

2024年度の広域予備率の状況に基づく 需給運用の課題整理について

2024年10月23日

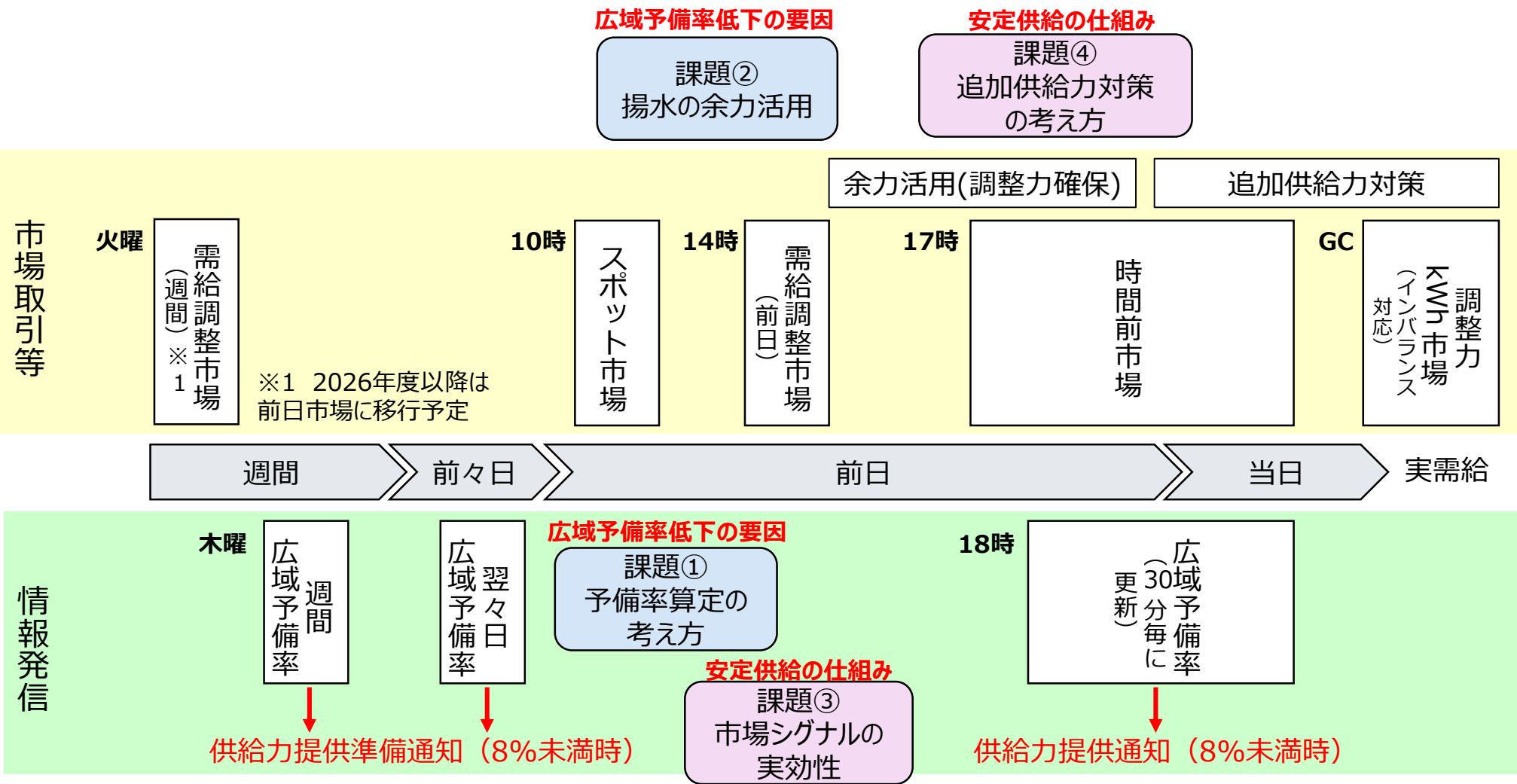
調整力及び需給バランス評価等に関する委員会事務局

- 第101回調整力等委員会（2024年9月30日）において、2024年度の広域予備率の状況に基づく需給運用の課題として、以下の4点を整理することにした。
- 今冬に向けた対応として、検討課題①、②、④について検討を進めたため、ご意見をいただきたい。

No.	検討課題	今後の検討の方向性
①	予備率算定の考え方	✓ 需給調整市場の取引実態を踏まえた、週間および翌々日計画の広域予備率低下への短期対策の整理 ✓ 一般需要家・発電事業者・小売電気事業者に対して示すべき広域予備率の中長期対策の整理
②	揚水発電の余力活用	✓ 一般送配電事業者が調整力を確保しきれない場合の短期対策の整理 ✓ 揚水事業者が定める余力範囲の考え方について中長期的な課題として整理
③	市場シグナルの実効性	✓ 供給力提供（準備）通知によって、電源起動（準備）や揚水のポンプアップが必要な時に適切に実施できるような仕組みを、取引実績を引き続き確認しつつ、中長期的な課題として整理
④	追加供給力対策の実施順位	✓ あるべき実施順位の考え方（中長期的な課題）と短期的な更なる変更要否（短期的な課題）の整理

- 今回の検討においては、まずは**広域予備率**をどのように算定するか（検討課題①）、また相互の関連する課題である**追加供給力対策の実施順位・判断基準**をどのようにするか（検討課題④）という点について整理を行った。
- なお、広域予備率の算定方法はどのように運用を行うか（どのように電源起動を行うか等）、という点にもよるため、まずは、追加供給力対策の実施順位・判断基準を整理したうえで、週間・翌々日の広域予備率の算定方法の整理を進めた。
- また、**調整力不足時の揚水の余力活用**の扱い（検討課題②）について、前回委員会でいただいたご意見より改めて検討の進め方の方向性を整理した。

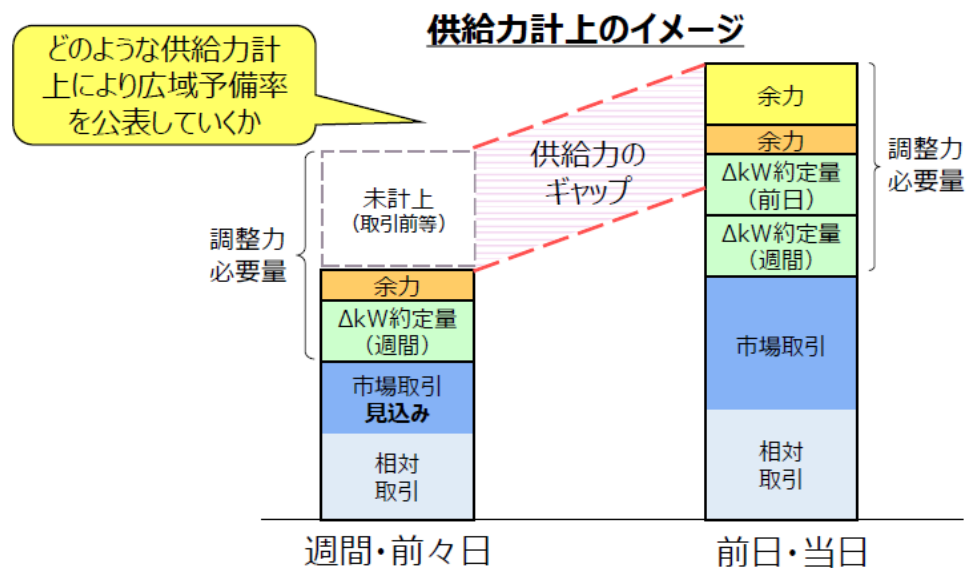
■ 前述の論点と市場取引や情報発信の関係性を図示すると以下の通りになる。



課題①：予備率算定の考え方

22

- 算定方法の考え方と需給調整市場での調達不足の影響によって週間・翌々日計画と翌日・当日計画の広域予備率に乖離が生じている（例えば週間の広域予備率が3%程度であるが当日の広域予備率が8%以上）。
- この点は一般の需要家にはどのような需給状況にあるのか（節電の必要性があるのか）が分かりにくいという課題も生じさせている。
- 広域予備率に基づいて発電事業者・小売事業者・一般送配電事業者がそれぞれの対応を進めるということを意図していた面はあるものの、冬季に向けては、現状の一般送配電事業者の調整力確保の仕組みを踏まえつつ、週間・翌々日計画と翌日・当日計画が乖離することによる分かりずらさを解消する対応策を短期対策として整理する。
- さらに今後の制度変更（需給調整市場の取引スケジュール変更等）を踏まえた恒久的な対応としての中長期対策についても検討を進めていく。

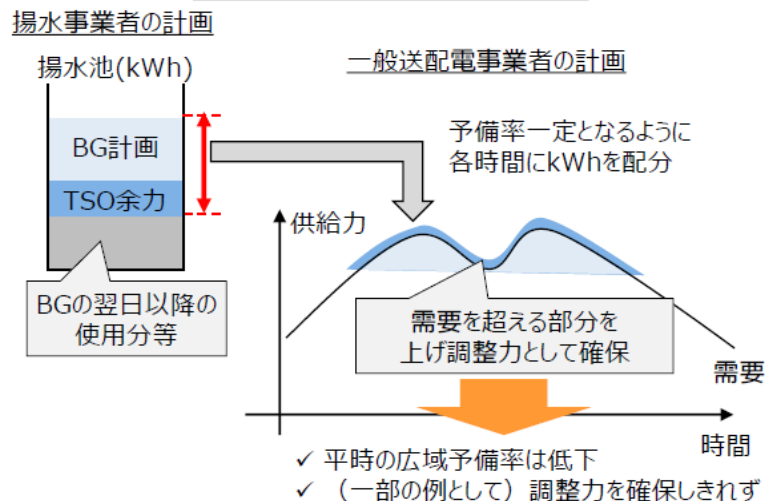


課題②：揚水発電の余力活用

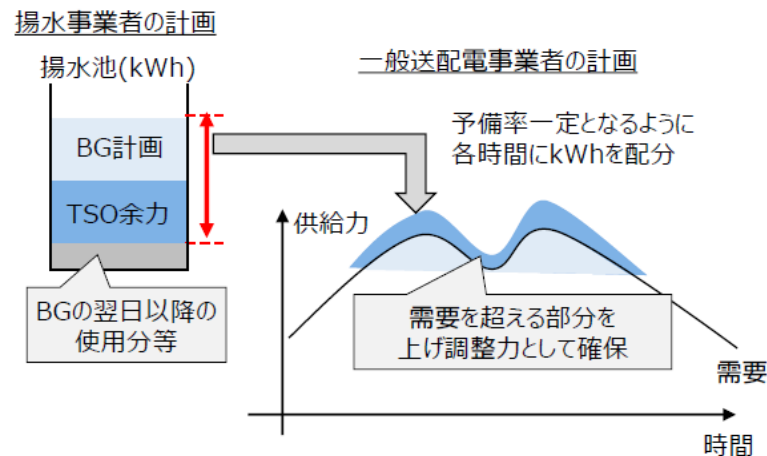
25

- 揚水発電は、需給調整市場での応札が限定的であるという課題があり、対応策の検討が進められている。
- さらに、余力活用においても一部の揚水事業者から一般送配電事業者への余力の供出が限定的であり、これは揚水発電においては余力範囲を設定する際に、翌日以降の需給調整市場や卸電力市場の必要量を加味する必要があり、余力の供出が限定的となる場合があるためである。
- その影響を受けて、一般送配電事業者は火力等の追加起動を行ってもなお調整力を確保できず、またそれが広域予備率の低下にも繋がっているという課題が今回明らかになった。
- 一般送配電事業者が調整力を確保できないことは周波数維持義務を果たすという点に支障を及ぼしかねないため、揚水発電の余力をより有効に活用する方策を早急に検討することが必要と考えられる。

【揚水の余力が小さい場合】



【揚水の余力が大きい場合】



課題④：追加供給力対策の実施順位（全体としての取扱い）

41

- 前述の通り、発動指令電源の発動判断順位を変更しているところ、その他の供給力対策を含めて全体的な整理も必要と考えられる。
- 冬季に向けてその他の対策の暫定的な見直しが必要か、さらに恒久的にどのように順位がより望ましいか、以下の観点を踏まえて国と連携して検討を進めていきたい。
 - 安定供給面（予備率8%を維持していくためにどのような対策を実施すべきか）
 - 小売事業者が計画値同時同量を果たすインセンティブ（インバランス料金）との関係性
 - 追加対策の経済合理性（各対策がメリットオーダーに則った発動といえるか）

【現行の主な追加対策の実施順位】



1. 追加供給力対策の実施順位

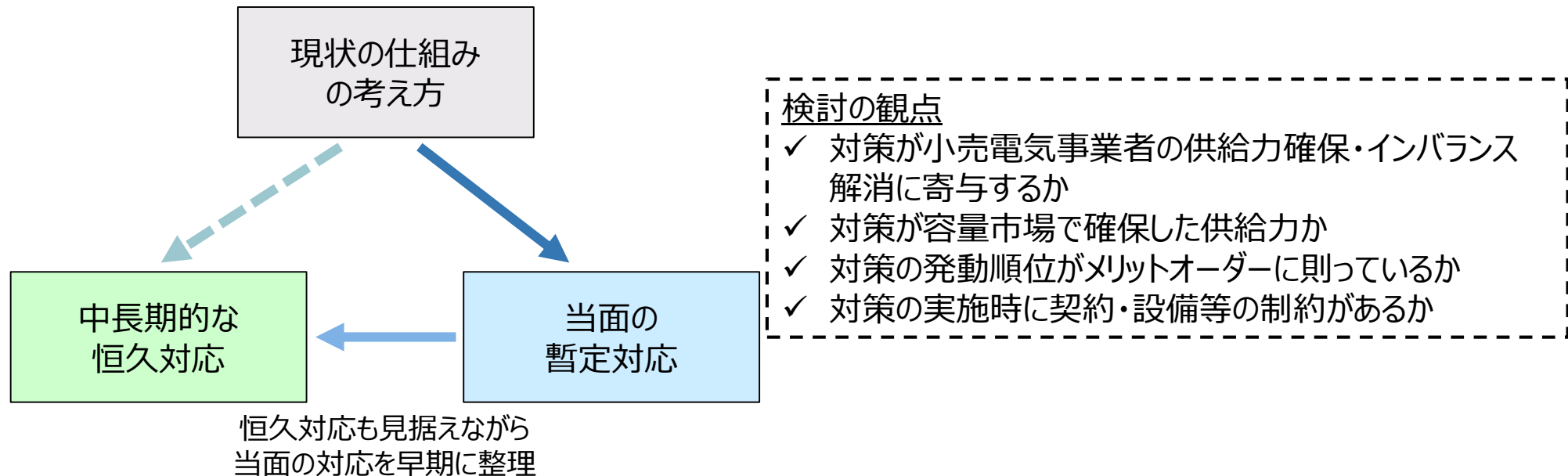
- － 1. 現状の振り返り
- － 2. 恒久対応の検討の方向性
- － 3. 当面の暫定対応

2. 広域予備率の算定

3. 調整力不足時の揚水の余力活用

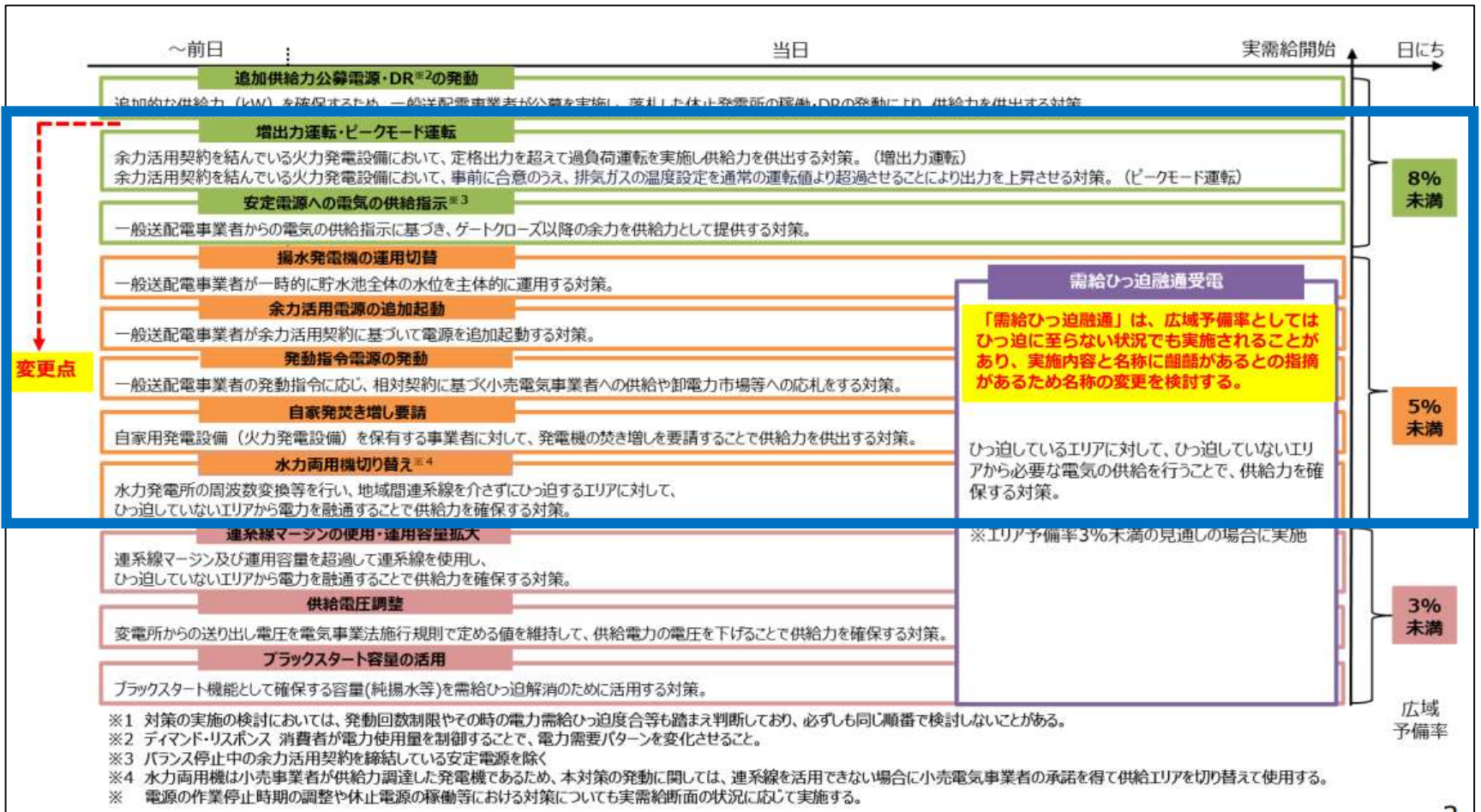
4. まとめ

- 現行制度においては、広域予備率8%未満になる場合は、**容量市場のひっ迫時のリクワイアメントによる市場応札の増加**（発電事業者側の観点）や、**インバランス料金が高騰することによる自発的な同時同量の達成を促す**（小売電気事業者の観点）仕組み（市場メカニズム）としている。
- そのため、一般送配電事業者による追加供給力対策は、市場メカニズムのみでは安定供給が困難な状況であるとされている広域予備率3%（インバランス料金が頭打ちとなる値）を基本としている。
- そのうえで、需給変化リスク等も踏まえ、現状は余力活用電源の追加起動や揚水発電の一時的な運用の切り替えなどの対策実施の基準を広域予備率5%にしている。
- これらの仕組みと足元の状況を踏まえつつ、中長期的にとりえる対応の方向性と当面の対応方針について整理を行った。



