

電力需給対策について

2023年3月29日

資源エネルギー庁

本日の御議論

- 2023年度の電力需給見通しについて、全電気事業者から提出される供給計画のとりまとめ作業が完了した。
- これに基づく2023年度夏季の電力需給は、10年に1度の猛暑を想定した厳気象H1需要に対し、全エリアで安定供給に最低限必要な予備率3%を確保できる見通しとなった。
- 一方、7月の東京エリアの予備率は3.0%と厳しい見通しとなっており、2023年度夏季の供給力対策の方向性について御議論いただきたい。
- また、前回の本小委員会では、2024年度以降を見据えた今後の供給力の確保の在り方と、費用負担・回収の在り方等について議論をいただいた。
- 今回の本小委員会においても、前回の委員会に引き続き、容量市場とそれ以外での供給力確保策、費用負担の在り方について御議論いただきたい。

1. 2023年度の電力需給見通しと対策について

2. 今後の供給力確保について

2023年度の電力需給見通し（2023年3月29日時点）

- 全電気事業者の2023年度供給計画届出書の内容や、各一般送配電事業者から提出されたH1需要を反映した2023年度高需要期の需給見通しでは、厳気象H1需要に対して全エリアで安定供給に最低限必要な予備率3%を確保できている。
- 一方で、夏季は、7月の予備率が3.0%となるなど、東京エリアは厳しい見通しとなっている。

厳気象H1需要に対する予備率

<夏季>

	7月	8月	9月
北海道	8.6%	10.9%	20.0%
東北			19.3%
東京	3.0%	3.9%	5.3%
中部	11.7%	13.6%	11.4%
北陸			12.9%
関西			
中国			
四国		14.4%	18.5%
九州		13.6%	
沖縄	22.3%	18.7%	21.6%

<冬季>

	12月	1月	2月	3月
北海道	13.0%	4.6%	5.3%	14.2%
東北			4.9%	
東京	12.4%	9.4%	8.9%	
中部				
北陸				
関西				
中国				
四国	21.0%			
九州	14.2%			
沖縄	51.6%	42.8%	40.8%	59.3%

2022年度からの供給力と需要の変化（8月）

- 2023年度8月は2022年度8月と比較すると、原子力の稼働や新設火力の営業運転開始に伴う供給力計上等があり、全体で供給力が増加している。
(2022年8月（10エリア計）約17,700万kW → 2023年8月（10エリア計）約19,100万kW)
- 一方、至近の電力需要実績の増加や需要想定の在り方の検討を行った結果、想定需要が至近実績並みに増加したこともあり、2023年度の予備率の回復がわずかとなっているエリアも存在。

<供給力>

単位【万kW】	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
2022年8月の供給力※1	574	1,528	6,012	2,789	599	2,725	1,344	716	1,729	204
2023年8月の供給力※1 () 内は2022年からの増減	561 (▲13)	1,820 (+292)	6,073 (+61)	3,005 (+216)	560 (▲39)	3,190 (+465)	1,484 (+140)	743 (+27)	1,957 (+228)	211 (+7)

<需要>

単位【万kW】	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
2022年8月のH1需要見通し※2	469	1,450	5,752	2,662	518	2,917	1,109	526	1,658	162
2023年8月のH1需要見通し※2 () 内は2022年からの増減	469 (±0)	1,467 (+17)	5,931 (+179)	2,626 (▲36)	523 (+5)	2,920 (+3)	1,100 (▲9)	529 (+3)	1,654 (▲4)	173 (+11)
2022年夏季の最大需要電力実績 () 内は2022年の見通しとの差※3	400 (▲69)	1,377 (▲73)	5,930 (+178)	2,550 (▲112)	522 (+4)	2,739 (▲178)	1,060 (▲49)	518 (▲8)	1,569 (▲89)	163 (+0)

(出典) 電力需給検証報告書及び第81回（2023年1月24日）調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料4及び電力広域的運営推進機関

※1 計画外停止率や連系線活用の考慮前の供給力。2022年度においては、追加供給力公募で落札した電源は含まれていない。

※2 不等時率の考慮前の値 ※3 実績が見通しを超えた場合が正の値

【参考】需要想定の在り方の検討について

- ここ数年の需給状況を見ると、需要実績が想定を上回り、想定外の高需要が発生するケースが増えており、特に冬季においては、2020年度、2021年度と2年連続して複数エリアで冬季最大電力実績が想定を上回っている。
- この要因は、悪天候と厳しい寒さといった一時的な要因のみではなく、コロナによる国民生活の在り方やテレワークの増加などの構造的な要因も考えられる。
- そこで、次年度供給計画の策定に向けて、電力広域的運営推進機関及び各一般送配電事業者において、社会経済構造の変化に伴う電力需要増加の要因について検討を開始している。

需要想定の在り方の検討概要

H3需要の想定

H1需要の想定

- 社会経済構造変化による想定指標（用途別比率、日負荷率※など）のコロナ前後の変化を、スマートメータの実績データも用いて分析・検討

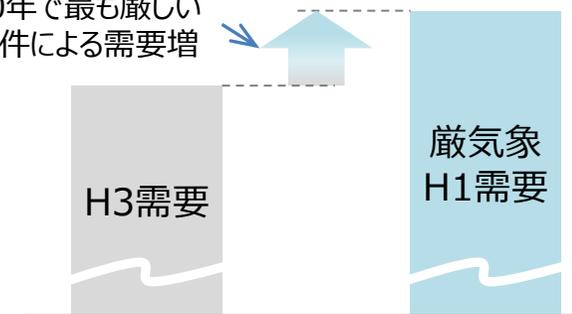
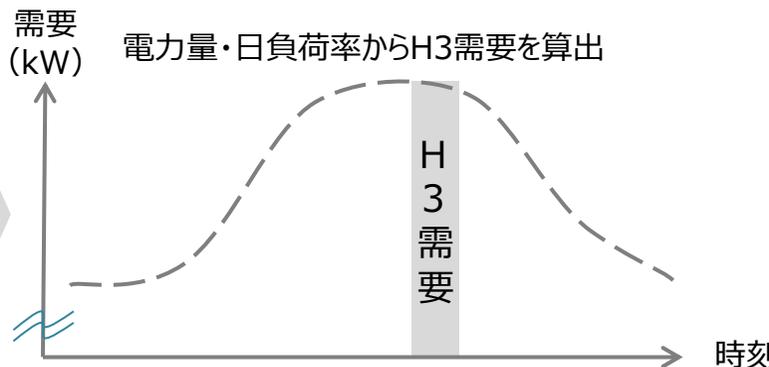
- 在宅率の高まりによる気温感応度の変化などを分析

需要電力 (kW) 電力量・日負荷率からH3需要を算出

過去10年で最も厳しい気象条件による需要増

需要電力量 (kWh)

