

2025年度包括的検証後の取り組みと 各課題における検討の方向性について (電源等区分と需給ひっ迫時に対応するリクワイアメント・ペナルティ)

2026年9月1日

容量市場の在り方等に関する検討会事務局※

※本検討会は、資源エネルギー庁と電力広域的運営推進機関の共同事務局により開催している。

1. はじめに

2. 包括的検証後の取り組み

3. 課題検討に向けた市場運営実績の整理

4. 課題における検討の方向性

検討①：安定電源と発動指令電源の電源等区分について

検討②：安定電源のペナルティレート（Z）の設計について

検討③：発動指令電源における供給力確保の蓋然性向上に向けた措置について

5. まとめ

- 容量市場については、2025年度包括的検証の結果をもとに各検討課題への対応を進めている。検証後の取り組みとして、2026年度容量市場メインオークション（対象実需給年度：2030年度）の募集要綱や容量確保契約約款への反映事項に加え、市場運営の効率化・高度化といった観点での取り組みを本資料の冒頭で紹介する。
- 包括的検証を踏まえた検討課題のうち、今回は**安定電源と発動指令電源に係る「電源等区分と需給ひっ迫時に対応するリクワイアメント・ペナルティ」**について、**本課題に関連する市場運営の実績を示しつつ、今後の検討の方向性を整理**したため、ご議論いただきたい。

1. はじめに

2. 包括的検証後の取り組み

3. 課題検討に向けた市場運営実績の整理

4. 課題における検討の方向性

検討①：安定電源と発動指令電源の電源等区分について

検討②：安定電源のペナルティレート（Z）の設計について

検討③：発動指令電源における供給力確保の蓋然性向上に向けた措置について

5. まとめ

2. 包括的検証後の取り組み

2026年度メインオークションの募集要綱・容量確保契約約款への反映事項

- 包括的検証を踏まえた検討課題のうち、本検討会での整理を経て、**2026年度メインオークション（対象実需給年度：2030年度）の募集要綱・容量確保契約約款への反映事項**は以下のとおり。
- (1) 指標価格（Net CONE）と需要曲線の見直し

(2) 追加オークションで調達を予定している供給力の見直し（H3需要の2%）

(3) 期中運開電源の停止日数上限および運開遅延の取り扱い

(4) 容量停止計画調整のペナルティ精算の見直し※
- ※包括的検証を踏まえた検討課題の項目としては記載していないが、業務効率化や公平性の観点から速やかに対応したもの

第72回 容量市場の在り方等に関する検討会 資料3
容量市場2025年度包括的検証 検証報告書について（2026年3月27日）

項目		検討課題※
需要曲線	指標価格（Net CONE）	・ <u>発電コスト検証WGの最新諸元・モデルプラントの選定</u> (1)
	目標調達量/供給曲線に加算する供給力	・ <u>追加オークションで調達を予定している供給力</u> (2) ・ <u>容量市場外の見込み供給力</u>
応札ルール	電源等区分	・ 電源の特性に応じた参加区分や調整係数等の設定（現行、同一区分である揚水・蓄電池の取扱い等）
約定ルール	指標価格の見直しに伴う容量抛出台金負担の影響緩和措置	・ <u>シングルプライス領域の上限設定等の導入要否と適用期間</u> (1)
	投資予見性向上	・ 複数年契約の設定 ・ 約定価格の下限設定
リクワイアメント・アセスメント	2年度前停止計画調整	・ 作業調整に関する情報提供内容の充実化
	余力活用契約の締結	・ （以下「調整力確保における容量市場の役割」項目で検討）
	計画停止	・ <u>新規運開電源の停止日数上限および運開遅延の取り扱い</u> (3) ・ <u>容量停止計画の提出対象におけるルール整備</u>
	市場応札	・ 余力活用契約電源における時間前市場応札の在り方 ・ 揚水発電所の運用を踏まえたリクワイアメント設計
	供給指示	・ 現行の仕組みや運用ルールの適切性
	一般水力の取扱い	・ 水系運用を踏まえたルール設計
	その他	・ 実需給断面に至るまでの適切な作業調整の在り方

※検討課題は国や他制度・他市場への連携が必要なものも含む。適切な会議体における検討が必要

項目		検討課題※
ペナルティ強度	安定電源	・ ペナルティレート（Z）の設計
	発動指令電源	・ 他電源区分との比較におけるペナルティ強度の適切性
	その他	・ 稼働抑制のペナルティ設計
発動指令電源の供給力提供	応札時期	・ 供給力確保の蓋然性向上に向けた応札時期等の設定（応札時期の設定に限らず、別枠での調達や市場退出抑制策等も含め広く検討）
	実効性テスト	・ 実効性テストの目的と整合させる仕組み（実需給を模擬したテストの予見性、調整力指令との重複時の優先順位の明確化等） ・ 代替実績の活用等の負担軽減策
	発動実績データの整合性確認	・ リソース拡大を踏まえた実績確認作業の効率化
	その他	・ ベースラインの算定方法
容量確保契約金額・容量抛出台金	—	・ 請求から交付までの期間設定の在り方 ・ 容量抛出台金の算定方法 ・ 容量抛出台金の見通しに関する情報公開の在り方
供給信頼度	—	・ 供給信頼度評価と予備率評価の在り方
調整力確保における容量市場の役割	—	・ 調整力機能を持つ電源に対するインセンティブ設計 ・ 需給調整市場との役割分担
他制度との整合性	—	・ 新たに導入される制度との整合
市場運営における諸手続き/業務マニュアル/運用システム	—	・ 事業者（実務者）からの意見や実務実績を踏まえた効率化

※検討課題は国や他制度・他市場への連携が必要なものも含む。適切な会議体における検討が必要

2. 包括的検証後の取り組み

(参考) (1) 指標価格 (Net CONE) と需要曲線の見直し

- **指標価格 (Net CONE)** については指標性を維持することの重要性の観点から、**その諸元を最新の発電コスト検証WGの結果に変更すること**となった。
- 指標価格を見直すと同時に小売電気事業者に対する容量抛出金負担水準の影響緩和措置として、足下の供給力確保の必要性も踏まえ、**シングルプライス約定を2段階化する案を適用した**。

制度検討作業部会 第二十五次中間とりまとめ (2026年7月6日)

(今後の容量市場の在り方に係る論点の取扱いと 2026 年度メインオークションの取扱い)

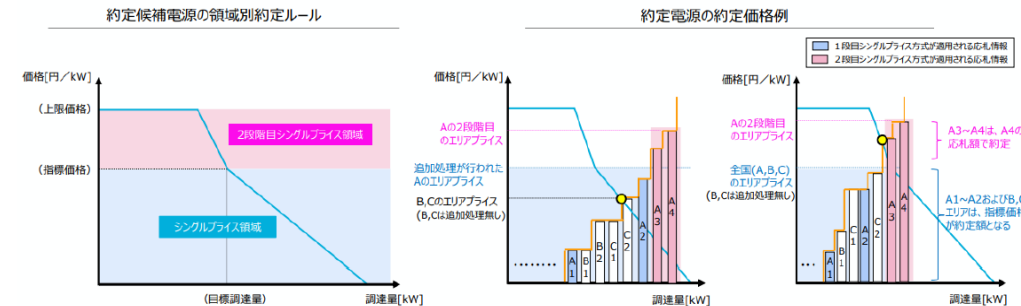
事実上、容量市場が既設電源の維持のための仕組みとして機能している実態を考慮すると、従来の Net CONE の設定方法自体をより実態を踏まえたものへと見直すべき、とのご意見について整理を行った。背景には、新設電源を念頭においた水準で指標価格及び上限価格を定めることで、電源維持に必要なコストを超えて、生産者余剰が発生するのではないかとの問題意識があると考えられる。他方で、足下の供給力不足に対応するためには、既存電源、中でも他の電源に比べ相対的に維持コストが高い高経年電源にも頼らざるを得ないという現実を踏まえると、指標価格及び上限価格の水準を抑えすぎた場合には、必要な供給力を確保できない可能性があることも考慮する必要がある。

容量市場の制度設計当初は、様々な電源があることを前提にしつつも、一方で、電源間の競争を促進することにより、新陳代謝を図りつつ、必要な容量を確保する観点から、電源間に区別を設けず、シングルプライスオークションによる約定方式を採用し、Net CONE についても、CCGT の新設電源のコストをベースに設定を行った。電源間の競争により、新陳代謝を図りつつ、必要な供給力を確保するというコンセプトは、現時点においても引き続き維持することが望ましいと考えられるが、徐々に容量市場に基づく容量抛出金総額が大きくなる中、そのコスト負担の規模が本当に適切なものなのか、必要な供給力を確保しつつも、多様な市場参加者の納得感が高いより良い制度設計がないかといった点については、継続して議論を深めていく必要があると考えられる。

第 113 回作業部会(2026 年 4 月 3 日)において、2026 年度のメインオークションに向けては、システム改修等に一定の時間を要することから、可能な限り早期に約定処理のルールを定める必要があるとされた。このため、従来の容量市場の大枠の考え方を踏襲しつつ、これまでの議論の結果を踏まえて Net CONE の見直しおよびその影響緩和策を定めることとし、案 A-2 を採用することと整理した(参考図 2.1-37)。一方、委員・オブザーバーの方々より、案 A-1 を支持するご意見や指標価格の在り方を見直すべき等のご意見もいただいたため、2027 年度メインオークション以降の容量市場の在り方に係る論点等については、引き続き検討を継続することとした。

なお、2026 年度メインオークションにおける Net CONE および上限価格、影響緩和措置等については、以下のとおり。(参考図 2.1-39)

(参考図 2.1-37)案 A-2: シングルプライス約定の 2 段階化



(参考図 2.1-39)

2026年度メインオークションの取扱い

更新項目	更新内容
① Net CONEの算定諸元	➢ 数値は2025年2月の発電コスト検証ワーキンググループの公表値を採用
② Net CONE (万円/kW)	➢ 2.05万円/kW (電力広域的運営推進機関による仮試算より)
③ 上限価格 (万円/kW)	➢ 3.075万円/kW (従来同様に、指標価格の1.5倍を上限価格として設定)
④ 影響緩和措置	➢ 案A-2 (2段階のシングルプライス方式) を採用 (参考図2.1-37)
⑤ 市場競争が限定的なエリアでの約定価格の決定方法	➢ ④の措置を講じることを前提に、隣接エリアのエリアプライスの1.5倍を当該エリアのエリアプライスとし、応札価格が当該エリアのエリアプライスを上回る電源は応札価格を約定価格(マルチプライス)とする制度については、適用しない
⑤ 目標調達量	➢ 19,581万kW (2025年度メインオークションの目標調達量を基準とした仮試算。584万kW増)

2. 包括的検証後の取り組み

(参考) (2) 追加オークションで調達を予定している供給力の見直し (H3需要の2%)

6

- 「追加オークションで調達を予定している供給力の扱い」については、メインオークションの調達量算定において、**H3需要の2%分の控除は行わずに、メインオークションで全量調達することとした。**

第2回 電力安定供給ワーキンググループ 資料5
容量市場について (2026年6月5日)

今後の「追加オークションで調達を予定している供給力」の扱いについて

- 以下の実態を踏まえ、メインオークションの調達量算定において、H3需要の2%分 (安定電源: 1%、発動指令電源: 1%) の控除は行わず、メインオークションで全量を調達することとする旨、ご確認いただきたい。
 - ✓ メインオークションで非落札となった電源が追加オークションを待たずに退出するリスク、および落札電源の市場退出などにより、追加オークションに参加する電源等が不足する兆候が示された。
 - ✓ メインオークションにおける発動指令電源の応札量が増加傾向にあり、足元では応札上限容量を上回る状況にある。一方、追加オークションにおいては、仮に応札上限容量をH3需要の1%減らした場合でも、これまでの結果を踏まえると、現時点で応札量が上限容量を超えるような状況にはないことが示された。

6. 今後の「追加オークションで調達を予定している供給力」の扱いについて

19

第73回容量市場の在り方等に関する検討会
(2026年5月)一部加工

- メインオークションで落札された電源のうち、市場退出の状況としては、**H3需要の約3%が市場退出**している。また、これまでの追加オークション開催判断の状況を踏まえると、メインオークションでH3需要の2%控除を行わなかった場合でも、**追加オークションが開催される可能性は十分にある。**
- 発動指令電源については、メインオークションでの応札量が増加傾向にあり、**足元では応札上限容量を上回る状況**になっている。また、追加オークションにおいて、仮に応札上限容量からH3需要の1%減らした場合でも、これまでの結果を踏まえると、**応札量が上限容量を超えるような状況にはない。**
- これまでのオークションの実態に加え、国の審議会で示されている需要増加や経年火力の休廃止による供給力不足のシグナルを踏まえて、**追加オークションで調達を予定している供給力 (H3需要の2%分) について、メインオークションで全量を調達することとしてはどうか。**
- 将来的に、追加オークションが開催されにくくなるような市場環境の変化が生じた場合における発動指令電源の扱いについては、市場退出の状況や応札動向を確認しつつ、包括的検証で示された意見等も踏まえ、国と連携のうえ、引き続き検討を進めることとする。

6

2. 包括的検証後の取り組み

(参考) (3) 期中運開電源の停止日数上限および運開遅延の取り扱い

7

- 既設電源とのペナルティの公平性の観点から、期中運開電源のリクワイアメントや、新設電源の運開遅延に関する対応の方向性を整理した。

第72回 容量市場の在り方等に関する検討会 資料6
年度途中に運開する電源のリクワイアメント等の扱いについて
(2026年3月27日)

第73回 容量市場の在り方等に関する検討会 資料5
新設電源の運開遅延における扱いについて
(2026年5月27日)

3. 期中運開電源に関するリクワイアメントの検討の方向性

14

- 期中運開電源に関するリクワイアメント等に関する検討項目と対応の方向性を以下に示す。
- ①②③の項目について次ページ以降で詳しく説明する。

検討項目	検討内容	対応の方向性
① 「計画停止」のリクワイアメントについて	期中運開電源の場合、運開前の期間については容量停止計画の対象外のため、例えば11月1日に運開する電源は、運開後の全期間で容量停止計画を提出した場合においても、控除日数に収まる。	年間のコマ数と、1コマあたりのペナルティレートを、運開後の期間ごとに設定する。
② 実需給期間中の経済的ペナルティの月間上限額について	実需給期間中の経済的ペナルティの月間上限額は容量確保契約金額×18.3%としている。期中運開電源は、運開後の全期間で経済的ペナルティが上限まで発生した場合において、容量確保契約金額よりも経済的ペナルティ金額が下回る場合がある。	月間上限額を、運開後の期間ごとに設定する。
③ 容量確保契約金額の支払時期について	容量確保契約金額を12で除した金額から実需給期間中の経済的ペナルティ等を差し引いた金額を、容量提供事業者が毎月支払う仕組みとなっているため、期中運開電源については運開前から各月の容量確保契約金額の支払いが行われる。このため、期中運開後の経済的ペナルティの状況によっては、月ごとの経済的ペナルティが容量確保契約金額を上回る可能性が高くなる。	容量確保契約金額を運転月数で除した額を各月に支払うこととし、運開後に支払を開始する。

4. 運開遅延に関する対応の方向性

6

- 運開遅延に関する検討項目について、対応の方向性を以下に示す。
- 検討内容については、次ページ以降で詳しく説明する。

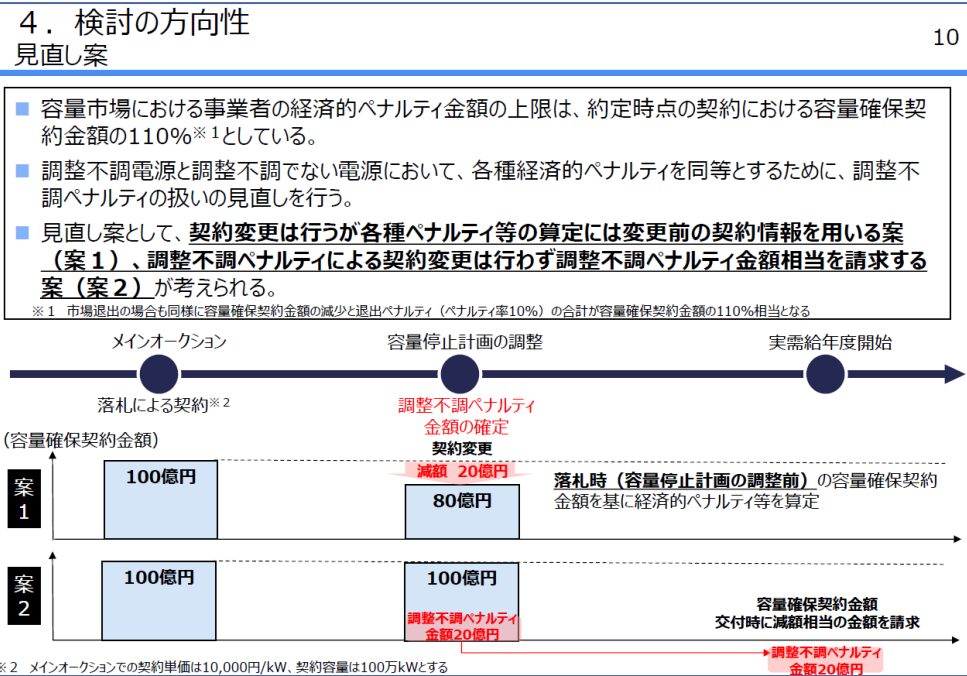
検討項目	対応の方向性
① 市場退出表明期限までの市場退出の扱い	市場退出表明期限までは運開遅延に対し、一部市場退出（以下、「部分退出」という。）を可能として、容量確保契約約款を改定し、市場退出の要件として追加する。
② 市場退出表明期限後のペナルティの扱い	市場退出期限を過ぎた場合の運開遅延に適用できる部分退出相当のペナルティ（容量確保契約金額の110%相当）を設計し、供給力の提供が開始できない事象に対応する。また、ペナルティの新設に紐づく詳細設計を行う。

2. 包括的検証後の取り組み

(参考) (4) 容量停止計画調整のペナルティ精算の見直し

■ 調整不調電源となった電源と、調整不調でない電源において、その後に生じる経済的ペナルティの扱いが異なる仕組みとなっていたことから、両者について一定の平仄を合わせるため、**調整不調電源に科される容量確保契約金額の減額について、経済的ペナルティに扱いを変更した。**

第73回 容量市場の在り方等に関する検討会 資料6
調整不調電源に適用する容量確保契約金額の減額の扱いについて
(2026年5月27日)



4. 検討の方向性
見直し案の比較11

- 案1は現行と同様に契約変更を行うが、以下のデメリットがある。
 - 契約変更前の契約情報をもとに経済的ペナルティ等の算定を行う必要
 - 契約変更による事業者と市場管理者双方の業務負担
 - 容量拠出金の算定までに「やむを得ない理由」と「異議申し立て」の審査を経た上で契約変更を終える必要
- 案2については、**現行よりも業務負担が軽減することや、他の業務スケジュールへの影響を及ぼさないため、案2に見直すことでどうか。**

	見直し内容	契約変更手続きの業務負担
案1	契約変更は行うが各種ペナルティ等の算定には変更前の契約情報を用いる	・ 変更契約をした後も契約変更前の契約情報も管理する必要があり、情報管理の複雑性が増す ・ 契約変更が生じるため、業務負担に加え、例えば実需給期間前にペナルティが確定した場合は、やむを得ない理由の審査期間が短くなることや、審査が長期化することで容量拠出金の算定時期が遅延するなどの影響を及ぼすことが考えられる
案2	調整不調ペナルティによる契約変更は行わず、調整不調ペナルティ金額相当を請求する	・ 容量確保契約金額を変更しないため、経済的ペナルティや上限の算定が分かりやすい ・ 契約変更の金額確定や手続きを、容量拠出金の算定までに短期間で行う必要がない

2. 包括的検証後の取り組み その他の取り組み紹介

■ 包括的検証を踏まえ、市場運営の効率化・高度化の観点での取り組みは以下のとおり。

- (1) 実効性テストの目的と整合させる仕組み（調整力指令との重複時の優先順位の明確化）
- (2) 容量抛出台の見通しに関する情報公開の在り方
- (3) 事業者（実務者）からの意見や実務実績を踏まえた効率化※

※今回の報告に限らず、優先順位も考慮した上で、検討を進めている課題もある

第72回 容量市場の在り方等に関する検討会 資料3
容量市場2025年度包括的検証 検証報告書について（2026年3月27日）

項目		検討課題※
需要曲線	指標価格（Net CONE）	・ 発電コスト検証WGの最新諸元 モデルプラントの選定
	目標調達量/供給曲線に加算する供給力	・ 追加オークションで調達を予定している供給力 ・ 容量市場外の見込み供給力
応札ルール	電源等区分	・ 電源の特性に応じた参加区分や調整係数等の設定（現行、同一区分である揚水・蓄電池の取扱い等）
約定ルール	指標価格の見直しに伴う容量抛出台負担の影響緩和措置	・ シングルプライス領域の上限設定等の導入可否と適用期間
	投資予見性向上	・ 複数年契約の設定 ・ 約定価格の下限設定
リクワイアメント・アセスメント	2年度前停止計画調整	・ 作業調整に関する情報提供内容の充実化
	余力活用契約の締結	・ （以下「調整力確保における容量市場の役割」項目で検討）
	計画停止	・ 新規運用電源の停止日数上限および運用遅延の取り扱い ・ 容量停止計画の提出対象におけるルール整備
	市場応札	・ 余力活用契約電源における時間前市場応札の在り方 ・ 揚水発電所の運用を踏まえたリクワイアメント設計
	供給指示	・ 現行の仕組みや運用ルールの適切性
	一般水力の取扱い	・ 水系運用を踏まえたルール設計
	その他	・ 実需給断面に至るまでの適切な作業調整の在り方

