

2020年度メインオークション約定結果と 来年度のオークションに向けた検討について

2020年9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. メインオークションの約定結果
3. 来年度のオークションに向けた検討事項
4. 需要曲線に関するこれまでの振り返り
5. 供給曲線に関するこれまでの振り返り
6. 約定方法に関するこれまでの振り返り
7. 入札ルールに関するこれまでの振り返り
8. 新たな課題に関して
9. 今後のスケジュール

- 2020年度メインオークション（実需給年度:2024年度）の約定結果について、9月14日に公表を行った。
- また、電力・ガス取引監視等委員会より、容量市場2020年度メインオークションに係る監視の中間報告が公表された。
- これらを踏まえ、9月17日の第42回制度検討作業部会において、来年度のオークションに向けた検討が行われた。
- 本日は、メインオークションの約定結果と制度検討作業部会で示された内容を報告するとともに、来年度以降のオークションに向けた検討の方向性についてご議論いただきたい。

1. はじめに
2. メインオークションの約定結果
3. 来年度のオークションに向けた検討事項
4. 需要曲線に関するこれまでの振り返り
5. 供給曲線に関するこれまでの振り返り
6. 約定方法に関するこれまでの振り返り
7. 入札ルールに関するこれまでの振り返り
8. 新たな課題に関するこれまでの振り返り
9. 今後のスケジュール

2. メインオークションの約定結果（約定総容量・約定総額・約定価格）

4

■ 2020年度 容量市場メインオークション（対象実需給年度：2024年度）の約定結果は以下であった。

- ・約定総容量（全国）は、1億6,769万kW（167,691,648kW）
- ・約定価格は、全エリアで 14,137 円/kW
- ・経過措置※を踏まえた約定総額は、1兆5,987億円（1,598,741,200,454円）

※経過措置：2010年度末以前に建設された電源の容量確保契約金額に対して、一定の控除率（2024年度実需給年度では42％）を設定して、支払額を減額するもの。

2. 2020年度実施 容量市場メインオークション（対象実需給年度：2024年度）の約定結果 （2）約定総容量、約定価格、約定総額

8

2020年9月14日
約定結果の公表資料より

<全国約定の結果>

	約定総容量	約定総額（経過措置控除後）
全国	167,691,648 kW	1,598,741,200,454 円

<エリア毎の詳細>

エリア	約定価格 [円/kW]	エリア毎の約定容量	エリア毎の約定総額 （経過措置控除後）
北海道	14,137	5,931,674 kW	55,423,740,938 円
東北	14,137	17,652,765 kW	172,065,583,278 円
東京	14,137	52,980,791 kW	533,957,812,195 円
中部	14,137	25,276,498 kW	239,894,145,880 円
北陸	14,137	5,472,871 kW	48,163,218,067 円
関西	14,137	28,343,041 kW	263,665,271,051 円
中国	14,137	7,657,972 kW	66,165,627,292 円
四国	14,137	7,018,482 kW	63,189,463,641 円
九州	14,137	17,357,554 kW	156,216,338,112 円

容量市場メインオークション(実需給年度：2024年度)の約定結果

- 2020年7月1日～7月7日においてメインオークションが開催され、その約定結果が9月14日に広域機関より公表された。
 - 2020年度容量市場メインオークションの約定結果は以下のとおり
 - ・ 約定総容量は、1億6,769万kW
 - ・ 約定価格は、14,137円/kW
そのうち、経過措置の対象となる電源等の価格は、8,199円/kW。落札された電源等全体の約78%が経過措置の対象であり、それを踏まえた総平均価格は、9,534円/kW
※2010年度末以前に建設された電源の容量確保契約金額に対しては、経過措置として42%の控除率が課される
 - ・ 経過措置を踏まえた約定総額は、1兆5,987億円
- また、入札に対する監視の中間報告が同日、電力・ガス取引監視等委員会より公表された。
- 本作業部会においても、約定結果および監視の中間報告の結果をご報告するとともに、来年度以降のオークションに向けた検討の方向性についてご議論いただきたい。

2. メインオークションの約定結果（供給信頼度）

- 約定処理の結果、FIT電源等の期待容量を含めた調達量における供給信頼度は下表のとおりとなった。（全国の供給信頼度の基準は、0.020 kWh/kW・年）

3. オークション結果の集計・公表 （1）供給信頼度

2020年9月14日
約定結果の公表資料より

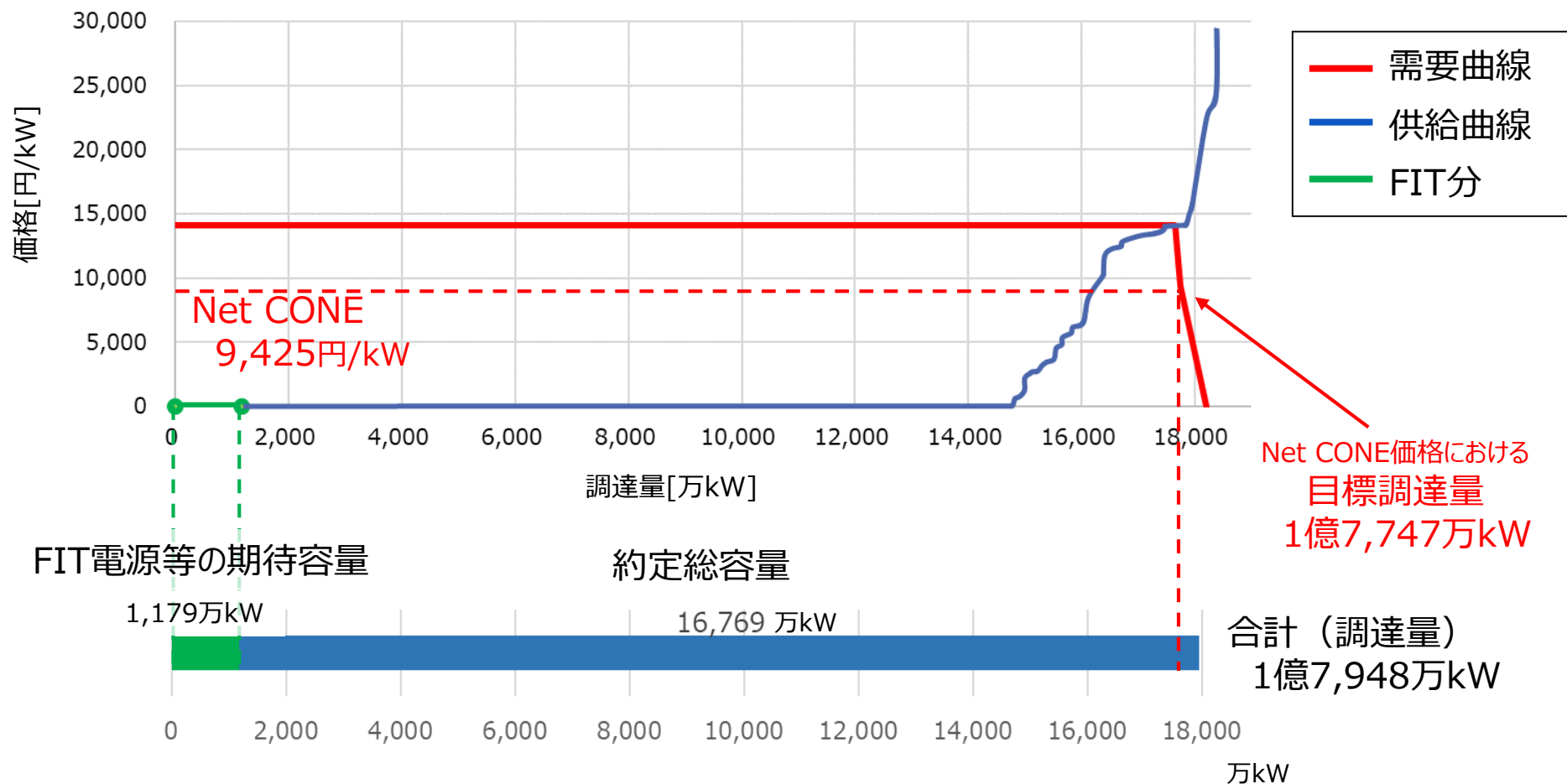
- 約定処理の結果、オークションで確保した容量における供給信頼度を以下の通り算定した。
- 全国の供給信頼度は、0.020 kWh/kW・年となった。
- 九州エリアは供給信頼度が低い（数値として大きい）結果となった。以降では、九州エリアとそれ以外のエリアを区分した集計も行う。

		供給信頼度 [kWh/kW・年]	
目標調達量において維持される全国の供給信頼度基準値		0.048	
	供給信頼度 [kWh/kW・年]	想定需要	調達量※
全国	0.020	15,761 万kW	17,948 万kW
北海道	0.011	498 万kW	650 万kW
東北	0.011	1,349 万kW	2,011 万kW
東京	0.023	5,295 万kW	5,534 万kW
中部	0.011	2,440 万kW	2,703 万kW
北陸	0.017	491 万kW	582 万kW
関西	0.015	2,634 万kW	2,935 万kW
中国	0.015	1,041 万kW	889 万kW
四国	0.014	491 万kW	775 万kW
九州	0.158	1,522 万kW	1,868 万kW

※FIT電源の期待容量を含む（全国計で1,179万kW）

- メインオークションの供給曲線に対して、約定総容量とFIT電源等の期待容量、調達量の関係は下図のとおりとなる。

<2020年度実施 容量市場メインオークションの供給曲線（スムージング処理後）>



2. メインオークションの約定結果（電源等区分別の応札容量）

8

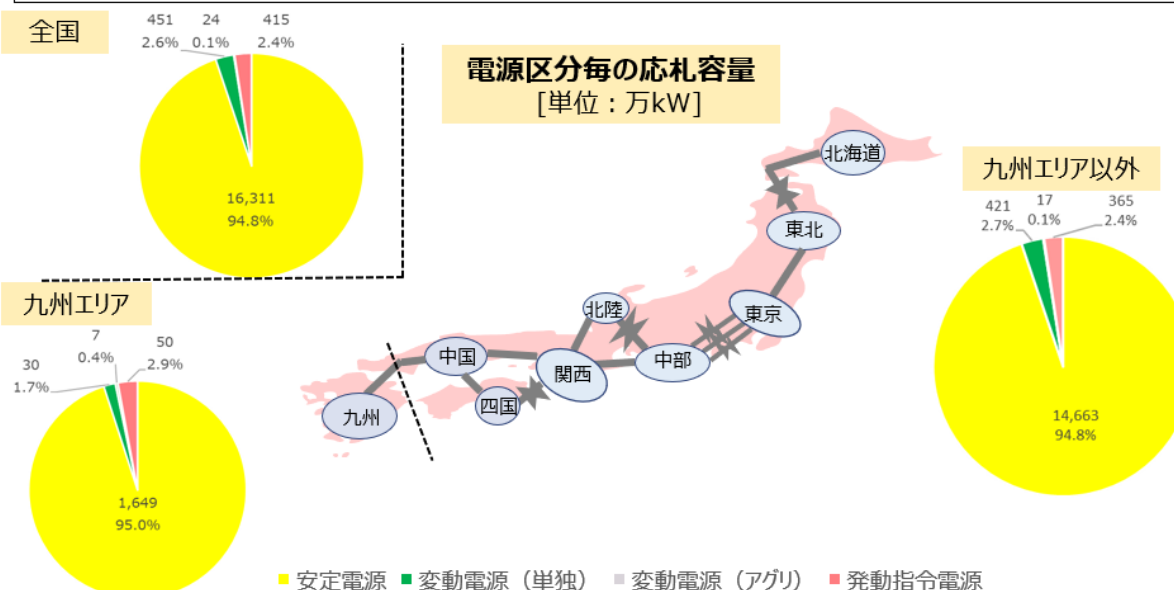
- 約定結果の公表資料において、電源等区分別の応札容量や供給曲線の公表を行った。
- 全国の約定結果において、電源等区分別の応札容量は、安定電源が 16,311万kW（94.8%）、変動電源（単独）が 451万kW（2.6%）、変動電源（アグリゲート）が 24万kW（0.1%）、発動指令電源が 415万kW（2.4%）であった。
- なお、発動指令電源は、上限約定量（473万kW）に対し、88%の応札があった。

3. オークション結果の集計・公表 （2）電源等の応札容量

12

- 全国の電源等の区分別の応札容量は、安定電源が 16,311万kW（94.8%）、変動電源（単独）が 451万kW（2.6%）、変動電源（アグリゲート）が 24万kW（0.1%）、発動指令電源が 415万kW（2.4%）であった。
- なお、発動指令電源は、上限約定量（473万kW）に対し、88%の応札があった。

2020年9月14日
約定結果の公表資料より



2. メインオークションの約定結果

(制度検討作業部会における、今年度の約定結果に対する受け止め) (1/2)

- 第42回制度検討作業部会において、今年度の約定結果に対する受け止めについてのご意見をいただきました。
- 制度見直しの進め方に関しては、同じ制度の形を踏まえることや、複数回の結果をもとに検証すること、来年度のオークションに向けて特に検討が必要な項目を重点的にすべきとの意見があった。
- 今回の約定結果については、価格シグナルを真摯に受け止めることが必要との意見や、範囲内に結果が収まっていること、今年度の約定結果の見直すこと、約定結果を受けての契約遡及やルール遡及は難しいなどの意見があった。
- また、逆数入札のあり方について議論をといった意見もあった。

<第42回制度検討作業部会 発言より>

【制度見直しの進め方】

- 今回入札行動をした人たちも、来年、再来年の制度も、普通に考えると数年は同じ制度の形で続くという思いを持って入札行動を取ったはず。そういうことも踏まえると、慎重に議論をし、改善すべきところで改善できる点は改善していくべきだとは思いますが、一方で、制度の安定性という部分も含めて、トータルでこの問題を慎重にこれから議論していくということが何より重要。
- 初回オークションの結果だけで十分な検証が得られるかという難しい部分もある。これまでの議論の中でも、容量市場の包括的な検証は十分な回数のオークションを実施し、容量受渡しの行われる2025年度までを目途に実施するとしており、明らかに見直しが必要な事項を除き、制度の安定性の観点から大きく見直すに当たっては複数回のオークションの結果と検証を踏まえて丁寧な議論をやっていくということも必要。
- これまでの検討の経緯も踏まえて、容量市場の来年度オークションに向けた検討の目的をより明確にした上で、特に検討が必要であると考えられる項目を重点的に検討をお願いしたい。

