

2025年度メインオークションにおける 需要曲線の前案について

2025年6月26日

容量市場の在り方等に関する検討会事務局※

※本検討会は、資源エネルギー庁と電力広域的運営推進機関の共同事務局により開催している。

1. はじめに
2. 2025年度メインオークションの目標調達量の算定
3. 経済指標等の更新による指標価格（NetCONE）の算定
4. 2025年度メインオークションにおける需要曲線の前案
5. 需要曲線に関する今後のスケジュール

- 本日は、**2025年度メインオークション**（対象実需給年度:2029年度）の**需要曲線の原案**について報告を行う。
- 需要曲線の原案は、このあと**国の審議会等で意見を確認**した後、広域機関においてメインオークション**需要曲線の公表**を予定している。

<広域機関 業務規程>

（メインオークション需要曲線の策定及び公表）

第32条の13 本機関は、メインオークション需要曲線の原案を策定する。

2 本機関は、前項で策定した原案を国が関連する審議会等（以下「国の関連審議会等」という。）に提出し、その意見を求める。

3 本機関は、前項の国の関連審議会等からの意見を踏まえ、メインオークション需要曲線を決定する。

4 本機関は、メインオークション募集要綱に定める予定公表期日において、前項で決定したメインオークション需要曲線を本機関のウェブサイトへの掲載等の方法によって公表する。

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

※ 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

2. 2025年度メインオークションの目標調達量の算定

②供給信頼度評価について

■ 供給信頼度評価にもとづいて**目標調達量の算定**を行うにあたり、2023年度メインオークション実施以降に整理された**最新の供給信頼度評価の考え方を反映**して算定を行っている。

(参考) 第94回本委員会の方向性について

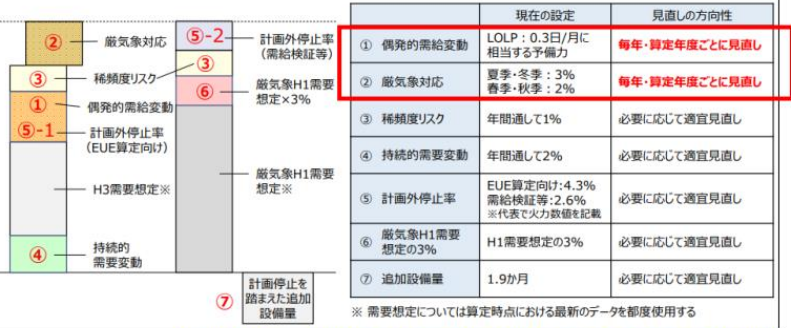
第95回調整力及び需給
バランス評価等に関する委
員会資料より
(2024.2.20)

3

- 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とどうか。**
- 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。



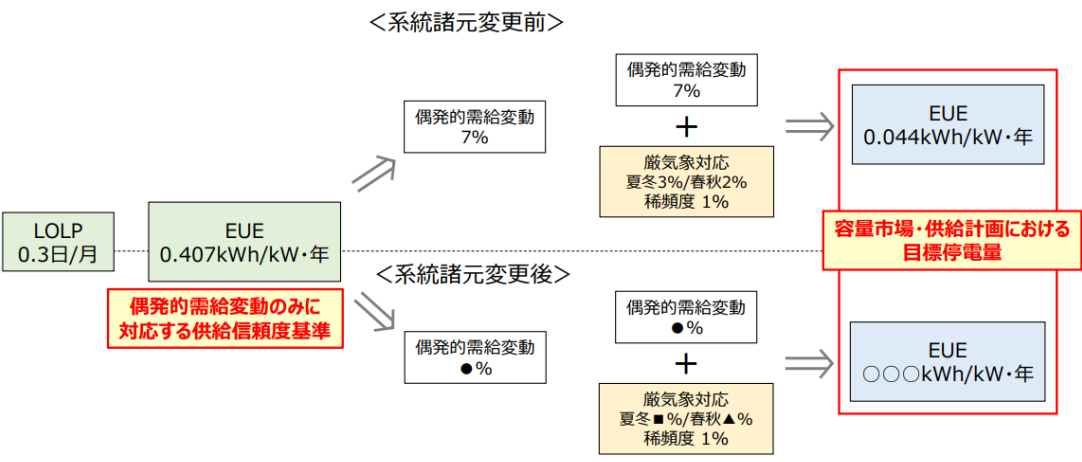
【出典】第94回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2024.1.24）資料1

