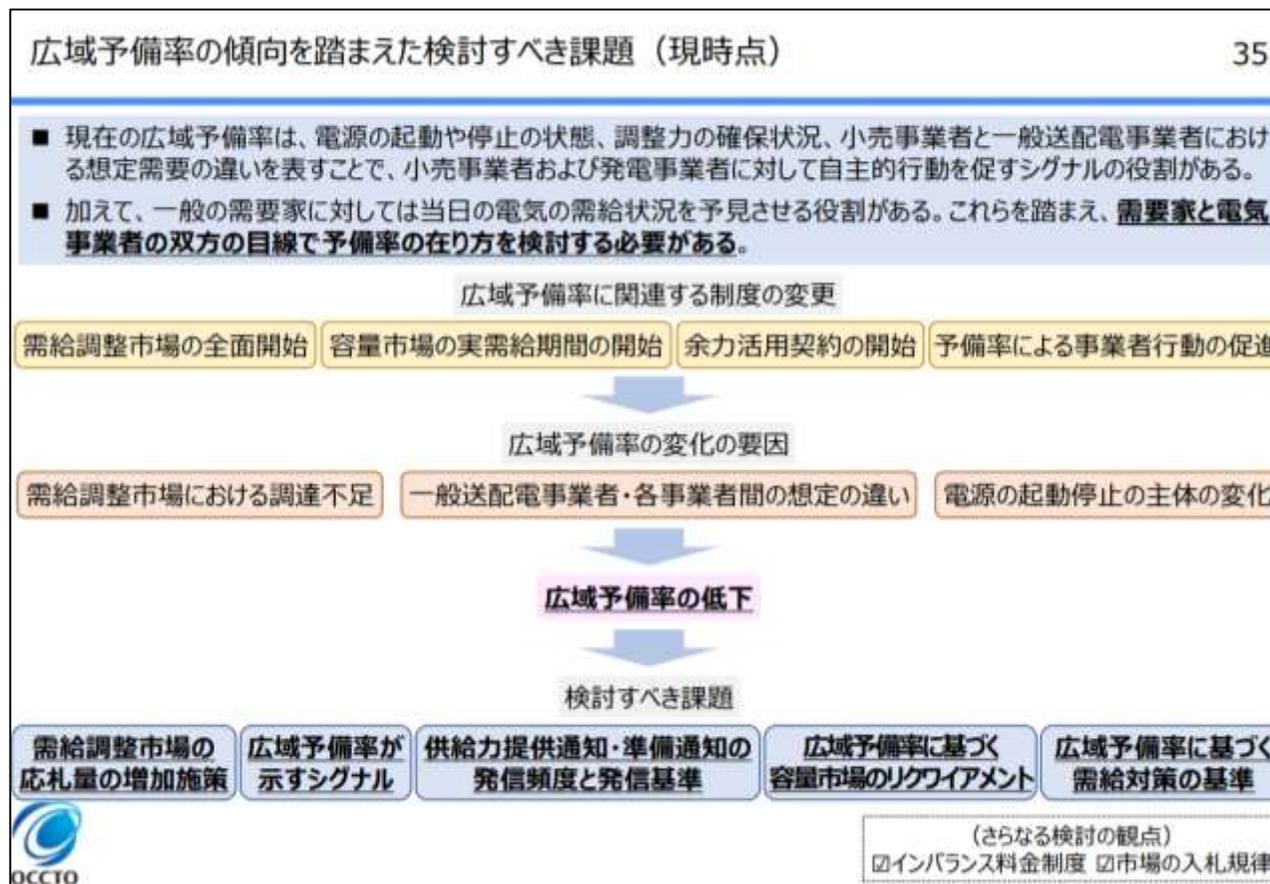


2024年度の広域予備率の状況に基づく 需給運用の課題整理について

2024年9月30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100回本委員会（2024年9月3日）において、4月以降の予備率の分析結果や分析を踏まえた課題、さらには今後の検討方針の整理を行うことにしていた。
- 本日は、2024年度の広域予備率の状況の分析結果を報告するとともに、今後検討の方向性を整理したためご審議いただきたい。



1. 今年度の広域予備率に関する分析

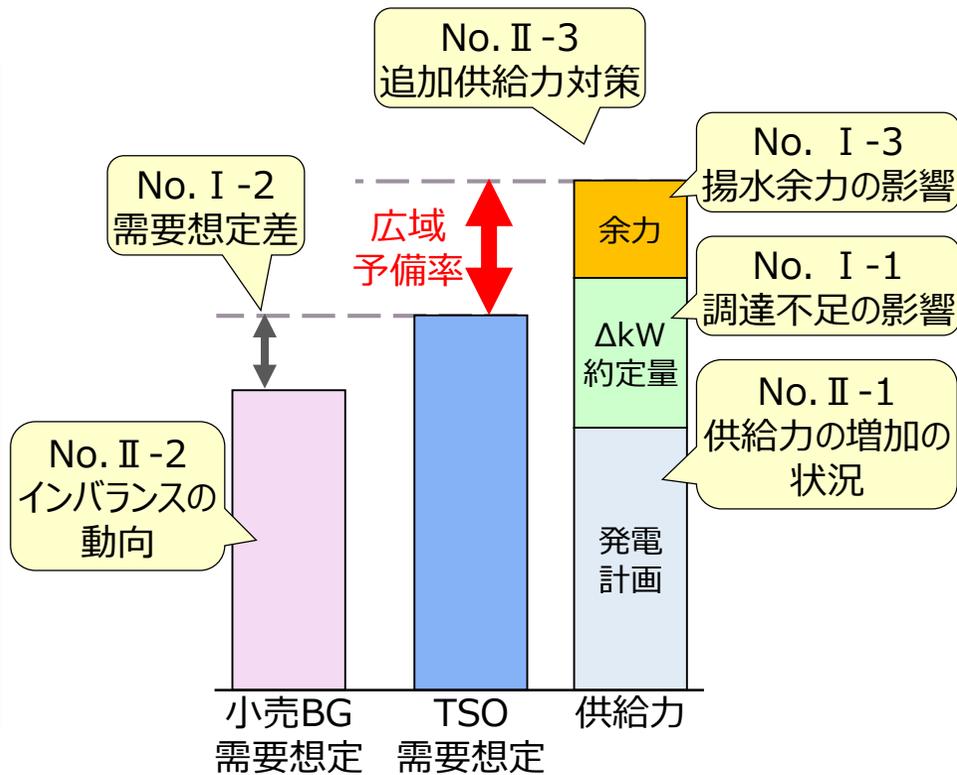
2. 足元の実績を踏まえた課題整理

3. 今後の検討スケジュール

4. まとめ

- 2024年度以降は、広域予備率をシグナルとした小売・発電・一般送配電の各事業者の行動により安定供給を確保する仕組みとなり、需給状況の悪化（広域予備率が低下）が想定される場合には、供給力提供(準備)通知を発信することで容量提供事業者（主に発電事業者）に供給力の提供を促すとともに、小売事業者には低下した広域予備率をもって自らの不足インバランスの解消を促す。
- 2024年度からの制度変更における課題を抽出するにあたり、広域予備率が2023年度と比較し低水準であることの要因分析および上記仕組みの実効性確認のため、以下の項目について分析を行った。

目的	No.	分析項目	計画断面	
			週間 翌々日	翌日 当日
I 広域予備率の 低下要因分析	1	調整力(ΔkW)の調達不足	○	
	2	小売BG・TSOの 需要想定傾向	○	○
	3	揚水発電の余力の範囲		○
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	○	○
	2	供給力提供通知発信時の 不足インバランスの動向		○
	3	追加供給力対策の発動状況		○



需給ひっ迫のおそれ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	容量市場への参加
↓	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。

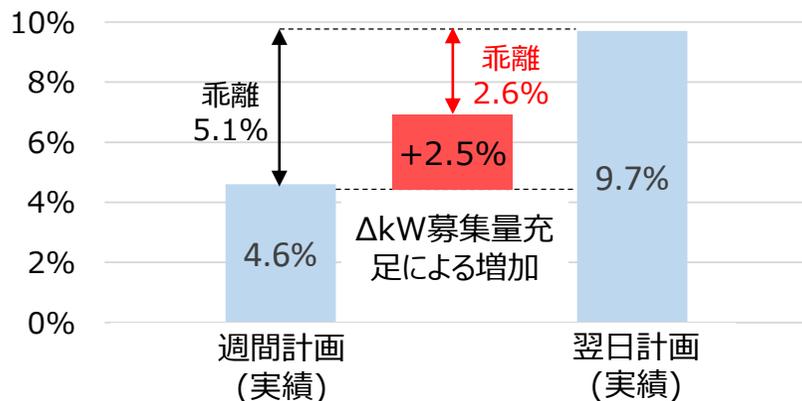
- 供給力提供準備通知の発信が多い北海道エリア～中部エリアを対象に、ΔkW調達量が仮にΔkW募集量を満たしている場合、どのような広域予備率となるか試算を行った※。
- 試算の結果、最も発信の多い東京エリアでは平均して広域予備率が2.5%増加した。
- その結果、週間計画と翌日計画の乖離が減少し、東京エリアでは広域予備率平均値の乖離が5.1%であったところ、2.6%に減少した。また、週間計画の供給力提供準備通知の日数は、29日から19日に減少した。

※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、追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

北海道	6
東北	26
東京	29
中部	18
北陸	1
関西	1
中国	1
四国	1
九州	1

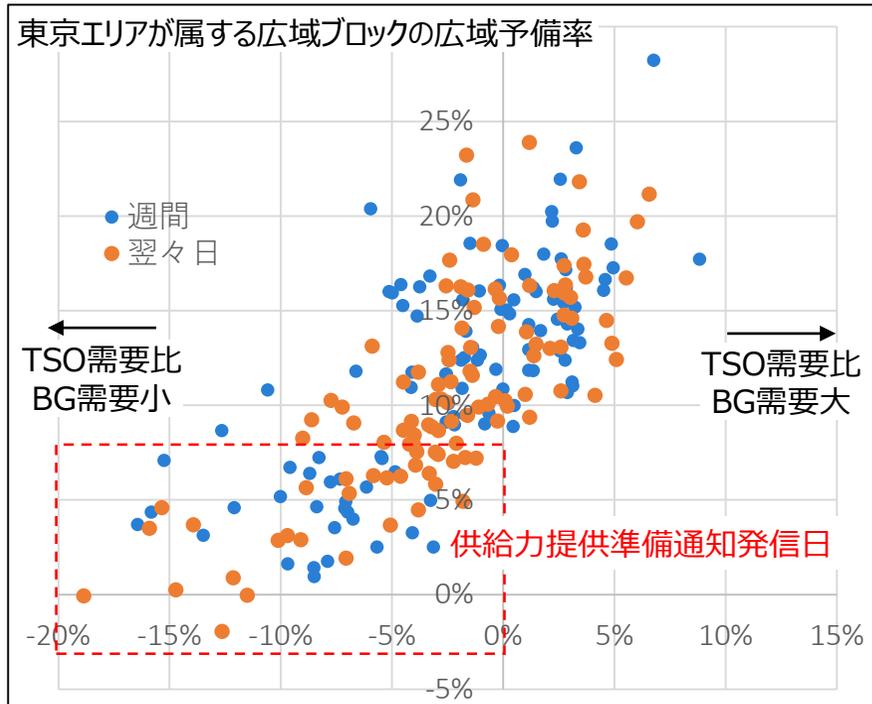
⇒
ΔkW募集量
が充足してい
たとして試算

ΔkW募集量充足後

北海道	1
東北	11
東京	19
中部	11

- 東京エリアについて分析したところ、小売事業者は低めに、一般送配電事業者は需要を大きめに想定する傾向が確認された。
- 特に、週間・翌々日計画（供給力提供準備通知発信日）では、両者の需要想定に大きな違いがあり、週間・翌々日計画の需要の想定と実績の乖離は一般送配電事業者より小売事業者の方が大きいと言える。また、それぞれの翌日計画（供給力提供準備通知発信日）の想定と実績の乖離は同程度である。

週間・翌々日計画の小売BG・TSO需要想定と広域予備率
(東京エリア・平日最小予備率時)



(小売BG需要想定 - TSO需要想定) / TSO需要想定

需要想定と需要実績の乖離(東京エリア・最小予備率時)