2. メインオークションの約定結果

(制度検討作業部会における、今年度の約定結果に対する受け止め) (2/2)

10

【今年度の約定結果】

- 非常に複雑な議論も経て、市場の仕組みをつくりやっただけなので、まず第一に我々が捉えるのは、このシグナルとして出てきた価格をまず第一に尊重する、ここで現れたものについて受け入れるというのは、まず重要だと思う。電源投資が現在足元で必要な状態にあるということが、まず、その結果として見て取れると思うので、当時の懸念というのが裏打ちされたというふうに、まず入口としては捉えるんだと思う。
- 結果を見ましても、約定価格は上限の範囲内に収まっているということは、当初からいわば許容されていた範囲内に結果が収まっているということだと考えます。
- できれば今回の結果そのものを見直すべきかというような議論をしてもいいのではないかなというふうに感じている。
- 本件については問題が出次第、ぜひ、来年度といわず、本年度の結果の取扱いとして検討していただきたい。
- 限定的なマルチプライス方式といいたまいますか、こういうやり方を適用した場合に、今回の約定価格がどのように変化するかということは、ぜひ御確認いただきたい。
- 今年度分の対処は悩ましい。約定結果の公表日に公表内容に従って容量確保契約が成立するということは、募集要綱に記載されている。他条件も含めて、募集要綱に関する手続条件について確認をしていく余地はあるかもしれない。
- 結果を見てルールを変えるということについては一定の慎重さが必要。少なくとも今年度のオークションの扱いについてどうこうというのはちょっとやはり慎重にならざるを得ない。

【逆数入札のあり方】

- 約定した逆数入札の電源を今回の価格で約定させて、それ以外の約定電源は、逆数入札の電源を除いた場合のプライスとするような価格決定処理というものは、皆さんの合意の下で再考できるのではないか。
- 新たな激変緩和措置として、小売の負担増と連動した相対契約の追加値下げを促進するなど、オークションをやり直さない範囲の中で、本来想定していた激変緩和措置を検討していただけないか。
- 全体に影響するシングルプライスの約定価格は逆数入札をした電源の影響を受けないようにしつつ、真に必要な電源に限り維持管理に最低限必要なコストが支払えるために、一部マルチプライスを併用する方法も有益。

1. はじめに
2. メインオークションの約定結果
3. 来年度のオークションに向けた検討事項
4. 需要曲線に関するこれまでの振り返り
5. 供給曲線に関するこれまでの振り返り
6. 約定方法に関するこれまでの振り返り
7. 入札ルールに関するこれまでの振り返り
8. 新たな課題に関するこれまでの振り返り
9. 今後のスケジュール

- 電力・ガス取引監視等委員会が公表した監視の中間報告書において、来年度以降に向けて検討すべき事項が示された。
 - 経過措置及びその対象電源の逆数入札の在り方
 - 維持管理コストの計算方法
- 第42回制度検討作業部会において、メインオークションの約定結果と監視の中間報告を行うとともに、来年度以降のオークションに向けた検討の方向性について検討が行われた。

来年度のオークションに向けた検討事項

- 電力・ガス取引監視等委員会が公表した監視の中間報告によると、これまでの監視の中で不当な入札行為は認められていない。
- 一方で、以下の課題提起があり、来年度以降のオークションに向けて必要な検討を行う。

〈電力・ガス取引監視等委員会の中間報告書〉

来年度以降に向けて検討すべき事項

経過措置及びその対象電源の逆数入札の在り方

- ・ 約定価格近傍の入札電源の多くが、経過措置対象かつその割引分を逆数入札したもの
- ・ 逆数入札を認めたことは、それを維持するために必要な金額を確保する機会をあたえる観点から合理的であったが、約定価格を引き上げる結果となっている

維持管理コストの計算方法

- ・ 維持管理コストの計算方法について、ガイドライン上、直ちに問題となるものではないが、以下のように、その合理性に疑義があるものも見受けられた

電力・ガス取引監視等委員会からの指摘事項を踏まえ、次年度以降のオークションに向けて必要な検討を行う

第42回制度検討
作業部会資料より

- 第42回制度検討作業部会では、電力・ガス取引監視等委員会より指摘された事項に加えて、来年度のオークションに向けた検証事項の例を示しつつ、ご意見をいただいた。
- 引き続き、制度検討作業部会と容量市場検討会において、これまでの振り返りと入札結果の検証を行うとともに、来年のオークションに向けた検討を深めていくこととした。

来年度のオークションに向けた検証事項について

- 本日いただいた意見を踏まえて、今後の本審議会および広域機関の容量市場検討会において、これまでの振り返り及び入札結果の検証を行うとともに、来年のオークションに向けた検討を深めていくこととする。
- 電力・ガス取引監視等委員会からの指摘の事項に加えて、来年度のオークションに向けた検証事項として、例えば以下のような項目があげられるのではないかな。

第42回制度検討
作業部会資料より

翌年度のオークションに向けた検証事項(例)					
需要 曲線	● <u>NetCONE</u>のコスト構成や上限価格(基準価格×1.5)の設定 ● 目標調達量(H3×112.6%)や調達の方法(メインオークションでの一括募集)		約定 方法	● 市場競争が限定的なエリアにおける約定方法(分断した隣接エリアのエリアプライスの1.5倍を上回る電源についてはマルチプライスを適用)について	
	供給 曲線	● 再エネ電源等の調整係数(太陽光：5%～20%程度、風力20%～35%程度)について ● 目標調達量から控除される電源の対象(FIT電源等)の算定について		入札 ルール	● 経過措置対象電源について、算定された維持管理コストに控除率の逆数を乗じなければ電源の維持が困難な場合における、控除率の逆数を乗じた価格による応札について ● 市場支配的事業者による入札価格の算定ルール(維持管理コスト)について
約定 方法		● 全電源一律のシングルプライスによる約定について ● 経過措置による控除対象(2010年度以前に建設された電源)および控除率(2024年度は42%であり、段階的に引き下げ)について			新たな 課題

4

4. 需要曲線に関するこれまでの振り返り

<検討を深める項目>

- 需要曲線に関しては、例として、第42回制度検討作業部会で以下の項目を示した。

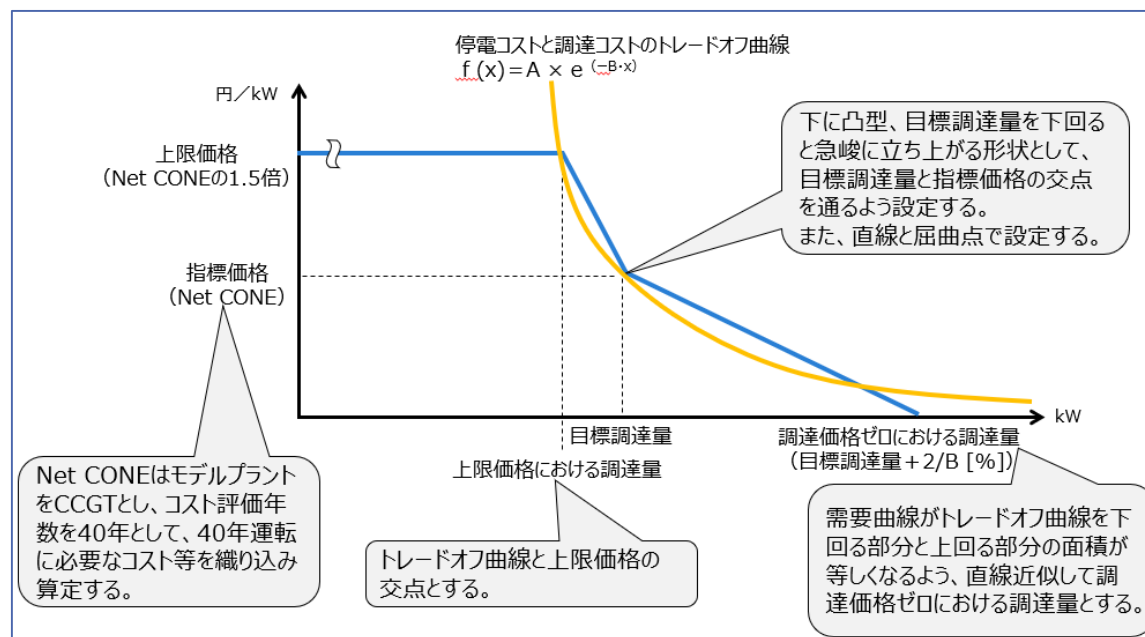
- Net CONEのコスト算定項目
- 上限価格（指標価格×1.5倍）の設定
- 目標調達量（H3×112.6%）

- 委員やオブザーバーより、需要曲線に関して以下のご意見をいただいた。

■ 第42回制度検討作業部会 発言より

- 上限価格が1.5倍で良かったという論点もあるが、これを変えたところで上限に張り付くことは変わらない。
- 需要曲線も供給曲線の約定方法もいろいろ検討事項が大変多いわけですが、合理性と全体のバランス感を持って決めた項目もあるかと思います。
- 災害対応の電源を含めて容量市場を行っているが、それはそれで一定の考え方があるが、通常は稼働しない電源の維持費を全部容量市場で取るというのが良かったのか考えてみるころはある。
- 上限価格が存在するけれども非公表という場合には、その上限価格の情報を得るために何か不正が起こるなど、付随する問題行動も起こり得るということで、シンプルな仕組みであったほうがよい。
- 結果を見ても、約定価格は上限の範囲内に収まっているということは、当初からいわば許容されていた範囲内に結果が収まっているということだと考える。
- 昨今、電力卸取引市場の価格が低下してきており、全体の費用の回収構造もあわせて見た上で、今後どういう改善を行っていくのかということを議論すべき。

- メインオークション実施にあたり、広域機関は、業務規程第32条の13の規定にもとづき、需要曲線の原案を策定し、国の関連審議会等の意見を踏まえ、メインオークションの需要曲線を決定した。
- 需要曲線は、具体的な指標価格等を踏まえて検討し、これまでの整理に基づいて作成した。
 - 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。
 - Net CONEは、新規電源の建設および維持・運営のため、容量市場に求める収益であり、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（LCOE：Levelized Cost of Electricity）から容量市場以外の収益を差し引いたものとする。
 - Net CONEの算定は、発電コスト検証WGで示された諸元をベースに40年運転に必要な追加コスト等に経済情勢を反映する。



第23回容量市場
 の在り方等に関する
 検討会資料より

4 - 2. 需要曲線に関するこれまでの振り返り（Net CONEの算定項目）

16

- Net CONEのコスト構成は、モデルプラント（CCGT）、コスト評価年数（40年）の整理を踏まえ、発電コスト検証WGで示された資本費・運転維持費等の諸元と、40年運転に必要な追加コスト等により設定することと整理した。

項目			容量市場（日本）	発電コスト検証WG	容量市場（PJM）
資本費	建設費		○	○	○
	系統接続費		○	—	○
	廃棄費用		○	○	—
	土地取得費		—	—	○
	資金調達費（WACC、割引率）		○	○	○
維持費	人件費、修繕費、委託費、一般管理費		○	○	○
	経年に伴う修繕費等の増分費用		○	—	—
租税	固定資産税		○	○	○
	公租公課（法人税、事業税等）		○	—	○
その他	環境対策費、CO2対策費		—	—	○（NOx等の規制）
	エスカレーション （※特定費目の物価上昇）	価格決定～ 運転開始前	—	—	土地取得費 系統接続費
		運転開始後	—	—	燃料費、人件費、 設備及び材料費
	評価期間		40年	—	20年
	インフレーションの織り込み		実質値	実質値	名目値 オークション時、算定値を、 H.W. Index で補正

- Net CONEの算定値については、検討にあたり、諸外国との比較を行った。
- 我が国のNet CONEは、米国PJMより相対的に低め、英国より高めとなっていることを確認した。

第16回容量市場
の在り方等に関する
検討会資料より

<2020年度メインオークションのNet CONE値>

	Net CONE
日本	9,425 円/kW・年

3. 指標価格 (Net CONE) の設定 (参考) 試算結果の諸外国との比較

31

- 今回の試算では諸外国と比較すると、PJMよりは相対的には低め、英国よりは高めとなっている。

【諸外国との Net CONE 試算値の比較】 1\$ = 112.5円、1£ = 144.6円 (2018年11月20日9時の為替レート)

	Gross CONE	Net CONE
日本 (試算値)	12,307円/kW・年	9,307 円/kW・年
米国 (P J M)	143.78 \$/kW・年 (16,175円/kW・年)	117.37 \$/kW・年 (13,204円/kW・年)
英国	75 £/kW・年 (10,845円/kW・年)	49 £/kW・年 (7,085円/kW・年)

PJM : 2021-2022 RPM Base Residual Auction Planning Parameters より。
National Grid : Capacity Market Auction Guidelines (2018) より

【CCGTの資本コスト・運営コスト (割引率3%)】

USD/MWh

	資本コスト (Capital costs)	運営コスト (O&M costs)
日本	8.82	9.38
米国	8.20	4.65
英国	7.64	6.63

Projected Costs of Generating Electricity 2015 Edition Country-by-country data on electricity generating costs (OECD 発電コストに関する国別データ) より