※検討課題は国や他制度・他市場への連携が必要なものも含む。適切な会議体においての検討が必要

項目		検討課題※
ペナルティ強度	安定電源	・ ペナルティレート（Z）の設計
	発動指令電源	・ 他電源区分との比較におけるペナルティ強度の適切性
	その他	・ 稼働抑制のペナルティ設計
発動指令電源の供給力提供	応札時期	・ 供給力確保の蓋然性向上に向けた応札時期等の設定（応札時期の設定に限らず、別枠での調達や市場退出抑制策等も含め広く検討）
	実効性テスト	・ <u>実効性テストの目的と整合させる仕組み（実需給を模擬したテストの予見性、調整力指令との重複時の優先順位の明確化等）</u> (1)
	発動実績データの整合性確認	・ リソース拡大を踏まえた実績確認作業の効率化
	その他	・ ベースラインの算定方法
容量確保契約金額・容量抛出台	—	・ 請求から交付までの期間設定の在り方 ・ 容量抛出台の算定方法 ・ <u>容量抛出台の見通しに関する情報公開の在り方</u> (2)
供給信頼度	—	・ 供給信頼度評価と予備率評価の在り方
調整力確保における容量市場の役割	—	・ 調整力機能を持つ電源に対するインセンティブ設計 ・ 需給調整市場との役割分担
他制度との整合性	—	・ 新たに導入される制度との整合
市場運営における諸手続き/業務マニュアル/運用システム	—	・ <u>事業者（実務者）からの意見や実務実績を踏まえた効率化</u> (3)

※検討課題は国や他制度・他市場への連携が必要なものも含む。適切な会議体においての検討が必要

2. 包括的検証後の取り組み

(参考) (1) 実効性テストの目的と整合させる仕組み (調整力指令との重複時の優先順位)

10

- 第60回需給調整市場小委員会 (2026年3月3日) において、**実効性テストと調整力指令が同時に発動された場合、発動指令側 (実効性テスト) を優先することと整理**され、**需給調整市場に係る取引規程に反映**された。

第60回 需給調整市場検討小委員会 資料2 発動指令電源の機器個別計測での扱いについて (2026年3月3日)

一般社団法人電力需給調整力取引所
需給調整市場に係る取引規程 (2026年7月1日)

まとめ

27

- 今回、整理した内容をまとめると以下のとおり。
- 容量市場における発動指令電源の機器個別計測での扱いについて
 - 機器点リソースは機器点での計測値を簡易的なロスにより受電点での換算値 (≠受電点計測値) にするため、受電点での重複部分を正しく評価できず、容量市場 (発動指令電源) 側のアセスメントにおいて、発動実績が対象容量を下回った要因のエビデンスとして、調整力指令の影響を理由に、受電点換算した値を提出した場合、実力以上に評価されることにもなり得るため、本来的には、容量市場で発動指令電源として評価されている受電点以下の機器点リソースに関しては、機器個別計測の対象外とするのが自然であると考える。
 - 他方、上記の課題は発動指令と調整力指令が同時に発動した場合にのみ発生し得るものであることを踏まえると、発動指令電源であるからといって一律に機器個別計測での対象外にはせず、**両指令が同時発動した場合には、「発動指令を優先すること」として、これらリソースの機器点での需給調整市場への参入を認めること**としてはどうか。
 - この際、需給調整市場で約定したことによって発動指令に正しく応じることができない場合は、「**発動指令を受けた際には、速やかに代替不可申請を行うこと**」とする。
- 発動指令電源における実効性テスト時の扱いについて
 - 実効性テストの目的や上述の整理を踏まえ、**実効性テストと調整力指令が同時に発動された場合においても、同様に、発動指令側 (実効性テスト) に従うこととし、実施指令を受けた後に代替不可申請を行うこと**としてはどうか。
 - 他方、実効性テストは発電実績をもってその能力評価を行う必要性があり、実施は実運用時の発動指令電源とは異なり、広域予備率の状況にも依らず予見性がないこと等を踏まえると、当該ケースについては、調整力提供者にとって不利益が生じないように、需給調整市場側の金銭的ペナルティ強度を1.0倍とし、契約不履行ペナルティであるアセスメント不適合時の処分の対象外※としてはどうか。
 - この点、**現行 (需給調整市場の受電点約定) においても、実効性テストの目的等は変わらないため、同様の取扱いに見直し**としてはどうか。

※ 実効性テストにおいて同時発動時、代替不可申請が行われなかった場合は、通常通りのペナルティ対象となる。

● 一部抜粋

(リソース等が満たすべき要件)

第13条 第12条 (取引資格) に規定する取引資格のうち、リソース等が満たすべき要件は次の各号のとおりとする。

(1) 運用に関する要件

ソ 機器点参入に用いるリソースの場合、提供期間において、属地エリアの一般送配電事業者から発動指令電源の発動指令を受けたとき (ただし、ツに定める実効性テストにおける実施指令を受けた場合を除く。) は、当該発動指令を優先すること。

ツ **提供期間において、属地エリアの一般送配電事業者による発動指令電源の実効性テストにおける実施指令を受けた場合は、当該実施指令を優先すること。**

2. 包括的検証後の取り組み

(参考) (2) 容量拠出金の見通しに関する情報公開の在り方

11

- 容量拠出金年次精算の予見性向上を求める事業者の意見を踏まえ、「**容量拠出金の未回収分の総額**」(追加請求に係る金額)と、「**経済的ペナルティの徴収で生じた差額等の総額**」(還元に係る金額)について、年次精算時における公表に加えて、**新たに上期分を対象に公表することとした。**

Top > 新着情報 > 容量市場 容量拠出金(実需給年度: 2025年度) 年次精算の予見性向上に向けた情報提供について

事業者へのお知らせ ・ 容量市場

容量市場 容量拠出金(実需給年度: 2025年度) 年次精算の予見性向上に向けた情報提供について

更新日: 2026年06月05日

容量拠出金の追加請求額・還元額の予見性向上に向けた取り組みとして、実需給2025年度上期分の「容量拠出金の未回収分の総額」(追加請求に係る金額)と、「経済的ペナルティの徴収で生じた差額等の総額」(還元に係る金額)を公表いたします。

※容量市場の包括的検証におけるCall for Evidenceで関係者からいただいたご意見等を踏まえ、公表を行うものです。

実需給2025年度上期分を対象とした金額(概算値、税抜)は以下のとおりです。

・ 容量拠出金の未回収分の総額	約0億円
・ 経済的ペナルティの徴収で生じた差額等の総額	約41億円

なお、上記金額は実需給2025年度上期分を対象とした概算値であり、実需給2025年度下期分の実績等により変動いたしますので、ご了承ください。

(参考) 年次精算の内容等
年次精算において、追加請求額・還元額は、容量拠出金の未回収金額の総額と、経済的ペナルティの徴収で生じた差額等の総額に、各事業者の容量拠出金の負担比率を乗じて算定することとなります。

※年次精算の内容については下記資料を参照ください。
・ [容量拠出金説明会資料\(対象実需給年度: 2026年度\)](#) (3074KB) 
(対象ページ: P14、P29からP36)

(参考) 実需給2025年度の容量拠出金負担総額(年間、全国計、税抜)

・ 一般送配電事業者の負担総額	49,230,192,856円
・ 小売電気事業者の負担総額	450,613,234,938円

広域機関HP 容量拠出金(実需給年度: 2025年度)
年次精算の予見性向上に向けた情報提供について

2. 包括的検証後の取り組み

(参考) (3) 事業者(実務者)からの意見や実務実績を踏まえた効率化

- 変動電源(アグリゲート)・発動指令電源の証憑書類についてはCD-R等での提出を求めていたが、**ファイル共有サービス等での提出を可能とする運用の検討を進めている**。
- 容量市場システムについては、**稼働時間の延長や操作性・利便性の向上に向けた改良を検討**している。
- 実務の効率化に資する内容については、説明会資料や業務マニュアル等に適宜反映していく。

証憑書類の提出方法の検討

容量市場 業務マニュアル メインオークションの参加登録・応札・容量確保契約書の締結 編 (対象実需給年度: 2029年度)

詳細情報の入力完了後、小規模変動電源リストは、「電源等情報登録申込画面」で、提出書類のアップロードを行います。また提出書類は容量市場システムに登録するのではなく、本機関に電磁的記録媒体(CD-R等)で郵送願います。ただし、前年度までに電源等情報を登録して既に提出済(CD-R等で提出)の書類がある場合は、変更がある部分のみ提出してください。

容量市場 業務マニュアル メインオークションの参加登録・応札・容量確保契約書の締結 編 (対象実需給年度: 2030年度)

詳細情報の入力完了後、小規模変動電源リストは、「電源等情報登録申込画面」で、提出書類のアップロードを行います。また、提出書類は容量市場システムに登録するのではなく、別途通知する提出方法に従って提出してください。ただし、前年度までに電源等情報を登録して既に提出済の書類がある場合は、変更がある部分のみ提出してください。

容量市場システムにおける改良の検討

- 容量市場システムの稼働時間の延長
(現行の9:00-18:00からの延長)
- アセスメント対象容量・差替容量の一覧表示および出力機能の追加
- 検索結果の視認性向上

1. はじめに

2. 包括的検証後の取り組み

3. 課題検討に向けた市場運営実績の整理

4. 課題における検討の方向性

検討①：安定電源と発動指令電源の電源等区分について

検討②：安定電源のペナルティレート（Z）の設計について

検討③：発動指令電源における供給力確保の蓋然性向上に向けた措置について

5. まとめ

- 包括的検証を踏まえた検討課題のうち、「電源等区分と需給ひっ迫時に対応するリクワイアメント・ペナルティ」については、当初の制度設計思想と運用実態との整合性も踏まえ検討を進めている。
- このため、運用実態を把握する観点から、安定電源に係る低予備率アセスメント対象コマおよび供給指示発出コマの実績や、発動指令電源の供給力提供状況など市場運営の実績を整理した。

	安定電源	発動指令電源
電源等区分	安定的に供給力を提供するもの ➢ 火力、水力、原子力、揚水、蓄電池（1日1回以上連続3時間以上の運転継続が可能）な能力を有する蓄電池）など	安定的に供給力を提供できないものの、DR・自家発などを組み合わせ、運用を工夫することで、需給ひっ迫時における発動指令に応じて供給力を提供するもの
リクワイアメント	市場応札 ➢ 余力の市場応札を求める	発動指令への対応 ➢ 普段の操業を取りやめるなどの工夫により、需給ひっ迫時における発動指令に応じて供給力の提供を求める ➢ 事前に実効性テストにおいて、kW価値の証明を求める
ペナルティ	➢ 経済的ペナルティ $\text{= リクワイアメント未達成量} \times \text{ペナルティレート}$ ➢ ペナルティレート = $\text{容量確保契約金額} / (\text{契約容量} \times Z^*)$ $\text{※ } Z = 90\text{時間}$	➢ 経済的ペナルティ $\text{= 容量確保契約金額} \times 110\% \times \text{リクワイアメント未達成量} / (\text{アセスメント対象容量} \times \text{3時間} \times \text{12回})$
市場運営の実績	・ <u>低予備率アセスメント対象コマおよび供給指示発出コマの実績</u>	・ <u>発動回数</u> ・ <u>実効性テスト後の市場退出割合</u> ・ <u>発動実績（リクワイアメント達成率、リソースごとの割合）</u> ・ <u>電源等区分別のペナルティ割合</u> ・ <u>登録リソース数（リソースごとの内訳を含む）</u>

3. 課題検討に向けた市場運営実績の整理

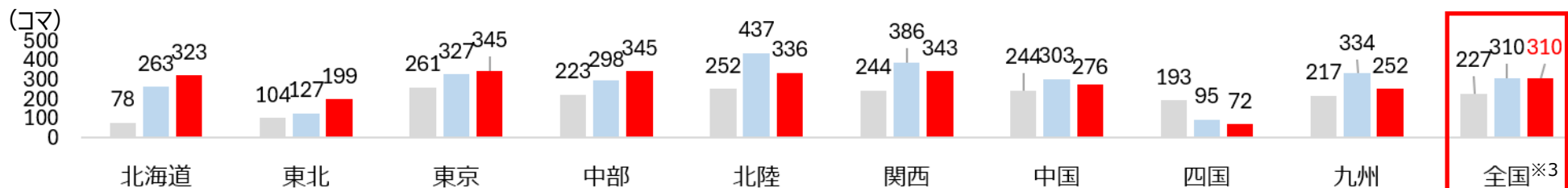
15

【安定電源】低予備率アセスメント対象コマおよび供給指示発出コマの実績

- 2024～2026年度※¹における低予備率アセスメント対象コマ（前日17時30分頃以降に供給力提供通知として発出）および供給指示発出コマ（ゲートクローズ時点で発出）の実績を以下に示す。
- **2026年度における低予備率アセスメント対象コマ（全国平均）は、7月末時点で310コマ（約155時間）であり、予め設定したZ時間（90時間）を既に超過している状況。**

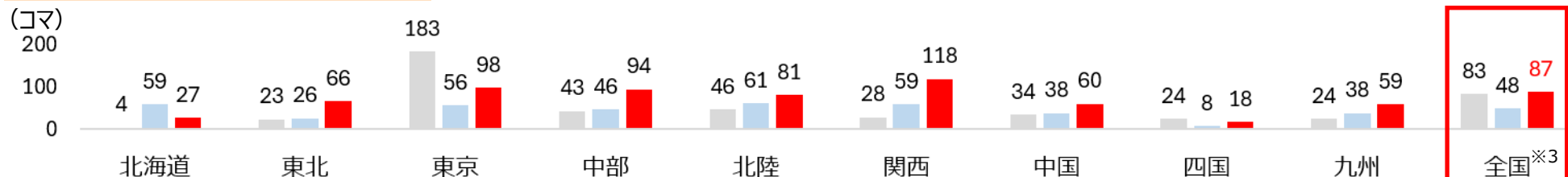
※1 2026年度は7月末までの実績

低予備率アセスメント対象コマ※²

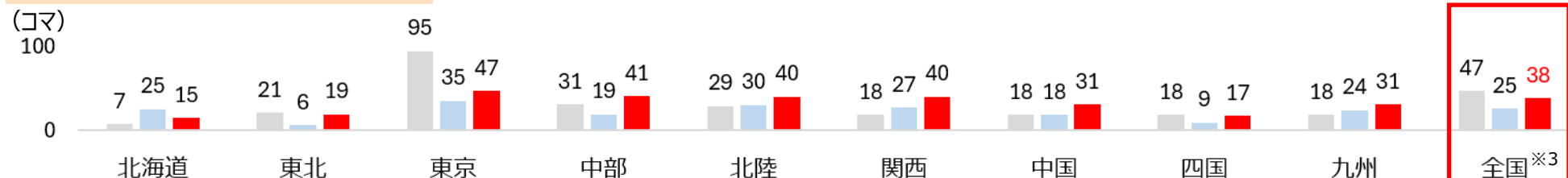


供給指示発出コマ

※2 2024年4-12月は予備率の考え方見直しを仮定した推定値、2025年1-3月は実績



（参考）GC時点で8%未満コマ



※3 H3需要比率の加重平均で算出

3. 課題検討に向けた市場運営実績の整理

【発動指令電源】発動回数の推移

- 発動指令電源の発動回数は、2024年度は東京エリアが最大で10回、全エリアで1回以上の発動があった。2025年度は東京エリアと九州エリアで1回ずつであり、発動回数は当該年度の需給状況によって増減※する。

※ 2024年度の年度途中で発動基準が広域予備率8%から5%へ変更されて以降、5%での暫定運用が継続している

発動指令電源の発動回数の推移※

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
2024年度	1	5	10	9	8	8	8	8	8
2025年度	0	0	1	0	0	0	0	0	1
2026年度	0	1	3	2	2	2	2	2	2

※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
2026年度は7月末までの実績

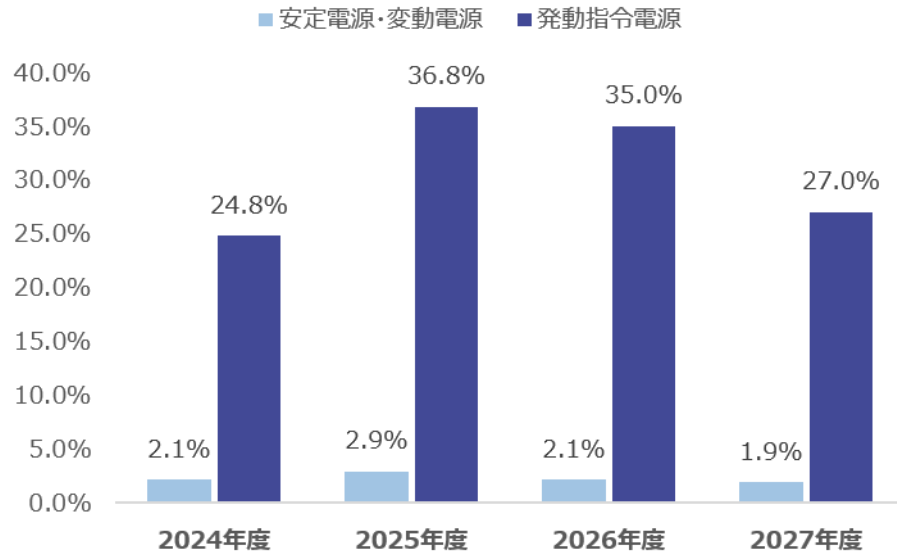
3. 課題検討に向けた市場運営実績の整理

【発動指令電源】市場退出割合の推移

17

- 発動指令電源は、**確保済みの容量**および**将来的に確保すると計画している容量（ビジネスプラン）**を用いて**入札容量を決定**しており、その後実効性テストの未達成容量が市場退出する仕組みであるため、**安定電源と比較して市場退出割合は高い傾向**となる。

電源等区分別市場退出割合の推移



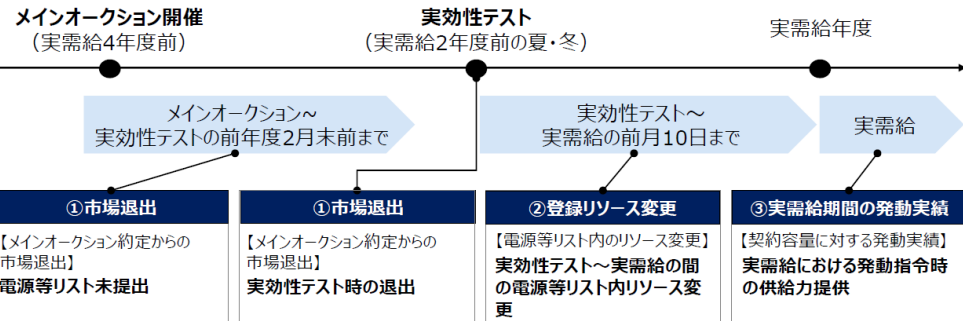
※追加オークション約定分は含まない。市場退出見込み容量で算定しているため、実績値と異なる場合がある

第66回 容量市場の在り方等に関する検討会 資料3
容量市場2025年度包括的検証について（2026年7月25日）

4. 観点2「現在の仕組みの再確認」に関連した情報提供 発動指令電源の参加方法（メインオークションから実需給までのスケジュール）

59

- 容量市場では、安定電源や変動電源とともに、**発動指令電源を参加対象**としている。
- 発動指令電源は、メインオークションへの参加にあたり、**確保済みの容量**および**将来的に確保すると計画している容量（ビジネスプラン）**を用いて、入札容量を決定している。
- 発動指令電源の契約容量は、**電源等リストに予め登録されたリソースを用いて臨む**（メインオークションの2年度後にある）**夏・冬の実効性テストの結果**にもとづき、最終的に確定される。
- **電源等リストで登録しているリソース**については、契約容量の確定後から実需給期間の一定期間前まであれば、**登録リソースを変更することを可能**としている。実需給期間中は、最終的に登録されている電源等リストのリソースによる供給力提供を行い、その発動実績に対するアセスメントが実施される。



