

電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会
第二次中間とりまとめ
(案)

令和元年 月

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制度検討作業部会

目次

1. はじめに	1
2. 新たな市場整備の方向性(各論)	5
2. 1. 非化石価値取引市場	5
2. 2. ベースロード市場	56
2. 3. 連系線利用ルールの見直し・間接送電権	61
2. 4. 容量市場	66
2. 5. 需給調整市場	108
3. 今後の検討の進め方	125
電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会開催状況	126
電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会委員名簿	129
広域機関における詳細制度設計の検討結果(参考資料)	132
容量市場に関する既存契約見直し指針(案)	149

	：①制度検討作業部会資料からの実質変更箇所
	：②制度検討作業部会資料の文末等の修正箇所
赤字見消	：③その他技術的な修正

1. はじめに

制度検討作業部会(以下、「本作業部会」という。)は、2017年3月に総合資源エネルギー調査会電力・ガス基本政策小委員会(以下、「基本政策小委員会」という。)の下に設置され、電力システム改革貫徹のための政策小委員会(以下、「貫徹小委員会」という。)中間とりまとめにおいて創設が提言された5つの市場(ベースロード市場、間接オークション・間接送電権市場、容量市場、需給調整市場、非化石価値取引市場)等の詳細制度設計を検討してきた。

2018年5月には、それまでの検討内容を踏まえ、本作業部会の中間とりまとめ(以下、「第一次中間とりまとめ」という。)の案を公表した。(同中間とりまとめ案は、パブリックコメント手続を踏まえ、同年7月に確定版が公表された。)第一次中間とりまとめにおいては、各市場の詳細制度設計の検討結果が示され、資源エネルギー庁、電力・ガス取引監視等委員会(以下、「監視等委員会」という。)、電力広域的運営推進機関(以下、「広域機関」という。)、日本卸電力取引所(以下、「JEPX」という。)など、各市場に関係する関係機関が連携の上、市場開設に向けた検討を進めることとされた。また、各市場の検討において、重要な追加論点が明らかになった場合や、複数の市場に関係する論点が明らかになった場合などは、必要に応じ、本作業部会において追加検討を行うこととされた。

本中間とりまとめ(第二次中間とりまとめ)は2018年7月の第24回作業部会から2019年5月の第32回作業部会までの、9回の作業部会の検討内容をとりまとめたものである。貫徹小委員会において創設が提言された5つの市場それぞれについて、第一次中間とりまとめ以降に議論された追加論点について、検討した結果を示している。このうち、非化石価値取引市場に関しては、非FIT非化石証書の取引についての制度設計のみならず、基本政策小委員会からの検討要請に基づき、エネルギー供給構造高度法の中間評価の基準についての制度設計も含めて議論を行ってきた。中間評価の基準については、2020年度からの導入に向けた具体的な数値目標の在り方を整理した。容量市場については、2024年以前の容量市場発効以前の供給力確保策等について議論を行った。このほかにも、FIT非化石証書のトラッキングスキームや、ベースロード市場の監視スキームなど、様々な論点について検討を行っている。

本中間とりまとめが扱う検討期間中においては、いくつかの重要な出来事があった。

まず、2018年7月3日に、第5次エネルギー基本計画が閣議決定された。同基本計画においては、2030年に向けた方針として、エネルギーミックスの確実な実現に向けた取組の更なる強化を行うこととされた。2050年に向けては、パリ協定発効に見られる脱炭素化への世界的なモメンタムを踏まえ、エネルギー転換・脱炭素化に向けた挑戦を掲げ、あらゆる選択肢の可能性を追求していくこととされた。再生可能エネルギーの主力電源化を目指す方針が明記されるとともに、エネルギー供給構造高度化法の2030年目標に向けての着実な進捗を促すための中間評価の基準の設定等の具体的措置を講じることとされた。

次に、2018年9月6日に、北海道胆振東部地震が発生し、地震発生後に北海道エリア全

域にわたる大規模停電(ブラックアウト)が発生した。北海道胆振東部地震以外にも、平成 30 年 7 月豪雨、平成 30 年台風 21 号・台風 24 号などの災害により、大規模停電が発生するなど、電力供給に大きな被害もたらされた。この結果、電力政策における安定供給の重要性とレジリエンスの高い電力インフラ・システムの在り方について検討することの必要性が改めて認識されることとなった。政府においては、「重要インフラの緊急点検に関する関係閣僚会議」の決定を踏まえ、電力インフラを含む重要インフラの緊急点検を行った。また、基本政策小委員会と産業構造審議会保安・生活用製品安全分科会電力安全小委員会の下に「電力レジリエンスワーキンググループ」が設置され、レジリエンスの高い電力インフラ・システムを構築するための課題や対策について議論が進められた。同ワーキンググループの中間とりまとめが、2018 年 11 月 27 日に公表され、中期対策の一つとして、災害対応を含む稀頻度リスク等への対応強化を図るため、容量市場の早期開設や取引される供給力の範囲拡大等の可能性を含めた検討等を行うこととされた。2019 年 2 月には、脱炭素化社会に向けた電力レジリエンス小委員会が設置されている。

2020 年度には、第三弾電気事業法改正に基づく旧一般電気事業者の送配電部門の法的分離が予定され、関連して 2020 年度以降の経過措置料金の扱いについても議論が進められている。また、貫徹小委員会で創設が提言された市場の一部について、実際の取引が既に開始された。2018 年 5 月から、非化石価値取引市場に関し、FIT 非化石証書の取引が開始された。2018 年 10 月からは、間接オークションが開始され、2019 年 4 月には、初の間接送電権の取引が JEPX において行われている。

電力市場に目を向ければ、グロスビディングなどの自主的取組に加え、間接オークションの導入により、2018 年 10 月以降、JEPX のスポット取引約定量の全国販売電力量に占めるシェアは 30%を超えることとなった。2018 年 7 月には、猛暑による需要増加等を背景として、JEPX のスポット価格が当時の市場最高値となる 100 円/kWh を記録することになった。一方で、九州エリアにおいては、太陽光発電の出力増加により余剰電力が発生し、初の太陽光発電の出力制御が行われるとともに、当該時間帯の九州エリア価格において、JEPX 市場最安値の 0.01 円/kWh という価格をつけることになった。貫徹小委員会で議論された発電所の投資回収予見可能性の低下のシナリオは既に現実化しつつある。

一方で、2017 年度から公募が開始された電源 I' の仕組みのもと、ディマンド・レスポンス(以下「DR」という。)の一般送配電事業者による活用は定着した。例えば、2018 年 1 月から 2 月にかけて、東京エリアにおいては厳寒による需要増加により、DR が連続発動されるに至った。海外に目を向ければ、蓄電池がシステムの負荷軽減のために活用されており、容量市場や需給調整市場に参入する動きが既に始まっている。社会における IoT や AI の普及が進み、我が国の電力事業においても VPP の活用等が着実に進みつつある。

原子力については、2019 年 5 月現在、西日本において、9 基の原子力発電所が稼働している。関西電力株式会社及び九州電力株式会社においては、原子力発電所の稼働を踏まえ、東日本大震災後に値上げした家庭用電気料金の値下げを行った。

新電力の販売電力量のシェアは約 15%に達した一方で、一部エリアの一部需要種別においては、電力全面自由化後に伸長してきた新電力のシェアが一転して低下するケースも見られた。旧一般電気事業者が新電力と提携・出資する動きも見られた。

電力市場の外に目を向ければ、社会における ESG 投資（環境（environment）、社会（social）、企業統治（governance）を配慮する企業への投資）への関心の高まりと、RE100 にみられるような、需要家企業による再生可能エネルギー調達への関心の高まりなどが見られた。こうした関心の高まりを受けて、FIT 非化石証書においても、再エネ発電源を特定するトラッキングスキームの実証実験が開始されるに至った。さらに、本年 6 月には、長野・軽井沢で G20 環境・エネルギー大臣会合が開催され、大阪で G20 首脳会合が開催される予定である。また、パリ協定に基づく我が国の長期成長戦略についても検討が進められている。

海外においては、欧州において Brexit の動きがある一方で、単一欧州エネルギー市場実現に向けた更なる取組が進んでおり、欧州大の需給調整市場の創設や各種市場制度のハーモナイゼーションや脱炭素化に向けた政策推進の動きがみられ、包括的政策パッケージの採択に向けた動きも進んでいる。米国においても、州レベルにおいて、電力システムの脱炭素化のための様々な政策が推進されている。欧州・米国を含め、諸外国では再生可能エネルギーの発電コストの大幅な低下が実現しており、我が国においても再生可能エネルギーの普及やコスト低下が進展している。

本作業部会における検討は、こうした電気事業を巡る、とどまることない環境変化が進む中で、行われてきたものである。

本作業部会においては、検討の初期段階から新電力等のヒアリングや意見募集を行い、第一次中間とりまとめに至る過程においても、2 次にわたる中間論点整理を行った上で、事業者意見募集やヒアリングを実施するなどの手続きをとった。第二次中間とりまとめの検討にあたっては、第一次中間とりまとめに対するパブリックコメントや、エネルギー供給構造高度化法の目標達成計画の提出時に併せて提出された対象小売電気事業者からの意見の確認を、検討の初期段階において行っている。また、本作業部会の第一次中間とりまとめを踏まえ市場開設準備を行っている広域機関や JEPX においても、必要に応じて事業者意見募集手続きを設けるなど、関係事業者等からの意見を聞きつつ透明性の高い、開かれた検討プロセスを構築してきている。

第二次中間とりまとめについても、これまでの本作業部会の検討内容について、関係事業者からの意見を含め、広く様々な意見を聴くために、過去の作業部会の検討結果を整理したものである。各市場に関して追加論点が生じた際には、本作業部会を含め関係機関において、必要に応じ然るべき検討を行っていく。

今後、本作業部会で検討を行ってきた各市場において、取引が開始されていく。2019 年 7 月には、ベースロード市場の初回オークションが開催予定である。本中間とりまとめの内容を踏まえ、2019 年 11 月以降、卒 FIT 電源に対して非化石証書が発行される。2020 年 4 月以降はその他の非 FIT 非化石電源に対しても非化石証書が発行されるとともに、エネルギー供

給構造高度化法の中間評価の基準が導入される。2020年度には、容量市場の初回オークションが予定されている(容量契約の発効は2024年度以降)。2020年度から、一般送配電事業者における調整力の広域運用が段階的に開始され、2021年度の3次調整力②を皮切りに、広域的な調整力の調達を目的とした需給調整市場が導入される。本作業部会の検討内容は、2020年代前半までに実現していく予定である。

本作業部会の検討を踏まえ、貫徹小委員会中間とりまとめが意図する、我が国の電力市場の競争の深化や、環境適合や安定供給などの公益的課題の達成が、電力自由化の流れの下で同時に実現していくことを、強く期待するものである。

2. 新たな市場整備の方向性（各論）

2. 1. 非化石価値取引市場

(1) 意義と経緯

(非化石価値取引市場の創設意義)

貫徹小委員会中間とりまとめにおいて、①非化石価値を顕在化し、取引を可能とすることで、小売電気事業者の高度化法¹上の非化石電源調達目標の達成²を後押しするとともに、②需要家にとっての選択肢を拡大しつつ、固定価格買取り(FIT)制度による国民負担の軽減に資する、非化石価値取引市場が創設されることとされた。その市場創設時期については、FIT 電源については 2017 年度に発電した FIT 電気から市場取引対象とし、非 FIT 電源についても、住宅用太陽光の FIT 買取期間が初めて終了する 2019 年度の電気から市場取引対象とすることを目途にしつつ、できるだけ早い時期に取引開始できるよう努めることとされた。

(FIT 非化石証書の取引開始経緯)

FIT 電源に係る非化石価値の市場取引の詳細設計について、本作業部会において検討を行い、FIT 電源に係る非化石証書(FIT 非化石証書)については、2018 年 5 月に初回オークションが実施された。

また、FIT 非化石証書に対応する電源種や発電所所在地等属性情報を明らかにすることに関してどのような事業者ニーズが存在するかを把握すると共に、属性情報の管理・追跡のためにどのような情報基盤や仕組み(以下、「トラッキングスキーム」)が必要となるのかについても検討を進めた上で、試行的に取引を実施した。(「(5)トラッキング付 FIT 非化石証書について」参照)

(高度化法に基づく達成計画の提出)

また、2018 年 7 月末には、高度化法施行令第 5 条第 1 号に掲げる事業を行う小売電気事業者、及び一般送配電事業者と特定送配電事業者のうち、2017 年度における電気の供給量が 5 億キロワット時以上の事業者(報告対象事業者)より、高度化法に基づく非化石エネルギー源の利用の目標達成のための計画³(達成計画)が提出された。報告対象事業者は、46 社であった。また、報告対象事業者は達成計画の提出にあたって非化石電源比率の現状

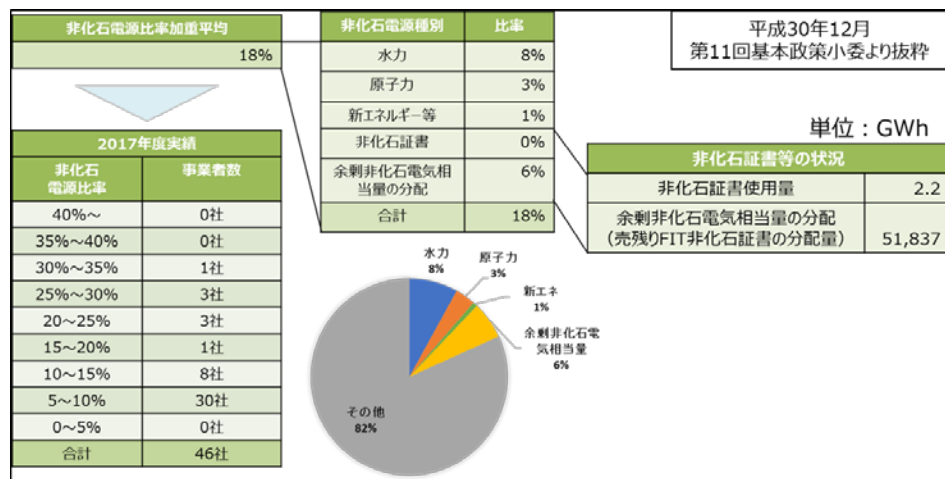
¹ エネルギー供給事業者による非化石エネルギー源の利用及び化石エネルギー原料の有効な利用の促進に関する法律

² 非化石エネルギー源の利用に関する電気事業者の判断基準(以下、告示)において、小売電気事業者は、自ら供給する電気の非化石電源比率を 2030 年度に 44%以上にすることが求められている。

³ 2018 年 7 月末、達成計画提出対象事業者(46 社)は現状の非化石電源比率、2030 年度の目標達成に向けた取り組み状況、目標を実現する上での課題等の報告を行った。提出対象となった企業は 46 社(販売電力量シェアにおけるカバー率 98%)

と2030年度の目標値を記載することになっており、報告対象事業者の非化石電源比率の現状(2017年度実績)は以下のとおりであった。

(参考図 1-1) 2017年度の非化石電源比率実績



(高度化法の非化石電源比率の2030年度目標について)

報告対象事業者は、今回達成計画を提出するにあたって、2030年度において非化石証書を含め非化石エネルギー源が十分に調達できる環境にあることを前提に、2030年度の目標値(非化石電源比率)を記載した。

報告対象事業者の2030年度の目標値や、目標達成に向けた取り組み内容に関する集計結果は以下のとおり。

(参考図 1-2) 2030年度の目標値及び目標達成に向けた取り組み

2030年度目標値		2030年度の目標達成に向けた取り組み (代表的なもの)	事業者数
非化石電源比率	事業者数		
44%~	45社	非化石証書の購入	34社
44%未満	1社(※)	卒FIT電気や非FIT再エネ電気の調達	19社
(※) ● 高度化法告示において、沖縄県及び離島については、2030年度の非化石電源比率の目標値について、「平成29年度供給計画最終年度の比率を目標値として定めることができる」とされている。 ● これを踏まえ沖縄電力は、「国全体の目標値が44%とされていることを踏まえ最大限努力する」としつつ、平成29年度供給計画最終年度の比率を2030年度の非化石電源比率の目標値として設定し、達成計画を提出。		公営水力・大型水力の電気の調達	13社
		自社保有の大型水力発電所の安定操業や原子力発電所の再稼働及び安定操業等	8社
		非FIT再エネ発電所の安定操業及び新規開発	7社
		原子力発電の電気の調達	6社
		廃棄物等の新エネルギー電気の調達	6社

(報告対象事業者の意見)

報告対象事業者に対して、2030年目標達成に向けた課題について意見提出を求めたところ、33社から高度化法達成計画の添付書類として以下の意見が提出された。

(参考図 1-3) 2030年目標達成に向けた課題

<非FIT非化石証書に関する意見>

- 仮に非化石証書が十分な量存在していても、**調達価格が高騰すれば、小売競争上大きな劣後要因となる**ことから、非化石電源および非化石証書の調達に当たり、**小売競争環境が大きく歪むことのないよう**、特に非FIT非化石電源の扱いについて、検討および対策が必要。
- 過去に政策的に建設され実質的に旧一電しか持ち得ない**原子力や大型水力の非化石価値については**、全ての小売事業者に一律の目標値を課すという現行の判断基準を前提とする場合には、新電力小売と旧一電小売のイコールアクセスの観点から、電気と切り離して**非化石価値取引市場へ全量をプール**する必要がある。
- 小売事業者間で非化石価値のイコールアクセスが実現できた場合でも、旧一電の発電部門が非化石証書の販売収益を独占的に得ることで、旧一電の発電部門における市場支配力が増大することや、**旧一電小売に非化石証書の販売収益を移転することで、小売市場の競争環境を歪めることがないよう**、発電部門及び小売部門における旧一電と新電力間の「**公平な競争条件**」が確保されるような措置の検討が必要。
- 非化石価値エネルギー源の利用目標の達成にあたっては、原子力発電所の再稼働をはじめ、我が国における非化石電源の発電量が適切に増加していくことが条件になると認識。さらに、それらの電源が**非化石価値取引市場等で適切（高騰、売惜しみ、買占めなど）に取引されるような制度的措置を希望**する。
- ベースロード市場への非化石電源からの供出価格については、電気と非化石価値が分離して取引される事になる為、**非化石価値の収入も計算に入れて算出すべき**。
- **原子力発電の非化石価値は、廃炉費用未積立分の託送料負担が終了するまで、一般送配電事業者の帰属とし、非化石価値の収入を託送料負担の軽減に充てるべき**。

<高度化法2030年度目標・中間評価の基準に関する意見>

- 2030年度目標達成について、各事業者の創意工夫を引き出す観点からも、各事業者単独での達成以外に、より幅広い複数事業者での共同達成も許容する仕組みについても検討が必要。その場合、ベースロード市場との関係で各事業者に公平な条件が整理されていない場合、**行政主導での共同達成枠組みの検討が必要**。
- 現状の高度化法による規定では、小売販売電力量が年間5億kWh以上の事業者のみ、目標提出の対象とされている。一方、2030年度目標の達成は、事業規模の大小を問わず必要となることから、**目標提出対象についても、小売事業者全体に義務を課すことが適当**。
- 上記の各課題、特に**競争環境のイコールフットが担保される前提の上で、中間目標の設定に関する議論がなされることが適切**。
- **自家消費分についても高度化法上評価されるような仕組みが必要**ではないか。

(2017年度の目標達成計画の評価)

2017年度において、報告対象事業者の非化石電源比率の加重平均は約18%であった。みなし小売電気事業者のうち、一部の事業者は水力・原子力発電の活用等により、平均以上の非化石電源比率となっている。

一方、新電力は一部の事業者が平均以上の非化石電源を利用しているが、大半の事業者の非化石電源比率が10%以下であり、余剰非化石電気相当量(売残りFIT非化石証書6%)が非化石電源利用の過半を占める。なお、FIT非化石証書を購入することで非化石電源比率を高めた報告対象事業者は極めて僅かであった。(全体で2.2GWh)

報告対象事業者において、現時点の非化石電源比率に大きな違いがある理由は、各社の電源調達状況に大きな違いがあることに加え、現状において2030年度以前の定量的な中間評価の基準が定められていないことが大きな要因と考えられる。

2030年度目標については、2030年度において非化石証書を含め非化石エネルギー源が十分に調達できる環境にあることを前提として、報告対象事業者46社中45社が44%以上と回答した。他方で、目標達成の方法は、多くの事業者が非化石証書の購入を挙げた。ま

た、一部の事業者は公営水力事業者等との契約、水力発電所等非化石電源の安定操業、原子力再稼働等を挙げた。⁴

目標達成に向けた課題としては、多くの事業者から、新電力と旧一般電気事業者の公平な競争環境の確保、非化石証書が適切に取引されるような制度的措置などが必要との意見があった。

(今後の検討の進め方)

達成計画の提出と合わせて寄せられた事業者からの意見を踏まえながら、本作業部会にて、非 FIT 非化石証書の取引に係る制度設計について検討を開始した。

また、非 FIT 非化石証書の取引スキームの検討を踏まえ、中間評価の基準の在り方についても今後、基本政策小委において検討を進めることとされた。

(2) 非 FIT 非化石証書の制度設計の方向性

これまでの貫徹小委員会での議論や達成計画の提出と合わせて寄せられた事業者からの意見を踏まえながら、本作業部会にて、非 FIT 非化石証書の取引に係る制度設計について検討した。

① 非 FIT 非化石電源に係る認定スキームについて

非 FIT 電源に係る非化石証書(非 FIT 非化石証書)の制度設計にあたっては、取引される非 FIT 非化石証書の信頼性を担保するため、当該証書が非 FIT 非化石電源に由来することについて、第三者機関による認定が必要。認定行為の種類と認定行為のイメージは、次のように考えられる。

1) 設備認定

発電事業者が保有する発電設備が確かに非 FIT 非化石電源であることを認定する。

2) 電力量の認定

非 FIT 非化石発電事業者から報告を受けた電力量が正確な値であることを認定する。

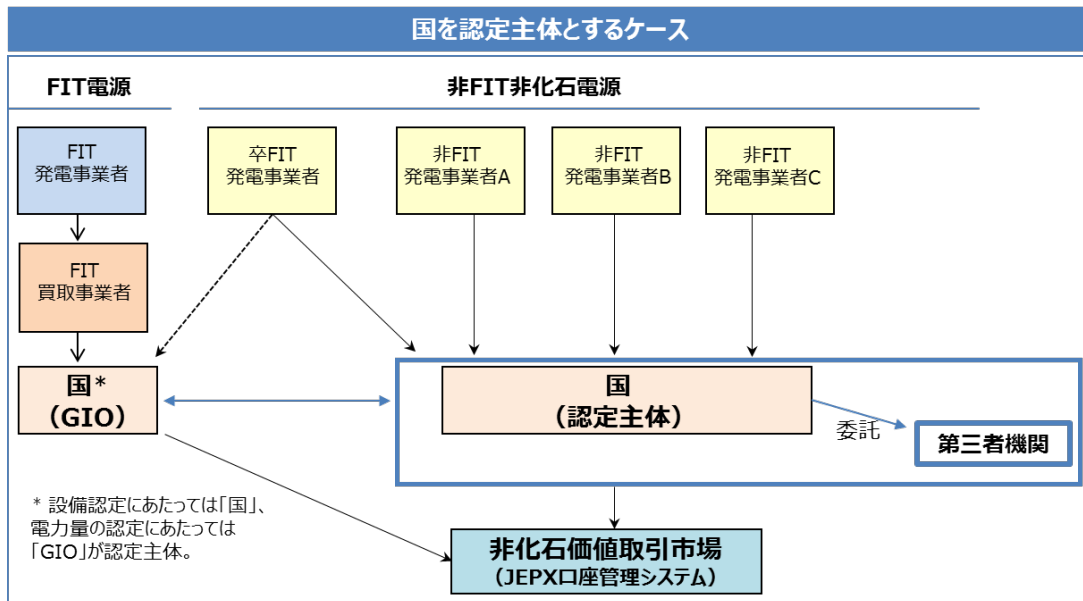
(非 FIT 非化石証書の認定主体について)

非 FIT 非化石証書に係る認定にあたっては、特に、卒 FIT 電源の設備認定や電力量の認定に係る情報と、FIT 非化石証書の認定に係る情報とのダブルカウントが発生しないよう十分留意する必要がある。

非 FIT 非化石証書の認定機関の選定にあたっては、国が第三者機関へ委託することとする。この場合、国が認定主体となり、認定に係る実務を第三者へ委託することとなる。

⁴ なお、沖縄電力からは、「国全体の目標値が 44%とされていることを踏まえ最大限努力する」としつつ、平成 29 年度供給計画最終年度の比率を 2030 年度の非化石電源比率の目標値として設定し、達成計画の提出がなされた。

(参考図 1-4) 認定主体について



(非 FIT 発電事業者の設備認定について)

FIT 電源については、国が FIT 制度において FIT 電源の設備認定を実施しているが、非 FIT 非化石電源についても、新たに設備認定を行う必要がある。

卒 FIT 電源については、過去に FIT 制度において設備認定を受けているため、当該情報を活用の上、認定作業を行う。また、大型水力等の非 FIT 発電事業者については、国に提出している発電事業者届出等を基に別途認定を行うこととする。

(非 FIT 非化石電源の電力量の認定について)

電力量のデータについては、一般送配電事業者が託送供給等業務の一環で電力量を把握している点を鑑みると、一般送配電事業者が保有している電力量のデータを活用することが妥当と考えられる。但し、一般送配電事業者は、託送供給等業務で得た電力量等の情報を目的外に利用し、又は提供することが電事法上禁止されている。

しかし、国が認定主体となる場合、一般送配電事業者が託送供給等業務で得た当該データを国に提出することになるが、これは電事法上禁止されている目的外使用に当たらないと考えられる。

このため、非 FIT 非化石電源の電力量の認定にあたっては、一般送配電事業者が託送供給等業務で得た電力量のデータを国にまとめて提出することとし、国は当該データに基づき、非 FIT 非化石電源に係る認定を行うこととする。

このため、非 FIT 非化石電源を保有する発電事業者が発電量調整供給契約上の発電契約者の場合においては、当該発電事業者は一般送配電事業者から託送供給等業務の一環で

通知された電力量を第三者認定機関に通知し、認定を受けるようなスキームとしてはどうか。
—また、非-FIT 非化石電源を保有する発電事業者が発電契約者でない場合においては、当該発電事業者は一般送配電事業者が確認した電力量を発電契約者経由で通知を受け、当該電力量を第三者認定機関へ通知し、認定を受けるようなスキームとしてはどうか。(実務面の詳細方法については継続検討)

(卒 FIT 電源等の小規模な非 FIT 電源に係る非化石証書の発行について)

FIT 制度に基づく固定価格買取期間が終了した電源(卒 FIT 電源)が 2019 年に約 53 万件生じる見込みであり、こうした非化石電源についても非化石証書の発行を可能とする必要がある。

貫徹小委員会においては、非 FIT 非化石電源の非化石証書は発電事業者が売り手となることとされている。他方で、卒 FIT 電源等の小規模非 FIT 非化石電源の保有者の多くは、電事法上の発電事業者⁵としての資格を有さないことが想定される。

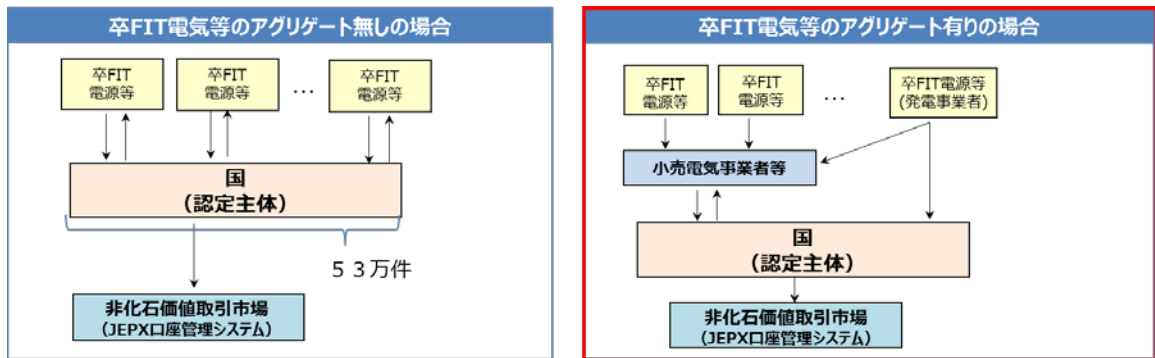
このような発電事業者としての資格を有さない小規模の非 FIT 非化石電源(以下「卒 FIT 電源等」という)保有者が直接証書を発行した場合には、当該保有者にとっても手続きが煩雑であるのみならず結果的に証書化が行われず価値が埋没するおそれがある。また、多数の卒 FIT 電源等保有者が証書を発行するにあたっては、国における認定行為等に係る事務作業が膨大になることが予想される。

このため、発電事業者でない者が保有する卒 FIT 電源等の電気を小売電気事業者等の電気事業者がアグリゲートしている場合に限り、当該電気事業者が国による認定を受けた上で証書化することとする。(ただし、発電事業者が卒 FIT 電源等を保有する場合はこの限りでない。)

(参考図 1-5)卒 FIT 電源等に係る非化石証書の発行について

⁵ 発電事業者とは、発電事業(※)を営むことについて電事法第二十七条の二十七第一項の規定による届出をした者をいう。

(※) 発電事業とは、①出力計 1,000kW 以上、②託送契約上の同時最大受電電力が 5 割超、③年間の逆潮流量(電力量)が 5 割超、のいずれの条件にも該当する発電用の電気工作物について、小売電気事業者等の用に供する電力の合計が 1 万 kW を超えるものであること。



(※1)発電事業者とは、発電事業(※2)を営むことについて電事法第二十七条の二十七第一項の規定による届出をした者をいう。
 (※2)発電事業とは、①出力計1000kW以上、②託送契約上の同時最大受電電力が5割超、③年間の逆潮流量(電力量)が5割超、のいずれの条件にも該当する発電用の電気工作物について、小売電気事業者等の用に供する電力の合計が1万kWを超えるものであること。

(卒FIT電源等の電力量の認定について)

住宅用太陽光等のFIT電源の電力量は、一般送配電事業者が発電者毎の電力量(逆潮流分)の集計値を託送契約を締結している発電契約者(小売電気事業者等)に伝えている。

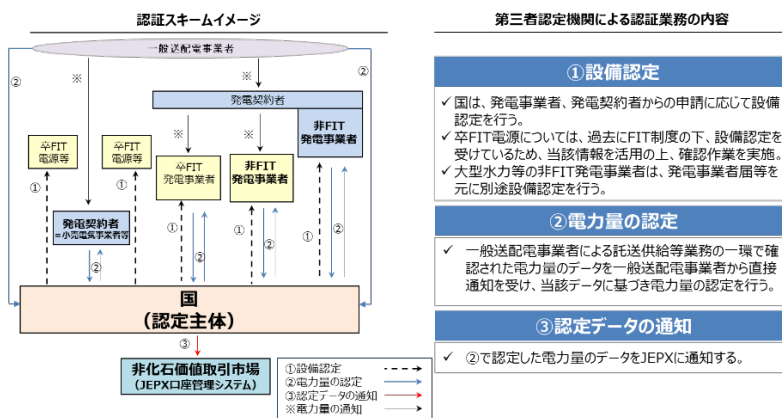
卒FIT電源等については、その他の非FIT非化石電源の電力量の認定と同様に、一般送配電事業者が託送供給等業務で得た電力量のデータを国にまとめて提出することとし、国は原則当該データに基づき、非化石電源に係る認定を行うこととする。

このため、卒FIT電源の電力量(逆潮流分)についても同様に、基本的には一般送配電事業者が発電者毎の電力量(逆潮流分)の集計値を託送契約を締結している発電契約者(小売電気事業者等)に伝え、当該発電契約者がその電力量を第三者認定機関に通知し、電力量の認定を行う仕組みとしてはどうか。(実務面の詳細方法については継続検討)

(非FIT非化石証書に係る認定スキームの全体像)

卒FIT電気の取り扱いも踏まえた非FIT非化石証書に係る認定スキームの全体像は以下のとおり。

(参考図1-6)非FIT非化石証書に係る認定スキームの全体像

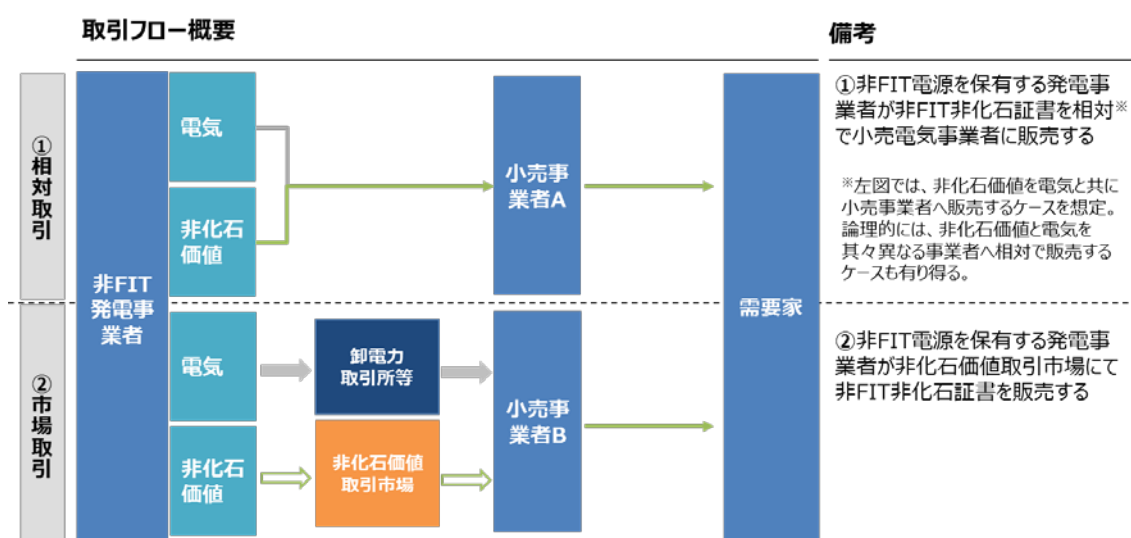


②非FIT非化石証書の取引について

非FIT非化石電源は発電に伴って非化石価値を生じることになるが、当該電源を保有する

発電事業者は、①非 FIT 非化石価値を相対で小売電気事業者に販売する⁶、或いは②JEPXに開設される非化石価値取引市場に売却することで証書を取引することとする。

(参考図 1-7) 非 FIT 非化石証書の取引



(非化石価値のダブルカウント回避について)

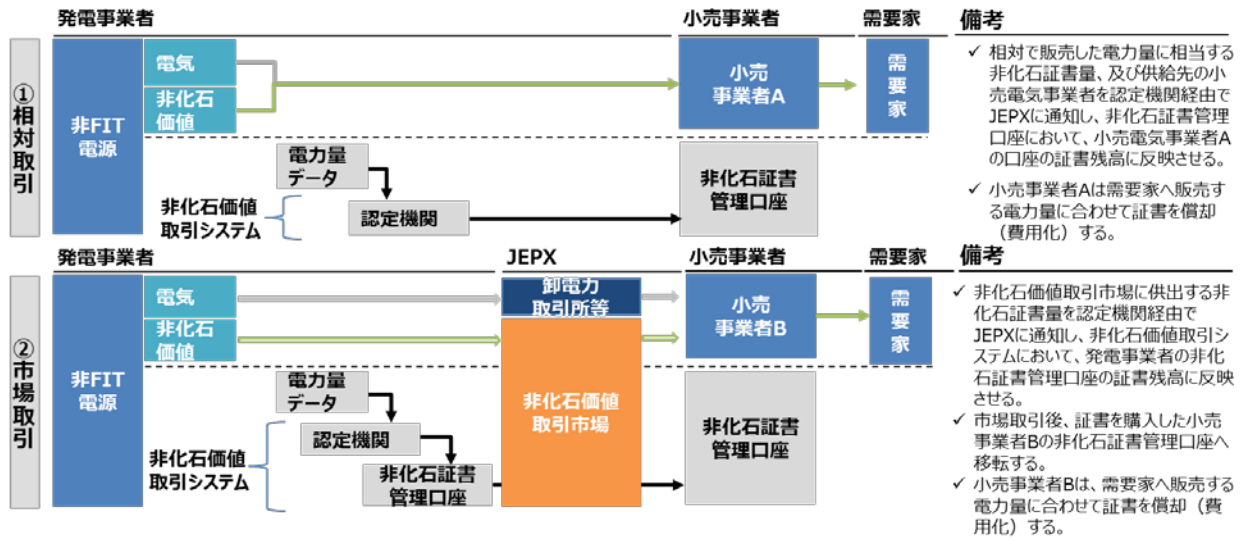
非化石価値を取引するにあたって、発電事業者や小売電気事業者による非化石価値のダブルカウント(とりわけ証書を発行していない電気の非化石価値とのダブルカウント)が生じないような管理体制が必要。

このため、当該発電事業者が相対取引で非化石価値を有する電気を小売電気事業者に販売する場合においても、すべて証書化することとする。具体的には、当該発電事業者が非化石証書量及び供給先の小売電気事業者を認定機関経由で JEPX に通知し、JEPX 口座管理システムにおいて、当該小売電気事業者の口座の証書残高に反映させる仕組みとする。

(参考図 1-8) 非 FIT 非化石証書の管理方法

⁶ 非 FIT 非化石証書の相対取引においては、非化石証書の販売先として、電気の販売先と同一の小売電気事業者に販売するケースと、電気の販売先とは異なる事業者に販売するケースが存在する。

このような相対取引における非 FIT 非化石証書に化体される非化石価値を含む環境価値は、基本的には、非化石価値取引市場で開催されるオークションのタイミングとは無関係に、当該非化石電源の発電電力量の確定と同じタイミングで認定を行うため、小売電気事業者は、電気の発電と同時に実質的に非化石証書を取得していることと解される。但し、後述の通り、高度化法の非化石電源比率の報告には、当該年の 1~12 月に発電された非 FIT 非化石証書が利用可能。(温対法における排出係数の報告においても同様。)

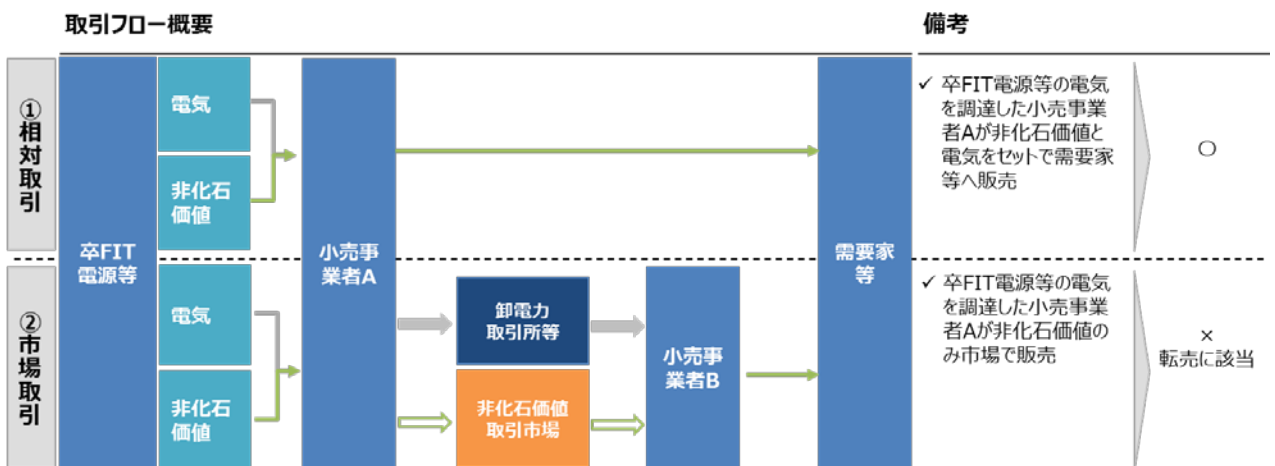


(小売電気事業者が調達した卒 FIT 電源等の非化石価値の取り扱いについて)

卒 FIT 電源等⁷を調達した当該小売電気事業者がとり得る行動として、①非化石価値を有する電気をそのまま需要家等に販売、或いは②当該電気に由来する非化石価値を非化石価値取引市場に売却、の2パターンが想定される。

但し、これまで小売電気事業者間の証書の転売については、税務上の懸念があることから当面転売は出来ない仕組みとしているところ、上記、②の場合においては、非 FIT 非化石証書を他の小売電気事業者に転売にあたりと解されるため、当面卒 FIT 電源等の取り扱いについては、①のみ認めることとする。

(参考図 1-9) 卒 FIT 電源等に係る非化石証書の取引

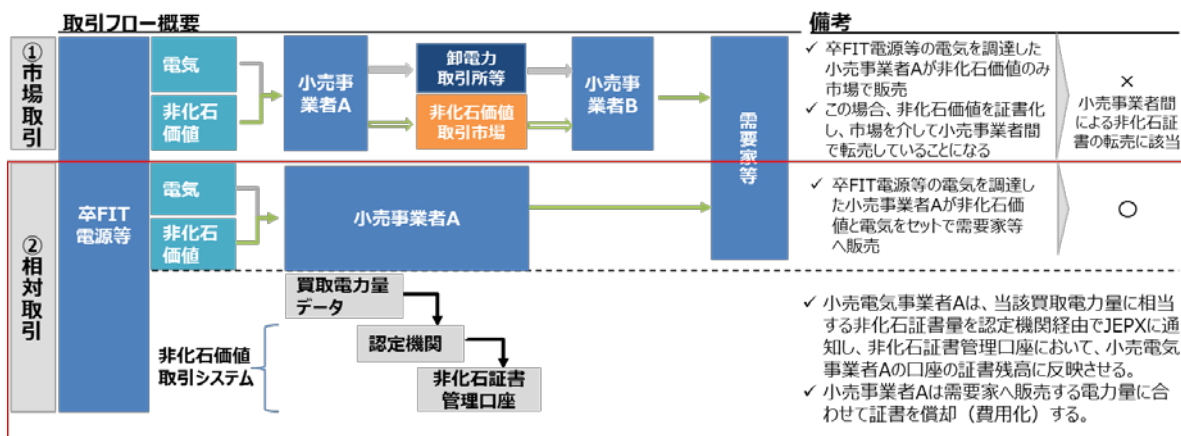


⁷ FIT 制度に基づく固定価格買取期間が終了した住宅用太陽光発電等の小規模な非 FIT 非化石電源を指す。

(小売電気事業者が調達した卒 FIT 電源等の非化石価値のダブルカウント回避について)

卒 FIT 電源等の電気を調達した小売電気事業者についても前述の非 FIT 電源と同様に、ダブルカウント防止の観点から、小売電気事業者が買い取った電力量(直接需要家に販売した電力量)を認定機関経由で JEPX に通知し、当該電力量分に相当する非化石証書を JEPX 口座管理システム上の当該小売電気事業者の口座に反映させる(つまり証書化する)仕組みとする。

(参考図 1-10) 卒 FIT 電源等に係る非化石証書の管理



(非 FIT 非化石証書のオークションにおける価格決定システムについて)

FIT 非化石証書のオークションについて、証書の売入札者は GIO⁸一者であり、(また、FIT 賦課金による国民負担の軽減を最大限に図る観点から)当面はマルチプライスオークション方式を採用することとされている。

他方で、非 FIT 非化石証書のオークションにおいては、通常の電力のスポット市場と同様に、売入札者は複数の発電事業者等、買入札者は複数の小売電気事業者等となることが想定されるため、シングルプライスオークション方式を採用することとする。

(非 FIT 非化石証書の価格水準について)

FIT 非化石証書については、需要家が FIT 賦課金として費用負担している(2018 年度賦課金単価 2.9 円/kWh)点等を鑑み、入札最低価格を設定しているが、非 FIT 非化石証書については、上記のような措置を講じず、最低価格は設けないこととする。

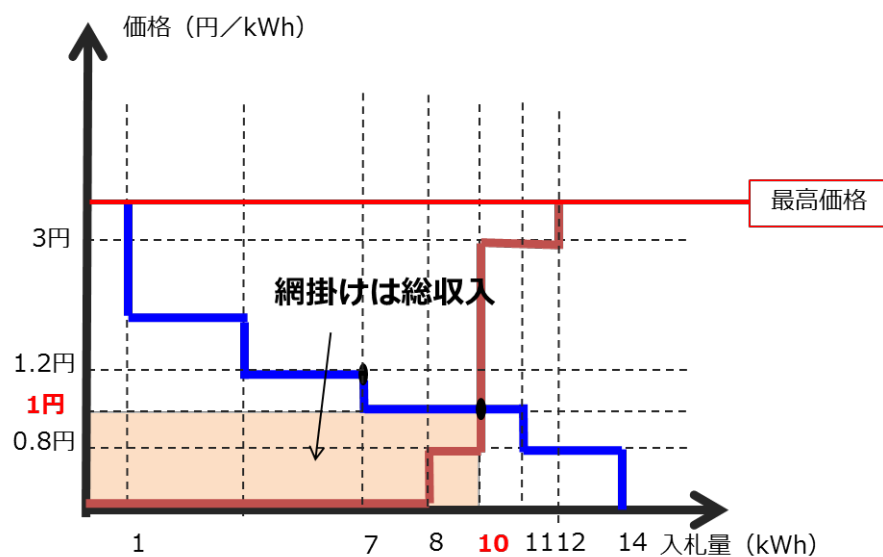
他方で、入札最高価格については、高度化法の間接評価の基準の設定等によっては、価格が高騰する可能性があるため、FIT 非化石証書と同様に価格高騰時の負担抑制の観点から設定することが望ましいと考えられる。

第 1 フェーズにおける間接評価の基準においては、激変緩和の導入(後述)によって、価格

⁸ FIT 制度上の費用負担調整機関である(一般社団法人)低炭素投資促進機構のこと

が高騰する蓋然性は低くなっているものの、他方で、小売電気事業者による買占め行為や価格の吊り上げ等の価格操作を防ぐ観点から、オークションにおいて買手の入札上限価格を設けることとし、具体的な入札上限価格については、FIT 非化石証書の水準と合わせて 4 円 /kWh とする。

(参考図 1-11) 入札上限価格と入札下限価格



(非化石証書の種類について)

これまでの貫徹小委員会での議論において、非 FIT 非化石証書のうち、再エネ電気に由来するものについては、証書の売り手が「再エネ指定」として販売するか「指定無し」として販売するか選択が可能とされている。

また、「再エネ指定」においては、FIT 電源と非 FIT 再エネ電源のいずれも再エネ指定となりうるが、両者間で価格決定方式等に違いがあることから、実質 2 種類存在することになる。つまり、非化石証書そのものは以下の 3 分類となるが、非 FIT 非化石証書(再エネ指定)と FIT 非化石証書のオークションの統合や再エネ指定証書の細分化等については、取引状況を勘案しながら必要に応じて検討することとする。

(参考図 1-12) 非化石証書の種類

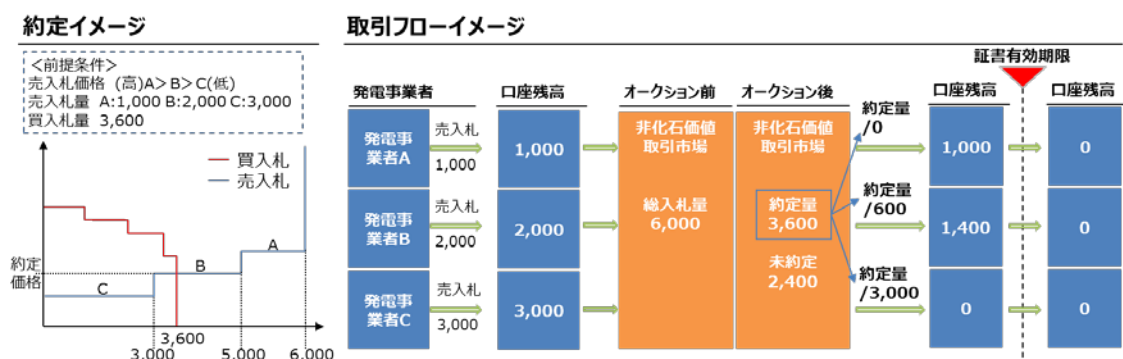
	再エネ指定		指定無し
	FIT非化石証書	非FIT非化石証書	非FIT非化石証書
対象電源	FIT電源 (Ex. 太陽光、風力、小水力、バイオマス、地熱)	非FIT再エネ電源 (Ex. 大型水力・卒FIT電源等)	非FIT非化石電源 (Ex. 大型水力、卒FIT電源、原子力等)
証書売手	GIO	発電事業者	発電事業者
証書買手	小売電気事業者	小売電気事業者	小売電気事業者
最低価格	1.3円/kWh	設定しない	設定しない
最高価格	4円/kWh	4円/kWh	4円/kWh
価格決定方式	マルチプライスオークション	シングルプライスオークション	シングルプライスオークション

(非 FIT 非化石証書の約定/未約定分の取り扱いについて)

非 FIT 非化石証書の売入札については、シングルプライスオークションのため、複数の発電事業者等が売入札者となり、売入札価格が低いものから順に約定することになる。また、総売入札量が総買入札量を上回る場合においては、約定価格以上の売入札価格のものが売れ残ることになる。

また、当該年分の最終オークションで未約定となったFIT非化石証書の非化石価値等の環境価値については、FIT賦課金を負担している需要家に均等に帰属しているという点に鑑み、小売電気事業者の販売電力量に応じて再分配しているところ。非 FIT 非化石証書は FIT 非化石証書と同様に非化石価値等の環境価値を有するものの、需要家全体が FIT 賦課金のように費用を負担しているという事情がないため、未約定分の非 FIT 非化石証書の環境価値については、小売電気事業者に対する分配は行わないこととする。⁹

(参考図 1-13) 非 FIT 非化石証書の約定/未約定の取り扱い



(非 FIT 非化石証書のオークションスケジュールについて)

⁹ 他制度との関係等で新たな論点が生じた場合には、必要に応じて改めて検討することとしたい。また、小売事業者排出係数の算定方法については、別途排出係数検討会で議論することとする。

FIT 非化石証書については、利用者にとっての利便性と売り出し量の細分化を防ぐ観点から、年に 4 回オークションが実施されており、当該オークションでは四半期分の電力量に相当する非化石証書が市場に供出されているところ。また、当該証書を発行するにあたっては、GIO による電力量の確認作業やオークション準備、高度化法の達成計画の提出（非化石電源比率の報告）時期等を鑑み、前年度の 1～3 月に発電された電気に相当する非化石証書については、翌年度の非化石電源比率の算定に利用可能としている。

非 FIT 非化石証書についても同様の理由から、オークション頻度は年 4 回とし、また、年度の高度化法の非化石電源比率の報告には、当該年の 1～12 月に発電された非 FIT 非化石証書を利用可能とする。¹⁰

（非 FIT 非化石証書の環境価値の整理について）

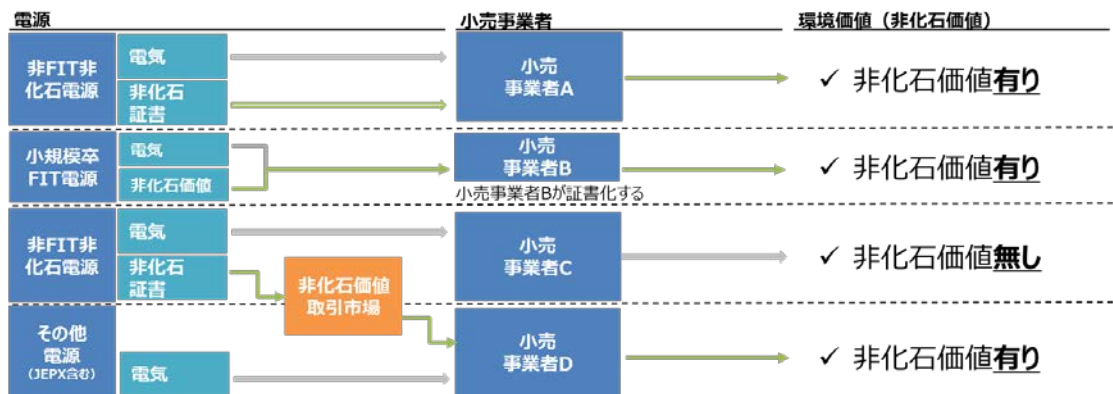
これまで、非 FIT 非化石電源から発電された電気を小売電気事業者が相対契約に基づき調達した場合、当該電気は非化石価値を有する電気として高度化法の非化石電源比率に計上可能とされてきた。