- 需要曲線の上限価格（指標価格×1.5倍）は、第28回制度検討作業部会で整理を行った。

D 需要曲線の設定 - 検討結果まとめ

赤字：中心的にご議論いただきたい

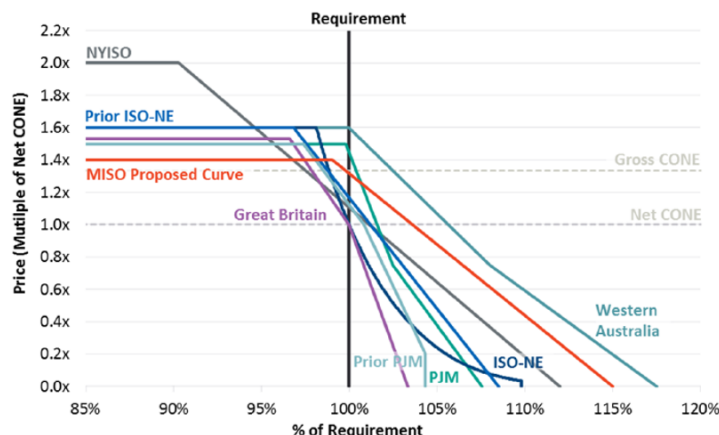
第28回制度検討
作業部会資料より

検討項目	検討結果
需要曲線の形状	- 下に凸型の右肩下がりで、目標調達量を下回ると急峻に立ち上がることをとする。 - 目標調達量に対応する指標価格はNet CONE とする。
NetCONEの算定方法	- Net CONE算定のモデルプラントは、CCGTとする。 - Net CONE算定におけるコスト評価年数は40年とし、40年運転に必要なコスト等を織り込む。 - Net CONE算定における割引率は5%とする。 - 上限価格は、Net CONEの1.5倍とする。 - 上限価格における調達量は、調達コストと停電コストの和が最小となる調達量の点を結んだ曲線(トレードオフ曲線)を基に設定する。 - 調達価格ゼロにおける調達量は、トレードオフ曲線、我が国の需給状況を踏まえ決定する。 - 容量市場以外からの収益を3,000円/kW・年とする。 - 容量市場導入後においても、今後の長期的な電源構成等の変化を注視して、投資回収の予見可能性を高める等、容量市場の目的が達成されるよう、Net CONEの見直し等を図る。
約定処理の方法	- 約定処理は、全国市場のシングルプライスオークション方式で行う。その際、連系線制約を踏まえた各エリアの供給信頼度確保等のために一定の追加的な約定処理を行う。 - 具体的な約定処理の方法としては、以下の方法で行い、引き続き、広域機関において詳細検討を進める。 - 全国市場で約定処理を実施する（発動回数制約ありの電源等の約定量が上限値以上の場合は、従来型リクワイアメントの電源と入れ替える）。 - 供給信頼度計算を行い、基準から不足しているエリア（ブロック）・過剰なエリア（ブロック）は、市場分断を行う。 - 基準から不足しているエリア（ブロック）は、そのエリア（ブロック）の落札しなかった電源の価格の安い順から基準まで追加する。 - 追加した量と同等の電源を、過剰なエリア(ブロック)の落札した電源の価格が高い順から減ずる（減少処理を行った場合においても、各エリアで供給信頼度を確保していることが前提）。 - ブロックで分断した場合、電源の追加・減少による供給信頼度の変化で、ブロック内でさらに市場分断するか判断する。 - 最終的な約定結果において、必要な調整力等が確保されていることを確認する。

- 需要曲線の上限価格は、制度検討作業部会の中間とりまとめにおいて、以下の整理を行った。
 - 上限価格を指標価格と一致させた場合、容量のひっ迫時にも新規電源が利益を得られないこととなり、調達量が十分確保できないリスクがあることから、上限価格は指標価格を一定程度上回ることとすることが考えられる。
 - ひっ迫時に利益が得られる可能性が生じることで、電源の新設インセンティブとなると考えられる。
- PJMは上限価格におけるNet CONEの倍率の設定について、容量市場導入時において、Net CONE × 2.0の案を提案したものの、ステークホルダーの議論の結果として、Net CONE × 1.5と決定。上記以外の諸外国においても、結果的にNet CONE × 1.5倍程度と設定されていることも参考とし、我が国の需要曲線の上限価格はNet CONEの1.5倍と整理した。

(参考) 諸外国の上限価格等の設定

- 諸外国の需要曲線について、目標調達量にて正規化した図は以下の通り。



出所: Samuel A. Newell, Kathleen Spees, and David Luke Oates, "TESTIMONY OF DR. SAMUEL A. NEWELL, DR. KATHLEEN SPEES, AND DR. DAVID LUKE OATES ON BEHALF OF MIDCONTINENT INDEPENDENT SYSTEM OPERATOR REGARDING THE COMPETITIVE RETAIL SOLUTION", November 1, 2016

第16回容量市場
の在り方等に関する
検討会資料より

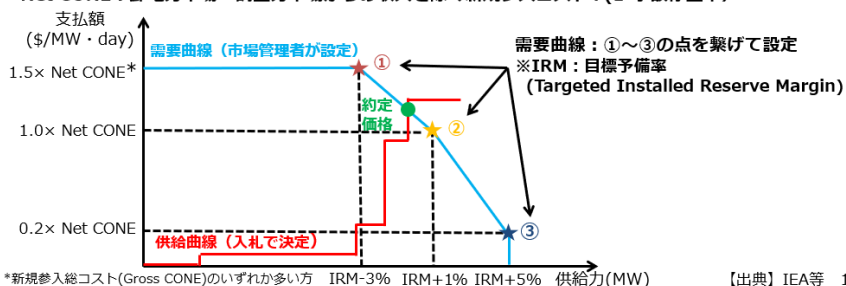
第3回制度検討作
業部会資料より

集中型容量市場における需要曲線等の設定方法（米国PJMの

- 米PJMをはじめとする諸外国の集中型の容量市場においては、まず新規の電源投資を促すために必要なkW価値への支払額（CONE: Cost of New Entry）を設定する。
- その後、算出されたCONEも踏まえ、供給力の変化に対して、kW価値の価格変動が緩やかになるような右肩下がりの需要曲線（Downward Sloping Demand Curve）をISO等が設定。
- 例えば、米PJMのCONEは、仮想のガス火力プラントを想定し、新規参入に要する総コストから容量確保期間における卸電力市場や調整力市場からの収入を差し引いた価格をベースに決定(Net CONE)。

【米国PJMにおけるCONE及び需要曲線の設定方法】

Net CONE : 卸電力市場・調整力市場からの収入を除く新規参入コスト ÷ (1-事故停止率)



*新規参入総コスト(Gross CONE)のいずれが多い方 IRM-3% IRM+1% IRM+5% 供給力(MW) 【出典】 IEA等 1

- Net CONEを計算するに当たって、コスト評価年数を電源の想定稼働年数である40年とするか、投資回収期間である15年とするか双方を支持する意見が出た。
- コスト評価年数を40年とするにあたり、需要曲線の上限価格をNet CONEの1.5倍とする設定に対して、コスト評価年数を15年とした場合のNet CONEで確認を行った。

D 需要曲線の設定

- NetCONE計算時のコスト評価年数について

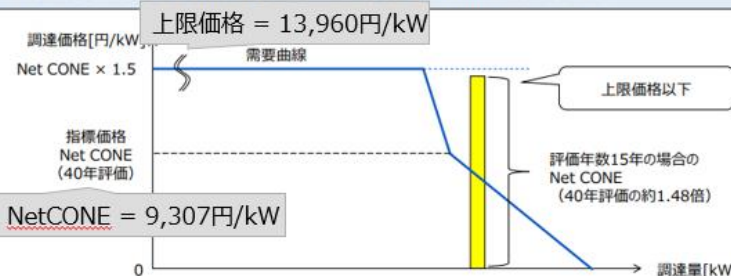
- コスト評価年数を40年として40年稼働に必要な固定費を織り込んでNetCONEを算定する場合、上限価格($\text{NetCONE} \times 150\%$)の水準はコスト評価年数を15年とした場合のNetCONEよりも大きくなる。

第28回制度検討
作業部会資料より

第17回 容量市場の在り方等に関する検討会 資料3

2. 前回のご意見と考え方の整理 (1) コスト評価年数についてのご意見

- オークションの需要曲線の上限価格は、電源の新設インセンティブに十分な価格水準となること、及び、国民負担の観点から、Net CONEの1.5倍と整理している。
- コスト評価年数を40年とした場合のオークションの上限価格は、コスト評価年数を15年とした場合のNet CONE (1.48倍) をやや上回る水準という試算となっている。
- 事業者が容量市場等に求める収益は各々異なるものの、今回の試算のように、コスト評価年数を15年とした場合のNet CONEの額が上限価格以下であれば、一定の新設は期待できると考えられる。
- 新設電源と既設電源を区別しないという整理に加え、上限価格をNet CONEの1.5倍、必要な費用等を織り込むこととして、前回の提案通り、コスト評価年数は40年としてはどうか。



- 目標調達量はH3需要×112.6%で算定することとし、1億7,747万kWを調達することを第40回制度検討作業部会で整理した。

目標調達量の算定結果

- 2020年度メインオークションにおいては、目標調達量1億7,747万kW(H3需要×112.6%)を調達する。

第40回制度検討
作業部会資料より

2. 目標調達量の算定結果

第24回容量市場検討会資料

- 2020年度メインオークションの目標調達量※1,2は、2020年度供給計画にもとづき算定した結果、1億7,747万kW（177,468,513kW）となった。

※1 目標調達量には、FIT電源の期待容量1,179万kW（11,789,258kW）を含む

※2 発動指令電源の調達上限容量は、473万kW（4,728,387kW）

<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
H3需要※3	499	1,354	5,298	2,440	491	2,634	1,043	491	1,540	15,790
H3需要 (離島除き)	498	1,349	5,295	2,440	491	2,634	1,041	491	1,522	15,761
目標調達量	H3需要(9社計)比 112.6%									17,747

※3 北海道、東北エリアは1月断面、その他エリアは8月断面

- 目標調達量（H3需要×112.6%）の算定項目は、第46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を行い、第23回容量市場検討会で検討を行った。

5. 目標調達量の設定について

第23回容量市場
の在り方等に関する
検討会資料より

- 容量市場における目標調達量は、偶発的需給変動や持続的需要変動、厳気象対応・稀頻度リスク分に計画停止を踏まえた追加設備量を加えた約113%と整理されている。
- 現時点の数値（2019年度供給計画の2024年度需要）を用いて目標調達量※を試算すると、約1.8億kW（177,655,000kW）であった。

※目標調達量は、FIT電源等の期待容量の合計を含む

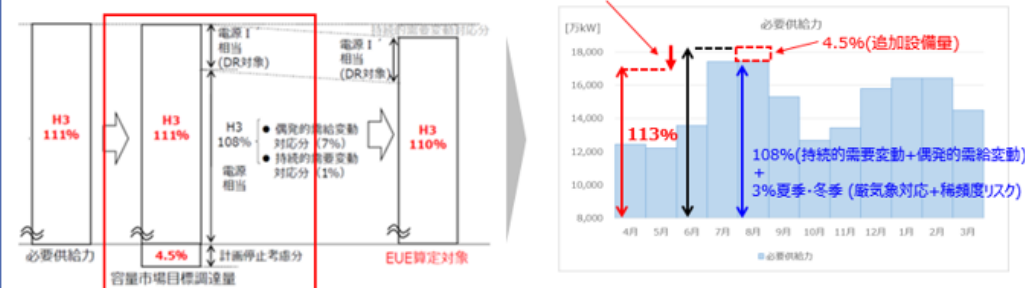
第46回 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会
資料より

レジ小委の算定条件における再エネ等の供給力(kW価値)評価を踏まえた容量市場調達量について 26

- レジ小委では、容量市場目標調達量として、持続的需要変動・偶発的需給変動対応分の108%に対して厳気象対応・稀頻度リスク分の3%を加算したH3需要の111%の必要供給力と、さらに計画停止を踏まえた追加調達量としてH3需要の4.5%を示していた。
- 必要供給力には再エネ・ガスタービンの各月評価の供給力が含まれており、その後の本委員会において再エネ・ガスタービン等の年間評価について算定したところ。(再エネ・ガスタービンの各月評価の8月供給力と年間評価の供給力との差異は▲約3%)
- 以上のことから、容量市場の調達量としては、約113%と再表現することとなる。(ただし、年間最大需要時の確保量は約116%となる。)

<レジ小委>

▲約3%(再エネ・ガスタービンの各月評価の8月供給力と年間評価の供給力との差分)



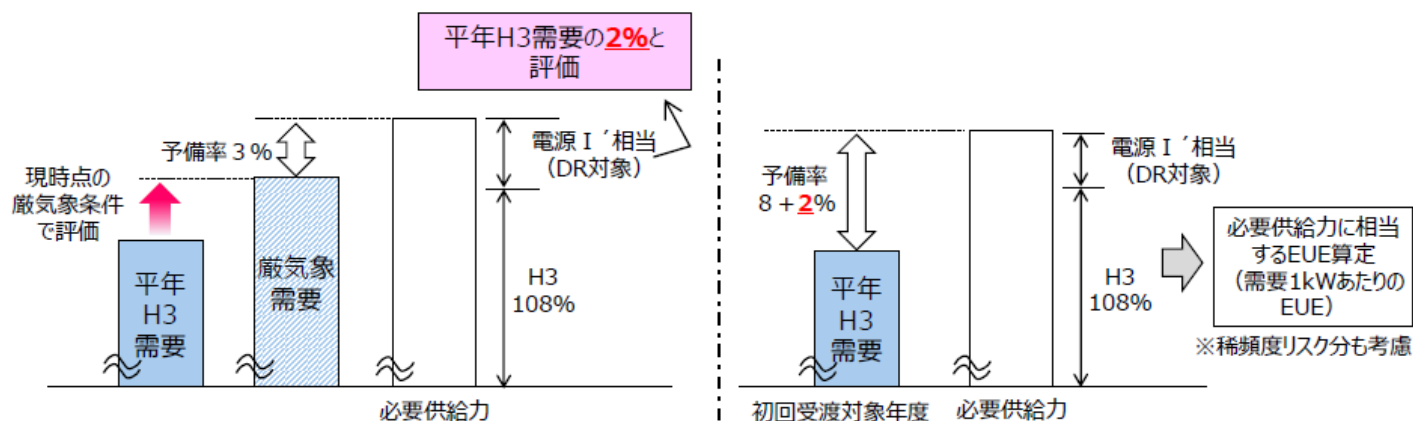
- 厳気象対応分については、第4回電力レジリエンス等に関する小委員会において、平年H3需要の2%を確保することと整理した。

