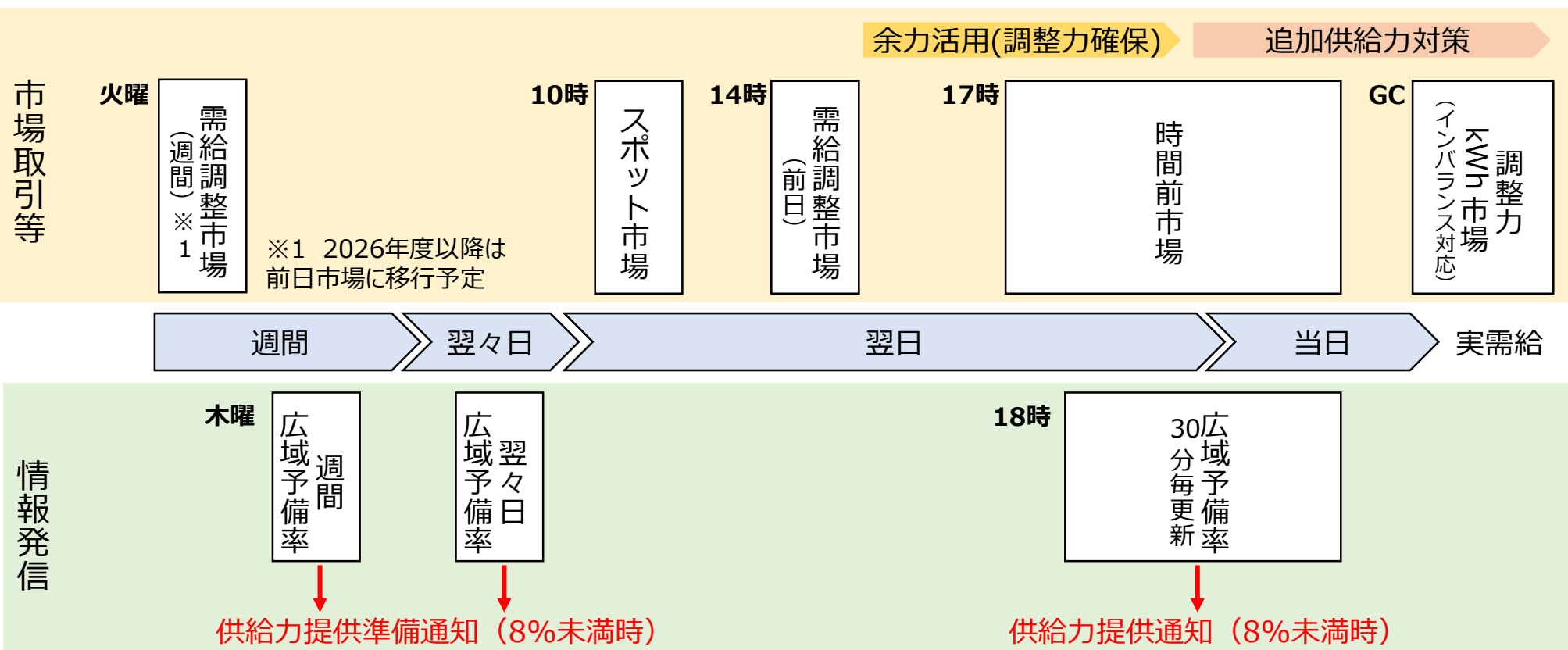


2025年度夏季の広域予備率に基づく需給運用の状況 および今後の対応の方向性について

2025年9月2日

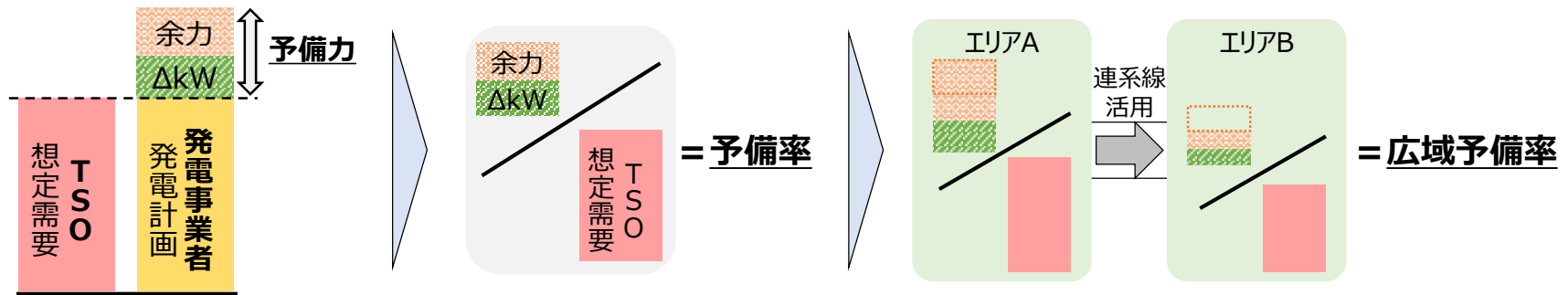
調整力及び需給バランス評価等に関する委員会事務局

- 2024年度当初の需給運用において、広域予備率の低下や、それに伴う追加供給力対策の頻発等の課題が生じた。
- こういった課題に対し、本委員会において予備率の算定方法や余力活用による運用の見直し等を議論し、2024年度冬期から暫定対策として運用している。
- 本日は、2025年度のこれまでの広域予備率に基づく需給運用の状況を報告し、これらを踏まえた今後の広域予備率に係る検討の方向性についてご議論いただきたい。



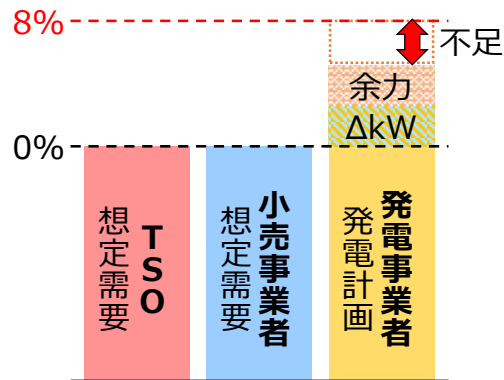
- **予備率**は一般送配電事業者が想定する需要に対する予備力の割合であり、**連系線を活用してエリア間の均衡をとった広域的な予備力の状況が広域予備率**である。
- 予備力は、余力や調整力を含む供給力の合計から一般送配電事業者の想定需要を引いて、残った供給力である。
- そのため予備率が低下するケースは、各事業者の想定の違いから生ずる供給力の調達不足等が要因である。