週間・翌々日計画 小売BG想定 << 実績 < TSO想定

翌日計画 小売BG想定 < 実績 < TSO想定

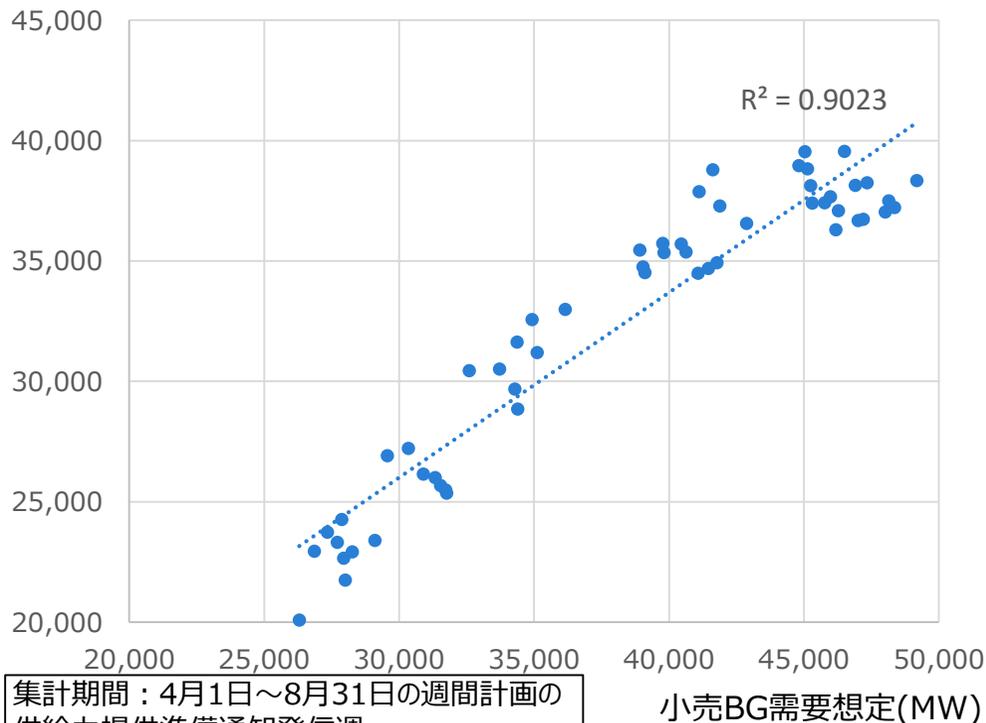
	TSO需要想定誤差 (準備通知日平均)	小売BG需要想定誤差 (準備通知日平均)
週間計画	需要実績比 +2.6% (TSO需要想定が大きい)	需要実績比 ▲6.0% (小売BG需要想定が小さい)
翌々日計画	需要実績比 +0.8% (TSO需要想定が大きい)	需要実績比 ▲6.3% (小売BG需要想定が小さい)
翌日計画	需要実績比 +1.1% (TSO需要想定が大きい)	需要実績比 ▲0.9% (小売BG需要想定が小さい)

集計期間：4月1日～8月31日

- 週間計画における発電事業者の発電計画と小売事業者の需要想定では、強い相関を確認できる。
- 発電事業者が提供する供給力は、小売事業者の需要に対応していることから、一般送配電事業者と小売事業者の需要想定に違いがある場合には、予備率に影響が生ずる。

東京エリアにおける発電BGの発電計画と小売BGの需要想定(最小予備率時)

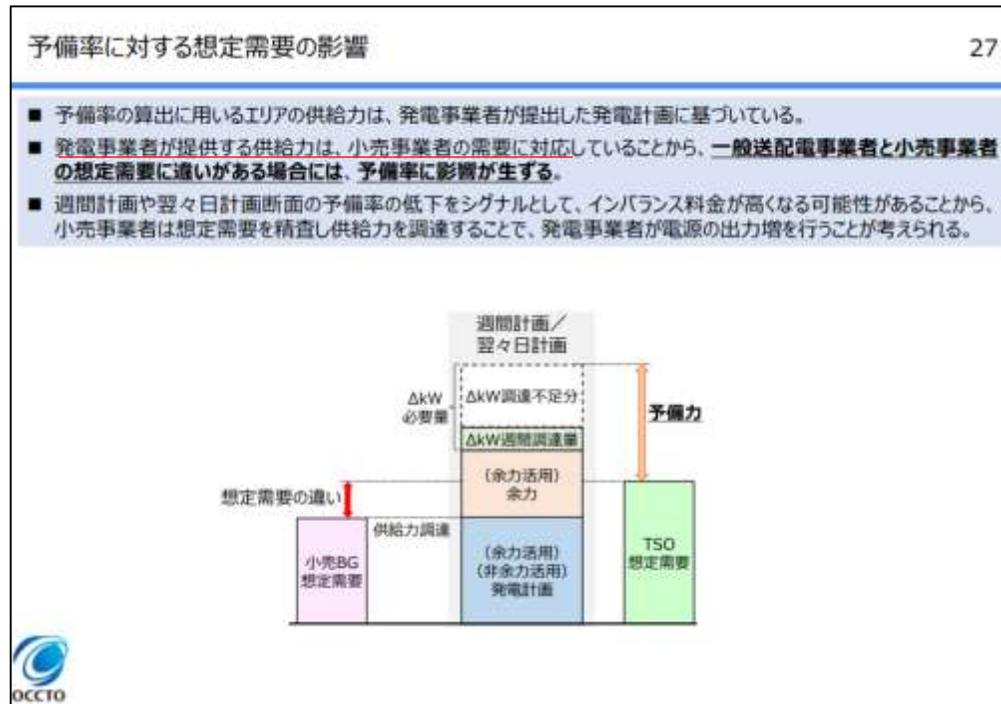
発電BG発電計画*(MW)



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発信週

※一般送配電事業者が計上する供給力との関係を確認するため、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

発電BGの発電計画と小売BGの需要想定の関係



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1より抜粋

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

- 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。
- 分析によれば、東京エリアでは調整力不足の影響が大きく、中部・関西エリアでは一般送配電事業者の需要想定が大きい影響と小売事業者の不足インバランスの影響が同程度であった。
 - 東京： TSO需要想定誤差(④) < 小売BGの不足インバランス(①,②) < 調整力不足(①,③)
 - 中部： TSO需要想定誤差(④) ≒ 小売BGの不足インバランス(①,②)
 - 関西： TSO需要想定誤差(④) ≒ 小売BGの不足インバランス(①,②)

翌日計画で供給力提供通知を発信したコマの状況

ケース	小売BGの 不足インバランス※1	一般送配電事業者による 電源起動後の調整力不足※2	東京	中部	関西
①	あり	あり	36%(50/139コマ)	0%(0/81コマ)	0%(0/103コマ)
②	あり	なし	0%(0/139コマ)	52%(42/81コマ)	52%(54/103コマ)
③	なし	あり	63%(88/139コマ)	0%(0/81コマ)	0%(0/103コマ)
④	なし	なし	1%(1/139コマ)	48%(39/81コマ)	48%(49/103コマ)
パターン④のうちTSOの需要想定が 実績より大きい割合			100%(1/1コマ)	97%(38/39コマ)	80%(39/49コマ)

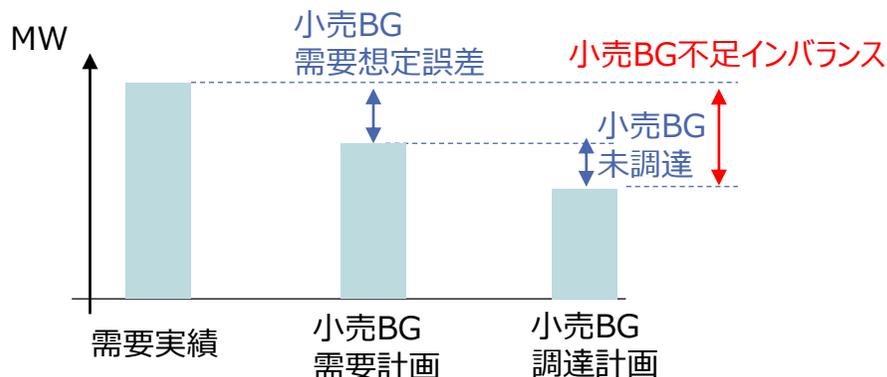
※1 翌日計画の小売BGの需要調達計画において、小売BGの需要想定誤差(計画実績差)に、未調達分を考慮した合計が不足の状況

※2 前日の需給調整市場閉場後、調達不足に伴う余力活用契約を締結する電源の追加起動を行った後に、なおも調整力必要量を充足していない状況

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

- 小売事業者の不足インバランス「あり」については、翌日計画時点の見込量を算出しており、小売事業者の需要想定誤差に、未調達分を考慮した合計が不足の状況であることを指す。
- 追加起動後の調整力不足「あり」については、前日の需給調整市場閉場後の翌日計画にて、一般送配電事業者が余力活用契約を締結する電源の追加起動を行っても、なおも調整力必要量を充足できていない状況を指す。

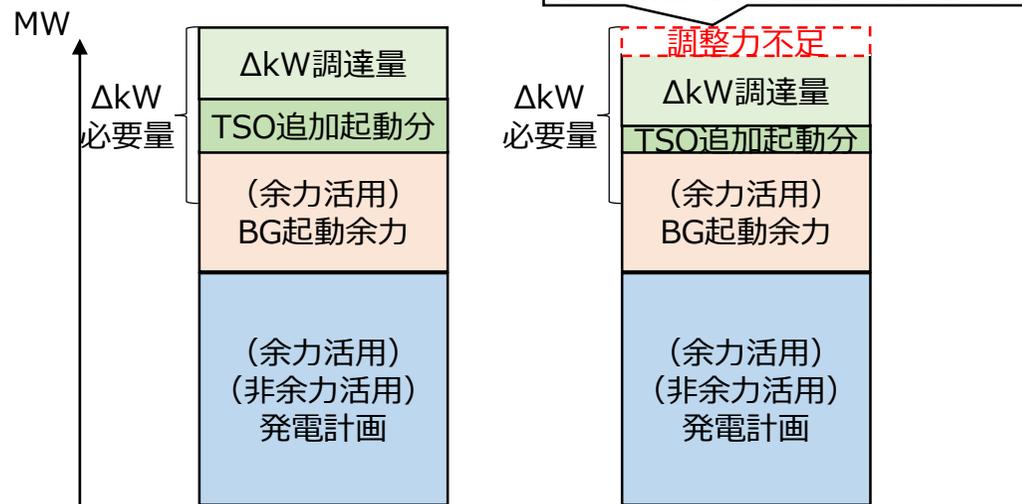
小売BG不足インバランスのイメージ



追加起動後の調整力必要量充足状況のイメージ

調整力必要量充足ケース

調整力必要量不足ケース



一般送配電事業者が計上する供給力

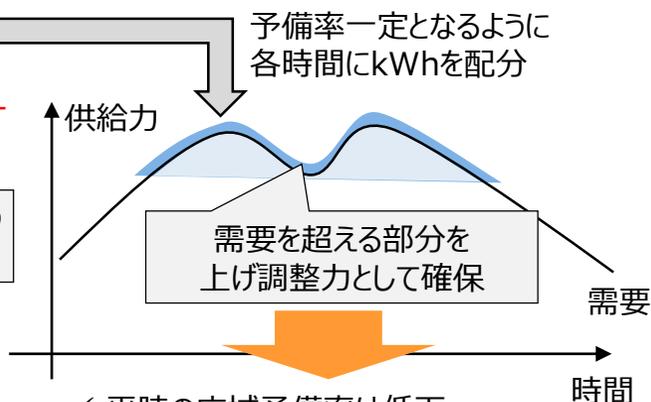
- 揚水発電は、2024年度から調整力提供者が通知する余力の範囲で運用を行っている。**余力の範囲が小さい場合には、昨年度以前と比較して予備力も減少することになる。**そこで、余力の範囲による予備率の影響を分析した。
- その結果、最も影響の大きい東京エリアではエリア予備率に対し、平均して3%程度最大で7~8%程度低下する影響があったが、関西エリアでは影響がなかった。
- この背景には、各調整力提供者の余力の範囲に関する考え方の違いがあると考えられ、調整力提供者へのヒアリング・アンケートを通じ、確認を進めているところ。