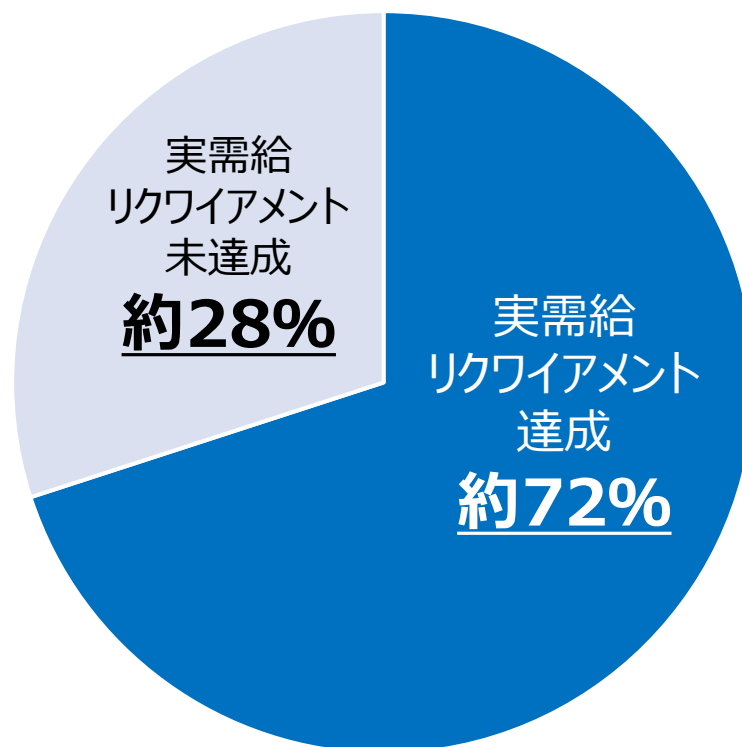
3. 課題検討に向けた市場運営実績の整理

18

【発動指令電源】実需給2025年度の発動時の実績（リクワイアメント達成率）

- 実需給期間における発動指令時の実績（契約容量に対する供給力の提供割合）としては、**契約容量の約70%程度の供給力が提供**されていた。

2025年度 契約容量に対する発動指令時のリクワイアメント達成率



※1 発動率は電源等リストごとのリクワイアメント達成率を算出し単純平均した

※2 四捨五入の関係で端数・合計が合わない可能性がある

※3 達成率100%以上は100%としている

3. 課題検討に向けた市場運営実績の整理

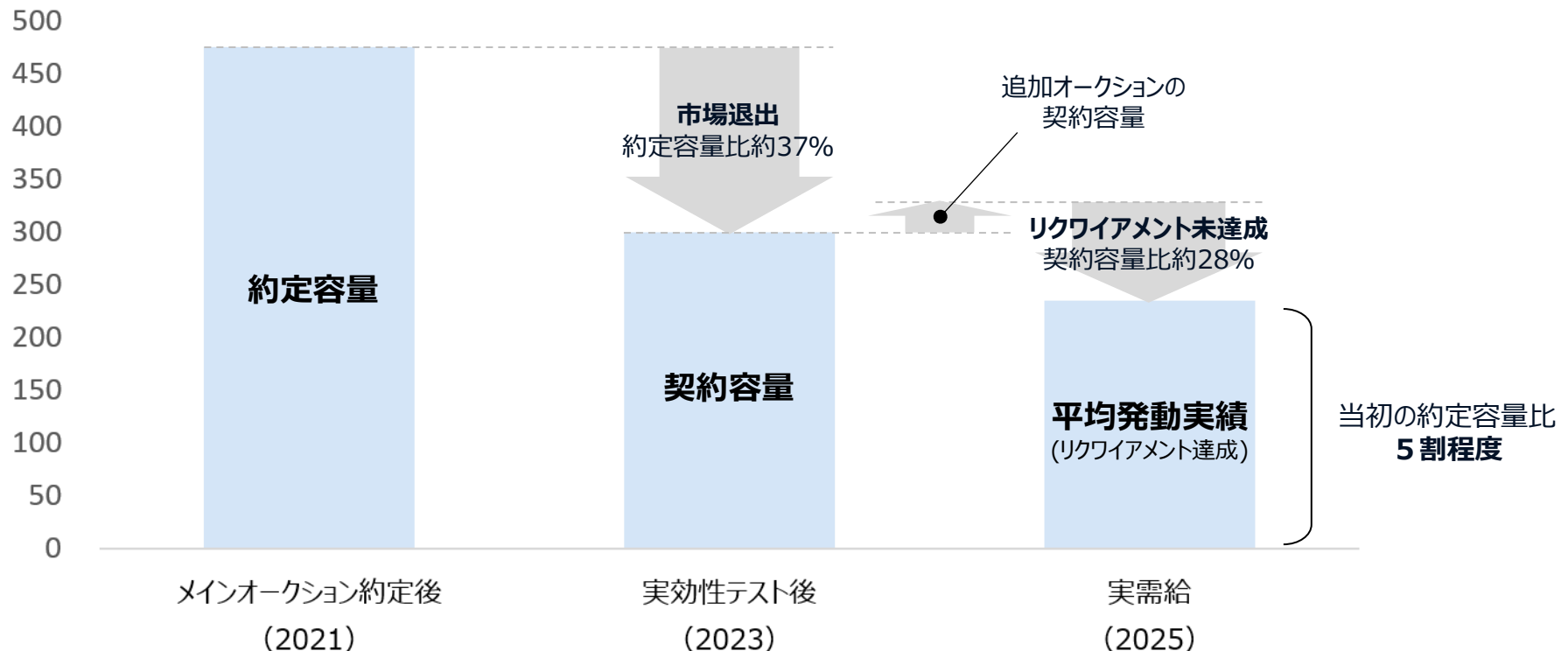
【発動指令電源】実需給2025年度の供給力提供実績

19

- 2025年度の市場退出割合（約37%）も考慮すると、**メインオークション約定容量と比較した実需給年度の発動指令電源の供給力提供実績は、5割程度**※であった。 ※追加オークションの契約容量を考慮

2025年度 当初の約定容量から実需給年度の供給力提供実績

単位：万kW



3. 課題検討に向けた市場運営実績の整理

(参考)【発動指令電源】実需給2024年度の発動時の実績と供給力提供実績

20

- **2024年度における発動実績は、約定容量と比較し約60%程度であった。**

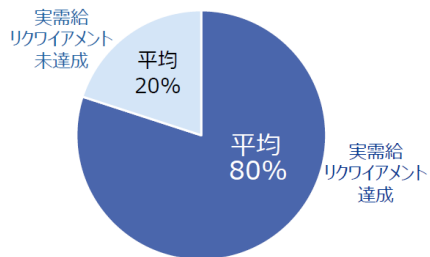
第66回 容量市場の在り方等に関する検討会 資料3
容量市場2025年度包括的検証について
(2026年7月25日)

4. 観点2「現在の仕組みの再確認」に関連した情報提供 発動指令電源の実需給期間（2024年度）の発動実績①

65

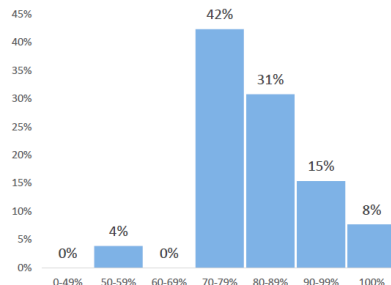
- 2024年度の実需給期間において、発動指令電源の各リソースに対して**各エリアにおいて発動指令**が実施された。最多のエリアでは、11回/年の発動指令があった。
- 速報として、発動指令時の実績としては、**契約容量の約80%程度の供給力が提供**されていた。
- なお、事業者や各リソース、エリア等で実績にばらつきがあるため、引き続き確認を行っていく。

2024年度
契約容量に対する発動指令の平均発動率



※1 発動率は電源等リストごとのリクワイアメント達成率を算出し単純平均した
※2 四捨五入の関係で端数・合計が合わない可能性がある
※3 達成率100%以上は100%としている

2024年度
事業者ごとの契約容量に対する発動指令実績



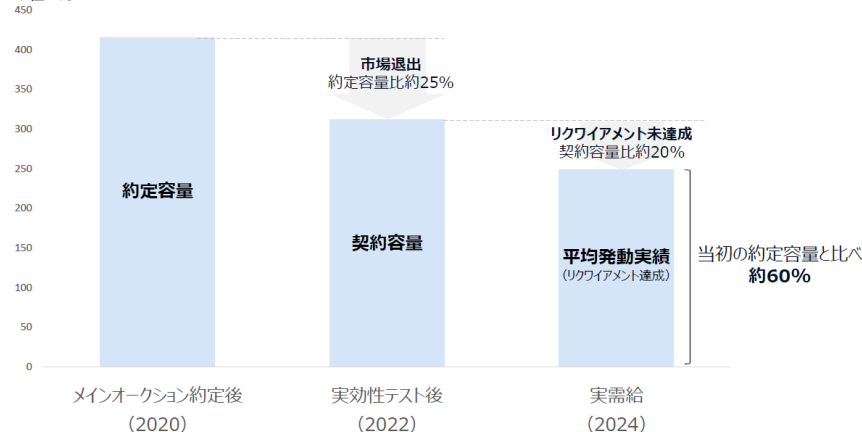
※1 事業者ごとの実需給における 発動実績 / 契約容量 の分散
※2 四捨五入の関係で端数・合計が合わない可能性がある
※3 達成率100%以上は100%としている

4. 観点2「現在の仕組みの再確認」に関連した情報提供 発動指令電源の実需給期間（2024年度）の発動実績②

66

- **4年度前のメインオークション時点の約定容量と比較した、実需給年度（2024年度）における発動指令時の発動実績は、全エリアでの実績のみの平均として約60%であった。**
- なお、事業者や各リソース、エリア等で発動実績にばらつきがあることから、引き続き確認を行っていく。

単位：万kW



3. 課題検討に向けた市場運営実績の整理

(参考) 電源等区分別のペナルティ割合

21

- 安定電源のペナルティ割合は、2024・2025年度ともに3%程度で推移している。
- 発動指令電源のペナルティ割合は、2024年度は13.2%であったが、2025年度は発動指令の回数が少なかったため1.0%となった。

電源等区分別のペナルティ割合※（市場退出除く）

		2024年度	2025年度
全電源		3.1%	3.1%
電源等区分	安定電源	<u>2.8%</u>	<u>3.1%</u>
	市場応札	1.8%	1.0%
	供給指示	0.1%	0.2%
	容量停止計画(実需給)	0.9%	1.5%
	稼働抑制	-	0.4%
	発動指令電源	<u>13.2%</u>	<u>1.0%</u>
	変動電源（単独）	2.4%	3.0%
	変動電源（アグリゲート）	0%	0%

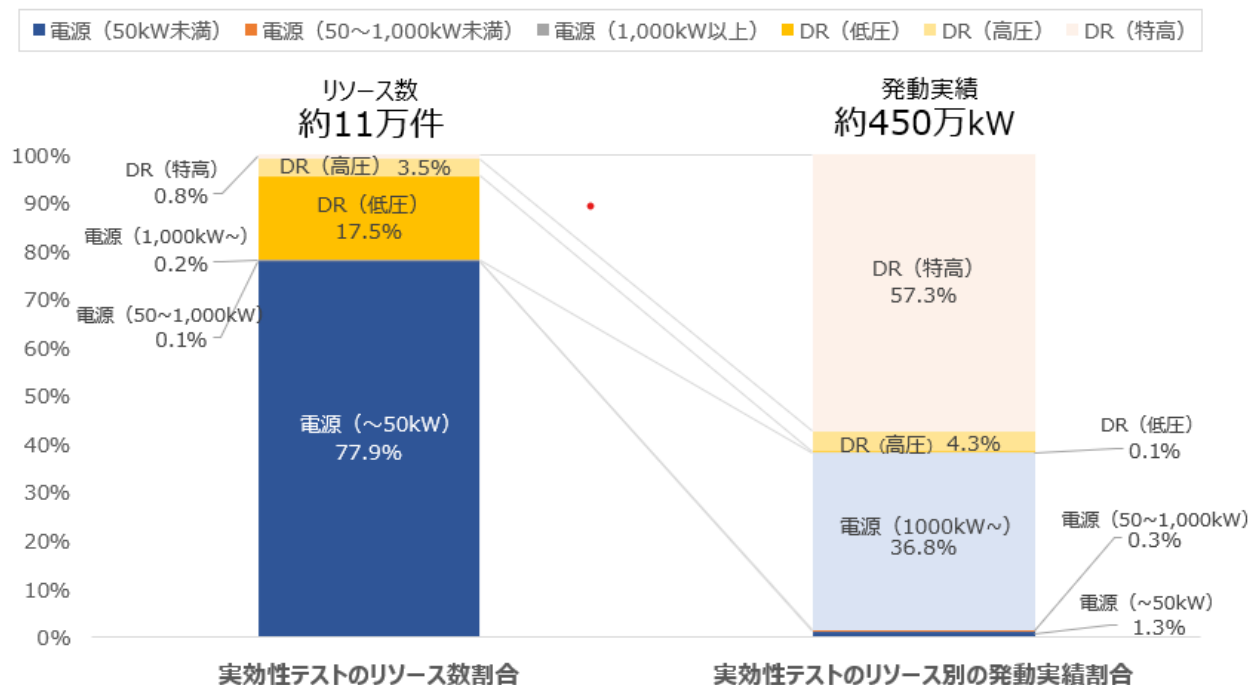
※ペナルティ割合は、市場退出を除いた容量確保契約金額に対する、実需給におけるペナルティの額の割合としている。安定電源のペナルティの内訳は、各月のペナルティ上限などは考慮せず算出している

3. 課題検討に向けた市場運営実績の整理

【発動指令電源】実効性テスト結果の発動実績合計に対する各リソースの割合

- **2024年度実効性テスト（対象実需給年度：2026年度）における全リソースの発動実績合計は約450万kWであった。**
- **1,000kW以上の電源リソースや特別高圧のDRリソースは、全体に占めるリソース数の割合は少ないものの、発動実績に対する割合はそれぞれ36.8%、57.3%であった。**
- なお、リソース数の大部分を占める50kW未満の電源リソースや低圧のDRリソースの発動実績に対する割合はそれぞれ1.3%、0.1%であった。

実効性テストにおけるリソース別の発動実績割合



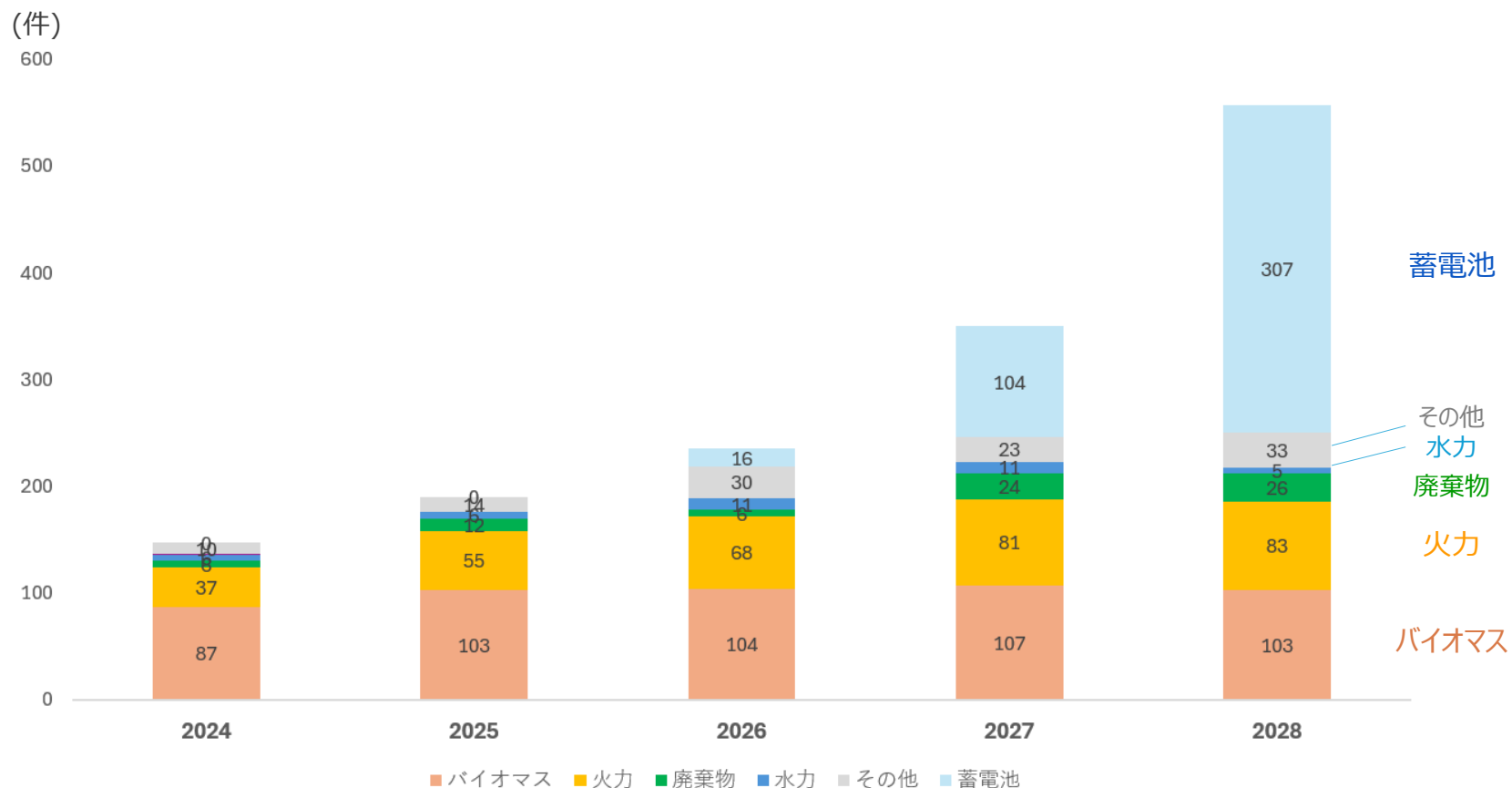
※実効性テストにおいてアセスメント対象容量の100%を超過したリソースについては、実効性テストの結果をそのまま発動実績として計上している

3. 課題検討に向けた市場運営実績の整理

【発動指令電源】発電リソース数の内訳（発電方式区分別）

- 1,000kW以上の発電リソース数の増加要因は、主に蓄電池のリソース数の増加である。

1,000kW以上の発電リソース数（発電方式区分別）



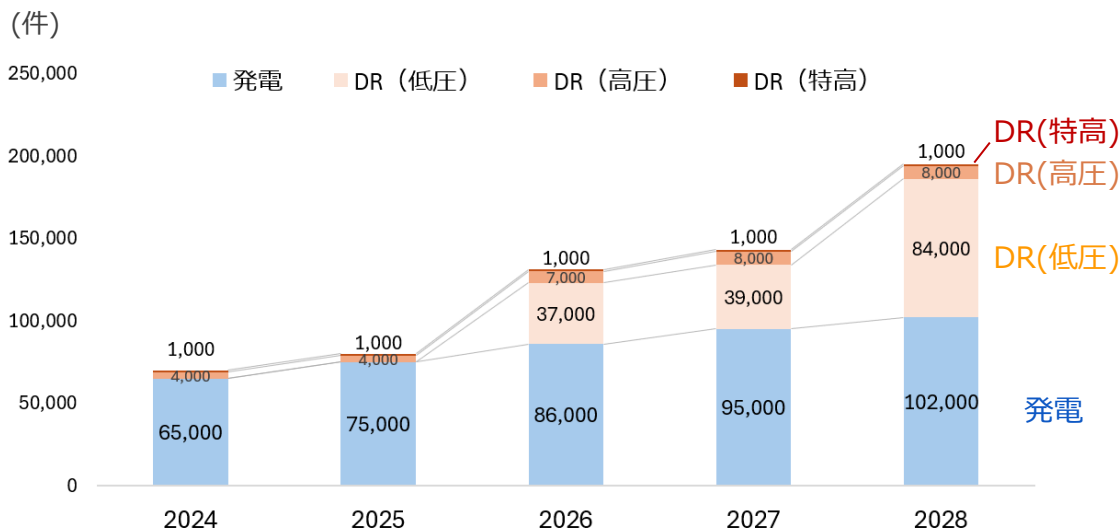
3. 課題検討に向けた市場運営実績の整理

【発動指令電源】リソース登録数

24

- 発動指令電源のリソース登録数については、発電・DRリソースともに増加傾向であり、**2028年度にはリソース登録数が20万件程度となる見込み**である。
- 2026年度以降は特に低圧のDRリソースが増加しており、アセスメントにおいては、**発動指令実績データの整合確認作業の負担が増加**することが想定される。
- このため、包括的検証における検証結果も踏まえ、アセスメント業務の負担軽減や効率化に向け電源等リソースの群管理等も一案として検討を進めている。

発動指令電源のリソース登録数



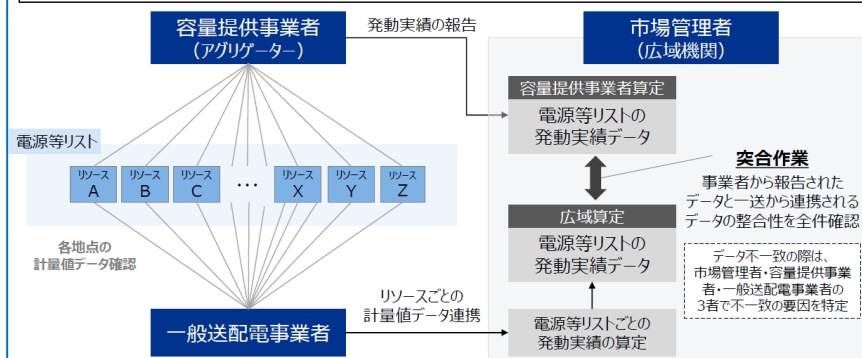
※ 実需給2年前の2月末日時点の電源等リストに登録されているリソース数
端数処理をしているため、実需給時のリソース数とは異なる

第66回 容量市場の在り方等に関する検討会 資料3
容量市場2025年度包括的検証について（2026年7月25日）

5. 観点3 「市場運営の効率化」に関連した情報提供 発動指令電源の発動実績データの整合性確認作業

72

- 発動指令電源における電源等リストの登録リソースの発動実績については、事業者、広域機関、一般送配電事業者とで確認を行っている。広域機関の発動実績審査においては、連携された計量値データをもとに広域機関が電源等リストごとの発動実績の算定を行い、その結果と事業者が報告する発動実績データとで突合作業を行うことで、**全リソースを対象とした整合確認**を実施している。
- 地点番号の更新やリソース変更が電源等リストに反映されていない場合など、**突合作業で不一致となり再確認を要するため、確認作業の関係者間の負担が生じている。**



3. 課題検討に向けた市場運営実績の整理

25

(参考)【発動指令電源】登録リソース変更およびリソース数の変化状況

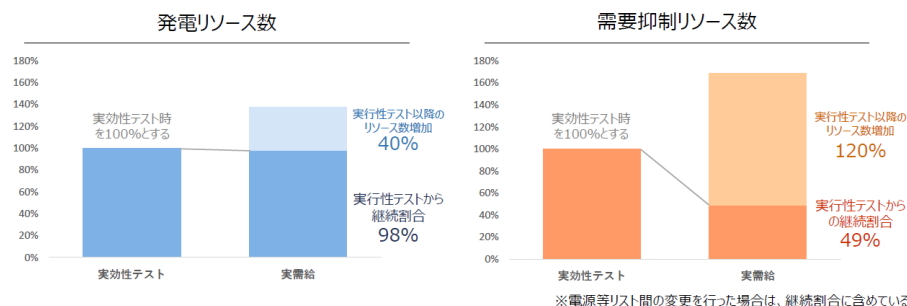
- 発動指令電源は**実効性テスト以降の登録リソースの変更も多く**、今後のリソース数が増加傾向でもあるため、**業務効率化の検討が必要**である。

第66回 容量市場の在り方等に関する検討会 資料3
容量市場2025年度包括的検証について
(2026年7月25日)