まとめ：容量市場開設後の厳気象対応に必要な供給力

35

第4回電力レジリエンス等に関する小委員会資料より

- 今回算定した平年H3需要の2%程度を容量市場開設後の厳気象対応に必要な供給力として評価することでどうか。（今回の算定結果から、容量市場開設後の全国での必要な供給力は「厳気象需要での予備率3%」が「平年H3需要での予備率8%」を上回る評価となる。）
- なお、計画停止を実施するために必要な設備量の整理結果を踏まえ、夏季と冬季の計画停止量の差を見込む必要がある場合は、あらためて考慮して算定する。
- また、必要供給力に相当するEUE算定にあたっては、その時点での最新の厳気象データに見直す必要がある場合には、データを更新して算定する。



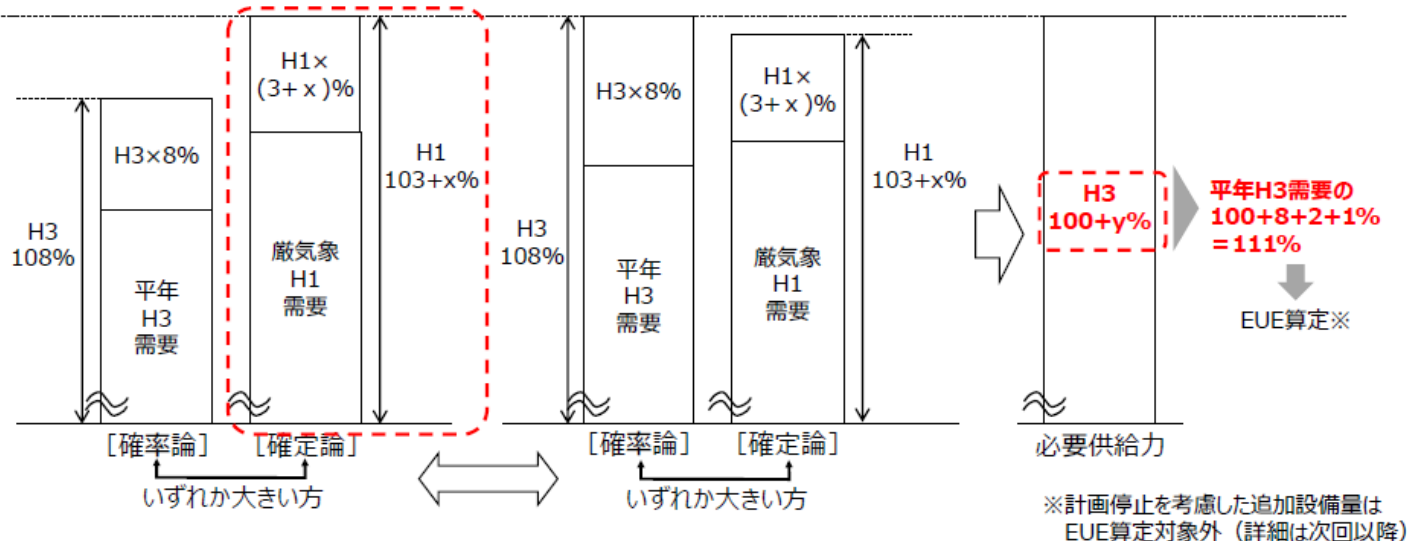
- 稀頻度リスク分については、第4回電力レジリエンス等に関する小委員会において、平年H3需要の1%を確保することと整理した。

4 稀頻度リスク対応を考慮した必要供給力

62

第4回電力レジリエンス等に関する小委員会資料より

- 「②-1 厳気象対応の見直し」で示したように、容量市場開設後の全国での必要供給力については、厳気象対応分を考慮すると、「厳気象需要での予備率3%」が「平年H3需要での予備率8%」を上回る評価となる。
- したがって、アデカシーの観点から、稀頻度リスク分も考慮し、必要供給力は「厳気象需要での予備率3 + x %」と整理することとなるのではないか。
- ここで、稀頻度リスクに対応するために必要とする供給力「x」は、厳気象需要における「N-1脱離リスク」を想定することとし、1%程度と評価することだろうか。
- 設備形成の観点から、これまでの整合性を考慮し、平年H3需要に対する割合として評価すると、今回の試算では必要供給力は「平年H3需要 × (100 + 8 + 2 [厳気象対応] + 1 [稀頻度リスク対応]) %」となり、まずは、これに対応する「需要1kWあたりのEUE」を算定することだろうか。



- 追加設備量については、第24回容量市場検討会において、2020年度メインオークション需要曲線作成要領案により、2.2%を用いることと示している。

Ⅲ. 諸元

1. 目標調達量に係る諸元

目標調達量の算定に用いる諸元は以下のとおり。

項目	設定値	備考
全国 H3 需要 (離島除き)	157, 612, 900 kW	諸元は 2020 年度供給計画の 2024 年度断面。
偶発的需給変動分	6.4%※	供給信頼度基準 0.048[kWh/kW・年]を満たす必要供給力を算定。 諸元は 2020 年度供給計画の 2024 年度断面。
持続的需要変動分	1%※	第 44 回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料による。
稀頻度対応分	1%※	第 4 回電力レジリエンス等に関する小委員会資料による。
厳気象対応分	2%※	同 上
<u>追加設備量</u>	<u>2.2%※</u>	計画停止可能量 1.90 ヶ月を満たす追加設備量を算定 諸元は 2020 年度供給計画の 2024 年度断面。

※対全国 H3 需要比

第24回容量市場
の在り方等に関する
検討会資料より

- 目標調達量（H3需要×112.6%）の検討を、調整力等委員会と容量市場検討会において行うことを、第11回容量市場の在り方等に関する検討会で示した。

2. 今後の進め方の全体像

2

第11回容量市場
の在り方等に関する
検討会資料より

<調整力等委の進め方（全国および各エリアの供給信頼度のあり方）>

- 全国および各エリアの供給信頼度のあり方は、5月から8月までに整理したい。
- 具体的には、下記の論点について、議論を進める。
 - 全国および各エリアで確保する供給信頼度の考え方
 - ✓供給信頼度の指標選定、指標選定の前提条件
 - ✓全国・各エリアの供給信頼度の位置づけ、活用方法
 - ✓間接オークション導入後の計画潮流の扱い
 - ✓調整力と必要供給予備力の関係、電源の計画停止を考慮した設備量の評価 等
 - 上記を踏まえた、必要な算定
 - 容量市場の制度設計に向けた検討
 - ✓アデカシー確保における連系線制約の考え方

<容量市場検討会の進め方（需要曲線の設計、市場分断方法の検討）>

- 需要曲線の設計は、調整力等委での整理と並行してシミュレーションを実施し、検討を進める。
- シミュレーションの目的や概要について、5月、6月に議論を行う。
- 需要曲線の設計は、シミュレーション結果や調整力等委での整理を踏まえ、8月から議論を行う。
- 市場分断の検討は、調整力等委での整理、シミュレーション結果等を踏まえ、8月から詳細検討を行う。

- 調達の方法（メインオークションでの一括募集）は、第12回制度検討作業部会で整理を行った。

論点8：オークション制度の設計（メイン・追加オークションの位置づけ）

第12回制度検討作業部会資料より

- 9月6日の本作業部会において、メインオークションと追加オークションに分けて開催することと整理したが、メインオークションと追加オークションの役割分担については以下が考えられる。
 - （案1）メインオークションで必要供給力のほぼ全量を調達することを基本とし、追加オークションでは過不足分を調整する
 - （案2）何らかの基準でメインオークションと追加オークションで調達する量を配分する
- 発電事業者の投資回収の予見性確保や市場管理者の供給力確保の観点、および、海外事例も踏まえると、案1を基本とするのが望ましいのではないかと。
- DRについては、容量市場への参加が妨げられることのないよう、リクワイアメントを含め検討することとしてはどうか。（後掲）
- なお、海外においては、メインオークションに参加しない既設電源は、その後の追加オークションに参加できない例もあり、市場支配力の行使を防止する観点から何らかの対応を行うかどうかは、別途検討が必要。

- メインオークションと追加オークションの役割分担については、発電事業者の投資回収の予見性確保や市場管理者の供給力確保の観点、および、海外事例も踏まえて整理を行った。

（参考）諸外国の事例（メイン・追加オークションの位置づけ）

- 米国PJMや英国では、メインオークションで必要供給力のほぼ全量を調達し、過不足分は追加オークションで調整している。

米国PJMの場合

	Base Residual Auction（3年前）	Incremental Auction※1 （20か月前、10か月前、3か月前）
オークションの目的	必要供給力のほぼ全量を調達するため	- 発電事業者等が自己の代替となる供給力を購入するため - PJMが必要供給力の増減に伴って、既に確保済みの供給力の量を調整するため
主な参加者	- 供給者：発電事業者等 - 調達者：PJM	- 供給者：発電事業者等、PJM - 調達者：発電事業者等、PJM

英国の場合

	T-4 Auction（4年前）	T-1 Auction（1年前）
オークションの目的	必要供給力のほぼ全量を調達するため	National Gridが不足分の供給力を調達するため
主な参加者	- 供給者：発電事業者等 - 調達者：National Grid	- 供給者：発電事業者等 - 調達者：National Grid

（※1）米国PJMでは、Base Residual Auctionに参加しない既設電源は、その後のIncremental Auctionに参加することができない

5. 供給曲線に関するこれまでの振り返り

＜検討を深める項目＞

- 供給曲線に関して、第42回制度検討作業部会では、以下の項目を例として示した。
 - 目標調達量から控除される電源の対象（FIT電源等）の算定について
 - 再生電源等の調整係数（太陽光：5%～20%程度、風力20%～35%程度）について
- 委員やオブザーバーより、供給曲線に関して以下のご意見をいただいた。
 - 第42回制度検討作業部会 発言より
 - 市場設計の在り方がどうかという議論をすべきだと思うが、供給信頼度の議論まで遡ってするというのは、しっかり専門的にやってきた部分もあることから、そこまで立ち返ることはない。

- 調整力等委では、供給信頼度基準を確率論的必要予備力算定手法（EUE算定）により求めることとして、再エネ供給力も従来のL5算定から見直しを行っている。
- 再エネ全体のkW価値は、従来手法より全体的に高まる結果となっている。

第42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

凡例 上段：kW価値(EUE評価-L 5 評価)
下段：調整係数(EUE評価-L 5 評価)

〔EUE評価再エネkW価値とL 5 評価との差(再エネ全体)〕

[単位：万kW、%]

	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 [368]	29 (8%)	30 (8%)	18 (5%)	27 (7%)	19 (5%)	20 (5%)	20 (5%)	24 (6%)	24 (6%)	22 (6%)	22 (6%)	24 (6%)
東北 [1,108]	119 (11%)	55 (5%)	60 (5%)	45 (4%)	43 (4%)	75 (7%)	129 (12%)	40 (4%)	106 (10%)	106 (10%)	115 (10%)	83 (8%)
東京 [1,780]	6 (0%)	12 (1%)	28 (2%)	42 (2%)	77 (4%)	53 (3%)	98 (6%)	18 (1%)	28 (2%)	46 (3%)	15 (1%)	17 (1%)
中部 [1,174]	▲ 11 (▲1%)	101 (9%)	69 (6%)	▲ 8 (▲1%)	▲ 1 (▲0%)	1 (0%)	64 (5%)	28 (2%)	81 (7%)	65 (6%)	28 (2%)	6 (1%)
北陸 [279]	26 (9%)	36 (13%)	34 (12%)	26 (9%)	27 (10%)	38 (14%)	31 (11%)	24 (9%)	23 (8%)	18 (6%)	16 (6%)	24 (9%)
関西 [902]	98 (11%)	84 (9%)	86 (9%)	18 (2%)	▲ 16 (▲2%)	40 (4%)	34 (4%)	▲ 18 (▲2%)	44 (5%)	41 (5%)	33 (4%)	31 (3%)
中国 [723]	12 (2%)	93 (13%)	56 (8%)	8 (1%)	0 (0%)	30 (4%)	59 (8%)	19 (3%)	27 (4%)	27 (4%)	10 (1%)	6 (1%)
四国 [334]	15 (5%)	54 (16%)	35 (11%)	8 (2%)	8 (2%)	34 (10%)	37 (11%)	18 (5%)	30 (9%)	40 (12%)	29 (9%)	28 (8%)
九州 [1,149]	28 (2%)	25 (2%)	▲ 15 (▲1%)	▲ 197 (▲17%)	▲ 203 (▲18%)	59 (5%)	84 (7%)	28 (2%)	52 (5%)	59 (5%)	33 (3%)	34 (3%)
合計 [7,818]	323 (4%)	492 (6%)	371 (5%)	▲ 31 (▲0%)	▲ 45 (▲1%)	350 (4%)	556 (7%)	181 (2%)	415 (5%)	422 (5%)	301 (4%)	254 (3%)

※L5は記載断面が対象

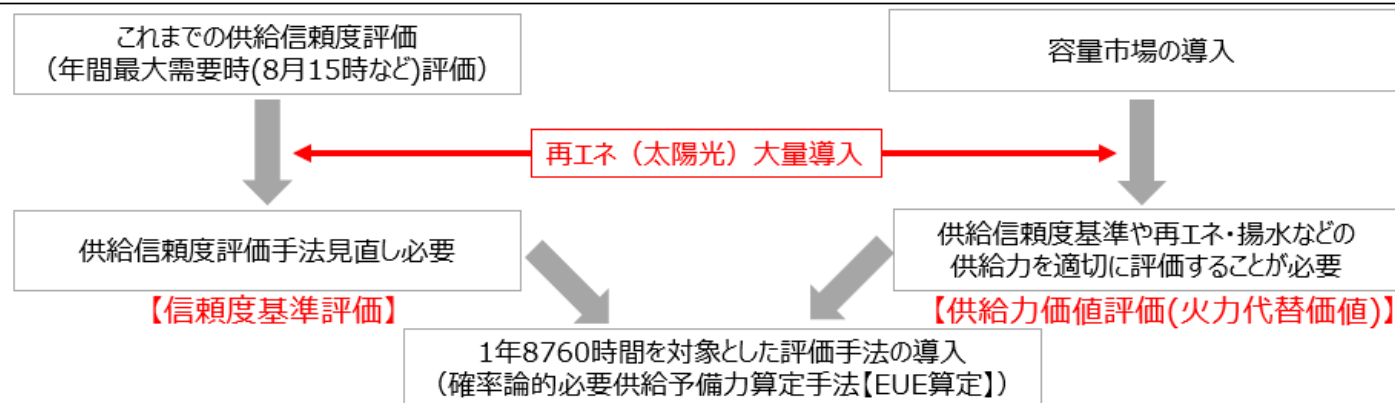
- 再エネの供給力評価に関しては、第43回調整力等委員会や、第53回調整力等委員会等で検討を行った。

