

今後の電力需給運用について

2023年10月31日

資源エネルギー庁

本日の御議論

- 電力システム改革により、電力需給運用の広域化を図るため、従来の区域（エリア）の概念を越えた全国大での需給運用の強化をおこなってきた。
- 具体的な取組としては、「地域間連系線の整備」や、取引の透明性の確保と競争の活性化を促すため「容量市場」や「需給調整市場」の創設により、最も価格競争力のある発電設備から順番に使用する発電の最適化（メリットオーダー）について追求をおこなってきた。
- 本日は、これまでの取組状況を報告の上、2024年度以降の需給運用の対応と、需給調整市場に残る課題についてご議論いただきたい。

- 1. 電力需給運用の広域化**
2. 2024年度以降の需給運用
3. 需給調整市場の課題

電力需給運用の広域化

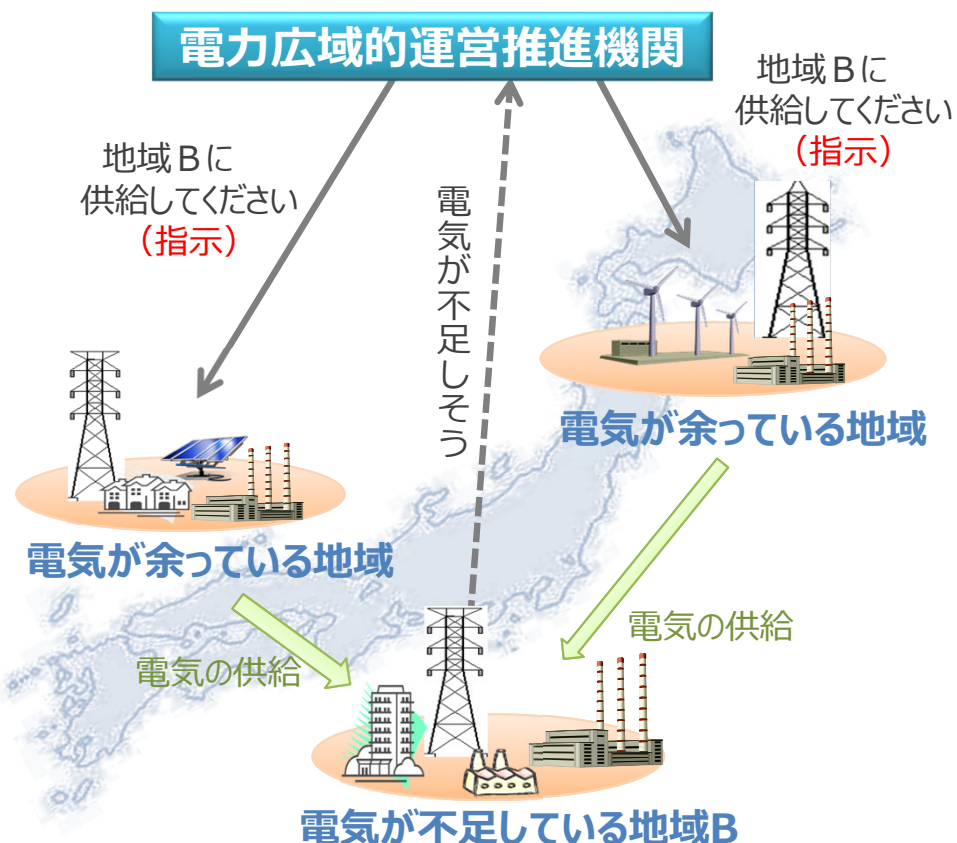
- 東日本大震災後、電力システム改革の一環として2015年に電力広域的運営推進機関（以下「広域機関」という。）が設立され、全国大での効率的な設備形成・需給運用を目指し、地域間連系線の整備が進められるとともに、広域的な需給管理・運用が段階的に行われてきている。
- 具体的には、地域間連系線について、これまでに東京・中部間や北海道・本州間、東北・東京間の設備増強が行われてきているほか、中部・関西間や中国・九州間の設備増強が検討されている。
- また、電力需給運用については2024年度までに広域管理に移行することを目指し、広域予備率に基づく需給検証や需給ひっ迫対応、インバランス料金制度の見直しが行われてきている。
- その結果、日常的な電力需給運用において、従前のようなエリア単位での予備率管理ではなく、地域間連系線を最大限活用した広域ブロック単位での予備率管理が一般化している。
- こうした中で、2024年度に需給調整市場が本格稼働し、一般送配電事業者が行う日々の需給調整に必要な調整力のすべてが全国大の市場を通じて調達され、広域的に運用される予定である。

【参考】広域的な需給調整、系統形成

第53回 電力・ガス基本政策小委
(2022年9月15日) 資料4-1

- 送配電事業についても、地域単位での管理から日本全国大で効率的な運用・設備形成を行う方向に転換。司令塔として、2015年に電力広域的運営推進機関を創設。
- ①需給ひっ迫時における地域間の需給調整、②地域間連系線等の増強の推進を通じ、全国大での効率的な電力流通の実現を目指す。

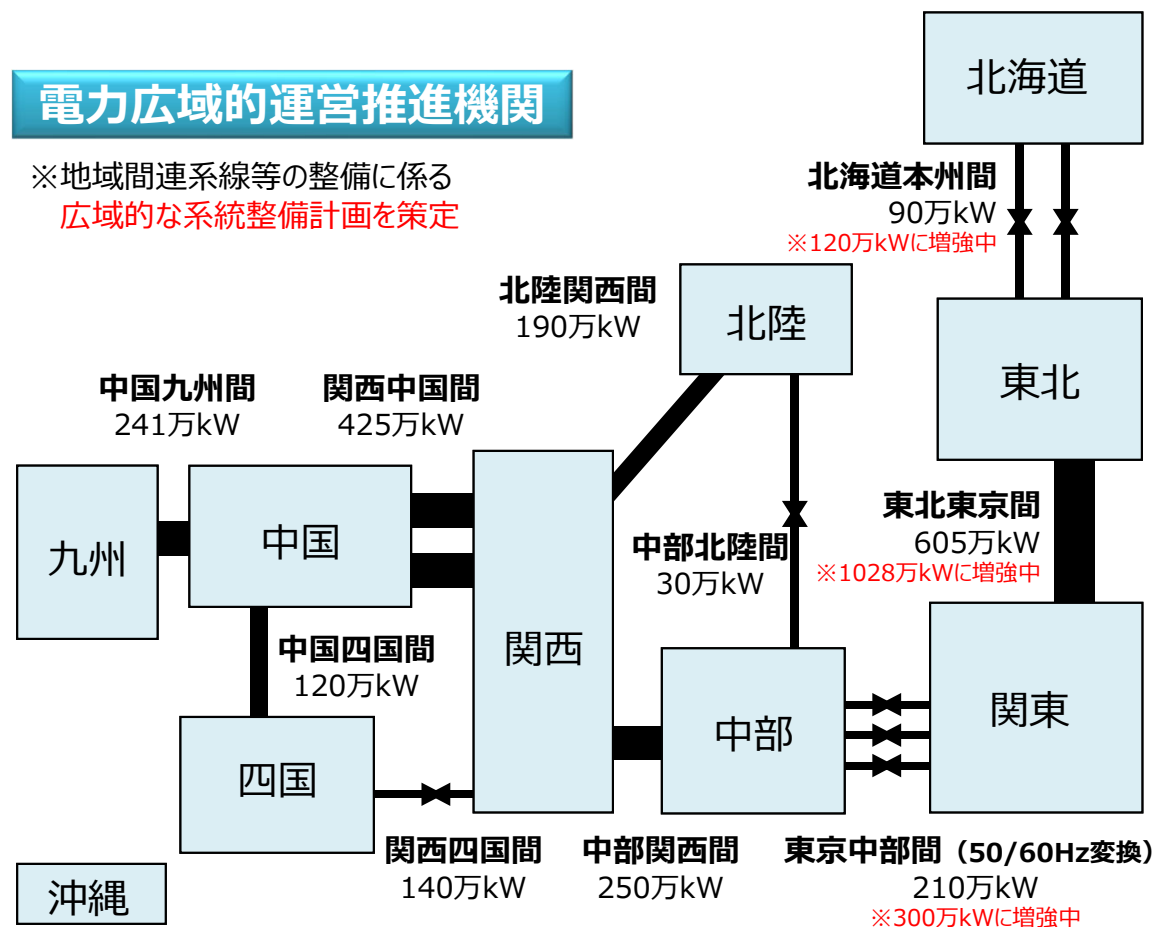
① 地域間の需給調整



② 地域間連系線の整備

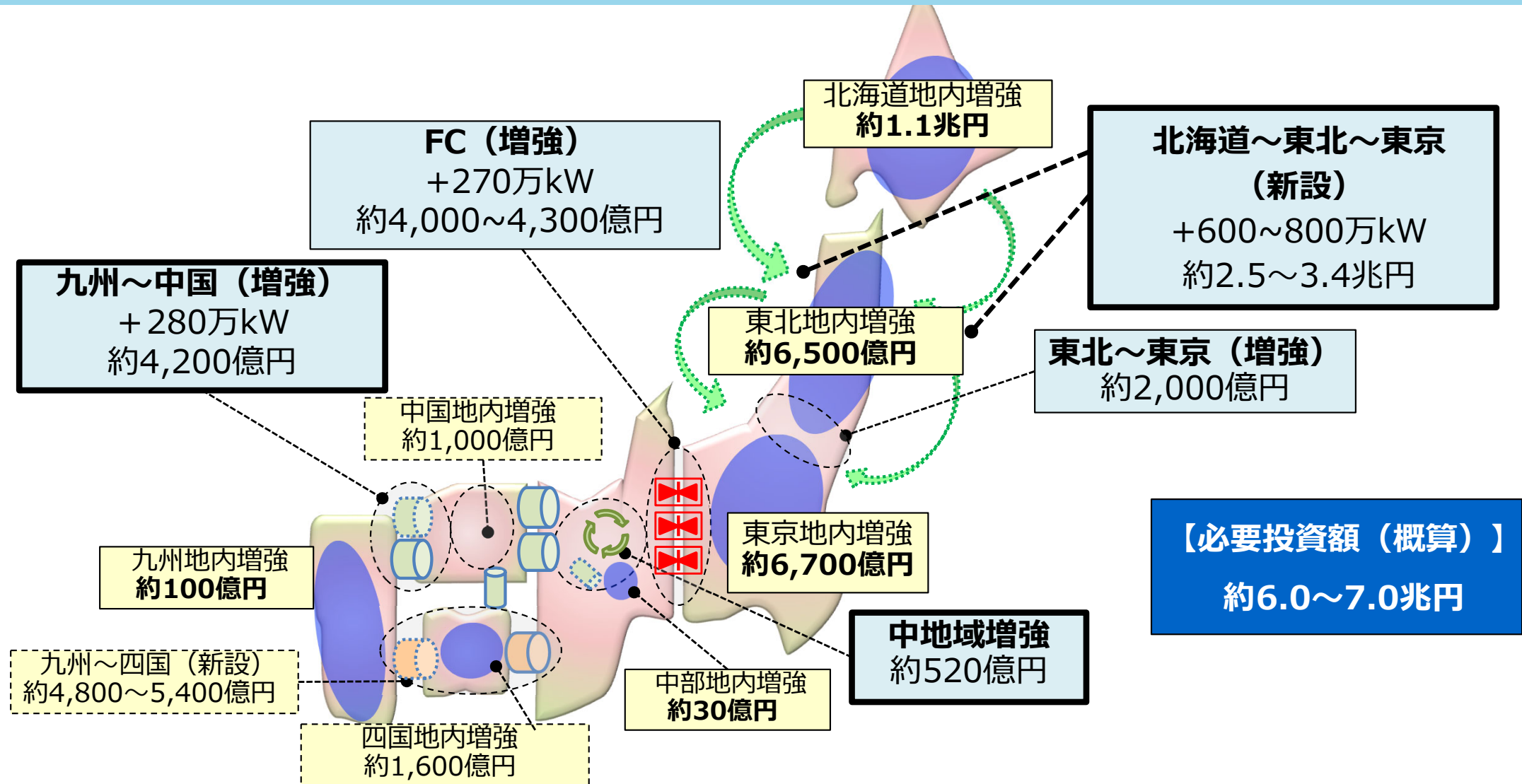
電力広域的運営推進機関

※地域間連系線等の整備に係る
広域的な系統整備計画を策定



【参考】マスタープランについて

- 再エネ大量導入とレジリエンス強化のため、電力広域的運営推進機関において、2050年カーボンニュートラルも見据えた、広域連系システムのマスタープランを2023年3月29日に策定・公表した。
- 並行して、北海道～本州間の海底直流送電等について、具体的な整備計画の検討を開始。