4. 観点2「現在の仕組みの再確認」に関連した情報提供 発動指令電源の登録リソースの変更状況

64

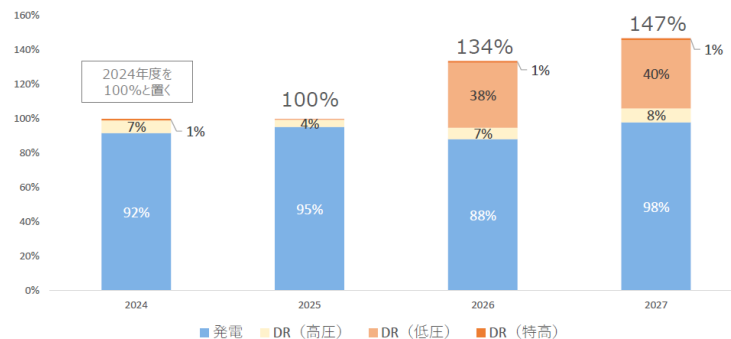
- 発動指令電源は、実効性テスト以降に電源等リストのリソースの登録変更が可能であることから、**実効性テスト時点と、それ以降の電源リスト内のリソース登録内容**について、確認を行った。
- 発動指令電源のリソースには、**発電リソース**と**需要抑制リソース**がある。地点単位の供給力は予め確認できないため、今回はリソース数単位でのリスト内リソースの更新状況を確認した。
- **発電リソース数**については、実効性テストから実需給期間にかけて**登録リソース数が約140%**に増加していた。また、実効性テスト時の登録リソースの**約98%が実需給期間まで継続登録**されていた。
- 一方で、**需要抑制リソース数**については、実需給期間にかけて**登録リソース数が約170%**に増加しており、また実効性テスト時の登録リソースの**約49%が実需給期間まで継続登録**されていた。



5. 観点3「市場運営の効率化」に関連した情報提供 発動指令電源のリソース登録数

73

- 発動指令電源のリソース登録状況の傾向として、**2026年度以降は低圧の需要抑制リソース登録数が増加**している。
- 発動指令電源のリソース登録数の増加は、発動実績データの実合作業における不一致件数の増加要因となる可能性があることから、今後も関係者間における**負担の増加が生じていくことが推測**される。
- 引き続き、登録リソース内容やリソース数等の状況を確認しながら、**市場運営の効率化を検討**していく。



3. 課題検討に向けた市場運営実績の整理

(参考) 2025年度包括的検証 検証報告書 (実需給期間のアセスメント業務の状況)

- 包括的検証 検証報告書においても、**今後のリソース登録数の推移や電源等リストの登録状況を適宜確認し、アセスメント業務の負担軽減や効率化に向けた検討を進めていく**こととしている。

容量市場2025年度包括的検証 検証報告書より抜粋
(2026年3月)

(ウ) 検証結果

安定電源および変動電源のアセスメントについて、CfE を通して様々な意見が寄せられた。平常時における市場応札リクワイアメント未達量の通知および異議申立手続きの効率化については、「大規模発電事業者における適取ガイドラインも踏まえた見直し」や、「ゲートクローズ以降に供給力提供通知が発出されたコマに対する時間前市場への対応余地がないことを踏まえた見直し」などの提案があり、検討の余地があると考えている。なお、容量市場システム登録等に関する業務負担等に係る意見については、ユーザーからの率直な意見として受け止めつつも、システム改修については必要性に応じて優先度を判断し、対応していく。

発動指令電源における電源等リストの登録リソースの発動実績については、事業者と広域機関で整合性の確認を行っている。発動実績審査においては、連携された計量値データをもとに事業者と広域機関の双方で電源等リストごとの発動実績の算定を行い、広域機関にて突合作業を行うことで、全リソースを対象とした整合確認を実施している。しかし、地点番号の更新やリソース変更が電源等リストに反映されていない場合など、突合結果で不一致が生じた際には再確認が必要となる。このため、事業者や広域機関、計量値の提供元である一般送配電事業者において確認作業の負担が発生している。

また、発動指令電源のリソース登録状況として、2026 年度以降は低圧の需要抑制リソースが増加しており、こうした登録数の増加は発動実績データの突合作業における不一致件数の増加要因となる可能性があることから、今後も関係者の負担が増加していくと推測される。

CfE においても、突合作業の結果が完全に一致しない場合の原因究明に相当な業務負担が生じているとして、「完全一致を前提としないアセスメント手法の導入」や、「数十万件規模の低圧需要リソースにも対応可能な仕組みの構築」などが提案された。

発動指令電源については、いただいた提案も踏まえつつ、今後のリソース登録数の推移や電源等リストの登録状況を適宜確認し、アセスメント業務の負担軽減や効率化に向けた検討を進めていく。

3. 課題検討に向けた市場運営実績の整理

(参考) 2025年度包括的検証 検証報告書（発動指令電源の状況）

27

- 資源エネルギー庁発行の「エネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネスに関するガイドライン（2025年11月19日）」においても、**低圧需要家については群管理による負荷低減**が期待されると示されている。

容量市場2025年度包括的検証 検証報告書より抜粋
(2026年3月)

(c) その他について

発動指令電源における電源等リストの登録リソースの発動実績については、事業者と広域機関で整合性の確認を行っている。発動実績審査においては、連携された計量値データをもとに、事業者と広域機関の双方で電源等リストごとの発動実績の算定を行い、広域機関にて突合作業を行うことで、全リソースを対象とした整合確認を実施している。第66回検討会（2025年7月25日）では、2026年度以降に発動指令電源のリソース登録数が増加していることを踏まえ、実績の整合確認（突合作業）の事業者および広域機関双方の負担軽減について議論された。また、CfEにおいても、事業者から突合作業などの業務に対する負担軽減策について提案があった。

ベースラインの評価方法について、「経済DR実施日がベースライン算定に含まれていることから、ベースラインが下がってしまうこと」等の意見があったが、前述のとおり発動指令電源のリソース登録数の増加が見込まれる中で、経済DRが実施された特定リソースを個別に除外することは、業務負担の増大に繋がる可能性がある。それに加え、発動指令電源は限られた回数の発動時に供給力をいかに提供できるかが重要であるため、発動指令がなくとも実施される経済DRとリソース重複が発生している状況下において、発動指令時に期待される供給力の適切な評価方法については、慎重な議論を進めていく必要がある。

なお、第12回次世代の分散型電力システムに関する検討会（2025年3月3日）において、「低圧ベースラインに関する調査・検討結果及びERABガイドラインへの記載に向けた方向性」について議論されており、その中で容量市場では低圧の手間が大きく、事業者や広域機関において課題となっている中で、群管理は手間を軽減する効果もあるとの意見もあった。最新の資源エネルギー庁発行の「エネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネスに関するガイドライン（2025年11月19日）」では、低圧需要家については群管理による設定が期待されると示されている。

これらの事業者からの意見や提案も踏まえて、今後、国とも連携し発動指令電源の在り方や適正な応札時期、および業務効率化に関する慎重な議論を進めていく必要がある。

3. 課題検討に向けた市場運営実績の整理 (参考) 次世代の分散型電力システムに関する検討会

28

- 次世代の分散型電力システムに関する検討会において、**個別管理と比較して、群管理のベースラインは精度が高いことが報告されている。**

第12回 次世代の分散型電力システムに関する検討会

資料5 低圧ベースラインに関する調査・検討結果及びERABガイドラインへの記載に向けた方向性
(2025年3月3日)

Step2 低圧ベースラインの総合評価

精度観点では10 in 10、High 4 of 5、Highest 5 in 10が一部群管理方法において比較的精度が高い。その他観点では簡便性の観点で多少差はあれど特出した差はなかった

評価軸	評価内容 (再掲)	評価方法 (再掲)	評価結果*				
			10 in 10	7day types	High 4 of 5	Highest 5 in 10	10日間平均値
			当日調整あり 当日調整なし	当日調整あり 当日調整なし	当日調整あり 当日調整なし	当日調整あり 当日調整なし	当日調整あり 当日調整なし
精度	実際に提供した負荷別実績が、正確に評価されていること	電力データ管理協会にてベースラインのRRMSE値を計算し、精度を評価	個別管理				
			×	×	×	×	×
			RRMSEが20%より大きい	RRMSEが20%より大きい	RRMSEが20%より大きい	RRMSEが20%より大きい	RRMSEが20%より大きい
			群管理(需要家区分)				
			△	△	△	△	△
公平性	人為的な操作によってベースラインが歪曲されないこと	ユースケースを整理し、ベースライン毎にゲーミング余地について評価	群管理(エリア)				
			○	○	○	○	△
			RRMSEが20%未満	RRMSEが20%未満	RRMSEが20%未満	RRMSEが20%未満	一部エリアでRRMSEが20%未満とは言いえない
			△	△	△	△	△
			一部エリアでRRMSEが20%未満とは言いえない	一部エリアでRRMSEが20%未満とは言いえない	一部エリアでRRMSEが20%未満とは言いえない	一部エリアでRRMSEが20%未満とは言いえない	一部エリアでRRMSEが20%未満とは言いえない
簡便性	ベースラインの設定方法がわかりやすく、運用上実施しやすいものであること(算出がわかりやすく、外部パラメータを利用しない等、実施しやすいものであること)	【算出のわかりやすさ】 精度分析後に電力データ管理協会へヒアリング 【外部パラメータの利用】 計算方法より評価	群管理(需要家区分)				
			△	△	△	△	△
			High 4 of 5と比較してより簡便	High 4 of 5と同様にゲーミングは起きにくい	High 4 of 5と同様にゲーミングは起きにくい	High 4 of 5と同様にゲーミングは起きにくい	High 4 of 5と同様にゲーミングは起きにくい
			△	△	△	△	△
			High 4 of 5と同様にゲーミングは起きにくい	High 4 of 5と同様にゲーミングは起きにくい	High 4 of 5と同様にゲーミングは起きにくい	High 4 of 5と同様にゲーミングは起きにくい	High 4 of 5と同様にゲーミングは起きにくい
事前性	DR時間帯の前にベースラインが決定されること	計算方法より評価	群管理(エリア)				
			○	○	○	○	△
			DR時間帯前に決定される	DR時間帯前に決定される	DR時間帯前に決定される	DR時間帯前に決定される	一部エリアでRRMSEが20%未満とは言いえない
			△	△	△	△	△
			High 4 of 5と比較してより簡便	High 4 of 5と同様にゲーミングは起きにくい	High 4 of 5と同様にゲーミングは起きにくい	High 4 of 5と同様にゲーミングは起きにくい	High 4 of 5と同様にゲーミングは起きにくい

Copyright (C) Nomura Research Institute, Ltd. All rights reserved. NRI 44

Step3 ERABガイドラインへの記載方針

どのベースラインも精度観点では一定条件下で活用可能であり、総合的にも大きく差はなかった。従って現行のERABガイドライン内容を考慮しながら、記載ベースラインについて議論が必要

- いずれのベースラインを記載する場合においても、管理方法や群管理の場合の群生成の方法に応じて、下記留意点を併記してはどうか(ガイドラインに記載するベースラインを「低圧のベースライン」として記載)

- ERABガイドラインに記載するベースラインに応じて、留意点に関する詳細な記載内容は調整を行う予定

【個別管理】

- 分析対象ベースラインの中で、精度の高いベースラインはなかった。
個別管理のベースライン設定では、低圧のベースラインの精度が低いことを留意すべき。

【群管理】

- 群管理は個別管理と比較して精度が高く、低圧のベースラインを活用できるという。ただし、群の生成方法によっては精度が低くなることに留意して、活用する必要がある。
 - 1群あたり100需要家の群において、
 - ① 群管理(需要家区分毎)：電灯PVなしの群においては、低圧のベースラインの精度が高くなったが、電灯PVあり、動力PVなし、動力PVあり各需要家区分においては精度が高いと言えない需要家区分が多い。したがって電灯PVあり、動力PVなし、動力PVあり各需要家区分での群管理におけるベースライン設定においては、低圧のベースラインの精度が低いことを考慮する必要がある。
 - ② 群管理(エリア毎)：低圧のベースラインの精度は高いため、活用することができる。
 - 1群あたりの需要家数が減少するほど、精度が低くなることを考慮する必要がある。
 - 群管理(エリア毎)においては、各需要家割合(電灯/動力、PVあり/なし割合)に応じて精度が変わりうることを考慮する必要がある。

Copyright (C) Nomura Research Institute, Ltd. All rights reserved. NRI 46

1. はじめに

2. 包括的検証後の取り組み

3. 課題検討に向けた市場運営実績の整理

4. 課題における検討の方向性

検討①：安定電源と発動指令電源の電源等区分について

検討②：安定電源のペナルティレート（Z）の設計について

検討③：発動指令電源における供給力確保の蓋然性向上に向けた措置について

5. まとめ

4. 課題における検討の方向性

30

電源等区分と需給ひっ迫時に対応するリクワイアメント・ペナルティに関する課題

- 包括的検証を踏まえた「**電源等区分と需給ひっ迫時に対応するリクワイアメント・ペナルティ**」に関する課題のうち、**今回検討する課題を以下に示す。**

包括的検証を踏まえた検討課題（検証報告書の電源等区分・リクワイアメント・アセスメント・ペナルティ等に関する項目を抜粋）

項 目		検討課題	
応札ルール	電源等区分	・ 電源の特性に応じた参加区分や調整係数等の設定（現行、同一区分である揚水・蓄電池の取扱い等）	
リクワイアメント・アセスメント	2年度前停止計画調整	・ 作業調整に関する情報提供内容の充実化	
	余力活用契約の締結	・ （以下「調整力確保における容量市場の役割」項目で検討）	
	計画停止	・ 新規運開電源の停止日数上限および運開遅延の取り扱い ・ 容量停止計画の提出対象におけるルール整備	
	市場応札	・ 余力活用契約電源における時間前市場応札の在り方 ・ 揚水発電所の運用を踏まえたリクワイアメント設計	検討①
	供給指示	・ 現行の仕組みや運用ルールの適切性	
	一般水力の取扱い	・ 水系運用を踏まえたルール設計	
	その他	・ 実需給断面に至るまでの適切な作業調整の在り方	
ペナルティ強度	発動指令電源	・ 他電源区分との比較におけるペナルティ強度の適切性	
	安定電源	・ ペナルティレート（Z）の設計	検討②
	その他	・ 稼働抑制のペナルティ設計	
発動指令電源の供給力提供	応札時期	・ 供給力確保の蓋然性向上に向けた応札時期等の設定（応札時期の設定に限らず、別枠での調達や市場退出抑制策等も含め広く検討）	検討③
	実効性テスト	・ 実効性テストの目的と整合させる仕組み（実需給を模擬したテストの予見性、調整力指令との重複時の優先順位の明確化等） ・ 代替実績の活用等の負担軽減策	
	発動実績データの整合性確認	・ リソース拡大を踏まえた実績確認作業の効率化	
	その他	・ ベースラインの算定方法	

4. 課題における検討の方向性

31

当初の制度設計思想と運用実態を踏まえた検討課題の抽出

■ 今回、当初の制度設計思想と運用実態を踏まえつつ、以下の検討課題を抽出した。

		安定電源	発動指令電源
電源等区分	区分設計	<u>安定的に供給力を提供するもの</u> ➢ 火力、水力、原子力、揚水、蓄電池（1日1回以上連続3時間以上の運転継続が可能）な能力を有する蓄電池）など	<u>安定的に供給力を提供できないものの、DR・自家発などを組み合わせ、運用を工夫することで、需給ひっ迫時における発動指令に応じて供給力を提供するもの</u>
	運用実態	<u>安定電源と発動指令電源の応札区分の要件が不明確</u> ➢ 本来的には安定電源として区分されるべき電源であっても、安定電源と発動指令電源の応札区分の要件が不明確な場合、<u>相対的に発動指令電源のリクワイアメントの達成が容易と認識した事業者は、発動指令電源としての応札を指向することも考えられる</u>	
需給ひっ迫時に対応するリクワイアメント	種別	<u>市場応札</u> ➢ 余力を市場応札する	<u>供給指示への対応</u> ➢ 供給指示の発出時に供給力の提供を求める
	ペナルティ	➢ 経済的ペナルティ = リクワイアメント未達成量 × ペナルティレート ➢ ペナルティレート = 容量確保契約金額 / (契約容量 × Z※) ※ Z=90時間	<u>発動指令への対応</u> ➢ 普段の操業を取りやめるなどの工夫により、需給ひっ迫時における発動指令に応じて供給力の提供を求める ➢ 事前に実効性テストにおいて、kW価値の証明を求める
	強度設計	<u>ペナルティレートZを90時間として設定</u> ➢ 1年間で低予備率アセスメント対象コマに該当する（供給力提供通知が発出される）と想定される時間をZ時間として設定	<u>供給力の提供を求める時間を年間12回、3時間として設定</u> ➢ 従来の電源 I'やkW公募の要件における考え方を踏襲して、需給ひっ迫が生じた際に供給力の提供を求める時間を設定
	運用実態	<u>Z時間に対し、足元では供給力提供通知が発出される回数が多い傾向</u> ➢ <u>強度設計時と実態との乖離が生じている状況</u>	従来の設計どおり、年間12回以下の発動となる傾向 <u>応札時点においてビジネスプランを用いているため、実効性テストによる市場退出が多い</u>

検討①

検討②

検討③

1. はじめに

2. 包括的検証後の取り組み

3. 課題検討に向けた市場運営実績の整理

4. 課題における検討の方向性

検討①：安定電源と発動指令電源の電源等区分について

検討②：安定電源のペナルティレート（Z）の設計について

検討③：発動指令電源における供給力確保の蓋然性向上に向けた措置について

5. まとめ

4. 課題における検討の方向性

検討①：安定電源と発動指令電源の電源等区分について（1 / 6）

- 容量市場の電源等区分において、安定電源は、安定的に供給力を提供することが可能であり、日ごろから卸電力市場や需給調整市場に応札することができる電源である。
- 一方で、発動指令電源は、所内負荷への送電などにより日常的に供給力を提供することができないものの、需給ひっ迫の際に所内負荷を低減するなどの工夫により供給力を提供することのできる電源等が該当する。
- 安定電源と発動指令電源における需給ひっ迫時に対応するリクワイアメントについて、安定電源は容量停止計画が提出されていないコマにおける市場応札と供給指示への対応が求められる一方、発動指令電源は年間最大12回の発動であることなどの違いがある。
- 本来的には安定電源として区分されるべき電源であっても、安定電源と発動指令電源の応札区分の要件が不明確な場合、相対的に発動指令電源のリクワイアメントの達成が容易と認識した事業者は、発動指令電源としての応札を指向することも考えられる。

電源等区分

安定電源と発動指令電源における需給ひっ迫時のリクワイアメントの主な相違点

安定電源

- ・ 容量停止計画が提出される期間（最大180日）を除くすべての期間において、原則として市場応札を行う必要がある
- ・ ゲートクローズ前の広域予備率が8%を下回った場合は、一般送配電事業者からの供給指示に応じて、供給力を提供する必要がある

発動指令電源

- ・ 需給ひっ迫時の広域予備率が5%を下回った場合は、一般送配電事業者の発動指令に応じて、最大12回（1回3時間継続）の供給力を提供する必要がある

4. 課題における検討の方向性

34

検討①：安定電源と発動指令電源の電源等区分について（2 / 6）

- 容量市場は制度設計当初より、電源の性質に応じて参加可能な電源等区分を分け、その区分ごとにあるべきリクワイアメント・ペナルティの在り方を議論してきた。
 - 包括的検証においては、「**安定電源**は低予備率アセスメント対象となるコマが多く、**発動指令電源に比べて相対的にリクワイアメント達成の負荷が高い**」、「**発動指令電源**は、限られた回数の中で需給ひっ迫時に供給力をいかに提供できるかが重要であり、安定電源・変動電源よりも**経済的ペナルティは重くあるべき**」といった電源等区分間の公平性に関する意見も寄せられている。
 - 他方で、**発動指令電源**は安定的に供給力を提供できないものの、需給ひっ迫時の発動に応じて供給力を提供する電源であり、**安定電源と性質が大きく異なる**ものである。
 - また、**容量市場創設時において発動指令電源の対象**は、従来型電源※と異なる供給力として**DRを主眼に置いており**、その**リクワイアメント**については、**発動回数および発動時間に制約がある供給力との認識のもと制度設計が進められていた**。
- ※ 現行の安定電源について、制度設計当初は従来型電源として検討
- このため、**安定電源と発動指令電源を比較して一概にリクワイアメント・ペナルティの優劣を論じることとは困難**であると考えられる。

4. 課題における検討の方向性

35

検討①：安定電源と発動指令電源の電源等区分について（3/6）

- 他方で、今回の課題提起のとおり、安定電源として応札されるべき電源が発動指令電源として応札された結果、発動指令電源として本来落札されるべき電源が落札されないおそれがある。
- また、結果として、本来は安定電源に区分されるべき電源に対して発動指令電源のリクワイアメントが課される状況は、各区分の電源を安定供給上有効的に活用する観点でも望ましくない。
- そのため、電源の性質を踏まえ、安定電源と発動指令電源の応札区分の要件をより明確化するなど、事業者が適切な電源等区分で応札することを促す方策を検討することとしてはどうか。

4. 課題における検討の方向性

(参考) 発動指令電源のリクワイアメント設計 (制度設計当初)

36

- **発動指令電源** (従来型電源と異なる供給力) のリクワイアメントについては、**制度設計当初、DRを主眼に検討が進められた。**

第12回制度検討作業部会 資料3
容量市場について
(2017年10月6日)

論点10：容量市場におけるリクワイアメント

- 前述の観点を踏まえると、容量市場のリクワイアメントとしては、以下が考えられるのではないかな。
＜平常時からのリクワイアメント＞
 - ①年間で一定時期や一定時間以上、稼働可能な計画としていること。
 - ②計画外停止をしないこと。※「適正な電力取引の指針」において、「区域において一般電気事業者であった発電事業者の電源が卸電力取引所において取引されない場合は、卸電力取引所における取引が厚みをもつことを期待し得ないため、当該発電事業者においては、余剰電源を卸電力取引所に対して積極的に投入することが、公正かつ有効な競争の観点から望ましい。」とされており、落札した電源等においても、当然、指針の遵守が求められる。
- ※「送配電等業務指針」において、一般送配電事業者等による作業停止調整に応じることが規定されており、落札した電源等においても、当然、遵守が求められる。
- 注1) ①の稼働要件の詳細については、電源等の特性等 (例：DR) も踏まえ、別途検討することとする。
- 注2) ②の「計画外停止をしないこと」とは、必要に応じて一定の条件下で稼働できる状態にしておくことであり、実際に運転していないことが直ちに「計画外停止」になるものではない。
- ＜需給ひっ迫のおそれがあるときの追加的なリクワイアメント＞
 - ③需給ひっ迫のおそれがあるときに、稼働可能な計画となっている電源等について、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、スポット市場等の卸電力市場・需給調整市場に応札すること、加えて、一般送配電事業者の指示等があった場合に電気を供給すること等。注3) ③について、「需給ひっ迫のおそれがあるとき」の定義等については、広域機関等において検討することとしてはどうか。
- なお、一般送配電事業者が必要とする調整力を保有する電源等についても容量市場の対象としていることも踏まえ、調整機能を有している電源等のうち、ゲートクローズ以降の供給余力として参加可能なものについては、需給調整市場で検討される仕組みに基づいて、調整力として利用可能な状態となっていることも求めることとしてはどうか。
- また、DR等の従来型電源と異なる供給力のリクワイアメントについては、技術的な課題がある場合、広域機関において別途検討することとする。