今般の非 FIT 非化石証書に係る制度導入に伴い、非化石電源から発電された系統電力の非化石価値は非 FIT 非化石証書に化体され、この場合、ゼロエミ価値・環境表示価値も併せて証書に付随する。このため、小売電気事業者が非 FIT 非化石電源から電気を相対で調達していても、非化石証書を取得¹¹していない場合は、当該電気を高度化法の非化石電源比率に計上することは出来ず、証書に付随する他の環境価値も取得出来ないこととなる。

（参考図 1-14）非 FIT 非化石証書の環境価値の整理について

¹⁰ 2019 年度の高度化法の非化石電源比率の報告については、当該年の 11～12 月に発電された卒 FIT 電源等に係る非化石証書が利用可能。2020 年度については、卒 FIT 電源等に係る非化石証書は当該年の 1～12 月発電分、卒 FIT 電源以外の非 FIT 非化石電源については、当該年の 4～12 月に発電された非 FIT 非化石証書が利用可能。（後述の今後のスケジュールを参照）

¹¹ 小売電気事業者が非 FIT 非化石証書を取得する方法としては、日本卸電力取引所（JEPX）におけるオークションによる取引（市場取引）だけでなく、発電者と小売電気事業者間による相対取引のどちらも可能。また、相対取引においては、住宅用太陽光発電等の小規模な非 FIT 非化石電源等の保有者が電気事業法における発電事業者としての資格を有さない場合、電気と非化石価値を同一で購入する小売事業者が証書の発行手続きを行うことによって小売電気事業者は非 FIT 非化石証書を取得することとなる。



(3) 高度化法の中間評価の基準に係る制度設計の方向性

① 背景

高度化法は我が国のエネルギー供給の太宗を化石燃料が占めていることに鑑み、エネルギー安定供給、経済効率性の向上による低コストでのエネルギー供給を実現し、同時に、環境への適合を図るために、平成 21 年に制定された。

高度化法において全てのエネルギー供給事業者は、事業を行うにあたり、基本方針に留意して非化石エネルギー源の利用及び化石エネルギー原料の有効な利用の促進に努めなければならないこととされている。

エネルギー供給事業者のうち、「特定エネルギー供給事業者」（前年度の電気の供給量が 5 億 kWh 以上であるもの）については、判断基準に定められる非化石電源比率の目標について、その達成のための計画を作成し、経済産業大臣に提出することを義務付けている。

エネルギー供給事業者については、平成 26 年の電気事業法第 2 弾改正に伴い、小売電気事業者等¹²に改正された。

基本方針及び判断基準については、エネルギー需給の長期見通しを踏まえて策定することとされている。平成 28 年にはエネルギー基本計画の改訂を踏まえた告示の改正が行われ、判断基準における非化石電源比率の目標については、長期エネルギー需給見通しを踏まえ「2030 年における非化石電源比率を原則 44%以上」とすることとされた。

別途、省エネ法に基づき、発電段階において、エネルギーミックスと統合的な火力発電全体の発電効率について規制しており、高度化法、省エネ法の目標を達成できた場合に、結果として、2030 年時点での排出係数が 0.37kg-CO₂/kWh 相当となる。これは、パリ協定事務局に提出した日本の中期目標（2030 年度の温室効果ガスの排出を 2013 年度比で 26%削減）と統合的な数値となっている。

¹² 小売電気事業者、一般送配電事業者、登録特定送配電事業者（一般送配電事業者、登録特定送配電事業者については、小売供給に係る部分に限る）

(参考)パリ協定について

2020 年以降の温室効果ガス排出削減等のための新たな国際枠組みである「パリ協定」が COP21(2015 年 12 月)において採択され、2016 年 11 月 4 日に発効。

(背景)

- 1992 年 5 月 気候変動枠組条約採択(大枠を規定)
- 1997 年 12 月 京都議定書採択(先進国のみ排出削減目標を義務付け)
- 2015 年 12 月 パリ協定採択(2016 年 4 月に署名式)
→ 「55 カ国以上の参加」及び「世界の総排出量のうち 55%以上をカバーする国の批准」が発効条件
- 2016 年 11 月 4 日、パリ協定発効
→2017 年 8 月時点で、協定締結国だけで世界の温室効果ガス排出量の約 86%、159 か国・地域をカバー

(パリ協定概要)

長期目標(2°C目標)

- 世界の平均気温上昇を産業革命以前に比べて 2°Cより十分低く保つとともに、1.5°Cに抑える努力を追求。
- 出来る限り早期に世界の温室効果ガスの排出量をピークアウトし、今世紀後半に人為的な温室効果ガスの排出と吸収源による除去の均衡を達成。

プレッジ&レビュー

- 先進国、途上国を問わず、主要排出国を含む全ての国が自国の国情に合わせ、2020 年以降の温室効果ガス削減目標を策定し、2023 年から 5 年ごとに条約事務局に提出・更新。
- 各国は目標の達成に向けた進捗状況に関する情報を定期的に提供。提出された情報は、専門家によるレビューを受ける。

長期低排出発展戦略

- 全ての締約国は、長期的な「低排出発展戦略」を作成・提出するよう努力すべきであることも規定されており、COP21 決定において、長期低排出発展戦略について、2020 年までの提出が招請されている。

(日本の中期目標)

日本では、中期目標として、2030 年度の温室効果ガスの排出を 2013 年度の水準から 26%削減することが目標として定められている。

(高度化法の 2030 年度目標について)

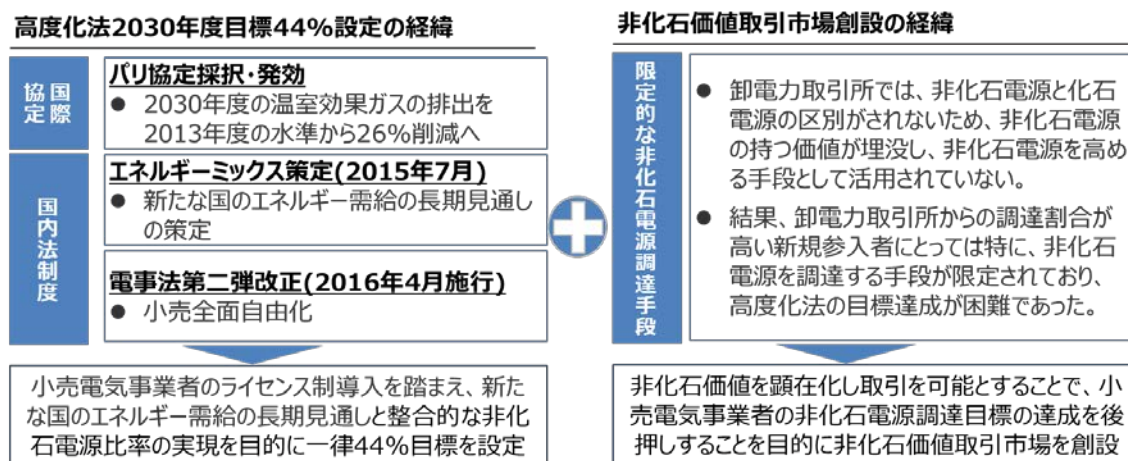
高度化法の 2030 年度目標は、平成 27 年度の電力基本政策小委において、パリ協定などの国際協定を背景として、電事法第二弾改正とエネルギーミックス策定といった国内法制度

を踏まえて設定されたものである。また、非化石価値取引市場は、平成 28 年度の貫徹小委員会での議論を踏まえ、44%目標達成後押しを目的に創設されたものである。

2030 年 44%目標は長期エネルギー需給見通しに基づき、全事業者が努力して今後達成していくべき目標である。高度化法判断基準(告示)においては、全ての小売電気事業者に対し努力を求めており、2030 年時点での各小売電気事業者に課された目標を**現時点で**変更することは、全ての小売電気事業者が目標達成に向けて努力を行うという趣旨に照らして不相当と考えられる。

他方で、高度化法の中間評価の基準の設定により、具体的に非化石証書の購入を通じた目標達成のための費用が発生するにあたり、小売競争への影響を精査することは重要である。

(参考図 1-15)高度化法 2030 年度目標と非化石価値取引市場の創設経緯



(非化石電源比率の中間評価について)

非化石エネルギー源の利用に関する電気事業者の判断基準(平成 29 年 経済産業省告示 第 130 号)1. ④にて、「非化石電源比率の目標到達に向けて、国は、毎年、事業者(複数の事業者で取組を行っている場合にあつては、当該複数の事業者)の単位で、目標到達の状況と到達に向け適切な取組みを行っているかを評価するものとする。加えて、定量的な中間評価の基準を設け、評価を行うことで目標達成の確度を高める。」と規定されている。

中間評価の在り方については、貫徹小委員会の議論も踏まえ、FIT 由来電源以外の非化石証書の取引が開始される時期を目途に検討を行うとされていた。

(参考)平成 26 年度及び 27 年度並びに旧外地特会決算議決にあたっての指摘事項 (衆議院行政監視委員会 抜粋)
 (再生可能エネルギー)
 再生可能エネルギーについては、小売電気事業者が非化石電源比率に係る目標の達成

に向け適切に取り組むことができるよう、政府は、エネルギー供給構造高度化法に基づく定量的な中間評価の基準を早期に示すべきである。

第14回基本政策小委において、「中間評価の基準の設定について、小売競争への影響も精査しつつ、発電事業者の証書収入の用途制限や、証書の市場供出等の制度的手当と一体的かつ丁寧に議論する」とされた。

また、具体的な内容については、「制度検討作業部会において議論を行い、検討結果を踏まえて基本政策小委で改めて議論する」とされた。

中間評価の基準を議論するにあたっては、高度化法告示や高度化法の趣旨を踏まえつつ、非化石価値取引市場等の制度的手当と一体的かつ丁寧に検討を行いながら、本作業部会において論点を整理することとされた。

(小売電気事業者間の公平な競争環境の確保について)

中間評価の基準を設定するにあたり、本作業部会では、事業者によって高度化法の目標を変えることで、小売電気事業者間のイコールフットを追求すべきとの意見と、用途制限等の厳格化を議論した上で整理が難しい場合に目標設定について議論すべきとの意見があった。

また、高度化法の目標を事業者によって変えた場合には、様々な論点に対応する必要があることも議論された。

なお、高度化法は非化石電源の利用の拡大を図ることを目的としており、高度化法の運用の結果、非化石電源の競争力が相対的に高まる(化石電源の競争力が相対的に低下すること自体は法律の趣旨に合致していると考えられる。他方で、高度化法の運用の結果、発電事業者間の競争が著しく減殺される場合には問題となりうると考えられる。

委員・オブザーバーの主な意見

(事業者によって目標を変えるべき)

- 振り返ってみると、高度化法でそもそも小売電気事業者全員に44%が課されているということが、歪んだ構造になっているのではないか。
- 非化石電源比率の目標は一律44%という形に設定されているが、その目標を事業者の比率によって異なるものとするすることで、イコールフットを実現できるのではないか。

(用途制限等の厳格化を議論した上で整理が難しい場合に目標設定について議論すべき)

- 収入帰属については、発電事業者に帰属させるのが原則と考える。用途制限によってイコールフットが達成できるのであれば必要最低限の措置でよいかもしれないが、用途制限だけでは事業者の競争環境確保が不十分だということであれば、収

入を吐きださせる方法も考える必要があるが、その場合は寄付金課税との関係を整理する必要があるのではないかと。但し、何れの場合においても整理が難しいということであれば、そもそも 44%の目標設定が正しいのか、という議論にもなると思う。議論の順番があり、慎重な検討を要する論点という認識。

- 発販同一の会社において、利益移転が起こるのではないかと懸念があるが、仮に相対取引を認める場合であっても、きちっと非化石証書の収入が内部補助として利用されることが無いよう見ていく必要があるのでは。また、少なくとも小売競争環境を歪めないような仕組みになっていけば非化石電源比率の目標を変える必要はないのではないかと。

事業者毎に高度化法の目標を変えた際の論点

- ✓ 事業者毎に 2030 年目標を変えた場合、事業者のシェアの変動によって、全体として 44%目標達成が出来なくなる可能性が生じる。
- ✓ 非化石電源比率は、個々の事業者においても、過去の非化石電源への投資や出水率等の稼働状況の変化によっても大きく変わり得るところ、基準年をいつに設定するか。(基準年の設定方法次第では、過去に非化石電源の稼働に努力した事業者ほど高い目標を課すことになり、将来に基準年を設定した場合、非化石電源の稼働を抑制するインセンティブが生じる)
- ✓ 基準年において、グループ外の事業者から非化石電源を調達している場合、自らの非化石電源比率の内数になっているが、非化石証書の収入が発電部門に帰属している場合に、当該非化石電源の量を小売電気事業者の高度化法の目標に反映させるべきかどうか。また、基準年に稼働していた非化石電源が経年劣化等により、停止せざるを得ない場合等にどのように取り扱うか。
- ✓ 非化石証書の社内取引を認めることとすれば、他社へ販売した非化石証書の収入が小売の値下げ原資に活用され、小売競争環境に影響を与えるおそれがあることについてどのように考えるか。

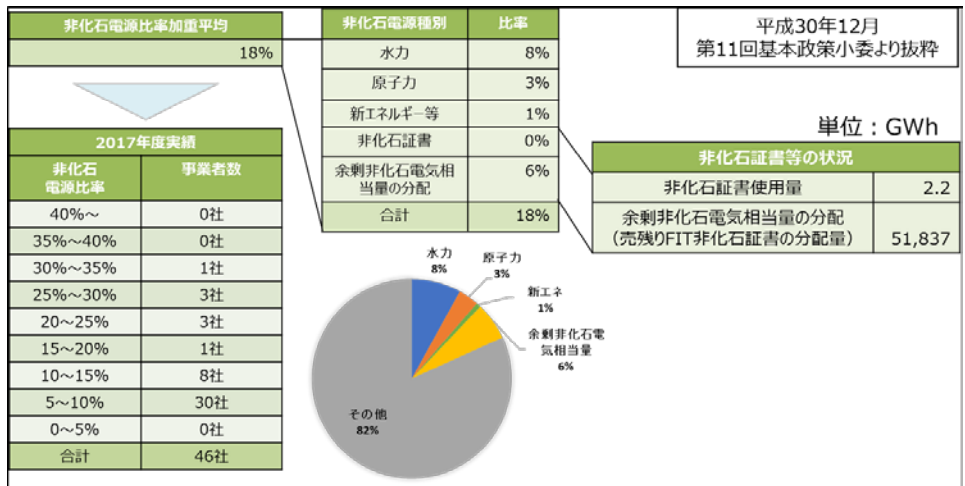
②化石電源グランドファザリング(特例措置)

(中間評価の基準を設定する上での論点(基本政策小委での意見))

2017 年度の非化石電源比率の報告状況を踏まえると、事業者間で非化石電源へのアクセス環境は大きく異なっているという実態があり、また、事業者の中には、他事業との関係等から化石電源を多く調達している事業者も存在する。

本作業部会や基本政策小委における議論において、中間評価の基準を設定する上では、各事業者の置かれた状況を勘案するようなことも考え得るのではないかと、という意見があった。

(参考図 1-16)再掲:2017 年度の非化石電源比率の実績



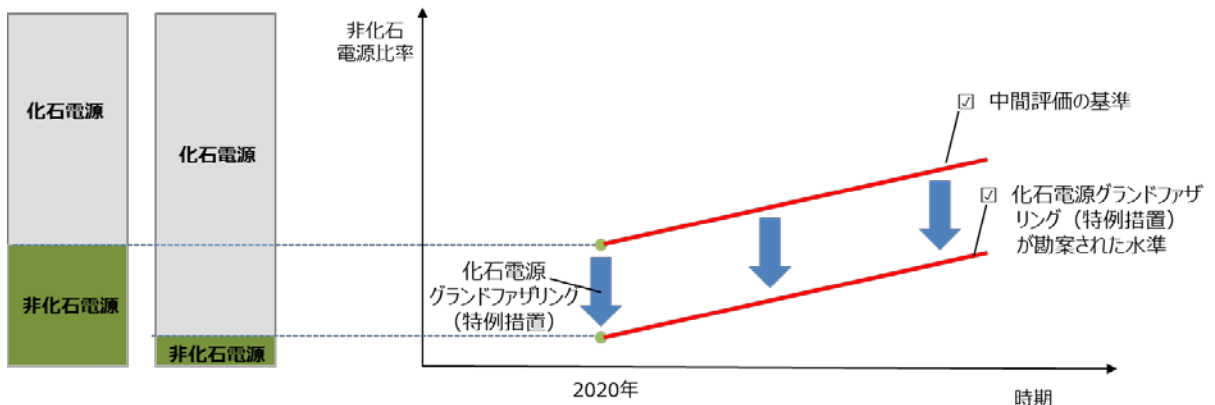
(化石電源グランドファザリング(特例措置))

環境適合を推進する市場を導入する際に、諸外国においては既存事業者の継続的な事業の実施に対して各事業者の置かれた状況を勘案する事例が存在する。

従来、化石電源等の電気を調達していた小売電気事業者について、非化石電源の電気を新規に調達することの困難性や事業環境の激変を防ぐという観点から、化石電源の調達に一定の配慮を行うことも考えられる。(化石電源グランドファザリング※¹³)

他方で、こうした化石電源グランドファザリング(特例措置)を継続した場合には、対象事業者の非化石電源への移行が他事業者よりも遅れるという可能性もある。

(参考図 1-17)化石電源グランドファザリング(特例措置)導入のイメージ



(化石電源グランドファザリング(特例措置)の漸減・撤廃)

諸外国の事例においては、グランドファザリング等の配慮を設ける場合、対象事業者に対

¹³ グランドファザリング：特例措置

しては、当該措置を段階的に漸減させ、最終的に撤廃を目指している。(参考:EU-ETS におけるグランドファザリング)

中間評価の規準の設定においても、対象事業者における非化石電源の利用の遅れを是正する観点から、化石電源グランドファザリング(特例措置)を諸外国と同様に段階的に漸減させていくことが**適当と考えられる**。

具体的には 2030 年までの中間段階で化石電源グランドファザリング(特例措置)の在り方を見直すこととする(当初の期間をフェーズ 1 とし、以降をフェーズ 2、3 とする)。なお、化石電源グランドファザリング(特例措置)を漸減・撤廃するにあたっては、各小売電気事業者の非化石電源の調達状況等を注視した上で、小売電気事業者間の競争に与える影響に留意する必要があり、十分な議論を行いながら検討していく**必要がある**。¹⁴

(参考図 1-18)EU-ETS におけるグランドファザリング

参考：EU-ETSにおけるグランドファザリング(排出枠の無償配分)	<欧州委員会のHPを基に経済産業省作成>
Phase 1 (2005-2007)	ほとんどの排出枠が無償配分される
Phase 2 (2008-2012)	約90%の排出枠が無償配分される
Phase 3 (2013-2020)	無償配分は全体の40%程度となる予定(電力の無償配分は無し、製造業は2020年にかけて30%に減少)
Phase 4 (2021-2030)	カーボンリーケージの懸念があるセクターを除き無償配分を撤廃

※無償配分された排出枠は望ましい原単位を基準とするベンチマーク方式と過去排出実績を基準とするグランドファザリング方式(又はその組み合わせ)で割り当てられる。

こうした化石電源グランドファザリング(特例措置)の考え方について、本作業部会では強い支持があった。

化石電源グランドファザリング(特例措置)に対する委員・オブザーバー意見

- 今回は中間評価の基準について、事務局として基本的な考え方を示して頂いたものと理解している。これまでこちらが再三お願いしてきたことを踏まえて、グランドファザリングを考える余地がある、ということを示して頂いたものと理解しており、色んな難しい問題があるなかで全てを解決するものではないかもしれないが、その大部分を解決しうる非常に良い提案なのではないかと思う。
- グランドファザリングと聞くと、例えば、過去の一時点の非化石電源比率を出発点として、伸びを皆一緒にするということが想定されるが、それでは、これまで非化石電源比率の向上に努力してきた人をどう評価するのかという問題が生じる。また、基準設定時

¹⁴ フェーズ 2 以降の化石電源グランドファザリング(特例措置)の在り方については、化石電源グランドファザリング(特例措置)を漸減させていく必要がある一方で、現時点で将来時点での各事業者の非化石電源の調達環境等について確実性をもって見通すことができないこと等を考えると、現時点で議論する材料が揃っていない。したがって、非化石電源の稼働状況等を踏まえてこれらの電源維持等のインセンティブを損なわないことに配慮しつつ、化石電源グランドファザリング(特例措置)の在り方を適切に見直すことを基本とし、今後、議論することとしてはどうか。なお、2030 年度の 44%目標の在り方は、平成 27 年度の電力・ガス基本政策小委の議論を踏まえ決定した事項であり、これを変更する何らかの事情が生じた場合には電力・ガス基本政策小委で議論することとなる。

点では非化石比率が低かったけれども、後に非化石電源を急に動かして著しく優位になった場合、その収入の全てを受け取り続けてしまってよいのか。かといって、全てを召し上げてしまうと、非化石電源比率を引き上げるインセンティブが削がれてしまう。

- こういった難しい問題に対して、フェーズ 1、フェーズ 2 と分けることによって、急に非化石電源を動かした人でも、フェーズ 2 ではグランドファザリングを見直すことでそうした事業者が著しく優位になるということを補正することになるし、一方で、フェーズ 1 において、短期的には収入が得られるので、インセンティブも確保できる、そういうことも踏まえた上で出てきた案だと理解している。
- これまでグランドファザリングについて提案させて頂いたが、今回の事務局案にグランドファザリングの考え方を組み込んで頂き感謝申し上げます。大事な視点は、非化石電源をしっかりと作っていくというインセンティブを与えると共に、小売競争環境に大きなゆがみをもたらさない、という両方の視点が必要で、今回の事務局案はこの両方に配慮されたバランスのとれた案なのだろうと思う。

(化石電源グランドファザリング(特例措置)の設定方法について)

化石電源グランドファザリング(特例措置)の設定により、非化石電源比率の低い事業者(特例措置対象事業者)に対しては、目標値を一定程度引き下げることで配慮を行うとともに(非化石電源比率の低い事業者に対する負担軽減措置)、非化石電源比率の高い事業者にとっては、目標値以上の非化石価値を証書化し販売することで、非化石電源の利用の促進に係るインセンティブを与えることになる。

化石電源グランドファザリング(特例措置)は非化石電源比率の低い事業者に設定されることになるが、化石電源グランドファザリング(特例措置)の設定のための非化石電源比率の判定にあたっては、事業者が非化石電源比率を引き下げて、多くの特例措置を受けようとする行動を招かないようにすることが必要である。

こうした観点から、非化石電源比率の意図的な引き下げが出来ない時点の非化石電源比率を参照し、また、現時点の化石電源の調達状況と大きく乖離しない時点を参照する観点から、国が高度化法に基づき対象事業者から報告を受けている非化石電源比率等を用いて、第 1 フェーズにおける化石電源グランドファザリング(特例措置)を設定することとする。具体的には、2018 年度の対象事業者の非化石電源比率を用いて、第 1 フェーズにおける化石電源グランドファザリング(特例措置)を設定する。¹⁵なお、化石電源グランドファザリング(特例措置)の趣旨は、「化石電源等の電気を調達していた小売電気事業者について、非化石電源の電気を新規に調達することの困難性や事業環境の激変を防ぐという観点から、化石電源の調達に一定の配慮を行うこと」であることを踏まえて設置されるもの。

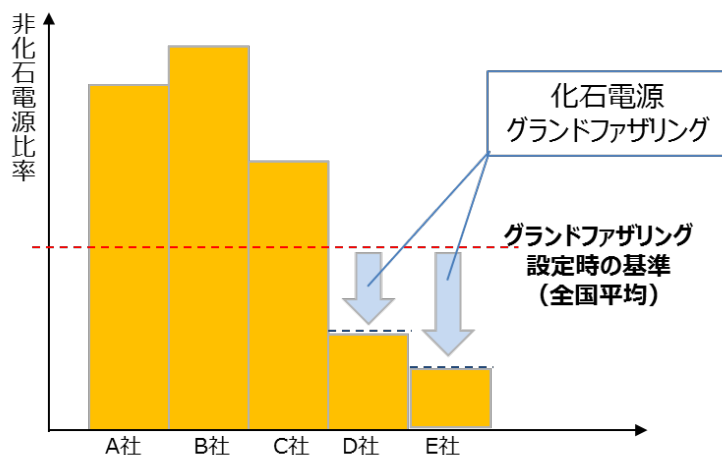
FIT 非化石証書の購入という行為は、化石電源等の電気の調達環境を変化させるもので

¹⁵ 対象事業者の化石電源グランドファザリング(特例措置)の算定において、大幅な事情の変更が見込まれる場合には精査を行う。

はないため、化石電源グランドファザリング(特例措置)設定の基準から FIT 非化石証書購入分は控除することとする。

(参考図 1-19)第 1 フェーズにおける化石電源グランドファザリング(特例措置)

フェーズ 1 における化石電源グランドファザリング



(化石電源グランドファザリング(特例措置)の適用方法について)

中間評価の基準となる目標値については、証書の流通量も考慮しながら、2030年44%に向けて漸増させていくことになる。

このとき、化石電源グランドファザリング(特例措置)対象事業者の目標値についても、2030年44%に向けて漸増させていく必要があることから、同様に引き上げていくことが適当と考えられる。¹⁶

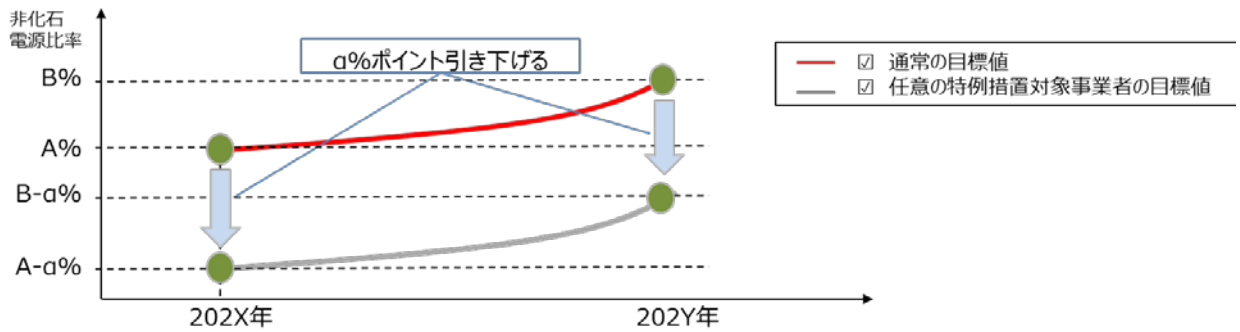
特例措置対象事業者の目標値については、その時点の通常目標値から化石電源グランドファザリング(特例措置)のパーセントポイント分を引き下げることとする。^{17,18}

(参考図 1-20)化石電源グランドファザリング(特例措置)対象事業者の目標値

¹⁶ 化石電源グランドファザリング(特例措置)については、当該事業者の非化石電源の利用の遅れを是正する観点から段階的に漸減させていくことが適当との考え方もあり得るが、化石電源グランドファザリング(特例措置)の削減については小売競争への影響も勘案しながら第2フェーズにおいて検討することとしており、第1フェーズにおいては化石電源グランドファザリング(特例措置)を一定に維持しながら、化石電源グランドファザリング(特例措置)対象事業者の目標値を引き上げていくことが適当と考えられる。

¹⁷ 化石電源グランドファザリング(特例措置)が設定されているため、証書流通量を考慮すると、中間評価の基準となる目標値を引き上げる余地が生まれている。

¹⁸ このような化石電源グランドファザリング(特例措置)の取扱いは第1フェーズに関するものであり、第2フェーズ以降については化石電源グランドファザリング(特例措置)の設定の要否や適用方法を含め今後議論が必要である。



(小売電気事業者の販売電力量増加時/新規参入者の取り扱い)

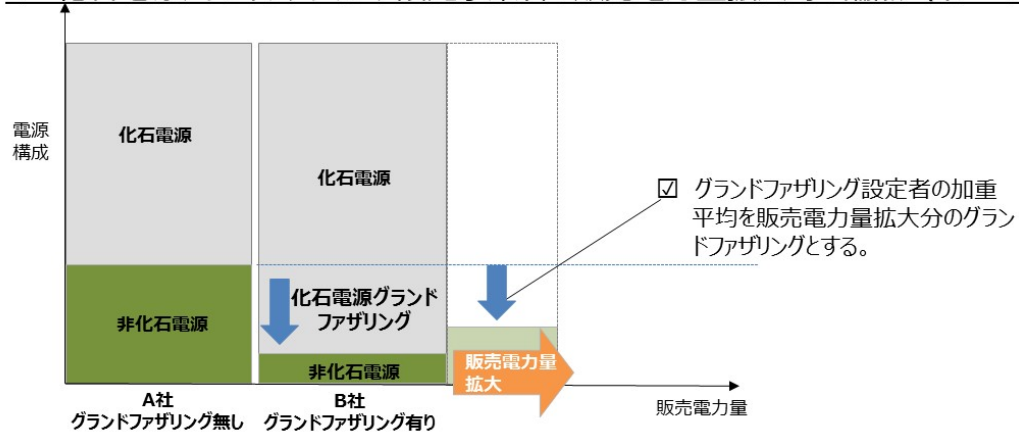
化石電源グランドファザリング(特例措置)を設定した事業者がシェアを拡大した場合には、非化石電源の利用拡大が遅れることが懸念される。

このため、化石電源グランドファザリング(特例措置)を設定した事業者が販売電力量のシェアを増加させた分や新規参入事業者の取り扱いについては、通常的目標値を設定するなどの措置を講じるべきか等について検討が必要と考えられる。

他方、化石電源グランドファザリング(特例措置)を設定した事業者が販売電力量を増加させた分について、通常的目標を課す(グランドファザリング無しとする)場合、自由競争上、大きな阻害要因となると**考えられる**。このため、化石電源グランドファザリング(特例措置)の加重平均を販売電力量増加分の化石電源グランドファザリング(特例措置)として設定**する**。¹⁹

(参考図 1-21)化石電源グランドファザリング(特例措置)設定対象者の販売電力量拡大時の取り扱い

◆ 化石電源グランドファザリング設定事業者の販売電力量拡大時の論点 (イメージ)



¹⁹ 上記の取り扱いは、第1フェーズにおけるものであり、第2フェーズ以降の取り扱いは、化石電源グランドファザリング(特例措置)の設定の可否を含め、改めて検討が必要。

③激変緩和措置について

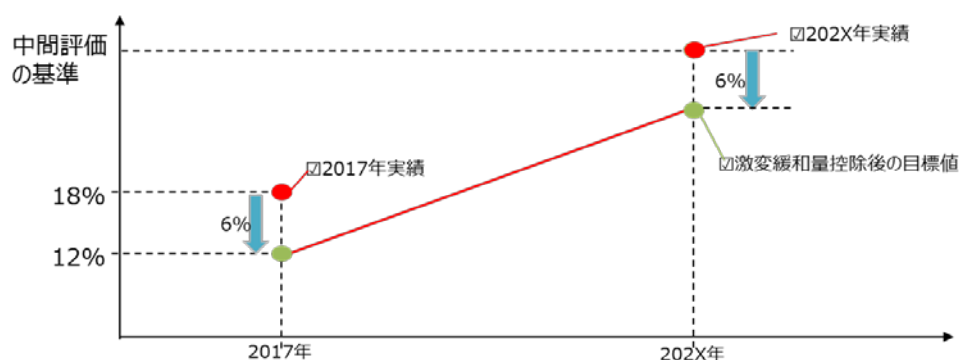
(余剰非化石電気相当量の取り扱いについて)

オークションの結果、約定されずに売れ残った FIT 非化石証書の非化石価値(余剰非化石電気相当量)については、販売電力量のシェアに応じて配分されているところ。直近の 2017 年度の非化石電源比率の報告によれば、各事業者の非化石電源比率には余剰非化石電気相当量(約 6%)が含まれている。

他方で、事業者にとって、余剰非化石電気相当量は予見が困難であり、余剰非化石電気相当量を見越して高度化法の目標に向けた取組みを行うこととすれば、自ら調達する必要がある非化石証書の量の予見可能性が低くなる。また、非化石電源の稼働率の変化等による非化石証書の供給量の変動によって、非化石証書価格の高騰・乱高下の可能性も考えられるところ。

このため、国が各事業者に対して高度化法上の中間評価を行う際には、余剰非化石電気相当量については勘案しないこととした上で、小売電気事業者の非化石電源調達の激変緩和措置として、第 1 フェーズにおいては、中間評価の基準から一定量(約 6%)を控除することとする。ただし、第 1 フェーズにおける激変緩和措置の量については、化石電源グランドファザリング(特例措置)の設定基準年を 2018 年度に設定したこと等に鑑み、2020 年度の中間目標の設定に際し、精査を行っていく。

(参考図 1-22) 激変緩和措置の設定



④第 1 フェーズの開始時期と終了時期等について

(第 1 フェーズの開始時期と終了時期・中間評価について)

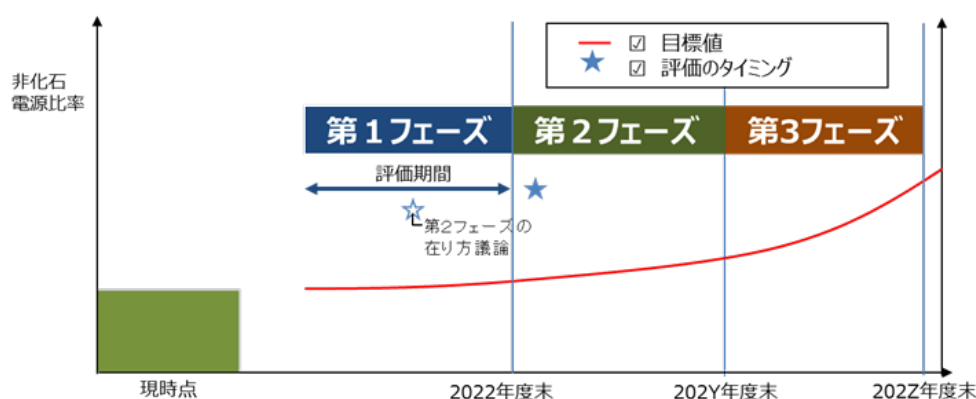
化石電源グランドファザリング(特例措置)の在り方については、2030 年までの中間段階で見直すこととする。

化石電源グランドファザリング(特例措置)設定の時点から非化石電源比率が大きく変化した場合、化石電源グランドファザリング(特例措置)を見直さずに維持することは不相当と考えられる。第 1 フェーズの化石電源グランドファザリング(特例措置)について、非化石電源比率を参照した時点から遠くない時期に第 1 フェーズを終わらせる必要がある。また、再エネ導入

コストの変化等を踏まえて、化石電源グランドファザリング(特例措置)を迅速に見直すことも重要である。このため、現時点での非化石電源比率に基づいて化石電源グランドファザリング(特例措置)を設定する第1フェーズについては、中間評価の基準の導入時期を2020年度、終了時期を2022年度とする。

また、きめ細かく化石電源グランドファザリング(特例措置)を設定する観点や、発電事業者、小売電気事業者双方の予見性を高めるために、第2フェーズ以降についても、早期に方向性を示すことが望ましいと考えられる。他方で、将来における事業者ごとの非化石電源の調達環境を見通すことは困難であり、特に、2020年代後期の事業者ごとの状況を現時点で見通すことは容易ではない。このため、2030年に至る第1フェーズ以降の時期を2つに分割し、2023年度から202Y年を第2フェーズ、202Y+1年度から202Z年度までを第3フェーズとして、中間評価の基準の在り方を検討することとする。

(参考図 1-23) 中間評価のタイミングについて



中間評価の基準の設定について、「非化石電源の稼働状況を踏まえた柔軟性のある制度設計とする視点が重要」との意見があったところ。

中間評価の頻度については、非化石電源の稼働率の変化等による非化石証書の供給量の変動に対して、ある程度小売電気事業者が柔軟に対応できるよう、複数年度の平均値で評価することとする。

具体的には、3年間の目標値の平均値と、対象事業者の3年間の非化石電源比率の実績値の平均を比較し評価することとする。(3年間の非化石電源比率の実績値の平均が目標値の平均を上回っている場合においては、指導勧告の対象とならない。)

第1フェーズの終了時期を2022年度末とする場合、現時点(2019年3月)から約4年後となるため、評価については2023年度に行うこととする。その場合、第2フェーズの在り方を議論するため、第1フェーズの中途において、各事業者の目標値と実績値を確認することとする。

(基本政策小委の議論を踏まえた今後のスケジュールについて)

上記を踏まえると、今後のスケジュールは以下のようになる。

- 中間評価の対象は、2020年4月発電分以降とする。
- 第2フェーズの具体的な目標設定の議論は、2020年度の実績が報告される2021年7月末以降に適切な場で行う。
- 第1フェーズでは、各事業者の2022年度の非化石電源比率の実績が報告される2023年7月以降に2020年度～2022年度の非化石電源比率(2020年4月～2022年12月発電分)について中間評価を行う。

基本政策小委における中間評価の基準の議論や上記の経緯に加え、証書発行に係る実務的な作業期間等を踏まえると、卒FITについての取り扱いは、以下のようになる²⁰。

- 2019年11—12月発電分の卒FIT証書は、2020年2月頃には認定・発行する。この証書は2019年度分の高度化法の報告に利用可能。
- 2020年1—3月発電分の卒FIT証書は、2020年5月頃には認定・発行する。この証書は2020年度分の高度化法の報告に利用可能。但し、高度化法の中間評価を行う際には勘案しない。

(FIT証書も同様の扱いとする。2020年度の報告様式においては、2020年1-3月発電分と2020年4-12月発電分を分けて報告することとする。)

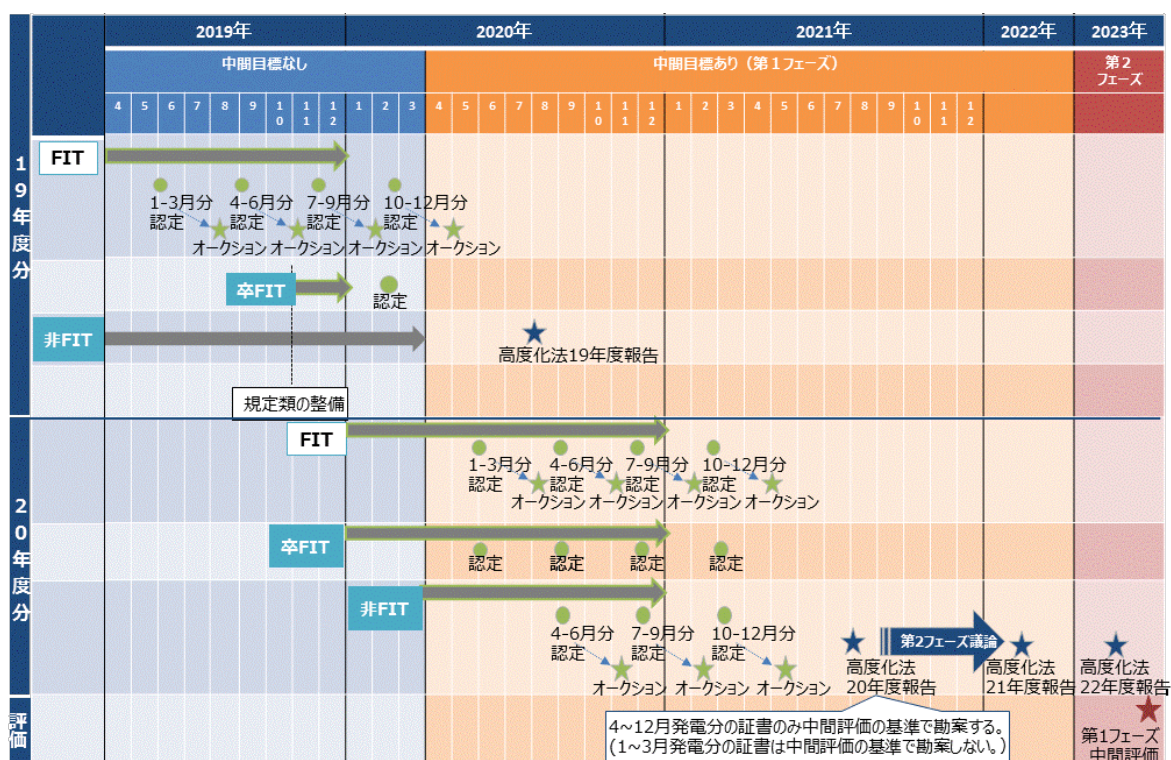
卒FIT電気以外の非化石電源については、中間目標が導入されない中、当該電源を保有する発電事業者が証書を市場に供出する蓋然性は低い。また、多くの既存契約では、非化石価値に関する扱いが規定されておらず、実務に混乱を与える可能性があることから、2019年度分については卒FIT電源以外の証書を発行せず、卒FIT電源以外の非化石電源は、中間目標が導入される2020年4月発電分以降から証書を発行することとする²¹。

上記を踏まえると、具体的なスケジュールは以下のとおり。

(参考図1-24)今後のスケジュールについて

²⁰ これまで非FIT非化石証書については、貫徹小委において「2019年度に発電された電気に係る非化石証書を取引対象とすることを目途としつつも、できるだけ早い時期に取引を開始できるよう努めることとする」とされていた。

²¹ これまでの制度検討作業部会において、小規模卒FIT電源等の取り扱いについては、非化石価値を有する電気を調達した小売事業者が市場へ供出することなく、そのまま需要家等に販売することとされていたため、当該証書を取引するためのオークションは当面実施されない。したがって、非FIT非化石電源の初回オークション(2020年4-6月発電分)については、2020年11月頃に実施されることになる。



⑤第1フェーズにおける中間評価の基準の設定について

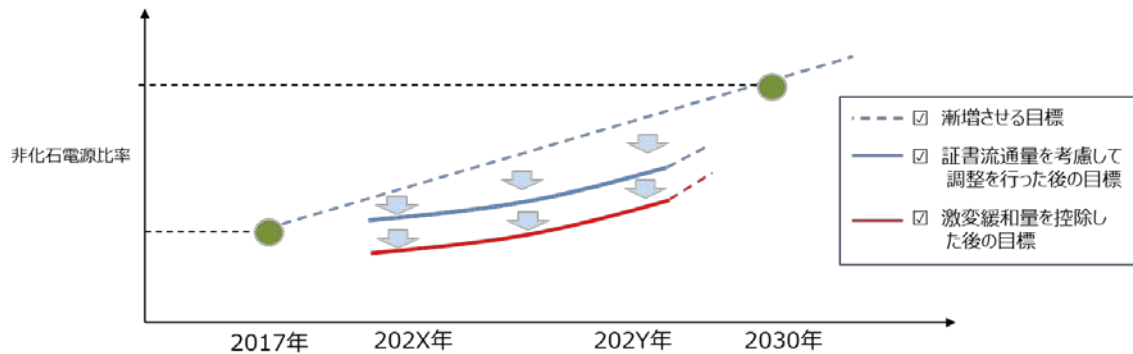
中間評価の基準となる目標値の設定については、2030年44%目標の達成確度を高めるため、原則、2020年以降、毎年度目標値を設定し、44%に向けて直線的に漸増させることが考えられる。一方で、非化石証書の需給がひっ迫する場合には小売電気事業者の高度化法の目標達成が困難となることから、証書流通量等も考慮し、目標値の調整を行うことが必要。

目標値の調整にあたっては、「想定される小売電気事業者の非化石電源比率の全国平均(加重平均)」を目安としつつ証書流通量を考慮するなかで可能な限り野心的な目標とした上で、激変緩和量を控除して設定することが考えられる。²²

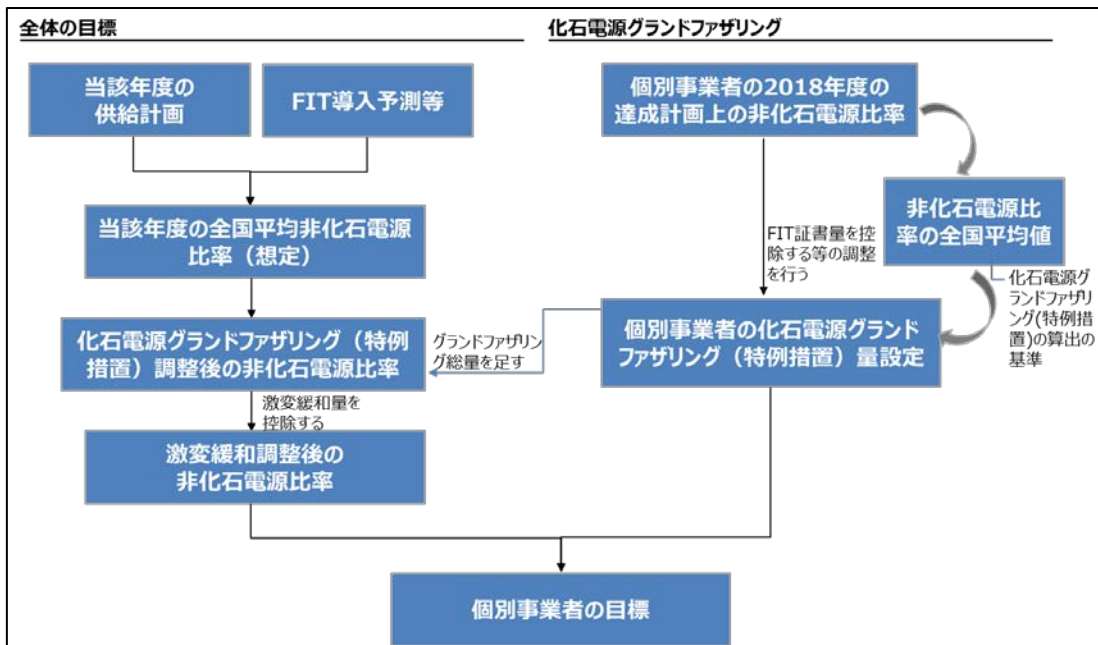
²² 化石電源グランドファザリング（特例措置）が設定されているため、野心的な目標を設定した場合、FITの売残り証書を踏まえても小売事業者の非化石電源比率の全国平均（加重平均）を上回る中間評価の基準の設定が可能となっている。（この場合において、事業者全体の中間評価の基準の加重平均値は、想定される小売電気事業者の非化石電源比率の全国平均に近いものになる。なお、化石電源グランドファザリング（特例措置）が設定されている第1フェーズにおいては、中間評価の基準ではなく、事業者全体の中間評価の基準の加重平均値を、証書流通量も考慮しつつ、直線的に漸増させていくことが目標となる。）

また、具体的な平均値の方法については原則として小売電気事業者等が提出する供給計画を用いることとし、例えば、X年度の目標値の設定にあたっては、X-2年度（X-2年11月～X-1年3月頃）に提出されるX-1年度分の供給計画のうち、X年度の非化石電源比率の全国平均値とする。ただし、対象事業者の目標値の算定において、大幅な事情の変更が見込まれる場合には精査を行う。

(参考図 1-25) 中間評価の基準の設定



(参考図 1-26) 中間評価の基準となる目標値の設定方法のイメージ(第 1 フェーズ: 2020-22 年度)



⑥化石電源グランドファザリング(特例措置)を踏まえた非化石証書の取引について

(非化石証書の調達方法について)

非化石電源比率の高い小売電気事業者が目標値以上の非化石価値を保有し続けた場合、その他の小売電気事業者は、目標を達成する手段が限定されてしまい、非化石価値へのアクセス環境が著しく阻害されることになる。

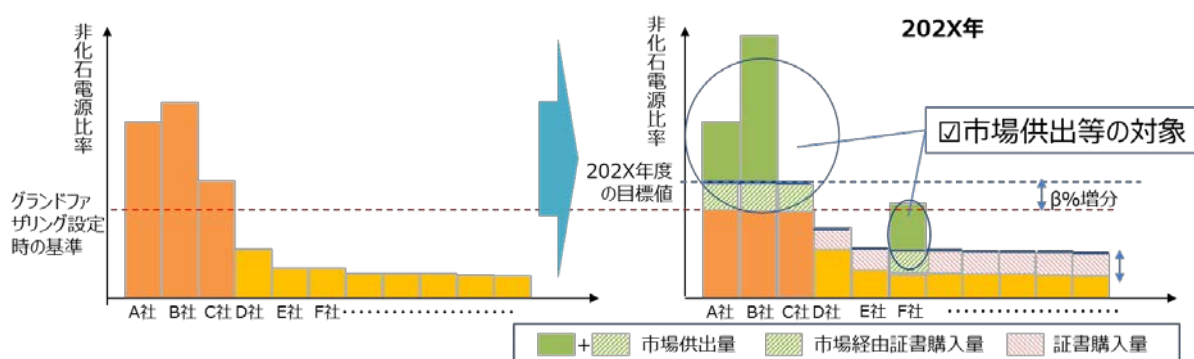
このため、小売電気事業者に対する非化石価値へのアクセス環境の確保の観点から、激変緩和量²³を除き、

²³ 激変緩和量は今後精査する予定。

- ①化石電源グランドファザリング(特例措置)を設定されていない事業者においては、化石電源グランドファザリング(特例措置)設定の基準年の全国平均非化石電源比率
- ②化石電源グランドファザリング(特例措置)を設定された事業者においては、化石電源グランドファザリング(特例措置)設定の基準年の当該事業者の非化石電源比率
- の範囲内でグループ内の発電事業者からの相対取引又は社内取引で入手することを認めることとする²⁴。

また、小売電気事業者は、上記①②の範囲を上回る非化石証書は市場またはグループ外の発電事業者等から調達することとする。

(参考図 1-27)非 FIT 非化石証書の調達方法



(グループ内における証書の取引方法)

本作業部会で議論したとおり、一定の範囲内に限り非 FIT 非化石証書のグループ内取引を認めることとしている。グループ内の取引を認める非 FIT 非化石証書の範囲は、化石電源グランドファザリング(特例措置)設定時における非化石電源の調達環境を踏まえたものであり、これらについては、従前と同様の調達環境で電気と非化石価値をセットでグループ内取引されることが想定されている。

非 FIT 非化石証書については、発電事業者が非化石価値を保有したままであれば収入が生まれなかったことや、高度化法の義務履行に用いることができるグループ内取引の証書の範囲に制約をかけた結果、当該範囲外の証書については、経済合理的判断として、発電事業者としては JEPX でのオークションか、グループ外の小売電気事業者に相対取引で販売することになる。

したがって、グループ内取引の範囲外の証書はグループ外に販売されることが経済合理的であると考えられるところ、まずは発電事業者の経済合理的行動に期待し、発電事業者に

²⁴ 本作業部会において、委員より、社内取引や相対取引は不透明な取引の温床となりうるのではないかとしたことや、オブザーバーより、価格転嫁の観点から透明性があることが望ましいため極力市場を介す方が望ましい、という意見もあった。

対して、証書を JEPX のオークションで販売することを強制しなくても良いと考えられる。

なお、小売電気事業者がグループ内で取引する証書については、他の小売電気事業者との公平なアクセス環境確保の観点から、グループ内の発電事業者の非化石電源の電源構成(風力・水力・地熱・原子力等)に応じて偏りなく調達することが求められる。²⁵

