

3. 2024年度以降に向けての課題

第84回制度設計専門会合資料9 (2023年4月)

- 2024年度から、需給調整市場の全商品の取引が開始される予定であるところ。
- 調達不足解消の観点及びTSOが調整力を確実に調達する観点から、調整力の供出インセンティブは「予約電源> 非予約電源」となっていることが望ましいと考え、現行の供出インセンティブの比較を行った。
- 比較の結果、特に固定費回収済み電源については、必ずしも調整力の供出インセンティブは「予約電源> 非予約電源」となっていないことから、予約電源と非予約電源の供出インセンティブのバランスについて、検討が必要と考える。
- その際には、以下の点に留意することが必要と考える。
- ✓ 非予約電源として調整力kWhへ供出するインセンティブがなくなれば、事業者が調整力機能を保持する電源を維持するインセンティブが弱くなる可能性がある。(※)

(※) 特に、固定費を回収できていない非予約電源にとって、電源維持のディスインセンティブとなる可能性がある。

- ✓ 調整力kWh単価(※)は、インバランス料金単価の諸元となり得、ひいてはスポット市場価格シグナルとなる可能性がある。

(※) 非予約電源で固定費未回収電源は、調整力kWh単価に固定費を算入することが認められている。

3-1. 予約電源と非予約電源の供出インセンティブの比較 第84回制度設計専門会合資料9 (2023年4月)

(①未回収固定費がある電源)

- 未回収固定費がある電源の需給調整市場及び調整力kWhの価格規律は下枠のとおり。
- 「限界費用 > 市場価格」の時、予約電源の調整力kWh単価は限界費用 (※)、非予約電源は、限界費用に固定費またはマージンの10%を算入することから、調整力kWhのメリットオーダーリストにおいて予約電源に劣後し、発動指令がない可能性がある。(※) 揚水発電、一般水力、DR等は限界費用に機会費用を含めることが認められている。
- 「限界費用 < 市場価格」の時、予約電源は、 ΔkW で逸失利益を得、発動指令があった場合、調整力kWhで限界費用と時間前平均価格の差分を得る（発動指令があった場合、市場と限界費用の差分を2回得ることになる）。非予約電源は限界費用に固定費を算入することから、調整力kWhのメリットオーダーリストにおいて予約電源に劣後し、発動指令がない可能性がある。
- 発動指令に対して未達が発生した場合、予約電源にはペナルティがあるのに対して、非予約電源にはペナルティ規定がない。
- 未回収固定費がある電源については、調整力の供出インセンティブは「予約電源 > 非予約電源」となっていると考えられるところ、需給調整市場に係る費用が託送料金で回収されることを鑑み、「限界費用 < 市場価格」の時に、予約電源が、市場との限界費用の差分を2回得ることが適当か検討が必要と考える。

(参考) 未回収固定費がある電源の予約電源と非予約電源の価格規律

- 予約電源
- $\Delta kW \leq$ 逸失利益 (機会費用) + (未回収固定費 - 他市場収益)
- 上げ調整力kWh = 「限界費用又は市場価格 (※)」以下 (※) 時間前市場の約定価格の平均値
- 非予約電源 (※)
- 上げ調整力kWh $\leq$ 限界費用 + (未回収固定費 - 他市場収益)

(※) 現行制度では電源Ⅱに該当する。2024年度以降は、容量市場約定電源のリクワイアメントを根拠にした余力活用電源となる。

(注) 非予約電源の起動費及び最低負荷までの発動費用は登録kWhとは別でTSOと精算されることから費用取り漏れはしない。

3-1. 予約電源と非予約電源の供出インセンティブの比較 (②固定費回収済み電源)

- 固定費回収済み電源の需給調整市場及び調整力kWhの価格規律は下枠のとおり。
- 固定費回収済み電源が、予約電源として、需給調整市場の ΔkW で得られる収益は「逸失利益（機会費用）+ 限界費用 $\times 10\% \times \Delta kW$ 約定量 $\times$ 電源 I の平均稼働率（5%） $\times$ 約定ブロック」、調整力kWhで得られる収益は、限界費用と市場価格の差分。
- 非予約電源は調整力kWhで「限界費用 $\times 10\%$ （※）」得られる。（※）第50回制度設計専門会合（2020年9月）に米国PJM・CAISOの事例を参考として決定された。
- 予約電源と、非予約電源のマージンについては、「限界費用 $\times 10\%$ 」であり同等であるところ、予約電源については、「限界費用 $\times 10\%$ 」に、電源 I の平均稼働率（5%）を乗じて算出されることから、至近の所有電源の調整力稼働状況等から、事業者にとって非予約電源として応札した方が事業者にとって経済的であると判断する場合がある。
- なお、発動指令に対して未達が発生した場合、予約電源にはペナルティがあるのに対して、非予約電源にはペナルティ規定がない。

（参考）固定費回収済み電源の予約電源/非予約電源の価格規律

- 予約電源
 - ・ $\Delta kW \leq$ 逸失利益（機会費用）+ 限界費用 $\times 10\% \times 5\% \times$ 供出量 $\times$ 供出ブロック
 - ・ 上げ調整力kWh $\leq$ 「限界費用又は市場価格（※）」（※）時間前市場の約定価格の平均値

- 非予約電源（※）
 - ・ 上げ調整力kWh $\leq$ 限界費用 + 限界費用 $\times 10\%$

（※）現行制度では電源 II に該当する。2024年度以降は、容量市場約定電源のリクワイアメントを根拠にした余力活用電源となる。

（注）非予約電源の起動費及び最低負荷までの発動費用は登録kWhとは別でTSOと精算されることから費用取り漏れはしない。

1-2. 電源ごとの供出インセンティブのバランスについて①

(調整力kWhの価格規律について、予約電源と非予約電源を同じとする。)

- 第84回制度設計専門会合(2023年4月)において、調達不足解消の観点及び一般送配電事業者が調整力を確実に調達する観点から、調整力の供出インセンティブは「予約電源> 非予約電源」となっていることが望ましいと考える旨提示した。
- 需給調整市場で約定しない電源については、非予約電源となり、現在は「電源Ⅱ」として、2024年度以降は「余力活用電源」として、契約を締結することにより活用されること。
- 電源Ⅱ契約は、調整力提供事業者側に応募の意思決定が委ねられていた一方で、余力活用に関する契約(※1)は、調整機能「有」の安定電源で容量市場に落札した場合のリクワイアメントとなっており、当該電源が有する機能に応じた需給調整市場の各商品区分に相当する調整力の活用が可能となる。
- 調整力の供出インセンティブは「予約電源> 非予約電源」となっていることが望ましいことから、非予約電源に対して予約電源以上の供出インセンティブは設けないこととしてはどうか。

(※) 容量市場参加電源以外についても、余力活用契約は可能。なお、余力活用に関する契約により、発電機の燃料消費予見性が低下することから、発電事業者は運用管理コストを負っている。

電源Ⅱと余力活用電源の違い

	電源Ⅱ	余力活用電源
平時の起動・停止権	有	無(※)
調達形態	公募	容量市場のリクワイアメント
要件	電源Ⅰの要件を満たす	需給調整市場における要件を満たす(安定電源)

(※) 需給ひっ迫時、若しくは必要な ΔkW が市場で調達できない場合などに限り、余力活用契約による電源の追加起動を許容することが整理されている。

1-2. 調整力kWhの価格規律について①

(上げ調整力kWh価格の価格規律について)

- 調整力kWh市場への供出インセンティブは「予約電源> 非予約電源」となっていることが望ましいと考えるところ。予約電源への供出インセンティブについては ΔkW で確保することとし、調整力kWhの価格規律は、予約電源と非予約電源の差を設けないこととしてはどうか。
- また、第50回制度設計専門会合での整理のとおり、固定費回収済み電源のインセンティブ確保や市場間・事業者間のバランス確保の観点から、調整力kWhに対するマージンを認めることとしてはどうか。マージンは、現行の非予約電源向マージン率を引用し、限界費用の10% (※) としてはどうか。
- 以上から、予約電源、非予約電源とも「上げ調整力kWh $\leq$ 限界費用 $\times 1.1$ 」を上限としてはどうか。

(※) 現行のガイドラインにおいて、固定費回収済みの電源の応札額には、 ΔkW に一定額(マージン)として、限界費用(円/kWh) $\times 10\% \times$ 電源 I の平均稼働率(5%)の織り込みが可能となっていることから、「上げ調整力kWh $\leq$ 限界費用 $\times 1.1$ 」は、電源 I の平均稼働率(5%)程度発動指令がある電源と同程度のインセンティブと考えられる。

(参考) 上げ調整力kWhの価格規律

	現状	変更案
予約電源	限界費用or市場価格	限界費用 $\times 1.1$
非予約電源	限界費用 $\times 1.1$ or 限界費用+固定費	限界費用 $\times 1.1$

1-2. 調整力kWhの価格規律について②

(下げ調整力kWh価格の価格規律について)

第86回制度設計専門会合資料8 (2023年6月)

- 下げ調整力指令は、上げ調整力指令と同様に、設備への負担や発動指令後の燃料調達・貯水池計画の運用に一定の影響を与えることから、**下げ調整力kWh価格(※)のインセンティブは、上げ調整力kWh価格と同様の考え方とすることが適当と考えられるところ。**
- 下げ調整力kWh価格は「調整力kWh $\geq$ 限界費用 $\times 0.9$ 」としてはどうか。

(※) 系統余剰となり、一般送配電事業者が下げ調整力指令をおこなった場合、調整力提供事業者が、下げ調整価格 $\times$ 電力量を一般送配電事業者に対して支払う。

(参考) 下げ調整力kWhの価格規律

	現状	変更案
非予約電源	限界費用 $\times 0.9$ or 限界費用-固定費	限界費用 $\times 0.9$

1-4.調整力kWhの価格規律について

- 第86回会合（2023年6月）にて、固定費回収済み電源の応札インセンティブを確保する観点から、限界費用×10%を、 Δ kWと調整力kWhで分けて確保できることとし、当面 Δ kWの一定額（マージン）を限界費用×1%、上げ調整力kWhの一定額（マージン）を限界費用×9%とする案をお示しするとともに、上げ調整力kWh単価と下げ調整力kWh単価で、限界費用に乗じる割合が同じでないことについて指摘があった旨お示したところ。
- 上げ調整力kWh単価と下げ調整力kWh単価で、限界費用に乗じる割合が同じでない時、及び、非予約電源の調整力kWhのインセンティブが低い時の弊害については、以下が考えられるところ。
 - ✓ 上げ・下げ調整力kWh単価がインバランス料金単価の諸元となっているところ。現行のインバランス料金制度においては、インバランス料金単価は余剰インバランスと不足インバランスは同じであり、上げ・下げ調整力kWh単価のマージンに差を付けることは、余剰・不足インバランスの電気の価値を等価としている点と矛盾するのではないか。
 - ✓ 非予約電源の調整力kWhのインセンティブが低いと感じられる場合、余力活用電源契約を行う電源の減少や新規参入事業者が容量市場に調整機能有電源を応札するインセンティブが削がれる可能性がある。
- そのため、上げ調整力kWh単価と下げ調整力kWh単価で、限界費用に乗じる割合を同等とすること、非予約電源への供出インセンティブを確保すること、下げ調整力の供出インセンティブを確保する観点から、調整力kWhのマージンは、限界費用×10%とする案が考えられる。

(案) 調整力kWh単価の価格規律

	現状	変更案
予約電源	限界費用or市場価格	限界費用 + 限界費用×10%
非予約電源（上げ）	限界費用 + 限界費用×10% or 限界費用 + 固定費	限界費用 + 限界費用×10%
非予約電源（下げ）	限界費用 - 限界費用×10% or 限界費用 - 固定費	限界費用 - 限界費用×10%

1-3. その他論点（揚水機及び蓄電池の限界費用について）

- 調整電源として使用される揚水機及び蓄電池の揚水・蓄電ロス分の託送費の従量料金については、これまで揚水パイバックとして、一般送配電事業者が調整電源費用として事後精算していたところ、①手続き簡略化、②応札価格を実態的成本に近づける観点から、需給調整市場の限界費用の応札価格の中に揚水・蓄電ロス分の託送費の従量料金を予め含めることとしてはどうか（※）。
- なお、上記にした場合、応札価格が上昇することから、揚水電源がこれまでと比して競争力が若干下がる可能性があるが、実態コストを市場に反映させることが重要と考えられるのではないかと。

（※）揚水ロス：ポンプアップ等に要した電力量と発電した電力量の差。現行の運用では、一般送配電事業者が運用した電力にかかる揚水ロス相当の託送費は事後的に精算されている（揚水パイバック）。一般送配電事業者の一時的な揚水機の運用が起因となり託送料金の基本料金が上昇した場合は、引き続き事後的に精算されることが考えられる。

● 揚水機及び蓄電池の限界費用の算定式

$$\frac{\text{揚水ポンプ・蓄電原資} + \text{揚水・蓄電ロス量にかかる託送費従量料金分（再エネ賦課金含む）}}{\text{発電量（揚水量－ロス量）}}$$

(参考) 揚水機の限界費用は、揚水ロスにかかる託送費の従量料金分を含み揚水ロスを勘案し算定することについて

- 現行の運用では、一般送配電事業者が運用した電力にかかる揚水ロス相当の託送費は事後的に精算されており、2024年度以降も、引き続き、同様の運用をすることは可能であるところ。
- 揚水機の限界費用は、揚水ロスにかかる託送費の従量料金分を含み揚水ロスを勘案し算定した場合、揚水機の上げ調整kWh単価・下げ調整単価は現在より上昇し、上げ調整は指令されにくく、下げ調整は指令されやすくなることが考えられる。また、インバランス料金単価に影響を及ぼす可能性がある。
- 一方で、揚水ペイバックは市場外精算であることから、極力行わないことが適当と考えられることから、揚水機の限界費用は、揚水ロスにかかる託送費の従量料金分を含み揚水ロスを勘案し算定することを認め、実質託送料金の従量料金にかかる揚水ペイバック精算の運用を廃止することが適当と考える。

2022年10月5日 第21回 料金制度専門会合 資料3

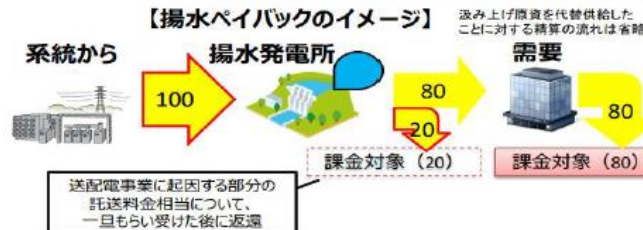
(参考) 揚水ペイバック費用について

- 一般送配電事業者が、調整力として小売事業者等が保有する揚水発電所を稼働させる場合、揚水発電所で水をポンプアップする際、変換効率のため一定量がダム水位エネルギーに変換されず、ロスが発生（揚水ロス）。
- この揚水ロスは、託送料金の課金対象となっており、一般送配電事業者が調整力を発動させるために行ったポンプアップの部分については、小売電気事業者等に対して、託送料金相当を返還（揚水ペイバック）し、相殺している。
- 託送料金の基本料金部分のペイバックについては、契約電力のうち一般送配電事業者の起因による運用分を特定し精算。
- 託送料金の従量料金部分のペイバックについては、一般送配電事業者の起因による発電量分を精算。

【揚水発電に関する託送料金還元のイメージ】



【揚水ペイバックのイメージ】



1-5 . 揚水発電、一般水力、DR等の限界費用の考え方について

- 揚水発電・一般水力・DR・蓄電池・燃料制約のある火力電源等（以下「揚水発電等」）の調整力kWh単価における限界費用について、「機会費用を含めた限界費用」としているところ。「機会費用」とは卸電力市場での販売量減少による逸失利益、DRによる生産額の減少等が考えられ、「限界費用」とは揚水発電における揚水運転等に対応するために火力発電等の稼働コストとなっている。
- 第62回制度設計専門会合（2021年6月）にて、揚水発電等の機会費用の考え方について検討を行っているところ、揚水発電等の入札を促す観点から、検討された機会費用の考え方について、需給調整市場ガイドラインに記載することとしてはどうか。

（参考）需給調整市場ガイドライン（抜粋）

①「限界費用」について

電源等のうち、通常の火力発電については、限界費用は燃料費等であることは明確であるが、揚水発電、一般水力（貯水式）、DR（需要抑制）などの限界費用が明確でないと考えられる電源等については、以下のように整理する。

（揚水発電、一般水力、DR等の場合の限界費用の考え方）

- 「機会費用を含めた限界費用」を基本的な考え方とする。
- 「限界費用」には、揚水発電における揚水運転や一般水力における貯水の減少に対応するための火力発電等の稼働コストを含む。
- 「機会費用」には、揚水発電や一般水力における貯水の制約による卸電力市場での販売量減少による逸失利益、DRによる生産額の減少等の考え方が取り得る。
- その他、蓄電池や燃料制約のある火力電源等についても、上記の考え方を適用する。
- 監視においては、これらの考え方を示す根拠資料の提出を求め、登録kWh価格が合理的でない場合は修正を求めるなどの対応を事前及び事後に行う。