揚水発電の余力範囲が小さい場合のイメージ

揚水事業者の計画

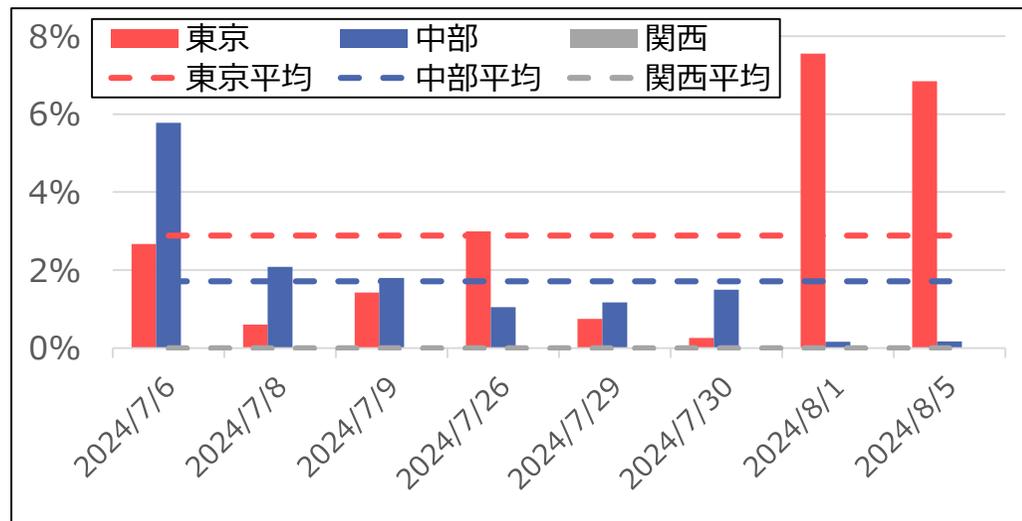


一般送配電事業者の計画



- ✓ 平時の広域予備率は低下
- ✓ (一部の例として) 調整力を確保しきれず

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

- **供給力提供準備通知**による東京エリアの発電事業者の行動を分析した。
 - **供給力変化**
 - ✓ 週間計画断面（週間→翌々日、週間→翌日）：増加・減少がほぼ半々であり、有意な影響はないか
 - ✓ 翌々日計画断面（翌々日→翌日）：若干増加の割合が高く、週間計画断面よりは影響があったか
 - **バランス停止機の量**
 - ✓ 週間→翌々日はほぼ変化なし、翌々日→翌日はH3需要比2%程度の起動あり

東京エリアにおける一般送配電事業者が計上する供給力の変化を伴う発電計画の変更の頻度（最小予備率時）

供給力の変化※1	週間計画で準備通知		翌々日計画で準備通知
	週間→翌々日	週間→翌日	翌々日→翌日
増加	45%(13/29日)	59%(17/29日)	62%(21/34日)
減少	55%(16/29日)	41%(12/29日)	38%(13/34日)

東京エリアにおけるバランス停止機の平均量（7,8月の供給力提供準備通知発信日の余力活用契約を締結する電源(揚水発電を除く)）

週間計画		翌々日計画		翌日計画
準備通知日平均 2.7%※2	ほぼ変化なし →	準備通知日平均 2.6%※2	2%程度起動 →	準備通知日平均 0.5%※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

- **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

- 翌日計画の広域予備率が低下したコマにおいて、GCに向けて不足インバランスの減少があるか確認するため、東京・中部・関西エリアの小売事業者の行動を分析した。
- その結果、全エリアで不足インバランスを低減する動きがあったことが確認できる（3エリア平均77%）ものの、不足インバランスを完全に解消している割合は、一番大きいエリアでも3割程度であった。

翌日計画からGC計画にかけて不足インバランスが減少する需要調達計画の変更があったコマの割合

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	64%(32/50コマ)	—	—
②	あり	なし	—	98%(41/42コマ)	72%(39/54コマ)
③	なし	あり	—	—	—
④	なし	なし	—	—	—

上記変更における不足インバランス解消率

	東京	中部	関西
25%以上	58%(29/50コマ)	88%(37/42コマ)	46%(25/54コマ)
50%以上	44%(22/50コマ)	57%(24/42コマ)	11%(6/54コマ)
75%以上	40%(20/50コマ)	36%(15/42コマ)	9%(5/54コマ)
100%	34%(17/50コマ)	31%(13/42コマ)	4%(2/54コマ)

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

- 広域予備率が8%を下回る場合、安定供給を確保するための施策として、発動指令電源の発動、電気の供給指示、増出力運転（8%未満で実施する対策）、余力活用電源の追加起動、揚水発電所のTSO運用（5%未満で実施する対策）などを実施している。
- 東京エリアにおいては、発動指令電源の発動回数が10回に達している（契約上の上限が12回）。
- また、増出力運転は設備によっては機器制約によって発動回数の制約がある場合もあることに留意が必要である。

今年度の追加供給力対策の発動実績

集計期間：4月1日～9月20日

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回	5回	10回	9回	8回	8回	8回	8回	8回
増出力運転	0回	6回	14回	9回	8回	0回	5回	6回	4回
安定電源への電気の供給指示	0回	5回	14回	8回	8回	6回	7回	6回	7回
揚水発電機の運用切替	0回	0回	5回	0回	0回	1回	1回	0回	0回
余力活用電源の追加起動	0回	0回	0回	0回	0回	0回	0回	0回	0回

(参考) 2023年度の電源I'の発動回数

電源I'の発動※	1回	0回	5回	2回	1回	0回	0回	0回	0回
----------	----	----	----	----	----	----	----	----	----

※ 発動指令電源および電源I'は2グループに分けて発動しており、発動回数の多いグループの発動回数を記載

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

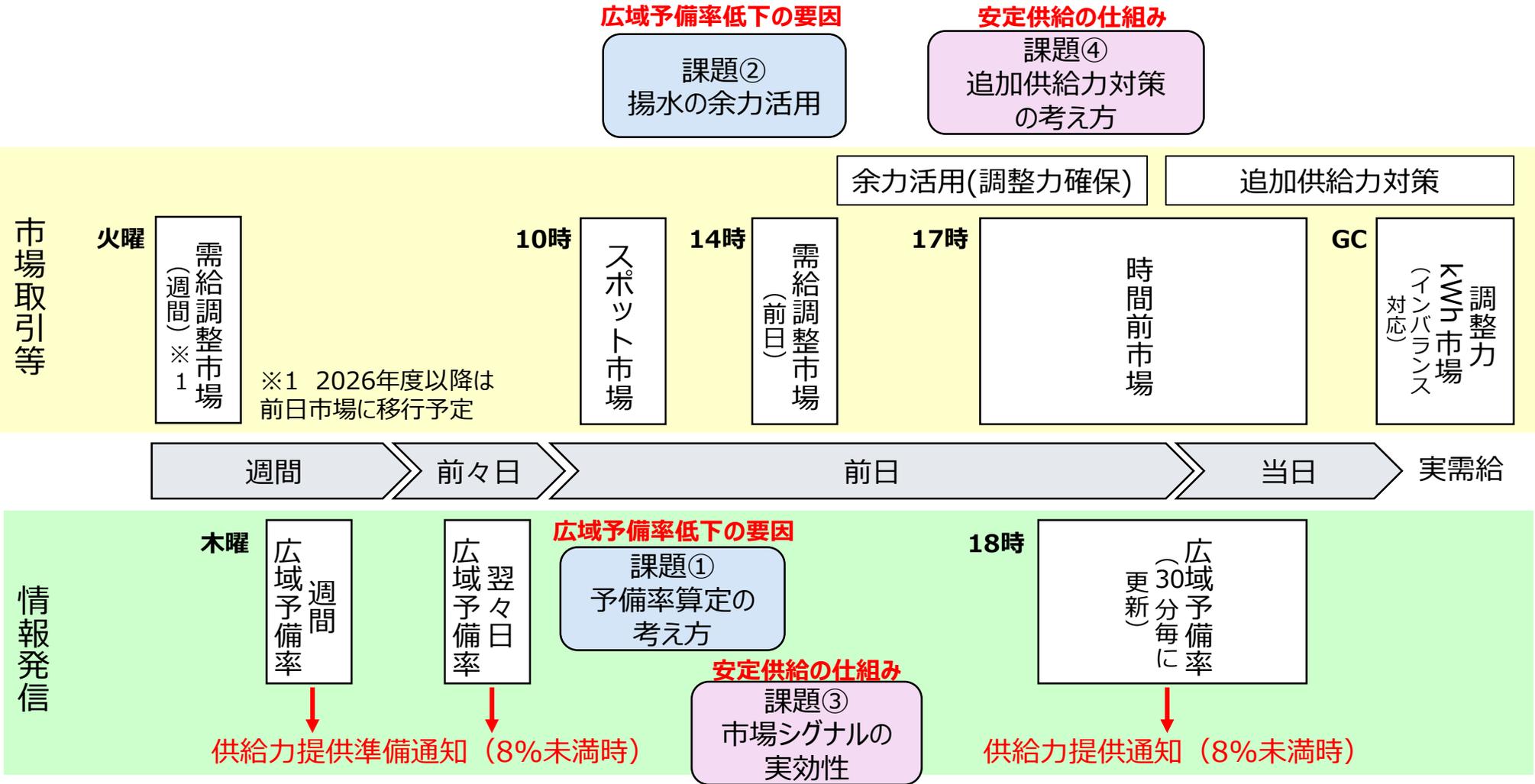
目的	No.	分析項目	分析結果
I. 広域予備率の低下要因分析	1	調整力(Δ kW)の調達不足	○週間・翌々日計画断面 ・ Δ kW調達不足：影響あり ・小売BG・TSO需要想定傾向：影響あり ○翌日計画断面 ・東京エリア 揚水発電の余力提供範囲による調整力不足の影響が大きい ・中部・関西エリア 小売BGの不足インバランスとTSO需要想定大の影響が同程度
	2	小売BG・TSOの需要想定傾向	
	3	揚水発電の余力の範囲	
II. 広域予備率のシグナルとしての実効性確認	1	各通知による供給力の変化	供給力提供(準備)通知による有意な影響はないか
	2	供給力提供通知発信時の不足インバランスの動向	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

1. 今年度の広域予備率の分析
2. 分析結果を踏まえた課題整理
3. 今後の検討スケジュール
4. まとめ

■ 前述の分析結果を元にする、整理すべき課題は下表の通り4つあると考えられ、これらの点について対応策の構築を行う。

分類	整理する課題	内容
I. 広域予備率の低下要因分析	① 予備率算定の考え方	・調整力未達により広域予備率が低下する影響の対応策の整理
	② 揚水発電の余力活用	・揚水発電の余力範囲の影響によって、一般送配電事業者が調整力を確保できないことおよび予備率低下への対応策の整理
II. 広域予備率のシグナルとしての実効性確認	③ 市場シグナルの実効性	・適切な電源起動等を担保する仕組みの検討 ・小売事業者の計画値同時同量への影響の検討
	④ 追加供給力対策の実施順位	・足元の実績を踏まえた追加供給力対策の発動判定基準の見直し要否の検討

■ 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。



- 広域予備率の算定に用いる供給力の考え方を振りかえると、下表のように細分化される。
- 週間・翌々日断面では、発電計画（kWh）は開場前の市場取引分は想定量を計上、 ΔkW については取引済の量を計上している（未達分や取引前の量を計上しない）という点で違いがあり、調整力の取扱いは週間・翌々日計画での予備率低下の構造的な要因の一つでも考えられるか。
- 他方、前日・当日計画では、発電計画（kWh）は取引済みの量を計上、また ΔkW は余力活用含めて確保済みの量を計上しているため、両者は整合的でありかつ調整力不足の影響が生じにくい構造である*。