- 3%未満の対策は、系統事故時において安定供給上のリスクを伴うものであり、他の対策と異なるリスクがあるため、引き続き3%未満の対策であることを前提とする。
- また追加供給力公募電源・DRは現時点では公募されていないため検討の対象外にする。

検討対象



需給ひっ迫のおそれ時における各事業者の対応について

38

現状の対応

時系列	時点	小売事業者	発電事業者	一般送配電事業者
↓	前週	<ul style="list-style-type: none"> ・需要計画を再検討 ・スポット市場で電源調達 	<ul style="list-style-type: none"> ・電源Ⅱの起動指令による起動準備 ・発電計画の提出 ・スポット市場への応札 	<ul style="list-style-type: none"> ・電源Ⅱ、電源Ⅰの活用による予備率を確保した需給計画の作成 ・電源Ⅱの起動・解列指令
	前々日			
	前日(48点化後)	<ul style="list-style-type: none"> ・需要計画精緻に見直し ・時間前市場で電源調達 	<ul style="list-style-type: none"> ・時間前市場への応札 ・電源Ⅱの起動・並列 	
	当日(GC)	<ul style="list-style-type: none"> ・不足インバランスを発生させない需要・調達計画の提出 		

現状、一般送配電事業者が供給力を電源Ⅰ、Ⅱで補っている状況

容量市場開設後の対応

時系列	時点	小売事業者	インバランス判定	発電事業者	容量市場ペナルティ
↓	前週	<ul style="list-style-type: none"> ・需要計画を再検討 ・スポット市場で電源調達 	無 (行動を促す)	<ul style="list-style-type: none"> ・該当期間のバランス停止機起動準備 ・スポット市場への応札 	無 (行動を促す)
	前々日				
	前日(48点化後)	<ul style="list-style-type: none"> ・需要計画精緻に見直し ・時間前市場で電源調達 	無 (行動を促す)	<ul style="list-style-type: none"> ・該当期間のバランス停止機起動・並列 ・時間前市場への応札 	有
	当日(GC)	<ul style="list-style-type: none"> ・不足インバランスを発生させない需要・調達計画の提出 	有	需給一致	

インバランス料金制度による行動

容量市場のリクワイアメントによる行動

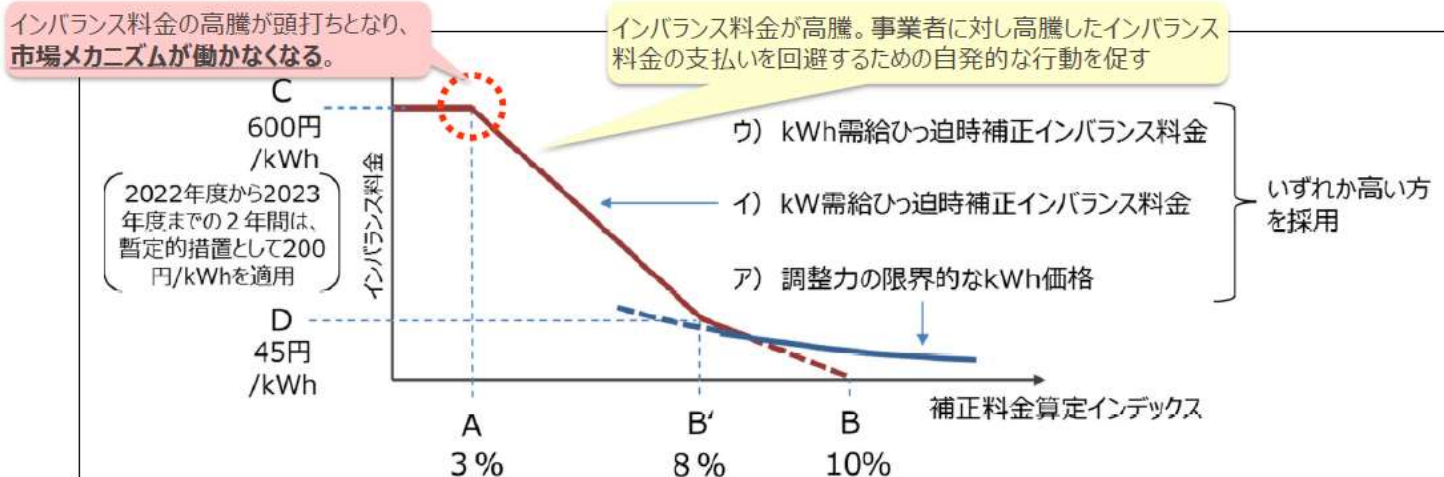
需給ひっ迫のおそれがある場合自ら行動・kWの調達・応札 ※一般送配電事業者は需給調整市場でΔkWの調達。

需給ひっ迫時における追加起動について (3/3)

33

- 現行制度においては広域予備率8%以下が見込まれる場合、容量市場のリクワイアメントにより市場への追加応札（ならびに揚水の最大出力の供出）を促すと同時に、インバランス料金が高騰し、この高騰したインバランス料金の支払いを回避するための自発的な行動を促す仕組みとなっている（同時同量インセンティブ）。
- 言い換えれば、このような仕組みが働かなくなった時点（市場メカニズムのみで対応が困難な状況）と判断することが妥当であり、インバランス料金が頭打ちとなる広域予備率3%を、需給ひっ迫時における追加起動を行う「余力活用契約における緊急時」の定義とすることでどうか。
- 上記より、広域予備率が3%を下回る可能性がある場合にはTSOによる追加起動をできることとし、具体的な運用については、追加起動に要する時間やこの間における需給状況の変化に伴う広域予備率の低下リスク等も踏まえ、2024年度までに検討することとしたい※。

※合わせて、広域機関や国による、TSOや事業者の対応の検証要否も検討することとしたい。



1. 追加供給力対策の実施順位

- － 1. 現状の振り返り
- － 2. 恒久対応の検討の方向性
- － 3. 当面の暫定対応

2. 広域予備率の算定

3. 調整力不足時の揚水の余力活用

4. まとめ

<現状の振り返り> 各対策の特徴について

- 容量市場の落札電源である供給力対策は、電気の供給指示・揚水発電機の運用切り替え・余力活用電源の追加起動・発動指令電源の発動である。
- 直接的に、小売電気事業者の供給力になりえる対策は、発動指令電源の発動・自家発電増し要請である。
- 両者に該当する発動指令電源は優先的に発動することが適切と考えられる一方で、発動回数の上限がある。
- また増出力運転・ピークモード運転※1（以下、オーバーパワー運転等と記載）いずれの観点でも劣後するが、現状では最優先に実施される対策となっている。

※1 増出力運転：火力発電において、一時的に定格出力を超えて過負荷運転を行うもの

ピークモード運転：CCGT（コンバインドサイクル発電）において、一時的に排気ガスの設定温度を通常の設定を超過させることで出力を増加させるもの

項目	現行基準	容量市場の落札電源	電気の授受者	対策発動コストの規模感※2	発動時の制約
オーバーパワー運転等	8%	× 電源そのものは 落札電源となりえる	一般送配電事業者	対策の中では高い (5~200円程度)	機器寿命上の 制約
安定電源への電気の供給指示	8%	○	一般送配電事業者	中間程度	—
揚水発電機の運用切り替え	5%	○	一般送配電事業者	対策の中では安い (切り替え時に即座にコストが生じない)	—
余力活用電源の追加起動	5%	○	一般送配電事業者	起動費用が高い kWhコストは比較的安い	—
発動指令電源の発動	5% (変更)	○	小売電気事業者 または 一般送配電事業者	中間程度	契約上の 回数制約
自家発電増し要請	5%	×	小売電気事業者 または 一般送配電事業者	対策の中では高い (5~145円程度)	発動に時間を 要する
水力両用機の切り替え	5%	—	一般送配電事業者	—	事業者と協議が 必要

※2 数値は特定の状況下での規模感であり、一般的な価格を表すものではない

※3 まず時間前市場で取引され、その売れ残りの取扱い

電源Ⅱのオーバーパワーについて

- 電源Ⅱオーバーパワーは、需給ひっ迫時等において、一般送配電事業者の指令に従い定格出力を超えた発電を行うものであり、広域予備率が8%を下回る見通しの時に指令することとされている。
- また、電源Ⅱオーバーパワーの単価は、電源Ⅱ契約に基づきV4単価として予め単価登録されている。

※単価はあらかじめ把握できるものの、供出量をあらかじめ登録することが困難なことから、メルットオーダーリストには組み込まれておらず、補正インバランス料金の中で算定されていたもの。

- 2022年度の単価は、5円/kWh～200円/kWh程度と価格差が大きい。

2022年度の電源Ⅱのオーバーパワーの登録単価

	最低単価 (円/kWh)	最高単価 (円/kWh)
北海道エリア	約10	約30
東北エリア	約5	約75
東京エリア	約20	約80
中部エリア	約80	約80
北陸エリア	約5	約130
関西エリア	約15	約200
中国エリア	約10	約25
四国エリア	約5	約20
九州エリア	約5	約20

17

自家発電増しについて

- 自家発電の増しは、需給ひっ迫時等において、一般送配電事業者の要請に応じ、供給力を増加させる目的で発電計画以上の出力を上げるもの。
- 2020年度～2022年度の自家発電の増しによる稼働実績のコストは、以下のとおりエリアや時期によってばらつきがあった。

		最低単価 (円/kWh)	最高単価 (円/kWh)	加重平均単価 (円/kWh)
2021年1月～2月	東京エリア	約60	約140	約75
	中部エリア	約45	約125	約90
	関西エリア	約5	約145	約70
	四国エリア	1ユニットのみの増し増しであるため非公表。		
2022年1月	東京エリア	約45	約65	約55
2022年2月	東京エリア	約50	約70	約65
2022年3月	東京エリア	約50	約90	約65
2022年6月～7月	東京エリア	約50	約105	約65

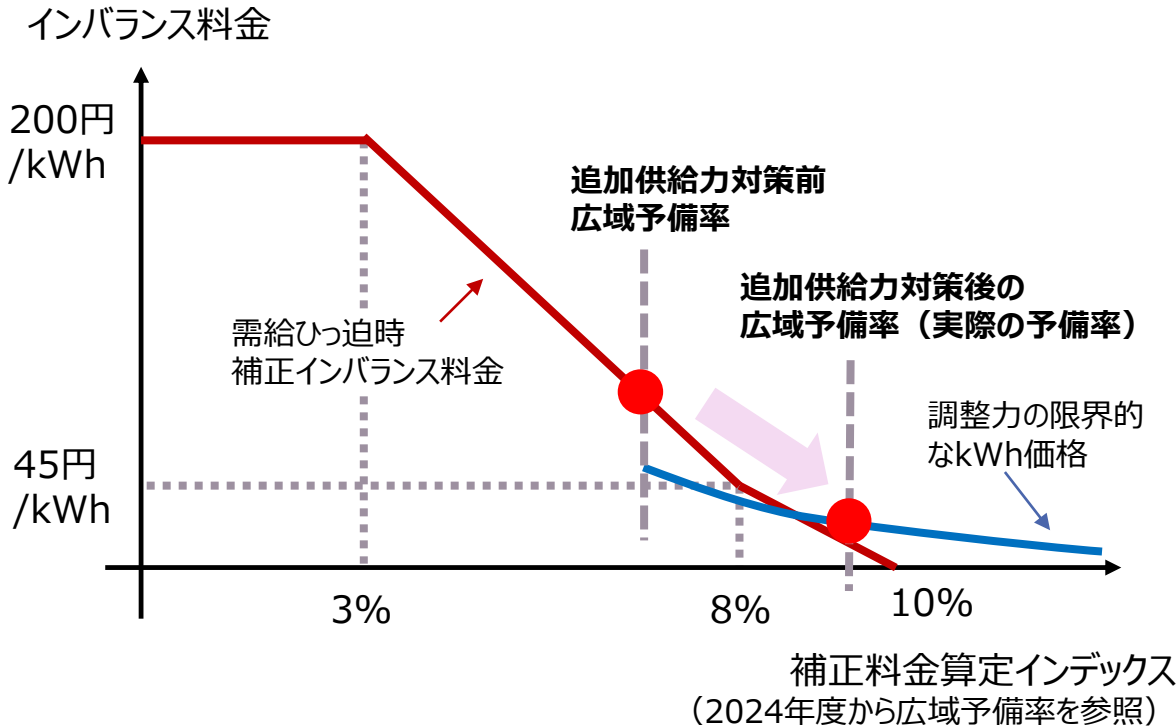
※ユニットごとに稼働期間中の平均単価を比較するとともに、エリアごとに稼働した全ユニットの加重平均単価を算出したもの。

20

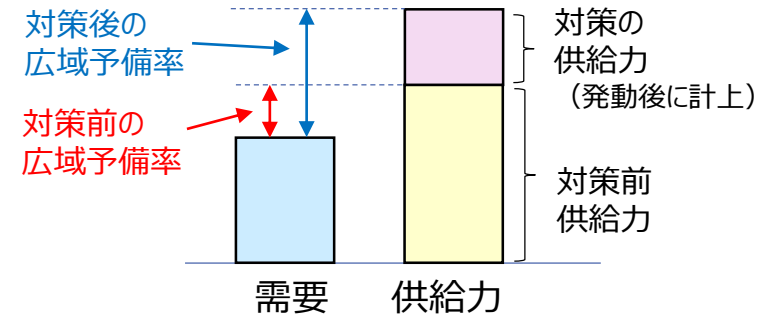
インバランス料金、広域予備率との関係性（その1）

- インバランス料金は『調整力の限界的なkWh価格』を引用しつつ、需給ひっ迫時に追加供給力を引き出すインセンティブの面からインバランス料金を上昇させる仕組みとして『需給ひっ迫時補正インバランス料金』を導入している。
- 需給ひっ迫の判定指標は『補正料金算定インデックス』であり、また今年度よりこれは広域予備率となった。
- なお、追加供給力対策を実施した場合、その供給力を広域予備率に反映するため広域予備率が回復する。
- そのため、インバランス料金の決定要因が需給ひっ迫時の補正インバランス料金単価から調整力の限界的なkWh価格に変わり安価になるため、小売電気事業者の計画値同時同量のインセンティブを弱めることになる。

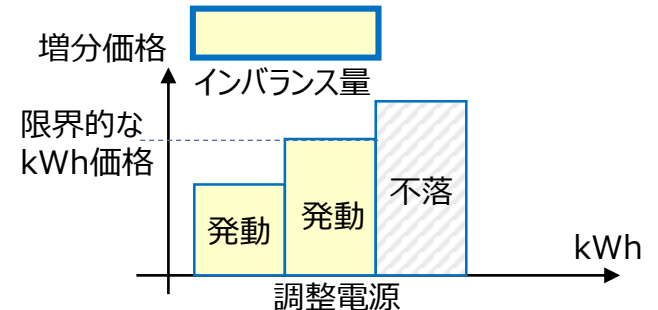
追加供給力対策によるインバランス料金の変化



追加供給力対策による広域予備率の変化



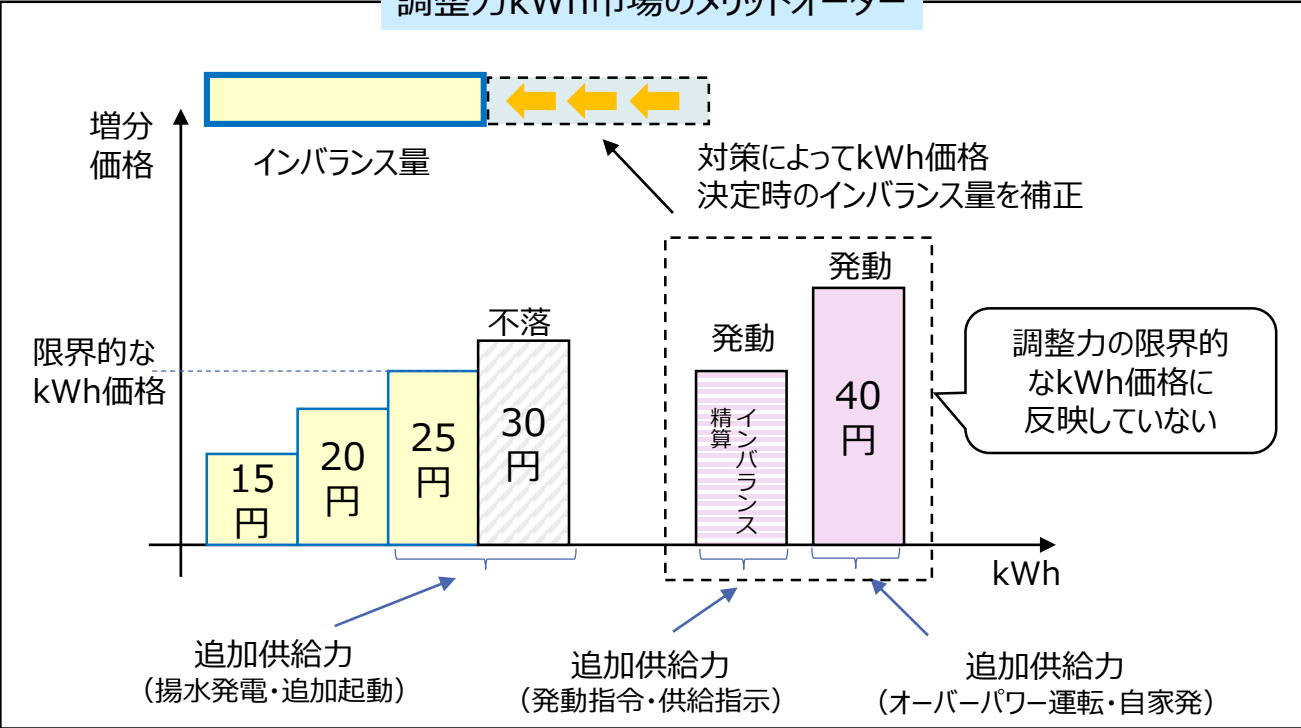
調整力kWh市場のメリットオーダー



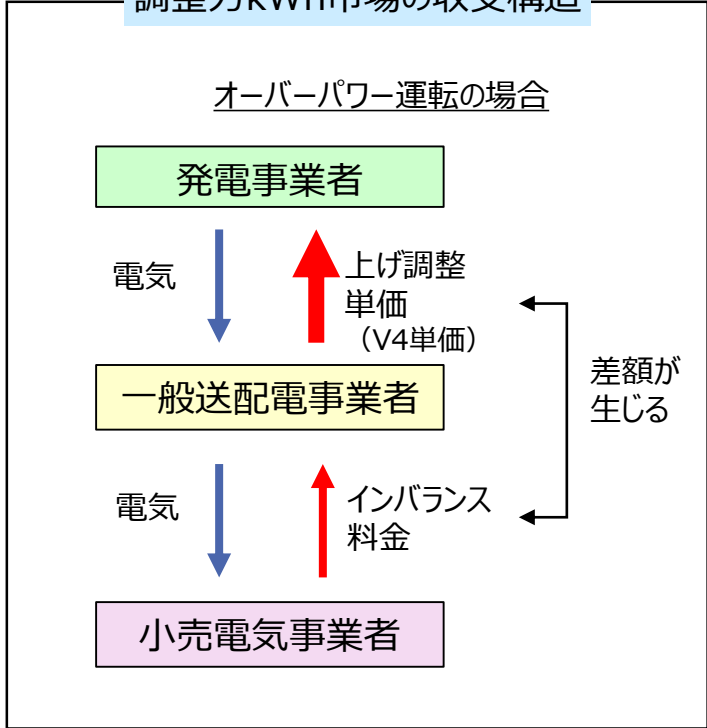
インバランス料金、広域予備率との関係性（その2）

- 調整力kWh市場のメリットオーダー上の扱いは、追加供給力対策によって異なっている。
- 現状の仕組みは、オーバーパワー運転等や自家発焚き増し要請は発動した場合においても調整力の限界的なkWh価格には反映していない。
- この点は前述の広域予備率の回復が与える影響に加えて追加供給力対策実施時にインバランス料金が低下し、小売電気事業者の計画値同時同量のインセンティブを弱めることになる。
- また、調整力kWh市場の収支構造として、インバランス料金より追加供給力対策の発電コストが高くなることは一般送配電事業者の収支の観点でも課題があると考えられる。