第94回調整力及び需給
バランス評価等に関する委
員会資料より
(2024.1.24)

48

論点 3：供給信頼度基準の呼称について

- EUE: 0.407kWh/kW・年はEUE評価導入前の供給信頼度の水準に相当する停電量であり、基本的に更新されない数値である。これを踏まえ、**今後はLOLP: 0.3日/月に相当するEUE: 0.407kWh/kW・年を「偶発的需給変動のみに対応する供給信頼度基準」と定義してはどうか。**
- 一方、EUE: 0.044kWh/kW・年については、**毎年のEUE算定における系統諸元の見直しなどに伴って数値が更新される可能性があるため、容量市場の約定処理や供給計画における信頼度評価で用いることを考慮して、「容量市場・供給計画における目標停電量（EUE）」と定義してはどうか。**



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

※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

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

4. まとめ

第105回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料より
(2025.1.28)

30

- 供給信頼度評価における連系線運用容量の取扱いについて、以下のように整理した。
 - ＜検討事項②：連系線運用容量の30分細分化（拡大）の反映＞
 - ある程度の蓋然性が期待できる範囲において、運用容量の30分細分化を適用することとし、適用範囲については、下図のとおり、基本的には第2年度までとする。
 - ただし、容量市場のメインオークションおよび容量停止計画調整については、実需給までの連続性等の観点から、例外的に適用対象とする。
 - ＜検討事項③：個別間連系線への負荷制限織り込み＞
 - 運用容量等作業会の整理に基づく負荷制限織り込みを反映した運用容量を供給信頼度評価に適用する。
- これらは、今後の供給信頼度評価への速やかな適用を目指すこととし、具体的な開始時期は下表の通りとする。

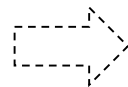
対応方針のまとめ

分類		適用項目	開始時期
容量市場	メインオークション	②運用容量の30分細分化 ③負荷制限織り込み※	2025年度（実需給年度2029年度）
	追加オークション		2025年度（実需給年度2026年度）
	容量停止計画調整		2025年度（実需給年度2027年度）
供給計画	短期断面（第1・第2年度）	③負荷制限織り込み※	2025年度供給計画取りまとめ
	長期断面（第3年度以降）		
需給検証等		②運用容量の30分細分化 ③負荷制限織り込み※	2025年度需給見通し

