

容量市場について

2025年7月22日

資源エネルギー庁

本日の御議論

- 2025年6月26日に開催された第65回 容量市場の在り方等に関する検討会において、2029年度実需給向けメインオークションの需要曲線原案が策定されたので、当該原案について御審議をいただきたい。

2025年度メインオークションにおける需要曲線

- 2025年6月26日に開催された第65回容量市場の在り方等に関する検討会において、2025年度メインオークションの需要曲線の前案が示された。
- 広域機関が策定した**需要曲線前案については、国が関連する審議会等で審議のうえ、広域機関において決定**することとされているため、御確認いただきたい。
 - ✓ **2025年度メインオークションにおける目標調達量は、1億8,997万kW**と、需要想定や厳気象対応、追加設備量等による影響で、2024年度メインオークション（1億8,616万kW）に対し **約2.0%（381万kW）の増加**。
 - ✓ 最新の経済指標等の諸元をもとに算定された**指標価格（Net CONE）は、10,075円/kW**。また、需要曲線における**上限価格（Net CONEの1.5倍）は、15,112.5円/kW**であった。
（【参考】2024年度メインオークションにおける指標価格：9,875円/kW）
- なお、ご確認頂いた需要曲線は、広域機関にて決定した後、公表される。
公表は2025年7月末～8月上旬を予定。

需要曲線の審議について

- 容量市場で使用する需要曲線は、目標調達量や価格に影響を与えるため、①広域機関が需要曲線原案を作成し、②国の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こととしている。

- 容量オークションで使用する需要曲線は、調達される容量や価格に影響を与えるため、その設計プロセスには高い透明性が求められる。
- 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、
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こととしてはどうか。



(※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

第12回 制度検討作業部会
資料3
(2017年10月6日)

需要曲線の策定結果と約定処理において加算する供給力

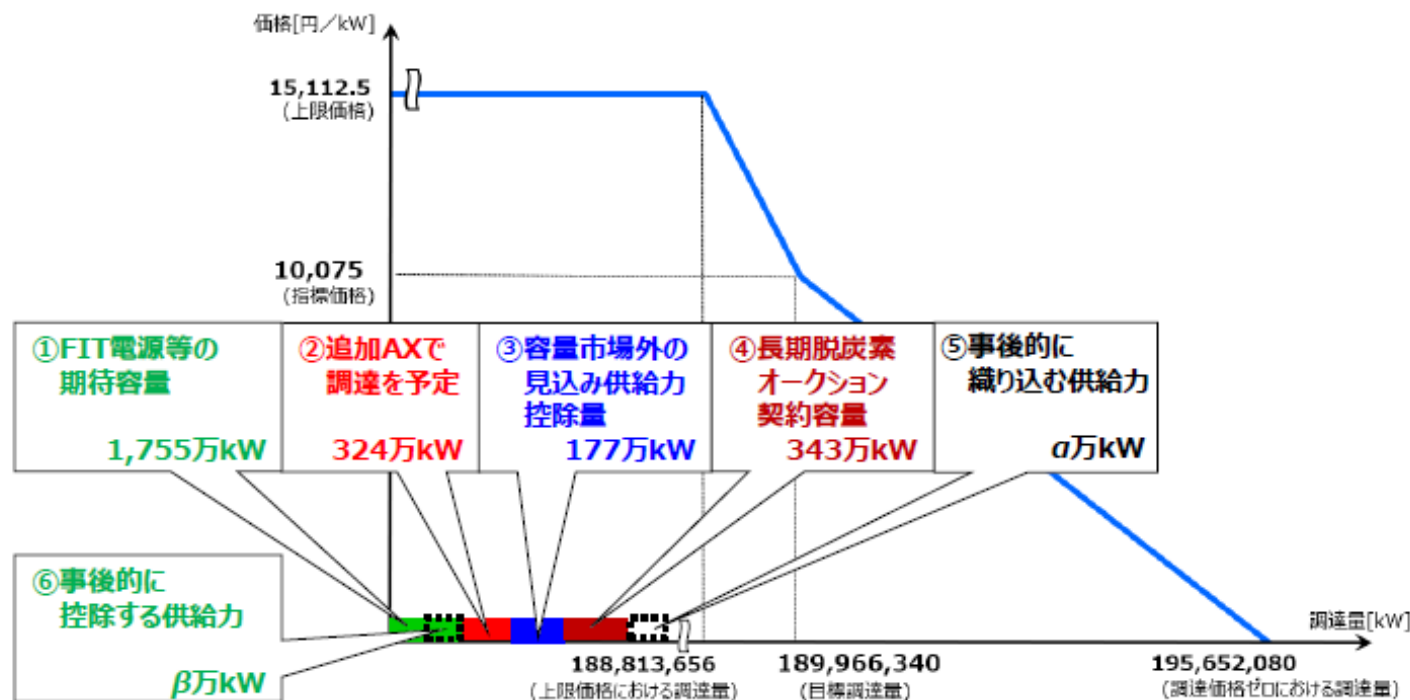
- 最新の供給計画や経済指標等に基づき策定された需要曲線、及び約定処理において加算する供給力は以下のとおり。
 - 目標調達量は1億8,997万kW
 - Net CONEは10,075円/kW、上限価格は15,112.5円/kW