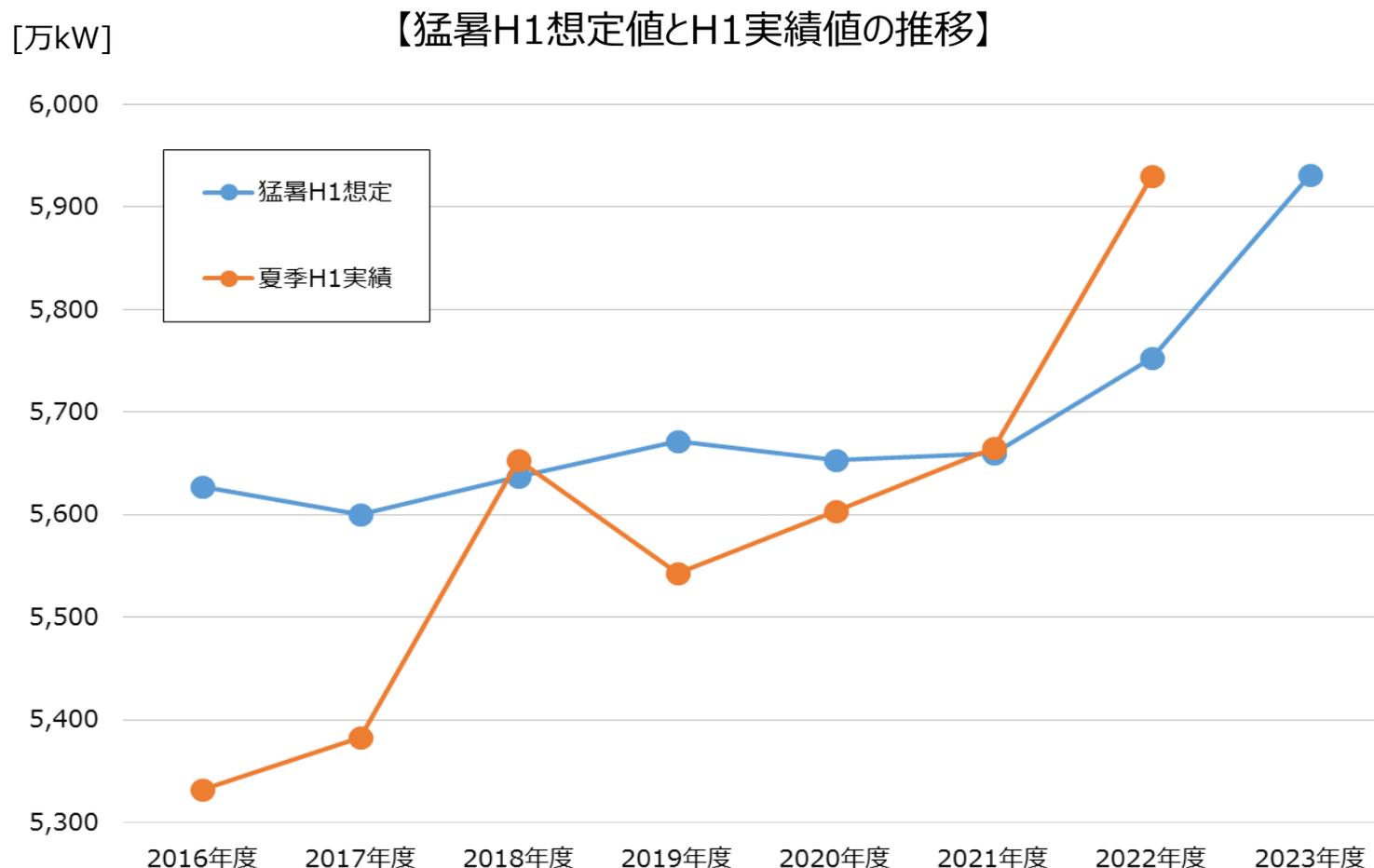
家庭用
業務用
産業用



※日負荷率・1日における平均電力と、1日の最大電力の割合

【参考】東京電力管内の猛暑H1想定値とH1実績の比較

- 2016年度以降、東京電力管内の夏季H1需要は、右肩上がりの傾向。
- 2022年度の想定値は2021年度想定値から+92万kWの上方修正（過去最大の上方修正幅）を行ったが、2022年度の実績はさらに上振れとなった。



【参考】供給力に織り込んでいない要素

- 新設火力における試運転では、安定運転のために必要な燃焼試験などの制限はあるものの、実機検証時のトラブルがなければ実需給断面で追加の供給力となり得る。
- なお、石炭ガス化複合発電プラント（IGCC）については、これまでのトラブル等の原因を踏まえた大規模な対策工事が必要であり、2023年度夏季の稼働は厳しい状況となっている。

※ ただし、勿来IGCCについては、年内に工事を終え実証試験の位置付けとして稼働し、2024年度以降の安定運転に万全を期す計画となっており、供給力に織り込まれていないものの、実需給断面で稼働ができれば追加の供給力となり得る。

< 2023年度に試運転を実施する主な発電機 >

事業者名	ユニット名	設備容量 (万kW)	試運転開始予定	営業運転開始予定
株式会社JERA	姉崎新3号機	64.7	2023年3月	2023年8月 (※1)
株式会社JERA	横須賀2号機	65	2023年5月	2024年2月

< IGCC実証試験機 (※2) >

(※1) 2023年度冬季については、すでに供給力に計上済

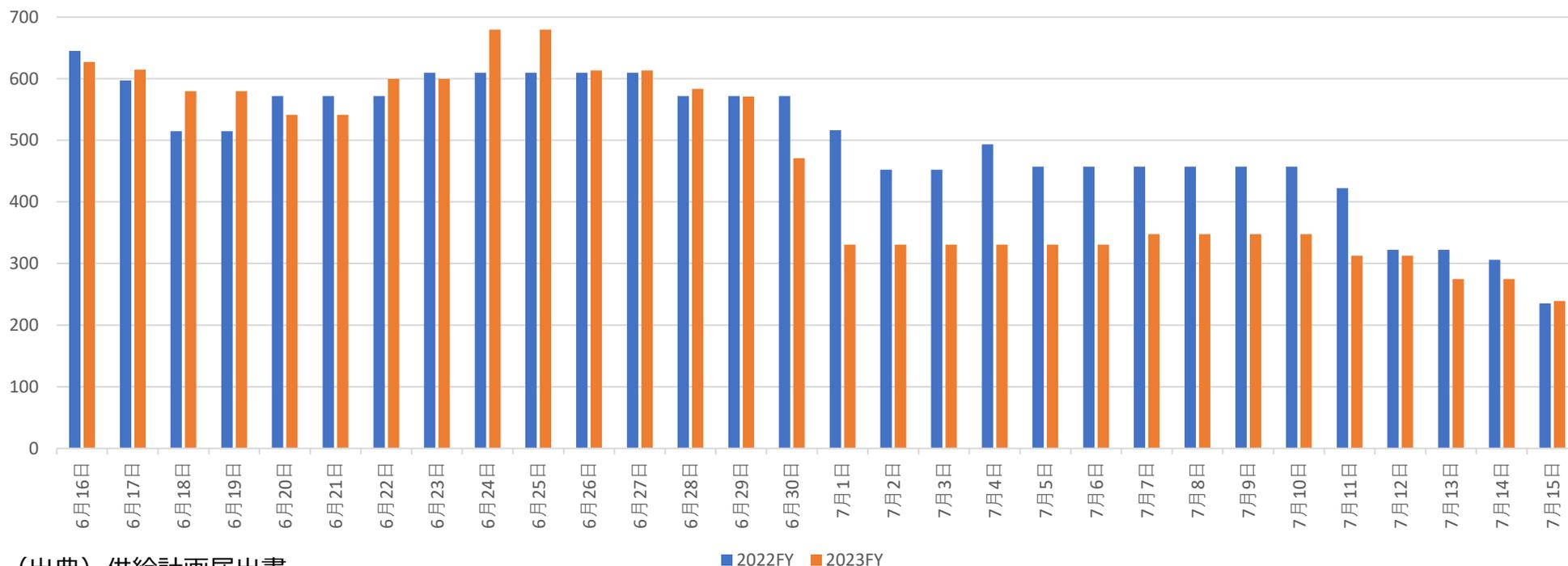
事業者名	燃料	設備容量 (万kW)	運転状況※
勿来IGCCパワー合同会社	石炭	52.5	・現在、大規模対策工事のための準備工事中。2023年3月から12月末まで大規模対策工事を実施し、以降は定格運転予定。
広野IGCCパワー合同会社	石炭	54.3	・現在、大規模対策工事のための準備工事中。2023年4月から2024年3月末まで大規模対策工事を実施予定。