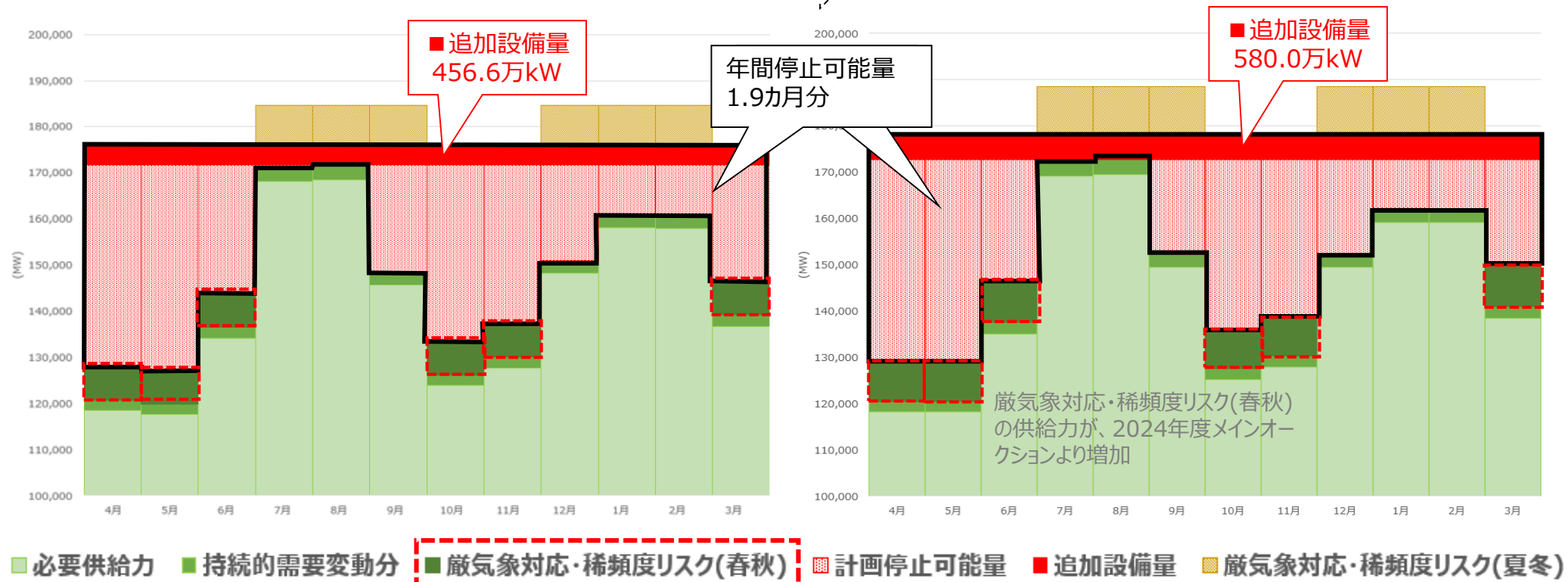
※ 設備・運用上の準備が整った連系線から順次負荷制限織り込んだ運用容量に変更する

- 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。

<2024年度メインオークションの目標調達量算定時>



<2025年度メインオークションの目標調達量算定時>



3. 経済指標等の更新による指標価格（NetCONE）の算定（1/2）

9

- NetCONE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、現時点では諸元の変更を行わないことが整理され、今回はその内容にもとづいてメインオークションの需要曲線の算定を行った。

Net CONEについて（2）

第101回制度検討
作業部会資料より
(2025.4.1)

- 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してはどうか※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
Net CONE 算定方法	モデルプラント	CCGT	算定項目	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）
	コスト評価年数	40年	参考とする経済指標等	期待インフレーション率	コアCPI
	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。	更新頻度		
	40年運転に必要となる コストの加味	期待インフレーション率 = 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ーション率※ ※ 前10年間の期待インフレーション率を用いる			
	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			
Net CONE 算定方法	エスカレーション	考慮しない			
	評価期間の割引率	5%			
	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）			
Net CONE 算定方法	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)

※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

3. 経済指標等の更新による指標価格（NetCONE）の算定（2/2）

■ 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
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	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%）