調整力kWh市場のメリットオーダー



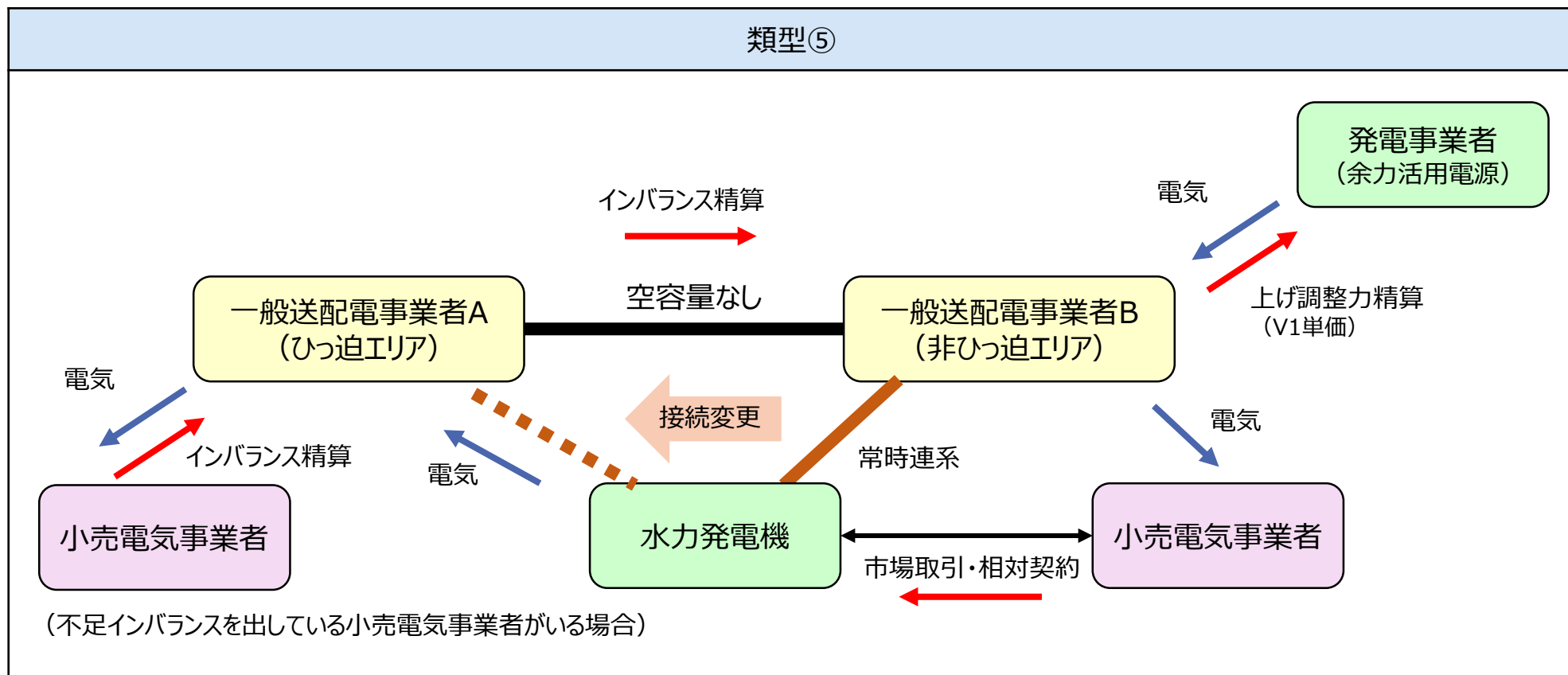
調整力kWh市場の収支構造



■ **電気の供給指示、発動指令電源、揚水発電の運用切替、余力活用電源の追加起動、オーバーパワー運転等、自家発電き増し要請**については、以下の四つの類型にまとめられる。

	類型①	類型②	類型③	類型④
対象	電気の供給指示 発動指令電源※1 ※1 時間前市場等でまず取引され売れ残りは余剰インバランスとして活用	揚水発電の運用切り替え 余力活用電源の追加起動	オーバーパワー運転等	自家発電き増し要請※2 ※2 時間前市場等に供出されることもある
メリット オーダー の扱い	反映しない	反映する	反映しない	反映しない
精算 イメージ	<p>時間前市場等</p>	<p>※3 余力活用電源の追加起動の場合</p>		<p>時間前市場等</p>

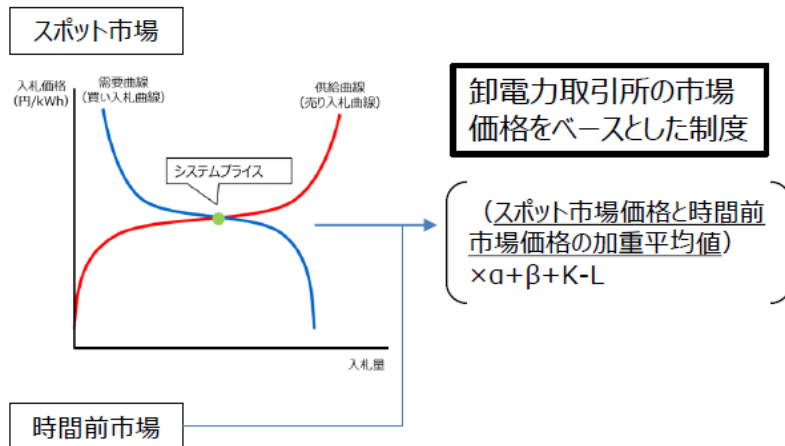
- つぎに、前述の対策と異なる性質を持つ一般送配電事業者間での対応となる**水力両用機切替**は以下のイメージとなる。



インバランス料金制度について

- インバランスを発生させた者に合理的な負担を求めるため、2022年度から新たなインバランス料金制度を導入。
- また、需給ひっ迫時には、追加供給力を引き出すためのインセンティブ確保の観点から、**インバランス料金が上昇する仕組みとして、「需給ひっ迫時補正インバランス料金」を導入している。**

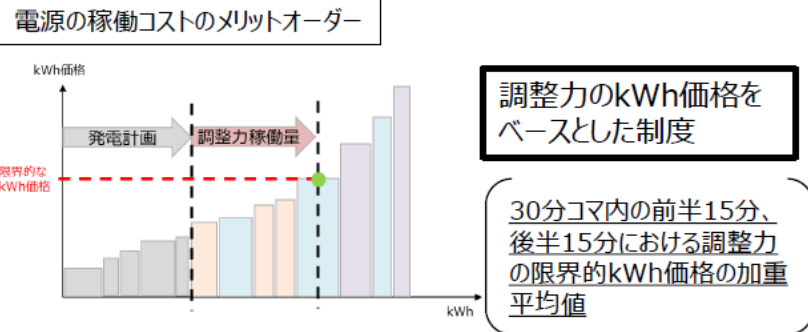
2022年度以前のインバランス料金制度



課題

- ① 系統全体の需給バランスを一致方向に促すインセンティブが弱い。
- ② 一般送配電事業者は、インバランス料金では調整コストを十分に回収できない。

現行のインバランス料金制度



更に需給ひっ迫時には、インバランス料金が上昇する仕組みを導入（補正インバランス料金）。

対応

- ① 系統利用者に対し、系統全体の需給バランスを一致方向に促すインセンティブを付与。
- ② 調整力のkWh価格をインバランス料金に反映することで、一般送配電事業者は、需給調整コストを回収可能。

- 2023年度以前は、広域予備率と補正料金算定インデックスの供給力計上に関して、揚水発電や緊急時の自家発電等の扱いに相違があった。
- その後、広域予備率の算出方法が一般送配電事業者で統一されたことなどにより、2024年度より補正料金算定インデックスは広域予備率を参照している。

補正料金算定インデックスと予備率の相違について

- 補正料金算定インデックスと広域予備率の相違は、供給力の計上方法にある。
- **調整電源として使用される水力発電所**については、最大出力と比較して上池（貯水池）の貯水量が小さい揚水発電について、広域予備率においては、貯水量から発電電力量を算定した上で当日の予備率が一定になるように各時間帯の発電電力量を割り付けるのに対し、補正料金算定インデックスでは、3時間で貯水量を使用することを基本として発電電力量を割り付ける【次頁参照】。
- **緊急時の自家発電**については、広域予備率では発動を決めた時点から供給力として織り込むが、補正料金算定インデックスでは供給力に織り込まないこととしている。

		広域予備率	補正料金算定インデックス
調整電源	火力等	起動並列している電源の最大出力を計上	同左
	一般水力	貯水量を基礎に発電電力量を算定し、時間帯ごとの計画発電電力量を供給力として織り込んだ上で、当日の各時間帯の予備率が一定となるように発電電力量余力を割り付ける。	以下2つの値のうち、小さいものを各時間帯ごとに算定 ①設備の最大出力 又は ②BGの発電計画値に加えて、想定貯水量を3時間で使用する想定した際の発電電力量
	揚水発電	貯水量を基礎に発電電力量を算定し、時間帯ごとの計画発電電力量を供給力として織り込んだ上で、当日の各時間帯の予備率が一定となるように発電電力量余力を割り付ける。	以下2つの値のうち、小さいものを各コマごとに算定 ①設備の最大出力 又は ②BGの発電計画値に加えて、想定貯水量を3時間で使用する想定した際の発電電力量
非調整電源	火力・原子力・一般水力・揚水発電等	発動計画値を計上	同左
	太陽光・風力	気象予測に基づく出力想定値	同左
電源1'		発動を決めた時点で反映可能なコマから計画に反映する。	同左 ※電源1'の単価は、調整力の限界的なkWh価格に反映する供給力には織り込まない。 ※緊急時自家発電等の単価は、調整力の限界的なkWh価格に反映しない
緊急時自家発電		発動を決めた時点で反映可能なコマから計画に反映する。	同左
マージン解放・運用容量拡大		受電側：供給力計上 送電側：供給力減少 (※)	同左

※ 広域ブロックの変化により供給力が増減する場合もある

追加供給力の算定方法の変更

- 自家発電の増しや電源Ⅱのオーバーパワーといった追加供給力について、補正料金算定インデックスでは供給力には計上していない一方で、広域予備率では発動を決めた時点から供給力として織り込むこととしている。
- 補正料金算定インデックスにおいて追加供給力を供給力に計上しなかった理由は、需給状況によっては追加供給力がメリットオーダーに則った稼働にならないことや、追加供給力の費用が後日決定されるといった事情等があったためであり、このため、インバランス料金カーブ上の価格として反映させない一方で、供給力としても算定しないという整理をしたものである。
- そのため、補正インバランス料金の算定の基礎として広域予備率を使用した場合、追加供給力が供給力に計上されている範囲におけるインバランス料金価格の水準が問題となる。

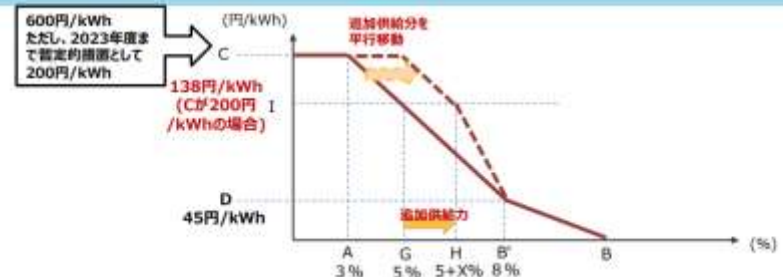
14

補正インバランス料金カーブの追加補正について

- 補正料金算定インデックスにおいて追加供給力が供給力として織り込まれていないことを踏まえれば、従前の料金水準を維持するためには、(A) 補正インバランス料金カーブを追加補正することも考えられる。

※広域予備率5%を下回る見通しの時に自家発電が増しが行われるのであれば、予備率5%の時の補正インバランス料金138円/kWhが自家発電増し時の電気の価値と考えることもできる

- 他方で、2022年3月の東日本における電力需給ひっ迫において、自家発電の増しは5万kW程度であり、当該期間中のピーク需要の0.1%程度、低負荷時間帯の0.2%程度であった。また、こうした自家発電の増しの量、単価や、稼働時間帯については、需給ひっ迫の状況によっても変わりうると思われることから、(B) 補正インバランス料金カーブの追加補正は不要と考えられる。



21

出所) 第84回制度設計専門会合 (2023年4月25日開催) 資料8より抜粋
https://www.emsc.meti.go.jp/activity/emsc_system/pdf/084_08_00.pdf

- 制度設計・監視専門会合において、2025年度以降の補正インバランス料金のC値・D値の検討が進められている。

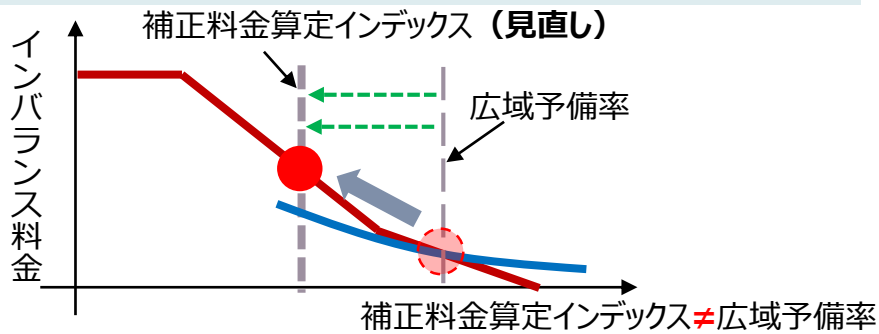
今後のC値及びD値の検討にあたっての視点

- 今後、2025年度以降の補正インバランス料金のC値及びD値の検討をキックオフするにあたり、どのような視点で行っていくことが適当か。例えば、以下のような検討の視点が考えられるか。
 - 計画値同時同量達成のためのインセンティブ
 - 卸電力市場の競争状況、小売事業者のリスク回避手段
 - スポット市場価格への影響
 - 電源投資・DRの促進
 - 上げ余力がない時の追加供給力確保の在り方 等
- 他に検討すべき視点はありますか。

1. 追加供給力対策の実施順位
 - － 1. 現状の振り返り
 - － 2. 恒久対応の検討の方向性
 - － 3. 当面の暫定対応
2. 広域予備率の算定
3. 調整力不足時の揚水の余力活用
4. まとめ

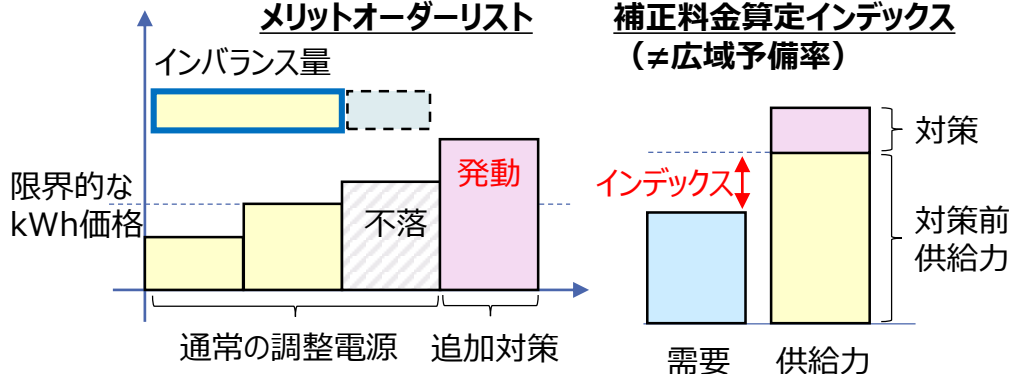
- 現状の仕組みでは、追加供給力対策によってインバランス料金が電気の価値に対して安価になりやすく、小売電気事業者が計画値同時同量を果たすインセンティブを弱めてしまう可能性がある。
- そのため、インバランス料金の算定においては追加供給力対策を考慮しない指標とすることや、追加供給力対策を調整力の限界的なkWh価格の決定に反映することも考えられるか。
- この点については、インバランス料金制度に関わるため、その他にとりえる対策があるかということも含めて引き続き、電力・ガス取引監視等委員会とも連携しながら検討を進めていく。
- またそのうえで、追加供給力対策の実施判断基準の考え方を各対策の特徴を考慮しながら整理を進めていく。

恒久対策の一例（指標の見直し）

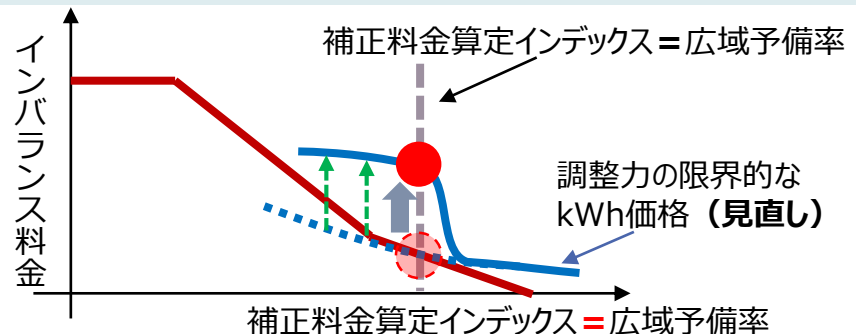


メリットオーダーリスト

補正料金算定インデックス （≠広域予備率）

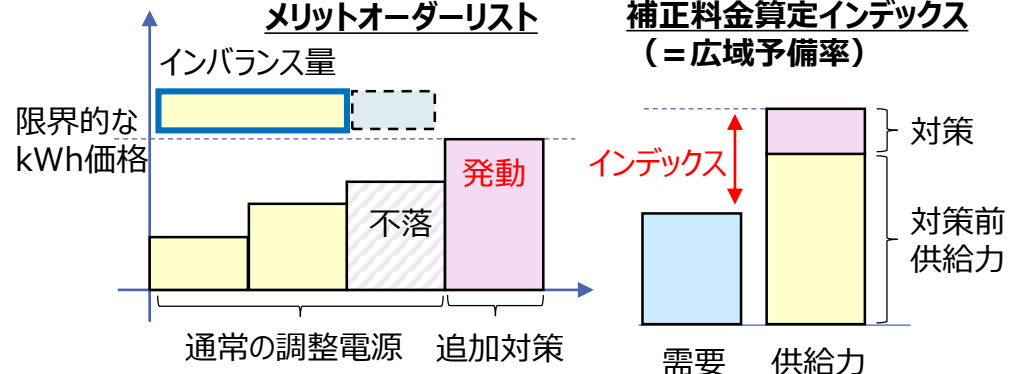


恒久対策の一例（限界的なkWh価格の見直し）



メリットオーダーリスト

補正料金算定インデックス （= 広域予備率）



1. 追加供給力対策の実施順位

- － 1. 現状の振り返り
- － 2. 恒久対応の検討の方向性
- － 3. 当面の暫定対応

2. 広域予備率の算定

3. 調整力不足時の揚水の余力活用

4. まとめ

- 恒久対策は制度変更に向けた詳細検討やシステム改修を伴う対策であり、早期の導入は困難である。
- そのため、現状のシステムを前提にした対応策の検討が必要である。
- まずオーバーパワー運転等は、高コストかつ設備上の制約もあるため、暫定対応の一つとして、その発動基準は5%未満に変更することが合理的である。これにより、8%未満時の対策は電気の供給指示のみとなる。
- 電気の供給指示は、余力活用契約を締結していない安定電源に限られるため、その効果量は小さく、広域予備率8%未満となる時間が継続することも考えられる。
- そのため、揚水発電機の運用切り替えおよび余力活用電源の追加起動の判断基準の変更について検討を行った。