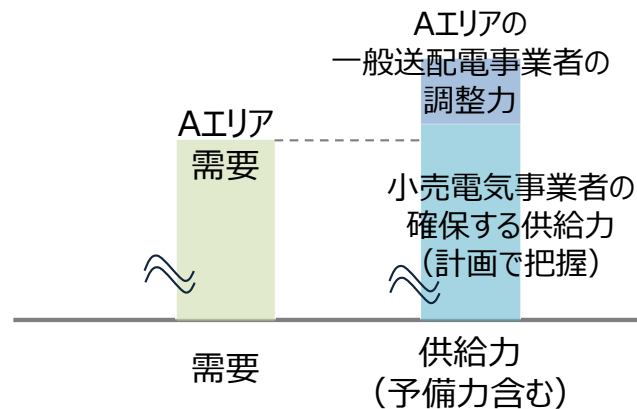


【参考】今後の電力需給運用

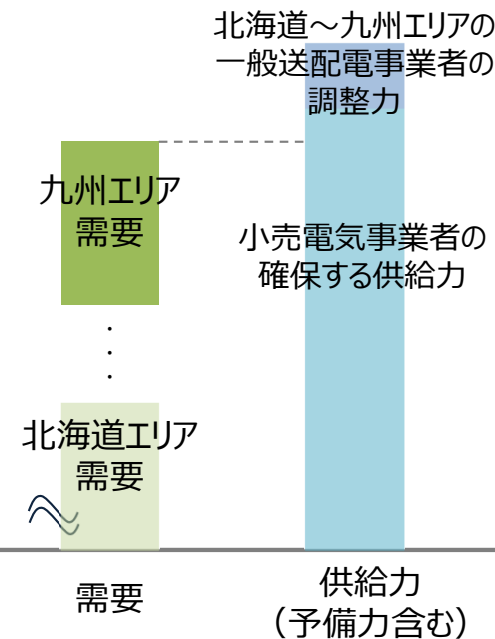
- 現在、新しい制度や市場の設計等の議論が進められているが、それらは連系線で接続される複数エリアを一体ととらえ、広域的に予備率を管理することを前提としている。
- 供給計画や需給検証は広域エリアで需給バランスを確認しているが、今後、需給ひっ迫時も含めて、広域予備率に基づく需給運用へ移行していくことが想定されている。

平常時の運用（イメージ）

＜現在：エリア単独予備率運用＞



＜将来：広域予備率運用＞

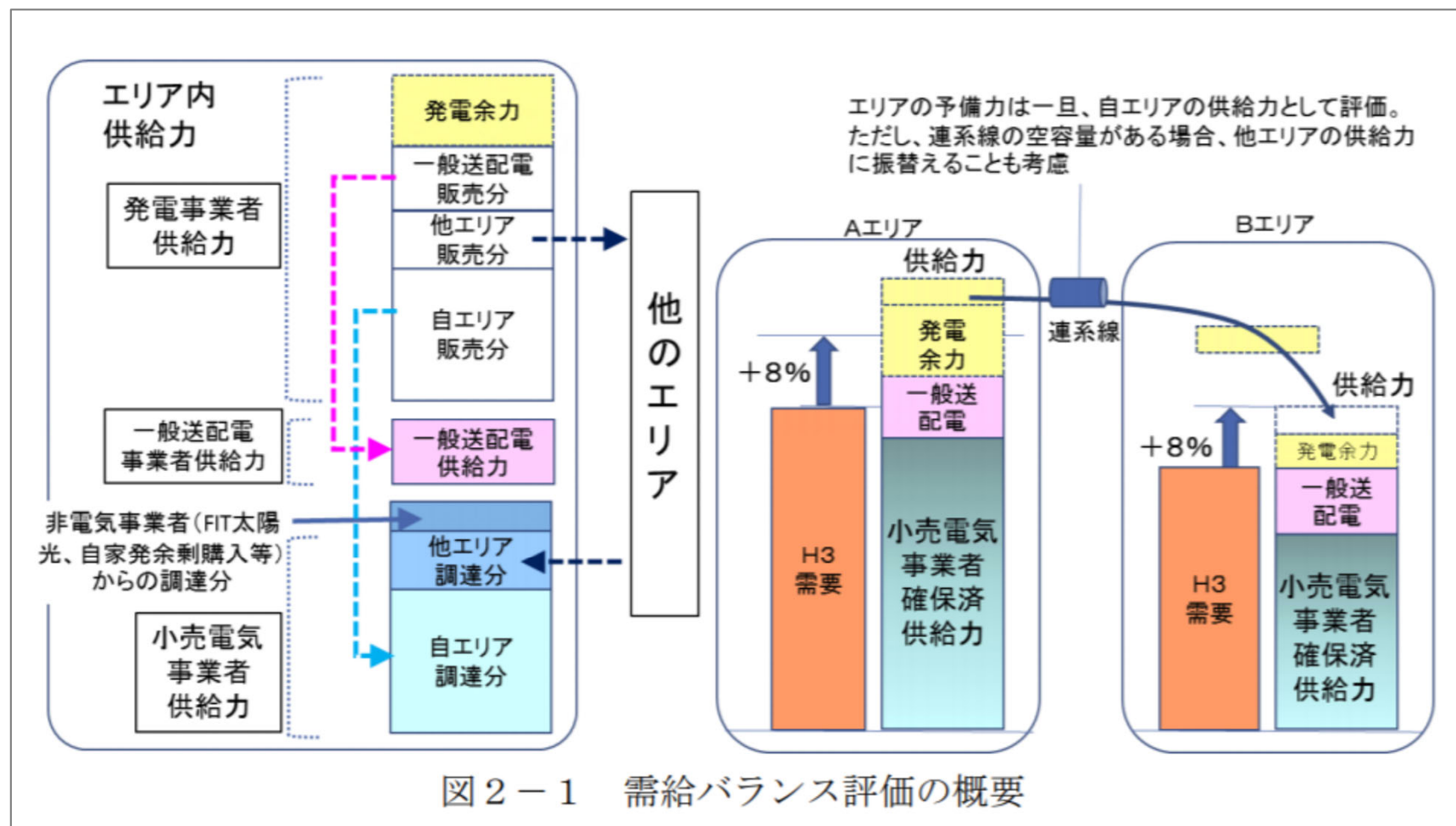


= 広域需給調整システム

広域需給調整は、①各エリアの余剰インバランスと不足インバランスを相殺（インバランスネットティング）し、調整必要量を広域的に算定した上で、②調整力が発動した場合のコストが最も安価になるように調整力の制御量を決定・配分（広域メリットオーダー運用）するものである。

(1) 供給計画・需給検証

- 供給計画や需給検証時の需給バランスは、地域間連系線を活用して、予備率が高いエリアから低いエリアへ、各エリアの予備率が均平化するように連系線の空容量の範囲内で供給力を振り替えて評価を行っている。



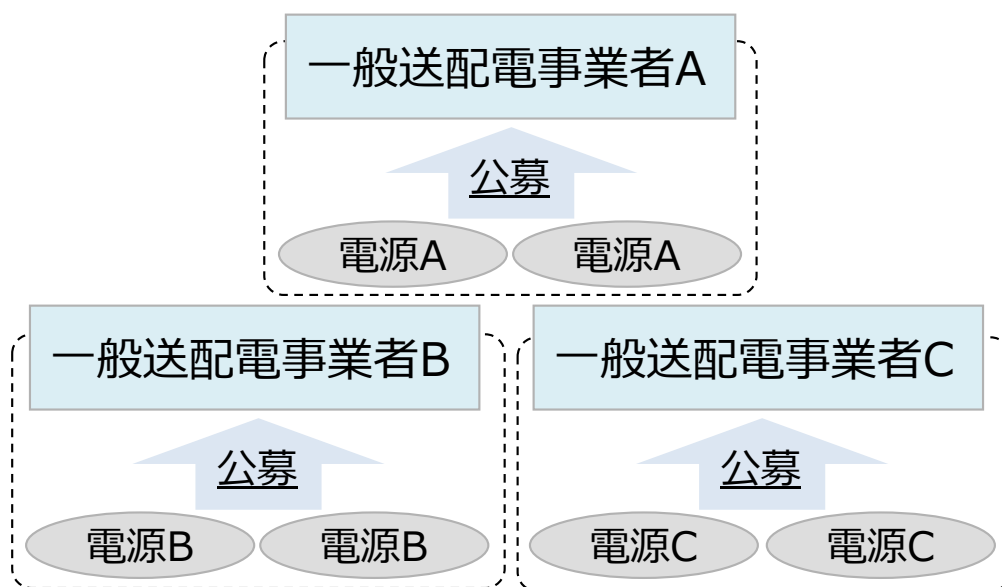
(出典) 2020年度供給計画取りまとめ(2020年3月31日_電力広域的運営推進機関)

(2) 需給調整市場

- 現状、一般送配電事業者は需給調整等のための調整力をエリア毎に調達・運用。
- 2021年度以降は、段階的に需給調整市場を導入することで、エリアを超えた広域的な調整力の調達・運用を行い、より効率的な需給運用の実現を目指す。