* 一部エリアでは調整力を確保しきれていないことがあり、予備率低下に影響している

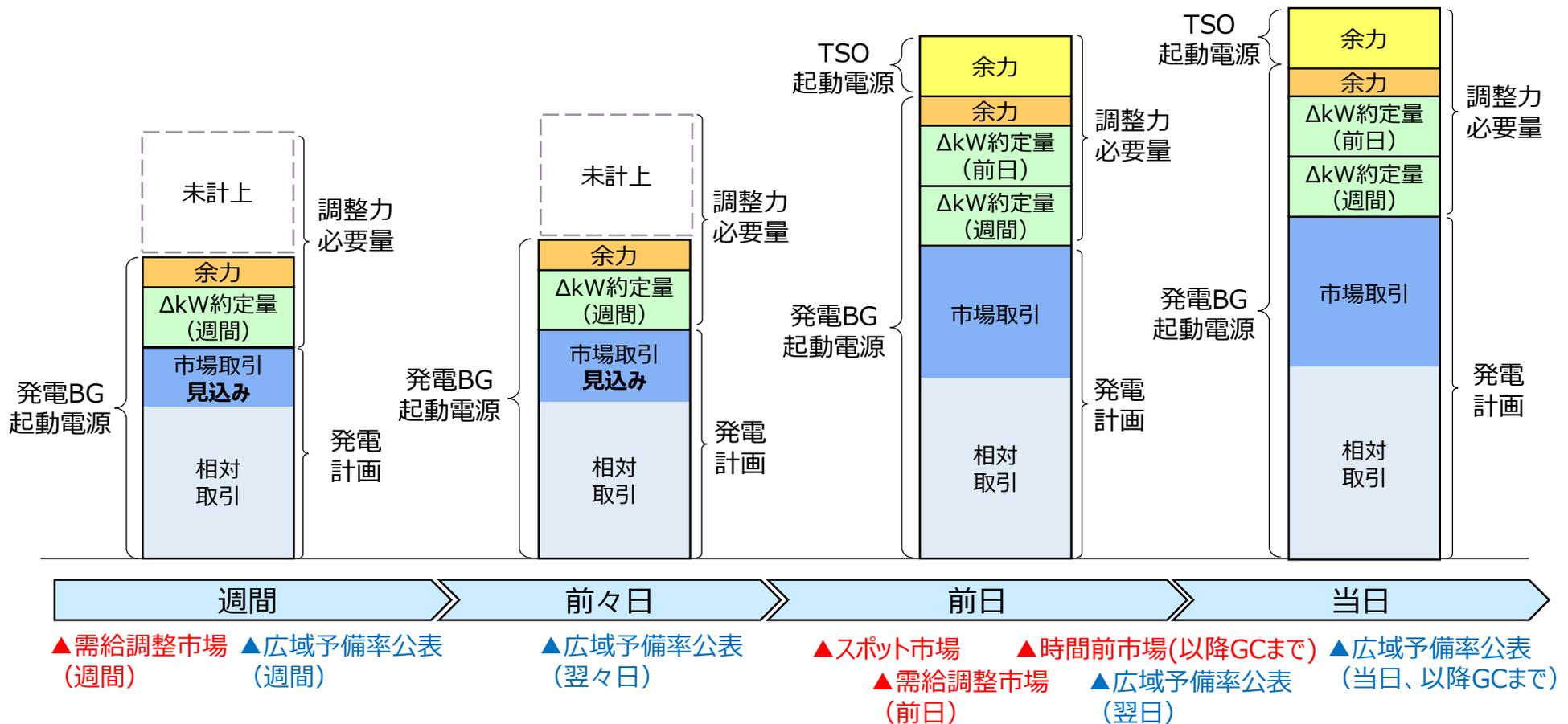
断面	粒度	発電計画			ΔkW		余力
		相対取引	スポット取引	時間前取引	週間商品	前日商品	
週間 (木曜日)	2点	実取引量	想定取引量		実調達量 (一次～三次①)	—	起動済み 電源の余力 (BG起動)
翌々日	2点	実取引量	想定取引量		実調達量 (一次～三次①)	—	起動済み 電源の余力 (BG起動)
翌日	48点	実取引量	実取引量	(余力で計上)	実調達量 (一次～三次①)	実調達量 (三次②)	起動済み 電源の余力 (TSO起動含む)
当日	48点	実取引量	実取引量	実取引量	実調達量 (一次～三次①)	実調達量 (三次②)	起動済み 電源の余力 (TSO起動含む)

取引見込みを含めて供給力計上

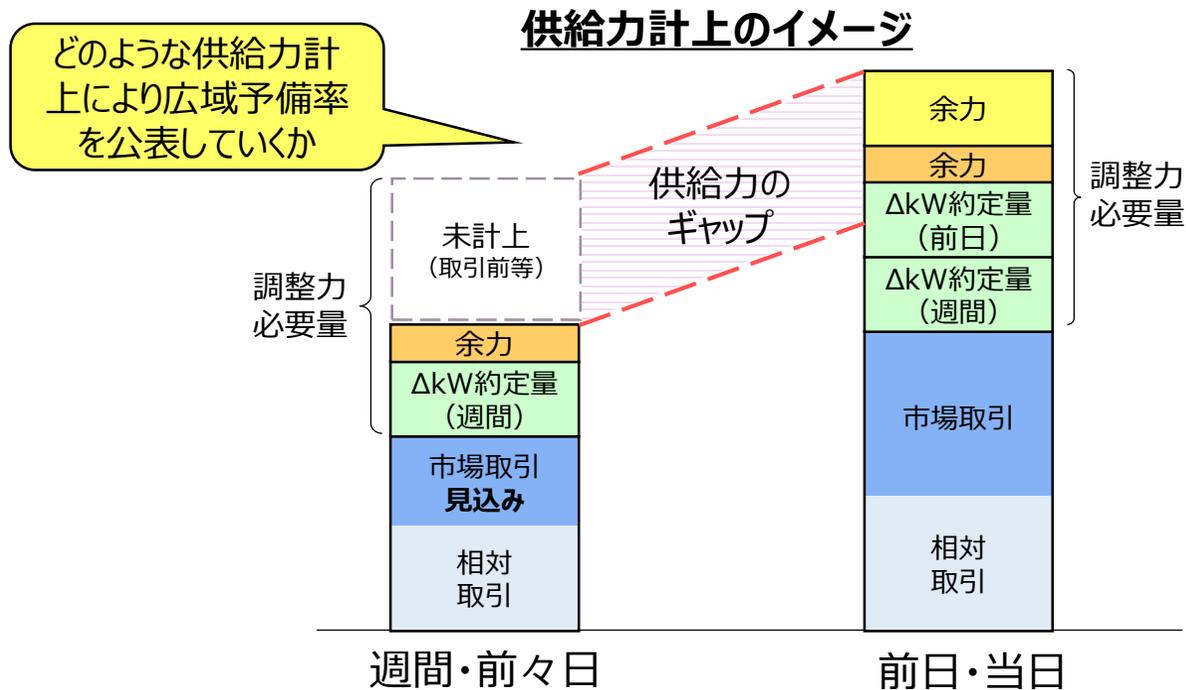
取引済のみ供給力計上
(未達分および取引前を計上しない)

余力を含めて調整力確保した状態

■ 週間・翌々日計画と翌日・当日計画の供給力計上の考え方として、卸電力市場の取引量の見込み方（想定か実績か）や ΔkW 未達分確保のための一般送配電事業者による電源起動が計上される、といった点が異なるため、実需給に近づくにつれて電源態勢が変わることで予備率が変動すると考えられる。



- 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。

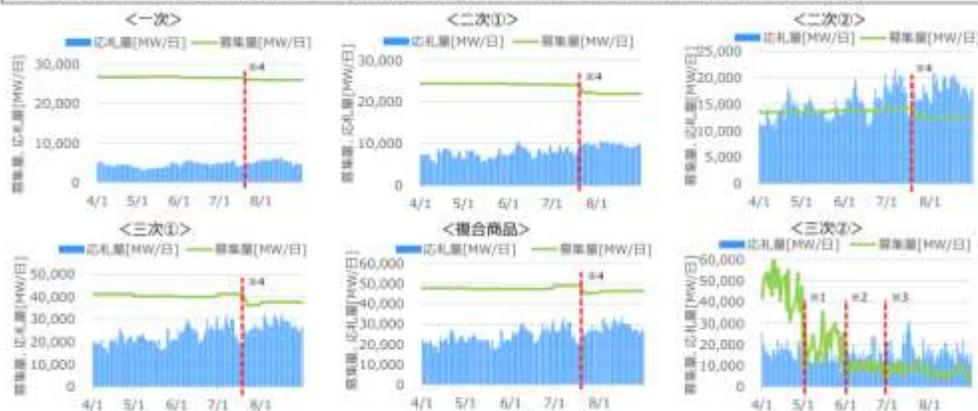


- 2024年4月より需給調整市場の全商品の取引が開始したが、全商品で調達不足が発生している。
- 国や需給調整市場検討小委員会で、順次対応策の実施を行っており、今後も引き続き検討が進められる予定。
- これらの状況を踏まえつつ、本委員会においては、広域予備率に基づく需給運用の課題整理を進めていく。

2024年度上期の取引実績 (概要)

出所) 電力需給調整力取引所(中)の運営報告をもとに広域機関にて作成
募集量・応札量は全5700kwh合計値 10

- 2024年4月より、需給調整市場の全商品の取引が開始されたものの、全商品において募集量に対する応札量の未達が発生した。またそれに伴う前日取引である三次②調達費用の高騰も大きな課題となった。
- これらについては、全国大であれば、特に一次、二次①においては依然として募集量と応札量の乖離が大きいところではあるものの、前章の応札不足への対応等を通じて、少しずつ改善傾向も見受けられるところ。
- 更なる応札不足対応（実施準備中のもの、現在検討中のもの）により、より一層の改善を目指したい。



※1 二次②・三次①前日追加調達の一時的な中断。 ※2 募集量の一定割合の圧縮。 ※3 三次②の効率的調達
※4 揚水発電契約に伴う募集量の見直し。(7/20受渡分～中部エリア)

需給調整市場における課題一覧【2024年度下期予定】

24

- 2024年度下期においては、引き続き応札不足に関する課題検討を実施しつつ、一次～三次①の前日取引化等、2026年度以降の課題についても本格的に議論開始（議題追加）する。

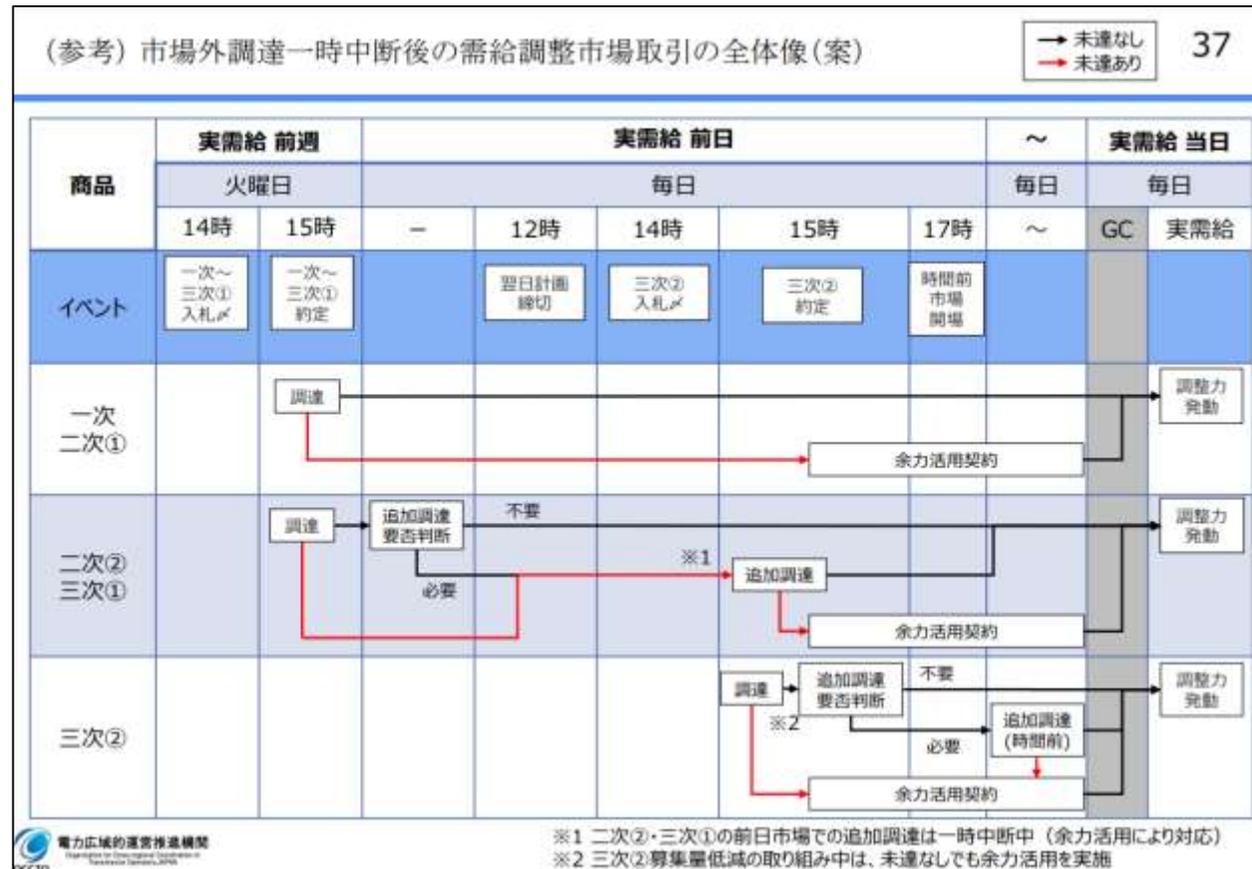
商品	No	課題	詳細
一次	1-1	広域調達	2027年度（二次①広域調達開始）以降の広域調達の在り方
	1-2	供出可能量	一次供出可能量の見直し
	1-3	前日取引化	2026年度からの前日取引化に伴う課題整理
二次①	2-1	前日取引化	2026年度からの前日取引化に伴う課題整理
二次②	3-1	前日取引化	2026年度からの前日取引化に伴う課題整理
三次①	4-1	前日取引化	2026年度からの前日取引化に伴う課題整理
三次②	5-1	必要量	2024年度事後検証・2025年度事前評価および必要量低減の取り組み
	5-2	効率的な調達	効率的な調達の検討（調達費用の扱い等、運用開始にむけた課題整理）
	5-3	時間前供出	領域b、cの時間前市場への供出方法の検討
複合商品	6-1	一次アセスメント	一次のみのアセスメント方法の検討
共通	7-1	応札不足	取引実績およびアンケート・ヒアリングを踏まえた対応
	7-1-1	揚水発電	揚水発電所の市場活用における課題整理（揚水公募・要件緩和）
	7-1-2	アセスメント	複数ユニットの持ち下げ供出リスクへの対応
	7-1-3	制度的措置	制度的措置に係る基本的な考え方と具体的な論点
	7-2	緊急時調整力	緊急時（電源脱落）の調整力の調達方法
	7-3	専用線	低コスト方式の拡大
	7-4	混雑システム	将来の混雑システムからの調整力の調達の在り方（→別作業会にタスクアウト）
7-5	系統特性定数	系統分離時の運用に与える影響や系統特性定数自体の見直し（→同上）	
7-6	再エネ活用	将来の変動性再エネの調整機能の活用方法	

