

電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会
第十三次中間とりまとめ

令和5年8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

目次

1. はじめに.....	3
2. 市場整備の方向性(各論).....	4
2.1. 容量市場.....	4
2.2. 予備電源.....	43
2.3. 高度化法義務達成市場	59
3. おわりに.....	74
電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会開催状況.....	75
電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会委員名簿.....	82

1. はじめに

東日本大震災を契機に、①安定供給の確保、②電気料金の最大限の抑制、③事業者の事業機会及び需要家の選択肢の拡大を目的とする電力システム改革が進められる中、更なる競争の活性化を進めるとともに、環境適合、再生可能エネルギーの導入拡大、安定供給等の公益的課題に対応するための方策について、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。）において、議論がなされてきた。貫徹小委員会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）等の詳細制度設計については、制度検討作業部会¹（以下「本作業部会」という。）において検討が進められ、各市場における取引が開始されている。

これまで、本作業部会においては、各市場の運用開始に向けて制度設計を進めるとともに、運用を通して顕在化した課題や電気事業を巡る環境変化を踏まえ、適時制度の見直しを行ってきた。

本作業部会での討議内容については、定期的に取りまとめのうえ、パブリックコメント手続を経て公表しており、本稿は 13 回目の中間とりまとめとなる。

容量市場については、2020 年 7 月に実施した初回オークションにおいて約定価格が入札上限となったことから、オークションの 2 段階化や小売事業者の激変緩和など価格決定手法の抜本的な見直しが行われた。2021 年 10 月に実施された第 2 回オークションでは、約定価格は大きく低下したものの、市場の分断によりエリアプライスに差が付く、発動指令電源が募集量を超えた入札が行われるなど、約定価格以外においても、第 1 回とは大きく異なる結果となった。そのため、第 3 回オークションに向け、第 2 回オークションの制度見直しが入札行動や入札結果に与えた影響について分析するとともに、発動指令電源の募集量、経過措置の扱い、競争が限定的なエリアの取扱いをはじめとした各論点を中心に、投資予見性の確保を通じた安定供給と小売事業者の費用負担のバランスなどの視点から、容量市場に期待される機能・役割に立ち返り、改めて制度全体の検討を行った。

また、2022 年 3 月に生じた東京エリアの電力需給ひっ迫を受け、想定が困難な需要への対応、大規模な電源脱落、想定外の市場退出など、容量市場において想定されていない事象が発生し、追加の供給力確保を行う必要が生じた際に、休止中の電源を稼働させることで、供給力不足を防ぐことを目的に、一定期間内に再稼働（立ち上げ）が可能な休止電源を維持する枠組みとしての「予備電源」に関する制度設計について本作業部会において議論を行ってきた。

さらに、非化石価値取引市場については、世界的な脱炭素という潮流の加速化や、2050 年カーボンニュートラル宣言などにより、需要家のカーボンフリー電気の調達ニーズが高まっていることを踏まえ、小売電気事業者の高度化法上の義務の達成ための高度化法義務達成市場を 2021 年 8 月に創設するとともに、需要家も市場取引に参加可能とする再エネ価値取引市場を 2021 年 11 月に創設した。今回、市場の創設に伴い、2022 年度の中間目標や需要家が調達した証書等について検討を行った。

エネルギーを取り巻く情勢が大きく揺れ動く中、我が国の国民生活や経済活動を支える電気の安定供給をいかにして実現できるか、改めてその公益的課題に正面から向き合うことが求められている。本作業部会は、引き続き、国内の社会・経済動向、国際情勢の変化に機敏に対応し、各市場制度について不断の見直しを行うとともに、新たな制度の検討についても取り組んでいく。

¹ 本作業部会は、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。）の下に設置されたものである。

2. 市場整備の方向性(各論)

2.1. 容量市場

(1)背景

容量市場は、予め必要な供給力を確実に確保すること、卸電力市場価格の安定化を実現することで、電気事業者の安定した事業運営を可能とするとともに、電気料金の安定化により需要家にもメリットがもたらされること等を目的として創設された。

容量市場では、オークションの結果に基づき、制度の見直しを必要に応じて不断の見直しを行っている。具体的には、2020 年度に行われた 2024 年度実需給向けメインオークションの後、供給力の管理・確保の観点から発動指令電源の募集量の拡大(全体として目標調達量の 3%→4%)、追加オークションにおける調達量を設定(メインオークションの目標調達量の 2%分)したことに加え、事前監視の導入や約定結果の情報公開の在り方が定められた。また、小売事業者に対する激変緩和を目的とした経過措置の見直し(電源の経過年数と入札内容に応じた控除率を設定)や、カーボンニュートラルとの整合性確保の観点から非効率石炭火力の稼働抑制に関する誘導措置の導入も行われた。2021 年度に行われた 2025 年度実需給向けメインオークションの後には、発動指令電源の募集量の更なる拡大や、経過措置の扱い、監視対象や参加対象電源の定義の調整等を実施してきた。

こうした見直しを踏まえて 2022 年度に行われた 2026 年度実需給向けメインオークションの約定結果は以下のとおりであった。

<2026 年度実需給向けメインオークション(第 3 回メインオークション)の約定結果>

約定総容量		1 億 6,271 万 kW (162,710,879kW) (うち発動指令電源:約 590 万 kW)
エリアプライス	北海道	8,749 円/kW
	東北	5,833 円/kW
	東京	5,834 円/kW
	中部/北陸/関西/中国/四国	5,832 円/kW
	九州	8,748 円/kW
経過措置を踏まえた約定総額		8,504 億円(850,396,238,334 円)
経過措置考慮後の総平均単価		約 5,226 円/kW

【参考】<2024 年度,及び 2025 年度実需給向けメインオークションの約定結果>

実需給年度	2024 年度(第 1 回)		2025 年度(第 2 回)	
約定総容量	1 億 6,769 万 kW (167,691,648kW) (うち発動指令電源:約 415 万 kW)		1 億 6,534 万 kW (165,342,148kW) (うち発動指令電源:約 566 万 kW)	
エリアプライス	全エリア	14,137 円/kW	北海道	5,242 円/kW
			北海道・九州以外	3,495 円/kW
			九州	5,242 円/kW
経過措置を踏まえた約定総額	1 兆 5,987 億円 (1,598,741,200,454 円)		5,140 億円 (514,010,589,965 円)	
経過措置考慮後の総平均単価	約 9,534 円/kW		約 3,109 円/kW	

2026 年度実需給向けメインオークションの約定結果では、2025 年度実需給向けメインオークションに比べて約定価格が上昇した。市場分断は 2025 年度実需給向けメインオークションでも北海道、九州で発生していたところ、2026 年度実需給向けメインオークションでは北海道、九州に加えて東北、東京でも発生した。

2026 年度実需給向けメインオークションの結果を受け、制度検討作業部会において、約定結果の概観や事業者の応札行動の観点、インセンティブや実運用といった議論の視点が提示された。議論の中では、全国で確保されている供給力の全体像を把握することが重要といった意見があった。これを踏まえ、応札した発電設備の落札・不落札といったカテゴリごとの特徴について一定の分析が実施された。

また、2026 年度実需給向けメインオークションの約定処理の過程においては、特定の事業者による誤った算定方法に基づく応札価格が確認された。本件について資源エネルギー庁が行った対応の報告を行うとともに、今後応札期間終了後にこのような事象が発生した場合における対応の方向性について提示された。

2023 年度に行われる予定の 2027 年度実需給向けメインオークションに向けては、必要供給力の見直しと、それに伴う容量市場における供給力の確保量や費用負担の在り方が論点となった。また、蓄電池が容量市場に参加するに当たっての取扱いや Net CONE 算定における他市場収益の考え方、発電指令電源による追加調達を見送る点についても議論が行われた。

加えて、容量市場では、実需給の 4 年前に行われるメインオークションに加え、実需給の 1 年前に追加オークションについて開催判断が行われることになっている。2024 年度実需給向けの追加オークションは不開催となったが、結論を導くに当たっては追加オークションの需要曲線の前案や開催判断の時点で最新となる供給計画に基づく議論が行われた。

さらに、2026 年度実需給向けメインオークションの約定結果において石炭火力の不落札が LNG 火力に比べて少ないことや、カーボンニュートラルに向けた動きの加速を踏まえて、容量市場における非効率石炭火力の稼働抑制に関する誘導措置の見直しについて、今後の方向性についても議論が行われた。

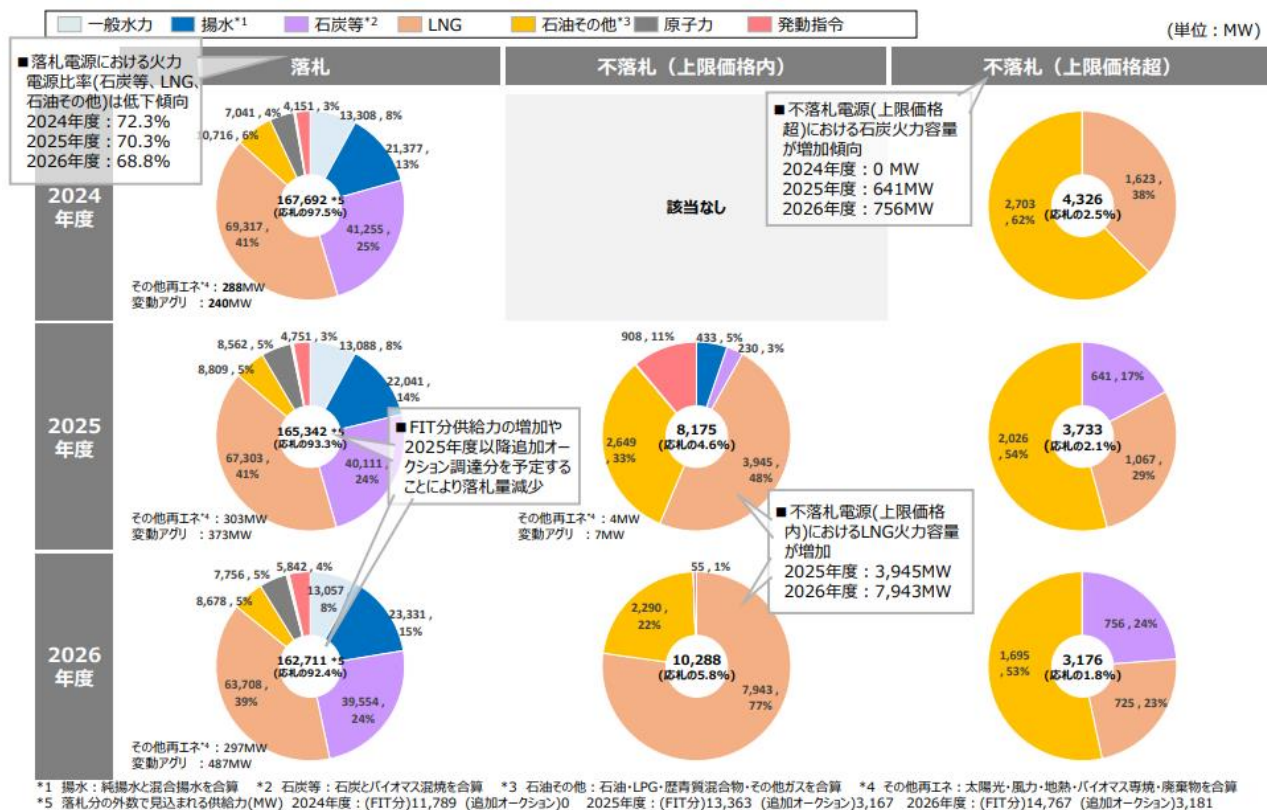
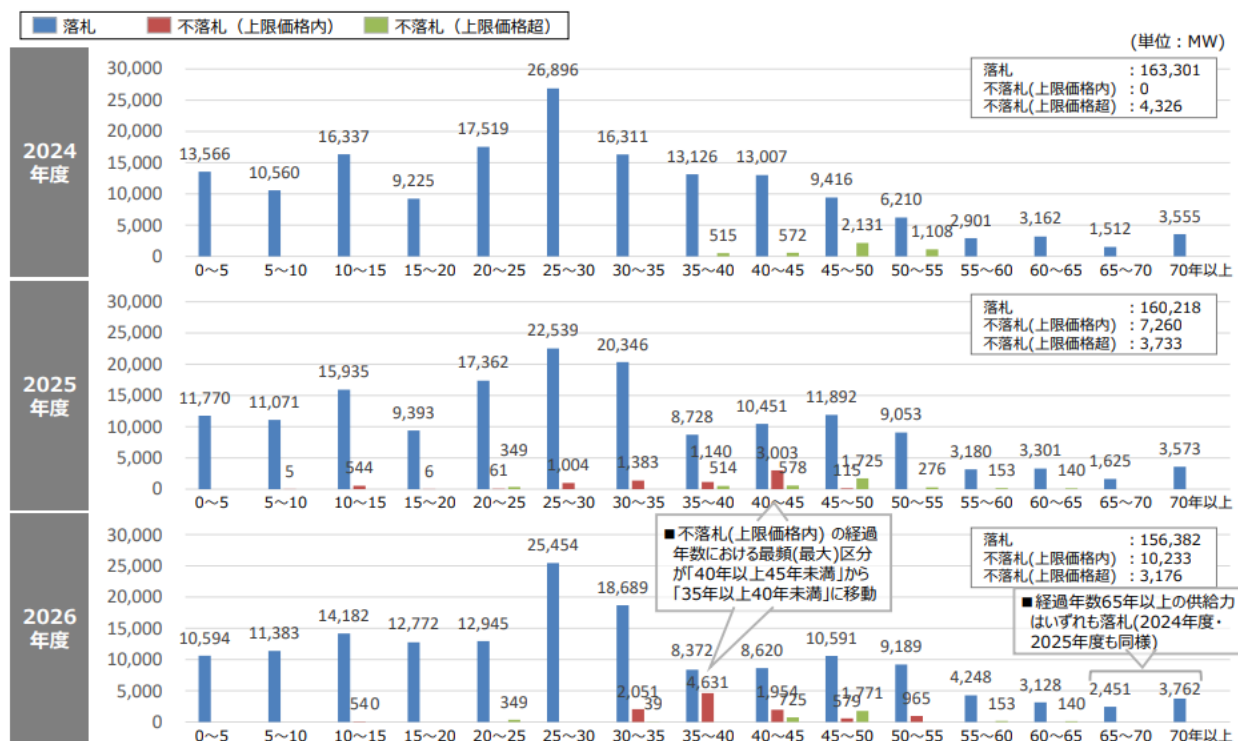
(2)2026 年度実需給向けメインオークションにおける供給力の確保状況等

供給力の全体像を分析するに当たっては、容量市場で確保されている供給力の特徴や不落札電源の特徴の把握が重要である。電力広域的運営推進機関（以下「広域機関」という。）は一定の分析を約定結果と共に公表しているが、本部会においては、不落札電源の特徴や経過年数の分布など広域機関によるものとは別の観点から分析を行った。

<供給力の確保状況等に関する分析内容>

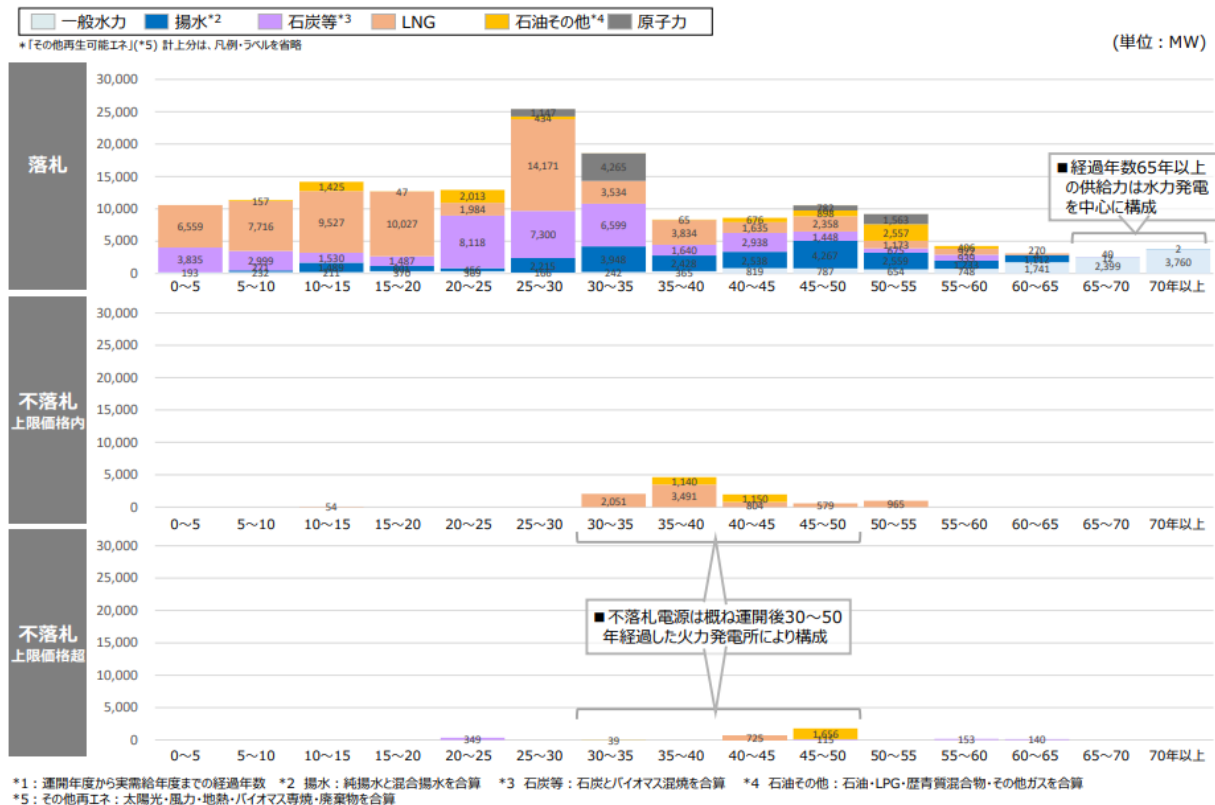
No	分析のラインナップ
1	落札・不落札(上限価格内)・不落札(上限価格超)別 発電方式別の容量・構成比 (2024年度・2025年度・2026年度)
2	落札・不落札(上限価格内)・不落札(上限価格超)別 発電設備の経過年数レンジ別 容量 (2024年度・2025年度・2026年度)
3	落札・不落札(上限価格内)・不落札(上限価格超)別 経過年数レンジ別・発電方式別 容量 (2026年度 *最新年度のみ)
4	落札・不落札(上限価格内)・不落札(上限価格超)別 非効率石炭容量・構成比 (2024年度・2025年度・2026年度)

(参考図 2.1-1) 発電方式別の容量・構成比(年度別・落札/不落札別)

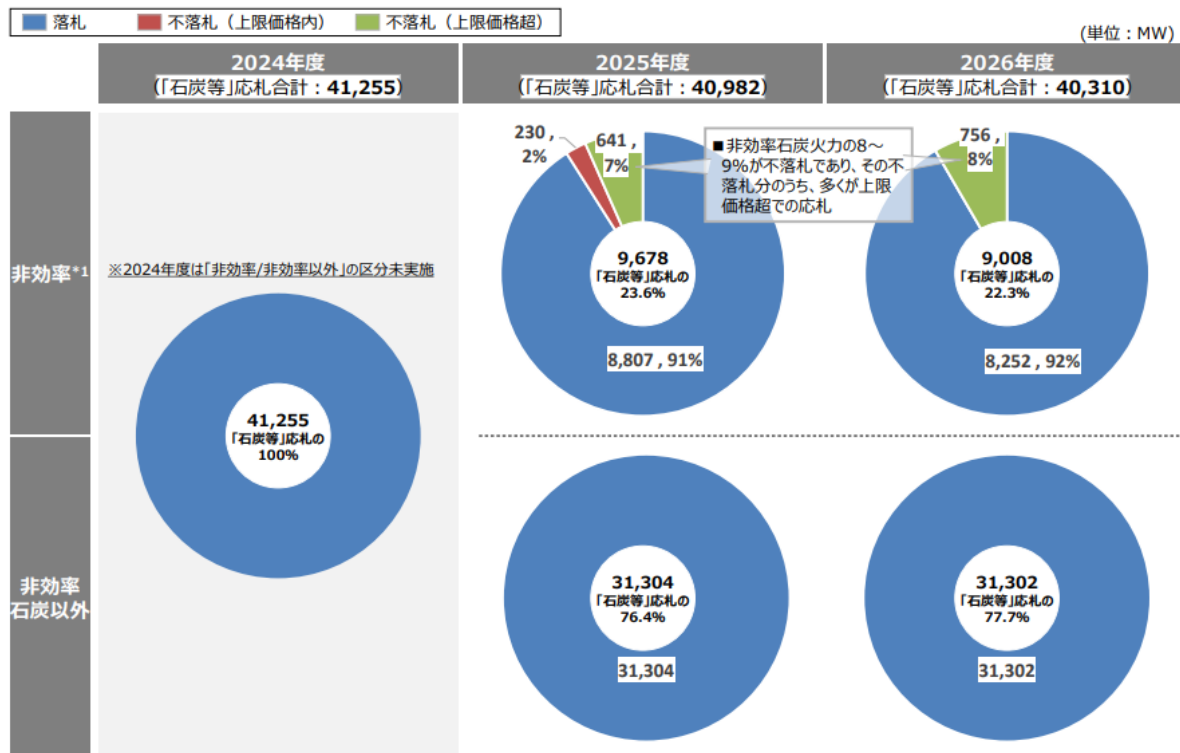
(参考図 2.1-2) 経過年数レンジ別容量(年度別・落札/不落札別)²

² 経過年数は運開年度から実需給年度までの経過年数。変動アグリ・発動指令電源は集計の対象外。

(参考図 2.1-3) 経過年数レンジ別・発電方式別容量(年度別・落札/不落札別)²



(参考図 2.1-4) 非効率³石炭容量・構成比(年度別・落札/不落札別)



³ 石炭火力発電のうち、入札時点での設計効率が42%未満のもの。設計効率42%未満は超々臨界(USC)並みの効率。

(3)誤入札への対応

2026 年度実需給向けメインオークションの応札期間終了後に行われる電力・ガス取引監視等委員会による事後監視において、誤った算定方法に基づく応札価格が確認された。この応札行為は小売電気事業者が支払うべき容量拠出金の額を増加させ、電気の利用者の利益を阻害するおそれがあった。そのため、資源エネルギー庁は、誤った算定方法に基づく応札を行った事業者に対して応札価格の是正を行う指示、広域機関に対して是正後の応札価格で約定処理を行う指示を行った。

今回の措置は、容量拠出金の額を適正な水準に是正することで、電気の利用者の利益を保全することを目的としているが、現状、応札期間終了後に本来の水準よりも高い約定価格を形成してしまうような事象(売り惜しみや価格つり上げ)が発見された場合、同じ実需給期間を対象としたオークションでの是正対応は定められていない。(参考図 2.1-5)

(参考図 2.1-5) 不適切な応札への対応方法(2026 年度実需給向けメインオークション開催時点)

電源種別	応札前	応札期間終了後～ 約定結果公表前	約定結果公表後 (容量確保契約発効済)
事前監視 対象電源	・(価格つり上げ) 監視等委は<u>市場支配力を有する事業者の基準価格以上の応札価格になる見込みの電源</u>について算定根拠を確認 ・(売り惜しみ) 監視等委は市場支配力を有する事業者を対象として、容量市場に応札しない電源のリスト及び応札しない理由の根拠を確認 <ガイドライン>	・(価格つり上げ) 広域機関は<u>基準価格以上目づ監視等委の確認を受けていない応札を取り消す</u> <ガイドライン> 監視対象と同じ実需給期間におけるオークションでの応札是正等の定め無し	— (応札が取り消されるため 対応は無い)
事前監視 対象電源以外	— (応札前の対応は無い)	・監視等委は事後監視において ✓ 事業者から客観的かつ合理的な説明が得られない場合、注意喚起を行う ✓ 売り惜しみや価格のつり上げが判明した場合には、必要な手続きを踏まえた上で、事業者名及び当該行為の内容を公表する ・広域機関は、特に公正を害する応札行為を防止するため、次回以降の募集要綱等に盛り込むペナルティについて検討を行う。 <ガイドライン>	・広域機関と事業者との誓約書及び容量確保契約約款に基づく<u>誠実協議</u> <約款・誓約書> ・広域機関が事業者に対して容量確保契約約款に基づく<u>市場退出指示</u>(市場退出ペナルティの支払) <約款>

同じ実需給期間を対象としたオークションで電気の利用者の利益を保全するため、応札期間終了後について整理した。

(ケース①: 検知時点が応札期間終了後から約定結果公表前)

応札期間終了後から約定結果公表前に本来の水準よりも高い約定価格を形成してしまう事象⁴が確認された場合、電力・ガス取引監視等委員会は資源エネルギー庁に対して情報の共有を行い、当該事象を発生させた事業者に対して応札の是正を、広域機関に対して是正された応札情報に基づく約定処理を求める。

(ケース②: 検知時点が約定結果公表後)

⁴ 原則として、全需要曲線と全供給曲線の交点に対して影響があるかどうかによって判断する。

広域機関は、容量提供事業者が容量オークションへの参加に伴う誓約書に違反した場合、本オークションへの応札その他容量市場への参加に当たり提出された情報に虚偽があった場合、又は容量市場の運営に重大な問題を引き起こす行為があった場合には、容量確保契約を解約できることとしている。ただし、容量確保契約の解除対象となる量が非常に大きい場合など、容量確保契約の解約という手段が、必要な供給力を確保する観点から適切な対応とは言えない場合が存在する可能性がある。

そのため、供給力の提供を求めつつ精算を行い、その精算金を容量拠出金から減額させるべき金額に加えるといった方法についても議論がなされた。このような精算については、方法やその妥当性も含め、広域機関、資源エネルギー庁、及び電力・ガス取引監視等委員会は協議を行うこととした。

(4)2027 年度実需給向けメインオークションの開催に当たっての検討事項

(容量市場における供給力の確保量と費用負担)

2022 年 3 月の電力需給ひっ迫を受けて、広域機関を中心に、供給信頼度評価に織り込む厳気象対応等について、見直しを進めてきた。その結果、必要な供給力は、これまでに比べて一定程度(H3 需要の 3~4%⁵)増加することが見込まれることとなった。

必要な供給力を確保し、国民生活及び経済活動に欠かせない電力の安定供給をより万全なものとする観点からは、各オークションにおいて、増加分を確実に反映することが求められる。他方、必要な供給力等の確保策は、別途検討中の予備電源の仕組みのほか、これまで一般送配電事業者が実施してきた kW 公募、電気事業法に基づき広域機関が実施する電源入札といった仕組みとの関係も踏まえる必要がある。