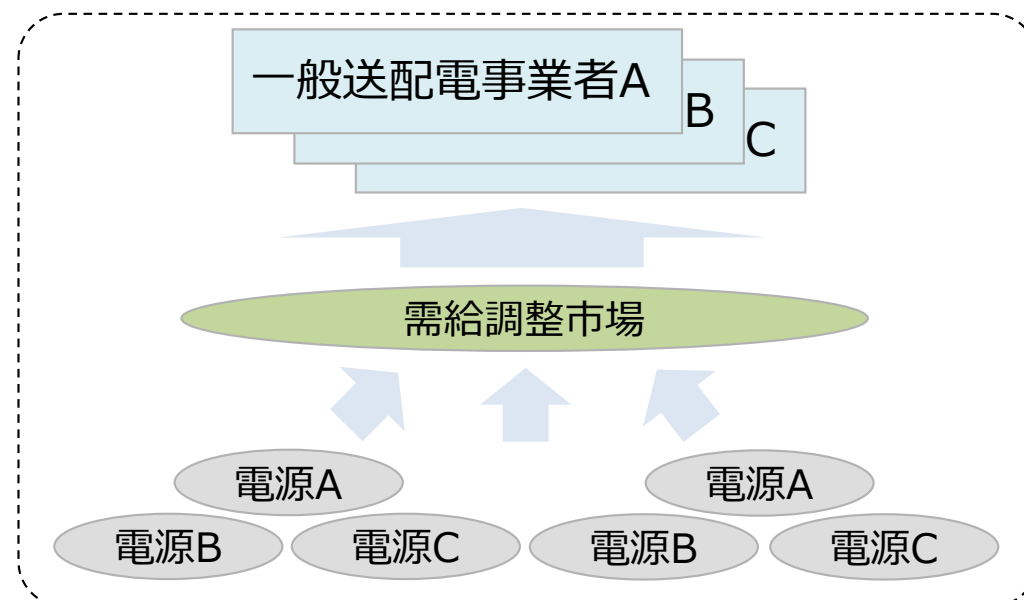
現在

各エリアの一般送配電事業者が公募により自エリア内の調整力を調達



需給調整市場創設後

一般送配電事業者がエリアを超えて市場から調整力を調達※



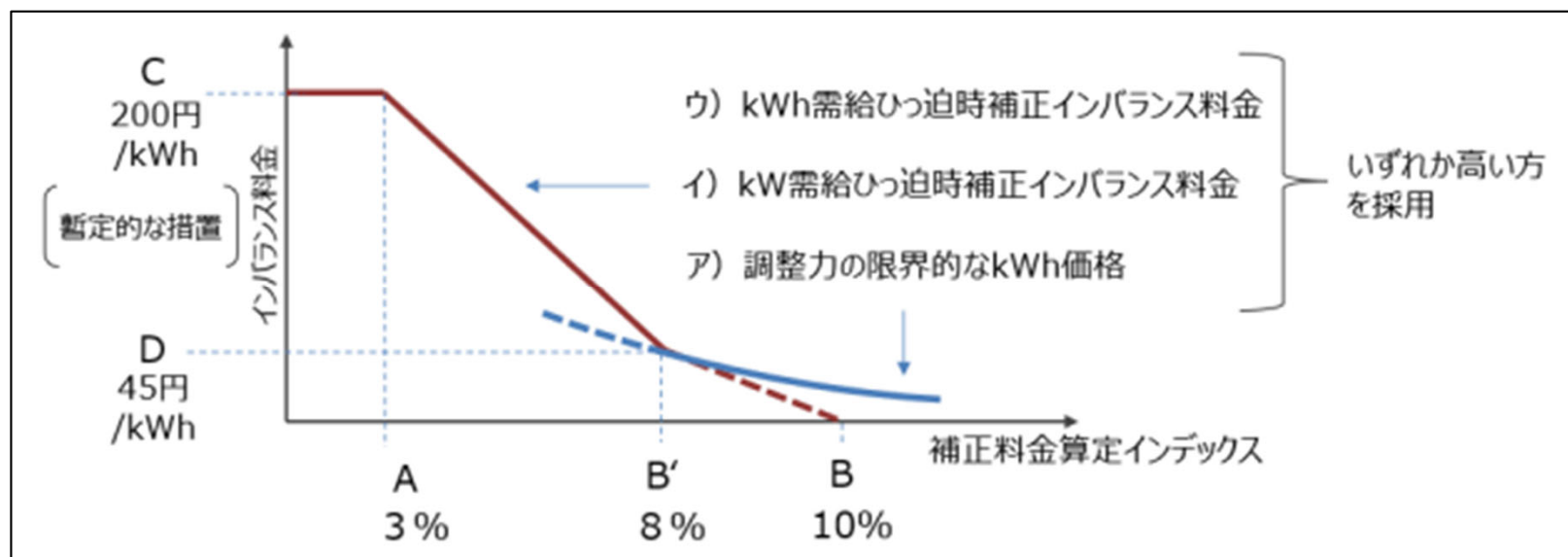
※「電源」は旧一電電源、新電力電源、DR等

※ 需給調整市場導入による、広域運用は2021年度より三次①②を、2023年度より二次②を追加して、順次実施。また、広域調達は、2021年度より三次②、2022年度より三次①、2024年度より二次②を順次開始される。

【参考】2022年度以降のインバランス料金制度について（中間とりまとめ）の改訂

- 電力・ガス取引監視等委員会において、「2022年度以降の新たなインバランス料金制度の詳細設計の中間とりまとめ」の改訂が行われているところ。
- 本中間とりまとめの改訂では、広域運用された調整力の限界的なkWh価格か需給ひっ迫時補正インバランス料金のいずれか高い方をインバランス料金に引用することとされている（広域運用されたエリアは同一のインバランス料金となる）。
- また、補正料金算定インデックスは各一般送配電事業者等の予備率（広域予備率）を参照するとされている。
- 加えて、2024年度の補正インバランス料金C値及びD値については、引き続き暫定的な措置として200円/kWhを適用し、2025年度以降に関しては別途検討するとされている。

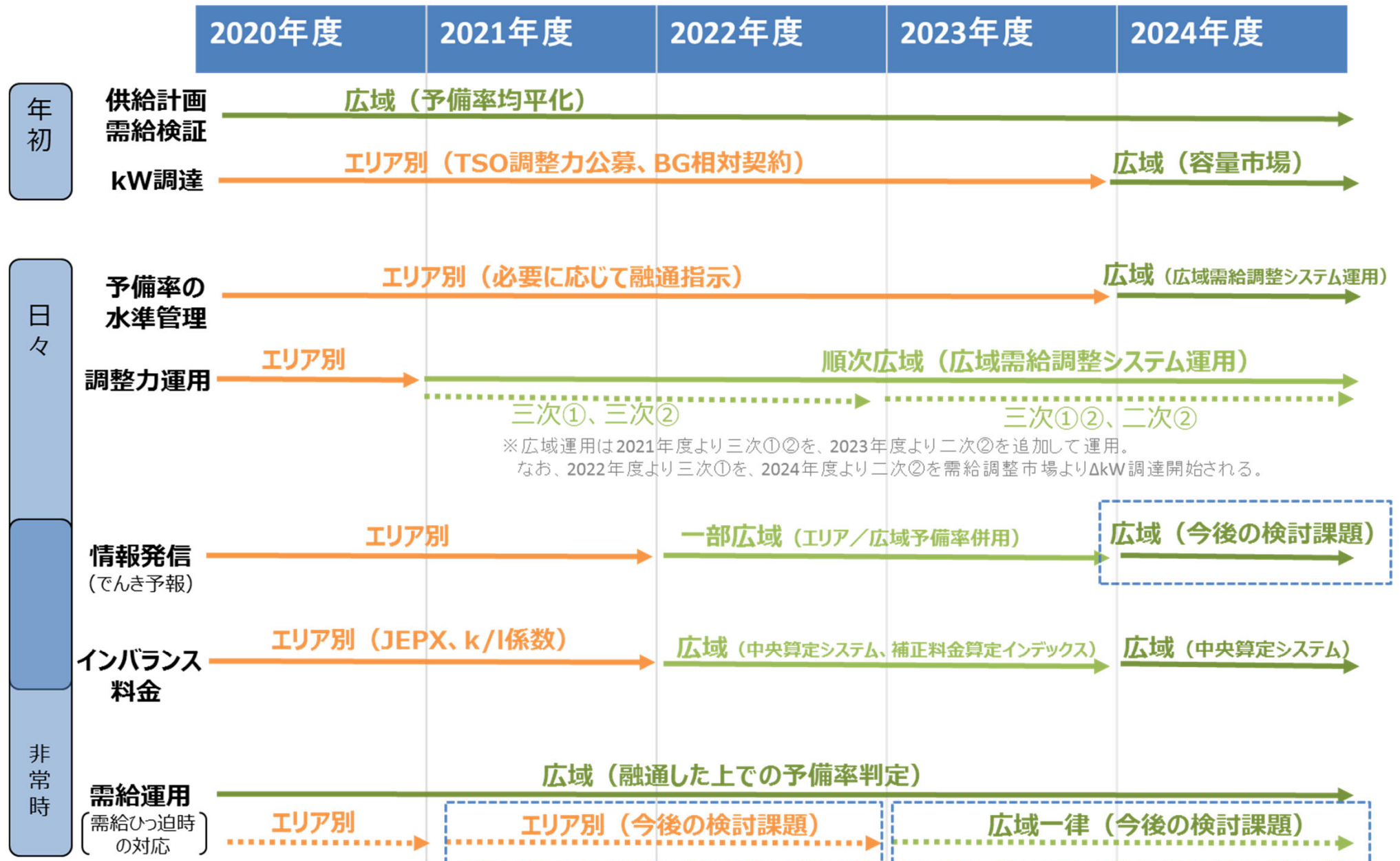
※現在、「2022年度以降のインバランス料金制度について（中間とりまとめ）」に対する意見募集（パブリックコメント）実施中。（期間：2023年10月10日～11月8日）



【参考】電力需給にかかる各制度の検討状況

第25回 電力・ガス基本政策小委
(2020年6月11日) 資料6

- 既に様々な制度・市場の設計等が、連系線で接続される複数エリアで一体的に管理するものとして順次整備されてきており、需給ひっ迫時の対応等についても検討を進める必要がある。



1. 需給運用の広域化

2. 2024年度以降の需給運用

3. 需給調整市場の課題

2024年度以降の需給運用（広域管理に伴う主な変更点）

- 2022年度以降、一般送配電事業者による電力需給運用は、エリア単位の予備率ではなく、地域間連系線を最大限活用した広域ブロック単位での予備率管理が原則となっている。
- そのため供給力の不足したエリアにおいては、追加供給力対策の発動よりも先に、地域間連系線を活用した他エリアからの供給力の調達をおこなった上で、必要に応じ広域ブロック単位で追加供給力対策が講じられている。
- 例えば、2022年3月の東日本における電力需給ひっ迫時には、供給力に余力のあった東北電力管内から東京電力管内に最大限供給力が供された上で、東京電力管内及び東北電力管内に電力需給ひっ迫警報等が発令された。
- こうした状況変化を踏まえつつ、2024年度以降の需給運用の広域管理について、需給ひっ迫時の対応を念頭に、以下のとおり主な変更点を整理する。
 - ① 広域予備率の見通しの公表
 - ② 電力需給ひっ迫時の追加的供給力対策
 - ③ 計画停電の実施方法

【参考】広域管理による電力ひっ迫時の対応の高度化について

第25回電力・ガス基本政策小委員会
資料6（2020年6月11日）一部修正

- 広域予備率に基づく需給運用を前提に新しい制度や市場の設計等が進められており、今後の情報発信のあり方や需給ひっ迫時の対応についても、それを踏まえて対応していく必要がある。
- 今後の検討にあたっては、基本的な考え方や重要論点に係る議論等は、国（本小委員会等）で行うこととし、技術的または実務的な内容を含む詳細検討は、広域機関において進めていくことでよい。
- 遅くとも2024年度には広域予備率管理による需給運用となることを念頭に置いて、あらかじめ整理が必要な事項の検討を開始することとしてはどうか。

※需要家向けの周知及びシステム開発には、相当な期間が必要であることに留意が必要。

現時点で考えられる今後整理が必要な項目

- ◆ 情報発信のあり方
 - ・ 情報公表のタイミング、ツール（関係機関のウェブサイト、SNS、メール等）及び公表内容の整理。
 - ・ 需給ひっ迫時（需給ひっ迫警報発令・計画停電発表等）の際の自治体等への周知のあり方
- ◆ 広域的な需給ひっ迫時の対応
 - ・ 節電要請、計画停電等の判断
- ◆ 関係機関の役割分担
 - ・ 政府・広域機関・電気事業者（特に一般送配電事業者）の役割分担及び業務フロー
 - ・ 追加的需給対策等の詳細検討（自家発等の追加供給力の把握方法、指令方法等）