P 4 燃料不足が懸念される場合（燃料制約時等）の調整力kWh価格について

- 2020年度冬季は、多くの発電事業者において火力発電が燃料不足となる懸念が発生し、燃料を節約するため、各日の発電電力量を一定以下に抑制する運用が行われた。
- このような燃料制約期間中、一般送配電事業者は、発電事業者が燃料制約として抑制していた電源Ⅱの火力電源に対し、燃料制約を超過した稼働指令等を行った。
- 一般送配電事業者によるこのような調整力の稼働指令等は、燃料の先使いとして先々の時間帯で発電できなくなることから、調整力のkWh価格の精算においては、一部のエリアでは事後協議により機会費用を加味した精算が行われた。

P 5 調整力kWh市場における限界費用が明確でない電源等の取扱いについて

- 2021年度以降の需給調整市場の監視及び価格規律のあり方の議論では、調整力kWh市場における限界費用が明確でない電源等の限界費用は、「機会費用も含めた限界費用」を基本的な考え方とすることで整理したが、その詳細までは議論していない。
- 2020年度冬季の事象を踏まえ、各事業者における適正な価格での登録を促す観点から、燃料不足が懸念される場合（燃料制約時等）の火力電源の登録kWh価格について、その具体的な算定方法の考え方を検討した。

P 7 燃料不足が懸念される場合（燃料制約時等）における調整力kWh価格の機会費用の考え方

- 火力発電で燃料が十分にある場合には、kWh価格は燃料費等であることが明確である。他方、燃料不足が懸念される場合（燃料制約時等）、発電によって燃料が減少し、以後の時間帯で発電量が制約されることから、以下の機会費用が発生する。
- これらの機会費用（先々の時間帯における市場価格）の考え方について、次頁以降、検討を行った。

燃料不足が懸念される場合（燃料制約時等）の火力発電の稼働により発生する機会費用の例

1. 先々の時間帯で発電量の制約により生じる電気の不足分を代替電源の稼働で充当する際の費用（＝代替電源の限界費用）
2. 先々の時間帯で発電量の制約により生じる電気の不足分をスポット市場等からの調達で充当する際の費用（＝先々の時間帯における市場価格）
3. 先々の時間帯で発電量の制約により生じるスポット市場等での販売量減少による逸失利益（＝先々の時間帯における市場価格）

P 8 機会費用（先々の時間帯における市場価格）の考え方

- 燃料制約は次の入船日（燃料の補充）まで継続すると考えると、今調整力を1kWh提供することの機会費用は、その期間中のどこかにおいて市場への売り入札が1kWh減少することによる収入の減少又は不足分の1kWhを市場調達する費用である。
- したがって、この機会費用を算出する際の市場価格は、次の入船日までのスポット市場等の価格を基に見積もるのが適当ではないか。
- なお、機会費用を加味したkWh価格登録が適切に運用されるためには、一般送配電事業者又は広域機関によって、エリア全体の燃料の見通しが随時正確に評価され、その情報が適切に提供されることが必要。

P 9 例1：過去の市場価格を基に将来の市場価格を推計

- 機会費用を次の入船日までのスポット市場等の価格を基に見積もる場合、将来のスポット市場価格等をどのように考えるべきか。
- 例えば、過去の燃料制約が発生した期間におけるコマごとのスポット市場価格の上位Xコマの平均値を基に算出するの一案ではないか。

～過去の市場価格を基に将来価格を簡易的に推計するため、機械的に計算できるが、燃料制約下における需給の状況を考慮できていないという点や、参照可能な過去の燃料制約の実績データが不十分という課題がある。

P 10 例2：先渡・先物市場価格を基に将来の市場価格を推計

- 先渡・先物市場価格は、現時点における将来のスポット市場価格等の指標となることから、入札量が十分にあれば、これを基に機会費用を算出するの一案ではないか。

P 11 例3：週間予備率により先々のインバランス料金を推計①

- 燃料不足により供給力が減少しスポット市場で売り切れとなるようなケースにおいては、スポット市場価格は市場参加者のインバランス料金の予測値から決定される状況になると考えられる。したがって、機会費用の算出に用いる先々のスポット市場価格を、先々のインバランス料金の予測値から推計する方法が考えられるのではないか。
- また、燃料不足のケースにおいて今調整力を1kWh提供することは、先々に1kWhの不足インバランスを発生させることにつながり得るものであるから、この観点からも、機会費用を先々のインバランス料金から算定することは合理的であると考えられる。
- 先々のインバランス料金を推計する方法として、週間の広域予備率を基に先々の補正インバランス料金を推計し、それを参照するというの一案ではないか。

P 12 例3：週間予備率により先々のインバランス料金を推計②

- 現在、広域予備率については、1週間先までのものまで算定・公表する方向で広域機関において検討が進められている。
 - 広域機関での検討の詳細を踏まえつつ、将来のインバランス料金を推計する方法について引き続き検討することとしてはどうか。
- ～週間予備率は、1週間先までの各日について、需要最大コマと予備率最小コマの2点が算出されることになっている。

1-3 . ΔkWの価格規律について② (固定費回収済み電源の一定額等)

- 固定費回収済みの電源については、ΔkWに以下の一定額（マージン）を織り込むことが可能となっているところ。
$$\text{一定額(円/ΔkW)} = \text{限界費用(円/kWh)} \times 10\% \times \Delta\text{kW} \text{ 約定量} \times \text{電源 I の平均稼働率 (5\%)} \times \text{約定ブロック (3 時間)}$$
- 一定額（マージン）の算定に調整力の稼働率を用いることについては、広域機関において必要量の圧縮の議論が行われており、稼働率は必要量に伴って変動することから、適切でないと考えられる。
- P7の議論では、上げ調整力kWh単価において、既に限界費用×10%の収益は確実に得ることができることから、一定額の織り込みは認めないとも考えることもできる。
- しかし、固定費回収済み電源の応札インセンティブを確保する観点から、**限界費用×10%を、ΔkWと調整力kWhで分けて確保**できることとし、当面ΔkWの一定額（マージン）を限界費用×1%、上げ調整力kWhの一定額（マージン）を限界費用×9%とすることも考えられる。（この場合、未回収固定費がある電源及び非予約電源の上げ調整kWhの一定額も限界費用×9%とする。）
- 下げ調整力kWhの一定額（マージン）については、下げ調整力にはΔkW市場がないことを鑑み限界費用×10%とすることも考えられる。
- 一方で、上げ調整力kWh単価と下げ調整力kWh単価で、限界費用に乗じる割合が同じでないことについての指摘があり、固定費回収済み電源の一定額等については、引き続き検討することとしてはどうか。

ΔkWの一定額（マージン）：限界費用×●%、上げ調整力kWhの一定額（マージン）：限界費用×▲% （●+▲=10）

例1： ●=1% ▲9% 例2： ●=2% ▲8%

1-3. ΔkWの価格規律について③

(固定費回収済み電源のΔkW市場への供出インセンティブの強化)

- 現行のガイドラインでは、「限界費用 < 市場価格」の時、固定費回収済み電源のΔkWの「一定額 (マージン)」には逸失利益を含むものとし、「逸失利益」と「一定額 (マージン)」のいずれか高い方がΔkW入札の上限値となっている。これは、現行のガイドラインで調整力kWhの登録価格に市場価格を参照することが認められていたことによるものであった。※下記のオレンジ色塗り部分
- 固定費回収済み電源側から見ると、未回収固定費がある電源のΔkWが「逸失利益」と「固定費回収のための合理的な額」の合計値が上限値となっていることから、価格規律において未回収固定費がある電源が優遇されているように見え、ΔkW供出インセンティブが削られる可能性がある。
- そのため、固定費回収済み電源のΔkW市場への供出を促進する観点から、「限界費用 < 市場価格」の時の上限価格について、「逸失利益」と「一定額 (マージン)」の合計値を上限値としてはどうか。

(参考) 需給調整市場ガイドライン

2. 調整力ΔkW 市場 略

③「一定割合」について 当年度分の固定費回収が済んだ電源等については、調整力ΔkW 市場に供出するインセンティブの確保等を考慮し、逸失利益 (機会費用) に、予約電源の想定稼働率を踏まえた以下の考え方による一定額を上乗せした範囲内でΔkW 価格を登録するものとする。なお、当該一定額の割合については、調整力 kWh 市場と同様に市場開始後の状況を見ながら必要に応じて見直しを検討する。

$$\text{一定額(円/ΔkW)} = \text{限界費用(円/kWh)} \times 10\% \times \Delta\text{kW 約定量} \times \text{電源 I の平均稼働率 (5\%)} \times \text{約定ブロック (3 時間)}$$

※限界費用が市場価格より高く、ΔkW 価格を起動費等の実コストで登録している場合は、起動費等に一定額を上乗せ。限界費用が市場価格より低く、ΔkW 価格を卸電力市場との逸失利益で登録している場合は、一定額には逸失利益を含むものとし、一定額と逸失利益のいずれか高い方を上限とする。

1-3 . ΔkW の価格規律について① (固定費回収のための合理的な額) 第86回制度設計専門会合資料8 (2023年6月)

- 未回収固定費がある電源について、現行の ΔkW の価格規律では「固定費回収のための合理的な額」の算入が認められており、個々の応札電源の未回収固定費を元に算出することが認められているところ。
- この考え方においては、本来ならば市場から退出すべき電源の固定費までも充当可能となる仕組みとなっている。
- 2024年度から、安定供給に必要な供給力 (kW) については、容量市場で確保され、発電事業者は、容量市場に約定した電源については、主に容量市場収入等を電源固定費に充てることができる。このため、 ΔkW の価格規律から、原則として「一定額」の算定において「当該電源等の固定費回収のための合理的な額」の織り込みを認めないこととしてはどうか。(容量市場に約定していない電源は、固定費回収済み電源と同じ価格規律を適用する。)
- ただし、容量市場に約定しているが、未回収固定費が発生している電源については、その未回収範囲内での回収を認めるという考え方もあるがどうか。
- 一方で、容量市場入札時において、需給調整市場の収益を控除しているケースがほとんどないと考えられ、この場合は、容量市場において電源維持のための費用が全て回収されるはずであるという指摘もある。
- また、逸失利益で、市場収入との差額は得ており、卸電力市場で回収すべき固定費についても、一定程度回収できる仕組みとなっているという指摘もある。
- なお、需給調整市場への参加のための制度見直しに伴うシステム改修費については、年度単位の回収計画を立てた上で、 ΔkW に算入することを認めてはどうか(詳細は応札事業者の費用計上実態と照らして検討)。

1-1.固定費回収のための合理的な額 (容量市場で控除された需給調整市場収益について)

(前回の指摘事項と過去の容量市場の監視)

- 容量市場に約定した電源の未回収固定費の算入について、第86回制度設計専門会合 (以下「前回会合」という。) にて、容量市場の応札価格算定の際には需給調整市場収益を控除しているケースがほとんどないのではないかと指摘があったところ。
- 価格つり上げの監視対象となる電源は、「前年度メインオークションにおける指標価格以上の応札価格見込みとなる電源 (事前監視)」、「約定価格を決定した電源と、その上下2電源 (事後監視)」及び「市場支配力を有する事業者毎に最も高い価格で応札した電源から3電源 (ただし約定価格以上) (事後監視)」、「その他、監視主体が任意に抽出した電源」となっており、全ての応札電源の応札価格が監視対象とはなっていない。なお、過去3回の価格つり上げに関する監視については、同様の観点で行われた。
- 過去の容量市場の監視結果において、監視対象となった電源のうち、 Δ kW収益が控除されている電源は下表のとおりであった。

(参考) 容量市場の監視結果

	監視対象電源のうち Δ kWを控除した電源数 (事前監視事後監視合計)	Δ kWを控除した事業者数 (事前監視事後監視合計)	Δ kWの算定方法
2024年度向け	9件/38件	2社	Δ kW価値については、調整力公募の実績を基に算出していることを確認 (第43回制度検討作業部会への報告)。
2025年度向け	4件/45件	2社	Δ kW価値については、調整力公募の実績を基に算出していることを確認 (第61回制度検討作業部会への報告)。
2026年度向け	13件/31件	3社	Δ kW価値については、需給調整市場ガイドラインに基づき算出された単価に対し、直近の取引量を乗じて算出していることを確認 (第75回制度検討作業部会への報告)。

(注) 2024年度向けは事前監視はなかった。監視対象には調整力機能のない電源も含まれる。

(応札事業者からの指摘)

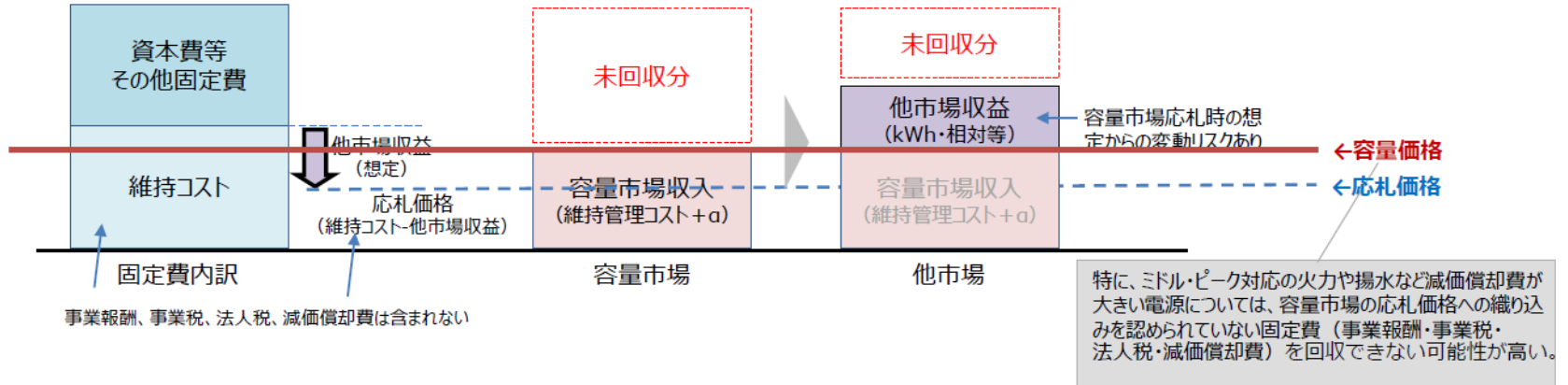
- 前回会合の事務局提出資料に対しては、応札事業者から以下の指摘があった。
- 2024年度より容量市場の実需給年度に入るが、容量市場は維持管理コスト（維持コストー他市場収益）での応札が求められており、また、維持管理コストには事業報酬・事業税・法人税・減価償却費の織込みは合理的ではないとされているため、落札したとしても固定費回収は担保されていない。
- 特に、ミドル・ピーク対応の火力や揚水など減価償却費が大きい電源（※）については、容量市場の応札価格への織り込みを認められていない固定費（事業報酬・事業税・法人税・減価償却費）を回収できない可能性が高いことから、少なくとも、容量市場約定電源について、減価償却費を含む固定費を回収することが制度的に否定されるべきではないと考える。

（※）総括原価方式によって電気料金を算定していた期間に新設した電源であっても、電気料金の算定上は法定耐用年数に従い計上された減価償却費に基づき原価算定されていることから、償却期間が終了していない電源について減価償却費相当額が回収できなければ、電源への投資費用が回収できず、電源の休廃止スピードが加速する。

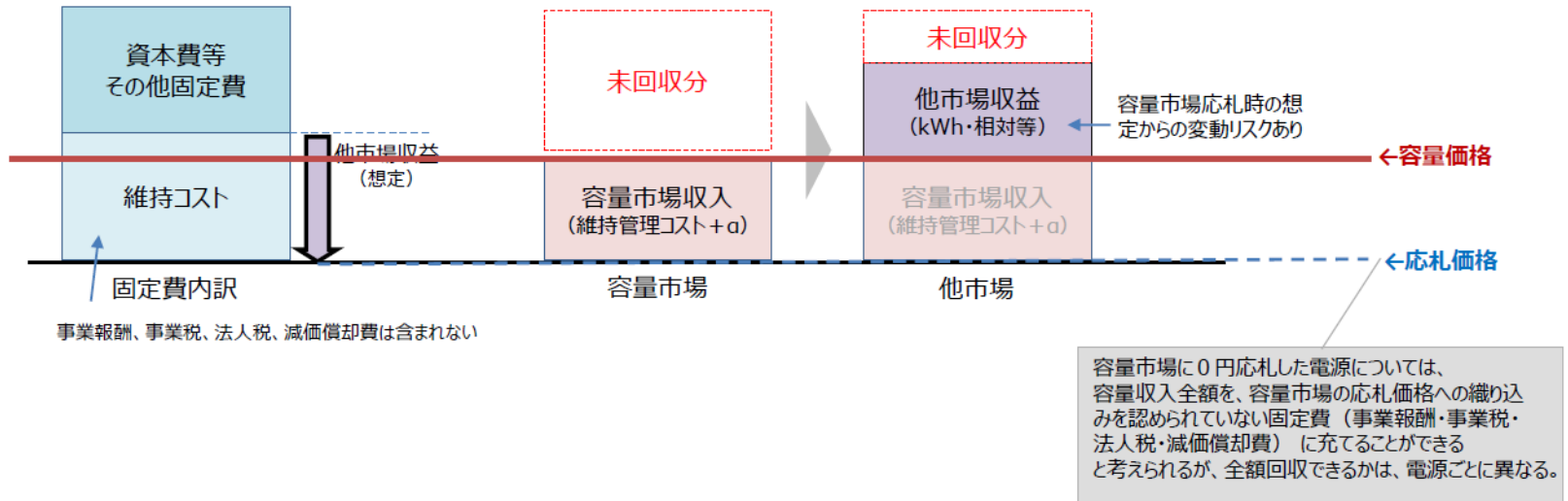
(参考) 応札事業者からの指摘

2024年度より容量市場収益によって、全ての固定費の回収が担保されている訳ではない。

(例1) 応札価格が、容量価格(約定価格)と同等であった電源



(例2) 応札価格が0円であった電源



(事務局検討内容)