(化石電源グランドファザリング(特例措置)と既存契約との関係について)

本作業部会においては、「基準年の各社の非化石電源比率の中に、公営水力や電源開発の水力が含まれている場合、それらの電力の切り出しについて、強いディスインセンティブが働かないような制度となるよう配慮が必要ではないか。」との意見があった。

化石電源グランドファザリング(特例措置)の設定の基準である各事業者の非化石電源比率には、電源開発や公営水力等の発電事業者との相対契約等に基づき調達している電気も含まれている。

2018 年度以降、電源開発や公営水力等との電気の既存契約を解除するなどして非化石電源の電気が調達できなくなった場合や、既存契約を維持しつつも発電事業者から小売電気事業者に非化石価値(非化石証書)が移転しない場合については、事業者からの申請を踏まえて、当該小売電気事業者の化石電源グランドファザリング(特例措置)設定時の基準において調整するなどの対応を行うことが考えられる。但し、後者の場合において、電気の価格を引き下げる等の措置をとることで、小売電気事業者は事実上無償で証書を手入することが可能となるが、こうした場合にも化石電源グランドファザリング(特例措置)を調整すると、多くの事業者が追加的に化石電源グランドファザリング(特例措置)を設定されることで化石電源グランドファザリング(特例措置)の効果が減少し、小売電気事業者の負担が増加する恐れがある。²⁶

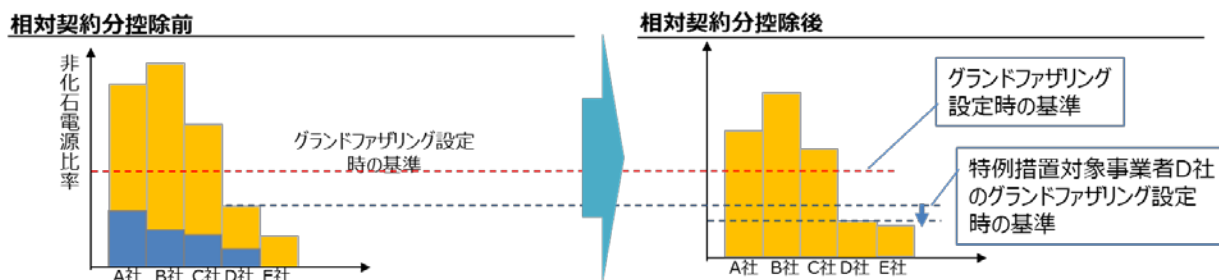
(参考図 1-28)化石電源グランドファザリング(特例措置)と既存契約との関係について

²⁵ 第 1 フェーズにおいては、激変緩和の導入によって、価格が高騰する蓋然性は低くなっていると考えられるが、敢えて市場に非化石証書を供出しないといった行動が行われた結果、非化石証書の市場価格が高騰するなど、発電事業者による非化石証書に関する市場支配力の行使と考えられる状況が生じている場合には、これを防止するため、小売事業者全体の目標値を調整する等の対応を検討することも考えられる。

²⁶ 電源開発の水力発電や公営水力については、従来、旧一般電気事業者と長期相対契約が締結されているところであるが、競争入札等による売電先の切り替えを国としても促しているところである。

既存の相対契約を継続した場合の非化石価値の取り扱いについては、既存契約見直し GL で今後規定することになるが、非化石電源との既存契約の存在を前提に化石電源グランドファザリングが設定されているという趣旨を踏まえ、小売事業者と発電事業者との間で証書の移転について協議を行うことが必要。

上記の対応は、新電力や他の発電事業者についても適用することとする。



既存契約の解除等によって非化石価値を調達できなくなった場合については、非化石電源の調達環境が悪化していると考えられるため、事業者からの申請を踏まえて、 grandfathering の設定時の基準から、当該契約に基づき調達していた電力量分を控除することとする²⁷。

また、小売電気事業者が、発電事業者との間で締結していた非化石電源の調達に係る既存の相対契約において、多くの場合、当該電気の非化石価値に関する取り扱いは契約上規定されていない。このため、既存の相対契約における非化石価値の取り扱いについては、基本的には契約当事者間の協議によってその取扱いが決められるものではあるが、その協議を円滑に進めるためにも政府として指針(既存契約見直し GL)を示す必要があることから、非化石証書に係る既存契約見直し GL については、具体的な検討を進めていく。

⑦非化石証書収入の取り扱いについて

(発電事業者の非化石証書収入について)

高度化法は非化石電源の利用の促進を図る法律であり、非化石証書の取引が、非化石電源の利用の促進につながることを望ましい。

他方で、高度化法は小売電気事業者等を義務対象者としており、非 FIT 非化石電源の発電事業者に対して具体的な義務を課すことは困難。

このため、非 FIT 非化石電源を有する発電事業者に対して、非化石証書の販売収入を非化石電源の利用促進に充てていくような自主的な取組へのコミットメントを、当面の間、求めていくこととする。また、当該発電事業者が証書の販売収入をどのように用いているかについて、定期的に説明を求めていくこととする。

²⁷ 複数年の相対契約の場合は、証書が相対契約で小売事業者に譲渡されなかったとしても、既存契約の電気料金の割引等が行われ、実質的に無償で証書が小売事業者に譲渡される可能性もあり、こうした場合においては、化石電源 grandfathering (特例措置) の調整を行わないといった対応が適当である。こうした点を踏まえると、化石電源 grandfathering (特例措置) 設定の根拠となった複数年の相対契約を維持する場合は、証書の移転について当事者間で真摯に協議を行うことが適当と考えられる。但し、国全体の中間目標の水準は維持するため、化石電源 grandfathering (特例措置) の設定時の基準から控除された分については、全ての小売電気事業者に広く薄く目標が割り当てられる点に留意が必要。

こうした取組については、一定規模以上の非化石証書の販売実績を有する事業者に対して求めていくこととする。²⁸ 対象となる事業者については、旧一般電気事業者であった発電事業者と電源開発とする。旧一般電気事業者のグループ外の事業者で、非化石電源のみ保有する発電事業会社は、非化石電源の利用促進以外の用途に収入を用いる可能性が低いため、対象外とする。

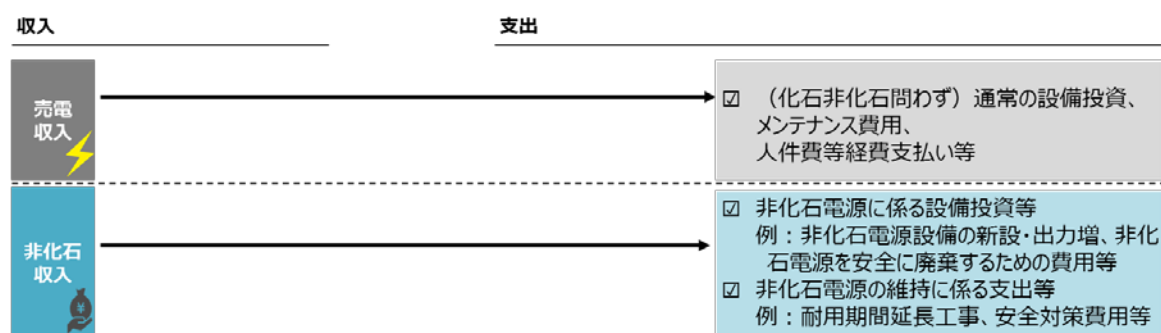
加えて、電源開発は非化石電源の保有量も多く、同時に火力発電事業等も手掛けていることから、非化石証書の収入を非化石電源の利用の促進に充てることを要請し、旧一般電気事業者同様に定期的な説明を求めることとする。

また、非化石電源の利用促進への取り組みを求める発電事業者に対しては、以下のよう
な用途に証書収入を使うことを求めることとする。

- ✓ 非化石電源設備の新設・出力増
- ✓ 非化石電源を安全に廃棄するための費用等
- ✓ 非化石電源設備の耐用期間延長工事、安全対策費用等

具体的な仕組みとしては、小売電気事業者が、取り組みの対象となる発電事業者から非化石電源の証書を購入するにあたって、契約等に基づき、発電事業者が非化石証書の収入を不当に小売競争を制限する用途に使わないよう当該取組を行うことを求めるよう取り組むこととする。

(参考図 1-29) 非化石証書収入の用途について



(非化石証書収入と経過措置料金との関係について)

非化石証書収入については、発電事業者において、非化石電源の利用の促進につなげることが望ましい。特例措置料金の算定において、発電部門における証書の収入を控除収益として取り扱った場合、本来非化石電源の利用促進に充てるべき収入をもって料金原価を押し下げることになってしまう可能性がある。

²⁸ 監視等委員会においては、卸市場において市場支配力を有する旧一般電気事業者の発電部門から小売部門への不当な内部補助によって、小売市場における競争が歪曲される可能性があるとの認識の下に、その防止策に関する議論がなされてきており、引き続きその具体策について検討することとなっている。非化石証書の収入についても、監視等委員会における議論も踏まえつつ対応することが必要。

このため、料金算定規則等において、非化石電源の利用の促進が行われるよう必要な措置を講じることが考えられる。

なお、当該措置の検討にあたっては、非化石電源投資関連費用について特例措置料金と非化石証書の双方からの二重回収が生じないように留意することとする。

⑧非化石証書の購入費用と小売料金について

(小売電気事業者の証書購入費用負担について)

小売電気事業者は、化石電源グランドファザリング(特例措置)の設定基準年における非化石電源比率又は設定基準年における非化石電源比率の全国平均の範囲内において、グループ内の発電事業者からの相対取引又は社内取引で入手することが可能となっている。

これを超えて、中間評価の基準となる目標値までは、グループ外の発電事業者又は市場から、FIT 非化石証書又は非 FIT 非化石証書を購入することになる。なお、その際に、各事業者の販売電力量に対する、目標値達成に必要なグループ外又は市場からの証書購入量の割合は、全事業者において、同じ割合となる。

小売電気事業者がグループ外又は市場から証書を購入した際の資金は、FIT 非化石証書については FIT 賦課金の削減に、また、前述のとおり、非 FIT 非化石証書については、非 FIT 発電事業者において、非化石電源の利用の促進のために使われていくことになる。

小売電気事業者の事業環境の影響については、中間評価の基準導入後に改めて確認を行っていく。

(非化石証書の購入費用に係る円滑かつ適正な価格転嫁について)

非化石証書の購入費用は FIT 賦課金の低減や、非 FIT 非化石電源の利用の促進に充てられる一方で、本作業部会において、非化石証書の購入費用については、料金転嫁が難しいため、小売事業環境が一層厳しくなる、というオブザーバーからの意見があった。

高度化法第 14 条においても、「国は再生可能エネルギー源の利用の円滑化を図り、再生可能エネルギー源の利用に要する費用の円滑かつ適正な転嫁に寄与するため、この法律の趣旨及び内容について、広報活動等を通じて国民に周知を図り、その理解と協力を得るよう努めなければならない」とされている。

このため、国は、小売電気事業者及び需要家に対し、証書購入費用の円滑かつ適正な転嫁に寄与するため、中間評価の基準の導入等の趣旨を広報するとともに所要の環境整備を行うことが適切と考えられる²⁹。

²⁹ 本作業部会(第 31 回)において、委員・オブザーバーより以下のような意見があった。

- 非化石証書の購入費用について、小売の競争環境を歪めないためにも一律転嫁できるよう国として適切な制度が必要。
- 特に経過措置料金の料金転嫁が重要。経過措置料金の場合、色々査定があるのでなかなか料金を上げるのが難しいので、より簡便に転嫁できるような手段が良いのではな

また、旧一般電気事業者が非化石証書の販売収入を発電部門から小売部門に不当に内部補助を行うことによって、小売市場における競争が歪曲する懸念があるのではないか、との指摘があった。

高度化法は非化石電源の利用の促進を図る法律であることから、非 FIT 非化石証書の売上については、発電事業者において、非化石電源の利用の促進につなげることが望ましい。

このため、市場監視の結果、旧一般電気事業者の発電部門が、小売市場における競争を歪曲化する程度に、非 FIT 非化石証書の収入で小売部門への不当な内部補助を行っていると思われる場合³⁰には、他の小売電気事業者の高度化法の取り組みへの影響が生じかねないことから、当該事業者について、場合によっては次年度以降の高度化法の間接評価の基準や化石電源グランドファザリング(特例措置)の設定方法を見直す、といった対応について検討していくことが考えられる。

また、電力適取 GL 等の不当廉売の監視の運用にあたっては、可変的性質を持つ費用が判断要素の一つになると考えられるが、その範囲については、非化石証書購入費用を勘案する等といったことが期待される。

⑨その他

(小売電気事業者による環境への取り組み状況の説明について)

小売電気事業者自身の環境への取り組み状況は、需要家にとって、小売電気事業者を選択する際の重要な判断材料になることから、これを適切に需要家に説明するために、高度化法の取り組みについても誤認を与えずに需要家に丁寧に説明を行うことが重要。

このため、小売営業 GL においても、非化石証書の購入量を明示することを望ましい行為と

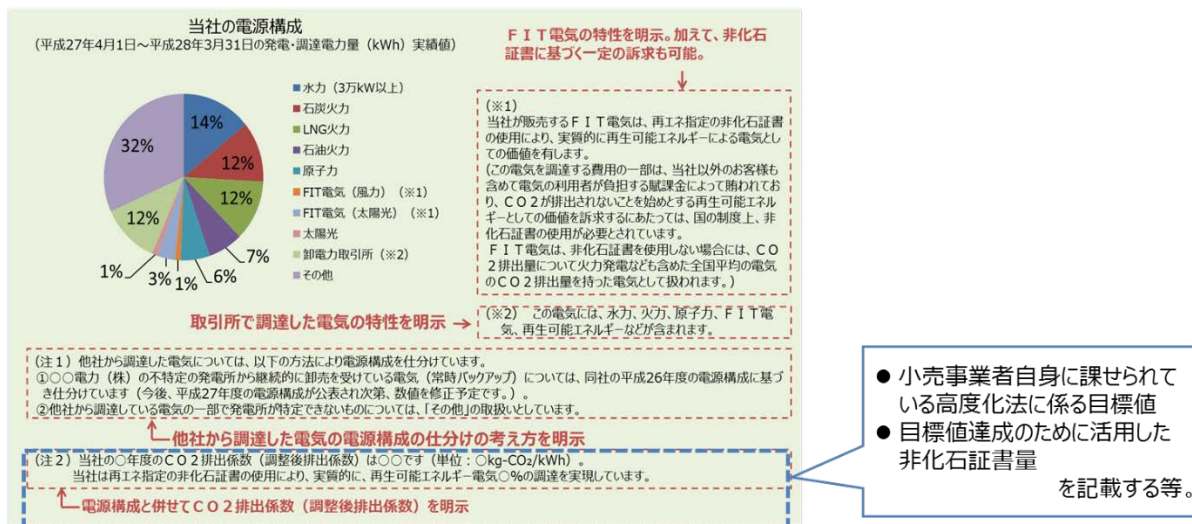
いか。

- 小売事業者としては、非化石証書の購入費用と、小売事業者が目標達成のために負担した総額と小売価格への影響を需要家に公表することを義務付けるよう、制度的に担保頂けると幸い。需要家に理解が得られやすいものと理解。
- 非化石証書の購入費用を小売料金に転嫁することを制度上担保してほしいという、そういうご意見があったが、この提案については、市場メカニズムを利用して消費者負担の軽減を図るといふ、この電力市場改革の趣旨に反するところがあって、一律消費者に転嫁することを制度上、認めないし求めるというのは、少々難しいのではないかと。
- 何の立法的措置もないところで高度化法の目標達成のために負担を負う小売事業者が、それを転嫁する旨の合意をすると独禁法の問題になると思う。他方、何らかの立法的措置を伴って、皆で一律に転嫁するというような、高度化法の趣旨に基づく独禁法の適用除外というものを設けるのであれば、それは話は別だが、その立法的な政策についても、個人的には反対。

³⁰ 最も一般的には、電源調達において経済合理性なく社外価格が社内価格を上回ることによって生じる。(理論的には、電源調達面以外にも、小売販売コストなどに対する内部補助も想定しうる。)

して位置付けるなど、所要の改正を行うことが考えられる。

(参考図 1-30) 非化石証書の購入量の明示イメージ



(沖縄・離島エリアの取り扱い)

高度化法の告示の規定には、「沖縄県及び離島の需要に応じ電気を供給する場合等において、(略)この目標の達成が合理的に不可能と認められる電気事業者については、平成 29年度の供給計画における最終年度の非化石電源比率以上の比率を目標値として定めることができる。」とされている。

このため、現行の告示を踏まえると、沖縄・離島においては、他エリアと同様の中間評価の基準の設定は不要と考えられる。

なお、告示の改正の要否について、今後、基本政策小委において検討されることとなる。今後、告示が改正され、沖縄・離島に対して新たな 2030 年目標値が設定された場合は、中間評価の基準設定について、必要に応じて検討することとする。

(達成計画の提出対象事業者(5億 kWh)の基準について)

高度化法に基づき、小売電気事業者、及び一般送配電事業者、特定送配電事業者のうち、前事業年度における電気の供給量が5億 kWh以上の事業者は、2016年3月に告示改正が行われたことを踏まえ(2030年度44%目標)、2017年度分より、非化石エネルギー源の利用目標達成計画(達成計画)を経産大臣に提出することとなっている。

また、2017年度の販売電力量実績に基づく、計46社が達成計画の提出対象事業者であり、当該事業者の販売電力量シェアは約98%であった。

他方で、自由化が進展するなかで、5億 kWhという達成計画の対象事業者の基準の妥当性についても検討が必要である。

ただし、達成計画の対象事業者の基準の拡大については、比較的規模が小さな新電力等

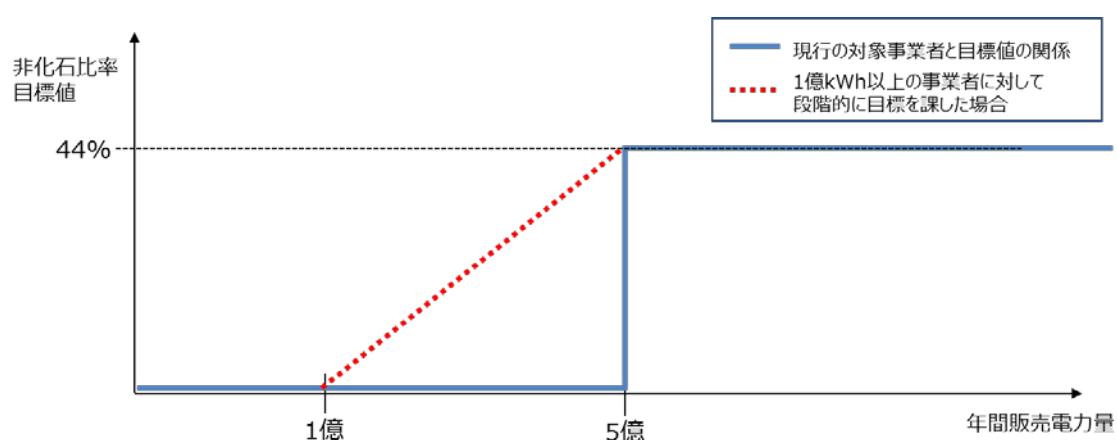
も対象に含めることになることから、実態を踏まえた丁寧な検討が必要。

このため、まずは5億 kWh以下の小売電気事業者の実態把握を行うこととしつつ、高度化法の対象事業者から外れるために意図的に販売電力量を削減するようなケース等がみられた場合には、可能な限り速やかに対応策を検討することとする。

具体的には、2018年度分の達成計画の提出後に、実態把握を行った上で議論することとする。

なお、実態把握を行った上での今後の検討によることになるが、例えば、1億 kWhから提出対象事業者とした上で、今後段階的に目標を課すこと等が考えられる。

(参考図 1-31) 達成計画の提出対象事業者の基準のイメージ



⑩ 中間評価の基準設定に係るシミュレーション

(非化石電源比率の現状について(2017年度実績))

高度化法の達成計画提出対象事業者による2017年度の非化石電源比率は以下のとおり。各事業者の2017年度の販売電力量をベースとした加重平均値は17.50%。うち、余剰非化石電気相当量³¹は6.14%であった。

- 17.50%超の事業者の非化石電源比率の加重平均は、26.4%。(販売電力量シェア 40.9%)
- 12%以上 17.50%未満の事業者の非化石電源比率の加重平均は、13.0%。(販売電力量シェア 21.6%)
- 5%以上 12%未満の事業者の非化石電源比率の加重平均は、10.4%。(販売電力量シェア 37.5%)

(参考図 1-32) 非化石電源比率の現状

³¹ FIT 証書の売れ残りに伴う配分量

非化石電源比率		事業者数	加重平均	販売電力量シェア
17.5%	グランドファザリング 設定対象外	A 7社 (旧一電+新電力)	26.4%	40.9%
12%	グランドファザリング 設定対象	B 4社 (旧一電+新電力)	13.0%	21.6%
5%		C 35社 (旧一電+新電力)	10.4%	37.5%

(2018年度の非化石電源比率(発電ベース)について)

電力調査統計によれば、2018年4月～11月の非化石電源比率は23.77%となる。³²

また、2018年度の各事業者別の非化石電源比率は2019年7月末に届け出が行われることとなる。このため、2017年度の事業者別非化石電源比率を用いて、2018年度を基準とした場合の化石電源グランドファザリング(特例措置)について試算した。

(参考図1-33)2018年4月～11月の発電実績

電源種別発電実績(2018年4月～11月) ※電力調査統計を基に計算

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	合計	比率
水力	87	100	72	81	65	80	65	39	588	9.3%
火力	515	512	566	712	724	571	553	580	4,732	75.1%
原子力	28	32	39	47	41	51	54	63	356	5.6%
新エネルギー	75	78	72	71	80	62	57	58	554	8.8%
その他	8	9	7	14	12	8	9	6	72	1.1%
合計	714	732	755	925	921	772	737	746	6,302	100.0%

➡ 2018年4月～11月の非化石電源比率は23.77%

(2018年度を基準とした場合の化石電源グランドファザリング(特例措置)の試算)

2018年度(我が国全体の非化石電源比率は23.77%)を化石電源グランドファザリング(特例措置)設定の基準年にした場合、販売電力量シェア70.9%の事業者(42社)に対して、最大17.64ポイントの化石電源グランドファザリング(特例措置)が設定されることになる。

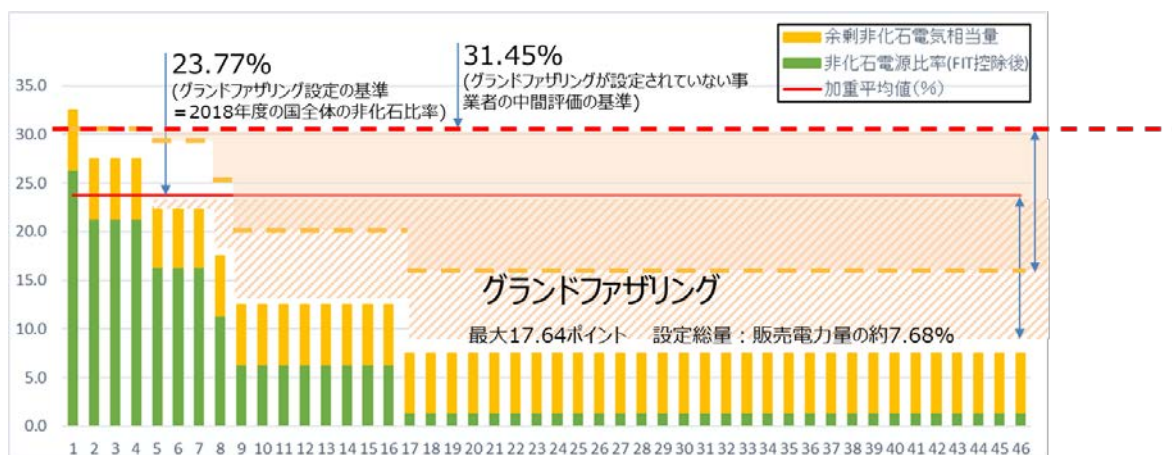
このとき、仮に2018年度の我が国全体の非化石電源比率である23.77%を中間評価の基準として設定した場合、化石電源グランドファザリング(特例措置)勘案後の全事業者の目標

³² 現時点において小売事業者の調達実績は存在しないため、電力調査統計の発電事業者実績を基に国全体の非化石電源比率を算出。2018年度は原子力発電の再稼働や水力発電の豊水の影響もあり、2017年度よりも非化石電源比率は上昇している。

値の加重平均値は 16.09% (23.77%比で▲7.68%)となる。

2018 年度の我が国全体の非化石電源比率よりも、化石電源グランドファザリング(特例措置)勘案後の全事業者の目標の加重平均値が下回らないようにするためには、中間目標の基準を 31.45% (23.77%比で+7.68%)に設定することが必要となる。³³

(参考図 1-34)2018 年度を基準とした場合の化石電源グランドファザリング(特例措置)の試算



(非化石電源比率 25%の場合の試算(2018 年度基準の場合))

化石電源グランドファザリング(特例措置)の設定の基準を 2018 年度とし、2020 年に我が国全体の非化石電源比率が約 1%増加し、仮に 25%となった場合の試算を行ったところ、各事業者の目標値は 8.90%~26.54%となった。各小売電気事業者は自らの販売電力量の 8.90%相当の非化石証書(FIT 証書・非 FIT 証書)を、外部から購入することが試算される。³⁴

(参考図 1-35)非化石電源比率 25%の場合の証書購入量の試算

³³ 各事業者から報告された 2017 年度の非化石電源比率に基づく試算であり、実際の設定量とは異なる可能性があることに留意が必要。また、余剰非化石電気相当量についても異なる可能性があるが、今回の試算については 2017 年度の実績値である余剰非化石電気相当量を使用している。

³⁴ 各事業者から報告された 2017 年度の非化石電源比率に基づく試算であり、実際の設定量とは異なる可能性があることに留意が必要。また、余剰非化石電気相当量についても異なる可能性があるが、今回の試算については 2017 年度の実績値である余剰非化石電気相当量を使用している。

(中間評価の基準)

- ・我が国全体の非化石電源比率: 25%と仮定
- ・2018年度を基準とした際のグランドファザリング設定総量: 7.68%
- 激変緩和措置が無い場合の中間評価の基準となる目標値 32.68%
- ・激変緩和措置: ▲6.14%
- 中間評価の基準(グランドファザリングが設定されていない事業者の目標値): 26.54% (= 32.68-6.14)

(グランドファザリングの適用後の事業者別目標値)

- ・グランドファザリング: 最大17.64%ポイント
- ・グランドファザリング適用後の各事業者の目標値: 8.90%(GF→17.64%)~26.54%(GF設定なし)
- * 2017年度の各事業者の販売電力量、非化石電源比率から共に増減がないものとして計算している。



なお、2017 年度を化石電源グランドファザリング(特例措置)の設定の基準年として、全国の非化石電源比率が 25%となった場合の試算を行うと、全対象小売電気事業者において、グループ外からの証書購入量は 11.14%となると試算される。

(化石電源グランドファザリング(特例措置)設定の基準年の違いによる目標値の試算)

(参考図 1-36) 目標値の試算

GF設定の基準年度	国全体の非化石電源比率	グランドファザリング設定量	グランドファザリング設定総量(販売電力量比)	全国の非化石比率が25%になった場合の試算		
				中間評価の基準※(グランドファザリングが設定されていない事業者の基準)	グランドファザリング設定後の中間評価の基準	
2017年	17.5%	最大11.36%	3.64%	22.5%	目標値	11.14%~22.5%
				25%+3.64%-6.14%	グループ外からの証書購入量	11.14%
2018年	23.77%	最大17.64%	7.68%	26.54%	目標値	8.90%~26.54%
				25%+7.68%-6.14%	グループ外からの証書購入量	8.90%

((参考) 目標値の試算に基づく証書購入コスト試算)

全国の非化石比率が 25%になったと仮定した場合の前掲試算に基づけば化石電源グランドファザリング(特例措置)の設定によって違いが生じるが、証書購入量は 8.90%~11.14%程度となる。³⁵

このとき、非化石証書価格が 1.3 円/kWh と仮定した場合、販売電力量 1kWh あたりの証書

³⁵ 各事業者から報告された 2017 年度の非化石電源比率に基づく試算であり、実際の設定量とは異なる可能性があることに留意が必要。

購入コストは0.116円～0.145円発生すると試算される。³⁶ ³⁷(家庭用電気料金(2017年=23.71円/kWh)の0.48%～0.61%。産業用電気料金(2017年=16.57円/kWh)の0.70%～0.87%)

なお、小売電気事業者がFIT非化石証書を購入した場合、以下の試算結果となる。(FIT非化石証書の販売収入は翌年度以降の賦課金の低減の原資に充当される。賦課金単価の軽減効果が0.01円/kWhに満たない場合は単価に反映されず、翌年度以降に繰り越される。)

38

(参考図 1-37)FIT 賦課金へのインパクト試算

(試算)	
仮に、202X年の販売電力量に占めるFIT電気の割合を10%とすると、	
FIT非化石証書	約849億kWh(広域機関の2019年度の全国及び供給区域ごとの需要想定8,486億kWhを採用)
証書の売却収入	約1,103億円 (FIT非化石証書の全量が1.3円/kWhで購入された場合)
翌年度以降の賦課金単価軽減試算	約0.13円/kWh (1,103億円÷8,486億kWh)
※仮に、2017年度同様、FIT非化石証書が6%売れ残った場合の証書収入は約441億円。 (8,486億kWh×(10%-6%)×1.3円=441億円)	
この場合の翌年度以降の賦課金単価軽減試算は、約0.05円/kWh (441億円÷8,486億kWh)	

(4)今後の検討の進め方について

(非FIT非化石証書の取引に係る諸規程等の整備について)

2019年11月発電分から非FIT非化石証書(卒FIT証書)の発行が行われることを踏まえ、非FIT非化石証書の取引に係る諸規程を整備していく必要がある。このため、諸規程を早急に検討した上で、パブリックコメントを実施し、2019年10月中の施行を目指す。

また、2020年4月以降、卒FIT証書(主に住宅用太陽光)以外の非FIT非化石証書も発行

³⁶ FIT非化石証書については、現在、1.3円～4.0円/kWhの入札最低価格・最高価格が設定されている。非FIT非化石証書については、入札最低価格を設定しないこととなっている。上記は小売事業者がFIT非化石証書の入札最低価格で非化石証書を調達した場合の試算であるが、非FIT証書価格の価格が下落した上で小売事業者が非FIT非化石証書を調達した場合、販売電力量1kWhあたりの証書の調達コストは、上記試算よりも低減する可能性がある。

証書価格の1.3円/kWhからの上昇リスクについては、激変緩和措置(販売電力量の6%程度を設定)や、FIT証書(販売電力量の8%程度存在)のほかに市場での売却が想定される非FIT非化石証書(グランドファザリングの設定等にもよるが販売電力量の数%)が存在することから、相当程度緩和されているものと考えられる。

³⁷ 本作業部会(第31回)において、委員・オブザーバーより非化石証書の調達に伴い小売事業者の競争環境にどのような影響を与えるかを検証し、大きな影響があると認められる場合には柔軟かつ速やかな対応を行うなど不断の見直しを行うべきとの意見があった。

³⁸ ただし、小売電気事業者はFIT非化石証書のほか、非FIT非化石証書を調達することで高度化法の目標達成が可能。

されることから、税法上の所要の整備を行っていくことが重要。

(参考図 1-38) 諸規程の整備の例

整備が求められる諸規程の例

- 電気事業会計規則、料金算定規則等
- 電事法施行規則、小売営業GL（環境価値の訴求関係）、既存契約見直しGL等
- 高度化法告示等

整備が必要な税務上の論点例

- 収入金額に対し法人事業税を課される発電・小売電気事業者が、非FIT非化石価値の取引を行う場合、それぞれの非化石価値の取引に係る収入金額に係る課税標準に関し、同一の価値について重複して法人事業税が課税されないことの担保。
- 非FIT非化石価値の相対取引の際の非化石価値の購入費用の損金算入上の扱いの明確化。

(第 2 フェーズの中間評価の基準の在り方について)

対象事業者における非化石電源の利用の遅れを是正する観点から、化石電源グランドファザリング(特例措置)については、諸外国と同様に段階的に漸減させていくことが**適当と考えられる**。他方で、「化石電源グランドファザリング(特例措置)を漸減・撤廃するにあたっては、各小売電気事業者の非化石電源の調達状況等を注視した上で、小売電気事業者間の競争に与える影響に留意する必要がある、十分な議論を行いながら検討していく必要がある。

その上で、第 2 フェーズ以降の化石電源グランドファザリング(特例措置)の在り方については、化石電源グランドファザリング(特例措置)を漸減させていく必要性がある一方で、現時点において将来時点での各事業者の非化石電源の調達環境等について確実性をもって見通すことができないこと等を考えると、現時点で議論する材料が揃っていない**と考えられる**。

このため、第 2 フェーズ以降においては、非化石電源の稼働状況等を踏まえてこれらの電源維持等のインセンティブを損なわないことに配慮しつつ、化石電源グランドファザリング(特例措置)の在り方を適切に見直すことを基本とし、**2021 年 7 月以降、議論することとする**。

なお、原則、化石電源グランドファザリング(特例措置)は漸減させていく必要性がある一方で、仮に第 2 フェーズにおいて小売競争上の観点から非化石電源の保有量の差を勘案するために化石電源グランドファザリング(特例措置)を設定する場合には、第 2 フェーズに入る前に、事業者が非化石電源比率を引き下げて、多くの特例措置を受けようとする行動を招くことは好ましくないため、第 1 フェーズにおける取組みが評価されるような仕組みを導入すること等が**考えられる**。

第 2 フェーズの化石電源グランドファザリング(特例措置)の設定については、上述の考え方を踏まえた上で、非化石電源の稼働状況等を踏まえてこれらの電源維持等のインセンティブを損なわないことに配慮しつつ、化石電源グランドファザリング(特例措置)の在り方を適切に見直すことが**基本的な考え方となる**。

また、第 2 フェーズの中間評価の基準となる目標設定については、小売電気事業者による原子力や大型水力等の電気の調達環境も勘案しつつ、全小売電気事業者が再エネ等の利

用促進に最大限努力するインセンティブを持つような目標設定が重要と考えられる。

なお、2030年度の44%目標の在り方は、平成27年度の電力・ガス基本政策小委の議論を踏まえ決定した事項であり、これを変更する何らかの事情が生じた場合には電力・ガス基本政策小委で議論することとなる。

(今後の手続きについて)

これまでの非FIT非化石証書に係る議論を取りまとめた上で、パブリックコメント手続きを行い、10月中を目途に規定等の整備を行うこととする。

あわせて、本年7月末の高度化法の達成計画の提出を踏まえ、2020年度の具体的な目標の決定や化石電源グランドファザリング(特例措置)の決定を、年内を目途に行うこととする。(所要の規定類の整備は本年度内を目途に行う)

また、達成計画の提出対象事業者(5億kWh)の基準についても実態把握を行った上で議論することとする。

2020年度の具体的な目標の決定にあたっては、2020年度の想定される我が国全体の非化石電源比率や、それを踏まえた野心的な目標設定の在り方を踏まえつつ、激変緩和量の精査や証書市場がひっ迫する蓋然性が低いこと等の確認も行いながら、審議会において確認を得る³⁹こととする。

³⁹ 本作業部会においては、高度化法に係る制度設計に対してオブザーバーから新電力13社と調整の上、以下の意見・要望があった。

(参考)

証書購入量の試算結果から想定される負担額は巨額であり、新電力の経営に甚大な影響を与えるものであることから、以下の制度措置を強く要望したい。

1. 中間目標フェーズ1の制度設計について

(1) 必要な制度措置について

- ① 高度化法の目標達成に必要な非化石証書の購入費用を全事業者が同じ条件で小売料金に転嫁することを制度上担保すること。
- ② 非FIT非化石証書の販売益については、発電事業者が非化石電源の維持・拡大を進めるインセンティブを与えるという趣旨以外に収入が使われないよう、用途を厳密に制限すること。その際には、小売への販売益の還流防止の観点のみではなく、発電事業者間の公平性の観点も踏まえた制度措置を講ずること。

(2) 上記の措置が難しい場合に必要な制度措置について

- ① 高度化法の中間目標の更なる引き下げ(激変緩和措置等の拡大など)
- ② FIT非化石証書の最高・最低取引価格の引き下げ
- ③ 非化石価値取引市場の需給ひっ迫回避措置

2. 中間目標フェーズ1以降の制度設計について

- (1) 一部の事業者のみが保有する原子力・大型水力は、当該事業者の目標として別枠で管理し、全事業者が比較的平等にアクセス可能と考えられる再エネについてのみ、

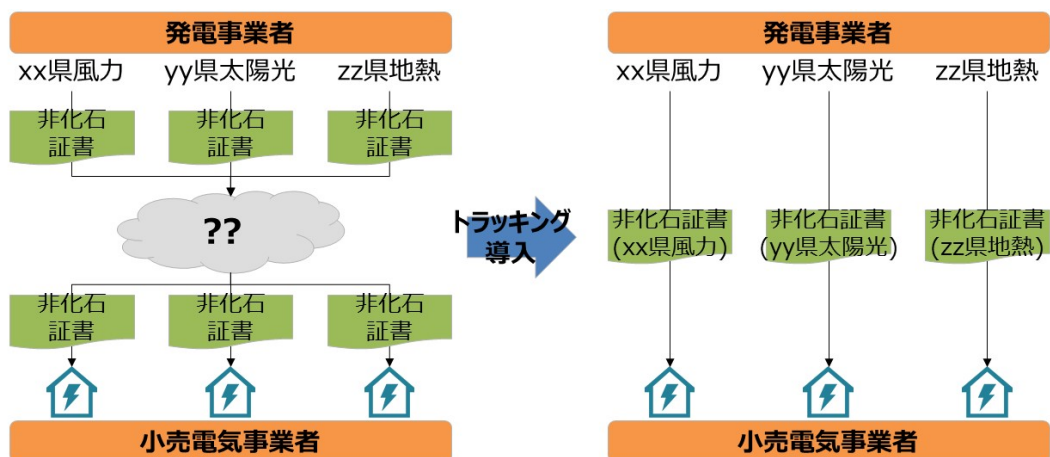
(5)トラッキング付 FIT 非化石証書について

(背景)

貫徹小委員会においては、FIT 非化石証書を電源種毎に細分化する等の商品設計については事業者のニーズを踏まえ市場開設後も継続的に検討していくこととされていたところ、FIT 非化石証書に対応する電源種や発電所所在地等属性情報を明らかにすることに関してどのような事業者ニーズが存在するかを把握すると共に、属性情報の管理・追跡のためにどのような情報基盤や仕組み(以下、「トラッキングスキーム」)が必要となるのかについても検討を進めた上で、試行的に取引を実施することとした。

トラッキングスキームの導入により、小売電気事業者において購入した FIT 非化石証書の由来となった発電所を明らかにすることが可能となった。また、トラッキング付非化石証書については、需要家の RE100 に対する報告に活用することも可能とされている。既存の環境価値取引制度である J-クレジットやグリーン電力証書に比べて流通量の大きい非化石証書が RE100 に対応したことで需要家の再エネ調達環境が大きく改善されたと考えられる。

(参考図 1-39)トラッキングスキーム導入の意義



(実証実験の概要)

実証実験は、2019年2月25日～3月1日にて開催される FIT 非化石証書オークションに併せて実施し、参加を希望する FIT 発電事業者及び小売電気事業者⁴⁰を募った。参加を希望した発電事業者が 2018年7月～9月の間に発電した FIT 電気に付随する属性情報を実

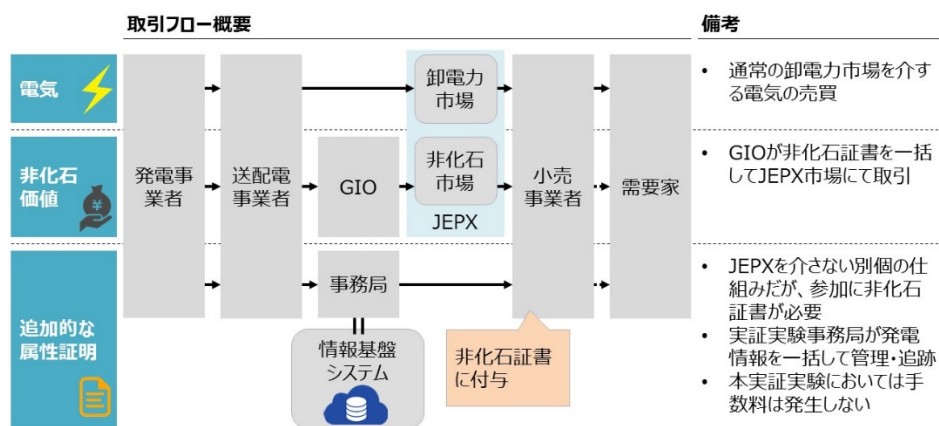
全事業者に対して同様の目標を設定すること。

- (2) 高度化法の目標設定の在り方を抜本的に見直すことが望ましいと考えているが、このようなアプローチが難しい場合には、中間目標のフェーズ1に引き続き、グループ外からの非化石証書購入量を全事業者一律にすること。

⁴⁰ 需要家は契約する小売事業者経由での参加

証実験事務局⁴¹が情報基盤システムを用いて一括して管理し、小売電気事業者が購入した非化石証書に属性情報を付与する形式でトラッキングを行った。

(参考図 1-40) 実証実験におけるトラッキングスキーム概要



本実証実験においては、下記属性情報をトラッキングし非化石証書に付与した。

- 設備 ID
- 発電設備区分
- 発電設備名
- 設置者名
- 発電出力(kW)
- 認定日
- 運転開始又は予定日
- 設備の所在地

また、証書の取引情報についても参考情報として付与した。

- 証書を購入した小売電気事業者名
- 証書が購入されたオークション
- 証書購入量(kWh)
- 正式メニュー名（排出係数申請時に経済産業省に報告するメニュー）
- 通称メニュー名（ホームページなどに記載のある営業活動上の通称）
- 当該メニューを購入することを予定している需要家

(参考図 1-41) 小売電気事業者が受け取る属性情報付与証明書のイメージ

⁴¹ 資源エネルギー庁及びその委託を受けた日本ユニシス株式会社が事務局となった

xx 株式会社

トラッキング付非化石証書 取引結果通知 (Non-fossil fuel certificate (NFC) with tracking)

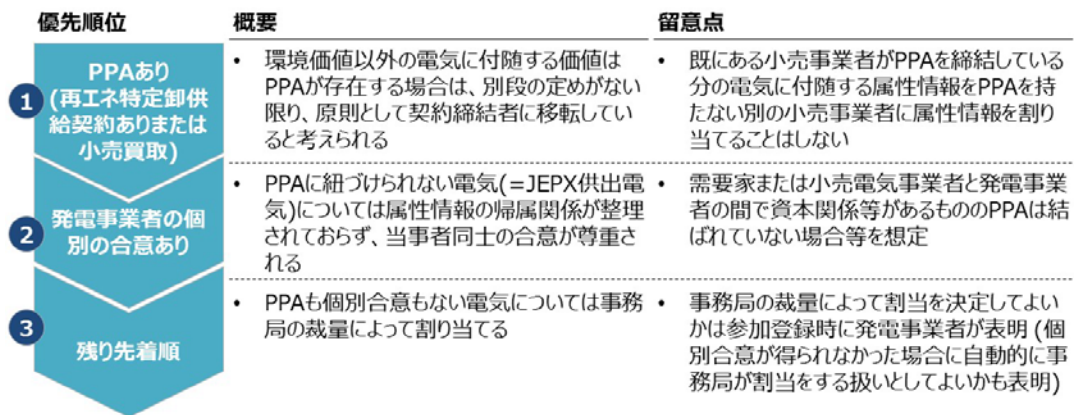
取引名 (Trade date)	2018 年度第 3 回非化石証書取引 (3rd NFC auction) 2019 年 3 月 1 日約定処理 (Cleared at March 1st 2019)
対象期間 (Time of generation)	2018 年 7 月～ 9 月発電分 (July 2018 to September 2018)
非化石証書の種類 (Type of NFC)	FIT 非化石証書 (FIT NFC)

上記購入量のうち、トラッキング付非化石証書の内訳は以下の通りです。
※購入小売電気事業者から申請のあった内容が記載されています。

#	設備 ID (Generator ID)	発電設備区分 (Resource/fuel Type)	設備の所在地 (Generator location)	発電設備名 (Generator name)	設置者名 (Name of owner)	発電出力 (kW) (Installed Capacity)	認定日 (FIT certification Date)	運転開始 /予定日 (Date of operation commencement)	購入量 (kWh) (Purchase volume)	正式メニュー名(※) (Electricity product name for official reporting)	通称メニュー名(※) (Electricity product name for marketing)	購入予定 需要家 (※) (Prospective customer)
1	XXX	太陽光 (solar power)	神奈川県 xx 市 xx 区 xx1-1-1	xxxx 発電所	Xxx 株式会社	10,000	2017/1/1	2017/4/1	10,000	Menu A	Green Menu	xxx

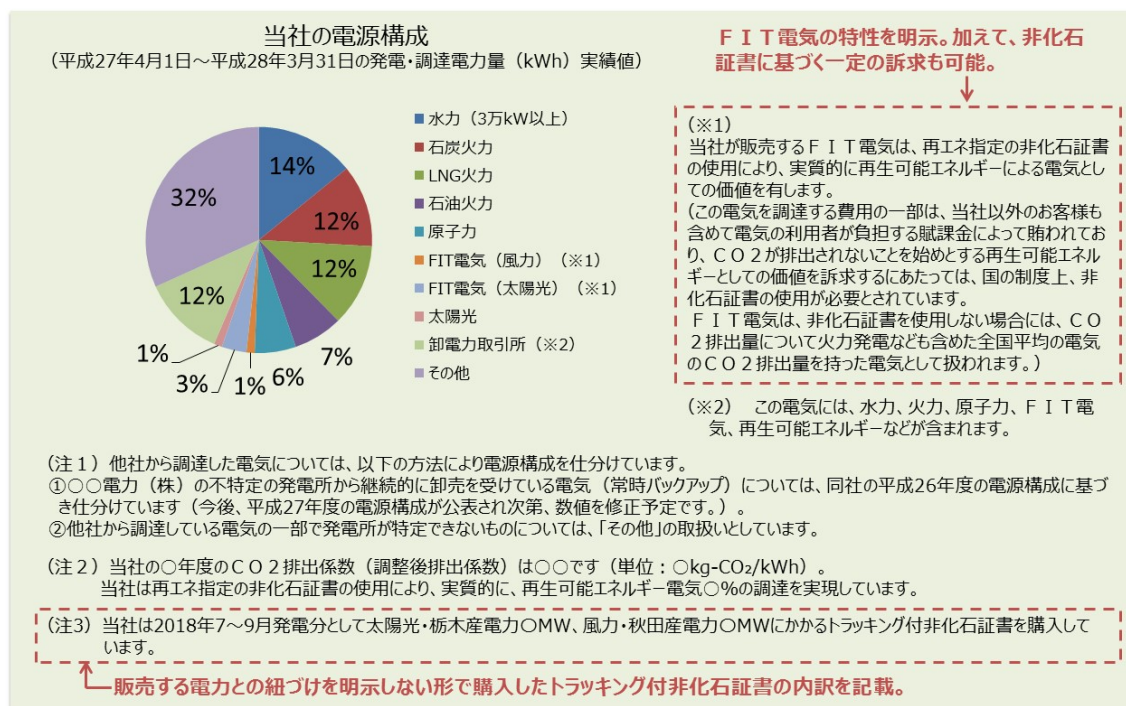
また、本実証実験においては、小売電気事業者において非化石証書が購入された後に、トラッキング情報が付与されることになるため、同一の電源の属性情報に対して複数の取得希望者が発生した場合の割当の優先順位を予め下記参考図のとおり定めた。更に、それを踏まえて、非化石証書オークション実施以前に希望のトラッキング情報が付与されるか小売電気事業者にて確認が可能な仕組みとした。

(参考図 1-42)属性情報割当の優先順位



なお、本実証実験においては、トラッキング付非化石証書の取引によっても電気に付随する産地価値と特定電源価値といった環境価値以外の価値が移転することは想定していない。従って、小売電気事業者の営業活動においては、需要家がトラッキング付非化石証書の購入によって電源構成や販売電気の性質が変化すると誤認しないよう留意する必要があり、例えば、販売促進資料上で実績として購入したトラッキング付非化石証書の内訳を記載する場合には販売する電力との紐づけを明示しないものとした。

(参考図 1-43) 訴求方法のイメージ



(実証実験の結果)

本実証実験には、59の発電事業者が参加し、142設備が属性情報のトラッキング対象として登録された。登録設備のFIT非化石証書の総量は合計約5.5億kWh程度となった。大半がPPA付の設備であり、PPAがなく、割当にあたり発電事業者の個別の合意も必要でない先着順の証書は2,000万kWhの参加であった。

(参考図 1-44) 発電事業者の参加状況

登録設備数

	バイオマス	水力	太陽光	地熱	風力	合計
PPAあり※1	14	12	89	2	5	122
PPAなし※2	2	4	11	0	3	20
合計	16	16	100	2	8	142

登録設備のFIT非化石証書量 (万kWh)

	バイオマス	水力	太陽光	地熱	風力	合計
PPAあり	31,755	8,851	7,980	1,769	2,372	52,729
PPAなし	277	118	1,016	0	756	2,169
合計	32,032	8,970	8,996	1,769	3,129	54,898

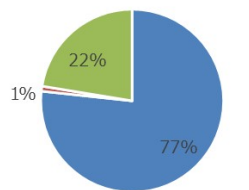
※1 小売買取または再エネ特定卸供給

※2 個別合意と先着順対象の合算。同一設備について、個別合意がなされなかった分の証書を先着順対象としても活用

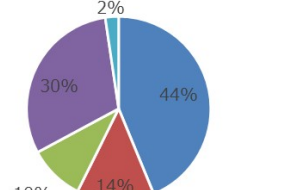
属性情報の割り当ては予め締結されている PPA に基づくものが太宗を占めた(77%)。電源種別では、太陽光の取引量が最も多く(44%)、次いでバイオマスの取引量が多くなった(30%)。

(参考図 1-45)トラッキング付非化石証書の販売結果詳細

割当方法内訳



電源種内訳



割当されたFIT非化石証書量 (万kWh)

	太陽光	風力	水力	バイオマス	地熱	合計
PPAあり	336	13	29	257	20	656
個別合意必要	5	1	0	1	0	7
先着順	33	101	54	2	0	192
合計	374	116	83	261	20	856

※小売買取または再エネ特定卸供給

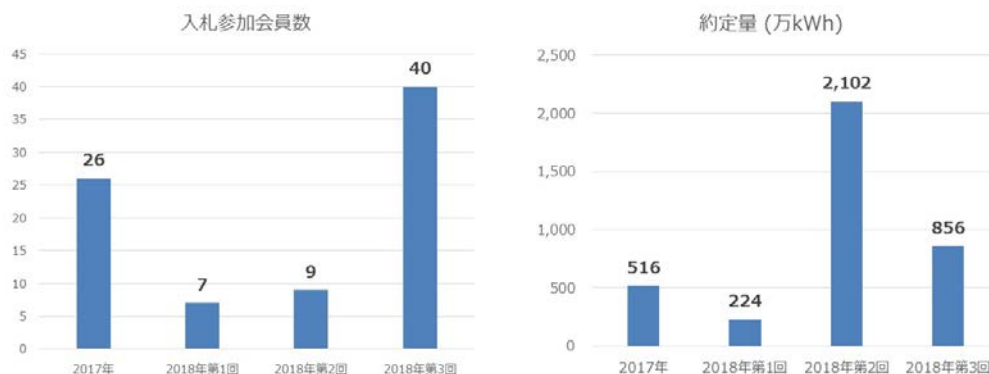
トラッキングの導入により、前回オークションに比べて非化石証書を購入した事業者の数は増加した一方で、約定量は減少している⁴²。