(※2) 勿来IGCCパワー合同会社及び広野IGCCパワー合同会社ともに2月20日時点の情報 8

【参考】6月中旬～7月中旬の補修状況について（東京エリア）

- 2022年6月末には、6月としては異例の暑さにより電力需要が増加した一方、補修中の発電所が多く存在し、需要に対する十分な供給力が確保できていなかった。
 - 2023年度の7月前半の補修は2022年度に比して減少している。
- ※ これまでに実施された補修点検の時期調整においては、高需要期を避けたことによる端境期の需給ひっ迫を招かないよう留意しているものの、実需給断面が近づく段階では、供給力の確保状況について丁寧に確認をしていく必要がある。また、今後も設備トラブル等により補修量が増加することも想定されることから、引き続き状況を注視していくことが必要。

【万kW】



（出典）供給計画届出書

※補修については10万kW以上の火力・水力・原子力設備を抽出している。

【参考】電源の経済合理性に関する事前確認について

- 近年、電源の新設等による供給力の回復を上回る速度で、事業採算性が見込めない電源の休廃止が進んでおり、電力需給ひっ迫のリスクが高まっている。
- また、2021年度に実施したマッチングでも契約成立までは至らなかったものの、小売電気事業者からの問い合わせは一定数存在しており、小売電気事業者の相対契約による供給力確保に対するニーズがある。
- こうした状況を踏まえ、休廃止電源の経済合理性を事前に確認することの重要性について本小委員会でご議論いただき、休廃止見込みの電源（10万kW以上）を保有する発電事業者と、電力の購入を希望する小売電気事業者とのマッチングを行うこととした。
- 本小委員会での議論以降、現在までに、小売電気事業者とのマッチングにより休廃止を回避した案件はなかった。マッチングを実施した事業者を確認したところ、電源の稼働に必要な費用の価格水準が合わなかったことが契約成立に至らなかった原因だった。

<2022年11月の本小委員会での議論以降マッチングを実施した案件>

電源立地エリア	容量【万kW】※	案件数
東京	220	3
中部	85.4	1

【参考】マッチングの事例

- 株式会社JERAにおいては、電力広域的運営推進機関の発電情報掲示板を用いず電力卸販売の実施において小売電気事業者とのマッチングの手続きを行った。
- 休止予定の火力発電所については、卸販売の電源と比較すると、稼働に必要な価格は高価になることから、卸販売の募集上限を超える募集があった場合に契約の交渉をする予定であった。
- 結果として、卸販売において価格水準が折り合わず不落札となった事業者はいたものの、募集上限を超える入札申し込みはなく、休止予定を回避した発電所はなかった。

<株式会社JERAホームページ※>

2022年12月7日

事業紹介 >

ビジネスモデル

事業開発

最適化

O&M・エンジニアリング

主な参考案件

火力発電所

【①入札の実施について】

当社は、2023年度の電力の卸販売にあたり、中部エリアおよび東京エリアを対象に、2023年1月に入札を実施いたします。本入札の実施にあたり、入札説明書および電力受給契約書等の入札に係る資料を公表いたします。入札への参加をご希望の方は、下記の添付資料にて、詳細内容をご確認いただけますよう、よろしくお願いたします。

添付資料

[入札説明書 \(731KB\)](#)

[電力受給契約書 \(79.9KB\)](#)

[QA集 \(717KB\)](#)

[入札申込書 \(1.70MB\)](#)

【②募集上限 (kW) を上回る入札申込みがある場合の追加対応について】

当社は、上記①にて、募集上限 (kW) を上回る最低価格以上の入札申込みがある場合は、上記①の1以上のメニューについて最低価格以上の入札申込みを実施した入札申込者に対し、①の卸販売とは別に、中部エリアおよび東京エリアを対象に、別途追加の卸販売をご案内する予定です。なお②の対象電源は、稼働にあたり長期の補修停止、復旧期間および運転制約等を要することから、②の受給条件は、2023年度の受給期間にわたり安定的な受給は難しい、あるいは受給期間がある一定期間に制限される等、①の販売商品の受給条件とは異なるものになる予定です。②の受給条件の詳細については①の入札結果を踏まえ、上記の入札申込者にご案内いたします。

【参考】2023年度夏季の長期気象予報

- 気象庁発表の暖候期予報（2月21日発表）によれば、本年6月から8月にかけて、暖かい空気に覆われやすいため、気温は北・東・西日本で平年並か高くなる見込み。

夏（06月～08月）の平均気温・降水量

		平均気温 夏（06月～08月）	降水量 夏（06月～08月）	降水量 梅雨の時期※
北日本	日本海側	低20 並40 高40% 平年並か高い見込み	少30 並40 多30% ほぼ平年並の見込み	少30 並40 多30% ほぼ平年並の見込み
	太平洋側		少30 並40 多30% ほぼ平年並の見込み	少30 並40 多30% ほぼ平年並の見込み
東日本	日本海側	低20 並40 高40% 平年並か高い見込み	少30 並40 多30% ほぼ平年並の見込み	少30 並40 多30% ほぼ平年並の見込み
	太平洋側		少30 並40 多30% ほぼ平年並の見込み	少30 並40 多30% ほぼ平年並の見込み
西日本	日本海側	低20 並40 高40% 平年並か高い見込み	少30 並40 多30% ほぼ平年並の見込み	少30 並40 多30% ほぼ平年並の見込み
	太平洋側		少30 並40 多30% ほぼ平年並の見込み	少30 並40 多30% ほぼ平年並の見込み
沖縄・奄美		低30 並30 高40% ほぼ平年並の見込み	少30 並40 多30% ほぼ平年並の見込み	少30 並40 多30% ほぼ平年並の見込み
数値は予想される出現確率（％）です		<p>平均気温 夏（6～8月）</p>	<p>降水量 夏（6～8月）</p>	<p>梅雨期間降水量</p>