① 広域予備率の見通しの公表

- 現状、広域予備率の週間計画の見通しは、毎週木曜日に広域機関が算定・公表後、電力需給が厳しくなると見込まれる場合を除き、特に更新を行っていない。
- 一方、2024年度以降、広域予備率の低下が見込まれる場合は、広域機関から発電事業者への通知等により、供給力増大に向けた事業者の自発的な行動を促すこととしており、広域予備率がこれまで以上に重要な指標になる。
- このため、2024年度以降は最新の見通しに基づき、翌々日の広域予備率の見通しを更新する予定。

<現在（2023年度）>

提出する計画	週間計画 (翌週・翌々週)	翌々日計画	翌日計画	当日計画
提出期限	毎週木曜日	-	毎日17時30分頃	毎ゲートクローズ
計画点数	日別の広域機関が指定した時刻 ^(注1) の2点	電力需給が厳しい時のみ 各一送が試算 ^(注2)	翌日の48点	当日の48点

<2024年度>

提出する計画	週間計画 (翌週・翌々週)	翌々日計画	翌日計画	当日計画
提出期限	毎週木曜日	毎日17時30分頃	毎日17時30分頃	毎ゲートクローズ
計画点数	日別の広域機関が指定した時刻 ^(注1) の2点 ※週間計画における翌々日に該当する日の各計画値を見直し、 期限までに更新する。 ^(注3)	日別の広域機関が指定した時刻 ^(注1) の2点 ^(注4)	翌日の48点	当日の48点

注1：月ごとに広域機関が指定する時刻

注2：準備情報発出の際に48点を試算するが公表は実施していない

注3：見直しの結果各計画値に変更がない場合は更新は行わない

注4：電力需給が厳しい時のみ各一送が48点を試算

【参考】容量確保契約の契約事業者に向けた周知

第87回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会
(2023年6月28日) 資料1

今回の整理事項 周知名称

- 本対応の目的は、広域予備率の改善であり、容量確保契約の契約事業者に向けた周知である。
- また、需給計画は、週間～翌日・当日計画に向けて精緻化されていくこととなり、それも踏まえ容量提供のアセスメント対象は翌日計画以降の48点化したデータにおいて広域予備率8%未満となったコマを対象としている。
- このような観点を踏まえ、周知名称は以下のとおりとしたい。
 - 週間～翌日計画公表前に、広域予備率8%未満となった場合を、『**広域予備率低下のおそれに伴う供給力提供準備通知**』
 - 翌日計画公表以降に、広域予備率8%未満となった場合は、『**広域予備率低下に伴う供給力提供通知**』

周知名称	判定時期・予備率	目的
広域予備率低下のおそれに伴う供給力提供準備通知	【判定時期】 ・週間～翌日計画公表前 【広域予備率】 ・予備率で8%未満	・バランス停止機の起動(準備)を促すこと ・揚水発電機において上池へのポンプアップを促すこと ・小売電気事業者との契約による電気の供給、若しくは、卸電力市場・需給調整市場への応札を促すこと
広域予備率低下に伴う供給力提供通知	【判定時期】 ・翌日計画公表以降 【広域予備率】 ・予備率が8%未満	・容量市場におけるリクワイアメントが「平常時」から「需給ひっ迫のおそれがあるとき」に切り替わったことを周知すること ・稼働可能な計画となっている電源等について、バランス停止機においては起動(準備)、揚水発電機においては上池へのポンプアップを行うことで、小売電気事業者との契約により電気を供給すること、若しくは、卸電力市場・需給調整市場に応札すること

②電力需給ひっ迫時の追加的供給力対策

- 広域予備率の低下により電力需給がひっ迫すると見込まれるときに、一般送配電事業者は、広域機関と連携し、発電事業者に対し、余力の範囲で供給力の供出を求めることとしている。
- 具体的には、広域予備率が8%を下回る見込みとなったときは、容量市場に落札した発動指令電源を発動する他、容量市場に落札した安定電源とあらかじめ締結した給電申合書に基づき、実需給 1 時間前（ゲートクローズ）以降の余力を供給力として提供するように求めることとなる。
- また、一般送配電事業者は火力発電設備に対し、余力活用契約に基づき、①定格出力を超えた過負荷運転（増出力運転）や、事前に合意のうえ、②排気ガスの温度設定を通常の運転値より超過させることにより出力を上昇させる運転（ピークモード運転）を求めることとなる。
- 更に、広域予備率が5%を下回る見込みとなったときは、通常発電事業者が行う揚水の運用及び余力活用電源の追加起動を一般送配電事業者が行うことと整理されている。
- こうした中で、電力需給ひっ迫時において、ブラックスタート電源については、ブラックアウトのリスクも勘案の上、一般送配電事業者、広域機関、資源エネルギー庁の三者で協議の上、需給ひっ迫解消のために活用できると整理された。
- ただし、ブラックスタート電源の追加供給力対策としての活用は、仮にブラックアウトが発生した場合に、停電からの復旧時間が長期化するリスクもある。
- このため、ブラックスタート電源を追加供給力対策として活用する際の基準としては、追加供給力対策として一定のリスクを有する連系線マージンの使用・運用容量拡大と同様、広域予備率が3%を下回ると見込まれる場合に実施の検討をすることとする。

【参考】BS容量(純揚水等)の供給力としての解釈

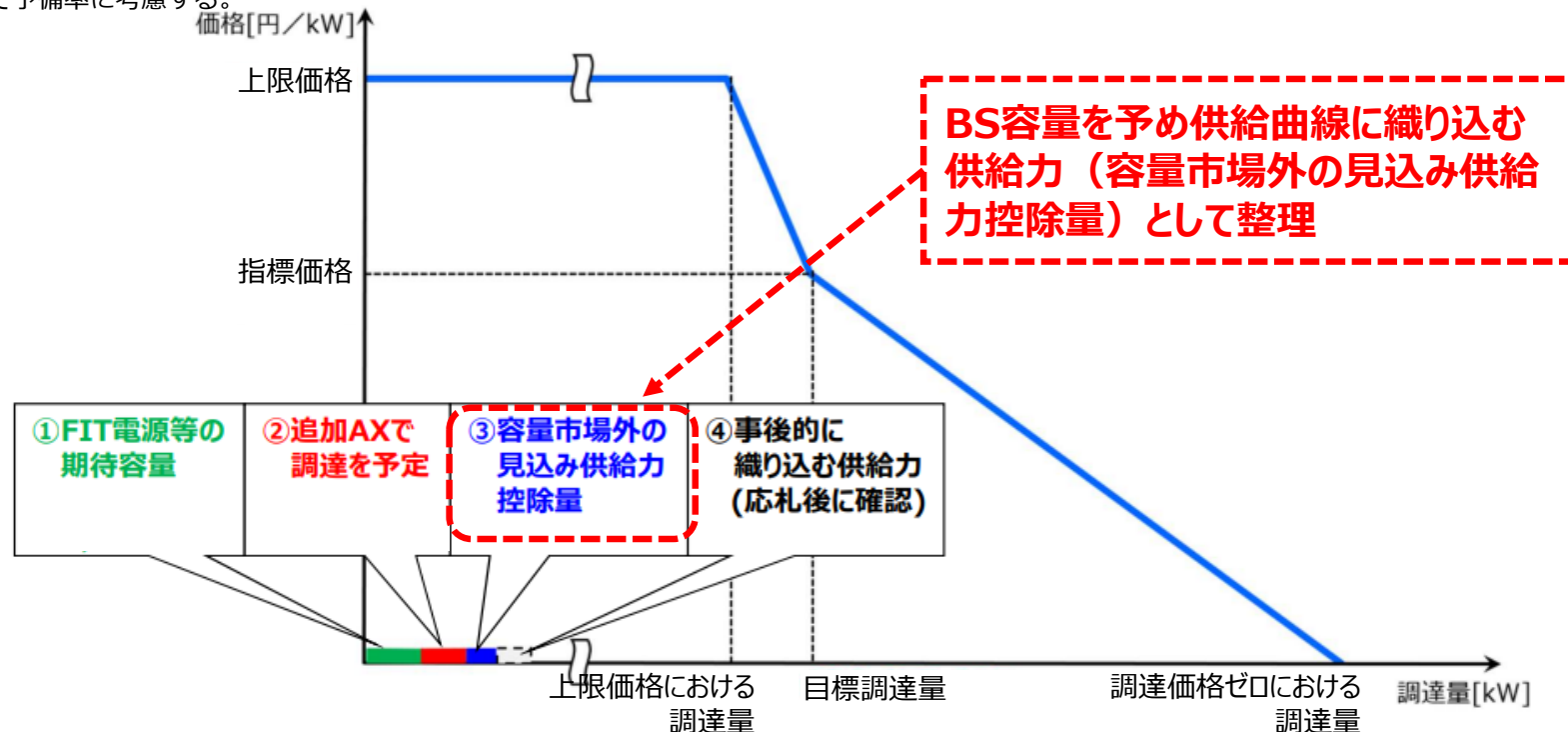
第85回制度検討作業部会
(2023年10月13日) 資料4

- BS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。

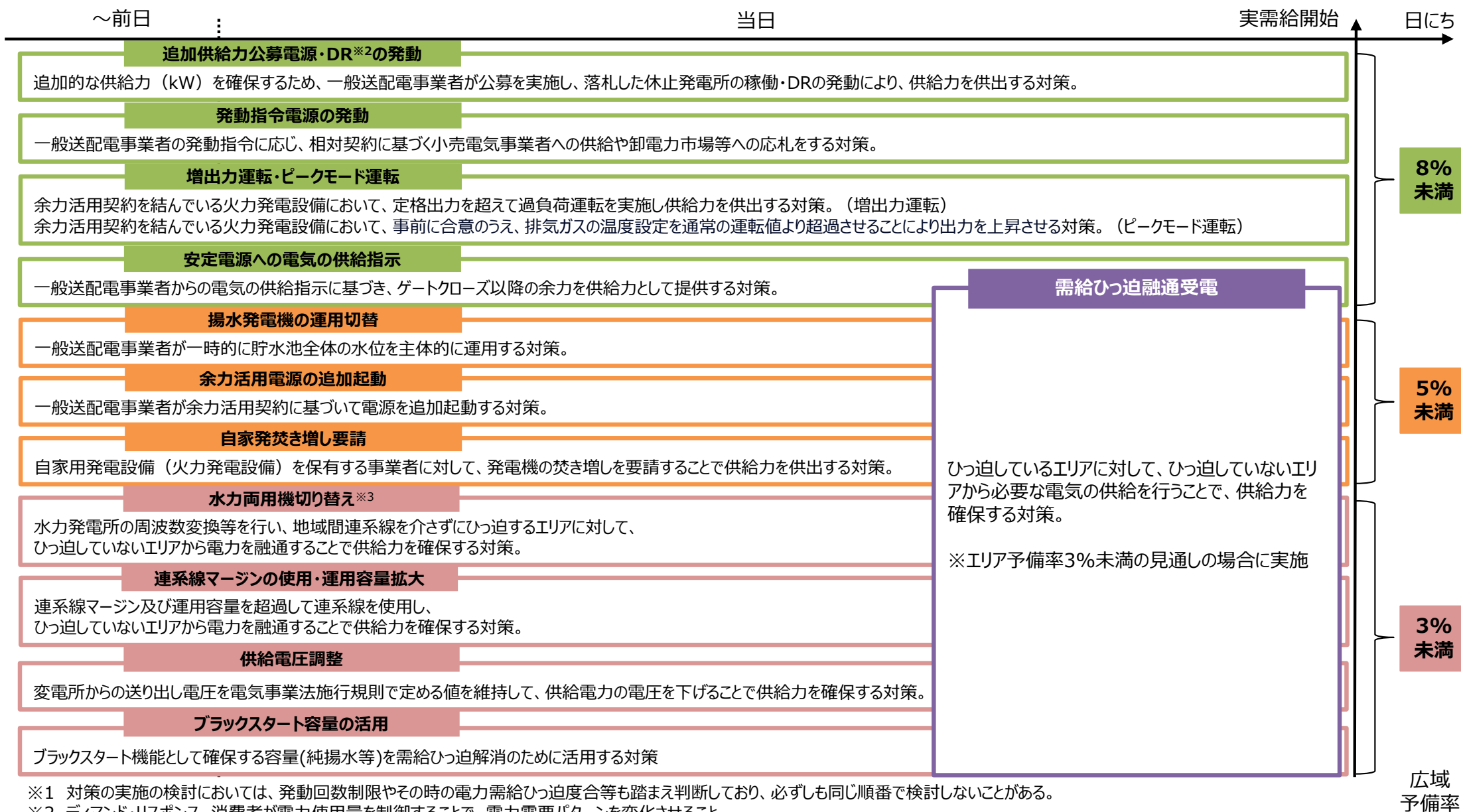
*2: メインオークションについては2028年度実需給向け以降、追加オークションについては2025年度実需給向け以降に、約定処理において加算する供給力として考慮する。