第12回制度検討作業部会における意見

- DRについては3ポツ目に書かれているので、基本的にはDRについて今後検討するということだというふうな理解でいますが、**これ多分DRの今、拡大期というか、発展期なので、こういうふうなDRについての緩和措置をしなきゃいけない部分があるという理解でいます。**
- ただ、ある程度経営が安定的になってくれば、その部分の、つまり入札時期に関してはそれほど大きな問題にいずれはならなくなるのかなという気はしますが、**1点、多分問題があるのは、電源と違う点、つまり持続稼働時間というか、要するにどれだけ長い間、DRが電源見合いで稼働できるのかという時間が多分短いはずで、例えば一需要家で見ればせいぜい3時間ぐらいかなと。**それをある程度規模があれば、それを回していくという形である程度の長さはできるかもしれませんが、そのあたりの持続可能時間というのは電源と同じに考えると厳しいので、そのあたりのDRの緩和というのはしていったほうがいいと思います。そっちのほうが結果として安くなるのであれば、積極的にこういうDRの活用というのは図られるべきだというふうに思います。

4. 課題における検討の方向性

(参考) 発動指令電源のリクワイアメント設計 (制度設計当初)

37

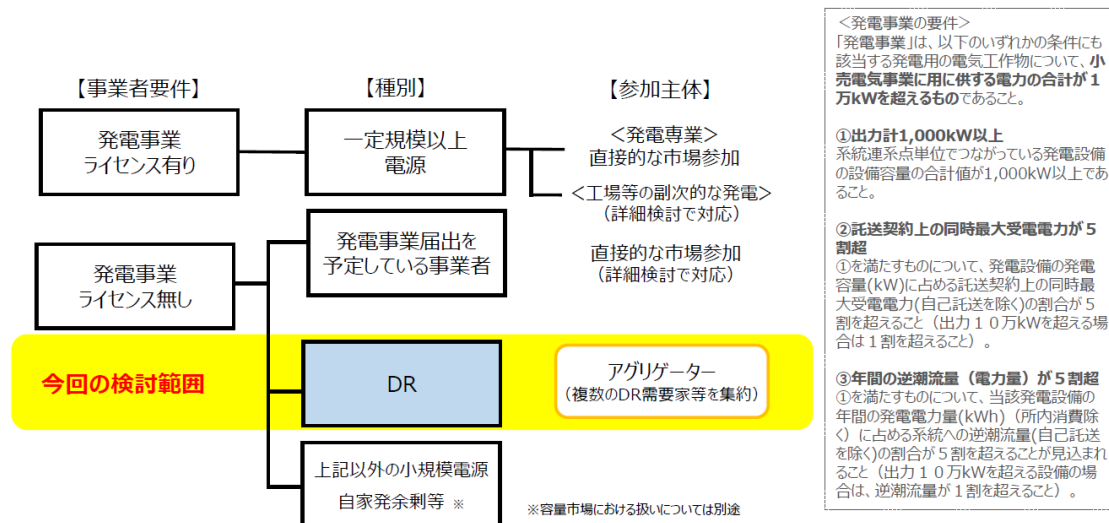
- DRの容量市場への参加は、**アグリゲーターを参加主体とすることを想定し、発動回数および発動時間に制約があるとの認識のもと、制度設計が進められた。**

第6回容量市場の在り方等に関する検討会 資料3
容量市場におけるDRの参加について
(2017年11月12日)

2. 容量市場へのDRの参加形態

4

- DRの容量市場への参加にあたっては、複数のDR可能な需要家や電源を事前に集約し、それらを統合的に制御したアグリゲーターを参加主体とすることを想定している。
- なお、DR以外にも、売電量が一定でない自家発余剰等もアグリゲーターが集約可能な対象と考えるが、まず今回は、DRのアグリゲーターの参加について論点を抽出していくこととしたい。



第6回容量市場の在り方等に関する検討会における意見

- 現在、東京電力の電源 I' の発動時間は1回3時間、発動回数は年何回という数字があったと思う。これは猛暑厳寒対応ということで合理的かと思う。一方で、資料4のスライド5に記載があるように45時間～90時間対応することが可能だとすると、今の電源 I' よりも厳しいリクワイアメントでも対応できる DRがそれなりにあるという理解でよろしいか。
- 東京電力の要綱では、発動回数は年12回、発動時間は1回3時間となっていたはずである。年12回3時間を常に定格で需要抑制できることが稀頻度リスク対応に適合するかどうかは別の議論だとして、そういった建て付けであると認識している。誤っていたら岡本委員より訂正いただきたい。なお、弊社は東京電力エナジーパートナーの需要家に対して、発動回数は年20回と提示している。12回はあくまで稀頻度リスク対応のリクワイアメントを達成するためであり、それ以外に8回程度、経済DR、Implicit DRを考えている。**このことと、資料4のスライド5の45～90時間というところの整合性は、まだ試案の域を出ていない。あくまで蓋然性といった意味で、年間8760時間のトップ90時間は、例えば東京電力のエリア内、少なくとも東京電力エナジーパートナーのBGでは100万kW程度だと記憶しているが、この部分の一定量はDRでも十分代替できると考えている。

4. 課題における検討の方向性

(参考) 発動指令電源のリクワイアメント設計 (制度設計当初)

38

- **自家発や蓄電池等の容量市場の参加についても議論**され、発電専門業者が持っている発電設備のように常時逆潮流できない電源の性質を踏まえ、**アグリゲーター経由で参加する場合は基本的にDRと同様の参加**となるため、**独自の調整係数は設定しないこととされた**。

第16回制度検討作業部会 資料3
容量市場について
(2017年12月12日)

論点15：電源の立地や特性等に鑑みたkW価値（自家発等の扱い）

- 自家発や蓄電池等の容量市場への参加については、通常の電源と同様に発電事業者として参加する方法と、アグリゲーター経由で参加する方法が考えられる。(自家発や蓄電池等の設備保有者は、いずれかの方法を選択して参加することとなる。)
- 発電事業者として参加する場合、調整係数の算定方法については、通常の電源と同様に、供給計画における考え方も踏まえて設定されることになる。
- アグリゲーター経由で参加する場合、基本的にはDRと同様の方法での参加となるため、個々の自家発等については独自の調整係数は設定しないこととしてはどうか。

電気事業法上の発電事業者の要件

電気事業法施行規則

(発電事業に係る発電用の電気工作物の要件)

第三条の四 法第二条第一項第十四号の経済産業省令で定める要件は、次の各号のいずれにも該当する発電用の電気工作物（略）であって、それぞれの接続最大電力（略）のうち小売電気事業、一般送配電事業又は特定送配電事業（略）の用に供するためのもの（略）の合計が一万千ワットを超えることとする。

- 一 出力が千キロワット以上であること。
- 二 出力の値に占める小売電気事業等用接続最大電力の値の割合が五十パーセント（出力が十万千ワットを超える場合にあっては、十パーセント）を超えるものであること。
- 三 発電する電気の量（発電のために使用するものを除く。）に占める小売電気事業等の用に供するためのものの割合が五十パーセント（出力が十万千ワットを超える場合にあっては、十パーセント）を超えると見込まれること。

第16回制度検討作業部会における意見

- 自家発の活用という部分で考えたときに、自家発というのは、**余剰になったときに出来るかどうかということになってく**と思うので、そうすると4年前に容量を確定できるかどうかという、非常に難しくなってくるような気がするんです。これは、別に発電事業者登録をしようがしていまいが一緒だと思いますけれども、そうしたときに考えると、ここではDRの要件は少し緩和するみたいな話があるんですけども、自家発の要件ももう少し緩和するとか、何かそういう柔軟性を持たせたほうが、自家発の設備容量というものが出やすくなってきて、容量市場の目的にかなうんじゃないかなという感じがしていて、ちょっと自家発の論点が少し薄いかなという気がするので、ぜひもうちょっと自家発の部分の要件とか、そういう部分に関して議論を深めていただければというふうに思います。
- 自家発余剰の取り扱いについてです。自家発余剰電力というのは新電力にとって重要な供給力となっております。少なくとも今の相対契約に支障が起こるような内容になってはいけいではないかというふうに考えています。**ある意味、自家発余剰という位置づけというのが、発電専門業者が持っている発電設備と異なりまして、DRとも異なる中間の位置づけにあるのではないかと**思っています。その意味でも、その点を配慮したリクワイアメント、もしくはペナルティーのあり方というのに柔軟性を持つようなことを考えてもいいのではないかとというふうに思っています。

4. 課題における検討の方向性

(参考) 発動指令電源のリクワイアメント設計 (制度設計当初)

39

- **自家発のうち安定的に見込めない供給力は、発動回数制約のリクワイアメント**を設けたうえで参加できることとした。

4. 自家発電源・小規模電源・自然変動再生電源について (2) 自家発電源のリクワイアメントについて

第12回 容量市場の在り方等に関する検討会
資料3 (2018年6月22日)

- 事業者からの意見として、年間のうち数か月間の高需要期であれば、供給力を提供できるとの意見もあったが、数か月間の高需要期のみのメニューを設定することには、以下の課題が考えられる。
 - ・ 実際に供給力が必要となる時期 (需給バランスが厳しい時期) は、高需要期 (夏・冬などの一定時期) になるとは限らないこと。
 - ・ 4年前のメインオークション時点で生産計画が確定していないこと。
- また、工場の生産計画等に左右される供給力は、供給力提供の実効性を高めていただく必要もある。
- 以上から、自家発電源のうち安定的に見込めない供給力は、供給力をアグリゲートして容量市場に参加※することを認めることとして、発動回数制約のリクワイアメント (年間○回以内とし、最低△回以上の発動等) を求めた上で参加できることとしてはどうか。
 - ※追加オークションの前に実効性テストを行い、期待容量を算定する。
 - ※個別リストは実効性テストのタイミングで提出する。(メインオークション前の提出は不要)
 - ※エリアを跨いだアグリゲートは認めない。
- なお、発動回数制約ありの場合の参加の詳細については、調達量の上限を設定することを含め、別途検討を行うこととしてはどうか。

4. 課題における検討の方向性

(参考) 発動指令電源のリクワイアメント設計 (制度設計当初)

40

- **最終的にDRや安定的に供給力を見込めない自家発等をターゲットとし、発動回数等に制約のあるリクワイアメントを課すこととした。**

第14回 容量市場の在り方等に関する検討会
資料3 (2018年8月9日)

1. はじめに (2) とりまとめの分類について

- 容量市場では、従来技術による電源（以下、「従来型電源」とする。）に加え、デマンドリスポンス（以下、「DR」とする）や、小規模電源等のアグリゲートによる供給力（以下、「アグリゲートリソース」とする。）も調達し、経済的に供給力を確保する必要がある。
- 第8回検討会においては、DRのリクワイアメント及びアセスメントについて検討し、従来型電源とは異なる発動回数等に制約のあるリクワイアメント、アセスメントを課すこととした。
- 第12回検討会では、従来型電源のうち、安定的な供給力提供を見込めない自家発電電源、及び期待容量が最低入札容量の1,000kW未満の電源等は、アグリゲートリソースとして容量市場へ参加を認めることとし、アグリゲートされた供給力は、発動回数等に制約のあるリクワイアメントを課すこととした。

従来型電源

（発電事業用電源
安定的に供給できる
自家発電電源）

自然変動再エネ

（FITの対象ではない
自然変動再生可能
エネルギー電源）

DR

（デマンドリスポンス）

アグリゲートリソース

（安定的な供給を見込めない
自家発電電源
従来型電源
（期待容量1,000kW未満）
自然変動再エネ
（期待容量1,000kW未満）

4. 課題における検討の方向性

(参考) 発動指令電源のリクワイアメント設計 (制度設計当初)

41

■ 電源 I' を参考として、発動指令電源のリクワイアメント・アセスメント・ペナルティが設計された。

3. DRのリクワイアメント・アセスメント・ペナルティ

25

(1) リクワイアメント

- リクワイアメント項目は、電源 I' を参考として、年間発動回数、指令応動、発動後の継続時間等とする。

(参考) 東京電力PG 平成29年度電源 I' 公募要領

年間発動回数：年12回（平日 9～20時）、指令応動：3時間以内、発動後の継続時間：3時間以上

- 確実な期待容量が確保されていることを担保するため、追加オークションの前に実効性テストを行う。
- 実効性テストの前に、需要家確保状況（需要家リスト）の報告を求める。

(2) アセスメント

- 実受給期間中の発動指令に対する達成結果でアセスメントを実施する。
- 年間の発動回数のリクワイアメントを設定した場合においても、達成結果を判定するため、最低年△回は発動することとする。
- アセスメントの合否判定は、応札単位であるアグリゲーター単位で判断する。
- 実効性テストに必要な評価方法は、継続時間における平均値が一定割合以上（例えば、
● %以上成功（3時間平均）等が考えられるが、具体的な基準については引き続き検討する。）

3. DRのリクワイアメント・アセスメント・ペナルティ

26

(追加整理11) リクワイアメント、及びアセスメントについて

- 発動回数等に制約のあるDRについては、電源 I' 同様の要件を求めることとして、年間発動回数は12回、指令応動は3時間、発動後の継続時間は3時間としてはどうか。
- また、確実な供給力の確保を期待するためにも、最低年1回は発動を求めることとしてはどうか。

3. DRのリクワイアメント・アセスメント・ペナルティ

28

(追加整理12) DRのペナルティレートについて

- DRのペナルティは、従来型電源の需給ひっ迫のおそれがあるときに準じて、ペナルティレートは対象時間で設定し、経済的ペナルティ額はリクワイアメント未達成量で評価してはどうか。

➢ DRのペナルティレート [¥ / kW]

$$= \text{容量収入額} \times 110\% \div \text{容量確保契約量 (kW)} \cdot 12 \text{ (回)} \cdot 6 \text{ (30分コマ)} \\ \times 3 \text{時間} = 30 \text{分コマ} \times 6$$

➢ リクワイアメント未達成量 = 容量確保契約量 - 発動実績

➢ 経済的ペナルティ額 = リクワイアメント未達成量 (kW) × ペナルティレート (¥ / kW)

- ・ 経済的ペナルティ額は30分コマ毎に算定する。
- ・ 13回目以降はリクワイアメント対象外とする。（13回目以降は協力をお願いとする。）
- ・ オークション約定価格の110%が経済的ペナルティの上限額とする。
- ・ ペナルティレートは1年間で求める発動回数に基づくため、月間上限無しとする。

- なお、経済的ペナルティを未達成回数ではなく、未達成量に応じて評価することで、連続で発動を求められた場合、2回目以降に容量確保契約量の達成が困難となるDRの特性を適切に評価できるのではないか。

第14回 容量市場の在り方等に関する検討会
資料3 (2018年8月9日)

4. 課題における検討の方向性

42

検討①：安定電源と発動指令電源の電源等区分について（4/6）

- **本来は安定電源として応札されるべき電源が、発動指令電源として応札される可能性がある電源**としては、主に蓄電池や自家発等（1地点複数応札を含む）が挙げられる。

① 蓄電池

- 計量単位の期待容量が1,000kW以上で、1日1回以上連続3時間以上の運転継続が可能な能力を有する蓄電池は、安定電源としての応札を基本としており、揚水発電と同様の調整係数を用いることとなる
- ただし、上記に該当するかは、メーカーの公称仕様や実需給年度に期待できる容量から事業者が応札区分を判断することとしており、この応札区分の要件が不明確であることに起因して独自の調整係数を用いない発動指令電源として応札されるケースが存在する

② 自家発等（1地点複数応札を含む）

- 所内負荷を有するなどの自家発等においては、1計量単位に、安定的に提供できる供給力と、そうではない供給力が存在し、当該供給力を安定電源と発動指令電源にそれぞれ区分したうえで、1地点で複数応札することを可能としている
- ただし、安定電源と発動指令電源の区分の境界については、自家消費の変動等を踏まえて事業者が応札区分を判断することとしており、この応札区分の要件が不明確であることに起因して、容量の大部分が発動指令電源として応札されるケースが存在する

- 今後、上記の電源について、各電源の性質や運用実態等を踏まえつつ、安定電源と発動指令電源のいずれの電源等区分に応札されることが適切であるかを検討していくこととしたい。

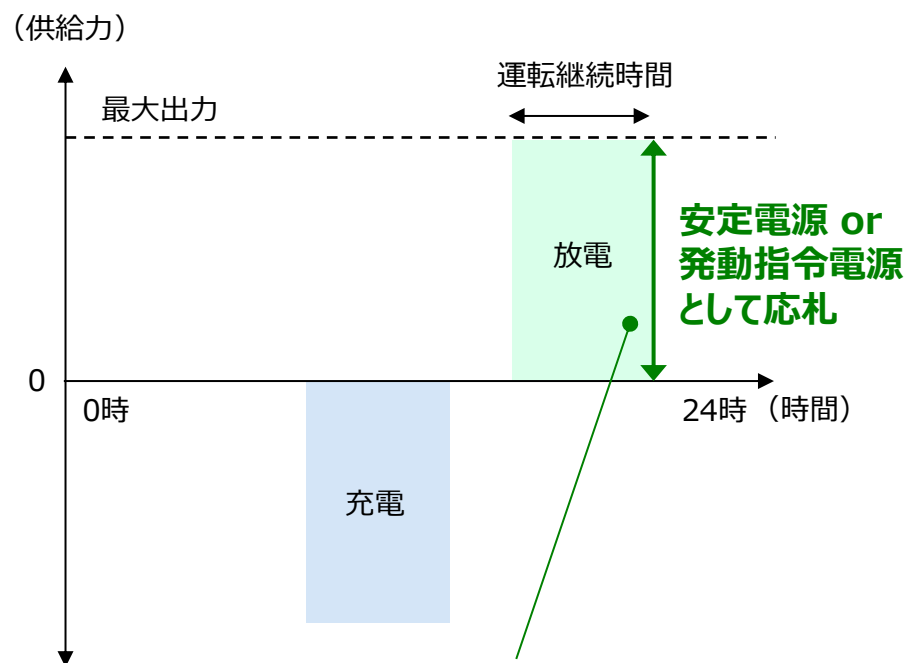
4. 課題における検討の方向性

43

検討①：安定電源と発動指令電源の電源等区分について（5/6）

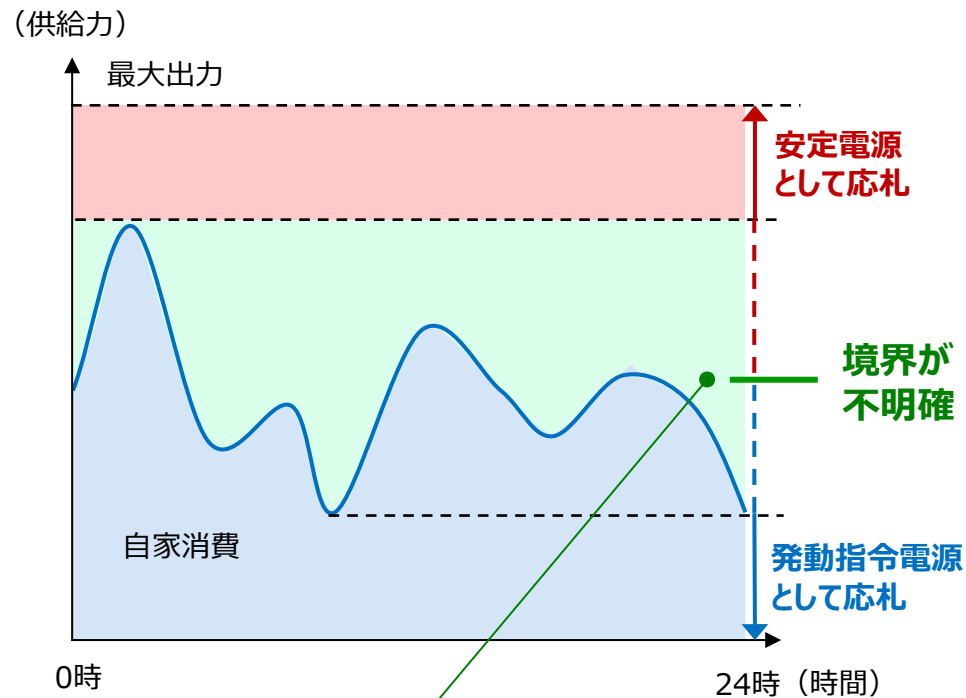
- **蓄電池や自家発電**については、**事業者の判断によって応札に係る電源等区分が分かれるケースが存在**する。

蓄電池



計量単位の期待容量が1,000kW以上で、1日1回以上連続3時間以上の運転継続が可能な能力を有する蓄電池は、安定電源としての応札を基本としているが、**メーカーの公称仕様や実需給年度に期待できる容量から事業者が判断**

自家発電（1地点複数応札）



自家消費の変動等を踏まえて事業者が判断

4. 課題における検討の方向性

(参考) 容量市場における蓄電池の電源区分

- **制度設計当初は、一定規模以上の蓄電池は安定電源に区分し、当該規模未満の蓄電池は発動指令電源に区分する方向で検討が進められていた。**
- **蓄電池について、発動指令電源を想定して既に投資済みの事業者等に対しては、現行ルールでは安定電源と発動指令電源の区分を選択可能**としている。
- **ここでの発動指令電源を選択できる蓄電池は、既に投資済みであり、かつ発動回数および発動時間に制約がある場合に限られると考えられるため、どの事業者も任意で選択できるものではない。**