※梅雨の時期・・・北・東・西日本では6～7月、沖縄・奄美では5～6月

2023年度夏季に向けた供給力対策の基本的な方向性

- 今回、全ての電気事業者が提出する2023年度供給計画を反映し、夏と冬の高需要期における電力需給見通しを確認した。
- 2023年度夏季の電力需給の見通しは、多くのエリアで、厳気象H1需要に対して、概ね10%以上の予備率を確保できる見通しである一方、東京エリアにおいては、**7月の予備率が3.0%となるなど、引き続き厳しい見通し**となっている。
- これまで、電力広域的運営推進機関を中心に電源の補修点検時期を調整するなどの対応を行ってきたが、電源トラブルによる供給力の減少や、急激な気象状況の変化による電力需要の増加といった、需給両面での不確実性やリスクも存在する。
- このため、安定供給に万全を期す観点から、今後、設備トラブルの未然防止等を要請しつつ、2023年度夏季に向けても、不足の事態に備えた一種の社会保険として、2021年度の冬季以降、電力の高需要期に実施してきた**追加供給力公募（kW公募）を実施することとしてはどうか。**
- なお、2022年度冬季は、暖冬等の影響もあり、燃料調達に起因する電力安定供給上の支障は生じなかったものの、ウクライナ情勢は未だ収束しておらず、今後、他国の需要の伸び次第では、LNGをはじめとした燃料調達が更に激化することも想定される。
- このため、kWh公募の実施については、資源調達全体を巡る諸情勢等も踏まえつつ、今後検討をしていく。

kW公募（2023年度夏季向け）の実施に向けた論点①

<実施エリア・実施主体について>

- 2023年度夏季の需給バランスは、西エリアを中心に一定の水準を確保できている。一方、東エリアについては、連系線の空き容量の関係からエリアの分断が生じており、東京エリアの予備率が低く、電力需給は厳しい見込み。
- このため、追加供給力公募の**実施エリアは、東京エリアのみとし、実施主体は、東京電力パワーグリッド**とすることとしてはどうか。

<提供期間について>

- **3.0%と厳しい水準である7月の東京エリアを対象に、追加的な供給力を確保すべく、7月を対象とすることを基本とし、夏季の電力の安定供給に万全を期す観点から、7月だけでなく、同じく予備率3%台の8月についても提供期間の対象とすることとしてはどうか。**
- また、一般的に電力需要が特に高まる7月及び8月に加え、昨年度は6月に異例の高需要となったこともあり、こうした期間の前後にも電力需要が高まる可能性もある。このため、**6月下旬や、9月の供給力の供出について、2022年度冬季に実施したkW公募に倣い、インセンティブを持たせる仕組みとしてはどうか。**

kW公募（2023年度夏季向け）の実施に向けた論点②

<募集量について>

- 2022年度の夏季及び冬季、安定供給に最低限必要な予備率3.0%は確保されているものの、需給両面での不確実性を踏まえ、不測の事態に備えた一種の社会保険として追加の供給力公募を行ってきた。
- こうした考え方に倣い、2023年度の夏季に向けても、追加的な供給力を確保することが望ましい。その際の募集量としては、これまでのkW公募における募集量の考え方などを参考に、実施エリアのH1需要の1%相当の改善を念頭に置きつつ、過大な募集量とならないことが重要。（※東京エリアのH1需要は5,931万kW（≒1%：約60万kWに相当））
- このため、最低限の募集量としては、H1需要の約0.5%に相当する30万kWとすることとしてはどうか。また、徒に過大な調達を回避する観点から、対象エリアにおける休止中の大規模火力発電所の応札可能性も踏まえ、最大募集量は、90万kWとすることとしてはどうか。
（例：広野火力発電所2号機（60万kW・石油）等）
- ただし、公募の結果として、最低限の募集量に満たない場合は、費用の適切性や安定供給の確保の観点、参加機会の公平性等を踏まえつつ、経済合理性があると認められる場合には、随意契約による調達についても柔軟に認めることとしてはどうか。

追加供給力公募の実施における更なる改善の方向性について

- 2021年度の冬季以降、追加供給力公募を3度実施してきた。公募により落札された電源は、暑さや寒さが厳しく、電力需要が高まった際の追加の供給力として稼働し、安定供給に寄与してきたところ。
- この点、供給力を生み出す原資としての燃料については、Pivotal Supplierの燃料費変動リスクの織り込み価格が大きくなり、結果として公募時の応札価格が高値となれば、他の応札案件の応札価格が不要につり上がる可能性は否定できない。
- 特に、電源の中にはマストラン運転を要するものがあり、そうした電源のマストラン費用（燃料費）については、入札時点では不確定要素である。このため、燃料先物市場価格等を基に変動リスクを織り込み計上することは合理的と考えられる。
- マストラン運転に要する燃料費が応札価格に占める割合が大きいことから、応札電源の中にマストラン運転があると想定される場合は、今後の公募に際しては、例えば、応札価格に燃料費変動リスクを織り込まず、事後的に精算する仕組みとするなどの工夫を行ってはどうか。

【参考】kW公募の実施における今後の課題について

- 第81回 制度設計専門会合において、「費用圧縮等の観点から、例えば、①応札価格に燃料費変動リスクを織り込まず、事後的に精算する仕組みとする、②Pivotal Supplierとなる事業者については公募実施者との交渉により契約価格を決定することを認め、燃料単価を実調達価格に近い価格で契約できるようにする、③燃料調達価格の乖離について一定額精算する等の工夫の余地がないか、検討を進めることが適当ではないか」とされた。

1-4. 今後の課題

第81回 制度設計専門会合
(令和5年1月30日) 資料7 (抜粋)

- 追加 kW公募は、競争を通じた費用最小化の観点から、通常調整力公募と同様、過度の制約は設けず、できる限り幅広い応募を可能とすることとし、調達対象を、電源及びデマンドリスポンス (DR) として実施されているところ。
- 追加 kW公募において、Pivotal Supplierの燃料費変動リスクの織り込み価格が大きくなり、結果として応札価格が高値となれば、他の応札案件の応札価格が不要につり上がる可能性は否定できない。
- 費用圧縮等の観点から、例えば、①応札価格に燃料費変動リスクを織り込まず、事後的に精算する仕組みとする (※1)、②Pivotal Supplierとなる事業者については公募実施者との交渉により契約価格を決定することを認め、燃料単価を実調達価格に近い価格で契約できるようにする (※2)、③燃料調達価格の乖離について一定額精算する等の工夫の余地がないか、検討を進めることが適当ではないか。
- また、公募要綱は、可能な限り解釈に余地ができないような記載を求めることとしてはどうか。