また、必要供給力の増加による需要家の負担については、供給力の確保が卸市場価格の安定化に寄与する点も踏まえて総合的に考慮する必要がある。安定供給の確保を前提としつつも、徒な費用負担の増加は避ける必要がある。こうした考え方にに基づき、必要供給力と容量市場の関係性、容量市場以外での供給力確保策、費用負担の在り方が検討された。

この点に関し、電力・ガス基本政策小委員会の議論では、安定供給に必要な供給力は、容量市場を通じて確保していくことが基本である。しかしながら、容量市場に参加せずに稼働する電源等もある中、必要な供給力をすべて容量市場で調達すると、必要以上に供給力を確保することになり、結果的に社会コストが徒に増加することになりかねないことへの懸念が提示された。そのため、容量市場外の供給力が一定程度見込まれる状況下においては、容量市場での調達量は必要供給力の全量ではなく、一定量を差し引く(控除量を設ける)考え方が示された。一方、容量市場外の供給力に頼ることの是非やそのような供給力に関する分析の必要性についての意見があった。

電力・ガス基本政策小委員会の議論も踏まえ、供給計画と容量市場で確保された供給力の差分について分析が行われた。容量市場で確保された供給力(FIT 電源の期待容量を含む)と 2023 年度供給計画における 2024 年度の夏(8 月断面)及び冬(1 月断面)の差分について、供給計画の方が容量市場で確保された供給力に比べて大きな値であることが確認された(参考図 2.1-6)。

⁵ 第 81 回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2023 年 1 月 24 日)において提示された、供給信頼度における検討事項のうち、稀頻度リスク分、厳気象対応分の織り込み方を見直したことによる影響分

供給計画と容量市場で確保された供給力の差分は、構造的要因と個別要因に分類することができ、また、個別要因については「特定年度のみ発生するもの」と、「発生の蓋然性が一定程度あるものの、毎年変動するもの」に分類され、後者については、容量市場外の供給力として見込み、容量市場で調達する供給力からの控除量を検討する根拠として扱うことについて一定程度の許容性があると整理された(参考図 2.1-7)。

(参考図 2.1-6) 供給計画と容量市場で確保された供給力の差分について

＜8月供給計画との比較＞				＜1月供給計画との比較＞			
供給計画		19,275万kW		供給計画		18,299万kW	
容量市場(FIT込)		17,948万kW		容量市場(FIT込)		17,948万kW	
差分		1,327万kW		差分		351万kW	
電源種別	差分(万kW)	要因分類	差分(万kW)	電源種別	差分(万kW)	要因分類	差分(万kW)
発動指令電源	0	-	0	発動指令電源	0	-	0
新エネ	932	調整係数影響	740	新エネ	-273	調整係数影響	-490
		その他	140			その他	165
		FIT混焼	52			FIT混焼	52
水力	105	補修	-311	水力	-173	補修	-153
		調整係数影響等	356			調整係数影響等	-68
		その他	60			その他	48
火力	52	補修	-162	火力	623	補修	-235
		休廃止増加等	-292			休廃止増加等	-146
		GTCC効率差等	-288			GTCC効率差等	209
		特定立地	111			特定立地	111
		FIT混焼	545			FIT混焼	545
		その他	138			その他	139
原子力	238	補修	-85	原子力	173	補修	-156
		未定ユニット稼働	319			未定ユニット稼働	319
		その他	4			その他	10

注) 2023年度供給計画における月別の供給力(8月:19,342万kW、1月:18,055万kW)は予備率評価向けの供給力であり、容量市場の確保供給力と比較するため、EUE評価で用いる供給力に変換している。
各評価の相違点は以下のとおり。
(離島分) 予備率評価では離島分が計上、EUE評価では除外。
(太陽光出力) 予備率評価では7,8月について、太陽光と需要の相関などを踏まえた追加供給力を適用、EUE評価では当該追加供給力を適用していない。
(発動指令電源) 予備率評価では「電力需給/バランスに係る需要及び供給力計上ガイドライン」に基づき安定的に見込める供給能力を計上、EUE評価では約定した容量を全量計上。

(参考図 2.1-7) 供給計画と容量市場で確保された供給力の差分の特徴

分類	項目	説明
A)構造的要因	調整係数影響等	・容量市場の供給力は年間一律の調整係数が適用されている一方、供給計画の第一・第二年度については月別の調整係数が適用される。 (例) 東京エリアの太陽光の調整係数(2024年度) 容量市場:10.1% 供給計画:8月23.9%、1月:2.4%
	GTCC効率等	・GTCC火力の熱効率は冬季に高くなり、夏季に低くなる。
	電源補修	・容量市場の調達量には、計画停止可能量を確保するために必要な追加設備量分が含まれる一方、供給計画における各断面の供給力そのものと比較することになり、需要期においては容量市場側で大きくカウントされる傾向がある。
B)個別要因(特定年度)	特定地域立地電源	・2024年度実需給向けメインオークションでは不落札となったものの、潮流改善等の特定の目的から稼働予定となっているが、2025年度・2026年度は容量市場メインオークションで落札されており、一時的に容量市場で確保されていない供給力。
	バイオマス混焼石炭	・2024年度実需給向けメインオークションに参加していないバイオマス混焼石炭の供給力。

分類	項目	説明 ※()内の数値は今回の差分分析からの概数であり直ちに毎年一定の傾向があると断定する量ではない
C)個別要因 (発生の蓋然性が一定程度あるものの、毎年変動するもの)	FIT電源期待容量の想定差	・FIT電源のうちメインオークション時点の想定と追加オークションの開催判断時点の想定との差分（運開予定の変化）。 2024年度実需給向けメインオークション時点：1,179万kW →追加オークション開催判断時点：1,368万kW（約200万kW*1）
	火力・水力の容量市場不参加分等	・供給計画での個別銘柄の確認は困難だが、火力発電や水力発電等について容量市場に参加せずに存在する供給力。（約200万kW*2）
	原子力増加分	・容量市場メインオークション後の再稼働分（約300万kW）
	休廃止増加等	・容量市場メインオークションで落札されていたものの供給計画では休廃止に変更されたもの（約▲200万kW*3）

注) 供給計画と容量市場で確保された供給力の差分分析において

*1：容量市場確保量と8月供給計画との差分140万kW、1月供給計画との差分165万kWは、ほぼFIT設備量の差異として説明でき、FIT電源期待容量の想定差の内数となる。

*2：水力発電・火力発電のうち要因分類ができていないものについて、容量市場確保量よりも、8月供給計画では199万kW(水力60万kW/火力138万kW)、1月供給計画では187万kW(水力48万kW/火力139万kW)大きい。なお、端数調整の関係から容量市場確保量と供給計画の差分と括弧内の水力・火力の内訳の合計値は一致していない。

*3：容量市場確保量と比べて8月供給計画では▲292万kW、1月供給計画では▲146万kW。

さらに「発生の蓋然性が一定程度あるものの、毎年変動する」個別要因のうち、火力・水力の容量市場不参加分等の一部については、例えば工場の生産プロセスに影響を受ける自家発電のように発電量の変動が大きく、その特性から容量市場に参加することが難しいと判断してきた可能性が相対的に高い(参考図 2.1-8)。そのため、容量市場での調達量から差し引く控除量の根拠として扱うこととした。

(参考図 2.1-8) 各個別要因を控除量の根拠として見なし得るかどうかについての整理

検討項目	根拠になり得る：○ 根拠にできない：×	
	控除量根拠	考え方
FIT電源期待容量の想定差	×	供給計画は各送配電が提出する。各送配電は供給計画を提出するにあたって過去の増加分の傾向を織り込んで予測する等を行う。補正される可能性が比較的高いため、蓋然性のあるものとして見込むことは困難。また、追加オークションで織り込むものである。
火力・水力の容量市場不参加分等	○	火力・水力の容量市場不参加分の一部については、例えば工場の生産プロセスに影響を受ける自家発電のように発電量の変動が大きいものである可能性があり、その特性から容量市場に参加することが難しいと判断してきた可能性が相対的に高い。
原子力増加分	×	今後再稼働が進むと考えられるが、そのタイミングを数年前に見通すことはできず、保守的に見積もる観点から蓋然性のあるものとして見込むことは困難。
休廃止増加等	×	蓋然性のあるものとして見込むことは困難。市場退出として反映されることから追加オークションの需要曲線に織り込むもの。

火力・水力の容量市場不参加分は 2024 年度：約 200 万 kW、2025 年度：約 170 万 kW と推定され、約 120 万 kW については 2024 年度、2025 年度共に不参加となっている。容量市場に参加しない電源は各年度で発生する可能性もあるが、控除量を保守的に見積もる観点から、両年度に共通して出現し

た供給力である 120 万 kW を容量市場調達分からの控除量とした。なお、この控除量については必要に応じて見直されるものとする。

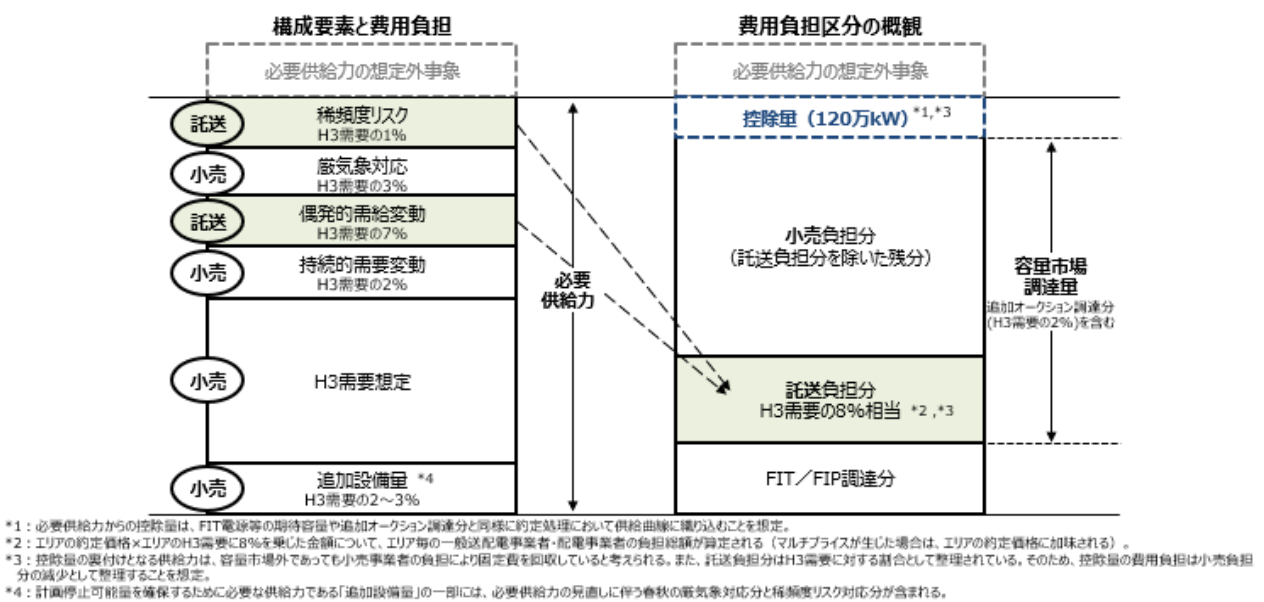
また、容量市場における一般送配電事業者の費用負担については、託送料金の原価算入分となり、2025 年度から偶発的需給変動の 7%分と整理されていた。今回の必要供給力の見直しと容量市場における調達量に関して議論を行うことと合わせ、従来小売負担分と整理されてきた厳気象対応分、稀頻度リスク対応分の性質や小売・託送のそれぞれの役割を踏まえた費用負担の在り方が検討された。

制度検討作業部会での費用負担における論点の提示を受けて、電力・ガス基本政策小委員会の議論では、厳気象対応分と稀頻度リスク対応分の負担について整理が行われた。

厳気象対応分	需要の変動に直結する事象に対応するものであり、小売事業に通常付随するリスクとして、気象予報等に基づき一定程度事前の対応も可能であるため、小売電気事業者において負担することが妥当。
稀頻度リスク対応分	厳気象時に生じる電源脱落等のリスクに対応するものであり、小売事業者にとって予見可能性はなく、リスク低減の方策もない。このため、小売電気事業者の負担とすることの合理性に乏しく、最終的に需要家が均等に負担することで社会全体で負担することになる、託送料金の負担に馴染むもの。

電力・ガス基本政策小委員会の議論を踏まえて、稀頻度リスク対応分(H3 需要の 1%)が託送費用負担として整理され、従来の偶発的需給変動対応分(H3 需要の 7%)と合わせて 2027 年度実需給分から H3 需要の 8%を託送負担分とした。

(参考図 2.1-9) 必要供給力と費用負担の全体像(2027 年度実需給から)



なお、2025 年度及び 2026 年度の実需給分についてはメインオークションを開催済みであることから、これまでの容量市場における供給力の確保量と費用負担に関する整理を踏襲したうえで、必要に応じて具体的な取扱いを明確にすることとした。

(蓄電池の取扱い)

系統用蓄電池(系統に単独で直接接続する蓄電システム)の導入が進む中、揚水発電所との運用の類似性の観点から、長期脱炭素電源オークションの制度設計や、系統ワーキンググループにおける議論などにおいて、容量市場における電源区分やリクワイアメントの見直しの必要性が示唆されてきた。

系統ワーキンググループの議論において、一般送配電事業者から系統用蓄電池に対して指令により充電を行えるようにすることは、需給バランス制約による出力制御の低減や系統混雑の緩和などの観点で安定供給に資する可能性があるため、役割や機能が近い揚水と同様の扱いとし、余力活用契約に基づき、需給バランス改善用の蓄電設備として充電を行うことが考えられる旨も言及されている。

従来、蓄電池は容量市場では発動指令電源として参加可能となっており、発動指令電源に求められるリクワイアメントは「実効性テスト」と「発動指令への対応」の 2 点である。一方、余力活用契約の締結や供給指示への対応は、容量市場においては安定電源のリクワイアメントとなっていることから、電源区分の見直しを含む取扱いについても検討する必要があるあった。なお、長期脱炭素電源オークションでは、今後蓄電池に求められる役割を促していく観点から、揚水発電所と同様に、蓄電池を安定電源として取り扱うこととしており、調整係数についても揚水発電所と同じ調整係数を適用する方向性で検討が進められてきた。

こうした観点を踏まえ、蓄電池について、容量市場における各リクワイアメントとの親和性について事業者と意見交換を行ったところ、発動指令電源の区分のままでは蓄電池の能力を十分に発揮できない可能性があるという課題が示された。一方、安定電源に区分する場合においては、余力活用契約に基づく一般送配電事業者との運用に関して、現状では具体的に見通すことができない等の課題が提起された(参考図 2.1-10)。

(参考図 2.1-10) 系統用蓄電池の特性に照らした際の課題

電源区分	リクワイアメント	課題内容
発動指令電源	実効性テスト	・ 他の電源区分では実需給までに運転開始されていればよい一方、発動指令電源では実需給年度2年前の段階で実効性テストが必要となるため、リードタイムが短い。
	発動指令への対応	・ 発動指令に備えた運用(蓄電池残量などを考慮した運用)の場合、蓄電池の能力を最大限に発揮できない。 ・ 需給調整市場の応動と発動指令の要請が競合すると、現行制度ではいずれかの応動を取れないことによりペナルティを被ってしまう。
安定電源	供給指示への対応	・ 市場応札(放電)に向けて充電を計画した場合、kWhとしての余力が無く(SoCがゼロ、もしくは約定している市場供出分のみ充電の状態)、事実上余力活用に対応できない可能性がある。 ・ 余力活用のためにはSoCの情報や充放電可能量の把握を一般送配電事業者が行う必要があり、専用線や制御装置の仕様検討や一般送配電事業者との運用の合意が必要。

※ 上表に記載した内容のほか、安定電源における「市場応札」のリクワイアメントにおいて「容量停止計画を提出していないコマ」のうち「充電時間」や「放電後の時間」も市場応札ができない点を考慮する必要があるという意見や、事業者の考え方によって該当電源区分を自由に選択できた方が良いという意見もあった。

蓄電池には安定供給における役割が期待される一方、例えば、発動指令電源を想定して簡易指令システムを設置済みであり専用線の敷設を想定していないといった既に投資意思決定が行われているケースもある。

これらの点を踏まえ、2027 年度実需給向けメインオークション以降の蓄電池の電源区分については、安定電源と発動指令電源の選択⁶を可能とすることとした。

なお、安定電源として参加する蓄電池の調整係数については、稼働実績に基づく設定が困難なため、長期脱炭素電源オークションにおける整理と同様に、比較的類似の運用が想定される既存揚水発電と同じ調整係数を適用することとした。

また、蓄電池を安定電源としても参加することを可能とするに当たり、余力活用契約を締結する場合において、一般送配電事業者との意見交換も踏まえて考慮すべき蓄電池の特徴や余力活用運用の在り方を整理した(参考図 2.1-11)。

(参考図 2.1-11) 蓄電池の余力活用運用に関する現状整理と示唆

余力活用運用の概要	考慮すべき蓄電池の特徴
- 余力提供事業者は、定められた期限までに余力提供計画を提出する。 - 一般送配電事業者は、上げ余力・下げ余力ともに提出された上限値までの範囲で余力活用を実施する。	＜SoC把握精度＞ ※SoC：State Of Chargeの略。充電率 - 数%の誤差が前提であり、正確には把握できない（正確に水位の分かる揚水発電とは対照的）。 - 通信手段によっては、SoCの把握ができなかったり、遅れたりするケースが考えられる。 ＜SoC運用基準＞ - SoCでの運用幅を定める場合、過放電や過充電を防ぐために10%-90%のように上下に余裕を持たせるのが一般的。 ＜サイクル数の制限＞ - 蓄電池メーカーでは保証できるサイクル数を定めている（充放電の出し入れの絶対値（充電10%も放電10%もそれぞれ10%とする）が合計100%になると1サイクル）
＜余力活用運用構築への示唆＞ ■ 事業者がサイクルの消費を防ぐ観点から通常の運用を超えた部分を余力として提供することが難しい場合は、余力提供計画に余力を登録しないことが可能。ただし、余力提供できない理由を説明する必要があることに留意する必要がある。また、事業者はサイクル数を消費しても経済的に見合う価格で余力を登録する等の検討を行い、余力活用に協力することが望まれる。 ■ 一般送配電事業者は、必要に応じてSoC誤差の余裕等^{*1}を考慮した運用幅を余力活用契約ないし運用申告書に規定することが望ましい。	

^{*1}：一般送配電事業者は計画として提出された余力の範囲でのみ運用を行うためSoC情報の連携までは不要なケースもあると考えられる。

⁶ 供給計画の届出に係るガイドラインに沿って適切に供給計画に計上することが求められる。

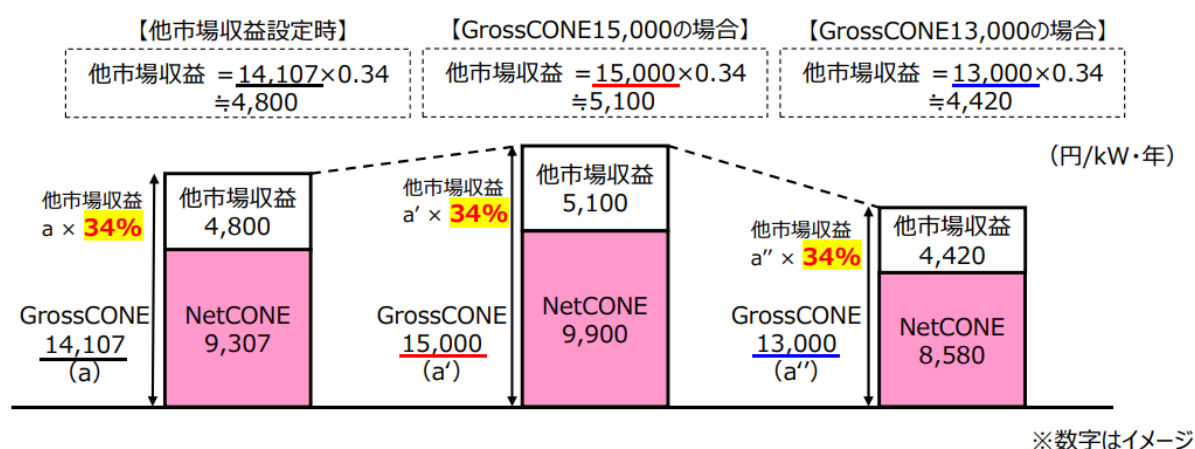
(Net CONE 算定における他市場収益の考え方)

Net CONE の取扱いは、都度最新の経済指標をもとに算定を行う旨が過去の容量市場の在り方等に関する検討会で整理されている。他市場収益は英国における Gross CONE 全体に対する他市場収益の割合(34%)を参照し、一意の値(4,800 円/kW)として定められていた。しかし、Net CONE の抜本的な検証については将来的な対応事項である一方、他市場収益にもインフレ率の影響を考慮するといった柔軟な対応を行う必要性が提起された。

インフレ率は費用である Net CONE だけでなく、他市場収益にも影響するため、双方に考慮することが適切であると考えられる。2027 年度実需給向けメインオークション以降⁷、過去の検討を踏襲した他市場収益割合(34%)を Gross CONE に適用する方法で、他市場収益を算定することとした(参考図 2.1-12)。

(参考図 2.1-12) 他市場収益の考え方のイメージ

*第 47 回 容量市場の在り方等に関する検討会 資料 4 より抜粋



⁷ Net CONE の在り方に関しては、今後の新設分について長期脱炭素電源オークションへの参加が見込まれるといった状況の変化も踏まえ、速やかな見直しの議論が必要な旨の意見が提示された。

(発動指令電源による追加調達の在り方)

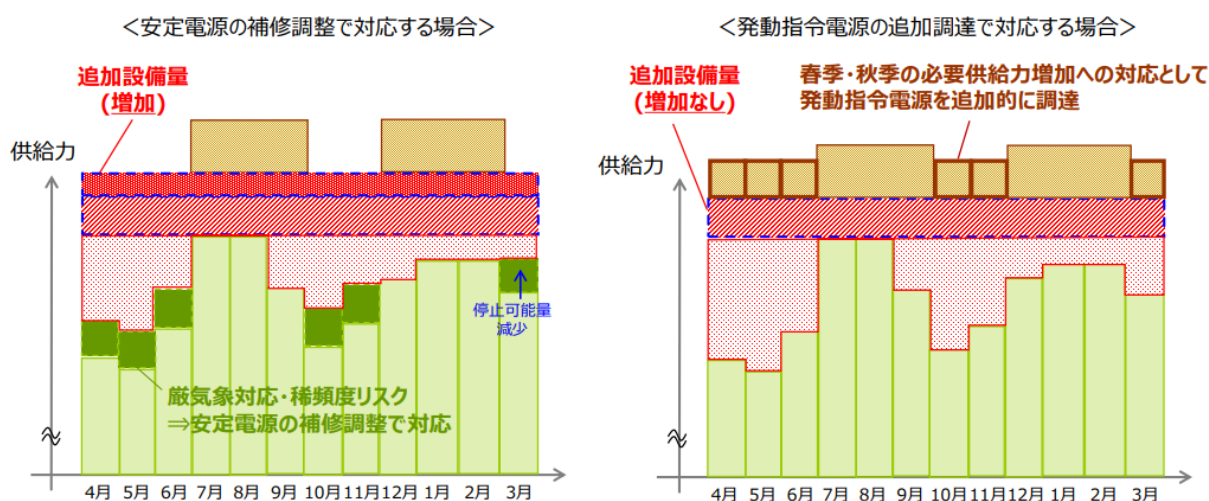
広域機関の調整力及び需給バランス評価等に関する委員会における必要供給力の見直しに関する議論では、春季・秋季の厳気象対応・稀頻度リスクに対応する供給力の調達方法に関して、安定電源の補修調整で対応する方法だけではなく、発動指令電源の追加調達で対応する方法についても提案された(参考図 2.1-13)。

2024 年度実需給に当たり、容量市場で落札済みの発動指令電源のうち、市場退出が約 25%⁸発生した。また、2026 年度実需給向けメインオークションでは発動指令電源の応札量が上限に到達していなかった。これらを考慮すると、現状は発動指令電源の追加調達に応えるリソースが存在しているとは判断できず、更なる発動指令電源の運用蓄積、着実な運用に基づくリソース拡大が望まれる状況とみなすことが妥当である。

そのため、2027 年度実需給向けのメインオークションにおいては春季・秋季の厳気象対応・稀頻度リスクに対応する発動指令電源による追加調達は実施しない一方、将来的に発動指令電源の活用を推進する方針に基づき、実効性の検証や追加調達の実施判断を進めることとした。

(参考図 2.1-13) 春季・秋季の必要供給力増加への対応の比較イメージ

*第 81 回 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料 1 より抜粋



⁸ 第 45 回容量市場の在り方等に関する検討会 (2023 年 3 月 29 日) において提示された速報値。

(5)2024 年度実需給向け追加オークションの開催判断

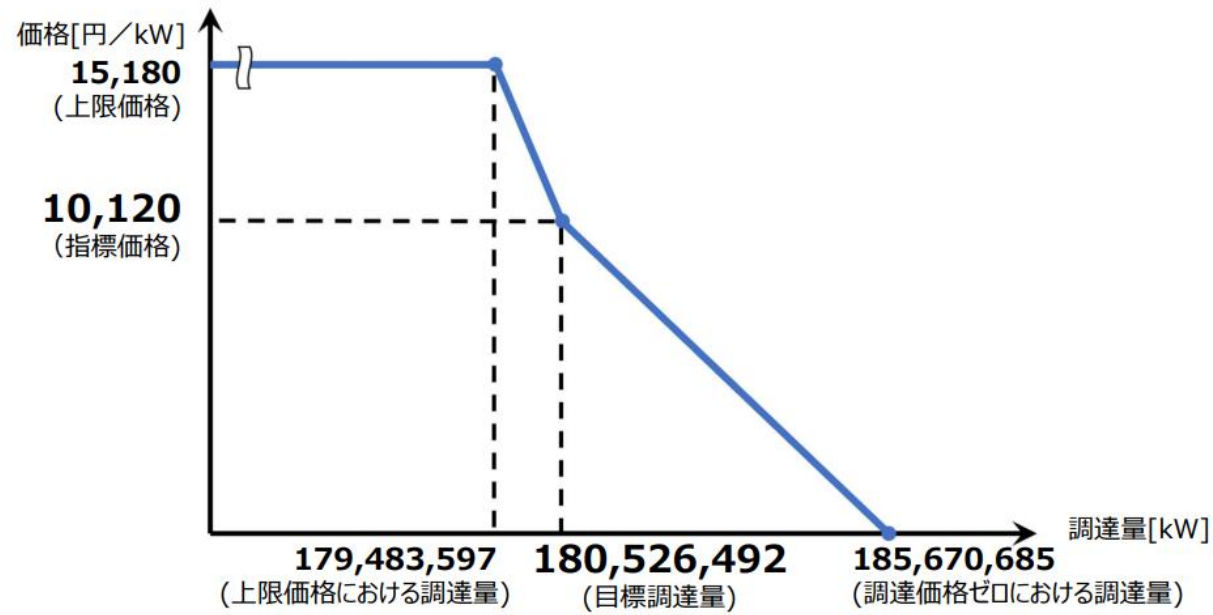
2023 年 4 月 5 日に開催された制度検討作業部会では、その時点で前述の容量市場における供給力の確保量と費用負担に関する議論が継続中であり、丁寧な議論のうえで見直し後の供給力増加分を容量市場で確保すべきかどうかを決定する必要があった。この点を踏まえ、2024 年度実需給向けの追加オークションについては、調整力及び需給バランス評価等に関する委員会で整理された必要供給力の見直しによる増加分を容量市場での調達量に含めずに開催判断を行うこととした。