*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。



【参考】追加供給力対策一覧

- 各種追加供給力対策の前から実需給開始までに検討する対策※1の順序と実施判断基準の予備率については以下のとおり。
- また、追加供給力対策については発動を決定したものから随時予備率に加味していく。



※1 対策の実施の検討においては、発動回数制限やその時の電力需給ひっ迫度合等も踏まえ判断しており、必ずしも同じ順番で検討しないことがある。

※2 デイマンド・レスポンス 消費者が電力使用量を制御することで、電力需要パターンを変化させること。

※3 水力両用機は小売事業者が供給力調達した発電機であるため、本対策の発動に関しては、連系線を活用できない場合に小売電気事業者の承諾を得て供給エリアを切り替えて使用する。

※4 電源の作業停止時期の調整や休止電源の稼働等における対策についても実需給断面の状況に応じて実施する。

③計画停電の実施方法（広域ブロック単位での実施）

- 現状、計画停電は原則不実施とされている一方、あらゆる需給対策を踏まえてもなお、予備率が1%を下回ると見込まれる場合は、対象エリアの需要家に緊急速報メールを配信した上で、計画停電を実施することとされている。
- また、2024年度以降は、地域間連系線を最大限活用した上で広域ブロック単位での需給運用になり、計画停電の実施についても、基本的には広域予備率により判断されることとなる。
- ただし、広域ブロック単位での計画停電の実施については、国民的な理解を得ることが欠かせない。
- 需給運用の広域化については、高需要期に備えた需給検証や、2022年3月及び6月の電力需給ひっ迫警報・注意報の発令を通じ、一般的な理解は広がりつつあると考えられる。
- 他方、計画停電の広域的な実施については、現状、必ずしも広く社会的な認知を得られていない。このため、今後、広域機関や一般送配電事業者と連携しつつ、様々な機会を通じ、周知を図っていく。
- また、広域的な実施に不可欠な複数エリアにおける計画停電量の分担方法等については、広域機関や一般送配電事業者と連携し、2023年度中に調整を行う。

【参考】現在と容量市場後の需給運用における状況変化

需給ひっ迫時の対応について

第54回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会
資料2（2022年10月1日）赤枠追記

- 電力需給検証や供給計画においては、連系線を活用した供給力移動後の広域予備率が基準値以上であれば、供給信頼度は確保されているとして、広域的に評価している。
- 実需給においては、特定エリアの予備率が低下する場合は、他エリアからの融通を最大限実施することとなる。そして、他エリアから融通を最大限行う場合、連系線制約がなければエリア予備率は広域予備率の水準まで調整されることになる。（連系線制約がある場合、各エリアの予備率は、広域ブロック単位で広域予備率の水準まで調整されることとなる。）
- また、容量市場においては、各エリアの供給信頼度が一定程度となるように各エリアの落札量を評価しており、落札結果としては各エリアの予備率は必ずしも一律とはならない。
- 以上より、広域需給調整を考慮した需給ひっ迫の対応（需給ひっ迫警報、計画停電含む）においては、広域ブロック単位での広域予備率をもとに一定の基準を設けて実施判断することが適切と考えられるがどうか。

現在と容量市場後の需給運用における状況変化

	現在		容量市場後
電力需給検証	広域的に判断		広域的に判断
供給計画	広域的に判断		広域的に判断
需給ひっ迫時のエリア間融通	広域機関による融通指示 (広域ブロック単位で各エリアの予備率は広域予備率の水準まで調整されることとなる)		広域需給調整システムを活用 (広域ブロック単位での広域予備率をもとに一定の基準を設けて実施判断)

【参考】広域ブロックにおける計画停電について

3.（5）広域ブロックにおける計画停電

第70回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会
資料2（2022年2月18日）

- あらゆる需給対策を踏まえてもなお、必要な広域予備率を確保できない場合、広域ブロック単位での需給ひっ迫警報等を経て、**広域ブロック単位で計画停電**を実施する方向性が整理されている。
- 一方、計画停電を広域ブロック単位で実施するためには、「社会的受容性の醸成」や「計画停電量の分担方法」などの課題について、整理が必要と考えられる。
- このため、**当面は従来通り、各一般送配電事業者のエリア単位で計画停電を実施**することとなる。
- 今後、**2024年度以降、広域ブロック単位で計画停電を実施**することに向けて、国を中心に一般送配電事業者と継続して検討する。

＜エリア単位での計画停電のイメージ＞

項目	調整電力計画			融通指示後			計画停電実施後		
	Aエリア	Bエリア	Cエリア	Aエリア	Bエリア	Cエリア	Aエリア	Bエリア	Cエリア
需要	100	100	100	100	100	100	100	100	94 (▲6)
供給力	105	105	90	102	102	96	102	102	96
予備率	5%	5%	▲10%	2%	2%	▲4%	2%	2%	2%

計画停電量を抑制する観点から、最低限確保が必要な予備力*を残して融通は継続する想定
* 計画停電等の実施判断基準にも関係するため、国と連携して検討

需給状況等を考慮し、国と一般送配電事業者の協議により計画停電量を決定する想定

電力需給ひっ迫時の対応（2024年度）

前々日18:00目処

需給ひっ迫準備情報の発信

- ・ 蓋然性のある追加供給力対策を踏まえても、広域予備率5%を下回る見通しとなった場合、前々日18:00を目処に一般送配電事業者から需給ひっ迫準備情報の発信

※各一般送配電事業者が蓋然性のある追加供給力対策を反映したエリア予備率を算出し、電力広域的運営推進機関が広域予備率を算定する。この広域予備率を基に各一般送配電事業者が電力需給ひっ迫準備情報を発信する。

前日16:00目処

需給ひっ迫注意報の発令

- ・ あらゆる供給対策を踏まえても、広域予備率が5～3%の見通しとなった場合、前日16:00を目途に資源エネルギー庁から注意報を発令。

※前日16:00以降に、気象条件の変化や、電源の計画外停止等により、広域予備率3%未満の見通しとなった場合は急きょ警報発令となることがあり得る。

※需給ひっ迫のおそれが解消されたと判断される場合には注意報を解除する。

需給ひっ迫警報の発令

- ・ あらゆる供給対策を踏まえても、広域予備率が3%を下回る見通しとなった場合、前日16:00を目途に資源エネルギー庁から警報を発令。

※計画停電等を行う可能性がある場合、一般送配電事業者から実施の可能性を公表する。

需給ひっ迫警報の発令（続報）

- ・ 需給状況が前日時点から改善がされず更新があった場合や、より厳しい見通しとなった場合、広域予備率が3%未満の場合に資源エネルギー庁から警報（続報）を発令。

※需給ひっ迫のおそれが解消されたと判断される場合には警報を解除する。

当日

節電要請※

※切迫度に応じて、節電要請の内容を変更

警報発令・節電要請等を行った後も広域予備率が1%を下回る見通しの場合

緊急速報メール（対象者：不足ブロック内の携帯ユーザー）の発出

・不足ブロック内の携帯ユーザーに、資源エネルギー庁から「緊急速報メール」を発信。

実需給の
2時間程度前

計画停電の実施を発表

※自然災害や電源の計画外停止が重なるなど、急遽予備率低下が生じるケースにおいては、上記スキームに限らず警報等が発令される場合がある。

③計画停電の実施方法（沖縄エリアの実施基準）

- 従来、沖縄エリアでは、年間を通じて周波数調整に最低限必要となる調整力5.7万kWを確保しており、これを下回ると発電機の連鎖脱落の可能性があることから、5.7万kWの確保の有無を計画停電を行う基準としてきた。
- こうした中で、2023年4月に開催された広域機関の調整力等委員会において、効率的で柔軟な調整力の調達ができるよう、調整力公募により調達する電源Ⅰの必要量を、機能に応じて細分化することとされた。
- その結果、周波数調整に最低限必要となる調整力は、ガバナーフリー（GF）機能必要量の4.9万kWとなったことから、今後は、4.9万kWを計画停電の実施基準とする。
- また、需給ひっ迫警報の発令基準は、従来、計画停電の実施基準5.7万kWに予備率約2%分（3.2万kW）を加えた9万kWとしていたが、今般の計画停電の実施基準の見直しにあわせて、8.1万kW（4.9万kW+3.2万kW）とする。
- 更に、電力需給ひっ迫準備情報及び電力需給ひっ迫注意報の発令基準については、電力需給ひっ迫警報基準の8.1万kWに予備率約2%分（3.2万kW）を加えた、11.3万kWとする。

【参考】沖縄エリアの需給ひっ迫時の判断基準について

第25回電力・ガス基本政策小委員会
(2020年6月11日) 資料7 赤枠追記

- 補正料金算定インデックスにおけるAの値は、「これ以上低下することは許されない水準として需要家に痛みのある協力を求めるタイミング」とされている。
- 沖縄エリアを除く9エリアは、需給ひっ迫警報を発令する予備率 3 %をAの値に準用している。引き続き需給のひっ迫状況が解消されず、予備率が 1 %を下回る見通しとなった場合には、計画停電実施を発表することとされており、その間に予備率約 2 %の幅を持たせている。
- 沖縄エリアでは、年間を通じて周波数調整に最低限必要となる調整力5.7万kWを確保しており、これを下回ると発電機の連鎖脱落の可能性があることから、一般送配電事業者による計画停電実施判断の水準としては、この5.7万kWが一つの参考になる。
- 沖縄エリアにおける需給ひっ迫警報の発令基準は、他エリアと同様の考え方に基づき、計画停電実施判断の水準の一つの参考である5.7万kWに、沖縄エリアにおける予備率約 2 %※分の供給力を加えた9万kWが参考になるのではないか。

