

2023年度追加オークションにおける 需要曲線と供給力の関係（イメージ）について

2023年2月28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. 「需要曲線の原案」（4月公表予定）に反映予定の項目
3. 今回の「需要曲線のイメージ案」へ反映した項目
4. メインオークションの需要曲線からの変化
5. 期待される供給力について
6. 需要曲線と供給力の関係（イメージ図）
7. 今後のスケジュール

- **2023年度追加オークション（対象実需給年度:2024年度）**に向けた内容について、これまで本検討会、および制度検討作業部会（国の審議会）において整理を進めてきた。
- 追加オークションの需要曲線については、開催判断のタイミングに原案を示していくこととなるが、開催判断から応札までの期間が短いことから、**あらかじめ「需要曲線のイメージ案」を示しておく**ことを説明してきた。
- 本日は、**現時点で確認できる諸条件を反映した「需要曲線のイメージ案」、および「需要曲線と供給力の関係のイメージ」**についてお示しする。
 - ※「需要曲線のイメージ案」、および「需要曲線と供給力の関係のイメージ」は、開催判断時の前提条件や諸元にもとづいて作成される需要曲線とは異なるため、**あくまで現時点のイメージであることに留意**
- なお、追加オークションの募集要綱と約款は、意見募集を実施した後、2月1日に公表を行っており、**現在、事業者の参加登録**が進められている。

2. 「需要曲線の原案」（4月公表予定）に反映予定の項目

- 2023年度追加オークション（対象実需給年度:2024年度）の需要曲線は、2023年度供給計画や2022年度時点の経済指標等に基づき策定を予定している。
- 追加オークションの需要曲線は、過去に実施した同じ実需給年度のメインオークションの需要曲線を用いるのではなく、**最新の供給計画のH3需要**（①）、**EUE算定の扱いの整理**（②）、**最新の経済指標等から算定したNetCONE**（③）を用いて作成を予定している。
- また、追加オークションの供給曲線に反映する供給力としては、**FIT電源等の期待容量**（④）、**メインオークションで契約した供給力**（⑤）を予定している。
- なお、EUE算定の扱いについては、国の審議会において、供給力確保策全体の在り方や費用負担・回収の在り方等について議論も踏まえ、反映の在り方について検討することとされている。

	項目	原案の作成時に反映を予定している内容
需要曲線	①H3需要	2023年度供給計画の需要想定を反映
	②EUE算定方法	調整力及び需給バランス評価等に関する委員会や国の審議会の整理を反映
	③NetCONE	最新の経済指標等を用いて算定
供給曲線に反映する供給力	④FIT電源等の期待容量	最新の登録データにも基づき算定
	⑤メインオークションで契約した供給力	市場退出・実効性テストの結果を反映

※供給曲線には、石炭混焼バイオの供給力は事後的に織り込む。

3. 今回の「需要曲線のイメージ案」へ反映した項目

①H3需要

- 需要曲線のイメージ案の作成において、現時点で確認したH3需要（離島除き）は、2020年度メインオークション時のH3需要より約400万kW高い水準であった。

▶ なお、需要曲線の原案の作成では、最新の供給計画の確定値（2023年度供給計画）を用いる。

2020年度メインオークション時のH3需要<2020年度供給計画（2024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 ※4
H3需要※1	499	1,354	5,298	2,440	491	2,634	1,043	491	1,540	15,790
H3需要※1 (離島除き)	498	1,349	5,295	2,440	491	2,634	1,041	491	1,522	15,761

※1 北海道、東北エリアは1月断面、その他エリアは8月断面

今回の需要曲線のイメージ案<2023年度供給計画（2024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 ※4
H3需要※2,3	499	1,366	5,514	2,470	518	2,751	1,043	495	1,541	16,197
H3需要※2,3 (離島除き)										16,167

※2 2023年度供給計画の暫定値であり、原案では確定値を用いる

※3 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

※4 四捨五入の関係で合計が合わないことがある

3. 今回の「需要曲線のイメージ案」へ反映した項目

②EUE算定（1 / 2）

- EUEの算定について、今回の需要曲線のイメージ案の作成では、**第81回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会**で示された**EUEの算定方法**を踏まえて目標調達量の算定を行った。
- 2020年度メインオークションの需要曲線の設定から、**持続的需要変動分、厳気象対応、稀頻度リスクの設定値等がそれぞれ変更**※となっている。

※EUE算定方法の変更を踏まえた必要供給力における信頼度基準は0.044kWh/kW・年となる

<今回の需要曲線のイメージ案におけるEUE算定の設定項目>

※今回のイメージ案

設定項目	2020年度メインオークション (実需給年度:2024年度)	2023年度追加オークション※ (実需給年度:2024年度)
持続的需要変動分	H3需要の1%	H3需要の2%
厳気象対応	H3需要の2%(夏冬)	H3需要の3%(夏冬)、2% (春秋)
稀頻度リスク	H3需要の1%(夏冬)	H3需要の1%(通年)
追加設備量	1.9ヵ月分	1.9ヵ月分 ※変更なし

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より

これまでの議論内容のまとめ

- 前述のとおり検討事項①～④について、基本的に供給力の重複は無く、これまでの検討結果をまとめると下表の通り。
- 必要最低限の量を設定するなど、一定の割り切りを行っている項目も多いが、それぞれの項目における検討結果であり、今回の一連の検討については、**下表のとおり見直しを行うことを基本方針とし、容量市場における具体的な対応については、国の審議会や容量市場検討会で確認すること**でどうか。
- **また、今後、供給力不足の課題が顕在化する場合には、下表も参考に改めて見直しを検討すること**としたい。

供給信頼度における検討事項	これまで	見直し後	今回の見直しによる必要供給力への影響	一定の割り切り※ (今後必要に応じて見直し)
稀頻度リスク	夏季冬季 平年H3需要に対して1%	年間通して 平年H3需要に対して1%	供給力増加方向	0.7～1.4%の低下率をもとに1%と設定
① 廠気象対応	夏季冬季 平年H3需要に対して 2% 春季秋季 なし	夏季冬季 平年H3需要に対して 3% 春季秋季 平年H3需要に対して 2%	供給力増加方向	春季秋季については、最大3.8%、最小1.5%、月平均2.6%をもとに2%と設定 夏季冬季については、 2.9%の算定結果をもとに3%と設定
② 年間計画停止可能量	1.9ヶ月	1.9ヵ月 (継続して状況を注視)	変化なし	至近3か年の供給計画における計画停止量は2.1ヵ月相当であるが、1.9ヵ月で据え置き
③ 発電機計画外停止率	火力2.5% (代表で火力数値を記載)	算定方法変更 EUE算定向け計画外停止率と定義し 火力4.3%	変化なし (信頼度基準の見直し)	廠気象対応等に用いている計画外停止率は当面従来の2.6%と整理
④ 連系線の計画外等停止の影響織り込み	健全な状態 (年間運用容量) にて算定	健全な状態 (年間運用容量) にて算定	変化なし	必要供給力への影響はそれほど大きくないことから、連系線計画外停止等の影響は見込まない