項目	現行基準	暫定対応案
オーバーパワー運転等	8%	5%
安定電源への電気の供給指示	8%	8%
揚水発電機の運用切り替え	5%	5%
余力活用電源の追加起動	5%	5%
発動指令電源の発動	5%	5%
自家発電増し要請	5%	5%
水力両用機の切り替え	5%	5%

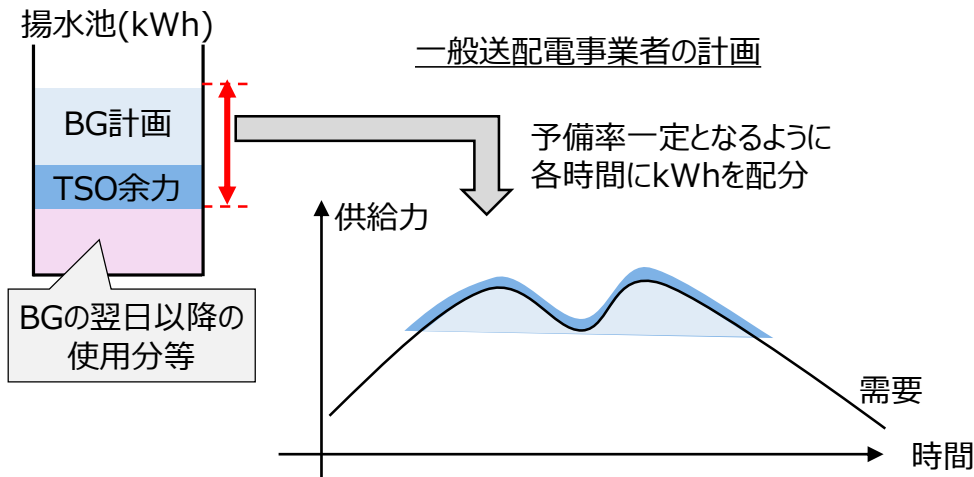
判断基準を
改めて検討

- 揚水発電の運用切り替えを行う場合、活用可能になった余力を予備率一定となるように各時間にkWhを配分する。
- 他方で、運用を切り替えた時点で即座に供給力として発電されるわけではない。
- つまり、運用切り替えによって生じた余力が実際に電気として発動されるのは、予備率が非常に低下した状況下と考えられ※、発動基準を5%から8%に変更によって生じる経済コストは変わらないと考えられる。
- そのため、揚水発電の運用切り替えを8%に変更することは合理的な対応と考えられる。

※ 揚水発電はあらかじめポンプアップした水を活用して発電するものであり、ポンプアップ時に電力損失が生じるため火力等の調整電源と比較して上げ調整単価（V1単価）が高く、メリットオーダー上劣後する

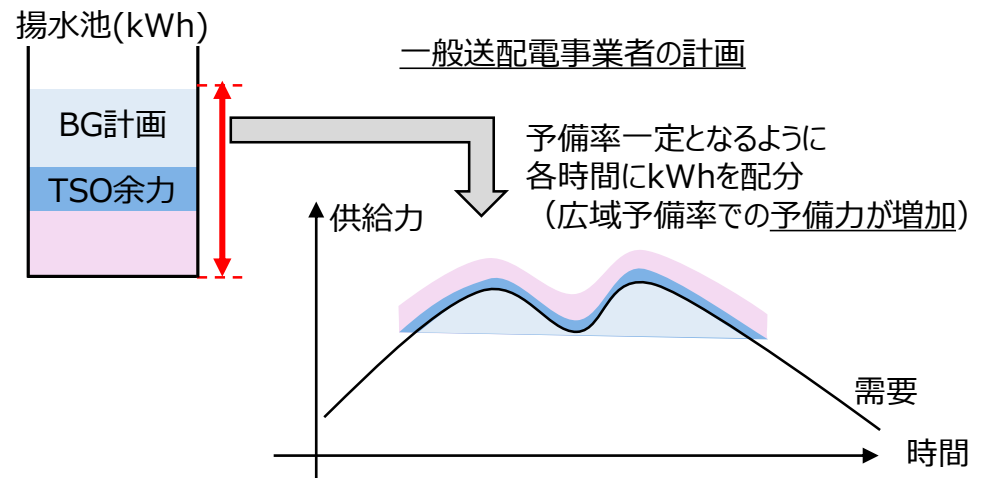
揚水事業者の計画

【運用切り替え前】

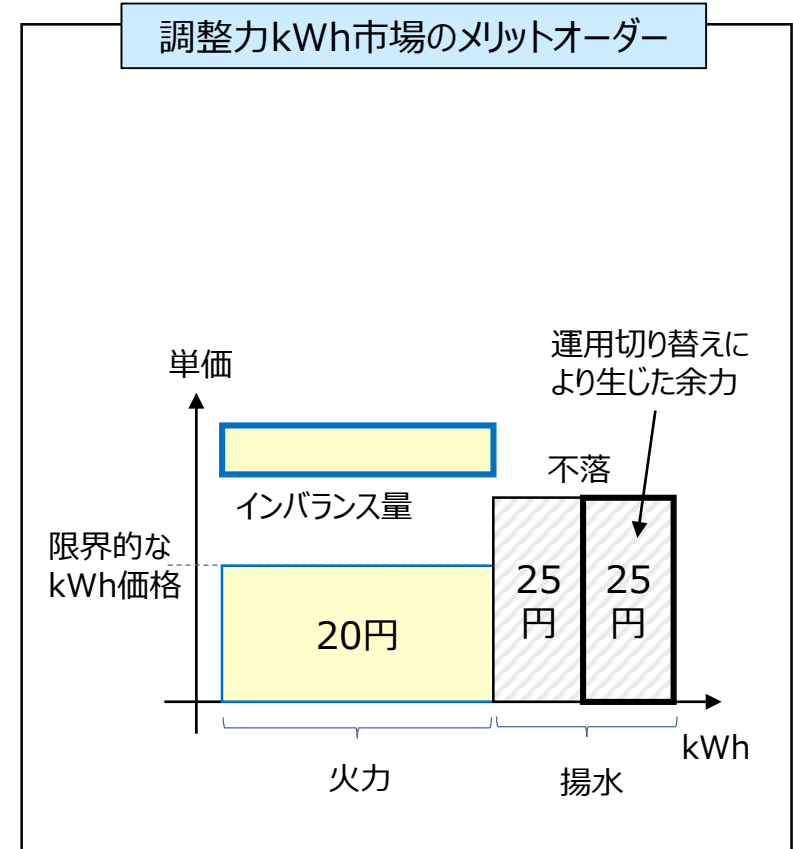
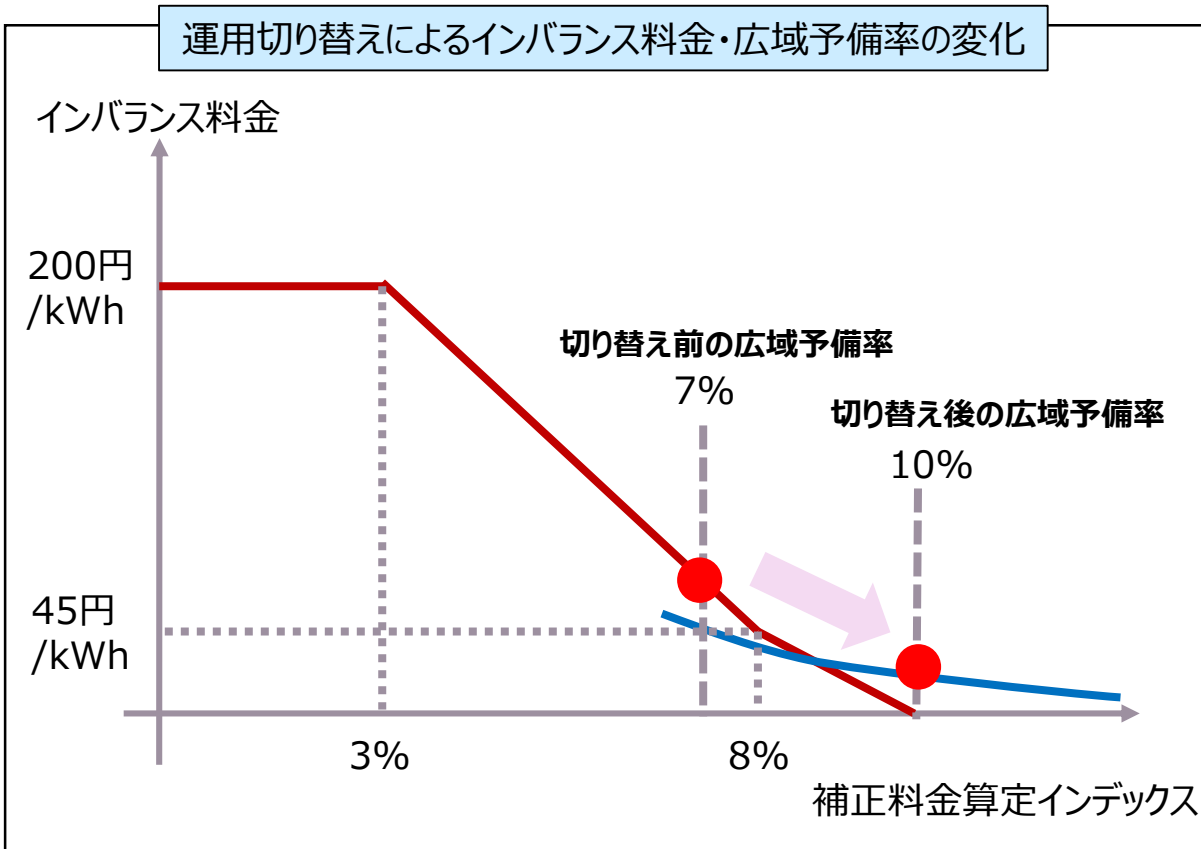


揚水事業者の計画

【運用切り替え後】



- 揚水発電機の運用切り替えはエリアによっては予備率に大きな影響をもたらすことがある。
- そのため、インバランス料金が安価になるため、小売電気事業者の計画値同時同量のインセンティブの観点からは8%を発動基準にすることはデメリットがあることは留意が必要である。
- 逆に、揚水発電の設備量が少ないエリアや、揚水事業者から一般送配電事業者提供される余力が現状において大きいエリアでは本対応の効果は限定的である面もある。

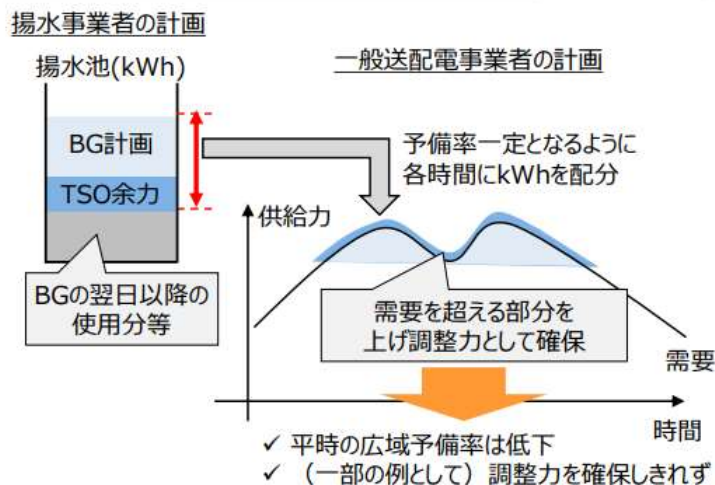


【No. I - 3】揚水発電の余力の範囲の影響

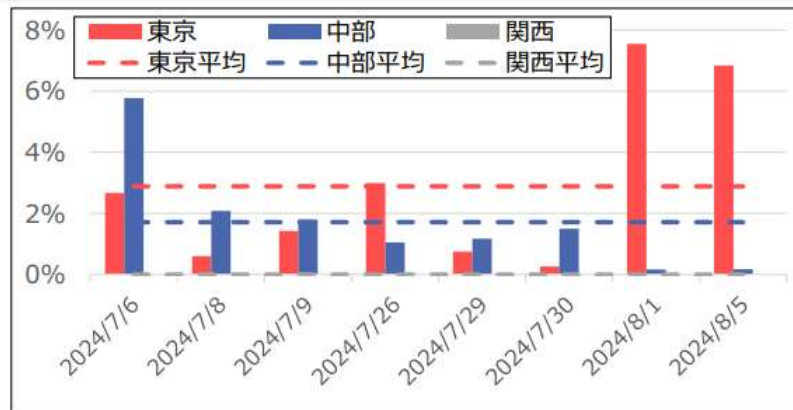
翌日・当日計画 11

- 揚水発電は、2024年度から調整力提供者が通知する余力の範囲で運用を行っている。**余力の範囲が小さい場合には、昨年度以前と比較して予備力も減少することになる。**そこで、余力の範囲による予備率の影響を分析した。
- その結果、最も影響の大きい東京エリアではエリア予備率に対し、平均して3%程度最大で7~8%程度低下する影響があったが、関西エリアでは影響がなかった。
- この背景には、各調整力提供者の余力の範囲に関する考え方の違いがあると考えられ、調整力提供者へのヒアリング・アンケートを通じ、確認を進めているところ。

揚水発電の余力範囲が小さい場合のイメージ



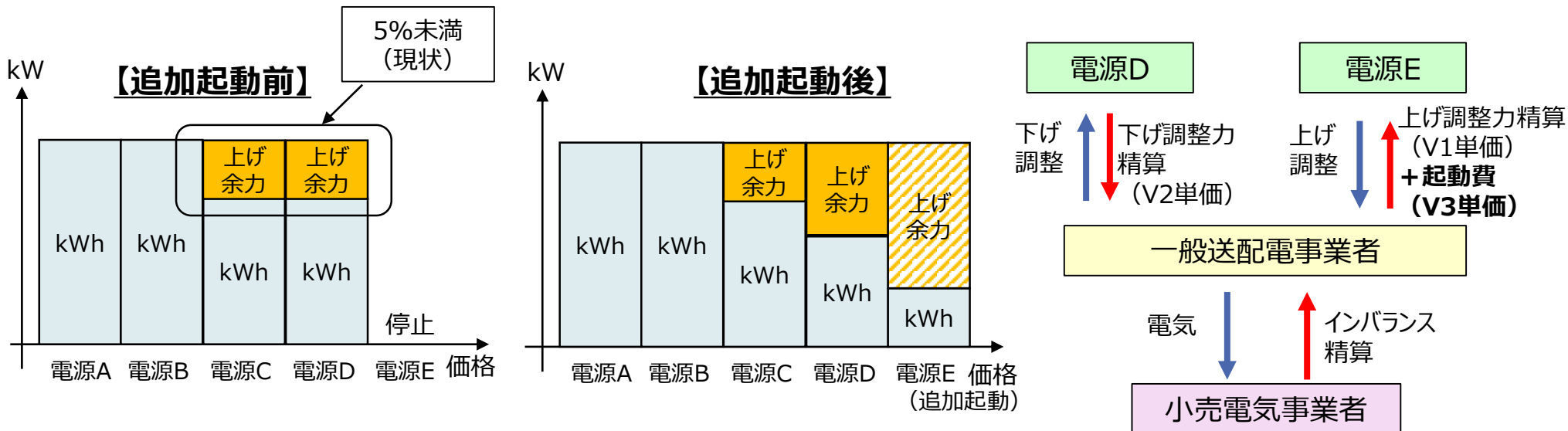
翌日計画における余力範囲のエリア予備率への影響 (最小予備率時)



集計期間：4月1日～8月31日の翌日計画で3エリア共通して供給力提供通知が発信された日

- つぎに、余力活用電源の追加起動の発動順位を変更した場合について検討した。
- まず追加起動を行うときのイメージは下図の通り、電源Eを追加起動・電源Dの下げ調整を行うことになる*。
- この時、電源Eの起動に係るコスト（起動費 + 最低出力費用）は高いため、追加起動の発動基準を5%から8%に変える場合に生じる経済コストは揚水発電機の運用切り替えに比較して劣後すると考えられる。
- 他方で、第101回調整力等委員会で報告した通り、広域予備率低下時には多くの余力活用電源が市場メカニズムによって起動が行われている。さらに、需給ひっ迫時の対応とは別に、一般送配電事業者は調整力を確保するための対応として必要であれば余力活用電源の追加起動も行っている。
- それらの点を考慮すると、判断基準を変更したとしても、電源の起動態勢に大きな違いはないと考えられることから、余力活用電源の追加起動についても判断基準を5%から8%に変更することも一定程度合理性があると考えられる。

* そのうえで、調整力kWh市場でメリットオーダーに基づき出力配分を行う



- 追加供給力対策が実施された日において、発電事業者の計画として、東京エリアではほぼすべての発電機が起動し、中部・関西エリアでは一部（5%程度）のバランス停止機があった。
- ただし、発電事業者の計画上でバランス停止となっていた発電機についても、一般送配電事業者による調整力確保の対応として、起動可能なバランス停止機は、ほぼ起動していた。

【No. II - 1】各通知による供給力の変化

翌日・当日計画 13

- 供給力提供通知による東京・中部・関西エリアの発電事業者の行動を分析した。
- 表1によれば、おおむね供給力が増加する方向で発電計画が変更されていることが確認された(3エリア平均67%)。その際に、小売事業者の不足インバランスとは関連がなかった。
- 表2によれば、追加供給力対策が実施された日の東京エリアでは、ほぼ全ての発電機が並列している一方で、中部・関西エリアでは5%程度のバランス停止機が残っていた。

表1. 一般送配電事業者が計上する供給力の増加を伴う発電計画の変更^{※1}の頻度（容量市場に落札された電源を対象）

パターン	小売BGの 不足インバランス	一般送配電事業者による 電源起動後の調整力不足	東京	中部	関西
①	あり	あり	88%(44/50コマ)	-	-
②	あり	なし	-	43%(18/42コマ)	80%(43/54コマ)
③	なし	あり	70%(62/88コマ)	-	-
④	なし	なし	100%(1/1コマ)	59%(23/39コマ)	49%(24/49コマ)

表2. 追加供給力対策が実施された日のGC計画のバランス停止機の平均量
（容量市場に落札された余力活用契約を締結する電源を対象）

パターン	小売BGの 不足インバランス	一般送配電事業者による 電源起動後の調整力不足	東京	中部	関西
①	あり	あり	0.5% ^{※2}	-	-
②	あり	なし	-	5.8% ^{※2}	4.5% ^{※2}
③	なし	あり	0.3% ^{※2}	-	-
④	なし	なし	-	-	4.5% ^{※2}