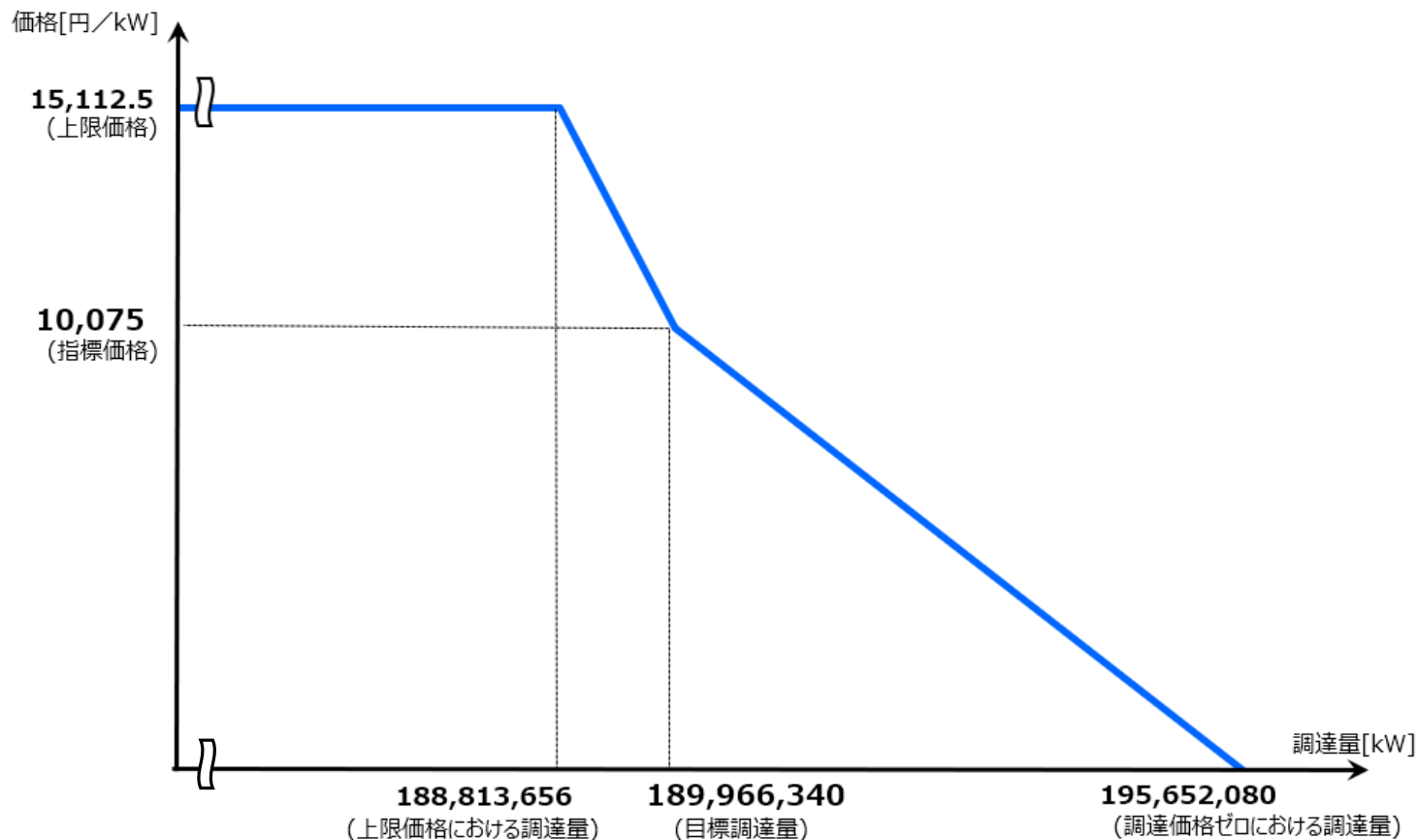
4. 2025年度メインオークションにおける需要曲線の原案

11

① 需要曲線の原案

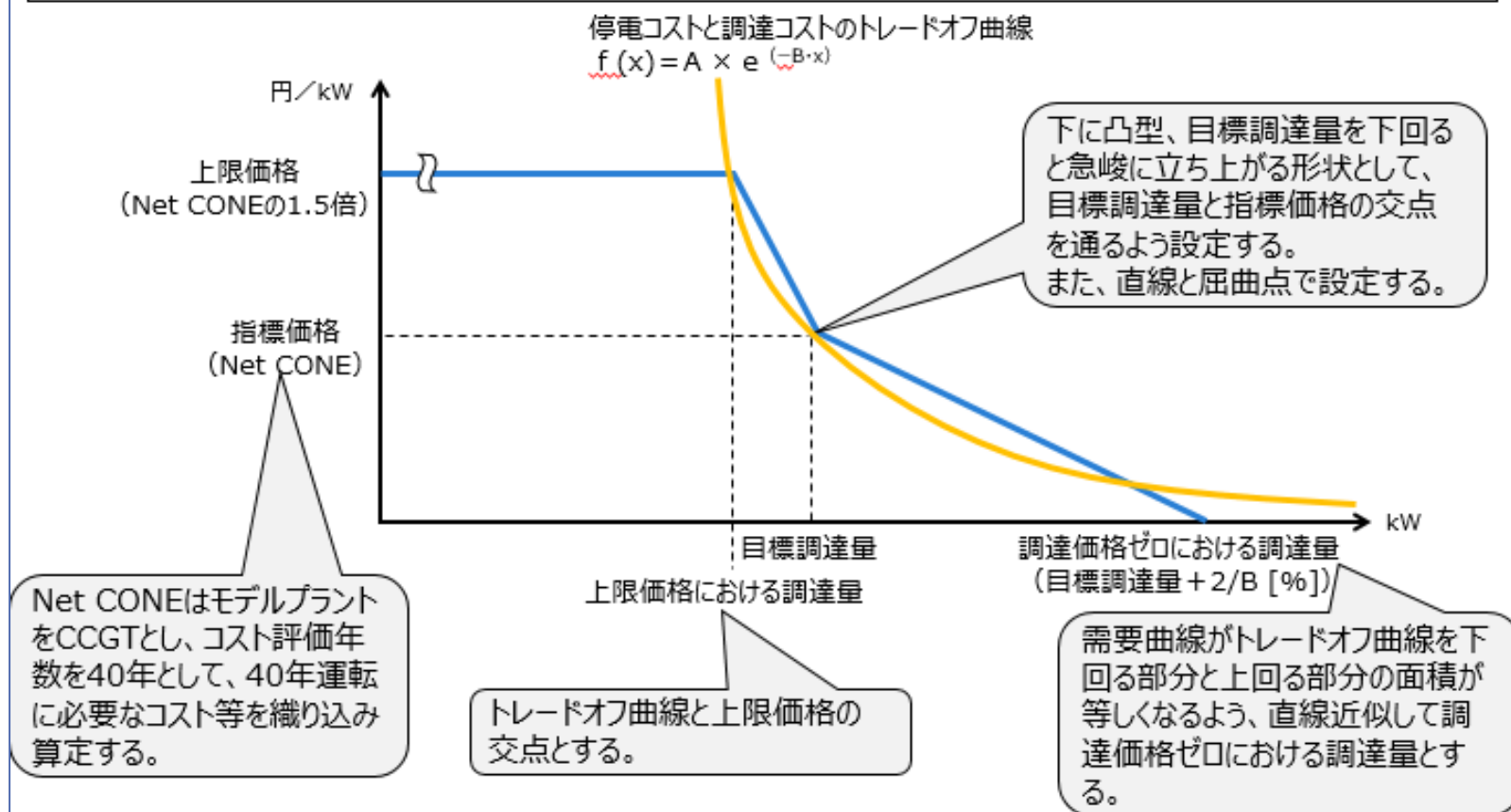
■ 2025年度メインオークション（対象実需給年度：2029年度）の需要曲線の原案は、最新の供給計画や経済指標等にもとづいて算定した結果、以下となった。

- **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**
- 上限価格における調達量は1億8,881万kW、調達価格ゼロにおける調達量は1億9,565万kW



2. 需要曲線設定に関する考え方の整理

- 需要曲線は、下に凸型の形状とし、Net CONEおよび停電コストと調達コストのトレードオフ曲線等を用いて作成することとしている。



4. 2025年度メインオークションにおける需要曲線の原案

13

②需要曲線に織り込む供給力（約定処理における加算）

- 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 + α - β	2,218万kW + α	① + ② + ③ + ④ + ⑤ - ⑥
①FIT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 <u>H3需要の2%分</u> ）
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>

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63回容量市場の在り方等
に関する検討会資料より
(2025.4.23)

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

- **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)