2023 年 4 月 21 日に開催された容量市場の在り方等に関する検討会では、2024 年度実需給向けの追加オークションに向けた需要曲線の前案(参考図 2.1-14)と、容量市場において確保されている供給力の関係が提示された。

2024 年度実需給向けメインオークションの約定処理後と比べ、確保済みの供給力はほぼ同量となった一方(FIT 電源等の期待容量の増加分が 200 万 kW あるのに対し、電源退出分が▲207 万 kW。差し引き▲7 万 kW)(参考図 2.1-15)、近年の全国的な需要増加傾向を反映した需要増加分等の影響により目標調達量が 306 万 kW 増加していた(参考図 2.1-16)。

これらを踏まえて、需要曲線における目標調達量は約 18,053 万 kW、容量市場において確保されている供給力は約 17,941 万 kW となった(参考図 2.1-17)。また、事後的に織り込む供給力として、過去のメインオークションにおいて応札されていないバイオマス混焼石炭火力を約 500~600 万 kW(2025 年度:553 万 kW、2026 年度:632 万 kW)織り込んだ場合の試算も示された(参考図 2.1-18)。

(参考図 2.1-14) 2024 年度実需給向け追加オークションの需要曲線の原案



(参考図 2.1-15) 容量市場で確保されている 2024 年度の供給力

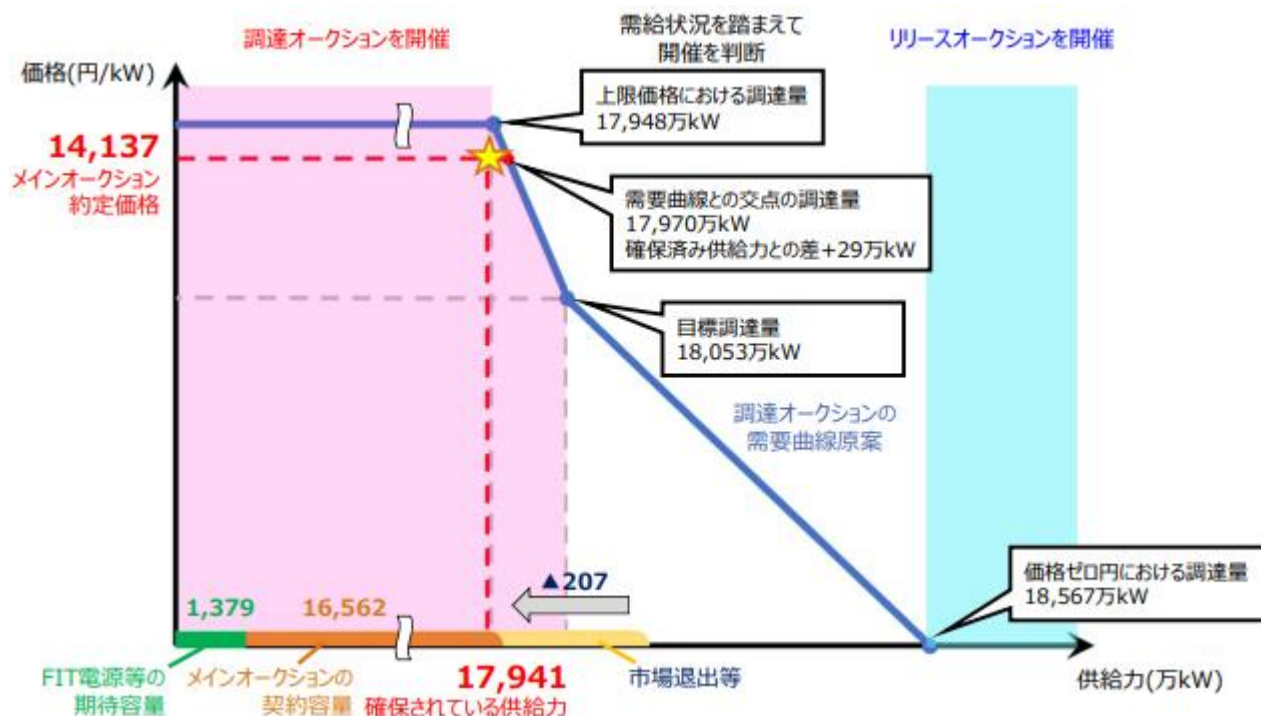
項目	追加オークション 開催判断時	2020年度 メインオークション (実需給年度:2024年 度)	追加オークション開催判断時の算定諸元
確保されている 供給力	17,941万kW	17,948万kW	① + ② + ③
①メインオークション時 契約容量	16,769万kW		—
②市場退出量	▲207万kW	—	安定電源・変動電源（単独・アグリ）：▲105万kW 発動指令電源：▲102万kW
③FIT電源等の 期待容量	1,379万kW	1,179万kW	導入量：2023年3月末時点の実績 調整係数：2023年度供給計画（2024年度断面） ：+200万kW

(参考図 2.1-16) 2024 年度実需給向け追加オークションにおける目標調達量

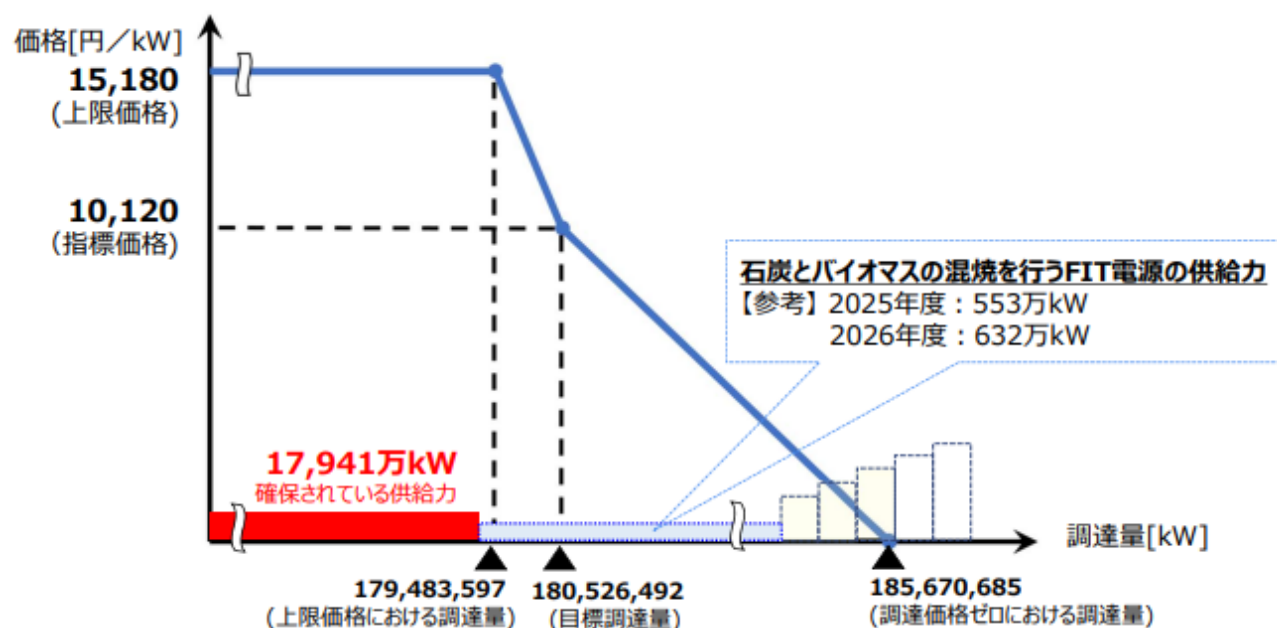
単位：万kW					
設定項目	2023年度 追加AX	2020年度 メインAX	(差)	備考	
目標調達量	18,052.6	17,746.9	(+305.7)	①+②+③+④	寄与度*+1.7%
①全国H3需要	16,167.2	15,761.3	(+405.9)	—	寄与度*+2.3%
②偶発的需給変動分	1,613.7	1,479.5	(+134.2)	EUE0.048で算定	〔*：2020年度メインAX の目標調達量比〕 寄与度*+0.8%
a.必要予備率※	1,128.7	1,006.7	(+122.0)	H3需要×7.0%	
b.厳気象対応※	323.3	315.2	(+8.1)	夏冬：H3需要×2.0%	
c.稀頻度リスク※	161.7	157.6	(+4.1)	夏冬：H3需要×1.0%	
③追加設備量	110.1	348.4	(▲238.3)	年間停止可能量1.9ヵ月 H3需要の0.7%	寄与度*▲1.3%
④持続的需要変動分	161.7	157.6	(+4.1)	H3需要の1.0%	寄与度*+0.0%

※ 四捨五入の関係で合計が合わないことがある

(参考図 2.1-17) 需要曲線と確保されている供給力の関係



(参考図 2.1-18) 調達オークション(全国)が開催された場合の需要曲線と供給力のイメージ



バイオマス混焼石炭火力については、FIT 制度からの支払いを受けるか、FIT 制度からの支払いを受けずに容量市場に応札するかを選択できるため、供給曲線への組み込みは、約定処理段階で実施することとなっている。開催判断に当たって、当該電源分を考慮しないことも考えられるが、来年度に実需給が迫っている段階において、FIT の適用を辞めて容量市場に入札することは実際には想定しにくい。そのため、当該バイオマス混焼石炭火力分については、他の FIT 分と同様に、予め供給曲線に組み込んだ上で全国分の開催を判断することとした。

バイオマス混焼石炭火力分を組み込んだ場合の 2024 年度分の供給力は仮に過去のメインオークションから推定すると約 18,500 万 kW となり、「需給状況を踏まえて開催を判断」する領域の中で、比較的右側の領域に存在することとなる。

しかし、2024 年度実需給向け追加オークションの開催判断に当たっては、調整力及び需給バランス評価等に関する委員会で整理された必要供給力の見直しを反映しないこととしており、仮に反映した場合の目標調達量は最大で約 18,600 万 kW となるに至る。

以上を踏まえ、バイオマス混焼石炭火力という実需給断面で稼働の見込みが高い供給力により目標調達量を確保していること、必要供給力見直しの展望などを総合的に勘案し、2024 年度実需給の全国分については、調達、リリース共に追加オークションを実施しないこととした。

次に、追加オークションのエリア別の開催判断に当たっては、エリア別・月別の供給信頼度を確認することとなっている。2023 年 4 月 21 日に開催された容量市場の在り方等に関する検討会では、バイオマス混焼石炭火力の供給力を含めた場合でも、北海道エリア、東京エリア及び九州エリアにおいて供給信頼度が不足することが示された(参考図 2.1-19)。このため、これら 3 エリアにおいて追加オークションを実施することも考えられる。

(参考図 2.1-19) バイオマス混焼石炭の供給力追加後の供給信頼度と充足までの容量

単位: kWh/kW・月(各月)、kWh/kW・年(年間)

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	年間	
北海道	0.109	0.013	0.008	0.040	0.000	0.001	0.001	0.001	0.001	0.002	0.005	0.007	0.189	➡ 充足まで +40~50万kW
東北	0.000	0.000	0.004	0.000	0.002	0.000	0.000	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.007	
東京	0.001	0.000	0.019	0.022	0.043	0.000	0.002	0.025	0.000	0.000	0.000	0.000	0.112	➡ 充足まで +250~ 300万kW
中部	0.000	0.000	0.000	0.000	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.001	
北陸	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
関西	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
中国	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
四国	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
九州	0.002	0.006	0.000	0.001	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.010	➡ 充足まで +10~15万kW
全国	0.004	0.001	0.007	0.009	0.015	0.000	0.001	0.009	0.000	0.000	0.000	0.000	0.046	

着色月: 供給信頼度基準を超過
※ 四捨五入の関係で合計が含まないことがある

*1: 一定の仮定における供給信頼度計算に基づき、供給力の推定値を算定したもの

12

他方、これら3エリアにおける供給力の不足は、1年のうち数ヶ月にとどまり、ほとんどの月において、不足分は僅かである。こうした中で、追加オークションの開催判断に当たっては、徒な社会コストの増加につながらないように、慎重に判断する必要があると考えた。

最新の供給計画等も用いて、容量市場で確保されていないものの供給力として見込み得る電源をエリア毎に個別に積み上げたところ、東京エリア、九州エリアについては、不足分相当の供給力が存在することが確認された(参考図 2.1-20)。

さらに、北海道エリアについては、個別電源の積み上げによっても、なお一部不足(10 万~20 万 kW)が残るものの、最新の供給計画において 2024 年度に必要な予備率は確保されており(参考図 2.1-21)、当該エリアの供給信頼度が極端に低くなっているとまではいえない。

(参考図 2.1-20) 供給信頼度不足エリアにおける供給計画(8 月)と容量市場の差分

エリア	供給計画と容量市場の差分 (万kW)	項目	容量 (万kW)
北海道	+30 ※参考：充足まで40～50程度	未応札	+18
		安定電源の差分	+13
		その他分解できない要因	▲1
東京	+314 ※参考：充足まで250～300程度	非落札	+111
		未応札	+95
		安定電源の差分	+77
		その他分解できない要因	+31
九州	+83 ※参考：充足まで10～15程度	未応札	+8
		安定電源の差分	+42
		その他分解できない要因	+33

(参考図 2.1-21) 2023 年度供給計画における予備率(2024 年度)

*第 84 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 より抜粋

●2024年度 各エリアの月毎の予備率（連系線活用後&工事計画書提出電源加算後）

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	22.9%	34.8%	38.1%	22.7%	37.8%	41.0%	26.9%	18.5%	25.3%	18.9%	19.0%	26.5%
東北	22.9%	34.3%	28.0%	21.0%	16.7%	26.5%	26.9%	18.5%	25.3%	18.9%	19.0%	26.5%
東京	22.9%	23.6%	13.5%	15.4%	16.7%	26.5%	18.6%	11.5%	25.3%	18.9%	19.0%	26.5%
中部	25.5%	33.2%	30.0%	20.6%	22.5%	26.5%	31.7%	26.6%	24.5%	18.9%	19.0%	26.5%
北陸	34.3%	33.2%	30.0%	20.6%	22.5%	26.5%	31.7%	26.6%	24.5%	18.9%	19.0%	26.5%
関西	34.3%	33.2%	30.0%	20.6%	22.5%	28.1%	32.7%	26.6%	24.5%	18.9%	19.0%	26.5%
中国	34.3%	33.2%	30.0%	20.6%	22.5%	28.1%	32.7%	26.6%	24.5%	18.9%	19.0%	26.5%
四国	49.1%	52.2%	55.4%	20.6%	22.5%	28.1%	32.7%	55.6%	35.0%	39.4%	35.2%	46.0%
九州	34.3%	33.2%	30.0%	20.6%	22.5%	28.1%	32.7%	26.6%	24.5%	18.9%	19.0%	26.5%
沖縄	65.0%	49.4%	37.8%	33.7%	35.4%	30.2%	50.7%	57.1%	76.2%	53.7%	63.7%	63.5%

※連系線活用後に同じ予備率になるエリアを同じ背景色で表示
 ※沖縄エリアは、最小予備率断面。

(注) 本評価は、地域間連系線の空き容量の範囲内で供給力を振り替えた。空容量の算出は以下の式を使用した。7・8月の北海道から九州エリアについては太陽光と需要の相関などを踏まえた追加供給力を適用した。ベースロード市場取引等において送受が異なる場合には補正した。

○空容量＝①（運用容量）－②（マージン）－③（8月15時断面の連系線計画潮流値）

①:「2023～2032年度の連系線の運用容量（年間・長期）（2023年3月1日:本機関）」による。

②:「2023・2024年度の連系線のマージン（年間）、マージン設定の考え方及び確保理由（2023年3月1日:本機関）」及びエリア外期待分（系統容量3%相当）を考慮のうえ算出した値。

③:2023年度供給計画届出書の「電気の取引に関する計画書（様式第36表）第2年度」等に基づき算定した計画潮流値。

これらを総合的に勘案し、安定供給確保を図りつつ、社会コストの増大を抑制する観点から、いずれのエリアにおいても追加オークションを行わないこととした。なお、仮に予定外の電源退出等により状況に変化が生じ、供給力不足が見込まれることになった場合は、kW 公募の実施を含めた需給対策を速やかに講ずることとした。

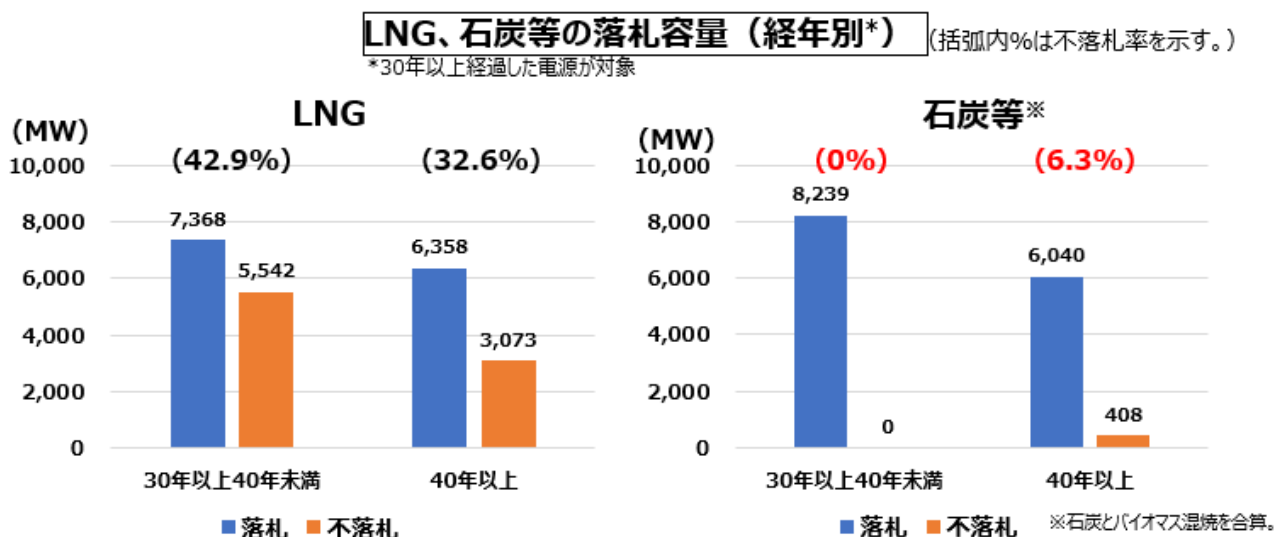
(6)非効率石炭火力の稼働抑制に関する誘導措置

容量市場では、安定供給を損なわない前提のもと、2050 年カーボンニュートラル社会の実現との整合性確保という課題に対応するため、2025 年度実需給向けメインオークションから非効率石炭火力の稼働抑制の誘導措置（設計効率 42%未満の石炭火力について、設備利用率が 50%を超過した場合に容量確保契約金を 20%減額）を設けている。

2026 年度実需給向けメインオークションにおいては LNG 火力は比較的経年の浅い電源が一定量の不落札となっている一方、石炭等は経年に関わらず不落はほとんど見られない（参考図 2.1-22）。また、カーボンニュートラルに向けた動きは加速しており、例えば、本年 4 月に開催された G7 札幌 気候・エネルギー・環境大臣会合において、2035 年までに電力部門の完全又は大宗の脱炭素化等の昨年のコミットメントの再確認に加え、排出削減対策が講じられていない化石燃料のフェーズアウトを加速させることが新たに合意された。

（参考図 2.1-22）2026 年度実需給向けメインオークションにおける LNG、石炭等の落札容量

*第 76 回制度検討作業部会 資料 4-3 から資源エネルギー庁作成

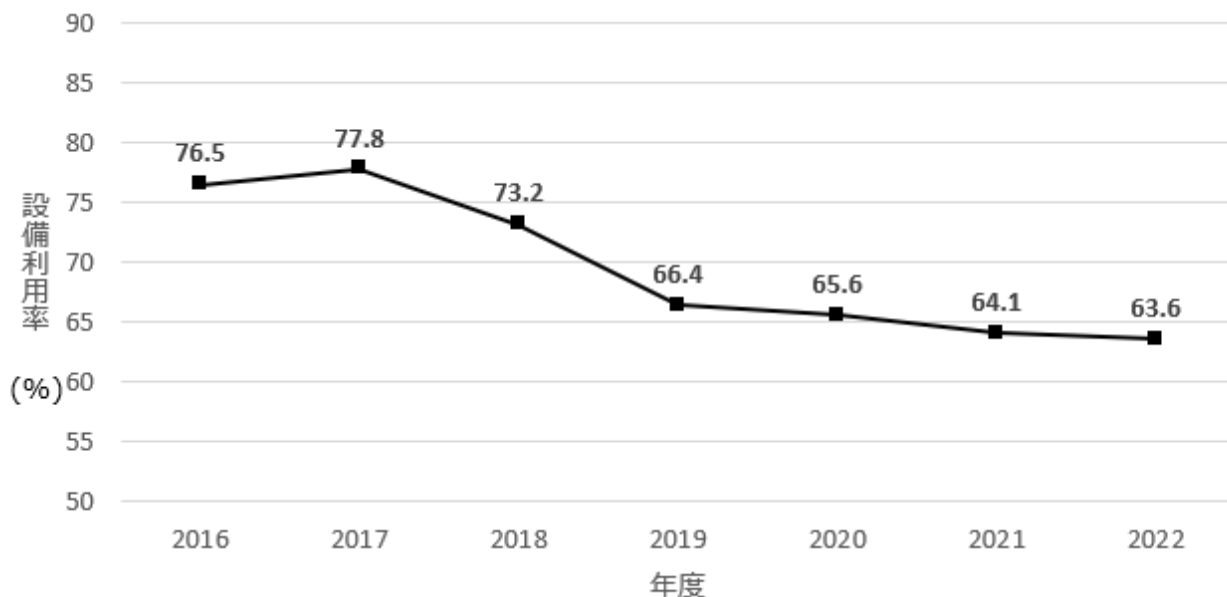


さらに、化石燃料のフェーズアウトについては、安定供給の視点を持ちながら進める必要があり、緊急の LNG 投資促進から、長期脱炭素電源オークションにおいて 600 万 kW の追加調達を行うこととしている。

こうした状況を踏まえ、非効率石炭電源の稼働に関する誘導措置について、直近の設備利用率等の現状も確認したうえで、誘導措置の見直しの必要性について議論が行われたところ、誘導措置は 2025 年度から適用予定であり、その効果の確認の必要性や安定供給と抑制量のバランスを短期と中長期で考える重要性についての意見があった。

なお、毎年度の供給計画における石炭火力の設備利用率は減少傾向にある。ただし、先般の需給ひっ迫や LNG 価格の高騰の影響などを受け、その減少速度は鈍化している可能性がある（参考図 2.1-23）。このような状況において誘導措置を強化することは、発電設備の退出意思決定にも影響を与える可能性があり、カーボンニュートラルの推進に資するものである。

(参考図 2.1-23) 石炭火力の設備利用率の推移



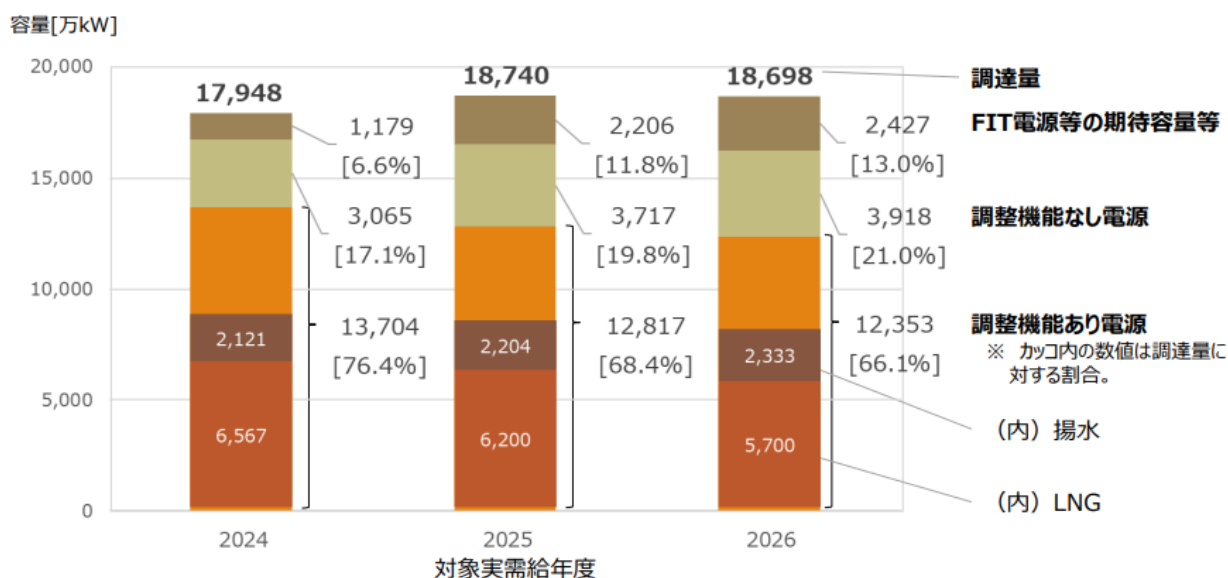
*各年度の供給計画における前年度の値を採録。前年度の値は供給計画提出の時点で把握可能な最新の実績値を以て計上している。
例えば2023年度供給計画の2022年度分は、記載月が4月から11月までの場合は前年度実績、記載月が12月から3月までの場合は前々年度実績に基づき、集計されている。

*設備利用率の算定に用いる設備容量は、事業者が保有する電源のうち、その供給区域の一般送配電事業者が維持および運用する供給設備に接続する発電所が記載されるため、休止電源を含む。