予備率の計算方法

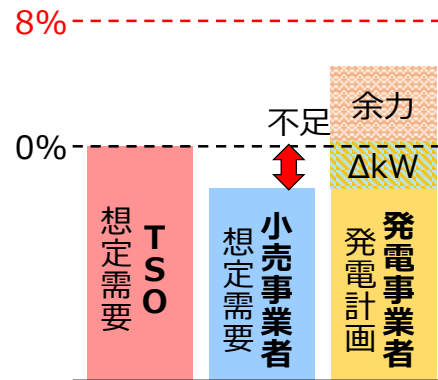


予備率が低下する場合

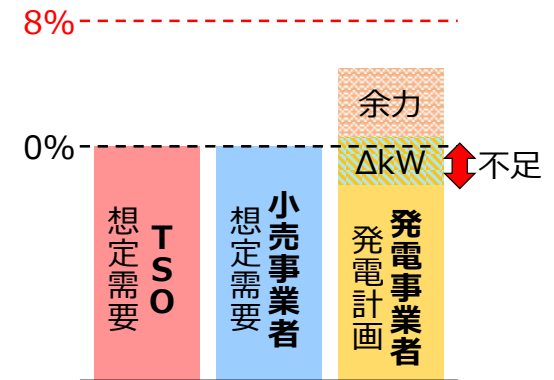
調整力・余力が不足するケース



想定需要に違いがあるケース

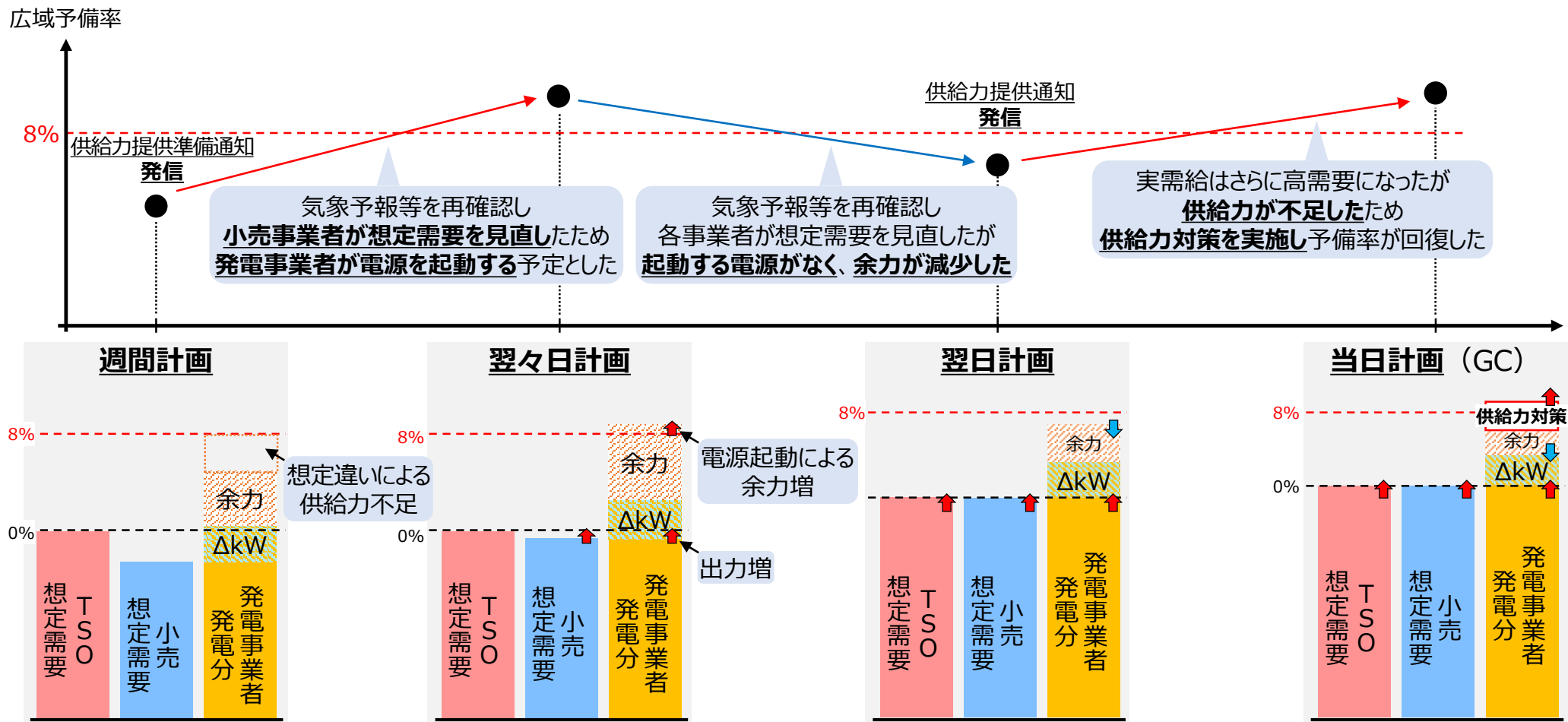


需要に対して供給力が不足するケース



- 小売事業者は**気象予報等に基づき、週間計画から当日計画に向けて需要の想定を変更していく。**
- それに合わせ、発電事業者と相対取引や卸市場取引を行うことで、**発電事業者の発電量や余力の計画が変化し、予備率も変動することになる。**

(例) 各事業者の行動による供給力と予備率の推移



- 各事業者が提出する計画は、週間・翌々日・翌日・当日計画に向けて精緻化される。
- 翌日計画以降の広域予備率が8%未満となったコマを対象を容量提供のアセスメント対象コマとし、その通知として広域機関のWebサイトにて表示している。

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】 ・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】 ・翌日計画公表後 【広域予備率】 ・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

1. 2025年度（8月15日時点）の運用状況
2. 広域予備率の課題に対する恒久対策の方向性について
 1. 恒久対策検討における方針について
 2. 検討課題①③の恒久対策の方向性
 3. 検討課題②の恒久対策の方向性
 4. 検討課題④の恒久対策の方向性
3. まとめ

- これまで本委員会では、2024年度上半期の状況を踏まえ、広域予備率に係る4つの検討課題を提示し、そのうち短期的に対応が必要な課題に暫定対策を実施した。
- なお、③市場シグナルの実効性（改善）は、電力・ガス取引監視等委員会におけるインバランス料金制度の議論等を踏まえて検討していくこととした。

No.	検討課題	検討の方向性	短期的な暫定対策
①	予備率算定の考え方	✓（短期）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の対策 ✓（中長期）一般需要家・発電事業者・小売事業者に対して示すべき広域予備率	✓ 週間・翌々日の広域予備率の算定において、需給調整市場の調達不足分や市場取引前の三次②の想定必要量に対して、余力活用電源の対応可能量を供給力に計上する。
②	揚水発電の余力活用	✓（短期）一送が調整力を確保しきれない場合の対策 ✓（中長期）揚水事業者が定める余力範囲の考え方	✓ 需給調整市場での調達不足時に余力活用電源の追加起動を行ってもなお調整力必要量を充足できない場合には一時的なTSO運用を行うことを認める。
③	市場シグナルの実効性	✓（中長期）取引実績を引き続き確認しつつ、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	・ 国や電力・ガス取引監視等委員会における議論を踏まえて検討する。
④	追加供給力対策の実施順位	✓（短期）更なる実施順位の変更要否 ✓（中長期）あるべき実施順位の考え方	✓ 発動指令電源を5%未満で実施することに加えて、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。

- 2024年度と比較して、供給力提供準備通知の日数は、東京エリアでは微減、その他のエリアでは増加した。また、供給力提供通知のコマ数は、東京エリアは大きく減少した一方で、一部のエリアは増加した。
- 全エリアの合計では、供給力提供準備通知は増加し、供給力提供通知は減少している。
- 一部のエリアは各通知が大きく増加した。こういったエリアはH3需要の超過が複数日発生している。こうした今夏の需給状況は、別途需給検証で報告する。

供給力提供準備通知

週間計画・翌々日計画の
供給力提供準備通知の対象日数

	週間計画		翌々日計画	
	2024	2025	2024	2025
北海道	5	4	7	16
東北	8	7	20	25
東京	8	7	29	26
中部	6	5	14	23
北陸	0	5	0	23
関西	0	5	0	23
中国	0	0	0	22
四国	0	1	0	8
九州	0	0	0	22
計	27	34	70	188

供給力提供通知

翌日計画・当日計画の
供給力提供通知の対象コマ数

	2024	2025
北海道	42	41
東北	40	40
東京	270	123
中部	103	138
北陸	79	141
関西	79	141
中国	77	73
四国	70	31
九州	69	73
計	829	801

最終的な8%未満

ゲートクローズ時点で
8%未満のコマ数

	2024	2025
北海道	0	0
東北	1	0
東京	42	6
中部	1	10
北陸	0	10
関西	0	10
中国	0	5
四国	0	0
九州	1	5
計	45	46