■ 2025年度メインオークション（対象実需給年度：2029年度）における需要曲線の原案と約定処理において加算する供給力の関係は下図のとおりとなる。

- 目標調達量 : 1億8,997万kW
- 約定処理において加算する供給力 : $2,599\text{万kW}(\text{①} \sim \text{④}) + \alpha(\text{⑤} \ast 1) - \beta(\text{⑥} \ast 2)$

※1 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電源等の供給力を確認の上、事後的に織り込む

※2 洋上風力ゼロプレミアム案件がオークションに応札された場合には、FIT電源等の期待容量から事後的に控除する



第65回 容量市場の在り方
等に関する検討会 資料4
(2025年6月26日)

今後のスケジュール

- 本日の御議論を踏まえた結果を広域機関に報告する。その後、広域機関において需要曲線の公表が行われる。

	期間	概要
	2025年6月26日	第65回容量市場の在り方等に関する検討会において、需要曲線の原案について報告
本日	2025年7月22日	本作業部会において、需要曲線の原案について審議
	2025年7月～8月（予定）	募集要綱の確定・公表、 <u>需要曲線の公表</u>
	2025年8月～9月（予定）	参加登録（事業者情報、電源等情報、期待容量）や応札準備
	2025年10月（予定）	応札期間
	2025年12月以降（予定）	約定結果の公表

1. 2025年度メインオークションにおける需要曲線 (2029年度実需給向け)

【参考1】 目標調達量

【参考2】 指標価格 (Net CONE)

【参考3】 約定処理において加算する供給力

【参考 1】 目標調達量の算定結果

- 2029年度実需給向けメインオークションにおける目標調達量は約1億8,997万kW（全国H3需要×約117.4%）と算定された。

2. 2025年度メインオークションの目標調達量の算定					
④目標調達量の算定結果					
■ 2025年度メインオークション（対象実需給年度：2029年度）の目標調達量は、1億8,997万kWであった。					
＜2025年度メインオークションの目標調達量＞					
設定項目	2025年度 メインAX	2024年度 メインAX	(差)	備考	
目標調達量	18,996.6	18,615.9	(+380.7)	A+B+C+D	寄与度*+2.0%
A. 全国H3需要	16,178.6	16,057.7	(+120.9)	—	寄与度*+0.6%
B. 偶発的需給変動分	1,914.5	1,780.4	(+134.1)	EUE基準0.009 (2025年度) EUE基準0.016 (2024年度)	* : 2024年度メインAX の目標調達量比 寄与度*+0.7%
a. 必要予備率	924.6	945.4	(▲20.8)	LOLP:0.3日/月に相当する予備力 EUE : 0.407より算出した供給力 連系線運用容量拡大による減少	
b. 厳気象対応	828.1	674.4	(+153.7)	夏冬 : H3需要×5.1%(2025) 夏冬 : H3需要×4.2%(2024)	
c. 稀頻度リスク	161.8	160.6	(+1.2)	通年 : H3需要×1.0%(2025) 通年 : H3需要×1.0%(2024)	
C. 持続的需要変動分	323.6	321.2	(+2.4)	H3需要の2.0%(2025) H3需要の2.0%(2024)	寄与度*+0.01%
D. 追加設備量	580.0※	456.6※	(+123.4)	年間停止可能量1.9ヵ月 H3需要の3.6% 需要変化による増加	寄与度*+0.7%

※ 厳気象対応・稀頻度リスク(春秋)の供給力は、安定電源の補修調整で対応

四捨五入の関係で合計が合わないことがある

第65回 容量市場の在り方等
に関する検討会 資料4
(2025年6月26日)