一方、安定供給の観点では、供給力の新陳代謝が進むことが重要であり、経年火力等の減少に対し、新設供給力の追加が見込まれるかという視点が必要である。また、調整力を提供する設備が将来にわたって存在することを確認する検討の必要性について 2023 年度供給計画の取りまとめ(2023 年 3 月 30 日 広域機関)において述べられている。なお、至近3年間の容量市場のメインオークション結果からは、調整機能がある電源の落札量が減少している傾向も見られる(参考図 2.1-24)。

(参考図 2.1-24) 調整機能あり電源の約定容量

*容量市場メインオークション約定結果(対象実需給年度:2026 年度)より



誘導措置の強化については、今後の供給力の構成と合わせた議論が重要なため、供給力の新陳代謝や需要の動向、調整力等確保の議論の進展も踏まえ、継続的に検討することとした。

容量市場における入札ガイドライン

策定 2020年5月29日

改定 2021年6月25日

改定 2022年3月31日

改定 2022年7月21日

改定 2023年3月3日

改定 2023年6月●日

改定 2023年●月●日

資源エネルギー庁

1. 本文書の位置づけ

かつての総括原価方式の枠組みの下では、発電投資は規制料金を通じて安定的に投資回収がなされてきた。総括原価方式と規制料金の枠組みによる投資回収の枠組みがない中では、原則として、発電投資は市場取引を通じて、又は市場価格を指標とした相対取引の中で投資回収されていく仕組みに移行していくと考えられる。このため、固定価格買取制度の対象となる再生可能エネルギー（以下「再エネ」という。）電源等を除けば、発電投資の投資回収予見性は、従来の総括原価方式下の状況と比較して、低下すると考えられる。

また、固定価格買取制度等を通じて、再エネ電源比率が高まるにつれ、再エネ以外の電源の稼働率が低下するとともに、再エネ電源が稼働する時間帯における市場価格の低下により売電収入も低下すると考えられる。

これらの結果、電源の将来収入見通しの予見性が低下し、事業者の適切なタイミングにおける発電投資意欲を減退させる可能性がある。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、電源の新設やリプレイス等が十分になされない状態で、既存発電所が閉鎖されていくこととなる。そのような状況が中長期的に続くと供給力不足の問題が顕在化し、①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、②再エネを更に導入した際の需給調整手段として、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、また、電源開発には一定のリードタイムを要することから、これらの問題が長期化してしまうことが考えられる。

こうしたことから、単に卸電力市場（kWh 価値の取引）等に供給力の確保・調整機能を委ねるのではなく、一定の投資回収の予見性を確保する施策である容量メカニズムを追加で講じ、電源の新陳代謝が市場原理を通じて適切に行われることを通じて、より効率的に中長期的に必要な供給力を確保できるようにすることが求められた。

検討を進めた結果、①あらかじめ必要な供給力を確実に確保することができること、②卸電力市場価格の安定化を実現することで、電気事業者の安定した事業運営を可能とするとともに、電気料金の安定化により需要家にもメリットがもたらされること、③再エネ拡大等に伴う売電収入の低下は全電源に影響していること、などを踏まえた上で、最も効率

的に中長期的に必要な供給力等を確保するための手段として、2020 年度から新たに容量市場制度が創設されることとなった。

将来の供給力の見通しについては、電力広域的運営推進機関（以下「広域機関」という。）が毎年度取りまとめる供給計画において確認しているが、近年、経年火力の休廃止等を通じて供給力が急速に減少していることが指摘されている。背景には、市場価格の下落傾向が続く中で競争環境が厳しくなっていること、調達先未定などにより自らが確保する供給力の割合が低い小売電気事業者が増加していることなどが要因としてあり、電源の将来収入見通しの予見性はより一層低下している。

発電事業者を取り巻くこうした環境の変化を踏まえつつ、2021 年度の第二回メインオークションを実施するに当たっては、必要な容量を確保するために要するコストを最適化するとともに、制度の透明性をさらに担保し、2050 年カーボンニュートラルの実現に整合的な制度とする観点から、制度を全面的に見直した。また、電源への新規投資を促進するべく、2023 年度から新たに、容量市場の一部として、長期脱炭素電源オークションが創設されることとなった。本文書は、容量市場における入札に係る基本的な考え方を示すことで、容量市場制度の適切な運営を目指すものである。

2023 年度の第四回メインオークションを実施するに当たり、容量市場外の供給力が一定程度見込まれる状況下においては、社会コストの徒な増加を抑止する観点から、必要供給力から一定量を控除して容量市場で調達する考え方を適用することとした。この控除量の値は、供給計画と容量市場において確保された供給力の比較を行う等の手段により、継続的に検証する。

2. 容量市場制度

容量市場制度は、いくつかのオークションからなり、開催時期とその目的によって以下のように分類される。また、いずれのオークションにおいても、市場管理者としては広域機関が担うこととなる。

（１） 容量オークション

将来の一定期間（実需給年度）における需要に対して必要な供給力をオークションで募集する仕組みであって、下記に掲げるものをいう。

（ア）メインオークション

メインオークション募集要綱で定める供給力を調達するため、実需給年度の 4 年前に実施する。2025 年度分以降のオークションにおいては、H3 需要の 2%分をメインオークションの調達量から減少させた上で、追加オークションで調達を判断する。

（イ）追加オークション

メインオークション実施後の想定需要、メインオークションで調達した供給力及びその増減等を考慮し、必要に応じて、実需給年度の 1 年前に調達オークション又はリリースオークションを実施する。

(ウ) 長期脱炭素電源オークション

長期脱炭素電源オークション募集要綱で定める供給力を調達するために実施する。

(ア) と (イ) のオークションの参加登録の対象は、電気供給事業者（電気事業法第22条の3に規定する電気供給事業者をいう。）であり、自ら又は他者が所有する電源等を用いてオークションに応札する意思がある者は、参加登録や電源登録、期待容量¹登録を行い、広域機関の審査を受けた上で応札を行い、落札された電源等を実需給年度における供給力として確保する対価として、容量確保契約金額を広域機関から受け取る²。また、小売電気事業者は、供給能力確保義務を達成するための対価として、容量拠出金を広域機関へ支払う^{3,4}。

(2) 特別オークション

容量オークションにおける調達不足の場合又は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実施するオークションをいう。

3. 容量市場メインオークション

容量市場メインオークションにおいて応札するために必要な内容の詳細は、広域機関において作成する「容量市場メインオークション募集要綱」が参考となる。

(1) 参加対象となる電源等

参加対象となる電源等は、実需給年度に供給力を提供できる安定電源・変動電源・発動指令電源である⁵。

応札容量の最小値は1,000キロワットとし、応札容量の最大値はそれぞれの電源等情報に登録済の期待容量とする。

容量を提供する電源等の区分	電源等要件
安定電源	次の(ア)から(エオ)までのいずれかに該当し、期

¹ 期待容量とは、「設備容量のうち、実需給年度において供給区域の供給力として期待できる容量」を指す。

² ペナルティとして、容量確保契約金額を減額することや、容量確保契約金額に対して、追加的な金銭の支払を求める場合に支払額がマイナスになることも含む。

³ なお、一般送配電事業者・配電事業者においても、周波数調整に必要な調整力を確保する必要があるため、託送料金に算入されている相当額の費用を支払う。

⁴ (ウ) のオークションの参加登録の対象など、長期脱炭素電源オークションの詳細については、別途「長期脱炭素電源オークションガイドライン」にて定める。

⁵ 「安定電源」と「発動指令電源」の組合せにおいて、1地点複数応札が可能（実需給2025年度向け追加オークション、実需給2026年度向けメインオークションから適用）。安定電源においては、応札容量まで供給力を提供してもなお、需給ひっ迫時に当該応札容量を超えて発動指令電源として供給力を提供できる場合は、1計量単位にて安定電源に加えて、発動指令電源としても登録可能とする。

		待容量が 1,000 キロワット以上の安定的な供給力を提供するもの。 (ア) 水力電源 (ただし、安定的に供給力を提供できるものに限る。調整式、貯水式、発電可能時間が 3 時間以上の揚水式に限る。) (イ) 火力電源 (ウ) 原子力電源 (エ) 再エネ電源 (ただし、安定的に供給力を提供できるものに限る。) (オ) 蓄電池(ただし、放電可能時間 3 時間以上に限る。)
変動電源	変動電源 (単独)	次の (ア) 又は (イ) のいずれかに該当し、期待容量が 1,000 キロワット以上の供給力を提供するもの。 (ア) 水力電源 (ただし、安定的に供給力を提供できるものは除く。) (イ) 再エネ電源 (ただし、安定的に供給力を提供できるものは除く。)
	変動電源 (アグリゲート)	次の (ア) 又は (イ) のいずれかに該当する電源 (ただし、同一供給区域に属しているものに限る。) を組み合わせることにより、期待容量が 1,000 キロワット以上の供給力を提供するもの。 (ア) 期待容量が 1,000 キロワット未満の水力電源 (ただし、安定的に供給力を提供できるものを除く。) (イ) 期待容量が 1,000 キロワット未満の再エネ電源 (ただし、安定的に供給力を提供できるものを除く。)
発動指令電源 ⁶		次の (ア) から (ウ) までのいずれかに該当する電源又は特定抑制依頼 (電気事業法施行規則第 1 条第 2 項第 8 号に規定する特定制御依頼をいう。) 等により、期待容量が 1,000 キロワット以上の供給力 (同一供給区域に属する複数の電源等を組み合わせる場合を含む。) を提供するもの。ただし、変動電源及び変動電源のみを組み合わせたものを除く。 (ア) 安定的に電気を供給することが困難な事業用電気工作物 (イ) 特定抑制依頼 (ウ) 期待容量が 1,000 キロワット未満の発電設備等

⁶ 発動指令電源の想定導入量上限は 5 % (メインオークション 4 % + 追加オークション 1 %)

（２） 約定価格の決定方法

原則として、落札された電源のうち最も高い応札価格を約定価格とし、当該応札価格が単一の約定価格となるシングルプライス方式で決定される。

オークション開催に当たり、広域機関は目標調達量及び指標価格⁷を算定し、当該数値を基準に需要曲線の前案作成を行う。その後、国の審議会による需要曲線に関する審議を踏まえ、広域機関は需要曲線を公表する⁸。

オークションの応札後、広域機関は、応札情報を基に応札価格の低い順に並び替えて供給曲線⁹を作成する。

全国の需要曲線と全国の供給曲線の交点を約定点とし、市場分断等が無い場合は¹⁰、約定点の価格以下で応札した電源が落札されることとなる。

（３） 容量確保契約書の締結

電源を落札した事業者は、容量確保契約締結のため、広域機関との間で容量確保契約を締結する。容量確保契約に基づき、容量確保契約金額は実需給年度のアセスメント後に、広域機関から支払われる。

容量確保契約金額(円)=契約単価(円/kW)×容量確保契約容量(kW) - 容量確保契約金額の算出に関する経過措置における控除額^{11, 12, 13} - 調整不調電源に科される経済的ペナルティ(円)

（４） リクワイアメント

落札された電源等は、実需給年度において、容量を提供する電源区分毎に課される供給力を提供するための義務（リクワイアメント）を達成することが求められる。また、広域機関はアセスメント結果を容量提供事業者へ通知し、リクワイアメント未達成の場合には、容量確保契約に基づいて算定される経済的ペナルティが課される。

⁷ NetCONE を指標価格とする。NetCONE とは新規発電設備の固定費用から電力量取引等による利益を差し引いた正味の固定費用である。

⁸ 全国の需要曲線を作成する。目標調達量は FIT 電源等の期待容量等も含めた調達量とする。

⁹ FIT 電源等の期待容量、容量市場外の供給力として見込まれる控除量、オークションで落札していない石炭とバイオマスの混焼を行う FIT 電源等の供給力及びメインオークションにおいては追加オークションにおける調達量を含める。

¹⁰ ただし、市場が分断した場合等においては、約定価格の決定方法が異なる。市場が分断した場合等における約定価格の決定方法は、「容量市場メインオークション募集要綱」が参考となる。

¹¹ 経過措置として、応札価格に応じた減額が行われる。約定価格を基準として、一定の割合以下の応札をした電源は、その一定の割合の価格で約定することとなる。なお、一定の割合については、その後段階的に増加し 2030 年度以降は経過措置を撤廃する。

¹² 経過措置として、2010 年度末までに建設された安定電源および変動電源（単独）については、経過年数に応じた減額が行われる。2025 年度実需給分の経過措置の割合から、段階的に減少し 2030 年度以降は経過措置を撤廃する。

¹³ 対象実需給年度が 2026 年度以降は、約定価格が、NetCONE の半分以上になった場合には、経過措置を適用しない（約定価格が NetCONE の半分を超え、経過措置を適用した場合の受取額が NetCONE の半分以上となる場合には、NetCONE の半分での受取額とする）。

4. 容量市場追加オークション

(ア) 調達オークション

① 参加対象となる電源等

参加対象となる電源等は、実需給年度に供給力を提供できる安定電源・変動電源・発動指令電源であり、メインオークションの状況に応じて参加できる容量が異なる。

メインオークションの状況	調達オークションへ参加する容量
非落札の電源	(ア) 非落札の容量 (イ) 新增設による供給力増加分 (ウ) 自家発余剰の供給力増加分 (エ) その他メインオークション時に未確定の供給力 ¹⁴
未応札の電源	(ア) 新增設による供給力増加分 (イ) 自家発余剰の増加分 (ウ) その他メインオークション時に未確定の供給力 ¹⁴ (以下は、売り惜しみの事実がなく、やむを得ない合理的な理由が確認できる場合にのみ可) (エ) メインオークション時の期待容量と応札容量の差分 ¹⁴ (オ) 期待容量を登録後、応札しなかった容量 (カ) 供給計画に計上しているが、応札しなかった供給力 (キ) FIT 電源から非 FIT 電源になろうとする供給力（石炭混焼バイオ、ごみ発電施設等） (ク) その他メインオークション時に供給力として存在していたが、応札しなかった供給力

② 約定価格の決定方法

原則として、容量市場メインオークションと同様の方法で決定される。

③ 容量確保契約書の締結

原則として、容量市場メインオークションと同様に取り扱う。

④ リクワイアメント

¹⁴ 発動指令電源は実効性テストにより期待容量の評価を行い、確認した期待容量が 1,000kW を上回る場合に追加オークションへ参加可能となる。

原則として、容量市場メインオークションと同様に取り扱う。

(イ) リリースオークション

① 対象となる電源等

メインオークションで落札した電源等の容量確保契約で決められた容量が対象となる¹⁵

② 約定価格の決定方法

オークション開催に当たり、広域機関はリリースオークションの供給曲線を、調達オークションの需要曲線を反転することにより作成する。

需要曲線と供給曲線の交点からリリースを行わない電源を決定し、交点の電源等の次に応札価格の高い電源等の価格がシングルプライス方式で決定される。

③ 変更契約書又は解約合意書の締結

リリースオークションで落札した事業者は、リリース対象容量を除いた容量について容量確保契約書の変更契約書の締結、又は解約合意書の締結を行う。メインオークションとリリースオークションの約定結果にもとづき、広域機関からの交付又は請求が行われる。

④ リクワイアメント

リリースオークションで落札された電源等は、リリース対象容量についてメインオークションでの落札時に達成が求められることになった義務（リクワイアメント）の履行が不要となる。

5. 容量市場の活性化

(1) 市場支配力を有する事業者の監視¹⁶

容量市場において市場支配力を有する事業者が、正当な理由なく、電源を応札しないこと（売り惜しみ）又は電源を維持するために容量市場から回収が必要な金額を不当に上回る価格で応札すること（価格つり上げ）によって、本来形成される約定価格よりも高い約定価格が形成される場合には、小売電気事業者が支払うべき容量拠出金の額が増加し、ひいては電気の利用者の利益を阻害するおそれがあるなど、容量市場の趣旨に反すると考えられる。

¹⁵ リリースオークションにより契約変更後の容量が 1,000kW 未満となる場合、当該電源の全量が市場退出となる。

¹⁶ メインオークション及び調達オークションの場合における監視を指す。リリースオークションの場合は任意参加であるため、調達における「売り惜しみ」に相当する「買い惜しみ」のような監視対象行為が存在しないこと、且つ最低価格の設定により約定時の容量拠出金低減という機能が果たせることからリリースオークションにおける監視は実施しない。

こうした観点から、電力・ガス取引監視等委員会においては、以下の内容を監視することが期待される。

(2) 市場支配力を有する事業者の定義

(ア) メインオークションにおける定義

前年度のメインオークションにおいて、容量市場の目標調達量を満たすために、ある事業者の保有する電源が不可欠となる場合に、当該事業者は市場支配力を有する事業者に該当する。また、市場分断が生じた場合には分断した市場エリアごとに市場支配力を有する事業者の判定を行う。

なお、市場支配力を有する事業者の判定結果については、~~当該年度のメインオークションの前までに公表することとし、~~原則として、500 万 kW 以上の発電規模を有する事業者とする。ただし、500 万 kW 未満の発電規模の事業者であっても、前年度のメインオークションの結果等をもとに市場支配力を有する事業者と判断される場合がある。

原則として、事業者それぞれの供給力を単独で評価するが、協調行動のおそれが見つかった場合には、追加的な措置を行う。

(イ) 追加オークション（調達オークション）における定義

メインオークションと比較して小さな市場規模が予想されるため、相対的に規模の小さな容量の事業者であっても価格形成の影響力が高まることが考えられるため、追加オークションに応札する全事業者が市場支配力を有しうるとみなす。

(3) 監視対象行為

(ア) 売り惜しみ

市場支配力を有する事業者が、正当な理由なく、電源を応札しない又は期待容量を下回る容量で応札することで、本来形成されるべき約定価格よりも高い約定価格が形成される場合には、売り惜しみに該当すると考えられる。

容量市場のリクワイアメントを満たすことが難しいなどの特段の事情がある電源以外は、容量市場へ参加することが経済合理的な選択であることから、参加しない理由に正当性が認められる場合は限定的であると考えられる。たとえば、以下のいずれかを満たす場合は、容量市場に参加しない正当な理由があると考えられる。

- ① メインオークション応札受付開始時点ですでに 1 年以上休止しており、かつ実需給年度においても休廃止予定である場合
- ② 実需給年度において、休廃止以外の理由（補修工事等）によって、リクワイアメントを達成しうる稼働見通しが不確実である場合
- ③ メインオークション応札受付開始時点より 1 年以上前に「実需給年度までに廃止が決定した」旨を公表している場合
- ④ 実需給年度において FIT 認定を予定しているなど、入札対象外電源となる見込みがある場合

- ⑤ 上記のほか、容量市場オークションへ参加できないやむを得ない理由がある場合

(イ) 価格つり上げ

市場支配力を有する事業者が、電源を維持するために容量市場から回収が必要な金額を不当に上回る価格で応札することで、本来形成される約定価格よりも高い約定価格が形成される場合には、価格のつり上げに該当すると考えられる。

この点、市場支配力を有する事業者が、電源を維持することで支払うコストから電源を稼働することで得られる他市場収益を差し引いた額（維持管理コスト）で応札をしている場合には、経済合理的な行動と考えられることから、価格のつり上げには該当しないものとみなされる^{17, 18}。

① 電源を維持することで支払うコスト

電源を維持することで支払うコストには、例えば、以下のような項目が含まれると考えられる^{19, 20}。なお、定期検査等、実需給年度までに要する複数年度分の費用については、単年度に一括計上するのではなく、平準化した単年度分の費用のみ計上することが合理的と考えられる。また、供給計画上、実需給年度までに休廃止を予定している電源を稼働するための工事に係るコスト（修繕費・経年改修費）については、電源を維持することで支払うコストに含めて算定することが考えられる。

固定資産税	当該電源を保有することによって発生する固定資産税額
人件費	当該電源の維持に関連して必要となる人員に対する給料手当等
修繕費	当該電源の維持に関連して必要となる修繕費
経年改修費	当該電源の維持に関連して必要となる設備投資のうち資本的支出の額
発電側課金	当該電源に係る発電側課金のうち kW 課金部分

¹⁷ 新設電源について、オークション時点では投資判断を決定しておらず、約定した場合にのみ当該電源等の建設・稼働を決定するような場合においては、各事業者の投資判断に資する価格で応札することは、価格つり上げに該当しないと考えられる。また、新設電源とは、新たに建設、又は主要な電気設備の全てを更新する等のリプレースを行う電源であり、オークション時点では稼働していないものの、実需給年度での稼働を予定しており、はじめてオークションで落札される電源をいう。

¹⁸ 経過年数に応じた減額が適用される電源に対して、算定された維持管理コストに各年度の経過措置の割合の逆数を乗じた価格で応札することは、価格つり上げに該当すると考えられる。

¹⁹ 例示項目に関わらず、維持管理コストの考え方に従い、その他のコストが発生する場合には、当該コストを応札価格に織り込むことは価格つり上げに該当しないと考えられる。

²⁰ 維持管理コストの考え方に従い、以下の項目を含めることは合理的ではないと考えられる。

- ・ 事業報酬
- ・ 事業税（資本割・付加価値割）
- ・ 法人税
- ・ 減価償却費

事業税 (収入割)	当該電源の維持によって得られる収入に対して発生する事業税の額（電源を維持することで支払うコスト×税率/(1-税率)）
--------------	--

この際、実需給年度に発生するコストを見積るに当たっては、合理的に見積り可能な範囲で算定することが適当である。ただし、実需給年度のコストを適切に見積ることが困難な場合には、直近複数年度の実績平均値を用いる方法等が考えられる。

また、上記の項目のうち、複数の電源にまたがって発生するコストについては、客観的に合理性が認められる一定の配賦基準を用いて各電源に配賦することに留意する。

② 他市場収益

容量市場以外の市場（相対契約を含む）から収益が得られる場合には、これらの他市場から得られる収益から対応する限界費用（燃料費等）を差し引いた額によって他市場収益を算定することが適当である。他市場収益を見積るに当たって一律に算定方法を定めることは困難であるが、容量市場の趣旨に鑑み、市場支配力を有する事業者は合理的に見積り可能な範囲で算定することが適当である。例えば以下の項目を含めて算定することも考えられる。

（2020 年度メインオークションの実績を参考とした一例）

kWh 価値	将来予測や過去実績を用いた市場価格と限界費用の差分（利益分）を基に算定
ΔkW 価値	過去の調整力公募実績を基に算定
非化石価値	非化石価値取引市場の過去約定価格に、供給計画ベースの発電量又は過去の発電量実績平均を基に算定
相対取引	過去実績を基に、単価と発電量を想定し算定

（４） 監視方法

① メインオークションにおける監視方法

（ア） 売り惜しみ（事前監視）

応札の受付期間開始までに、市場支配力を有する事業者を対象として、容量市場に応札しない電源のリスト及び応札しない理由の説明を求めるとともに、その根拠となる資料の提示を求める。

ただし、事前監視では、【５（３）監視対象行為（ア）「売り惜しみ」】の正当な理由①～④のいずれかに該当する場合は、当監視の対象外とする。

（イ） 売り惜しみ（事後監視）

応札の受付期間終了後に、市場支配力を有する事業者を対象として、容量市場に応札しなかった電源のリスト及び応札しない理由の説明を求めるととも

に、その根拠となる資料の提示を求める（事前監視において対象となった電源を除く。）。

また、容量市場に応札した電源について、応札容量が期待容量を下回る電源のうち、売り惜しみの可能性がある電源については、過去の稼働実績（3カ年分）の提示のほか、その理由の説明を求めるとともに、その根拠となる資料の提示を求める。

（ウ）価格つり上げ（事前監視）

応札の受付期間開始までに、市場支配力を有する事業者を対象として、基準価格²¹以上の応札価格になる見込みの電源については、当該価格の算定方法及び算定根拠についての説明を求める。

なお、当該監視で確認された価格を超える価格で応札した場合や、当該監視を受けず基準価格以上で応札した場合は²²、必要な手続きを踏まえた上で当該応札を取り消すこととする。

（エ）価格つり上げ（事後監視）

応札の受付期間終了後に、市場支配力を有する事業者を対象として、以下の電源については、応札価格の算定方法及び算定根拠についての説明を求める²³。

- ① 約定価格を決定した電源と、その上下2電源ずつ
ただし、市場分断が起きた場合は、分断されたエリア毎に該当する電源を抽出する。
- ② 市場支配力を有する事業者毎に、最も高い価格で応札した電源から3電源ずつ
ただし、約定価格以上で応札された電源に限る。
- ③ その他、監視主体が任意に抽出した電源
ただし、監視主体が価格のつり上げを行っている可能性があると判断した場合に限る。

（オ）監視スケジュール

監視スケジュールは、以下のとおり。

概要	スケジュール
1. 事前監視対象電源の情報提出期日	「X－2月●日」

²¹ 前年度のメインオークションにおける指標価格とする。

²² 電力・ガス取引監視等委員会は、事前監視で確認した価格を事業者へ通知し、応札の受付開始後、実際の応札データとの整合性を確認する。

²³ 市場支配力を有していない事業者の応札電源は原則として監視対象としないが、極めて限定的な状況(分断されたエリア毎の市場支配力を有する事業者の応札電源が全て約定価格未満である場合等)では、約定価格を決定した電源について監視対象となりうる。

2. 事前監視対象電源の応札価格上限の修正期日 ²⁴	「3 の数週間前」
3. 応札の受付開始日	「X 月●日」
4. 応札の受付終了日	「X 月●日」
5. 事後監視の実施期間	「4～6 の期間」 ²⁵
6. 約定結果の公表日	「Y 月●日」

② 追加オークション（調達オークション）における監視方法

（ア）売り惜しみ（事前監視）

応札の受付期間開始までに【5（2）市場支配力を有する事業者の定義

（ア）メインオークションにおける定義】のメインオークションにおける市場支配力を有する事業者として定義される事業者を対象として、容量市場に応札しない電源のリスト及び応札しない理由の説明を求めるとともに、その根拠となる資料の提示を求める。

ただし、事前監視では、【5（3）監視対象行為（ア）「売り惜しみ」】の正当な理由①～④（「メインオークション」の記載は「追加オークション」に読み替える）のいずれかに該当する場合は、当監視の対象外とする。

（イ）売り惜しみ（事後監視）

応札の受付期間終了後に、【5（2）市場支配力を有する事業者の定義

（ア）メインオークションにおける定義】のメインオークションにおける市場支配力を有する事業者として定義される事業者を対象として、容量市場に応札しなかった電源のリスト及び応札しない理由の説明を求めるとともに、その根拠となる資料の提示を求める（事前監視において対象となった電源を除く。）。