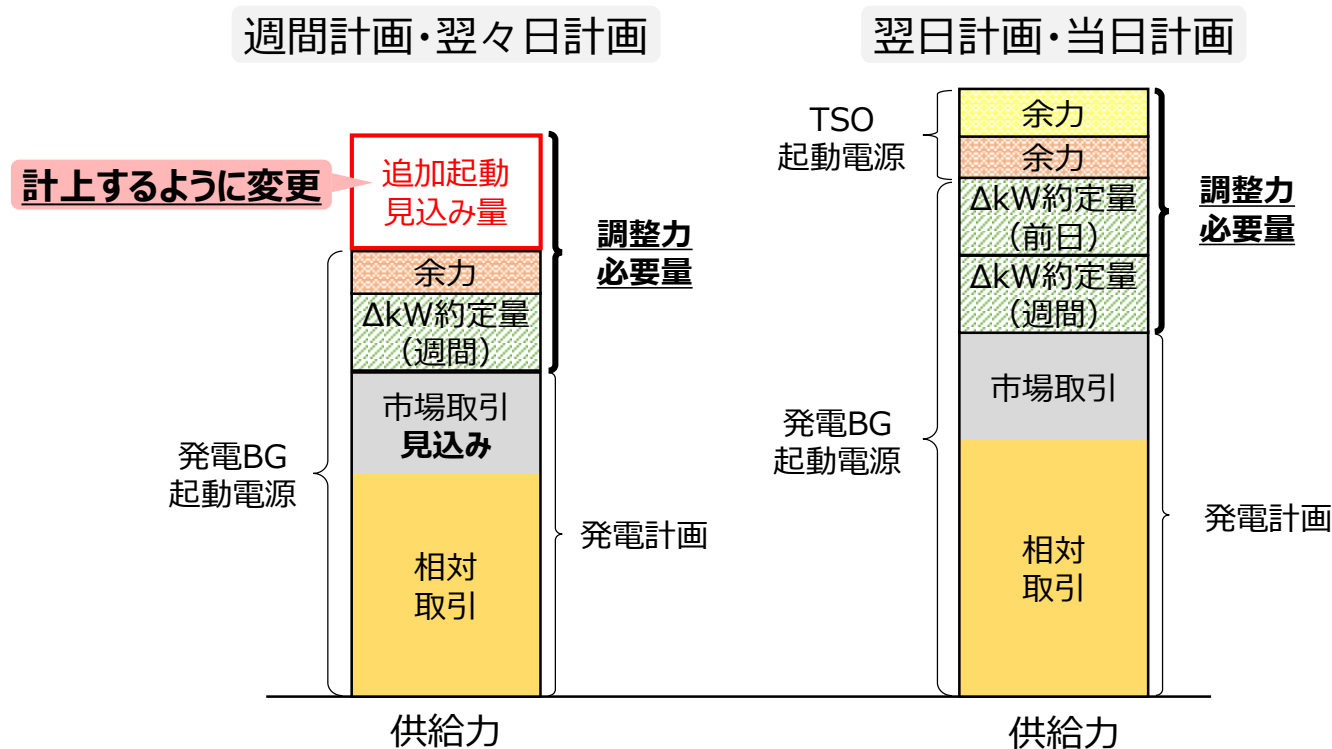
H3需要（速報）

H3需要を超過した日数
※8月は15日まで

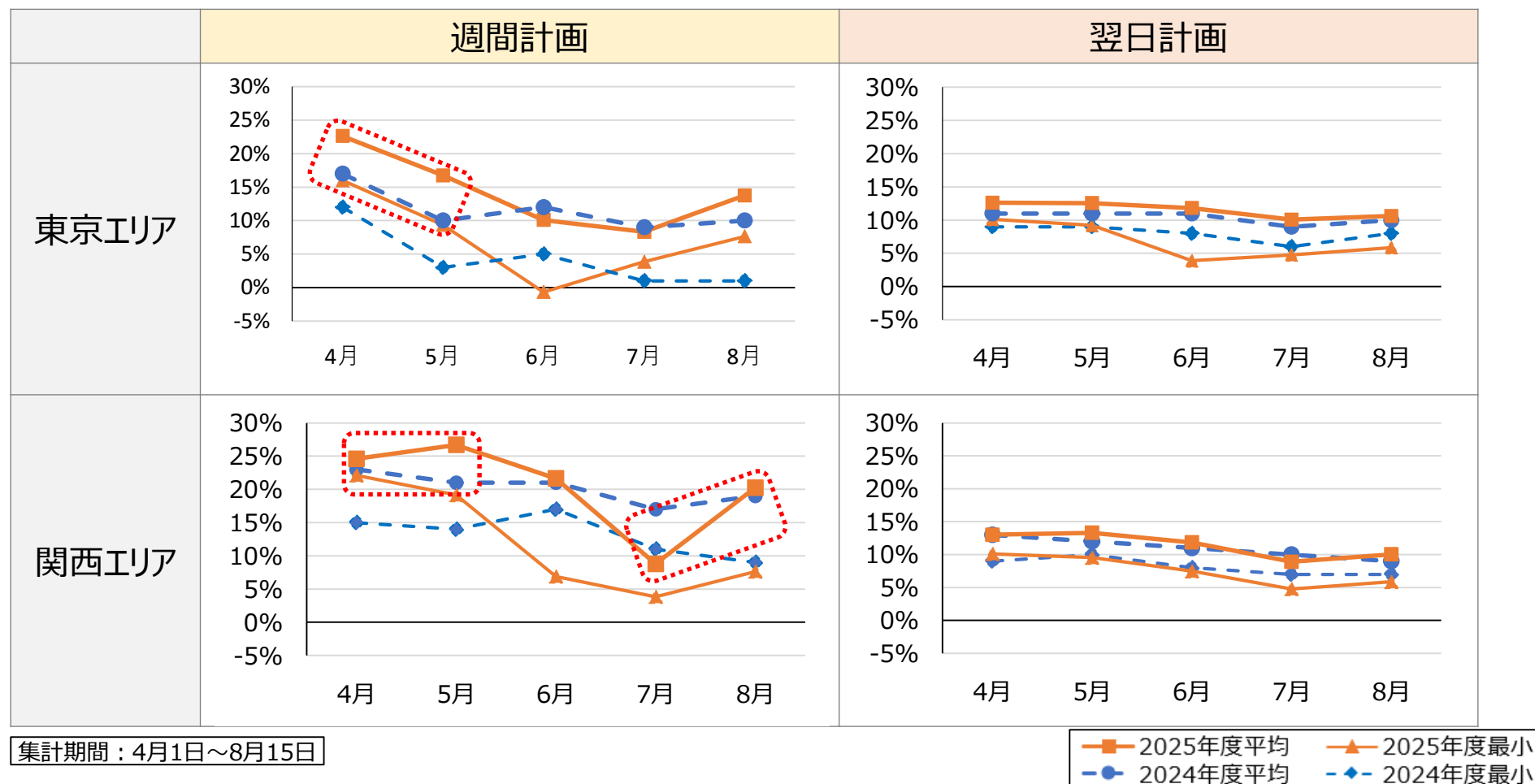
	6月	7月	8月
北海道	9	12	3
東北	7	9	1
東京	8	0	2
中部	10	12	4
北陸	7	8	3
関西	10	4	3
中国	9	0	1
四国	7	0	2
九州	11	0	0
計	78	45	19
2024計	15	31	25

集計期間：4月1日～8月15日

- 課題に対する暫定対策の実施以前は、**需給調整市場等で調整力を十分に調達できなかった場合は広域予備率が低下していた。**
- 調整力の調達不足に伴う電源起動は翌日計画断面で実施されるため、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た。
- その後、暫定対策として、**週間計画時点で調整力の調達不足時に起動する見込み量を計上する**ように広域予備率の供給力計上方法を変更した。今回は改めてその効果を確認する。

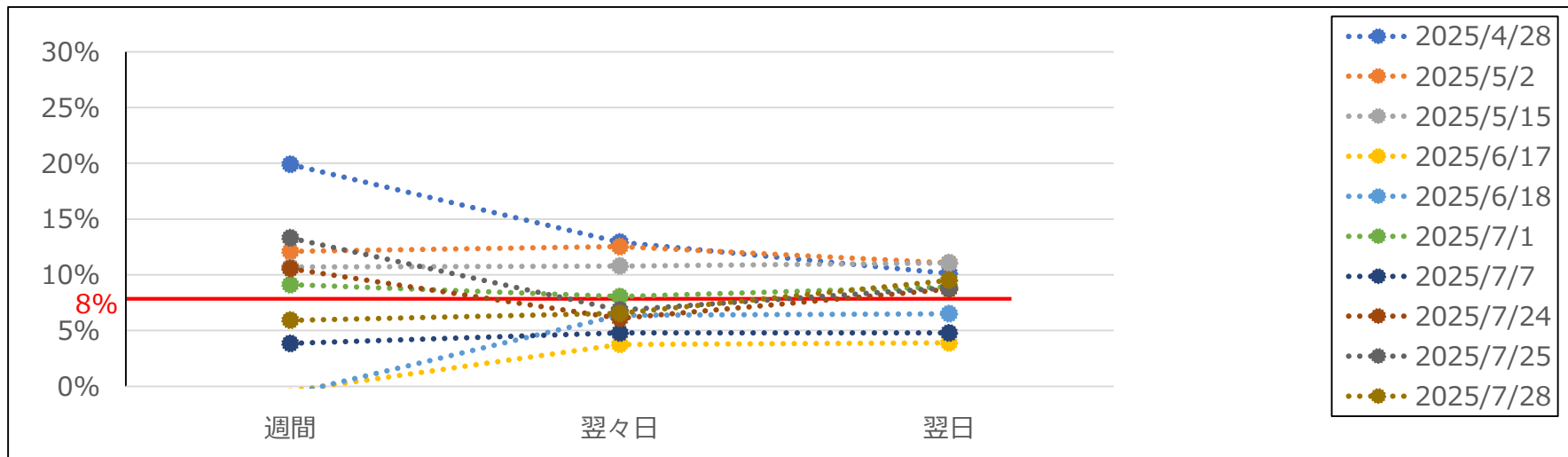


- 東京エリアと関西エリアにおける月ごとの広域予備率の平均値を昨年度と比較した。
- 東京エリアは、特に4月や5月の軽負荷期における週間計画の広域予備率が増加し、**対策の効果が表れていると考えられる。**
- 関西エリアも同様の時期の週間計画の広域予備率が増加しているものの、7月は広域予備率が低下した。

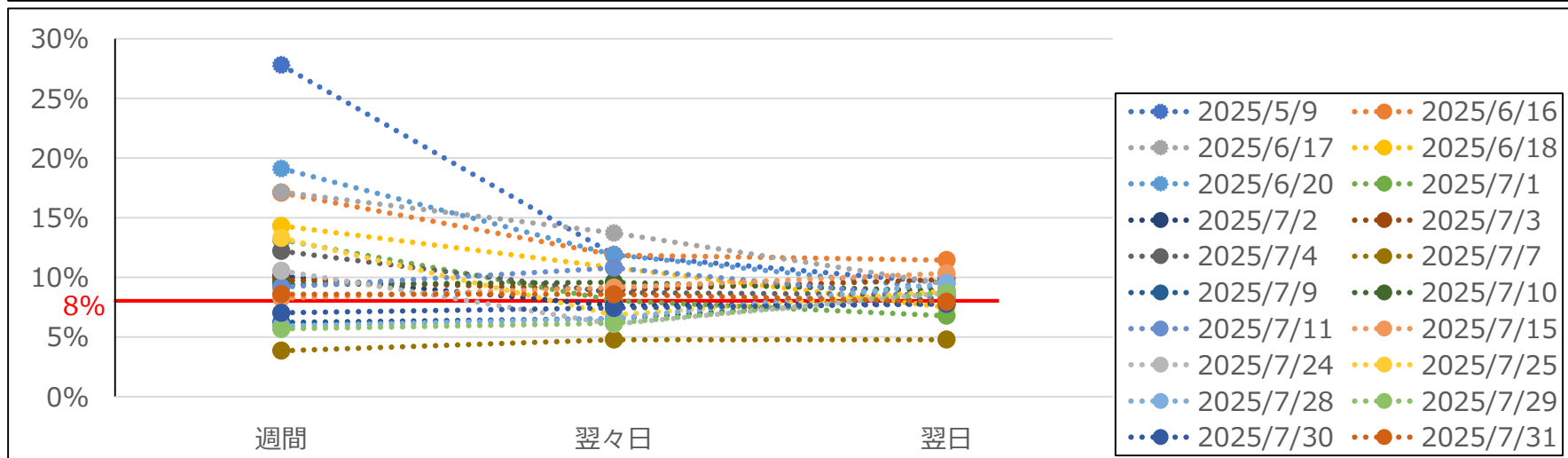


- 供給力提供（準備）通知が発出された日の週間計画から翌日計画までの広域予備率の推移を示す。
- 週間計画時点では気象予報の精度等から予備率にばらつきがあるものの、翌々日計画と翌日計画の広域予備率は同程度になっており、**昨年度と比較すると各断面の広域予備率の信頼度が向上した**と言えるか。