赤字：2024年度下期から追加の課題 黒字：2024年度上期からの継続課題

出所) 第50回需給調整市場検討小委員会（2024年9月10日開催）資料5より抜粋

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2024/files/jukyu_shijyo_50_05.pdf

- 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するとしているものの、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。

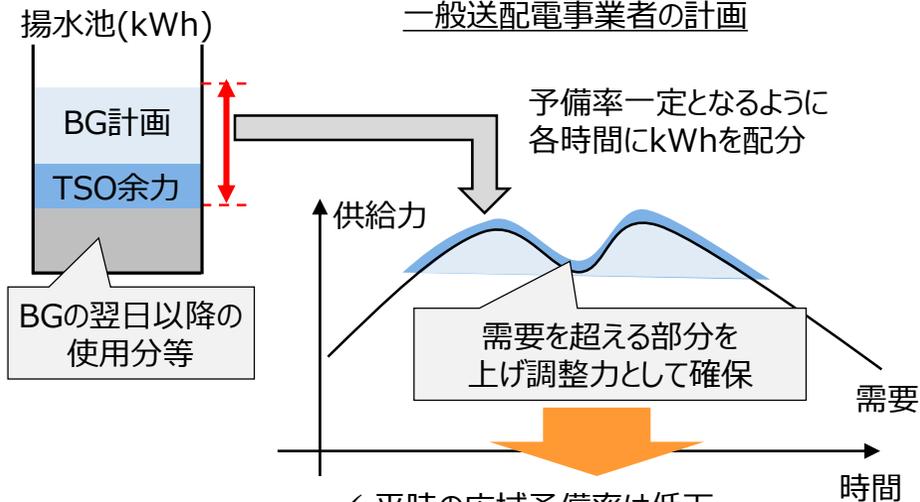


- 揚水発電は、需給調整市場での応札が限定的であるという課題があり、対応策の検討が進められている。
- さらに、余力活用においても一部の揚水事業者から一般送配電事業者への余力の供出が限定的であり、これは揚水発電においては余力範囲を設定する際に、翌日以降の需給調整市場や卸電力市場の必要量を加味する必要があり、余力の供出が限定的となる場合があるためである。
- その影響を受けて、一般送配電事業者は火力等の追加起動を行ってもなお調整力を確保できず、またそれが広域予備率の低下にも繋がっているという課題が今回明らかになった。
- 一般送配電事業者が調整力を確保できないことは周波数維持義務を果たすという点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

揚水事業者の計画

一般送配電事業者の計画

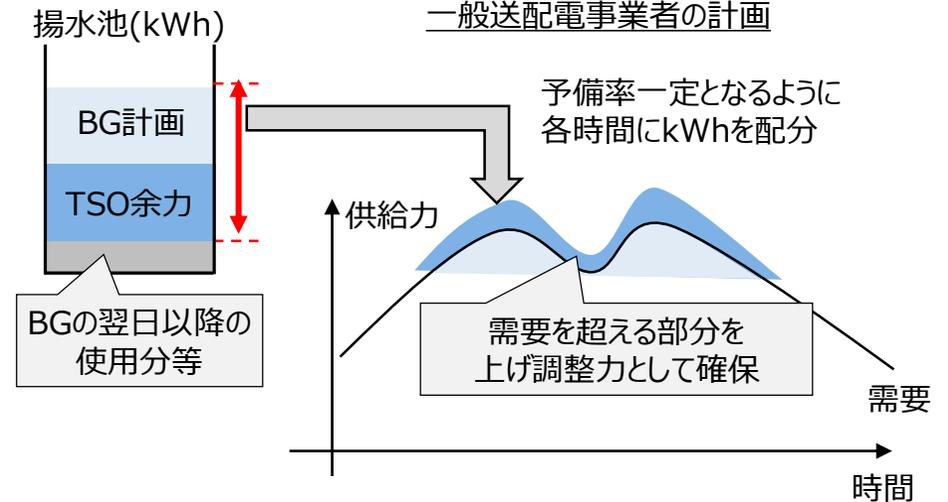


- ✓ 平時の広域予備率は低下
- ✓ (一部の例として) 調整力を確保できず

【揚水の余力が大きい場合】

揚水事業者の計画

一般送配電事業者の計画



■ 需給調整市場の調達不足の観点においても、需給調整市場検討小委員会で揚水発電等の余力の考え方の検討に着手したところ。

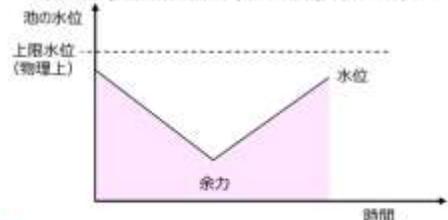
【論点2-1】 応札行動について (2/2)

28

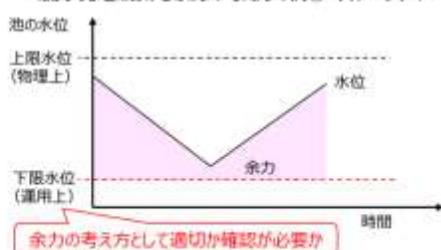
- また、余力の考え方について、火力等のリソースの場合は分かり易く、事業者によって解釈が分かれにくい（余力が適切に供出されているかの判断もしやすい）一方、揚水発電や蓄電池（以下、「揚水等」という。）における余力の考え方については、事業者によって解釈が分かれる可能性があるところ。
- 実際に、調整力kWh市場（容量市場に参加する調整電源等が適切に活用される市場）への揚水発電の余力供出状況を確認したところ、エリアによって余力の供出量に差があったことから、揚水発電所における余力の考え方が事業者によって異なっているものと考えられる。
- 上記ならびに今後、蓄電池を活用した市場参入の増加が期待されることを踏まえ、リソースの有効活用ならびに事業者間の公正性等の観点から、揚水等の余力に係る基本的な考え方*を検討する必要があると考えられるか。
- この点、まずは現状の揚水等の余力の考え方について調査を実施したうえで、揚水等の余力に係る基本的な考え方について検討を行うこととする。

※ ここでの基本的な考え方は、ΔkWh市場への供出だけでなく、余力活用契約（GC後の余力供出）にも準用される。

<揚水発電における余力の考え方の例①（イメージ）>



<揚水発電における余力の考え方の例②（イメージ）>



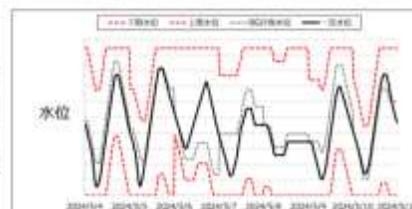
(参考) 調整力kWh市場における揚水余力供出状況

29

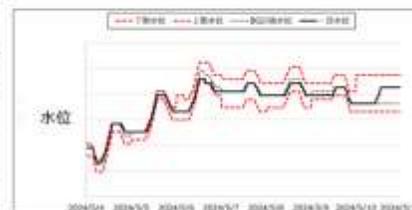
- 調整力kWh市場における揚水余力供出状況[※]を確認した結果、大別すると以下の3通りに分類できた。
- ①：余力の範囲が池の運用範囲に設定されている（2社）
- ②：余力の範囲が小さくなっている（4社）
- ③：余力の範囲が極めて小さい（1社）
- この点、余力活用契約における余力提供を断ることができるケース（発電計画の策定業務に支障を与える事例）の考え方が事業者によって異なっているため（下記補足）と考えられる。

※ 調整力提供者は揚水余力を1日1点等の水位幅として、一般送配電事業者に通知する。

【①のイメージ】



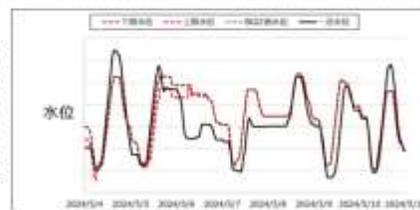
【②のイメージ】



(補足)

例えば、TSOによって余力が多く活用された場合に生じる発電計画の策定業務への支障については、金銭的負担はかかるものの、時間前市場の活用等により軽減できると考えられるところ、事業者によって、「リスクを織り込んだ単価とした上で、余力を多めに供出」「物理的な対応を避けるべく、そもそも余力を少なめに供出」といった考え方に分かれていると考えられる。

【③のイメージ】



出所) 第50回需給調整市場検討小委員会 (2024年9月10日開催) 資料2より抜粋

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2024/files/jukyushijyo_50_02.pdf

- 改めて現状の揚水発電の運用方法を振り返ると、需給調整市場の制度主旨に鑑みて、以下の通りである。
 - 調整力提供者が池全体の水位の運用を行い、一般送配電事業者は指定された余力の範囲内で運用する
 - 再エネの出力抑制回避等^{※1}のために一般送配電事業者が必要と判断した場合、一時的に一般送配電事業者が池全体の水位の運用を行う
- ※1 具体的には、再エネの出力抑制回避時、需給ひっ迫時、発電時等に送変電設備に支障が生じる時を対象にしている
- この考え方を基本にしつつ、調整力確保のために揚水発電の余力を活用する方法として二つのアプローチがあるか。
 - ① 揚水事業者が定める余力範囲の考え方の整理
 - ② 調整力不足時における一時的なTSO運用の考え方の整理
 - 現行制度の考え方に則り、①の整理を進めることが望ましいが整理すべき事項が多岐に亘るため、方向性の整理には時間を要すると考えられる。
 - 他方で、足元の調整力確保不足は早期に解消すべき課題であるため、①を中長期的な対策として検討を進めつつ、比較的短期間で導入が可能と考えられる②で暫定対応を行うことが必要と考えられる。
 - そのため、まずは②の具体的な判断基準について、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。

- 2024年度より、平常時においては、揚水発電の池水位の運用主体は調整力提供者となった。
- なお、需給ひっ迫時、再エネ余剰時、発電時等による送変電設備に支障が生じるおそれがある場合においては、一時的な運用として一般送配電事業者が池水位の運用を行うことになっている。

2024年度以降の揚水発電の運用のあり方

- 2024年度以降、調整力の調達に需給調整市場のみとなると、現行の需給調整市場の取引規程等では、現在のような揚水発電の運用はできなくなる。
 - ポンプアップの運用等を電源Ⅱ契約で規定していることを踏まえると、2024年度以降は容量市場で落札した電源を対象とした余力活用契約において、ポンプアップの運用等を規定するといったことが考えられる。
- 需給調整市場が、必要な調整力は市場による競争を通じて透明性をもって確保することなどを背景に創設されたことを踏まえると、現在の一般送配電事業者主体のエリアのように、電源Ⅰ等の契約電力の範囲を超えて、自由に池全体の水位を運用できることが継続すると、需給調整市場でΔkWを調達しなくてもよいこととなり、これは需給調整市場の制度趣旨にそぐわないのではないか。
- こうしたことから、2024年度以降、一般送配電事業者が利用可能な水位の範囲については、需給調整市場で調達したΔkWの範囲を遵守することを基本的な考え方とすべきではないか。
 - 余力活用契約における余力の範囲については、GC前の発電事業者等の計画策定に支障を与えないことが前提とされているが、スライド22のとおり、支障を与える事例は相当限定的なものとなっている。余力が多いとΔkWを調達しなくてもよいこととなることから、揚水運用において余力の範囲をどこまでとすべきか。
- また、上記の調整力の調達の透明性の観点や、本来、発電所はそれを所有する者に運用の権利があることや、前回会合で述べた調整力の登録kWh価格の考え方を踏まえると、揚水発電における池全体の水位の運用主体については、調整力提供者が行うことが適当ではないか。
 - 揚水発電と同様の機能を持つ蓄電池については、その充放電の運用主体は蓄電池の所有者にある。蓄電池との整合性の観点からも調整力提供者が運用主体である方が適当ではないか。