※1 余力活用契約を締結する電源については稼働電源の発電上限値（ただし揚水発電を除く）、それ以外の電源については発電計画値の合計を評価

※2 各エリアのH3需要に対する比率（参考）7,8月H3需要：東京5,395万kW、中部2,409万kW、関西2,647万kW

集計期間：4月1日～8月31日の翌日計画の供給力提供通知発信コマ

- 需給調整市場で必要な調整力が調達できない場合等に限っては、安定供給に支障が生じないよう、緊急時の余力活用として電源の追加起動を認めている。

必要な ΔkW が市場で調達できない場合における追加起動について

35

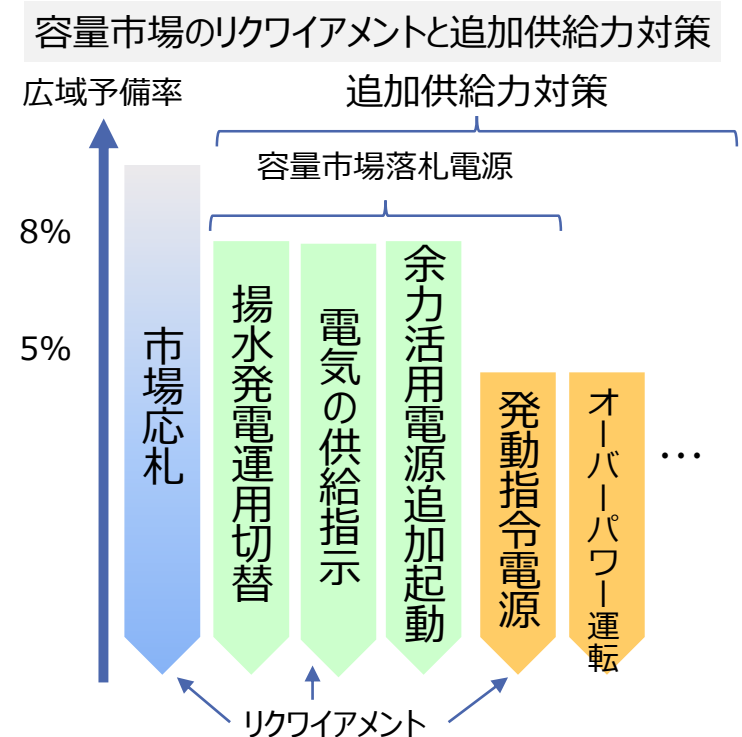
- 必要な ΔkW が市場で調達できない場合は、余力活用契約による電源の追加起動を許容することが整理されている一方、現在のように、 ΔkW 未達（三次①）が継続的に発生している状況でも許容するのかは論点の一つ。
- この点、 ΔkW 未達の問題は、大きく「応札不足」と「調達不足」に分けられ、「応札不足」は競争が不十分といった市場環境上の問題であり、「調達不足」は調整力が不足することに伴う安定供給上の問題であることから、それぞれ対応のアプローチは異なると考えられる。
- このうち、余力活用契約における追加起動は ΔkW 調達不足への対応（セーフティネット）になると考えられることから、応札不足に対する対応が最大限図られるという前提※で、スポット市場における小売供給力確保後は、余力活用契約による電源の追加起動を認めることとしてはどうか。
※引き続き、資源エネルギー庁、電力・ガス取引監視等委員会と連携して検討の上、別途報告させていただく。
- また、これらは市場外での調達になることから、合理的（経済的）に行われるための検討（安価な順に広域調達を行う仕組み等）については、引き続き一般送配電事業者と連携して、行っていきたい。

- それぞれの見直しの特徴を踏まえた当面の暫定的な対応として、揚水発電機の運用切り替えおよび余力活用電源の追加起動のいずれも8%で実施に変更することとしてはどうか。
- ただし、市場メカニズムによる需給対応を基本とするために、まずは翌日計画公表以降に限る対応としてはどうか※1。
- なお、5%未満の対策は、現行順序をベースにしつつ、経済合理性・設備上の制約の観点から、オーバーパワー運転等は基本的に発動指令電源の発動後に行うこととしてはどうか。
- また、8%未満の対策は、経済コストの観点、発電事業者・一般送配電事業者双方の実務的負担等を考慮して、基本的に揚水発電機の運用切り替え、電気の供給指示、余力活用電源の追加起動の順に行うこととしてはどうか。

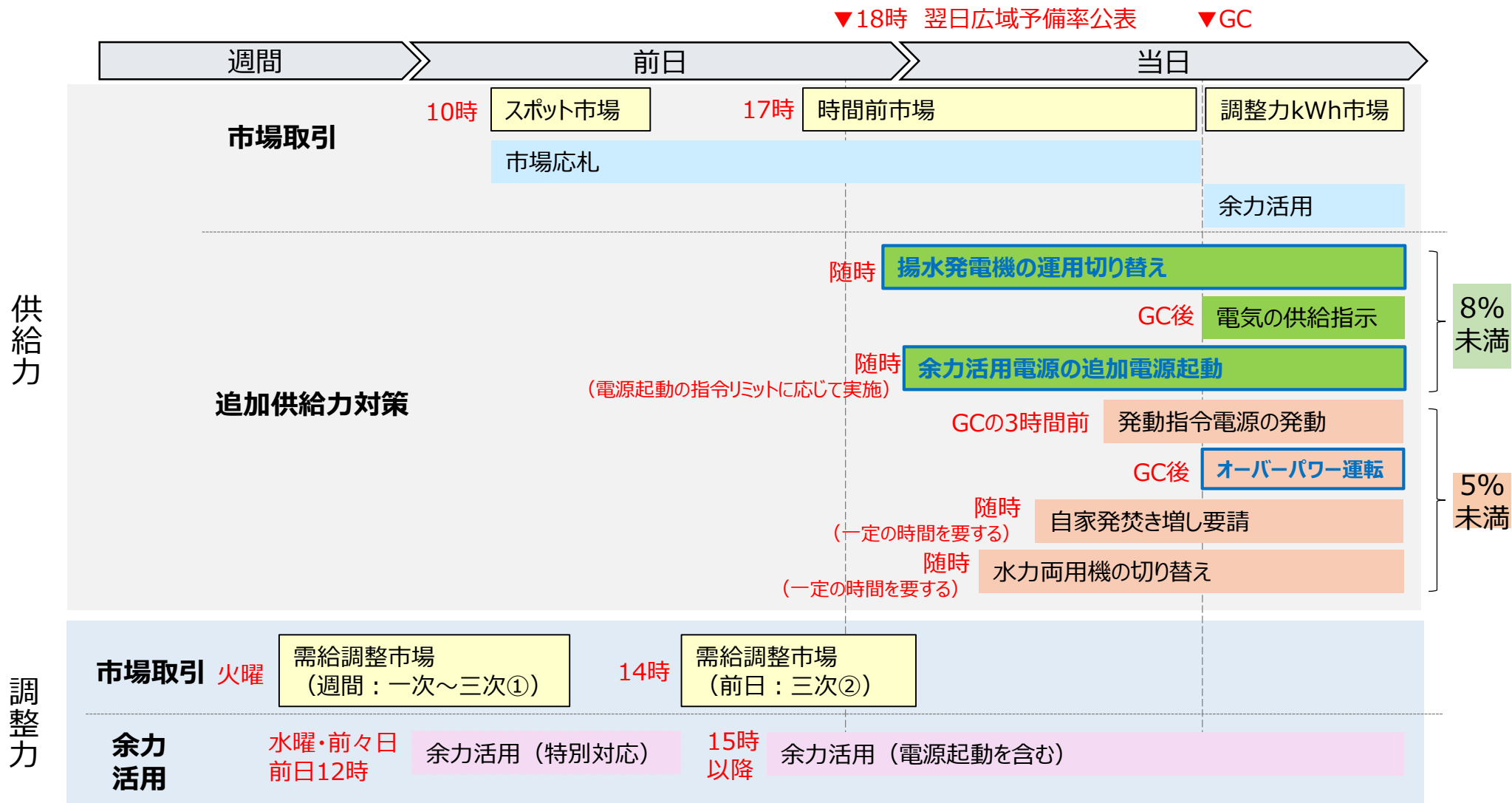
※1 過度な追加対策の実施とならないよう、広域機関と一般送配電事業者間で需給状況を勘案し必要な発動量を確認のうえで実施する

項目	現行基準	暫定対応
オーバーパワー運転等	8%	5%
安定電源への電気の供給指示	8%	8%
揚水発電機の運用切り替え	5%	8%
余力活用電源の追加起動	5%	8%
発動指令電源の発動	5%	5%
自家発電き増し要請	5%	5%
水力両用機の切り替え	5%	5%

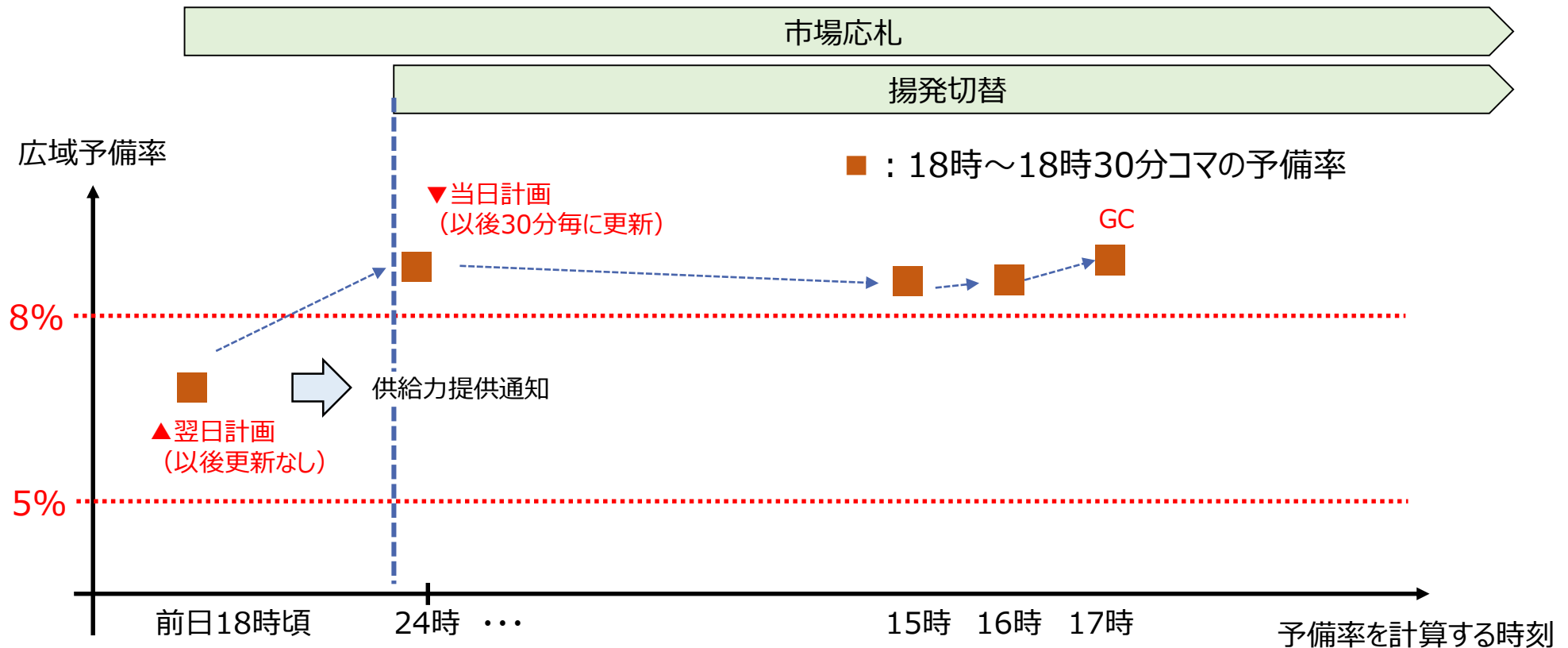
(補足) 対策の実施は、実施に要する時間や需給状況等を踏まえて判断するため、必ずしもこの順位によらない



- 広域予備率低下時（8%未満）の対策のイメージは時系列と併せて整理すると以下の通りになる。（青字変更）
- この暫定対応の運用状況を確認しつつ、今後の中長期的な対応の方向性の検討を進めることにしたい。



- 揚水発電の運用切り替えを8%未満とした場合において、翌日計画の広域予備率が8%未満になったときの予備率が変化するイメージを記載した。
- 予備率の変化幅はその時々々の需給状況、池水位、事前の余力の範囲によっては、18時に公表する翌日計画の予備率（切り替えを判断する予備率）から、次の更新である当日計画の予備率で大きく上昇する場合もある。



1. 追加供給力対策の実施順位
 - － 1. 現状の振り返り
 - － 2. 恒久対応の検討の方向性
 - － 3. 当面の暫定対応

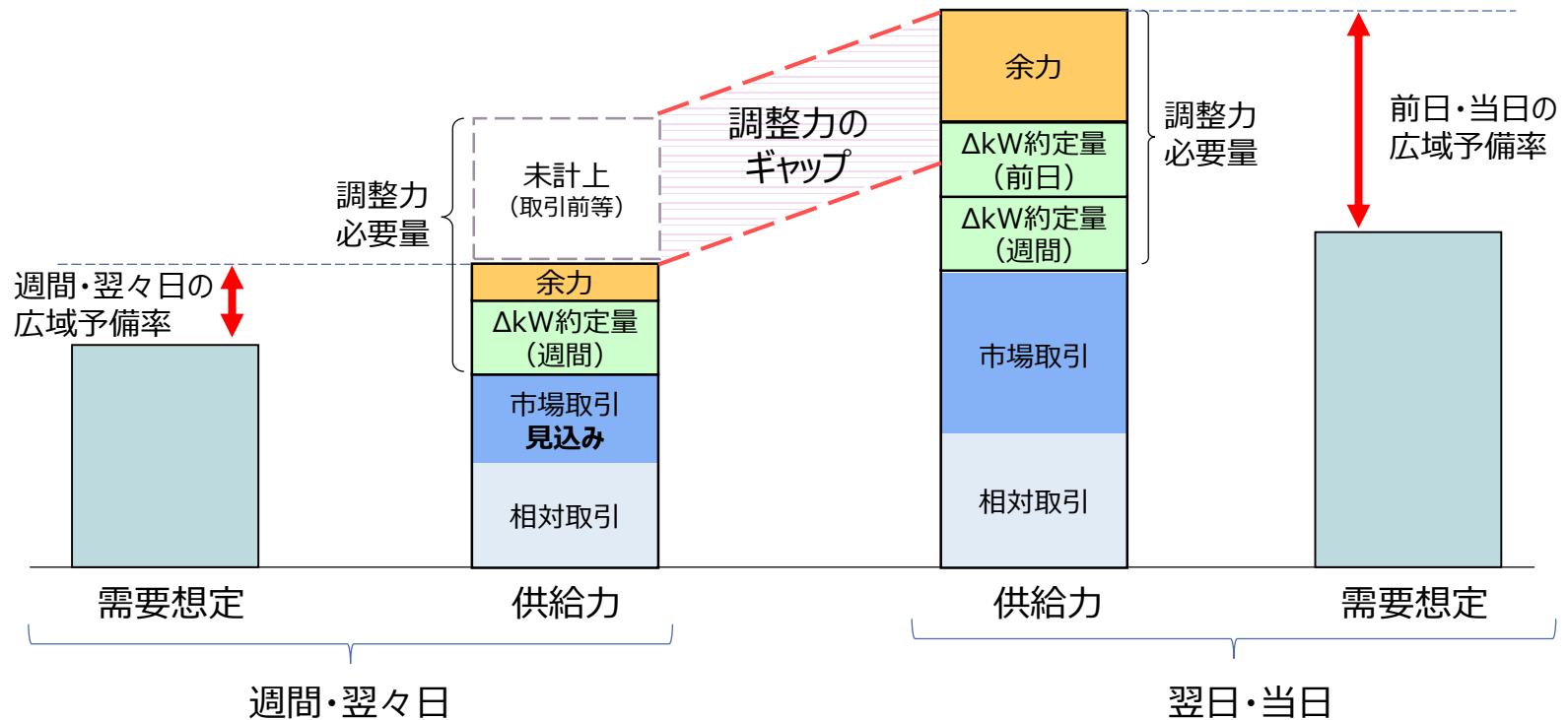
2. 広域予備率の算定

3. 調整力不足時の揚水の余力活用

4. まとめ

- 現状において、週間・翌々日の広域予備率がエリアによって顕著に低下する傾向があることが課題となっていた。これは供給力計上において調整力の取扱いに違いがあることも影響していると考えられる。
- この点を踏まえつつ、当面の週間・翌々日の広域予備率の扱いについて検討を行った。

現状の供給力計上・広域予備率のイメージ



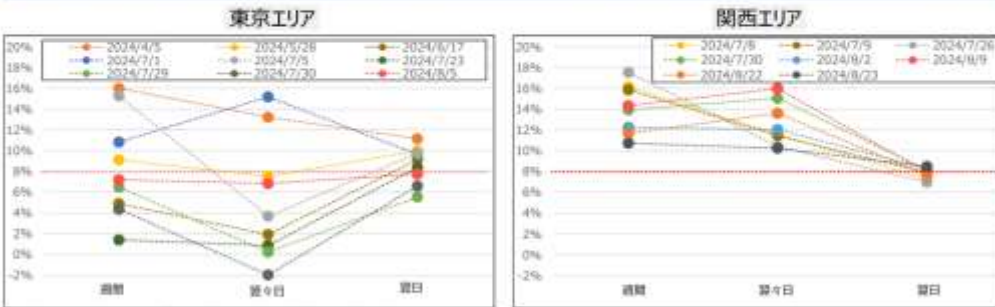
- 週間・翌々日時点の広域予備率はバランス停止機の起動準備や揚水発電機の上池へのポンプアップの促しや、小売電気事業者への需要計画・電源調達の注意喚起を目的としていた。
- 需給調整市場の取引状況などから、現状の週間・翌々日時点の広域予備率については、指標が適切とはいえない面があり、改めて整理を行っているものである。

広域予備率算定の目的		5
<ul style="list-style-type: none">■ 広域予備率は以下の指標を示すために算定する。<ul style="list-style-type: none">➢ 広域的に供給力・安定供給が確保されているかの確認➢ 新インバランス料金制度において、需給ひっ迫時補正インバランス料金の指標となる。➢ 容量市場における需給ひっ迫時におけるリクワイアメントのアラート（需給注意報・需給ひっ迫のおそれ）■ 2022・23年度は、容量市場は開設されていないものの、新インバランス料金制度は開始する予定。広域予備率を確認しながら、小売事業者は自らの需要想定の精査等を行い、電源確保に努めることとなる。また、補正料金算定インデックスは、2024年度には広域予備率と一本化することを目指すとされている。（スライド9参照）■ 2024年度以降では、容量市場における需給ひっ迫のリクワイアメントや、発動指令電源の発動における指標となる。		
広域予備率公表	2022・23年度	2024年度以降
週間時点	• 一般送配電事業者等による適切なバランス停止機の起動。 • 広域予備率が低い場合、不足インバランス料金が高くなることから、小売事業者への需要計画の再精査・市場からの電源の調達に対する注意喚起。	• 「需給注意報」の発令。 • 発電事業者にバランス停止機の起動（準備）を促すこと。 • 発電事業者に揚水発電機において上池へのポンプアップを促すこと。 • 小売事業者への需要計画の再精査・市場からの電源の調達に対する注意喚起。
前々日（スポット前）		
前日夕方（スポット後）		• 「需給ひっ迫のおそれ」の対象コマ決定。 • 容量市場におけるリクワイアメント対応。（発電事業者はバランス停止機を起動させ、市場に応札させること他） • 発動指令電源の発動。 • 小売事業者へ市場から電源調達を促す。
ゲートクローズ時点	• 需給ひっ迫時補正インバランス料金の決定。	• 需給ひっ迫時補正インバランス料金の決定。

2024年度の週間計画から翌日計画の広域予備率の推移 (①)

6

- 翌日計画または当日計画に8%未満のコマがあった日の週間計画、翌々日計画および翌日計画の広域予備率を比較した。
- 東京エリアは、翌日計画に対して週間計画と翌々日計画の広域予備率が乖離し、週間計画と翌々日計画の広域予備率が特に小さい場合がある。また、翌日計画時点では回復する傾向がある。
- 関西エリアは、翌日計画に対して週間計画の広域予備率が乖離し、週間計画の広域予備率が大い場合が多い。



翌日計画からゲートクローズまでに広域予備率8%未満のコマが発生した平日のうち、以下に該当する日の最小予備率発生時として広域機関が指定するコマの広域予備率

(東京エリア)
 ・4~6月,8月: 該当する日のうち、広域予備率が最も小さい日をそれぞれ1日
 ・7月: 週間・翌々日・翌日計画の各広域予備率が最も小さい3日と、週間・翌々日計画の各広域予備率の最も大きい2日
 (関西エリア)
 ・各日の翌日計画の広域予備率が最も小さい6日、4~6月は該当日がない
 (関西エリアは、台風10号により多くの電源が出力抑制となった8/30を除く)