また、容量市場に応札した電源について、応札容量が期待容量を下回る電源のうち、売り惜しみの可能性がある電源については、過去の稼働実績（3カ年分）の提示のほか、その理由の説明を求めるとともに、その根拠となる資料の提示を求める。

（ウ）価格つり上げ（事後監視）²⁶

応札の受付期間終了後に、応札した全事業者（市場支配力を有しうる事業者）の以下の電源については、応札価格の算定方法及び算定根拠についての説明を求める。²⁷

²⁴ ただし、特段の事情がある電源を除き、「1」以降における、応札価格上限の修正は認めないこととする。

²⁵ なお、市場が分断した場合等の状況に応じて、「5」及び「6」の順序については変動する。

²⁶ 追加オークション（調達オークション）では「価格つり上げ」に関する事前監視は実施しない。

²⁷ 維持管理コスト以下で応札している場合は経済合理的な行動と判断し、価格つり上げには該当しないものとする。

1. 約定価格を決定した電源と、その上下2電源ずつ
ただし、市場分断が起きた場合は、分断されたエリア毎に該当する電源を抽出する。
2. 事業者毎に、最も高い価格で応札した電源から3電源ずつ
ただし、約定価格以上で応札された電源に限る。
3. その他、監視主体が任意に抽出した電源
ただし、監視主体が価格のつり上げを行っている可能性があるとして判断した場合に限る。

(エ) 監視スケジュール

監視スケジュールは、以下のとおり。

概要	スケジュール
1. 事前監視対象電源の情報提出期日	「X－1月●日」
2. 応札の受付開始日	「X月●日」
3. 応札の受付終了日	「X月●日」
4. 事後監視の実施期間	「3～5の期間」 ²⁸
5. 約定結果の公表日	「Y月●日」

(5) 監視結果

電力・ガス取引監視等委員会において、監視の結果、事業者から客観的かつ合理的な説明が得られない場合には、注意喚起を行う。また、売り惜しみや価格のつり上げが判明した場合には、必要な手続きを踏まえた上で、事業者名及び当該行為の内容を公表する。

監視の過程等においては、応札の受付終了日より後に、本来の水準よりも高い約定価格を形成してしまう事象を確認する場合が考えられる。仮に、応札の受付終了日後から約定結果公表前にこのような事象が確認された場合、電力・ガス取引監視等委員会は資源エネルギー庁に対して情報の共有を行う。そして、当該事象を発生させた事業者に対して応札の是正を、広域機関に対して是正された応札情報に基づく約定処理を求める。また、仮に、約定結果公表後にこのような事象が確認された場合、市場管理者たる広域機関と電力・ガス取引監視等委員会、資源エネルギー庁は協議を行い、その影響の大きさも考慮しながら対応を定めることとする²⁹。

さらに、特に公正を害する応札行為を防止するため、市場管理者たる広域機関は、募集要綱等に盛り込むペナルティについて検討を行う。例えば、一定期間の容量オークションへの参加制限、期待容量の評価引き下げ等が考えられ、資源エネルギー庁や電力・ガス取引監視等委員会と協議の上、適切な措置の検討を行う。

²⁸ なお、市場が分断した場合等の状況に応じて、「4」及び「5」の順序については変動する。

²⁹ 約定結果公表後に、本来の水準よりも高い約定価格を形成してしまう事象が確認された場合の対応としては、容量市場の運営に重大な問題を引き起こす行為があったとして容量確保契約を解約するケースが考えられる。ただし、容量確保契約の解除対象が非常に大きい場合など、容量確保契約の解約という手段が、必要な供給力を確保する観点から適切な対応とは言えない場合が想定される。

なお、監視のために供出事業者等から入手する算定根拠等の情報が、当該供出事業者等の競争情報に当たる場合には、非公開とすることが適切である。

6. リリースオークションにおける最低価格

(1) 最低価格設定の意義

リリースオークションにおいて応札価格に最低価格を設定しない場合、参加事業者ができるだけ低い応札価格でのリリースを目的として応札する可能性があり、容量拠出金が低減しないにもかかわらず容量市場のリクワイアメント対象外の電源等が発生する可能性がある。リリースオークションの開催意義のひとつである容量拠出金の低減を担保するために、一定水準以上の最低価格を設定する。

(2) 最低価格と応札時の取扱い

最低価格未満の価格で応札された場合、約定処理においてその応札を取り消すこととする。

最低価格(円/kW)＝容量市場メインオークション約定価格(円/kW)³⁰×60%

7. カーボンニュートラルとの整合性

(1) 非効率石炭火力のフェードアウトに向けた誘導措置

脱炭素化という世界的な潮流の中、資源の乏しい我が国において、エネルギー安定供給に万全を期しながら、2050年カーボンニュートラル社会をいかに実現していくかという、大きな課題に取り組んでいく必要がある。

このような趣旨を踏まえ、容量市場において、非効率石炭火力フェードアウトに向けた「誘導措置」を講じることとなった。この誘導措置の具体的な仕組みについては、下記のとおりである。

(ア) 対象電源の基準

設計効率が42%未満の石炭火力を、容量確保契約金額が減額される対象電源とする。

このとき、設計効率は建設時の計画値であり、毎年変動する混焼率や熱利用分は設計効率の算定外となる。

また、石炭火力とは、主燃料が石炭である発電所を表しており、例えば複数の燃料種を混焼している発電所において、石炭の割合が最も高い場合、石炭火力に該当することとなる。

³⁰ 設定基準の煩雑化を防ぐ観点から経過措置やマルチプライスでの約定価格は考慮しない。また、メインオークションにおいて市場が分断された場合は、その容量を提供する電源等が属するエリアプライス(円/kW)とする。

(イ) インセンティブ設計

誘導措置の対象電源については稼働抑制に対するインセンティブを付与するため、対象電源の一律の減額ではなく、実需給年度の設備利用率が50%以下の電源については減額無し、設備利用率50%超の電源の減額率を20%として、設備利用率の高低によって傾斜をつけていく仕組みとする。

このとき、設備利用率は、需給逼迫時のリクワイアメントに応じて稼働や市場応札等を行った場合も考慮して、「年間設備利用率[%] = (メーター値(送電端) [kWh] - メーター値(需給逼迫時の送電端発電量) [kWh]) / (契約容量 [kW] × 8,760[h])」で算出される。

(2) 誘導措置の対象電源の確認方法

減額の対象電源の特定のため、発電事業者は電源情報等登録時に、減額対象ではない電源(設計効率42%以上)の設計効率と証憑書類を広域機関に提出し、減額対象ではないことを証明する必要がある。

このとき、設計効率の定義としては、「設計効率(建設時の計画値) = タービン効率 × ボイラー効率 × (1 - プラント損失率)」で算出される数値とする。

また、証憑書類の要件としては、以下のとおりである。

- ① 発電事業者以外が設計効率の数値を担保していること
- ② 発電事業者が提出する設計効率と同じ数値が書類中に記載されていること
- ③ 当該設計効率がどの発電所のものであるか、特定されていること

(ア) 設計効率を示す証憑書類が存在する場合

上記の証憑書類を保有する発電事業者は、「容量市場メインオークション募集要綱」に従い、広域機関に書類等を提出する。証憑書類は機微情報を含むため、証憑書類の要件以上の情報については黒塗りとすることも可能である。

(イ) 設計効率を示す証憑書類の提出が困難な場合

タービンとボイラーを別メーカーから購入しており、性能試験結果報告書が機器別に発行されている場合、各機器効率の証憑書類は存在するものの、プラント全体の設計効率を示す証憑書類の提出は困難となる。こうした場合には、広域機関による「容量市場メインオークション募集要綱」の公表後、電源等情報登録までに、資源エネルギー庁が事業者からの相談を受けて、設計効率の計算過程等の妥当性を確認する。相談を要する事業者は資源エネルギー庁の窓口(電力・ガス事業部電力基盤整備課)に連絡を取ることで、資源エネルギー庁による確認プロセスが開始される。確認プロセスに係る事項は以下のとおりである。

① 妥当性の確認方法

上記(2)のとおり、設計効率は、「設計効率(建設時の計画値) = タービン効率 × ボイラー効率 × (1 - プラント損失率)」で定義されるが、発電

事業者が設計効率を示す証憑書類を提出することが困難な場合においては、以下の書類の提出を求める。

- ・タービン効率（計画値）やボイラー効率（計画値）については、上記「証憑書類の要件」を満たす書類を提出。
※「証憑書類の要件」を満たす書類としては、例えば、当該事業者以外がタービン効率やボイラー効率の数値を保証している性能試験結果報告書等が考えられる。
- ・プラント損失率については、より実態に近い数値として、建設時に行う性能試験において計測された実測値を使用することとし、当該数値を確認可能な書類を提出。
- ・上記、設計効率の定義に基づき算出された設計効率の数値を示す書類を提出。

特にプラント損失率については技術的な内容を含むため、資源エネルギー庁は、必要に応じて発電事業者に対して説明を求めることとする。このとき、当該事業者が説明を拒否する等、説明の場が調わない場合は、妥当性の確認が完了しない。

② ①妥当性の確認証明

資源エネルギー庁は、発電事業者から提出された設計効率の計算過程等の妥当性が確認できた場合、その設計効率を確認した旨を当該事業者に通知する。また、当該事業者は、本通知を証憑書類として、電源等情報登録時の添付書類として広域機関に提出する。

（ウ） 実需給年度までに設計効率に変更がある場合

応札年度以降にタービンの設備改造を実施する等の理由で、将来的に設計効率が変わる計画を持っており、設備改造等による効率向上で誘導措置の対象電源から外れる（設計効率42%以上となる）場合は、「容量市場メインオークション募集要綱」に従い、電源情報等登録時に事前申請を行う。

※この時の設計効率の算出方法は、下記（ウ）①を参照。

この場合においては、設備改造等後の設計効率の妥当性の確認が必要となるため、タービン或いはボイラーの設備改造等を完了した時点で、発電事業者は、すみやかに資源エネルギー庁に連絡を取るものとする。

その後、資源エネルギー庁は当該事業者の相談を受けて妥当性の確認を完了し、当該事業者は、実需給年度開始前までに、広域機関にその証憑書類等を提出することとする。確認プロセスに係る事項は、以下のとおり。

① 妥当性の確認方法

上記（２）のとおり、設計効率は、「設計効率（建設時の計画値）＝タービン効率×ボイラー効率×（１－プラント損失率）」で定義されるが、発電事業者が設計効率を示す証憑書類を提出することが困難な場合においては、以下の書類の提出を求める。

- ・タービン効率（計画値）やボイラー効率（計画値）については、上記「証憑書類の要件」を満たす書類を提出。ただし、設備改造の場合、改造した設備は改造後の機器効率（計画値）を使用し、改造していない設備は建設時の機器効率（計画値：前項（イ）①と同様の数値）を使用。
※「証憑書類の要件」を満たす書類としては、例えば、当該事業者以外がタービン効率やボイラー効率の数値を保証している性能試験結果報告書等が考えられる。
- ・プラント損失率については、より実態に近い数値として、建設時に行う性能試験において計測された実測値を使用することとし、当該数値を確認可能な書類の提出
- ・上記、設計効率の定義に基づき算出された設計効率の数値を示す書類の提出

資源エネルギー庁は、必要に応じて発電事業者に対して説明の機会を設定することとする。このとき、当該事業者が説明を拒否する等、説明の場が調わない場合は、妥当性の確認が完了しない。

② 妥当性の確認証明

資源エネルギー庁は、発電事業者から提出された設計効率の計算過程等の妥当性が確認できた場合、設計効率を確認した旨を当該事業者に通知する。また、当該事業者は、実需給年度開始前までに、広域機関にその証憑書類等を提出する。

8. 発電事業に要する費用の適切な情報開示

特に大規模な発電事業者（保有する発電設備の容量が合計 200 万 kW を超える発電事業者）は、電気事業会計規則第三条の二の規定及び同規則別表第三に基づき、発電事業営業費用明細表等の作成が求められるとともに、「地域や需要家への安定的な電力サービス実現に向けた市場リスクマネジメントに関する指針」（以下「リスクマネジメントガイドライン」という。）では、この概要を、競争上不利益にならない範囲において、決算報告後、速やかに公表を行うことが望ましいとされている。

容量市場は、小売電気事業者等から支払われる容量拠出金を原資として、広域機関が必要な供給力をオークションを通じて調達し、発電事業者に対して容量確保契約金額の支払いが行われる制度であることを踏まえれば、特に大規模な発電事業者においては、容量確保契約金額についての適切な情報開示が重要であると考えられる。

このため、リスクマネジメントガイドラインに基づく発電事業営業費用明細表等の概要の公表に当たっては、2024 年度以降のその明細表において、容量確保契約金額を注記として付記することにより、発電事業に要する費用の額と当該収入金額を比較可能な形で公表することが望ましい。

2.2. 予備電源

(1) 背景

予備電源は、緊急時にも必要な供給力が確保されるよう、一定期間内に再稼働(立ち上げ)が可能な休止電源を維持する枠組みである。予備電源の検討に至る経緯は次のとおりである。

2022 年 3 月に生じた東京エリアの電力需給ひっ迫を受け、想定が困難な需要への対応、大規模な電源脱落、想定外の市場退出など、容量市場において想定されていない事象が発生し、追加の供給力確保を行う必要が生じた際に、休止中の電源を稼働させることで、供給力不足を防ぐことを目的として、本作業部会及び電力・ガス基本政策小委員会において議論が始まった。

休止電源を維持する必要性については、①供給力不足の際に稼働電源として確保するオークション・公募等への応募や、電源の休廃止は各発電事業者の判断によるものであり、緊急時に備えた休止電源が維持される保証は無いこと、②2024 年度から容量市場が開始された際、容量市場が想定していない事象においても、供給力対策が必要となった場合の電源を確実に確保する必要がある、といった点である。

(2) 予備電源の位置づけと役割

① 予備電源と供給力との関係

前述のとおり、予備電源は、大規模災害等による電源の脱落等が発生し追加の供給力確保を行う必要に備え、その将来稼働させることができる状態で電源の休止状態を維持することとなる。

大規模災害等、容量市場が想定していないような事象は、その発生を予測することが非常に難しい、言わば「外れ値」ともいえるような事象といえる。こうした容量市場からの「外れ値」ともいえるようなリスクに対して、電源を供給力として常に稼働可能な状況に維持しておくことは、社会コストを上昇させることに繋がり兼ねないと考えられるため、原則容量市場において確保される供給力の外数として、休止電源として予備電源を手当てすることが必要とされた。したがって、予備電源それ自体は供給力とならないが、供給力が不足した際に開催されるオークション・公募等で落札し、稼働に至ることで供給力の内数となる、いわば「準供給力」との位置づけとなる。

② 予備電源と容量市場外の供給力との関係

また、電力・ガス基本政策小委員会では、今後の必要供給力と容量市場の関係について 2023 年 3 月より議論が行われた。2022 年 3 月の東京エリアにおける電力需給ひっ迫を受けて、供給信頼度評価に織り込む厳気象対応等について見直しが進められ、容量市場において安定供給に必要な供給力が一定程度増加する見込みとなった。他方、容量市場への参加が任意とされ、容量市場に参加せずに稼働する電源等もある中、増加する必要

このように、容量市場外の供給力を一定量容量市場の調達量から控除する場合、当該供給力については、容量市場のリクワイアメントのように制度的な裏付けがないため、供給力とまらないリスクも相対的に高くなり、こうした必要供給力を満たすことができなくなるリスク¹も考えられる。このため、前述のような大規模災害等の容量市場が想定していない事象への備えという基本的な役割(参考図 2.2-1 における A)に加えて、必要供給力と容量市場の調達量との差分に対するリスクに対する保険的な位置づけとして、実需給近傍の供給力を補完する役割(参考図 2.2-1 における B)も予備電源で担うこととされた。

必要供給力と容量市場における調達量、予備電源の関係（イメージ）

必要供給力

容量市場 メインオークション調達分

追加分

予備電源（必要供給力の外数として確保）

A: 大規模災害等の容量市場が想定していない事象への備え

B: 必要供給力と容量市場調達量の差分に対する保険的な位置づけ

4年前

2～3年前

1年前

～実需給

大規模災害等

33

2024 年度からは容量市場での実際の受渡が開始され、日本全体で必要な供給力が確保されることになる。そのため、個々の発電事業者においては、容量市場のメインオークションで落札しなかった場合に、当該電源の休廃止が判断されることになると思われる。

¹ 例えば、容量市場外の電源がトラブル等により休廃止となり、容量市場外の供給力が当初の想定よりも少なくなることで、必要供給力全体が不足するような状況が考えられる。

供給力の確保に影響を及ぼすことが懸念される。そこで、本制度の対象電源は、容量市場において 2 年連続で不落札または未応札の電源とした。容量市場の当落と予備電源の対象との関係は、参考図 2.2-2 のとおり。

なお、一度予備電源となった電源であっても、後掲する制度適用期間の終了後に、再度予備電源として応募・調達できることとしたほか、予備電源の対象となる単位は、ユニット単位とした。

(参考図 2.2-2) 予備電源対象となる電源と容量市場との関係

N年度向け容量市場	N+1年度向け容量市場	N年度予備電源対象
不落札	不落札	○
未応札	未応札	○
不落札	未応札	○
未応札	不落札	○
落札	不落札または未応札	×
不落札または未応札	落札	×

(4) 電源の立ち上げ(再稼働)

① 立ち上げ期間

予備電源は、大規模災害等により供給力の確保が求められる場合において、一定期間内での立ち上げを求めるものである。他方で、予備電源の対象となる休止予定または休止中の電源(特に高経年火力)は、設備の老朽化等の状況によっては、稼働させるにあたって大規模な修繕を要する場合がある。例えば、ボイラーやタービンといった重要部品の修繕や入れ替え等が必要な場合は調達に 1 年以上要することも考えられる。このように修繕等に長期間を要する予備電源は、修繕等の工事の大半を事前に完了していないと、kW 公募のように数ヶ月程度の短期間で立ち上げを求められた場合には対応できないこととなる。

また、予備電源には、数か月での短期的な対応が求められる場合と、1 年程度の長期的な対応で問題ない場合など、立ち上げ期間に幅があると考えられる。ただし、すべての予備電源が短期的な立ち上げに対応できるようにした場合、事前に必要な定期点検・修繕等を済ませる必要があるほか、維持管理に関しても稼働電源と近い水準で行う必要があるなど、稼働電源並みにコストがかかってしまう可能性や、発電所の設備状況により立ち上げ期間が異なるという実態もある。

そのため、予備電源制度では、必要な定期点検や修繕等を事前に済ませておくことで、短期(3か月程度を念頭)での立ち上げを想定する電源と、立ち上げが決まった後に必要な修繕等を行い、長期(10 か月～1 年程度を念頭)での立ち上げを想定する電源の区分に分ける形を基本とした。参考図 2.2-3 に予備電源の立ち上げに要する期間を示す。

ここで、立ち上げ期間の長短と予備電源の役割の関係を整理すると、参考図 2.2-1 の B

に当たる予備電源は、実需給近傍の供給力を補完するものとして、追加オークション実施後の状況変化に対応すべく、実需給に近い段階で立ち上げの判断を求められるため、短期立ち上げの予備電源を充てることとした。

また、大規模災害等の容量市場が想定していない事象への備えとしての予備電源（参考図 2.2-1 の A）は、長期立ち上げの予備電源を充てることとした。ただし、実際に大規模災害等で供給力が不足した場合にはあらゆる電源を活用して安定供給を確保する必要があるため、状況によっては短期立ち上げの予備電源の活用も考えられる。

なお、長期立ち上げの予備電源について、本作業部会において、委員やオブザーバーから「2022 年 3 月の福島県沖地震を見るに、被災電源の復旧に要した時間は最長でも 8 カ月くらいであるため、立ち上げに 1 年要する予備電源は本当に必要なのか。」「大規模災害時は供給力だけでなく需要も下がる可能性が高く、需要の減少と供給力の復活の時系列を整理すべきではないか。」といった意見があった。そこで、東日本大震災後の夏季・冬季の需給見通しを見ると（参考図 2.2-4）、震災から 1 年以上経過した高需要期において、緊急設置電源の設置や長期計画停止電源の運転再開がなければ、予備率 3%の確保が困難となっていた可能性がある。大規模災害発生時等を想定した場合、需要の減少量や、供給力・需要の回復にかかる期間を予断を持って見積もることは困難であるが、東日本大震災の時の例を踏まえると、発生から 1 年程度経った時点であっても、長期立ち上げ予備電源を活用し得ると考えられる。

（参考図 2.2-3）予備電源の立ち上げに要する期間

立ち上げ期間	短期（3か月程度）	長期（10か月～1年程度）
立ち上げ作業	- 修繕等の大半を休止期間中に実施する必要 - 最低限の作業期間で立ち上げ	- 定期点検（又は定期点検相当の精密点検）は立ち上げ時に実施 - 点検を受け設備の補修等が必要な場合は実施した上で立ち上げ - 腐食状態にもよるため期間等の不確実性が高い
立ち上げ費用	起動確認が中心であり、コストが低い	定期点検や補修に長期間を要し、コストが高い
維持費用	維持管理を稼働電源と近い水準で行うため、稼働電源並みにコストがかかる	定期点検や補修の期間中、稼働電源と同水準までの維持管理は不要なため、コストが低い
予備電源の役割	- 必要供給力と容量市場の調達量との差分に対するリスクに対する保険的な位置づけ - 大規模災害等の容量市場が想定していない事象への備え	大規模災害等の容量市場が想定していない事象への備え

(参考図 2.2-4) 東日本大震災後の需給見通しの推移

	2011年度 夏季		2011年度 冬季		2012年度 夏季		2012年度 冬季		2013年度 夏季	
	東京	東北	東京	東北	東京	東北	東京	東北	東京	東北
需要想定(万kW)	6,000	1,480	5,150	1,390	5,520	1,434	5,050	1,408	5,450	1,441
供給力(万kW)	5,470	1,382	5,457	1,342	5,771	1,475	5,428	1,505	5,813	1,520
予備率	-8.8%	-6.6%	6.0%	-3.5%	4.5%	2.9%	7.5%	6.9%	6.7%	5.5%
緊急設置電源及び運転再開した 長期計画停止電源(万kW) ※実需給時の合計	216	40	258	44	346	138	346	138	302	138

【出所】次の資料に基づき資源エネルギー庁作成

・「西日本 5 社の今夏の需給対策について」(平成23年7月20日 電力需給に関する検討会合)

・「今冬の電力需給対策について」(平成23年11月1日決定、平成23年11月24日改正 電力需給に関する検討会合) ※1月の需給バランスの値を記載

・「需給検証委員会報告書」(平成24年5月 エネルギー・環境会議/電力需給に関する検討会合 需給検証委員会)

・「需給検証委員会報告書」(平成24年11月 電力需給に関する検討会合/エネルギー・環境会議 需給検証委員会) ※1月の需給バランスの値を記載

・「2013年度夏季の電力需給対策について(概要)」(平成25年4月26日 電力需給に関する検討会合)

・緊急設置電源及び運転再開した長期計画停止電源は、業界とアラインを基に作成。(夏季または冬季の間年中に営業運転開始等した電源であっても、当期間の電源としてカウント)

(注1) 実需は、節電要請による需要減や、検証時に計上しなかった供給力の積み上げ等により、最大需要日においても需給ひっ迫は回避された。

(注2) 参照した出所資料には以下の要素が含まれている。

・全ての年度において、エリア需要(=流通対応需要)ではなく、自社小売需要(=電源対応需要)に対する想定値。かつ、発電端1日最大電力である。

・2011年度夏季・冬季の想定値は、2010年度発電端1日最大電力実績値であり、震災以降の需要減(定着節電)影響を織り込んでいない。

・2012・2013年度夏季想定値は、2010年度並み経済を前提とした上で2010年度以降の定着節電・経済影響を考慮した想定値

・2012年度冬季想定値は、2011年度並み厳寒を前提とした上で2010年度以降の定着節電・経済影響を考慮した想定値

② 立ち上げプロセス

参考図 2.2-3 のとおり、予備電源は休止状態を維持して必要に応じて再稼働するものであり、予備電源の調達と、その再稼働(立ち上げ)は別プロセスとすることとした。想定される立ち上げプロセスとしては、現行の供給力公募(kW 公募)や容量市場の追加オークションが考えられる。追加オークションについては、実需給の前年度の春頃に開催を判断の上実施されることから、落札した場合は 10 か月～1 年程度での立ち上げを求められる。また kW 公募に対応するためには、立ち上げ決定後、3 か月程度で立ち上げを行う必要がある。

これを踏まえると、短期立ち上げの予備電源の立ち上げプロセスとしては、現状では kW 公募が該当する。今後、電力・ガス基本政策小委員会における供給力確保策の議論を踏まえ、今後も検討を進めていく。

長期立ち上げの予備電源は、立ち上げまで 1 年程度を想定しているため、スケジュールの観点では容量市場の追加オークションでの活用が考えられる。なお、短期立ち上げの予備電源は、必要に応じて修繕や点検等を事前に行うため、立ち上げ自体に要する費用が相対的に少なくなり、追加オークションに応札した場合に競争力を有することになりかねない。そのため、追加オークションへの応札は、基本的に長期立ち上げの予備電源とすることとした。なお、予備電源の中には追加オークションの上限価格を超えるものもあると考えられるが、追加オークションで上記の取扱いをしてもなお、上限価格における調達量を満たせない場合の扱いについては、今後別途議論することとした。

また、容量市場に関しては、2021 年度(実需給 2025 年度)以降のメインオークションでは調達量から H3 需要の 2%分を控除し、追加オークションで調達することとしている。入札参加機会を与えることで、メインオークション後に稼働する電源等の予見性を高め、電源の新陳代謝を促す観点からは、予備電源が参加することは基本的には望ましくないと考えられ

るため、メインオークションから追加オークションまでの間に約定電源の退出が進むなど、追加オークション前の供給力確保量と、追加オークションでの目標調達量の差分が、H3 需要の 2%分を上回っている場合に限り、長期立ち上げの予備電源の入札を可能とすることとした。

また、大規模災害等によって稼働電源の多くに損傷が生じてしまい、供給力不足が顕在化した場合など、立ち上げプロセスの手続きを待てないような事態においては、資源エネルギー庁や制度実施主体からの立ち上げ要請に応じて稼働を行うこととするが、そのプロセスの詳細については別途検討を行う。

(5) 調達

① 調達エリア

大規模災害等の容量市場が想定していない事象が生じた場合でも必要な供給力を確保するという本制度の趣旨を鑑みると、予備電源が一定のエリアに集中することも望ましくない。他方で、既存の高経年火力など、予備電源の候補となる電源は限られており、エリアを分割して調達を行った場合は、エリアによっては調達量の不足が生じてしまったり、募集量が極めて少なくなってしまうことが考えられる。