第77回 制度検討作業部会 資料6 容量市場について
(2023年4月5日)

容量市場における電源区分の取扱い方針について

- 系統用蓄電池は、定められた回数の発動指令に備えるという発動指令電源のリクワイアメントに応じるためには充電状態を維持する必要があり、蓄電池の能力を最大限に発揮できない可能性があるのではないか。また、需給バランスの改善や系統混雑緩和のために、一般送配電事業者からの指示に応じて充放電を行えるような役割を果たせるような環境整備も進めていくことが望ましいのではないか。
- しかし、規模の小さな蓄電池では、一般送配電事業者から指令を受ける通信設備への投資が割高となる等、安定電源に区分することが適切でないケースも考えられる。
- **これらを踏まえ、一定規模以上の蓄電池は安定電源に区分することとし、当該規模未満の蓄電池については今までどおり発動指令電源に区分する方向で検討を進めてはどうか。ただし、現状では一般送配電事業者による系統用蓄電池の余力活用について、具体的な運用の整理が進められている状況であるため、容量市場オークションの実需給を迎えるまでに当該運用が整理される見通しを確認したうえで、前述の電源区分について具体的な結論を設けることとしてはどうか。**

第79回 制度検討作業部会 資料3 容量市場について
(2023年5月25日)

容量市場における蓄電池の電源区分

- 現在蓄電池は容量市場に発動指令電源として参加することができることとされているが、2023年4月5日に開催された第77回制度検討作業部会では、系統用蓄電池の安定供給における役割への期待を踏まえ、一定規模以上の容量の蓄電池については余力活用契約の締結がリクワイアメント（調整機能「有」として容量市場へ参加した場合）となる安定電源として区分することについて御議論をいただいた。
- 現在制度設計が進められている長期脱炭素電源オークションでは、蓄電池は安定電源として区分される方向性である一方、容量市場においては電源区分が発動指令電源であることを前提として設備投資の検討が既になされた既存供給力も存在するといった御意見をいただいた。
- **蓄電池の安定供給における役割が期待される一方、例えば、発動指令電源を想定して簡易指令システムを設置済みであり専用線の敷設を想定していないといった既に投資意思決定が行われているケースがあることも踏まえ、2027年度実需給向けメインオークション以降の蓄電池の電源区分については、安定電源と発動指令電源の選択^{*1}を可能とすることとしてはどうか。**
- また、蓄電池を安定電源としても参加することを可能とするにあたり、余力活用契約を締結する場合において、一般送配電事業者への聞き取りも踏まえ、余力活用運用のあり方について、考慮すべき蓄電池の特徴を整理したため、御報告させていただきたい。

^{*1}：供給計画の届出に係るガイドラインに沿って適切に供給計画に計上することが求められる。

4. 課題における検討の方向性 (参考) オークション参加対象となる電源等

容量市場 メインオークション制度説明会資料 (対象実需給年度：2030年度)

- オークション参加対象となる電源等は、実需給年度に供給力を提供できる安定電源・変動電源・発動指令電源です。相対契約を締結している電源等も容量市場に参加することができます。
- オークションの募集対象となるエリアは、日本全国です。ただし、沖縄地域及びその他地域の離島※¹を除きます。

オークション参加対象となる電源等の概要

安定電源	変動電源		発動指令電源
	変動電源（単独）	変動電源（アグリゲート）	
計量単位の期待容量※2が1,000kW以上の安定的な供給力を提供するもの	計量単位の期待容量※2が1,000kW以上の供給力を提供するもののうち、自然変動電源に該当するもの	計量単位の期待容量※2が1,000kW未満の電源のうち、自然変動電源を組み合わせ※3することで、期待容量が1,000kW以上の供給力を提供するもの	計量単位の期待容量※2が1,000kW未満の電源・安定的供給力を提供できない自家発・DRなどを組み合わせ※3することで、期待容量が1,000kW以上の供給力を提供するもの
(例) ➢ 火力、原子力、 ➢ 大規模水力※4（調整池式、貯水池式、自流式、揚水式） ➢ 地熱・バイオマス・廃棄物 ➢ 蓄電池、長期エネルギー貯蔵システム※5	(例) ➢ 水力※4（調整池式、貯水池式、自流式） ➢ 風力 ➢ 太陽光	(例) ➢ DR ➢ 自家発 ➢ 蓄電池、長期エネルギー貯蔵システム※5 ➢ その他	

※¹：離島とは電気事業法施行規則第3条の2で定める本土と系統が接続していない島を指します。

※²：期待容量とは、「電源等情報として登録した設備容量のうち、実需給年度において供給区域の供給力として期待できる容量」です。(詳細は第3章で後述)

※³：組合せは同一供給区域内の電源等の組合せに限ります。

※⁴：1,000kW以上の安定的な供給力を提供するものは安定電源となります。そうでないものは変動電源(単独)となります。変動電源(単独)で応札する場合は、一般(自流式)の調整係数を使用して期待容量を算定ください。

※⁵：計量単位の期待容量が1,000kW以上の安定的な供給力を提供するもの(1日1回以上連続3時間以上の運転継続が可能な能力を有する蓄電池、長期エネルギー貯蔵システム)は、安定電源としての参加が基本となります(メーカーの公称仕様や実需給年度に供給力として期待できる容量から判断してください)。

4. 課題における検討の方向性

(参考) 包括的検証における電源等区分に関する検証結果

46

- **包括的検証**においても、**電源等区分**については、「**容量提供事業者がペナルティ強度における経済性のみで応札時の電源等区分を判断するのではなく、応札電源の特性で判断できるような制度とすることも考えられる**」としている。

容量市場2025年度包括的検証 検証報告書（2026年3月）

(b) 電源等区分に関して

電源等区分は、電源種別や発電方式、供給計画に供給力を計上すべき電源であるか等の基準で、容量提供事業者が応札時に判断している。現在、安定電源・変動電源（単独/アグリゲート）・発動指令電源の区分があるが、CfE においては、「電源等区分の細分化や選択の幅を広げることで、各電源の特長や制約を反映することが可能」との意見があがった。例えば、蓄電池の場合、計量単位の期待容量が 1,000kW 以上の安定的な供給力を提供するもの（1 日 1 回以上連続 3 時間以上の運転継続が可能な能力を有する蓄電池）は、安定電源としての参加が基本とされている。この条件に対し、「系統用蓄電池は、事業者によって用途が様々であるため、安定電源と発動指令電源の選択の幅を広げるべき」との意見があった。しかし、これは安定的に供給力を提供できる電源を発動指令電源として取り扱うことになりかねないため、慎重な議論を進めていく必要がある。発動指令電源は、発動回数が限られているが、需給ひっ迫時に確実に供給力提供を行う実効性が必要である。容量提供事業者がペナルティ強度における経済性のみで応札時の電源等区分を判断するのではなく、応札電源の特性で判断できるような制度とすることも考えられる。

4. 課題における検討の方向性

(参考) 1 地点複数応札 (安定電源－発動指令電源) のベースライン

47

- **安定電源－発動指令電源の組合せで 1 地点複数応札を行う場合、安定電源の容量確保契約分を先取りし、発動指令電源のベースラインを安定電源の契約容量値とすることとしている。**

2. 1 地点複数応札の考え方の方向性

7

④ 1 地点複数応札 (安定電源－発動指令電源) のアセスメント方法

第34回容量市場の在り方等に関する検討会 資料5
(2021年11月25日)

- 安定電源－発動指令電源の組合せで、それぞれ1つずつとなる2つの応札の場合は、安定電源が契約容量まで供給力を提供してもなお需給ひっ迫となる場合に、発動指令電源の供給力が提供される位置づけと考えると、**安定電源の契約分を先取りすることとし、発動指令電源のベースラインを安定電源の契約容量値とすること**で、**一定の評価を行うことができる**と考えることが可能ではないか。

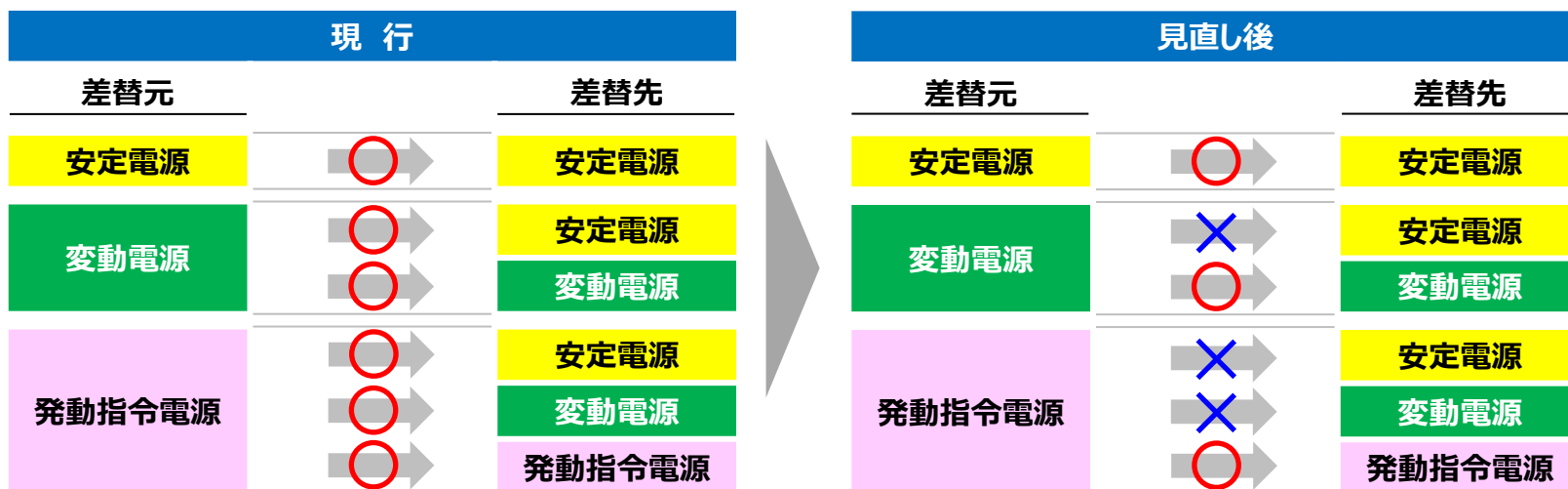
アセスメント方法	発電計画と発電実績による評価	発電実績による評価		
		安定電源契約分を先取り	発動指令電源契約分を先取り	容量提供事業者による振り分け
概要	・部分買取と同様に、1地点の発電計画を事業者にて分割 ・分割した発電計画のプロラタ順位に基づき、1地点の計量値を振り分け	・1地点の計量値を安定電源契約分から先取りし、残った分を発動指令電源の契約分として評価	・1地点の計量値を発動指令電源契約分から先取りし、残った分を安定電源の契約分として評価	・1地点の計量値を安定電源契約分と発動指令電源契約分に事業者により振り分け
評価	○発電計画が分割されていることで、安定電源の供給指示等のアセスメントが容易 ×ペナルティの多寡により、発電計画のプロラタ順位を任意に変更することが可能	△安定電源の契約容量を発動指令電源のベースラインとしたとき、<u>安定電源が契約容量まで発電する必要がなかった場合</u>（調整力による出力減、JEPXへの未約定、供給指示未発令等）には、<u>発動指令電源の評価に影響するか</u>（理解の上参加か） ○ペナルティの多寡による恣意性が働かない	×発動指令電源が電源等リストの1リソースであった場合、<u>個々のリソースは供給力評価していないため、現状では、先取りする容量が分からない</u> ×発動指令電源の契約容量を先取りした場合、<u>平常時において、安定電源の評価が常に小さくなる</u> ○ペナルティの多寡による恣意性が働かない	×発電計画を用いるアセスメントが不可 ×ペナルティの多寡により、<u>計量値を任意に振り分けすることが可能</u>

4. 課題における検討の方向性

48

検討①：安定電源と発動指令電源の電源等区分について（6 / 6）

- これまでの電源等区分の整理に関連して、電源等差替の要件についても改めて整理したい。
- 容量市場で落札された電源等（差替元電源）がやむを得ない理由により実需給年度に供給力を提供できない場合には、落札していない電源等（差替先電源）との差替を行うことが可能である。
- 現行ルールにおいては、差替元電源のリクワイアメントを差替先電源が履行することを前提に、電源等区分の異なる電源であっても電源等差替を認めている。
- 他方で、各電源等区分のリクワイアメントは電源の性質を踏まえつつ設定されている中、電源等区分の異なる電源等の差替を認める場合、例えば、本来は安定電源に区分されるべき電源に対して発動指令電源のリクワイアメントが課されるなど、前述の整理と整合していないこととなる。
- 以上を踏まえ、電源等差替を実施する場合は、差替元電源と差替先電源の区分を同一とする運用へ見直すこととしてはどうか。



※電源等差替にあたっては、差替元電源のリクワイアメントを差替先電源が履行することを前提としているため、安定電源→発動指令電源などの差替は想定されない

4. 課題における検討の方向性 (参考) 電源等差替に関する過去の整理

- **現行ルール**においては、**差替元電源のリクワイアメントを差替先電源が履行することを前提に、電源等区分の異なる電源であっても電源等差替を認めている。**

第25回容量市場の在り方等に関する検討会 資料5
(2020年7月3日)

4. 電源等区分が異なる電源等との差し替えについて

8

- 差し替えは、これまでの整理にもとづき、事業者と市場管理者で締結する容量確保契約内容が維持されるため、差し替え先の電源は、差し替え元電源のリクワイアメントを遵守することとしている。
- 例えば、アグリゲートして参加する発動指令電源については、安定電源や変動電源（単独）とは異なり、アグリゲータとしての容量提供能力を評価するため、これらを同一として見做せない※との考え方もあるが、原契約のリクワイアメントを履行することが前提であるとすれば、差し替え元電源の電源等区分と、差し替え先電源の電源等区分が異なることは、問題はないものと考えられる。
- **したがって、電源等区分が異なる電源等との差し替えについては、原契約のリクワイアメントを履行することを前提に認める（すべての区分間で認める）こととしてはどうか。**
- なお、異なる電源等区分での差し替えも認めることを踏まえると、電源等区分毎に調整係数（アセスメント対象容量）を月次単位で設定していることから、差し替えは年間、及び月次単位で行うこととしてはどうか。

※アグリゲートについては、その特性からリストを同一エリア内で構成することとしている。

1. はじめに

2. 包括的検証後の取り組み

3. 課題検討に向けた市場運営実績の整理

4. 課題における検討の方向性

検討①：安定電源と発動指令電源の電源等区分について

検討②：安定電源のペナルティレート（Z）の設計について

検討③：発動指令電源における供給力確保の蓋然性向上に向けた措置について

5. まとめ

4. 課題における検討の方向性

51

検討②：安定電源のペナルティレート（Z）の設計について（1/6）

- 安定電源の需給ひっ迫時に対応するリクワイアメント（市場応札・供給指示）に対する経済的ペナルティは、ペナルティレート（以下「Z時間」）を、1年間で低予備率アセスメント対象コマに該当すると想定される時間として設定したうえで、リクワイアメント未達成量に応じて金額が算定される（下式参照）。

$$\begin{array}{l} \text{経済的} \\ \text{ペナルティ} \\ \text{（円）} \end{array} = \frac{\text{容量確保契約金額（円）} \times \text{リクワイアメント未達成量（kWh）}}{\text{容量確保契約容量（kW）} \times \text{1年間で低予備率アセスメント対象コマに該当すると想定されるZ時間（h）}}$$

→ Z=90時間

- 現行におけるZ時間については、2025年4月において、容量市場創設時から設定していた30時間と供給力提供通知の実績の乖離を踏まえ、2024年度の供給力提供通知の実績を参照しつつ90時間へ見直した。
- なお、市場応札と供給指示に対応する経済的ペナルティの算定式および適用するZ時間は、制度設計当初より同一としている。

4. 課題における検討の方向性 (参考) 現行のZ時間 (90時間) の設定経緯

第101回制度検討作業部会資料 資料6 (2025年4月1日)

【参考】2024年度の需要状況

第62回 容量市場の在り方等に関する
検討会(2025年3月27日)

- 2024年度の実績を参照して新たなZ時間を設定することとしていたところ、**2024年度の発生状況をそのまま採用し106時間**とすることが考えられる。
- 一方で、2024年度の需要状況を振り返ると、過去3年と比較し、**H1需要(計画値)を頻繁に超過**するような高需要傾向であり、**やや特異な状況**であったと考えられる。(過去3カ年の超過回数平均年19回に対して、2024年度は51回)
- このため、今後のZ時間の設定にあたっては、2024年度を参照しつつ、**特異な状況による影響を排除するために何らかの補正**を加えることが考えられる。

※3月は3月14日までの実績

夏季冬季のH1日最大電力の需要計画超過回数

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	全国
過去3年平均	3	5	2	2	4	1	0	0	2	19
2021年度	5	13	2	5	7	0	0	0	0	32
2022年度	1	1	3	1	4	2	1	0	4	17
2023年度	3	1	2	0	0	2	0	0	1	9
2024年度	0	2	5	3	3	10	1	1	26	51

※夏季(7-9月)、冬季(12-3月)が対象

4. 課題における検討の方向性 (参考) 現行のZ時間 (90時間) の設定経緯

第101回制度検討作業部会資料 資料6 (2025年4月1日)

【参考】補正方法の詳細

第62回 容量市場の在り方等に関する
検討会(2025年3月27日)

- 2024年度の実績を参照しつつ、**単年度影響を補正**する方法としては、例えば、**過去3年平均のH1超過日数**を参照し、2024年度のH1超過日のコマ数を**過去3年平均程度に圧縮する方法により単年度の影響を排除**することが考えられる。(下記の算定式参照)
- 上記を用いた**平年相当の供給力提供通知発生コマ算定値は92時間**であった。
- この算定結果は推定値を用いていることから、ペナルティレートを設定する要素としての**供給力提供通知想定時間 (Z) は90時間**と設定することとしてはどうか。

※3月は3月14日までの実績

【H1超過日に出た提供通知の量を過去3年平均のH1超過日数に調整することで、単年度の状況による影響を排除する計算方法】

計算式

平年相当の供給力提供通知発生コマ算定値 = 2024年度の提供通知発生コマ推定値※1 × 補正係数

$$\text{補正係数} = \frac{\left(\frac{\text{2024年度 H1超過日の供給力提供通知発生コマ数}}{\text{H1超過した過去3年平均の日数}} \times \frac{\text{H1超過した過去3年平均の日数}}{\text{H1超過した2024年度の日数}} \right) + \left(\frac{\text{2024年度 H1超過日以外の供給力提供通知発生コマ数}}{\text{H1超過しなかった過去3年平均の日数}} \times \frac{\text{H1超過しなかった過去3年平均の日数}}{\text{H1超過しなかった2024年度の日数}} \right)}{\text{2024年度の供給力提供通知コマ実績}}$$

【例：東京エリア※2】

$$234 = 250 \times 94\% (\text{補正係数})$$

$$\text{補正係数} = \frac{\left(\frac{73}{5} \times \frac{2}{5} \right) + \left(\frac{478}{360} \times \frac{363}{360} \right)}{551}$$

※1：2024年4-12月の供給力提供通知推定値 + 2025年1-3月の供給力提供通知コマ数実績（公表値の不具合は修正した値で算出）

※2：各エリアごとの「平年相当の供給力提供通知発生コマ算定値」（東京：234）をH3需要比率で加重平均し、全国分を算出
実際の算定には小数点以下の数値も使用

4. 課題における検討の方向性

54

検討②：安定電源のペナルティレート（Z）の設計について（2/6）

- 現行のZ時間については、供給力提供通知の実績を踏まえつつ実需給年度前に設定することで、事業者の収支見通しに対する予見性を一定程度確保している。
- ただし、2026年度における低予備率アセスメント対象コマの実績は、7月末時点で約155時間であり、予め設定したZ時間（90時間）を既に超過している状況。
- Z時間について、低予備率アセスメント対象コマの実績との乖離を解消する観点では、柔軟な洗い替えを前提とした実需給年度前における設定や、実需給年度後において事後的に精算する仕組みの導入が考えられ、こうした意見は包括的検証においても事業者から寄せられた。
- しかし、ペナルティ強度は事業者のリクワイアメント達成を促す観点で重要な役割を果たしており、上記のような需給の実績に応じて強度を見直す措置は、実需給における供給力提供通知の発出コマが増加すればペナルティ強度が緩和されるといった、制度設計思想とは異なる受け止めにつながるおそれがあることから、本来的には、需給の実績に応じて都度強度の見直しを行う性質のものではないと考えられる。
- 以上を踏まえ、今回、Z時間はどうあるべきかといった観点から、その在り方を改めて検討する。