※青字：必要供給力過少評価の可能性
 赤字：必要供給力過大評価の可能性
 黒字：過小方向か過大方向が現時点では不明

容量市場における必要供給力の見直し

- 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%^{*1}) 増加することが見込まれている。
- こうした必要調達量の増加分について、①実需給1年前に開催するかどうか判断する2024年度分の追加オークションと、②実需給4年前に行う2027年度分のメインオークションに、どのように反映するか。
- 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としては、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公募や、電気事業法に基づき広域機関が実施する電源入札があり、これらの仕組みとの関係も踏まえる必要がある。
- また、必要調達量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り、安定供給の確保を大前提としつつも、徒な費用負担の増加は避ける必要がある。
- こうした点を踏まえ、供給信頼度評価の見直し結果の反映については、**供給力確保策全体の在り方**や、**各仕組みにおける費用負担・回収の在り方**等に関する**今後の電ガ小委等における議論を踏まえつつ、検討していくこととしてはどうか。**

*1: 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

3. 今回の「需要曲線のイメージ案」へ反映した項目

②EUE算定（2 / 2）

■ EUE算定方法の見直しを反映した場合の**目標調達量は18,626万kW**となり、2020年度メインオークションと比較すると**879万kWの増加**となった。

単位：万kW

設定項目	2020年度 メインAX	2023年度 追加AX	(差)	備考		
目標調達量	17,746.9	18,625.6	(+878.7)	①+②+③+④	寄与度*+5.0%	
①全国H3需要	15,761.3	16,167.2	(+405.9)	—	寄与度*+2.3%	
②偶発的需給変動分	1,479.5	1,729.4	(+249.9)	EUE0.048→0.044	[*：2020年度メインAX の目標調達量比]	
a.必要予備率*	1,006.7	1,082.7	(+76.0)	H3需要×7%相当 ※変更なし		寄与度*+1.4%
b.厳気象対応*	315.2	485.0	(+169.8)	夏冬：H3需要×2%→3% 春秋：H3需要×0%→2%		
c.稀頻度リスク*	157.6	161.7	(+4.1)	夏冬：H3需要×1%→1% 春秋：H3需要×0%→1%		
③追加設備量	348.4	405.7	(+57.3)	年間停止可能量1.9ヵ月 ※変更なし	寄与度*+0.3%	
④持続的需要変動分	157.6	323.3	(+165.7)	H3需要の1%→2%	寄与度*+1.0%	

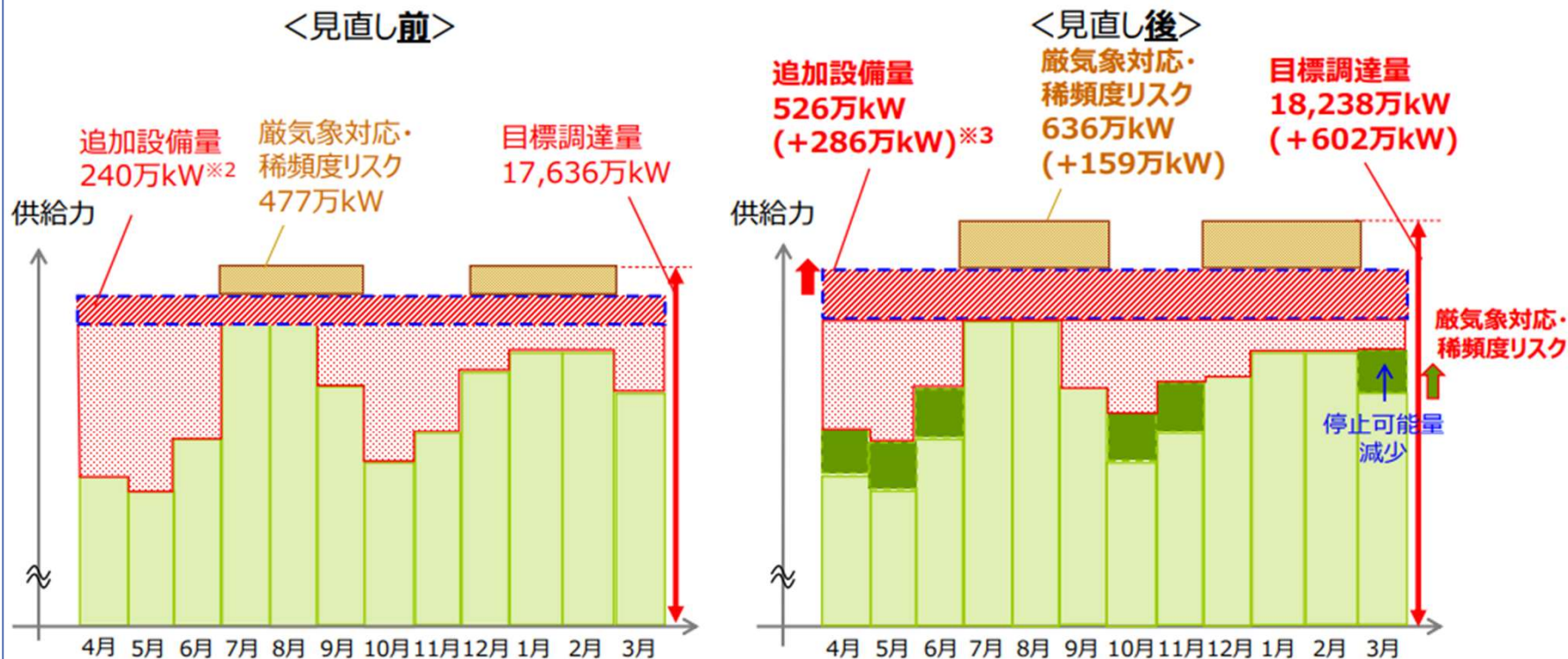
※第81回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会で示された前提と同様に、春秋分の厳気象対応、稀頻度リスクは安定電源の補修調整（追加設備量）で対応を行った場合で試算（厳気象対応、稀頻度リスクは夏冬の供給力分を加算）。発動指令電源で対応を行うことを考慮するかどうかについては実効性テストの結果等を踏まえて検討。

検討結果を踏まえた目標調達量の増加量試算について

27

■ 持続的需要変動を2%、稀頻度リスクを年間通して1%、厳気象対応を春季・秋季2%、夏季・冬季3%と見直した場合、2026容量市場において**目標調達量が602万kW程度増加**する試算結果となる。

※1 春秋の厳気象対応・稀頻度リスクに、安定電源の補修調整で対応する場合の試算



※2 持続的需要変動を1%を必要量に加算したうえで、年間計画停止可能量1.9ヵ月とした場合

※3 持続的需要変動を2%に見直したうえで、仮に、春季・秋季に、厳気象対応2%、稀頻度リスク1%を必要量として織り込み、年間計画停止可能量1.9ヵ月とした場合の試算

* 2026容量市場向けの諸元を使用した比較

※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は、注釈において、春秋分の厳気象対応・稀頻度リスクの扱い、および2026年度メインオークションの諸元にもとづいた算定であることを記載