(※1) 応札者が燃料を可能な限り安く調達するインセンティブがなくなることが懸念。

(※2) 追加 kW公募においては、Pivotal Supplierとの契約が必須であることから、交渉において公募実施者の立場が弱いことに留意が必要。

kW公募（2023年度夏季向け）の実施に向けたスケジュール

- 2023年度夏季に向けたkW公募については、これまで過去3度実施してきたkW公募の実績等を踏まえ、一定程度柔軟性を持たせつつ、以下のスケジュールを目安として進めることとしてはどうか。

4月中旬 募集開始

～5月中旬 落札者選定

7月1日 提供期間開始（～8月31日まで）

- なお、6月下旬の提供も含め、夏季の高需要期から供給力としての貢献を実現するため、これまで実施してきたkW公募の実績や、今回の公募の実施が東京エリアに限定されることも踏まえ、入札募集期間の可能な範囲での短縮など、合理的な範囲での各手続きの短縮を認めることとしてはどうか。

<補足>

募集対象・要件、運用要件、市場供出の方法は、原則として2022年度冬季公募と同様とする。

【参考】kW公募・kWh公募の実施実績

- 2021年度冬季以降、供給力対策として、kW公募・kWh公募を実施。

1. kW公募の実績

	2021年度冬季	2022年度夏季	2022年度冬季
募集量	55.0万kW（最大80.0万kW）	120.0万kW（最大140.0万kW）	東北・東京エリア：103.0万kW（最大170.0万kW） 中部～九州6エリア：99.0万kW（最大190.0万kW）
対象エリア	東京エリア	北海道・沖縄除く8エリア	北海道・沖縄除く8エリア
対象設備	電源及びDR	電源及びDR	電源及びDR
応札量	64.4万kW（うちDR 5.5万kW）	145.7万kW（うちDR 0.4万kW）	130.5万kW（うちDR 1.1万kW） 185.6万kW（うちDR 8.9万kW）
落札量	63.1万kW（うちDR 5.2万kW）	135.7万kW（うちDR 0.4万kW）	東北・東京エリア※：77.9万kW（うちDR 1.1万kW） 中部～九州6エリア：185.6万kW（うちDR 8.9万kW） ※落選案件（52.6万kW）については個別協議を実施

2. kWh公募の実績

	2021年度冬季	2022年度夏季	2022年度冬季
募集電力量	3億kWh	10億kWh（最大14億kWhまで） （各社の応札量によっては落札量が9億kWhに満たない場合がある）	20億kWh（最大22億kWhまで）
対象エリア	沖縄を除く全国9エリア	沖縄を除く全国9エリア	沖縄を除く全国9エリア
対象設備	電源及びDR	電源及びDR	電源及びDR
応札電力量	4.96億kWh（12件）	9.3億kWh（4件）	18.6億kWh（6件）
落札電力量	4.19億kWh（4件） （うちDR0.02億kWh）	9.3億kWh（4件）（DRなし）	18.6億kWh（6件）（DRなし）

【参考】追加供給力対策（1月23日から27日の実施実績）

- 日本列島に強い寒気が流れ込んだ1月末、複数のエリアで追加供給力対策が講じられ、供給力に貢献した。

	1/25	1/26	1/27
東北	<ul style="list-style-type: none"> ・火力増出力運転：11.6万kW ・電源 I'：22.7万kW 	<ul style="list-style-type: none"> ・火力増出力運転：11.6万kW 	
東京	<ul style="list-style-type: none"> ・公募電源：102.1万kW （東日本エリア） 	—	<ul style="list-style-type: none"> ・公募電源：108.1万kW （東日本エリア） ・火力増出力運転：28万kW
中部		—	
中国	<ul style="list-style-type: none"> ・公募電源：73.6万kW （西日本エリア） 	—	<ul style="list-style-type: none"> ・公募電源：154.6万kW （西日本エリア）
九州	<ul style="list-style-type: none"> ・火力増出力運転：7.6万kW 	—	

注1：各追加供給力対策実施時の最大出力を記載。

注2：表中の数値は送電端ベースの値。

注3：1月23日及び24日に追加供給力対策は実施されていない。

注4：追加供給力公募の落札量は東日本・西日本のそれぞれの合計値で公表されており、属地エリアについては公表されていないため東西を分割して記載。

（出典）一般送配電事業者からの提供データを基に資源エネルギー庁作成

1. 2023 年度の電力需給見通しと対策について

2. 今後の供給力確保について

論点① 今後の必要供給力と容量市場

- 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、電力広域的運営推進機関を中心に、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、安定供給に必要な供給力は、これまでに比べ、一定程度増加する見込みである。

※従前、H3需要の約13%としていたが、3～4%程度増加する見込み。

- こうした安定供給に必要な供給力は、2024年度の容量市場の運用開始以降、容量市場を通じて確保していくことが基本となる。
- 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、必要な供給力をすべて容量市場で調達することになると、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もなりかねない。
- このため、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、必要供給力全量ではなく、一定量を差し引くこととし、具体的な控除量については、本小委の下の制度検討作業部会において決定することとしてはどうか。
(※) 実需給の4年前に行うメインオークションと、実需給の1年前に行う追加オークションがあることに留意。
- その際、控除量については、安定供給に万全を期す観点から保守的に見積もることとした上で、容量市場外の供給力の動向を踏まえ、柔軟に見直しを行うこととしてはどうか。