【参考 1】 目標調達量の算定結果（補足）

2. 2025年度メインオークションの目標調達量の算定

5

③目標調達量の算定について

- 目標調達量について最新諸元を用いて算定を行った結果、容量市場・供給計画の算定に用いる目標停電量は0.009kWh/kW・年となり、2025年度メインオークションにおける**目標調達量は1億8,997万kW**であった。（2025年度供給計画の2029年度断面にもとづいて算定を実施）
- 目標調達量は、昨年度の2024年度メインオークション（対象実需給年度：2028年度）と比較すると、**変化した容量は+381万kW**であった。

<2025年度メインオークションの目標調達量>

	全国H3需要 (離島除き) [万kW]	偶発的 需給変動 対応 [%]	厳気象対応 [%]		稀頻度リスク 対応 [%]	容量市場・供給計画に おける目標停電量※2 [kWh/kW・年]	持続的需要 変動対応 [%]	追加設備量 [%]※1	目標調達量 [万kW]
			夏季・冬季	春季・秋季					
2025年度 メインオークション (対象2029年度)	16,179	5.7	5.1	4.4	1.0	0.009	2.0	3.6	18,997
【参考】 2024年度 メインオークション (対象2028年度)	16,058	5.9	4.2	3.6	1.0	0.016	2.0	2.8	18,616

昨年比較：
+381万kW

※1 春季・秋季の厳気象対応・稀頻度リスク対応を安定電源の補修調整で対応する場合の試算値

※2 連系線運用容量の30分細分化（拡大）を反映

【参考 1】直近の供給計画にもとづく需要想定

- 直近の2025年度供給計画に基づく2029年度全国H3需要※は1億6,179万kWであり、2024年度メインオークション時点と比較すると約121万kW増加となった。

※離島は除く

第65回 容量市場の在り方
等に関する検討会 資料4
(一部加工)
(2025年6月26日)

2. 2025年度メインオークションの目標調達量の算定

3

①需要想定

- 2025年度メインオークションの需要曲線では、**2025年度供給計画**にもとづいた**2029年度断面の全国H3需要（離島除き）**を需要想定として用いている。
- 今回の算定では、全国H3需要（離島除き）は、**1億6,179万kW**であった。（2024年度メインオークション時点と比較すると約121万kW増加）

2025年度メインオークション時のH3需要＜2025年度供給計画（2029年度断面）＞

単位：万kW

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9社計
H3需要※	529	1,372	5,706	2,298	490	2,695	1,052	459	1,607	16,208
H3需要※ (離島除き)	528	1,368	5,703	2,298	490	2,695	1,050	459	1,588	16,179

＜参考＞2024年度メインオークション時のH3需要＜2024年度供給計画（2028年度断面）＞

単位：万kW

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9社計
H3需要※	519	1,338	5,604	2,393	485	2,666	1,058	467	1,557	16,087
H3需要※ (離島除き)	518	1,334	5,601	2,393	485	2,666	1,056	467	1,538	16,058