容量市場では、全国から電源を募集し、供給信頼度が不足するエリアについては全国での約定処理とは別に落札電源を決定する仕組みとなっている。予備電源制度も、大規模災害等の容量市場が想定していない事象が生じた場合に、必要な供給力を確保するという趣旨を鑑みると、広域における調達が望ましいと考えられる。他方、全国規模だと予備電源が一定のエリアに集中するおそれがあるほか、系統運用、連系線制約、分断等の状況を考慮してエリアを区分することも考えられる。

以上を踏まえ、予備電源制度においては、東エリア（北海道、東北、東京）と西エリア（中部、北陸、関西、中国、四国、九州）に分けることを基本として検討を進めることとした。なお、対象エリアについては、予備電源制度の開始以降、調達状況や高経年火力の立地の状況等を踏まえ、適宜見直すこととした。

② 制度適用期間

制度適用期間の検討に当たっては、予備電源の性質やその目的の実現、社会的コストを低減する観点を考慮すべきである。他制度を例にとると、容量市場では、オークションを毎年開催することから契約期間が 1 年に設定され、長期脱炭素電源オークションでは、中長期的に脱炭素電源への新規投資を促していく観点から、制度適用期間を基本的に 20 年としている。

制度適用期間は必要以上に長くなると、休止期間の長さゆえに設備の劣化が生じやすくなり、維持作業の内容にもよるが、立ち上げコストが高くなり、立ち上げに要する期間も不確実になると考えられる。

また、電気事業法で定められた定期検査のタイミングと重なる場合、検査に対応するコストも必要になるため、対象期間内の定期点検の有無により維持・立ち上げコストが大きく異なる。一般に、火力発電設備の定期点検は、事業者により異なるが、例えば蒸気タービンについては4年または6年周期となっている。

他方で、制度適用期間を短くしすぎた場合(例:単年度)、毎年の予備電源募集の量やコスト、事業者における設備維持の人員確保等に当たっての予見性が低くなる懸念がある。加えて、本制度の対象電源は容量市場において2年連続で不落札または未応札の電源としたため、少なくとも2年間は容量市場における供給力に計上されないため、制度適用期間は少なくとも2年以上とすることが整合的と考えられる。

以上を踏まえ、本制度の制度適用期間は2年間または3年間を基本として、検討を進めていくこととした。ただし、「定期点検周期を参考に」といった意見もあったところ、個別電源によって定期点検の期限が訪れるタイミング等が異なることから、個別電源によって最適な運用が異なることから、制度適用期間については柔軟性を持たせることとした。

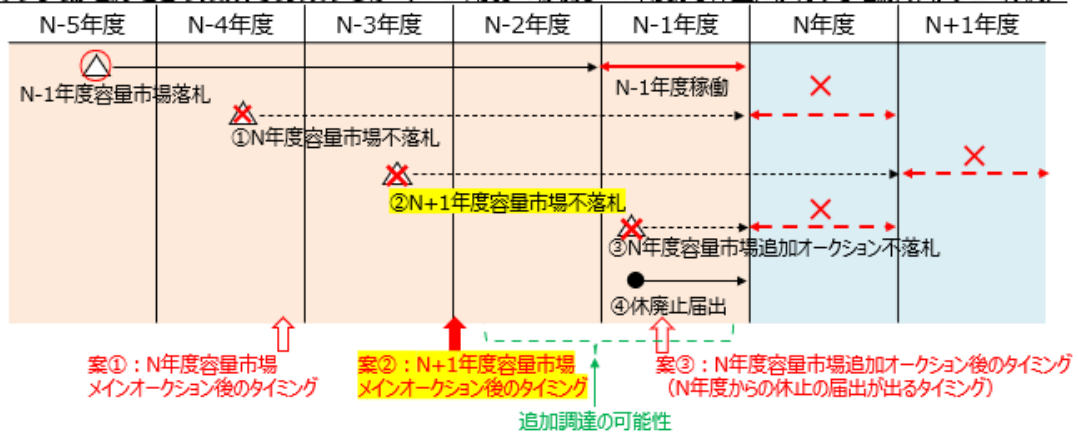
③調達タイミング

本制度における調達タイミングの検討に当たっては、容量市場の実施スケジュールを考慮する必要がある。候補として、案①:N年度容量市場メインオークションの約定結果公表後、案②:N+1年度容量市場メインオークションの約定結果公表後、案③:N年度容量市場追加オークションの約定結果公表後、が考えられる(参考図2.2-5)。

まず案①とすると、対象電源の条件を満たす電源が存在し得ない。また、案③は調達から予備電源となるまでの期間が1年未満となり、電源の調達・決定・契約・予備電源化に向けた準備等に要する時間を考えると、実需給を迎えるまでの期間が短すぎるおそれがある。以上を踏まえ、2年連続容量市場で不落札または未応札となった電源をスムーズに調達する観点や、予備電源化までの準備作業等の期間を十分に設ける観点から、原則として案②:N+1年度実需給向けメインオークションの約定結果公表後に調達することとした。ただし、予備電源の調達量が不足した場合や電源の差し替えが起こる可能性をふまえ、N+1年度の約定結果公表後であっても、必要に応じて追加的に予備電源を調達できることとした。なお、制度開始年度については、2026年度までのメインオークションを終えていることを鑑み、別途議論することとした。

(参考図 2.2-5) 予備電源の調達スケジュールフロー

N年度の予備電源をどの段階で募集するか (N-1年度まで稼働し、N年度から休止に移行する電源のスケジュール例)



④調達量

予備電源の調達量は、必要供給力や容量市場における調達量を考慮することが考えられる。また、上述のとおり立ち上げ期間の長短によって、電源の維持や立ち上げにかかるコストや、必要な定期点検や修繕等のタイミングが異なることから、調達量は立ち上げ期間ごとに検討する必要があると考えられる。

まず、短期立ち上げの予備電源について、(2)②で述べたとおり、必要供給力と容量市場における調達量との差分の一部を保険的にカバーするという考えから、その調達量の議論がなされた。その位置づけを踏まえると、必ずしも容量市場における控除量全量に相当する予備電源を確保する必要はない。容量市場での議論(2.1.(4)参照)では、調達量からの控除量として 120 万 kW とされたが、例えばその約半分とすると、約 60 万 kW となる。ただし、予備電源は東西それぞれで確保することや、短期立ち上げの予備電源は大規模災害等が発生した場合でも活用し得ることを踏まえると、短期立ち上げの予備電源は、100～200 万 kW 程度を調達することとした。

次に、長期立ち上げの予備電源について、大規模災害時等の備えという位置づけを鑑み、2022 年の福島県沖地震の事例に加え、東日本大震災においては緊急設置電源として約 400 万 kW が設置されたことや、稀頻度リスクが H3 需要の 1%であることも踏まえると、300～400 万 kW 程度(H3 需要の 2～3%程度)を調達することも考えられる。ただし、先に述べたとおり、短期立ち上げの予備電源も大規模災害時に活用し得ることを見込み、長期立ち上げの予備電源は 200～300 万 kW 程度を調達することとした。

⑤調達方式

予備電源の調達に当たっては、その候補となる電源及び募集量が(容量市場等に比べて)限定的となること、個別電源ごとに、必要となる定期点検や修繕、立ち上げ時の燃料調達等の状況が大きく異なることに留意しつつ、社会的コストを可能な限り低減させる必要が

ある。そこで調達方式として、オークション(価格評価)方式だけでなく、一定の価格規律を大前提としたうえで、価格以外の観点も含めて評価を行う事業者提案(総合評価)方式、随意契約(相対契約)方式も案として検討した(参考図 2.2-6)。

オークション方式は、価格で一律に評価するため、他の方式と比べコストを抑えられるが、電源ごとの事情を考慮・評価できないおそれがある。事業者提案(総合評価)方式は、電源ごとの事情を考慮・評価しやすいが、評価基準の設定や事業者との調整など審査コストが高くなる可能性がある。随意契約は、事業者提案(総合評価)方式以上に個別電源の実態に即しやすいものの、プロセスの透明性確保が課題となる。

本作業部会での議論において、特にオブザーバー(発電事業者)から、立ち上げ費用や期間など、価格以外の要素で電源ごとに異なる事情が多くあるため、事業者提案(総合評価)方式は検討に値するといった意見があり、委員からも事業者提案(総合評価)方式もひとつの有力な手法である旨の意見があった。そこで、高経年火力等の状態が個別に大きく異なること、対象となり得る候補電源が限られているという状況の中、社会コストを低減させつつ柔軟に調達する観点から、事業者提案(総合評価)方式を基本とすることとした。

(参考図 2.2-6) 調達方式の比較

	オークション(価格評価)方式	事業者提案(総合評価)方式	随意契約(相対契約)
採用例	容量市場等	スマートメーターの通信方式等	2022年度冬季kW公募落選案件の契約等
参加者	参加資格があればどの電源でも可	参加資格があればどの電源でも可	制度実施主体との交渉で決定
調達電源の決め方	- 参加者は、リクワイアメントを満たす電源について、適切な価格で応札。 - 募集量を満たすまで、安い価格で応札した電源から落札	- 参加者は、リクワイアメントを満たす範囲内で、予備電源になるにあたってのいくつかの条件を提案する形で応札。 - 提案価格と提案内容を総合的に勘案し、落札電源を決定	制度実施主体と参加者の相対交渉により、電源を決定
メリット	- 価格指標性が高いため、わかりやすく競争性が担保され、費用最小となる電源を調達できる。 - 必要な費用を低く抑えられるほか、決定方法も明快。 - 一律でリクワイアメントを定めるため、落札電源の同質性が保たれる。	- リクワイアメントは詳細に至るまでは規定せず、事業者提案事項を詳細の契約事項とするため、個別電源の実態に即した柔軟な調達が可能。 - 価格指標性は低いですが、一定の競争性が担保される。	個別電源の実態にも即した形で、予備電源を確実に調達できる。
デメリット	- リクワイアメントを満たすことができない場合、その電源は応札することができない。 - 価格のみで評価を行うため、個別電源の事情等を考慮することができない。	- オークション方式に比べ、費用は最小の組合せとならない可能性もある。 - 参加事業者には提案書作成の事務コストが発生する。また、実施主体での審査のコストも発生する。 - 提案内容を総合的に勘案するため、オークション方式と比べて調達電源決定に時間を要す可能性が高い。	- 競争性が担保されず、コスト最小の組み合わせとならない可能性もある。 - 電源の決定プロセスが不透明。 - 契約事項を電源ごとに調整する必要性が高いため、事務コストが増えるおそれがある。

具体的な評価項目は、価格評価(予備電源としての年間コスト及び想定立ち上げコスト)と、価格以外の評価(事前に必要な修繕の有無とその内容、想定事故率等)に大別されると考えられる。具体的な評価項目は参考図 2.2-7 に示す。また、このような電源個別の事情に加えて、予備電源全体を見て判断すべき要素(燃料種や全体の電源立地のバランス等)からも評価することとし、事業者提案(総合評価)方式においては上記のようなバランスの観点を特に重視して評価することとした。

なお、事業者提案(総合評価)方式における事業者選定に当たっては、直接は評価の対象とはならないものの、その他の申請項目として事業者からの提出を要するものも考えら

れる。例えば、立ち上げ期間の短期／長期や、制度適用期間(2年間または3年間を基本)については、事業者からの提案に委ねることで、個別電源の点検・修繕、燃料調達等の実態に即した電源調達が可能になるとも考えられる。これらの情報は、その長短により予備電源としての優劣があるものではないと考えられるが、予備電源の決定にあたっては重要な情報となるため、提出を求めることとする。加えて、短期立ち上げ・長期立ち上げの双方での応募や、年度単位以外の期間での応募等も広く認めることで、全体として調達の最適化を図ることも可能と考えられる。

また、燃料種に関しては、予備電源制度の主な候補となる高経年火力は LNG が中心と考えられることや、電力・ガス基本政策小委員会における今後の火力ポートフォリオの構築に関する議論²を踏まえ、制度開始時点においては、石油火力を優先的に確保していくこととした。その際、石油のサプライチェーン維持を含めた燃料確保の課題、及びその解決策についても、電力・ガス基本政策小委員会での議論も踏まえ、引き続き検討することとした。加えて、非効率石炭火力に対しても、電力・ガス基本政策小委員会での議論も踏まえ、そのフェードアウトを進めていく観点から、安定供給を大前提に、予備電源の調達時に評価することとした。

なお、毎年度の募集にあたり優先的に採択する燃料種、エリア、加えて毎年度の募集量等、その年の予備電源の調達方針を毎年度作成し、国の審議会で示していくことで、適切な調達を図ることとした。

(参考図 2.2-7) 事業者提案(総合評価)方式における評価項目のイメージ

	評価項目	具体的な評価のポイント
価格評価	・ 予備電源としての年間コスト(休止維持コスト等)(円/kW・年)	
	・ 立ち上げコスト(円/kW)	
価格以外の評価	・ 事前に必要な修繕・補修	・ 修繕等が必要な項目の有無、その内容 ・ 修繕等に必要な期間(工程表等により判断) ・ 修繕等のため、発電できない期間の有無、その期間
	・ 休止中の作業等	・ 休止中の人員配置計画、設備維持の計画等が立てられているか
	・ 立ち上げに伴う作業等	・ 立ち上げに必要な期間 ・ 立ち上げ後の燃料調達に懸念や制約はあるか ・ 立ち上げが決定した後円滑に作業・人員配置等を行えるか
	・ 想定事故率	・ トラブル(設備故障等による計画外停止、出力低下等)のリスク
重視して評価	・ 制度全体のバランスの観点	・ 燃料種のバランスや全体の電源立地のバランス

² 石油火力は、これまでピーク電源として活用されてきたほか、東日本大震災後の供給力不足時に最大限活用されるなど、平時は低い稼働率ながら、緊急時における安定供給の「最後の砦」としての役割を果たしてきた。石油火力は、内航船の制約等のサプライチェーン上の課題もある一方、燃料のエネルギー密度が高く、備蓄制度が整備されているなど、エネルギーセキュリティの観点から重要な価値を有することから、基本政策小委員会においては、石油火力については、今後も一定の設備容量(kW)を確保することを目指すこととされた。

(6) リクワイアメント・ペナルティ

上述のとおり、予備電源制度と立ち上げは別プロセスとしたことを鑑み、予備電源に対しては、供給力不足が見込まれた際に開催されるオークション・公募等（立ち上げプロセス）へ応札することを基本的なリクワイアメントとした。したがって、合理的な理由なく立ち上げプロセスに応札しなかった場合、ペナルティとして、本制度で手当てされた費用の一部の還付を求めることとした。

ただし、(4)②で述べたとおり、長期立ち上げの予備電源については、追加オークション前の供給力確保量と、追加オークションでの目標調達量の差分が、メインオークション時の H3 需要の 2%分を上回っている場合に限り、追加オークションへの入札を求めることとした。

また、大規模災害等によって稼働電源の多くに損傷が生じてしまい、供給力不足が顕在化した場合など、立ち上げプロセスの手続きを待てないような事態においては、資源エネルギー庁や制度実施主体からの立ち上げ要請に応じる旨のリクワイアメントとすることが考えられる³。

予備電源は、基本的に供給力不足が生じていない際には稼働することを想定していないため、後掲する対象費用も休止状態の維持等に必要なコストを手当てする方針とする。したがって、供給力不足が生じていない際に稼働することを認めた場合、制度趣旨に反するだけでなく、売電等による他市場収益が発生することとなる。そこで、後掲する制度適用期間中は休止状態を維持し続けることを、リクワイアメントとして明示的に求めることとした⁴。また、このリクワイアメントに対応するペナルティとしては、立ち上げプロセスによらずに稼働した場合、得られた他市場収益を還付することとした。

予備電源の調達において、立ち上げ時まで含めた社会コストを低減させるという観点から、予備電源としての休止維持コスト等に加え、想定立ち上げコストについても評価することとしたことから、想定立ち上げコストに関するリクワイアメントについても検討を行った。立ち上げコストが実際に発生するのは立ち上げプロセスで落札した場合のみであり、事業者に支払われる価格も、立ち上げプロセスにおける応札価格が基本となる。このため、事業者提案（総合評価）方式により予備電源の募集を行う場合、予備電源としての応募を行う時点と、実際に立ち上げプロセスに応募する時点が異なることから、不適切な事業者行動として、予備電源の募集時に根拠無く低い価格を提示することにより高い価格評価を得る一方、立ち上げプロセスにおいて高価格で応札するような行動が考えられる。そこで、予備電源を適正に調達するという観点から、予備電源応募時に提示された想定立ち上げコストの信頼性を確保すべく、

³ オブザーバからは、緊急時の立ち上げ要請に優先的に応じることは一定の合理性があるが、その旨をリクワイアメントとすると、緊急時に電源を確保する蓋然性は上がるが、ペナルティリスクを回避する観点から事業者から十分な応札を得られないおそれがあるため、ペナルティを伴うべきか検討いただきたい、との意見もあった。この点も踏まえて今後詳細を検討していく。

⁴ ただし、立ち上げが決定した場合、立ち上げ作業から稼働終了までの期間はリクワイアメントから除く。

立ち上げプロセスへの応札価格については、予備電源応募時の想定立ち上げコストを大きく逸脱しない範囲⁵で設定することを予備電源制度としてのリクワイアメントとして課すこととした⁶。

(7) 対象費用・価格規律・監視

① 対象費用

予備電源に係る費用としては、予備電源として手当すべき費用及び立ち上げに係る費用(立ち上げコスト)が考えられる。立ち上げコストについては、現行の kW 公募でも対象費用に含まれていることから、供給力を確保する際のプロセス(追加オークションや現行の追加供給力(kW)公募)で賄いうる費用と考えられるため、予備電源制度の対象範囲からは除外し、予備電源として手当すべき費用は、休止措置(防錆措置等)と休止状態の維持に係る費用とした。休止電源の維持に必要なコストのイメージを参考図 2.2-8 に示す。なお、短期立ち上げ予備電源については、必要に応じて事前に行う定期点検・修繕等の費用も予備電源として手当すべき費用に含むこととした。

具体的には、最低限の人件費・修繕費・税金・発電側課金(kW 課金)等とすることとした。また、求められる期間内での立ち上げを行うために必要な試運転等の費用や、立ち上げに備えた燃料保管に要するコストも、休止維持コストに含まれると考えられる。他方、立ち上げが決定して初めてかかる費用(起動費)は除外されるべきである。

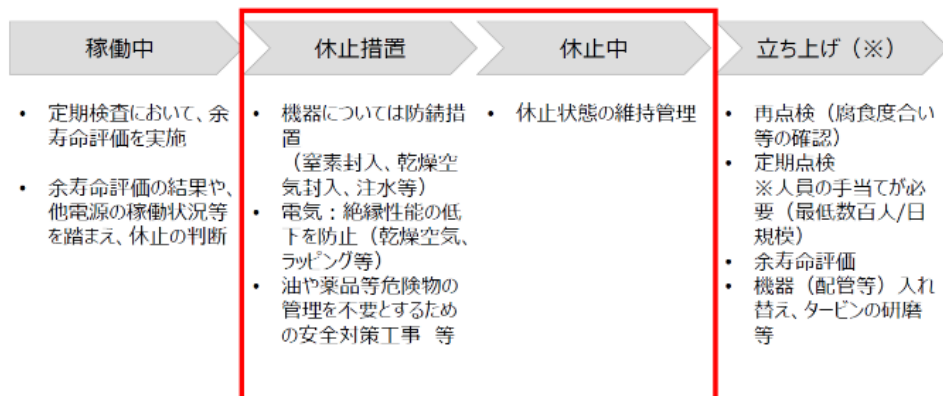
なお、事業者の応募インセンティブを確保する観点から、事業報酬については含めることとした。

⁵ 例として、応募時の想定立ち上げコストに対して一定割合(+〇%)での応札を求める等

⁶ ただし、事業者において最大限努力した上で、やむを得ない事情による場合この限りでないと考えられる。

(参考図 2.2-8) 休止電源の維持に必要なコストのイメージ

- 予備電源制度で手当とする費用は、以下の図の赤枠の範囲とすべきではないか。



※立ち上げ期間によっては、立ち上げに係る作業の一部を休止段階から実施することもありうる。

② 価格規律

以上の対象費用の議論を踏まえ、予備電源の募集に当たっての価格規律について、現行の kW 公募や容量市場等の仕組みを参考にしつつ、社会コスト抑制等の観点から議論が行われた。

kW 公募では、募集容量を満たすために落札不可欠である電源が存在していたため、当該電源を保有する事業者が価格支配力を有しており、高値で入札しても確実に落札される状況であった。そのため、当該事業者に対して、入札価格に規律が設けられた。予備電源制度は、候補となる高経年火力電源等の数が限られることが想定されるため、kW 公募と同様に、必要調達量を満たすために調達不可欠である電源が存在し得ると考えられることを踏まえ、価格（予備電源として手当すべき費用）に一定の規律を設けることとした。

また、上限価格の設定については、予備電源は候補となる高経年火力の状態に差があり、実際の入札価格水準を予見しづらいことや、これまで同様の制度がなく、合理的な上限価格の設定が困難となることが考えられる。kW 公募において 2021 年度冬季の開始時は上限価格を設定しなかったものの、入札価格の実績等を踏まえ 2022 年度冬季から設定したことを参考に、予備電源制度においても、実施状況を見ながら上限価格の設定を検討することとした。

予備電源の調達時の価格評価は、予備電源としての年間コスト（予備電源として手当する費用）及び想定立ち上げコストで行うため、想定立ち上げコストの規律上の扱いについても議論が行われた。立ち上げプロセスにおいて、予備電源としての応募時の想定立ち上げコストを大きく逸脱しない範囲での応札を求めることとしたことから、予備電源としての応募時における不合理な価格設定は一定程度抑制されることが考えられる。加えて、立ち上げプロセス自体の入札規律や監視が適用されることが考えられることから、予備電源調達時の想定立ち上げコストに対しては、特段の価格規律を求めないこととした。価格規律のイメージを

参考図 2.2-9 に示す。

(参考図 2.2-9)本制度及び立ち上げプロセスの価格規律(イメージ)

	対象費用	価格規律
予備電源としての費用 (休止維持コスト等) ※本制度	人件費・修繕費・税金・発電側課金 等 (事業報酬を含む)	本制度において監視等委員会が確認を行う。
立ち上げ費用	立ち上げプロセスに従う。	立ち上げプロセスの規律に従う。

③監視

以上の価格規律に関する議論を踏まえ、監視の在り方についても議論が行われた。

本制度は候補となる高経年火力電源等の数が限られることが想定されるほか、オークション方式と異なり、事業者提案(総合評価)方式は価格以外の項目の評価が高ければ、価格が高くても選定される可能性もあることから、調達候補となる応募案件は基本的に監視の対象とすることとした。

また、監視内容については、事業者の提示価格が①で示した費目に基づく価格規律に則っていること等を確認することとした。

さらに、監視のタイミングについては、事業者が価格を提示した後、事業者選定(総合評価)の手続きと並行して監視を行うことが考えられる。この監視の結果、休止維持の価格に含める合理性が認められないと判断された場合は、電力・ガス取引監視等委員会が必要に応じて関係各所に情報共有等の対応を行い、当該事象を発生させた事業者に対して価格の是正を求めることとした。

(8)費用負担

費用負担に関して、既存の他制度では、例えば容量市場においては、国全体で確保した供給力に対し、一般送配電事業者が確保すべき調整力分を除き、小売電気事業者が容量拠出金を支払うこととされている。また、kW 公募は、本来小売電気事業者が調達すべき供給力について、送配電事業者が調整力公募という形で便宜的に調達すると整理され、調整力公募と同様に託送料金による費用回収が行われることとされている。一方で、予備電源は、調達時点で直ちに供出される供給力ではないが、大規模災害等のような想定外のリスクへ備えた「準供給力」と位置づけられるものであり、リスクが顕在化した際には、供給力確保プロセスを通じて供給力を供出することが役割である。

参考図 2.2-1 のとおり、予備電源の役割は、大規模災害等に備えるものと、実需給近傍の供給力を補完するものの2つになると整理されたが、Aに当たる予備電源は大規模災害等の容量市場が想定していないリスクへの備えであり、10年に一度程度の稀頻度リスクを超えるようなリスクも含まれ得るものである。また、Bに当たる予備電源は、必要供給力と容量市場

の「差分」に対する保険的位置づけとして実需給に近い時点の供給力を補完するものだが、仮にその後大規模災害等が発生した際にも短期立ち上げの予備電源の活用が可能であることを考えると、A に当たる予備電源が担うべき役割も部分的に果たすことができるとも考えられる。さらには、予備電源制度で負担するのは、休止状態の維持等に関する費用であり、立ち上げの費用に関しては立ち上げプロセスで対応することとされている。つまり、予備電源制度で負担する費用の対象は、専ら休止電源であり、供給力の外側となる。

以上から、容量市場の外側から安定供給を支える制度として、費用負担に関しては A と B で一体で考え、託送負担とすることとした⁷。

一方、立ち上げプロセスの費用負担の在り方については、立ち上げプロセスを経た電源は供給力となることを踏まえ、電力・ガス基本政策小委員会で議論されている供給力確保の在り方と合わせて、別途検討を進めることとした。

(9)実施主体

予備電源制度の実施主体については、制度趣旨や対象電源の特徴を踏まえた議論が行われた。

例えば、容量市場では、小売電気事業者等が責任・役割を果たし、国全体で必要な供給力を確保するため、広域機関がオークションを実施している。また、kW 公募は、供給力が不足するエリアにおいて追加的な供給力を確保するため、当該エリアにおける一般送配電事業者が調達主体とされている。

予備電源の制度趣旨は、調達時点で直ちに供給力となるものではないが、大規模災害等のような想定外のリスクへ備えた「準供給力」を確保するものである。したがって、予備電源の調達等のプロセスの実施主体は、供給計画のとりまとめを実施するなど全国大での供給予備力の評価等に知見があり、全国を東エリア／西エリアに分けた供給エリアを跨いだ制度運営に適した、広域機関が望ましいとされた。今後は広域機関とも連携して、制度の実施に向けた詳細の制度設計を、本作業部会において継続して進めていく。

なお、立ち上げプロセスの主体については、リスクが顕在化した際の具体的な対応すべきケースも想定しながら、電力・ガス基本政策小委員会で議論されている供給力確保の在り方と併せて、別途検討を進めることとする。

(10)容量市場と予備電源に関するコストの試算

容量市場において、一定量を調達量から控除した場合の調達コスト全体がどう変化するかについて、簡易的に示すと参考図 2.2-10 下段「容量市場調達分からの控除のイメージ」のとおりとなる。これを踏まえ、容量市場から一定量を控除し、その分の保険的な位置づけとして