【参考】目標調達量の増加量試算結果

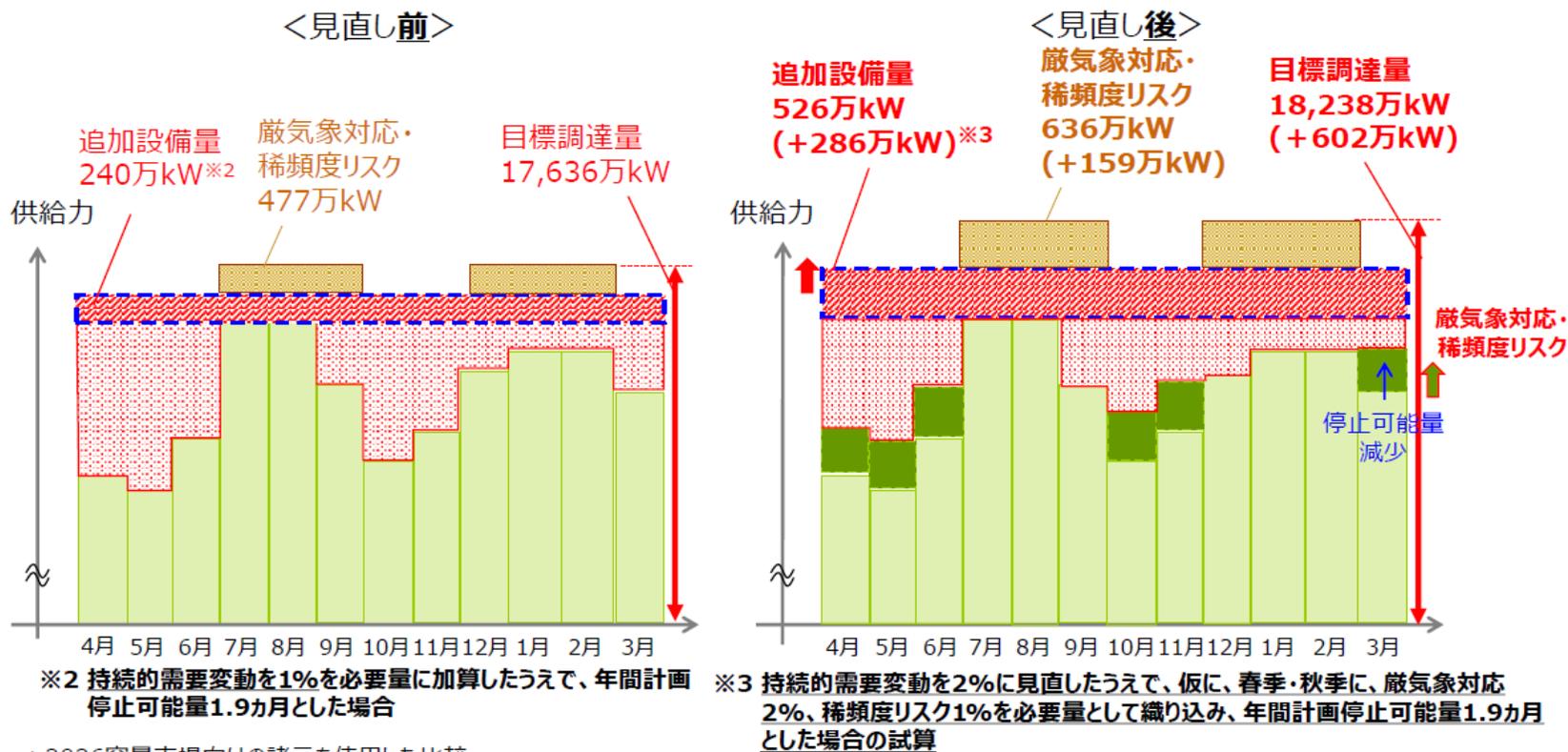
第81回 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会
(2023年1月24日) 資料1

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



* 2026容量市場向けの諸元を使用した比較

【参考】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議論内容

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) 資料1

これまでの議論内容のまとめ

25

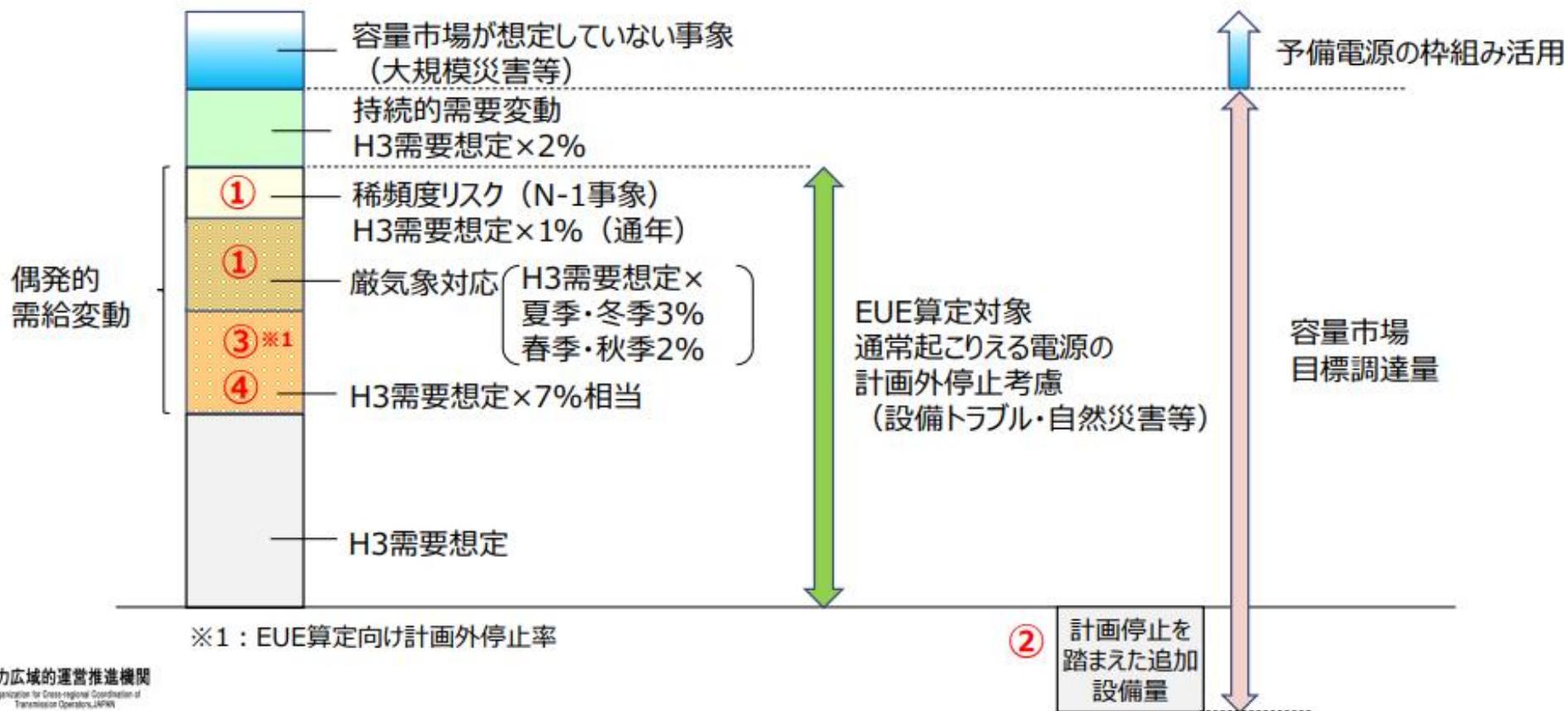
- 前述のとおり検討事項①～④について、基本的に供給力の重複は無く、これまでの検討結果をまとめると下表の通り。
- 必要最低限の量を設定するなど、一定の割り切りを行っている項目も多いが、それぞれの項目における検討結果であり、今回の一連の検討については、**下表のとおり見直しを行うことを基本方針とし、容量市場における具体的な対応については、国の審議会や容量市場検討会で確認することでどうか。**
- **また、今後、供給力不足の課題が顕在化する場合には、下表も参考に改めて見直しを検討することとしたい。**

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)
① 稀頻度リスク 廠気象対応	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
	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カ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

【参考】検討項目①～④の相互関係

- 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。



論点② 容量市場以外での供給力確保策

- 容量市場において必要供給力を全量調達しない場合、安定供給確保に万全を期すためには、予見しがたい事情の変化等により期待していた容量市場外の供給力が不足し、必要供給力を満たすことができなくなるリスクへの備えが必要になる。
- 具体的なリスクとしては、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状況が考えられる。
- こうしたリスクへの対応については、現在、大規模災害など容量市場が想定していない事象に備える供給力確保策として検討中の予備電源を、容量市場を補完する観点からも活用することとしてはどうか。
- 具体的には、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できるよう、（短期的に立ち上げ可能な）予備電源を一定量確保していくこととしてはどうか。
 - ※別途、大規模災害など、容量市場が想定していない事象への備えとして、一定量を予備電源で確保していくこととなる。
- また、予備電源の確保量については、これまで予備電源制度の詳細設計を検討してきた、本小委の下の制度検討作業部会において決定することとしてはどうか。