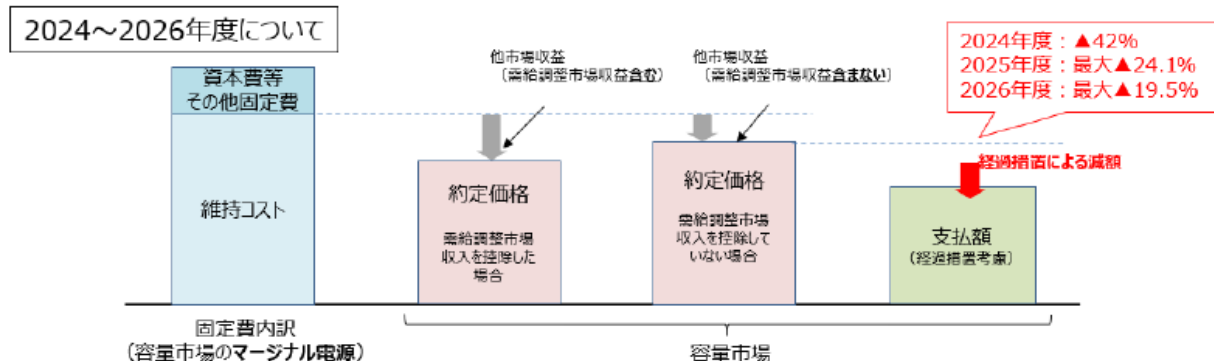
- 容量市場収入及び他市場収益により、減価償却費を含む電源の固定費を回収できるか否かは個々の応札電源の減価償却費の大きさと電源の競争力 (kWhコスト) によるところが大きいと考えられる。
- 一方で、旧一般電気事業者は、1事業者で複数電源を所有していることから、所有電源全体では、電源固定費を容量市場収入により回収できる可能性がある。
- ただし、固定費を回収できる見通しが立たない電源については、容量市場約定電源であっても費用をかけて維持するインセンティブはないと判断される可能性があり、そうした電源の動向を注視する必要がある。
- 需給調整市場の Δ kWの価格規律における「固定費回収の合理的な額」の扱いについては、引き続き慎重に検討することとしたい。

1-1. ΔkW の価格規律について① (固定費回収のための合理的な額)

- 前回第87回制度設計専門会合 (2023年7月) において、 ΔkW の価格規律における固定費回収のための合理的な額の扱いについては、慎重に検討するとしたところ。応札事業者から、以下の追加意見の提出があった。

(応札事業者意見)

- 需給調整市場収益を控除した場合よりも容量市場約定価格が高くなっている可能性がある点をご指摘のとおりと考えるが、他方、2024～2026年度は経過措置として容量市場の支払い額が減額されていることも考慮する必要。
- 経過措置による減額も踏まえると、固定費を回収する額としては不十分と考えられ、需給調整市場における固定費回収を認めることが適切。
- 2027年度以降については、容量市場の応札価格において需給調整市場収益を適切に控除するとともに、需給調整市場における固定費の回収を認めることが、現行ルールと整合的かつ適切と考える。



1-2. ΔkW の価格規律について① (固定費回収のための合理的な額)

- 前項の応札事業者意見を含めた議論から、固定費回収のための合理的な額の扱いについて以下のように考える。

(事務局見解)

- 総括原価方式と規制料金による投資回収の枠組みがない中では、原則として、発電投資は市場取引を通じて、または、市場価格を指標とした相対取引の中で投資回収されていく仕組みとなる。
- 容量市場は、単に卸電力市場等に供給力の確保・調整機能を委ねるのではなく、一定の投資回収の予見性を確保することによって、電源の新陳代謝が市場原理を通じて適切に行われることを目的に導入されたもの。
- 容量市場では、容量市場約定価格に近い落札電源であっても、実需給年度に維持コストにかかる費用が得られるので、容量市場からの退出が生じる可能性は低く、実需給年度において安定供給上問題にはならない。
- 減価償却費を含む固定費 (維持コストを除き、以下「当該固定費」という。) については、実需給年度に全額の回収が必須となる費用ではなく、当該費用の回収は、実需給年度以外の年度も含めて、市場取引を通じて、または、市場価格を指標とした相対取引の中で投資回収されていくことが基本と考える。
- 現行の需給調整市場の ΔkW 価格規律の固定費回収のための合理的な額は、当該電源等の当年度分の固定費を予め法定耐用年数等を元に算出し、他市場で得られる収益を差し引いた分を想定年間約定ブロック数で除して算定することとしている。
- 需給調整市場に、大きな市場支配力を有する事業者が存在する中で、上記の算出方法を認めることは、実質、総括原価方式と規制料金の枠組みによる投資回収の在り方を認め続けることとなり、電源の新陳代謝が市場原理を通じて適切に行われることを目的とした容量市場の目的と合致しない可能性が考えられる。
- そのため、 ΔkW の一定額で未回収固定費のある電源の応札インセンティブを考慮することを前提に、現行の固定費回収のための合理的な額の算出方法を廃止することとしてはどうか。

1-3. ΔkWの価格規律について① (ΔkWの一定額)

- 前項までの検討により、現行の固定費回収の合理的な額の考え方を廃止すると仮定し、ΔkWの一定額について、応札電源全てを対象することとして、ΔkWの一定額の検討を行った。
- これまで、固定費回収済み電源の一定額の考え方は、発動指令があった場合に得られる利益を基本としていたところ。応札電源全てを対象とすることから、未回収固定費がある電源の応札インセンティブを一定程度考慮することが望ましいと考え、過去の電源 I 公募結果をもとに算定する案を検討したところ、御意見いただきたい。
- なお、ΔkWの一定額についての考え方は、適用後の状況を見ながら必要に応じて見直しを検討することとしてはどうか。

(ΔkWの一定額の案)

- 仮に、調整力公募が継続していたと仮定し、過去の電源 I 約定単価から容量市場約定単価（経過措置控除後）を控除した額をもとに、需給調整市場の精算コマである30分あたりのマージン相当額を算定する。

(例) 2021～2023年度向け電源 I の約定価格の加重平均kW単価（約11,720円/kW・年）から2020～2022年度実施の容量市場の約定結果平均（経過措置控除後）（約5,960円/kW・年）を控除した約5,760円/kW・年を、需給調整市場の精算コマ（30分毎）に換算する（30分あたり約0.33円/kW）。

(案1)

- 上記算定結果を、一定額の上限単価とする。（上記例の場合：一定額（円/ΔkW・30分）=0.33円）

(案2)

- 固定費のkW単価を限界費用のkWh単価に換算することは困難ではあるが、限界費用を基準とし一定額の上限を、一定額（円/ΔkW・30分）=（案1の値）=限界費用×●%とする。（上記例の場合：一定額（円/ΔkW・30分）=0.33円=限界費用×●%（※）

(※) ●%の数値は、限界費用の基準値を2022年度インバランス料金平均単価（22.23円/kWh）とした場合1.5%、限界費用の基準値を2019～2021年度の上げ調整kWh単価平均（10.06円/kWh）とした場合、3.3%となる。

- なお、電源Ⅰの約定単価はエリア差が大きいことから、各エリアのエリア平均の9エリア平均を考慮する以外の方法も考えられる。

(例) 最高約定価格とエリア平均の9エリア平均、最高約定価格の9エリア平均を考慮する案等

(参考) ΔkWの一定額の案 (試算)

		2021～2023年度向け電源Ⅰのエリア平均の9エリア平均を考慮した場合 (約11,720円/kW・年)
(案1) 「電源Ⅰ 約定単価-容量市場約定単価」をもとに、30分あたりのマージン相当額を算定		約0.33円/kW・30分 (約5,760円/kW・年)
(案2) 案1の数値を基準に、一定額 (円/ΔkW・30分) = (案1の値) = 限界費用×●%とする。	限界費用の基準値を2022年度インバランス料金平均単価とした場合 (22.23円/kWh)	1.5%
	限界費用の基準値を2019～2021年度の上げ調整kWh単価平均とした場合 (10.06円/kWh)	3.3%
	限界費用の基準値を2020～2022年度の上げ調整kWh単価平均とした場合 (16.32円/kWh) (※1)	2.0% (※1)

(注) なお、電源Ⅰの約定単価はエリア差が大きいことから、各エリアのエリア平均の9エリア平均を考慮する以外の方法も考えられる

(例) 最高約定価格とエリア平均の9エリア平均、最高約定価格の9エリア平均を考慮する案等

(※1) 2022年度の上げ調整kWh単価平均が速報値であることから、確報値を用いて算出した際の値と異なる可能性あり。

1-1-①. ΔkW の価格規律について (ΔkW の一定額の検討)

- 前回第88回会合 (2023年8月開催、以下「前回会合」という。) において、 ΔkW の一定額の価格規律について、未回収固定費がある電源の応札インセンティブを一定程度考慮した案を提示したところ、委員から以下の意見があった。

(委員発言)

- ΔkW の一定額の案について、もともと別物である kW 単価と kWh 単価を換算等することは解釈が難しく分かりづらい。
- 電源 I の公募結果を参照すること、すなわち、容量市場がない頃のデータを使って一定のルールを作ることは、その他の合理的な代替案が出せないならばやむを得ないが、仮にそうなった場合、かなり高めの水準となることを認識すべき。
- また、応札事業者からは、未回収固定費についての懸念が示された。
- こうした議論を踏まえて、事前的措置の対象事業者に対して、前回会合で提示した案で試算した場合に、2024～2026年度に減価償却費等を含む固定費が回収できないと想定される電源について情報提供を求めたところ、次頁以降のとおり回答を得た。

(参考) 事前的措置の対象事業者からのデータ提供内容のイメージ

第89回制度設計専門会合資料7 (2023年9月)

- 事前的措置の対象事業者からは以下のようなイメージのデータが提供された。(個別電源の他市場収益、需給調整市場の想定Δ約定量、発動される調整力kWh想定は、事業者のシミュレーションによる)

(参考) 事前的措置の対象事業者データ提供内容のイメージ

〇〇年度向け	固定費 A	他市場収益 B	容量確保 契約金額 C	未回収固定費 D=A-B-C	ΔkW収益 E	調整力kWh収益 F	需給調整市場収益 G=E+F	最後まで回収できない固定費(億円) <H>=(D)-<G>	ΔkW想定 GW	ΔkWh想定 GWh	限界費用 想定(円/kWh)	マージン	0.33
A	200.0	80.0	50.0	70.0	1.3	1.4	2.7	67.3	200.0	90	15.0		
B	50.0	1.0	40.0	9.0	0.4	0.1	0.5	8.5	60.0	4	20.0		

限界費用が比較的高い電源は、
他市場収益が低くなる可能性がある。

ΔkWの約定想定量によって、
需給調整市場収益がかわる。

ΔkW収益は、
前回会合で事務局が提示した案1、案2のマージンの額をもとに算定
(上記イメージは、案1 ΔkWの一定額=0.33円/ΔkW・30分)

第89回制度設計専門会合資料7 (2023年9月)

- 事務局において、データ提供された電源について、「固定費が回収可能となるΔkWの一定額の水準」を試算(※)したところ、以下のとおりであり、発電形態・運転開始時期・運転方針によって、0.33～約60円/ΔkW・30分とばらつきが大きかった。

(※) 他市場収益を控除した未回収固定費を、想定Δ約定量で除して算出

- 前回会合で提示した案で試算した場合に、減価償却費等を含む固定費が回収できないと想定される年度がある電源について、**2024～2026年度合計で固定費回収**となる一定額の水準を試算した結果(赤枠)。

発電形態/燃種等	運転開始時期(※1)	発電所/ユニット数(※2) (括弧内は電源Ⅰ 応札ユニット数)	固定費回収となる一定 額の水準(全電源) (円/ΔkW・30分)	電源Ⅰ 応札価格帯 (2023年度向け) 円/ kW	備考
揚水	2010年～	3 (2)	約1.0～3.0円	約15,000～約30,000円	
	2000年～2009年	3 (3)	0.33～約1.0円	約12,000～約15,000円	
	1990年～1999年	2 (1)	約0.38円	約6,000円程度	
	～1989年	9 (0)	0.33円	電源Ⅰへの応札なし	
重油・原油等	1980年～1995年	6 (1)	稼働予定なし	約8,000円程度	
	1970年～1979年	4 (4)	0.33～約8.0円	約6000円～約23,000円	容量市場収入がない電源含む
石炭	2010年～	2 (0)	0.33円	電源Ⅰへの応札なし	
	1970年～2009年	5 (0)	0.33～約28円	電源Ⅰへの応札なし	ΔkWの約定量想定が少ない電源含む
L N G	2010年～	12 (1)	約0.5～約6.0円	約8000円程度	
	2000年～2009年	4 (1)	約0.5～約2.0円	約7,000円程度	
	1990年～1999年	9 (6)	約6～約60円	約8500円～約13500円	ΔkWの約定量想定が少ない電源含む
	1970年～1989年	3 (1)	約9～約56円	約8000円程度	ΔkWの約定量想定が少ない電源含む

※1燃料転換をした電源は、燃料転換後の運転開始時期 ※2発電所単位がユニット単位かは事業者提出単位による。(注1) 原子力・地熱発電除く

(注2) 単年度では固定費が回収できないが、2024～2026年度合計で固定費回収となる電源については、「固定費が回収可能となるΔkWの一定額の水準」を0.33円/ΔkW・30分とし記載した。(注3) 個別電源の他市場収益、需給調整市場の想定Δ約定量、発動される調整力kWh想定は、事業者のシミュレーションによる

第89回制度設計専門会合資料7 (2023年9月)

- 電源の公平性の観点等から、「固定費回収のための一定額」の考え方について、電源毎に差を付けることは望ましくないと考えられる。一方で、前項のとおり、電源毎に試算される「固定費回収可能のための一定額」にばらつきがあるのも事実。
- このため、電源を以下の2種(A種、B種)に分けて、それぞれ一定額(マージン)を定めることとしてはどうか。(詳細は次頁のとおり)
- ・ A種：B種以外の電源(前回会合で提示した水準で未回収固定費が回収可能と考えられる電源及び固定費回収済みの電源等)
- ・ B種：前回会合で提示した水準では固定費が回収できないものとして、監視委と個別協議を希望する電源。
- なお、B種を選択した電源については、需給調整市場において追加的なインセンティブを付与する電源であることから、電源毎の一定額の協議においては、「ひっ迫の恐れがある時には余力を需給調整市場に応札すること」等を確認した上で、仮にそうした応札行動をとっていないと判断される場合には、監視等委において応札行動の合理性を厳正に確認することが考えられるのではないかと。

※当該協議方法の可能性について一部事業者から意見を聴取した際の指摘事項は次次頁のとおり。

●ΔkW一定額の案(詳細は次項)

種類	一定額		個別協議の要否
	案1 (ΔkW・30分)	案2 (ΔkW・30分) (※)	
A	0.33円	限界費用×1.5～3.3%	不要
B	個別協議①0.33～1.64円	限界費用×1.5～16%	必要
	個別協議②1.64円以上	限界費用×16%以上	必要性についてさらに厳正に精査

(※) 限界費用の基準値によって、数値が変動する。前回会合(案2)で提示した限界費用の基準値3案を元に算定した値を記載

● 「ΔkWの一定額」事務局案詳細 (前回会合でお示した案1、案2の双方の値を記載)

- **A種**：B種 (個別協議必要) 以外の電源。以下の水準で未回収固定費が回収可能な電源及び固定費回収済みの電源が該当すると考えられる。

$$\text{(案1) 一定額} = 0.33\text{円}/\Delta\text{kW} \cdot 30\text{分} \quad \text{(案2) 一定額} = \text{限界費用} \times 1.5 \sim 3.3\% \text{ (※1)}$$

(※1) 限界費用の基準値によって、数値が変動する。前回会合 (案2) で提示した限界費用の基準値3案を元に算定した値を記載

- **B種**：個別協議が必要であり、A種の水準では固定費が回収できない電源が協議するものと考えられる。基本的にP5の調査で情報提供された電源のうち2024～2026年度合計で固定費回収が困難な電源が該当すると考えられる。

一定額 = 固定費回収に必要な額を超えない範囲内で監視委と個別協議の上決定

協議事項1：ひっ迫の恐れがある時には必ず余力を需給調整市場に応札すること

協議事項2：固定費回収後のΔkWのマージンは0.33円/ΔkW・30分とする

協議事項3：事前に電源名を電力・ガス取引監視等委員会事務局に説明し、固定費の回収状況を3ヶ月に1回報告する (調整力kWhのマージン含んで管理)

(注) 運用においては、原則として、(案1) 一定額 = 1.64円/ΔkW・30分 (案2) 一定額 = 限界費用 × 7～16% (※2) を基準に決定し、これを超える場合及び額の変更を行う場合については、より厳正に個別精査を行い決定する。また、決定する際は、安定供給の観点から、資源エネルギー庁及び広域機関に助言を求める。なお、当該電源の未回収固定費の全額回収を担保するものではない。当該電源の公表方法については別途検討。