⁷ 費用負担に関しては、第 62 回電力・ガス基本政策小委員会（2023 年 5 月 30 日）においても議論が行われ、予備電源の確保費用は一般送配電事業者（＝託送料金）の負担とすることとされた。

2.3. 高度化法義務達成市場

高度化法においては、2030 年度の非化石電源比率 44%以上の目標達成に向けて各小売電気事業者が達成すべき中間目標値を定めており、2020 年度から 2022 年度を第一フェーズ、2023 年度から 2025 年度を第二フェーズ、2026 年度以降を第三フェーズとしている。

今回は、高度化法における第一フェーズ最終年度に生じた証書需給ひっ迫等を踏まえて、第一フェーズ中間目標に対する評価方法、とりわけ配慮措置を含めた対応方針について検討を行った。また、需給ひっ迫時の対策や内部取引量の上限等、第二フェーズ以降の制度の在り方についても検討を行った。

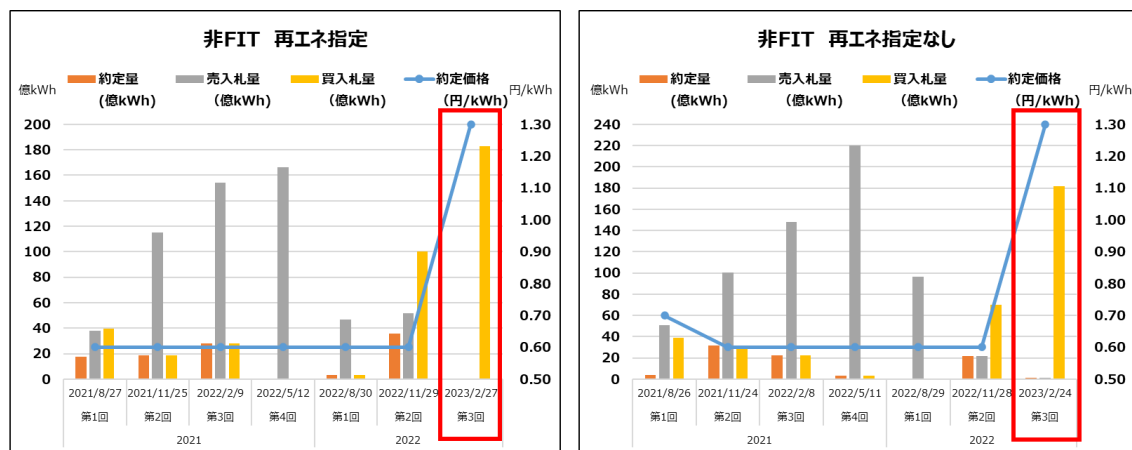
(第一フェーズの評価方法について)

第一フェーズの最終年度となる 2022 年度の第 3 回オークションにおいて買い入札量が増加する一方、売り入札量がほとんどなくなり、約定量は僅かにとどまるとともに、約定価格は初めて上限価格(1.3 円/kWh)となった。

こうした中、2023 年 5 月に行われる 2022 年度第 4 回オークションは、第一フェーズ(2020～2022 年度)の最終オークションとなるため、現在の調達環境や証書の供出余力を確認すべく、主要な取引参加者を対象に緊急のアンケートを実施し、各小売電気事業者の目標達成度や証書の需給状況を確認した。

その上で、5 月の 2022 年度最終オークションに向けて、第一フェーズの評価方法を含めた今後の対応等について検討を行った。

(参考図 2.3-1) -高度化法義務達成市場のオークション結果について(第 22 年度第 3 回)



(非化石証書の需給状況について)

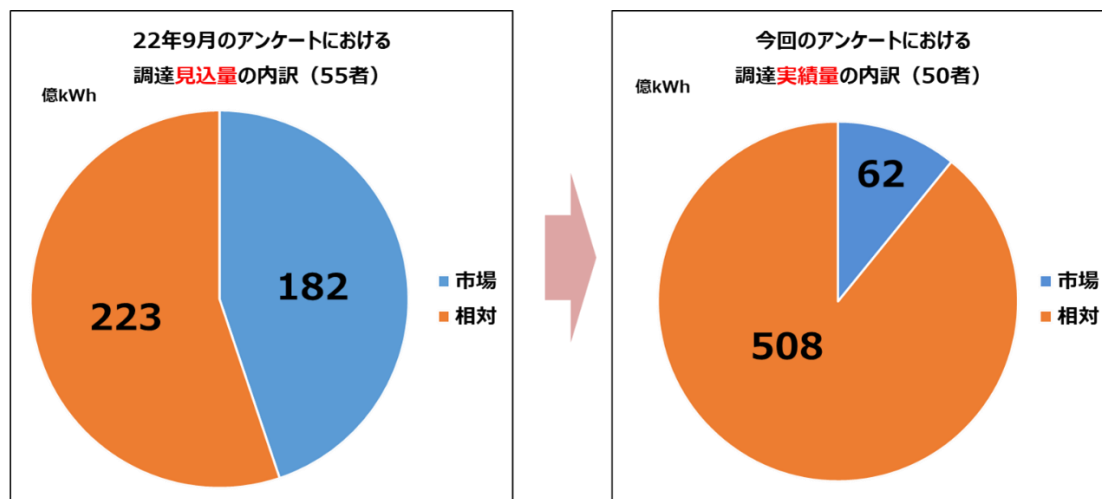
2022 年 3 月中旬に中間目標の対象事業者 59 者および売り手(旧一電各社と電源開発)に対し、以下の内容のアンケートを実施。対象事業者は 50 者より回答をいただいた。

(参考図 2.3-2) アンケート内容

- 会社名 2022年度の販売電力量（見込み）（単位：億kWh） 2022年度における非FIT証書の調達量(22年1-12月発電分が対象)（単位：百万kWh） 市場調達分（22年度第1回～第3回までの合計）※相対取引分（2023年2月末時点までの合計） - 第一フェーズの3カ年平均での中間目標の達成時期（前回22年9月アンケート時からの変化） （調査時点で）達成済み - 本年6月（証書口座締め日前）まで - 達成困難 （4.の質問で②と回答した方のみ）達成に向け残る非FIT証書の調達量（見込み）と調達手段 - 調達量（見込み：百万kWh） - 調達手段：市場、相対、市場・相対いずれも - 達成に向けた懸念点等（自由記載欄 例：証書の流通量がタイトである等） （4.の質問で③と回答した方のみ）達成困難である理由（自由記載欄） ※相対取引分とは、他者からの相対取引による調達量を指す（グループや内部取引は除く）	買い手側へのアンケート内容
- 会社名 2022年度（1-12月発電分が対象）の非FIT証書供出量（市場および相対※の見込み）（単位：億kWh） 再エネ指定および再エネ指定なしそれぞれ 22年度（1-12月発電分）の再エネ指定および指定なしそれぞれの足下までの約定（成約）量内訳（単位：億kWh） 市場約定分（22年度第1回～第3回までの合計量） 相対成約分※（2023年2月末時点までの成約合計量） - 最終オークションの参加見込み - 参加予定 - 不参加 - 未定 （4.の質問で②ないし③を回答した方のみ）その理由（自由記載） ※相対取引分とは、他者からの相対取引による調達量を指す（グループや内部取引は除く）	売り手側へのアンケート内容

昨年9月のアンケートにおける22年度の外部調達の見込み量の内訳と比較すると、実績量では相対による調達がより多く行われていたことがうかがえる¹。

(参考図 2.3-3) 調達実績量の内訳(22年9月時の内訳見込みとの比較)

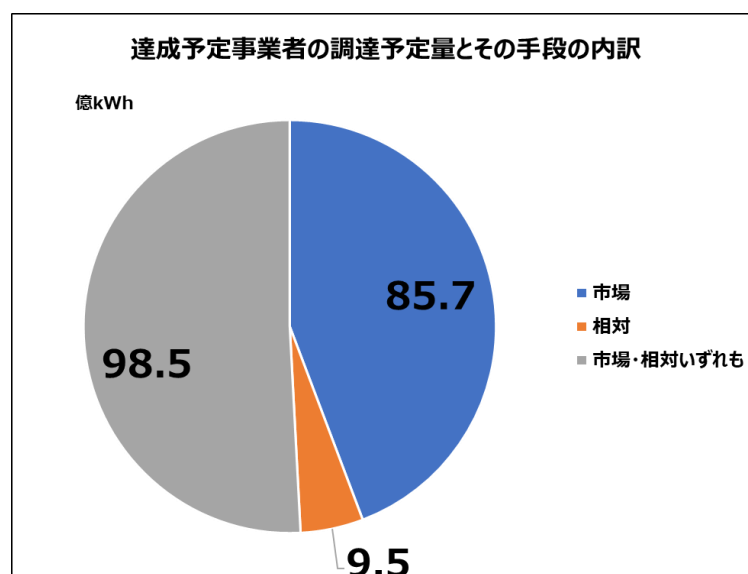


(注) 今回のアンケートと22年9月時とアンケートでは、回答者数が異なる点には留意が必要。

本年6月までに達成予定と回答した事業者の調達予定量は、合計で約194億kWhであった。市場および相対いずれの手段も活用予定である量が最も多かった。

(参考図 2.3-4) 達成予定の事業者の調達予定量とその手段の内訳

¹ 市場は22年度第1回～第3回までの合計、相対は2023年2月末時点までの合計。



今回のアンケート時点における証書の調達実績量をもとに、2020～2022 年度の外部調達量の達成状況を試算したところ、90%以上を達成している事業者は約 6 割にとどまる。

(参考図 2.3-5) 外部調達量達成率の状況²

3カ年平均による外部調達量からみた達成率（実績ベース）	
100%以上	18者
90%以上100%未満	13者
80%以上90%未満	4者
60%以上80%未満	9者
40%以上60%未満	1者
20%以上40%未満	2者
0%以上20%未満	3者
合計	50者

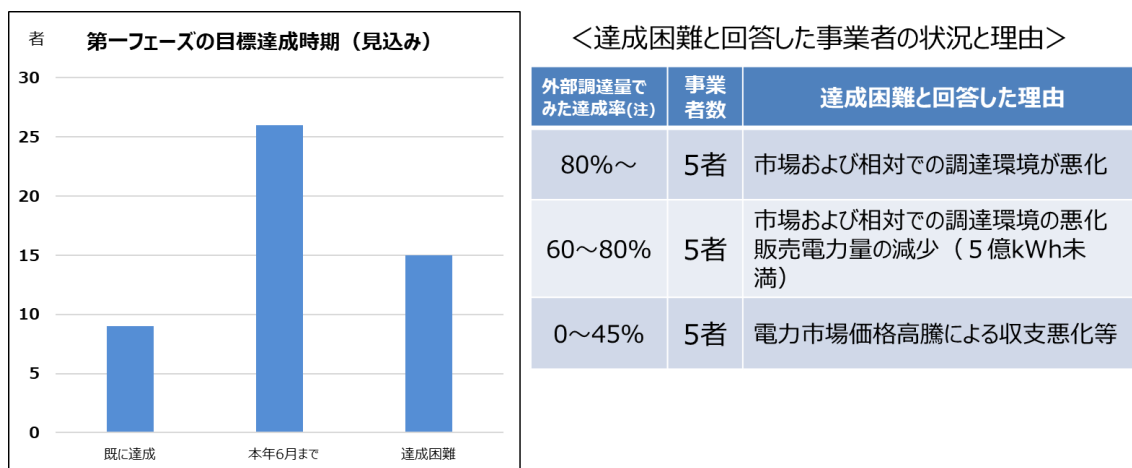
回答事業者 50 者のうち、達成困難と回答した事業者は 15 者だった。

達成困難と回答した事業者の主な理由として、市場や相対取引における証書の調達環境

² 達成率は（対象年度までの外部調達実績量）÷（対象年度までの外部調達必要量）により試算。第一フェーズの途中から対象となる事業者については、その年からの平均にて算出。第一フェーズでの評価は、3 か年平均の目標値と実績値（%）の単純平均で評価する点には留意が必要。

の悪化や販売電力量の減少(5 億 kWh 未満)、電力市場価格の高騰による収支悪化等があった。

(参考図 2.3-6) 達成時期に対する回答結果と達成困難事業者の理由



アンケート時点における証書の調達実績量も参考に、一定の仮定を置いて、過年度までの実績と合わせて 2020～2022 年度の達成状況を試算したところ、目標を達成する事業者は 3 割強にとどまる見込み³。

(参考図 2.3-7) 3 か年平均でみた達成率の見込み

3か年平均（単純平均）でみた達成率（実績ベース）	
達成比率	会社数
100%以上	17者
90%以上100%未満	15者
80%以上90%未満	6者
60%以上80%未満	4者
40%以上60%未満	4者
20%以上40%未満	1者
0%以上20%未満	3者
合計	50者

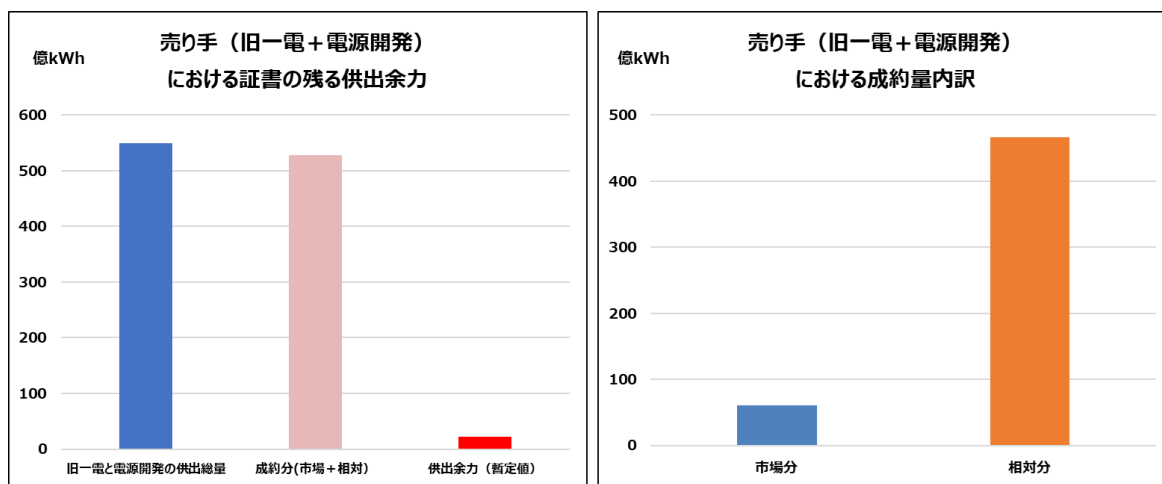
³ 達成率は（3 か年での実績値の平均）÷（3 か年の目標値の平均）により試算。22 年度はアンケートによる実績量をもとに試算。旧一電の内部取引量も理論値で試算し含めたもの。なお達成率は小数点第一を四捨五入。第一フェーズの途中から対象となる事業者については、その年からの平均にて算出。

今回のアンケート回答者である売り手(旧一電および電源開発)における、回答時点での2022 年分(1-12 月発電分)の残る証書の供出量は、回答内容から試算すると約 22 億 kWh と見込まれる。

なお、次回最終オークションについては、参加予定が 3 者、不参加が 3 者、未定が 6 者であった。未定の主な理由は、供出量の精査中とのことだった。

また、売り手側における成約量の内訳においては、相対分が市場分の 7 倍程度だった。

(参考図 2.3-8) 売り手(旧一電と電源開発)における残る供出余力量と成約量内訳



(参考図 2.3-9) 目標を達成するにあたっての主な懸念点

- 先月のオークションで達成の見込みであったが、**証書の流通量が少なく、購入することができなかった**。次回についても流通量が少なかった場合、未達成となってしまう。**購入意思がある事業者が買えない制度はいかなるものかと感じている**。また、最終年度で量が少なくなってしまうとき等は次年度購入分で賄える仕組み等を整えてほしい。**課せられた目標を達成しようとしている事業者を救えるような制度設計にしてほしい**。
- **証書の流通量が少ないと感じる**。また、一部購入できたとしても、最高価格での購入となり収支圧迫を懸念している。
- 今までの相対先が今年度の取引を終了しており新たに探している状況。また、**前回の市場結果より売りが非常に少ない**と感じており、目標達成に必要な残りの証書の調達が出来ない可能性を懸念している。
- **相対交渉を実施したが、売り玉がなく販売していただけない状況である**。また市場では、需給バランスが崩れて上限価格に張り付くなど、証書の流通量が足りていないと感じている。もしこのような状況が続けば、小売事業者が最大限努力をしても、**最終オークションや相対にて目標量全量の調達ができず、未達に終わる場合もあるのではないか**。その場合、**1, 2年目にまじめに目標量の調達を実施してきた点が、第1フェーズ評価にて適切に織り込まれるのか懸念している**。
- 第3回オークションの売り札の量がほぼゼロで、証書供出者(大手電力会社)がグループ内小売の目標達成に必要な証書量を相対取引で先に販売したうえで、残りの量を市場に供出していないか、或いは大手電力会社同士で連携して第3回と第4回のオークションに供出する証書の量を調整していないか、懸念される。その結果、市場への証書供出量が大幅に減少し、**価格が吊り上がっていないか、或いは今後の相対価格の吊り上げに影響しないか、大いに懸念される**。さらにそれらが次年度の非FIT非化石証書の標準的な価格水準となり、それだけでなく厳しい経営環境である新電力の更なる負担増にならないか懸念される。
- 仮に第4回も同様の傾向が続くとすると、第3回と同様に市場では約定できず、相対取引での確保も難しい状況であることを考えると、目標達成が困難となること懸念されるが、このような**平等とは言えない要因(言わば非FIT非化石証書の取扱いにおける内外差別)で目標が未達成であったとしても、(やむを得ず未達との注記はあると聞いてはいるが)目標未達成の会社として分類・公表されることになり、これを見た需要家が脱炭素に対して後ろ向きな会社との印象を持たないか、こちらでも大いに懸念される**。
- 高度化法の中間目標達成への数量の最終調整はオークションでの入札を想定しているが、22年度第3回の売り札量を見るに十分な量の非化石証書の売り札が出ない可能性があり、オークション未約定による中間目標未達の可能性が捨てきれない。

(参考図 2.3-10) アンケート結果における売り手側の状況

- 足下で交渉中の販売契約及び最大販売枠を設定した契約の販売量により、余剰証書がごく少量発生する可能性がある。
- **社内取引によりオークションに供出可能な証書がない。**
- 2022年度小売販売電力量の見通しから算出される社内取引可能量が、2022年度の自社発電の非化石電源発電量の見通しを上回っていたことから、**全量を社内取引とし、これまで市場・相対ともに供出しておりません**。第4回オークションへの参加については、2022年度の小売販売電力量の実績確認後、改めて精査のうえ、判断する予定。
- 供出余力があれば（オークションに）参加予定。
- 自社小売部門の2022年度の販売電力量が確定し、高度化法の目標達成に必要な社内取引量を最終決定した後に、**市場販売可能な証書が発生した場合は参加する可能性あり**。
- 2021年度の「非FIT非化石証書（再エネ指定）」オークションにおいて、年間を通して約定率の低迷が続いたことから、当社では、**未約定（売れ残り）のリスクの低減のため22年度上期より相対による証書販売を実施した**ため、オークションに供出可能な証書がない。
- **相対取引によりオークションに供出可能な証書がない**

(2022 年度の対応策について)

今回のアンケート結果を踏まえると、現在、非 FIT 証書の需要は供給を大きく上回っている。このため、2022 年度分の最終オークションとなる 5 月の次回オークションでは、仮に上限価格で応札しても、希望量を購入できない可能性が極めて高い⁴。

この点、2020～2022 年度の第一フェーズの評価に際し、2022 年度に証書の需給がひっ迫し、やむを得ず目標が未達になった事業者については、未達の理由を注記の上、指導・助言の対象外とする配慮措置を講じることとしている。

よって、引き続き需給状況を丁寧に分析しつつ、第一フェーズの評価に際して配慮措置を講じる方向で検討を深めることとなった。

また、事業者間の公平性の確保等の観点から、配慮措置を講じる前提として、次回のオークションに向けて取り得る対策についても、幅広く検討することとなった。

更に、2023 年度以降は、現行の 3 年ごとの評価から毎年の単年度評価に変わるため、今回と同様の事象が起きる可能性は低いものの、非化石証書取引の透明性向上を通じて事業者の予見可能性を高める方策と需給ひっ迫時の代替手段について、検討する方向性となった。

なお、今回の証書需給のひっ迫が生じる過程において、不適切な取引がなかったかどうかについては、これまでと同様、電力・ガス取引監視等委員会による定期的な取引監視の中で、確認が行われることとなる。

(需給対策の可能性)

⁴ 上限価格での買い入れ量が売り入れ量を上回ったときは、買い入れ量に応じて比例約定。

アンケート結果を基に、一定の仮定を置いて試算すると、2 月末時点での証書の供給余力は 20～30 億 kWh 程度、潜在需要は 200 億 kWh 程度と見込まれる。

こうした中で、必要なコストを支払った小売電気事業者が証書を購入できるよう、需給ひっ迫を緩和する方策として、①需要を減らす、②供給を増やす、という 2 つが考えられる。

まず、需要を減らすには、2022 年度の外部調達義務量を引き下げることが考えられる。しかしながら、年度途中の義務量の引き下げは、事業者の予見可能性を大きく損ない、既に義務量を調達した事業者との公平性にも課題を残す⁵。

次に、供給を増やすには、非 FIT 電源の発電量自体を人為的に増やすことが困難である以上、バーチャルな供給枠を創出せざるを得ない。具体的には、例えば、既に償却済みの 2021 年度の証書や、新たな概念としての「証書相当枠」が考えられる。

他方、次回オークションが来月に迫る中、現行制度が予定しない「新たな供給」を創出することは、現実的でない。

以上のことから、特段、新たな需給対策を講じるのではなく、現時点で判明している需給状況を前提に、第一フェーズの評価の際の配慮措置について検討することとなった。

（第一フェーズ配慮措置の在り方）

■ 配慮措置適用の前提

今後、第一フェーズの評価に際し、目標未達事業者に対する配慮措置の適用を検討するに当たっては、本作業部会の第七次中間とりまとめに示したとおり、2022 年 5 月の最終オークションにおいて、未達事業者において買い入れを行うことが前提となっている。

この点を踏まえ、最終オークションにおいて、必要調達量を第三回オークションにおける非 FIT 証書の約定価格や今回のアンケート結果の公表内容等も踏まえた合理的な価格で入れすることを前提とした。

■ 配慮措置の方向性

その上で、第七次中間とりまとめに沿って、これまでの証書調達状況や、著しく低い価格での入札の有無、相対取引による購入努力等を、ヒアリングにより精査することになる。

その際、これまでの証書調達状況については、どのように評価することが適切と考えられるか議論を行った。

目標未達事業者に対する配慮措置は、証書供給量の不足という外部的な要因に対する特例的な措置である一方、対象事業者においては、結果的に一定量の証書調達義務を免れることで、経済的なメリットを享受することになる。

したがって、例えば、これまでの調達量が著しく少なく、証書調達努力を怠っていた事業者に対して配慮措置を認めることは、妥当性を欠くと考えられる。

⁵ 義務量を引き下げた上で、超過達成となる小売電気事業者に超過分の売却を認めるということも論理的にはあり得るが、本制度上、小売電気事業者による転売は認めていない。

他方、制度上、2020～2022 年度の 3 年間で評価を行うこととしている以上、仮にこれまで調達量が著しく少なかったとしても、最終的に義務量を全量調達しようとしていたのであれば、未達事業者間で未達量の多寡により区別する必要はないとの考えもあり得る。

こうした中で、配慮措置の適用の判断に際し、未達量の多寡を基準とすること、例えば、これまでの調達努力を判断するメルクマールとして、一定比率(例えば 7～8 割)を配慮措置適用の基準とすることについて議論を行い、賛同の意見が複数あった。

他方で、第一フェーズ最終年度にまとめて必要量を調達しようと予定していた事業者も存在するため、配慮措置適用の区別を検討するにあたり、著しく調達量の低い事業者に対して個別にヒアリングをすること等により周辺背景を理解した上で慎重に決定すべきだという意見もあった。

これらを踏まえて、第一フェーズ配慮措置については、基準を設定しつつ、当該基準を満たさない事業者においても、ヒアリング等により個別の事情を総合的に考慮し、配慮措置の適用可否を判断する方向性とした。

なお、第一フェーズの配慮措置に関しては、主に以下のような意見があった。

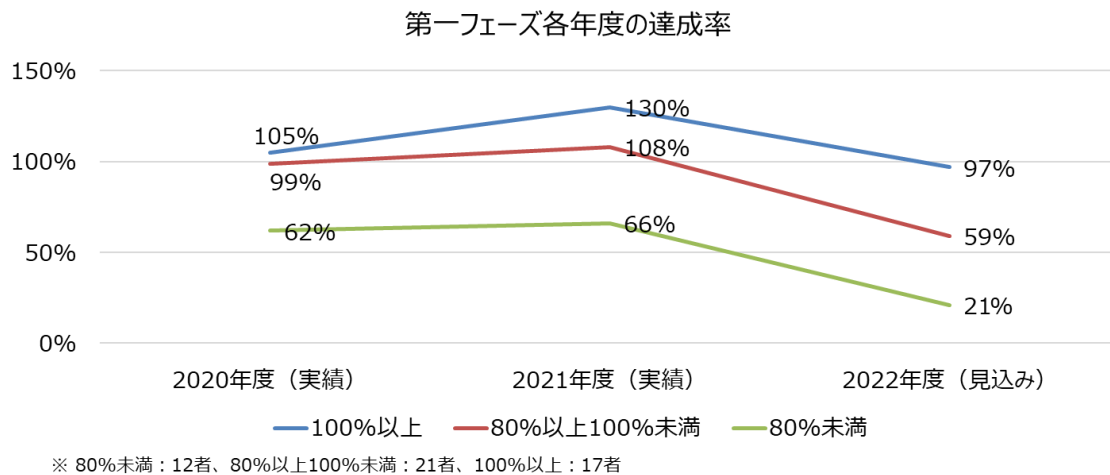
- 配慮措置について、3 年間で達成を求めているため最終的な調達努力に一定の理解が求められるが、調達を促していた側面もあるので、未達量の多寡をもって取扱いに差を設けることはやむを得ない。
- 配慮措置について、1 年前の委員会から非化石証書の需給状況については共有していた為、達成状況の多寡による事業者毎の区別は実施すべき。
- 配慮措置について賛同する。他方、未達量多寡で配慮措置の適用を区別する方向性もあると考えるが、第一フェーズ最終オークションで駆け込み的に調達を計画していた事業者がいることも確かなので、配慮措置適用の区別を検討するにあたり、著しく調達量の低い事業者に対して個別にヒアリングする等により周辺背景を理解した上で慎重に決定すべき。