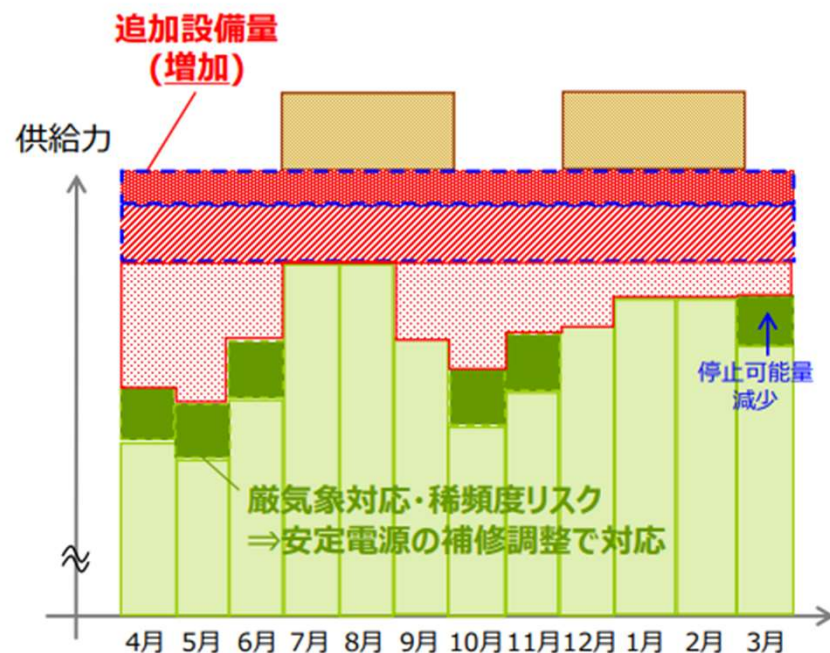
調達コスト低減に向けた検討

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する検討

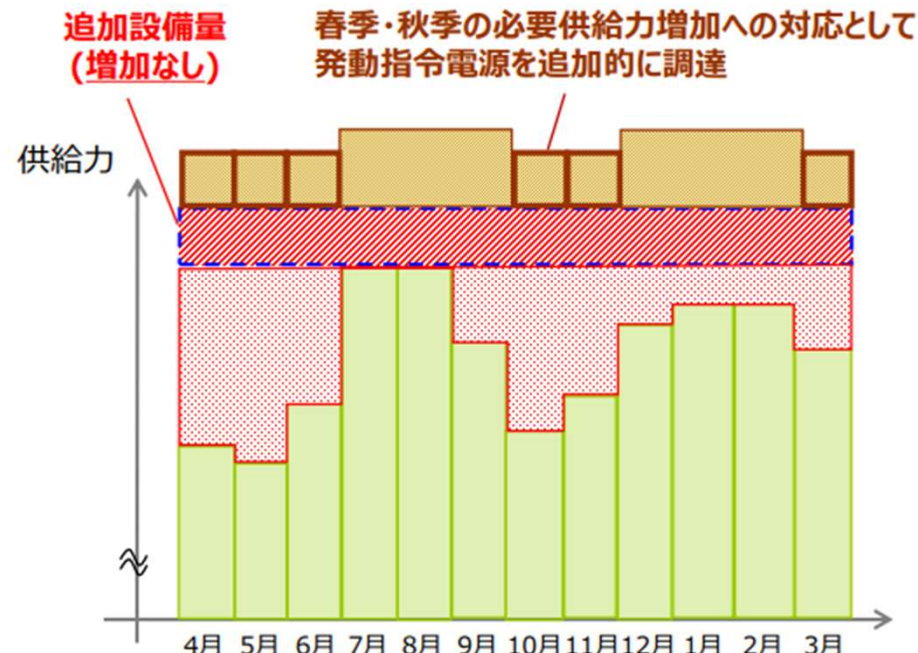
31

- 春季・秋季の厳気象対応・稀頻度リスクに対応するために追加で確保する供給力について、**安定電源の補修調整で対応する場合**、春季・秋季の必要供給力の増加分を踏まえたうえで、年間計画停止可能量を確保する必要があり、**追加設備量がこれまでよりも増加することとなる。**
- 一方で、**追加的に発動指令電源を調達する場合**、追加設備量の増加を抑制することができ、**安価な発動指令電源の応札があれば調達コストの低減にも期待できる。**

<安定電源の補修調整で対応する場合>



<発動指令電源の追加調達で対応する場合>



(参考) EUE算定における諸課題との関係

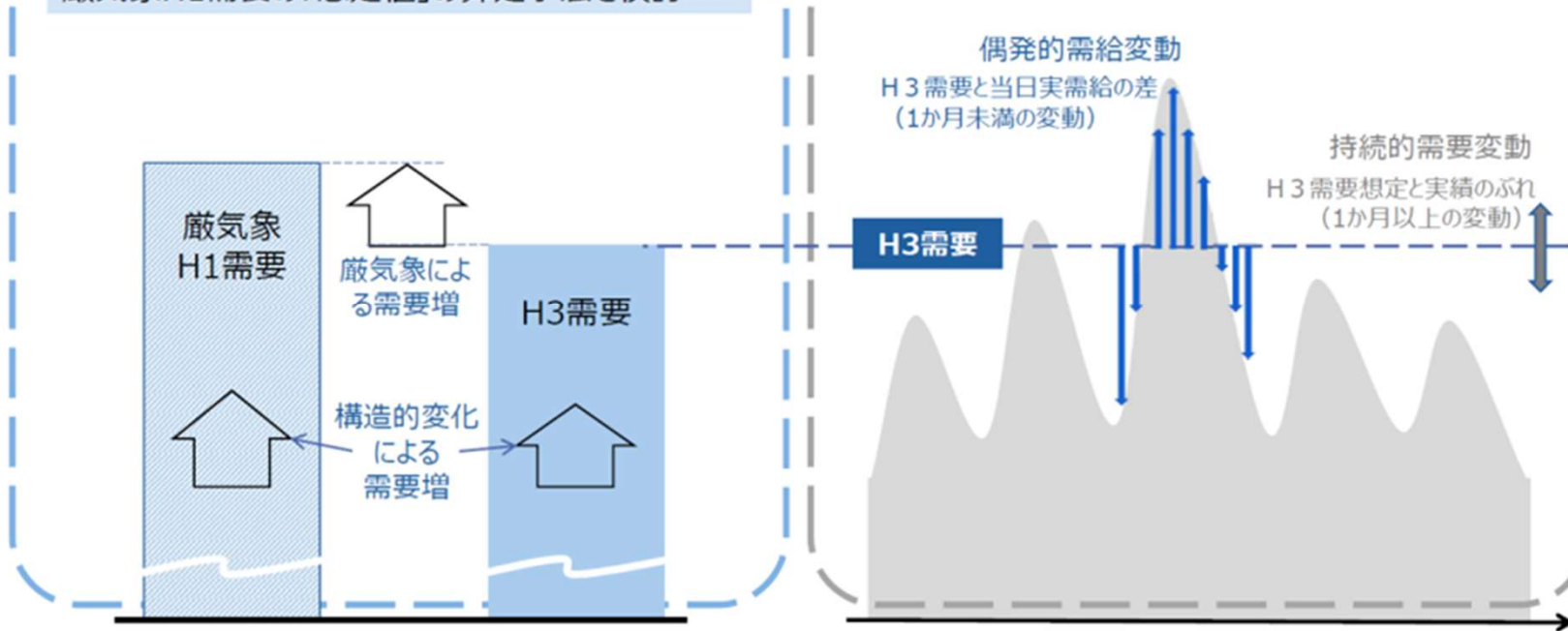
6

- 需要想定の在り方に係る検討では「想定値」、EUE算定における諸課題の検討では需要の「変動量」に着目し、リスク要因の二重計上がないよう、両者の整合を確認しながら検討する。