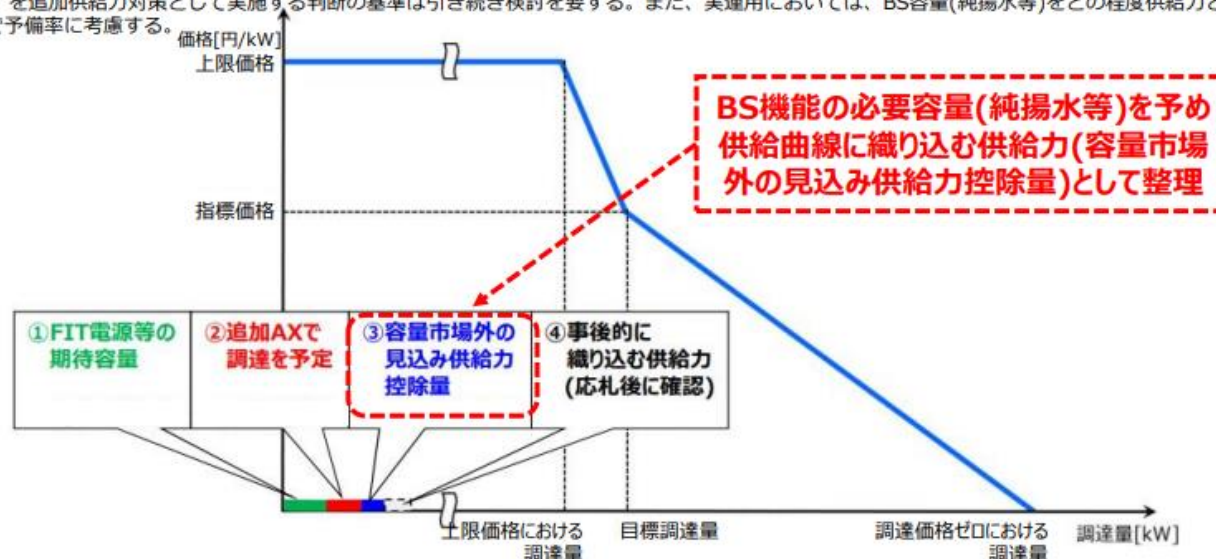
BS機能の必要容量(純揚水等)の供給力としての解釈

- BS機能の必要容量(純揚水等)は、容量市場において確保する供給力ではないと考えられる一方、（例えば予備率が3%を下回るなどの）需給ひっ迫を事前に予見できる場合には活用可能な供給力である。そのため、需給検証や供給計画(*1)において供給力として考慮することが合理的ではないか。
- また、2024年度以降、BS機能に必要なkW・kWhはBS公募を通じて明確化されることから、BS容量(純揚水等)は容量市場外の供給力として扱う(*2)こととしてはどうか。
- なお、需給ひっ迫を予見した場合、ブラックアウトのリスクも勘案のうえ、一般送配電事業者、電力広域的運営推進機関、資源エネルギー庁の三者が協議のうえ、BS機能の必要容量(純揚水等)を需給ひっ迫解消のために活用する(*3)こととする。

*1：予備率が3%を下回るような需給ひっ迫時に活用される供給力は、供給計画において厳気象対応分、稀頻度リスク対応分を含んだEUE評価により考慮される。

*2：メインオークションについては2028年度実需給向け以降、追加オークションについては2025年度実需給向け以降に、約定処理において加算する供給力として考慮する。

*3：BS容量（純揚水等）を追加供給力対策として実施する判断の基準は引き続き検討を要する。また、実運用においては、BS容量(純揚水等)をどの程度供給力として扱うかを本協議で決定したうえで予備率に考慮する。



長期脱炭素電源オークション約定結果
(応札年度：2024年度) より
(2025.4.28)

2. 長期脱炭素電源オークション（応札年度：2024年度）の約定結果
(4) 実需給年度毎の落札容量

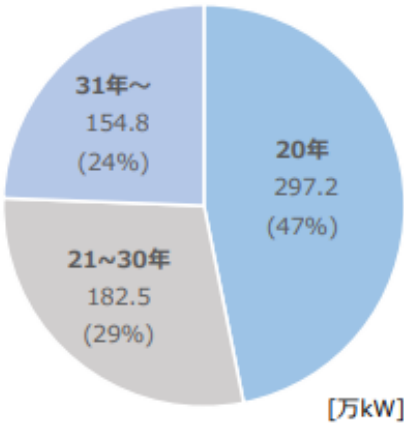
16

- 実需給年度毎の落札容量は、下記のとおり。
- 落札電源毎に供給力提供開始時期や制度適用期間が異なる。

実需給年度毎の落札容量



落札電源の制度適用期間



長期脱炭素電源オークション約定結果
(応札年度：2024年度) より
(2025.4.28)