本実証実験に参加した小売電気事業者にヒアリングを行ったところ、今回実証されたトラッキングの仕組みは RE100 等に対して再エネ電気の使用を主張していくために必要な要件を

⁴² 今回と前回のオークション双方に参加した事業者は 1 社を除き全て入札量を増加させていることから、約定量を減少させた 1 社が総約定量に大きな影響を与えたと考えられる。

満たしているため、今後事業者側でトラッキング付非化石証書を活用したメニュー開発と顧客開拓が進めば各社購入量が増加していくことが考えられるとの意見が聞かれた。

(参考図 1-46) 非化石価値取引オークション結果



(参考図 1-47) 今後の証書購入量の展望に関するヒアリング結果

事業者コメント概要

トラッキングは必要な要件を満たしている

- 証書に記載される情報の項目・粒度やダブルカウント防止策などを鑑みるに本実証実験の枠組みはトラッキングとして必要な要件を備えている
- 今後手続きの煩雑さやポータルサイトの分かりやすさ等運用面でのより一層の改善が行われることは望ましい

メニュー開発・顧客開拓が必要

- 現状、トラッキング付非化石証書を購入してもそれを活用して販売するためのメニューがまだ存在しないため、今回は制度を理解するために少量を試験的に購入するのみに留めた
- 今後メニュー開発と顧客開拓が進めば、実需要に見合ったより多くの非化石証書を購入することとなる

社内プロセスを整備することが必要

- 今回が初めてのトラッキング付非化石証書の購入であったため、大量の証書を購入するための社内決裁プロセスも整備しておらず、現場の裁量で購入できる範囲内の購入量となった
- 実需要に見合った多くの非化石証書を購入する場合、需要家側でも決裁プロセスの確立と予算の獲得等が必要となり、対応に時間を要すると思われる

(トラッキングについての今後の方針)

トラッキングスキームの導入によって、非化石証書オークション参加事業者が増加したこと、今後購入量も増加していくことが期待されることから、2019年5月開催のオークション以降もトラッキング付非化石証書の販売に係る実証実験を継続する。

また、非化石証書の利用価値を高めるため、非化石証書と組み合わせた電気の需要家への訴求内容については並行して検討を行うことが必要である。

環境価値が付与された系統電気を調達できるという非化石証書のメリットを需要家に訴求するためには、非化石証書の環境価値の位置づけに加えて、トラッキング付非化石証書の発

電所情報とPPAの発電所情報の関係を分かりやすく説明していくことが重要となる。今後、実証実験を継続するにあたっては、トラッキング付非化石証書と組み合わせた電気の需要家への訴求内容について検討を進めることとする。その訴求内容の検討にあたっては、分かりやすさを図る観点に加え、電源構成等に関する誤認を招かない観点も踏まえた慎重な検討が必要になるものと考えられる。

特に、FIT再エネ発電所については、環境価値をFIT非化石証書として分離しているが、FIT再エネ発電所とのPPAに基づいて調達される電気について当該電気から分離された環境価値(トラッキング付非化石証書)を組み合わせた電気について、どのような訴求が可能か検討することとする。なお、現状、非FIT再エネ発電所とのPPAに基づいて(環境価値込みで)電気を調達する場合、「再エネ電気」との訴求は可能である。

(参考図 1-48) 電気に付随する価値の取引に関する扱い

小売が訴求する価値概要		価値の取引方法
環境価値	非化石価値	非化石証書
	ゼロエミ価値	
	環境表示価値	
産地価値	電気取引(PPA)※	
特定電源価値		

※連系線を利用して電気を調達する場合、JEPXにおいて同一の30分の時間帯に、PPAの契約当事者である小売電気事業者及び売入札側の事業者が入札し約定した電気の総量が当該契約に基づいて調達されたとする電力量以上である必要がある

(参考図 1-49) 小売電気事業者による再エネ電気の訴求方法 (例)

調達している電気	組み合わせる証書	小売電気事業者の再エネ電気訴求方法	
		現行の小売GL上の扱い	今後の検討
非FIT再エネ発電所の電気 (PPAあり)	現状証書化はされていない	<ul style="list-style-type: none"> 再エネ電気 (xx県太陽光発電所由来) 	今後取扱いを検討
FIT再エネ発電所の電気	小売買取 + トラッキング付FIT非化石証書 (対応する発電所)	<ul style="list-style-type: none"> 実質再エネ電気 (xx県FIT太陽光発電所由来) 	
	送配電買取・再エネ特定卸供給契約 + トラッキング付FIT非化石証書 (送配電買取分)	<ul style="list-style-type: none"> 実質再エネ電気 (xx県FIT太陽光発電所由来) 	
	送配電買取・JEPX投入 + 非化石証書 (トラッキングなし)	<ul style="list-style-type: none"> 実質再エネ電気 	
化石電源発電所の電気 (PPAあり) + 非化石証書 (トラッキングなし)		<ul style="list-style-type: none"> 実質再エネ電気 	<ul style="list-style-type: none"> 実質再エネ電気

(FIT 非化石証書の需要拡大に向けた今後の方針)

取引初年度においては、一部の大口需要家を除き、非化石証書を利用した電力メニューの開発や需要家の開拓が進まなかった。

非化石証書の認知度向上や需要家への訴求内容など制度の改善点は引き続き残されている。また、トラッキングスキームの導入も開始されたばかりであり定着を図っていくことが必要である。

FIT 非化石証書には FIT 賦課金の金額も踏まえて入札最低価格^{43,44}が設定されているが、FIT 非化石証書需要拡大のためには、証書の付加価値を高め、新たな証書需要を発掘していくことが重要である。トラッキングスキームを含め、環境意識の高い需要家のニーズを丁寧に捉えながら証書の魅力向上に一層努めていく。

(トラッキングスキームの改善点)

本実証実験における学びを受けて、次回以降実施されるオークションに向けて下記論点について検討が必要である。

(参考図 1-50)トラッキングスキームの改善点

⁴³ 実証実験の実施に併せて実施した事業者アンケートにおいて、非化石証書の価格水準について言及した事業者は回答数 42 件のうち 7 件 (需要家 5 件、発電事業者 2 件) のみであった。

⁴⁴ FIT 非化石証書の入札価格については、取引初年度の価格動向を踏まえて、取引初年度の次年度以降必要に応じて見直しを行うこととされていた。

論点例	検討課題概要
属性情報の空押さえ防止策	<ul style="list-style-type: none"> 本実証実験においては、非化石証書オークションにおいて必要量の証書を購入する意思がないにも関わらず属性情報の事前取り置きのみ行う(空押さえ)事業者は存在しなかった 一方で、今後参加小売電気事業者や取引量が增大していくことが予想される中で、空押さえを防止する策を検討する必要がある
証書流通量の拡大	<ul style="list-style-type: none"> 今後参加小売電気事業者や取引量が增大していくことに備えて、トラッキングスキームの対象となる設備数と発電量を拡大していく方策を検討する必要がある 例えば、家庭用設備については、個人による参加登録があまり見込めないことから、参加登録がない設備についても、個人情報保護の観点から証書に記載する情報を限定(例:所在地は県単位、個人名の記載はなし等)した上で、証書流通の対象とすることが考えられる。
認証事業の運営形態	<ul style="list-style-type: none"> 本実証実験は国の委託事業として実施し、属性情報を付与するための手数料も発生しないスキームで実施したが、将来的には手数料収入によってトラッキング事業を自立運営することも考えられる

この中でも特に属性情報の空押さえ防止策について本作業部会において検討を行った。現行のトラッキングスキームにおいては、特に先着順で割当が行われるトラッキング付非化石証書について、競合する小売電気事業者が希望のトラッキング付非化石証書を購入できないよう妨害するために、空押さえを行う事業者が発生するおそれがある。そのため、本実証実験においては、取り置いた属性情報に対応する量の非化石証書を購入する意思があるかオークション開催直前に個別に確認を行うなどの対策を講じた。

実証実験において問題となる空押さえを行った事業者はいなかったが、今後は取引参加者及び取引量が増加していく中で実証実験で実施したような個別の対応を継続して実施することは難しいため、まずは軽度のペナルティを導入することとする。具体的には、次回以降のオークションにおいて、空押さえを行った事業者の名称と空押さえした属性情報の量を公表することとする。

また、今後空押さえが頻発するような事態となった場合には、違反の程度によってオークションへの参加を一時的に制限するなどのペナルティを設定することが考えられる。

2. 2. ベースロード市場

(1) 背景

石炭火力や大型水力、原子力等の安価なベースロード電源⁴⁵については、大手電力会社が大部分を保有しており、新電力のアクセスは極めて限定的となっている。その結果、新電力はベースロード需要を LNG 等のミドルロード電源で対応せざるを得ず、大手電力会社と比して十分な競争力を有しない状況が生じている。

このため、貫徹小委員会の議論においては、新電力のベースロード電源へのアクセスを容易とするための施策として、ベースロード市場(以下、「BL 市場」)を創設し、旧一般電気事業者と新電力のベースロード電源へのアクセス環境のイコールフットイングを図り、更なる小売競争の活性化を図ることが適当とされた。また、同市場における取引の実効性を確保する観点から、ベースロード電源を保有する旧一般電気事業者等が発電した電気の一部を、適正な価格で市場供出することを、制度的に措置することとされた。

本作業部会においては、貫徹小委員会の中間とりまとめにおいて、BL 市場及び制度的措置の詳細設計は、遅くとも 2020 年度から電気の受け渡しを開始できるように、今後検討を行うこととされたことを受け、関連するその他制度・規制との関係も踏まえつつ、BL 市場の詳細設計について検討を行った。

BL 市場は、2019 年 7 月に開設を予定している。取引要件などの BL 市場に係る詳細な取引ルール等は JEPX 取引規程等に規定することとなるが、旧一般電気事業者等に対し、ベースロード電源を市場へ制度的に供出することを求めることに鑑みれば、その実効性をより高めるため、供出に係る基本的な考え方を明確にする必要がある。

この点、2018 年 7 月の第一次中間とりまとめにおいては、旧一般電気事業者等による BL 市場へのベースロード電源の電気の供出と同様に小売電気事業者間の競争活性化を目的として措置されている常時バックアップの基本的考え方が「適正な電力取引についてのガイドライン(以下、「適取 GL」)」に記載されていることを踏まえ、BL 市場への供出に係る基本的考え方も適取 GL に所要の記載をすることとされた。

これを踏まえ、本作業部会においては、BL 市場に係る適取 GL の改正案及びベースロード市場ガイドライン(以下、「ベースロード市場 GL」)について、検討を行った。

(2) 詳細設計の方向性

① ベースロード市場 GL

第一次中間とりまとめにおいては、「例えば、一般電気事業者等であった発電事業者がベースロード電源を投入することとされた BL 市場は、新電力のベースロード電源へのアクセスを確保する観点から、新電力のベース需要に対し十分な量を市場へ投入するような配慮を一般電気事業者等であった発電事業者が行うことが適当である旨を記載する。」「BL 市場に対

⁴⁵ 発電(運転)コストが、低廉で、安定的に発電することができ、昼夜を問わず稼働できる電源。地熱、一般水力(流れ込み式)、原子力、石炭火力を指す。

する供出量の合計は、全国のエリア離脱需要にベースロード電源比率(56%)と調整係数 d を乗じたものとすることや、エリア内での一般電気事業者等であった発電事業者の市場への投入量は、エリアにおける供給力の割合にするなど、個別事業者ごとの供出量の考え方を掲載することとするとも記載することが考えられる。」とされていた。

また、「供出価格については、新電力と旧一般電気事業者の小売部門とのイコールフットイングを図る観点から、グループ内の小売電気事業者に対する自己のベースロード電源の卸供給料金と比して不当に高い水準とならないよう、ベースロード電源の発電平均コストを基本とした価格を上限にすることが適当である旨、適取 GL に所要の記載を行うとともに、監視等委員会において、供出量と併せて事後的に監視を行うこととする。」とされていた。

その上で、「BL 市場での供出上限価格の考え方は、グループ内の小売電気事業者に対する自己のベース電源の卸供給料金と比して不当に高い水準でないことを確保する観点から、ベース電源の発電平均コストを基礎とした価格とするものである。」「監視に当たって、小売料金等を参考に小売部門の調達価格の説明の妥当性を確認した場合に、小売部門の BL 電源に係る調達価格が供出価格を不当に下回る場合は、供出上限価格を設定した趣旨が達成できないおそれがある。したがって、こうした場合には、供出事業者の供出価格を精査し、必要に応じて、供出事業者に対して供出価格の見直しを求める等の対応を採ることとする。⁴⁶」とされた。

本作業部会においては、第一次中間とりまとめにおけるこうした考え方を踏まえて適取 GL の改正及びベースロード市場 GL を作成した。(別添参照)

第一次中間とりまとめで記載された具体的な監視の方法

取引要件などの BL 市場に係る詳細な取引ルール等は JEPX 取引規程等に規定することとなるが、旧一般電気事業者等に対し、ベースロード電源を市場へ制度的に供出することを求めることに鑑みれば、その実効性をより高めるため、供出に係る基本的な考え方を明確にする必要がある。

この点、旧一般電気事業者等による BL 市場へのベースロード電源の電気の供出と同様に小売電気事業者間の競争活性化を目的として措置されている常時バックアップの基本的考え方が「適正な電力取引についてのガイドライン(以下、「適取 GL」)」に記載されていることを踏まえ、BL 市場への供出に係る基本的考え方も適取 GL に所要の記載をすることとする。

具体的には、例えば、一般電気事業者等であった発電事業者がベースロード電源を

⁴⁶ 供出事業者と同一グループ内の小売電気事業者に調達価格の説明を求めた結果、供出価格が、当該小売電気事業者の小売料金水準を上回っている等の場合を含め、小売電気事業者の不当廉売等に関する競争上の問題の有無、対応については、必要に応じて、別途、監視等委員会において、然るべく対応することとなる。

投入することとされたBL市場は、新電力のベースロード電源へのアクセスを確保する観点から、新電力のベース需要に対し十分な量を市場へ投入するような配慮を一般電気事業者等であった発電事業者が行うことが適当である旨を記載する。

(中略)

具体的には、以下の二つの方法により監視を行う。

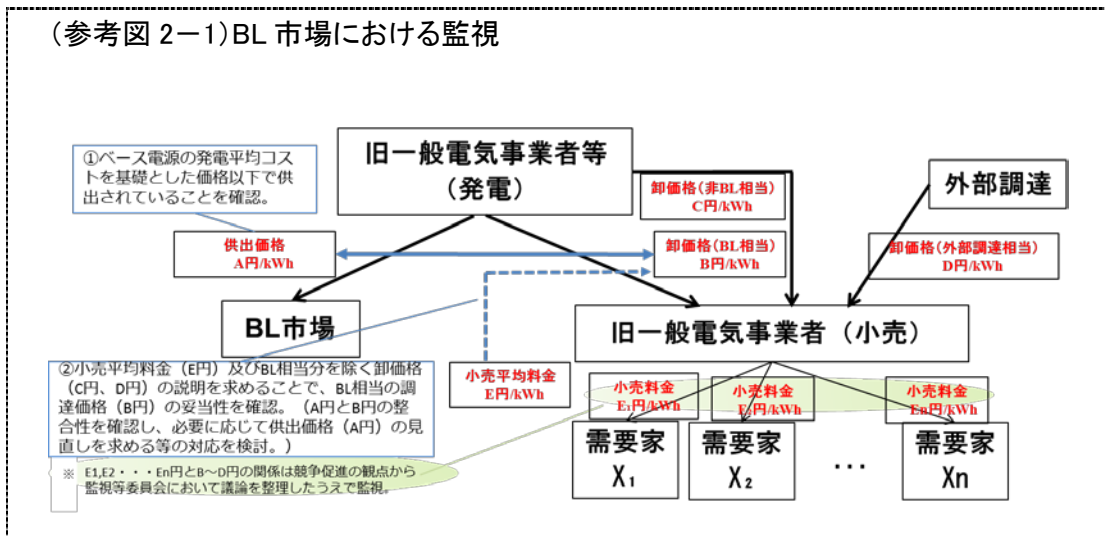
- ①ベースロード電源の発電平均コストを基礎とした価格(供出上限価格)以下で供出されていることを確認。
- ②小売平均料金を参考に、小売部門の調達価格の説明の妥当性を確認することで、供出価格(下表のA円及びB円)の妥当性を確認。(小売料金と社内(グループ内)卸価格等の水準を単純に比較するのではなく、小売部門の収入・費用の構造を確認することを通じて、BL相当の社内(グループ内)卸価格の説明の妥当性を確認する観点から、(必要に応じて)小売料金等を参照する。)

なお、小売部門の調達価格と個別の小売料金の関係は、監視等委員会において競争促進の観点から検討することとなる。⁴⁷

また、今後の市場運用に当たり、適正な価格による供出がなされていないといった不適切な行動が見られる場合、更なる規制の強化を含めた見直しを行うこととする。

47 第一次中間とりまとめにおける本作業部会の議論において、委員・オブザーバーから、高負荷需要家への個別の小売価格とBL市場への供出価格を比較すべきとの指摘があった。また、第17回規制改革推進会議 投資等ワーキング・グループにおいて、大手電力会社からベースロード市場への供出価格について、自己またはグループの小売部門に対するベースロード電源の卸供給価格を不当に上回らないよう監視することが重要であり、産業用(大量の電力を使う工場など)の小売価格も参照しながら、その妥当性を確認することが提言された。こうした指摘に関し、BL市場の供出価格の監視は、旧一般電気事業者の小売部門への卸売価格とのイコールフットイングを図るという趣旨から、旧一般電気事業者の発電部門(又は発電事業者)によるBL市場への供出価格の水準を監視するものであり、旧一般電気事業者の小売価格は、旧一般電気事業者の小売部門への卸売価格を確認する趣旨から確認されるものである。なお、旧一般電気事業者の小売部門の顧客に対する個別の小売価格は、個々の顧客との個別の交渉等に応じて設定されるものであるため、旧一般電気事業者の発電部門が設定した固定費を含む卸売価格と、本来的に、必ずしも一致しないものと考えられるが、その一方で、小売市場における競争の状況等によっては、卸売価格、小売価格の適切さは、両者を一体として見て判断すべき場合もあり得るところ、具体的には、今後、監視等委員会において、検討することとなる。そうした場合、BL市場の供出価格の監視から得られた情報を参照することも考えられる。

(参考図 2-1) BL 市場における監視



(3) 今後について

2019 年度の市場開設に向け、JEPX 等の関係事業者・関係機関において、具体的な準備を進めていく。監視の具体的内容や手法の詳細については、監視等委員会が必要に応じて検討を行う。

2. 3. 連系線利用ルールの見直し・間接送電権

(1) 背景

地域間(エリア間)連系線の利用については、従来「先着優先」と「空おさえの禁止」を原則として、広域機関によって利用計画が管理されていた。連系線利用ルールを見直すことで、公正な競争環境の下で送電線の利用と広域メリットオーダーの達成を促し、更なる競争活性化を通じた電気料金を最大限の抑制、事業者の事業機会の拡大を実現していくため、連系線利用ルールを見直すこととし、市場原理に基づきスポット市場を介して行う「間接オークション」を2018年10月1日より導入した。

貫徹小委員会や本作業部会においては、先着優先から間接オークションへの移行や BL 市場等の卸電力市場活性化策の実施に伴い、エリア間値差がより多くの事業者に影響を及ぼしうることを踏まえ、こうしたリスクを軽減する仕組みが必要との議論が行われてきた。

諸外国においても、例えば、米国の PJM エリアにおいては、地点別の限界価格(LMP)に頻繁に値差が発生することによる事業者のエリア間値差の負担リスクを減少させられるよう、間接送電権の仕組みが整備されている⁴⁸。

こうしたことを踏まえ、我が国においても間接送電権の仕組みを整備することとし、JEPX において間接送電権を発行し、取引することとされた。

間接送電権の商品発行に当たっては、事業者ニーズを踏まえる必要があるところ、市場分断の発生状況や、分断時の値差の状況を踏まえて設定する必要がある。発行可能量は、マージンや経過措置対象量が存在することから、方向によって差異が生じる。また、値差の発生状況も時間帯や季節によって差異があるため、方向種別を設けることとされた。

実際に発行を行うかどうかは、取引所の経営にも関わることから JEPX において決定することとし、判断に当たっては、連系線増強や値差の発生の状況、事業者ニーズ等も踏まえ、ある程度の取引量が見込まれることなどを勘案し、検討会を開催するなどして客観的な検討を行うこととされた。

第一次中間とりまとめにおいて、間接送電権の取引開始は2019年4月目指して準備をすすめることとされた。

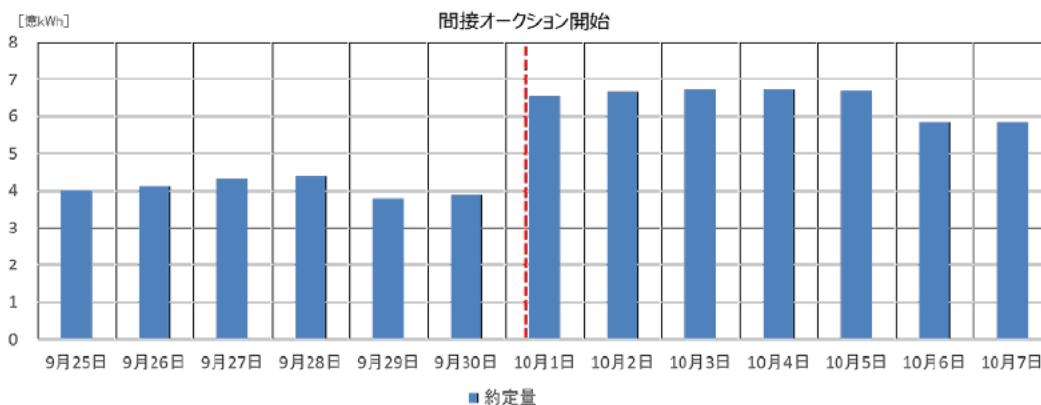
本作業部会においては、JEPX の検討会の検討結果の報告を受ける形で検討を行った。

⁴⁸ 米国においては、「金融的送電権 (FTR: Financial Transmission Rights)」と呼称している。金融的送電権は、地点間の値差に基づき計算される金額を受け取ることができる権利であり、電気事業者以外にも取引可能となっている。(転売も可能)

(2) 間接オークションの開始に伴う、スポット市場約定量の変化について

間接オークションの開始後 1 週間のスポット市場の約定量を確認したところ、間接オークションの開始前に比べて、約 1.5 倍に増加した。

(参考図 3-1) 初回間接オークション開始前後のスポット市場の約定量比較



また、間接オークションの開始前後において、スポット市場での分断率について確認を行ったが、特筆すべき変化は見られなかった。

(参考図 3-2) 初回間接オークション開始前後のスポット市場の分断の発生コマ数

日付	分断の発生コマ数									
	北海道-東北	東北-東京	東京-中部	中部-北陸	中部-関西	北陸-関西	関西-中国	関西-四国	中国-四国	中国-九州
9/24	-※1	0	33	0	0	0	0	0	0	28
9/25	-※1	0	47	0	0	0	0	0	0	23
9/26	-※1	0	47	0	0	0	0	0	0	26
9/27	48	0	40	0	0	0	0	0	0	39
9/28	48	0	44	0	0	0	0	0	0	27
9/29	48	0	21	0	0	0	0	0	0	24
9/30	48	0	48	0	0	0	0	0	0	1
10/1	48	0	44	0	0	0	0	2	2	14
10/2	48	0	48	0	0	0	0	0	0	3
10/3	47	0	42	0	0	0	0	0	0	21
10/4	48	0	36	0	0	0	0	0	0	14
10/5	48	0	40	0	0	0	0	0	0	25
10/6	47	0	27	0	0	0	0	0	0	48
10/7	48	0	31	0	0	0	0	0	0	36

※1 9/7-9/26にかけて北海道のスポット市場が取引停止していたため、今回の調査対象外とした。

(3) 間接送電権の詳細設計の方向性

(商品の形態(対象連系線、方向))

間接送電権の発行に関しては、制度設計作業部会の議論を踏まえ、以下を考慮して、

JEPXにて決定することとしていた。

- 期待値差が 0.01 円/kWh を上回る蓋然性が高いもの
- ある程度の取引量が見込まれること

期待値差について、間接オークション開始後の分断状況、値差を分析した結果、0.01 円/kWh を超える地域間連系線は以下の 5 つであった。

- 【北本直流幹線】(北海道～東北:逆方向)
- 【東京中部 FC】(東京～中部:順方向・逆方向)
- 【本四連系線】(中国～四国:逆方向)
- 【阿南紀北直流幹線】(関西～四国:逆方向)
- 【関門連系線】(中国～九州:逆方向)

なお、取引量については、間接オークション開始後 1 ヶ月分のデータであり、十分なデータが蓄積されておらず、取引量の想定は難しかった。そのため、2019 年 4 月においては上記の 5 つの連系線を対象とすることとした。

ただし、引き続き、対象とする連系線の追加や廃止について、市場分断の発生状況や、連系線増強の状況、事業者ニーズ等を確認しながら、検討会において定期的に検討することとした。

(参考図 3-3)間接オークション開始後における連系線別市場分断状況

週間の平均値差額 (円)

連系線	方向	2018年				
		9/29 週	10/6 週	10/13 週	10/20 週	10/27 週
北本直流幹線 (北海道→東北)	順	0	0	0	0	0
	逆	4.56	2.44	2.84	5.39	4.86
相馬双葉幹線 (東北→東京)	順	0	0	0	0	0
	逆	0	0	0	0	0
東京中部 F C (東京→中部)	順	0	0.07	0.01	0	0
	逆	2.3	1.28	1.13	1.47	1.78
南福光 B T B (中部→北陸)	順	0	0	0	0	0
	逆	0	0	0	0	0
越前嶺南線 (北陸→関西)	順	0	0	0	0	0
	逆	0	0	0	0	0
三重東近江線 (中部→関西)	順	0	0	0	0	0
	逆	0	0	0	0	0
西播東岡山線 + 山崎智頭 (関西→中国)	順	0	0	0	0	0
	逆	0	0	0	0	0
阿南紀北直流幹線 (関西→四国)	順	0	0	0	0	0
	逆	0.03	0	0	0	0.01
本四連系線 (中国→四国)	順	0	0	0	0	0
	逆	0.03	0	0	0	0.01
関門連系線 (中国→九州)	順	0	0	0	0	0
	逆	0.24	2.35	1.66	0.93	0.56

出所：第 2 回間接送電権の在り方等に関する検討会(日本卸電力取引所)より抜粋

(商品の形態(精算期間、オークションの実施タイミング))

2019年4月においては、週間24時間の商品で開始し、JEPXの「週間」の定義に沿って、土曜日から金曜日までの商品とすることとした。

ただし、週間昼間、月間商品等その他の商品形態については、事業者のニーズも踏まえ、開設後の見直しの課題として引き続き、JEPXの検討会にて検討を行っていくこととした。

(商品の形態(精算期間、オークションの実施タイミング)の検討)

本作業部会の議論において、オークションの実施タイミングについては、以下の2案が示されていた。

- ① 毎週、週間商品を取引
- ② ニカ月前(の20日以降)に4~5週間分の週間商品を取引

JEPXにおいて検討した結果、必要となるシステム開発のスケジュールの制約があることが判明したため、2019年4月においては、「②ニカ月前」の実施タイミングでオークションを実施することとした。

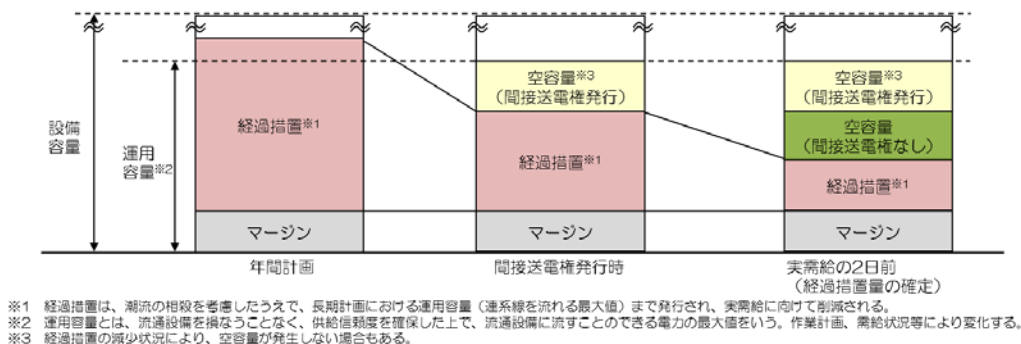
(間接送電権の発行量と経過措置の減少について)

間接送電権は、運用容量からマージンと経過措置の数量を除いた量を発行する。

運用容量、マージンについては、広域機関にてとりまとめられ、公表される。年間計画以降では、月間、2営業日前と実需給に近づくと精査された計画が公表される(作業計画の変更、需給状況等を考慮)。

間接送電権の発行可能量については、経過措置の数量が影響し、経過措置が適切に減少すれば、間接送電権の発行可能量が増えることが期待される。そのため、間接送電権の発行前に経過措置の減少事由が予見されている場合は、事業者には、経過措置の減少を行う更新計画を広域機関へ提出することを求めているところ。

(参考図3-4)間接送電権の発行量の推移イメージ

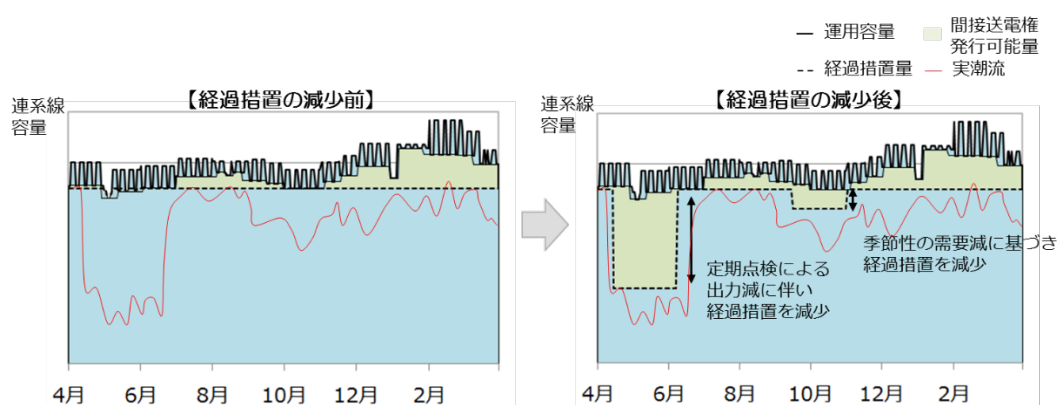


JEPX の検討会において、監視等委員会より、間接送電権の発行にむけて、経過措置減少が適切に行われることが重要であるという意見が表明された。

事業者が経過措置を適切に減少させる例としては以下のとおりであるが、事業者が間接送電権オークションの開催日から前々日 12 時までの間に経過措置計画を減少させた場合には、そのタイミングの合理性について、広域機関が確認を行っていく。

- 発電所の定期点検のスケジュールが明らかになった段階で、出力の減少分について経過措置を減ずる。
- 季節による需要の減少が顕著に出ることが判明し、連系線を利用した送受電は不要と判断した場合、経過措置を減ずる。

(参考図 3-5) 経過措置の減少イメージ



(6) 間接送電権の今後について

2019 年 4 月の初回オークションの結果、また、同年 6 月の実際のスポット市場取引の結果を踏まえ、JEPX において検討会を開催し、事業者の利便性等も踏まえながら、継続的に検討を行っていく。

第一次中間とりまとめにおける間接送電権の在り方(電力取引を行わない場合には値差精算を行わず、転売も行わないこととする等)については、市場開設後の状況によっては、事業者の利便性等も踏まえながら、改めて検討していくこととしており、JEPX の検討会において、引き続き状況を確認していく。

2. 4. 容量市場

(1)背景

2018年9月6日に発生した平成30年北海道胆振東部地震に伴い、北海道エリアにおいて、1951年の9電力体制(1972年の10電力体制)成立以降では我が国初となる一エリア全域に及ぶ大規模停電が発生した。加えて、平成30年7月豪雨、平成30年台風21号・台風24号等自然災害が相次ぎ、電力インフラにおけるレジリエンスの重要性、電力政策における安定供給の重要性が改めて認識された。これを受けて設置された電力レジリエンスワーキンググループの中間取りまとめや平成30年北海道胆振東部地震に伴う大規模停電に関する検証委員会を受けた広域機関による経済産業大臣宛の意見の中では災害対応を含む稀頻度リスク等への対応強化として、容量市場の早期開設と供給力の範囲拡大について今後検討を進めていくこととされた。これらの意見を受けて、本作業部会において、災害対応を含む稀頻度リスク等への対応のために必要となる供給力の確保や容量市場の早期開設を含む早期の容量確保策についても検討を行った。

また、第一次中間とりまとめにおいて、容量市場の詳細制度設計の進め方に関して、「技術的な内容を含む詳細については、本作業部会での議論の内容も参照しつつ、広域機関及び監視等委員会等において並行的に検討を行い、重要な論点については、必要に応じて本作業部会において検討を行う」こととされていた。これを踏まえ、広域機関や監視等委員会等とも連携しつつ、本作業部会において、以下の論点について検討を行ってきた。

- 費用負担の考え方
- 市場支配力行使の防止策
- 需要曲線の設定
- 固定価格買取制度の適用を受けているバイオマス混焼設備の扱い
- 容量市場の情報公開・フォローアップ
- 既存契約の見直し
- 調整力として活用可能な電源の位置づけ
- 発電側基本料金との関係

(参考図4-1)平成30年度に発生した自然災害

	平成30年7月豪雨	平成30年台風21号	平成30年 北海道胆振東部地震	平成30年台風24号
時期	・ 2018年6月28日～7月8日	・ 2018年9月4日	・ 2018年9月6日	・ 2018年9月30日
主な停電被害 (のへ戸数)	・ 19万戸(中国電力管内) ・ 6万戸(四国電力管内)	・ 225万戸(関西電力管内) ・ 85万戸(中部電力管内)	・ 295万戸(北海道エリアブラックアウト)	・ 119万戸(中部電力管内)
停電の原因	・ 送配電設備への被害	・ 送配電設備への被害	・ 苫東厚真発電所1、2、4号機の停止 ・ 送電線4回線の事故による水力発電の停止	・ 送配電設備への被害

(2) 詳細設計の方向性

① 早期の容量確保策について

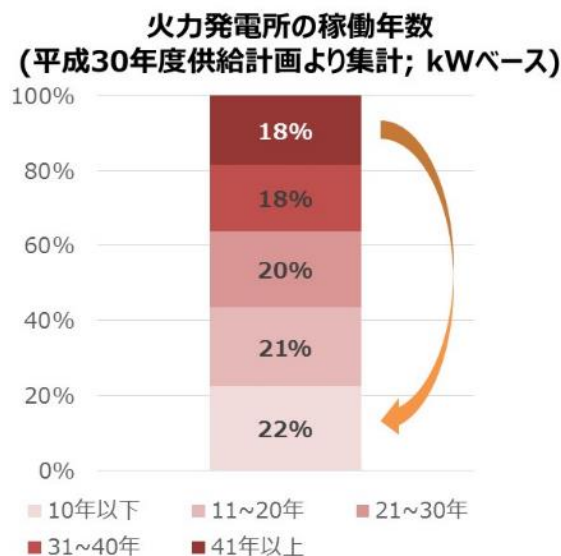
(背景)

現在我が国で稼働している火力発電所のうち 19%は稼働年数が 40 年を超えているが、老朽火力発電所は発電効率が劣ること等から、電源の新陳代謝の観点からは新設電源にリプレースしていくことが望ましい。一方で、各発電事業者の計画においては、電源を休廃止するタイミングとリプレース先となる新設電源が運転を開始するタイミングは必ずしも一致しているわけではなく、新設電源が運転開始するまで一時的に予備率が落ち込む期間が存在する。そのため、平成 31 年度供給計画においては、特に容量市場初回受渡年度(2024 年度)以前の 21 年度、22 年度に予備率が低下する計画となっている。

当該年度であっても、現行基準である 8%以上の予備率は確保されている。しかしながら、各電源は十分なリードタイムを持って計画的に休廃止を行っているものもあれば、1、2 年前に休廃止を決定するケースもあり、現時点で休廃止を決定していない電源についても、今後の状況によっては、23 年度より前に休廃止を行う電源が生じる可能性がある。また、18 年夏季は、6 エリアで夏季最大需要が H1 需要想定を越える結果となっており、今後も H1 需要が増加していくと更に予備率が厳しくなるリスクがある。

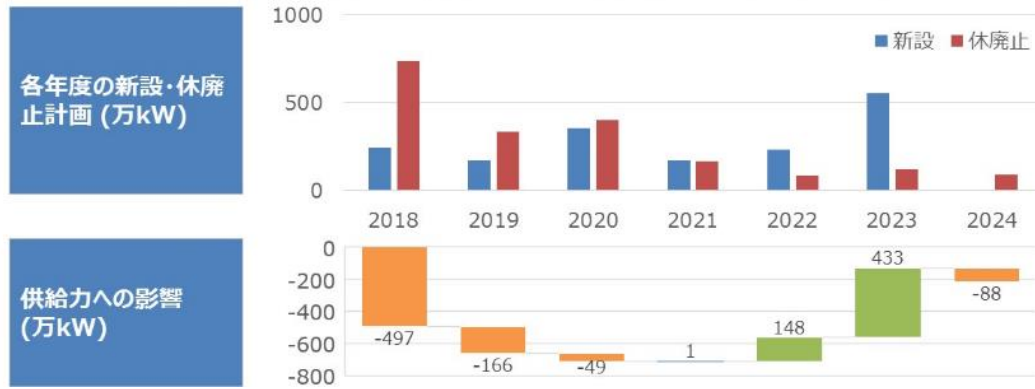
以上のように、今後さらなる電源休廃止が行われた場合や、気象の影響等で需要が増大した場合等には、容量市場開設前に供給力不足のおそれが顕在化する可能性が考えられる。また、大規模災害等へのレジリエンス強化の観点から確実な供給力確保策の導入が求められているところ、容量市場初回受渡年度以前における供給力不足を未然に防ぐための対応策について、容量市場の早期開設を含めて、本作業部会において議論した。

(参考図 4-2) 電源の新陳代謝



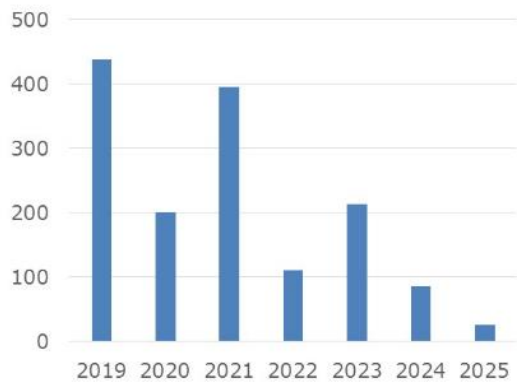
(参考図 4-3) 電源リプレースのタイミング

火力発電所の休廃止及び新設計画 (平成30年度供給計画より集計、沖縄除く)

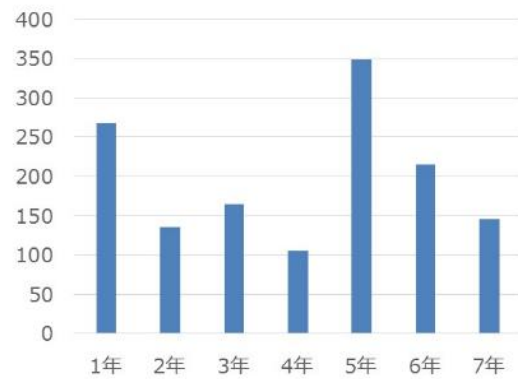


(参考図 4-4) 電源休廃止動向

年度ごとに休廃止される供給力※; 万kW



休廃止決定から休廃止までのリードタイムによる分類; 万kW



※平成30年度供給計画において、短期立上可能電源、長期計画停止、休止、廃止となっている電源を含む

(参考図 4-5) 今後の予備率低下リスク(第 33 回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料 2-1)

2018年度夏季:各エリア最大需要時の需要実績

- 各エリアの夏季最大需要日の需要実績の合計は16,917万kWであり、猛暑を前提に想定した需要16,731万kWを187万kW上回った。
- 実績と想定の内訳では、前提とした猛暑より気温が高かったこと等による気温影響が+210万kWであり、東北・東京・中部・関西・中国・四国エリアは想定以上の猛暑であった。また、その他の要因による影響は▲23万kWであった。

エリア (万kW)	(送電端)													
	東 9エリア	北海道	東北	東京	中西 6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	全国 9エリア	沖縄	全国 10エリア
需要想定 ^{※1,2}	7,460	442	1,382	5,637	9,117	2,627	524	2,718	1,081	529	1,639	16,578	153	16,731
需要実績 ^{※3}	7,522 (7,292)	442 (401)	1,426 (1,291)	5,653 (5,600)	9,263 (9,047)	2,622 (2,584)	521 (503)	2,865 (2,794)	1,108 (1,084)	536 (503)	1,601 (1,579)	16,775 (16,339)	143 (134)	16,917 (16,473)
差分 ^{※4}	+ 62	+ 1	+ 44	+ 16	+ 136	▲ 5	▲ 3	+ 147	+ 27	+ 7	▲ 37	+ 197	▲ 10	+ 187
気温影響	+ 101	▲ 3	+ 43	+ 61	+ 120	+ 13	▲ 8	+ 112	+ 23	+ 18	▲ 37	+ 222	▲ 12	+ 210
DR ^{※5}	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
その他	▲ 40	+ 3	+ 2	▲ 45	+ 15	▲ 18	+ 5	+ 35	+ 4	▲ 11	▲ 1	▲ 25	+ 2	▲ 23

<想定的前提>

○2018年度の供給計画の需要をベースに、厳気象影響を考慮して想定。厳気象については、北海道・北陸・中国・四国エリアは2010年度並み、東北・東京・中部エリアは2015年度並み、関西・九州エリアは2013年度並み、沖縄エリアは2017年度並みの猛暑を想定。

※1 需要には太陽光自家消費分は含まない。

※2 DR考慮前の想定値。

※3 括弧内の数値は、全国最大需要時(2018年8月3日14~15時)の需要実績値

※4 実績(10エリアのそれぞれの最大需要発生時における実績値の合計)と前回の電力需給検証報告書(2018年5月)における2018年度夏季需要想定との差分。

※5 電源I¹発動によるDRの影響(2018年度夏季の各エリア最大需要発生日に電源I¹は発動されていない)

※ 気温影響には、日平均気温以外の考慮要素による影響量等を含む。

※ 四捨五入により各種影響の合計と実績-想定との差分が合わない場合がある。

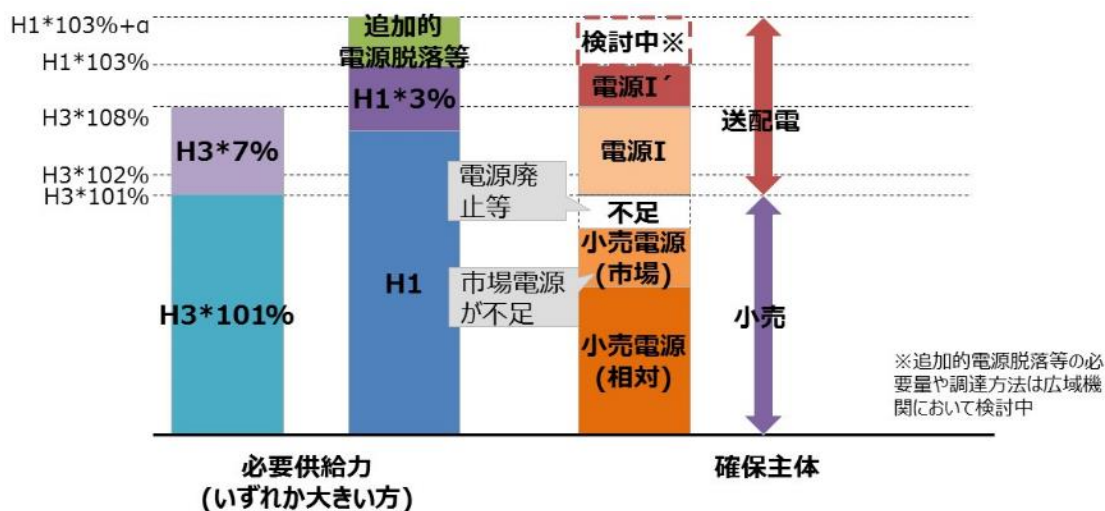
(供給力不足時の影響)

電源I・電源I¹相当分については、調整力公募によって毎年送配電事業者が確実に必要量を確保している。このため、電源休廃止や**需要の増加等**によって供給力不足が顕在化した場合、不足するのは小売電気事業者が確保すべき供給力⁴⁹となることが考えられる(H3需要*101%の内数)。大規模事業者は相対契約等により一定の供給力を確保しているため、主に中小規模事業者が市場から調達する小売電源が不足することが考えられる⁵⁰。

(参考図4-6)不足する供給力のイメージ

⁴⁹ 制度設計ワーキンググループにおける議論では、小売電気事業者は「気温の変化等による需要の変動分も含めた最大需要」を上回る供給能力を確保することが求められるとされている。また、「小売電気事業者が実需給断面において供給能力確保義務に対応するためには、通常想定される需要に対応する供給能力に加え、需要の上振れ等の可能性に対応するための一定の供給予備力の確保が求められる」とされている

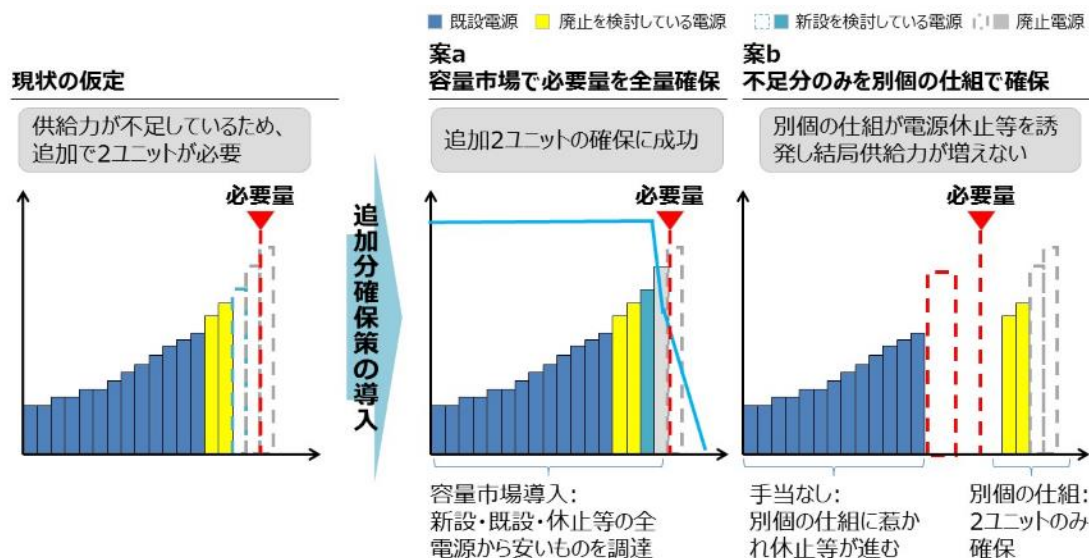
⁵⁰ 最大需要が200万kW以上の小売電気事業者(以下、「大規模事業者」)は現状相対契約などで自社需要に対して105.1%の供給力を確保しているが、23年度に102.6%まで減少させる計画としている(101%の供給力は確保している)。最大需要が200万kW未満の事業者(以下、「中小規模事業者」)は、相対契約を結ばず将来の供給力を「調達先未定」として計画する比率が高く、18年度でも自社需要に対して43.8%の供給力しか確保しておらず、23年度は21.5%まで減少させる計画としている



(対応策に関する留意点)

容量市場のように必要供給力全てを一つの仕組みで確保するのではなく、不足分を補うため供給計画に計上されていない電源のみを対象として入札を行い、固定費を全て負担するような仕組みを導入した場合、老朽電源等は電源休止等をして仕組みに参加した方が収入を得られるため、むしろ電源休止等を誘発し、最終的な結果として供給力が増えない可能性がある。

(参考図 4-7) 供給力確保の実効性



(対応策の検討)

2024 年以前における供給力不足に対しては 1) 必要供給力全量に対して手当をする(容量市場の早期開設)、2) 不足分のみを確保する(調整力公募や電源入札等)、3) 対応策をとら

ないという 3 つの対応が考えられる。本作業部会において、1)、2)それぞれの対応について検討を深め議論を行った。

(参考図 4-8) 供給力確保手法の類型

	具体的な制度	対象電源	メリット	デメリット
案①: 全量手当	<ul style="list-style-type: none"> 容量市場 (早期開設) 	<ul style="list-style-type: none"> 全電源 	<ul style="list-style-type: none"> 必要量を一つの仕組みで包括的に確保するため、より確実に供給力を確保できる 	<ul style="list-style-type: none"> 全量確保のため、短期的な小売負担が大きくなる
案②: 不足分のみ手当	<ul style="list-style-type: none"> 電源入札等 	<ul style="list-style-type: none"> 供給計画に計上されていない電源 (新設、DR、休止電源立上等) 	<ul style="list-style-type: none"> 調達量を限定するため、短期的な小売負担を抑えられる 	<ul style="list-style-type: none"> 供給計画対象外となると容量市場開設前に固定費分をカバーしてもらえないようになるため、供給計画への未計上や休止等を促してしまう危険性がある
案③: 手当なし	<ul style="list-style-type: none"> - 	<ul style="list-style-type: none"> - 	<ul style="list-style-type: none"> 追加的な負担は発生しない 	<ul style="list-style-type: none"> 停電や節電要請のリスクが高まる可能性がある

1) 必要供給力全量に対して手当をする(容量市場の早期開設)

制度導入による休廃止の促進を防ぎ確実に供給力を確保するためには、容量市場のように必要供給力全量を一括して確保する仕組みを導入することが望ましい。そのため、容量市場開設以前に供給力不足となるおそれがあるときに、供給力を確実に確保するためには、可能な限り容量市場を早期開設することが望ましい。一方で、容量市場の初回オークションは制度設計やシステム構築などの準備を可能な限り早めたとしても 2019 年度へ前倒しすることが限界である。また、電源新設のリードタイム等も考慮してオークション実施から受渡までの期間を 4 年と整理したことも踏まえると、容量市場の初回受渡は 2023 年度(1 年度前倒し)とすることが考えられる⁵⁴。容量市場の早期開設によってより確実に供給力を確保できれば、スポット市場における価格スパイクが発生する蓋然性が減り、スポット市場における小売負担が減少する効果も得られると考えられる。