(※2) 2021～2023年度向けの電源 I 約定電源のエリア評価用kW価格の上位4位平均 (※3) から、容量市場約定単価 (経過措置考慮後) を控除し、年間のkW予約料見合いの金額を算出した後、30分値に換算し算出。案2については、前回会合で提示した限界費用の基準値3案を元に算定した値を記載。

(※3) 2021～2023年度向けの電源 I 約定電源のエリア評価用kW価格の上位4位
 2021年度 (東北49,569円、北海道36,495、北陸34,026円、中国23,263円)
 2022年度 (東北42,143円、北陸39,122円、北海道34,340円、中国23,263円)
 2023年度 (北海道42,154円、東北38,968円、北陸33,613円、四国21,051円)

- なお、事務局案については、以下の指摘が一部の発電事業者等からあった。
- Δ kW一定額の考え方について
- 事務局案の一定額0.33円/ Δ kW・30分の水準は、調整力公募を通して年単位で電源を予約するよりも、需給調整市場を通して必要量を必要な時に予約することを合理的と考えれば、30分の予約料は、年間契約金額を30分値（年間8,760時間×2）に換算した水準が適切と考えたもの。

(指摘・意見内容)

- 一定額0.33円は、過去の電源Ⅰ約定単価等をもとに未回収固定費を算出し、8,760時間×2で除したことで見積もられた結果と認識。しかし、年間で常時に約する電源Ⅰとは異なり、需給調整市場に8,760時間を連続して落札できる電源は存在せず、実態と大きく乖離する。そのため、除算する値（分母）は減方向に再検討いただきたい。具体的には、稼働率（平均的な補修期間の控除）の考慮や、代表的な電源の約定ブロック数の実績値※を用いてはどうか。

※これまでの「固定費回収のための合理的な額」の単価を算定する場合の除算項も「想定年間約定ブロック数」であったため

- B種電源について
- 需給調整市場において追加的なインセンティブを付与する電源であることから、「ひっ迫の恐れがある時には必ず余力を需給調整市場に応札すること」を協議する案を提案しているところ。
- 以下の指摘については、ひっ迫の恐れがある時に余力を需給調整市場に応札するインセンティブとなる一定額を設定することで解消する案も取り得ると考えられるが、必要性については精査が必要。

(指摘・意見内容)

- Δ kWとして約定する前から需給調整市場への供出を強制することは、調達側と提供側の公平性の観点から、合理的とはいえないのではないか。（容量市場においては約定後にリクワイアメントが発生する点で調達側・提供側の公平性が保たれていると考えられる。）
- 応札の自由度をなくすことで、時間前市場が高騰する可能性があるのではないか。

1-1-②. ΔkW の価格規律について (前回会合で提示した案1・案2について)

- 前回会合にて、案2として示した考え方については、もともと別物であるkW単価とkWh単価を換算等することについて指摘があったところ。
- 案1では、ほとんどの電源が上限値で入札することが考えられる。限界費用の安い電源の応札インセンティブを一定程度確保できる可能性がある。一方で、限界費用の高い電源の応札インセンティブが確保できない可能性がある。また、国民負担の観点から見れば、案1の方が託送費用を抑えられる可能性が高い。
- 案2では、需給調整市場への供出電源は、スポット市場や相対契約に供出される電源と比して、限界費用が比較的高いと考えられることから、応札事業者のインセンティブ確保に繋がる。一方で、限界費用が高い電源ほど利鞘が多くでる仕組みとなる。
- 応札インセンティブの確保の観点からは案1より、案2が適当と考えられるが、現行ガイドラインと比べた場合、固定費回収済みの電源の一定額は、案1であってもインセンティブが上昇する電源が多いと考えられ、固定費未回収の電源の一定額は、B種電源の案を採用することにより、一定程度確保できると考えられることから、需給調整市場に係る費用が託送費を通じて国民負担となることを鑑み、案1を採用することが考えられる。
- なお、案1を採用することについては、一部の発電事業者等から以下の指摘・意見があった。

(指摘・意見内容)

- 固定的な粗利とする案1の場合、燃料調達費用が上がるほど利益率は減少し、燃料価格高騰時に ΔkW を供出する動機が相対的に目減りすることになるため、案1と案2は選択性としても良いのではないか。

1-4 . 事業者等からの提案① (起動費の織り込み方法について)

- 需給調整市場の運用においては、応札事業者及び調達事業者から複数の要望や改善提案が提出されているところ。調達不足改善及び調達費用圧縮の観点から、提出された要望及び改善提案について検討した。

(事業者等提案)

- 現行のガイドラインでは、 ΔkW に算入可能な機会費用の算出において、起動費等の入札価格への反映は1回分までしか認めないとされているところ (取り漏れがあった場合は、先々の取引に計上可能)。
- 上記の規律は、当初ガイドライン策定時において、約定した ΔkW については事後精算を行わない前提で定められていた。
- 現行ルールでは、 ΔkW 価格の算定処理が煩雑となり、2024年度以降需給調整市場全商品の取引が開始されると応札量に支障を来す。
- 応札量確保の観点から、**「起動費等の入札価格への反映は1回分までしか認めない」規律を廃止してはどうか** (※1)。
- なお、現行の取引規程 (2023年3月改定) では、**「一般送配電事業者の指令により実際に使用しなかった起動費等については事後精算** (※2) をすることとなっている。

(※1) ガイドラインの改定が必要。(※2) 精算は3ヶ月後に、実績に基づき実施。

(参考) 需給調整市場ガイドライン

2. 調整力 ΔkW 市場 (略)

(適切な起動費等の計上・入札の在り方)

- 原則、起動費等の入札価格への反映は1回分までしか認めない。1回分の起動費等を各入札ブロックに約定確率を考慮して按分するなど、入札事業者において入札を工夫すること。
- 取り漏れが生じた起動費等については、その相当分の額について当該年度の先々の取引において計上することを許容することを基本とし、その上限額は、固定費回収額と合わせて管理することとする。その場合、取り漏れの根拠資料を電力・ガス取引監視等委員会事務局に提出し、先々の取引で計上することについての確認を経ることとする。



(事務局見解)

- 需給調整市場は、競争的な市場であることが望ましく、事後精算(※1)を前提とした入札が行われることは、本来であれば望ましいことではない。
- 一方で、調達不足の改善の観点から、監視方法を整理次第、「起動費等の入札価格への反映は1回分までしか認めない」**規律を緩和(例：起動費2回分)**することとしてはどうか。ただし、使用しなかった起動費は適切に返還。取り漏れ起動費を先々の取引に計上することは引き続き認める。
- なお、当該課題は、複数時間指定入札(以下「ブロック入札」という。)が導入される場合(※2)は、再度検討する。

(※1) 実際に使用しなかった起動費等の事後精算

(※2) 第39回需給調整市場検討小委員会(2023年6月)にて、ブロック入札を導入しないと決定されたところ、今後、大きな状況変化等があった場合には、ブロック入札の導入について再度検討される。

1-4. まとめ

- 第86回制度設計専門会合(2023年6月開催)以降、議論いただいた以下の内容についての需給調整市場ガイドライン改定に関しては、本制度設計専門会合の審議を踏まえ、電力・ガス取引監視等委員会に報告し、改定作業を進める。
- なお、B種電源のΔkW一定額の協議については、ガイドライン改定前から協議を希望する事業者からの情報提供の受付を開始し、ガイドライン改定後から入札価格に反映可能となるよう配慮する。

【調整力ΔkW市場の価格規律(上限値)】

電源種	現状	変更案
A種 固定費回収済電源等	逸失利益orマージン(「限界費用」×10%×電源I稼働率5%)	機会費用(逸失利益)+一定額(0.33円)
B種 未回収固定費有電源	機会費用(逸失利益)+固定費回収のための合理的な額等	機会費用(逸失利益)+一定額(監視等委員会と協議し決定)

【予約電源kWh市場の価格規律(上限値)】

限界費用	現状	変更案
安い	市場価格	限界費用+マージン(上げ「限界費用」×10%)
高い	限界費用	限界費用+マージン(上げ「限界費用」×10%)

【非予約電源kWh市場の価格規律(上限値)】

固定費	現状	変更案
済	限界費用±マージン(10%)	限界費用±マージン(「限界費用」×10%)
未	限界費用±固定費	

※「起動費等の入札価格への反映は1回分までしか認めない」規律を2回分までとする。

※揚水発電、一般水力、DR等の限界費用の考え方について、第62回制度設計専門会合(2021年6月)にて検討した内容を需給調整市場ガイドラインに明記する。

※揚水機及び蓄電池の限界費用は以下の算定式とする。

$$\frac{\text{揚水ポンプ・蓄電原資} + \text{揚水・蓄電ロス量にかかる託送費従量料金分(再エネ賦課金含む)}}{\text{発電量(揚水量-ロス量)}}$$

3. 一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る考え方（調整力ガイドライン）の取扱いについて

- 一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る考え方（以下「調整力ガイドライン」という。）においては、主に電源Ⅰ及び電源Ⅱの公募調達を対象として、調整力の調達の在り方について基本的な考え方を示し、公募調達が公平性かつ透明性を確保した形で円滑に開始されるよう、公平性・透明性を担保するための考え方、望ましいと考える公募調達の実施方法等がとりまとめられているところ。
- 2024年度以降は、沖縄エリアのみ電源Ⅰ及び電源Ⅱの公募を実施することとなる（沖縄を除く9エリアにおいては、基本的に需給調整市場を通じて調整力を調達することとなる）。
- 沖縄エリアのみの実施となっても、引き続き、公募調達が公平性・透明性を担保するための考え方、望ましいと考える公募調達の実施方法を明確にすることは必要。
- そのため、調整力ガイドラインは、沖縄エリアを対象として存続させることとし、必要な修正等を行うことが適当と考える。

需給調整市場ガイドライン

策定 2021年3月30日

改定 2023年3月10日

経済産業省

I. 本文書の位置づけ

2021年度から開設される需給調整市場において、その適正な取引を確保するための措置については、電力・ガス取引監視等委員会制度設計専門会合において、当分の間、電気事業法に基づく業務改善命令や業務改善勧告の事後的な措置に加えて、上乗せ措置として、市場支配力を有する蓋然性の高い事業者には一定の規範に基づいて入札を行うことを要請するという事前的措置を講じることとされた。

この事前的措置の考え方については、大きな市場支配力を有する事業者（地域間連系線の分断等が生じた場合に市場支配力を有することとなる蓋然性が高い事業者を含む。）に対して、競争的な市場において取るであろう行動を常に取り求めることが適当とされ、また、このような行動は、大きな市場支配力を有する事業者のみならず、それ以外の事業者においても望ましいものであるとされた。

以上を踏まえ、「適正な電力取引についての指針（以下「適取ガイドライン」という。）」において、需給調整市場における「望ましい行為」として、上記の考え方を規定し、その詳細について、本文書を策定し参考とすることとされた。

本文書は、需給調整市場における事前的措置の考え方の詳細を示すことで、需給調整市場の適切な運営を目指すものである。

【図表1】 需給調整市場における措置の全体像

対象事業者	法的措置	上乗せ措置
大きな市場支配力を有する事業者	「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」があった場合には、業務改善命令等で是正（事後的措置）	登録価格に一定の規律を設け、それを遵守するよう要請（事前的措置）
それ以外の事業者		

II. 需給調整市場の概要

需給調整市場には、

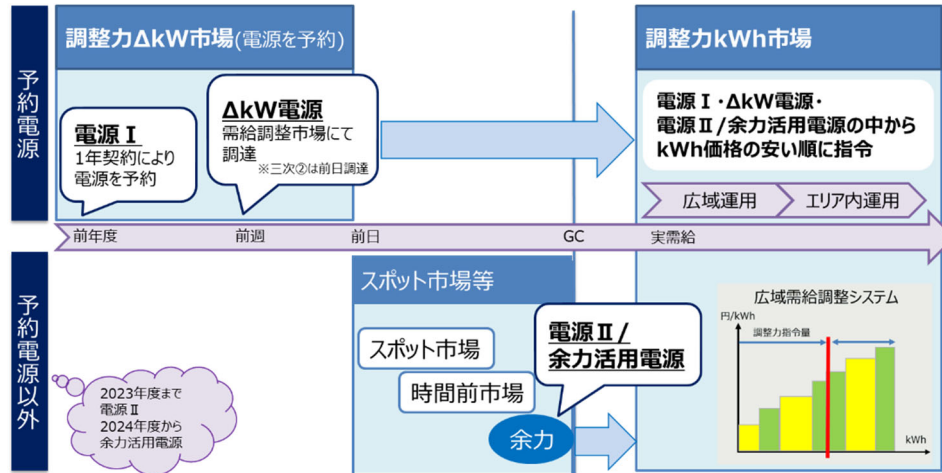
調整力 Δ kW 市場：発電事業者等が電源等を供出し、一般送配電事業者は、調整力として最低限必要な量の電源等を事前に調達（予約）するための市場（なお、当面は、調整力公募による電源Ⅰの調達も併存）

調整力 kWh 市場：実需給断面において、予約確保した電源等（以下「予約電源」とい

う)に加え、スポット市場等で約定しなかった余力活用電源（当面は電源Ⅱ）も含めた中から、一般送配電事業者が kWh 価格の安い順に稼働指令を行う市場

の2つの市場が存在するため、需給調整市場における「望ましい行為」の詳細については、調整力 ΔkW 市場（調達）と調整力 kWh 市場（運用）のそれぞれについて整理する。

【図表 2】調整力 ΔkW 市場と調整力 kWh 市場の全体像



Ⅲ. 需給調整市場において望ましい行為の詳細

1. 調整力 kWh 市場

(1) 予約電源以外

調整力 kWh 市場の予約電源以外における適正取引ガイドラインの「望ましい行為」に記載の競争的な市場において合理的な行動となる価格とは、各電源等の kWh 価格の登録が、次の式を満たすようにすることをいう。

上げ調整の kWh 価格 ≤ 当該電源等の限界費用 + 一定額

下げ調整の kWh 価格 ≥ 当該電源等の限界費用 - 一定額

ここで、一定額 = 当該電源等の固定費回収のための合理的な額（当年度分の固定費回収が済んだ電源等については、一定額 = 限界費用 × 一定割合）

上記に該当する場合には、その価格は市場相場を変動させることを目的としていないとみなされ、それを遵守している限りにおいては、業務改善命令等の対象とはならないものとする。

後述 3. で特定する大きな市場支配力を有する蓋然性の高い事業者に対しては、事前的措置として上記の kWh 価格で登録することを要請する。

なお、この式において、「限界費用」、「当該電源等の固定費回収のための合理的な額」及び「一定割合」については、以下の通りである。

①「限界費用」について

電源等のうち、通常の火力発電については、限界費用は燃料費等であることは明確であるが、揚水発電、一般水力（貯水式）、DR（需要抑制）などの限界費用が明確でないと考えられる電源等については、以下のように整理する。

（揚水発電、一般水力、DR 等の場合の限界費用の考え方）

- 「機会費用を含めた限界費用」を基本的な考え方とする。
- 「限界費用」には、揚水発電における揚水運転や一般水力における貯水の減少に対応するための火力発電等の稼働コストを含む。
- 「機会費用」には、揚水発電や一般水力における貯水の制約による卸電力市場での販売量減少による逸失利益、DR による生産額の減少等の考え方が取り得る。
- その他、蓄電池や燃料制約のある火力電源等についても、上記の考え方を適用する。
- 監視においては、これらの考え方を示す根拠資料の提出を求め、登録 kWh 価格が合理的でない場合は修正を求めるなどの対応を事前及び事後に行う。

※上記において、貯水制約のある揚水発電及び一般水力並びに燃料制約のある火力発電の限界費用を逸失利益とする場合、この逸失利益には固定費回収額が含まれている場合があることから、これに一定額を加算すると固定費回収額を二重に計上することとなる。したがって、この場合の kWh 価格の登録については、「代替電源等の限界費用＋一定額」or「逸失利益」のいずれか高い方を上限とするのが適切と考えられる（代替電源等の限界費用とは、貯水減少又は燃料減少による代替電源の限界費用、揚水運転のために使用した電源の限界費用が考えられる）。

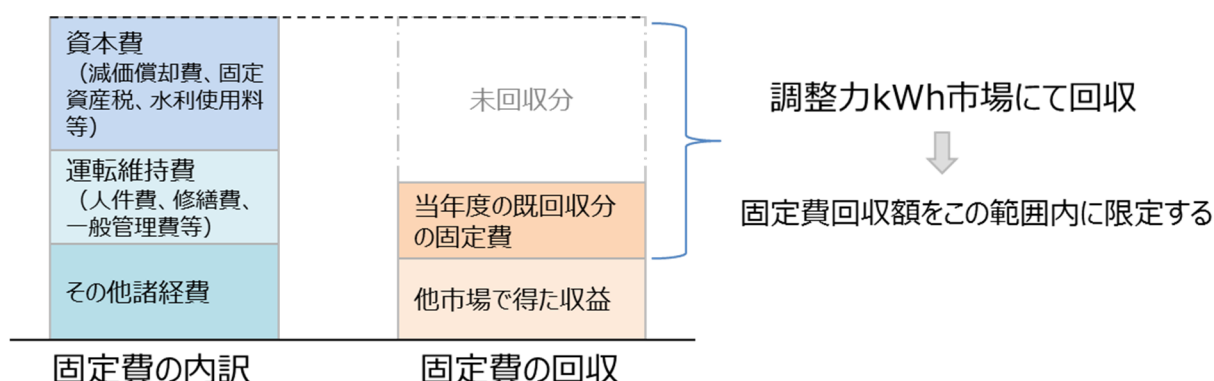
②「固定費回収のための合理的な額」について

固定費回収のための合理的な額は、以下のとおり、当該電源等の当年度分の固定費から他市場で得られる収益を差し引いた額から算出するものとする。

固定費回収のための合理的な額(円/kWh)

$$= \{ \text{①電源等の固定費(円/kW・年)} - \text{②他市場で得られる収益(円/kW・年)} \} \\ \div \text{③想定年間稼働時間(h)}$$