昨年比較：
+121万kW

※ 北海道、東北、北陸エリアは1月断面、その他エリアは8月断面

四捨五入の関係で合計が合わないことがある

【参考 1】 必要供給力の見直し（供給信頼度評価について）

(参考) 第94回本委員会の方向性について

3

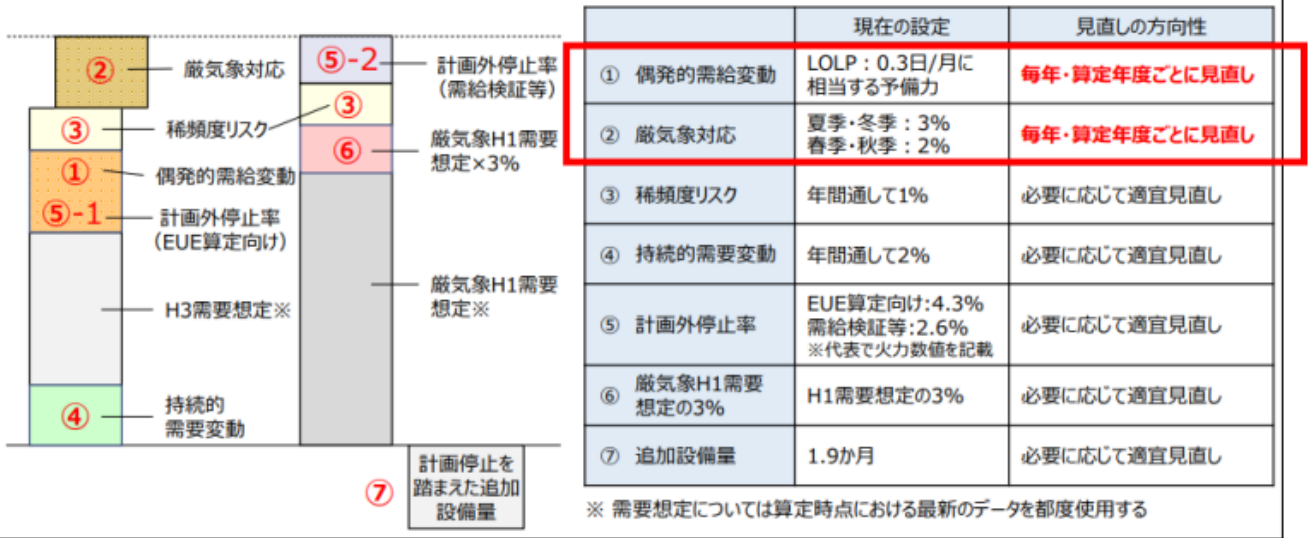
第95回調整力及び需給
バランス評価等に関する委員会
資料1 (2024年2月20日)

- 必要供給予備力想定の精度向上を図るためには、毎年・算定年度ごとに見直しが必要な要素（偶発的需給変動・厳気象対応）を最新データを用いて見直したうえで目標停電量（EUE）を定めることについて整理した。

論点 2：供給信頼度評価の精度向上のため諸元を適宜見直すべき要素について

45

- 必要供給予備力を構成する各要素について、毎年・算定年度ごとに見直しが必要なものと、今後の状況変化などを踏まえて必要に応じて適宜見直すべきものに分類した。
- 必要供給予備力想定の精度向上を図るため、今後は①偶発的需給変動対応、②厳気象対応について、毎年・算定年度ごとに最新データを用いて算定していくことでどうか。
- なお、それ以外の項目についても、必要に応じて適宜見直していくこととする。