東京エリア

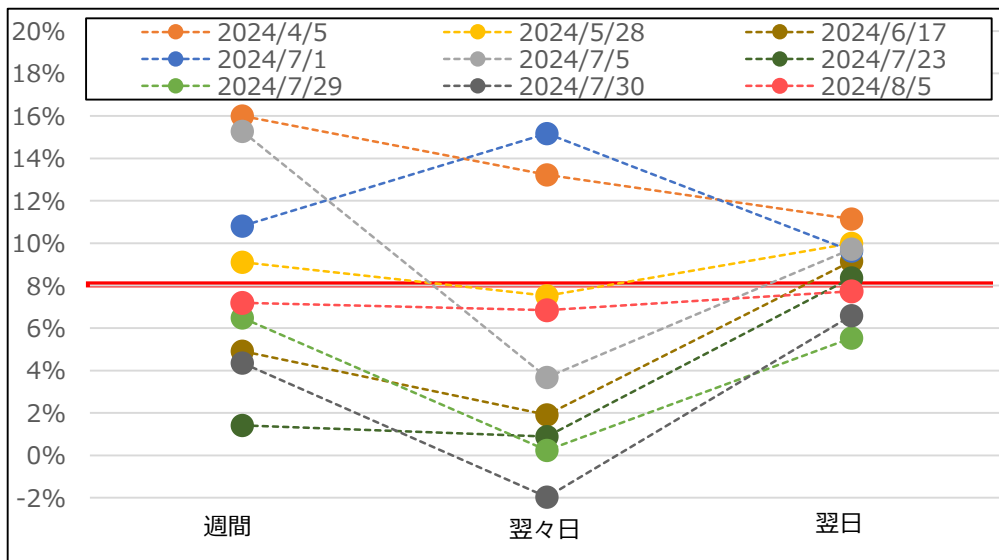


関西エリア

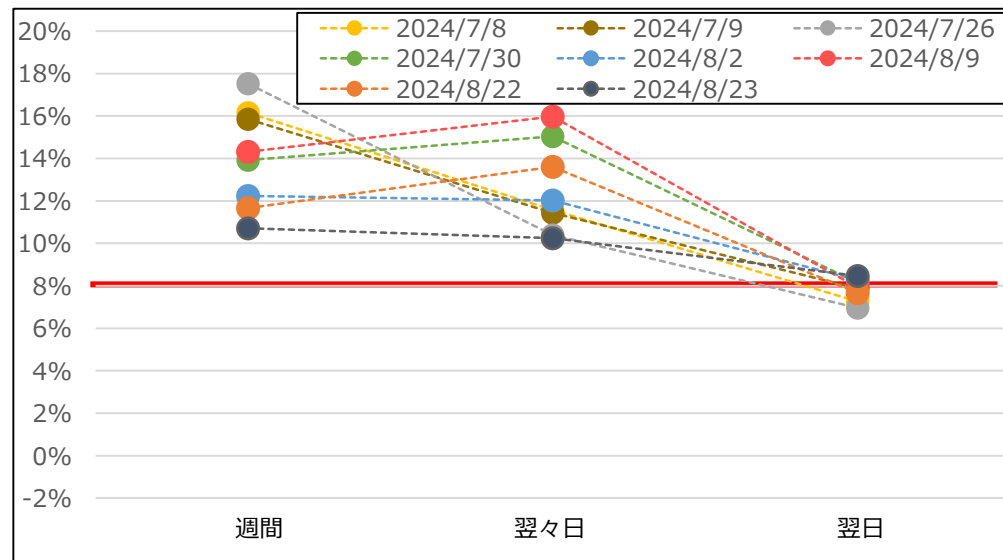


- 翌日計画または当日計画に8%未満のコマがあった日の週間計画、翌々日計画および翌日計画の広域予備率を比較した。
- 東京エリアは、翌日計画に対して週間計画と翌々日計画の広域予備率が乖離し、週間計画と翌々日計画の広域予備率が特に小さい場合がある。また、翌日計画時点では回復する傾向がある。
- 関西エリアは、翌日計画に対して週間計画の広域予備率が乖離し、週間計画の広域予備率が多い場合が多い。

東京エリア



関西エリア



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）

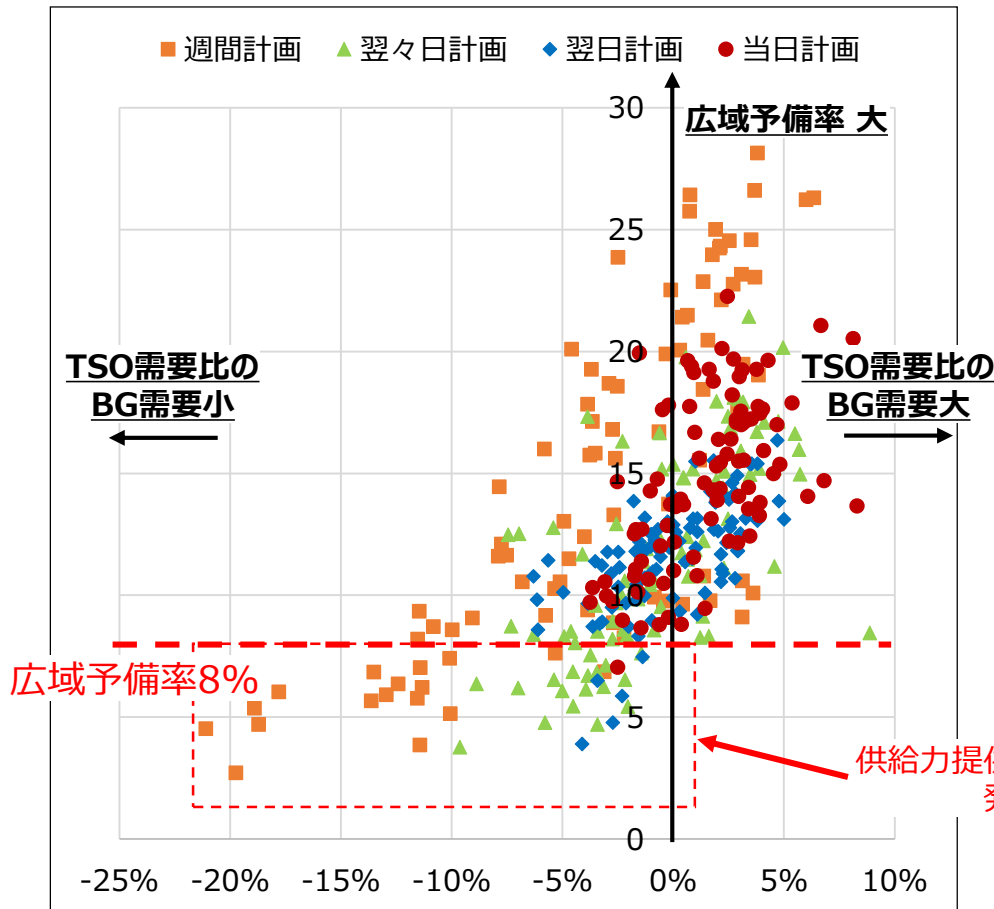
- ・4～6月,8月：該当する日のうち、広域予備率が最も小さい日をそれぞれ1日
- ・7月：週間・翌々日・翌日計画の各広域予備率が最も小さい3日と、週間・翌々日計画の各広域予備率の最も大きい2日