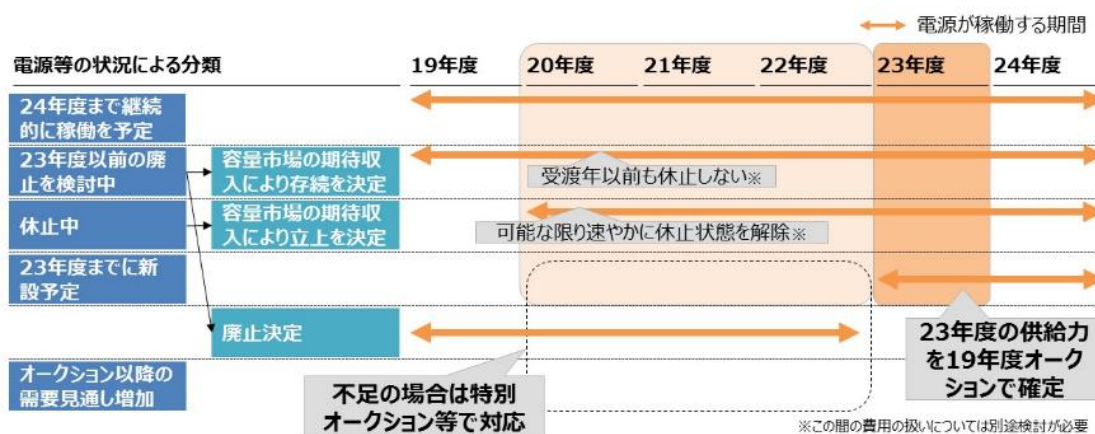
また、2019 年度に容量市場のオークション⁵²を実施した場合、約定した電源等は 2023 年度に容量確保契約に従い電源として稼働することとなる。この場合、容量確保契約は容量受渡年度中(2023 年度)の電源等の稼働を求めているため、2020 年度～22 年度については、稼働しているかどうかは容量確保契約上担保されていない。この点に関して、今後の中長期的な供給力の確保に万全を期すため、2019 年度に容量市場のオークションを実施した場合

⁵¹ 容量市場の前倒しにより①費用回収の予見可能性が向上する②期待収入が増加するという効果も期待される

⁵² オークションの時期だけを前倒して、容量受渡は 2024 年度からとする方法も考えられる。しかし、容量受渡年度を前倒ししない場合、23 年度まで維持すべき老朽電源を 24 年度まで維持することになり、電源の新陳代謝がその分進まない可能性がある。また、23 年度より前に休廃止の可能性がある電源について、容量市場からの受取額が従前と変わらないとすれば電源休廃止の判断への影響が限定的になる可能性があるのではないかと

に限り、応札時点で稼働している落札電源は容量確保契約の中で20～22年度において電源の休止を認めない条項を加えることが考えられる⁵³⁵⁴。この場合、19年度オークション時点で23年度まで存続する電源が一旦確定する。

(参考図 4-9) 容量市場開設を前倒した場合の供給力確保のイメージ



なお、容量市場を1年早期開設した場合でも、2023年度より前に供給力が不足すると判断された際には、緊急に供給力(休廃止延期、休廃止電源の立上、DR等)を確保する手段を整備することが考えられる。ただし、このような制度の導入によって電源の休廃止が促進されないような工夫が必要である。

また、中間とりまとめにおける既設電源に対する経過措置の考え方を踏まえると、容量市場開設時期を前倒す場合は、2023年度に容量を受け渡す既設電源については、49%の控除率を課すことが考えられる。小売負担への配慮から更に控除率を引き上げることも考えられる一方で、老朽電源の休廃止抑制への影響についても考慮する必要があり、慎重な検討が求められる。

(参考図 4-10) 容量市場を早期開設する場合の既設電源に対する経過措置の扱い

⁵³ 電源を休止せず、存続させる場合、安定的に発電可能な電源として稼働することが期待され、供給計画上当該電源の発電能力(供給計画、「当該年度において安定的に発電可能な出力」が「発電能力」と定義されている(供給計画届出書の記載要領参照))は供給力として計上される。容量確保契約の対象年度外において、容量確保契約と同様のリクワイアメント・ペナルティを課すことは困難であるが、実際の運用においては、旧一般電気事業者の電源は自主的取組として、限界費用ベースで余剰電力の全量を卸電力市場へ投入されている。また、相場操縦行為に該当する行為がないかなど監視等委員会が監視を行っている

⁵⁴ この場合、応札時点で休止中の落札電源については、可能な限り速やかに休止状態を解除することを求める条項を加えることが考えられるが、新規電源等については、容量確保契約発効前に稼働前倒しを求めることは困難と考えられる

経過措置における控除率の推移

	23年度	24年度	25年度	26年度	27年度	28年度	29年度	30年度
控除率	49%	42%	35%	28%	21%	14%	7%	0%

控除率の計算方法

(制度検討作業部会中間取りまとめより抜粋)

- 容量市場導入直後の小売電気事業者の競争環境に与える影響を軽減する観点から、一定期間、容量市場から発電事業者への支払額を一定の率で減額する。(減額率は調達容量に占める控除 kW の割合に基づくものとし、控除 kW は 2020 年の容量市場開設時点から期間とともに減少させる。また、発電事業者への支払額の減額を、小売電気事業者の負担額の減額に反映させる。)
- 容量市場開設時点の控除 kW は、経過措置起算時点以前からの電源の容量 (kW) に一定の比率をかける形で算定する。一定の比率については、そうした電源について、維持のための修繕費等や追加投資に要する支出も勘案して定める。
- 経過措置起算時点については、現在進行中の建設案件への影響を防ぐ観点から現時点より前に設定することが適当であり、かつ、①東日本大震災前後で電気事業を巡る環境が大きく激変したこと、②10年目程度まで減価償却コストが多く発生し固定費コストが高いことなどから、東日本大震災発生時点 (2010 年度末) とする。
- 容量市場開設時点の控除率は、経過措置起算時点以前に建設された全ての電源 (旧既設電源) の 7 割とし、2020 年以降、段階的に減少させていくこととする。
- 2030 年時点では、経過措置起算時点以降 2020 年までに建設された既設電源 (新既設電源) も、全て建設後 10 年以上が経過することから、旧既設電源と新既設電源との公平性を確保する観点や、容量市場開設後一定期間後には卸電力市場価格の価格低減に寄与することが考えられることを踏まえ、2030 年 (容量の受け渡し時点) には経過措置を終了させることとする。

2) 不足分のみを確保する場合 (調整力公募や電源入札等)

不足する供給力を調整電源として確保した場合、小売電源が不足する状況は変わらず卸電力市場における需給ひっ迫は発生してしまい価格がスパイクする。また、調整力を稼働させる費用はインバランス料金として不足を発生させた小売電気事業者に請求される。一方で、全体的に小売電源が確保されている場合は卸電力市場価格は安定する。そのため、供給力確保義務や卸電力市場価格の安定の観点から、不足する供給力は小売電源として確保することが望ましい。

しかし、何らかの理由によって小売電気事業者が供給力を確保できず小売電源が不足する見通しになった際には、やむをえず送配電事業者が主体となって調整電源を確保し、需要に見合った供給力を確保せざるを得ない。

(参考図 4-11) 調整電源として確保する場合と小売電源として確保する場合の比較

	調整電源として確保	小売電源として確保
調達断面	調達主体	送配電事業者
	調達方法	調整力公募等
	費用回収	託送料金で回収 (現行制度ではH3需要*6%分のみ可能)
実需給断面	電源の運用	卸電力市場における需給ひっ迫が発生し、送配電からの指示がある場合のみ稼働 インバランス料金を小売電気事業者から回収
		小売電源は十分確保されるため、卸電力市場価格のスパイクやインバランス料金支払いは避けられる

必要供給力が不足する見通しとなった際に送配電事業者または広域機関がやむを得ず供給力を調達するために活用可能な既存の仕組みとしては、調整力公募と電源入札が存在す

る。それぞれに課題が存在するため、本作業部会においてこれら既存の制度を元に、2020～23年度に必要供給力が確保されない見通しとなった場合の対応策について検討を深めた。

(参考図 4-12) 利用可能な既存の制度

	調達主体	対象電源	費用負担	課題
調整力公募	<ul style="list-style-type: none"> 送配電事業者 	<ul style="list-style-type: none"> 調整力を提供できる電源(電源I'はDR含む) 	<ul style="list-style-type: none"> 調達エリアの送配電事業者 託送料金ではH3*6%分のみ回収 	<ul style="list-style-type: none"> 休廃止電源を救済する措置を採ることでもむしろ休廃止を促進してしまう 供給力ではなく調整力として確保するため、小売電源は不足してしまう 送配電事業者の負担を適切に託送料金に反映できるよう託送制度上の整理が必要
電源入札	<ul style="list-style-type: none"> 広域機関 	<ul style="list-style-type: none"> 発電用電気工作物 	<ul style="list-style-type: none"> 全国の送配電事業者 託送料金で回収 	<ul style="list-style-type: none"> 休廃止電源を救済する措置を採ることでもむしろ休廃止を促進してしまう 必要供給力が確保されていない際のセーフティネットという制度上の位置付けであり、これまで実施実績もない 落札電源のリクワイアメントが事前に詳細に定まっていない DR事業者は参加ができない

第一に、休廃止電源を対象にして、設備維持のための費用を負担するような仕組みを導入した場合、老朽電源等は休廃止をして仕組みに参加した方が収入を得られるため、むしろ休廃止を誘発してしまう可能性がある。そのため、休廃止電源を救済する制度を採ることによってむしろ休廃止を促進してしまわないように、対象を一定の時期までに休廃止計画を表明していた電源に限る、今後休廃止を決定する際に関係諸機関と事前に調整を行った電源に限る等の対応策について引き続き検討が必要⁵⁵。

(参考図 4-13) 対象電源を限定する方策案

⁵⁵ 広域機関において検討が行われた。詳細については第38回調整力等委員会資料2を参照

	概要	メリット	デメリット
現時点(平成31年度供給計画)で休廃止する計画としている電源に限定	<ul style="list-style-type: none"> 平成31年度供給計画で休廃止計画としていた電源のみを対象とする 	<ul style="list-style-type: none"> 制度による救済を目的として休廃止を装う電源を排除することが可能 	<ul style="list-style-type: none"> より直近の年度で休廃止をした電源の方が立上・維持費用がかからないことが予想されるにも関わらず対象外となってしまう
調達時点で直近の供給計画策定時に休廃止する計画としていた電源に限定	<ul style="list-style-type: none"> 送配電事業者による調達を決定したときに既に策定されている直近の供給計画において休廃止計画を表明している電源のみを対象とする 	<ul style="list-style-type: none"> 直近の供給計画で休廃止を決定し、立上・維持費用がより安価な電源も含めることができる 	<ul style="list-style-type: none"> 今後の供給計画策定時に駆け込みでの休廃止表明が多発するおそれがある 真に休廃止が避けられない電源が否が客観的に判定することが困難
休廃止計画を表明するタイミングによって制約を設けない	<ul style="list-style-type: none"> 休廃止を決定した電源であれば決定時期に関わらず対象とする 	<ul style="list-style-type: none"> より直近で休廃止を決定し、立上・維持費用がより安価な電源も含めることができる 個々の事例に応じた柔軟な対応が可能 	<ul style="list-style-type: none"> 真に休廃止が避けられない電源なのか、制度による救済を目的として休廃止を装っているのが客観的に見分けることが困難

第二に、調達される電源に求められるリクワイアメントについて検討する必要がある。例えば、調整力公募における電源Ⅰ'の要件は厳気象時等の限定的な対応を念頭に策定されているため、本来小売電気事業者が確保すべき供給力を調整力公募のスキームを活用して送配電事業者が代わりに確保する場合はこれまでの電源Ⅰ'とは異なる運用が想定され、**新たなリクワイアメント設定が求められる**。また、電源入札で落札された電源の運用方法については、予め明確に定められてはおらず、都度募集要件や落札者との契約の中で決めていくこととなっているため、電源入札制度を活用して不足する予備力を確保する場合も、想定される運用に沿う形で詳細なリクワイアメントを広域機関において検討する必要がある^{56,57}。

(参考図 4-14) 調整力公募における電源Ⅰ'のリクワイアメント

<p>【平成29年度 電源Ⅰ' 厳気象対応調整力入札募集要綱(中部電力株式会社)抜粋】</p> <p>発電設備等の運用</p> <p>ア 発電等の実施</p> <ul style="list-style-type: none"> 当社の指令に従い、当社の指定する30分ごとの時間帯に、厳気象対応調整力契約電力の発電等が可能であることが必要です。なお、当社は、指定する時間帯の始期の3時間(180分)前までで、契約者が応札時に指定する時間までにするものといたします。 契約電源等の制約等により、提供期間における発電等の回数に上限を設けることを希望される場合には、契約電源等ごとに6回以上で上限回数を設定することができます。 <p>イ 発電等の継続時間</p> <ul style="list-style-type: none"> 当社の指令に応じた発電等の継続が、2時間にわたり可能であることが必要です。
--

(参考図 4-15) 電源入札の募集要項

56 電源入札に DR は参加できないという制度的課題もある

57 広域機関において検討を行った。詳細については第38回調整力等委員会資料2を参照

広域機関 業務規程

(基本要件の検討)

第37条 本機関は、電源入札等の実施を決定する際に、有識者を含めた委員会の検討を踏まえ、電源入札等の実施に関する基本的な要件（以下「電源入札等の基本要件」という。）を決定する。

2 本機関は、電源入札等の基本要件を決定した場合は、これを公表する。但し、電源入札等の補填金（以下「電源入札等補填金」という。）の上限価格を定めた場合については、これを非公表とすることができる。

(落札者との契約の締結)

第40条 本機関は、応募内容にしたがって、電源維持運用者との間で、電源維持運用業務の内容、電源入札等補填金の支払い、電気の販売条件等に関する契約を締結する。

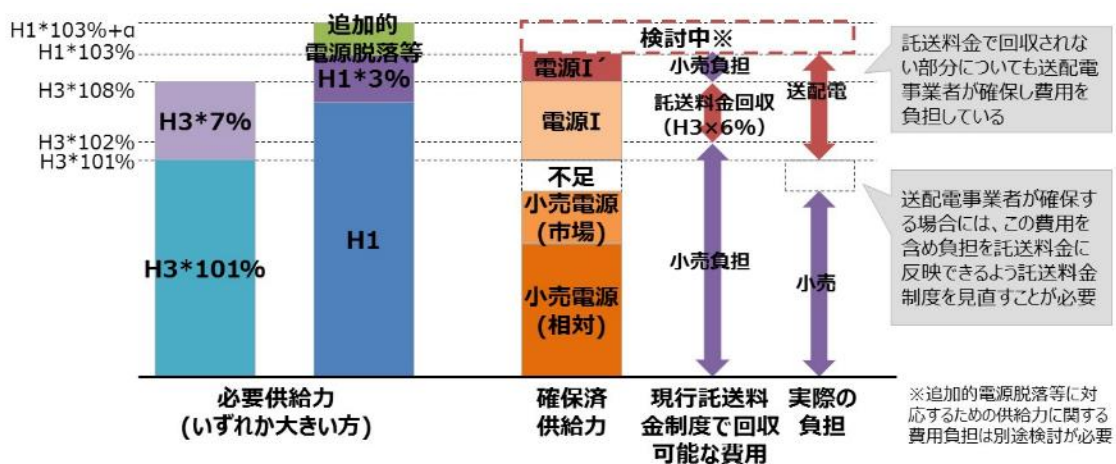
(落札者の電源維持運用業務の報告等) 第42条 本機関は、送配電等業務指針に定めるところにより、電源維持運用者から、定期的に電源維持運用業務の報告を受ける。

2 本機関は、電源維持運用者の電源維持運用業務の内容に不適切な点があると認める場合には、電源維持運用者に対し、電源維持運用業務の改善を求める。

3 本機関は、第1項に基づき電源維持運用者から受けた報告内容について、有識者を含めた委員会に報告する。

第三に、費用負担の課題が存在する。送配電事業者は既に小売電気事業者が確保すべき予備率のうち一部を暫定的に確保している。今後もこのような暫定的な取扱いの対象を拡大することは、小売電気事業者が自ら必要な供給力を確保する原則を逸脱するものであり、電気事業の健全な発達を妨げるものと考えられる(送配電事業者の健全な事業運営に影響を及ぼすおそれもある)。そのため、送配電事業者が小売電気事業者が確保すべき予備率を確保することとする場合には、その費用を含め送配電事業者の負担を託送料金に反映できるように適切な場で託送料金制度を見直すことが求められる。また、当該費用は毎年変動することが考えられるため、柔軟に反映できるように配慮することが求められる。

(参考図 4-16) 供給力確保のための費用負担



(まとめ)

小売電源を含めた供給力確保の観点からは容量市場の早期開設が望ましいが、現時点での2020~23年度の必要供給予備率見通しでは、最低限の予備率が確保されている。また、今後の火力発電所の休廃止を抑制し、小売電源を含めた供給力確保に万全を期すため、容

量市場を早期開設することも考えられるが、小売電気事業者の容量支払いの負担等の課題もある。そのため、容量市場の早期開設については、**行わないこととする**⁵⁸。

20～23年度の需給見通しにおいて必要な**小売電源**の供給力を確保できない見通しとなった場合、エリア内で供給力を確保するため調整力公募のスキームを活用して**DRなど必要な供給力**⁵⁹の調達を図り、それでもなお供給力が確保できない見通しとなっている際には、セーフティネットとしての電源入札を実施することとなる。ただし、供給力確保義務や卸電力市場価格の安定の観点から、不足する供給力は小売電源として確保することが望ましいため、調整力公募や電源入札は、やむを得ない場合に限った対応と位置付けられる。また、調整電源として不足する供給力を確保した場合、小売電源の総量が増えることはなく、調整電源の割合が増えるのみである一方で、小売電源が減少するほどに卸価格のスパイクやインバランスの発生頻度が上昇していくことが考えられる。他方で、容量市場を開設する場合と異なり、小売電気事業者にとっては、容量支払いを行う必要がない。

なお、必要供給力を確保するための送配電事業者の負担について託送料金による適切な費用回収を可能とするために託送料金制度見直しについて適切な場において検討する**とともに、確保した電源のリクワイアメント等詳細を広域機関において検討する**ことが求められる。また、送配電事業者が調達した電源を小売電源として活用する方策についても、その可否を含め検討していくことが**求められる**。

また、こうした対応は、容量市場が開設され容量契約が発効するまでの移行期におけるものと考えられるが、このような場合であっても、小売電気事業者は小売供給の相手方の需要に応ずるために必要な供給力を確保する法律上の義務（電気事業法第2条の12第1項）を負うことに変わりはなく、電気の利用者の利益を阻害し、又は阻害するおそれがあると認められるときには、供給能力の確保等が命じられることになる（同条第2項）⁶⁰。

⁵⁸ 20～23年度の供給力確保状況の変化によって、小売電源の確保が重要と考えられる場合には、オークションから容量受渡までの期間を短くする等変則的な容量オークションを将来検討することも考えられる

⁵⁹ H1需要の増加等に対しては、電源I¹の調達で対応し、発動回数制約有電源も含めた活用が想定される。これに対して、小売電源の供給力が不足する場合は、発動回数制約のない電源の活用が想定されることと第38回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会において整理された

⁶⁰ 制度設計ワーキンググループでの議論において供給能力確保命令が発動されるのは、下記のような理由により、送配電事業者が、その補てんを行うため、大きな供給予備力の確保を余儀なくされ、託送料金の上昇を招き、結果として電気料金の上昇をもたらす場合や、停電を発生させる場合、又はこれらのおそれが場合とされている

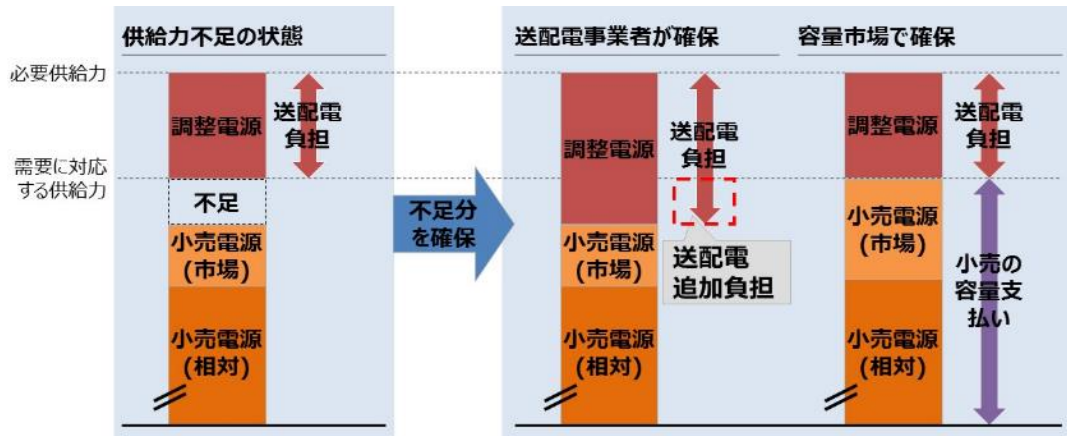
- ① 毎日、定常的に、供給力不足を発生させていること
- ② 短い時間でもあっても、極めて大きな供給力不足を発生させること
- ③ 過去の実績や需要の性質に照らして、供給力の確保が十分でなく、実需給の段階で、供給力不足を発生させる蓋然性が高いと認められること

ただし、エリア全体に十分な供給力が存在する中で、瞬間かつ一時的に、わずかな供給力不足を生じさせたとしても、「電気の利用者の利益を阻害し、又は阻害するおそれがある」とは認められないと考えられる

(参考図 4-17) 供給力確保策のメリット・デメリット

	メリット	デメリット
案①: 調整力公募	<ul style="list-style-type: none"> エリア毎に不足する供給力に応じて柔軟に調達ができる 	<ul style="list-style-type: none"> 制度的措置を採ることでむしろ休廃止を促進してしまうおそれがあるため、対象電源を限定するなど対応策の検討が必要 リクワイアメントの設定を工夫しなければ卸電力市場価格安定化やインバランス抑制効果は薄い
案②: 電源入札	<ul style="list-style-type: none"> 全国大で不足する供給力に応じて柔軟に調達ができる 	<ul style="list-style-type: none"> 制度的措置を採ることでむしろ休廃止を促進してしまうおそれがあるため、対象電源を限定するなど対応策の検討が必要 リクワイアメントの設定を工夫しなければ卸電力市場価格安定化やインバランス抑制効果は薄い 必要供給力が確保されていない際のセーフティネットという制度上の位置付けであり、これまで実施実績もない DRは参加できない
案③: 容量市場早期開設	<ul style="list-style-type: none"> 必要量を一つの仕組みで包括的に確保するため、より確実に供給力を確保できる 需給ひっ迫やインバランスを防ぐことができる 	<ul style="list-style-type: none"> オークション実施から容量受渡まで4年間かかる 20~22年の間に休廃止をしないこととする特別条項を設けることは考えられるが、初回受渡年度以前の供給力不足を確実に防ぐことはできない

(参考図 4-18) 小売電気事業者の負担について



②災害対応を含む稀頻度リスク等への対応

(背景)

稀頻度リスクである大規模災害への対応については、貫徹小委員会の中間とりまとめにおいて、費用対効果最大化の観点から、通常の容量市場とは別の商品・手段とすることも含めて検討することとされている。2018年7月の本作業部会中間とりまとめにおいても、大規模災害への対応については、広域機関による電源入札や、電気使用制限令等、容量市場以外の手段も想定されるため、必要な対策コストや回避可能な停電コスト等、費用対効果を踏まえて総合的に検討することが必要であり、大規模災害への対応手段は容量市場には限定されないことから、稀頻度リスク対応は除外して検討を進めることとされた。

しかしながら、平成 30 年北海道胆振東部地震発生時には、苫東厚真火力発電所 1、2、4 号機の停止及び地震による狩勝幹線他 2 線路(送電線 4 回線)の事故による水力発電の停止の複合要因(「N-3」+「N-4」)によって北海道全域での大規模停電(ブラックアウト)が発生し、大規模災害に対する電力レジリエンス強化の必要性が改めて認識された。そこで、本作業部会においても、緊急に最低限増強すべき容量が存在するか検討を行った。

なお、現在 N-1 事象については、設備形成によって供給支障を起こさないよう対策をすることが一般的なルールとなっている。一方、N-2 以上の事象に対しては、設備形成ではなく、運用において連鎖的な停電を防ぐことが原則となっている。従って、本作業部会における災害対応を含む稀頻度リスクに対応する予備力の検討に関しても、設備形成にかかる上記の考え方を基本として検討を行った。なお、N-2 以上の事象への対応是非の検討においては、停電コストとその対策費との比較考量が必要なため、これらの電源脱落リスクや停電コストの精査ができた段階で改めて災害対応を含む稀頻度リスクに対応する予備力を再検討することとする。

<電力レジリエンスワーキンググループにおける検証>

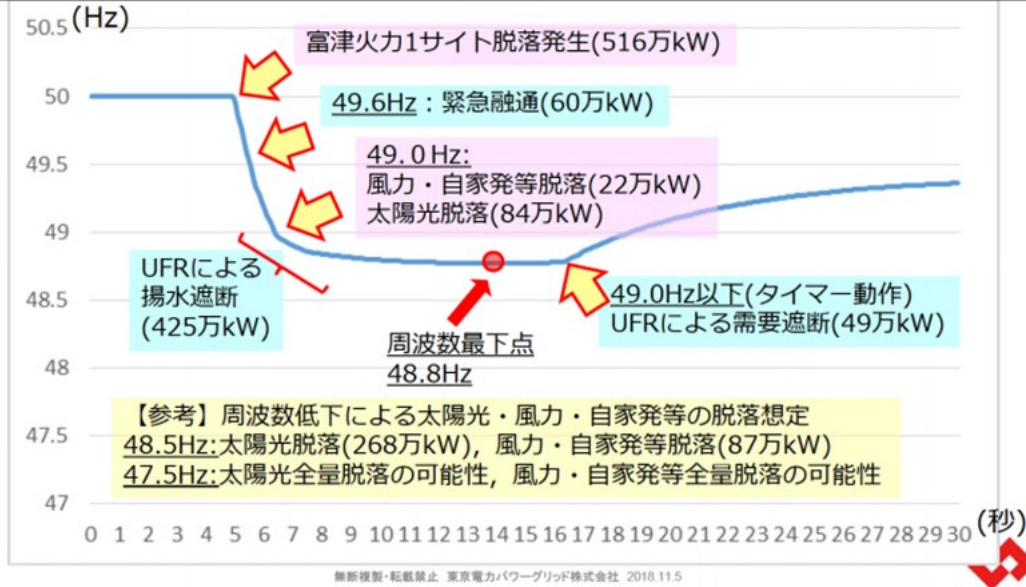
電力レジリエンスワーキンググループにおいても、N-1 故障を越えて、最大電源サイト脱落を検証しているが、設備形成ではなく、負荷遮断などの運用により連鎖的な停電を防ぐことにしている。

(参考図 4-19) 第三回電力レジリエンスワーキンググループ東京電力パワーグリッド提出資料)

2. 検証結果：ケース②

5

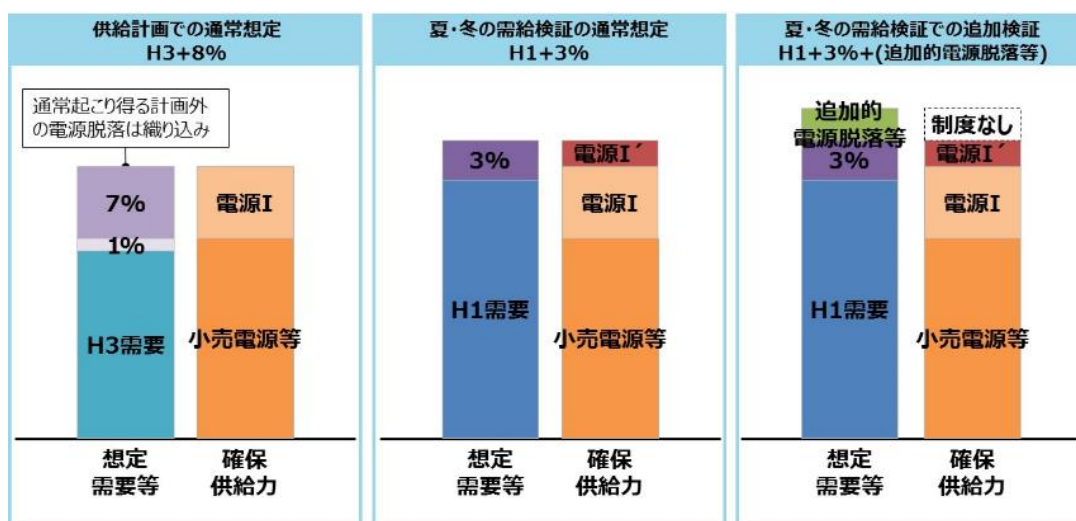
■ 太陽光出力が最大となる昼間断面で、最大電源サイト（富津火力516万kW）が定格出力運転中に脱落した場合でも、周波数低下によるブラックアウトは回避できる見込み。



(確保すべき予備力の範囲についての考え方)

現状、夏・冬の需給検証においては、H1 需要と追加的電源脱落等が重なる事態においても予備率 3%を維持できるか追加検証を行っている。これまでの前例では、最低必要量以上に予備力が確保されているエリアが存在し、追加検証で求められる水準であっても事実上 3%以上の供給予備力が確保されてきた。しかしながら、今後電源廃止などが進み、全国的に予備率が低下していく可能性も鑑みると、各エリアに存在する余剰供給力に頼るのではなく必要な予備力は制度的に確保するべきであると考えられる。

(参考図 4-20) 現行制度において確保している供給力



(必要確保量)

現行の需給検証においては、各エリアで最大の電源または送電線故障が単一に発生した際に全エリアの予備力に対応することを前提に予備率を検証している(案①)。しかし、現実においては大小問わず1つまたは複数の電源・送電線故障がランダムに発生しており、過去の電源故障率⁶¹を参照し(案②)、現行の需給検証の考え方で十分か検証する必要がある。他方、自エリア内の最大電源・送電線故障に対応する予備力をエリアごとに確保することも考えられるが(案③)、全エリアの最大電源・送電線故障が同時に起こることは極めて稀であると考えられる。

従って、広域機関において案①・②における必要量を再精査し、これらを追加確保すべき予備力の目安とした上で、停電コスト等を精査の上追加確保量を検討することとする⁶²。また、現行の需給検証においては、全エリアでH1需要が同時に発生することを想定しているが、現実においてはエリアごとに異なるタイミングで発生しているため、H1需要想定も需要の不平等性を考慮し適宜広域機関において検証を行い見直すこととする⁶³。

⁶¹ 過去の電源故障率はランダムに発生している計画外停止量の平均値であり、稀頻度事象対応として適切な必要量を停電コストの精緻化も踏まえ、広域機関において更に精査した。詳細については第4回電力レジリエンス等に関する小委員会資料2、同第5回資料2、同第6回資料2-1を参照

⁶² 広域機関において検討が行われた。詳細については第4回電力レジリエンス等に関する小委員会資料2、同小委員会第5回資料2、同小委員会第6回資料2-1を参照

⁶³ 広域機関において検討が行われた。詳細については第2回電力レジリエンス等に関する小委員会資料2、第36回調整力等委員会資料4を参照

⁶⁴ 現在、電源I'必要量は夏季及び冬季いずれかのうちH1需要が最大となる月について、「H1需要×103%」と「H3需要×101%+電源I必要量」の差分として算定されている。夏季H1需要を基準として電源I'必要量が設定されているエリアにおいては、冬季は一般的に気象条件からH1需要とH3需要の乖離が大きくなりやすい中で、H3需要を基準に冬季に補修停止を行うことがあるため、冬季に需給状況が厳しくなることがあり得る

なお、北海道などエリアの特殊性があるケースについて、エリアにおける必要量を広域機関において更に精査することとする⁶⁵。

<広域機関における検討結果>

広域機関における検討⁶⁶の結果として、全国で確保すべき予備力の水準について、以下のような結論が得られた。

- H1 需要のエリア間での不等時性を考慮した結果、日本全国で必要な予備力の量は夏季において H3 需要に対して約 2.6%減少
- これまで供給力評価時に電源の計画外停止は考慮されていなかったが、これを織り込み、平均的な電源故障率である 2.6%を全国の供給力計から一律で控除。これにより、日本全国で必要な予備力の量は H3 需要に対して約 2.6%増加
- 加えて、H1 需要時に追加的電源脱落が同時発生することを想定して災害対応を含む稀頻度リスク対応として、H3 需要に対して 1%の予備力を追加で確保⁶⁷

上記の見直しを行う結果として、需給検証等により現状評価している供給信頼度レベルに比べて、H3 需要に対して 1%程度追加で予備力を確保することとなる。広域機関において、災害対応を含む稀頻度リスク対応のための予備力まで確保することの経済性分析を行ったところ、予備力を追加で H3 需要に対して 1%確保することによって 9 エリア合計の年間停電量 EUE を約 1/2 にする効果が得られ、レジリエンス確保に資することが確認された。また、これまでの需給検証においても H1 需要発生時に追加的電源脱落が発生した場合に必要な予備率が確保されることは確認されており、事実上日本全国で災害対応を含む稀頻度リスク対応のための予備力まで含めた供給力が存在していた。そのため、電力レジリエンス強化の観点から、今後は災害対応を含む稀頻度リスク対応のための予備力まで含めて確保することとする。

なお、北海道エリアについては、①厳寒であり、電力需給のひっ迫が国民の生命・安全に及ぼす影響が甚大であること、②他エリアからの電力融通に制約があること③発電所 1 機の計画外停止が予備率に与える影響が大きいことから、冬季の需給検証において、厳寒 H1 需要と 129 万 kW の大規模電源脱落が同時に発生した際に 3%の予備率を維持できるか確認してきた。さらに、昨年度の北海道胆振東部地方地震発生時の電源脱落実績を

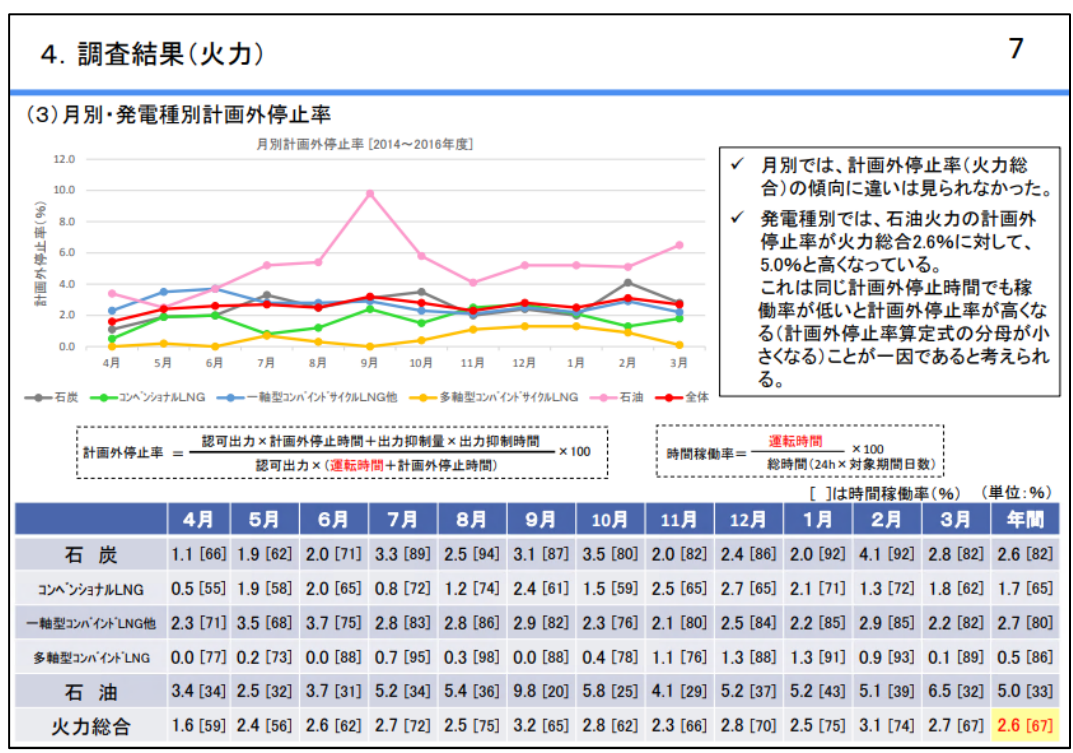
⁶⁵ 広域機関において検討が行われた。詳細については第 6 回電力レジリエンス等に関する小委員会資料 2-2 を参照

⁶⁶ 詳細については、第 36 回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料 4、第 2 回電力レジリエンス等に関する小委員会資料 2、同小委員会第 3 回資料 3、第 4 回資料 2、第 5 回資料 2、第 6 回資料 2-1 を参照

⁶⁷ 追加的電源脱落として需給検証における考え方を踏襲し、a. 単機最大ユニット脱落、b. 50Hz エリア・60Hz エリアそれぞれで単機最大ユニット脱落、c. N-1 送電線故障を想定。a~c の追加的電源脱落における供給力低下率は 0.7%~1.4%程度であることから、平均的に 1%の予備力を災害対応を含む稀頻度リスク対応として確保することとしている

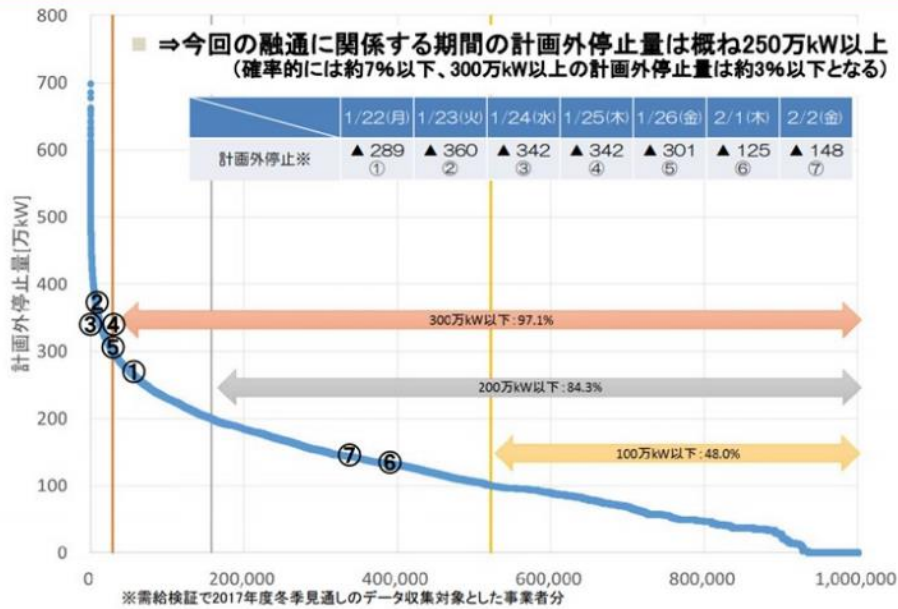
踏まえ、厳寒 H1 需要と 154 万 kW の大規模電源脱落が同時に発生した際にも 3% の予備率を維持できるか確認している。上記地震発生時の状況も踏まえると、当面は、154 万 kW を、災害対応を含む稀頻度 リスク対応として、考慮すべき電源脱落量として検討を実施し、再発防止対策等の実施状況を踏まえて、必要により見直しを検討することとする。なお、北海道エリア内の冬季の供給力増加分については、特定エリアかつ特定時期に限定して確保する追加供給力であり、その調達方法や費用負担方法が全国市場である容量市場とは異なることが考えられる。そのため、北海道における供給力増加分の調達方法や費用負担方法は今後広域機関において検討することとする。

(参考図 4-21) 広域機関による計画外停止率の検証 (第 25 回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料 4 参考資料より抜粋)



(参考図 4-22) 計画外停止量のデュレーションカーブ (第 27 回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料 2 参考資料より抜粋)

(参考)計画外停止量のデュレーションカーブ(N=1,004,400)

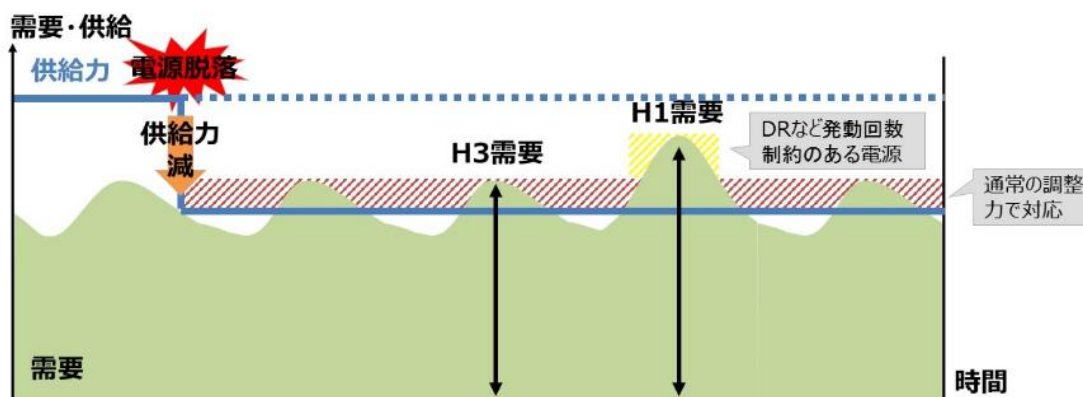


(確保される電源に求められる役割)

災害対応を含む稀頻度リスクに対応する電源は、H1 需要と追加的電源脱落等が同時発生した際に供給力を支えることが求められ、H1 需要時以外は電源脱落が発生しても通常確保されている調整力(電源I)によって対応される。従って、追加確保される電源は、H1 需要が発生する時間に短期的に供給力を提供できれば十分であり、DR など発動回数制約のある電源で対応することも可能であると考えられる。また、従来型電源も H1 需要と追加的電源脱落等が同時発生した際にもタイムリーな対応ができるよう、**高需要期のリクワイアメント等**(定期定検時期の調整の考え方**バランス停止の考え方**等)を広域機関において**詳細に検討することとする**⁶⁸。

(参考図 4-23) 電源脱落への対応のイメージ

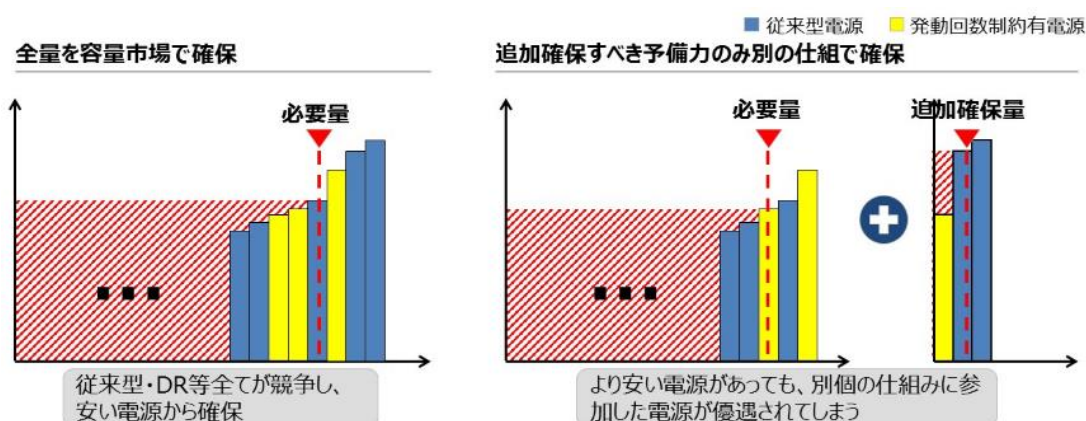
⁶⁸ 広域機関において現在検討を継続している。詳細は第 19 回容量市場の在り方等に関する検討会資料を参照



(調達方法)

H1 需要と電源脱落の同時発生には従来型電源、発動回数制約有電源のいずれの電源でも対応可能である。そのため、追加確保すべき予備力を、容量市場の中で調達することとして、目標調達量および発動回数制約有電源の落札量上限値に加えることで、適切な競争を促し、より安価に必要な供給力を調達することとする。

(参考図 4-24) 調達方法のイメージ



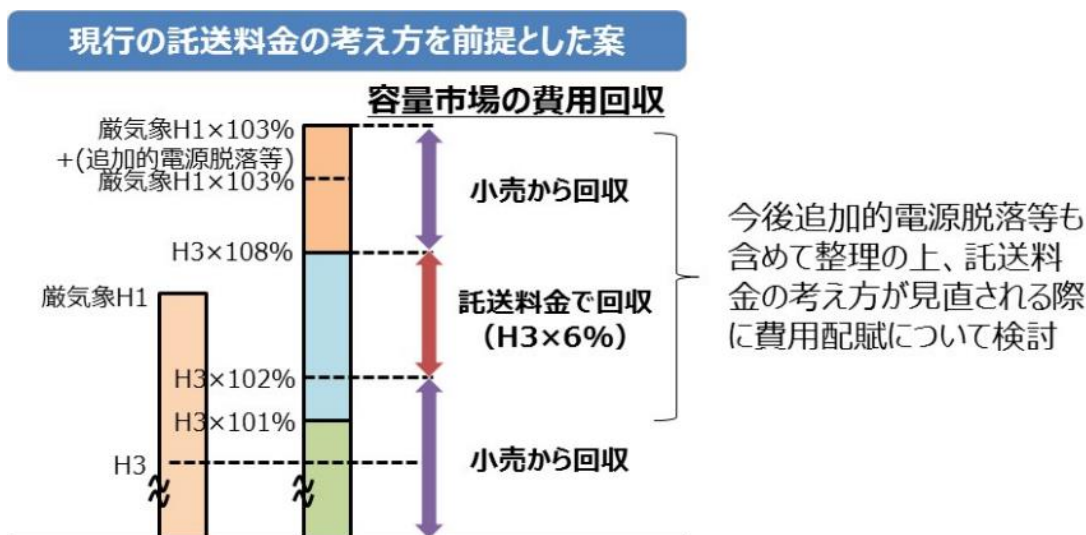
(費用負担)

容量市場で一括確保された供給力(kW 価値)について、小売電気事業者と一般送配電事業者のいずれが費用を支払うとしても、国民負担の総額には変わりはない。(小売電気事業者が直接的かつ一律に容量市場を通じて費用を支払うか、一般送配電事業者経由で託送料金を通じて費用を支払うかの違いであり、小売電気事業者の実質的な支払い額総額に大きな違いはない)。一方で、今回追加確保する予備力は、システム全体の安定性を確保するためのものであると考え、送配電負担とするべきという意見もあったため、災害対応を含む稀頻度リスクに対応する予備力を確保する際の費用負担について検討を行った。

この点に関して、中間取りまとめにおいては、「小売電気事業者及び一般送配電事業者は、

①需要に対応する供給力、②予測誤差を補填する供給力・調整力、③実需給断面での周波数調整に必要な調整力を確保する必要がある、①については小売電気事業者、③については一般送配電事業者が責任を負うことを基本とする」としていた。その上で、「託送料金に算入されている分は一般送配電事業者から回収することとし、残りを小売電気事業者から回収することを基本」としていたが、同時に「具体的な費用の負担の在り方については、広域機関における調整力の考え方の検討状況や、今後の託送料金査定の考え方等を踏まえ、適切に見直す」としていた。従って、今後、追加的電源脱落等も含めて整理を行った上で、適切な場で託送料金の考え方が見直される際に容量市場における費用負担の在り方を適切に見直すこととする。その際、中間とりまとめにおける整理を前提とすれば、追加的電源脱落等が③と整理された場合、その部分は託送料金で回収されることが基本となる。

(参考図 4-25) 容量市場導入後の託送料金負担の在り方の案)



③容量市場の費用負担の考え方

(具体的な算定方法)

第一次中間とりまとめにおいて、託送費用による容量市場への拠出金負担については、託送料金に算入されている分を一般送配電事業者から回収することとし、残りを小売電気事業者から回収することと整理されたところ。

託送分の配賦にあたり、具体的な算定方法について量(託送料金算定⁶⁹時の H3 需要と容量受渡年度の H3 需要どちらを参照するか)と価格(単価)の整理が必要であったが、広域機関での議論も踏まえ、以下のような方法で費用配賦を行うこととする。

⁶⁹ 調整力コストのうち、周波数制御・需給バランス調整のための固定費(現在の調整力公募における調達コストに相当)に係る現行の託送料金算入方法は、以下のとおり。

- 「原価算定時における自エリアの H3 需要相当の容量 (kW)」×6%

- あるエリアの約定価格 P 円/kW の場合
 - 送配電負担額: (容量受渡年度のエリアの H3 需要 × 6%相当分 kW) × P
 - 小売負担総額: エリアの負担総額 - エリアの送配電負担額
- ※小売事業環境の激変緩和の観点で導入する経過措置による容量拠出金の減額分は、小売負担総額から減額することとなる。

なお、託送費用における容量市場と需給調整市場での費用負担の整理方法については、今後検討することとする。

(託送料金制度の見直しが行われた場合の費用配賦)

託送料金の考え方が今後見直される際には、併せて容量市場における費用配賦の考え方も再度検討を行う。その際には、適切な場において容量市場や需給調整市場における費用負担の考え方と整合性のとれる形で見直しが行われることを求めている。

なお、容量市場における費用は、託送料金に算入されている分は一般送配電事業者から回収することを基本としているため、現行の託送料金制度の見直しが行われるまでは容量市場における送配電事業者の負担分は H3 需要*6%とする。

(参考図 4-26) 容量市場と需給調整市場のスケジュール

	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度
容量市場		★ 初回 オークション				★ 容量確保 契約発効
需給調整市場			★ 3次調整力②の 広域調達開始			★ 全商品 広域調達開始

④市場支配的な事業者への対応

(背景)

本作業部会中間とりまとめにおいては、「市場において支配的な事業者が存在する場合、その市場支配力の行使により、売り惜しみや価格のつり上げといった悪影響が懸念される」ことからこうした悪影響を防止するために必要な措置を検討していく必要があるとされた。一方、「本論点については慎重かつ十分な検討を要するため、制度の詳細を固めていく中で対応策を具体化することとする。また、市場開設後も状況に応じて速やかに対応策を検討していく」とされた。

容量市場の詳細制度設計についても一定の進捗が得られたため、容量市場における市場支配力の行使を監視・規制するための方策の基本的な考え方について本作業部会において

議論を行った。その際、構造・行為・結果の3つの視点から検討を行っている。

(参考図 4-27) 市場競争を評価するフレームワーク

	概要	検討すべき項目
構造	<ul style="list-style-type: none"> 特定事業者への市場シェアの集中度合いなど構造的に市場参加者の行為に影響を及ぼす市場の特性 	<ul style="list-style-type: none"> 容量市場において、市場支配力を行使可能な事業者が存在するか? それをどのように判定するか?
行為	<ul style="list-style-type: none"> 与えられた市場構造の中で利益を最大化するために市場参加者がとる行動 	<ul style="list-style-type: none"> 容量市場において市場支配力の行使として不適切と考えられるのはどのような行動か? それをどのようにして監視・規制するか?
結果	<ul style="list-style-type: none"> 市場参加者の行為の結果として、市場参加者が得る利得や制度趣旨に照らした効果 	<ul style="list-style-type: none"> 容量オークションの結果をどのように分析するか? 容量市場の目的が達成されているかどのように検証するか?