■ 配慮措置の基準

第一フェーズの目標達成率見込みに応じて、事業者を 3 つのグループ(2022 年度見込みを含む 3 か年平均が 100%以上、80%以上 100%未満、80%未満)に分類し、それぞれの各年度ごとの達成率を可視化した。

達成率が 80%以上 100%未満のグループについては、3 か年平均では目標未達となる見込みであるが、過去 2 年間は概ね達成しており、22 年度における非 FIT 非化石証書の需給ひっ迫によりやむを得ず 3 か年平均の目標達成が困難になったものと考えられる。

(参考図 2.3-11) 中間目標対象事業者の達成率の推移(グループ別)



そのため達成率が 80%以上の事業者においては、証書の調達努力を怠っていたとはいえず、配慮措置の適用基準を 80%に設定することは妥当であると考えられる。

また、対象事業者における平均達成率見込みは現時点で 86%であり、当該水準とも大きな乖離がない。

以上を踏まえて、配慮措置の適用基準を 80%と設定した。

■ 達成状況の公表方法

第一フェーズの達成状況を公表する際は、「達成」「未達配慮」「未達成」のカテゴリに分類し、達成率が原則としての配慮措置基準より小さい場合でも、20・21 年度の調達状況や、著しく低い価格での入札の有無、相対取引による購入努力等の考慮すべき事項が認められる場合は、その旨を注記することとする。

未達配慮グループにおいては、事業者の購入努力を可視化する為に、事業者ごとの達成率も表記する。

(参考図 2.3-12) 公表のイメージ例

カテゴリ	達成状況	社名	達成率 (実績)	指導 実施	備考
達成	達成	A社	-	-	-
		B社	-	-	-
		C社	-	-	-
		...	-	-	-
未達成配慮	未達成	D社	80%以上 (98%)	-	・需給バランスが著しく悪化したため、やむをえず未達
		E社	80%以上 (83%)	-	・需給バランスが著しく悪化したため、やむをえず未達
		...	...	-	...
		F社	80%未満 (75%)	-	・達成率が原則としての基準を下回るものの、過年度の調達状況や、入札価格の水準、相対取引の努力等が行われたにもかかわらず、やむをえず未達
		...	...	-	...
未達成	未達成	G社	80%未満	■	-
		...	...	■	-

(2023 年度以降の対応)

2023 年度以降は、現行の 3 年ごとの評価から毎年の単年度評価に変わるため、今回と同様の事象が起きる可能性は低いと考えられる。

他方、年度内であっても、非化石電源の脱落や相対取引の状況次第で市場への供給量が激減することも考えられ、そのような事業者の予見可能性を著しく損なう状況は、厳に回避する必要がある。

このため、現状、年度途中では取引実態を的確に把握できない相対取引を中心に調査した上で、証書の需給状況を定期的に把握すること、および需給ひっ迫時における義務履行の代替手段を準備することとなった。

(証書の需給状況の把握)

具体的には、まず、これまで不定期に実施していた事業者アンケートを定期的に行うことが考えられる。これにより、証書の取引実績のみならず、証書の購入予定量の把握も可能となる一方、頻繁なアンケート調査の実施は、事業者にとって過度の負担ともなり得る。

別の方策として、日本卸電力取引所で管理する証書の取引口座を定期的に確認することが考えられる。ただし、的確に証書の取引状況を把握するためには、現状、6 月末の期限までに行えば良いとされている報告を、一定期間ごとに行うようにする必要がある。

したがって、証書取引の参加者に対しては、例えば、四半期ごとに報告することを求める前提で検討を進めることとなった。その際、事業者の負担についても配慮する必要があるため、2023 年度については義務化せず、あくまで自発的な協力を求める前提とし、その結果を踏まえ、2024 年度以降の対応を検討することとなった。

加えて、発受電月報を活用した証書供給量の把握についても御意見をいただいた。

その後、事務局で各手法について改めて整理した結果、原則として事業者アンケートにより将来の需給バランス見込みを把握をすることとし、発受電月報を活用した証書供給実績の把握を補足的な位置づけとする。

他方、日本卸電力取引所の口座確認については、実務面の課題が大きいため、今後必要に応じて検討を進めることとする。

事業者アンケートについては、買い手と売り手に対して実施し、実施時点における非FIT証書の調達必要量と供給余力を把握し、将来の需給バランス見込みを算出する。

(参考図 2.3-13) 証書の需給状況把握の各手法の整理

手段	アウトプット	活用イメージ	メリット	デメリット	方向性
1 事業者アンケート	非FIT需給バランス	買い手と売り手の双方にA必要調達量とB供給余力をヒアリングし、当該結果を元に非FIT証書の需給バランス（ $B \div A$ ）を把握する。	・過去に実施済である為、速やかに運用可能。 ・調達実績、販売実績という過去分のみならず、調達必要量や販売余力といった今後の見通しも把握可能。	・データが実績ではなく見込みベースとなる。	需給バランスを見るための主要手段とする。
2 発受電月報	非FIT証書供給実績	発受電月報から▲2か月前の非FIT電源発電量実績を把握し、非FIT証書の想定供給量と比較することで、証書供給量の実績と想定との対比を行う。	・実績データを用いる為、データの信頼性が高い。	・供給側のみの把握にとどまる。 ・過去の振り返りとなり、今後の需給バランスは把握できない。	発電側の当初供給量との乖離を確認する補足的な位置づけとする。
3 JEPX口座確認	非FIT証書取引実績	買い手と売り手のJEPX口座残高の動きから、非FIT証書の取引実績（相対取引、市場取引）を把握する。	・実績データを用いる為、データの信頼性が高い。	・実務面の課題が大きい。特に相対取引実施時における売り手側のJEPX報告期限を早期化することは、売り手側の実務負担増や契約条件を制限することに繋がりがうる。 ・実施済の取引に限定され、将来分は反映されない為、今後の見通しが把握できない。	必要に応じて検討を進める。

日本卸電力取引所の口座確認について、一定期間のうちに相対または市場取引を行った証書についての口座登録期限を定める方向で検討を進めていたが、事業者へ確認を実施した結果、以下のような実務上の課題や契約上の制約の声があった。

- 仮に、小売事業者への非化石証書の移管も四半期毎の期限を設けられる場合は、内部取引可能量の決定が翌年度4月以降となることを踏まえると、内部取引超過分の市場または相対での取引を行う外部抛出量が確定されないまま、四半期毎の発電量について相対又は市場取引の口座登録期限を設けることとなり、実務上の課題がある。
- 本来、証書移転は有効期限が滅失する6月末までに実施するものであり、相対取引においては契約成立後ただちに所有権の移転を行うことまでは求められていない。当該案は相対取引の契約条件の制限に繋がる懸念がある。

上記の課題を鑑み、実際に口座報告を実施するのではなく、口座登録実施予定日の確認を行う方法も考えられるが、その場合、当初の目的である取引実績の把握は難しくなる。

これらを踏まえ、日本卸電力取引所の口座確認については、今後必要に応じて検討を進めることとする。

(証書需給ひっ迫時の義務履行代替手段)

2023 年度以降の制度設計、主に証書需給ひっ迫時の義務履行代替手段については、意見を踏まえて、引き続き議論を行った。主な意見は以下の通りであった。

- 証書の供給量が不足した際、事業者が上限価格を払えば義務を達成したものと見なす制度設計にすべきということは以前の委員会で提案し、その際は採用されなかった。第二フェーズが単年度評価になったことで今回の事象が起きない保証にはならないので、今後の制度設計フェーズ以降の参考として欲しい。

これらの意見や下記のポイントを踏まえて議論を行った結果、第二フェーズの義務履行代替の具体的な手段として、非 FIT 証書の上限価格以上での FIT 証書の購入量を高度化法義務の履行に活用することとした。ただし、当該代替手段は証書の需給ひっ迫時における例外的な措置であることは留意が必要である。

- ✓ FIT 証書の代替調達について、FIT 証書は最新のオークションでも大幅に売入札に未約定が生じているため供給量としては十分であり、実務上でも非 FIT 証書のオークション結果を確認してから FIT 証書のオークションで買い入札を入れることは可能である。
- ✓ 代替調達を認める水準は、第二フェーズの配慮措置適用水準と同様に、事業者の責めに帰することができない事象により、証書の需給バランスが少なくとも 1.0 を下回った場合が考えられ、代替調達は当該フェーズの最終市場回のみで実施する想定である。
- ✓ なお、FIT 証書の購入費用は再エネ賦課金の低減にあてられることとなるため、代替調達は結果的に国民負担の軽減に資する。
- ✓ 他方で、第二フェーズでは一定の配慮措置は講じつつも、段階的に目標水準を高めながら、非化石電源の維持・拡大を着実に促進する方向としている。例外的な対応として義務履行の代替手段を用意することは、第二フェーズの方向性と逆行することも懸念される。

FIT 証書による代替調達手段への意見は以下のようなものであった。

- 義務履行代替手段について、高度化法義務達成市場は非化石電源の維持拡大が趣旨であるため、FIT 証書とは市場の目的や証書価値が異なるため、あくまで例外的な対応であるべき。
- 義務履行代替手段について、FIT 証書の活用に賛同する。
- 義務履行代替手段について、市場分割の趣旨との整合性について懸念。

（発動のタイミング・条件）

発動タイミングは、最終オークション前の 4 月に発動有無を判断する。

発動有無の判断指標となる需給バランス見込みは、3 月実施予定の事業者アンケートの調達必要量と証書供給余力を元に試算する。

他方で、最終オークション前に発動有無を判断することにより、買い手が再エネ価値取引市場に流れ、本来、高度化法の履行手段として用いられるべき非 FIT 証書に余剰が生じてしまうことは、高度化法の趣旨にも反すると考えられる。

そのため、非 FIT 最終オークションにおいて、必要調達量を第三回オークションにおける非 FIT 証書の約定価格等も踏まえた合理的な価格で入札することを代替調達の条件とする。

（参考図 2.3-14）発動のタイミング・条件

	2023年												2024年											
	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
非FITオークション								#1			#2			#3			#4							
FITオークション								#1			#2			#3			#4 代替調達は最終オークションでのみ実施可能							
代替調達実施判断																	★需給バランス見込みを踏まえ決定							
①事業者アンケート									第1回						第2回									
②JEPXへの口座登録							第1回			第2回			第3回		第4回		■現状							
③発電電月報							第1回			第2回			第3回		第4回									

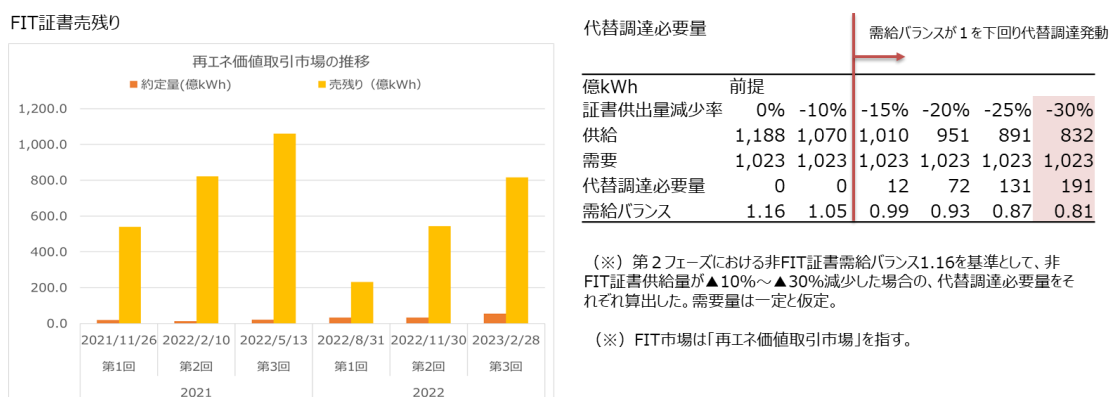
（需給バランスの前提が崩れる可能性やその影響・対策）

FIT 市場の需給バランスは 21 年 11 月の初回オークションから常に供給が需要を大きく上回っており、FIT 証書供出量の急激な減少や需要の大幅な増加は現時点で見込まれていないため、今後もしばらくは同様の需給バランスが続くと想定される。

また、直近の第 3 回オークションにおける FIT 証書の売れ残りは約 800 億 kWh であるのに対して、仮に非 FIT 証書の需給ひっ迫が生じた場合における代替調達必要量は大きく見積もっても 200 億 kWh である。

そのため、十分吸収できる量であり、FIT 市場への影響は限定的だと考える。

(参考図 2.3-15) 需給バランスの前提が崩れる可能性やその影響・対策



(小売の規制料金審査における非化石証書収入の取扱いについて)

2023年5月、旧一般電気事業者7社の小売の規制料金値上げの認可申請が認可された。

審査においては、非化石証書収入の取扱いも議論されており、発電部門における証書収入を控除収益として取り扱った場合における、非化石電源の利用促進のための収入を以て料金原価を押し下げてしまうことへの懸念とともに、証書販売収入と小売の規制料金の双方からの二重回収が生じないようにするとの方針が示されている。

他方、現状、事業者ごとに証書販売収入の取扱いが異なり、料金審査を円滑に進める上で、今後の取扱いを統一することが重要となっている。

(参考図 2.3-16) 小売の規制料金審査における非化石証書収入の取扱い

本作業部会 第二次中間とりまとめ (2019.7.24)
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ようになってしまう可能性がある。 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。

非化石証書収入は、非化石電源の発電量増加に資するよう、非化石電源の新設や出力増など、kW・kWhの維持・拡大に活用されることとされている。

具体的な用途については、発電事業者において、毎年、資源エネルギー庁に報告するとともに、HP掲載など、広く小売事業者がアクセス可能な形で公表することとされている。一方、どの設備投資に充当されたかなど、具体的な取扱いは、各事業者に委ねられている。

この点、小売の規制料金審査においては、証書収入が具体的にどの用途項目にどのように充当されたかを確認することが重要となる。

このため、今後、小売の規制料金審査に関連する発電事業者においては、非化石証書収入の設備投資等への充当方法を内規により定めた上で、事後的に確認可能な形で適切に管理を行うこととする⁶。

その上で、内規の内容および具体的な管理方法について、毎年、資源エネルギー庁へ報告を行う。

（第二フェーズにおける内部取引量について）

本制度では、対象事業者である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公平性確保の点から、制度開始時に非化石電源比率の高かった特定の事業者（主に旧一般電気事業者）に対し、内部（社内・グループ内⁷）における取引量に一定の制約を課している。

この措置は、内部取引による非化石電源の調達を一定程度許容しつつ、内部取引量を超えた部分について、市場や相対取引を通じて外部供出を促すことで、非化石電源の調達比率の低い事業者に対する非化石証書へのアクセスの改善を図ることを目的とするものである。

第二フェーズにおいては、これまでの非化石電源からの調達環境の改善度合いを下に、グランドファザリングおよび内部（社内・グループ内）の取引量を減少させており、当該減少分は、23年度の需給バランスにおいて外部供出量に含まれている。

今回、一部の事業者からの問い合わせで、中間目標において設定している内部（社内・グループ⁷）取引量の考え方について以下の質問があった。

- これまで自社内の内部取引量を原資に再エネメニューを提供しているが、第二フェーズでは当該取引量の枠が減少されるところ、引き続き当該メニューを提供する場合、内部取引量の枠を超えた分を外部取引による調達と考えてよいのか。
- 新たに自社グループで再エネ等の電源の開発を行った場合、当該開発に伴い調達する非化石価値は、内部取引量の制約とは別に外部からの調達量として認められるか。

今後カーボンニュートラルに向け、例えば今回のように内部（社内・グループ内）において新たに再エネの電源の開発を行うことや、需要側のニーズに伴い自社電源を活用して再エネメニューの提供を行うなどの取組がより増加する可能性があるが、こうした取組が内部取引量の枠により制約されることは、本制度の趣旨とは反するものと考えられる。

⁶ こうした取扱いは、あくまで料金原価算定上のものであり、電気事業会計規則に基づく制度会計に影響を与えるものではない。なお、証書収入を修繕費のような非資本的支出（＝経費）に充当したときは、どの設備のどのような修繕費に充てたかを明確化する。

⁷ なお、ここでいうグループは、発販が切り離された事業者同士を指す。

従い、第二フェーズ以降も内部（社内・グループ内）取引の制約量は存在するものの、一定の条件を満たし、事務局においても確認が取れる場合に限り、当該内部取引量の枠を超えて非化石価値を調達しても、外部調達の取引として認めることとする。

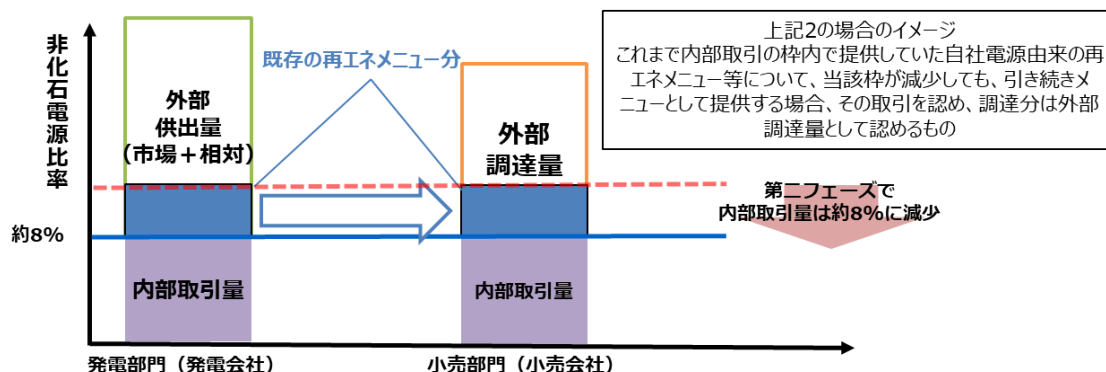
例えば以下の場合に限り、外部調達としてその取引を認めることとする。

1. 第二フェーズ（2023 年度）以降、グループや内部において新たに再エネ電源の開発（リブレースを含む）を行い調達した分
2. 既存自社電源により再エネメニューなど特定のメニューとして需要家に提供するために調達した分

また、外部調達量については、毎年の高度化法の達成計画を提出する際に、その内容が確認できる資料等を事務局に提出することを求めるものとする。

なお、非化石価値の相対取引においては、従来より、価格等について内外無差別の観点での監視は実施されているが、今回の整理によっても、引き続き、内部取引が無制限に許容されるものでない。

（参考図 2.3-17）第二フェーズにおける内部取引量について



3. おわりに

今回は、容量市場、予備電源、高度化法義務達成市場について、一定の制度の見直し、整備を行ったが、今後も取引等の全体的な状況に注視しつつ、課題の有無を確認しながら、更なる制度の利便性の向上および利用の普及にむけた検討を深めていく。

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
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
第 33 回	令和元年 7 月 25 日	(1)第二次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)ベースロード市場について (3)非化石価値取引市場について (4)事業者ヒアリングについて
第 34 回	令和元年 9 月 13 日	(1)容量市場について (2)その他
第 35 回	令和元年 10 月 28 日	(1)非化石価値取引市場について (2)ベースロード市場について (3)容量市場について
第 36 回	令和元年 12 月 6 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 (3)容量市場について
第 37 回	令和元年 12 月 24 日	(1)非化石価値取引市場について (2)ベースロード市場について
第 38 回	令和 2 年 1 月 31 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 39 回	令和 2 年 4 月 7 日	(1)容量市場について (2)ベースロード市場について
第 40 回	令和 2 年 5 月 29 日	(1)容量市場について (1)第三次中間とりまとめ(案)について

第 41 回	令和 2 年 7 月 31 日	(1)第三次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)非化石価値取引市場について (3)非効率石炭のフェードアウトに向けた検討について
第 42 回	令和 2 年 9 月 17 日	(1)容量市場について (2)非化石価値取引市場について
第 43 回	令和 2 年 10 月 13 日	(1)容量市場について (2)需給調整市場について
第 44 回	令和 2 年 11 月 27 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 45 回	令和 2 年 12 月 24 日	容量市場について
第 47 回	令和 3 年 3 月 1 日	(1)容量市場について (2)非化石価値取引市場について
第 48 回	令和 3 年 3 月 26 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
第 49 回	令和 3 年 4 月 15 日	(1)容量市場について (2)非化石価値取引市場について
第 50 回	令和 3 年 4 月 26 日	(1)第四次中間とりまとめ(案)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 51 回	令和 3 年 5 月 26 日	(1)非化石価値取引市場について (2)2021 年度夏季及び冬季の電力需給の見通しと対策について
第 52 回	令和 3 年 6 月 14 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)第四次中間とりまとめに関するパブリックコメントについて
第 53 回	令和 3 年 7 月 5 日	第五次中間とりまとめ(案)について
第 54 回	令和 3 年 7 月 16 日	(1)今後の供給力確保策について (2)非化石価値取引市場について
第 55 回	令和 3 年 7 月 16 日	(1)ベースロード市場について (2)非化石価値取引市場について
第 56 回	令和 3 年 8 月 27 日	(1)非化石価値取引市場について (2)2022 年度の需給見通し・供給力確保策について

		(3)第五次中間とりまとめに関するパブリックコメントについて
第 57 回	令和 3 年 9 月 24 日	(1)非化石価値取引市場について (2)2020 年度の高度化法に基づく達成計画の報告について (3)2021 年度冬季に向けた供給力確保策について (4)需給調整市場の取引状況
第 58 回	令和 3 年 10 月 12 日	第六次中間とりまとめ(案)について
第 59 回	令和 3 年 11 月 29 日	(1)非化石価値取引市場について (2)今冬の電力需給対策及び今後の電力システムの主な課題について
第 60 回	令和 3 年 12 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)電源投資の確保について
第 61 回	令和 4 年 1 月 21 日	(1)容量市場について (2)電源投資の確保について (3)非化石価値取引市場について
第 62 回	令和 4 年 2 月 17 日	(1)容量市場について (2)電源投資の確保について (3)非化石価値取引市場について
第 63 回	令和 4 年 3 月 16 日	(1)容量市場について (2)ベースロード市場について (3)非化石価値取引市場について
第 64 回	令和 4 年 3 月 16 日	(1)容量市場について (2)ベースロード市場について (3)需給調整市場について
第 65 回	令和 4 年 5 月 25 日	(1)ベースロード市場について (2)容量市場について (3)電源投資の確保について
第 66 回	令和 4 年 6 月 8 日 (書面審議)	(1)第七次中間取りまとめ(案)について
第 67 回	令和 4 年 6 月 22 日 15:00－18:00	(1)ベースロード市場について (2)容量市場について (3)電源投資の確保について (4)非化石価値取引市場について
第 68 回	令和 4 年 7 月 14 日	(1)電源投資の確保について

	13:00－16:00	(2) 非化石価値取引について (3) 需給調整市場について (4) 容量市場について (5) 第七次中間とりまとめに関するパブリックコメントについて
第 69 回	令和 4 年 8 月 26 日 13:00－16:00	(1) ベースロード市場について (2) 需給調整市場について (3) 非化石価値取引について
第 70 回	令和 4 年 10 月 3 日 12:00－15:00	(1) ベースロード市場について (2) 予備電源について (3) 長期脱炭素電源オークションについて (4) 第八次中間とりまとめに関するパブリックコメントについて (5) 非化石価値取引について
第 71 回	令和 4 年 10 月 31 日 12:00－15:00	(1) ベースロード市場について (2) 予備電源について (3) 長期脱炭素電源オークションについて (4) 非化石価値取引について
第 72 回	令和 4 年 11 月 30 日 12:00－15:00	(1) ベースロード市場について (2) 予備電源について (3) 容量市場について (4) 長期脱炭素電源オークションについて (5) 非化石価値取引について
第 73 回	令和 4 年 12 月 21 日 12:00－15:00	(1) ベースロード市場について (2) 需給調整市場について (3) 予備電源について (4) 容量市場について (5) 長期脱炭素電源オークションについて (6) 非化石価値取引について
第 74 回	令和 5 年 1 月 13 日 (書面審議)	(1) 第九次中間取りまとめ(案)について
第 75 回	令和 5 年 1 月 27 日 16:00－19:00	(1) ベースロード市場について (2) 需給調整市場について (3) 予備電源について (4) 容量市場について 第十次中間取りまとめ(案)について

第 76 回	令和 5 年 2 月 27 日 10:00－13:00	(1) 予備電源について (2) 容量市場について (3) ベースロード市場について
第 77 回	令和 5 年 4 月 5 日 12:00－15:00	(1) 長期脱炭素電源オークションについて (2) 非化石価値取引について (3) 予備電源について (4) 容量市場について (5) ベースロード市場について 第十一次中間とりまとめ(案)について
第 78 回	令和 4 月 26 日 16:00－19:00	(1) 非化石価値取引について (2) 容量市場について (3) 予備電源について (4) ベースロード市場について
第 79 回	令和 5 年 5 月 25 日 9:00－12:00	(1) 容量市場について (2) 予備電源について (3) ベースロード市場について (4) 非化石価値取引について
第 80 回	令和 5 年 6 月 6 日 (書面審議)	(1) 第十二次中間取りまとめ(案)について
第 81 回	令和 5 年 6 月 21 日 16:00－19:00	(1) 予備電源について (2) 容量市場について (3) ベースロードに市場について (4) 第十一次中間とりまとめ(案)に関するパブリックコメントについて (5) 長期脱炭素電源オークションについて

※網掛け回は十三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

(令和5年6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
男澤 江利子	有限責任監査法人トーマツ 公認会計士
河辺 賢一	東京工業大学 工学院 助教
小宮山 涼一	東京大学大学院工学系研究科 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
辻 隆男	横浜国立大学大学院工学研究院 知的構造の創生部門 准教授
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	三井住友信託銀行株式会社 ESG ソリューション企画推進部 主管
松村 敏弘	東京大学社会科学研究所 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(令和5年6月現在)

石坂 匡史	東京ガス株式会社 執行役員 エネルギートレーディングカンパニー 電力事業部長
小川 博志	関西電力株式会社 執行役常務
加藤 英彰	電源開発株式会社 常務執行役員
菊池 健	東北電力ネットワーク株式会社 電力システム部 技術担当部長
國松 亮一	一般社団法人日本卸電力取引所 企画業務部長
小鶴 慎吾	株式会社エネット 取締役 経営企画部長
小林 総一	出光興産株式会社 常務執行役員
佐々木 邦昭	イーレックス株式会社 経営企画部副部長
新川 達也	電力・ガス取引監視等委員会事務局長
中谷 竜二	中部電力株式会社 執行役員 経営戦略本部 部長
山次 北斗	電力広域的運営推進機関 企画部長

(関係省庁)

環境省