3. 容量オークションとの関係

17

- 実需給2027年度以降の供給力を対象として長期脱炭素電源オークションが行われたところ。
- 長期脱炭素電源オークションは容量市場の一部であるところ、容量市場メインオークションについては、すでに実需給2027～28年度向けのオークションが行われている。
- 本章では、両オークションで調達された調整機能あり電源の契約容量や、実需給2027～28年度の容量拠出金の試算を行った。
- なお、実需給2028年度向け以降のメインオークションにおいては、長期脱炭素電源オークションにて落札された容量を控除してオークションを行う。

- (1) 調整機能あり電源の契約容量
- (2) 実需給2027年度の容量拠出金 (試算)
- (3) 実需給2028年度の容量拠出金 (試算)

- 洋上風力ゼロプレミアム案件については、需要曲線作成時点ではFIT等期待容量として織り込んでおき、応札された場合にはFIT等期待容量から控除する。

洋上風力ゼロプレミアム案件の容量市場への参加について

- ・ 再エネ海域利用法に基づく公募案件（選定済みのラウンドを含む）のうち、ゼロプレミアム案件については、次頁のbalancing cost相当分を除き、FIP交付金の交付は想定されない。そのため、ゼロプレミアム案件が容量市場（メインオークション）へ参加することを認めたとしても、固定費の二重回収の問題は生じない。
- ・ そこで、ゼロプレミアム案件に限っては、FIP制度の適用を受ける期間（交付期間）中においても、容量市場への参加を認めることとしてはどうか。
ただしその際、容量市場（メインオークション）への参加を認める条件として、次頁のとおり、balancing cost相当分のFIP交付金を放棄することを前提とする。

第100回制度検討作業
部会資料より
(2025.2.26)

容量市場（メインオークション）への主な影響

- ・ 容量市場（メインオークション）の供給曲線における取扱い
 - 既存の整理では、FIP洋上風力はFIT等期待容量として、需要曲線の算定時点で見込めるものを供給力に織り込むこととしている。ゼロプレミアム案件も同様の整理とする。
 - 当該ゼロプレミアム案件が応札された際には、FIT等期待容量から控除する整理としてはどうか。
(需要曲線作成時点ではFIT等期待容量として織り込んでおき、応札された場合にはFIT等期待容量から控除する)
- ・ 洋上風力の調整係数
 - 初年度は、現行の運用通り供給計画における分類「風力発電」としての調整係数を用いる。
※なお調整係数は、供給計画の数値そのものではなく、都度、容量市場向けに算定している。
 - 調整係数を算定するためには稼働実績データが必要なため、2年目以降、調整係数算定に資する実績が得られたタイミングで、調整力等委にて整理する方針としてはどうか。
※調整係数の算定には、エリア別に実績を要する。
- ・ 容量市場2025年度入札（2029年度実需給）
 - 容量市場に関する入札ガイドラインにおける参加可能電源に関する記載の更新。
 - 募集要綱への反映内容、必要に応じて技術的な事項。
※追加オークションは、メインオークションと同様2029年度実需給以降を対象とする。