【図表 3】 需給調整市場における電源等の固定費回収額の合理的な考え方



③ 「一定割合」について

当年度分の固定費回収が済んだ電源等については、調整力 kWh 市場に供出するインセンティブ等の確保を考慮し、限界費用に、「限界費用(円/kWh)×10%程度」の一定額を上乗せした範囲内で kWh 価格を登録するものとする。

なお、当該一定額の割合については、市場開始後の状況を見ながら必要に応じて見直しを検討する。

(2) 予約電源

予約電源については、事前に調整力 Δ kW 市場を通じて調達され、既に Δ kW の収入を得ているものであることなどから、当面は、上述(1)にかかわらず、全ての事業者について、その登録 kWh 価格は「限界費用又は市場価格」以下とすることが適当であり、 Δ kW の契約においてそれを明確化することとする。

なお、予約電源の登録 kWh 価格に引用する市場価格については、電気の価値を反映するという観点では、実需給に近い時間前市場の価格を引用するのが適当であるが、取引価格のぶれや価格操作を抑制できる方が望ましいことや、需給調整市場の取引参加者にとって参照が容易であることなどを踏まえ、「時間前市場の約定価格の平均値」を参照して、市場価格の登録を行う。

2. 調整力 Δ kW 市場

(1) Δ kW 電源

調整力 Δ kW 市場における適正取引ガイドラインの「望ましい行為」に記載の競争的な市場において合理的な行動となる価格とは、各電源等の Δ kW 価格の登録が、次の式を満たすようにすることをいう。

$$\Delta \text{ kW 価格} \leq \text{当該電源等の逸失利益（機会費用）} + \text{一定額等}$$

ここで、一定額＝当該電源等の固定費回収のための合理的な額（当年度分の固定費回収が済んだ電源等については、一定額＝限界費用×一定割合）とし、等は売買手数料とする。

上式に該当する場合には、その価格は市場相場を変動させることを目的としていないとみなされ、それを遵守している限りにおいては、業務改善命令等の対象とはならないものとする。

後述 3. で特定する大きな市場支配力を有する蓋然性の高い事業者に対しては、事前的措置として上記の ΔkW 価格で登録することを要請する。

なお、この式において、「逸失利益（機会費用）」、「当該電源等の固定費回収のための合理的な額」及び「一定割合」については、以下の通りとする。

①「逸失利益（機会費用）」について

ΔkW を需給調整市場に供出する電源は、基本的には、以下の形で確保されると考えられることから、これらを逸失利益（機会費用）の基本的な考え方とする。

（逸失利益（機会費用）の考え方）

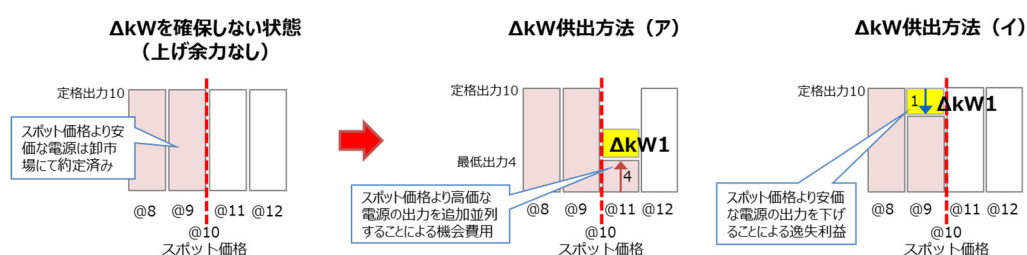
（ア）卸電力市場価格（予想）よりも限界費用が高い電源を追加的に起動並列し ΔkW を確保する場合

この場合、当初の計画では起動しなかった電源であるため、その起動費や最低出力までの発電量について、卸電力市場価格（予想）と限界費用との差額の機会費用が発生

（イ）卸電力市場価格（予想）よりも限界費用が安く、定格出力で卸電力市場に供出する計画だった電源の出力を下げて ΔkW を確保する場合

この場合、 ΔkW で落札された分は卸電力市場で応札できなくなるため、その分の発電可能量（kWh）について、卸電力市場価格（予想）と限界費用との差額の逸失利益が発生

【図表 4】調整力 ΔkW 市場に供出する電源の ΔkW 確保の考え方



なお、限界費用及び卸電力市場価格（予想）については、以下の通りとする。

（限界費用の考え方）

- 限界費用に含まれる燃料コストについては、特段の事情がない限り、定格出力までの間の適切な価格を1つ選定する。
- 揚水発電等の限界費用については、調整力 kWh 市場における限界費用の記載を参照して算定する。

（卸電力市場価格（予想）の考え方）

- 卸電力市場価格（予想）は、当該エリアのスポット市場価格と時間前市場価格の想定値の範囲内から、適切な価格を1つ選定する。
- 受け渡し日の前週に取引が行われる場合、卸電力市場価格（予想）はスポット市場価格の想定価格とする。受け渡し日の前日に取引が行われる場合、卸電力市場価格（予想）は時間前市場価格の想定価格とする。なお、時間前市場価格の想定価格は、スポット市場価格を基に算定する。

また、適切に起動費等を計上するため、以下の考え方にしたがって入札することとする。

（適切な起動費等の計上・入札の在り方）

- 原則、起動費等の入札価格への反映は1回分までしか認めない。1回分の起動費等を各入札ブロックに約定確率を考慮して按分するなど、入札事業者において入札を工夫すること。
- 取り漏れが生じた起動費等については、その相当分の額について当該年度の先々の取引において計上することを許容することを基本とし、その上限額は、固定費回収額と合わせて管理することとする。その場合、取り漏れの根拠資料を電力・ガス取引監視等委員会事務局に提出し、先々の取引で計上することについての確認を経ることとする。

②「固定費回収のための合理的な額」について

固定費回収のための合理的な額の考え方は、調整力 kWh 市場と同様に、以下のとおり、当該電源等の当年度分の固定費から他市場で得られる収益（需給調整市場での既回収分も含む）を差し引いた分とする。

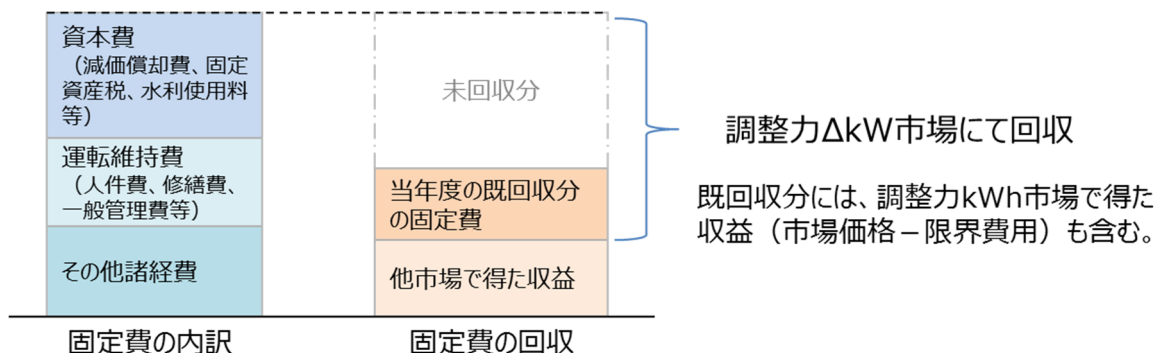
固定費回収のための合理的な額(円/ΔkW)

$$= \{ \text{①電源等の固定費(円/kW・年)} - \text{②他市場で得られる収益(円/kW・年)} \} \\ \div \text{③想定年間約定ブロック数}$$

$$\text{想定年間約定ブロック数} = \text{想定年間予約時間} \div 3 \text{ 時間}$$

また、予約電源が、調整力 kWh 市場において、kWh 価格を市場価格で登録することにより、「市場価格－限界費用」分の収益が発生した場合は、当該収益についても当年度分の固定費の既回収分とする。

【図表 5】需給調整市場における電源等の固定費回収額の合理的な考え方



③「一定割合」について

当年度分の固定費回収が済んだ電源等については、調整力 ΔkW 市場に供出するインセンティブの確保等を考慮し、逸失利益（機会費用）に、予約電源の想定稼働率を踏まえた以下の考え方による一定額を上乗せした範囲内で ΔkW 価格を登録するものとする。

なお、当該一定額の割合については、調整力 kWh 市場と同様に市場開始後の状況を見ながら必要に応じて見直しを検討する。

$$\text{一定額(円/ΔkW)} = \text{限界費用(円/kWh)} \times 10\% \times \Delta\text{kW 約定量} \times \text{電源 I の平均稼働率 (5\%)} \times \text{約定ブロック (3 時間)}$$

※限界費用が市場価格より高く、ΔkW 価格を起動費等の実コストで登録している場合は、起動費等に一定額を上乗せ。限界費用が市場価格より低く、ΔkW 価格を卸電力市場との逸失利益で登録している場合は、一定額には逸失利益を含むものとし、一定額と逸失利益のいずれか高い方を上限とする。

(2) 電源 I

2021 年度以降も、エリアごとに調達される電源 I 公募の仕組みは継続することとされており、各エリアともそのエリアの旧一電（発電・小売）以外の参加者は限定的と考えられることから、2021 年度以降の電源 I 公募においても、旧一電各社に対

し、これまでと同様、「固定費＋事業報酬相当額」を基準として各電源等の入札価格を設定するよう要請する。

3. 事前的措施の対象とする事業者の範囲について

(1) 調整力 kWh 市場

①地理的範囲の画定

事前的措施の対象とする事業者については、調整力 kWh 市場において、大きな市場支配力を有する蓋然性が高い事業者を特定し、それを対象とすることが適当である。そこで、大きな市場支配力を有する蓋然性の有無を評価するためには、まず第一に、市場（地理的範囲）の画定が必要となる。

調整力 kWh 市場では、調整力の運用時点で地域間連系線の空容量がゼロの場合には、調整力の広域運用ができなくなるため、市場が分断される。したがって、市場（地理的範囲）の画定は、広域需給調整システムの運用時点における市場分断の実績を踏まえて判断することが適当である。その上で、市場分断の状況は、コマごと、日ごと、季節ごとに変化することから、どのような期間ごとに市場（地理的範囲）の画定を行うかが論点となる。事前的措施はあくまで上乘せ措置であること及びその実務的な負担を考慮すると、当面は月単位で市場（地理的範囲）の画定を行うことが合理的と考えられる。

②事前的措施の対象とする事業者の範囲を設定する基準

市場（地理的範囲）を画定すると、当該市場に基づき、大きな市場支配力を有する蓋然性の有無を評価することとなるが、どのような評価指標を用いるかが論点となる。具体的には、市場シェア、HHI (Herfindahl Hirschman Index)、PSI

(Pivotal Supplier Index) 等の指標を用いた分析があり得るが、需給ひっ迫時など活用できる調整力の数が少なくなる場合には、小規模な事業者であっても市場支配力が行使可能となることがあり得ることから、PSI を用いる方法の方が精緻な分析が可能とも考えられるが、需給調整市場の取引状況や広域需給調整システムの運用状況等を基に検討を行うことが必要。

評価指標を確定すると、当該評価指標に基づき分析することとなるが、大きな市場支配力を有する蓋然性の有無を評価する基準値をどのように設定するかが論点となる。これについても、需給調整市場の取引状況や広域需給調整システムの運用状況等を基に検討を行うことが必要。

(2) 調整力 Δ kW 市場

調整力 Δ kW 市場に参加する事業者と調整力 kWh 市場に参加する事業者は、ほぼ同じと考えられることから、それぞれの市場の競争状態はほぼ同じと考えられる。また、調整力 Δ kW 市場と調整力 kWh 市場の事前的措施の対象とする事業者が同じである方が、運用上も分かりやすい。

こうしたことを踏まえ、調整力 Δ kW 市場における事前的措施の対象とする事業者は、前述した調整力 kWh 市場の事前的措施の対象と同一とすることが適当である。

IV. 本文書の見直しについて

需給調整市場開始後、電力・ガス取引監視等委員会においては、需給調整市場において適正な取引を確実に確保するため、市場開始後の取引の状況をモニタリングし、本措置が適切に機能していない等の状況が見られた場合等においては、制度設計専門会合で議論の上、適時適切に見直しを行うこととする。

以上

一般送配電事業者が行う調整力の 公募調達に係る考え方

令和3年4月15日

経済産業省

目次

1. 検討の背景	2
2. 本報告書の対象	3
3. 基本的な考え方	5
4. 公募調達実施時	5
(1) 調整力の必要量に関連する事項	5
(2) 調整力の要件に関連する事項	7
(3) 募集単位に関連する事項	8
(4) 契約期間に関する事項	10
(5) 費用精算に関する事項	13
(6) 落札の評価に関する事項	18
(7) 募集期間	19
(8) 募集対象地域	20
(9) 特定地域に立地していることが必要な電源等	20
(10) 必要量まで確保できなかった場合	21
(11) 電源Ⅱの応答義務	22
5. 公募調達の実施に伴う情報の公表	22
6. 調整力の要件等についての意見募集	24
7. 事後における考え方	24
(1) 調整力の必要量の適切性	24
(2) 電力量(kWh) 価格の適切性	25
(3) メリットオーダーの状況	25
8. 本報告書の適用時期	26
9. 本報告書の見直しについて	26

1. 検討の背景

東日本大震災とこれに伴う原子力事故を契機に明らかになった、従来の電力システムの抱える様々な限界に対応するため、平成25年4月に、「安定供給の確保」、「電気料金の最大限の抑制」、「需要家の選択肢や事業者の事業機会の拡大」をその柱とした「電力システムに関する改革方針」が閣議決定された。この改革方針を受け、平成25年11月、平成26年6月、平成27年6月と三度の電気事業法（昭和39年法律第170号）の改正が行われ、平成28年4月1日に、電力小売の全面自由化や新たなライセンス制の導入を定めた第2弾の改正電気事業法が施行された。

新たなライセンス制の下では、これまで旧一般電気事業者が自社の発電設備を用いて行ってきた、系統全体の周波数維持等の高品質な電力供給を確保する業務であるアンシラリーサービスは、一般送配電事業者が担うこととなり、一般送配電事業者はアンシラリーサービスの実施に必要な電源等¹を調整力として発電事業者等から調達するとともに、その調整力の確保に必要なコストは託送料金で回収される仕組みとなった。この仕組みにより、発電事業者等による競争が進み、多様な発電事業者等の参画による調達が可能な調整力の量の増大、質の向上や、一般送配電事業者による更なる効率的な調整力の活用が期待されている。

この仕組みは、一般送配電事業者による調整力の調達が公平性・透明性を確保した上で行われることを前提として機能するものであることから、本年度から行われる一般送配電事業者による調整力の調達は、原則として、公募等の公平性かつ透明性が確保された手続により実施する必要があるが²、その手続の具体的な内容は各一般送配電事業者に委ねられているところである。

このため、事前に経済産業省が一般送配電事業者による適切な調整力の調達の在り方について基本的な考え方を示し、調整力の公募調達が公平性・透明性を確保した形で円滑に開始できるよう、電力・ガス取引監視等委員会（以下「委員会」という。）の下に設置した制度設計専門会合において、資源エネルギー庁をオブザーバーとし、公平性や透明性が確保された公募調達の実施方法や委員会による監視の在り方等に

¹ 本報告書では、「電源等」を供給区域における周波数制御、需給バランス調整その他の系統安定化業務に活用が可能な発電設備だけでなく、ネガワットや電力貯蔵装置等を含めたものとして用いている。

² 2020年を目途に実施される一般送配電事業者の法的分離に伴い、一般送配電事業者が調整力を調達するための市場である、リアルタイム市場を導入することが予定されている。リアルタイム市場の設計に当たっては、市場運営の中立性と価格の透明性の確保、市場メカニズムを活用した効率的な需給調整の実現、必要な調整力の安定的な調達、という要件を満たす必要があり、そのためには、リアルタイム市場価格の公開、メリットオーダーでの発電、従来の一般電気事業者以外の電源やデマンドレスポンスの活用、調整の柔軟性が高い電源（周波数調整用の電源）が評価される仕組み等の検討が必要とされている。このリアルタイム市場の導入を円滑に進める観点からも、調整力の公募調達と調整力の運用について、公平性と透明性が確保される必要がある。

ついて議論を続けてきた。今般、これまでの議論の結果を踏まえ、「一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る考え方」（以下「本報告書」という。）として、公募調達の公平性・透明性を担保するための考え方、望ましいと考える公募調達の実施方法等を取りまとめるに至った。