EUE算定と需要想定との検討のすみ分け

需要想定との在り方の検討では、
構造的変化による需要影響を考慮し、H3需要、
厳気象H1需要の「想定値」の算定手法を検討

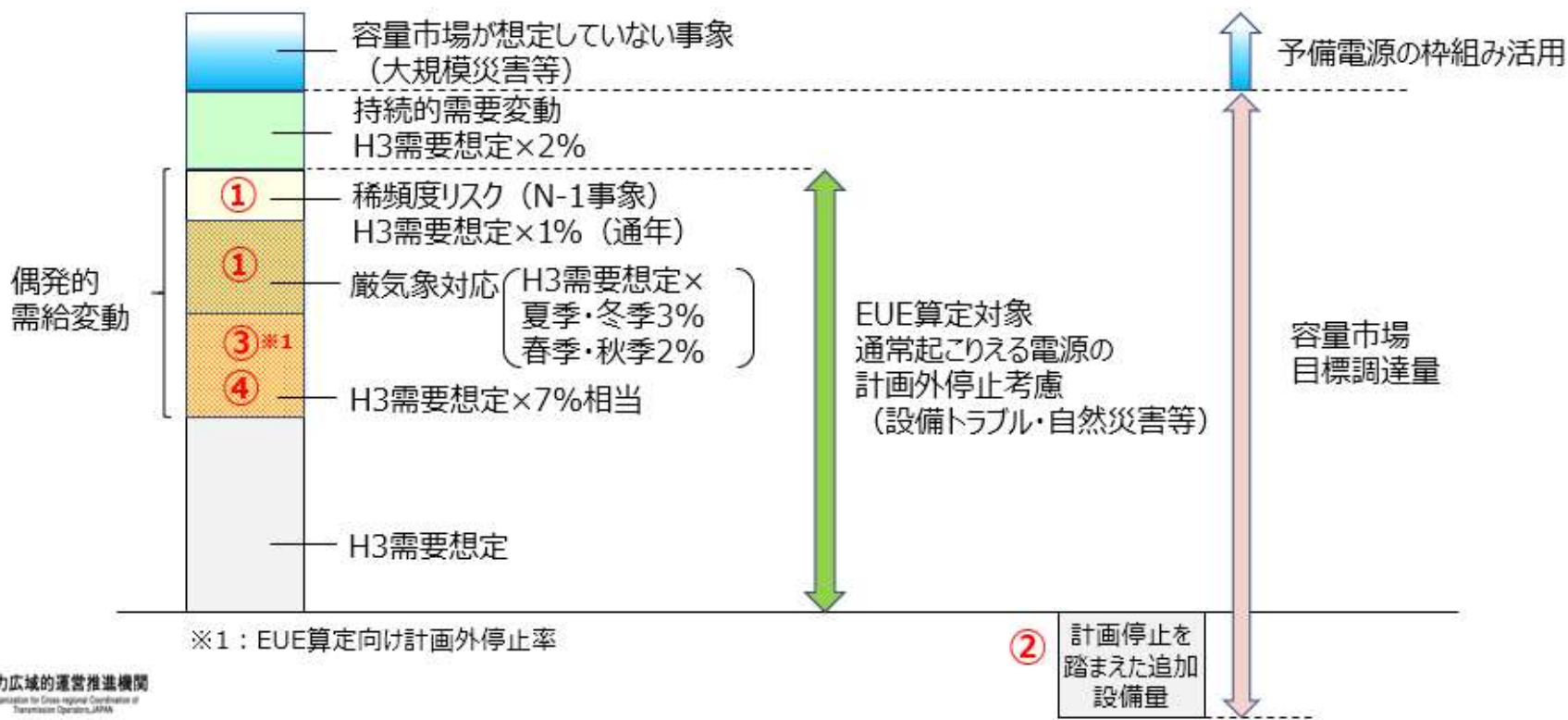
EUE算定における課題では、
需要について「変動量」の考え方を検討



各検討項目①～④の相互関係

18

- 検討事項①～④の関係を下図に示す。
供給力増加方向となる厳気象対応(①)および、第77回(2022年9月28日)本委員会で整理された持続的需要変動対応分の見直しは、それぞれ異なる事象の必要量であることから**増加量に重複はない**と考えられる。
- なお、電源脱落については、稀頻度リスクと計画外停止の両面で考慮されているが、**稀頻度リスクは、厳気象需要発生時に追加的電源脱落等が同時発生した際に必要な供給力と整理されているため、これまでの整理に則り引き続き確保していくこと**でどうか。



3. 「需要曲線のイメージ案」へ反映した項目

③NetCONEの設定 (1 / 3)

- 第33回容量市場の在り方等に関する検討会において、追加オークションのNetCONEの諸元は、メインオークションの考え方と同様に、最新の経済指標等を用いて算定することを整理している。

3. 追加オークションの需要曲線について (確認事項5) 追加オークションの指標価格 (NetCONE) の諸元

9

第33回容量市場の在り方等に関する検討会資料より

- 追加オークションの指標価格 (NetCONE) の算定に用いる諸元は、メインオークションの考え方と同様に、最新の経済指標等を用いて算定される。

第31回容量市場の在り方等に関する検討会資料より

(参考) 指標価格 (Net CONE) の算定 (諸元一覧) 7

<Net CONEの算定に関する諸元 (1/2) > 赤枠が今回更新箇所

項目	数値等	諸元
モデルプラント	CCGT	経済産業省 総合資源エネルギー調査会 発電コスト検証ワーキンググループ 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」の「LNG火力」
コスト評価年数	40年	—
インフレーション率	3.13%	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%, 2020年: 102.2%
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ーション率	0.34%
	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
	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
	発電コスト検証WGに基づきアラインアップ結果 (30,861円/kW)	

※ 新規電源の建設および維持・運営のための総コストをコスト評価期間で均等化したコストから容量市場以外の収益を差し引いたもの

(参考) 指標価格 (Net CONE) の算定 (諸元一覧) 8

<Net CONEの算定に関する諸元 (2/2) > 赤枠が今回更新箇所

項目	数値等	諸元
評価期間の割引率 (税引前WACC)	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
自己資本比率	42.9%	経済産業省 企業活動基本調査 資本金1億円以上の企業の自己資本比率の平均値
自己資本コスト	6.7%	経済産業省 伊藤レポート (経済産業省、持続的成長への競争力とイノベーション～企業と投資家の望ましい関係構築～プロジェクト, 2014.8) p44, 国内外投資家が日本株に対して求める株主資本コストの平均値。
他人資本コスト	0.86%	日本銀行 金融経済統計月報 暦年の貸出約定平均金利 (新規・長期) の平均値
実効税率	27.2%	実効税率 = 法人税 × (1 + 地方法人税 + 法人住民税) / 法人税: 23.2%, 地方法人税: 10.3%, 法人住民税: 7%
容量市場以外からの収益	4,800円/kW	容量市場導入当初は、容量市場以外からの収益の割合の見込み量、および我が国の状況を踏まえて設定

3. 今回の「需要曲線のイメージ案」へ反映した項目

③NetCONEの設定 (2 / 3)

■ 今回の「需要曲線のイメージ案」では、直近の経済指標で算定したところ、**NetCONEは10,120円/kW**であった。(2020年度メインオークションで算定されたNetCONE (9,425円/kW) からは+695円/kW)

項目		今回の 設定数値※	2020年度 メインオークション (実需給年度:2024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		10.29%	2.84%	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%、2022年 : 109.3%
なる40年 コストの 必要と 加味	評価期間の 期待インフレ率	0.39%	0.26%	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		4,800円/kW	4,800円/kW	容量市場導入当初は、容量市場以外からの収益の割合の見込み量、 および我が国の状況を踏まえて設定