4. 2025年度メインオークションにおける需要曲線の原案

20

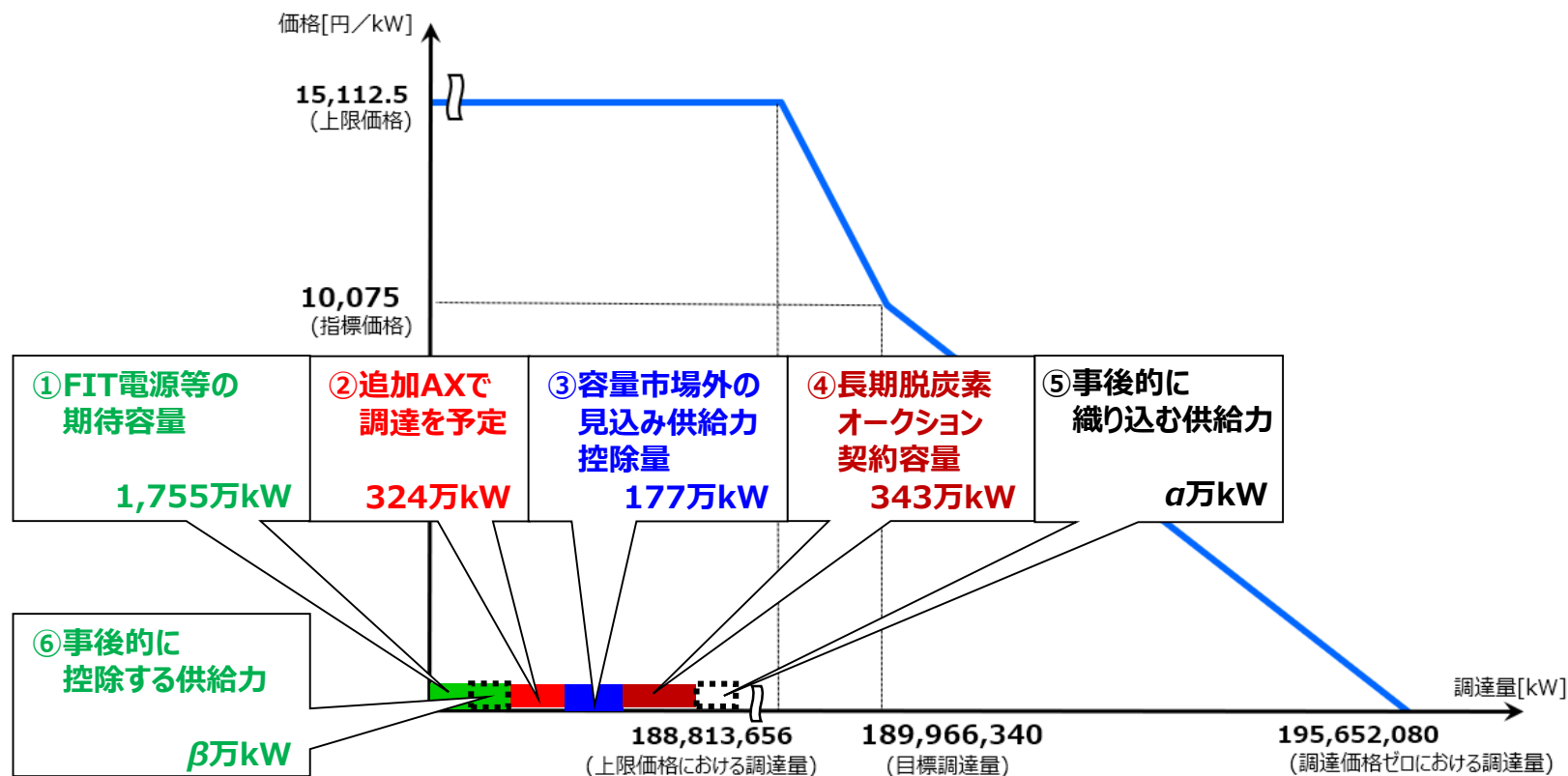
③需要曲線の原案（需要曲線と約定処理において加算する供給力）

- 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 : $2,599\text{万kW}(\text{①} \sim \text{④}) + \alpha(\text{⑤} \times \text{①}) - \beta(\text{⑥} \times \text{②})$

※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



5. 需要曲線に関する今後のスケジュール

- 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は、国の関連審議会等へ提出し、その意見を踏まえ、広域機関においてメインオークション需要曲線を決定し、公表することとしている。
- 本日報告した需要曲線の原案については、このあと制度検討作業部会で審議を行うことを予定している。
- また、2025年度メインオークション（対象実需給年度:2029年度）の需要曲線については、広域機関HP等でも、7月頃を目途に公表することを予定している。

時期	概要
2025年3月	2025年度供給計画取りまとめ
本日⇒ 2025年6月26日	第65回容量市場検討会で需要曲線原案の報告 需要曲線の作成要領案の報告
(日程未定)	国の審議会では需要曲線の原案の審議（予定）
2025年7月 (予定)	需要曲線の公表（予定） 需要曲線の作成要領の公表（予定）