(参考図 4-28) 卸電力市場の監視方法の例 (第3回制度設計ワーキンググループ事務局提出資料)

(参考) 卸電力市場の監視方法の例 47

欧米においては、多様な分析手法が用いられており、いずれも完璧ではないため、多くの情報を規制機関が得たうえで、多様な分析手法を複合的に用い、また随時進化させながら、監視を実施

欧米での市場監視における分析手法の例

	市場シェア	<ul style="list-style-type: none"> 一般的な市場占有度指標で、25%程度が市場支配力の懸念を強める閾値 地域性や、発電と設備容量、季節性等の適切な考慮が必要
市場構造分析 (市場支配力の 潜在性)	HHI (Herfindahl-Hirschman Index)	<ul style="list-style-type: none"> 市場参加者の市場シェアの二乗の総和で、単一企業ではなく市場全体の集中度を図るもの
	PSI (Pivotal Supplier Index)	<ul style="list-style-type: none"> 需要を充たすために、ある発電事業者が不可欠か否かを、発電事業者の設備容量と取引市場の超過供給分を比較するもの。結果は1か0で示され、固定的ではなく時間帯によって異なる
	RSI (Residual Supply Index)	<ul style="list-style-type: none"> 米CAISOにより開発された指数で、PSIに似ているが、結果が1か0ではなく、連続値として示される 特定の発電事業者の発電容量を除外した、残りの供給力を需要量で除して算出
	RDA (Residual Demand Analysis)	<ul style="list-style-type: none"> 市場支配力を行使するインセンティブを計測するもの。需要カーブから、他社の供給カーブを引き当てた、残りの需要のカーブの価格弾力性を使用するもの
事業者行動分析 (市場支配力の 行使)	ラーナー指数	<ul style="list-style-type: none"> 市場支配力の行使を、発電事業者の市場への入札価格と限界費用の比較で見えるもの 競争市場では限界費用ベースの入札がなされるとの前提にたつたもの
	純収入基準値分析 (Net Revenue Benchmark Analysis)	<ul style="list-style-type: none"> 純収入を分析し、市場支配力の行使により異常な収入を得ていないかを見るのに加え、ピーク電源が市場から固定費回収が可能かどうかを見ることで、投資インセンティブが機能しているかを評価
	経済的出し惜しみ	<ul style="list-style-type: none"> 電力を売ることによって利益を得ることができるにも関わらず、売らないことは市場支配力を行使したことになるとの見解に基づき、市場価格で利益が得る発電機の出力と実際の発電量を比較するもの
シミュレーション 分析	競争市場ベンチマーク分析	<ul style="list-style-type: none"> 全ての企業が市場支配力を行使せず、市場価格に従って行動した場合の市場価格をシミュレートし、その価格と実際の市場価格を比較するもの
	寡占シミュレーションモデル	<ul style="list-style-type: none"> 市場集中度、需要弾力性、供給カーブ入札、先渡し契約、送電制約等をひとつのモデルに統合し、ゲーム理論を用い、コストデータで調整することで、市場価格やラーナー指数を推測するもの

これらのような分析を実効的に行うには、どのような分析を行うかを検討のうえ、各事業者の契約情報、コスト情報、取引情報等の多様な情報から、分析に必要な情報を選定し、把握する必要がある

出所: "A Review of Monitoring of Market Power(2005, MIT CEEPR)"

(市場支配的事業者の特定)

市場支配力を行使可能な事業者を特定するためにはいくつかの指標が有用と考えられるが、定量的な評価が可能なこと、判定結果が明瞭であることから、主要供給者指数による評価を行い市場支配的事業者の有無を判断する。すなわち、容量市場での目標調達量を満たすために特定の事業者の供給力が必要不可欠な場合に当該事業者を市場支配力を行使するおそれがあると判断する。

主要供給者指数 (PSI) による評価方法について、具体的には、例えば、以下のとおり行うことが考えられる。

1. 地理的範囲: 約定処理において市場分断が行われることを踏まえると市場支配力の有無はエリア毎に評価することが考えられる。具体的には、連系線容量を考慮して、供給信頼度を満たすために各エリアで確実に落札される容量 (= 需要) とエリア内供給力及び連系線容量範囲内の他エリア供給力 (= 供給) を比較する。
2. 複数事業者の共同支配の可能性: エリア内で旧一般電気事業者にシェアが集中している我が国の市場構造を踏まえると、主要供給者指数による評価を行う際は、事業者それぞれの供給力を単独で用いることでも十分に市場支配力を行使可能な事業者を特定し、監視を行うことができるのではないかと考えられる。一方で、エリア毎の特殊性や今後の市場構造の変化次第で、複数事業者が共同して市場支配力を行使する懸念が生じる場合には、2 つまたは 3 つの事業者の供給力を合計して判定を行うことも考えられる。
3. 評価時期: 市場構造の変化をタイムリーに捉えるために、毎年オークション直前に評価を行うことが考えられる。

(参考図 4-29) 市場支配的事業者を特定するための指標

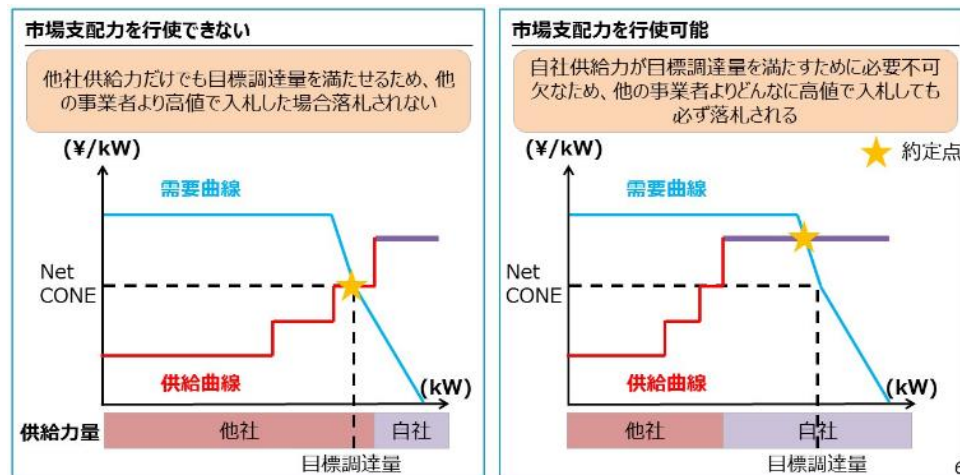
	概要	メリット・デメリット	事務局提案
旧一般電気事業者を指定	<ul style="list-style-type: none"> 自由化以前、規制料金の下での地域独占を享受してきた経緯から旧一般電気事業者を市場支配的事業者として定義する 	<ul style="list-style-type: none"> 新電力シェアの増大など市場構造の変化をタイムリーに捉えることができない 旧一般電気事業者同士のエリアを越えた競争状況を織り込むことができない 	
市場シェア	<ul style="list-style-type: none"> ある発電事業者の供給力が市場全体に存在する供給力に占める割合を計測 一定以上のシェアを持つ事業者を市場支配的事業者と定義 	<ul style="list-style-type: none"> 定量的評価が可能 市場シェアが何%以上の場合に市場支配的と判定するか閾値の設定方法が不明瞭 	
主要供給者指数 (Pivotal Supplier Index)	<ul style="list-style-type: none"> 総需要を満たすために、ある発電事業者の供給力が不可欠かどうかを試算 ある事業者の供給力を除いた市場全体の供給力が、需要より小さい場合市場支配的と判定される 	<ul style="list-style-type: none"> 定量的に特定事業者の市場支配力の有無を把握可能 結果は市場支配力があるかないか明瞭な判定のため結果の解釈に恣意性が入り込まない 	
残余需要分析 (Residual Demand Analysis)	<ul style="list-style-type: none"> 需要曲線から特定事業者以外の供給曲線を引き当てた、残りの需要曲線の価格弾力性を評価 残余需要の価格弾力性が低い場合は、市場支配力を行使可能と判定される 	<ul style="list-style-type: none"> 需要曲線の形状が市場管理者によって設定される容量市場では、主要供給者指数評価により市場支配的と判定された事業者は同じ残余需要に直面するため、検証の付加価値が小さいのではないかと考えられる 	

< 主要供給者指数 (PSI) について >

総需要を満たすために、ある事業者の供給力が必要不可欠な場合 (ある事業者の供給力を除いた市場全体の供給力が、市場全体の需要より小さい場合)、当該事業者は高値

入札を行っても確実に限界電源となることができるため、価格操縦が可能となる。

(参考図 4-30) 主要供給者指数 (PSI) のイメージ

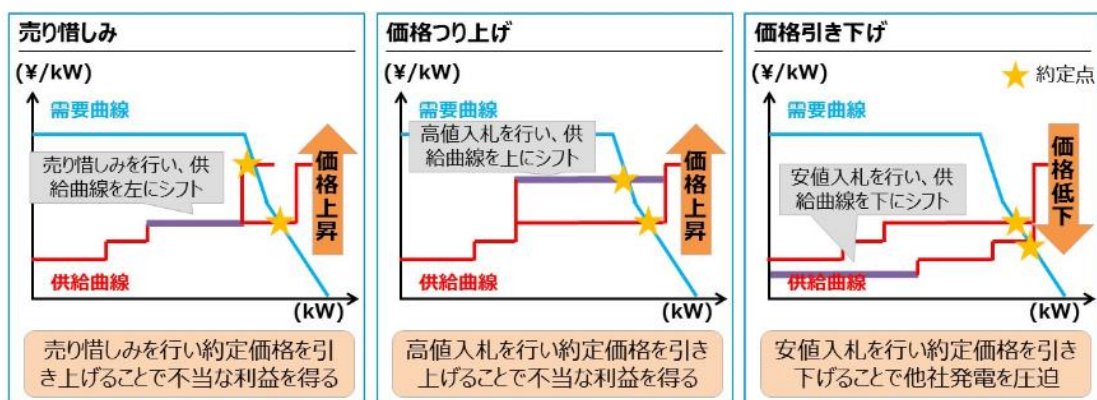


(市場支配力行使の種類)

約定価格が日本全体で必要な供給力の維持に最低限必要な水準を上回ることとなると、小売電気事業者の容量支払い額がその分増加する。本来的には、売り入札は電源を新設・維持するために容量市場から正味に回収が必要な金額で入札されることが経済合理的であると考えられる。一方で、約定価格に影響を与える能力を有すると考えられる事業者が、特段の事情がなく、その価格を不当に上回る価格で売り入札を行い、結果として、不当な約定価格が形成される場合には、容量市場の趣旨に反する行為であると**考えられる**⁷⁰。

(参考図 4-31) 市場支配力行使の種類

⁷⁰ 卸電力市場においては、売り惜しみ（物理的調整）は限界電源を有していなくも大きな市場シェアを持っていれば実行可能である。一方で、価格つり上げ（経済的調整）は限界電源を有すれば実行可能であり、発電市場において大きな市場シェアを有する必要がないとの指摘がある。



(売り惜しみ)

我が国においては、容量市場への参加は任意とされている一方、リクワイアメントを満たすことが顕著に難しく多額のペナルティが予想される等の事情がある電源以外は基本的には容量市場に参加することが経済合理的な選択となる。一方、容量市場へ参加することが経済合理的な電源が不当な利益を得ること等を目的に、参加を差し控え容量市場における供給力不足を引き起こすことで市場価格を吊り上げるようなことは容量市場の制度趣旨に沿わないものであると考えられる。

そのため、容量市場への参加は任意であるが、売り惜しみを防止するために、必要に応じて、オークションに理由なく⁷¹参加しなかったと考えられる電源・事業者に対して参入ペナルティとして一定期間の容量市場への参加を制限することや対価の減額を行うルールを設定することも考えられる⁷²。また、その際、参加を制限された電源・事業者の持つ供給力を目標調達量から控除するか否か(すなわち容量市場には参加せず容量確保契約も締結されていない電源を供給力として見込むか)等の観点も留意する必要がある。

(価格のつり上げ)

市場支配的事業者は、不当な利益を得ること等を目的に、高値入札を行うことで市場価格を吊り上げるインセンティブがあり、価格つり上げに関して何らかの規制を行う必要があると考えられる。

価格つり上げに関する規制については、大別して(1)札前に入札価格を審査する事前規制とオークション結果を分析し市場支配力の行使が認められた場合にペナルティを課す(2)事後規制の2通りが考えられる。事前規制、事後規制それぞれのメリット・デメリットを踏まえ、本作業部会において価格つり上げ防止策について議論を行った。

⁷¹ 容量市場は任意参加であることを前提にしつつ、不参加を不当な目的による売り惜しみとどのように定義するか慎重な検討が必要

⁷² 売り惜しみの監視にあたっては発電情報掲示板の情報も活用することが考えられる

1. 事前規制:事前規制を設ける場合、**入札以前**に事業者に入札価格の合理性の説明を求められることが考えられる。その際、我が国の容量市場においては、既設・新設の区別をしていないことから、対象電源は原則全ての電源とすることが考えられる。ただし、審査の効率性の観点から一定の入札価格以下の電源については審査の対象外とすることが考えられる。
2. 事後規制:事後規制を行う場合、例えば、落札電源のうち入札価格上位の電源と約定価格以上で入札を行った電源について、事後的に入札価格の妥当性について説明を求め市場支配力行使の有無を審査することが考えられる。なお、市場分断が起きた場合はエリア内で入札価格上位の電源と約定価格以上で入札を行った電源を対象とすることが考えられる。

事前規制・事後規制いずれの場合でも、価格つり上げを防止するための監視は可能であると考えられる。他方で、事前規制を全ての入札に対して実施した場合、入札事業者の書類作成負担等の審査に関連した事務負担・行政コストに関する効率も低い。従って、容量市場開設時には事後規制による監視を行うが、容量市場開設後に問題が生じた場合には事前規制の実施も含め、監視方法を再度検討**することとする**。

具体的には、入札後に落札電源のうち入札価格上位電源と約定価格以上で入札を行った電源に入札価格の妥当性について説明を**求める**。なお、市場分断が起きた場合は、分断したエリア内で、落札電源のうち入札価格上位電源と約定価格以上で入札を行った電源に入札価格の妥当性について説明を**求める**。

また、入札行為の監視にあたっては、モデルプラントをベースにし、容量市場から回収が必要な費用を試算して適切な入札価格を計算⁷³した上で、事業者の入札価格とのかい離について説明を求めることが考えられる。例えば、以下のような場合は、モデルプラントベースの入札価格とのかい離が認められると考えられる⁷⁴。

⁷³ 今後の需給調整市場の制度設計によっては容量市場以外からの期待収入が大きく影響される電源や揚水発電所や蓄電池などコスト検証ワーキンググループにおいて検証が行われていない電源の扱い等について検討していく必要がある

⁷⁴ 経過措置が適用される既設電源が、控除率が適用された後も十分な容量収入を得られるように、本来の望ましい入札価格に控除率の逆数をかけて入札を行うことを認めるべきか議論を行った。小売電気事業者の負担を緩和するという経過措置導入の目的に鑑みると、このような入札行動は不適切だと考えられる。一方で、控除率を適用された容量収入のみでは電源の維持が難しいといったケースも想定されることから、真に必要な電源に限定してこのような入札行動を認めること**が考えられる**。具体的には、一定の稼働年数以上の火力等の電源について電源維持に必要な費用（減価償却費は除く）から期待収入を除いたものに控除率の逆数をかけることはやむを得ないものとして認めることが考えられる。

なお、この場合でも、当該電源は他の電源よりも高値で入札することとなるため、約定しな

- ① モデルプラントの初期投資とのかい離を上乗せ
- ② 電源維持に必要となる大規模改修費用を上乗せ

また、事後監視によって、価格つり上げを行ったと判断された場合、当該事業者にはペナルティを適用することが考えられる。ただし、価格つり上げの有無が事後的に判断されるため事業者にとって予見可能性が低いこと、ペナルティが厳しすぎると容量市場参加のハードルが高まることから、ペナルティの適用は慎重に行う必要がある。具体的には、例えば、価格つり上げと考えられる行為が初めて行われた際には、当該事業者に対して次回以降同様の行為が繰り返される場合はペナルティの適用が検討される旨注意勧告をすることが考えられる⁷⁵。それでもなお、価格つり上げと考えられる行為が繰り返される場合には、再度約定処理を行う(例えば、当該入札を0円入札として扱う等)ことや容量支払いの減額、容量市場への参加制限等のペナルティの適用等を検討することが考えられる。

(価格の引き下げ)

市場支配的な事業者は競合する発電事業者の容量収入を減らし競争相手を排除することを目的に新設の入札を安値で行い容量市場価格を低下させようとするのが考えられる。

しかしながら、安価な供給力確保という観点や、我が国の発電所新設の実態を踏まえると、容量市場開設時には、下限価格規制は設けないこととする。

(容量オークション結果の検証)

2018年7月の本作業部会の第一次中間取りまとめにおいても「容量市場における参加者の行動や入札結果、容量の増減について確認し、広域機関や監視等委員会とも連携しながら、容量市場が効果的に機能しているかどうかを定期的に検証する」とされている。

具体的には、以下のような分析・検証を行うことが考えられるが、具体的な検証項目・公表内容は諸外国の事例も踏まえて引き続き広域機関において検討を進めることとする⁷⁶。

1. オークション結果の集計
2. 入札行動の分析
3. シナリオ分析

い可能性がある。また、多くの電源がこうした入札行動を採った場合、事実上約定価格が吊り上がることが考えられるため、厳密な監視が必要となる。更に、電源の新陳代謝の観点から、このような入札行動を認めず電源廃止もやむを得ないものと扱い、より入札価格の高い新設電源を落札させることも考えられる

⁷⁵ 特に悪質な行為については、初回からペナルティの対象とすることも考えられる

⁷⁶ 広域機関において現在検討を継続している。詳細については第18回容量市場検討会資料3を参照

(今後の検討)

今後監視・規制のより具体的、詳細な方法については、監視等委員会及び広域機関とも連携して検討を行うこととする。

⑤需要曲線の設定

(NetCONE 試算時のコスト評価年数)

広域機関において、容量市場における需要曲線の形状について検討を行ってきた。その中で、指標価格となる NetCONE の計算方法について、コスト評価年数を電源の想定稼働年数である 40 年とするか、投資回収期間である 15 年とするか特に論点となったため、本作業部会においても議論を行った。

<広域機関における需要曲線の形状についての検討結果>

- NetCONE 算定のモデルプラントは、CCGT とする
- NetCONE 算定におけるコスト評価年数は 40 年とし、40 年運転に必要なコスト等を織り込む
- NetCONE 算定における割引率は 5%とする
- 上限価格は、NetCONE の 1.5 倍とする
- 上限価格における調達量は、調達コストと停電コストの和が最小となる調達量の点を結んだ曲線(トレードオフ曲線)を基に設定する
- 調達価格ゼロにおける調達量は、トレードオフ曲線を踏まえ決定する
- 容量市場以外からの収益を 3,000 円/kW・年とする
- 容量市場導入後においても、今後の長期的な電源構成等の変化を注視して、投資回収の予見可能性を高める等、容量市場の目的が達成されるよう、NetCONE の見直し等を図る

(参考図 4-32) コスト評価年数に対する意見

コスト評価年数40年を支持する意見

- 新設・既設で市場を分けない以上、投資回収期間である15年を用いて評価を行うと、投資回収が終了した電源は容量市場から過大な利益を得ることになってしまう。
- 実際に事業者が新設投資を決定するかは仕上がり価格水準が重要であり、上限価格がコスト評価年数を15年とした際の NetCONE水準と同等であれば十分なのではないか。

コスト評価年数15年を支持する意見

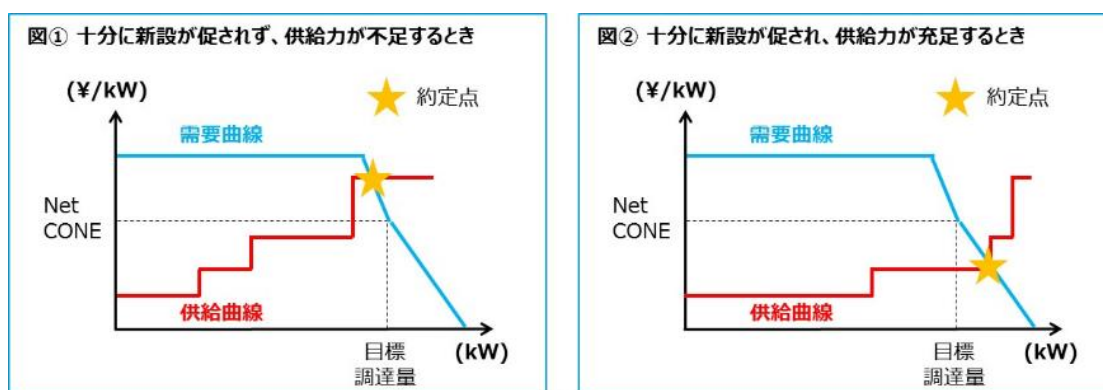
- 新設投資を検討する際に、40年でリスク評価をする事業者がいない以上、コスト評価年数を40年とした場合に、新設投資を促すという容量市場の目的に資するのかが疑問。
- 複数回容量市場が開催され、相場観が形成されるまでは、制度設計の裏にある思想が大事であり、コスト回収期間を40年と置くことそのものが市場に発出するメッセージ性についても配慮が必要。

NetCONE の価格水準を決定する際には、新設投資インセンティブを与えることと、投資回

収の完了した電源が容量市場から過大な利益を得ることを防ぐという両面のバランスを考慮することが肝要である。①コスト評価年数を 40 年とした上で、40 年稼働に必要な固定費を織り込んで NetCONE を算定することで、NetCONE 価格は長期的に投資回収が可能かつ投資回収の完了した電源によっても過大な利益とはならない水準となると考えられる②仮に新設投資が十分に進まないことがあったとしても、供給力の減少により容量市場価格は上昇し、上限価格の範囲内で、コスト評価年数を 15 年とした際の NetCONE 水準に近づくため⁷⁷、結果として新設投資が促されることからコスト評価年数は 40 年とする。

なお、容量市場導入後においても、電源の新設状況や中長期的な需給バランス、容量市場価格を注視して、効率的に必要な供給力を確保するという容量市場の目的が達成されていないと判断される場合には、NetCONE を含め、需要曲線の見直し等を図る。

(参考図 4-33) 容量市場価格の変動



(需要曲線の設定プロセス)

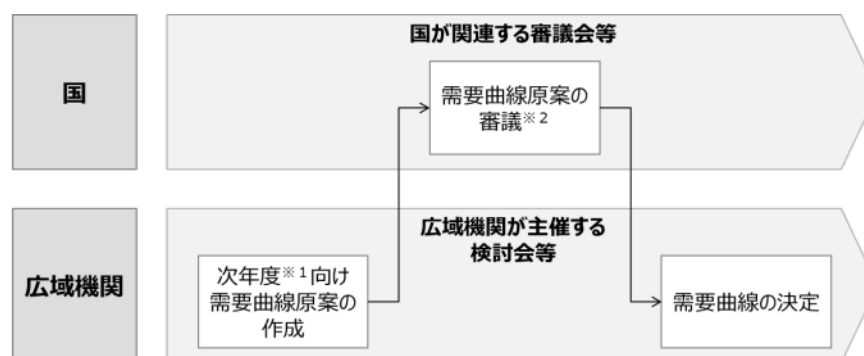
中間とりまとめにおいて、具体的な目標調達量や指標価格の水準を踏まえた需要曲線の設定については、以下のプロセスによって決定することとされている。

- ① 広域機関が有識者や関係事業者等の意見も踏まえて需要曲線原案を作成し、
- ② 国が関連する審議会等で広域機関作成の案を審議、
- ③ 広域機関において需要曲線を決定する

今回の議論は、①を実施するための基本的な考え方を整理するものであり、今後広域機関において目標調達量など具体的な数値を精査の上需要曲線を策定し、改めて国が関連する審議会などで審議が行われることとなる。

(参考図 4-34) 需要曲線の設定プロセス

⁷⁷ コスト評価年数を 15 年として算定した NetCONE は、コスト評価年数を 40 年として算定した NetCONE の約 1.48 倍であり、上限価格（コスト評価年数を 40 年として算定した NetCONE の 1.5 倍）はその水準を上回っている



(※1) 具体的なオークションの開催時期については別途検討が必要

(※2) 具体的な需要曲線の形状について、事前にどこまで情報開示するかは別途検討が必要

⑥固定価格買取制度の適用を受けているバイオマス混焼設備の扱い

(背景)

固定価格買取制度(FIT)の適用を受けている電源については、FIT 制度で固定費も含めた費用回収が行われているため、容量市場に参加し、対価を受け取ることはできない。一方で、バイオマス混焼設備については、バイオマス燃焼分の電力量(kWh)のみが FIT による買取の対象となっていることから、買取対象となっていない部分については容量市場からの支払いを受けることを認めるか論点となっていた。

この点に関して、石炭混焼を行っているバイオマス発電設備については、バイオマス専焼の場合と比べて低コストで事業を実施できているのではないかと指摘がされており、調達価格等算定委員会においてコスト構造の検証が行われなくなりバイオマス専焼設備を基にした価格区分が適用される FIT と容量市場の併用は認められないと本作業部会中間取りまとめにおいて整理された。

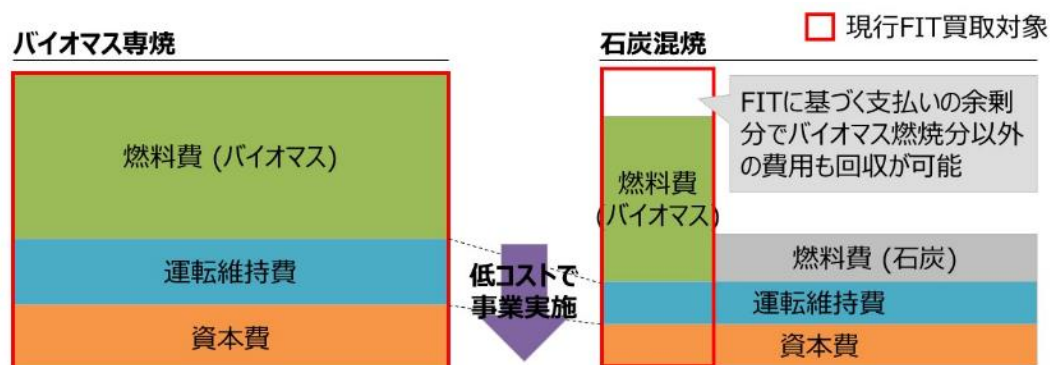
これを受けて、調達価格等算定委員会において石炭混焼を行っているバイオマス発電設備についてのコスト構造や今後の FIT 制度における取扱いについて検証が行われ、調達価格等算定委員会意見として取りまとめられたため、その内容を踏まえ、容量市場におけるバイオマス混焼設備の取扱いについて本作業部会においても議論を行った。

(問題の所在)

これまで、石炭混焼設備についても、バイオマス燃焼分はバイオマス専焼設備をモデルとして算定された調達価格で買取りがされてきた。そのため、石炭混焼設備がバイオマス専焼設備に比べて少ない運転維持費・資本費で事業を実施できている場合、バイオマス燃焼分について FIT 制度によって余剰に支払いがなされることとなり、実質的にバイオマス燃焼分以外の部分についてもある程度の費用回収を行うことが可能であると考えられる。

このような電源について、容量市場からの費用回収も認めた場合、FIT 制度と容量市場からの二重払いとなるおそれがある。

(参考図 4-35) 石炭混焼設備のコスト構造イメージ



(石炭混焼設備の扱い)

調達価格等算定委員会における検証では、石炭混焼設備はバイオマス専焼設備を基にした価格区分の想定値よりも低い費用で事業が実施できており、既に自立可能な水準に達していることが確認された。

その結果、石炭混焼設備については、

- ① バイオマス燃料区分によって段階的に FIT 制度の新規認定対象から外れ
- ② 既に認定を受けている設備については、容量市場に参加する場合は FIT 制度の対象から外れる

こととされた。

従って、容量市場側から見た石炭混焼設備の取扱いについても、FIT 制度の対象とされる期間内に認定を受けた設備は、容量市場と FIT 制度どちらの適用を受けるか事業者が選択することとする。なお、2019 年度以降(一般廃棄物等との混焼については 2021 年度以降)の新規設備については、FIT 制度という選択肢がないため、容量市場に応募することができる。

(参考図 4-36) 石炭混焼設備の容量市場における扱い

バイオマス燃料区分	FIT認定タイミング			
	2018年度以前	2019年度	2020年度	2021年度以降
一般木材等・未利用材・建設資材廃棄物と石炭の混焼	既認定案件はFIT制度の適用を受け続けるか、容量市場に参加するかどちらかを選択	FIT制度の対象外となるため、容量市場に参加可能		
一般廃棄物その他バイオマスと石炭の混焼		FIT制度の対象とされる期間内に認定を受ける設備はFIT制度の適用を受け続けるか、容量市場に参加するかどちらかを選択	FIT制度の対象外となるため、容量市場に参加可能	

(参考図 4-37) 調達価格算定委員会における議論 (第 43 回調達価格算定委員会資料 3)

石炭混焼の取扱いについて（案）①

54

- 石炭混焼案件（石炭比率が0%より大きい案件）については、以下のとおり、取り扱うこととしてはどうか。
 - (1) 一般木材等・未利用材・建設資材廃棄物との混焼について
 - 一般木材等・未利用材・建設資材廃棄物については、報告徴収で得られた資本費、運転維持費及び燃料費は、現在の想定値より著しく低い。
 - このため、まず、一般木材等バイオマス発電の入札対象範囲（2018年度＝10,000kW以上）について、事業に要する費用が異なる中で適正な競争を促すためには、新しく石炭混焼区分を設定し、バイオマス専焼案件とは別区分で入札を実施することが必要となる。しかしながら、現在、一般木材等バイオマス発電区分のFIT認定量が急増しており、今後の導入動向を注視すべき状況にあることを踏まえれば、新しく石炭混焼区分を設定するよりも、2019年度より石炭混焼案件は入札制度の対象外としてどうか。また、バイオマス部分について従来の調達価格を維持したまま石炭部分について容量市場の適用を受けるのは適切ではないため、2018年度以前に既に認定を受けた案件が容量市場の適用を受ける場合はFIT制度の対象から外すこととしてはどうか。
 - さらに、一般木材等バイオマス発電の入札対象範囲外（2018年度＝10,000kW未満）・未利用材・建設資材廃棄物については、どのように取り扱うことが適切か。
 - 【案①】2019年度より新しく石炭混焼区分を設けるとともに、既認定案件も含め容量市場との併用については、当該新区分の調達価格等を適用することで認める。
 - 【案②】入札対象の一般木材等バイオマス発電と同様に考え、2019年度よりFIT制度の新規認定対象とならないことを明確化し、2018年度以前に既に認定を受けた案件が容量市場の適用を受ける場合はFIT制度の対象から外す。

		資本費	運転維持費	燃料費
一般木材等 [IRR3%]	報告徴収結果	27.0万円/kW	1.6万円/kW/年	11.5円/kWh
	現在の想定値	41.0万円/kW	2.7万円/kW/年	14.0円/kWh
	2017年度の20,000kW以上の想定値	41.0万円/kW	2.7万円/kW/年	11.4円/kWh
未利用材 (2,000kW以上) [IRR8%]	報告徴収結果	27.0万円/kW	1.6万円/kW/年	13.7円/kWh
	現在の想定値	41.0万円/kW	2.7万円/kW/年	21.1円/kWh
建設資材廃棄物 [IRR4%]	報告徴収結果	17.6万円/kW	1.6万円/kW/年	5.2円/kWh
	現在の想定値	35.0万円/kW	2.7万円/kW/年	4.1円/kWh

石炭混焼の取扱いについて（案）②

55

- (2) 一般廃棄物その他バイオマスとの混焼について
 - 一般廃棄物その他バイオマスについては、区分設定時に石炭混焼案件も想定して調達価格等の算定を行っている。この中で、報告徴収の結果、資本費及び運転維持費は想定値を大きく下回ったが、燃料費は想定値を上回った。実際には想定値よりも安い費用で事業を実施できており、FIT制度から自立して事業を実施すること（FIT制度からの自立化）が可能なコスト水準にあると考えられる。
 - このため、この区分で石炭混焼を行うものについては、2021年度よりFIT制度の新規認定対象から除き、2020年度以前に認定を受けた案件が容量市場の適用を受ける場合はFIT制度の対象から外すこととしてはどうか。

(注) 以上の取扱いは、石炭混焼案件（石炭比率が0%より大きい案件）に係るものであり、石炭混焼を行っていない案件の取扱いを決定するものではない。

		資本費	運転維持費	燃料費
一般廃棄物その他バイオマス [IRR4%]	報告徴収結果	0.5万円/kW	0.5万円/kW/年	6.5円/kWh
	現在の想定値	31.3万円/kW	2.2万円/kW/年	0円/kWh

※一般廃棄物その他バイオマスの資本費については、定期報告の分析と同様、報告のあったデータに発電関連比率を乗じたものである。

- なお、(1) (2) のいずれについても、既認定案件はこれまで国民負担による導入支援が行われてきたことを踏まえると、今回の取扱いにより、容量市場の適用を選択しFIT制度の対象外となる発電事業であっても、今後も継続してバイオマス燃料を用いた発電事業が行われることが当然に期待される。

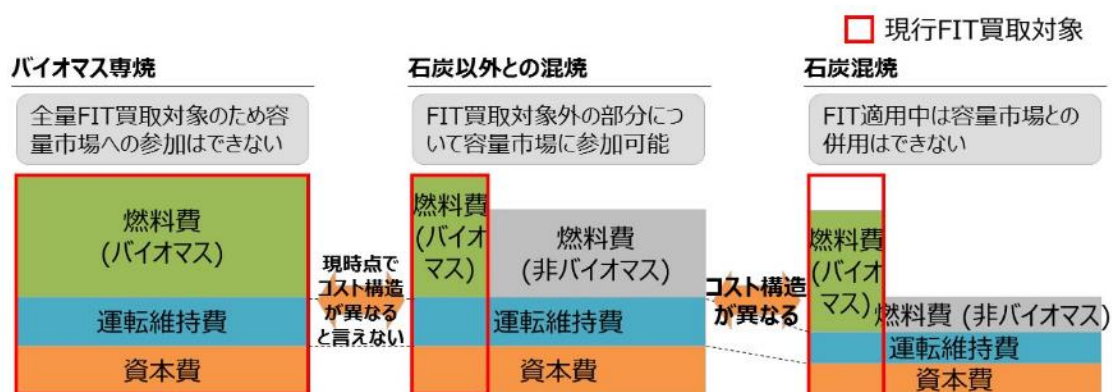
(石炭以外のバイオマス混焼設備の扱い)

調達価格等算定委員会における検証の結果、石炭混焼については、バイオマス専焼設備

に比べて資本費・運転維持費等が低コストで事業を実施できていることが確認されたため、容量市場との併用は認めないこととされた。

一方、石炭以外の非バイオマス燃料との混焼設備については、引き続き専焼設備と同等の取扱いを行うこととなった。従って、FIT による買取りの対象となっているバイオマス発電部分については容量市場からの支払いを受けられない一方で、非バイオマス燃料による発電部分については、容量市場からの支払いを受けることを認め**ることとする**。

(参考図 4-38) 非石炭混焼設備のコスト構造イメージ

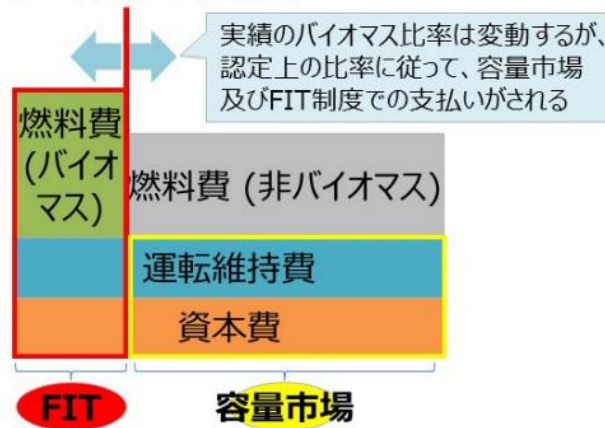


その際、容量市場は期待容量(kW)に従い事前に支払額が決定するが、FIT 制度はバイオマス発電量の実績(kWh)によって事後に買取額が決定するため、運用上容量市場と FIT 制度から同一の kW 価値に対して二重払いがされないよう留意する必要がある。

この点に関して、FIT 制度においては 2019 年 4 月以降、バイオマス混焼設備については、認定に係る全体のバイオマス比率を基準に厳格な比率管理を行うこととされていることから(新規認定案件は月単位での買取上限設定、既認定案件は年単位での上限管理が原則)、当該比率を容量市場における期待容量から控除することと**する**(例: 認定バイオマス比率が 20% の場合は、発電所全体の期待容量に対して 20%分の控除を行う)。

(参考図 4-39) 容量市場におけるバイオマス比率の扱い

認定上のバイオマス比率



(参考図 4-40) 混焼設備における FIT 買取価格の上限設定 (既認定案件による国民負担の抑制に向けた対応(バイオマス比率の変更への対応))

バイオマスと非バイオマスの関係 (非バイオとの混焼) ① 新規事業 2

※施行日以降に特定契約を締結するもの

- 認定に係る全体のバイオマス比率を、FITによる毎月の買取りの上限比率 (調達上限比率) とする (調達上限を超えた分は、非FITの再生電気として売電)。
- 調達上限比率を引き上げる場合は、バイオマス全体について最新の調達価格に変更。
- 認定に係る全体のバイオマス比率を年間で40%以上減少させる場合は、バイオマス全体について最新の調達価格に変更。

(注) 調達価格等算定委員会において、一般木材等・未利用材・建設資材廃棄物と石炭又は石油由来の燃料と混焼を行うものは2019年度 (一般廃棄物その他バイオマスと石炭混焼を行うものは2021年度) からFIT制度の新規認定対象外とする意思が顕著な状況。この場合、石炭混焼案件が前年度の年度以降に価格変更を伴う変更を行う場合は、FIT制度の変遷に留意する。

(1) 一般木材等30% : 非バイオ70%

月	一般木材等 (24円) 30%	非FIT再生エネ 20%	非バイオ 50%	<ul style="list-style-type: none"> ● 一般木材等50% : 非バイオ50%となった月は、20%分が非FITの再生電気として売電される。
	調達上限比率			
月	一般木材等 (最新の価格) 50%		非バイオ 50%	<ul style="list-style-type: none"> ● 調達上限比率を引き上げる場合は、最新の調達価格に変更。
	(調達上限比率引上げ ⇒ 価格変更)!			
年	一般木材等 (最新の価格) 15%		非バイオ 85%	<ul style="list-style-type: none"> ● 認定に係る全体のバイオマス比率を、年間で40%以上減少させる場合は、最新の調達価格に変更。
	(▲50% ⇒ 価格変更)			

(2) 未利用材40% : 一般木材等30% : 非バイオ30%

月	未利用材 (32円) 46.7%	一般木材等 (24円) 23.3%	非FIT再生エネ 20%	非バイオ 10%	<ul style="list-style-type: none"> ● 未利用材60% : 一般木材等30% : 非バイオ10%となった月は、20%分が非FITの再生電気として売電される。 ● FIT買取りは、70%の枠を未利用材60 : 一般木材等30で按分。
	調達上限比率				
月	未利用材 (32円) 45%	一般木材等 (最新の価格) 30%		非バイオ 25%	<ul style="list-style-type: none"> ● 調達上限比率を75%に引き上げる場合は、未利用材・一般木材等とも最新の調達価格に変更。 ※未利用材は実態上、調達価格は変わらず。
	(調達上限比率引上げ ⇒ 価格変更)				
年	未利用材 (32円) 20%	一般木材等 (最新の価格) 20%		非バイオ 60%	<ul style="list-style-type: none"> ● 年間で未利用材20% : 一般木材等20% : 非バイオ60%とする場合は、バイオマス全体で▲43% (40%以上の減少)。 ● この場合、未利用材・一般木材等とも最新の調達価格に変更。 ※未利用材は実態上、調達価格は変わらず。
	(バイオマス全体▲43% ⇒ 価格変更)				

バイオマスと非バイオマスの関係（非バイオとの混焼）② 既存事業 3

※施行日前に特定契約を締結済みのもの

- 認定に係る全体のバイオマス比率を年間で増加させる場合、バイオマス全体について最新の調達価格に変更。
※または、特定契約を巻き直し、当該増加前の認定に係る全体のバイオマス比率を毎月の調達上限として設定する（価格変更なし）。
- 認定に係る全体のバイオマス比率を年間で40%以上減少させる場合は、バイオマス全体について最新の調達価格に変更。

（注）調達価格等算定委員会において、一般木材等・未利用材・建設資材廃棄物と石炭又は石油由来の燃料とを混焼を行うものは2019年度（一般廃棄物その他バイオマスと石炭混焼を行うものは2021年度）からFIT制度の新規認定対象とする要員が定められた。この場合、石炭混焼要件が制約の年率以降に価格変更を伴う変更を行う場合は、FIT制度の支拂対象外となる。

（1）一般木材等30%：非バイオ70%

年	一般木材等 35% <small>（最新の価格）</small>	非バイオ 65%	<ul style="list-style-type: none"> ・年間でバイオマス全体の比率を増加させる場合は、最新の調達価格に変更。 ・または、特定契約を巻き直し、「30%」を毎月の調達上限比率として設定する（価格変更なし）。
	<small>（年間で増加 ⇒ 価格変更）</small>		
年	一般木材等 15% <small>（最新の価格）</small>	非バイオ 85%	<ul style="list-style-type: none"> ・認定に係る全体のバイオマス比率を年間で40%以上減少させる場合は、最新の調達価格に変更。
	<small>（▲50% ⇒ 価格変更）</small>		

（2）未利用材40%：一般木材等30%：非バイオ30%

年	未利用材 45% <small>（32円）</small>	一般木材等 30% <small>（最新の価格）</small>	非バイオ 25%	<ul style="list-style-type: none"> ・年間で未利用材45%：一般木材等30%：非バイオ25%とする場合、バイオマス全体で75%となり、未利用材・一般木材等とも最新の調達価格に変更。 ※未利用材は実態上、調達価格は変わらず。 ・または、特定契約を巻き直し、「70%」を毎月の調達上限比率として設定する（価格変更なし）。
	<small>（年間で増加 ⇒ 価格変更）</small>			
年	未利用材 20% <small>（32円）</small>	一般木材等 20% <small>（最新の価格）</small>	非バイオ 60%	<ul style="list-style-type: none"> ・年間で未利用材20%：一般木材等20%：非バイオ60%とする場合は、バイオマス全体で▲43%（40%以上の減少）。 ・この場合、未利用材・一般木材等とも最新の調達価格に変更。 ※未利用材は実態上、調達価格は変わらず。
	<small>（バイオマス全体▲43% ⇒ 価格変更）</small>			

（ごみ処理施設のうち焼却施設に設置されるバイオマス発電設備の扱い）

FIT 制度上、ごみ処理施設（一般廃棄物処理施設・産業廃棄物処理施設）のうち焼却施設に設置されるバイオマス発電設備については、認定時に全体のバイオマス比率は設定されるものの、構造上、その厳密な管理を行うことは極めて困難であることから、年単位での上限管理や月単位での買取上限の設定を行わないことが認められている。なお、申請により月単位での買取上限の設定を行うことも選択できる。

FIT 制度におけるバイオマス比率の管理がされない場合、バイオマス発電量の実績によっては、容量市場と FIT 制度の間で二重払いが発生する懸念が存在するため、このようなバイオマス混焼設備については、事業者ごとに下記いずれかの方式を選択できることとする。

- ① FIT 制度において月単位での買取上限の設定を行う旨申請した上で、バイオマス発電部分については買取上限の範囲内で FIT 制度からの支払いを受け、非バイオマス発電部分（FIT 買取上限の範囲外）については容量市場からの支払いを受ける
- ② 買取上限の設定を行わず、実績のバイオマス発電量に応じて FIT 制度に基づく支払いを受けるが、容量市場へは参加をしない

（参考図 4-41）ごみ処理施設についての適用除外（既認定案件による国民負担の抑制に向けた対応（バイオマス比率の変更への対応））

適用除外、施行期日等

6

(1) 適用除外

- **ごみ処理施設（一般廃棄物処理施設・産業廃棄物処理施設）のうち焼却施設におけるバイオマス発電設備**は、その特性上、受け入れたごみを燃料として用いて発電を行うものであり、そこに含まれるバイオマス燃料の割合を計画的に把握し調達することは本質的・構造的に困難であるため、**今回の措置を適用しない**こととする。

(2) 施行期日

- 今回の措置に係る省令・告示改正の施行期日は、**2019年4月1日**とする。
- したがって、**2019年4月1日時点の（＝2019年3月31日までに変更等の手続を終えている）認定に係るバイオマス比率を基準**として、今回の措置を適用する。
- 定期報告によるバイオマス比率の年間実績の確認については、定期報告の直前1年以内に行われた変更届出又は変更認定によるバイオマス比率の変更の性質を踏まえて行うものとする。
 例1）定期報告の直近1年以内に行われた変更届出又は変更認定によるバイオマス比率の変更が、その後の**燃料調達計画の変更**に先立って行われたものであった場合：当該定期報告の**次に行われる定期報告から**、バイオマス比率の実績を確認
 例2）定期報告の直近1年以内に行われた変更届出又は変更認定によるバイオマス比率の変更が、**過去の実態に合わせた変更**であった場合：**当該定期報告により**、バイオマス比率の実績を確認

(3) その他

- 発電設備の認定出力を減少させる一方でそれに応じてバイオマス燃料の投入量を減らさないと、バイオマス比率が増加することとなるが、この場合はバイオマス比率考慮後出力にボーダーを超える変更があるか否かで判断する。

(例)	出力 10,000kW	一般木材等 20%	石炭80%	出力 9,000kW	一般木材等 22.2%	石炭77.8%	・バイオマス比率は増加するが、バイオマス比率考慮後出力に変更がないため、価格変更なし。
	バイオマス比率考慮後出力	2,000kW	8,000kW	バイオマス比率考慮後出力	2,000kW	7,000kW	

- 年間実績における全体のバイオマス比率の減少については、入札制度における運用との整合性を踏まえ、燃料設備の故障に係る事由に配慮した運用を行う。

⑦容量市場の情報公開・フォローアップ

第一次中間とりまとめにおいては、「容量市場における参加者の行動や入札結果、容量の増減について確認し、広域機関や監視等委員会とも連携しながら、容量市場が効果的に機能しているかどうかを定期的に検証する」、「検証の結果を踏まえ、市場が効果的に機能していないことが疑われる場合は、必要に応じて既存の制度にとらわれずに見直しを実施する枠組を設ける対応を検討していく」としていたところ。

毎年容量オークションの結果については、広域機関においてまとめ、必要に応じて検証や制度の見直しを行うこととする。

また、遅くとも容量市場開設5年後（十分な回数のオークションが行われ、容量受渡も行われた段階）までを目途に、広域機関において包括的な検証を行い、必要に応じて既存の制度にとらわれずに見直しを実施すべく、国の審議会等でも検証結果を議論することとする。

広域機関による、具体的な情報公開や容量市場が効果的に機能しているかどうかの検証等の詳細な仕組みについては、広域機関において検討を行うこととする⁷⁸。

⑧既存契約の見直しについて

第一次中間とりまとめにおいては、市場管理者が必要な容量を一括して確保する集中型の容量市場を採用することとされ、相対契約のある小売電気事業者であっても、kW価値の支

⁷⁸ 広域機関において検討を行った。詳細については第18回容量市場検討会資料3を参照

払は容量オークションを通じて行うことが基本となる。

このことにより、小売電気事業者は相対契約による支出に加えて、容量市場への支出が追加的に発生する。また、発電事業者等は相対契約による収入に加えて、容量市場で落札すれば、収入を追加的に得ることができることとなる。

既存契約に基づく当該 kW 価値に係る発電事業者等の収入、小売電気事業者の負担の重複が解消されるよう、こうした既存契約については、既存契約の残存期間や契約に定められる契約条件見直しのタイミング、制度変更があった場合の対応の考え方などを踏まえて個別の契約ごとに適切な時期に、制度導入趣旨を踏まえ適切な契約内容の見直しを行うことが必要となると考えられる。

契約見直しを行う際の考え方については、既存契約見直し指針(案)として本作業部会にて 2018 年中間取りまとめ時点でも議論を行っている。既存契約見直し指針(案)については、さらに精査を行い、成案とすべく更新を行っているため、詳細については、別添資料 4 の指針本文を参照されたい。なお、第一次中間取りまとめでも示されたように、既存契約見直し指針(案)は成案を得た後に BL 市場の導入、連系線利用ルールの見直しに向けて作成した既存契約の見直し指針と統合する予定である。

⑨調整力として活用可能な電源の位置づけ

容量市場に参加した電源の中には調整力として活用可能な電源も含まれる。発電事業者は、容量市場以外からの期待収入も加味して容量市場での入札行動を決定することから、このような電源については、容量市場初回オークションまでに需給調整市場等から得られる対価やリクワイアメント等について一定の見通しを立てられるようにすることが重要である。需給調整市場の広域調達初年度は 2021 年度となっているが、容量市場の初回オークションが 2020 年度に実施されることを見据えて、事業者が需給調整市場からの期待収入の見通しを立てるためにも、各商品区分の必要量について適切な時期までに示していく必要がある。

(発動回数指令電源について)

発動指令電源は、現在、主に電源 I' としてエリア毎に送配電事業者が調整力公募を通して DR 等を確保し、運用している。容量市場開設後は、電源 I' として確保していた供給力も容量市場の中で全国で一括して確保され、発動指令電源のリクワイアメント(年 12 回、3 時間継続、3 時間前指令)に従って運用されることとなる。

発動指令電源についても容量市場から正味に回収が必要な費用を見積もったうえで入札行動をとると考えられるため、運用方法の詳細や発動された際の kWh 価値・kW 価値に対する対価の支払等について検討を進めていく必要がある。この点に関し、広域機関にて開催された需給調整市場検討小委員会において、需給調整市場との関係の中で議論された。

容量市場で調達された発動指令電源は、容量確保契約(広域機関=発電事業者間)に基づき一般送配電事業者により 3 時間前までに発動指令される。一般送配電事業者による発動

指令が実需給の 3 時間前までであるため、時間前市場に間に合うことを踏まえると、発動指令を受けたアグリゲーターが時間前市場に玉出しを行い、小売電気事業者が調達することが考えられる。したがって、現在の電源 I' は一般送配電事業者が調達・活用しているが、容量市場開設後は小売電気事業者も含めて幅広く活用されることとなる。また、発動指令を受けたにも関わらず、時間前市場で調達されなかった場合は、一般送配電事業者によりエリアの需給状況において必要と判断された電源と考えられるため、一般送配電事業者が調整力として確実に活用することとする。この場合、一般送配電事業者の発動指令による発動のうち小売が調達しなかった余力が調整力として確実に使われ、費用の精算が行われる仕組みが必要となる⁷⁹。

また、容量市場において、発動指令電源は、容量確保契約に基づく最大年間 12 回の発動指令に対応することが求められる。発動指令電源が、容量確保契約に基づく発動指令への応答に支障が出ない範囲において、別途、供給力や調整力として卸電力市場や需給調整市場などで活用されることは許容される。このため、発動指令電源が需給調整市場で ΔkW を落札した場合においては、一般送配電事業者が容量確保契約に基づき発動指令を行うか、調整力として発動指令を行うかを選択⁸⁰するものとし、発動にあたっては、いずれの契約に基づくものか整理したうえで、発動することが考えられるが、運用方法含め引き続き検討が必要である。

なお、容量市場において広域的に確保された電源に対して発動指令を出す場合に、発動指令を行う場合の判断基準、また、一般送配電事業者、広域的運営推進機関の役割、発動指令を行うまでのプロセスについて、現在監視等委員会で行われている 2021 年以降のインバランス料金制度に関する検討も踏まえ、引き続き検討を行うこととする。

(再生可能エネルギーの普及拡大に資する供給力や調整力について)

再生可能エネルギーの更なる普及拡大に伴い、再生可能エネルギーの出力抑制低減に繋がる容量の大きな電力貯蔵型の電源(揚水発電等)や、系統の慣性力⁸²不足の対策にな

⁷⁹ 従来電源に対するひっ迫時の指示がなされた場合も同じ仕組みを適用できるか検討が必要である

⁸⁰ 一般送配電事業者が同時に両契約に基づき矛盾した発動指令を発動した場合には、いずれか一方の契約を履行できないおそれがあるため、そうした同時発動は行わないこととする

⁸¹ 一般送配電事業者が「選択する」という仕組みとした場合、発動指令電源が需給調整市場で ΔkW を確保した量だけ、火力がバランス停止することにより需給ひっ迫時に当日稼働する供給力の量が減少する可能性があることに留意が必要。また、オブザーバーから、調整力が広域運用された後は需給ひっ迫時に他のエリアの余力を使い切っている可能性があり、「選択する」仕組みをとることによって追加する供給力の量が減少すると、需給ひっ迫が解消できず供給力不足に繋がる懸念があり、「選択する」仕組みで運用上問題ないか確認が必要であるとの意見があった。