※今後、需要曲線の原案作成時は、最新の経済指標等を反映する

3. 今回の「需要曲線のイメージ案」へ反映した項目

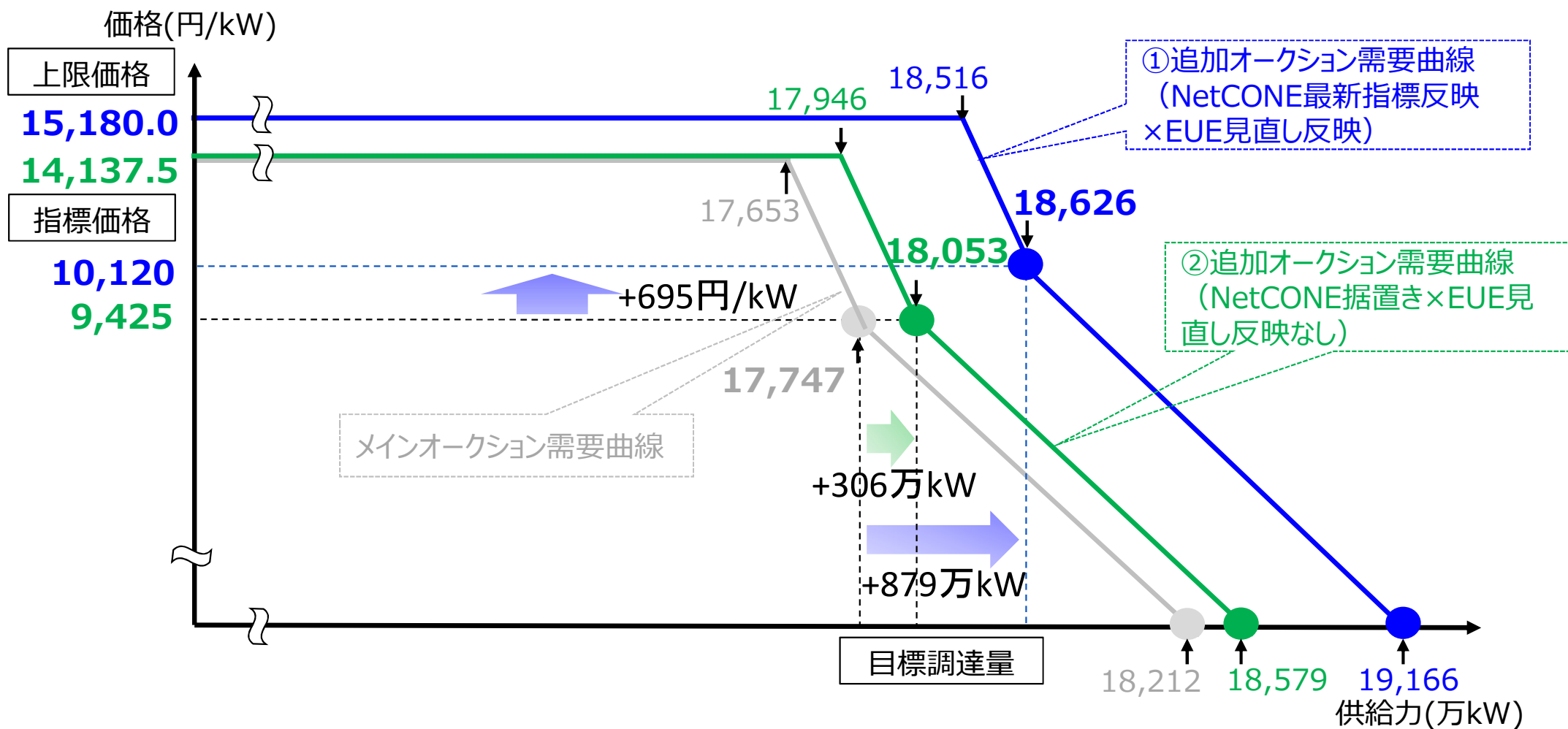
③NetCONEの設定（3 / 3）

- 需要曲線のNetCONEについては、**最新の経済指標をもとに算定を行うこと**と整理されている。
- この場合、追加オークションの**NetCONEは10,120円/kW**となる。
- 一方で、メインオークションと追加オークションの関係としては、対象実需給年度が同じであり、追加オークションよりもメインオークションに参加を促す仕組みであることが望ましく、**メインオークションへの参加を控える動きとならないようにする**ことが重要。
- **例えば、NetCONEがメインオークションより追加オークションの方が高い価格であった場合**には、メインオークションに参加を促すシグナルのために、追加オークションのNetCONEをメインオークションに揃えることも考えられる。
- その場合、同じ実需給期間の**メインオークションのNetCONEの設定金額に据え置き**、追加オークションの**NetCONEは9,425円/kW**となる。
- また、今回は初回の追加オークションであり、マーケットへの影響の想定も難しいことを踏まえると、NetCONEを据え置く措置は**今回の追加オークションに対する限定的な措置**とすることも考えられる。
- なお、メインオークションは、追加オークションで講じる措置とは異なるものであり、これまでの整理にもとづいた需要曲線を用いることにより、発電投資の予見性等を示していくものと考えられる。

4. メインオークションの需要曲線からの変化

追加オークションの「需要曲線のイメージ案」と、メインオークションの需要曲線の比較

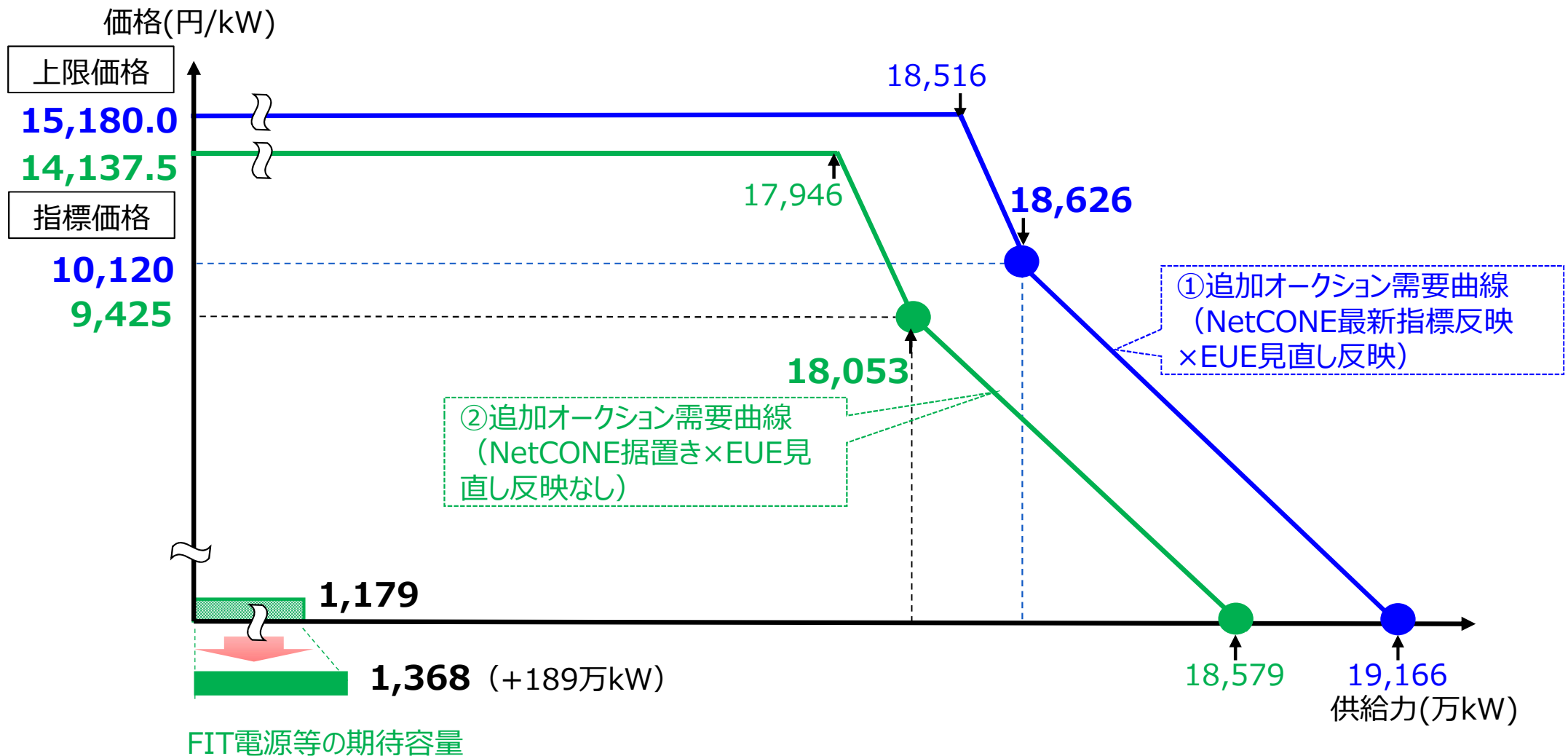
- 需要曲線のイメージ案は、2020年度メインオークションの需要曲線と比較して、NetCONE最新指標とし、EUE見直しを反映する場合、**目標調達量は+879万kW、指標価格は+695円/kW**となる。
- また、NetCONEを据え置き、EUE算定方法の見直しを反映なしとした場合は、**目標調達量は+306万kW、指標価格は±0円/kW**となる。