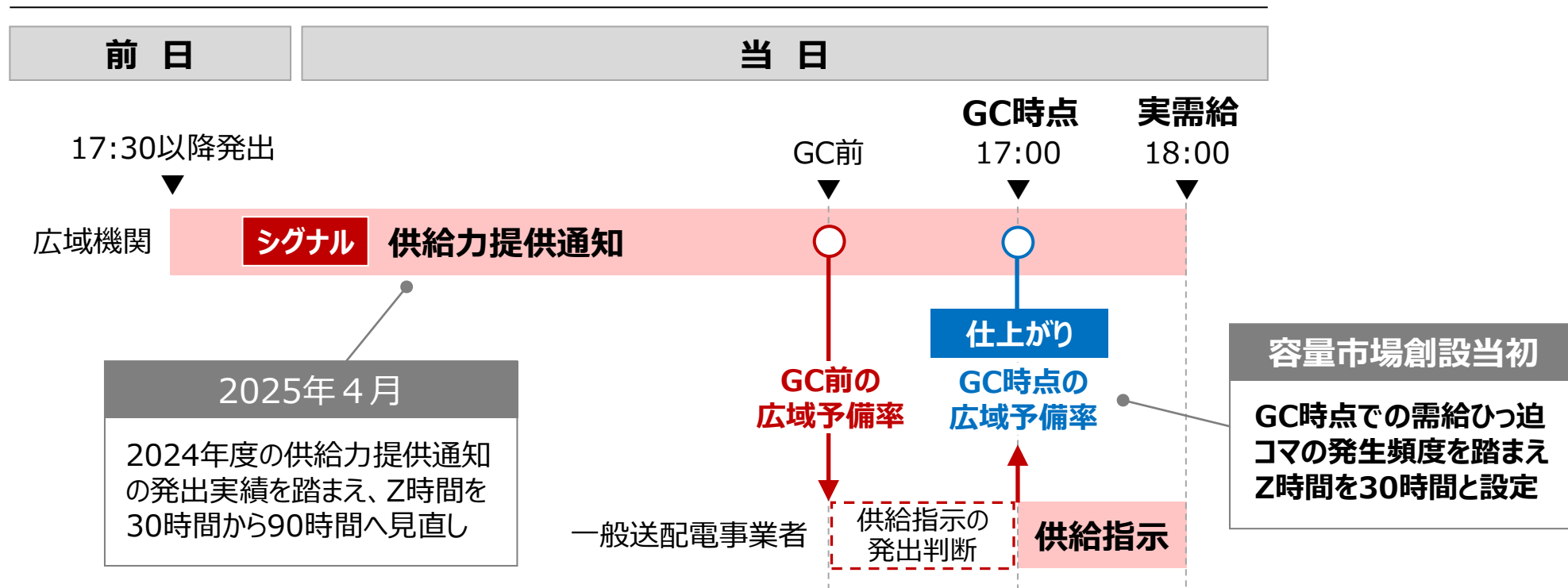
4. 課題における検討の方向性

55

検討②：安定電源のペナルティレート（Z）の設計について（3/6）

- **供給力提供通知**については、前日17時30分頃以降に**広域予備率が1度でも8%を下回ったコマを対象に発出**されるが、**そのコマの大多数**については、一般送配電事業者による追加供給力対策等により、**ゲートクローズ（以下「GC」）時点では広域予備率が8%を上回っている**。
- 容量市場創設当初の制度設計に立ち返れば、**GC時点でなお広域予備率が回復せずに需給がひっ迫すると想定される時間において適切に供給力を提供いただくことが重要との考えのもと**、GC時点での需給ひっ迫コマの発生頻度を踏まえ、**Z時間を30時間としていた**。

供給力提供通知とGC時点での広域予備率の関係



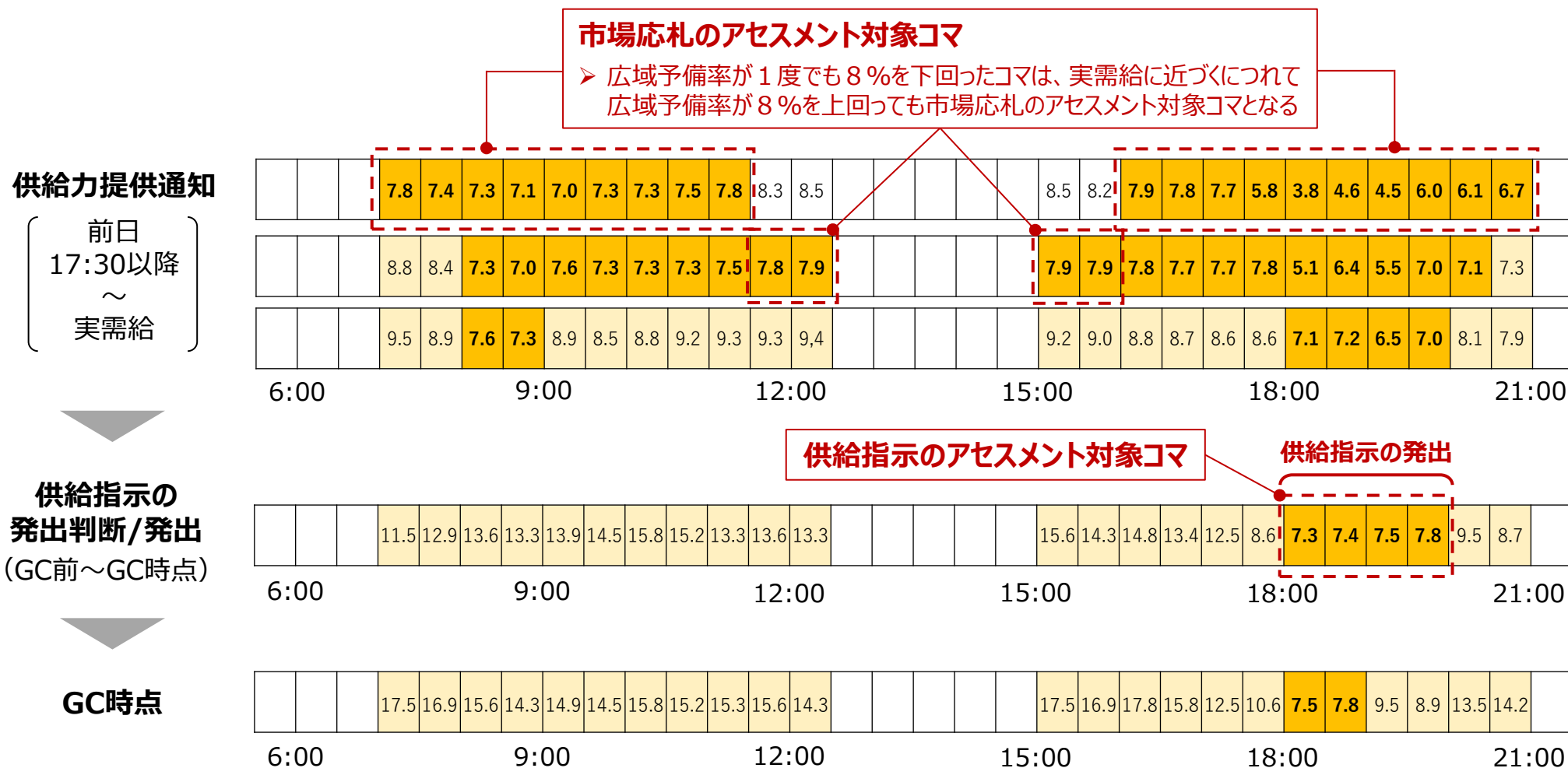
4. 課題における検討の方向性

(参考) 市場応札および供給指示に対するアセスメント対象コマのイメージ

56

■ 市場応札および供給指示に対するアセスメント対象コマのイメージは以下のとおり。

- 凡例
- 黄色 : 広域予備率が8%を下回るコマ
 - オレンジ : 市場応札のアセスメント対象コマのうち、実需給に近づくにつれて広域予備率が8%を上回ったコマ



※GC時点における広域予備率は、一般送配電事業者の供給指示に基づく供給力も踏まえて算定される

(参考) 供給力提供通知からゲートクローズまでの広域予備率の変化

4. 観点2 「現在の仕組みの再確認」に関連した情報提供 「市場応札」のリクワイアメント（安定電源）

55

- 供給力提供通知以降、事業者による時間前市場への応札が行われる。また広域予備率の回復に向け、一般送配電事業者による余力活用契約電源の追加起動等も行われる。
 - 余力活用契約を締結している電源は、一般送配電事業者からの起動通告があれば、広域予備率の回復に向けた起動により供給力を提供することとなる。
 - 余力活用契約を締結していない電源は、時間前市場に応札し約定することで、供給力を提供することとなる。
- 市場応札のリクワイアメントについては、様々な特性をもつ電源が参加している状況を踏まえながら、引き続き検討していくことが考えられる。

(例えば、余力活用契約の有無により、時間前市場入札に対するリクワイアメントを分けるなど)

＜広域予備率Web公表システムより＞

[illegible]

広域平準庫Webコンソールシステム ホーム お知らせ 情報アクセス

広域平準庫に関する通知情報【畜産市場向け】

表示日: 2025/7/30 検索

エリア	銘柄	12:30	13:00	13:30	14:00	14:30	2000	2030	2100
北海道	農産物加工用牛乳	16.15	16.67	16.84	16.85		17.29	18.41	22.00
	農産物加工用牛乳	16.68	17.70	17.95	17.95		18.06	18.41	22.00
	農産物加工用牛乳								
東北	農産物加工用牛乳	15.83	16.02	15.99	15.99	15.97	17.29	18.41	22.00
	農産物加工用牛乳	15.99	16.49	16.39	16.48	16.51	18.06	18.41	22.00
	農産物加工用牛乳								
関東	農産物加工用牛乳	15.83	16.02	15.99	15.99	15.97	17.29	18.41	22.00
	農産物加工用牛乳	15.99	16.49	16.39	16.48	16.51	18.06	18.41	22.00
	農産物加工用牛乳								
中部	農産物加工用牛乳	15.83	16.02	15.99	15.99	15.97	17.29	18.41	22.00
	農産物加工用牛乳	15.99	16.49	16.39	16.48	16.51	18.06	18.41	22.00
	農産物加工用牛乳								
北陸	農産物加工用牛乳	15.83	16.02	15.99	15.99	15.97	17.29	18.41	22.00
	農産物加工用牛乳	15.99	16.49	16.39	16.48	16.51	18.06	18.41	22.00
	農産物加工用牛乳								
関東	農産物加工用牛乳	15.83	16.02	15.99	15.99	15.97	17.29	18.41	22.00
	農産物加工用牛乳	15.99	16.49	16.39	16.48	16.51	18.06	18.41	22.00
	農産物加工用牛乳								
中国	農産物加工用牛乳	22.96	27.75	28.96	29.21	29.65	102.09	102.09	102.09
	農産物加工用牛乳	19.70	21.21	22.48	22.80	23.04	102.09	102.09	102.09
	農産物加工用牛乳								
四国	農産物加工用牛乳	42.90	47.90	48.41	48.70	48.83	24.85	26.77	29.36
	農産物加工用牛乳	19.64	49.17	49.57	49.86	49.87	20.81	22.92	23.21
	農産物加工用牛乳								
九州	農産物加工用牛乳	22.96	27.75	28.96	29.21	29.65	102.09	102.09	102.09
	農産物加工用牛乳	19.70	21.21	22.48	22.80	23.04	102.09	102.09	102.09
	農産物加工用牛乳								

供給力提供通知
前日17時53分:7.72%
最新:18.41%

4. 課題における検討の方向性

58

検討②：安定電源のペナルティレート（Z）の設計について（4/6）

- 現行は市場応札と供給指示に対応するZ時間が同一であるところ、Z時間を同一とする必要はなく、実際に需給がひっ迫しているときに必要となる供給指示への対応に対しては、市場応札よりも厳格な相応のペナルティ強度を設定することで、供給力の提供を求めていく設計とする考え方もありうるのではないか。
- このため、Z時間の設定については、市場応札と供給指示に対応するZ時間を分け、洗い替えを前提としない適切なペナルティ強度をそれぞれ設定することも考えられる（案1）。
- なお、本案とする場合、供給指示への対応に対しては、需給ひっ迫を前提とした相応のペナルティ強度を設定する一方で、市場応札に対しては、Z時間がリクワイアメント達成を促す観点で重要な役割を持つ点も認識しつつ、供給指示とのアセスメント対象コマの発出頻度の違いも踏まえて適切なペナルティ強度を設定する必要がある。

4. 課題における検討の方向性

59

検討②：安定電源のペナルティレート（Z）の設計について（5/6）

- また、市場応札のアセスメント対象コマについて、現行は供給力提供通知の発出コマであるところ、当該アセスメント対象コマを供給指示の発出コマや、GC時点で広域予備率8%を下回るコマに見直したうえで、市場応札と供給指示に対応するZ時間は同一として、需給ひっ迫を前提とした相応のペナルティ強度を設定することも考えられる（案2）。
- ただし、現行の市場応札の設計は、供給力提供通知の発出がシグナルとなり、バランス停止機を対象とした時間前市場への応札など、事業者の自律的な電源運用を促している側面もある。
- 一方で、当該バランス停止機については、時間前市場の前に取引されるスポット市場へのブロック入札や、需給調整市場への起動供出を実施し、未約定であった余力を応札していると考えられるが、ブロック入札のない時間前市場での約定可能性はそれほど高くないとも考えられる。

【包括的検証における事業者意見】

- 事業者にとって業務負荷が大きい一方で広域予備率改善への効果が限定的
- 広域予備率低下の要因が小売需要の想定誤差ではなく、FITの想定誤差などによる場合、市場応札を実施しても買い手が付かず、広域予備率改善に必ずしも寄与しない可能性がある

- よって、本案については、市場応札のリクワイアメントの在り方とあわせて検討する必要がある。

4. 課題における検討の方向性

60

検討②：安定電源のペナルティレート（Z）の設計について（6/6）

- また、制度設計と運用が複雑となるが、**案1と案2を組み合わせる**ことも考えられる。
- 具体的には、供給力提供通知をシグナルとした市場応札も促すべく、案1のように**市場応札と供給指示のそれぞれにZ時間を設定**しつつ、**供給指示への対応に対しては、需給ひっ迫を前提とした相応のペナルティ強度を設定**したうえで、案2のように**供給指示が発出されたコマに対しては、市場応札に対応するZ時間のペナルティ強度を高める**ことも考えられる（**案3**）。
- 今回、Z時間の設計にあたって複数の案を提示したが、**今後、それぞれの得失を踏まえつつ、検討を深掘りしていく**こととしたい。

	構 造	リクワイアメント	低予備率アセスメント対象コマの例※	ペナルティ強度
案 1	市場応札と供給指示に対応する Z時間を分ける	市場応札	供給力提供通知の発出コマ	供給指示とのアセスメント対象コマの発出頻度の違いも踏まえて適切なペナルティ強度を設定する必要
		供給指示	供給指示の発出コマ	需給ひっ迫を前提とした相応のペナルティ強度を設定
案 2	市場応札と供給指示に対応する Z時間は同一	市場応札	供給指示の発出コマ	需給ひっ迫を前提とした相応のペナルティ強度を設定
		供給指示		
案 3 （案1と2の組み合わせ）	市場応札と供給指示に対応する Z時間を分けるが、市場応札に対応するZ時間は供給指示の有無に応じて強度を使い分ける	市場応札	供給力提供通知の発出コマ（供給指示の発出 なし ）	供給指示とのアセスメント対象コマの発出頻度の違いも踏まえて適切なペナルティ強度を設定する必要
			供給力提供通知の発出コマ（供給指示の発出 あり ）	需給ひっ迫を前提とした相応のペナルティ強度を設定
		供給指示	供給指示の発出コマ	需給ひっ迫を前提とした相応のペナルティ強度を設定

※需給ひっ迫を前提とした相応のペナルティを設定する場合における低予備率アセスメント対象コマについては、GC時点で広域予備率8%を下回るコマとすることも含めて、今後検討を深掘りしていく

4. 課題における検討の方向性

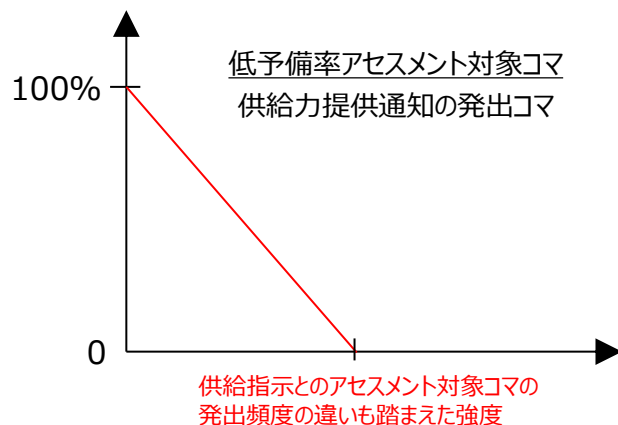
(参考) 各案における容量確保契約金額とペナルティ強度 (Z時間) の関係

61

■ 各案における容量確保契約金額とペナルティ強度 (Z時間) の関係は以下のとおり。

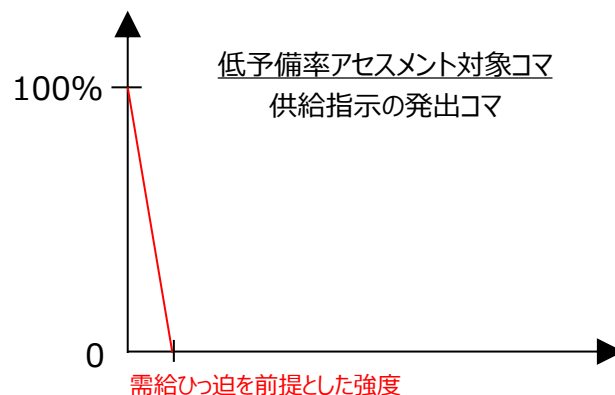
案1

縦軸：容量確保契約金額
横軸：リクワイアメント未達成時間



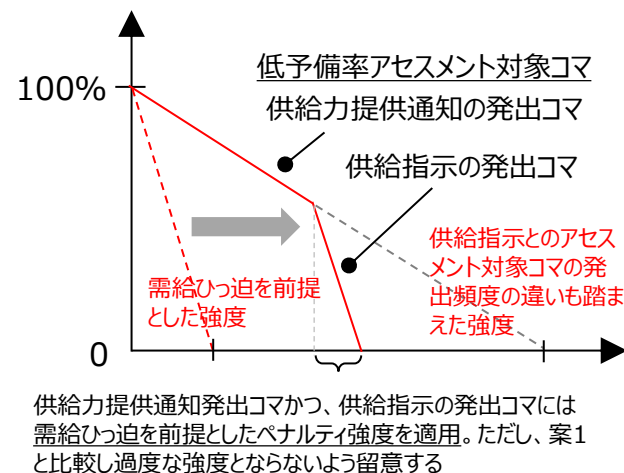
案2

縦軸：容量確保契約金額
横軸：リクワイアメント未達成時間



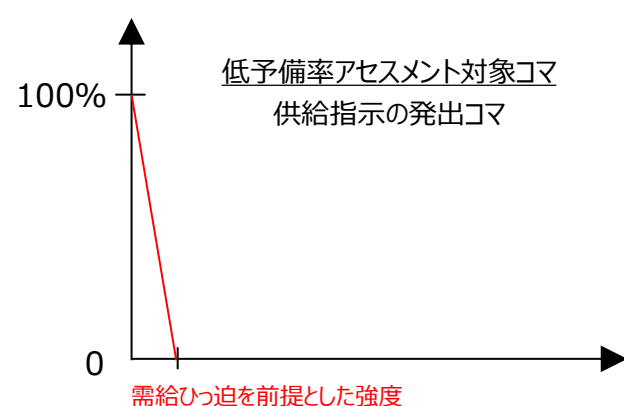
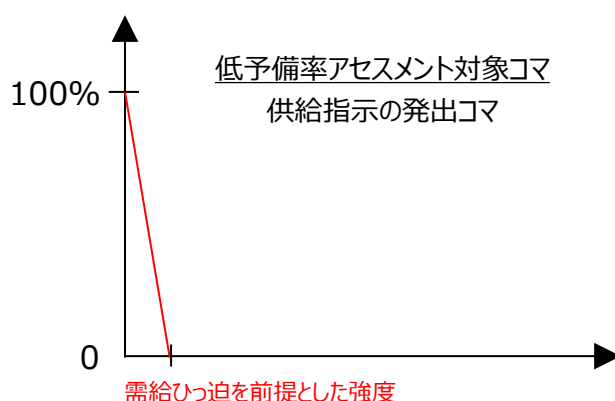
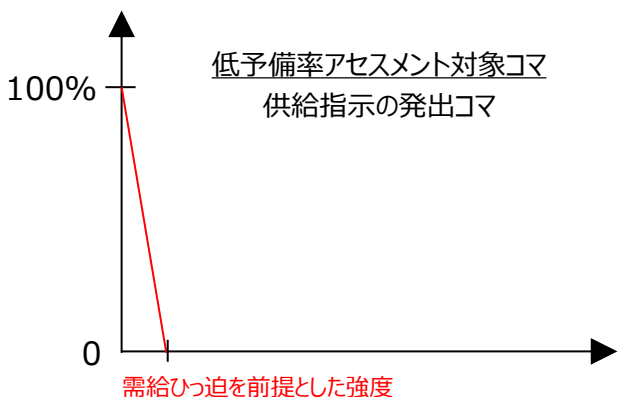
案3