（参考）確率論的必要供給予備力算定手法（EUE算定）の導入目的

16

第53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

- 供給信頼度評価としては、これまで（再エネ大量導入前まで）は、年間最大需要時（8月15時など）に必要供給力（H3需要の108%など）が確保されていることを評価していた。
- 再エネ、特に太陽光発電の大量導入に伴い、太陽光発電が高出力となる昼間帯（8月15時など）よりも太陽光発電出力が低出力（またはゼロ）となる夏季点灯帯や冬季最大需要時などに供給予備力が小さくなる傾向が見受けられた。
- このことから、これまでの年間最大需要時の供給力確保状況の評価するという供給信頼度評価手法を見直すことが必要となった。
- 一方で、容量市場の導入により、そのオークションにあたっては、供給信頼度基準から目標調達量（需要曲線）を設定することが必要となり、さらに、火力などの供給力に対して、再エネや揚水などの供給力を適切に評価し、容量市場の落札量や支払対価などを決定することが必要となった。
- これらを一定の手法にて評価するにあたり、1年8760時間を対象にした確率論的必要供給予備力算定手法（EUE算定）を導入し、その検討条件等の整備を進めている。



■ 2024年度向け容量市場メインオークション用調整係数は、調整力等委員会で整理された諸元をもとに算定を行い、2020年4月20日に公表された。

(2) 感度分析結果を踏まえた容量市場オークション及び供給計画でのデータ諸元まとめ 50

第46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

- したがって、メインオークションにおいては、1年程度前に作成した供給計画における「再エネ導入量」・「電源計画（電源構成）」をデータ諸元としてEUE算定していくこととし、それ以外のデータ諸元については下表のとおり、基本的に算定（策定）作業開始時点での最新データを用いることとしてはどうか。
- なお、2024年度の再エネ導入想定量は、今後も実需給年度まで見直しされ、仮に、その想定量の差異によって必要供給力が確保できない場合は、追加オークション等にて対応することが考えられる。一方で、再エネ導入想定量の違いによって調整係数等への影響が生じるため、想定量には相応の精度が求められる。想定量の精度向上については継続的に検討していくこととしてはどうか。

例：2024年度容量市場に向けた調整係数等算定諸元（以降、1年ずつ繰り越し）

	メインオークション (2020年度に実施)	作業調整 (2022年度に実施)	追加オークション (2023年度に実施)	(参考)2024年度供給計画 (2023年度に策定)
需要実績	2019年12月分まで	2021年12月分まで	2021年12月分まで	2023年12月分まで
気温実績	2019年12月分まで	2021年12月分まで	202	
再エネ実績	2019年12月分まで	2021年12月分まで	202	
需要想定	2020年度供給計画値の 2024年度需要想定値	2022年度供給計画値の 2024年度需要想定値	202 202	
再エネ導入量想定	2019年度供給計画値の 2024年度導入量	2022年度供給計画値の 2024年度導入量	202 202	
電源計画(電源構成)	2019年度供給計画値 2024年度電源構成	2022年度供給計画値の 2024年度電源構成	202 202	

2024年度向け 容量市場メインオークション用調整係数

<変動電源：太陽光>

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
年間	3.9%	11.8%	10.1%	12.7%	16.4%	13.1%	13.5%	15.8%	6.6%

<変動電源：風力>

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
年間	23.6%	33.8%	25.3%	28.3%	20.9%	27.5%	20.2%	35.6%	19.2%

<変動電源：一般水力（自流式）>

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
年間	47.2%	55.8%	58.9%	48.7%	58.1%	52.3%	42.1%	49.8%	37.7%

- 再エネ電源等に調整係数を設定することは、第16回制度検討作業部会で整理を行った。

第16回制度検討
作業部会資料より

論点 1 5 : 電源の立地や特性等に鑑みたkW価値（総論）

- 電源等は、立地する場所やその特性等によって、設備容量のうち、実需給時点でエリアの供給力として期待できる量（以後、「期待容量」という）が異なる。容量市場における容量の確保にあたっては、市場管理者が容量オークションの際に、電源等の期待容量を適切に算定した上で、国全体で必要となる量を算定し、確保するという考え方が基本になるのではないかと。
- このため、電源等の設備容量に対し、調整係数を乗じることにより、期待容量を評価することとしてはどうか。

電源等の特性による影響（イメージ）

電源毎の特性	電源 A (稼働10年)	電源 B (新設)
電源種	ガス (CCGT)	太陽光
設備容量(理論値)	10万kW	10万kW
ピーク出力 (夏季)	9万kW	0~7万kW
需要ピーク時の 供給信頼度	高	0~中*

*ピーク需要が夜になる場合は0とされる可能性がある

調整係数と期待容量の関係

$$\boxed{\text{電源等の設備容量 (kW)}} \times \boxed{\text{調整係数 (0~1)}} = \boxed{\text{期待容量 (kW価値)}}$$

27

論点 1 5 : 電源の立地や特性等に鑑みたkW価値（特性による影響）

- 電源等の特性に応じた調整係数の設定については、仮に事業者が任意に規律なく行うこととすれば、①保有する電源等の期待容量を過大評価し、容量市場からの収入を最大化する行動をとることや、② 期待容量を過小評価することでオークションへの供出量を減らして価格を上げる等、市場管理者による必要な供給力の確保に支障をきたす可能性がある。
- 容量市場で調達する容量の必要量は、系統の供給信頼度評価の考え方を踏まえて設定されることに鑑みれば、個々の電源等の特性に係る調整係数の設定についても、系統の供給信頼度評価の考え方と整合性を確保する必要があるのではないかと。
- 仮に、発電事業者等が容量市場で入札する際に用いる期待容量と、供給計画上の数値等に不整合が生じる場合には、市場管理者である広域機関において、参加登録時又は供給計画提出時に理由を確認する等の対応をとってはどうか。
※供給計画の届出対象外の者が容量市場で入札する際も、期待容量が適切であるかどうかを検証する必要があり、供給計画に代わる同種の情報提出を求める等の仕組みを検討することも必要ではないかと。

29

- 調整係数の設定に関しては、第5回容量市場検討会で検討を行った。

1. はじめに：調整係数の考え方

第5回容量市場の
在り方等に関する
検討会資料より

- 広域機関では、必要予備力の算定にあたり、需要側の変動要因だけでなく供給側の変動要因についても加味し、確率論的な評価を行っている。
- 広域機関では、供給計画を取りまとめるにあたり、発電事業者に対し、「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（資源エネルギー庁）」に従って電源種別毎の特徴に応じた供給能力を算定するよう促している。

容量市場にて供給力を確保するにあたっては、上記との整合性に配慮し、以下の考え方により検討を進めることでどうか。

- 必要予備力の算定と同様、確率論的な考え方に基づき調達必要量を設定する。
- 供給計画への計上と同様、発電種別の特徴に応じた出力を積み上げる。

- 容量市場において落札電源に対価を支払うにあたっては、上記のとおり、電源毎の供給信頼度に関する特徴に配慮してkW価値を評価していく必要がある。
- 具体的には、電源等の最大出力（認可出力）に何らかの係数（0～1.0）を乗ずることで対価の支払い対象となるkW価値を算定することを想定している。以下、この際に乗ずる係数を「調整係数」と称することとする。

- 目標調達量から控除される電源の対象（FIT電源等）の算定については、第16回制度検討作業部会で整理を行った。

論点 16：他制度との整合性（固定価格買取制度との関係）

第16回制度検討
作業部会資料より

- 再エネ電源も、供給力としては一定の期待容量を有していると考えられるが、固定価格買取制度（FIT）の適用を受けているものについては、既にFIT制度で固定費も含めた費用回収が行われているため、容量市場に参加し、対価を受け取ることはできないこととするべきではないか。
※FIT電源による容量市場への参加は認めつつ、対価相当分をFIT賦課金から控除する等の対応も考えられるが、FIT電源はリクワイアメントの達成を求められる一方、容量市場から支払を受けられないことから、このような対応は難しいと考えられる。
- また、系統の供給信頼度評価の考え方も踏まえ、容量市場で確保する容量からFIT分の期待容量を差し引くこととしてはどうか。
※FIT買取期間が終了した電源については、固定費の二重払いにはならないことから、最低入札量を超えるものについて、基本的に容量市場への参加を妨げるものではない。ただし、出力変動電源については、蓄電池の設置等を行うなどの工夫を行わない限り、期待容量がわずかとなり、また、リクワイアメントを満たすことは困難と考えられる。
※最低入札量については、広域機関において実務上の観点を踏まえ検討中。
- ただし、バイオマス混焼設備については、バイオマス燃焼分の電力量（kWh）のみがFITによる買取の対象となっている一方で、FIT制度上は設備全体がFIT電源としての認定対象とされており、当該設備の全体について他の制度からの支払は行われなことを前提に調達価格や調達期間が算定されていることから、論点を整理し、容量市場との関係について引き続き検討することとしてはどうか。

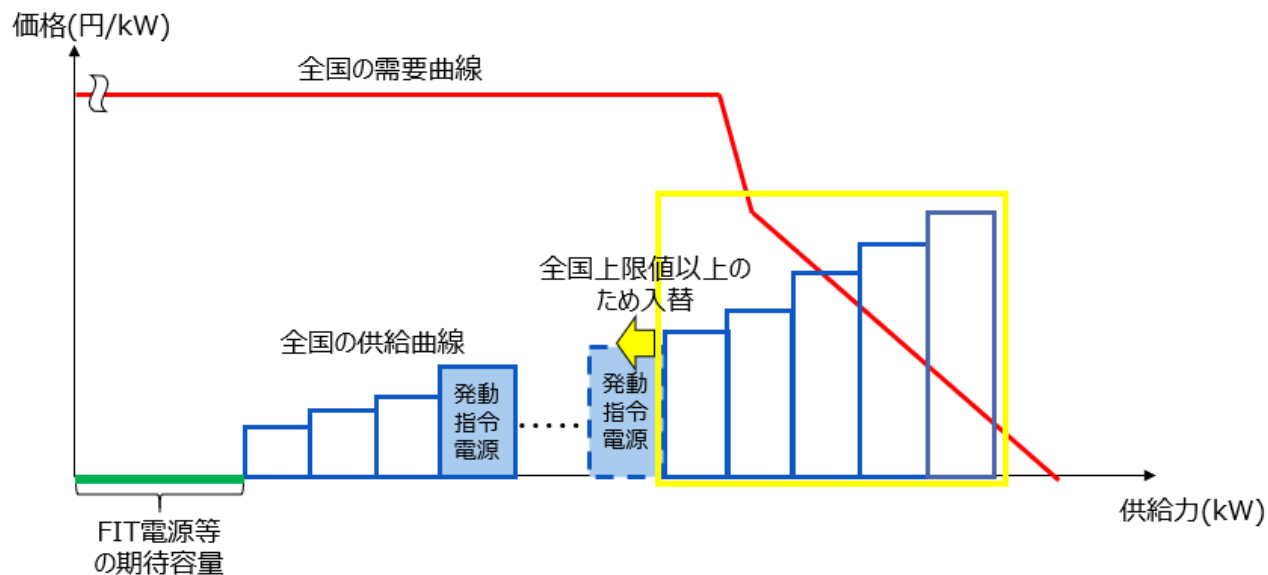
- 目標調達量から控除される電源の対象（FIT電源等）の設定については、第23回容量市場検討会で検討を行った。

3. 具体的な約定処理のプロセス STEP1: 約定処理準備

第23回容量市場
の在り方等に関する
検討会資料より

- 全国の需要曲線を作成する。
 - 目標調達量はFIT電源等の期待容量も含めた調達量とする。※
- 全国の供給曲線は、応札情報をもとに応札価格の安い順に並び替えて作成する。
- 発動指令電源の応札容量が全国上限値以上の場合は、安定電源等と入れ替える。
 - 発動指令電源の全国上限値は、平年H3需要の3%とする。

※ FIT電源等は容量市場に参加しない（約定対象とはならない）が約定処理として供給力に加算する



- 目標調達量から控除される電源の対象（FIT電源等）の算定方法については、第24回容量市場検討会で示した。

2. 目標調達量

目標調達量は、最新の供給計画における実需給年度の全国 H3 需要（離島除き）に、偶発的需給変動対応分、持続的需要変動対応分、厳気象対応分、稀頻度リスク対応分、追加設備量を加えたものである。なお、目標調達量は FIT 電源等の期待容量の合計を含む。

また、発動指令電源の調達量は、厳気象対応分と稀頻度リスク対応分を上限とする。

項目	詳細
偶発的需給変動対応分	出力変動電源の出力変化、電源の計画外停止、気温等の変動に伴う需要変動に対応する供給力。
厳気象対応分	10 年に 1 回程度の厳気象（猛暑および厳寒）に対応する供給力。
稀頻度リスク対応分	想定したリスクを超える規模の供給力喪失若しくは需要増加のリスク、又は、これらを設定するときに想定されていないリスクであって過去の事象等をもとに想定すべきと考えられる大規模かつ長期間の供給力喪失のリスクに対応する供給力。
持続的需要変動対応分	景気変動等による需要変動に対応する供給力。
追加設備量	計画停止可能量を確保するために必要な供給力。