【参考】供給力を確保するための仕組み

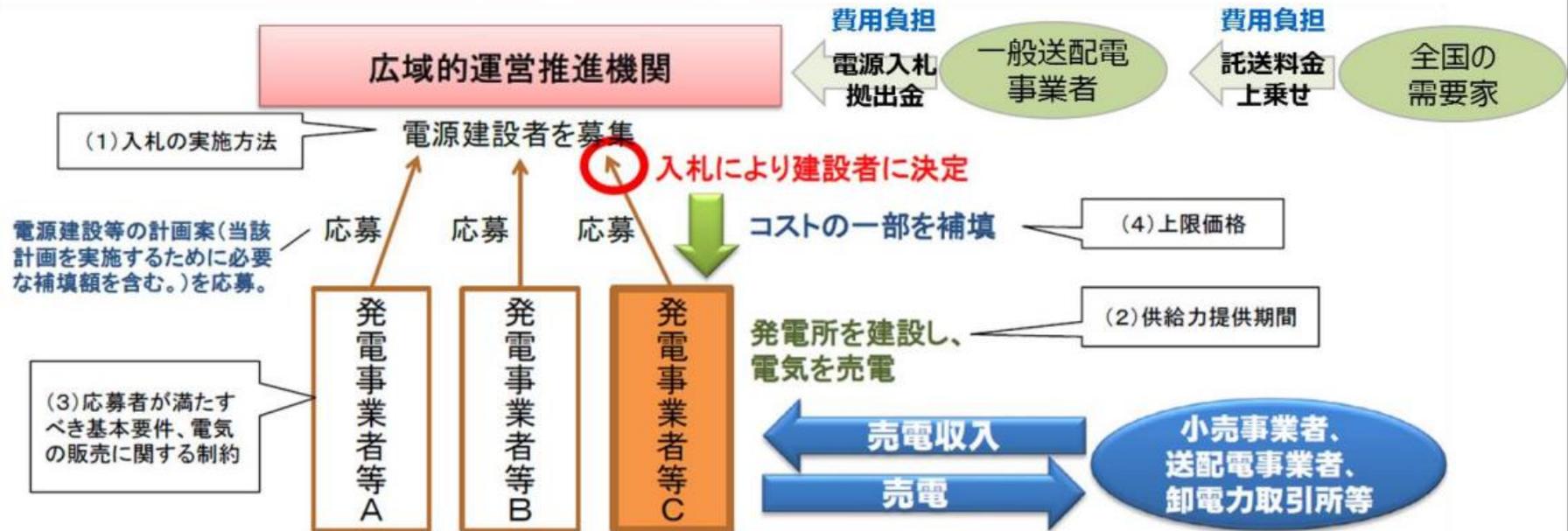
	容量市場	kW公募	予備電源	電源入札
目的	中長期的な供給力の確保	短期的な供給力対策	中長期的な供給力対策	供給力確保を担保するセーフティネット
対象	すべての電源 (※FIT・FIP電源を除く)	すべての電源 (※主に火力を念頭)	(検討中)	すべての電源 (新設電源も対象)
募集規模	1.6～1.7億kW程度	最大数百万kW	(検討中)	(今後検討)
導入時期	2020年度 (→2024年度運用開始)	2021年度冬季	(検討中)	(今後検討)
実施主体	電力広域的 運営推進機関	一般送配電事業者	(検討中)	電力広域的 運営推進機関
費用負担	容量拠出金(小売) (一部託送料金)	託送料金	(検討中)	託送料金

【参考】電源入札の仕組み

第17回容量市場の在り方等に関する検討会
(2018年12月17日) 資料4を加工

2. 現行の電源入札制度の概要

- 現在、電源入札制度は、以下の整理となっている。
 - ✓ 広域機関は、有識者を含めた委員会の検討を踏まえ、電源入札の基本要件（供給区域、対象電源、具備すべき周波数調整機能等の条件等）を取り決めることとしている。（広域機関業務規程_第37条）
 - ✓ 電源入札の負担は託送負担となる。「広域機関は、一般送配電事業者たる会員に対し、電源入札等に係る拠出金（以下、「電源入札拠出金」という。）を求められることができる。（広域機関定款_第56条）」
 - ✓ 広域機関は電源入札の際に、入札者の指名を行うことができる。「本機関は、電源入札等の対象となる電源維持運用業務の内容を踏まえ、必要があると認めるときは、特定の電気供給事業者に対し、電源入札等に応募することを求めることができる。（広域機関業務規程_第38条第2項）」



論点③ 費用負担の在り方

- 容量市場において、容量確保に必要な費用は、その一部（H3需要の7%）を一般送配電事業者が負担し、残り（約106%）を小売電気事業者が負担することとしている。
- これは、電気事業法上、小売電気事業者に供給力確保義務が課せられていることを踏まえ、供給力の確保費用は基本的に小売電気事業者の負担としつつ、一般送配電事業者による需給調整の費用として託送料金で認められた分を控除しているものである。
- ただし、現行制度においても、kW公募や電源入札のような容量市場以外の供給力確保策については、その費用を一般送配電事業者（託送料金）の負担としている。
- 今回の供給信頼度評価の見直しによる必要供給力の増加（H3需要の3~4%）のうち、持続的需要変動分（+1%）は、景気の長期トレンドに基づく需要の差分であり、これまでの整理に沿って、小売電気事業者の負担としてはどうか。
- 厳気象対応の増加分（+1%）についても、これまでの整理にならば、小売電気事業者の負担となる。
- 他方、現行制度においても、厳気象対応分の一部（電源Ⅰ'）は一般送配電事業者（託送料金）負担としている。また、現状、稀頻度リスク（1%）を小売電気事業者の負担としていることは、小売電気事業者にとって過大な負担であるとの考え方もある。
- こうした中で、小売電気事業者の供給力確保義務の観点から、供給力確保費用に関する小売電気事業者の負担の在り方について、どのように考えるか。例えば、小売電気事業者の負担を、予見可能性の高い需給変動対応分に限定することは考えられるか。