【出典】第94回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2024.1.24）資料1

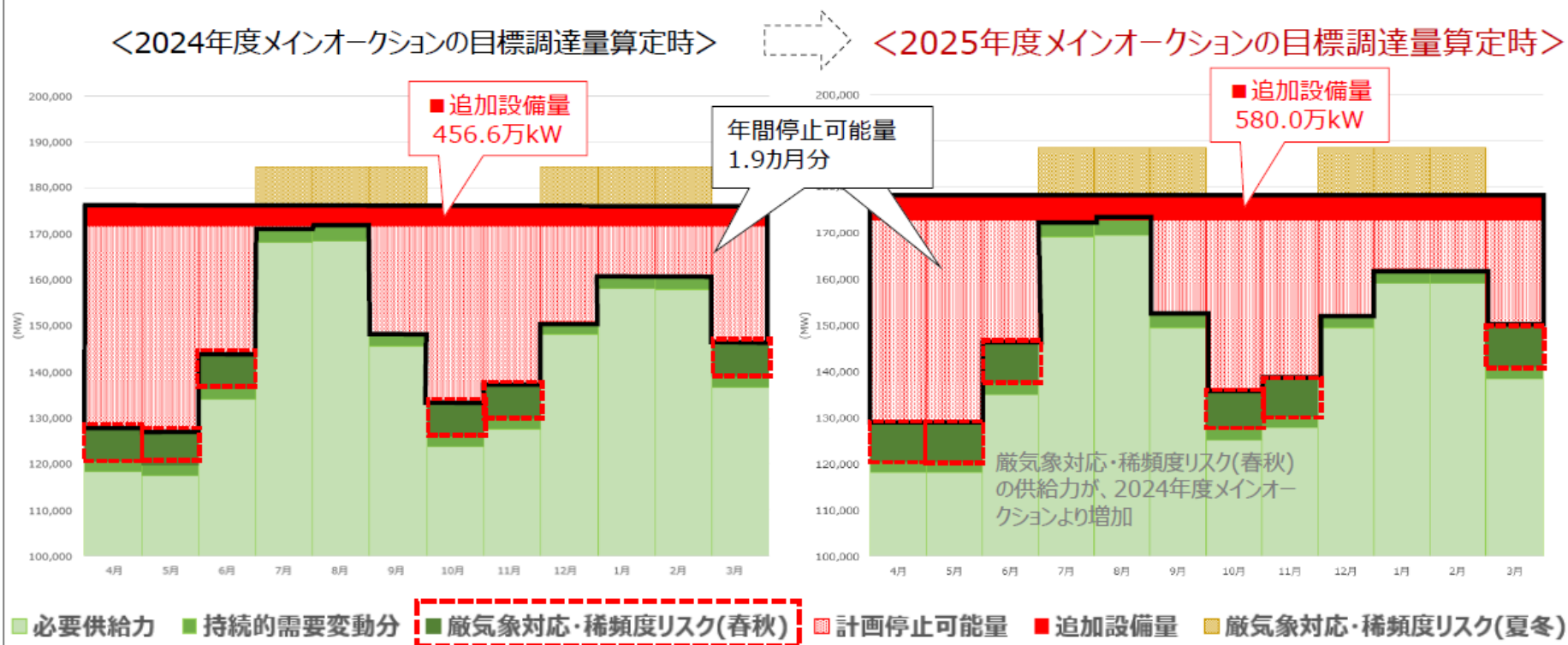
【参考 1】 必要供給力の見直し（追加設備量について）

（参考） 追加設備量の算定

8

第65回 容量市場の在り方
等に関する検討会 資料4
(2025年6月26日)

- 追加設備量については、年間停止可能量（追加設備量+計画停止可能量）を1.9カ月分確保する形で算定している。
- 供給信頼度評価の見直しにより、安定電源の補修調整で対応する**厳気象対応・稀頻度リスク(春秋)**の供給力が2024年度メインオークションより増加した事により、計画停止可能量が減少したことも追加設備量に反映され、**追加設備量は増加**となる。



1. 2025年度メインオークションにおける需要曲線 (2029年度実需給向け)

【参考1】 目標調達量

【参考2】 指標価格 (Net CONE)

【参考3】 約定処理において加算する供給力

【参考2】指標価格（Net CONE）の諸元

- 2029年度実需給向けメインオークションにおける指標価格（Net CONE）は、最新の経済指標を用いて算定した結果、10,075円/kWとなった。（2024年度メインオークションにおける指標価格：9,875円/kW）
- 2024年度メインオークションと比較した指標価格の増加は、物価上昇等によるインフレーション率の増加が影響。

3. 経済指標等の更新による指標価格（NetCONE）の算定（2/2）

10

第65回 容量市場の在り方等
に関する検討会 資料4
(2025年6月26日)

■ 最新の経済指標等の諸元をもとに算定された2025年度メインオークションの**NetCONEは10,075円/kW**※であった。また、需要曲線における**上限価格（NetCONEの1.5倍）は15,112.5円/kW**であった。

※ 2025年度メインオークションで算定されたGrossCONEは15,264円/kW
2024年度メインオークションで算定されたNetCONE（9,875円/kW）と比較すると+200円/kW

項目		2025年度 メインオークション 実需給年度:2029年度	2024年度 メインオークション 実需給年度:2028年度	諸元 赤枠は今回更新箇所
モデルプラント		CCGT	CCGT	経済産業省 総合資源エネルギー調査会 発電コスト検証WG 長期エネルギー需給見通し小委員会に対するコスト等の検証に関する報告 「（参考資料2）各電源の諸元一覧」の「LNG火力」
コスト評価年数		40年	40年	—
インフレーション率		17.56%	13.62%	内閣府 国民経済計算（GDP統計） GDPデフレーター（暦年：1-12月）総固定資本形成 基準年（2014年）：99.1%、2024年：116.5%
なる40年 コスト 転にの必要と 加味と	評価期間の 期待インフレ率	0.81%	0.70%	総務省統計局 消費者物価指数（コアCPI） 全国の生鮮食品除く総合の「消費者物価指数」 期待インフレ率 = 0.4×前年度のコアCPIの変化率 + 0.6×前年度の期待インフレ率
	系統接続費	1.56千円/kW	1.56千円/kW	接続契約に基づく実績値（工事費負担金の実績の平均値から設定）
	経年に伴う修繕 費等の増分費用	3万円/kW程度	3万円/kW程度	発電コスト検証WGに基づくヒアリング結果（30,861円/kW）
評価期間の割引率 （税引前WACC）		5%	5%	税引前WACC = 自己資本比率 × 自己資本コスト / （1 - 実効税率） + 他人資本比率 × 他人資本コスト
容量市場以外からの収益		5,190円/kW	5,087円/kW	第47回容量市場の在り方等に関する検討会 容量市場以外からの収益 = GrossCONEの34%（15,264円/kW × 34%）