（参考）FIT 電源の期待容量は、以下の考え方で算定。

FIT 電源の期待容量 = (FIT 導入容量 + FIT 増加容量^{※1} - FIT 買取終了分の容量) × 調整係数^{※2}

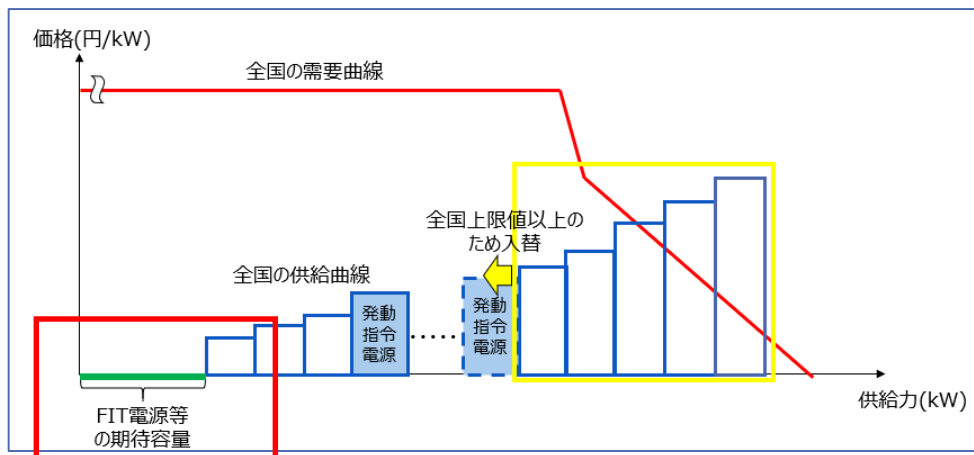
※1 太陽光・風力は最新の供給計画（第1年度、第5年度）設備量をもとに算定

※2 太陽光・風力・水力はエリア毎の調整係数を使用

第24回容量市場
の在り方等に関する
検討会資料より

- 目標調達量は、最新の供給計画における実需給年度の全国H3需要（離島除き）に、偶発的需要変動対応分、持続的需要変動対応分、厳気象対応分、稀頻度リスク対応分、追加設備量を加えたものとしている。
- 目標調達量はFIT電源等の期待容量の合計を含むため、需要曲線を公表する際に、あらかじめ算定したFIT電源の期待容量を示すこととしている。
- FIT電源の期待容量は、以下の考え方で算定している。
 - $\text{FIT電源の期待容量} = (\text{FIT導入容量} + \text{FIT増加容量}^{\ast 1} - \text{FIT買取終了分の容量}) \times \text{調整係数}^{\ast 2}$

※1 太陽光・風力は最新の供給計画（第1年度、第5年度）設備量をもとに算定
※2 太陽光・風力・水力はエリア毎の調整係数を使用
- なお、石炭混焼を行っているバイオマス発電設備については、実需給期間にFIT収入を得る場合は市場参加ができない整理がなされているが、需要曲線の公表時にはFIT制度の適用を選択するか不確定なため、FIT電源の期待容量は、バイオマス混焼電源の石炭部分まで含めた算定はしていない。



第23回容量市場
の在り方等に関する
検討会資料より

- 目標調達量から控除される容量については、FIT分の期待容量以外についても、来年度オークションに向けた検討を行うことができるのではないかな。
- 例えば、今年度のオークションの結果を踏まえ、供給計画で供給力を見込んでいる電源で応札を行わなかった電源の扱いや、事後で控除する仕組み、どのように市場管理者が見込むか等の視点があるのではないかな。

6. 約定方法に関するこれまでの振り返り

<検討を深める項目>

- 約定方法に関して、第42回制度検討作業部会では、以下の項目を例として示した。
 - 経過措置による控除対象（2010年度以前に建設された電源）および控除率（2024年度は42%であり、段階的に引き下げ）について
 - 全電源一律のシングルプライスによる約定について
 - 市場競争が限定的なエリアにおける約定方法（分断した隣接エリアのエリアプライスの1.5倍を上回る電源についてはマルチプライスを適用）について
- 委員やオブザーバーより、約定方法に関して以下のご意見をいただいた。
 - **同価格の約定の場合、必要量を満たし、かつ、上回る部分が少なくなるように、例えば、くじ引のようにランダムに決めてはどうか。そもそも自分たちの費用を反映しているので、文句はないはずであり、同額であつたらくじ引で決まるというのであれば、1円でも引き下げるインセンティブになる。**
 - **部分約定しないという制約の下で、同価格の約定になった電源のうち、需要曲線をぎりぎり満たすというので、調達容量が最小になるような電源の組合せというのを選んで、それ以外のところは落選とするというやり方というのが、コストを最小化する。**
 - 全体に影響するシングルプライスの約定価格は逆数入札をした電源の影響を受けないようにしつつ、真に必要な電源に限り維持管理に最低限必要なコストが支払えるために、**一部マルチプライスを併用する方法も有益。**

- 経過措置による控除対象（2010年度以前に建設された電源）および控除率（2024年度は42%であり、段階的に引き下げ）については、第14回制度検討作業部会で整理を行った。

論点12：新設・既設の区分、経過措置（まとめ）

第14回制度検討
作業部会資料より

- 経過措置起算時点については、現在進行中の建設案件への影響を防ぐ観点から現時点より前に設定することが適当であり、かつ、①東日本大震災前後で電気事業を巡る環境が大きく激変したこと、②10年目程度まで減価償却コストが多く発生し固定費コストが高いことなどから、東日本大震災発生時点（2010年度末）としてはどうか。
- 容量市場開設時点の控除率は、経過措置起算時点以前に建設された全ての電源（旧既設電源）の7割とし、2020年以降、段階的に減少させていくこととしてはどうか。
- 2030年時点では、経過措置起算時点以降2020年までに建設された既設電源（新既設電源）も、全て建設後10年以上が経過することから、旧既設電源と新既設電源との公平性を確保する観点や、容量市場開設後一定期間後には卸電力市場価格の価格低減に寄与することが考えられることを踏まえ、2030年（容量の受け渡し時点）には経過措置を終了させることとしてはどうか。
- 経過措置の更なる技術的な詳細については、本日の議論を踏まえ、必要に応じ、広域機関において検討することとしてはどうか。

- 全電源一律のシングルプライスによる約定については、第28回制度検討作業部会で整理を行った。

D 需要曲線の設定 - 検討結果まとめ

赤字: 中心적으로ご議論いただきたい論

第28回制度検討
作業部会資料より

検討項目	検討結果
需要曲線の形状	- 下に凸型の右肩下がりで、目標調達量を下回ると急峻に立ち上がることをとする。 - 目標調達量に対応する指標価格はNet CONE とする。
NetCONEの算定方法	- Net CONE算定のモデルプラントは、CCGTとする。 - Net CONE算定におけるコスト評価年数は40年とし、40年運転に必要なコスト等を織り込む。 - Net CONE算定における割引率は5%とする。 - 上限価格は、Net CONEの1.5倍とする。 - 上限価格における調達量は、調達コストと停電コストの和が最小となる調達量の点を結んだ曲線(トレードオフ曲線)を基に設定する。 - 調達価格ゼロにおける調達量は、トレードオフ曲線、我が国の需給状況を踏まえ決定する。 - 容量市場以外からの収益を3,000円/kW・年とする。 - 容量市場導入後においても、今後の長期的な電源構成等の変化を注視して、投資回収の予見可能性を高める等、容量市場の目的が達成されるよう、Net CONEの見直し等を図る。
約定処理の方法	- 約定処理は、<u>全国市場のシングルプライスオークション方式で行う</u>。その際、連系線制約を踏まえた各エリアの供給信頼度確保等のために一定の追加的な約定処理を行う。 - 具体的な約定処理の方法としては、以下の方法で行い、引き続き、広域機関において詳細検討を進める。 - 全国市場で約定処理を実施する（発動回数制約ありの電源等の約定量が上限値以上の場合は、従来型リクワイアメントの電源と入れ替える）。 - 供給信頼度計算を行い、基準から不足しているエリア（ブロック）・過剰なエリア（ブロック）は、市場分断を行う。 - 基準から不足しているエリア（ブロック）は、そのエリア（ブロック）の落札しなかった電源の価格の安い順から基準まで追加する。 - 追加した量と同等の電源を、過剰なエリア(ブロック)の落札した電源の価格が高い順から減ずる（減少処理を行った場合においても、各エリアで供給信頼度を確保していることが前提）。 - ブロックで分断した場合、電源の追加・減少による供給信頼度の変化で、ブロック内でさらに市場分断するか判断する。 - 最終的な約定結果において、必要な調整力等が確保されていることを確認する。

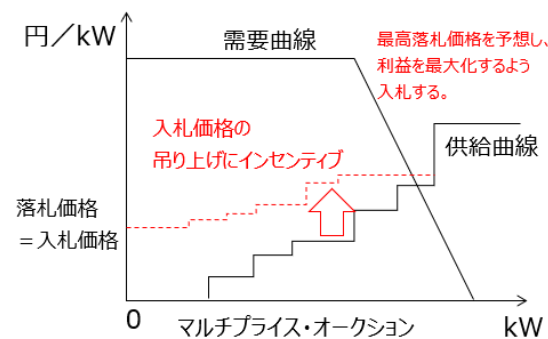
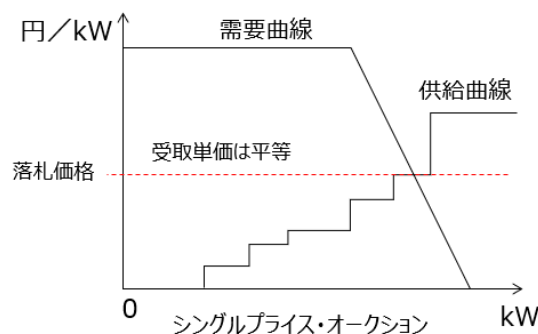
- 全電源一律のシングルプライスによる約定については、第2回容量市場検討会で検討を行った。
 - 約定方法に関して、以下の観点からシングルプライス・オークションを採用することと整理した。
 - ✓ 入札価格によってkW対価の受け取り額に差を設けず、同一のkW価値に対して差別対価を与えない
 - ✓ マルチプライス・オークションでは、入札者は最高落札価格を予想し余剰利益を乗せて入札した方が利益が増加するため、シングルプライス・オークションよりも入札価格の吊り上げのインセンティブは大きいと考えられる
- ※米国PJMや英国でも同様の方式を採用している

3. 【論点1】落札方式

9

第2回容量市場の
在り方等に関する
検討会資料より

- 我が国の電力供給構造等から想起した事業者の行動として、多くの電源において確実に落札されるようにゼロ円等の低い価格で入札される可能性が考えられた。そのような状況でも、kW価格に指標性を与え、発電投資の予見性を確保するためにも、シングルプライス・オークションの採用が望ましいと考えられるのではないか。
- なお、シングルプライス・オークションを採用することにより、以下のメリットも考えられる。
 - 入札価格によってkW対価の受け取り額に差を設けないため、同一のkW価値に対して差別対価を与えない。
 - もし市場支配的な事業者が市場価格を吊り上げた場合、その吊り上げ分の利益は競合相手も受け取ることとなるため、市場価格の吊り上げに対してディスインセンティブとなる。
 - マルチプライス・オークションでは、入札者は最高落札価格を予想し余剰利益を乗せて入札した方が利益が増加する。よって、シングルプライス・オークションよりも入札価格の吊り上げのインセンティブは大きいと考えられる。



- 市場競争が限定的なエリアにおける約定方法（分断した隣接エリアのエリアプライスの1.5倍を上回る電源についてはマルチプライスを適用）については、第35回制度検討作業部会で整理を行った。

市場競争が限定的なエリアについての対応(案)について

第35回制度検討
作業部会資料より

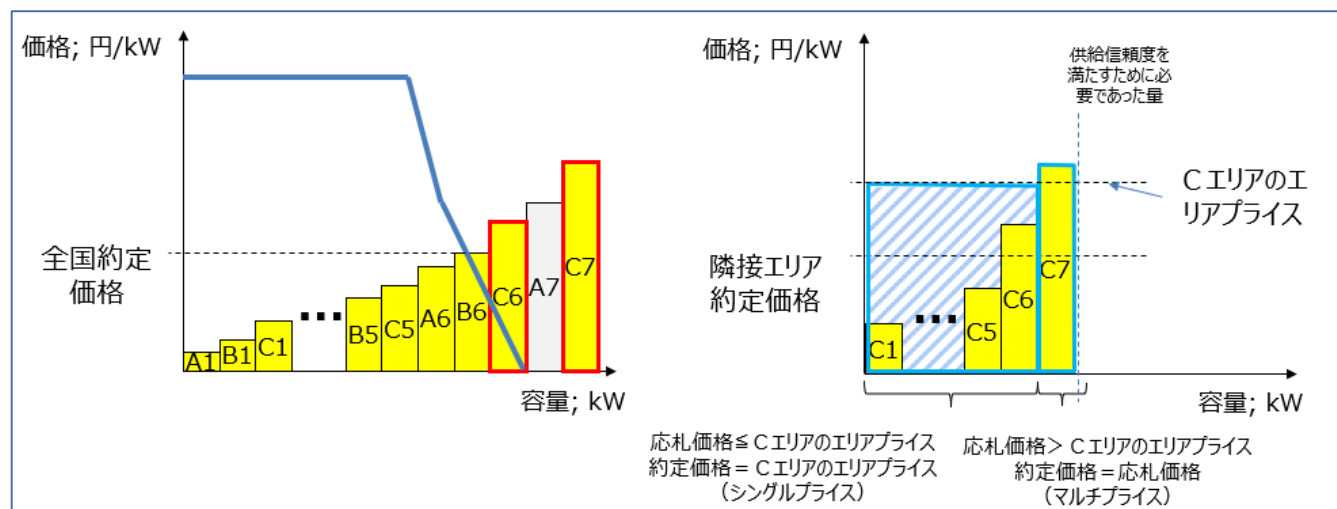
- 第34回制度検討作業部会(9/13)及び、第21回容量市場検討会（9/30）における事業者意見の結果を踏まえ、容量市場の初回オークションでは、「X倍」は「1.5倍」とする以下の案でスタートすることとし、オークション結果を検証しながら必要に応じて見直しを行うこととしてはどうか。