（関西エリア）

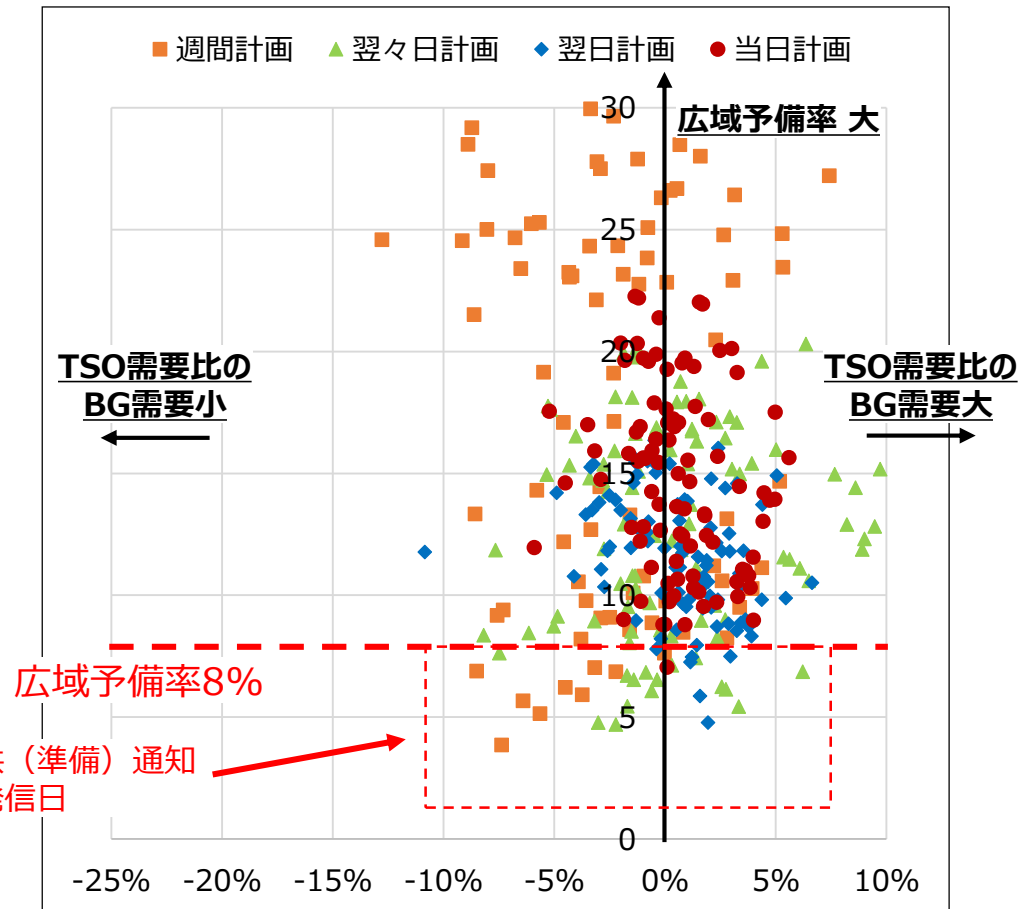
- ・各日の翌日計画の広域予備率が最も小さい8日、4～6月は該当日がない
（関西エリアは、台風10号により多くの電源が出力抑制となった8/30を除く）

- 東京エリアと関西エリアの各事業者の需要想定と広域予備率の関係を示す。
- 広域予備率は自エリアだけでなく近隣エリアの状況も影響するものの、東京エリアでは一般送配電事業者に比べて小売事業者の需要想定が小さい場合に予備率が低下する傾向であることが分かる。

東京エリア・平日最小予備率時

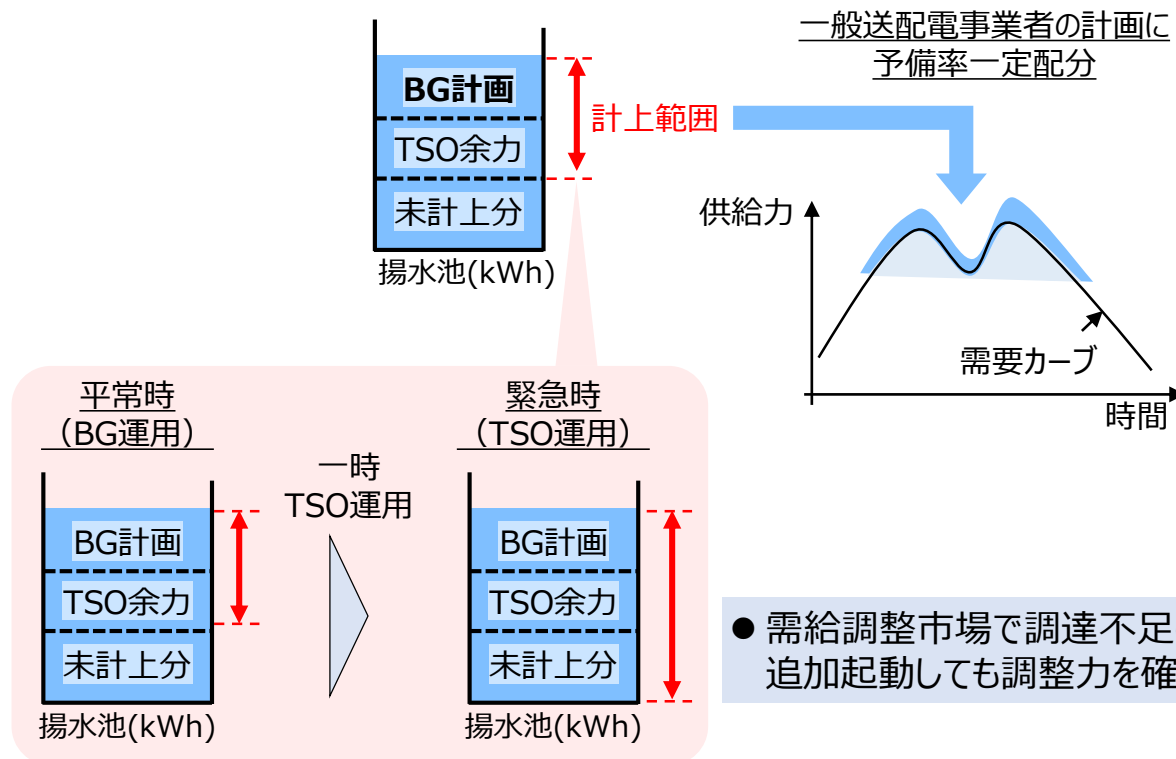


関西エリア・平日最小予備率時



- 課題に対する暫定対策の実施以前は、需給調整市場での調達や余力活用契約に基づく電源の追加起動を行っても調整力を確保しきれない課題が生じていた。
- そのため電力・ガス取引監視等委員会と連携し、需給調整市場での調達および電源の追加起動を行っても**調整力が不足する場合**は、**揚水発電を一時的に一般送配電事業者が主体的に運用すること（TSO運用）**が可能として整理された。
- 今回は、2025年度夏季の広域予備率の低下要因を分析し、暫定対策の効果を確認する。

揚水発電の予備率計上方法



- 需給調整市場で調達不足の時に、火力等の余力活用契約電源を追加起動しても調整力を確保しきれない場合に切り替える

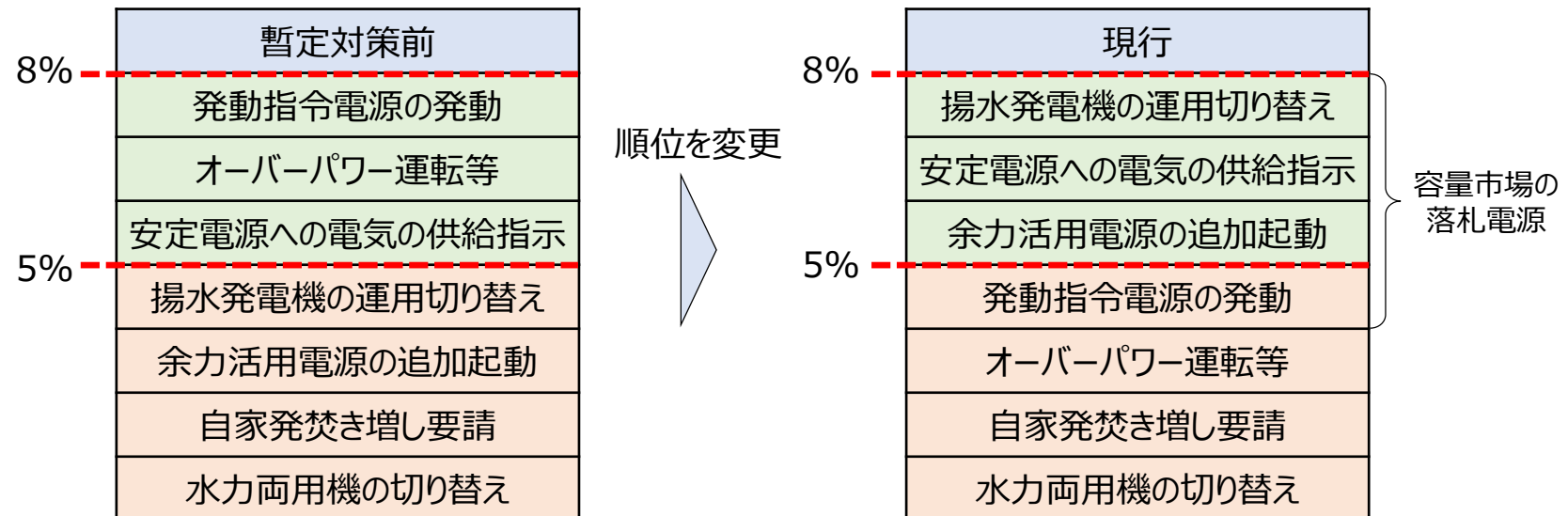
- 広域予備率の低下要因として、翌日計画で広域予備率が低下したコマの不足インバランスと、調整力の不足による影響を分析した。
- 小売事業者の調達量が充足しているにも関わらず**調整力不足により広域予備率が低下（供給力提供通知の発信）する事象はほぼ発生していない。**
- 他方で小売事業者の調達量が不足している場合には、調整力を確保していても広域予備率の低下要因となる可能性があることがわかる。
- なおP.9によれば、昨年度と比べ、東京エリアは翌日計画の広域予備率が増加していることがわかる。

翌日計画で供給力提供通知を発信したコマの状況

		小売事業者の調達状況※1					
		不足 69%			余剰 31%		
一般送配電事業者による 電源起動後の調整力確保状況※2	不足 32%	東京87%	中部16%	関西5%	東京2%	中部0%	関西0%
	充足 68%	東京11%	中部78%	関西19%	東京0%	中部7%	関西76%

※ 1 翌日計画の一般送配電事業者の想定需要に対する小売事業者の調達過不足の割合
※ 2 需給調整市場の取引後に、一送が電源の追加起動ならびに揚水運用切替を行った後に、なおも調整力必要量を充足していない状況