※運用主体を統一する場合は、運用変更となる前の一般送配電事業者にシステム改修が発生し、最短でも2年程度要するとのこと。需給調整市場の取引が本格化する2024年度に間に合わせるには、2022年度からシステム改修に着手する必要があり、本論点を2021年までには整理を行う必要がある。

事務局の見解

- 余力活用契約においては、各種電源（火力発電、揚水発電など）は上げ調整力、下げ調整力ともに余力の範囲で活用できることとなっている。
- 揚水発電については、余力の範囲を超えて一時的に一般送配電事業者が池全体の水位の運用を認めることが第67回制度設計専門会合において整理されており、一般送配電事業者が必要と判断した場合の事例として再エネ出力抑制回避時及び需給ひっ迫時に認めることとしてきた。
- 他方で、発電時等による送配電設備に支障が生じるおそれがある場合には、系統の安定維持の観点から、一般送配電事業者に揚水発電を一時的に運用させることを余力活用契約上認めることは適当ではないか。
- このため、一般送配電事業者が必要と判断した場合には、発電時等^(※)により送電線に支障が発生するおそれがある時も一時的に一般送配電事業者に池全体の水位の運用を認めることとしてはどうか。
 - ※台風、塩害、雪害、暴風（台風以外）、水害等
- なお、余力活用契約が締結されていない揚水発電については、上記のような際の一時的な運用について、公費で対応することを認めることとしてはどうか。
- 本運用については、適正な管理を行っていく観点から、今後も厳正な事後監視を行うこととしたい。

出所) 第67回制度設計専門会合 (2021年11月26日開催) 資料7より抜粋
https://www.emsc.meti.go.jp/activity/emsc_system/pdf/067_07_00.pdf

出所) 第96回制度設計専門会合 (2024年4月26日開催) 資料7より抜粋
https://www.emsc.meti.go.jp/activity/emsc_system/pdf/096_07_00.pdf

- 供給力提供（準備）通知は、バランス停止機の起動（準備）や揚水発電のポンプアップを促して卸電力市場・需給調整市場への応札を促す仕組みとして、容量確保契約の契約事業者に向けて周知を行う仕組みである。
- 他方で発電事業者のヒアリングによると、供給力提供準備通知を受けた場合に特段対応していないという意見があり、データ分析結果からもうかがえるところ。

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	<ul style="list-style-type: none"> ・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	<ul style="list-style-type: none"> ・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

- 供給力提供準備通知が発信された場合、通知を受けても特段の対応を行っていない事業者が大半であるとされている。
- 供給力提供通知が発信された場合、容量市場のリクワイアメントがかかることから、基本的に時間前市場への応札を行っていたとされている。

事業者ヒアリングの結果① (準備通知)

- 通知発出の事業者への影響を確認すべく、発電事業者及び小売電気事業者を中心にヒアリングを実施したところ、準備通知については、通知を受けても特段の対応を行っていない事業者が大半であった。
- ただし、前々日に通知を受けた場合には、発電機のバランス停止をやめる等の対応を行っている事業者もあった。
- なお、準備通知の元となる広域予備率は、実需給 1 週間前から参考にしており、その精度を上げて欲しいとの意見があった。

- ・ 準備通知の段階では、発電事業者として追加起動判断や、それ以外の特段の準備もしていない。(発電事業者)。
- ・ 実需給日が休日を挟む場合(例えば月曜日)は、自社の翌週の発電設備の稼働計画を立てる際に、週間予備率を参考にしているため、精緻化が望ましい(発電事業者)。
- ・ DR発動の判断は実需給前日の予備率等を基に判断を行うため、週間計画時点の予備率が低く出ているとしても、これをもって特段の対応を行うことはない(小売電気事業者)。
- ・ 翌々日計画時点で準備通知が届いた場合には、バランス停止をやめ、前日スポット入札や計画への反映を行っている(発電事業者)。
- ・ 現時点で、週間計画時点の準備通知はあまり参考にしていないが、精度が上がるのであれば、稼働準備を進めることも考えられる(発電事業者)。
- ・ 週間断面の公表予備率の精度を上げる等、工夫してほしい。それが困難であっても、不正確な情報だからといって公表をやめるべきではない(発電事業者)。

13

事業者ヒアリングの結果② (提供通知)

- 提供通知を受けた事業者は、基本的に時間前市場への応札を行っていた。
- 他方、深夜の時間帯や実需給に近いタイミングで通知があったときは、応札が間に合わない場合があるとのことだった。また、市場応札を行っても、必ずしも約定しないとのことだった。
- また、市場応札のための対応を手作業で行っており、事務負担が生じているとのコメントもあった。

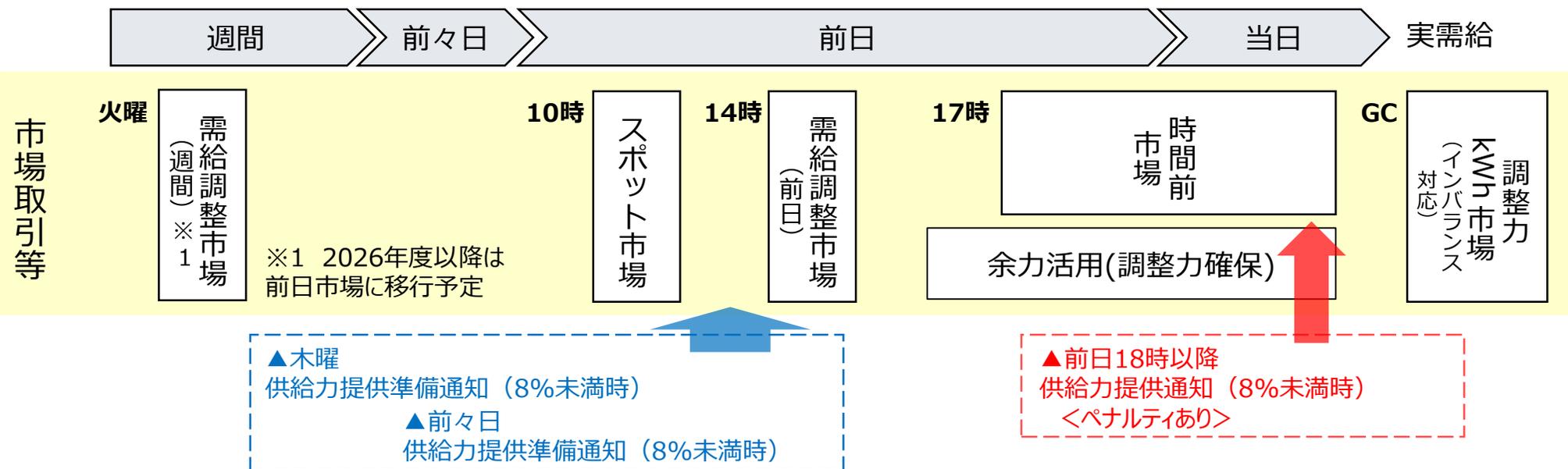
- ・ 提供通知が出た場合は、市場応札を行っているが、容量市場のリクワイアメントがかかっていることから、全体的に売りが多く、価格も低くなるため、応札したところで約定しないおそれがある(発電事業者)。
- ・ 深夜の時間帯や実需給に近いタイミングで提供通知が出されても、時間前市場への札入れが間に合わない場合や、電源の追加起動が間に合わないことがあり、容量市場のリクワイアメント違反となってしまうことがある(発電事業者)。
- ・ 提供通知が発出された場合は、その後、予備率が回復して8%以上となったとしても、容量市場のリクワイアメントに基づき時間前市場等への供出が求められるが、そこまでの対応は不要ではないか(発電事業者)。
- ・ 提供通知が発出された場合、市場応札のための対応が手作業となっており、事務負担が生じている(発電事業者)。

14

出所) 第77回電力・ガス基本政策小委員会(2024年6月24日開催)資料4より抜粋

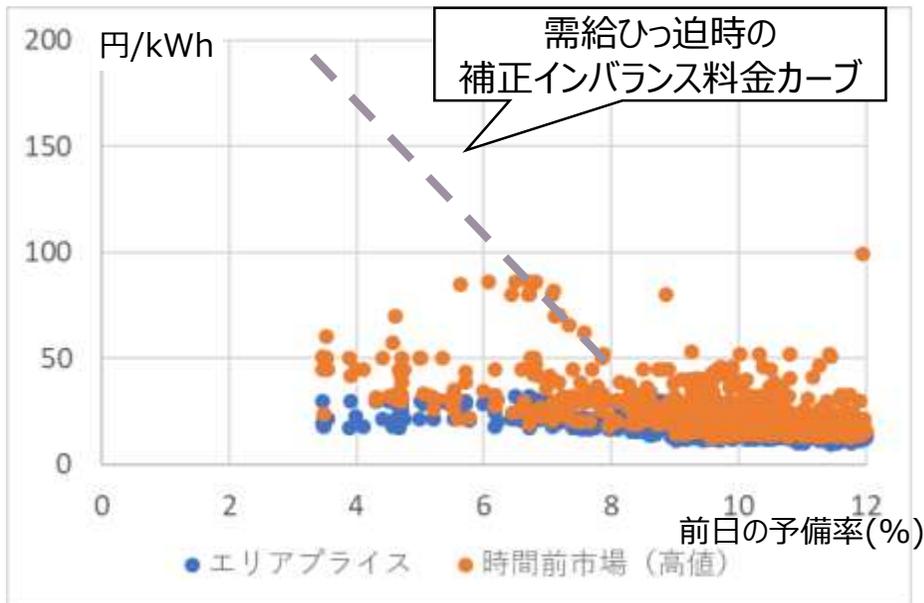
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/pdf/075_11_00.pdf

- 現行制度のもとでは、卸取引市場の観点では、適正な電力取引についての指針により、スポット市場に余剰電力の全量の供出を求められており、供給力提供準備通知の有無によらずともスポット市場には応札するとも考えられる。
- 他方で、起動に長時間を要する停止機（いわゆるロング機）の電源起動（準備）に十分な効果を発揮しているとも言い難いと考えられる。
- また、需給調整市場の観点では、供給力提供（準備）通知の発信と現行の需給調整市場の取引のタイミングは必ずしも整合的とは言えない構造的な課題があるとも考えられる。
- それらの面を考慮すると、必要な電源起動を実現していくために、供給力提供（準備）通知をどのように発信していくべきか、今後の市場制度の議論を踏まえつつ、中長期的な課題として検討を進めていく。
- なお、足元における容量市場のリクワイアメントやペナルティレートの扱いについて、国において検討が進められており、本委員会においても連携して検討を進めていく。

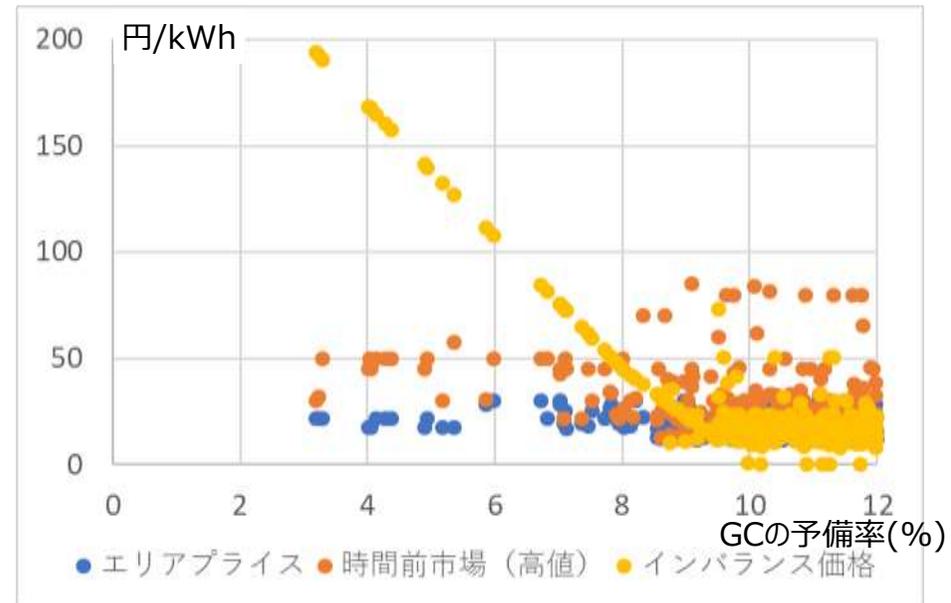


- 小売事業者の計画値同時同量のインセンティブとしてインバランス料金制度がありこれは広域予備率を参照している。
- 需給ひっ迫時において、インセンティブとして適切に機能している状態は、実需給に近づくにつれて高まる時間前市場価格以上にインバランス料金が高くなることで、小売事業者が経済合理性に基づいてGCまでに必要な供給力を時間前市場などから調達するという状態と考えられる。
- 市場価格動向を確認したところ、広域予備率が低い時には、インバランス料金を想定しながら市場調達行動を行っていると思われる部分もあるところ、インセンティブとしては一定程度機能しているとも考えられるか。この点については、引き続き、取引実績を注視しつつ電力・ガス取引監視等委員会と連携して検討を進めていく。