一般送配電事業者が調整力の公募調達を行うに当たっては、本報告書における考え方、視点等を十分に斟酌することが期待される。

なお、一般送配電事業者による調整力の公募調達の望ましい在り方については、電力市場の状況によっても変化するものであり、今後も引き続き、調整力確保の実態を踏まえて検討を続ける必要がある。

2. 本報告書の対象

本報告書は、一般送配電事業者が行う調整力の公募調達のうち、その手続や契約条件等の設定について、公平性や透明性が確保されている方法であるかを経済産業省が確認する上での、基本的な視点を提示するものである。

このため、技術的な検討の結果、各一般送配電事業者の状況に応じて設定される調整力の必要量や要件（スペック）等の適切性を検証するものではない。

なお、公募調達の手続や契約条件等が適切であった場合でも、実運用において、一般送配電事業者が特定の電源等を優遇して指令を行うなど、その調整力の運用が適切でない場合、公平性や透明性が確保された適切な取引とは言えないことから、本報告書では、一般送配電事業者による調整力の運用の適切さを事後的に確認する際の考え方についても記載の対象とした。

<一般送配電事業者による電源等の確保の形態>

- ① 一般送配電事業者の専用電源として、常時確保する電源等（以下「電源Ⅰ」という。）

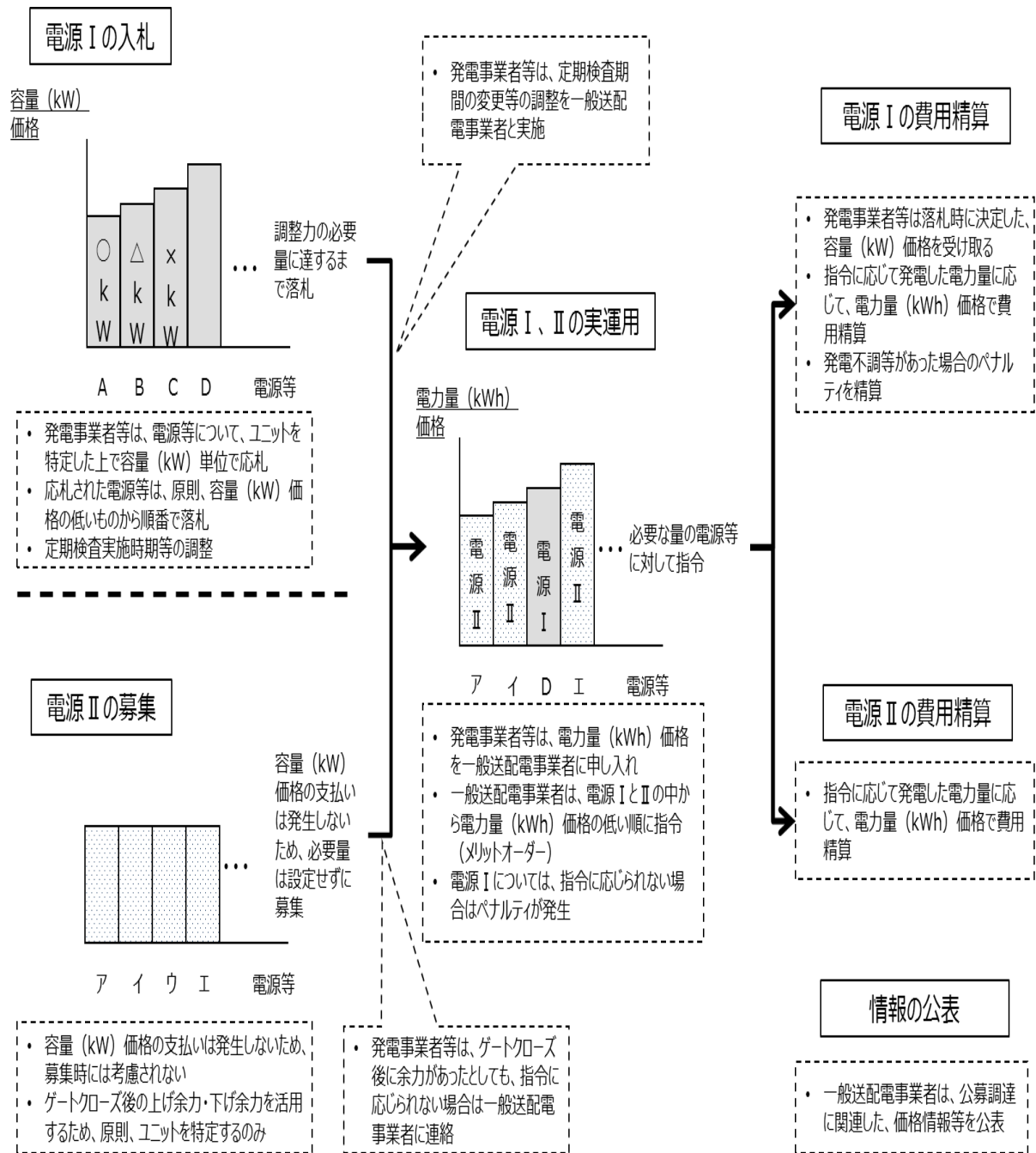
一般送配電事業者がアンシラリーサービスの専用として常時確保する電源等。一般送配電事業者は、確保する容量（kW）に相当する費用（以下「容量（kW）価格」という。）を、確保の対価として支払いつつ、一般送配電事業者からの指令に対応して調整力を提供した場合には、電力量（kWh）の単価（以下「電力量（kWh）価格」という。）で電力量（kWh）ベースの精算を行う。

- ② 小売電気事業者の供給力等と一般送配電事業者の調整力の相乗りとなる電源等（以下「電源Ⅱ」という。）

原則として小売電気事業者が小売供給用の供給力として確保する電源等ではある

が、ゲートクローズ³後に余力がある場合には、一般送配電事業者が上げ・下げの調整力として活用する電源等。一般送配電事業者からの指令を受け、電力量 (kWh) 価格で電力量 (kWh) ベースの精算を行う。

<調整力の公募調達全体像>



³ 発電事業者及び小売電気事業者による需給計画の提出締め切り（実需給の1時間前）のこと。

3. 基本的な考え方

本報告書では、以下の3つの観点を検討の基軸として、一般送配電事業者が公募調達を行う上で望ましいと考えられる募集の方法、公募要領等で開示すべき事項、契約条件等を明らかにした上で、これを踏まえて事業者が取るべき適切な対応を示している。

- ① 全ての電源等にとっての参加機会の公平性の確保
 - ・ 安定供給の確保のために必要な調整力が調達可能であることを大前提として、特定の事業者のみが応札可能な要件や契約条件となっておらず、発電事業者等の競争の促進を阻害するものでないこと
 - ・ 事前に、全ての発電事業者等に、調整力の要件、契約条件、落札の評価基準等が明らかにされており、発電事業者等の検討期間が確保されていること
 - ・ 公平な評価基準が設定され、当該評価基準に従った落札結果となっていること
- ② 需要家が最終的に負担することとなる調整力の調達コストの透明性、適切性の確保
 - ・ 調整力が適切な必要量で確保されており、需要家の過大な負担となっていないこと
 - ・ コスト面で優位な電源等から落札され、運用されていること
- ③ 安定供給の確保
 - ・ 一般送配電事業者が、確実に必要な調整力の調達が可能となっていること

なお、本報告書で記載した契約条件等については、公募要領等でその内容が公表されるとともに、原則として、一般送配電事業者と発電事業者等との個別の契約においても、それに沿った内容で約されることを前提としている。また、本報告書では、公募調達の公平性や透明性を確保するに当たって、特に重要と考えられる事項について記載をしているが、本報告書に記載していない事項を各一般送配電事業者が決定する場合には、上記の①～③の観点から十分な検討をすることが望ましい。

4. 公募調達実施時

(1) 調整力の必要量に関連する事項

- ① 調整力の必要量の設定について
(電源 I)

一般送配電事業者は、調整力の公募調達を行うに当たり、その必要量（募集量）を定めて、公表する必要がある。調整力の必要量は、本報告書の策定時点では、電力広域的運営推進機関（以下「広域機関」という。）において議論が進められており、その結果を基本として各一般送配電事業者が設定することとなる。この必要量については、安定供給の確保に十分な量であることが前提ではあるが、その調達方法については、必要となるコストの適切性、効率性を考慮する必要があると言える。

具体的には、調整力の必要量は年間を通して一定ではなく、需要変動や自然変動電源の出力変動等により変化するため、長期契約⁴で確保する量を少なくすることで、コストの観点からは効率的となる可能性がある⁵。他方で、短期契約での調達に依存することは、調整力を安定的に確保するという安定供給の観点からはリスクが高くなる可能性もある。安定供給とコストの効率性を両立するために、長期契約、短期契約のそれぞれでどの程度の量を調達することが適切であるかは、各一般送配電事業者の供給区域における需給状況等によって異なるものであり、一律にその量を設定することはできない。

このため、長期契約、短期契約のそれぞれで調達する量については、各一般送配電事業者が適切に決定するとともに、コストの透明性・適切性の観点からは、長期契約の調整力を公募調達する段階で、長期契約、短期契約で調達する量の考え方及び算定方法を明らかにし、公募要領等で説明を行うことが望ましいと考えられる。

これを踏まえ、望ましい対応は以下のとおり。

■ 電源Ⅰの公募要領等において、長期契約で調達する量、短期契約で調達する量の考え方及び算定方法について、安定供給の確保と効率的な確保の面から、十分な説明を行う。

（電源Ⅱ）

電源Ⅱについては、確保する容量（kW）に相当する費用が発生しないため、確保量が多くなることで過大なコスト負担とはならず、むしろ、電力量（kWh）価格の安価な電源を活用できる可能性が高まり、かつ、安定供給の確保にも資すると考えられる。このため、電源Ⅱについては、必要量の上限は設定せず、より多くを確保することが望ましいと考えられる。これを踏まえ、望ましい対応は以

⁴ 本報告書では、本報告書の策定時点における電源等の状況や発電事業者等による競争の促進を考慮し、契約期間を1年間とする契約を長期契約、1年未満とする契約を短期契約としている。

⁵ 短期契約で調達を実施しても、年間の最大需要発生時にのみ必要となるような調整力について、発電事業者等が当該期間のみで年間の固定費を回収する必要がある場合、調達コストが高騰する可能性がある。

下のとおり。

■ 電源Ⅱの公募要領等において、必要量の上限等を設定せずに募集する。

② 調整力必要量の前提となる需要想定について

(電源Ⅰ)

調整力の必要量は、需要想定を基に算定することが通常と考えられる⁶。一般的な需要想定としては、供給計画の需要想定が存在するが、需要想定は実需給断面に近づくにつれ、気温変動等のより正確な状況を反映した、精度の高いものとなる。

このため、例えば、供給計画の需要想定に基づき、長期契約により年間の必要量のうち一定量を確保しつつ、必要に応じて短期契約により調達をする場合には、より精度の高くなる実需給断面に近い時点での需要想定により、短期契約で調達することが望ましいと考えられる。

これを踏まえ、望ましい対応は以下のとおり

■ 長期契約については、供給計画の需要想定、短期契約についてはより実需給断面に近い時点での需要想定等、適切な需要想定を用いて必要量を算定する。

(2) 調整力の要件に関連する事項

① 調整力の要件（スペック）について

(電源Ⅰ・Ⅱ)

新たなライセンス制の導入以前において、旧一般電気事業者は、周波数制御・需給バランス調整等を行うため、周波数調整機能（ガバナ・フリー⁷、LFC⁸）を有する電源やその他の運転予備力等について、需要の変化速度や電源脱落の可能性等を考慮して適切な要件を満たす電源等を必要量確保していた。一般送配電事業者として調整力を公募調達するに当たっても、電源等にとっての参加機会の公平性、費用の適切性、安定供給確保の観点から、適切な要件を満たす調整力が必要量確保されるべきである。

しかしながら、この要件については、供給区域の需要変動や潮流の状況、立地している電源等の状況などによって異なり、一律に設定することは困難と考えら

⁶ 系統信頼度確保に必要な調整力など、需要想定とは別に必要量が決まる場合もある。

⁷ ガバナ・フリー（Governor Free (GF)）：発電機が自ら周波数変動を検出し、設定周波数と比較して発電出力を調整する機能。

⁸ LFC（Load Frequency Control（負荷周波数制御））：中央給電指令所からの制御信号で発電出力を自動制御する機能。

れる。このため、調整力の要件及び要件ごとの必要量については、広域機関による検討の結果を基本として、各一般送配電事業者が適切に設定するものであるが、電源等の参加機会の公平性、コストの適切性の観点からは、各一般送配電事業者は、公募要領等でその根拠を説明することが望ましいと考えられる。また、その要件について、これまでの実際の系統運用においては周波数調整機能として確保する部分と（運転）予備力として確保する部分それぞれを考慮して調整力を確保していた実態に鑑みると、少なくとも以下のような要件の設定が行われることが望ましいと考えられる。

（電源Ⅰ）周波数制御・需給バランス調整目的（ガバナ・フリー機能、LFC機能有り）、需給バランス調整目的（ガバナ・フリー機能、LFC機能無し）等の各要件を定め、出力増加（上げ）で対応する調整力として確保

（電源Ⅱ）電源Ⅰに準じて要件を定めて確保（ゲートクローズ時点の計画値を基準として、余力の範囲で出力増加・減少の別に活用）

これを踏まえ、望ましい対応は以下のとおり。

- 電源Ⅰ、Ⅱの公募要領等において、調整力の要件及び要件ごとの必要量について、電源等の参加機会の公平性、費用の適切性、安定供給確保の観点から、十分な説明を行う。
- 調整力の要件については、少なくとも上記の電源Ⅰ、Ⅱそれぞれの整理に準じて設定を行う。

（３）募集単位に関連する事項

① 募集単位について

（電源Ⅰ）

調整力として活用する電源等の募集単位については、発電機等のユニット単位や、ユニットを特定した上で容量単位（電源等のうち一定容量の切り出し）が考えられる。調整力の公募調達においては、発電事業者等の参入を容易とすることが競争の促進に資するが、ユニット単位とした場合には、保有する電源の少ない事業者は参入が困難となる可能性がある。また、ユニット単位の場合、ユニットの固定費が全て容量（kW）価格に反映されるため、費用面からも増加する可能性がある。加えて、将来的に調整力を市場調達する仕組みに移行する場合、市場参加者は電源等の空き容量を市場に入札する仕組みが想定される。これらの点からは、電源を特定した上で、容量単位で入札を可能とすることが望ましいと考え

られる。

これを踏まえ、望ましい対応は以下のとおり。

- 電源Ⅰの公募要領等において、原則としてユニットを特定した上で容量単位による応札を受け付ける。ただし、例外として最低入札容量以下であるものなど単体では応札困難なユニットのアグリゲーション及びこれらのユニットとネガワットのアグリゲーションについては、応札を受け付ける。

（電源Ⅱ）

電源Ⅱについては、ゲートクローズ後の電源等の余力のみを活用するため、事前に活用可能な容量（kW）を定めることは不要であり、原則としてユニット単位で募集することとなる。

これを踏まえ、望ましい対応は以下のとおり。

- 電源Ⅱの公募要領等において、原則としてユニット単位で募集する。ただし、例外として最低入札容量以下であるものなど単体では応札困難なユニットのアグリゲーション及びこれらのユニットとネガワットのアグリゲーションについては、応募を受け付ける。

② 最低容量について

（電源Ⅰ・Ⅱ）

電源Ⅰ・Ⅱそれぞれについて、入札に当たっての最低容量を定めることについては、定める場合、定めない場合それぞれにメリットとデメリットがある。具体的には、最低容量を定めない場合には、調整力として入札可能な電源等の余力が少ない発電事業者等や、小規模な電源等しか持たない発電事業者等にも参加が容易となる可能性がある反面、わずかな容量の切り出しや小規模な電源等にも一般送配電事業者からの指令に応じるための通信設備等を設置することや、一般送配電事業者が膨大な数の電源等へ指令することが必要となるといったことから、コストの面で非効率となる可能性や、実際の運用が困難となる可能性がある。

加えて、適切な最低容量については、各一般送配電事業者の供給区域の需要規模や立地する電源等の状況によっても異なるため、一律に設定することは困難である。

このため、最低容量については、必要と判断した一般送配電事業者が適切に定めるとともに、公募要領等においてその根拠を説明することが望ましいと考えられる。

これを踏まえ、望ましい対応は以下のとおり。

- 最低容量を定めた場合には、電源Ⅰ、Ⅱの公募要領等において、最低容量の根拠について十分な説明を行う。

（４）契約期間に関する事項

① 契約期間について

（電源Ⅰ・Ⅱ）

「４．（１）調整力の必要量に関連する事項」で記載したとおり、長期契約、短期契約を適切に組み合わせて調整力を調達することで、安定供給とコストの適切性・効率性を確保することが望ましい。しかし、具体的な契約期間については、短期契約による調達が必要となった原因⁹や、公募調達の手続きを実施する上での実務的な対応の可否¹⁰等の、一般送配電事業者側の状況によって異なる。また、実際に入札が成立するかという観点では、電源等に契約期間に亘って調整力を抛出可能な余力があるかという物理的な制約に加え、投資回収をする上での経営判断も影響する。

このように、どの程度の契約期間が適切であるかについては、様々な要因を総合的に勘案して決定する必要があることから、一律に設定することはできないため、公募調達の都度、一般送配電事業者が適切な期間を設定するとともに、その設定の根拠について公募要領等で説明をすることが望ましいと考えられる。