- 課題に対する暫定対策の実施以前は、発動指令電源の発動等の一般送配電事業者による追加供給力対策の実施が頻発した。
- そこで、一般送配電事業者が実施する追加供給力対策のコストや設備上の制約、その実施による事業者影響を勘案し、各対策の実施順位を変更した。
- 今回は、追加供給力対策の実施状況や効果を確認する。



※ 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

- これまで各エリアが実施した追加供給力対策の実施回数を示す。
- これまでは揚水発電機の一時的な運用切り替え（BG運用→TSO運用）の実施が主で、8月15日時点で**昨年度は複数回実施した発動指令電源の発動はない。**

2025年度のこれまでの追加供給力対策の発動実績

8% - - -	項目	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
	揚水発電機の運用切り替え	8	0	8	19	18	18	17	0	17
5% - - -	安定電源への電気の供給指示	0	1	4	4	4	4	1	0	1
	余力活用電源の追加起動	4	2	2	0	0	0	1	0	0
	発動指令電源の発動※	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	増出力運転	0	0	0	0	0	0	0	0	0

（参考）2024年度の発動指令電源の発動回数 ※（）内の数値は、4～8月15日の発動実績

項目	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
発動指令電源の発動※	1 (0)	5 (0)	10 (6)	9 (1)	8 (1)	8 (1)	8 (1)	8 (0)	8 (0)

※ 発動指令電源は2グループに分けて発動しており、発動数の多いグループの発動数を記載

- 2025年度夏季においても一時的に広域予備率が低下する場合もあったが、暫定対策等により、週間計画や翌々日計画の広域予備率から需給調整市場の未達による影響は除くことができていると考えられるか。
- 翌日計画や当日計画も、適切な調整力の調達や追加供給力対策の実施により、広域予備率は安定している。
- 他方で、依然として**広域予備率が低下する断面は存在し、この要因は小売事業者と一般送配電事業者の想定需要の違い（前述した「想定需要に違いがあるケース」）が挙げられるか。**

	2025年度夏季の状況
広域予備率の状況	・ 暫定対策（調整力の未調達分の仮計上）の効果もあり、2024年度に比べて、特に4月、5月の週間計画の広域予備率は大きくなる傾向であった。 ・ 翌日計画に向けて週間計画や翌々日計画の信頼度も向上したと考えられる。
需要想定の違い	・ 特に週間計画・翌々日計画では、一般送配電事業者の想定需要に比べ、小売事業者の想定が小さく、広域予備率の低下要因の1つになっている。
広域予備率の低下要因	・ 2024年度夏季に比べ、調整力不足による広域予備率の低下は緩和していた。
追加供給力対策の発動状況	・ 暫定対策により、揚水発電のTSO運用への切り替え回数等が大きく増加した。 ・ 他方で発動指令電源の発動回数は減少し、これまで0回である。

1. 2025年度(8月15日時点)の運用状況
2. 広域予備率の課題に対する恒久対策の方向性について
 1. 恒久対策検討における方針について
 2. 検討課題①③の恒久対策の方向性
 3. 検討課題②の恒久対策の方向性
 4. 検討課題④の恒久対策の方向性
3. まとめ

- 広域予備率に基づく需給運用を検討していくにあたり、暫定対策は早期に実施可能な対策としていたが、今回は長期的な視点で恒久的な対策を検討していく。
- 恒久対策により一般送配電事業者の様々なシステムの改修が必要になる可能性もあることから、現在開発が進められている次期中給システムや現在議論中の同時市場との整合等も検討する必要がある。
- また、検討課題①と③としている予備率算定と市場シグナルは、関連性が高いため合わせて検討する。

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）資料1

まとめ

45

- 現行制度の仕組みの実効性確認と課題抽出を目的として、予備率の諸元となっている発電事業者・小売事業者・一般送配電事業者の計画に関して分析を行った。
- 足元の状況を踏まえると、整理すべき課題は以下のとおり、課題①・②・④については冬季にむけて短期対策を早期に整備し、またを今後の実績を踏まえながら全体的な中長期対策の整理する。
- これらの課題について、国と連携して対応策の構築を進めていく。

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

1. 2025年度(8月15日時点)の運用状況
2. 広域予備率の課題に対する恒久対策の方向性について
 1. 恒久対策検討における方針について
 2. 検討課題①③の恒久対策の方向性
 3. 検討課題②の恒久対策の方向性
 4. 検討課題④の恒久対策の方向性
3. まとめ

- 現在の需給運用で広域予備率が8%未満となれば、**発電事業者は容量市場のリクワイアメントにより供給力の供出を行い、小売事業者はインバランス料金の上昇により供給力の調達を行うことを狙った制度**になっている。
- そのため、各事業者の需要想定がある程度正しいとすると、広域予備率が8%未満の状態から回復しない場合には**それらの制度がうまく機能していない可能性**が考えられる。
- なお実需給の断面では、一般送配電事業者が追加供給力対策を実施し、安定供給が確保されることになる。

第42回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2019年8月27日）資料3

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	・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)	・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)	・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)	・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)	・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。

- シグナルとして供給力提供(準備)通知を発出しても各事業者の行動に対して、十分な影響があるとは言えない状況であった。

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）資料1

分析のまとめ

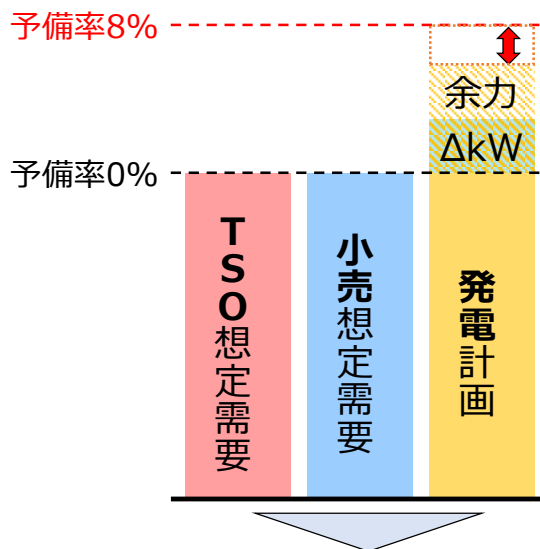
16

- No. I - 1 ～ II - 3 までの分析結果をまとめると以下のとおり。

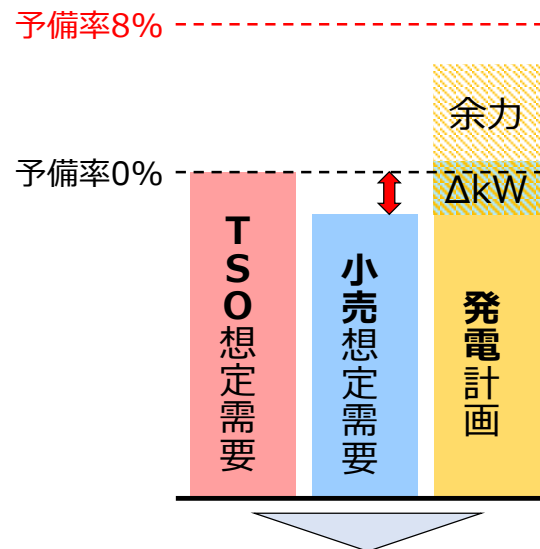
目的	No.	分析項目	分析結果
I. 広域予備率の低下要因分析	1	調整力(ΔkW)の調達不足	○週間・翌々日計画断面 ・ ΔkW 調達不足：影響あり ・小売BG・TSO需要想定傾向：影響あり
	2	小売BG・TSOの需要想定傾向	○翌日計画断面 ・東京エリア 揚水発電の余力提供範囲による調整力不足の影響が大きい
	3	揚水発電の余力の範囲	・中部・関西エリア 小売BGの不足インバランスとTSO需要想定大の影響が同程度
II. 広域予備率のシグナルとしての実効性確認	1	各通知による供給力の変化	供給力提供(準備)通知による有意な影響はないか
	2	供給力提供通知発信時の不足インバランスの動向	不足インバランスを低減する行動は、見られたものの完全に解消している割合は低い
	3	追加供給力対策の発動状況	発動指令電源の発動回数が増加している

- 現在は、広域予備率が一般需要家に対する需給状況のシグナルと各事業者に対する需給状況のシグナル（特に発電事業者に対しては容量市場の仕組み）を兼ねている。
- そのため広域予備率は調整力・余力の過不足と供給力の過不足を同時に表現しており、各事業者が広域予備率の低下要因を判断しづらくなっている。
- 広域予備率が低下している場合には、小売事業者は一般送配電事業者と想定需要の違いによる調達の必要性、発電事業者は供給力の供出の必要性を判断できることが望ましい。
- また、各事業者の行動によって広域予備率変動するため、電力制度を熟知しているわけではない一般需要家にとっては、需給が本当にひっ迫しているのか分かりづらいと想定される。