東京エリアの予備率(翌日時点)と市場価格*の関係



東京エリアの予備率(GC時点)と市場価格*の関係



※ 時間前市場価格は全国での価格であり、東京エリア内での価格ではないことに留意が必要

集計期間：7月1日～7月31日

日本卸電力取引所公表データおよびインバランス料金情報公表ウェブサイトより作成

- 適正な電力取引についての指針においては、供給者は、余剰電力の全量をスポット市場に供出することが望ましい、また市場支配力を有する可能性の高い事業者においては、特に強く求められている。

③ スポット市場における売り札

スポット市場においては、シングルプライスオークション方式の下、市場支配力を行使することができる供給者(プライスメーカー)が存在しない状況を前提とすれば、市場支配力を有さない供給者(プライステイカー)にとっては余剰電力の全量(注1)を限界費用(注2)で市場供出することが利益及び約定機会を最大化する経済合理的な行動と考えられる。一方で、プライスメーカーが存在する場合、当該プライスメーカーが入札価格の引き上げ行為や売惜しみ行為により約定価格を上昇させるおそれがある。したがって、卸電力市場に対する信頼を確保する観点から、スポット市場において売り札を入れる事業者は、余剰電力の全量を限界費用に基づく価格で入札することが望ましい。このように行動している限りにおいて当該事業者は、下記イ③における「市場相場を変動させることを目的として市場相場に重大な影響をもたらす取引を実行すること又は実行しないこと」に該当しないものとする。

また、スポット市場において売り札を入れる事業者のうち、市場支配力を有する可能性の高い事業者(注3)においては、余剰電力の全量を限界費用に基づく価格で入札することが特に強く求められる。したがって、当該事業者がこれに反して、合理的な理由なく、限界費用に基づく価格よりも高い価格で市場に供出した場合や、余剰電力の全量を市場に供出しなかった場合においては、下記イ③における「市場相場を変動させることを目的として市場相場に重大な影響をもたらす取引を実行すること又は実行しないこと」に該当することが強く推認される一要素となる。

(注1) 余剰電力の全量とは、スポット市場への入札時点において算定される各コマの自社供給力から、自社想定需要(自社小売需要と他社への相対契約に基づく供給量等の合計)・予備力・入札制約をそれぞれ差し引いた残りの供給力のことをいう。

(注2) 限界費用とは、電力を1kWh追加的に発電する際に必要となる費用をいい、燃料費等(発電側課金におけるkWh課金分を含む。)がこれに当たる。なお、限界費用における燃料費について、卸電力市場への入札によって燃料が消費されることで将来的な需要に対応するために追加的な燃料調達を行う必要が生じるときであって、当該価格・量での燃料の追加的な調達が合理的であると客観的に確認可能な場合には、燃料の追加的な調達費用を考慮し得る。また、限界費用の考え方について、燃料制約の発生時においては、非両立性の関係(スポット市場で約定すると他の機会では販売できないという関係)が成立することを前提とし、当該価格・量の妥当性が客観的に確認可能な場合には、将来における電力取引の価格を機会費用として考慮し得る。

(注3) 市場支配力を有する可能性の高い事業者とは、地域間連系線のスポット市場入札時点における月別分断発生率が継続して高い連系線(具体的には、北海道本州間連系設備、東京中部間連系設備、及び、中国九州間連系線)により4区分した地理的範囲において、当該範囲における総発電容量に対して保有する発電容量(発電事業者との長期かつ固定的な相対契約により確保している発電容量を含む。)が20パーセントを超える、又は、当該範囲における主要な供給者(Pivotal Supplier:当該範囲の年間ピーク需要を満たすために当該供給者が保有する供給力が不可欠とされる供給者)と判定される電気事業者のことをいう。

- 容量市場では安定電源に対して、実需給期間中のリクワイアメントとして、小売事業者が活用しない余力の全量を卸電力取引所または需給調整市場に応札すること (市場応札)、またさらに調整機能を有する場合には余力活用契約を締結すること (余力活用) を求めている。

④市場応札：リクワイアメント 27

安定電源	容量市場(卸)	容量市場(小売)	卸電力取引所	需給調整市場	新機材	電力広域的運営推進機関
------	---------	----------	--------	--------	-----	-------------

- 市場応札のリクワイアメントについては、容量停止計画 (出力抑制に伴う停止計画は除く) を提出していない範囲のコマが対象になります。
- 容量提供事業者は、アセスメント対象容量の範囲内で、小売電気事業者等が活用しない余力の全量を卸電力取引所または需給調整市場 (以下「卸電力市場等」という) に入札していただきます。アセスメント対象容量以上の供給力を入札することも可能です。
- 電源等情報に登録した『相対契約上の計画変更締切時間』以降において、卸電力市場等が閉場しており余力を入札する市場が存在しない場合、リクワイアメント対象外となります。
- 市場応札のリクワイアメントについては、卸電力市場等に入札することであり、約定することを必須とするものではありません^{※1}。
- 小売電気事業者等が活用しない余力の全量を特定の市場に入札した場合、未約定に伴う余力およびその後増加した余力についてはリクワイアメント対象外とします (ただし、低予備率アセスメント対象コマは除きます)。

※ 1 : 電源等情報の登録時に提出していただいた『相対契約上の計画変更締切時間』以降に電源が有している余力のことを指します。
 ※ 2 : 不当に高値で入札している場合において、リクワイアメント達成とするものではありません。

— 小売電気事業者等が活用しない余力の考え方 —



②余力活用に関する契約の締結：その他概要 16

安定電源	容量市場(卸)	容量市場(小売)	卸電力取引所	需給調整市場	新機材	電力広域的運営推進機関
------	---------	----------	--------	--------	-----	-------------

- 余力活用に関する契約については、容量提供事業者等と一般送配電事業者との間で締結していただきます。(本機関との間の契約ではありません)
- 余力活用に関する契約については、年度契約になります。
- 余力活用に関する契約を締結した容量提供事業者等は、一般送配電事業者からの指令に応じてゲートクローズ後の上げ余力・下げ余力を調整力として提供していただきます。
- 容量提供事業者等は、一般送配電事業者からの指令を受けた場合、ゲートクローズ前の発電計画の策定業務に支障を与えたと判断した場合、事前に通知することにより余力の提供を断ることができます。
- ＜発電計画の策定業務に支障を与える事例＞
 - 余力を提供した場合、以降における燃料の配船計画に著しく影響を与える場合
 - 余力を提供した場合、河川法等を遵守できない場合
- 容量提供事業者等は、需給調整市場システムを利用する環境を整えていただく必要があります。
- 需給調整市場システムを利用するためには、需給調整市場における市場運営者への申請手続きが必要となります。
- 容量提供事業者等が、新たにオンライン機能 (簡易指令システムを含む) を設置する場合の工期については、専用線の場合は約1年、簡易指令システムの場合は約10カ月になりますので、早めに一般送配電事業者に設置申請してください。
- 容量提供事業者等は、一般送配電事業者からの指令に応じて調整力を提供した場合、一般送配電事業者との間でkWh精算していただきます。
- kWh精算については、容量提供事業者等が需給調整市場システムに登録したV1・V2により精算されます。
- 余力活用に関する契約については、ΔkWに関する精算はありません。
- 一般送配電事業者からの指令に応じて調整力を提供したものの、指令値に対して過不足が生じた場合については、ペナルティは科されません。(ただし、一般送配電事業者から指令があったにも関わらず、意図的に指令に応じない場合については、その限りではありません)
- 余力活用に関する契約の詳細については、別途、一般送配電事業者から公表される予定です。

出所) 広域機関HP資料『容量市場におけるリクワイアメント・アセスメント・ペナルティの概要』より抜粋

https://www.occto.or.jp/market-board/market/files/240708_requirement2025_setsumei_gaiyo_r1.pdf

- 需給調整市場で調達不足が生じた場合には、スポット市場後に一般送配電事業者が電源起動を行いながら余力活用電源で調整力を確保することを基本としているが、電源起動が間に合わない電源に限ってはスポット市場前（週間等）においても原則外の特別対応として一般送配電事業者が電源起動を行うことにしている。
- また中長期的な電力システムのあるべきひとつの姿の検討（同時市場の検討）においては、週間断面で電源起動の仕組みを設けることが必要であるとされている。

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 10時	毎日 10時	毎日 10時	毎日 12時	毎日 14時	毎日 15時	毎日 17時	~	GC 実需給
イベント	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	三次送 入札	三次送 約定	時間前市場 開場		
一般送配 電事業者		起動判断 (1回目)		起動判断 (2回目)		起動判断 (3回目)			

※ 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。

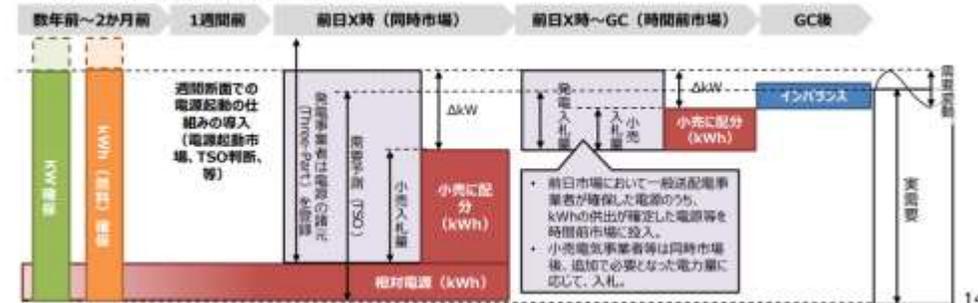
勉強会において提案された仕組みのイメージ

- 中長期的な電力システムのあるべきひとつの姿として、以下が提案され、作業部会においては、週間断面から実需給までの一連の仕組みについて、議論を行った。

「卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の在り方に関する勉強会」取りまとめ（2022年6月20日）を一部修正

- 週間断面での電源起動の仕組みを設ける。
- 前日X時にkWhとΔkWの同時約定市場を設ける。
 - ✓ 発電事業者が電源諸元（①起動費、②最低出力費用、③限界費用カーブ）を市場に登録（Three-Part Offer方式）。
 - ✓ 小売電気事業者は買入札価格・量（kWh）を入札。
 - ✓ 同時市場において、翌日の需要予測に従って、過不足なく、電源を立ち上げる（kWhとΔkWを確実に確保）。
- 前日市場において一般送配電事業者が確保した電源のうち、kWhの供出が確定した電源などを、時間前市場に投入する。小売電気事業者等は実需給に近づいていくにつれて精緻化される需要予測を元に、**時間前市場で売買を行う**。
- GCまで小売に配分されていない電源は、一般送配電事業者が実需給断面における需給調整に用いる。

（※）必要なkWh及びΔkWが確保されていることを前提。



14

	2021年度	2022～2023年度	2024年度以降
供給能力確保義務	<p>(i、ii) 原則として、小売電気事業者は自らkWhを確保することを通じて、供給能力確保義務を果たすことが必要。</p> <p>一方で、以下の全ての条件を満たす場合、法第2条の12第1項の「正当な理由がある」と考えられる（セーフハーバー）。</p> <p>① 需給ひっ迫でない場合（広域予備率（※1）が3%を越える場合をいう。）</p> <p>② スポット市場に入札したにもかかわらず、スポット市場において売り切れ（ブロック入札の売れ残りを控除した後の売残量が0となる場合をいう。）が生じたことにより、インバランスが発生する場合</p> <p>③ スポット市場（※2）及び時間前市場において、小売電気事業者が市場調達を合理的に行おうとしているにもかかわらず（※3）、取引が成立しない場合</p> <p>④ 当該小売電気事業者が、事後的にインバランス料金の支払いを行う場合</p> <p>（※1）2021年度は、当該インバランスを発生させた小売電気事業者のエリアの予備率</p> <p>（※2）2021年度に限る</p> <p>（※3）市場において買い応札を行わない、常に市場の約定価格と比較して著しく安価な価格で買い入札を続ける等でない場合</p>		<p>(iii) 容量市場における容量拠出金を支払う義務（金銭支払義務）とする。</p>
計画値同時同量義務	(iv) 上記と同様。		(iv) 左記と同様だが、「広域予備率（※1）が3%を越える場合」の要件は無し。
燃料確保	(v) 一般送配電事業者による kWh 公募により調達する方法や他の方法も含め、今後より詳細検討。		