5. 期待される供給力について

① FIT等の期待容量

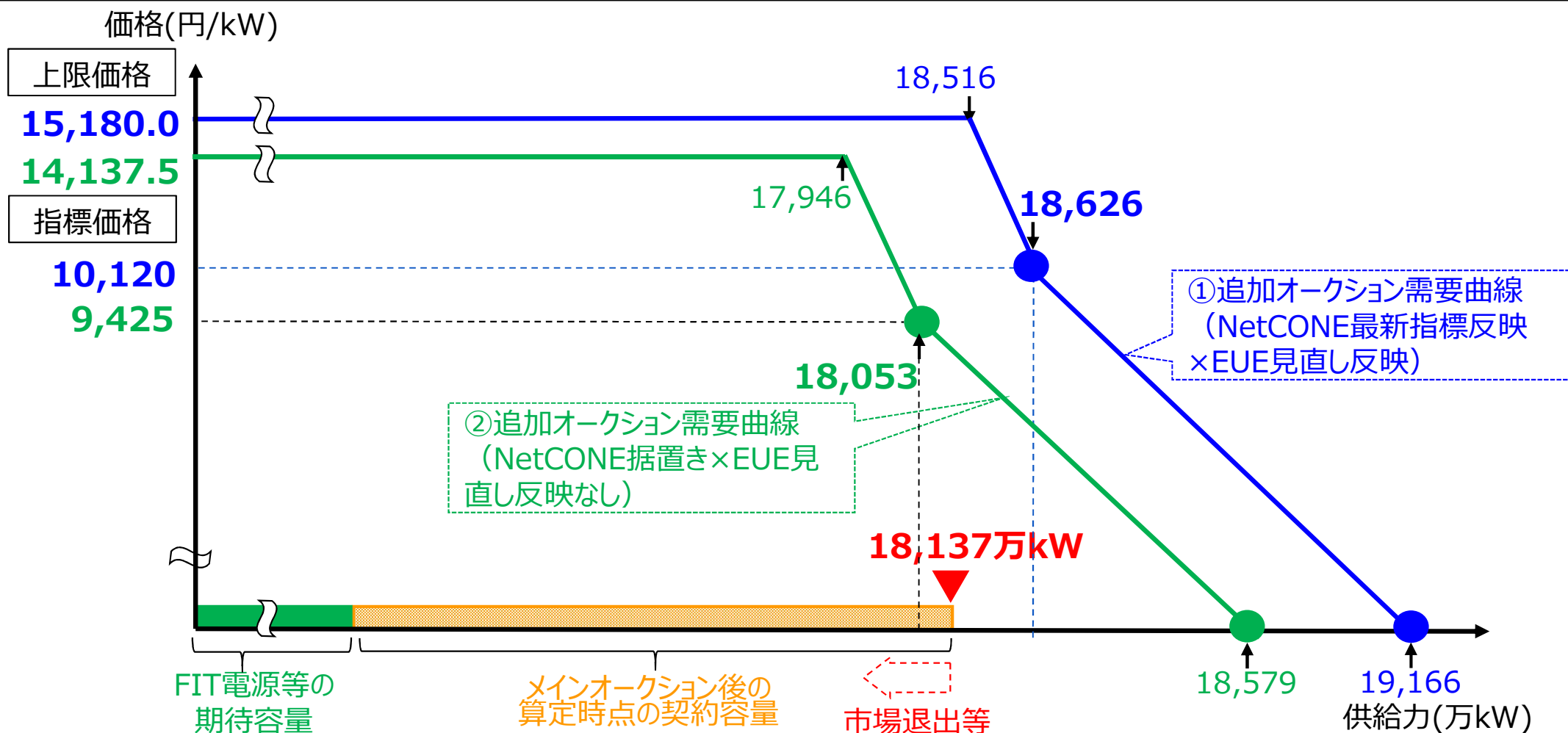
■ **FIT電源等の期待容量の設定値**は、メインオークションにおいて1,179万kWであったところ、最新の状況（前年度時点の実績）を反映すると、**189万kW増加し、1,368万kW**となる。