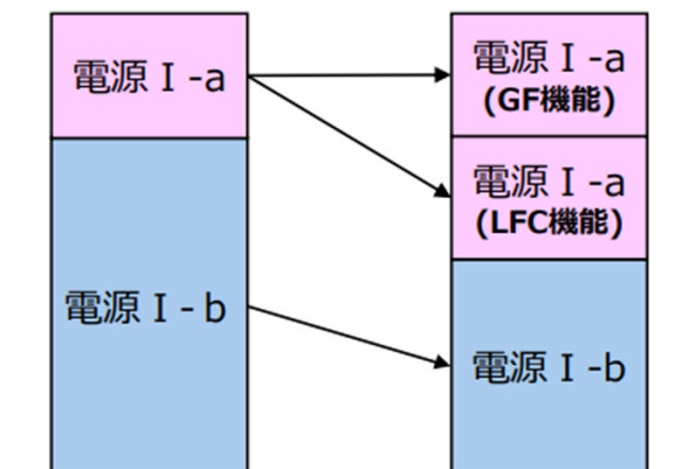
※ 沖縄の厳気象H1需要は160万kW程度であるため、2%は3.2万kW程度に相当。
- なお、今後、沖縄エリアの需給状況等を踏まえ、必要に応じ、これらの判断基準の見直しを行うこととしてはどうか。

【参考】2024年度以降の調整力公募について（公募要件の細分化）

- 電源 I -aについて、調整力公募の要件は周波数調整機能として、GFとLFC機能を求めている。
- 一方で、沖縄エリアの電源 I -aはGF必要量としており、LFC必要量については、現在電源 II の余力で対応している状況である。
- LFC必要量を効率的で柔軟な調達を行い、確実に必要量を確保するため、2023年4月に調整力及び需給バランス評価等に関する委員会にて議論のうえ、電源 I -aを細分化し、GF機能とLFC機能それぞれを電源 I として確保することとした。

現在の電源 I 公募

沖縄エリア公募
(見直し後)



(参考) 2023年度向け調整力公募の要件

	周波数制御用	需給バランス調整用	
	ハイスピーク・高速発動	ロースピード・低速発動	
電源 I	【I-a】 周波数制御用 ・発動時間：5分以内 ・周波数制御機能（GF・LFC）あり ・専用線オンラインで指令・制御可 ・最低容量：0.5万kW	【I-b】 3次①調達不足への対応として暫定的に調達 ・発動時間：15分以内 ・周波数制御機能（GF・LFC）なし ・専用線オンラインで指令・制御可※ ・最低容量：0.5万kW	【I'】 厳気象対応用 ・発動時間：3時間以内 ・周波数制御機能（GF・LFC）なし ・簡易指令システムで指令 ・最低容量：0.1万kW
電源 II	【II-a】 ・発動時間：5分以内 ・周波数制御機能（GF・LFC）あり ・専用線オンラインで指令・制御可 ・最低容量：0.5万kW	【II-b】 ・発動時間：15分以内 ・周波数制御機能（GF・LFC）なし ・専用線オンラインで指令・制御可※ ・最低容量：0.5万kW	【II'】 ・発動時間：45分以内 ・周波数制御機能（GF・LFC）なし ・簡易指令システムで指令 ・最低容量：0.1万kW
【I-a (GF機能)】 ・発動時間：〇〇 ・周波数制御機能（GF）あり ・自端制御		【I-a (LFC機能)】 ・発動時間：〇〇 ・周波数制御機能（LFC）あり ・専用線オンラインで指令・制御可	※事務局にて作成要件の詳細については、今後検討

【参考】電源 I -a(GF機能)必要量について

電源 I -a (GF機能) 必要量について

第87回 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会
(2023年6月28日) 資料3

- 昨年度、再エネ出力抑制が必要となる断面以外でも、GF運転台数4台で運用可能か、沖縄電力にて検証を行い、従来運用（GF5台以上）と比較しても、同等の電力品質が確保可能と確認できたことから、悪天候を除き、常時GF4台運転を開始することとされた。
- GF4台運転時のGF量は49MWであり、GF量を最低限49MW確保していれば実運用上問題ないことが確認されたと言えることから、2023年度はGF量49MWを確保することとしていた。
- 2024年度においても、常時GF4台運転は継続することから、**引き続き常時GF4台運転と整合をとり、電源 I -a (GF機能) の必要量は49MWとすること**でどうか。

まとめ

24

- 沖縄電力による検証試験の結果、常時GF4台運転が可能なが確認されたことから、必要予備力算定の前提条件の見直し及び調整力必要量の考え方について以下のとおり整理した。

<必要予備力の算定について>

- 常時GF4台運転の開始に伴い、供給信頼度評価における発電機の設定条件について、発電機のGF分控除をこれまでの全発電機からGF対象の4台に見直したうえで、供給信頼度基準(0.498kWh/kW・年)を満たす必要予備力を算定した結果、沖縄エリアの必要予備力は337MWと算定された。
- また、沖縄電力BGが確保すべき予備力についても、沖縄エリアの必要予備力337MWとTSOが確保すべき必要予備力の203MWとのギャップ分の134MWと算定された。

<調整力必要量の考え方について>

- **電源 I -aの必要量については、GF4台運転と整合させ、49MWとする。**
- 電源 I -bの必要量については、電源 I 必要量203MWから電源 I -a必要量（49MW）を差引いた154MWとする。
- 電源 I 'の必要量は、H3需要比率の5.2%（73MW）とする。

1. 需給運用の広域化
2. 2024年度以降の需給運用
- 3. 需給調整市場の課題**

需給調整市場の課題と対応状況

- 全国大で広域的に調整力を調達・運用する需給調整市場においては、2021年度から再エネ予測誤差に対応した三次調整力②の取引が開始し、2022年度から三次調整力①の取引が開始した。2024年度には、応動時間の速い一次・二次調整力を含め、すべての商品の取引が開始する予定である。
- 他方、これまでの市場取引において、実需給の1週間前に調達することに起因する調達不足が顕在化したことを踏まえ、広域機関において効率的な調整力の確保に向けた検討を行い、2026年度を目途に全商品の前日取引化を進めることとした。
- その際、2024年度及び2025年度は本格運用までの移行期間とし、同期間においては、調達量の適正化の観点から、週間断面での調整力の調達量の一部を減らし、必要と判断された場合は前日に追加調達することとした。
- また、取引価格の高騰を回避するため、上限価格の設定や、発電事業者等の応札促進など、市場が効率的に機能するための方策を検討することとした。

<現状>

- 2016年度以降、各一般送配電事業者は、毎年度「調整力公募」を実施し、周波数維持（需給バランス確保）に必要な調整力を確保してきた。
- 2021年4月には、エリアを越えた広域的な調整力の調達・運用と、市場原理による競争活性化・透明化による調整力コスト低減を図るため、「需給調整市場」を開設し、商品区分に応じて部分的な取引開始を進めてきた。
※需給調整市場において調整力を広域調達するためには、システム改修や連系線の運用変更が必要となる。
このため、対応する事象に応じて複数の商品を用意し、段階的な導入を進めている。
- 現在、需給調整市場の5つの商品区分のうち、2つの商品（三次調整力①及び②）の取引が開始されており、残る3商品については、2024年度から取引を開始する予定。

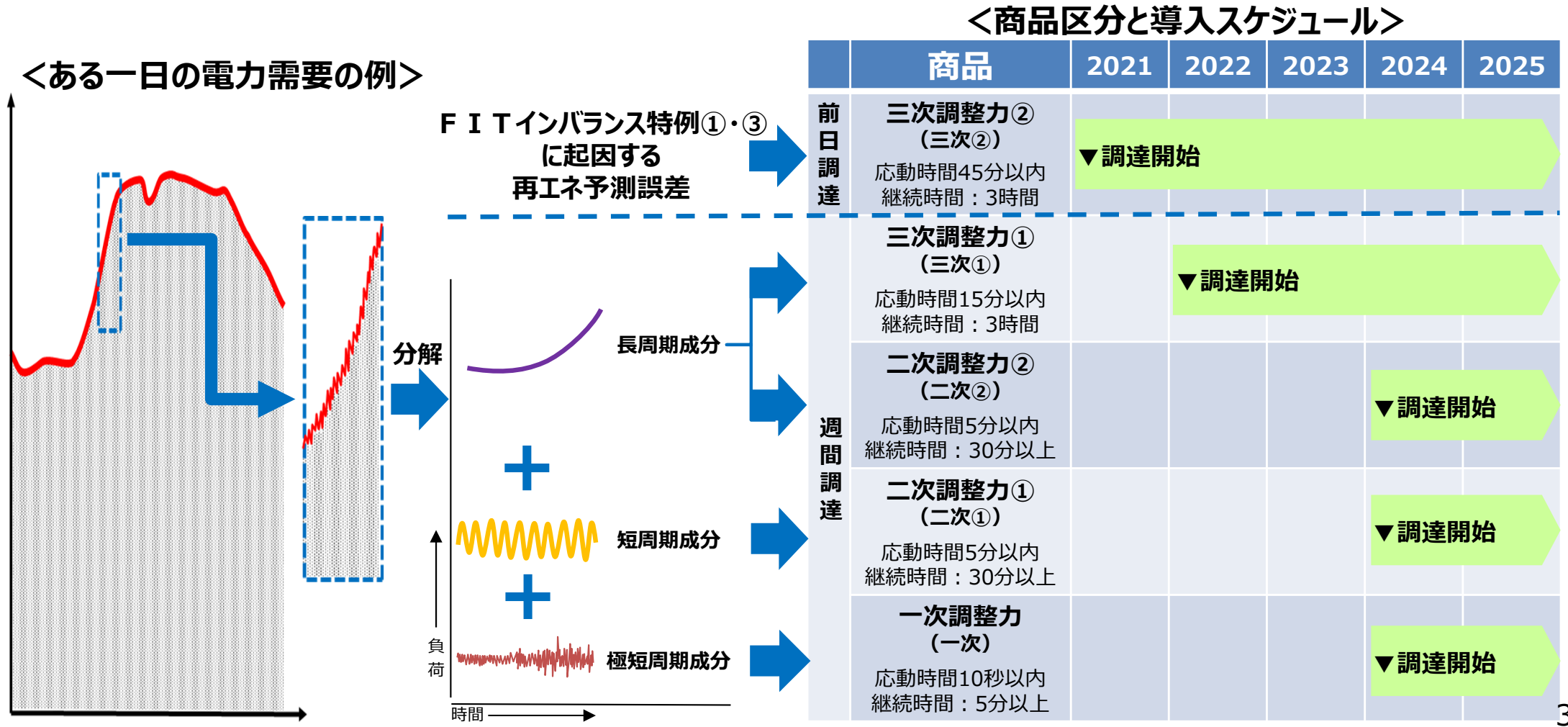
<課題と対応状況>

- 需給調整市場における三次調整力①及び②の取引開始以降、募集量に対し、応札量が不足する傾向が継続。応札された調整力が全量落札されることも少なくない。
- また、2022年夏には、約定価格が大きく高騰する状況も発生し、電力・ガス取引監視等委員会が取引状況等を確認の上、ガイドラインの改定による応札ルールの明確化等を行ってきた。
- 三次調整力①及び②の取引において発生している調達量の未達や調達費用の大幅な上昇等への対応については、電力・ガス取引監視等委員会や電力広域的運営推進機関等と連携しつつ、検討を進めてきている。