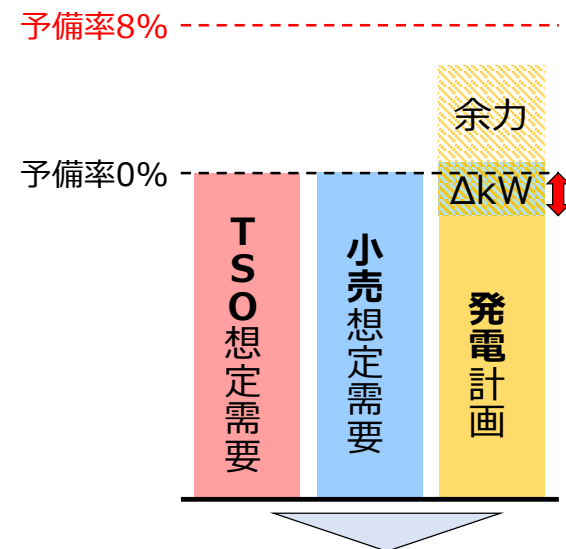
調整力・余力が不足するケース



想定以上に需要が増加するケース



需要に対して供給力が不足するケース

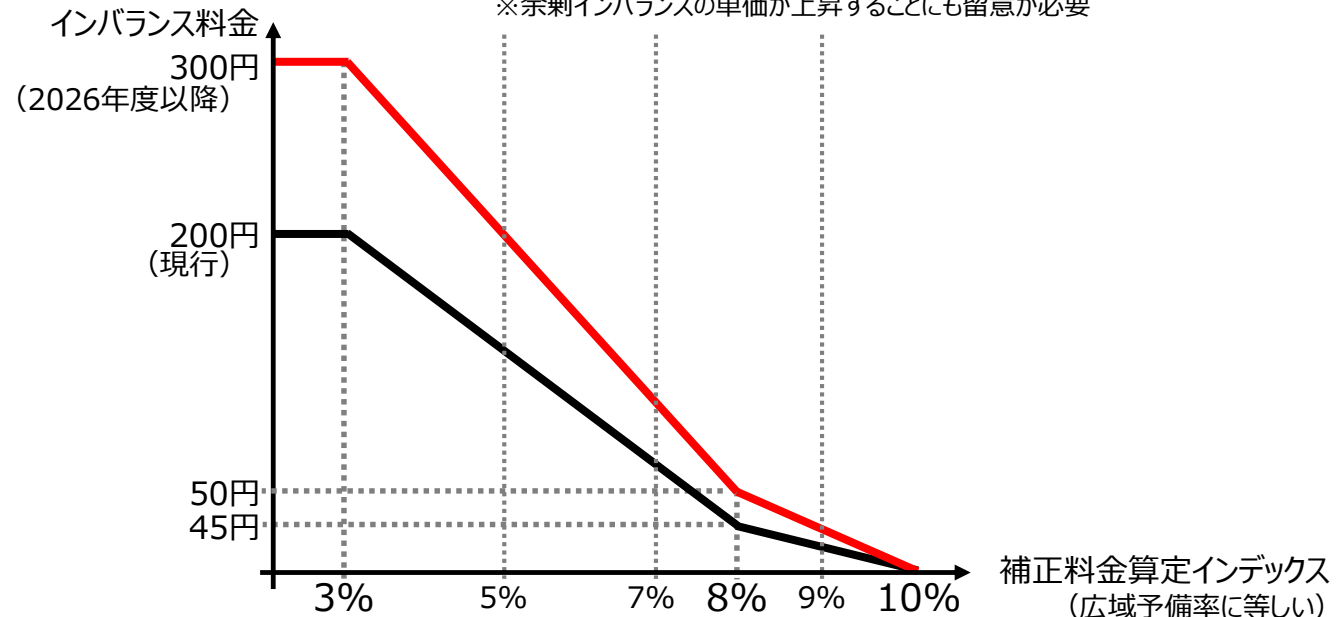


どのケースも予備率は同一であり、予備率では調整力・余力の不足、供給力の不足等の低下要因を判断できない。

- 小売事業者が**実需要に対する供給力を調達するインセンティブ**として、**インバランス料金制度**がある。その調達が不足または余剰となってインバランスが発生した場合は、各事業者はインバランス料金単価に応じて精算することになる。
- 電力・ガス取引監視等委員会においてインバランス料金制度の変更が議論され、2026年度から当面の間、C値が300円/kWhに、D値が50円/kWhにそれぞれ上昇する予定である。
- これにより、**小売事業者が不足インバランスを解消するインセンティブが強化される**ことになる。
- そのため、恒久対策の方向性としては、各事業者はインバランスの解消に努めることを原則としつつも、**各事業者に対する需給状況のシグナルの精緻化及びその見通しを的確に示すことが重要**になる。

	3%	5%	7%	8%	9%
2026年度以降	300	200	100	50	25
現行	200	138	76	45	22.5

※余剰インバランスの単価が上昇することにも留意が必要



まとめ

- 今回、C値・D値の設定と累積価格閾値制度の見直し案、時間前市場のエリア別の情報公表について検討を行った。
- 次回会合では、今回の議論を踏まえた最終的な整理案（中間取りまとめの改定案）を提示することとしたい。

今回の事務局提案

- ・ **C値については、2026年度から当面の間、300円/kWhに見直す**こととし、インバランスの発生やインバランス料金の状況等を監視し、必要に応じて更に見直す。（沖縄エリアも同様）
- ・ **D値については、2026年度から当面の間、50円/kWhに見直す**こととし、インバランスの発生やインバランス料金の状況等を監視し、必要に応じて更に見直す。（沖縄エリアも同様）
- ・ 累積価格閾値制度
 - ・ 期間設定：対象日の直前7日間。
 - ・ 閾値設定：スポット市場価格（エリアプライス）200円/kWh以上の累積発生コマ数が30コマに到達。
ただし、**沖縄エリアについては、指標をインバランス料金とする。**
 - ・ 閾値を超えた場合の上限価格：閾値に到達した翌日から補正インバランス料金の上限価格を**100円/kWh**とする。
 - ・ 解除要件：対象日の直前7日間の**100円**以上の累積発生コマ数がゼロになった時点。
- ・ **時間前市場の情報公表の拡充**については、今後、**エリアを分割した情報公表を行う方向**で検討を進め、時期については、次回JEPXのシステム更新を行う予定である**2026年4月からの実施を目指して、JEPX等における検討を進めていく。**

- 需給運用の状況やインバランス料金制度の状況を踏まえ、各事業者によって供給力の調達・供給がより適切に行われるように、**小売事業者および発電事業者に対するシグナルの在り方の検討を進める必要があるのではないか。**
- また、一般需要家に対しても、需給のひっ迫状況や、最終的な節電や計画停電等の必要性を確認できることが求められる。そこで、一般需要家に対するシグナルの在り方についてもあわせて検討が必要か。
- 具体的には、以下の点についてご議論いただきたい。
 - 各者に対して示すべきシグナルの考え方は下表のとおりでよいか。
 - 広域予備率に代わる需給状況を示すシグナルを設けるか。
 - 広域予備率はそのままとし補足的なシグナルを設けるか。
 - シグナルは一つとするか、需要家・発電・小売・一送に分けて示すか。

各事業者に対するシグナル

	一般需要家	発電事業者	小売事業者	一般送配電事業者
各者に求めたいこと	なし	バランス停止機の起動、供給力の追加供出など	需要想定の見直し、確実な供給力の調達	追加供給力対策の実施
各者に伝えるべきこと	真に需給がひっ迫していること	供給力の過不足	TSO想定需要と調達した供給力に乖離があること	需給ひっ迫のおそれがあること
現状のシグナルの課題	追加供給力対策等が反映されず、需給状況を見通せない	低下の要因が分からず、市場応札の参考にしづらい	低下の要因が分からない	なし
求められるシグナル	供出可能な全ての供給力を踏まえた充足状況	供給力・調整力・余力のそれぞれの充足状況	TSO想定需要との乖離状況	現時点の供給力・調整力・余力を合わせた充足状況

1. 2025年度(8月15日時点)の運用状況
2. 広域予備率の課題に対する恒久対策の方向性について
 1. 恒久対策検討における方針について
 2. 検討課題①③の恒久対策の方向性
 3. 検討課題②の恒久対策の方向性
 4. 検討課題④の恒久対策の方向性
3. まとめ

- 揚水発電等の余力の考え方は、余力の全量を需給調整市場に入札すること等の制度的措置が需給調整市場検討小委において整理された。
- この制度的措置は国の審議会において、2026年度4月からの導入は見送られたものの、同時市場開始以前の時点では全電源の市場応札を一定の範囲で求めていく方向性が示されている。

第53回需給調整市場検討小委員会（2025年1月24日）資料2

論点2-1：応札行動_まとめ

58

- 前述の揚水等余力に関する検討ならびに予備的検討等を踏まえ、事業者にとって非合理的となる技術的・金銭的な市場応札リスクが手当てされた前提のもと、制度的措置としては以下の応札行動を求めることとしてはどうか。

➤ 制度的措置として求める行動（全リソース共通）

- ✓ 需給調整市場の開場時点で有する“余力”を需給調整市場（調整力ΔkW市場）に全量入札
 - ・ 入札を求める余力＝定格（発電可能上限※1）－発電（需要※2）計画－入札制約※3－予備力

➤ 制度的措置として求める行動（余力活用契約を有する揚水等のリソース※4）

- ✓ 調整力kWh市場への以下の余力供出（GC後の余力水位幅として提示）
 - ・ 上げ調整余力＝発電可能上限※1－発電（需要※2）計画－入札制約※3－予備力
 - ・ 下げ調整余力＝充電可能上限※5－需要（発電※6）計画－入札制約※3