【集計期間: 4月1日~8月31日】

【No. I - 1】調整力(ΔkW)の調達不足の影響

週間・翌々日計画 6

- 供給力提供準備通知の発信が多い北海道エリア~中部エリアを対象に、ΔkW調達量が仮にΔkW募集量を満たしている場合、どのような広域予備率となるか試算を行った*。
- 試算の結果、最も発信の多い東京エリアでは平均して広域予備率が2.5%増加した。
- その結果、週間計画と翌日計画の乖離が減少し、東京エリアでは広域予備率平均値の乖離が5.1%であったところ、2.6%に減少した。また、週間計画の供給力提供準備通知の日数は、29日から19日に減少した。

*複合商品の募集量と調達量の差(ただし、揚水発電を除く(バランス停止機の量を上限)について、過加的に当該エリアで調達されたとして検討)

週間計画におけるΔkW募集量充足に伴う広域予備率の増加 (供給力提供準備通知日の最小予備率時平均)

	広域予備率の増加
北海道	+2.3%
東北	+2.7%
東京	+2.5%
中部	+2.3%

東京エリアの週間計画・翌日計画の広域予備率の乖離状況 (供給力提供準備通知日の最小予備率時平均)



週間計画における供給力提供準備通知日数の変化

実績	ΔkW募集量充足後	
北海道	6	1
東北	26	11
東京	29	19
中部	18	11
北陸	1	
関西	1	
中国	1	
四国	1	
九州	1	

ΔkW募集量が充足していたとして試算

【集計期間: 4月1日~8月31日の週間計画の供給力提供準備通知日数】

出所) 第100回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 (2024年9月3日開催) 資料2より抜粋

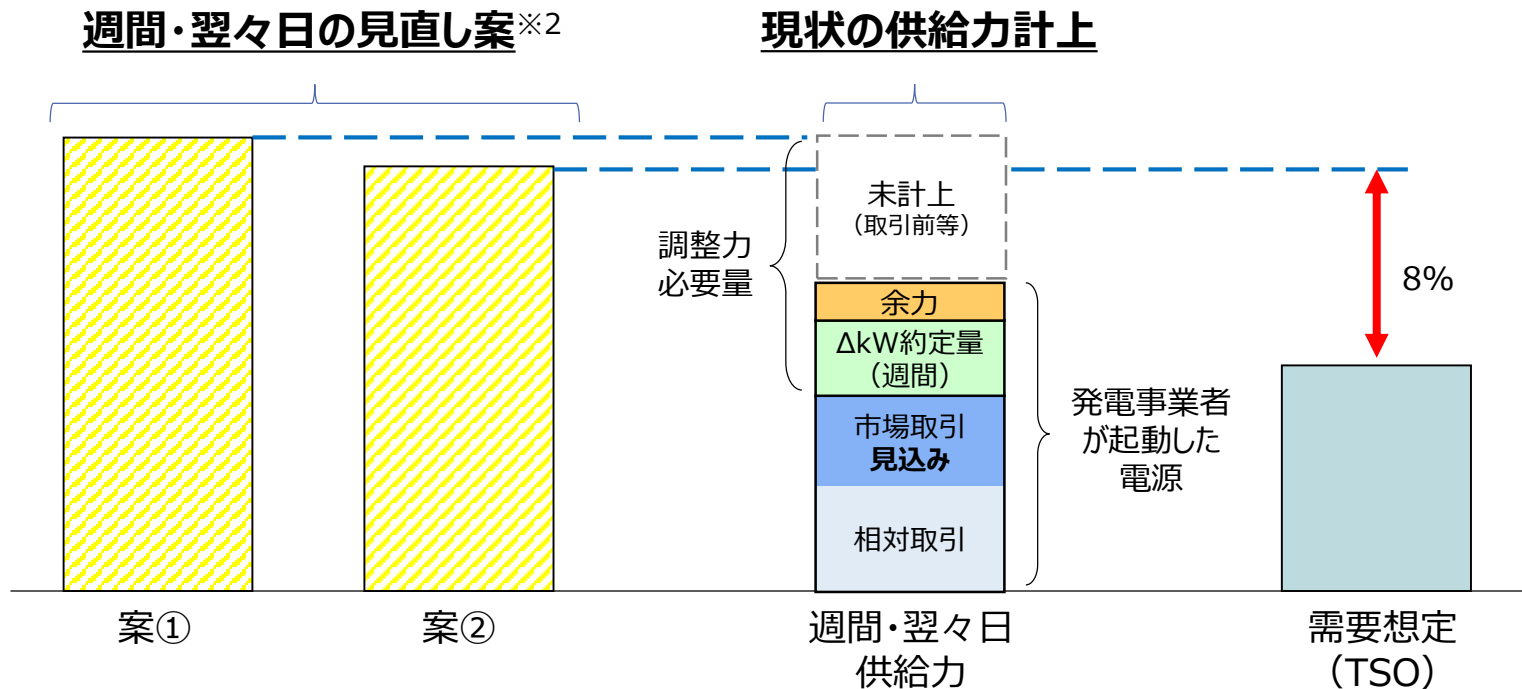
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2024/files/chousei_100_02.pdf

出所) 第101回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 (2024年9月30日開催) 資料1より抜粋

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2024/files/chousei_101_01.pdf

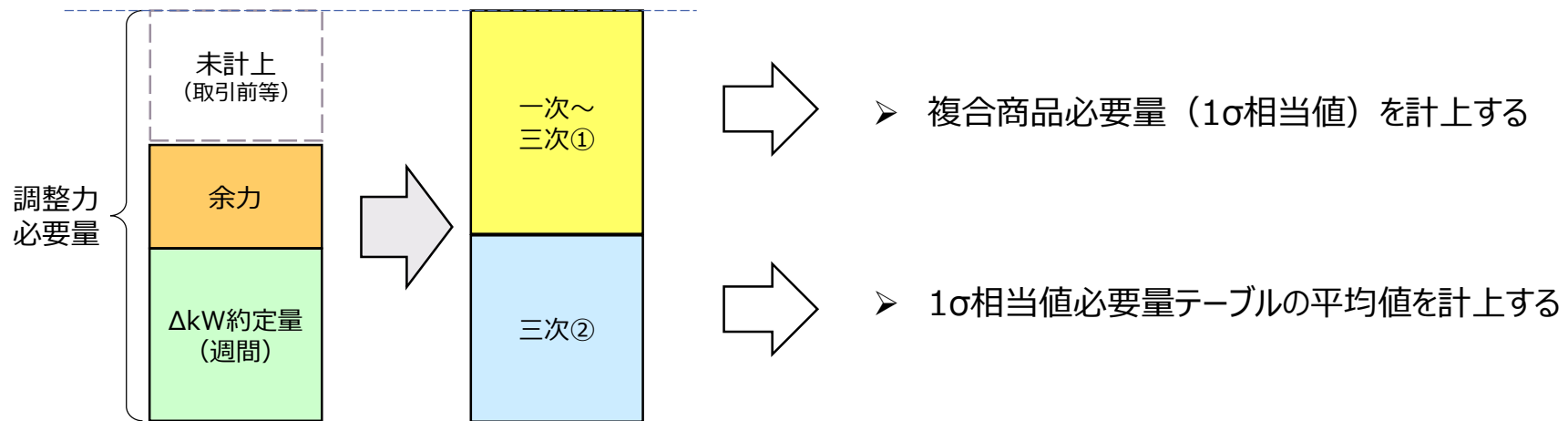
- 週間・翌々日の広域予備率の見直しの方向性として、以下の二つの対応案※1が考えられる。
 - 案①：一般送配電事業者が翌日・当日の調整力必要量相当を供給力に計上する
 - 案②：一般送配電事業者が予備率8%相当の供給力を計上する（2023年度以前に相当）
- これらの二つの案について、前述の追加供給力対策の考え方や容量市場との関係性も踏まえ、検討を行った。
- また、案①については、具体的に計上する量のイメージについても整理した。

※1 週間・翌々日計画の広域予備率算定する時点で一般送配電事業者による電源起動を確定するというものではない。また、エリア内で実需給までに起動可能と見込まれる電源を対象とし、その電源の定格出力等を計上する



※2 案①と案②の大小関係はそのコマにおける調整力必要量による

- 需給調整市場で調達する調整力必要量は、応札不足の状況から市場での募集量を圧縮する取り組み（余力活用を期待した市場調達量の削減など）が行われている。
- そのため、以下の考え方のもとで一般送配電事業者が調整力必要量として計上する。
 - 一次～三次①：複合約定ロジックで調達することから、複合商品必要量（1σ相当値）を計上する
 - 三次②：翌日の気象条件（再エネ出力予測値）に応じて必要量を定めるため、週間・翌々日計画時点では必要量が定まらない。そのため、1σ相当必要量テーブルで当該時間帯の平均値を計上する

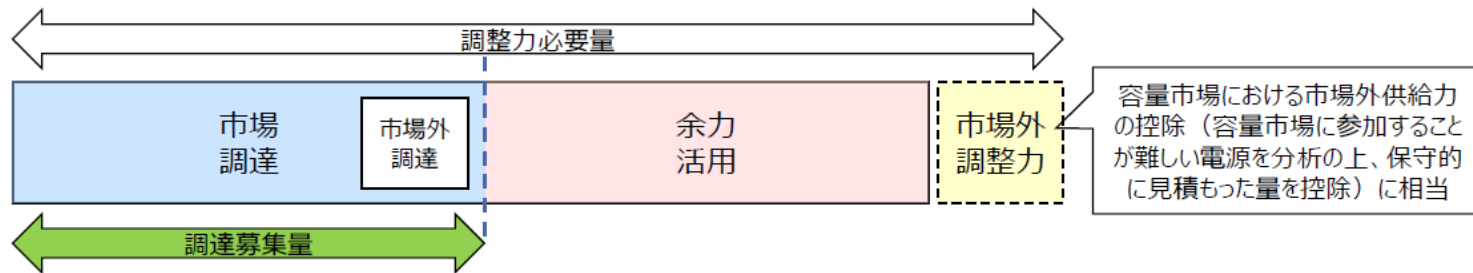


(参考) A. 調達募集量の見直しのイメージ

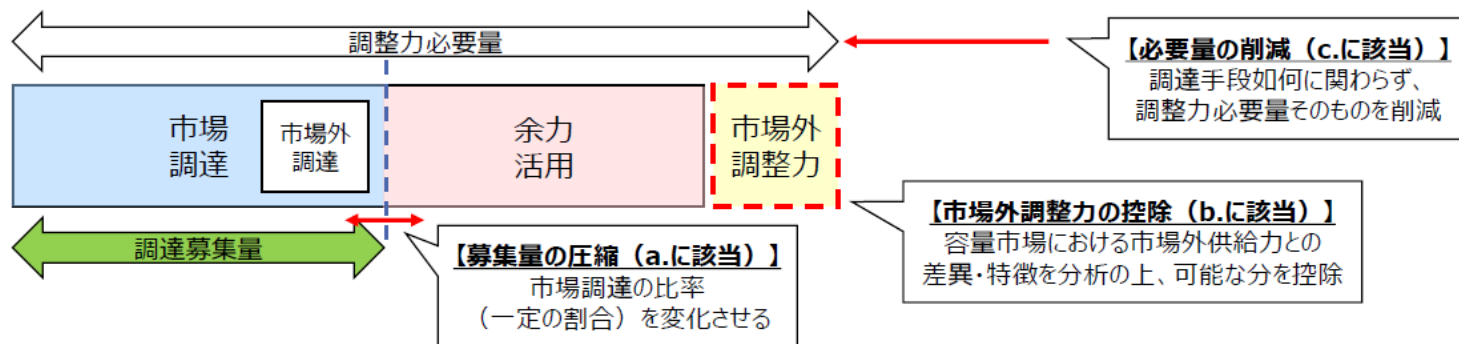
21

- 調達募集量見直しのイメージは下図の通りであり、主に「募集量の圧縮 (a.に該当)」、「市場外調整力の控除 (b.に該当)」、「調整力必要量の削減 (c.に該当)」が挙げられる。

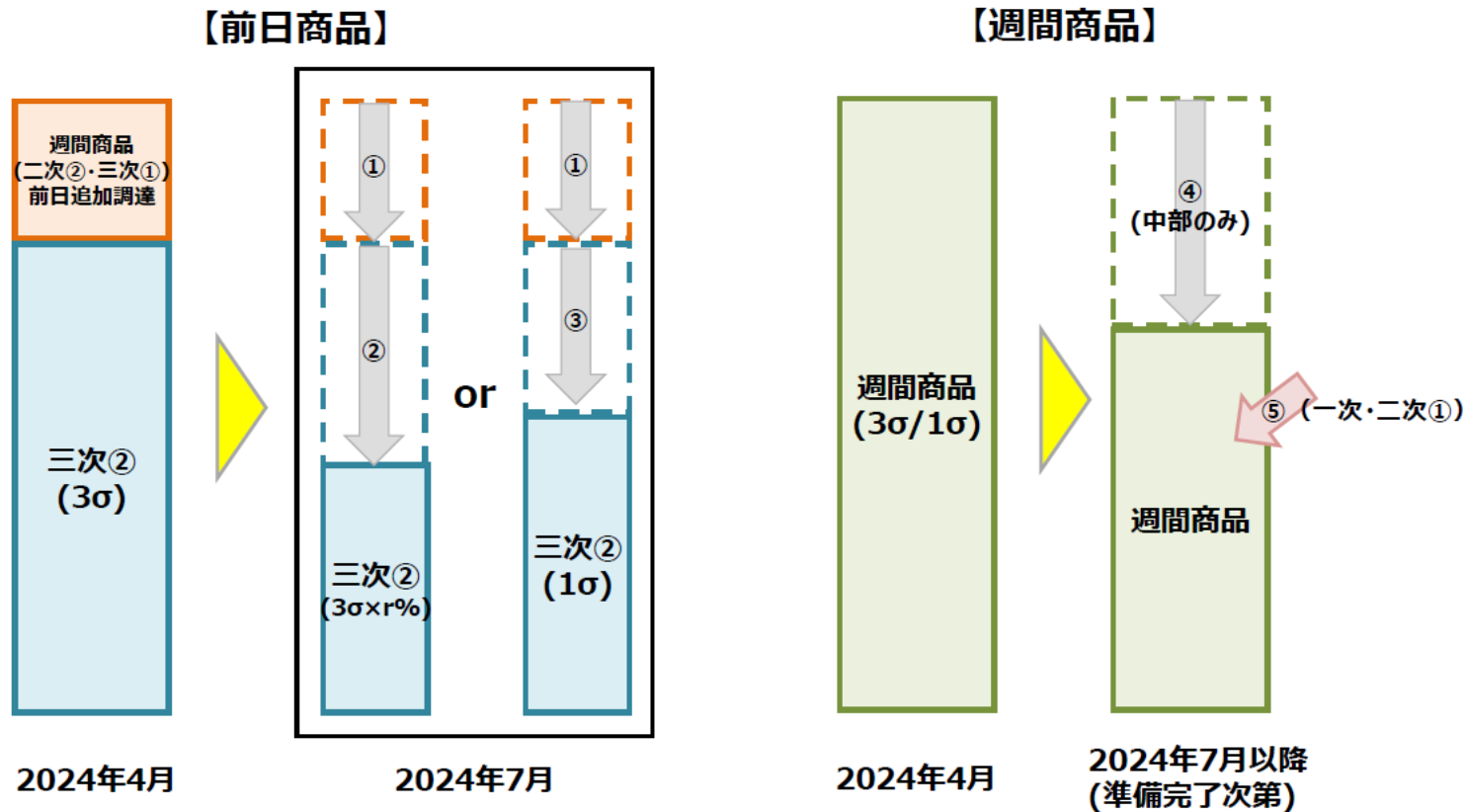
【調整力全体の関係性】



【調達募集量の見直し（各案のイメージ）】



前日商品・週間商品の募集量の考え方 (まとめ)



- ① (5月～) 週間商品の追加調達一時中断
 - ② (6月～) 一定割合(募集量削減係数：r%)による削減
 - ③ (7月～) 三次②の効率的調達
- (※実際の募集量は②と③による募集量のうち小さい方)

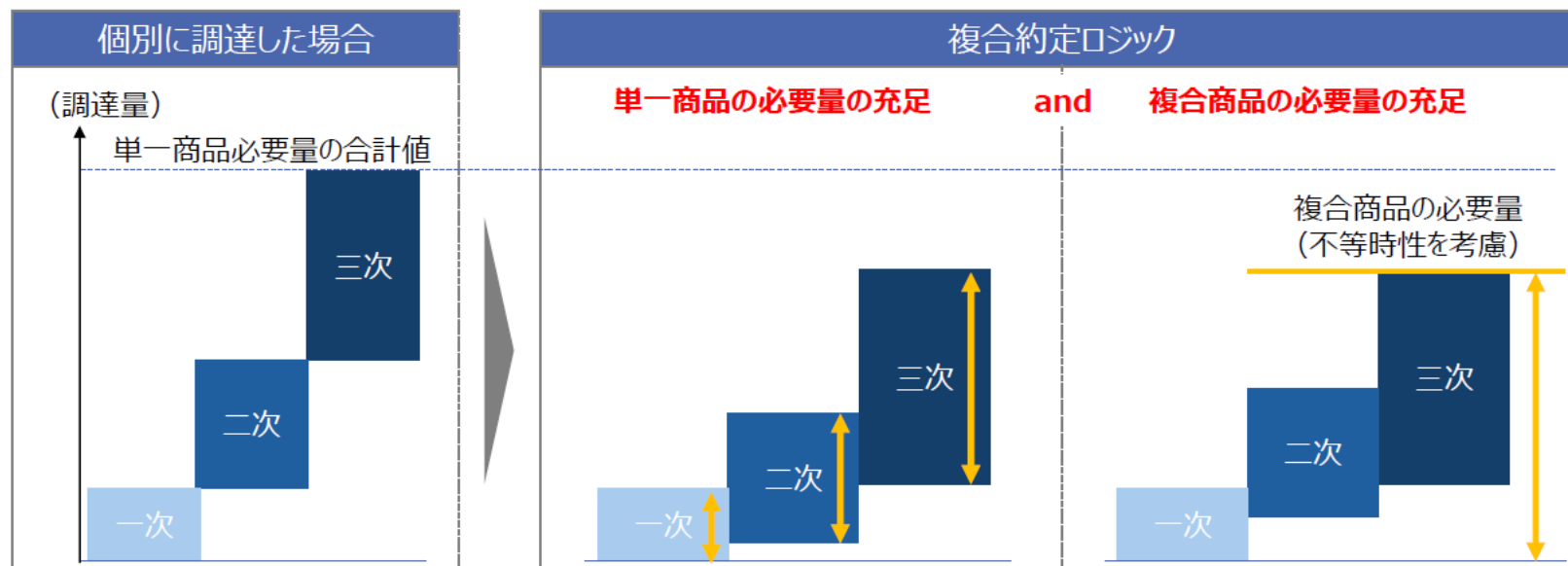
- ④ 随意契約による揚水運用権貸与(中部エリアのみ)
- ⑤ 揚水リソースの応札拡大対応(一次・二次①)

※赤字が今回議論で検討した内容

(参考) 複合約定ロジック(1/2)