- 市場競争が限定的なエリアについての対応(案)

市場分断が発生した結果、入札された電源が全て落札されたエリア、または落札しなかった電源を応札した事業者が1者の独占状態となっているエリアについては、市場競争が限定的となっているおそれがあるエリアとして、以下のとおり約定価格を決定する。

- ① 市場分断が発生した後に供給信頼度基準を満たすまで追加で供給力を確保する。
- ② 当該エリアのエリアプライスは、約定した電源のうち当該エリアの最も高い応札価格とする。ただし、隣接エリアのエリアプライスのX倍を超えた場合、隣接エリアのエリアプライスの**1.5倍**を当該エリアのエリアプライスとする。
- ③ 応札価格が当該エリアのエリアプライスを下回る電源については、当該エリアのエリアプライスを約定価格とする。
- ④ 応札価格が当該エリアのエリアプライスを上回る電源については、応札価格を約定価格とする。

- 市場が分断した場合、供給力確保の観点からそのエリアのエリアプライスの上昇を許容することで電源設置インセンティブを付与することが重要。一方で、エリアプライスが過度に高くなった場合には、当該エリアの小売事業者の負担が増加する。
- したがって、分断処理の結果、入札された電源が全て落札されたエリア、または落札しなかった電源を応札した事業者が1者の独占状態となっているエリア、といった市場競争が限定的となっているおそれがあるエリアでは、以下の方法で約定価格を決定することとした。
 - ✓ 市場分断が発生した後に供給信頼度基準を満たすまで追加で供給力を確保する。
 - ✓ 当該エリアのエリアプライスは、約定した電源のうち当該エリアの最も高い応札価格とする。ただし、隣接エリアのエリアプライスの1.5倍を超えた場合、隣接エリアのエリアプライスの1.5倍を当該エリアのエリアプライスとする。
 - ✓ 応札価格が当該エリアのエリアプライスを下回る電源については、当該エリアのエリアプライスを約定価格とする。
 - ✓ 応札価格が当該エリアのエリアプライスを上回る電源については、応札価格を約定価格とする。



第34回制度検討
作業部会資料より

- 約定処理においては、kW価値に差異を設けない主旨から、同一価格の応札電源について差異を設ける処理設定は設けていない。
 - 募集要綱（2019年11-12月パブリックコメント実施）：＜落札電源の決定方法＞ 全国の需要曲線と全国の供給曲線の交点から、落札電源を決定します。具体的には、需要曲線と交差する電源等の応札価格以下で応札されている電源等を落札電源とします。
- 今回の約定においては、約定点において同価格で応札した電源が複数存在したため、需要曲線上の交点の調達量より約300万kW多い調達量となった。

3. オークション結果の集計・公表 (9) 需要曲線と約定総容量との関係

20

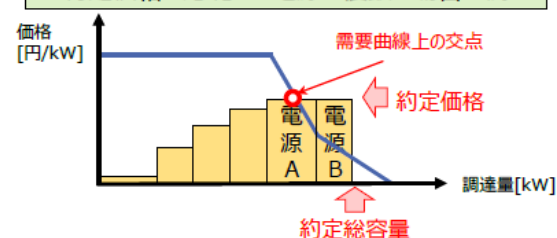
第42回制度検討
作業部会資料より

- 約定総容量は、約定可能な最高価格（14,137円）で応札した電源が複数存在したため、需要曲線上の交点の調達量より、約300万kW多い約定結果となった。

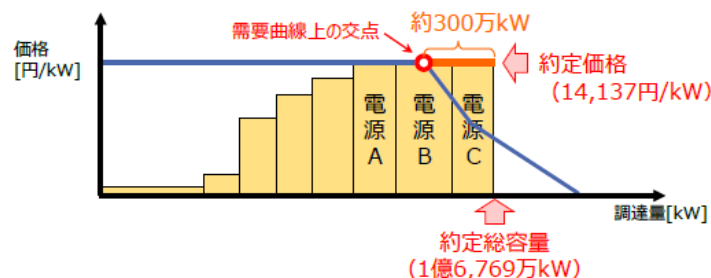
約定価格で応札した電源が1つの場合の例



約定価格で応札した電源が複数の場合の例



今回の約定結果



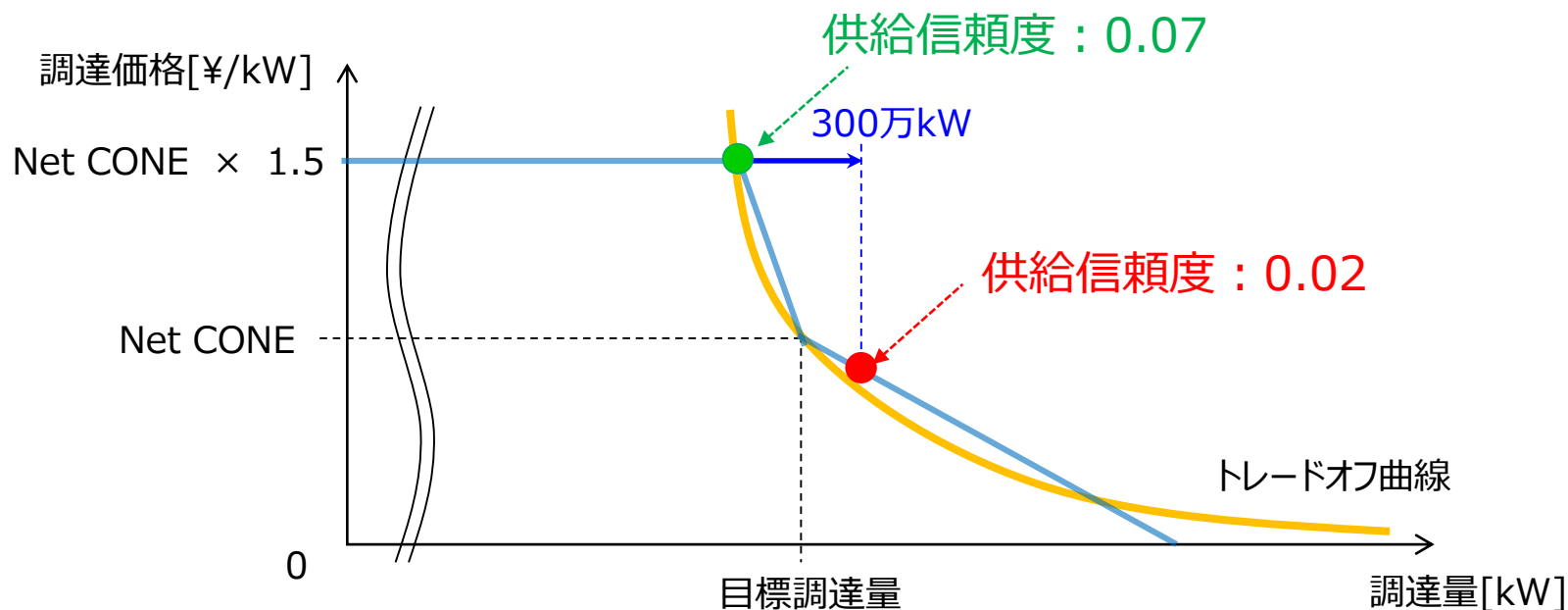
- 今回は、約定価格が上限価格であったことから同額で並んだ形となったが、一般的には、落札可能性を高めるために1円でも安く入札するインセンティブが働きやすくする観点も考慮し、次年度以降は、例えば、以下のような対応手法が考えられる。

<対応手法のイメージ>

同一価格の際の 対応手法	対応による結果	当該対応実施にあたり 検討すべき課題
① 全て約定 (今年度対応方法)	・確保量が比較的大きくなるため、容量拋出金の負担が大きい。 ・同価格の応札はすべて落札。	なし (今年度実施)
② クジ等のランダムな方法で 交点を超えるまで約定	・処理結果によっては大きく交点を超えるケースがある。 ・同価格の応札で当落が分かれるケースがある。	(なにか考慮すべき事があるか)
②' 何らかの順序で 交点を超えるまで約定	・処理結果によっては大きく交点を超えるケースがある。 ・同価格の応札で当落が分かれるケースがある。	適切な「順序」の設定が必要。 (例) ・供給信頼度の悪いエリア順 ・登録の先着順 ・電源の大きい順/小さい順
③ 交点を超える量を 最小にするように約定	・容量拋出金の最小化が可能。 ・同価格の応札で当落が分かれるケースがある。	最適組み合わせが複数ある場合もあり得るため、②・②'同様、なんらか対応を決めておく必要あり。

- 今回のオークションにおいては、約定点において同一価格で応札した電源が複数存在したため、需要曲線上の交点の調達量より約300万kW多い調達量となった。
- そのため、供給信頼度基準値についても需要曲線上の交点における供給信頼度よりも高くなった。
- 市場分断時の供給信頼度基準値の扱いについては、実需給期間前の容量停止計画の調整や、電源等の差替にも用いるため、次回以降に整理を行うこととしたい。

<イメージ図（数字は概数）>



- 今回のオークションにおいて、登録時の期待容量と応札容量の差は、以下の通りであった。
 - 登録した期待容量よりも小さい容量で応札した場合：減少量535万kW
 - 期待容量は登録したものの、応札しなかった場合：減少量1,467万kW

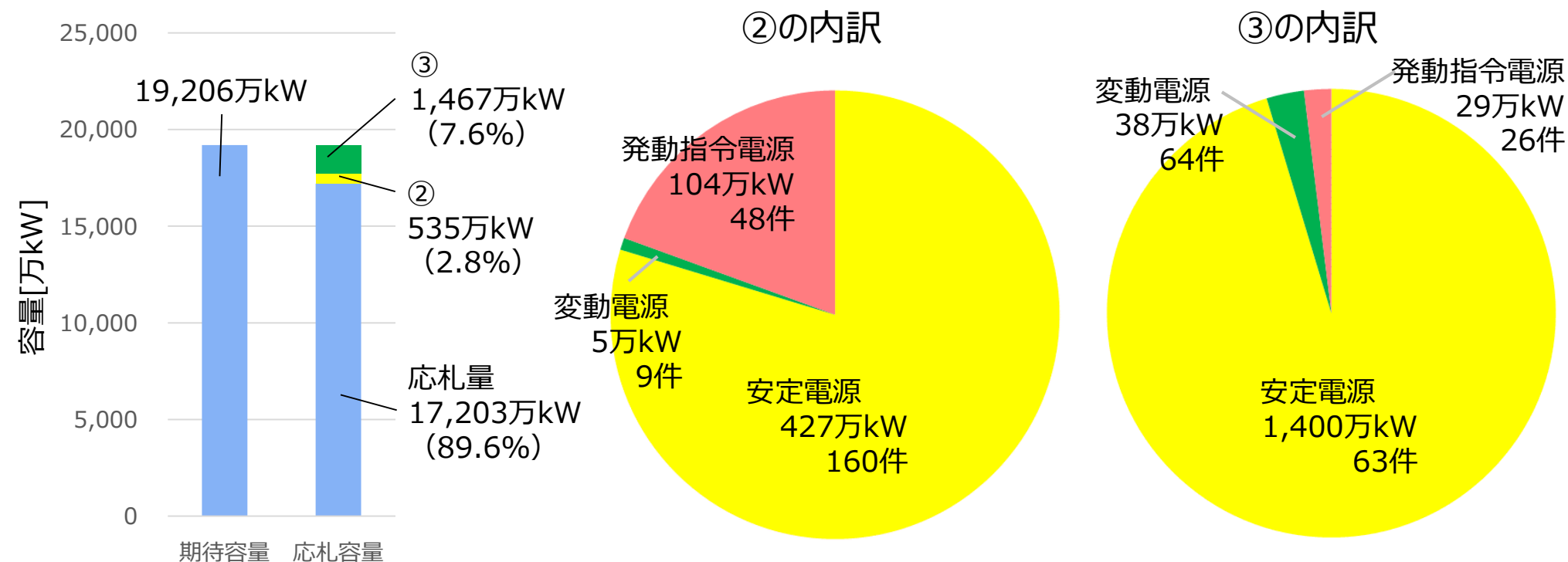
3. オークション結果の集計・公表 (10) 期待容量と応札容量の関係

第42回制度検討
作業部会資料より

- 容量市場では、登録した期待容量よりも小さい容量で応札することや、期待容量は登録したものの、応札しないことが認められている。そのため、期待容量が登録された各電源の応札及びその容量は以下のいずれかとなる。
 - ①登録した期待容量と同じ容量で応札した場合
 - ②登録した期待容量よりも小さい容量で応札した場合
 - ③期待容量は登録したものの、応札しなかった場合
- 上記の②・③であった場合は、期待容量と比較して応札容量が減少することになるところ、件数と減少量は、下記のとおり。

	件数	減少量
②登録した期待容量よりも 小さい容量で応札	約200件	535万kW
③期待容量は登録したものの、 応札しなかった	約150件	1,467万kW

- 登録した期待容量よりも小さい容量で応札した電源等は535万kWであり全登録期待容量の約2.8%。期待容量は登録したものの応札しなかった電源等は1,467万kWで同じく7.6%であった。
- また、登録した期待容量より小さい容量で応札した電源等（前頁②）は、安定電源が約430万kW、発動指令電源が約100万kWであった。（原子力やFIT移行で少なくとも約140万kW）
- 期待容量は登録したものの応札しなかった電源等（前頁③）の内訳は、安定電源が約1,400万kWと大半を占めた。（水力：約130万kW、火力：約540万kW、原子力：約720万kW）