（上記の余力供出における揚水等運用の基本的な考え方）

- ・ 水位合わせのタイミング等を踏まえ、先々の計画に影響を与える分（kWh）に限り、GC後の余力幅から控除してTSOに提示
- ・ 需給調整市場（前日取引）へのΔkW応札予定分はGC後の余力幅に含めて提示
- ・ TSOからGC後の余力活用量の事前予告は受けない

※1 揚水等のリソースにおける発電可能上限（蓄電池の場合は水位をSOCと読み替え）

＝池水位（計画上の水位）－下限水位（設備制約・各種契約等を考慮した下限水位）を全て活用した分

※2 揚水等のリソースにおいて、ネガボジリソースとして応札する場合等は、需要計画（充電計画）も考慮が必要

※3 論点1～4のとおり、国とも連携の上、今後精査

※4 蓄電池における詳細な運用や規模による取扱い等については今後検討

※5 揚水等のリソースにおける充電可能上限（蓄電池の場合は水位をSOCと読み替え）

＝上限水位（設備制約・各種契約等を考慮した上限水位）－池水位（計画上の水位）を全て活用した分

※6 揚水等のリソースにおいて、ネガボジリソースとして応札する場合等は、発電計画も考慮が必要

第103回制度検討作業部会（2025年5月28日）資料4

これからの調整力調達の方針について（制度的措置）

- ・ 第50回需給調整市場検討小委員会（2024年9月10日）以降、同小委員会にて需給調整市場への応札を求める制度的措置に関する検討や技術的検証が進められ、第54回同小委員会（2025年3月4日）では、**国とも連携の上、2026年度からの制度的措置の導入要否等の検討を進めていくこととされた。**

- ・ **今後、市場での調達割合を増やすという方向性は合理的である。**その一方、すでに各発電事業者において需給調整市場の制度変更を含め様々なシステム改修が継続している中、制度的措置の導入によってさらにシステム改修等の対応を求めれば、市場の混乱、電力市場の信頼低下、ひいては同時市場への疑念にも繋がりかねない。アグリゲーター・新電力にとっても、制度的措置に伴うオペレーション対応は大きな追加負担となる。

- ・ こうしたことから、**経済効率性と市場参加の自由度確保のバランスを保ちながら調整力調達を進めることを基本的な方向性とし、当面は余力電源や揚水随意契約等も活用しながら市場調達を進め、2026年4月からの制度的措置の導入は見送ることとしてはどうか。**（※1）

（※1）なお、制度的措置により、より経済性ある持ち下げ供出札の応札増加に繋がる。高需要期に市場の取引状況が大きく悪化するなど、持ち下げ供出札の応札の必要性が高まれば、様々なデメリットも考慮に入れつつ制度的措置の導入についての検討を再開する。

- ・ 一方、今般制度的措置導入を見送ることで、発電事業者における市場応札のシステム整備やオペレーション対応が一切進まなくなることは望ましくない。事実上全電源の市場応札を求める（※2）同時市場の導入に向け、部分的に同時市場の一部制度を試行することは、実務的課題をあらかじめ洗い出す観点等から有益。事業者のシステム改修の負担等も考慮に入れつつ、**今後、同時市場開始以前の時点では全電源の市場応札を一定の範囲で求めていくこととしてはどうか。**（※2）第15回同時市場の有り方等に関する検討会（2025年4月22日）において、自己計画電源については、安定供給の観点から必要な場合に制約を及ぼす仕組みの導入を前提に、市場入札を必須としない方針が整理されている。

- 揚水発電等のさらなる将来の扱いについては、同時市場検討会において検討が進められている。
- 市場計画電源であれば、現状のTSO運用に近い状態になる可能性がある一方、市場計画電源以外の揚水発電等は、余力の扱い次第で現状と変わらない状態となる可能性もあるところ。
- そのため、前項の制度的措置に関する議論状況とあわせて注視し、必要に応じて追加検討することとしてはどうか。

第15回同時市場の在り方等に関する検討会（2025年4月22日）資料6-2

まとめと今後の進め方

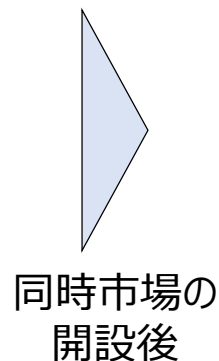
31

- 同時市場における揚水等リソースの取扱いに関して、過去からの運用実態や、同時市場で運用した場合の精算面・対価性、また池運用における課題等を踏まえて検討を行った結果は以下のとおり。
 - 同時市場における特殊リソース（大規模揚水・蓄電池）の運用方法としては、以下の3通りが考えられる
 - ✓ 同時市場による運用（全量ディスパッチャブル領域とみなす。過去の揚水TSO運用に近い運用）
 - ✓ ストレージ式のBG運用（現状の揚水および一部蓄電池の運用に近い運用）
 - ✓ 非ストレージ式のBG運用（現状の小規模蓄電池の運用に近い運用）
 - 「同時市場による運用」を行った場合、主には市場値差により収益（BGへの対価原資）を生む構造となり、BGが市場入札を行った時も同様であるが、同時市場による運用時のような最適なタイミングでの運用は難しく、市場取引上のkWh収入による期待収益は、同時市場による運用の対価を下回る（対価性は同時市場運用時＞BG運用時）と考えられる
 - 「同時市場による運用」が全体最適のみならず事業者から見た対価性の面でも合理的であるとも評価しうするため、改めて、大規模揚水・蓄電池に関しては、BGが「同時市場による運用」を選択しうる仕組みを導入し、同時市場による運用を積極的に目指すことが望ましいと考えられる
 - また、現状、大規模揚水や一部の蓄電池はストレージ式のBG運用の適用対象としており、同時市場の導入後においても、これらリソースが「同時市場による運用」を選択しなかった場合には、現行制度と同じく、kWh面の余力（ディスパッチャブル領域）を有効活用する観点から、原則としてストレージ式のBG運用とされるべきと考えられる
 - 揚水等事業者の選択により、1池内で複数の運用が混在した場合においては、同時市場側で池全体の水位をディスパッチャブル領域と見做すのではなく、BG運用機のセルフスケジュール領域（kWh面）を抵触（上書き）しないよう、BG運用機の計画分を控除した池水位（部分kWh）のみ市場活用可能分と扱う等、同時市場側とBGで池水位の区分（権利義務）を明確にした上で、運用する必要がある
- 上記、揚水等リソースの詳細（同時市場における運用上の取扱い）については、今後検討していくこととしたい。

1. 2025年度(8月15日時点)の運用状況
2. 広域予備率の課題に対する恒久対策の方向性について
 1. 恒久対策検討における方針について
 2. 検討課題①③の恒久対策の方向性
 3. 検討課題②の恒久対策の方向性
 4. 検討課題④の恒久対策の方向性
3. まとめ

- 同時市場は、余力活用契約電源の起動や揚水発電の池運用を一般送配電事業者の想定需要ベースで行う方向で議論している。
- 市場計画電源以外の電源の余力の扱い次第ではあるが、現在の追加供給力対策のうち、一般送配電事業者が行う余力活用契約電源の追加起動や揚水発電の運用切り替え等は、常時発動済みと同じ状態になると言えるか。
- 追加供給力対策の実施順位については、上記の同時市場の議論状況ならびに今夏の実績を踏まえて必要に応じて検討していくこととしてはどうか。

	対策項目
8%未満	① 揚水発電機の運用切替 ② 安定電源への電気の供給指示 ③ 余力活用電源の追加起動
5%未満	① 発動指令電源 ② オーバーパワー運転等 ③ 自家発電き増し要請 ④ 水力両用機の切替



	対策項目（検討中）
8%未満	揚水発電機の運用切替 安定電源への電気の供給指示 余力活用電源の追加起動
5%未満	① 発動指令電源 ② オーバーパワー運転等 ③ 自家発電き増し要請 ④ 水力両用機の切替

1. 2025年度(8月15日時点)の運用状況
2. 広域予備率の課題に対する恒久対策の方向性について
 1. 恒久対策検討における方針について
 2. 検討課題①③の恒久対策の方向性
 3. 検討課題②の恒久対策の方向性
 4. 検討課題④の恒久対策の方向性
3. まとめ

- 昨年度と需給状況が同一ではないものの、今年度のこれまでの広域予備率の実績から、暫定対策により調整力不足の影響を除くことができていると言えるか。他方で、昨年度と同様に、一般送配電事業者と各事業者の想定需要の違いによる広域予備率の低下も見られた。
- 翌日計画時点での調整力不足の影響が除かれたこと、ならびに実施順位の変更により追加供給力対策を複数発動する頻度は大きく減少した。特に発動指令電源は未だ発動していない。
- こういった実績の分析を今後も進めるとともに、同時市場等の検討状況も踏まえながら、暫定対策の見直しや恒久対策の検討など、広域予備率に基づく需給運用のさらなる改善を進めていく。
- なお、恒久対策において、その実現が同時市場開設後に想定される場合には、現状の短期的な暫定対策を踏まえて恒久的な対策を検討することとする。

No.		恒久対策の方向性（案）
①③	予備率算定の考え方 市場シグナルの実効性	・発電事業者・小売事業者・一般需要家それぞれに示すべきシグナルについて検討する ・インバランス料金制度の見直しも考慮する必要がある
②	揚水発電の余力活用	・需給調整市場における制度的措置や同時市場の導入についての検討状況を踏まえて必要に応じ検討する
④	追加供給力対策の 実施順位	・今年度の実績および同時市場の導入についての検討状況を踏まえて必要に応じ検討する