- 2024年度に本格運用が始まる需給調整市場においては、将来的な同時市場の実現を念頭に置きつつ、効率的な調整力の確保に向けて、不確実性の高い実需給 1 週間前の取引から、より確実性の高い前日取引に移行していくことが合理的と考えられる。
- 他方、これまで週間取引を前提にシステム対応等を進めてきたため、前日取引に対応するには、一定の準備期間を要する。このため、2024年度及び2025年度は、2026年度を目途とする前日取引の本格開始に向けた移行期間と位置付けることとしてはどうか。
- 具体的には、両年度においては、週間取引をメインとしつつ、これまでの議論を踏まえ、対応可能な範囲で一部前日取引を開始することとし、さらに、効率的な調整力の確保に向けた課題の洗い出しと、必要な対応策の検討を進めることとしてはどうか。
- その際、週間取引については、募集量に比べ応募量が少ないことにより徒に価格が高騰することを回避するため、例えば、対応策として、一定の上限価格の設定や、発電事業者等の応募促進など、市場が効率的に機能するための方策を検討することとしてはどうか。
- その上で、必要な調整力の確保に万全を期すため、前日取引において必要な調整力を確保できなかった場合の追加調達の在り方について、余力活用契約の在り方も踏まえ、検討を深めることとしてはどうか。
- なお、検討に際しては、安定供給を大前提として、コストが最適化されるかという視点に加え、調整力を提供する事業者に対して適切なインセンティブが付与されるよう留意するとともに、卸電力市場をはじめとする他市場に与える影響について目を配る必要がある。

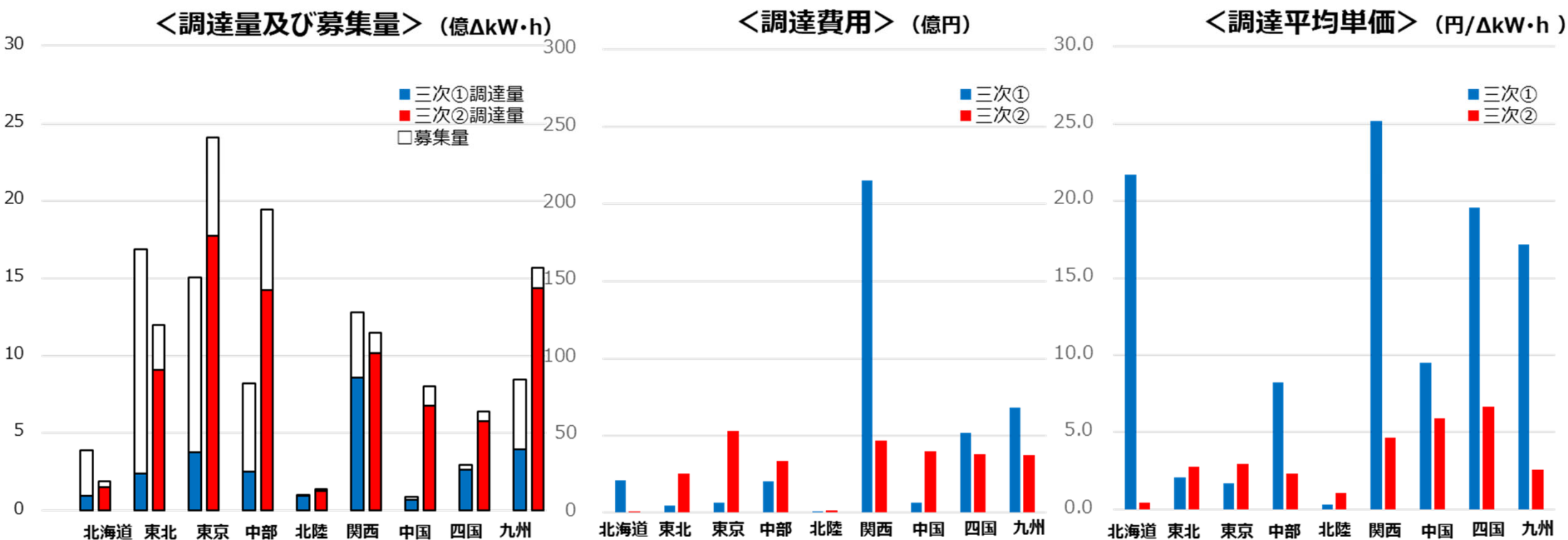
【参考】需給調整市場で取り扱う商品と導入スケジュール

- 電力需要の変動は成分毎に分解可能であり、発電機はそれぞれの変動成分に対応した機能を使い分け、周波数を制御している。需給調整市場では、各成分に応じた制御機能等を踏まえ、応動時間や継続時間ごとに、一次から三次②までの5つの商品を取り扱う。
- 2021年度より三次②、2022年度より三次①の取引を開始しており、残りの3商品については、2024年度より取引を開始する予定。



【参考】需給調整市場の取引状況（2023年4～9月分）

- 需給調整市場において、2023年度4月～9月は、**三次②の総約定量は約81億 Δ kW・hとなり、募集量の約81%が調達され、三次①については、総約定量は約26億 Δ kW・hとなり、募集量の約38%にとどまった。**
- 調達費用については、三次②は約274億円、三次①は約393億円。期間における調達平均単価については、**三次②は3.4円/ Δ kW・h、三次①は14.9円/ Δ kW・h**となった。

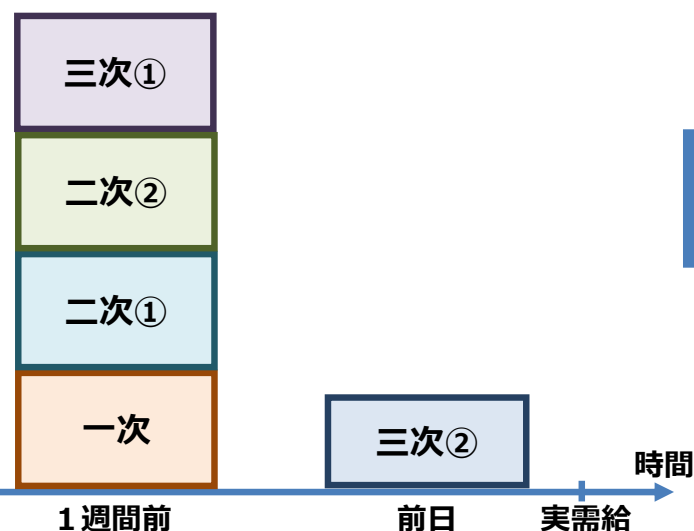


【参考】調達量効率化に伴う調達費用の区分方法（背景）

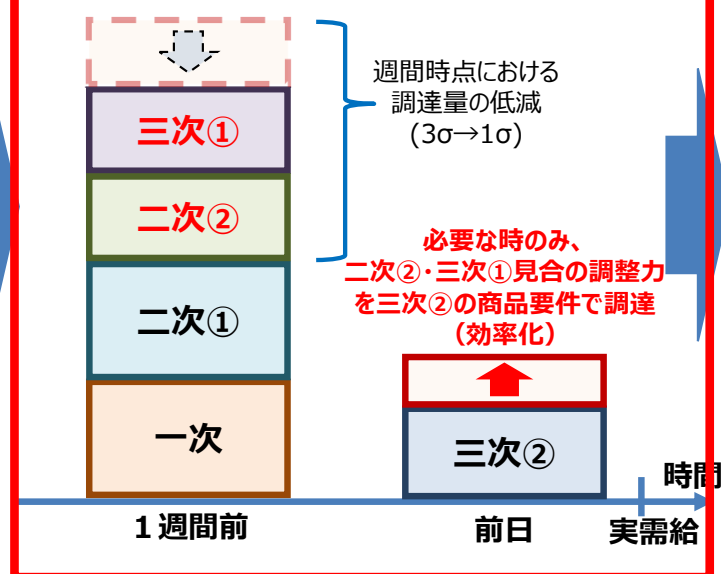
第55回再生可能エネルギー大量導入・次世代ネットワーク小委員会（2023年9月27日）資料3 赤枠追加

- 需給調整市場において、三次②以外の4商品（一次～三次①）について、現行制度では、実需給の1週間前に取引を行うこととしている。他方、今後、**より効率的な調整力の確保に向けて、2026年度を目途に、不確実性の高い1週間前の取引から、より確実性の高い前日取引に移行する予定。**
- 他方、これまで週間取引を前提にシステム対応等を進めてきたため、前日取引に対応するためには一定の準備期間を要する見込み。そのため、**2025年度までは、移行期間という位置付けの下、効率化のため、**
 - ① **1週間前の取引における二次②・三次①の調達量を低減**（ $3\sigma \rightarrow 1\sigma$ ）した上で、
 - ② **前日時点で必要な時のみ、二次②・三次①見合の調整力を三次②の商品要件で調達**する。
- この際、FITインバランス特例に起因する三次②も、二次②・三次①見合として調達する調整力も、**いずれも同じ商品要件（三次②）に基づき募集するため、両者の費用の区分について整理する必要がある。**

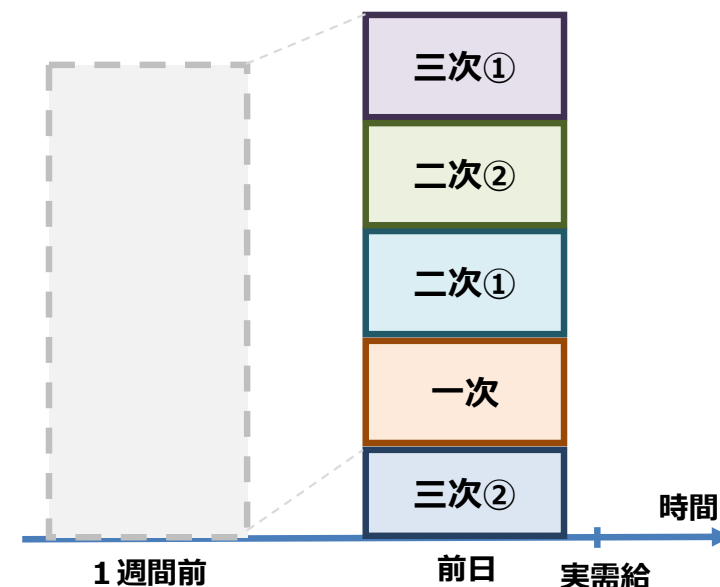
＜現行における需給調整市場の調達イメージ＞



＜～2025年度までの移行期間＞



＜2026年度以降の需給調整市場の調達イメージ＞



※調整力必要量について、現行整理では、過去実績相当の誤差に対応できるよう、過去実績をもとに統計処理した最大値相当（ 3σ 、いわゆる99.87パーセントタイル値）の量を確保している。
 1σ 相当は、いわゆる84.13パーセントタイル値。