⁸² イナーシャ

る応答速度が著しく速い電源等(蓄電池・電気自動車を活用した VPP⁸³等)の重要性が更に高まっていくものと考えられる。こうした電源等は一般的に固定費が高価である一方、稼働率が低いため容量市場から回収が必要な費用の割合が大きい。従って、特にアグリゲートリソースの一部としてではなく単独で容量市場に応札することが想定される容量の大きな電力貯蔵型の電源は、当面の間容量市場において限界電源となる可能性もあるため、その入札行動が容量市場の価格形成に影響を与える可能性がある。

再生可能エネルギーの導入に資するという付加価値を評価する観点から、容量の大きな電力貯蔵型の電源等の再エネ余剰を貯蔵する能力⁸⁴⁸⁵や、応答速度が著しく速い電源等の応答速度の速さを価値として評価する必要があると考えられる場合には、そのような制度を検討することが考えられる⁸⁶。その際には、制度設計にあたって容量市場との関係性も留意する必要があると考えられる。

<参考: 英国の事例>

英国の容量市場には電力貯蔵型の電源等(揚水発電と蓄電池等を含む)も参加しており、全約定量のうち5~6%を占めている。

また、英国 National Grid は需給調整市場(Firm Frequency Response)の仕組みとは別途、1秒以内に出力調整に応じることができる調整力を募集する EFR 入札を実施している(Enhanced Frequency Response Tender)。蓄電池のように応答速度が速い電源等は、EFR 入札において落札され、kW あたり年間 9,000~15,000 円程度の収入を得た上で容量市場にも入札し、落札されているものとみられる。

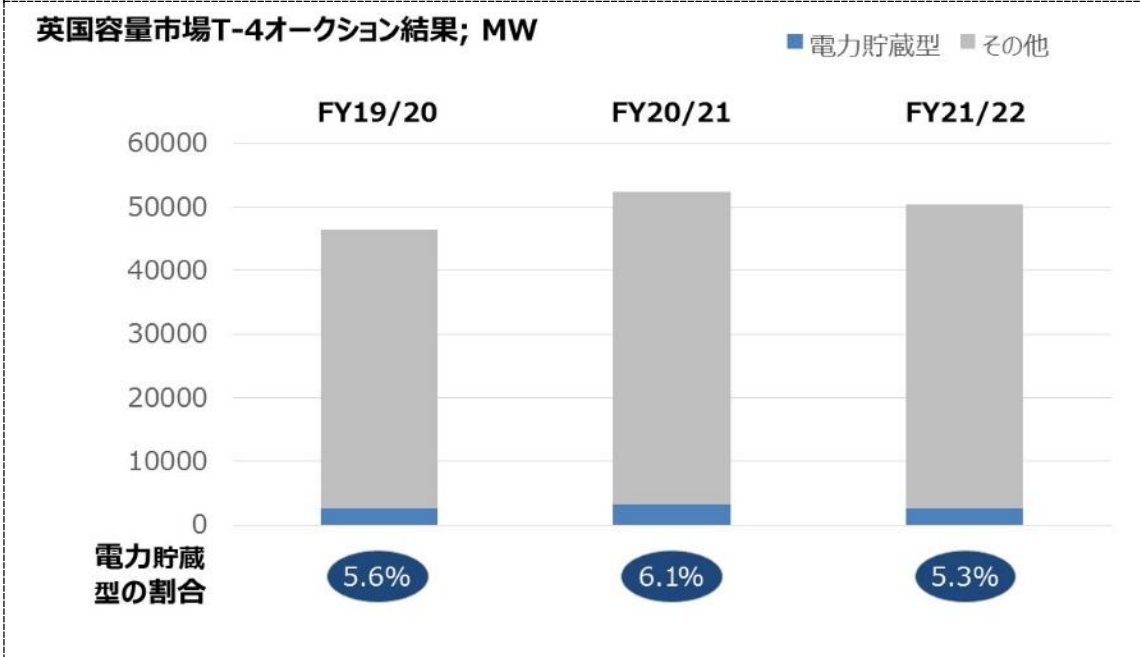
(参考図 4-42)電力貯蔵型の電源等の英国容量市場でのパフォーマンス

⁸³ バーチャルパワープラント

⁸⁴ 容量市場で取引する供給力(発電能力)を「上げ kW」とすると、ここで言う下げ調整力としての能力は「下げ kW」と言えるか

⁸⁵ 今後各市場(容量市場、需給調整市場、卸電力市場等)の中で市場原理に従ってこうした電源が運用を行うようになる結果として、現状の運用と同じように必要な時に再エネ余剰を貯蔵する能力を確実に発揮できるか、現行の制度設計について運用の観点からも留意が必要であるとのオブザーバー意見があった

⁸⁶ 例えば、ブラックスタート電源においては、調整力公募の仕組みを継続することを検討している



(参考図 4-43) 英国 EFR 入札の結果

事業者名	種別	運用予定日	容量; MW	応札時間 (4年分)	合計応札量; GWh	平均入札価格; £/MWh	合計収入; 百万£	年間kWあたり収入; £
EDF Energy Renewables	Storage	Dec-17	49	35,088	1,719	7.00	12.04	61.4
Vattenfall	Storage	Apr-17	22	35,088	772	7.45	5.75	65.4
Low Carbon	Storage	Dec-17	10	33,760	338	7.94	2.68	67.0
Low Carbon	Storage	Mar-18	40	33,764	1,351	9.38	12.67	79.2
E.ON UK	Storage	Nov-17	10	35,088	351	11.09	3.89	97.3
Element Power	Storage	Feb-18	25	35,088	877	11.49	10.08	100.8
RES	Storage	Feb-18	35	35,088	1,228	11.93	14.65	104.6
Belectric	Storage	Oct-17	10	35,088	351	11.97	4.20	105.0

⑩発電側基本料金との関係

監視等委員会が検討を行っている発電側基本料金についても、容量市場に参加する電源の入札行動に影響を与えるものと考えられる。そのため、発電側基本料金の導入時期や想定される課金水準、導入後の発電・小売間での負担転嫁の具体的な考え方についての検討が進められることが望ましい。

(3) 広域機関による検討結果について

第一次中間取りまとめも踏まえて、広域機関が開催する容量市場検討会等において、詳細な制度設計が議論されてきた。

その結果については、別添資料 3 を参照されたい。

(4) 今後について

2020 年度初回オークションに向けて、広域機関と連携しつつ容量市場マニュアルや募集要項の策定、運用体制の確立・システム構築、事業者への説明会など必要な準備を進めて

いく。その中で、制度設計に関して議論すべき重要な論点が生じた場合には、本作業部会においても引き続き検討を行うこととする。

2. 5. 需給調整市場

(1) 背景

貫徹小委員会中間とりまとめにおいては、需給調整市場の詳細設計を行い、一般送配電事業者が調整力を市場で調達・取引できる環境を整備することが適当であるとされた。

諸外国においても需給調整市場を開設し、調整力を市場の仕組みを活用して前週や直前に調達している⁸⁷。同時に、欧米においては需給調整の広域化にも取り組んでおり、例えば欧州は卸電力市場の広域統合から、需給調整市場の広域統合へ、ルール整備と実証を加速している。

我が国においても、再生可能エネルギーの導入が進む中で、調整力を効率的に確保していくことは重要な課題である。他方で、需給調整市場の詳細検討に当たっては、需給調整の実運用とも密接に関わるため、慎重な検討が求められる。また、各一般送配電事業者による需給調整が中央給電指令所(以下、「中給」という。)のシステムを活用して行われ、地域間連系線の運用も一定のルールの下で広域機関も含めたシステムを用いて行われていることから、市場設計はこうしたシステムの改修が必要となる。

本作業部会においては、日々の需給調整に支障を生じさせないことの重要性を認識しつつも、広域化等による需給調整の効率化や、調整力確保に係る市場メカニズムの採用による透明性の向上、DR 事業者や新電力等の新規事業者を含めた形での調整力の確保といった諸課題に対応することは、2020 年以降の電力システムにとって必須の課題であるとの認識のもと、需給調整市場の詳細制度設計を検討した。

第一次中間とりまとめにおいては、本格的な広域調達・運用を行う時期について、可能な限り早期に実現するため、中給システム等のシステム改修との関係も含め、検討を行うこととされた。また、需給調整市場の開場時期に関し、ゲートクローズ(以下「GC」という。)後の実運用に当たって、卸電力市場で落札されなかった電源の余力などを広く活用する市場の仕組みについて、中給システムや広域調達・運用との関係も含め、さらに検討を行うこととされた。

また、2020 年度の広域運用、2021 年度の広域調達の実現に向けて、共通プラットフォームを開発していく必要があり、共通プラットフォームの開発体制やシステム仕様等の論点については、広域機関の需給調整市場検討小委員会において引き続き客観的な審議を行うとともに、重要な事項(電源の余力活用の仕組み等)については、必要に応じて国の審議会等において審議を行うこととされた。

本作業部会においては、広域機関における需給調整市場小委員会の検討結果の報告をうけて、検討を行った。

⁸⁷ 諸外国においても、調整力の調達のタイミングは必ずしも直前に限られないことから、「リアルタイム市場」ではなく「需給調整市場」という名称とした。

(2) 詳細設計の方向性

①商品設計

市場に参加する事業者にとって、需給調整市場で取引する商品の要件については、実務を行う上で関心の高い事項であると考えられるため、広域機関において事業者意見募集を行った。その結果を受けて、第一次中間とりまとめ記載の商品要件の再検討等を行い、以下のとおりとした。

(参考図 5-1) 商品区分について

	一次調整力	二次調整力①	二次調整力②	三次調整力①	三次調整力②
英呼称	Frequency Containment Reserve (FCR)	Synchronized Frequency Restoration Reserve (S-FRR)	Frequency Restoration Reserve (FRR)	Replacement Reserve (RR)	Replacement Reserve-for FTT (RR-FTT)
指令・制御	オンライン (自端制御)	オンライン (LFC信号)	オンライン (EDC信号)	オンライン (EDC信号)	オンライン
監視	オンライン (一部オフラインも可※2)	オンライン	オンライン	オンライン	専用線：オンライン 簡易指令システム：オフライン
回線	専用線※1 (監視がオフラインの場合は不要)	専用線※1	専用線※1	専用線※1	専用線 または 簡易指令システム
応動時間	10秒以内	5分以内	5分以内	15分以内※3	45分以内
継続時間	5分以上※3	30分以上	30分以上	商品ブロック時間(3時間)	商品ブロック時間(3時間)
並列要否	必須	必須	任意	任意	任意
指令間隔	- (自端制御)	0.5~数十秒※4	1~数分※4	1~数分※4	30分
監視間隔	1~数秒※2	1~5秒程度※4	1~5秒程度※4	1~5秒程度※4	1~30分※5
供出可能量 (入札量上限)	10秒以内に出力変化可能な量 (機器性能上のGF幅を上限)	5分以内に出力変化可能な量 (機器性能上のLFC幅を上限)	5分以内に出力変化可能な量 (オンラインで調整可能な幅を上限)	15分以内に出力変化可能な量 (オンラインで調整可能な幅を上限)	45分以内に出力変化可能な量 (オンライン(簡易指令システムも含む)で調整可能な幅を上限)
最低入札量	5MW (監視がオフラインの場合は1MW)	5MW※1,4	5MW※1,4	5MW※1,4	専用線：5MW 簡易指令システム：1MW
刻み幅 (入札単位)	1kW	1kW	1kW	1kW	1kW
上げ下げ区分	上げ/下げ	上げ/下げ	上げ/下げ	上げ/下げ	上げ/下げ

※1 簡易指令システムと中給システムの接続可否について、サイバーセキュリティの観点から国で検討中のため、これを踏まえて改めて検討。

※2 事後に数値データを提供する必要あり (データの取得方法、提供方法等については今後検討)。

※3 沖縄エリアはエリア固有事情を踏まえて個別に設定。

※4 中給システムと簡易指令システムの接続が可能となった場合においても、監視の通信プロトコルや監視間隔等については、別途検討が必要。

※5 30分を最大として、事業者が収集している周期と合わせることも許容。

出所：第 11 回需給調整市場検討小委員会 2019 年 4 月 25 日

商品の要件について、以下の点について、引き続き広域機関で検討をすすめていく。

- ・セキュリティが確保された場合の簡易指令システムの適用範囲
- ・ベースラインの詳細設定 (三次調整力②以外)
- ・中間点などの設定 (三次調整力②以外)
- ・一次調整力におけるオフライン枠の上限設定

< 広域機関における検討結果 >

下げ調整力については、以下の理由からあらかじめ調達することなく運用が可能と考えられるため、当面の間下げ調整力の ΔkW の市場調達を行わないことと整理された。

- 平常時においては、余力活用の仕組みによって、調整能力を持った電源等の下げ調整力を活用できることを前提とすると、発電事業者はメリットオーダーに基づく発電計

画を作成するため、安価な調整電源等から順に定格出力となることから、十分な量の下げ調整力の ΔW を備えた調整電源が自然に生じる。

- エリア内の供給量が需要量を上回ることが見込まれる時においても、優先給電ルールによる抑制順位に基づいて、自然変動電源以外の電源の抑制可能量、自然変動電源の出力抑制量を確保するため、必要な下げ調整力の ΔW を確保できる。

②スケジュール

(2020～2023 年度の調整電源の確保について)

2020 年度までは、調整力公募を実施。2021 年度以降、三次調整力②の広域調達・運用を開始し、段階的に広域的に調達する商品を拡大する。

広域機関の議論では、2021 年度から 2023 年度までの広域化商品拡大期間において、

- 公募や需給調整市場の仕組みを組み合わせて調達する。
 - 三次調整力②については、広域調達・運用を開始する。
 - それ以外の調整力でエリア内で調達されるもののうち、年間を通じて必ず必要となる量は、年間で調達する。年間を通じて必ず必要となる量で対応できないものは、発電余力を活用する仕組み(現行の電源Ⅱに相当する仕組み)を続ける。
- 広域運用を行わない商品については、細分化しての広域調達を行わない。
- 厳気象対応(現行の電源Ⅰ'に相当する電源等)は、年間調達とする。

等が整理された。

(参考図 5-2) エリア内で調達されるもののうち年間を通じて必ず必要となる量

2. 年間を通じて必ず必要となる量でエリア内から調達されるもの

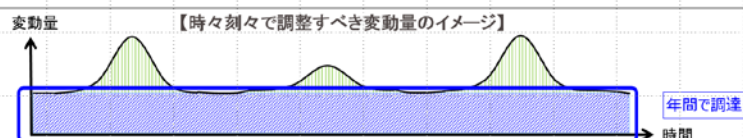
13

現行の仕組みの下では、電源Ⅱに期待できない調整力の量を年間を通じて必要な量として電源Ⅰを調達し、一般送配電事業者が固定費を負担してきた。電源Ⅰと電源Ⅱで対応してきた全ての調整力をきめ細かく調達するためには週間調達が基本となるが、これまで固定費を負担してきた「年間を通じて必ず必要となる量でエリア内から調達されるもの」については、以下の理由により例外として扱ってはどうか。

- (調達の確実性) 週間調達において調整力を確実に調達するためには、電源の総量が十分にあることが前提である。調整力公募や容量市場がない期間においては、年初段階で電源の総量が明確でないことから年間調達とすることで調達の確実性は増す。
- (経済性) 年間を通じて必ず必要となる量に限れば、年間調達においても過剰な量を調達することはない。
- (監視の容易性) 固定費転嫁の妥当性の判断の難易度を考えると、年間調達の方が監視は容易である。
- (新規参入面) 年間のある特定の時期だけ参入できる事業者にとっては週間調達が望ましい。他方、DRの需要家への支払いなど年間を通じてコストがかかる事業者にとっては年間調達が望ましいという声もある。

⇒ これらのことから、これまで固定費を負担してきた年間を通じて必ず必要となる量に限れば、競争が働いていない市場(エリア内調達)においては監視の容易性の観点から年間調達が優れていることや調達の確実性も増すこと、さらに過剰な量を調達してしまうデメリットがないことから、年間調達としてはどうか。

なお、需給状況によって電源の差し替えを認めることが適当であるため、差し替えのための仕組みを合わせて検討することとしてはどうか。



出所: 第 3 回需給調整市場検討小委員会 2018 年 4 月 27 日

(参考図 5-3) エリア内で調達されるもののうち年間を通じて必ず必要となる量

5. エリア内で調達されるもののうち年間を通じて必ず必要となる量で対応できないもの²⁸

- エリア内で調達されるもののうち年間を通じて必ず必要となる量で対応できないものについては、現在電源Ⅱの余力に期待していた部分であり、その中には電源Ⅱ-aのような速い調整能力に期待していた部分も含まれる。
- 現行の仕組みの下では、電源Ⅱについては、一般送配電事業者はGC後の余力を活用していることから変動費等のみを負担しており、2021年度以降においても、上記の考え方に大きな変更はないと考えられる。

	案1: 週間調達	案2: 年間調達	案3: 現行の仕組み (電源Ⅱ)
A) 調達の確実性	○※1	○	△ インセンティブが低ければ十分な量を確保できないおそれがある
B) 経済性	△ スポット市場より前に調達するため機会損失が発生	× きめ細かな調達が困難	○
C) 調達業務の負担	△→○ システム化により業務量の低減が可能	○	○
D) 監視の容易性	△→○※2	○	○
E) 参入の容易性	○ 一時的に余力を供出したい調整電源等が参入	○ 年間を通じてコストのかかる調整電源等が参入	○

※1 現状においては主に電源Ⅱ余力を活用できていることを踏まえると、年間調達と比べて調達の確実性は変わらないと考えられる。

※2 現行の仕組みで負担していない電源Ⅱの固定費が算入されているかの監視については、現在の電源Ⅱのように固定費を転嫁していない契約に基づくものは監視が容易。



出所: 第3回需給調整市場検討小委員会 2018年4月27日

(中給改修と広域化の関係について)

需給調整市場における広域調達・運用を実現していくにあたっては中給システムの改修が不可欠。中給システムの改修には、抜本的な改修と比較的小規模な改修がある。

複数の一般送配電事業者において中給システムの抜本的な改修が完了し、広域調達・運用を開始するまでには数年以上を要すると考えられるものの、中給システムの抜本的な改修でしか実現できないことは限定的であり、二次調整力①以外では、比較的小規模な改修によって対応可能と考えられる。

そのため需給調整市場に係るスケジュールについては、これまで将来を「2020+X年度」として論じてきたところであるが、中給システムの抜本的な改修に合わせて2020+X年度を先延ばしにするのではなく、「比較的小規模な改修で対応可能なものは早期に実現する」との観点から、将来断面を大きく2つのステップ(2020+X年度、2020+Y年度)に分けて議論を進めることとした。

- 「2020+X年度」: 比較的小規模な中給システムの改修で実現される三次調整力①および二次調整力②の広域調達・運用を開始する断面
- 「2020+Y年度」: 中給システムの抜本的な改修により実現される二次調整力①の広域調達・運用を開始する断面(一次調整力の広域調達・運用は別途検討)

(三次調整力①及び二次調整力②の広域調達について)

三次調整力①及び二次調整力②の広域運用について、早期の実現に向けた検討が一般送配電事業者において行われている。

- 三次調整力①: 2020 年度から一部(3 社)において広域運用を開始し、2021 年度から全体(9 社)において広域運用開始を目標
- 二次調整力②: 2021 年度から広域運用に向けた対応と試験を開始し、2023 年度から全体(9 社)において広域運用開始を目標

現在の一般送配電事業者における広域運用の目標を踏まえれば、遅くとも、2024 年度から三次調整力①及び二次調整力②の広域調達を開始することを基本に検討・準備を進めた。検討の結果、三次調整力①については 2022 年度より、電源 I-b 相当の量を年間で広域調達し設備を確保のうえ、 ΔW を広域調達(週間)を開始、二次調整力②については 2024 年度より、 ΔW を広域調達(週間)を開始することとして整理された。

なお、2020 年度に容量市場オークションが実施され 2024 年度に容量契約が発効することも踏まえると、容量市場・需給調整市場の市場参加者に予見可能性を与える観点から、三次調整力①及び二次調整力②の広域調達についての大枠の内容については、容量市場の初回オークションが実施される 2020 年度までに検討されることが適切である。

上記のスケジュールについては、広域運用の検討状況やシステム開発の状況等を踏まえ、必要に応じて見直しを行うこととした。

(参考図 5-4)三次調整力①及び二次調整力②の広域調達開始時期について

- 三次①、二次②の広域調達開始時期・方法については以下の整理としてはどうか。
 - 三次①については2022年度より、現在の電源 I-b相当の量を年間で広域調達し、設備を確保する。実需給断面に向けては、 ΔkW として電源等をhotな状態で確保するために、週間で ΔkW を広域的に市場で取引することによりエリア間の電源差し替えを行う。送配電が調整力として活用することを目的として年間調達により設備を確保している。このため、年間調達された三次①の機会損失はなく、年間を通じて活用されることが必要であり、この点について三次①の年間調達におけるリクワイアメントとする。なお、2024年度以降は、需給調整市場により週間で広域調達を行う。
 - 二次②については2024年度より、需給調整市場により週間で広域調達を行う。
- 必要供給予備力との関係は別途整理する。(現在、調整力及び需給バランス評価等に関する委員会、容量市場の在り方等に関する検討会においてエリア間の持ち替え(必要供給予備力を各エリアで必ずしも一律に確保しないこと)について検討がなされているところ)
- 広域調達を行うことで連系線容量を確保することになるが、卸市場との関係の中で連系線容量の枠取りに対する上限を設定するかといった連系線容量の活用方法については、電力・ガス取引監視等委員会の検討などを踏まえて別途整理する。

出所: 第 6 回需給調整市場検討小委員会 2018 年 10 月 9 日

(二次調整力①の広域調達・運用にかかる検討)

2018 年 7 月にとりまとめられた第一次中間とりまとめにおいて、一次・二次調整力(GF・LFC)も含め広域調達・運用を行うかは、技術的課題に留意しつつ、今後検討することと整理されていた。

2020+Y 年度の二次調整力①の広域調達・運用に向けては各一般送配電事業者の中給システムの抜本的な改修が必要。他方で、中給リプレース直後の更なる抜本改修は、コスト面

等で非効率と考えられる。

中給システムの抜本改修時期は、各一般送配電事業者が中給リプレースを計画していた時期等も勘案し、一般送配電事業者が今後検討していくものと考えられる。

この点、2020+Y年度の具体的な時期は未定であり、まだ数年の時間があると考えられる一方で、中給システムの抜本的な改修には数年を要すると考えられることを踏まえると、二次調整力①を広域調達・運用する際の制約とならない改修内容について、早期に検討が必要であると考えられる。

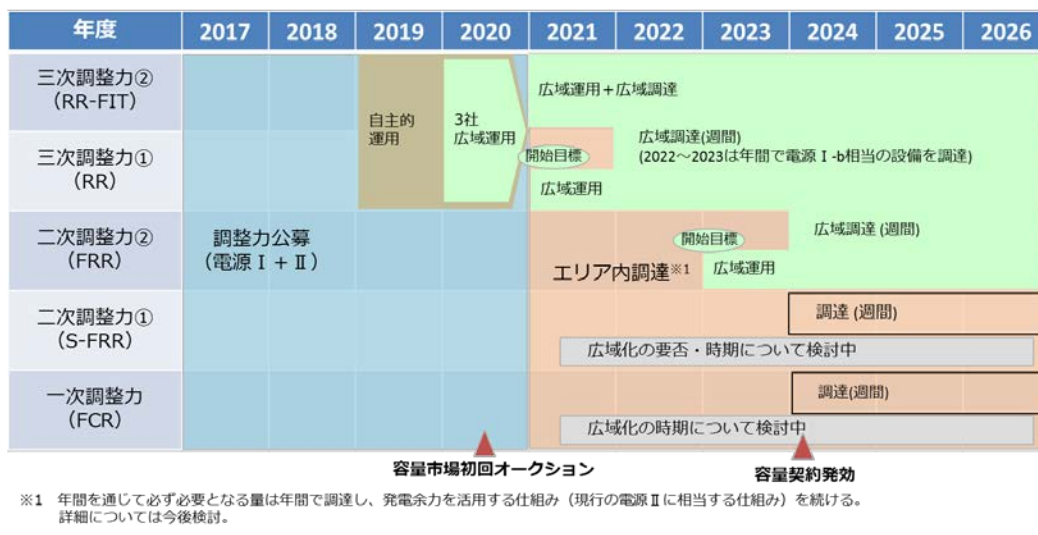
また、広域機関での検討の結果、一次調整力、二次調整力①については、2024年度から週間調達を開始することが示され、広域化の時期については引き続き検討を進めることが示された。

(商品導入スケジュールについて)

2つのステップ(2020+X年度、2020+Y年度)に分けて各種商品についての詳細検討を行った結果、以下のスケジュールで広域化を行う方向性が示された。

- 三次調整力②: 2021年度より広域調達(前日)、広域運用を開始
- 三次調整力①: 2021年度より広域運用、2022年度より広域調達(週間)を開始
- 二次調整力②: 2023年度より広域運用、2024年度より広域調達(週間)を開始
- 一次、二次調整力①: 広域化の時期は検討中。2024年度から週間調達を開始。

(参考図 5-5)商品導入スケジュールについて



<広域機関における検討結果>

特定地域立地電源の調達についても議論を行い、以下のとおり整理された。

- ブラックスタート機能

2024年度以降は、容量市場でのkW価値の調達対象の時期と合わせて、4年前の同時期に年間を対象に公募で調達することとする。また、2021～2023年度は、電源Ⅰや電源Ⅱの公募を通じて調達する。

－ 電圧調整機能・潮流調整機能・系統保安ポンプ機能

現在は公募を想定していないが、必要性が確認された場合には、ブラックスタート機能の公募と同様のスキームで、電圧調整機能等を公募する。

(参考図 5-6) 特定地域立地電源とは

特定地域立地電源とは	6
<ul style="list-style-type: none"> ■ 調整電源等の中には、一般的な調整力とは別に、特定の地域に立地していることが系統安定化上重要である特定の機能を有した電源も存在する。これらを「特定地域立地電源」という。 ■ 具体的には、以下の4種類のいずれかの機能を持つ電源をいう。 <ul style="list-style-type: none"> ①ブラックスタート機能：広範囲の停電が起こった際に、外部から電源供給なしに発電を開始できる機能 ②電圧調整機能：近隣地域の電圧調整に特に大きな役割を果たす機能 ③潮流調整機能：送電線・変圧器など流通設備における過負荷の防止、送電損失の軽減などの目的で、電力潮流を調整する機能 ④系統保安ポンプ機能：系統や台風等の天候状況を勘案して、電源脱落や連系線事故等が発生した場合に大規模停電を回避するために行う揚水ポンプを行う機能 	

出所：第8回需給調整市場検討小委員会 2019年1月24日

③中給システムの抜本的な改修

需給調整市場の創設にともない、中給システムの抜本的な改修が必要となる項目とその内容が、一般送配電事業者より報告された。

(参考図 5-7) 中給システムの抜本的な改修が必要となる項目

項目	内容	(参考) 抜本的な改修をしないで現行システムを継続した場合
制御方式・演算周期の統一	各発電機制御方式の統一要否および可否 ^{※2} の検討	二次①の広域運用ができない
	LFC演算周期の統一要否を含めた検討	二次①の広域運用ができない
単価登録の細分化	現状の出力帯別の単価から、出力帯別・時間帯別の単価への変更検討	時間帯ごとにリソースの変わる事業者のニーズに応えられない
V1/V2による直接的な運用	現状のa,b,c項を用いた近似的な運用から、V1/V2単価による運用への変更検討	a,b,c項を用いた近似的な運用により一定のメリットオーダーが実現できるが、より厳密なメリットオーダー実現が困難
中給制御の最大数	制御数上限の拡大について検討	監視/制御可能数以上の参入事業者の制御ができない

※1 ソフトウェア改修などの軽微な変更ではなく、ハードを含む中給システムのリプレースを必要とするなどの大規模な改修のこと

※2 一次・二次調整力の広域化については、技術的検討が必要であり時間を要する

また、各エリアの中給システムのリプレース時期を勘案しつつ、シミュレーション等を通じて、中給システムの改修内容等の検討を引き続き一般送配電事業者において、進めていくこととした。

(参考図 5-8) 検討スケジュール

<検討スケジュール（現状活用案の検討を行う場合）>

		2018	2019	2020	2021	2022	2023
制御方式・演算周期の検討	現状活用案の検討	システム仕様検討	シミュレーション分析				
	仕様統一案の検討		システム仕様検討	シミュレーション分析			
単価登録細分化の検討							
V1/V2による直接的な運用の検討							
中給制御の最大数の検討							

出所：第7回需給調整市場検討小委員会 2018年11月13日

(制御方式・演算周期の統一)

周波数制御(LFC 制御：二次調整力①相当)はエリア毎に実施されており、二次調整力①の広域運用に向けて、中給システムの抜本改修を伴う、発電機への制御方式(パルス、指令値等)や、中給システムの LFC 演算周期・制御周期の仕様統一を前提に、検討を進めていた。

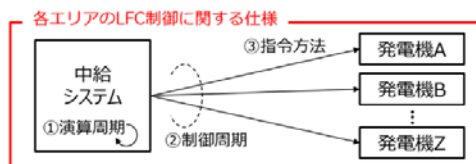
ただし、仕様統一を進める場合、改修に時間がかかることが想定される。そのため、中給システムの抜本改修なしで現在の制御方式を活用する案等も検討を開始することとしている。現状活用案を採用できれば、二次調整力①の広域運用の前倒しが予想される。

ただし、現状活用案の実現を目指す場合においても、事業者の参加機会の拡大等を考慮し、並行して仕様統一案の検討を進めていくこととした。

(参考図 5-9) 中給システムの仕様際の現状調査

○ 二次調整力①の広域運用に関する各エリアの中給システムの以下の仕様差異を調査した。

- ①演算周期：中給システム内での演算の周期
- ②制御周期：発電機への制御指令の送信周期
- ③指令方法：発電機への指令方法



	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
①演算周期	3秒	5秒	1秒	5秒	2秒	0.5秒	2秒	2秒	5秒	2秒
②制御周期	3秒	5秒	1秒	10秒 ※1	30秒	0.5秒	10秒	20秒 ※4	5秒	2秒
③指令方法	指令値	指令値	パルス	パルス ※2	指令値	パルス ※3	指令値	指令値	指令値	指令値

③指令方法のパルスとは、調整力の出力を増加(減少)させる場合は上(下)出力の信号を目的値に達するまで出す方式。また、指令方法(指令値、パルス)は同様でも、各社により配分対象の考え方、「指令の送信方法」等の詳細仕様は異なる。

※1：ARがある閾値以上になると5秒
 ※2：一部他社水力に数値指令あり
 ※3：10秒継続又は積分値超過にて制御出力
 ※4：指定により、5秒に切替可能

(中給制御の最大数)

現状、中給システムの制御最大数(制御可能な上限値)が存在する。

新規参入事業者が増加することを考え、当面は先着優先で実施するが、制御最大数の拡大を進めていく。中給システムの抜本改修等が必要なエリアについては、中給システムのリプレイス等のタイミングに合わせて検討を進めていくこととした。

(参考図 5-10)中給システムの制御最大数に関する現状調査

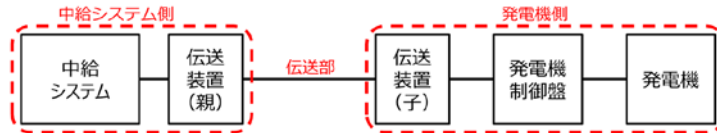
(参考) 中給システムの制御最大数に関する現状調査

21

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
中給システムの制御最大数	128	128	512 (1024 ^{※1})	209	24 (40 ^{※1})	120	80	80	256	64
現在の制御数 ^{※2}	34	98	193	52	23	27	69	23	222	34
空き制御数 ^{※2}	94	30	319 (831 ^{※1})	157	1 (17 ^{※1})	93	11	57	34	30
ネック箇所 ^{※3}	中給システム	伝送装置	中給システム	中給システム	伝送装置	伝送装置	中給システム	中給システム	中給システム	中給システム

※1：2019年度中に制御可能数の増強予定あり。増加後の数を（ ）内に示す。
 ※2：・現在中給と接続しているオンライン調整電源は、1つの調整電源で複数の制御数を使用することもある。
 ・制御可能数を増やす場合の改修は、中給システムの抜本改修や大規模改修が必要となるが、各エリアの申込み状況等に応じて対応を検討していく。
 ・簡易指令システムは、中給システムの空き制御数に関係なく接続可能。
 ※3：中給システムの制御最大数となるネック箇所。(伝送装置の場合、接続最大数がネック箇所となる)

【制御ブロック概念図と仕様統一の検討が必要となる項目(例)】



< 広域機関における検討結果 >

中給制御の最大数については接続申込状況を踏まえて、必要に応じて中給システム改修を実施することと整理された。また、中給改修には一年程度の改修期間がかかることを踏まえて、事業者から一般送配電事業者に対して早めに相談があれば、対応を検討することとした。

(単価登録の細分化のイメージ)

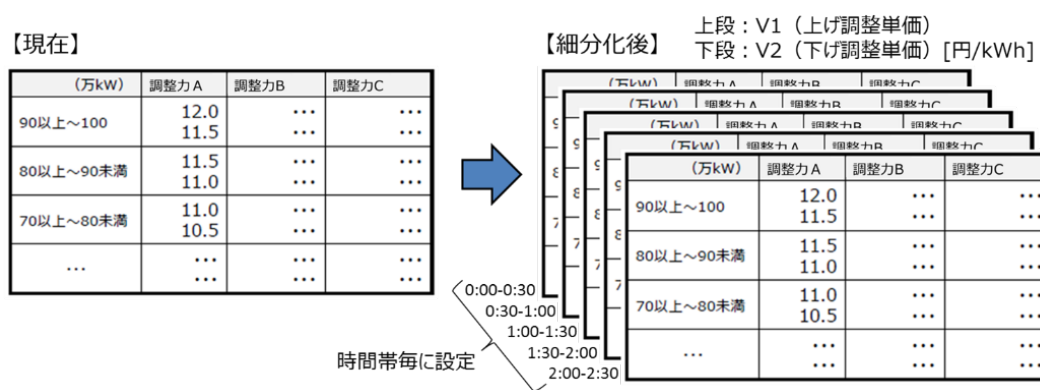
現状の中給システムは、あらかじめ発電機ごとに登録された単価(各 1 種類)に基づき、運用を行っている。

意見募集において、事業者より単価登録の細分化により安い調整力の活用が見込まれ、調整力コスト低減に寄与することから、単価登録の細分化の要望があった。

ただし、実現には中給システムの改修を伴うため、当面は週間段階で単価を事業者に登録していただくこととし、以下に示すイメージの単価登録細分化については鋭意検討を進めていくこととした。

中給システムへの単価登録の自動化や、時間帯別に異なる単価の調整力の自動制御については、抜本改修を必要としない改修方法についても、鋭意検討を進めていくこととした。

(参考図 5-11) 単価登録の細分化イメージ



出所：第7回需給調整市場検討小委員会 2018年11月13日

<広域機関における検討結果>

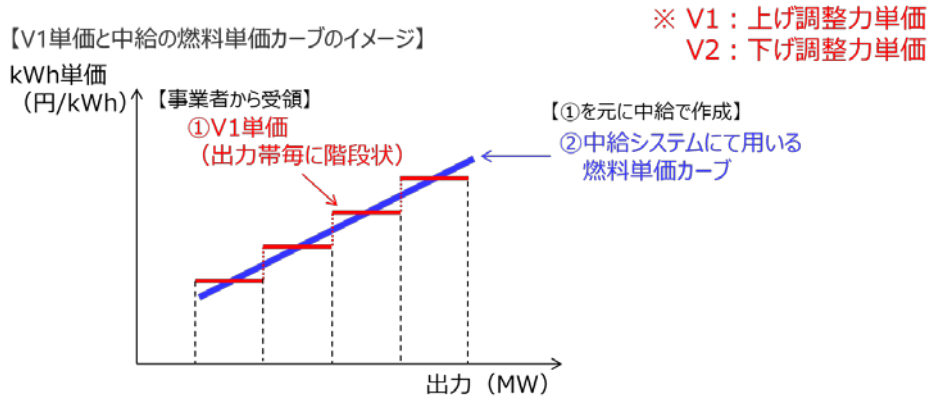
中給システムが30分毎に単価を認識し、GC直前まで変更可能とできるよう、2021年度4月を目途に改修することと整理された。時期についてはメーカーとの協議により前後する可能性があることに留意が必要。また、kWh単価の変更期限をGC直前まで変更可能とするかについては、監視等委員会において検討を行っているところ。

(V1/V2による直接的な運用)

現状の中給システムでは、2次曲線(abc定数にて2次曲線を表現)から出力に対する燃料費を認識し、そこから算出された燃料単価カーブに基づいて経済負荷配分を実施している。現在、事業者からは発電機の出力帯毎にV1/V2単価を受領するとともに、実運用では、中給システムで演算可能な2次曲線を表すための係数(abc定数)を用意している。

事業者から受領したV1/V2単価により、直接的にメリットオーダー運転を行うには、中給システムの抜本改修が必要と考えており、実現するための方式について、引き続き検討を進めていくこととした。

(参考図 5-12) V1 単価と中給の燃料単価カーブのイメージ



出所：第7回需給調整市場検討小委員会 2018年11月13日

＜広域機関における検討結果＞

中給システムのリプレースまでの間は、引き続き abc 定数による運用を継続することと整理された。

④電源の余力活用

中間とりまとめを踏まえ、広域機関(需給調整市場検討小委員会)において、発電余力の活用について議論が行われた。

具体的には、

- 一般送配電事業者が GC 後に発電余力のある電源に指示ができる契約をあらかじめ結び、上げ調整・下げ調整ごとの単価表(V1、V2)に基づいてメリットオーダー順に出力の調整を指示をする仕組み
- 安価な発電余力を最大限活用するために、最新の単価を単価表に反映できる仕組み等について、検討を行った。

詳細については、需給調整市場の価格をインバランス料金において参照するという議論も別途行われていることも踏まえ、引き続き広域機関で検討を進めていくこととした。なお、容量市場のリクワイアメントとの関係についても整理を行っていく。

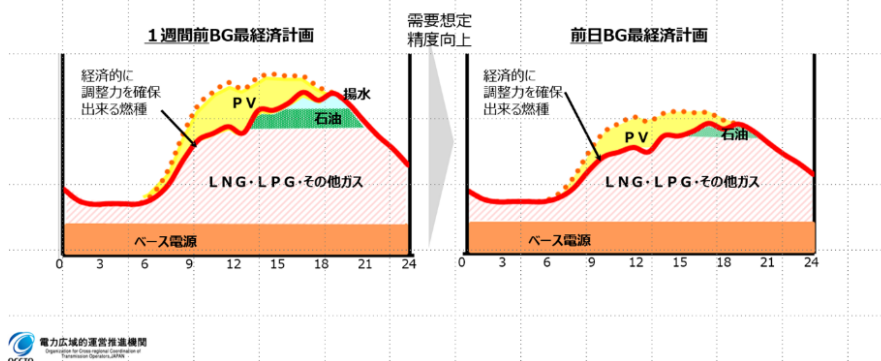
(参考図 5-13) 電源の余力活用の仕組み

3. 電源の余力活用の仕組み

17

■ 現在は年間調達した電源 I を当日の需給状況に応じて安価な電源 II に差し替えることにより、調整コストの低減を図りつつ調達している。また、事前に確保した調整力も含めて電源等の余力も活用して調整コストの低減を行っている。

下図の例の場合、1週間前の段階では揚水発電機が調整電源として活用される計画であるが、前日想定では需要想定が下方修正され調整対象電源は揚水発電機と比較して安価な石油火力機に変更。



出所: 第 3 回需給調整市場検討小委員会 2018 年 4 月 27 日

< 広域機関における検討結果 >

発電余力の活用については、以下のとおり整理された。

- 容量市場においてリクワイアメントとしている「調整電源に指示できる契約」を「余力活用に関する契約」とする。
- 一般送配電事業者が余力を活用する用途として以下の項目が考えられ、余力を活用した対価は余力活用に関する契約を締結し、この契約の中で精算する
 - 電源の経済差替え
 - 下げ調整力の運用
 - ブラックスタート機能の活用
 - 電圧調整機能の活用
 - 潮流調整機能の活用
 - 系統保安ポンプ(揚水ポンプ運転)機能の活用
 - 緊急時の追加起動
- 余力提供の実効性については、以下により解消される
 - 余力提供の実効性に関する懸念は、GC 直前まで kWh 価格を変更できる仕組みおよび、プライスベースによる入札とすれば解消され则认为られる。
 - GC 直前までの kWh 単価の変更に関して、需給調整市場で落札された電源等、若しくは余力活用の電源のみを対象とするのか、また、具体的な変更締切をどうするのか、そして、旧一般電気事業者を含めてプライスベースにするかどうか等

については、今後、監視等委員会において、インバランス制度の見直しも含め議論を行っていく。

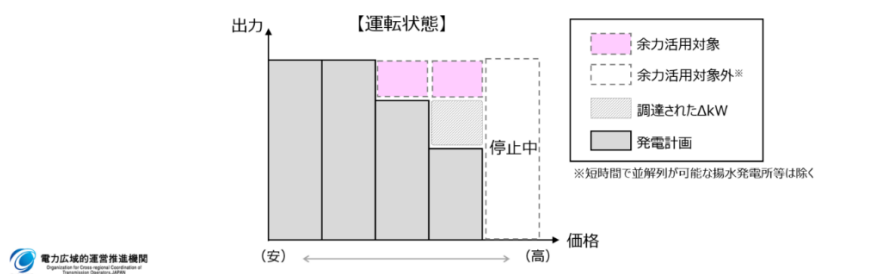
(参考図 5-14) GC 後の余力および余力活用の目的

GC後の余力および余力活用の目的

10

- GC後の余力とは、一般送配電事業者の指令に応じて応動が可能な状態にある電源において、発電計画および調達したΔkW以外の部分を指しており、調整機能を有しているものの起動停止が必要で指令に応じることができない電源は対象とならない。
- 現在においても、一般送配電事業者は、周波数制御・需給バランス調整、系統運用等を目的として、電源Ⅱ等の契約に基づきGC後の余力を活用しており、これらに要したkWh等について、その対価を発電事業者等に支払っている。
- 容量市場の開設後、電源Ⅱ等公募の廃止以降についても、一般送配電事業者がGC後に周波数制御・需給バランス調整、系統運用等を実施する際は、GC前の発電事業者等の計画策定に支障を与えないことを前提に余力を活用することで、社会コストの低減等、より効率的、安定的な需給調整、系統運用が期待できる。

【余力活用対象のイメージ図（上げ余力の例）】



出所：第 11 回需給調整市場検討小委員会 2019 年 4 月 25 日

⑤三次調整力②

FIT 特例制度①、③を利用している再生可能エネルギーの発電事業者に関しては、一般送配電事業者が前々日(FIT 特例制度③の場合、前日)からの予測誤差に対応する。このような誤差については、応動時間が長い調整力で対応ができることから、新規参入者による価格低減を期待し、三次調整力②を商品として設けている。

そのため、三次調整力②必要量は、全体の誤差量である「前々日から実需給の誤差」から、一次調整力から三次調整力①の組合せでしか対応できない「GC から実需給の誤差」を控除して算定する。具体的な算定式は以下のとおり。

$$\begin{aligned} \text{三次調整力②必要量} &= \text{「前々日予測値 - 実績値」の再エネ予測誤差の } 3\sigma \text{相当値}^{88} \\ &\quad - \text{「GC 予測値 - 実績値」の再エネ予測誤差の } 3\sigma \text{相当値}^{88} \end{aligned}$$

なお、2021 年度の三次調整力②広域調達開始までにデータを蓄積していくが、統計処理を行うには、データが足りない可能性があり、その場合の扱いについて必要に応じて広域機

⁸⁸ 「3σ相当値」：過去実績相当の誤差（想定出力の下振れ）に対応できるように、過去実績をもとに統計処理した値。具体的には、99.87 パーセンタイル値（全体 10,000 個のデータの場合、小さい方から数えて 9987 番目の値）を使用。

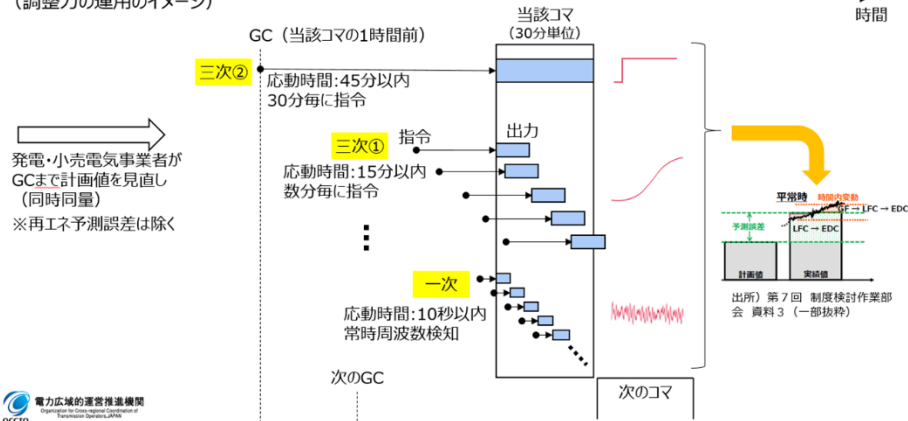
関において検討する。

(参考図 5-15) 三次調整力②が対応する事象について

- FIT特例制度①※を利用している再エネに関しては、一般送配電事業者が前々日からの予測誤差に対応することから、前々日から実需給の予測誤差のうちGC時点でも発動できる部分がある。
- このような誤差については、応動時間が長い調整力でも対応ができることから、新規参入者による価格低減を期待した三次②を商品として設けた。

※FIT特例制度③に関しても同様

(調整力の運用のイメージ)



電力広域的運営推進機関
Department for Cross-regional Coordination of Electricity Operators
DCCO

出所: 第3回需給調整市場検討小委員会 2018年4月27日

<広域機関における検討結果>

再生可能エネルギーに対応する調整力がどの程度必要となるか定量的に把握できる場合、当該調整力に係るコスト負担の在り方について検討することとして制度検討作業部会において整理され、これに基づき広域機関において以下のとおり検討を行った。

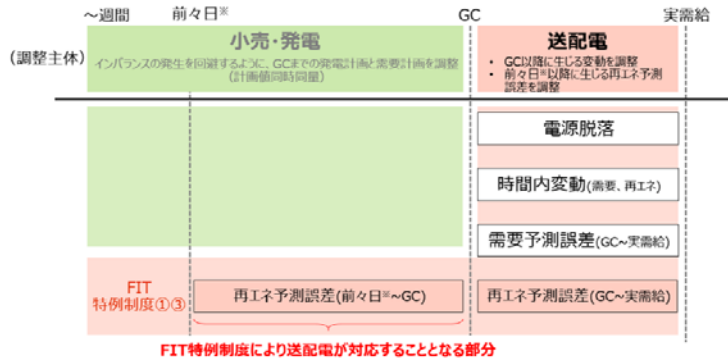
再生可能エネルギーに対応する調整力が対応する事象としては、予測誤差と時間内変動があり、これに対して ΔW を確保するために費用を要している。このうち、GC以降の予測誤差に対応するために確保する ΔW には、再生可能エネルギーへの対応だけでなく、需要変動の予測誤差等も含まれ、再生可能エネルギーに対応する調整力のみを算定することは困難。他方、GC以前の予測誤差に対応するために確保する三次調整力②の ΔW については、FIT特例制度①及び③によりGC前に発生する再エネ予測誤差に対応するために確保していると考えられる。

再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会において、再生可能エネルギーに対応する調整力を確保するための費用については、2021年度以降は需給調整市場で実際に調達された三次調整力②の ΔW の確保にかかる費用を基に算定することができるようになること、これらの費用はFIT特例制度に起因して必要となっていること、を踏まえ、一般送配電事業者による出力予測の予測誤差自体を減らす等、再生可能エネルギーに起因するインバランスを小さくし、国民負担の抑制を図ることを前提としつつ、それでも生じざるを得ない相応の予測誤差とその調整力の確保にかかる費用が残る場合には、FIT交付金を活用して負担することについて検討することが示された。引き続き、国、広域機関

が連携して検討を進めていく。

(参考図 5-16) FIT 特例制度における再エネ予測誤差

- 前述のとおりFIT特例制度がない場合、再エネ予測誤差についてもGCまでは発電事業者が対応し、GC以降の誤差は一般送配電事業者が対応することとなる。
- 他方、FIT特例制度①③に関しては、一般送配電事業者が前々日※に再エネ出力を予測して小売電気事業者に配分し、小売電気事業者がそれを発電計画値として採用しており、実需給まで計画の見直しを行わない。
- このため、一般送配電事業者が対応する事象は「前々日※から実需給の予測誤差」となる。



※FIT特例制度③に関しては前日朝を起点とした予測誤差として、同様に一般送配電事業者が対応する。

出所：第 11 回再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会 2018 年 12 月 26 日

<広域機関における検討結果>

三次調整力②に参加するための資格要件、アセスメント、ペナルティについては、広域機関において議論が行われ、取りまとめられた。

(参考図 5-17) 需給調整市場における資格要件

需給調整市場における資格要件について 30

- 系統運用上、重要な役割を担っている調整力の取引業務を適確に遂行するに足りる資力信用を有する必要がある。これを踏まえ、資格要件については以下の通りとする。
 - ✓ 法人格を有し、純資産額1,000万円以上を有する事業者であること。
- なお、需給調整市場に参加することは、一般送配電事業者が行う周波数維持に資する行為と考えられるため、参加する事業者の位置付けについては、資源エネルギー庁にて、引き続き検討を行っていく。

出所：第 8 回需給調整市場検討小委員会 2019 年 1 月 24 日

(参考図 5-18) 三次調整力②に関するアセスメント

需給調整市場におけるアセスメントの考え方 23

■ 需給調整市場におけるアセスメントは、アセスメントⅠとして「ΔkWの供出可否の確認」、アセスメントⅡとして「応動実績の確認」として整理した。

	リクワイアメント	アセスメントの考え方	不具合事象例
アセスメントⅠ (ΔkWの供出可否の確認)	ΔkWの供出が可能な状態に発電機等を維持しておくこと	GC時点における「発電上限値および発電計画値」の差が約定したΔkW以上になっていることを確認	枯れたリソースの空き容量不足
アセスメントⅡ (応動実績の確認)	一般送配電事業者の指令に従い商品の要件を満たした応動を行うこと	発電機等の応動実績が一般送配電事業者の指令に対して、商品の要件を満たした上で応動していることを確認	商品の要件に適合していない応動時間で応動

(参考図 5-19) 三次調整力②のアセスメント I に関するペナルティ

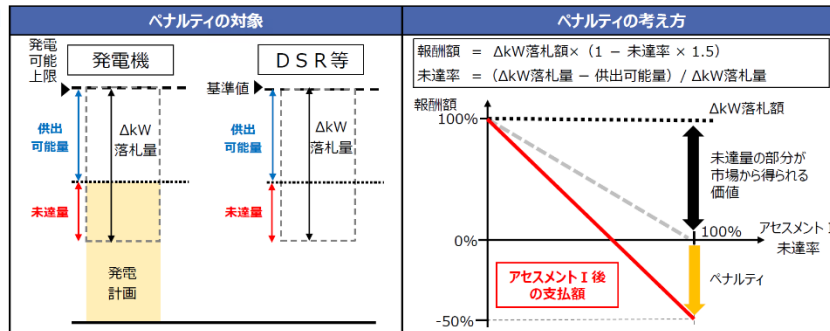
アセスメント I に対する金銭的ペナルティについて

第11回需給調整市場検討小委員会
資料3を元に作成

26

- アセスメント I の結果、 ΔkW の供出によって市場から得られる価値 (= 落札額) までの減額では事業者にとってペナルティとならず、 ΔkW 落札後に数量変更ができることと同義であり、卸電力市場等に転売して利益を得ることも考えられる。 ΔkW 供出量の確保不足は、調整力不足の原因となり周波数維持、安定供給に支障をきたす恐れがあることから、一定のペナルティ強度を設ける必要がある。
- なお、ペナルティ強度は、過度に強く設定した場合、市場への参入障壁となる一方で、弱く設定した場合 ΔkW を確保するインセンティブが失われる。
- 上記を踏まえ、ペナルティ対象は ΔkW とし、市場開設時点では電源 I と同じ 1.5 倍のペナルティ強度を設定する。