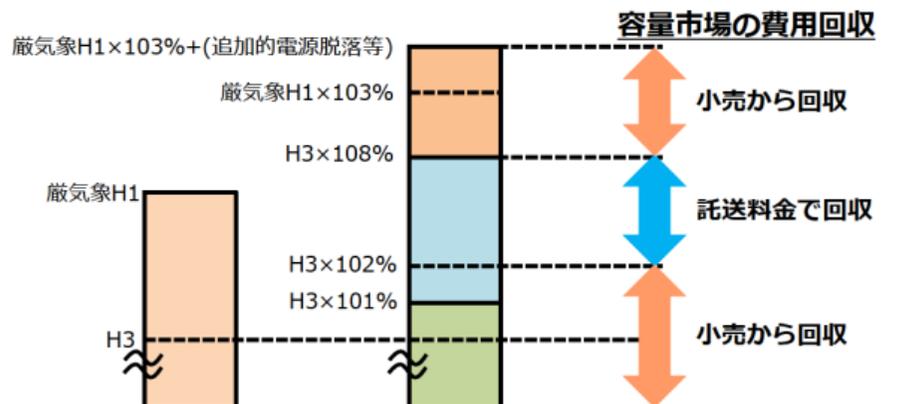
【参考】容量拠出金の費用負担に関するこれまでの整理

- 容量拠出金の費用負担について、託送料金に算入されている分については一般送配電事業者から回収することとされている。

費用負担

第27回 制度検討作業部会
(2018年12月17日) 資料4

- 容量市場で一括確保された供給力(kW価値)について、小売電気事業者と一般送配電事業者のいずれが費用を支払うとしても、国民負担の総額に変わりはない。(小売電気事業者が直接的かつ一律に容量市場を通じて費用を支払うか、一般送配電事業者経由で託送料金を通じて費用を支払うかの違いであり、小売電気事業者の実質的な支払い額総額に大きな違いはない。)
- このため、託送料金に算入されている分は一般送配電事業者から回収することとし、残りを小売電気事業者から回収することを基本として検討が進められてきており、追加確保すべき予備力の費用負担についても同様に考えてはどうか。
- なお、託送料金の考え方が見直される場合はその際の議論内容を鑑みて容量市場での費用負担のあり方も再度検討してはどうか。



【参考】送配電負担に関するこれまでの整理

- 容量拠出金の送配電負担は2024年度（容量市場の初回メインオークションの実需給年度）においてH3需要の6%、2025年度以降は7%とされている。

< 偶発的需給変動割合について(2024年度まで) >

第12回 制度検討作業部会
(2017年10月6日) 資料3

(参考) 託送料金査定での費用負担の考え方

- 2015年の託送料金査定では、「(偶発的需給変動対応に必要な予備力である) 7%のうち現行の託送料金原価に織り込まれている5%を、託送料金原価として計上し、2%については、小売電気事業者の負担とすることが適当」と整理している。
- さらに、「小売電気事業者の負担と考えられる2%相当分のうち半分程度を、こうした可能性（一般送配電事業者の指令対象たり得る電源が減少し、予備力の調達に現在よりもしにくくなる可能性）への対応に充当することを暫定的に認めることとし、託送料金原価として計上する予備力を年間最大3日平均電力の6%として再算定し、これを上回る部分を託送料金原価から減額することとしている。

2015年12月 電力取引監視等委員会 託送供給等約款認可申請に係る査定方針（抜粋）

15. 調整コスト

(3) 検討の結果

① 周波数調整・需給/バランス調整のための固定費

■ 沖縄電力以外の9社

周波数調整機能を有する水力発電設備又は火力発電設備の固定費に、設備容量に対する偶発的需給変動対応に必要な予備力の比率を乗じて算定されていることを確認した。当該比率については、昭和62年中央電力協議会の報告内容より、偶発的需給変動対応に必要な予備力を年間最大3日平均電力の7%として算定されている。

しかし、総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 電力システム改革小委員会 制度設計WGにおいて、偶発的需給変動対応に必要な予備力には、小売電気事業者が確保すべき調整力と一般送配電事業者が確保すべき調整力の両方が含まれていると整理されていることから、年間最大3日平均電力の7%に相当する予備力が、全て託送料金原価として計上されることは過大と考えられる。

この点、託送供給約款において、従来から北海道電力を除く各事業者により、年間最大3日平均電力の5%に相当する予備力が一般送配電事業に必要な周波数調整のための予備力として評価され、現行の託送料金原価に織り込まれていることを踏まえ、7%のうち現行の託送料金原価に織り込まれている5%を、託送料金原価として計上し、2%については、小売電気事業者の負担とすることが適当といえる。

他方、平成28年4月の小売全面自由化、新たなライセンス制の導入に伴い、旧一般電気事業者、旧特定規模電気事業者の如何を問わず、発電・小売事業に際して、資産を身軽にすることで競争上優位な地位を得ようとする動きが顕在化していくことが見込まれる。こうした中、出力変動を柔軟に行いやすく調整力としては有用な電源が、限界費用が高く設備利用率が低い場合、長期停止、あるいは廃止となる可能性がある。

もっとも、これらの電源は、純粋に送配電事業の用途のみに用いられるものではなく、ピーク時、需給ひっ迫時などにおいては、小売用途でも用いられる可能性もあるものの、一般送配電事業者にとって指令対象たり得る電源が減少し、また、予備力の調達に現在よりもしにくくなる可能性も否定できない。

こうした点を定量的に評価することは困難であるものの、定性的に起こり得るものと評価することで、上記小売電気事業者の負担と考えられる2%相当分のうち半分程度を、こうした可能性への対応に充当することを暫定的に認めることとし、託送料金原価として計上する予備力を年間最大3日平均電力の6%として再算定し、これを上回る部分を託送料金原価から減額する。

10

< 偶発的需給変動割合について(2025年度以降) >

制度検討作業部会 第七次中間取りまとめ
(2022年7月14日)

(容量拠出金の一般送配電事業者負担額について)

初回オークションにおいて、容量拠出金の送配電負担は、託送料金で回収される調整力の固定費分に合わせてH3需要の6%とされた。H3需要の6%相当を託送料金負担とすることは、2016年の小売全面自由化時の託送料金認可において決定された。これは、確保すべき調整力をH3需要の7%とした上で、従前の託送料金原価に5%相当が織り込まれていたことを踏まえ、小売負担分2%の半分に相当する1%を控除して定められたものである。その際、小売負担分を2%でなく1%とした理由として、以下が示されている。

- 調整力として有用な電源が、限界費用が高く設備利用率が低い場合、長期停止あるいは廃止となる可能性がある。
- その結果、一般送配電事業者にとって指令対象たり得る電源が減少し、また、予備力の調達に現在よりもしにくくなる可能性も否定できない。
- こうした点を起こり得るものと評価することで、2%相当分のうち半分程度を、こうした可能性への対応に充当することを暫定的に認めることとする。

その後、約5年が経過し、当時懸念されていた指令対象たり得る電源の減少が現実のものとなり、過去5年間で当時の休廃止計画を上回る1,600万kW超の火力電源が廃止された。また、さらに、火力電源の休廃止が進む計画となっている。こうした状況変化を踏まえ、次回オークションにおいては、調整力の固定費の小売負担分1%を送配電負担とし、容量拠出金の送配電負担を7%としたうえで、2025年度以降、一般送配電事業者が負担する容量拠出金の託送料金負担の在り方について、現在、新たな託送料金制度の詳細設計を進めている電力・ガス取引等監視委員会において検討を行うこととした。⁷