- 需給ひっ迫時には補正インバランス料金を参照しつつ、インバランス料金が上昇する仕組みとすることで、追加的な供給力を引き出す効果や需要家が節電する効果も期待している。

需給ひっ迫時補正インバランス料金の考え方

- 需給ひっ迫時の不足インバランスは、一般送配電事業者がリスクに備えて緊急的に追加の供給力を確保する必要性を高めるとともに、それ以降の備えを強化する必要性を高めるもの。
- 一般送配電事業者が活用可能な「上げ余力」が減少するにつれ、リスクに備えた緊急の供給力追加確保や将来の調整力確保量の増加といった追加的なコストが上昇していくと考えられる。
- そのため、補正インバランス料金の算定諸元として、kWのポテンシャルを評価する指標である「**補正料金算定インデックス**」を一定の式（下図のような直線）で表し、**上げ余力の低下をインバランス料金に反映**させることとした。
- **インバランス料金が上昇する仕組みとすることで、需給ひっ迫時には時間前市場の価格も上昇し、この価格シグナルによるDRや自家発など追加的な供給力を引き出す効果や、需要家が節電する効果も期待される。**

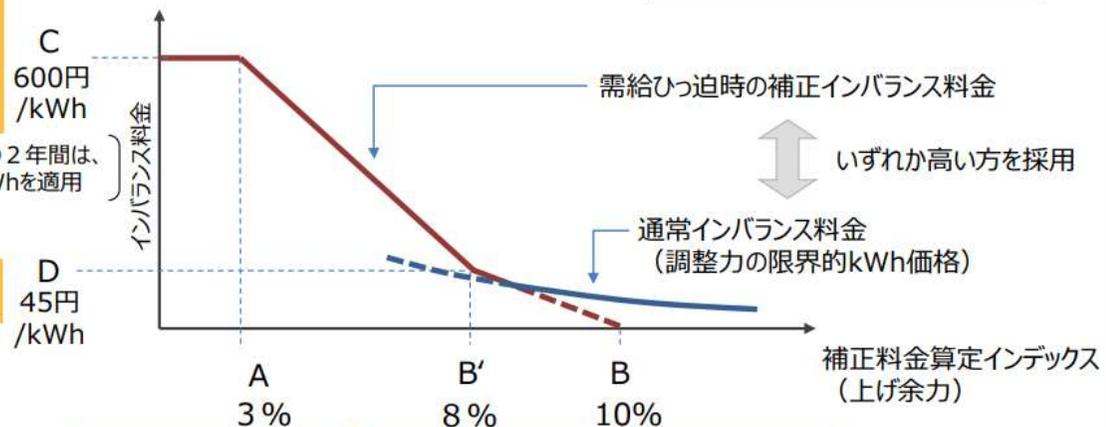
需給ひっ迫時の補正インバランス料金

第55回制度設計専門会合（2021年3月）
資料4 抜粋

緊急的に供給力を1kWh追加確保するコストとして、市場に出ていない供給力を新たに1kWh確保するために十分な価格として、新たにDRを追加的に確保するのに必要な価格。

〔2022年度から2023年度までの2年間は、暫定的措置として200円/kWhを適用〕

確保済みの電源I'のkWh価格を参考に決定。



政府が需給ひっ迫警報を発令する水準を参考に決定。

電源I'を発動が確実となる水準を参考に決定。

電源I'を発動し始めるタイミングを参考に決定。

- 発動指令電源は全国的に発動回数が増加傾向であった。この状況より、第81回電力・ガス基本政策小委員会（9月26日）において判断基準が8%から5%に変更された。
- 多くのエリアで発動可能な回数の残りが少なくなりつつあるなかで、今後の安定供給面からどのように対応すべきか（追加的に確保が必要なのか等）、冬季の需給検証なども踏まえつつ、必要に応じて対応策を国とも連携しても検討を進めていきたい。
- なお、発動指令電源は、今年度から新たに始まった仕組みであるため、しっかりと応動し安定供給に寄与できるようなルール設計となっていたかといった点について、実績の確認をしつつ必要に応じて検討を進めていきたい。

広域予備率低下時の追加供給力対策について

1. 電力の需給運用において、需要の増加等により需給の状況が厳しくなることが見込まれる場合には、一般送配電事業者が広域予備率の状況に応じて追加供給力対策を実施。
2. このうち、広域予備率8%未満が実施の判断基準となっている「発動指令電源の発動」は、容量市場のリクワイアメントに基づき、12回/年度の発動上限が設けられているが、東京エリアにおいては9月24日時点で既に10回、中部エリアでは9回発動している。
3. このため、今後も、気象条件等により広域予備率が低下した際に「発動指令電源の発動」を追加供給力対策として活用できるよう、東京エリアについては9月13日から、中部エリアについては9月24日から実施の判断基準を広域予備率5%未満としている。
4. 加えて、他エリアにおいても発動指令電源の発動の回数が増えてきており、特に広域予備率が低下する局面において、効果的に追加供給力対策を実施するためにも、2024年度中に関しては、実施の判断基準を暫定的に広域予備率5%未満としてはどうか。
5. なお、2024年度の電力需給の運用に関しては、現在、電力広域機関と連携して、週間予備率等が低下する詳細な要因の分析を行うとともに、追加供給力対策（増出力運転・ピークモード運転、揚水発電機の運用切替、余力活用電源の追加起動等）の実施の判断基準見直し等、必要な対応策の検討を進めていく予定であり、後日、本小委員会においても御議論いただく予定。

1

(参考) これまでの発動指令電源の発動実績について (4月1日～9月20日)

No	北海道		東北		東京		中部		北陸		関西		中国		四国		九州	
	日付	時間																
1	9/11	14:00～17:00	9/10	16:00～19:00	6/17	15:00～18:00	7/8	16:30～19:30	7/8	17:00～20:00	7/8	16:30～19:30	7/8	16:30～19:30	8/23	17:00～20:00	8/2	17:30～20:00
2			9/10	16:00～19:00	6/17	15:00～18:00	7/8	16:30～19:30	7/8	17:00～20:00	7/8	16:30～19:30	7/8	16:30～19:30	8/26	17:00～20:00	8/22	17:00～20:00
3			9/11	15:30～18:30	7/8	15:00～18:00	8/26	17:00～20:00	8/26	17:00～20:00	8/23	17:00～20:00	8/26	17:00～20:00	8/26	17:00～20:00	8/23	17:00～20:00
4			9/11	15:30～18:30	7/8	15:00～18:00	8/26	17:00～20:00	8/26	17:00～20:00	8/26	17:00～20:00	9/9	16:30～19:30	9/9	16:30～19:30	8/26	17:00～20:00
5			9/12	16:30～19:30	7/29	16:00～19:00	9/9	16:30～19:30	9/11	16:00～19:00	9/9	16:30～19:30	9/9	16:30～19:30	9/11	16:00～19:00	9/10	16:00～19:00
6			9/12	16:30～19:30	7/29	16:00～19:00	9/10	16:00～19:00	9/12	15:30～18:30	9/12	15:00～18:00	9/11	15:00～18:00	9/12	15:00～18:00	9/12	15:30～18:30
7			9/13	16:00～19:00	7/30	16:30～19:30	9/10	16:00～19:00	9/12	15:30～18:30	9/12	16:30～19:30	9/12	16:30～19:30	9/12	16:30～19:30	9/12	15:30～18:30
8			9/13	16:00～19:00	7/30	16:30～19:30	9/12	15:30～18:30	9/13	16:00～19:00	9/13	16:30～19:30	9/12	16:30～19:30	9/13	16:30～19:30	9/13	16:30～19:30
9			9/18	15:30～18:30	7/31	11:00～14:00	9/12	15:30～18:30	9/13	16:00～19:00	9/13	16:30～19:30	9/17	16:30～19:30	9/17	17:00～20:00	9/17	16:30～19:30
10			9/18	16:00～19:00	7/31	11:00～14:00	9/13	16:00～19:00	9/17	17:00～20:00	9/18	15:30～18:30	9/18	15:30～18:30	9/18	15:30～18:30	9/18	15:30～18:30
11					8/5	13:30～16:30	9/13	16:00～19:00	9/18	14:00～17:00	9/18	15:30～18:30	9/18	16:00～19:00	9/18	16:00～19:00	9/18	16:00～19:00
12					8/5	13:30～16:30	9/18	16:00～19:00	9/18	16:00～19:00	9/19	15:30～18:30	9/19	15:30～18:30	9/19	15:30～18:30	9/19	15:30～18:30
13					9/10	16:00～19:00	9/18	16:00～19:00	9/19	15:30～18:30	9/19	15:30～18:30	9/19	15:30～18:30	9/19	15:30～18:30	9/19	15:30～18:30
14					9/10	16:00～19:00	9/19	15:30～18:30	9/19	15:30～18:30	9/20	15:30～18:30	9/20	15:30～18:30	9/20	15:30～18:30	9/20	15:30～18:30
15					9/11	14:30～17:30	9/19	15:30～18:30	9/20	15:30～18:30	9/20	15:30～18:30	9/20	15:30～18:30	9/20	15:30～18:30	9/20	15:30～18:30
16					9/11	15:30～18:30	9/20	15:30～18:30	9/20	15:30～18:30								
17					9/12	15:30～18:30	9/20	15:30～18:30										
18					9/12	16:00～19:00												
19					9/18	16:00～19:00												
20					9/18	16:00～19:00												

(補足) 黄色 : グループ1の発動、緑 : グループ2の発動 (各々のグループが最大12回発動可能)

- 2016～2018年度の実績を元に、バランス停止機が起動していることを前提に、年間12回以下になると想定される回数を定めた。

発動指令電源の運用 (1)

30

- 発動指令電源のリクワイアメント（発動回数は年間12回まで）を踏まえると、比較的高めの予備率で発動指令電源を発動した場合、年間途中で発動回数が足りなくなる可能性がある。そのため、過去実績の予備率から発動の判定基準値となる予備率を検討してはどうか。
- 至近3か年（2016～2018年度）では、広域的な予備率が6%以下の日はなく、7%以下は年間最大4日間（5コマ）、8%以下は年間最大8日間（18コマ）と、予備率増加に伴い、加速度的に日数（30分コマ数）は増加している。
- 発動指令電源の発動回数を年間12回以下とするためには、全ての稼働可能な計画となっている電源等（バランス停止機）が起動していることを前提に、広域的な予備率8%未満と見込まれる場合を判定基準値としてはどうか。

○至近3か年（2016～2018年度）の予備率実績（電源 I' 除く）

単位：日（ ）の数字は30分コマ数

広域的な予備率	2016年 (4・5月除く)	2017年	2018年	年間最大	3か年平均
6%以下	0	0	0	0	0
7%以下	0	0	4 (5)	4 (5)	1.3 (1.7)
8%以下	0	2 (5)	8 (18)	8 (18)	3.3 (7.7)
9%以下	3 (5)	11 (35)	16 (55)	16 (55)	10 (31.7)
10%以下	10 (24)	28 (115)	20 (118)	28 (118)	19.3 (85.7)



※実績における予備率は各エリアの判断において、バランス停止機で起動可能なものを起動させて予備力を確保した場合の値

- 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. 今年度の広域予備率の分析
2. 足元の実績を踏まえた課題整理
3. 今後の検討スケジュール
4. まとめ

- 課題①・②・④については冬季に向けて対応が必要と考えられ、暫定的な短期対策を早期に整理していく。
- 短期対策・恒久対策ともに国等と連携しながら検討を進めていく。

	2024年度			2025年度 以降
	第2四半期	第3四半期	第4四半期	
課題① 予備率算定の考え方	9/30 ●	10/23 ●	11/26 ●	冬季実績を踏まえた 中長期的な恒久対策
課題② 揚水発電の余力活用	9/30 ●	10/23 ●	11/26 ●	冬季実績を踏まえた 中長期的な恒久対策
課題③ 市場シグナルの実効性	9/30 ●			冬季実績を踏まえた 中長期的な恒久対策
課題④ 追加供給力対策の 実施順位	9/30 ●	10/23 ●	11/26 ●	冬季実績を踏まえた 中長期的な恒久対策

目次

1. 今年度の広域予備率の分析
2. 足元の実績を踏まえた課題整理
3. 今後の検討スケジュール
4. まとめ

- 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	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 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	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 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	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 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	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 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