5. 期待される供給力について

② メインオークションで調達した供給力

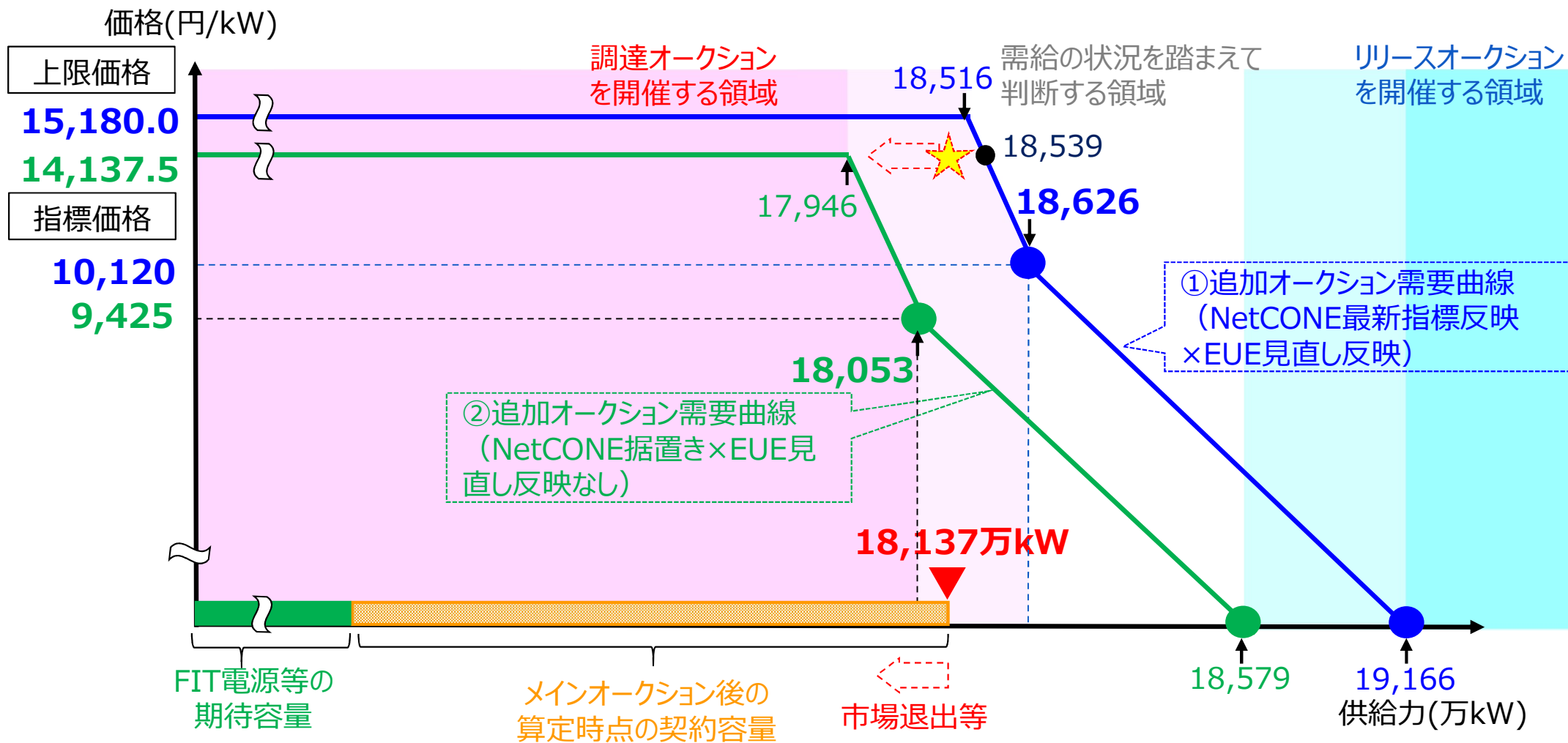
- 前頁のFIT電源等の期待容量の設定値に、メインオークションの調達容量を加えると、現時点で**期待される供給力※は18,137万kW**となる。
※事後的に織り込む供給力（石炭混焼バイオ）を除く
- 今後、需要曲線の原案作成時（4月）においては、**市場退出や発動指令電源の実効性テスト結果を反映**する



6. 需要曲線と供給力の関係 (イメージ図)

- **現時点で期待される供給力の18,137万kW** (市場退出を仮にゼロとした場合) の★の位置は、**調達オークションを開催する領域 (ピンク)**、**または需給の状況を踏まえて判断する領域 (白)**となる。
- 今後、需要想定、市場退出や発動指令電源の実効性テスト結果、EUE見直しの整理を踏まえた需要曲線をもとに、**4月に開催要否の判断**が行われる。

※なお、追加オークションの開催判断は、最初に全国の開催判断を行い、次にエリア(ブロック)ごとの開催判断を行う。



第40回容量市場
の在り方等に関する
検討会資料より

4. 追加オークションのこれまでの整理と詳細内容

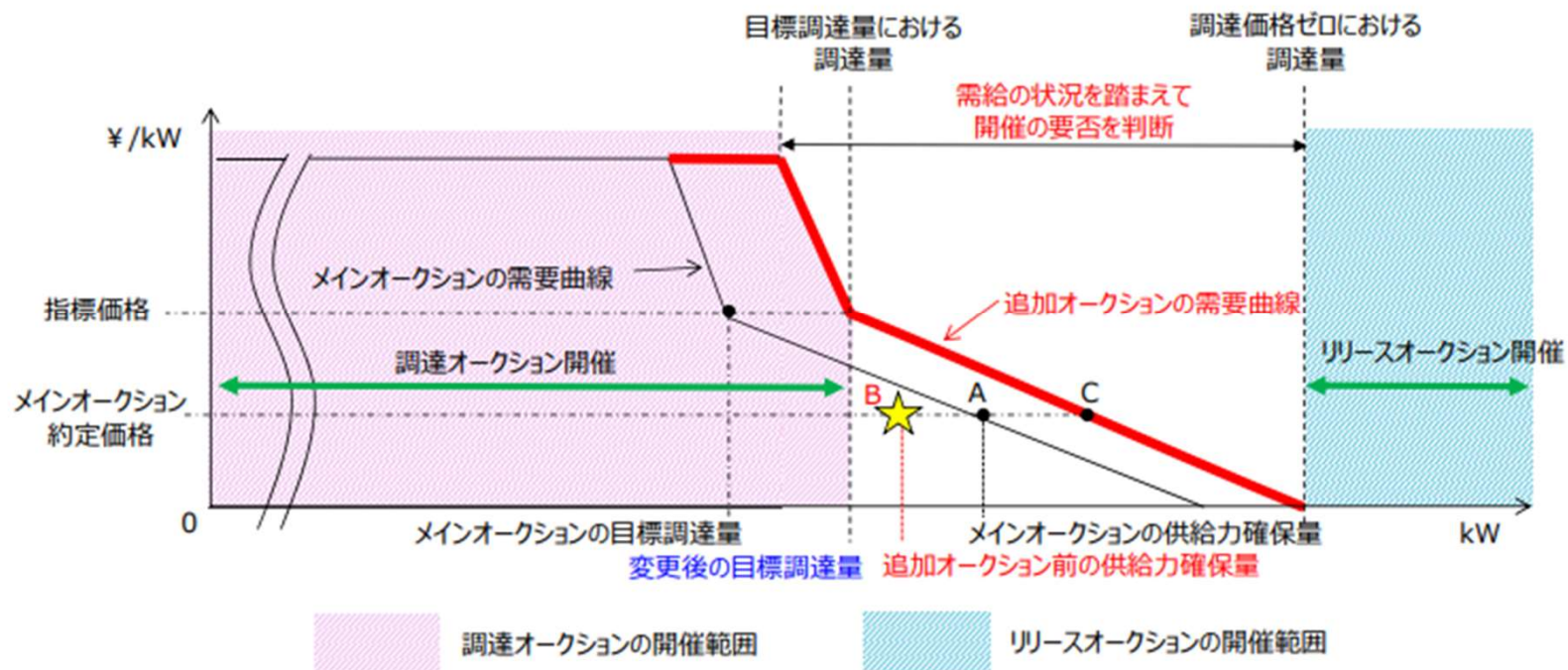
これまでの
整理の具体化

18

②追加オークションの開催判断 (全国の開催判断)