【参考】本取組による調整力調達費用の低減効果について

第55回再生可能エネルギー大量導入・次世代ネットワーク小委員会（2023年9月27日）資料3

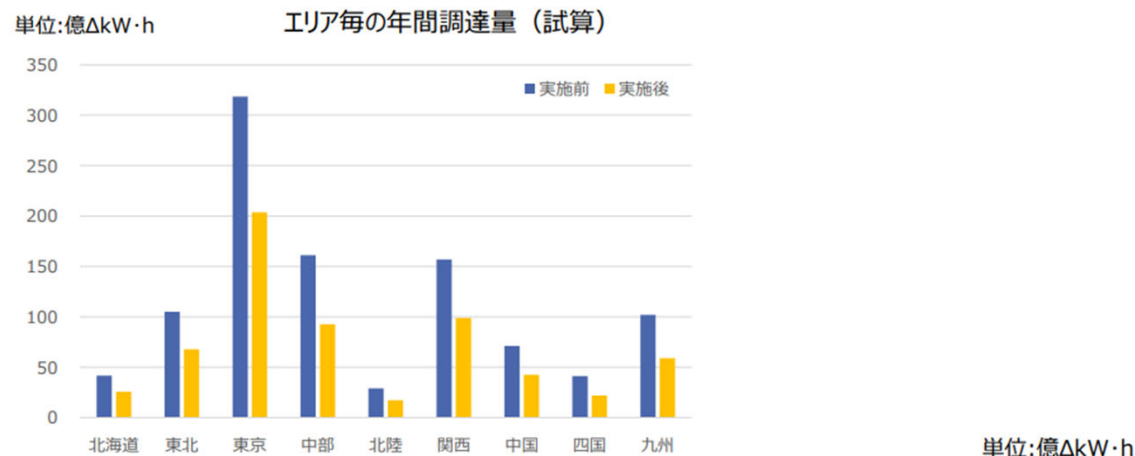
- 追加調達を実施するのは、実需給の前日12時前における最新の広域予備率が12%を下回っている場合のみであり、この取組を実施することにより、週間調達商品の調整力調達量は、一定の仮定の下で試算すると、全エリア合計で年間約40%程度減少する見込みである。
- そのため、基本的には、今回整理する調整力の費用の区分方法に関わらず、週間調達商品の調整力調達費用の総額は、低減する可能性が高いと考えられる。

効率的な調達における低減効果について（試算結果）

第40回需給調整市場検討小委員会
（2023年6月29日）資料2より抜粋

- 試算結果としては、エリア毎に若干の違いはあるものの、一次～三次①の複合必要量（異常時対応分含む）は、全エリア合計で40%程度※減少することが期待される。

※2022年度データをもとにした試算値（調達不足は未考慮）



	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	全国計
実施前（3σ相当値）	42	105	318	161	29	157	71	41	102	1027
実施後	1σ相当値	23	60	177	85	16	93	40	20	571
	追加調達（見込）	3	8	27	8	1	6	3	2	59
低減率	38%	35%	36%	42%	40%	37%	40%	47%	42%	39%

端数処理の関係で全国計と各エリア合計が一致しない場合がある

需給調整市場における上限価格の設定について（1/2）

- 需給調整市場における上限価格については、9月29日の電取委の制度設計専門会合において、一般送配電事業者から、**週間取引商品は「三次②加重平均単価 + 1σ 相当（＝約20円）」を目安とする案**が示された。
- これに対し、同会合では、「上限価格の水準については、**不確実性がある週間取引で無理に調達せず、リスクを減らした価格で取引する指標として用いられるものとして、差し支えない**と考える」とされた。
- 同時に、「安定供給の観点等も関係するところ、必要に応じて、資源エネルギー庁において議論されるべきと考える」とされている。
- 需給調整市場における**上限価格の設定は、市場供給量の減少につながり得るもの**であり、その水準によっては、市場で必要量を調達できなくなる可能性がある。
- 仮に市場で必要量を調達できなかった際は、一般送配電事業者は、発電事業者と締結した**余力活用契約を活用し未達量を調達**する。他方、**余力活用契約による実需給直前の追加的な調整力の調達は、安定供給の観点から不確実性を残す**こととなる。
- また、余力活用契約への過度の依存は、広域的な調整力の調達・運用による調整力コストの低減を目指した需給調整市場設立の趣旨と相容れないものともなりかねない。
- このため、上限価格については、需給調整市場における調達時期や追加調達機会の有無、三次①のこれまでの取引状況等を踏まえ、市場調達の機会を徒に損なわないよう配慮しつつ、**商品毎に設定することが望ましいのでないか。**

【参考】一般送配電事業者からの詳細提案について

- 需給調整市場は、現行の取引規程において上限価格を定めておらず、必要量を必ず購入する仕組みとなっている。特に三次①については、週間調達商品であることのリスク上乗せも寄与し、数百円の単価での調達しなければならないエリアもあり、調達費用が増大している現状。
- 電取委の制度設計専門会合において、一般送配電事業者から、上限価格の水準として、**火力の追加起動を妨げないこと及び、スポット市場・電源Ⅰの固定費水準**をベースに、「**三次調整力②加重平均価格 + 1σ相当（＝約20円）**」とし、他方で**応札価格が安定的である三次②については当面の間、上限価格の設定は行わない案が、提案された。**

1-2-①. 一般送配電事業者からの提案（上限価格の設定）

第89回 制度設計専門会合
(2023年9月29日) 資料7

- 第86、88回会合（2023年6、8月）において、事業者等から提案があった上限価格の案について、合理的な点・課題点を示したところ、委員から上限価格の設定と価格規律とは別の問題である旨指摘があった。
- 上限価格の水準については、調達主体となる一般送配電事業者から詳細案が提示されたところ（次項）。上限価格の水準については、不確実性がある週間取引で無理に調達せず、リスクを減らした価格で取引する指標として用いられるものとして、差し支えないと考える。
- 他方で、安定供給の観点等も関係するところ、必要に応じて、資源エネルギー庁において議論されるべきと考える（※）。
- 今後、検討を踏まえて内容が変更された場合には改めて報告させていただくが、現時点で指摘等があればいただきたい。

（※）資源エネルギー庁の電力・ガス基本政策小委員会（2023年6月27日）において、「2024年度に本格運用が開始する需給調整市場を中心とする調整力確保の在り方については、（略）本年秋頃を目途に全体を取りまとめる」とされている。

（参考）前回会合における委員発言

- 上限価格の設定は、価格規律とは別の問題と考えている。容量市場の上限価格も価格規律ではなく、これより高値であれば、他のより合理的な代替的な方法で調達することを考えるべきだという水準として設定されていると考える。
- 需給調整市場の週間取引の上限価格は、不確実性がある週間取引で無理に調達することは合理的でなく、より実需給に近い断面で取引を行い、リスクを減らして合理的な価格で取引ができる方法に切り替えていく目安となる価格を念頭においていると考える。そして、その発想は間違っていないと考える。
- 週間取引への供出にかかるリスクについては繰り返し指摘され、実際に供出量も少ないことを鑑みれば、今後、システム改修を経て、週間取引から前日取引に切り替えられる過渡期の対応として、しばらく継続せざるを得ない週間取引を将来の姿に近づける真摯な提案であることを頭に入れながら、議論されることを期待する。

11

（提案の内容）

- 週間取引では、大宗が複合（入札単価が単一）入札と考えられ、入札単価が単一であるため、週間取引における上限価格設定は、商品区分を考慮せず、一次～三次①共通のものとする。
- 上限価格の水準は、以下の点を考慮して、三次②加重平均単価 + 1σ相当を目安とする。
 - ・市場外調達との関連性を踏まえ、火力の追加起動を概ね妨げない水準
 - ・ΔkW入札価格の指標となるJEPXスポット市場の価格水準と電源Ⅰの固定費水準
 - ※市場動向を踏まえ、必要に応じ水準を見直すことも考慮。
- 上限価格の設定見直し頻度は、1週間毎が適当と考える。
- 上限価格を設定した場合でも、安定供給確保の観点から必要な調整力が確実に確保できるよう、調整力の必要量が不足する見込みがあれば、一般送配電事業者が起動指示（起動準備）できる仕組みも必要と考える。

（参考）1週間毎に上限価格を設定した場合の費用削減額と未達増分量について（週間取引_全エリア計）

【単価：円/ΔkW・h、削減額：億円、未達増分量：億ΔkW・h、割合：％】

		2022年度						2023年度(4~6月)						
		上限価格の 平均値	約定平均単価 (上限価格あり)	削減額	削減 割合	未達 増分量	未達 増分割合	上限価格の 平均値	約定平均単価 (上限価格あり)	削減額	削減 割合	未達 増分量	未達 増分割合	
①	加重 平均 単価	0σ	6.9	2.5	30%	84%	14.0	23%	3.3	1.2	20%	97%	8.0	31%
②		0.5σ	14.1	4.4	23%	65%	8.5	14%	11.3	3.1	19%	89%	5.7	22%
③		1σ	21.3	5.3	19%	54%	5.7	9%	19.3	5.3	16%	77%	4.1	16%
④		1.5σ	28.5	6.1	16%	44%	4.1	7%	27.3	7.0	14%	67%	3.2	12%
⑤		2σ	35.8	6.6	14%	39%	3.3	5%	35.3	8.7	11%	55%	2.4	9%
⑥		2.5σ	43.0	7.3	11%	31%	2.4	4%	43.3	10.9	8%	40%	1.5	6%
⑦		3σ	50.2	7.7	9%	25%	1.9	3%	51.3	12.6	5%	27%	1.0	4%

※約定平均単価(上限価格設定なし)は、2022年度：9.8円/ΔkW・h、2023年度(4～6月)：16.0円/ΔkW・h

（注）

上限価格の平均値：週単位で算出した上限価格の期間平均値

約定平均単価（上限価格あり）：仮に3次の加重平均値に基づき週間単位で変動する上限価格を設定した場合の約定平均単価

削減額：仮に3次の加重平均値に基づき週間単位で変動する上限価格を設定した場合の費用削減額

削減割合：仮に3次の加重平均値に基づき週間単位で変動する上限価格を設定した場合の費用削減割合

未達増分量：仮に3次の加重平均値に基づき週間単位で変動する上限価格を設定した場合の未達増分量

未達増分割合：（仮に3次の加重平均値に基づき週間単位で変動する上限価格を設定した場合の未達増分量）/（週間取引の約定量実績値＋未達増分実績値）

12

需給調整市場における上限価格の設定について（2/2）

- 需給調整市場において週間調達される商品のうち、一次及び二次①については、二次②及び三次①と異なり、前日段階で追加的に調達する機会がない。このため、週間調達で必要な調整力を確保できるよう、上限価格の設定には慎重を期す必要がある。
- 供給量が必要量を上回り、市場が十分に競争的となれば、そもそも上限価格を設定する必要性はない。一方、現在の三次①と同様、週間調達段階では不確実性があるため全体の供給量が抑制され、相対的に高い価格での応札が増える可能性もある。
- その場合、できる限り市場を通じて必要な調整力を確保する観点からは、多少調達コストが上昇しても、確実に必要量を確保することが重要となる。
- 従前の三次①の取引では、約定量の約71%が概ね20円以下であった。2024年度以降、一次及び二次①も同等価格での応札がありうると仮定すると、上限価格は、一般送配電事業者の提案（約20円）より高めに設定することが妥当と考えられる。
- このため、2024年度当初の一次及び二次①の上限価格については、「三次②加重平均単価 + 3σ相当（＝約50円）」とすることとしてはどうか。 ※全ての複合商品（含む調整力を問わない）も同様
- その上で、実際の取引状況を踏まえ、必要な調整力の確保と調整力コストの抑制の両立を図る観点から、上限価格の水準については、不断に見直すこととしてはどうか。
- 具体的には、例えば、一定期間（例えば3ヶ月）毎に上限価格の妥当性を確認し、関係事業者からヒアリングを行うなどした上で、必要に応じ、上限価格の引下げ（または引上げ）を含めた更なる取組の在り方について、検討を行うこととしてはどうか。

三次①応札状況（2023年4～9月分）

- 三次①の応札状況において、2023年4月～9月においては、応札量（ $\Delta\text{kW}\cdot\text{h}$ ）については86%が支配的事業者であり、残りの14%が支配的事業者以外の応札であった。
- 三次①の応札単価分布において、**20円（ $\div$ 三次②加重平均単価 + 1 σ 相当）以下に応札量の約71%の電源が集中**し、50円（ $\div$ 三次②加重平均単価 + 3 σ 相当）以下に応札量の約95%の電源が集中。