ただし、本報告書の策定時点においては、旧一般電気事業者以外が保有する調整力を提供可能な電源等が多く存在しているとは言い難い状況であり、公募調達の実施当初から、複数年に亘る契約が一般送配電事業者と発電事業者等との間で締結された場合、事実上、今後の新規の発電事業者等の参入を排除することとなり、競争を阻害する可能性がある。このため、契約期間については、長くても１年間とすることが望ましいと考えられる。

なお、電源Ⅱについては、予め一定容量を一般送配電事業者のために確保する契約ではなく、その対価として容量（kW）価格の支払いも発生しないことから、長期契約で確保することで過大なコストが発生することは想定されない。このため、原則として長期契約で確保しつつ、発電事業者等からの電源Ⅱとしての契約締結の申込みを随時受け付けることが望ましいと考えられる。

これを踏まえ、望ましい対応は以下のとおり。

⁹ 例えば、長期契約で確保していた調整力に計画外停止が発生したため、当該調整力を補うために短期契約で調達する場合、当該計画外停止の状況によって契約期間は異なる。また、実際の需要が想定を上回ったことにより短期契約で調整力を調達する場合も、上振れの状況がどの程度継続するかは、個別の判断となる。

¹⁰ 市場調達と比較して、公募調達の場合は事務手続面で時間を要すると考えられる。

- 電源Ⅰの公募要領等において、契約期間設定の根拠について、十分な説明を行う。

② 調整力の提供が可能な期間の事後的な変更について (電源Ⅰ)

電源Ⅰは、一般送配電事業者が調整力として活用するため一定の容量を確保する電源等であり、発電事業者等は、その対価として容量(kW) 価格を受け取る。一般送配電事業者による安定供給の確保は、予め必要な量の電源Ⅰを確保していることが前提となることから、安易に発電事業者等の都合で、調整力の提供が可能な期間の変更を認めた場合、安定供給の確保に支障を来す可能性がある。発電事業者等は、電源Ⅰの契約を締結する際には定期検査等、電源停止の計画についても提出し、一般送配電事業者と協議・合意した上で、当該計画に沿った電源等の運用を行うことが原則となる。

しかしながら、とりわけ長期契約の電源Ⅰの場合、実際の運用の前年度において一般送配電事業者と契約を締結するため、定期検査の時期や期間等を厳密に定めておくことは困難であり、定期検査の時期の変更や期間の延長等を全く認めない場合、多くの発電事業者等の参入は見込めず、一般送配電事業者の調整力の確保の観点からも問題となる可能性がある。

このため、発電事業者等の参加の促進や安定供給の確保の観点からは、電源Ⅰとしての契約締結後も、一般送配電事業者と発電事業者等の協議及び合意の上で定期検査の時期や期間等の変更を可能とし、変更による一般送配電事業者が調整力として活用できない期間の増減分については、容量(kW) 価格の精算を行うことが望ましいと考えられる。

なお、安定供給の確保の観点からは、発電事業者等は、定期検査の時期や期間等の変更をする際に、一般送配電事業者から電源等の差し替え¹¹を求められた場合、可能な範囲で応じることが望ましい。

これを踏まえ、望ましい対応は以下のとおり。

- 電源Ⅰの公募要領等において、定期検査の時期や期間等の変更については、事後的な変更を協議及び合意できるようにする。
- 電源Ⅰの公募要領等において、定期検査等の変更に伴い、調整力の提供が可能な期間の変更があった場合に、容量(kW) 価格の精算が行われるようにする。

¹¹ 一般送配電事業者との間で契約した電源等の代替として、別の電源等により指令に応じること。

(電源Ⅱ)

電源Ⅱについては、予め一定の容量を一般送配電事業者のために確保する契約ではなく、ゲートクローズ後に電源等の余力がある場合に活用するもの。このため、電源Ⅱとして契約を締結した電源等に定期検査の時期や期間等の変更や発電不調等があった場合、一般送配電事業者は、当該電源等を除いて電源Ⅱへの指令を行うこととなり、定期検査の時期や期間等の変更について一般送配電事業者から事前に合意等を求められることはない。

しかしながら、一般送配電事業者が、電源Ⅱの活用の見込みについて事前にある程度の見通しを持つことは、電源Ⅰへの指令、短期契約による追加の調達等の判断をより適切なものとし、調達コストの適切性や安定供給の確保に資すると考えられる。

このため、電源Ⅱについては、契約において、発電事業者等が定期検査の計画や発電不調の状況等を事前に提出することを定めることが望ましいと考えられる。これを踏まえ、望ましい対応は以下のとおり。

■ 電源Ⅱの公募要領等において、発電事業者等が定期検査の計画や発電不調の状況等を事前に一般送配電事業者に提出する旨規定する。

③ 電源等の差し替え等について

(電源Ⅰ・Ⅱ)

今後、一般送配電事業者による調整力の公募調達には、ネガワット事業者等、電気事業法の発電事業者以外の事業者の参入も予想される。このため、契約において、発電不調等により一般送配電事業者からの指令に応じられない場合の扱いを定めることが望ましい。

具体的な扱いとしては、電源等の差し替えにより一般送配電事業者からの指令に応じることや、ペナルティ¹²として金銭での精算を行うことが想定されるが、電源等の差し替えについては、容量(kW) 価格に基づいた落札結果との公平性、要件への適合性等が担保される必要があることから、少なくとも以下の条件を契約において定めた上で、差し替えによる対応を可能とすることが望ましいと考えられる。

なお、「4.(4)② 契約期間の事後的な変更について」で記載したとおり、電源Ⅱについては発電不調等の場合でも、電源Ⅰのような対応は不要と考えられる。

イ) 電源等を差し替えた場合でも、発電事業者等が受け取る容量(kW) 価格は、

¹² ペナルティについては「4.(5)④ ペナルティの内容について」において詳細を記載している。

契約時と同額であり、差し替えた電源等に対する追加の費用精算は発生しない。

- ロ) 差し替える可能性のある電源等については、契約時に調整力としての要件を満たしていることを確認する。
- ハ) 差し替える電源等については、差し替えの都度、一般送配電事業者に対して変更の手続を行う。
- ニ) 差し替えが発生する場合、電力量（kWh）価格については、差し替え後の電源等の価格を発電事業者等が申し入れ、一般送配電事業者はその価格を基にメリットオーダー¹³に従った指令を行う。

これを踏まえ、望ましい対応は以下のとおり。

- 電源Ⅰの公募要領等において、電源等の差し替えやペナルティについて定める。
- 電源Ⅰの差し替えの定めについては、上記のイ)～ニ)又はそれらに準じた条件を定める。

（５）費用精算に関する事項

① 費用精算の時期について

（電源Ⅰ・Ⅱ）

実際に発電事業者等が調整力を提供した時点から、その対価が支払われるまでの期間が必要以上に長期間となる場合、それ自体が、小規模な発電事業者等にとって参入の障壁となる可能性があるため、通常の商慣行等に照らして適切な時期に、費用の精算が行われる必要がある。

電力取引においては、例えば、電気料金の支払いは通常検針日の属する月の翌月であり、発電事業者、小売電気事業者等のインバランス¹⁴の精算についても、確定後の翌月に行われている。

このような実務を踏まえると、容量（kW）価格と電力量（kWh）価格の費用精算の時期については、以下のように契約において定めることが望ましいと考えられる¹⁵。

¹³ コスト（電力量（kWh）価格）の低い電源等から、順番に活用をしていく運用。なお、実際の調整力の運用に当たっては、一般送配電事業者は、電力量（kWh）価格だけでなく、供給区域の需給の状況や潮流の状況等から、電源等のスペックや立地等も考慮した上で、コストが最も低い電源等に指令を行う。

¹⁴ 発電事業者の発電計画、小売電気事業者の需要計画と実績との差異。

¹⁵ 発電不調が発生した場合や契約締結のタイミング等によっては、精算の時期が異なる可能性がある。

- イ) 一般送配電事業者からの指令に関わらず固定的に発生する容量 (kW) 価格については、調整力を拠出した月の翌月に費用精算を行う。
- ロ) 一般送配電事業者からの指令に応じて電力量 (kWh) が変動する電力量 (kWh) 価格については、電力量 (kWh) 確定後の翌月までに費用精算を行う。

これを踏まえ、望ましい対応は以下のとおり。

- 電源Ⅰ、Ⅱの公募要領等において、上記のイ) 及びロ) 又はそれらに準じた条件を定める。

② 変動する費用の価格への反映可否について

(電源Ⅰ・Ⅱ)

発電事業者等が一般送配電事業者に申し入れる電力量 (kWh) 価格は、燃料費の水準が大きく影響すると考えられるが、燃料費は常時一定ではなく、変動することが想定される。このため、燃料費の変動を電力量 (kWh) 価格に反映させない場合、燃料費の下降局面においても、電力量 (kWh) 価格が高止まることとなり、コストの適切性の観点から望ましくない。また、発電事業者等の立場からは、燃料費の変動を電力量 (kWh) 価格に反映できない場合、価格変動リスクが高くなり、調整力の公募調達への応札を敬遠することや、非常に高い水準の電力量 (kWh) 価格で申し込むことが想定される。

今般の制度改正では、発電事業者等の競争の結果、調整力の確保に必要なコストの効率化も期待されていることから、燃料費を含む費用の変動については、電力量 (kWh) 価格に反映させることを契約において定めることが望ましいと考えられる。

なお、容量 (kW) 価格についても、そのベースとなるコストには変動する部分が含まれている可能性があるものの、事後的な変更を認めた場合、容量 (kW) 価格に基づいた落札結果との公平性が保たれないことや、費用の大部分は固定費が想定されることから、事後的な変更は認めるべきでないと考えられる。

これを踏まえ、望ましい対応は以下のとおり。

- 電源Ⅰ、Ⅱの公募要領等において、電力量 (kWh) 価格については、燃料費等の変動を反映できることを定める。
- 電源Ⅰの公募要領等において、電源Ⅰの容量 (kW) 価格については、事後的な変更は認められないことを定める。

③ 変動する費用の価格への反映方法、時期について

(電源Ⅰ・Ⅱ)

燃料費変動の主な要因である市況変動の影響は、燃料種、燃料の調達新时期、燃料の調達契約の内容等によって異なるため、現在の燃料費調整制度のように、CIF 価格等の基準価格の変動を一律に反映させた場合、発電事業者等のコストの実態と電力量 (kWh) 価格が乖離し、費用の適切性の観点から望ましくない可能性がある。また、燃料費等の変動を反映する時期についても、例えば燃料費の上昇局面や、特定の事業者には有利なタイミング等で恣意的に行われるような場合、コストの適切性の観点や発電事業者等の公平性の観点から望ましくない¹⁶。

このため、燃料費等の変動の電力量 (kWh) 価格への反映の方法及び時期については、以下のように契約において定めることが望ましいと考えられる。

イ) 発電事業者等が個別に自らの燃料費等のコストを勘案した電力量 (kWh) 価格を一般送配電事業者に申し込むことで、燃料費等の変動する費用を電力量 (kWh) 価格に反映する。

ロ) 発電事業者等による電力量 (kWh) 価格の申込みは、実務を勘案し、例えば1週間単位等の適切な期間を区切り、定期的を実施する。

これを踏まえ、望ましい対応は以下のとおり。

■ 電源Ⅰ、Ⅱの公募要領等において、燃料費等の変動の電力量 (kWh) 価格への反映の方法及び時期について、上記のイ) 及びロ) 又はそれらに準じた内容を定める。

④ ペナルティの内容について

(電源Ⅰ・Ⅱ)

電源Ⅰについては、予め一定の容量を一般送配電事業者のために確保することの対価として、容量 (kW) 価格を受け取る契約であるため、発電不調等が発生して一般送配電事業者からの指令に応じられず、かつ、前述した電源等の差し替えによる対応ができない場合、金銭による精算が必要となる。この場合のペナルティとしての水準の高低は、安定供給の確保、電源等の参加機会の公平性の確保、コストの適切性の確保のそれぞれに影響を及ぼすと考えられる。具体的には、ペ

¹⁶ 将来、調整力を市場調達とする観点からも、期間を区切り発電事業者等が電力量 (kWh) 価格による申込みを行い、その申込みに基づき、一般送配電事業者は当該期間におけるメリットオーダーを実施できる仕組みとしていくことが必要と考えられる。

ナルティとしての水準を高く設定する場合、発電事業者等が契約どおりに調整力を提供するインセンティブは強く働くが、その一方で、差し替え電源等を持たない発電事業者等にとっては、参加そのものが困難となる可能性がある。またコストの観点からは、発電不調等のリスクを考慮した価格で応札が行われる結果、容量（kW）価格が高くなってしまう可能性もある。

このため、ペナルティの水準を一律に定めることは困難であるものの、一般的には、長期契約で調達する調整力については、発電事業者等にとって予期せぬ発電不調等が発生する可能性は相対的に高まり、また、一般送配電事業者にとって、調達した調整力が実需給断面において必須となる確度は相対的に低い。対して、短期契約で調達する調整力については、発電事業者等にとって発電不調等の可能性は相対的に低くなり、また、一般送配電事業者にとって、調達した調整力が実需給断面において必須となる可能性は相対的に高くなる。

このような関係からは、短期契約で調達する場合のペナルティ水準については、長期契約の場合と比較して高いものとなることを基本としつつ、具体的な水準については、各一般送配電事業者が、発電不調等の発生の頻度や、調達する電源等に発電不調等が発生した場合の安定供給に与える影響等を勘案して決定していくことが望ましい。

しかしながら、本報告書の策定時点においては、調整力として活用されている電源は、専ら旧一般電気事業者の電源であり、今後、旧一般電気事業者以外の発電事業者等が参入してきた場合に、どの程度の発電不調等が発生するかは定かではない。このような中で、ペナルティの水準について安定供給の確保を理由に高く設定した場合、旧一般電気事業者以外の発電事業者等の参入を事実上排除することになり、調整力を提供する主体としての発電事業者等による競争自体が起らなくなってしまう可能性がある。今般の制度改正の目的に鑑みると、競争的な環境を整備していくことが望ましいと考えられることから、長期契約で調達する調整力については、調整力を公募調達する仕組みの導入当初においては、以下のようなペナルティ水準を基本とすることが望ましいと考えられる。

イ) 全く調整力を提供することができなかった場合

- ・ 調整力を提供することができなかった期間に対応する容量（kW）価格を受け取れない
- ・ 調整力を提供することができない期間が長期に亘る場合、契約の解除

ロ) 調整力を提供したものの、一般送配電事業者から指令された要件を満たさなかった場合

- ・ 調整力を提供することができなかった期間に対応する容量（kW）価格を受け取れない

- 調整力としての一定の貢献が認められる場合は、電力量（kWh）価格については、提供した電力量（kWh）に応じて費用精算を行う
- 契約している電源等が要件に適合していない場合、契約の解除

対して、短期契約による調達については、長期契約と比較して高い水準のペナルティが必要となる可能性が高いものの、安定供給に与える影響は状況によって異なることから、公募調達の都度、一般送配電事業者が適切なペナルティの水準を契約において定めていくことが望ましいと考えられる。

また、長期契約、短期契約のいずれにおいても、意図的に一般送配電事業者からの指令に対して調整力を提供しなかったような場合については、電源等の参加機会の公平性、安定供給確保のどちらの観点からも、これを保護する必要性は認められず、通常の商慣行における違約時の条項等に準じて、例えば、以下のような項目を契約において設定することが望ましいと考えられる¹⁷。

- 容量（kW）価格全額の返還
- 一般送配電事業者の指令に応じなかった場合の電力量については、インバランス精算の対象として扱う
- 契約の解除
- その他、一般送配電事業者に発生した損害の賠償義務 等

なお、電源Ⅱについては、発電不調等の発生により調整力の提供ができない場合については、ゲートクローズ後の余力がないものとして扱われることから、原則として、電源Ⅰのようなペナルティの発生はないものと考えられる¹⁸。

これを踏まえ、望ましい対応は以下のとおり。

- | |
|--|
| <ul style="list-style-type: none"> ■ 電源Ⅰとして長期契約で調達する調整力の公募要領等においては、発電不調等により調整力を提供できなかった場合のペナルティについて、上記のイ及びロに準じた内容を定める。 ■ 電源Ⅰとして短期契約で調達する調整力の公募要領等においては、発電不調等により調整力を提供できなかった場合のペナルティについて、公募調達に当たっての個別の事情を勘案して定める。 |
|--|

¹⁷ 長期のペナルティ水準に関して示したイ)、ロ)のようなケースにおいても、発電事業者等の重大な過失により発電不調等が発生した場合や、電源等の要件の適合審査において虚偽の申告をしていたような場合等は、意図的に契約違反をした場合と同様に扱ってよいと考えられる。

¹⁸ ただし、発電事業者等により、意図的に安定供給上問題となるような行為があった場合については、電源Ⅰの意図的な契約違反に準じた扱いが必要になる。

- 電源Ⅰの公募要領等において、意図的に契約違反が行われたような場合には、通常の商慣行における違約時の条項等に準じた内容を定める。

(6) 落札の評価に関する事項

① 原則的な評価の基準

(電源Ⅰ)

電源Ⅰについて、発電事業者等による応札の結果、落札者を決めるに当たっての原則的な評価の基準は、コストの適切性の観点からは当然に容量(kW) 価格であり、当該価格の低い応札者から順番に、必要量に達するまで落札されることとなる。