縦軸：容量確保契約金額
横軸：リクワイアメント未達成時間



市場応札

供給指示



4. 課題における検討の方向性

(参考) 制度設計当初のアセスメント対象時間帯の設定経緯

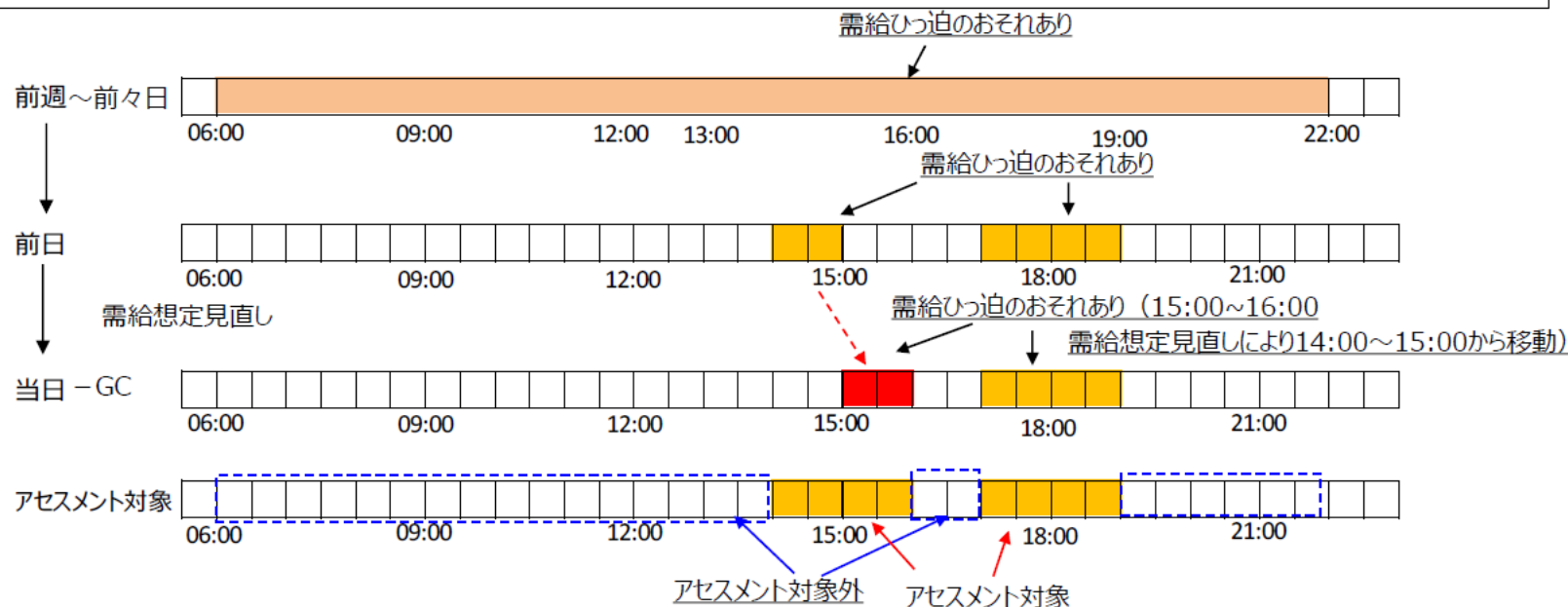
62

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

需給ひっ迫のおそれがあるときのペナルティレートのアセスメント対象時間帯について

48

- ペナルティレートのアセスメントの対象時間帯は以下のとおりとはどうか。
 - 前日計画断面以降、48点化したデータにおいて、「需給ひっ迫のおそれあり」を判定したコマ
 - 前週判定においては、正確な時間帯を算定できないことからアセスメントの対象としない
- 前日計画断面以降、需給の変化等により広域的な予備率が変化することで、ペナルティレートのアセスメント対象の時間帯が変わった場合に、対象の時間帯は追加するが、削除はしないこととはどうか。
- その理由としては、仮にペナルティレートのアセスメント対象から当該時間帯を削除する場合、他事業者のバランス停止機の起動によって予備率が改善することを期待し、自らの発電機を起動しない事業者が発生する可能性があるためである。



1. はじめに

2. 包括的検証後の取り組み

3. 課題検討に向けた市場運営実績の整理

4. 課題における検討の方向性

検討①：安定電源と発動指令電源の電源等区分について

検討②：安定電源のペナルティレート（Z）の設計について

検討③：発動指令電源における供給力確保の蓋然性向上に向けた措置について

5. まとめ

4. 課題における検討の方向性

64

検討③：発動指令電源における供給力確保の蓋然性向上に向けた措置について（1 / 3）

- 発動指令電源は他の電源等区分と比較して市場退出割合が高い傾向にある。
- 発動指令電源については、実需給年度の4年前において将来的に確保すると計画している容量（ビジネスプラン）を用いて入札容量を決定しているため、実効性テストまでに落札容量となるリソースを確保できない場合は、実効性テスト後に市場退出となることから、結果としてメインオークションでの落札容量の一部が枠取りとなってしまうケースがある。
- そのため、メインオークションにおいて発動指令電源の応札上限を超過する応札があった場合、枠取りがなければ本来落札していた電源が不落札となることが考えられる。このような電源は、メインオークションに落札した電源に比べ、リソースの獲得、維持が困難となることも考えられる。ただし、実効性テストに参加し供給力の証明ができれば、追加オークションに参加する機会が与えられる。
- 第73回本検討会において示したとおり、メインオークションでは既に応札容量が応札上限容量を上回っている状況に対し、追加オークションでは、仮に応札上限容量がH3需要の1%減少させた場合でも、応札容量は上限容量を下回る状況であった。それに加え、老朽火力の廃止が進んでいる足元の実態などを踏まえて早期かつ確実に供給力を確保する観点から、追加オークションで調達を予定していた発動指令電源の1%枠をメインオークションで調達することとした。
- ただし、追加オークションが開催されない場合は、このような電源の容量市場への参加機会がなくなってしまうため、枠取りにより不落札となる電源に対する手当てを考える必要があるのではないか。

4. 課題における検討の方向性

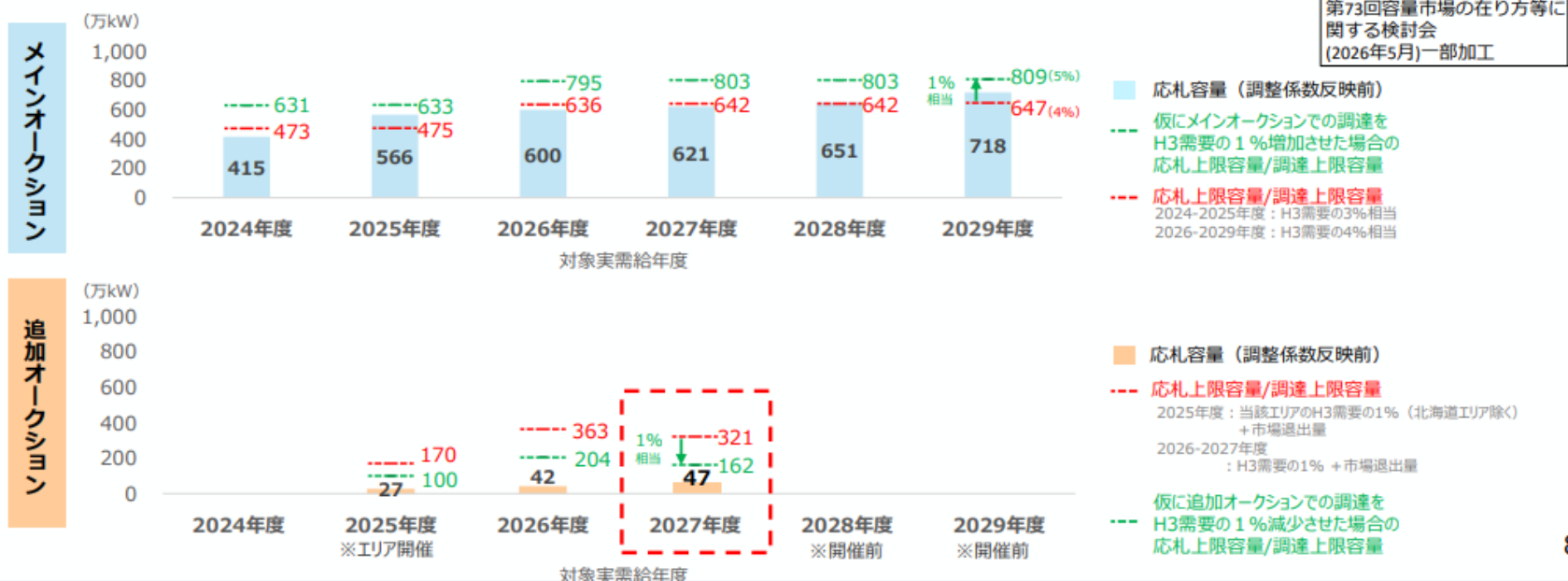
(参考) 追加オークションで調達を予定している供給力の見直し

65

第6回 電力安定供給ワーキンググループ 資料3-3
容量市場について (2026年8月31日)

発動指令電源の応札容量

- 第2回安定供給WG (2026年6月5日開催) にて、メインオークションの調達量算定において、H3需要の2%分 (安定電源: 1%、発動指令電源: 1%) の控除は行わず、メインオークションで全量を調達することと整理した。
- 発動指令電源においては、メインオークションにおける発動指令電源の応札量が増加傾向にあり、足元では応札上限容量を上回る状況にある。一方、追加オークションにおいては、仮に応札上限容量をH3需要の1%減らした場合でも、これまでの結果を踏まえると現時点で応札量が上限容量を超えるような状況にはないことが示された。
- 今回の追加オークション結果においても、応札量が上限容量を超えるような状況にはないことが確認された。



4. 課題における検討の方向性

(参考) 追加オークションで調達を予定している供給力の見直し

66

第73回容量市場の在り方等に関する検討会 資料4
(2026年5月27日)

6. 今後の「追加オークションで調達を予定している供給力」の扱いについて 19

- メインオークションで落札された電源のうち、市場退出の状況としては、**H3需要の約3%が市場退出**している。また、これまでの追加オークション開催判断の状況を踏まえると、メインオークションでH3需要の2%控除を行わなかった場合でも、**追加オークションが開催される可能性は十分にある**。
- 発動指令電源については、メインオークションでの応札量が増加傾向にあり、**足元では応札上限容量を上回る状況**になっている。また、追加オークションにおいて、仮に応札上限容量からH3需要の1%減らした場合でも、これまでの結果を踏まえると、**応札量が上限容量を超えるような状況にはない**。
- これまでのオークションの実態に加え、国の審議会で示されている需要増加や経年火力の休廃止による供給力不足のシグナルを踏まえて、**追加オークションで調達を予定している供給力（H3需要の2%分）について、メインオークションで全量を調達することとしてはどうか**。
- 将来的に、追加オークションが開催されにくくなるような市場環境の変化が生じた場合における発動指令電源の扱いについては、市場退出の状況や応札動向を確認しつつ、包括的検証で示された意見等も踏まえ、国と連携のうえ、引き続き検討を進めることとする。

4. 課題における検討の方向性

67

検討③：発動指令電源における供給力確保の蓋然性向上に向けた措置について（2 / 3）

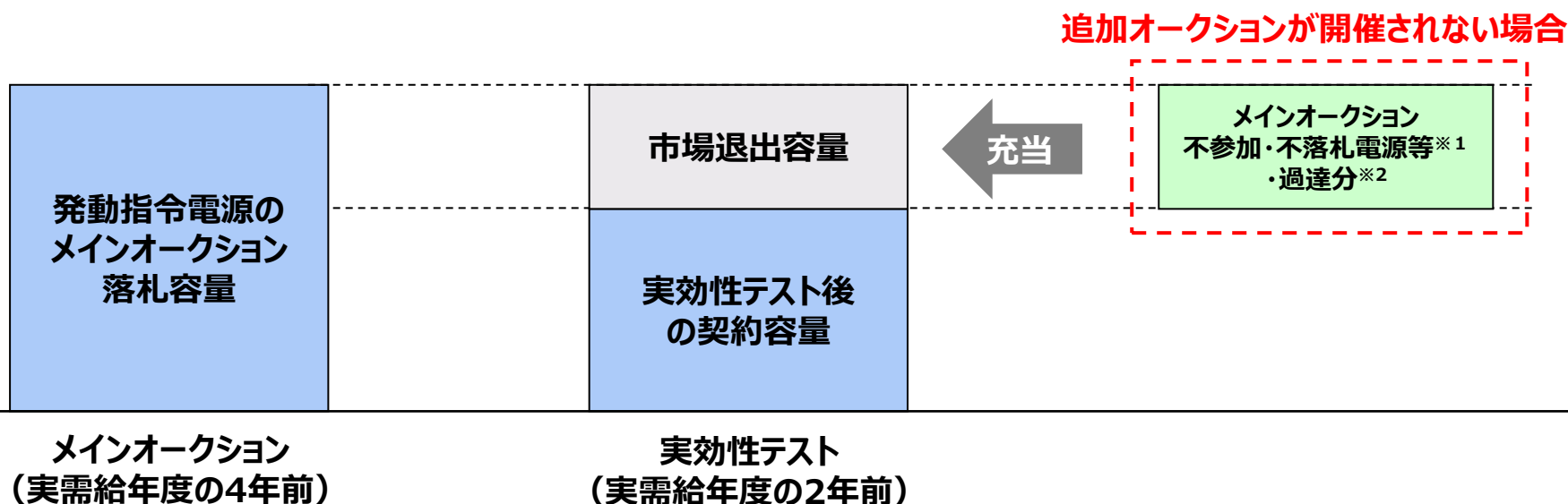
- また、実需給年度に近づくことではじめて供給力として確保することができるケースも一定程度存在することを踏まえると、このような電源においても追加オークションが開催されない場合は、容量市場への参加機会がなくなり、供給力を埋没させることとなる。
- よって、枠取りによってメインオークションに落札されなかった電源に加え、上記のような供給力に対しても、追加オークションが開催されない場合において容量市場への参加機会を与える措置を講じてはどうか。
- 以前から発動指令電源の応札容量の精度向上のため、応札時期を実需給年度に近づけることや、必ず追加オークションを開催すべきとの意見があつたが、上記措置の導入がその対応策になりうるのではないか。
- なお、追加オークションが開催されない場合とは、実需給年度に必要な供給力が既に確保されており、更なる供給力の確保を必要としない状況ではあるものの、事業者にとって参加機会がないことは持続的な事業運営に影響を及ぼす可能性があることも踏まえ、過度な容量拠出金負担を及ぼさない前提の下での検討が必要と考える。

4. 課題における検討の方向性

68

検討③：発動指令電源における供給力確保の蓋然性向上に向けた措置について（3 / 3）

- 具体的には、追加オークションが開催されない場合、発動指令電源のメインオークション落札容量のうち、市場退出となった容量に対し、メインオークションにおいて不参加・不落札であった電源等や、実効性テストの達成率が100%を上回る電源等（過達分）を充当する措置を講じることとしてはどうか。
- ただし、過度な容量拠出金負担を回避する観点から、リリースオークションの開催を検討する状況であるなど、実需給において十分な供給力が見込まれる場合は実施しないこととしてはどうか。
- なお、実効性テストの達成率が100%を上回る場合は、過達分の約定可能性が本措置で高まることに加え、実効性達成率として有利な立場となるため、枠取りの低減に寄与するものとも考えられる。



※1 メインオークション不参加・非落札電源においては、実効性テスト後の期待容量に発動指令電源の調整係数を反映した値が対象

※2 メインオークションにて落札した発動指令電源においては、実効性テスト後の期待容量に発動指令電源の調整係数を反映した値からメインオークションの落札容量を差し引いた値が対象

4. 課題における検討の方向性

(参考) 追加オークションで調達を予定している供給力の見直し

69

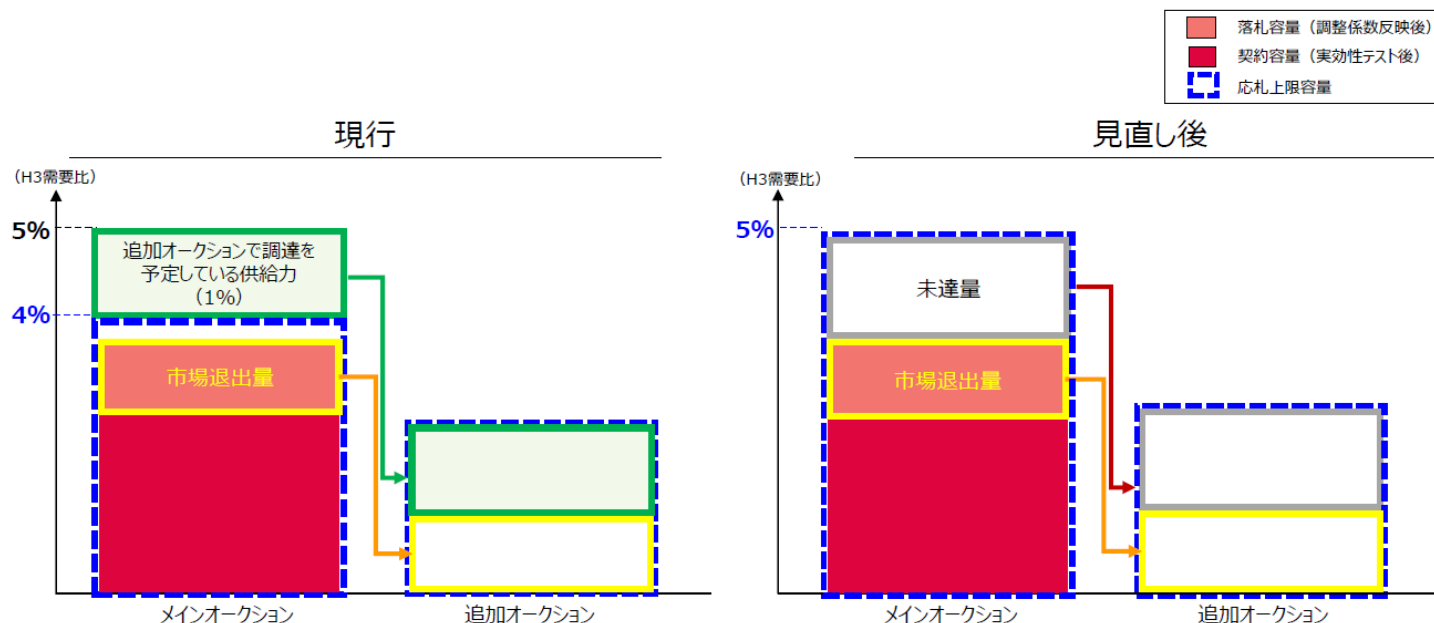
- 追加オークションにおける発動指令電源の応札上限容量について、「H3需要の1% + 市場退出量」から「メインオークション未達量 + 市場退出量」へ見直した。

6. 今後の「追加オークションで調達を予定している供給力」の扱いについて 発動指令電源の応札上限容量の扱い

20

第73回容量市場の在り方等
に関する検討会 資料4
(2026年5月27日)

- 追加オークションで調達を予定している供給力の扱いの見直しに合わせて、発動指令電源の応札上限容量の扱いを以下に見直してはどうか。
 - メインオークションにおける応札上限容量を現行の「H3需要の4%」から「5%」とする。
 - 追加オークションにおける応札上限容量を現行の「H3需要の1% + 市場退出量」から「メインオークション未達量 + 市場退出量」とする。



4. 課題における検討の方向性

(参考) 第73回容量市場の在り方等に関する検討会でのご意見

- 発動指令電源の扱いで、4年前だとなかなか難しい部分もあるという議論がこれまでもあり、**もう少し実需給に近づけた方が良いという議論も、引き続きする必要がある**。今年度ということを申し上げるつもりはないが、引き続きこれらの議論は、非常に重要だと捉えるので、今後も検討を深めていただきたい。
- 容量市場は安定的に 供給力を確保することが目的である。その観点で4年前の断面で、必要量を基本的に確保するというスタンスは、特に実績として、メインオークション落札電源のうち、市場退出が一定割合生じる状況も、考慮した上で、4年前にしっかりH3需要の2%分も含めて確保していくという、スタンスは賛成である。すでにご発言にあった発動指令電源への影響は、論点として残ると思うが、**1つの視点として、基本的に容量市場は供給力を安定的に事前に確保するという目的に照らした場合には、発動指令電源についても、4年前という同じタイミングで、しっかりと供給力を確保するということが、本来その目的においては望ましいと思う。一方で発動指令電源、特にDRというビジネスモデルの特殊性で、4年前になかなか確保が難しい場合もあるのではないかと、事業実態に即した設計が、別途あり得るのではないかと**いうのは、これまでも色々ご意見があった。今回この見直しをした事で、**DR事業に具体的にどのような影響があるのかというこ とは、実績としてフォローしていく必要がある**。また今回の見直しにあたり、メインオークションの要綱の公表前のタイミングで、もし意見を募集する機会があり、そこでまたDR事業者から、何かクリティカルな意見があれば、別途考慮することもあると思う。しかし基本的には、昨今の情勢でしっかりと供給力を確保する、また市場退出が実績としては出てきていることを踏まえ、この方向で見直しをしていただくことで賛成である。

4. 課題における検討の方向性

(参考) 実効性テストの達成率 (過去実績) に応じた優先約定

- 発動指令電源における枠取りを抑制する観点から、同一価格札については、実効性テストの達成率 (過去実績) に応じて優先的に約定する仕組みが導入されている。

3. 発動指令電源の扱いについて

④ アンケート・ヒアリングの結果より

第55回容量市場の在り方等に関する検討会 資料4
(2024年5月30日)

- 導入上限を上回る量が応札される状況において、導入上限を撤廃すると調整係数によって、応札した札の期待容量の評価がより下がるため、全ての発動指令電源事業者が希望している状況ではなかった。
- アンケートでは、導入上限を撤廃することに関しては賛否が分かれたが、導入上限を維持し、上限超過時に同一価格札については実効性テストの達成率 (過去実績) に応じて優先的に約定する案 (以下、同一価格時の実効性約定) については、ルール次第では望ましいとする回答も含め、多くの賛成があった。
- また、事業者へのヒアリングでは、導入上限を上回る量が応札される要因は、実際の発動指令電源の獲得リソースの拡大ではなく、応札時のあらかじめの枠取りによる部分が大きいと各事業者が考えている。また、これまでの実効性テストの結果から見ても、実際に獲得をできたリソースの容量は、応札上限容量に達していないことから、この枠取りがさらに大きくなることで上限に達し、想定以上に調整係数が低くなる状況は望ましくないと思われる。
- このため、まずは応札時に枠取りをすることがないような仕組みが必要と考えられる。
- 「同一価格時の実効性約定」の案は、枠を取り過ぎると実効性テストの達成率が低くなり、後のオークションで不利となるため、枠取りを抑制する効果もあると考えられる。
- ただし、この案を採用する場合には、①どの実効性テスト結果を対象とするか、②達成率の集計単位 (事業者単位、応札単位等)、③導入するタイミング、④新規参入者等の扱い、等について検討をしていく必要がある。(※次回以降に検討)

1. はじめに

2. 包括的検証後の取り組み

3. 課題検討に向けた市場運営実績の整理

4. 課題における検討の方向性

検討①：安定電源と発動指令電源の電源等区分について

検討②：安定電源のペナルティレート（Z）の設計について

検討③：発動指令電源における供給力確保の蓋然性向上に向けた措置について

5. まとめ

- 本検討課題のうち、今回は、「**電源等区分と需給ひっ迫時に対応するリクワイアメント・ペナルティに関する課題**」について、市場運営の実績を示しつつ、**検討の方向性を整理**した。
- 今後は、**以下の内容について制度の詳細を検討**していく。
 - （検討①）安定電源と発動指令電源の電源等区分について
 - （検討②）安定電源のペナルティレート（Z）の設計について
 - （検討③）発動指令電源における供給力確保の蓋然性向上に向けた措置について