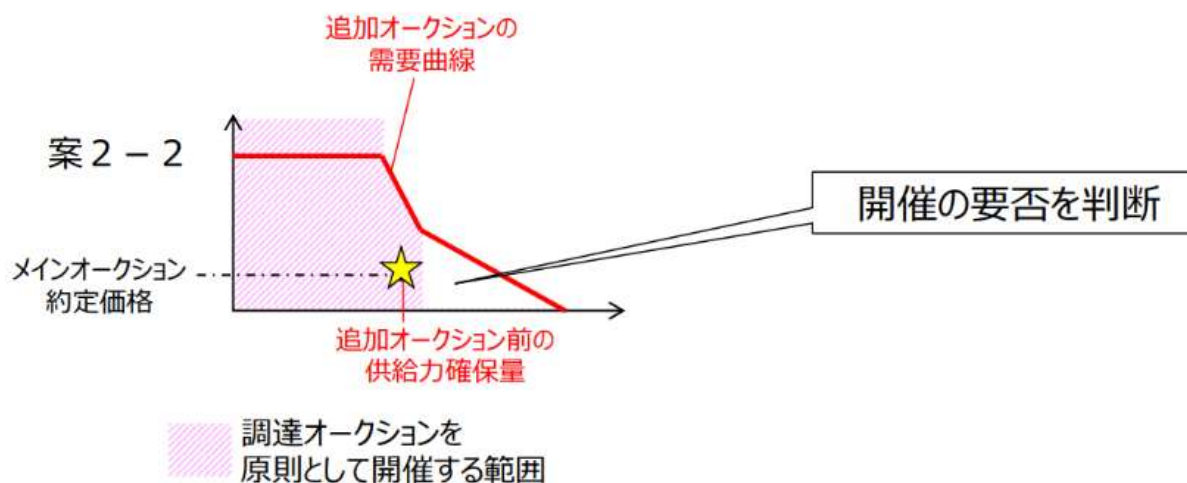
■ 追加オークション (全国) の開催判断については、国の審議会および本検討会において次のとおり整理されている。

- 追加オークション前の供給力確保量が目標調達量未満の場合に調達オークションを開催
- 調達価格ゼロにおける調達量を超える場合にリリースオークションを開催
- 目標調達量を超える場合は、需給の状況を踏まえて、調達オークションの開催の要否を判断

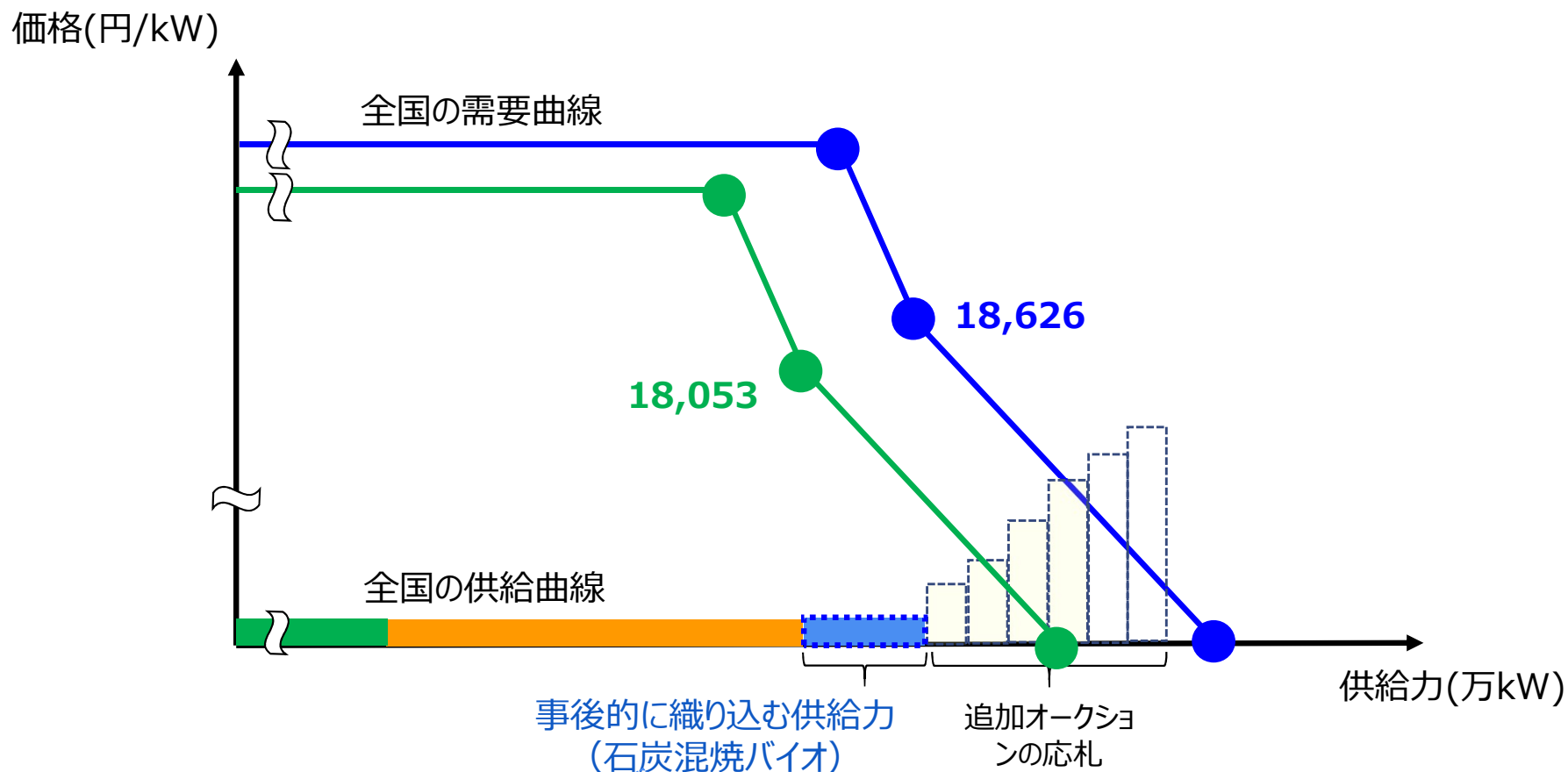


追加オークションの開催判断

- いただいたご意見を踏まえて、開催判断について、具体的な規模感や約定のイメージをお示しした。上限価格については、前頁でお示したとおり、追加オークション前の確保量における需要曲線上の価格となる。
- 前回の本作業部会においては、案1、案2-2を支持するご意見をいただき、また、追加オークションの供給力確保量がオークションを開催しない範囲であった場合には、オークションを開催するかどうかを判断するといったご意見もいただいた。
- そのため、案2-2で示した範囲の場合には原則として追加オークションを開催することとし、それ以外の場合には、需給の状況を踏まえて、開催の要否を判断することとしてはどうか。



- 調達オークション (全国) が開催された場合は、これまでの整理のとおり、応札後に事後的に織り込む供給力 (石炭混焼バイオの石炭部分の供給力) を反映して供給曲線を作成し、約定処理を行うこととなる。



【参考】
2025年度 : 553万kW
2026年度 : 632万kW

- 追加オークションの**募集要綱や約款**については、前回報告のとおり、**2月1日に公表を行った**。
- また、**事業者向け説明会**を2月に3回実施し、各回へ参加をいただいている。
- 現在は、**参加登録の手続き等を実施**しているところになる。
- 今後、追加オークションの**需要曲線の原案の作成・提示、開催判断を4月に予定**している。

<今後の予定（詳細）>

- 3月 : 供給力の変更を需要曲線の原案へ反映（実効性テストや市場退出）
- 3月末 : 需要想定を需要曲線の原案へ反映（供給計画とりまとめの公表）
- 4月 : 需要曲線の原案の作成・提示、開催判断
- 4月下旬 : 追加オークションの開催判断および需要曲線の公表（4/26予定）
- 5月中旬 : 追加オークションの応札期間（5/11～23予定）
- 6月下旬 : 約定結果の公表（予定）

<事業者向け説明会の開催状況（詳細説明会・実務説明会）>

開催日	第1回 2/7		第2回 2/9		第3回 2/13		計	
	詳細	実務	詳細	実務	詳細	実務	詳細	実務
事業者数	19	12	13	9	9	12	41	33
参加者数	30	20	21	13	14	18	65	51