25

- 複合商品においては、一次～三次①の各商品の不等時性を考慮した必要量としている。
- 他方、不等時性を考慮して必要量を調達したとしても、一般送配電事業者が需給調整市場で調達した調整力を用いて周波数調整等を行う場合、商品毎に対応する事象が異なっていることから、商品毎の必要量を満たすよう、調達量を確保しておく必要がある。
- そのため、複合約定ロジックの基本的な約定ロジックとしては、複合商品の必要量を充足し、かつ単一商品の必要量もそれぞれ充足することとしている。



- 一次～三次①は効率的な調整力調達を行っており、週間市場では1σ相当値の調整力必要量を調達している。
- そのうえで、前日断面において、広域予備率を指標（閾値12%）として必要に応じて追加調達を行っている。なお、現時点においては、追加調達分は余力活用により対応している。
- 週間市場で調達する1σ相当値の具体的な数値は時間帯ごとに異なるが、平均値としては4～6%程度の規模感になる。

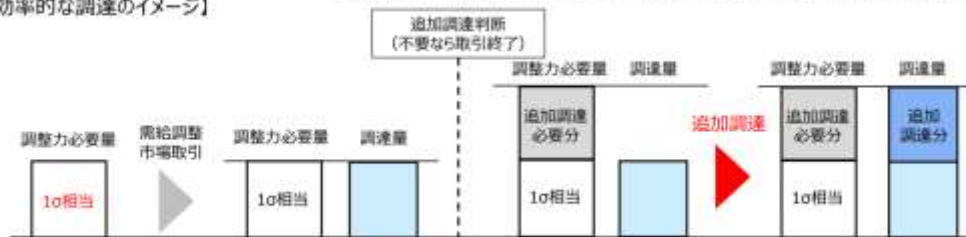
一次～三次①における調整力の効率的な調達について

17

- 前述の三次①応札不足の状況を踏まえ、第40回本委員会（2023年6月29日）において、調整力の効率的な調達として、一次～三次①の商品の考え方を再整理した。
- 一次～三次①における調整力の効率的な調達とは、メイン取引（週間断面）において1σ相当値を調達し、不足すると見込まれる場合は、以降の需給調整市場（前日断面）で追加で調達する取り組みである。
- 具体的には、調整力不足の予見性という観点から一次および二次①については予見困難であることから3σ相当値を調達することとし、二次②および三次①についてはある程度予見可能であることから、週間調達時は1σ相当値を調達することで、必要量の低減を図ることとした。
- また、二次②および三次①について、調整力が不足すると予見される断面においては、前日の需給調整市場にて3σ相当値まで追加調達する、具体的には【複合必要量の3σ相当値 - 複合必要量の1σ相当値】を追加調達することとした。

※ 追加調達判断時点での最新の広域予備率が12%を下回った場合、前日断面で追加調達を行う。

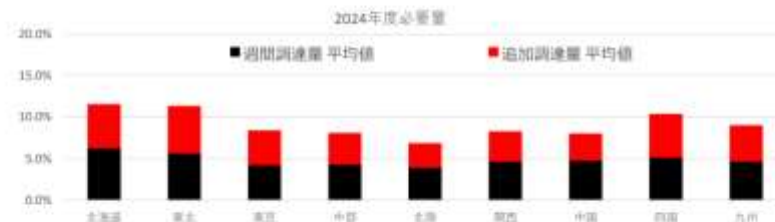
【効率的な調達のイメージ】



2024年度向け一次～三次①の調整力必要量の試算（2 / 2）

25

- 2024年度向けの一次～三次①の必要量の各エリア試算結果は以下のとおり。
- 効率的な調達導入後の調達量について、週間市場での調達量の全エリア平均値は4.9%であり、また、前日市場での追加調達量の全エリア平均値は4.2%であった。
- このうち追加調達量については、毎回必ず調達される訳ではない（追加調達指標である広域予備率が閾値12%を下回った場合のみ）ことには留意が必要。



2024年度平均値	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	全国
週間調達量 複合1σ	6.3%	5.7%	4.3%	4.3%	4.0%	4.7%	4.8%	5.1%	4.7%	4.9%
追加調達量 複合(3σ-1σ)	5.2%	5.6%	4.1%	3.7%	2.9%	3.6%	3.1%	5.2%	4.3%	4.2%

※ 2022年度実績データをもとに算出した各月H3需要比の平均値

出所) 第44回需給調整市場検討小委員会（2023年12月21日）資料2より抜粋

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2023/files/jukyu_shijyo_44_02.pdf

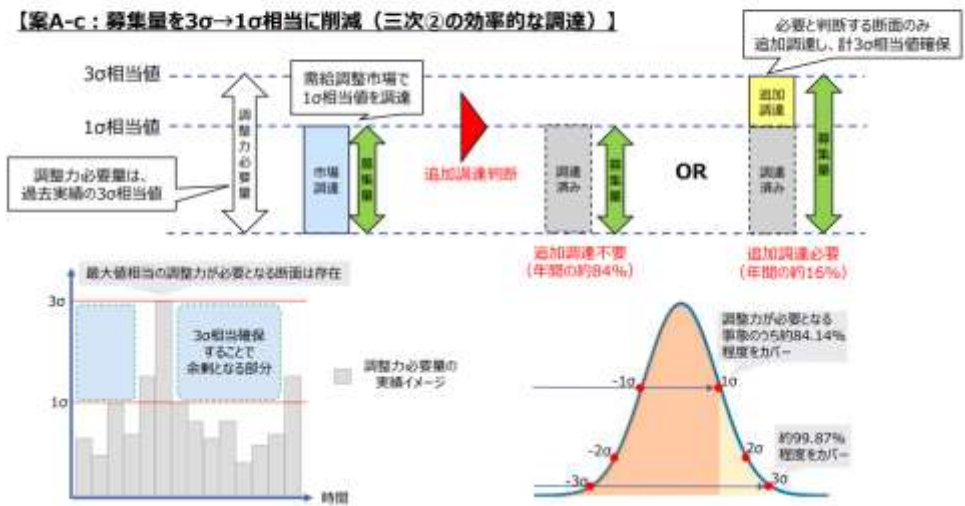
- 三次②についても同様に、2024年7月以降、効率的な調達の取組が開始されており、前日市場で調達する量は1σ相当値としたうえで、前日15時時点の再エネ予測値を踏まえて必要に応じて余力活用による追加確保を行っている。

三次②の効率的な調達について

15

- 一方で、本質的に不要な断面の調整力（必要量）は削減することが望ましく、前回の本小委員会でもお示したとおり、既に検討が進んでおり、三次②募集量見直しにおける案A-c（募集量を3σ→1σ相当に削減）に該当する三次②の効率的な調達の取り組みを進めていくことも重要になると考えられる。

【案A-c：募集量を3σ→1σ相当に削減（三次②の効率的な調達）】



三次②の効率的な調達の位置付けについて（2 / 2）

19

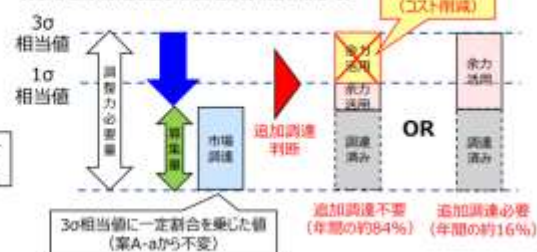
- また、前述のとおり、既に案A-a（一定割合を乗じた募集量の削減）が開始されているところ、三次②の効率的な調達を早期導入するにあたり、どのような位置付けにするか（どのように組み合わせるか）も整理を要する。
- この点、案A-aの募集量削減における「一定割合」については、①募集量と応札量の大幅な不均衡解消、②余力活用含めた調達費用抑制、③新規リソースの事業性維持（過度な市場退出の防止）の観点から、足元の約定状況も踏まえた総合的な判断（値）としている。
- そのため、募集量自体は3σ相当値に一定割合を乗じた値（案A-aから不変[⇒]）とした上で、追加調達不要と判断した断面（年間の約84%）では1σ相当値までしか余力確保しない方法（現状に比べ、不要な余力確保を削減して調整力全体の調達コストを削減する位置付け）としてはどうか。

※ 1σ相当値が、3σ相当値に一定割合を乗じた値より小さい断面では、1σ相当値を募集量とする。

【案A-aによる募集量削減（現状）】



【案A-aと効率的な調達の組み合わせ】



出所）第48回需給調整市場検討小委員会（2024年6月26日）資料2より抜粋

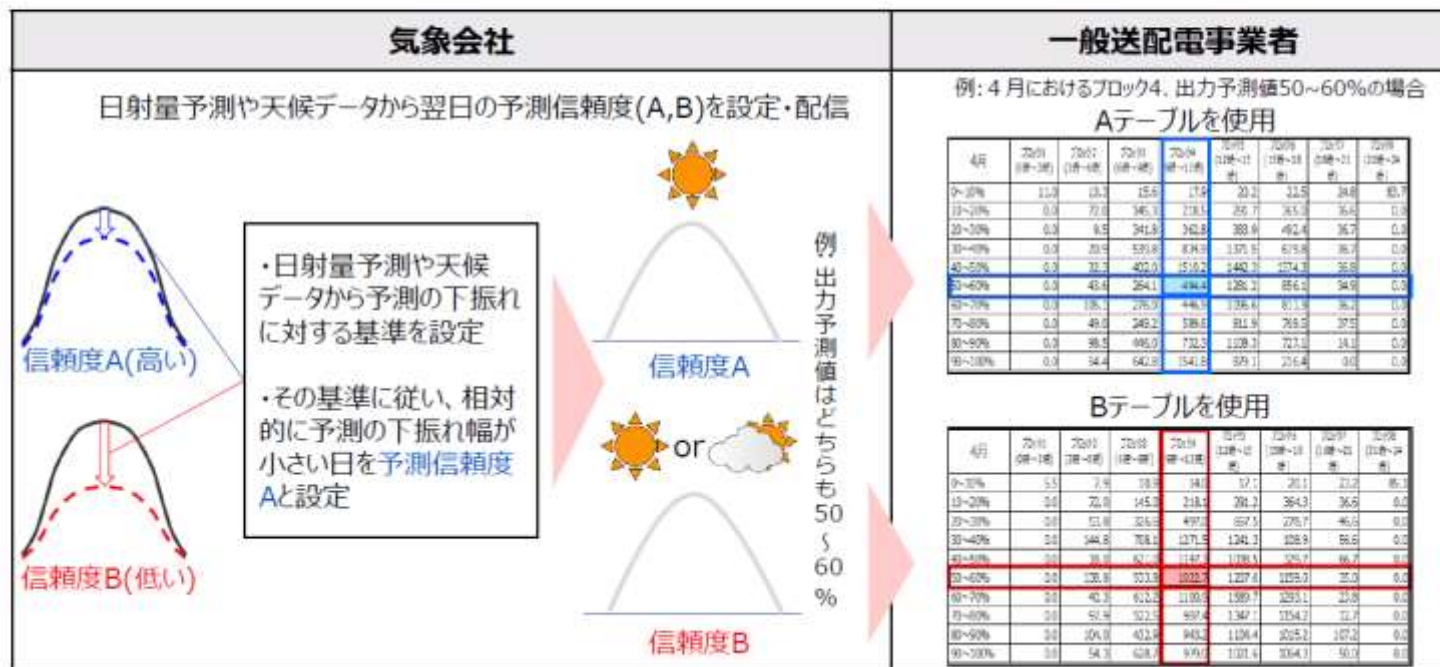
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2024/files/jukyu_shijyo_48_02.pdf

- 三次②必要量は翌日の再エネ出力予測値と日射量の信頼度階級予測に基づいて算定している。

三次②必要量算定における信頼度階級予測の活用について (1 / 2)

10

- 現在導入している信頼度階級予測は、気象会社がアンサンブル予報に基づく日射量の信頼度階級予測として、2種類（高（A）、低（B））を設定し、その信頼度階級予測をもとに、過去の再エネ予測誤差実績を2種類に分け、一般送配電事業者が三次②必要量テーブルを作成しておき、翌日の信頼度階級予測によって、必要量テーブルを使い分ける手法である。



※過去の信頼度階級予測に応じて、Aの日を母集団として作成した必要量テーブルをAテーブル、Bの日を母集団として作成した必要量テーブルをBテーブルとする。

- 週間計画・翌々日計画においては、最大需要時・最小時予備率時の2断面の計画を策定しており、2024年度においては以下となっている。
- 最小予備率時はいずれにおいても19時前後のコマとなり、太陽光発電が稼働しない時間帯であるため三次②調整力必要量は少なくなる。

		平日	土曜	日祝			平日	土曜	日祝			平日	土曜	日祝			
4月	最大需要時	38	39	39	8月	最大需要時	29	28	38	12月	前半	最大	36	37	37		
	最小予備率時	38	39	39		最小予備率時	34	38	38			最小	36	36	37		
5月	最大需要時	23	39	39	9月	前半	最大	29	24		38	1月	最大需要時	19	37	38	
	最小予備率時	38	39	39			最小	34	38		38			最小予備率時	37	37	38
6月	最大需要時	29	24	39		10月	後半	最大	29	37	37		2月	最大需要時	19	38	38
	最小予備率時	38	39	39				最小	36	37	37				最小予備率時	37	38
7月	最大需要時	29	24	39	11月		前半	最大	29	37	37	3月		最大需要時	20	38	38
	最小予備率時	34	39	39				最小	36	37	37				最小予備率時	38	38
	最大需要時	29	24	39		11月	最大需要時	36	37	37	3月		最大需要時	20	38	38	
	最小予備率時	34	39	39			最小予備率時	36	37	37			最小予備率時	38	38	38	

補足：表中の数字はコマ数を表す（「1」は 0:00～0:30、「38」は 18:30～19:00 のコマを表す）

- 次に、一般送配電事業者の供給力計上と電源起動の関係性の観点から検討を行った。
- 需給ひっ迫時対応としては、前日18時以降で広域予備率8%未満で電源の追加起動を行うことにしたため、その点で案②とは整合しない。
- 他方で、調整力不足時の対応としては、週間（前週水曜）時点から特別対応としての追加起動も認められており、週間（前週木曜）時点から調整力確保に必要な供給力を計上する案①とは整合しているとも考えらるか。



- 需給調整市場で必要な調整力が調達できない場合等に限っては、安定供給に支障が生じないよう、緊急時の余力活用として電源の追加起動を認めている。
- なお、基本的に前日15時以降に調整力が必要量に対して未達となった場合に適用しているものの、必要に応じて、余力活用の特別対応として前日15時以前の追加起動も認めている。

論点1：判断タイミング

32

- まず、追加起動について一般送配電事業者が適切な判断を実施するためには、最新の電源態勢情報から各電源の余力量等を把握・試算可能なタイミングで判断する必要があると考えられるところ。
- この点、現行制度上で一般送配電事業者が電源態勢等を把握可能なタイミングとしては以下が考えられる。
 - 週間計画提出タイミング（前週水曜日10時以降）
 - 翌々日計画提出タイミング（前々日10時以降）
 - 翌日計画提出タイミング（前日12時以降）
- 各事業者が提出する最新の計画を用いることで、客観性の高い（恣意性が入りづらい）判断が可能と考えられることから、前日15時以前の追加起動判断のタイミングは上記の3回を基本としてはどうか。

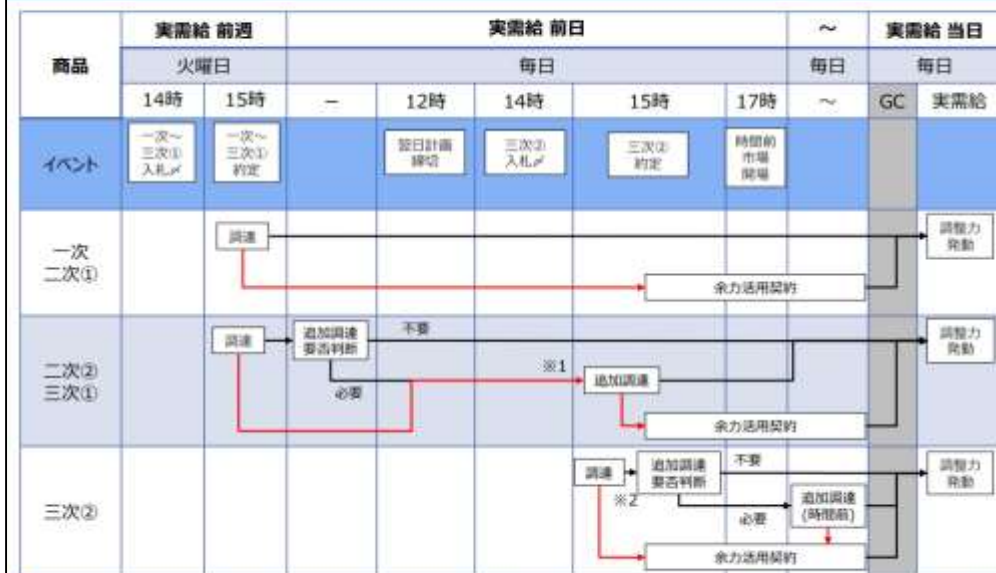
<追加起動の判断タイミングの基本的な考え方（イメージ）>

商品	実需給 前週		実需給 前々日		実需給 前日				～	実需給 当日	
	水曜日	毎日	毎日	毎日	毎日	毎日	毎日	毎日	GC	実需給	
イベント	10時	10時	10時	12時	14時	15時	17時	～			
一般送配電事業者	週間計画締切	翌々日計画締切	スポット入札	翌日計画締切	三次①入札	三次②約定	時間前市場開場				

※ 電源態勢が変更となった場合（需要見直しを行った場合等）には、起動判断タイミングの間で起動判断することもあり得る。

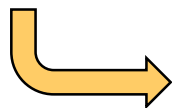
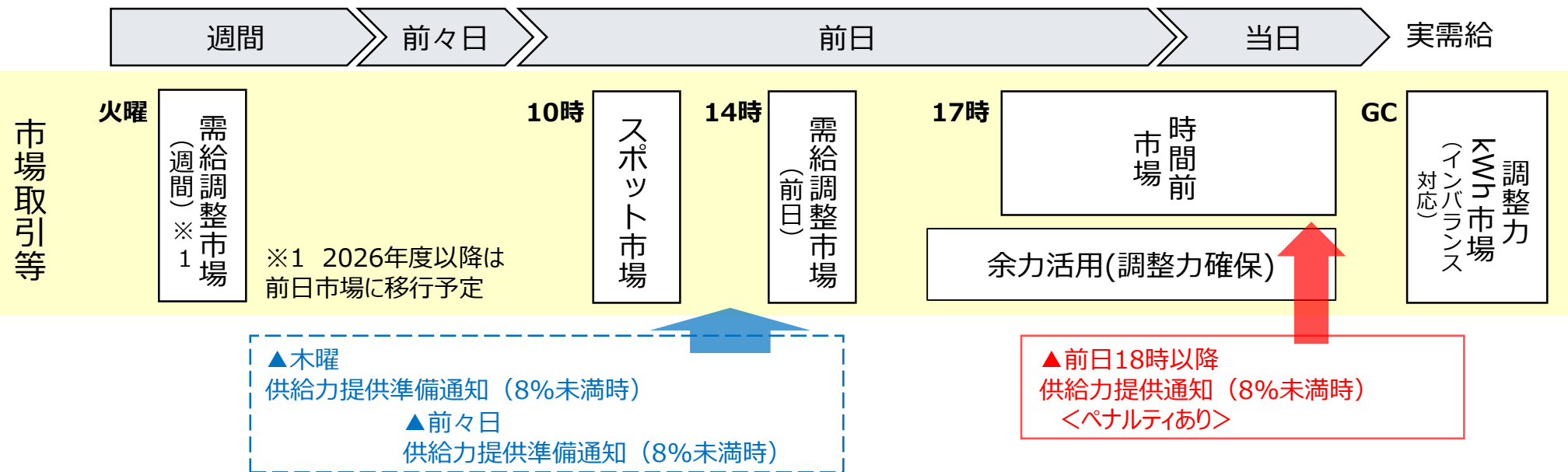
(参考) 市場外調達一時中断後の需給調整市場取引の全体像(案)