【参考2】指標価格（Net CONE）の算定（補足）

- Net CONEの算定方法について、第101回制度検討作業部会において、発電事業者及び小売事業者双方の予見性を確保する観点から、見直しは包括的な検証も踏まえて行うこととし、現時点では諸元の変更を行わない旨を整理した。
- 今回は、その内容に基づいてメインオークションの需要曲線の算定が行われた。

Net CONEについて（2）

- 発電コスト検証WGの試算においては、サンプルプラントの実績が用いられており、選定されたプラントによって一定のばらつきがある。また、Net CONEの試算結果は過去のオークションで用いたNet CONEから大きく変動することとなる。
- 一方、毎年度のメインオークションおよび追加オークションにおけるNet CONEの算定では、算定時点の最新の経済指標を反映することとしている。
- 以上より、発電事業者及び小売事業者双方の予見性を確保する観点から、Net CONE設定の見直しは包括的な検証も踏まえた上で行うこととし、現時点では諸元の変更を行わないこととはどうか※1。

※1：算定時点の最新の経済指標を反映を行うこととし、発電コストの諸元の変更を行わないこととする。

■【参考】Net CONEの算定諸元

発電コストの諸元※2			経済指標（毎年更新）							
項目	中項目/小項目	数値や計算法等	項目	中項目/小項目	数値や計算法等	算定項目	参考とする経済指標等	更新頻度		
Net CONE 算定方法	モデルプラント		CCGT				インフレーション率	GDPデフレーター（暦年：1-12月） （“総固定資本形成”の値を使用）	1年	
	コスト評価年数		40年				期待インフレーション率	コアCPI	1年	
	インフレーション		デフレーター（暦年） 算定ベースとする発電コスト検証WGは デフレーター（暦年）にて反映したため。							
	40 年 運 転 に 必 要 と な る コ ス ト の 加 味	評価期間の 期待インフレ率	期待インフレ率 = 0.4×前年度のコアCPIの変化率 + 0.6×前年度の期待インフレ率※ ※ 前10年間の期待インフレ率を用いる							
		系統接続費	1.56千円/kW							
		経年に伴う修繕 費等の増分費用	3万円/kW 2018年11月の事務局のヒアリング結果から							
		エスカレーション	考慮しない							
※2：モデルプラントの資本費、運転維持費等の 詳細パラメーターは、次頁参照										
Net CONE 算定方法	評価期間の割引率		5%							
	税 引 前 W A C C	税引前WACC	税引前WACC = 自己資本比率×自己資本コスト / (1-実効税率) + 他人資本比率 × 他人資本コスト							
		自己資本比率	経済産業省 企業活動基本調査 （資本金1億円以上企業を参照）							
		自己資本コスト	6.7% 経済産業省、持続的成長への競争力 とインセンティブ～企業と投資家の望まし い関係構築～プロジェクト（伊藤レポ ート）2014.8 p44, を参考とし求めた。							
		他人資本コスト	貸出約定平均金利（新規・長期） （暦年値の平均）							
		実効税率	需給年度に適用予定の実効税率							
	容量市場以外からの収益		3,000円/kW 容量市場導入当初は、諸外国の容量市 場以外からの収益の割合の見込み量を参 照することとして設定した。（※）							

第19回 容量市場の在り
方等に関する検討会
（2019年4月）

29

第101回制度検討
作業部会 資料6
（一部加工）
（2025/4/1）

1. 2025年度メインオークションにおける需要曲線 (2029年度実需給向け)

【参考1】 目標調達量

【参考2】 指標価格 (Net CONE)

【参考3】 約定処理において加算する供給力

【参考3】 約定処理において加算する供給力

4. 2025年度メインオークションにおける需要曲線の前案

13

② 需要曲線に織り込む供給力（約定処理における加算）

第65回 容量市場の在り方
等に関する検討会 資料4
(2025年6月26日)

- 容量市場に参加しない（約定対象としない）FIT電源等の期待容量等については、約定処理において供給力に加算した上で、約定電源を決定する方法で整理されている。
- 2025年度メインオークションの約定処理で加算する供給力について、下表のとおり確認を行った。