【イメージ】



(参考図 5-20) 三次調整力②のアセスメント II に関するペナルティ

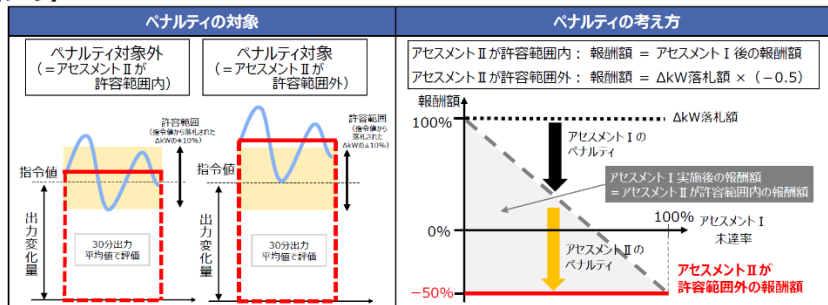
アセスメント II に対する金銭的ペナルティについて

第11回需給調整市場検討小委員会
資料3を元に作成

28

- アセスメント II では、「商品の要件」に定められた需給調整に必要な能力 (= リクワイアメント) について確認することとされていることからペナルティ対象は ΔkW とする。
- また、調整力の特性を踏まえることと応動の評価にあたっては細かな時間粒度で計測する必要があるがこれを 30 分出力平均値で評価することと整理したため、ペナルティの判定にあたり計測は 1 点 (1 コマ毎) となる。仮に 5 分周期 (計 6 点) でアセスメント II を実施した場合に許容範囲を超えた点があったとしても、今回の 30 分出力平均値で評価した場合には許容されることがある。このため、30 分 1 点 (1 コマ毎) の評価は、細かな時間粒度での誤差について都度問わないことから、一定程度条件が緩和された評価方法であることを踏まえ、アセスメント II におけるペナルティはコマ毎に出力変化量が許容範囲外にある場合は、ペナルティ対象とする。また、ペナルティ強度は、アセスメント I の 100% 未達時と同様、1.5 倍のペナルティ強度とする。

【イメージ】

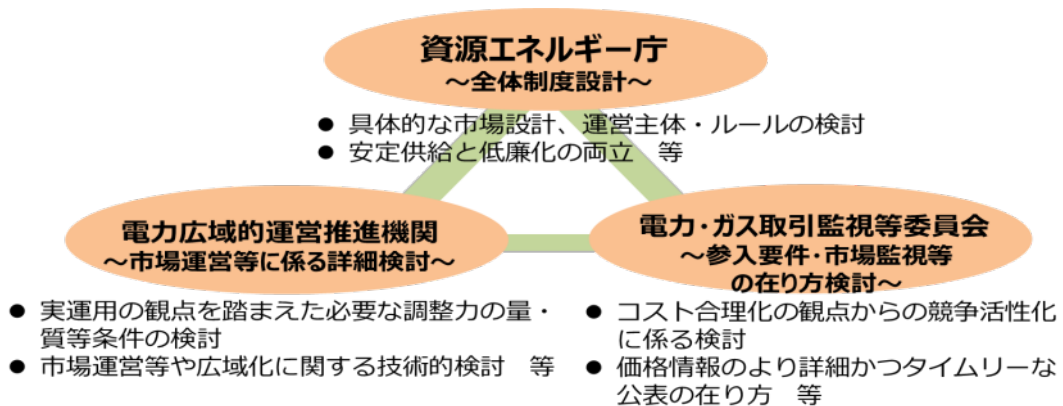


(3) 今後の方向性

2021年度の以降の段階的な広域調達・広域運用の実現に向けて、共通プラットフォームの開発、広域的な運用・調達の詳細など需給調整市場検討小委員会において引き続き客観的な審議を行うとともに、重要な事項については、必要に応じて本作業部会において引き続き検討を行うこととする。

また、他の市場への影響や情報公開、連系線容量の事前確保量についても、監視等委員会を中心に、引き続き検討を進め、重要なものについては、必要に応じて国の審議会等において検討を行っていく。

(参考図 5-21) 需給調整市場における検討の枠組み



3. 今後の検討の進め方

本中間とりまとめ(第二次中間とりまとめ)について、パブリックコメント手続を実施し、広く一般の意見を求める。

今後開設される市場については、資源エネルギー庁、広域機関、JEPX、監視等委員会といった関係機関において、関係事業者の協力の下、具体的な開設準備を進めていく。

パブリックコメント手続や市場開設準備作業を通じ、各市場に関して追加論点が生じた際には、本作業部会を含め関係機関において、必要に応じ然るべき検討を行っていく。また、各市場が協調しながら干渉しあうことなく機能していくことが重要であり、こうした観点から、各市場の相互の関係等について考察を深めるとともに、必要に応じて対応を検討していく。特に、個々の市場においては問題とされない行為であっても、市場横断的には市場支配力の行使と考えられる行為を防止するために、個々の市場にとらわれず電力市場全体を俯瞰的に監視するあり方についても監視等委員会とも連携しつつ考察を深めていくこととする。

エネルギー供給構造高度化法の中間評価の基準については、本年7月末に報告対象事業者から提出される達成計画に含まれる2018年度の非化石電源比率等を踏まえ、基本政策小委会等で確認の上、2020年度の具体的な目標の決定やグランドファザリングの決定を年内目途に行うこととする。

電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会開催状況

開催回数	開催日時	議題
第1回	平成29年3月6日	(1)今後の市場整備の方向性について (2)詳細設計を行う上での留意事項について (3)今後の進め方について
第2回	平成29年3月28日	(1)事業者ヒアリングについて (2)その他
第3回	平成29年4月10日	(1)事業者ヒアリングについて (2)地域間連系線の利用ルール等に関する検討会 平成28年度(2016年度)中間取りまとめについて
第4回	平成29年4月20日	(1)事業者ヒアリングについて (2)その他
第5回	平成29年5月15日	(1)事業者ヒアリングについて (2)意見募集の結果について (3)その他
第6回	平成29年5月22日	(1)海外有識者ヒアリングについて (2)事業者ヒアリングについて (3)その他
第7回	平成29年6月6日	(1)需給調整市場について (2)インバランス制度について
第8回	平成29年6月30日	(1)ベースロード電源市場について (2)その他
第9回	平成29年7月26日	(1)インバランスの当面の見直しについて (2)間接オークション導入に伴う会計上の整理について (3)既存契約見直し指針について (4)中間論点整理(案)
第10回	平成29年9月6日	容量市場について
第11回	平成29年9月19日	需給調整市場について
第12回	平成29年10月6日	容量市場について
第13回	平成29年10月30日	(1)間接送電権について (2)ベースロード電源市場について
第14回	平成29年11月10日	(1)需給調整市場について (2)容量市場について

第 15 回	平成 29 年 11 月 28 日	(1)需給調整市場について (2)非化石価値取引市場について (3)その他
第 16 回	平成 29 年 12 月 12 日	(1)容量市場について (2)ベースロード電源市場について
第 17 回	平成 29 年 12 月 26 日	(1)中間論点整理(第 2 次)(案)及び非化石価値取引市場について(案) (2)各市場等の制度設計に係る意見募集のご案内について
第 18 回	平成 30 年 1 月 30 日	事業者ヒアリングについて
第 19 回	平成 30 年 3 月 2 日	(1)事業者・団体ヒアリングについて (2)意見募集の結果について
第 20 回	平成 30 年 3 月 23 日	(1)需給調整市場について (2)容量市場について (3)その他
第 21 回	平成 30 年 4 月 10 日	(1)間接送電権について (2)容量市場について
第 22 回	平成 30 年 4 月 26 日	(1)間接送電権について (2)容量市場に関する既存契約見直し指針について (3)ベースロード電源市場について (4)その他
第 23 回	平成 30 年 5 月 18 日	(1)容量市場について (2)中間とりまとめについて
第 24 回	平成 30 年 7 月 17 日	(1)中間とりまとめに関するパブリックコメントについて (2)需給調整市場について (3)その他
第 25 回	平成 30 年 10 月 22 日	(1)非化石価値取引市場について (2)その他
第 26 回	平成 30 年 11 月 26 日	(1)非化石価値取引市場について (2)間接送電権について
第 27 回	平成 30 年 12 月 17 日	(1)非化石価値取引市場について (2)容量市場について
第 28 回	平成 31 年 1 月 30 日	(1)容量市場について (2)非化石価値取引市場について (3)需給調整市場について
第 29 回	平成 31 年 2 月 28 日	(1)容量市場について

		(2)非化石価値取引市場について (3)ベースロード市場について (4)東北東京間連系線に係わる特定負担者の取り扱いの明確化について
第30回	平成31年3月19日	(1)非化石価値取引市場について (2)容量市場について (3)ベースロード市場について
第31回	平成31年4月22日	(1)非化石価値取引市場について (2)容量市場について (3)その他
第32回	令和元年5月31日	(1)非化石価値取引市場について (2)第二次中間とりまとめについて (3)その他

※網掛け回は二次次中間とりまとめに関する議論を実施

電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会委員名簿

※五十音順、敬称略 ◎は座長、○は座長代理
(平成31年5月現在)

- 秋元 圭吾 公益財団法人地球環境産業技術研究機構システム研究G
グループリーダー
- 安藤 至大 日本大学経済学部 教授
- 大橋 弘 東京大学大学院経済学研究科 教授
- 大山 力 横浜国立大学大学院工学研究院知的構造の創生部門 教授
- 小宮山 涼一 東京大学大学院工学系研究科 准教授
- 曾我 美紀子 西村あさひ法律事務所 パートナー 弁護士
- 武田 邦宣 大阪大学大学院法学研究科 教授
- 廣瀬 和貞 株式会社アジアエネルギー研究所 代表
- 又吉 由香 みずほ証券株式会社 上級研究員
- 松村 敏弘 東京大学社会科学研究所 教授
- ◎横山 明彦 東京大学大学院 工学系研究科 教授

電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会

オブザーバー名簿

※五十音順、敬称略(平成31年5月現在)

菅野 等	電源開発株式会社 常務執行役員
國松 亮一	一般社団法人日本卸電力取引所 企画業務部長
竹股 邦治	イーレックス株式会社 常務取締役
佐藤 悦緒	電力広域的運営推進機関 理事
都築 直史	電力・ガス取引監視等委員会事務局総務課長
竹廣 尚之	株式会社エネット 経営企画部長
中村 肇	東京ガス株式会社 電力トレーディング部長
内藤 直樹	関西電力株式会社 執行役員・総合エネルギー企画室長
鍋田 和宏	中部電力株式会社 執行役員 コーポレート本部 部長
渡辺 宏	出光興産株式会社 上席執行役員 エネルギーソリューション事業本部長
山田 利之	東北電力株式会社 送配電カンパニー 電力システム部 技術担当部長

広域機関における詳細制度設計の検討結果(参考資料)

①広域機関において検討した論点一覧

論点	検討事項	検討の場
容量市場の対象範囲と費用負担の考え方	- 具体的な費用負担のあり方	- 第16回容量市場検討会
容量市場の地理的範囲	- 連系線制約により市場分断し、全国の約定価格とエリアプライスに差額が発生した場合の扱い	- 第16回容量市場検討会
メイン・追加オークションの位置づけ	- メインオークションと追加オークションの具体的な配分 - 具体的な追加オークション開催時期と頻度 - 追加オークションの開催判断 - 追加オークションの参加者・広域機関による売り入札の有無 - 追加オークションにおける市場支配力の行使の防止	- 第15回容量市場検討会
需要曲線の設定	- 目標調達量の範囲 - NetCONEの算定方法 - 約定方法の詳細設計	- 第11、13、14、15、16、17回容量市場検討会
オークション制度の設計	- オークションの入札単位 - 参加登録時の期待容量 - 電源差し替えの扱い	- 第12、13、14、15回容量市場検討会
費用精算の考え方	- 支払遅延や不払の発生に備えた保証金の徴収や保険の活用などのリスクヘッジのための仕組み - 発電事業者等のペナルティ額の算定や精算方法	- 第16回容量市場検討会

リクワイアメント・アセスメント・ペナルティ	<ul style="list-style-type: none"> - 各種電源(従来型電源、アグリゲートリソース、自然変動電源)のリクワイアメント・アセスメント・ペナルティ - 市場退出時のペナルティ 	- 第 11、12、13、14 回容量市場検討会
他制度との整合性	<ul style="list-style-type: none"> - 容量市場導入後における、電源入札制度のあり方 - DR の参加登録時、期待容量の算定時に必要となる書類等や実効性テストの具体的な手法 - 主に調整力等に用いられる電源について、調整力として活用されることを念頭にしたリクワイアメントの要件 	- 第 17 回容量市場検討会
電源確保に関する環境整備	<ul style="list-style-type: none"> - 発電設備等の情報掲示板 	- 第 15 回容量市場検討会

②検討結果まとめ

検討項目	検討結果
具体的な費用負担のあり方	<ul style="list-style-type: none"> - 各エリア内の託送と小売の配賦は、託送分を「容量受渡年度のエリアの H3 需要 × 6%相当分 kW」※と「各エリアのエリアプライス」で配賦し、残りを小売に配賦する。 ※広域機関における調整力の考え方の検討状況や、今後の託送料金査定の考え方によって、適切に見直す。
連系線制約により市場分断し、全国の約定価格とエリアプライスに差額が発生した場合の扱い	<ul style="list-style-type: none"> - 各エリアへの配賦は、市場分断がない場合、各エリアの負担(小売・託送)が同等となるように、kW 単価を同一となるように配賦する。 - 市場分断が必要となった場合、約定結果において最も安いエリアプライスを全エリアで共通的に負担する費用とし、当該エリアのエリアプライスとの差分を当該エリアで負担する。 - このような費用配賦を行う結果、市場分断による値差等は、市場管理者に積み上がることはない。

メインオークション(T-4)と追加オークション(T-1)の具体的な配分	- メインオークションでは必要供給力の全量を調達する。目標調達量はオークション時点での需要予測に従う。
具体的な追加オークション開催時期と頻度	- 追加オークションは実需給前年度の5月～6月に1回実施する。
追加オークションの開催判断	- 追加オークションは、想定需要の変化や、供給力の変化に対応するために行うこととする。 ▶ 広域機関は追加オークションの開催判断にあたり、メインオークションで落札された電源等に対し、容量確保契約の解約を申し出るか否かを確認する。 ▶ 需要曲線に供給力の確保量がかい離していれば、基本的に開催する。 ※T-1以前に想定需要の変化などで調達量の過不足が判明した際の扱いについては詳細な検討が必要。
追加オークションの参加者・広域機関による売り入札の有無	- 広域機関による売り入札(リリースオークション)を行う仕組みを導入する。ただし、広域機関による売り入札の開催有無は、追加オークション開催前に判断する。 - なお、広域機関が売り入札を行う場合に限り、発電事業者等の追加オークションでの買い入札を認める。
追加オークションにおける市場支配力の行使の防止	- 追加オークションは、メインオークションで入札し、落選した電源の参加を基本とする。 ※メインオークション時に供給力として確定していなかった新設や自家発の供給力増加分等も参加を認める。 - 追加オークションの需要曲線の形状は、メインオークションと同様の考え方で設定する。
需要曲線の形状	- 下に凸型の右肩下がり、目標調達量を下回ると急峻に立ち上がることとする。 - 目標調達量に対応する指標価格はNetCONEとする。
NetCONEの算定方法	- NetCONE算定のモデルプラントは、CCGTとする。 - NetCONE算定におけるコスト評価年数は40年とし、40年運転に必要なコスト等を織り込む。 - NetCONE算定における割引率は5%とする。

	<ul style="list-style-type: none"> - 上限価格は、NetCONE の 1.5 倍とする。 - 上限価格における調達量は、調達コストと停電コストの和が最小となる調達量の点を結んだ曲線(トレードオフ曲線)を基に設定する。 - 調達価格ゼロにおける調達量は、トレードオフ曲線を踏まえ決定する。 - 容量市場以外からの収益を 3,000 円/kW・年とする。 - 容量市場導入後においても、今後の長期的な電源構成等の変化を注視して、投資回収の予見可能性を高める等、容量市場の目的が達成されるよう、NetCONE の見直し等を図る。
<p>約定処理の方法</p>	<ul style="list-style-type: none"> - 約定処理は、全国市場のシングルプライスオークション方式で行う。その際、連系線制約を踏まえた各エリアの供給信頼度確保等のために一定の追加的な約定処理を行う。 - 具体的な約定処理の方法としては、以下の方法で行い、引き続き、広域機関において詳細検討を進める。 <ul style="list-style-type: none"> ➤ 全国市場で約定処理を実施する(発動回数制約ありの電源等の約定量が上限値以上の場合は、従来型リクワイアメントの電源と入れ替える)。 ➤ 供給信頼度計算を行い、基準から不足しているエリア(ブロック)・過剰なエリア(ブロック)は、市場分断を行う。 ➤ 基準から不足しているエリア(ブロック)は、そのエリア(ブロック)の落札しなかった電源の価格の安い順から基準まで追加する。 ➤ 追加した量と同等の電源を、過剰なエリア(ブロック)の落札した電源の価格が高い順から減ずる(減少処理を行った場合においても、各エリアで供給信頼度を確保していることが前提)。 ➤ ブロックで分断した場合、電源の追加・減少による供給信頼度の変化で、ブロック内でさらに市場分断するか判断する。 ➤ 最終的な約定結果において、必要な調整力等が確保されていることを確認する。
<p>オークションにおける電源等の入札単位</p>	<ul style="list-style-type: none"> - 従来型電源と自然変動電源は送電端単位(計量単位)で登録・応札を行う。

	<ul style="list-style-type: none"> - アグリゲート電源については、エリアごとにアグリゲーター単位で登録を行う。応札はアグリゲートリソース内で細分化して行うことも可能。
入札最低容量	<ul style="list-style-type: none"> - 入札最低容量は 1,000kW とする。なお、期待容量 1,000kW 以下の小規模電源はアグリゲートによる参加が可能。 - ただし、期待容量 1,000kW 以上の電源とのアグリゲートは認められない。一方、アグリゲートした場合の応札量の上限は定めない。
参加登録時の期待容量	<ul style="list-style-type: none"> - 電源等の期待容量は、メインオークション前の参加登録時に登録した容量で確定することを基本とする。 - メインオークション以降の新增設(増出力を含む)や生産計画の変更により提供できる供給力が増加する自家発、実効性テストにおいて提供できる供給力が増加した DR は、追加オークションまでは期待容量の増加を認める。なお、増加分については追加オークションでの入札が必要。
電源差し替えの扱い	<ul style="list-style-type: none"> - 電源差し替えを認める条件は、差し替え元電源、差し替え先電源において、市場操作や売り惜しみを行った事実がないことが重要であり、その観点から、差し替え先電源は容量オークションに応札した(落札できなかった)電源とすることを基本とする。 - 前項の妥当性確認に加え、下記のいずれかの場合を差し替えを認める条件として整理する。 <ul style="list-style-type: none"> ①差し替え元電源が稼働不可能となり、当該電源で供給力を提供することが困難な場合 ②差し替え元電源が稼働可能だが、差し替えにより、経済的に供給力を提供できる場合 <ul style="list-style-type: none"> ◇ 具体的には、燃料費用が安い等、経済的に供給力提供を行う合理的な理由がある場合が考えられる。 ◇ なお、差し替え先電源が、新設の前倒し等の、オークション時には供給力として確定しておらず応札していない電源の場合は、参加登録プロセスにおいて、供給力としての確認に加えて、市場操作や売り惜しみを行った事実がないことが確認できなければ、差し替え先電源として認めない。

	<ul style="list-style-type: none"> - 差し替え元の電源と差し替え先の電源は、電源差し替えの実効性を高めるために、複数の差し替え元電源と単一の差し替え先電源、及び単一の差し替え元電源と複数の差し替え先電源の間での電源差し替えも認める。
支払遅延や不払の発生に備えた保証金の徴収や保険の活用などのリスクヘッジのための仕組み	<ul style="list-style-type: none"> - 経済的ペナルティの還元や容量拠出金の未回収分は、小売電気事業者への配賦に反映させることとして、預託金や銀行保証等の設定は行わない。
発電事業者等のペナルティ額の算定や精算方法	<ul style="list-style-type: none"> - 経済的ペナルティの還元や容量拠出金の未回収分は、小売電気事業者への配賦に反映させる。
各種電源（従来型電源、アグリゲートリソース、自然変動電源）のリクワイアメント・アセスメント・ペナルティ	<p>※詳細後述（従来型電源、アグリゲートリソース、自然変動電源それぞれについてリクワイアメント・アセスメント・ペナルティを設定）</p>
やむを得ない事由の扱い	<ul style="list-style-type: none"> - ペナルティ免責対象となる事由については、第三者要因など事業者に責がない事由であることを基本とし、個別事例に対する適用如何は、個別の事情を勘案し判断する。
市場退出時のペナルティ	<ul style="list-style-type: none"> - 追加オークション前に市場退出を申し出た場合：メインオークション約定価格と追加オークション約定価格の差額。ただし、ペナルティの上限額はメインオークション約定価格の 5%。 - 追加オークション後に市場退出を申し出た場合：メインオークションの約定価格の 10%（追加オークションで落札された電源等は、追加オークションの約定価格の 10%）。
容量市場導入後における、特別オークション等の在り方	<ul style="list-style-type: none"> - 容量市場の仕組みとして、通常のオークション（メインオークション、追加オークション）で調達不足等の場合、特別オークションを開催する。

	<ul style="list-style-type: none"> - 特別オークションは容量市場における調達不足の場合、事前に決まっていない政策的な対応が必要となった場合等に開催される。通常のオークションにおいて調達不足となった場合等に、特別オークションを開催する。 - 特別オークションのリクワイアメント・ペナルティは、容量市場での整理を基本とする。 - その上で、特別オークションで落札された電源等に対しては、通常のオークションで落札された電源等よりもペナルティ等を厳しく設定(例:特別オークション:ペナルティ上限は約定価格の 1.3 倍)する等、透明性の担保がされ、出し惜しみが回避されるような仕組みとする。 - なお、電源入札の仕組みも、上記を踏まえて、広域機関等において必要な変更を行う。
<p>主に調整力等に用いられる電源について、調整力として活用されることを念頭にしたリクワイアメントの要件</p>	<ul style="list-style-type: none"> - 容量市場に参加登録する際(落札の前段階)に、電源等は調整機能の有無を登録する。 - 参加登録時に調整機能有とした電源等がオークションで落札された場合、「調整電源に指示できる契約等」の締結を求める。 <ul style="list-style-type: none"> ① 広域機関は、調整機能有の電源がオークションで落札した場合、関係する TSO へ必要な情報を提供する。 ② 広域機関は、容量確保契約の締結後に「調整電源に指示できる契約等」の締結を確認する。 - なお、需給調整市場におけるインセンティブ性は、別途、需給調整市場の検討において整理していく。
<p>DR の参加登録時、期待容量の算定時に必要となる書類等や実効性テストの具体的な手法</p>	<ul style="list-style-type: none"> - 実効性テストについて <ul style="list-style-type: none"> ➢ 実効性テストはアグリゲーター全体の供給能力を確認することを目的とし、リソースとなる需要家等の供給力を個々に市場管理者が把握するものではない。ただし、アグリゲーター間の需要家のダブルカウント防止のため、需要家リストの確定は実効性テストの前とする。 ➢ 実施時期は、受渡期間 2 年前の夏季や冬季の高需要期を基本として、予め一般送配電事業者が指定し、期間内に一般送配電事業者からアグリゲーターに発動指令を出す。 ➢ 発動実績の測定方法(ベースラインの設定方法等)は、資源エネルギー庁の「エネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネスに関するガイドライン」に基づいて設定する。

	<ul style="list-style-type: none"> ➤ アグリゲーターは、再テストの実施を一般送配電事業者に要請することも認める。 ➤ 負担軽減の観点から、容量市場開設後において、過去の受渡期間の発動実績を需要家リストと他の需要家リストでダブルカウントがなされていないことを前提として、実効性テストに利用することを認める。 - 参加登録時におけるビジネスプランの届け出について <ul style="list-style-type: none"> ➤ アグリゲーターは、参加登録時において「参加登録時に確保している期待容量」に加えて、容量オークションに「具体的かつ積み上げ型の分析に基づく期待容量」を用いて入札を行うことが可能。 ➤ ビジネスプランの提出内容は、具体的には以下の提出を求める。 <ul style="list-style-type: none"> ◇ 「参加登録時に確保している期待容量」と「具体的かつ積み上げ型の分析に基づく期待容量」を分けた期待容量の内訳 ◇ 参加登録時に確保している期待容量(エリア毎): 契約実績があり、対象年度の契約が期待できる顧客情報(会社名、業種等) ◇ 具体的かつ積み上げ型の分析に基づく期待容量(エリア毎): 契約実績が無いが、調達を検討している対象セグメント(工場、オフィス等)や抑制方法 ➤ なお、ビジネスプランと実効性テスト結果に大きな乖離が見られる場合はその理由の報告を求める。
発電設備等の情報掲示板	<ul style="list-style-type: none"> - 容量市場の導入による事業環境の変化に対して、事業者が多様な電源調達手段を取り得る環境を作る。 - 情報掲示板においては、相対契約のない販売先未定電源等(廃止・休止予定電源を含む)の電源を持つ事業者と相対契約を希望する事業者との間で、発電設備等に関する情報交換を可能とする。 - 発電設備の情報掲示板への掲載判断は、事業者の判断で行う。 - 情報掲示板立ち上げは、広域機関の業務規程等のルール改正を行い、2019年3月の通常総会を経て、2019年4月認可・運用開始を目指す。

③リクワイアメント・アセスメント・ペナルティについての詳細

(従来型電源)

	リクワイアメント	アセスメント	経済的ペナルティ
平常時の計画停止等	<p>①年間で一定時期や一定時間以上、稼働可能な計画としていること。</p> <ul style="list-style-type: none"> - 稼働可能な計画とは、広域機関に計画停止を申請していないこととする。 - 一般送配電事業者との間で停止期間の調整をしていない場合、計画停止とは認めない。 <p>②停止しないこと</p> <ul style="list-style-type: none"> - 計画外停止とは、計画停止以外の稼働できない状態の電源を指す。 - 必要に応じ一定の条件下で稼働できる状態にある電源は、計画外停止としない。 <p>※電源不調等による出力減少が生じ、容量確保契約量を提供できない場合は、作業停止計画の提出を求める。</p> <p>※新設電源の運転開始が遅延した際には作業停止計画の提出がなされた段階から計画停止として扱い、それ以前は計画外停止として扱う。</p>	<ul style="list-style-type: none"> - 事業者が提出する作業停止計画(※)により、リクワイアメント未達成日数を算定する。 - 計画停止：一般送配電事業者との停止期間の調整の結果定められた以下の計画とする。 <ol style="list-style-type: none"> 1. 月間計画までに提出された計画 2. 週間計画の提出締切までに提出された計画で、かつ、停止期間に需給ひっ迫のおそれが無い場合 3. 停止期間が休日、または夜間の計画 - 計画外停止：計画停止以外の作業停止 - 必要に応じて、サンプルチェックをする。 <p>※送配電等業務指針に基づく作業停止計画を想定しているが、詳細は広域機関において引き続き検討する。</p> <p>※計画停止日数、計画外停止日数の算定は、時間単位(コマ単位)で行う。</p> <p>※出力減少の場合、容量全体ではなく、出力減少によって減少する容量分のみをカウントする。</p> <p>※ペナルティ対象となる停止日数の算定は、年度ごとに行う。</p>	<ul style="list-style-type: none"> - ペナルティ対象となる停止日数 [日] - $= (\text{計画停止日数} + \text{計画外停止日数} \times 5) - 180$ - 経済的ペナルティ額 <ul style="list-style-type: none"> ➢ $= \text{ペナルティ対象となる停止日数(日)} \times \text{容量収入額} \times 0.6(\%/日)$ - なお、容量収入額とは、対象電源の容量市場における対価の受取額をいう。 <ul style="list-style-type: none"> ➢ $\text{容量収入額(円)} = \text{容量確保契約価格} \times \text{容量確保契約量}$ - 経済的ペナルティの月間上限額は、容量収入額の 1/6 (≒18.3%)とする。 - 経済的ペナルティの年間上限額は、容量収入額の 110%とする。

<p>平常時の市場応札⁸⁹</p>	<ul style="list-style-type: none"> - 稼働可能な計画となっている電源における余力を応札する。 - 相対契約等を締結している場合、小売電気事業者が活用しない余力を市場へ応札すること。 <ol style="list-style-type: none"> ① 「稼働可能な計画となっている電源」とは、「計画停止」の申し出を行っていない電源等を指す。 ② 小売電気事業者が活用しない余力は、小売電気事業者との通告確定後における余力を対象とする。 ③ 市場へ応札する余力は、燃料制約等の事業者の制約がある場合は減じることを認める。 ④ 市場へ応札したものの、落札されなかった場合、リクワイアメント違反とは見做さない。 ⑤ バランス停止を予定している電源の不経済な起動は求めない。(詳細後述) 	<ul style="list-style-type: none"> - 事業者から提出される以下の申告値等により、リクワイアメント未達成量を算定する。 <ol style="list-style-type: none"> ① 発電販売計画(※) ② 事業者からの卸電力市場への応札量の申告値 ③ 作業停止計画 <p>※送配電等業務指針に基づく発電販売計画をイメージしているが、詳細は広域機関において引き続き検討する。</p>	<ul style="list-style-type: none"> - 事前に経済的ペナルティを設定するのではなく、問題のある行為があった場合は、参入ペナルティを課す、という仕組みとする。 <p>(リクワイアメントとして定め、遵守することを求めることとする。送配電等業務指針の違反に対する指導・勧告の様に、リクワイアメントを逸脱するような行為に対し、広域機関はその行為を行った事業者へ何らかの対抗措置(例えば、逸脱行為者へのリクワイアメント遵守要請、名称の公表など)を行うことを明確化する。)</p>
------------------------------	--	---	--

⁸⁹ リクワイアメント・アセスメント・経済的ペナルティの具体的な内容や監視方法に関しては、必要な供給力を確保することを通じて、電気料金の高止まりの防止といった効果も期待するという容量市場の趣旨を鑑みて、今後の卸電力市場における売入札の在り方等についてのルール整備の状況を踏まえつつ、容量市場導入までに、詳細な内容を検討していく必要がある。

<p>需給ひっ迫のおそれがあるとき</p>	<p>- 需給ひっ迫のおそれがあるときに、稼働可能な計画となっている電源(※)は、小売電気事業者との契約により電気を供給すること、若しくは、スポット市場等の卸電力市場・需給調整市場に応札すること、加えて、一般送配電事業者の指示等があった場合に電気を供給すること等。</p> <p>1. 「小売電気事業者との契約により電気を供給すること」とは、小売電気事業者等に電気を供給するとして「発電計画」、及び「販売計画」を提出していることとする。</p> <p>2. 「卸電力市場・需給調整市場に応札すること」とは</p> <p>① 小売電気事業者が活用しない余力は、小売電気事業者との通告確定後における余力を対象とする。</p> <p>② 市場へ応札する余力は、燃料制約によって減じることを原則認めない。</p>	<p>- 事業者から提出される以下の申告値等により、リクワイアメント未達成量を算定する。</p> <p>1. 発電販売計画</p> <p>2. 事業者からの卸電力市場への応札量の申告値</p> <p>3. 作業停止計画</p> <p>- 「一般送配電事業者の指示等があった場合に電気を供給すること」に適切に対応しなかった場合、その時のゲートクローズ後の供給余力は全てリクワイアメント未達成量として計上する。</p>	<p>- リクワイアメント未達量(kW・時間)から、以下にてペナルティ額を算定する。</p> <p>➤ ペナルティレート (¥ / kW・h) = 容量収入額 × 100% ÷ (容量確保契約量 (kW) ・ Z(h))</p> <p>➤ なお、Zとは、1年間で需給ひっ迫のおそれがあるときとなることが想定される時間とする。</p> <p>➤ 経済的ペナルティ額 = リクワイアメント未達成量 × ペナルティレート</p> <p>- 経済的ペナルティの月間上限額は、容量収入額の 1/6(≒ 18.3%)とする。</p> <p>- 経済的ペナルティの年間上限額は、容量収入額の 110%とする。</p> <p>- 計画停止の中止は経済的ペナルティの対象外とする。</p>
-----------------------	--	---	---

	<p>③ 市場へ応札したものの、落札されなかった場合、リクワイアメント違反とは見做さない。</p> <p>3. 「一般送配電事業者の指示等があった場合に電気を供給すること」とは、ゲートクローズ後等に供給余力のある電源等が、一般送配電事業者からの電気の供給指示に対し、適切に対応することとする。</p> <p>※「稼働可能な計画となっている電源」とは、需給ひっ迫のおそれがある状態となるまでに「計画停止」の申し出を行っていない電源等を指す。</p> <p>※需給ひっ迫のおそれがあるときは、対応可能な範囲で計画停止の中止を求める。</p>		
--	--	--	--

※市場応札におけるバランス停止の扱い

	リクワイアメント	アセスメント	経済的ペナルティ
平常時 (供給予備 7%以上 ⁹⁰⁾)	- リクワイアメントの対象外とする。	-	-
平常時 (供給予備 力 7%未満)	<ul style="list-style-type: none"> - 「供給予備力が 7%未満と予想された期間にバランス停止を予定している電源は、供給予備力が 7%未満と予想された期間に供給力提供が間に合うようにする」ため、継続的な需給バランス評価を踏まえ、市場応札等を行い、経済的にバランス停止中の電源の起動(以下、バランス起動)を行うこととする。 - バランス停止中の電源が稼働に必要な時間は事前に決めておく。 - 需給ひっ迫のおそれが予想された期間に供給力提供が間に合うよう、稼働に必要な時間を逆算し、適切な市場に応札する。(全ての市場に応札をする必要はない) 	<ul style="list-style-type: none"> - 事業者から提出される以下の申告値等により、リクワイアメント未達成量を算定する。 1. 事業者からの卸電力市場への応札量の申告値 2. バランス起動に必要なとする時間等 	- 平常時の市場応札のペナルティを参照。

⁹⁰ 3%、7%は仮の値。広域機関（または一般送配電事業者）は、事業者から提出された週間計画や週間天気予報、異常天候早期警戒情報等に基づき、前週木曜日または金曜日に、翌週（月～金）の期間を対象とし、需給バランス評価を行い、供給予備力を確認する。

	<ul style="list-style-type: none"> - 相対契約等を締結している場合、小売電気事業者が活用しないバランス停止予定の電源を市場へ応札する（稼働判断の必要なタイミングにおいて、相対契約先の小売電気事業者が供給予備力が7%未満と予想された期間にバランス起動を行わないことを確認する）。 - 事業者のやむを得ない制約がある場合、バランス起動を行わないことを認める。 - 上記の対応を実施したものの、市場で落札されず、供給予備力が7%未満と予想された期間にバランス起動が間に合わない場合、市場応札のリクワイアメント違反とは見做さない。 		
<p>需給ひっ迫のおそれがあるとき (供給予備力 3%未満)</p>	<ul style="list-style-type: none"> - 平常時(供給量予備力 7%未満)の時と同じ。 ※7%は 3%と読み替える 	<ul style="list-style-type: none"> - 平常時(供給量予備力 7%未満)の時と同じ。 	<ul style="list-style-type: none"> - 需給ひっ迫のおそれがあるときのペナルティを参照。 (本リクワイアメントは、需給ひっ迫のおそれがあるときの追加的なリクワイアメントのうち、市場応札のリクワイアメントにおいて、バランス停止電源がペナルティ対象となるかを判断するもの。)

(アグリゲートリソース)

	リクワイアメント	アセスメント	経済的ペナルティ
平常時の計画停止等	- 需給ひっ迫のおそれがあるときと同様	- 需給ひっ迫のおそれがあるときと同様	- 需給ひっ迫のおそれがあるときと同様
平常時の市場応札	- 対象外	- 対象外	- 対象外

<p style="writing-mode: vertical-rl;">需給ひっ迫のおそれがあるとき</p>	<ul style="list-style-type: none"> - 電源 I´と同様に、年間発動回数は 12 回、指令応動は 3 時間、発動後の継続時間は 3 時間とする。 - 13 回目以降はリクワイアメント対象外とする。(13 回目以降は協力をお願いとする。) - 最低年 1 回は発動を求める。 - 発動は一般送配電事業者が判断する。 <p>〈実効性テストについて〉</p> <ul style="list-style-type: none"> - 追加オークション前に実効性テストを行う。 - (実効性テストにより期待容量を確定する。) - 実効性テスト前に需要家確保状況(需要家リスト)の報告を求める。 - 受け渡し対象年度の発動実績は、追加オークション前の実効性テストを兼ねることができる。 	<ul style="list-style-type: none"> - 発動指令後から、継続時間における各 30 分コマ毎にアセスメントする。 - 発動実績が、容量確保契約量の 100%以上であった場合に成功とし、不成功の場合はリクワイアメント未達成量を実績値から算定する。 - 発動実績の測定方法(ベースラインの設定方法等)は、資源エネルギー庁の「エネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネスに関するガイドライン」に基づいて設定することとする。 	<ul style="list-style-type: none"> - 発動指令に対して不成功の場合、リクワイアメント未達成量は、発動継続時間中の各 30 分コマ毎、以下にて求める。 - リクワイアメント未達成量 = 容量確保契約量 - 発動実績 - 経済的ペナルティ額 = 容量収入額 × (110% / (12×6)) × リクワイアメント未達成量 (%) - 13 回目以降はリクワイアメントの対象外。
--	--	---	--

(自然変動電源)

<p style="writing-mode: vertical-rl;">平常時の計画停止等</p>	<ul style="list-style-type: none"> - 従来型電源と同様 	<ul style="list-style-type: none"> - 従来型電源と同様 	<ul style="list-style-type: none"> - 従来型電源と同様
---	--	--	--

平常時の市場応札	<ul style="list-style-type: none"> - 対象外 	<ul style="list-style-type: none"> - 対象外 	<ul style="list-style-type: none"> - 対象外
需給ひっ迫のおそれがあるとき	<ul style="list-style-type: none"> - 計画外停止しないこと。 - 自然変動再生可能エネルギー電源は出力調整が難しいため、市場応札や一般送配電事業者からの指示等に対応することはリクワイアメント対象外とする。 	<ul style="list-style-type: none"> - 事業者に提出を求める電源の作業停止計画と発電販売計画から、リクワイアメント未達成量を求める。 <ol style="list-style-type: none"> 1. 作業停止計画 2. 発電販売計画 	<ul style="list-style-type: none"> - リクワイアメント未達量(kW・時間)から、以下にてペナルティ額を算定する。 <ul style="list-style-type: none"> ➤ ペナルティレート (¥/kW・h) = 容量収入額 × 100% ÷ (容量確保契約量 (kW) ・ Z(h)) ➤ Zとは、1年間で需給ひっ迫のおそれがあるときとなることが想定される時間とする。 ➤ 経済的ペナルティ額 - リクワイアメント未達成量 × ペナルティレート - 経済的ペナルティの月間上限額は、容量収入額の 1/6(≒18.3%)とする。 - 経済的ペナルティの年間上限額は、容量収入額の 110%とする。

容量市場に関する既存契約見直し指針(案)

1. 契約見直しの必要性

小売全面自由化以降の市場取引の拡大や、FIT 制度の開始等に伴う再エネの導入拡大による市場価格の低下によって、電源投資の回収予見性が低下している。今後、仮に電源投資が適切なタイミングで行われなかった場合、中長期的に供給力不足の問題が顕在化するとともに、需給が逼迫する期間にわたり、電気料金が高止まりする問題や、再エネ導入に必要な調整電源を確保できない問題等が生じると考えられる。

こうした問題に対応するため、①あらかじめ市場管理者である広域機関が需要のピーク時に電気を確実に供給できる能力(kW)を確保し、②実需給時の供給能力に応じて、発電事業者等に一定の費用を支払う容量市場が創設されることとなった。

あらかじめ市場管理者が確保する供給力については、容量市場において一括して確保されることとなる。そのための費用は、市場管理者から各小売電気事業者及び一般送配電事業者に対して、請求されることとなる。また、発電事業者等が期待容量⁹¹に応じて容量市場に入札し落札され、かつ、所要のリクワイアメントを満たした場合には、市場管理者から、発電事業者等に対して支払いが行われることとなる。

容量市場の市場管理者から小売電気事業者への費用の請求は、当該小売電気事業者が発電事業者等と相対契約を結んでいるか否かにかかわらず行われることとなる。このため、小売電気事業者は相対契約による支出に加えて、容量市場への支出が追加的に発生することになる。また、発電事業者等は相対契約による収入に加えて、容量市場で落札すれば、収入を追加的に得ることができることとなる。

容量市場の導入は、供給力不足、電気料金の高止まり、調整電源を確保できない等の問題に対応するため行われるものであり、既存の相対契約については、制度導入趣旨を踏まえ、適切な時期に見直される必要がある⁹²。

2. 基本的な考え方

既存の相対契約(以下、「既存契約」という。)には、基本料金と従量料金を支払う二部料金制となっているもの、従量料金のみを支払うもの、基本料金と燃料費を除く従量料金のみを支払い電気を買取る事業者が発電用燃料を自ら調達し発電所に供給するトーリング契約等多様な契約形態が存在する。容量市場において取引され

⁹¹ 期待容量は、電源等の設備容量に調整係数を乗じることにより、算定される。

⁹² 2020年以降できるだけ早い時期を目途に、系統利用者(発電設備設置者)に系統利用の受益に応じた費用負担を求める発電側基本料金を導入することを目指すこととなっているが、発電側基本料金導入後に発電・小売間で適切に負担を転嫁する考え方については、容量市場にかかる既存契約見直し指針とは別途ガイドラインに示す予定となっている。

る kW 価値⁹³ に対する対価を含む既存契約については、容量市場導入後も現行の既存契約を継続した場合等、状況によっては、発電事業者等は容量市場と既存契約のそれぞれから同一の kW 価値に対して二重の収入を得ることになり、小売電気事業者は、容量市場と既存契約のそれぞれにおいて同一の kW 価値に対して二重の負担を負うこととなる。

既存契約に基づく当該 kW 価値に係る発電事業者等の収入、小売電気事業者の負担の重複が解消されるよう、こうした既存契約については、適切な契約内容の見直しを行うことが必要となる。容量市場の導入を予め見据えて見直しを行った契約等を除き⁹⁴、いずれの契約形態においても、契約上の kW 価値の有無とその対価に対する考え方を事業者間で誠実に協議し整理の上、本指針の基本的な考え方に則った既存契約の見直し協議が行われることが望ましい。なお、事業者間の協議の結果、既存契約の中に kW 価値が含まれていないことや、一部しか kW 価値が含まれていないことが明らかな契約については、本指針によることが必ずしも適当というものではない。

具体的には、容量市場創設の趣旨を踏まえ、適切な時期⁹⁵に以下の内容の措置を講ずることが望ましい。

- 発電事業者等は、相対契約の対象となる全ての kW 価値に対応する容量を容量市場に入札することに契約上合意する。
- 容量市場に入札して落札された容量(kW 価値)について、発電事業者等が容量市場から収入を得ており、既存相対契約において kW 価値に係る費用が支払われている場合は、既存契約を見直して、相対契約に基づく取引価格から容量市場から得られる収入額を差し引いた上で、発電事業者等が差額分を受け取る

⁹³ ここでの kW 価値は、電源等が必要時において予め期待された電力を発電し受電できる価値を言うものであり、kW 価値に対する対価は、典型的には受電電力量にかかわらず固定的に支払う費用（維持管理費等）に包含されると考えられる。ただし、従量価格のみの契約等もあり、この限りではない。また、容量収入は容量市場におけるリクワイアメントに対応する kW 価値に対する対価であると考えられ、必ずしも固定的に支払う費用（維持管理費等）とは一致しない。

⁹⁴ 容量受渡年度まで存続しないような契約は容量受渡年度までにオークション結果を踏まえた新たな契約が締結されることが考えられる。

⁹⁵ 見直し協議は、既存契約の残存期間や契約に定められる契約条件見直しのタイミング、制度変更があった場合の対応の考え方などを踏まえて個別の契約ごとに適切な時期に行われる必要がある。例えば、容量受渡年度まで存続するような契約については、協議における合意内容が入札行動にも影響を与えることからオークション以前に協議が行われることが望ましい。

^{96,97}等の精算⁹⁸が行われるよう、当事者間で協議の上、既存契約の見直しを行う。

3. 発電事業者等の容量市場からの受取額が減少する場合の取扱い

何らかの理由によって、発電事業者等が容量市場から得られる収入額が、相対契約の対象とするkW 価値に、容量オークションの約定価格を乗じたものよりも減少することが考えられる。こうした場合には、容量市場から得られる収入額の減少分を発電事業者等と小売電気事業者のいずれが負担することになるのか、契約上、整理が必要と考えられる。

【発電事業者等の容量市場から得られる収入額が減少する例⁹⁹】

- ① 相対契約の対象とするkW 価値が容量市場で落札されない場合
 - A) 発電事業者等が容量市場に対して相対契約の対象とするkW 価値の入札を行わなかった
 - B) 相対契約の対象とするkW 価値を入札したが容量市場で落札されなかった
- ② ペナルティが発生し、発電事業者等が受け取る収入額が減額された場合
 - A) 平常時や需給ひっ迫時にリクワイアメントに応じた供給力を提供できなかった（例：電源故障や燃料調達不調）
 - B) 需給ひっ迫時に発電余力の市場応札を行わなかった
 - C) 容量受渡年度以前に市場退出を行った

既存契約の見直しを行うにあたっては、事業者間において誠実に協議を行い、決定することが基本となる。その際、こうした容量市場から得られる収入額の減少分の

⁹⁶ 相対契約と電源が一对一に対応しない場合（例：一つの電源と複数の契約が結びつく、複数の電源と一つの契約が結びつく等）、差し引かれる収入額について協議が必要。

⁹⁷ 二部料金制、一部料金制、トーリング契約等いずれにおいても、容量市場から発電事業者等が得る収入額を小売電気事業者との間で精算することが基本と考えられる。

⁹⁸ 具体的な精算方法については当事者間での協議が必要。例えば、相対契約に基づく取引価格を小売電気事業者から発電事業者等に一度支払った上で、発電事業者等が実際に受け取った容量収入を小売電気事業者に払い戻す方法や、容量収入額を予め差し引いた価格で小売電気事業者から発電事業者等に対する支払いを行う方法等が考えられる。

⁹⁹ 上記に例示しているもの以外に、経過措置期間中であり既設電源の容量市場からの受取額が減額される場合も、発電事業者等が容量市場から得られる収入額が減少するが、容量市場における経過措置は、小売電気事業者の競争環境の激変緩和を図るために、一定の年限を区切って、既設電源（経過措置対象電源）に対して支払い額の減額措置を講じるものであり、経過措置による減額後の収入を容量市場から得られる収入とすることが適当と考えられる。

扱いについては、収入額の減少が生じた事由ごとに、

- イ) 発電事業者等の収入額変更の原因や背景
- ロ) 契約締結時における料金やリスク負担の考え方¹⁰⁰¹⁰
- ハ) いずれか一方に著しい負担が発生しないか

といった観点から検討を行いつつ、協議を行うことが適切と考えられる。

【事例ごとの見直し方針の例】

① 相対契約の対象とする kW 価値が容量市場で落札されない場合

小売電気事業者は相対契約の有無に関わらず容量拠出金の支払い義務を負うこと、相対契約で容量受渡年度において確実に kW 価値に係る費用が支払われることを前提にすれば、当該電源は容量市場では競争力の高い電源として入札行動をとることが考えられる。一方、既存契約が容量受渡年度まで存続しないリスク等も踏まえて容量市場で入札行動をとることも考えられる。これらの点を踏まえて、契約当事者間で協議の上入札行動について考え方を整理することが望ましい。

- A) 発電事業者等が容量市場に対して相対契約の対象とする kW 価値の入札を行わなかった: **契約当事者間で容量市場への不参加が事前に合意されていた場合を除き契約当事者間の協議の結果合意された入札行動の考え方を逸脱して発電事業者等が入札を行わなかった場合**、発電事業者等が得られるはずだった容量収入相当を小売電気事業者との間で精算することが考えられる。
- B) 相対契約の対象とする kW 価値を入札したが容量市場で落札されなかった: 契約当事者間の協議の結果合意された入札行動の考え方を逸脱する形で、発電事業者等の判断で入札が行われた結果として落札されなかった場合には、発電事業者等が得られるはずだった容量収入相当を小売電気事業者との間で精算することが考えられる。

② ペナルティが発生し、発電事業者等が受け取る収入額が減額された場合

ペナルティは、容量市場で調達した容量が適切に機能することを実効化するために導入されるものであり、基本的には、発電事業者等がペナルティを負担することが適切だと考えられる。他方で、ペナルティは様々な発生原因が考えられるため、ペナルティの発生原因を踏まえて、対応を検討することが求められる。また、発電停止時等の取扱い等、既存契約における料金やリスク負担の考え方を踏まえてペナルティの負担の在り方について協議されることが必要と考えられる。

¹⁰ 容量市場への参加は約定価格の変動やペナルティの存在を鑑みると一定のリスクを伴う行為であるが、既存契約当事者に留まらず発電事業者等が特別目的会社である場合の株主等の出資者、資金提供者や発電所の運営・管理を行う委託事業者等の関係者ともリスク分担について必要に応じて協議が行われることが望ましい。

- A) 平常時や需給ひっ迫時にリクワイアメントに応じた供給力を提供できなかった(例: 電源故障や燃料調達不調): 発電事業者等に帰責性がある場合、発電事業者等がペナルティを負担することが基本となるが、既存契約における料金やリスク負担の考え方を踏まえて負担の在り方について協議されることが必要と考えられる。また、既存契約が見直される際には、相対契約当事者以外の関係者との間でも必要に応じて負担についての協議が行われることが望ましい。例えば、発電事業者等が発電所の管理・運用を委託している事業者や燃料調達事業者との契約に定められるペナルティと容量市場におけるペナルティの精算方法について協議を行うことが考えられる。
- B) 需給ひっ迫時に発電余力の市場応札を行わなかった: 需給ひっ迫が発生している際には卸電力市場において高価格で約定される蓋然性が高く基本的には市場応札を行うことが経済合理的な行動となる。従って、小売電気事業者が受電しないことを明らかにした場合等において、経済合理性に反して市場応札を怠った場合には、発電事業者等がそのペナルティを負担することが考えられる。
- C) 容量受渡年度以前に市場退出を行った: 容量受渡年度を契約期間とする相対契約の存在する電源が容量受渡年度以前に市場退出を行うのは、発電事業者等または小売電気事業者いずれかの事情によって契約が解除されていることが想定される。従って、契約解除の原因や契約継続期間中に契約を解除した場合の相対契約上の違約金の扱いなどを踏まえて、市場退出のペナルティを事業者間で精算することが考えられる。

4. 既存契約の見直しに関連する紛争解決の利用

容量市場に関する取引は広域機関が定めたルールに基づいて行われるが、既存契約は電力の取引に係る契約等に該当するものと整理されることから、当該契約の見直しに係る紛争(既存契約の見直しについて協議を開始できない/見直しについての協議がまとまらない等)の解決制度として、電力・ガス取引監視等委員会におけるあっせん及び仲裁手続を利用することができる。