37



※1 二次②・三次①の前日市場での追加調達は一時的な中断（余力活用により対応）
 ※2 三次②需集量低減の取り組み中は、未達なしても余力活用を実施

- 容量市場開設以降の需給ひっ迫のおそれがある場合の対応としては、供給力提供準備通知によって、電源起動（準備）等を促すことにしていた。
- 今回の見直しを適用した場合、案①についてはkWh不足時に発信されるが、案②では発信される可能性は低くなる。
- 現行の需給調整市場取引スケジュールおよび余力活用で対応状況を踏まえると、調整力不足時に供給力提供準備通知が発信されないことは必ずしも課題ではなく、案①では特段の問題はないとも考えられるか。
- 他方で、案②の場合には発電事業者に早期に行動を促すシグナルがなくなることは課題といえるか。
- なお、供給力提供準備通知の効果的な発信方法については、今後検討を進めていく。



見直し案①：基本的にはkWh不足の場合に発信する
見直し案②：基本的には発信しないことになるか

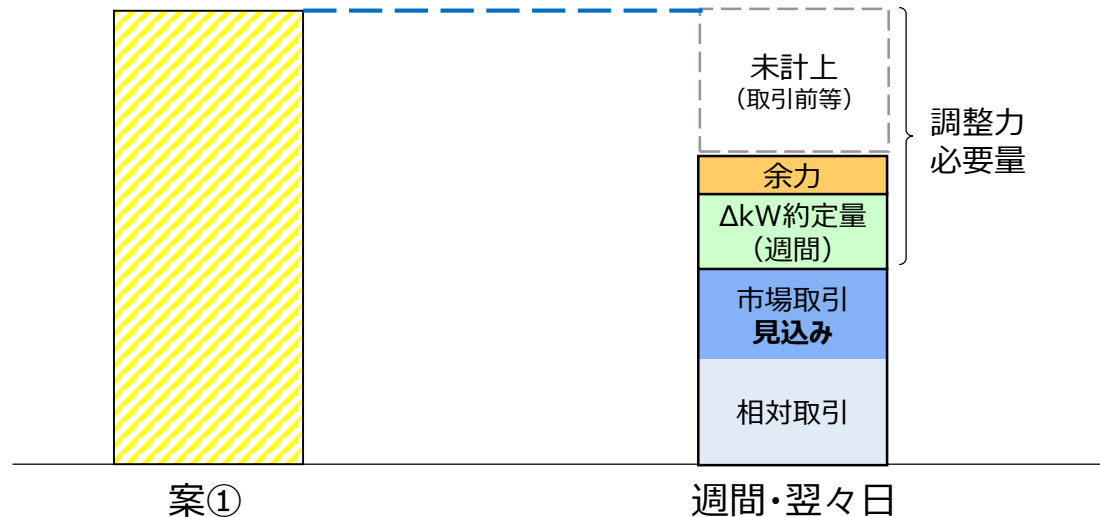
- 広域予備率8%未満となった場合、容量確保契約の契約事業者に向けて広域予備率の改善のために需給ひっ迫の状況を周知することになっていた。

今回の整理事項 周知名称		18
<ul style="list-style-type: none"> ■ 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。 <ul style="list-style-type: none"> ➢ 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

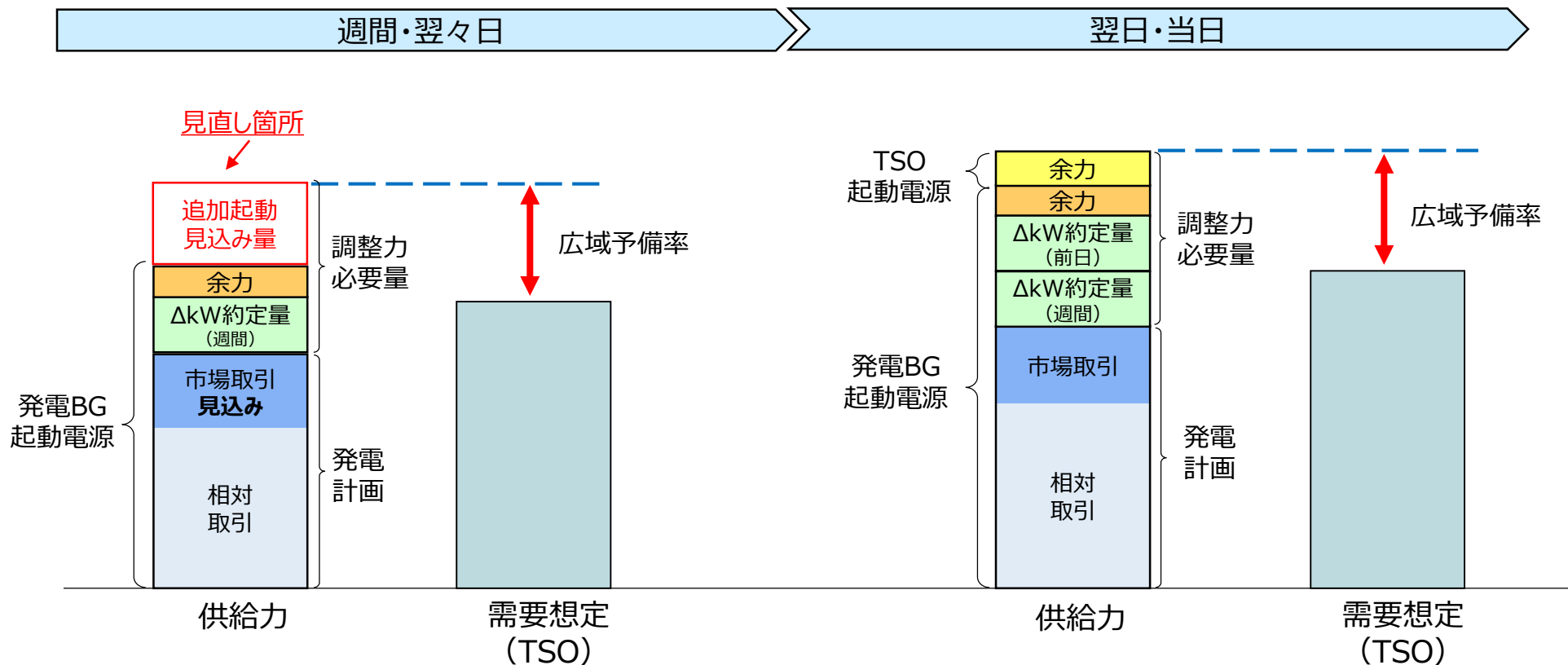
- 以上より、当面の対応として、週間・翌々日の広域予備率の算定においては、案①調整力必要量分の供給力を織り込むことにしてはどうか。
- なお、一般送配電事業者の運用見直しにあたって、ツール改修等の準備期間が必要なため、2025年1月中の運用開始を目指して対応を進めることでどうか。
- さらに、今後の運用状況を確認しつつ、今後の制度変更（需給調整市場の取引スケジュール変更等）や追加供給力対策の恒久対策の整理の方向性を踏まえ、更なる見直しの要否の検討を進める。

週間・翌々日の見直し案

現状の供給力計上



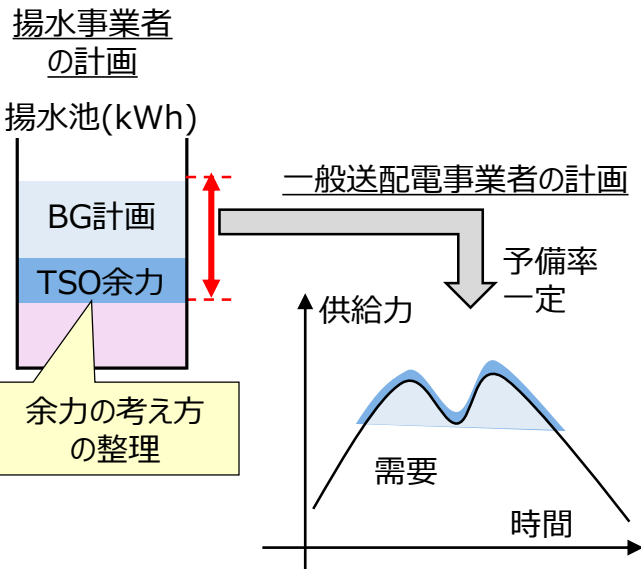
■ 週間・翌々日計画の広域予備率算定の見直しにより、週間～当日までの広域予備率のイメージは以下となる。



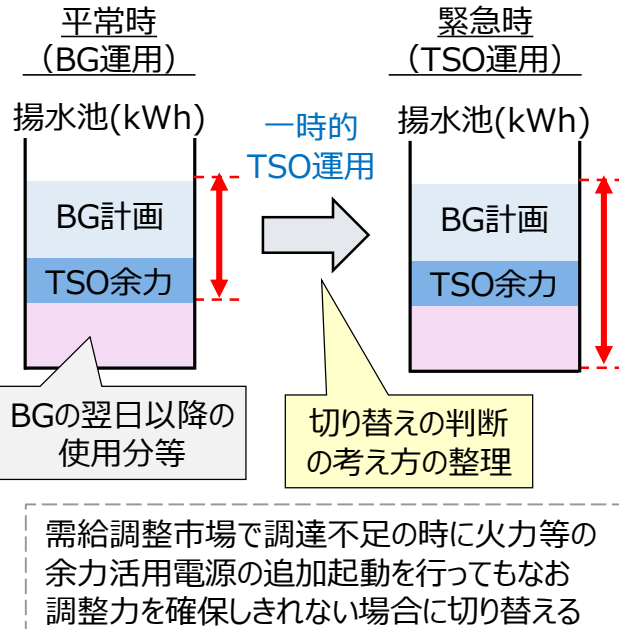
1. 追加供給力対策の実施順位
 - － 1. 現状の振り返り
 - － 2. 恒久対応の検討の方向性
 - － 3. 当面の暫定対応
2. 広域予備率の算定
3. 調整力不足時の揚水の余力活用
4. まとめ

- 前回調整力等委員会において、足元の調整力確保不足の早期解消の方策として、一時的なTSO運用の考え方の整理を進めることをお示した。
- この点について、一時的なTSO運用の考え方の整理や揚水事業者が定める余力範囲の考え方の整理の他に、中部エリアで行われている、一般送配電事業者による揚水発電の随意契約も対応方策として考えられるとご意見をいただいた。
- これらの方策について、今後行われる予定である揚水発電の随意契約の事後監視や、足元の課題への対策導入までのリードタイムなどを考慮したうえで、どのような対応とするか、電力・ガス取引監視等委員会と連携して検討を進めていく。

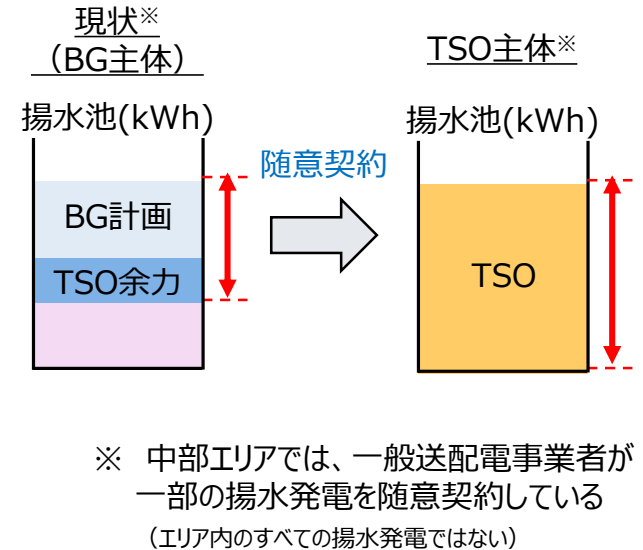
①余力範囲



②一時的なTSO運用



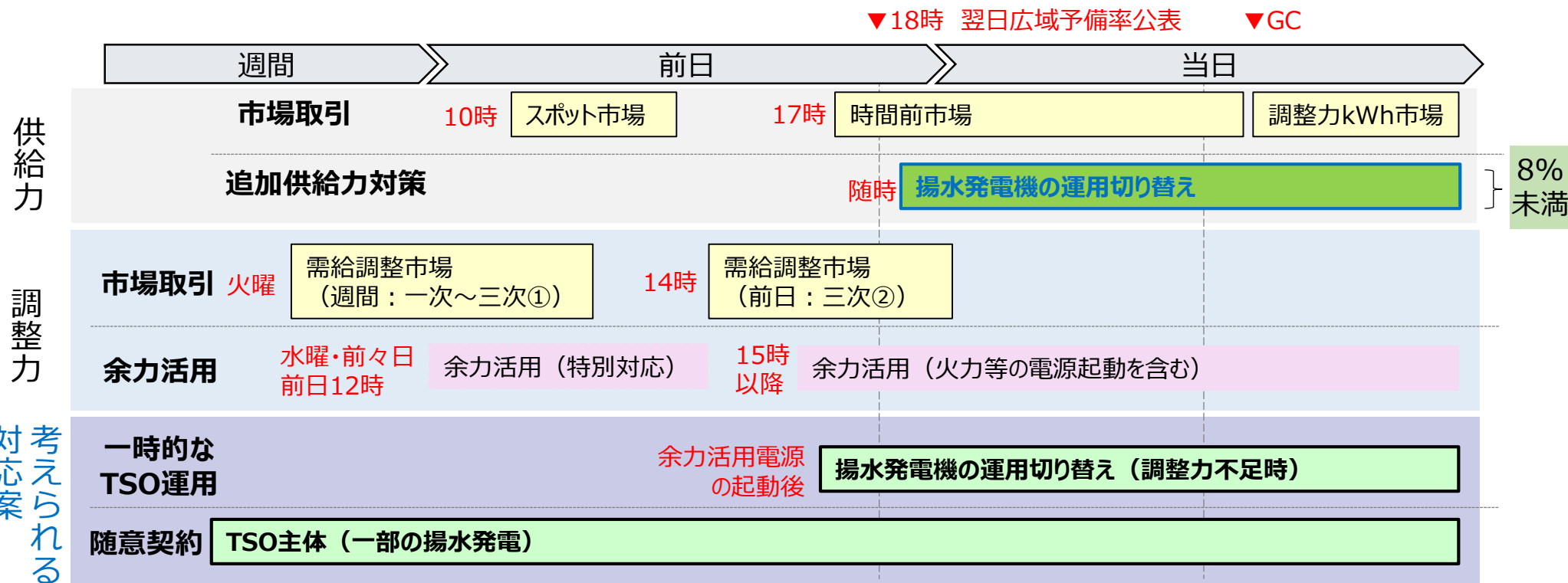
③随意契約



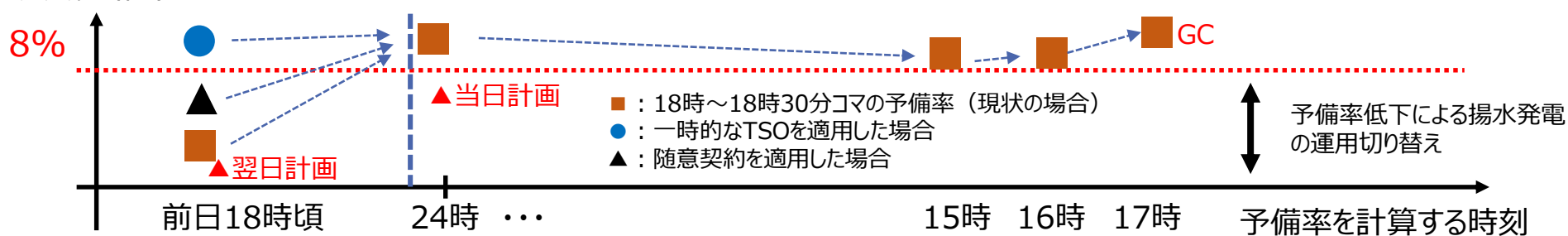
随意契約による揚水運用権貸与に伴う募集量削減の考え方 (1 / 2)

- 第93回制度検討作業部会 (2024年5月27日) では、「揚水発電における調整力供出の在り方」として、BGがTSOに対して一部揚水機の運用権を貸与し、必要な対価をBGに支払う随意契約を締結することで、一部TSOに運用主体を戻す仕組みを試験的に取り入れることを一案として提示した。
- 併せて、その検討に際しては、契約価格の在り方や、需給調整市場の募集量との関係性、TSOによるポンプアップ原資の確保方法等、必要に応じて電力・ガス取引監視等委員会や電力広域的運営推進機関とも連携しながら、必要な検討を進めていくこととされた。
- その中で、第98回制度設計専門会合 (2024年6月25日) では、中部エリアにおいて、ブラックスタート(BS)機能契約のある揚水機の ΔkW を随意調達したい旨申し出があったことが示され、当該随意契約による ΔkW の調達を認めることとされた。その際、コストの透明性の観点から、相対交渉においてBS機能提供事業者の提示額の適切性を確認した上で契約を行うことを求めるとともに、電力・ガス取引監視等委員会において、契約価格及び相対交渉の内容、事後精算の額等について厳正な事後監視を行うこととされた。
- 加えて、「随意契約で調達した ΔkW 量については、需給調整市場の募集量から控除することが考えられるところ。具体的な控除方法については、資源エネルギー庁や広域機関との協議を行い決定されることが望ましいと考える」とされた。
- また、第48回需給調整市場小委員会 (2024年6月26日) では、揚水の公募調達に向けた検討の方向性の一環として需給調整市場の募集量との関係性が言及されており、その際の一案として、案1「揚水公募量を市場の募集量から一律控除する考え方」および案2「揚水機の調整力供出可能量をTSO自身が需給調整市場に応札」が示された。

■ 一時的なTSO運用や随意契約を適用した場合の対応や予備率のイメージは以下の通り。



各案における予備率の推移のイメージ (現状で前日18時で8%未満、かつ調整力不足となっていた場合の例)



1. 追加供給力対策の実施順位
 - － 1. 現状の振り返り
 - － 2. 恒久対応の検討の方向性
 - － 3. 当面の暫定対応

2. 広域予備率の算定

3. 調整力不足時の揚水の余力活用

4. まとめ

- 今冬に向けた対応として、予備率算定の考え方、揚水発電の余力活用、追加供給力対策の実施順位について対応策の検討を行った。
- 引き続き、国とも連携しつつ、今冬に向けた残課題や中長期的な恒久的な対応策について、検討を進めていく。

No.	検討課題	今回の整理
①	予備率算定の考え方	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 今冬に向けた対応として、週間・翌々日計画の広域予備率の考え方を整理した。 <ul style="list-style-type: none"> ・ 市場取引前の三次②や余力活用での対応見込み分を含めて調整力必要量を供給力に計上することかどうか ✓ 今後の運用状況を確認しつつ、今後の制度変更（需給調整市場の取引スケジュール変更等）や追加供給力対策の恒久対策の整理の方向性を踏まえ、更なる見直しの要否の検討を進める。
②	揚水発電の余力活用	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 調整力不足時の対応策である、揚水事業者が定める余力範囲の考え方、一時的なTSO運用の考え方、随意契約について、早期に導入可能な対応策の検討を電力・ガス取引監視等委員会と連携して検討を進める。
④	追加供給力対策の実施順位	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 今冬に向けた、当面の暫定対応を整理した <ul style="list-style-type: none"> ・ 具体的な変更点として、揚水発電の運用切り替え、余力活用電源の追加起動を8%未満、オーバーパワー運転等を5%未満で実施することかどうか ✓ 恒久的な対応については、暫定対応時の運用状況も確認しつつ、詳細な検討を中長期的な課題として整理を進める