<約定処理において加算する供給力>

項目	2025年度 メインオークション 実需給年度:2029年度	2024年度 メインオークション 実需給年度:2028年度	備考
目標調達量	18,997万kW	18,616万kW	
約定処理で 加算する供給力	2,599万kW + $\alpha - \beta$	2,218万kW + α	① + ② + ③ + ④ + ⑤ - ⑥
① FIT電源等の 期待容量	1,755万kW	1,600万kW	最新のFIT電源の事業認定情報等から集計した期待容量
② 追加AXで 調達を予定	324万kW	321万kW	追加オークションで調達を見込み、約定処理で加算する供給力 (メインオークションにおけるH3需要の2%分)
③ 容量市場外の見込み 供給力控除量	177万kW	186万kW	一定の蓋然性のある供給力 : 120万kW ブラックスタート電源のひっ迫時に活用できる供給力 : 57万kW
④ 長期脱炭素電源AX 契約容量	343万kW	111万kW	長期脱炭素電源オークションの契約容量のうち、実需給年度2029 年度に制度適用となる契約容量
⑤ 事後的に 織り込む供給力	事後的に反映(α)	事後的に反映(α)	応札後に、オークションで落札していない <u>石炭とバイオマスの 混焼を行うFIT電源等の供給力</u> を確認し、 <u>事後的に織り込む</u>
⑥ 事後的に 控除する供給力	事後的に控除(β)	—	<u>洋上風力ゼロプレミアム案件</u> がオークションに応札された場合には、 FIT電源等の期待容量から <u>事後的に控除する</u>

【参考3】 容量市場外の見込み供給力控除量について①

- 第81回制度検討作業部会（2023/6/21）では、120万kWは容量市場外で一定の蓋然性のある供給力として、容量市場での調達量から差し引く旨が整理された。

必要供給力と費用負担に関する整理の状況

- 2022年3月の電力需給ひっ迫を契機とした必要供給力の見直しについては、電力広域的運営推進機関が2023年1月24日に開催した第81回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。
- 一方、供給力確保策全体における容量市場での調達量の考え方や、各仕組みにおける費用負担の在り方については議論が継続されてきた。
- 2023年3月29日に開催された第60回電力・ガス基本政策小委員会では、社会コストの徒な増加を抑止するため、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、**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**が示された。
- その後、容量市場外の供給力の分析を踏まえ、2023年5月25日に開催された第79回制度検討作業部会では容量市場での調達量から差し引く**控除量を120万kWとする方向性**が提示され、継続検証の必要性に関する御意見と共に、一定の御賛同をいただいた。
- また、容量市場での供給力の調達に関する費用負担については、2023年5月30日に開催された第62回電力・ガス基本政策小委員会において、これまで小売負担として整理されていた**稀頻度リスク対応分を託送負担とする方向性**が提示され、一定の御賛同をいただいた。

第81回制度検討作業部会
資料4（一部加工）
(2023/6/21)

【参考3】 容量市場外の見込み供給力控除量について②

3. 確保されている2026年度供給力について

②市場退出量の見込み

18

第63回 容量市場の在り方
等に関する検討会 資料3
(一部加工)
(2025年4月23日)

- **安定電源や変動電源の市場退出量は、約329万kW**（3月7日時点の市場退出表明書ベース）の見込みであった。
- このうち、メインオークション実施後に国の審議会でも部分退出することとして整理された、**ブラックスタート電源（以下、BS電源）の部分退出は、約131万kW**であった。
- また、**発動指令電源の区分における市場退出量は、約204万kW**（事業者報告ベース）であった。
- 実需給2026年度分の市場退出の見込みは、**合計で約533万kW**であった。
- なお、BS電源が部分退出した容量については、容量市場外の供給力として一部ひっ迫時において活用され、その容量は57万kW※となっている。

※2025年供給計画における確認をもとに集計

＜市場退出の見込み容量（対象実需給年度：2026年度分）＞

単位：万kW

区分	メインオークション時点の 契約容量	市場退出 見込み容量	市場退出を反映した 契約容量	(参考) 退出割合
安定電源 変動電源	15,687	▲329 (うち、BS電源分▲131)	15,358	2.1%
発動指令電源	584	▲204	380	35%
合計	16,271	▲533	15,738	3.3%

(四捨五入の関係で合計が合わないことがある)