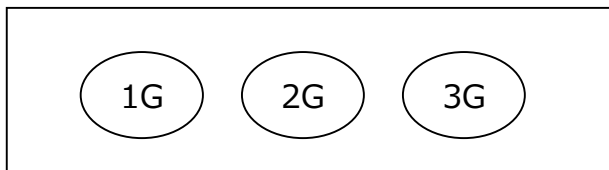


- 期待容量と応札に差が生じた事例について、参加情報登録時の一部の事業者とのやり取りを通じて、応札状況から以下のような事例が確認された。
 - 発電所の系統接続等の設置構成にあわせて、複数の発電機で1発電所の期待容量を算定する場合があり、そのような設置構成の発電所において、応札時に1機を応札しなかった事例があった。
 - 貯水池等の場合において、期待容量算定時には貯水池の運用計画が未定であったため最大出力で登録したが、応札時に運用計画を踏まえて応札容量を算定した事例があった。

【事例1】

発電所単位で期待容量を算定していたが、そのうち1機は応札しなかった

発電所



期待容量 100 100 100 ⇒ **300**

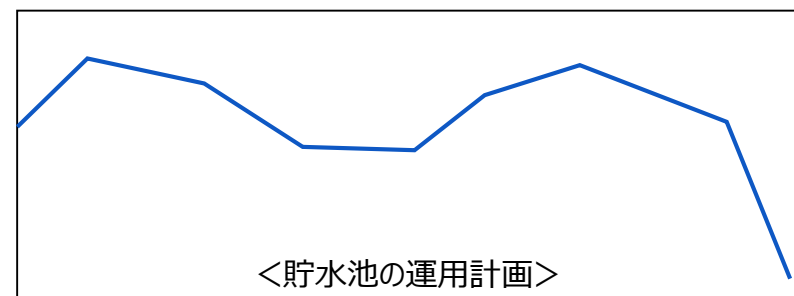
応札容量 100 100 0 ⇒ **200**

【事例2】

期待容量は貯水池の最大出力で算定していたが、貯水池の運用計画を踏まえて見直した

※貯水池などは水位により最大出力が変動

水位



4月 期待容量 100 100 ... 100 ⇒ **100**

3月 応札容量 100 70 50 ⇒ **80**

- ほぼ全数の応札が約定されたことから、今回の約定結果は、現在の調整機能あり電源の状況と大きな変化は生じていないと推定される。
- 引き続き、毎年度の約定結果をもとに、内訳と推移の状況を確認していく。

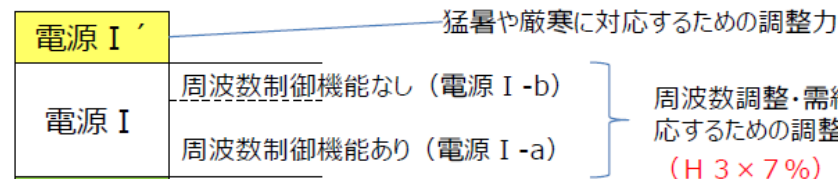
	調整機能あり 電源の約定容量	(内) LNG	(内) 揚水	(参考) 調達量※
全国	13,704 万kW	6,567 万kW	2,121 万kW	17,948 万kW
北海道	513 万kW	54 万kW	74 万kW	650 万kW
東北	1,455 万kW	761 万kW	44 万kW	2,011 万kW
東京	4,745 万kW	2,562 万kW	891 万kW	5,534 万kW
中部	2,339 万kW	1,549 万kW	367 万kW	2,703 万kW
北陸	419 万kW	88 万kW	11 万kW	582 万kW
関西	2,068 万kW	888 万kW	317 万kW	2,935 万kW
中国	664 万kW	230 万kW	178 万kW	889 万kW
四国	601 万kW	86 万kW	63 万kW	775 万kW
九州	901 万kW	350 万kW	175 万kW	1,868 万kW

※FIT電源の期待容量を含む（全国計で1,179万kW）

- 電源Ⅰ及び電源Ⅰ'の必要量の考え方については、広域機関が検討し、各一般送配電事業者はそれに基づき公募により調達。
- 電源Ⅰの必要量は、前回と同様、H3需要の7%と算定。
- 電源Ⅰ'の必要量は、今回、以下のとおり必要量の考え方を変更。これにより、各エリアの募集量が増加し、前回募集のないエリアも含めて、全エリアで募集を実施。さらに、連系線の空き容量を考慮した一定の範囲内において、隣接したエリアからの広域調達を開始。
 - － 需要減少率、計画外停止率、稀頻度リスク分を考慮し、次式により算定（前回は、H1需要の103%がH3需要の108%を上回る量）。

$$\text{H1需要の103\%} \times (1 - \text{需要減少率}) - \text{H3需要の108\%} \times (1 - \text{計画外停止率}) + \text{稀頻度リスク分}$$

電力広域的運営推進機関 2020年度向け調整力の公募にかかる必要量等の考え方について（2019年7月24日）一部加工



注) 需要減少率 : 最大需要発生時の不等時性を考慮
計画外停止率 : 計画段階から実運用段階で見込めなくなる供給力を評価（火力発電の2.6%）
稀頻度リスク分 : H3需要の1%（北海道などエリアの特殊性がある場合はそれを考慮）

※電源ごとの募集量

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	合計
電源Ⅰ a	35.0	95.8	274.8	174.4	30.5	152.3	73.5	35.2	105.2	5.7	982.4
電源Ⅰ b	—	—	95.1	—	5.0	31.5	—	—	—	24.4	156.0
電源Ⅰ'	77.0	26.2	70.4	44.9	5.0	122.6	10.6	12.2	49.7	10.1	428.7

エリア供給力

注) 電源Ⅱ(Ⅱ a、Ⅱ b、Ⅱ')については、容量の上限を設けずに募集。（応募された電源が要件を満たしていれば契約する。）

- 電源Ⅰについては、一般送配電事業者がその必要量を明示して募集し、落札した事業者に対して、その契約容量に応じたkW価格を支払う。また、運用段階で調整指令を出した場合には、その指令量に応じたkWh価格を支払う。
- 小売電源のゲートクローズ後の余力を活用する電源Ⅱについては、必要量を明示せず募集して契約。運用段階で調整指令を出した場合には、その指令量に応じたkWh価格を支払う。kW価格は支払わない。

電源Ⅰの入札・契約

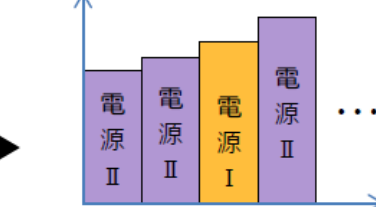
- 電源Ⅰ：一般送配電事業者が調整力専用として常時確保する電源等
- 入札者は、ユニットを特定した上で容量(kW)単位で入札
- 原則、容量(kW)価格の低いものから落札

電源Ⅱの募集・契約

- 電源Ⅱ：小売電源のゲートクローズ後の余力を活用する電源等
- 容量(kW)価格の支払いは発生しないため、募集時にkW価格は考慮されない
- 要件を満たしているかを確認してユニットを特定するのみ

電源Ⅰ、Ⅱの実運用

電力量(kWh)
価格



一般送配電事業者は電源ⅠとⅡの中から電力量(kWh)価格の低い順に指令(メリットオーダー)

(調整力提供者は毎週、各ユニットの電力量(kWh)価格を登録)

電源Ⅰの費用精算

- 落札時に決定した、容量(kW)価格を受け取る
- 指令に応じて発電した電力量に応じて、電力量(kWh)価格で費用精算
- 発電不調等があった場合のペナルティを精算

電源Ⅱの費用精算

- 指令に応じて発電した電力量に応じて、電力量(kWh)価格で費用精算

(参考) 2020年度向け調整力の公募結果 (電源Ⅰ-a及びⅠ-b) (電源Ⅱ)

55

<電源Ⅰ-a及びⅠ-b>

応札容量・落札容量 (万kW)

		2019年度	2020年度	増減
電源Ⅰ-a	募集容量	965.5	982.4	16.9
	応札容量	1,001.2	998.9	▲2.3
	旧一電以外	—	—	—
	落札容量	969.1	982.4	13.3
	旧一電以外	—	—	—
電源Ⅰ-b	募集容量	173.3	156.0	▲17.3
	応札容量	183.8	164.5	▲19.3
	旧一電以外	2.2	2.2	0.0
	落札容量	174.7	158.2	▲16.5
	旧一電以外	1.4	2.2	0.8
合計	募集容量	1,138.8	1,138.4	▲0.4
	応札容量	1,185.0	1,163.4	▲21.6
	旧一電以外	2.2	2.2	0.0
	落札容量	1,143.8	1,140.7	▲3.1
	旧一電以外	1.4	2.2	0.8

※「旧一電以外」：応札主体が旧一電以外のもの

<電源Ⅱ>

第44回制度設計
専門会合資料より

	2019年度	2020年度	増減
電源Ⅱ-a (万kW)	395件 13,676.8	387件 13,217.9	▲8件 ▲459.0
旧一電以外 (電源等所有者)	30件 819.0	30件 820.4	— 1.4
旧一電以外 (応札主体)	2件 28.2	2件 28.2	— —
電源Ⅱ-b (万kW)	16件 391.6	16件 334.7	— ▲56.9
旧一電以外 (電源等所有者)	3件 46.4	4件 47.3	1件 0.9
旧一電以外 (応札主体)	1件 1.4	2件 2.3	1件 0.9
電源Ⅱ' (万kW)	—	—	—
旧一電以外 (電源等所有者)	—	—	—
旧一電以外 (応札主体)	—	—	—
合計 (万kW)	411件 14,068.5	403件 13,552.6	▲8件 ▲515.9
旧一電以外 (電源等所有者)	33件 865.4	34件 867.7	1件 2.3
旧一電以外 (応札主体)	3件 29.6	4件 30.5	1件 0.9

※2019年11月末日時点

電源Ⅱについては、今後追加的な応募、退出があり得る。

7. 入札ルールに関するこれまでの振り返り

＜検討を深める項目＞

- 入札ルールに関して、第42回制度検討作業部会では、以下の項目を例として示した。
 - 経過措置対象電源について、算定された維持管理コストに控除率の逆数を乗じなければ電源の維持が困難な場合における、控除率の逆数を乗じた価格による応札について
 - 市場支配的事業者による入札価格の算定ルール（維持管理コスト）について
- 委員やオブザーバーより、入札ルールに関して以下のご意見をいただいた。

- 第42回制度検討作業部会 発言より
 - 維持管理コストに関して、**複数年度の費用計上の方法**を行った事業者がいる点に関しては、より厳格に**維持管理コストの算定ルールの設定**を行ってほしい。
- 引き続き、制度検討作業部会において検討を深めていく。

- 市場支配的事業者による入札価格の算定ルール（逆数、維持管理コスト）については、第39回制度検討作業部会で整理を行った。

維持管理コストについて

第39回制度検討
作業部会資料より

- 維持管理コストの考え方では、例えば以下のような項目が含まれるのではない。
- またその際、実需給年度（オークションの4年後）に発生するコストを見積る事が適切であると考えられるものの、実需給年度のコストを見積もることが困難な場合には、直近の実績値等（過去複数年の実績平均）を参考として算定することが考えられる。

◆ 維持管理コストの算定項目例

算定項目(例)	概要
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
発電側基本料金（+）	当該電源に係る発電側基本料金の額
事業税（+）	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
他市場収益（-）	容量市場以外の市場（相対契約を含む）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

- ・ 上記の項目に関わらず、実需給年度に電源を維持することで支払うコストが存在する場合には、当該コストを入札価格に含めることを妨げない。
- ・ 経過措置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控除率の逆数を乗じなければ電源の維持が困難な場合において、当該控除率の逆数を乗じた価格で入札することを妨げない。

8. 新たな課題に関して ＜検討を深める項目＞

- 新たな課題に関して、第42回制度検討作業部会では、以下の項目を例として示した。
 - 非効率石炭のフェードアウトに向けた誘導措置について
 - 送電線利用ルールの見直しに伴う容量市場への影響について。
- 引き続き、制度検討作業部会等において検討を深めていく。

- 第26回電力・ガス基本政策小委員会において、非効率な石炭火力の2030年までのフェードアウト等に向けた検討の方向性・論点等が示され、非効率石炭の「休止を促しつつ安定供給を確保する仕組みは、制度検討作業部会で議論すると整理された。

今後の検討スケジュール（案）

第26回電力・ガス基本政策小委員会資料より

① 2030年フェードアウトに向けた規制措置

② 安定供給の確保・早期フェードアウト誘導

③ 基幹送電線の利用ルールの抜本見直し

● 7/3(金)：閣議後会見（大臣の検討指示）
・非効率な石炭火力の「2030年までのフェードアウト」や再エネ導入の加速化に向けた新たな仕組みの導入について、7月中旬に検討を開始。

● 7/13(月)：電力・ガス基本政策小委員会 ⇒ 検討の方向性・論点等について議論

3つのそれぞれの論点に応じ、総合資源エネルギー調査会の適切な場で議論

➢ 基本的な電力政策を議論する電力・ガス基本政策小委と、省エネ法に基づく発電効率基準を議論する省エネ小委の下の合同WGで議論開始

➢ 容量市場等の供給力確保のための市場設計を議論する、電力・ガス基本政策小委制度検討作業部会で議論開始
※電力広域機関でも連携して検討

➢ 再エネの大量導入に向けた施策を議論する、再エネ大量導入・NW小委で議論開始
※電力広域機関でも連携して検討

「非効率石炭 2030年フェードアウト」の実現に向けた政策対応について取りまとめ

- 本日は、今回のメインオークションの約定結果やこれまでの振り返りを踏まえて、検証項目等のご意見をいただいた。
- 引き続き、容量市場検討会では、制度検討作業部会と連携しながら来年度オークションに向けた検討や準備を進めていくことを予定している。
- また、市場分断時の供給信頼度基準値の扱いについては、実需給期間前の容量停止計画の調整や、電源等の差替にも用いるため、次回以降に整理を行うこととしたい。

<今後のスケジュールイメージ>

時期	項目(案)	
本日⇒ 2020年9月	・約定結果の公表について ・約定結果を踏まえた検証項目	容量市場検討会 制度検討作業部会 来年度オークションに向けた検討
2020年10月 (予定)	・検証項目の検討 ・来年のオークションに向けた検討	
2020年11月 (予定)	・検証項目の検討 ・来年のオークションに向けた検討	
2020年12月以降 (予定)	・来年のオークションに向けた検討 ・募集要綱案の作成・公表	