ただし、同様の容量(kW) 価格での応札であっても、電源等によって、調整力を提供できる期間、継続して調整力を提供できる稼働時間数や提供可能な時間帯等が異なることも想定される。このような場合、電源等の参加機会の公平性及びコストの適切性の観点からは、日単位や時間単位の容量(kW) 価格で評価する等、公平性の確保された基準を用いて評価することが必要であり、具体的な評価基準については、公募要領等において事前に明らかにされていることが望ましいと考えられる。

なお、電源Ⅱについては、容量(kW) 価格での評価は行われず、あくまで電力量(kWh) 価格に基づいてメリットオーダーが行われることとなる。

これを踏まえ、望ましい対応は以下のとおり。

- 電源Ⅰの公募要領等において、落札者を決定するための評価基準を明確に定める。
- 当該評価基準を、様々な条件で応札する電源等の参加機会の公平性が確保されたものとする。

② 容量(kW) 価格以外の評価の基準

(電源Ⅰ)

原則的な評価基準については、容量(kW) 価格であるものの、例えば、応札した電源等が特定の地域に偏在する等の理由により、容量(kW) 価格のみで落札者を決定した場合、安定供給の確保の観点から支障を来す結果となることも想定される。

このような場合については、容量(kW) 価格以外の基準を追加的に設けて評価をする必要があるが、事後的に評価基準を設けることは電源等の参加機会の公平性の観点から問題があると考えられる。このため、容量(kW) 価格以外の評価基準で評価する可能性がある場合については、当該評価基準及び当該評価基準

が適用される可能性がある具体的なケースについて、可能な限り公募要領等で事前に明らかにされていることが望ましいと考えられる。

これを踏まえ、望ましい対応は以下のとおり。

- 電源Ⅰの公募要領等において、容量（kW）価格以外の評価基準が定められている場合、その内容、想定される具体的なケースに合理性があり、不当に特定の発電事業者等を優遇するものとししない。

（７）募集期間

（電源Ⅰ）

応札者の募集期間については、本来的には入札を実施する一般送配電事業者の判断によるところであるが、広く発電事業者等の応札を促し、競争の結果としてコストの効率的な調整力の調達を可能とするためには、発電事業者等が応札を検討するに当たって必要な募集期間が確保されている必要がある。他方で、短期契約による調達では、実際に調整力が必要な時点までの期間が短く、長期の募集期間を設けることは困難な場合も想定される。また、公募入札の開始から終了までには、募集期間以外にも要件審査や評価、契約事務等に要する期間が必要であり、これらの手続に要する期間についても本報告書の策定時点においては、明らかではない。

このような状況を踏まえ、例えば、応札者の募集期間を以下のように定めて行うこととし、今後、各手続に要する期間が明らかになるに従い、随時見直していくことが望ましいと考えられる。

イ) 長期契約による調達については、1ヶ月

ロ) 短期契約による調達については、1ヶ月を基本としつつ、公募入札実施の公表から、調達する調整力の活用を想定している時点までの2分の1の期間（ただし、緊急的に必要となった調整力の公募調達については、より短期間の募集期間を定めることも認める）

これを踏まえ、望ましい対応は以下のとおり。

- 電源Ⅰの公募要領等において、上記イ) 及びロ) 又はそれらに準じて、適切な募集期間を設定する。

（８）募集対象地域

（電源Ⅰ・Ⅱ）

調整力についても広域メリットオーダー¹⁹が行われることで、調整力の調達をより一層コスト効率的なものとなる可能性がある。このため、募集対象地域については、各一般送配電事業者の供給区域に限定せず、供給区域外も含めて広く募集することが望ましいと考えられるが、調整力についても広域メリットオーダーを可能とするためには、地域間連系線の利用ルールの見直し等の対応²⁰が必要となる。

このため、まずは、募集対象地域は各一般送配電事業者の供給区域²¹とするものの、資源エネルギー庁、広域機関及び委員会において、早急に地域間連系線の利用ルールの見直し等を行い、その結果を踏まえて供給区域外も含めて募集対象地域が設定されることが望ましいと考えられる²²。

これを踏まえ、望ましい対応は以下のとおり。

- 電源Ⅰ、Ⅱの公募要領等において、原則として、募集対象地域を各一般送配電事業者の供給区域全体として定める。

（９）特定地域に立地していることが必要な電源等

（電源Ⅰ）

一般送配電事業者は、アンシラリーサービスとして、供給信頼度を確保する必要があり、そのためには、電圧を維持するために必要な電源やブラックスタート機能を有する電源など、通常の周波数制御・需給バランス調整業務に必要な調整力とは異なる機能を有する電源等が必要となる。

このような特殊な電源等については、応札可能な発電事業者等が限定されていることから、公募調達ではなく、相対取引による調達を行う方が事務コストの面から効率的となる可能性がある。しかしながら、事前に公募要領等において、立地や機能等を要件等として設定することで、公募調達は可能であり、また、公募調達の実施により、潜在的な応札者に情報が伝わることで、今後、新規の電源開

¹⁹ 他の一般送配電事業者管内に立地する電源等も含め、コスト（電力量（kWh）価格）の低いものから順に活用していく運用。

²⁰ 関連した論点としては、一般送配電事業者が調整力の広域メリットオーダーのために確保する地域間連系線の適切な容量、中央給電指令所や広域機関の連系線運用管理システムの整備等がある。

²¹ 特定の地域に立地する電源が必要な場合については、「４．（９）特定地域に立地していることが必要な電源等」において詳細を記載している。

²² 地域間連系線の利用ルールの見直しに当たっては、一般送配電事業者が調整力の広域メリットオーダーのために確保することとなる地域間連系線の容量の増加に伴い、地域間連系線をまたいだ電力取引の可能量が減少する点に留意が必要。

発等が行われる場合に当該公募調達への応札を考慮した投資判断が可能となる点も重要である。

これらの点を考慮すると、供給信頼度確保のための特殊な電源等についても、調達に当たっては公募調達を行うことが望ましいと考えられる²³ ²⁴。

これを踏まえ、望ましい対応は以下のとおり。

- 供給信頼度を維持するための特殊な電源についても、適切な要件等の設定を行い、公募調達の方法で確保する。

(10) 必要量まで確保できなかった場合

(電源Ⅰ)

公募調達を実施したが、調整力が必要量まで確保出来なかった場合については、一般送配電事業者は、以下のような対応をすることが考えられる。

- イ) 募集期間を新たに設定して再募集
- ロ) 不足量については短期契約の公募調達を別途実施
- ハ) 特定の発電事業者等と個別に協議し契約を締結

どの方法によるかは、不足している調整力の量、スペック、不足に陥ると想定される時期等によって異なり、一般送配電事業者が判断するものであるが、ハ)の方法が安易に行われることは、電源等の参加機会の公平性やコストの適切性、透明性の観点からは望ましくない。

このため、一般送配電事業者は、ハ)の方法が必要であると判断した場合、必要となった経緯、理由を公表するとともに、契約した電源等の容量 (kW)、容量 (kW) 価格等を委員会に報告することが望ましいと考えられる。

これを踏まえ、望ましい対応は以下のとおり。

- 必要量が確保出来なかった場合、原則として上記のイ) 又はロ) の対応をする。
- 上記のハ) の方法で調達が行われた場合、ハ) の方法が必要と判断するに至った経緯、理由を公表し、かつ、その内容を合理的なものとする。

²³ ただし、募集期間について通常の調整力より短縮することや、競争上の不利益となることを配慮して、価格情報の公表(「5. 公募調達の実施に伴う情報開示」参照)を行わないことは、問題はないと考えられる。また、応札者が現れない場合は、その旨を公表した上で、個別の交渉等を行うこととなる。

²⁴ 電源Ⅱとして契約した電源等が要件を満たす場合、当該電源等を活用するということも考えられる。

(11) 電源Ⅱの応答義務

(電源Ⅱ)

電源Ⅱについては、ゲートクローズ後に余力がある場合に一般送配電事業者から指令を受け、調整力を提供することになるが、ゲートクローズ時点では発電設備や燃料の状況から余力があると判断される場合でも、燃料の調達契約や貯蔵可能量の制約から、指令に応じることで、その後の発電計画等に支障を来す状況も有り得る。

電源Ⅱとして契約した場合に、このような状況でも例外なく指令に応ずることを強制した場合には、発電事業者等が電源Ⅱへの参加を躊躇する可能性があり、電源Ⅱを活用することによるコスト効率的な運用や安定供給の確保が達成されない可能性がある。

他方で、発電事業者等の都合による拒否を広く認めた場合、指令を予定していた電源Ⅱが活用できず、かえって安定供給に支障を来す可能性や、結果として電源Ⅰへの依存度が高くなり、コストが上昇してしまう可能性も考えられる。

このようなことから、電源Ⅱについては、イ) 発電事業者等に起因せず²⁵、ロ) 事前に予定が確認でき、かつ、ハ) 事後的に検証が可能な一定の範囲内においては、指令に応じないことができることを契約において定めることが望ましいと考えられる。また、発電事業者等は、指令に応ずることが困難となる場合には、速やかに一般送配電事業者に連絡をするものとし、一般送配電事業者は、こうしたケースをとりまとめ、経済産業省に対して報告を行うことが望ましいと考えられる。

これを踏まえ、望ましい対応は以下のとおり。

- 電源Ⅱの公募要領等において、上記のイ) からハ) までの全ての要件を満たす場合については、ゲートクローズ後に余力がある場合でも、調整力の提供を拒否できることを定める。

5. 公募調達の実施に伴う情報の公表

一般送配電事業者による調整力の公募調達は、発電事業者等の競争の結果として、コスト効率的な調整力の調達や電力市場全体としての調整力の増大を実現するための仕組みであるが、これまで旧一般電気事業者は自社電源により調整力を確保してきたことから、一般送配電事業者が設定する調整力の要件等にもよるものの、本報告書

²⁵ 外形的には調整力を提供できるにも関わらず、指令に応じられない場合の扱いであり、通常の発電不調等は、ゲートクローズ時点において調整力を提供できないものとして扱われる。

の策定時点においては調整力を提供可能な旧一般電気事業者以外が保有する電源等が多く存在しているとは言い難い。このような状況を打破し、競争を促進していくためには、公募調達に透明性をもって行われるとともに、潜在的な応札者に対して適切な情報提供を行うことで、発電事業者等の入札参加への円滑化と拡大を図ることが必要である。

このためには、公募調達の落札結果や実需給断面での一般送配電事業者からの指令が、原則として容量（kW）価格や電力量（kWh）価格に基づいた適切なものであることを、発電事業者等が確認可能なだけでなく、新規開発する電源等や既存の電源等に、調整力の要件に適合する機能を持たせることについての投資判断に資する情報が公表されている必要がある。

このため、一般送配電事業者は、電源Ⅰ及び電源Ⅱとして契約をした発電事業者等が競争上不利益を被らないように配慮しつつ²⁶、以下の情報を適切な時期に公表することが望ましいと考えられる。

なお、以下ロ）の公表に当たっての「適切な時期」については、各一般送配電事業者の事務処理面での対応の可否を考慮する必要があるが、将来的にはリアルタイム市場が導入され、リアルタイムで公表される電力量（kWh）価格がインバランスの精算価格の指標となっていくことを見据えて、資源エネルギー庁、広域機関及び委員会においては、早急にシステム面も含めた対応とそのための工程を検討し、その結果を踏まえて一般送配電事業者は情報の公表までの時間の短縮化を進めていくことが望ましいと考えられる。

- イ）電源Ⅰの公募調達の結果として、最高落札額及び平均落札額（容量（kW）価格）
- ロ）電源Ⅰ及び電源Ⅱへの指令の結果として、指令をした電源等の週ごとの平均価格及び最高価格²⁷（電力量（kWh）価格）

これを踏まえ、望ましい対応は以下のとおり。

■ 上記のイ）及びロ）の情報を適切な時期に公表する。

²⁶ 競争上不利になることを避けるための配慮としては、落札した電源等の保有者、名称、容量、燃料種等については、非公表とすることが考えられる。

²⁷ 公募調達を開始した当初については、旧一般電気事業者が市場支配的な事業者となる可能性が高く、公表内容が個社の不利益となることも考えられる。このための配慮としては、当初の段階では、例えば、最高価格の公表単位を東西の区分とすること等も考えられる。また、この場合については、一般送配電事業者以外が情報の取り纏めと公表を行うことも考えられる。

6. 調整力の要件等についての意見募集

新たなライセンス制の下、今後は、一般送配電事業者が旧一般電気事業者以外の発電事業者等からも広く調整力を調達することで、発電事業者等による競争が促進され、さらなる効率化や市場全体での調整力の増加が期待される。この観点からは、公募要領等で定める要件についても工夫し、多様な発電事業者等からの提案や意見を受け、調整力として活用が可能なものについては、積極的に採用していくことも重要である²⁸。

このため、各一般送配電事業者は、発電事業者等が調整力の要件等についての提案や意見の提出ができるよう、窓口をウェブサイト等に設置するとともに、意見募集の結果を公表することが望ましいと考えられる。

また、調整力の要件については、将来的な市場調達への移行や、広域的な調整力の調達を可能とする観点から、一般送配電事業者横断的に標準化を進めることが重要であり、広域機関において標準化のための技術的な検討が進められていくとされている。その際、広域機関においても一般送配電事業者と同様、発電事業者等からの意見提出を可能とする窓口を設置するとともに、意見募集の結果を公表することが望ましいと考えられる。

なお、調整力の要件以外の手続面については各一般送配電事業者で統一されることが、発電事業者等の事務コストの軽減や将来的な市場化の観点から必要と考えられる。この点については、技術的な課題はないと考えられることから、公募調達の実施に当たって、各一般送配電事業者が協調し、用語等を含めて標準的な公募要領を作成することが望ましいと考えられる。

7. 事後における考え方

(1) 調整力の必要量の適切性

各一般送配電事業者は、調整力の必要量を、広域機関による検討の結果を基本としつつ、個社の状況等も考慮して、その根拠とともに公募要領等で開示することとなる。しかしながら、この必要量については、継続的に広域機関で検討されていくものであることに加え、各一般送配電事業者の個別の判断に基づく部分があることから、事後的な検証が無い場合、過大な調整力の必要量が見積もられてしまう可能性がある。

このため、経済産業省は、調整力の必要量に関する事後的な検証として、電源

²⁸ 調整力の要件として採用可能か否かについては、個別の一般送配電事業者としての技術的な判断だけでなく、将来的に一般送配電事業者大で標準化が可能かという点も考慮が必要である。このため、個社への提案等であっても、全一般送配電事業者で協調して検討することが求められる。

I の活用状況（稼働状況）を確認し、例えば、電源 I として契約はしたものの、全く活用していないような電源等が存在する場合には、当該一般送配電事業者へのヒアリング等を実施するとともに、当該電源等を電源 I として契約する必要があると判断した理由、根拠等について、慎重な検討を行う²⁹。

（２）電力量（kWh）価格の適切性

電力量（kWh）価格は、それぞれ、発電事業者等が、実需給断面前に一般送配電事業者へ申し込むことで決定するものであり、市場原理によって適正価格が決まるものである。

しかしながら、一般送配電事業者による調整力の公募調達の実施後も、当面の間は、旧一般電気事業者が市場支配的な事業者となることを見込まれ、価格支配力を有することが見込まれるため、市場原理に任せただけでは、必ずしも適正価格による申込みが行われない可能性がある。

このため、経済産業省は、旧一般電気事業者が価格支配力を有していると考えられる当面の間は、事後的に電力量（kWh）価格の確認を行い、例えば、明らかに市況変動と異なる申込みがされているような場合については、発電事業者等にその合理性の説明を求めていくこととする。

（３）メリットオーダーの状況

一般送配電事業者は、実需給断面においては、契約した電源 I 及び電源 II の中で電力量（kWh）価格が安いものから順に活用していくが、このメリットオーダーに基づく運用が適切に行われない場合、調整力の公募調達自体が透明性を確保し適切に行われたとしても、発電事業者等の公平性やコストの適切性・効率性が確保されているとは言い難い。

このため、経済産業省は、一般送配電事業者がメリットオーダーに基づいた適切な調整力の運用を行っていることについて、事後的な確認を行い、適切なメリットオーダーによる運用が行われていないように見受けられるケースについては、当該一般送配電事業者へのヒアリング等を実施し、電気の利用者の利益の保護又は電気事業の健全な発達に支障が生じ、又は生ずるおそれがあると認めるときは、運用の改善についての指導や勧告等を行う³⁰。

²⁹ 公募調達の時点では、安定供給を確保するため、事前の予測に基づいて必要量を見積もる必要があることや、より電力量（kWh）価格の安価な電源 II が実需給断面で活用可能となること等で、電源 I の活用状況が大きく異なってくる点には十分留意する必要がある。

³⁰ 実際の調整力の運用に当たっては、一般送配電事業者は、電力量（kWh）価格だけでなく、供給区域の需給の状況や潮流の状況等から、電源等のスペックや立地等も考慮して指令をする電源等が決定される点には十分留意する必要がある。

8. 本報告書の適用時期

本報告書は、その公表日以後に一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に適用する。

9. 本報告書の見直しについて

本報告書は、一般送配電事業者が行う調整力の公募調達の運用状況等を踏まえ、適宜見直しを行う。

以 上