

需給調整市場について

2023年11月29日
資源エネルギー庁

はじめに

- 調整力調達方法の見直しに際し、2021年度から三次調整力②（以下、「三次②」）、2022年度から三次調整力①（以下、「三次①」）について、需給調整市場を通じた調達を開始。残る3商品（一次調整力・二次調整力①・二次調整力②）については、2024年度から取引を開始する予定。
- 一方、取引開始以降、三次①及び②では募集量に対し応札量が不足する傾向が継続しており、応札された調整力が全量落札されることも少なくない状況。
- 三次①及び②の取引において発生した上記課題は、2024年度に取引が開始される他商品でも同様に課題となりうる可能性があることも踏まえ、関係各所と連携のうえ、主に（１）価格規律と（２）調整力調達量の観点から対応策に関する検討を進めてきた。
- 今般、電力・ガス取引監視等委員会（以下、「電取委」）において下記2論点に関する建議が行われたことを受け、本作業部会においても本内容について検討の上ご報告差し上げる。
 - 論点1：（１）価格規律の見直しを踏まえた需給調整市場ガイドラインの改定について
 - 論点2：2024年度に予定される調整力公募から需給調整市場への調整力調達手段の完全移行（沖縄エリアを除く）を踏まえた、「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」）」の改定について

(参考) 電力・ガス取引監視等委員会における建議

- 制度設計専門会合での整理を踏まえ、「需給調整市場ガイドライン」、及び、「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」の改定について、経済産業大臣宛てに建議された。

経済産業省

20231117電委第1号
2023年11月21日

経済産業大臣 殿

電力・ガス取引監視等委員会委員長

「需給調整市場ガイドライン」及び「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」の改定に関する建議について

「需給調整市場ガイドライン」(令和5年3月10日最終改定)及び「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日最終改定)については、電力
の適正な取引の確保を図るため、別添のとおり、電気事業法第66条の14第1項の規定
に基づき、貴職に建議いたします。

(出所) 2023年11月21日 電力・ガス取引監視等委員会プレスリリース 「需給調整市場ガイドライン」の改定等の建議について
添付資料「需給調整市場ガイドライン」及び「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」改定の建議について(抜粋)

- 論点 1. 需給調整市場ガイドラインの改定について**
- 論点 2. 調整力ガイドラインの改定について

論点 1：需給調整市場ガイドラインの改定について

- 需給調整市場においては、調整力の調達量未達や調達費用の大幅上昇といった課題が生じており、2024年度には全商品の市場調達が開始されることを踏まえ、効率的な調達のあり方について、関係各所と見直しを行っているところ。
- そのなか、調整力提供者（発電事業者）から挙げた、需給調整市場への応札インセンティブが低いという意見を起点に、電源 I における費用回収、2024年度以降の容量市場等の他市場収益等を踏まえ、価格規律の見直しの検討を行った。
- その結果、需給調整市場への供出インセンティブのあり方や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要請する入札価格の規律に関する整理等について、第84回制度設計専門会合以降議論・検討が続けられ、**第90回制度設計専門会合において価格規律の改訂がされることになり、需給調整市場ガイドラインの改定の方向性について決定した。**
- Δ kW価格の価格規律に関して、**逸失利益及び固定マージン（A種：0.33円/ Δ kW・30分）を基本としたうえで、固定マージン以上の費用回収する必要がある電源については、電取委による個別精査の上価格を定める（B種）**※こととした。
※精査に際しては、安定供給の観点からエネ庁・広域機関に助言を求めることとしている。
- kWh価格の価格規律に関して、**予約電源・非予約電源のマージンをともに「限界費用×10%」とする**ことで、kWh価格に予約電源と非予約電源の差を設けず、予約電源への供出インセンティブを Δ kW価格の享受という形で確保することとした。
- 本変更は、発電事業者間の価格平等性を担保しつつ、供出インセンティブのバランスを考慮、調整力の応札を促すことから、**建議の通り需給調整市場ガイドラインを改定することとしてはどうか。**2024年4月頃の改定に向け、新価格規律を意識し応札行動をとることが望ましいと考えられる。

【参考】価格規律変更の内容

第90回制度設計専門会合
(2023年10月31日)
資料7 (赤枠追加)

【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。

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

今後の需給調整市場に関する検討

- 一般送配電事業者からは、需給調整市場での調整力の調達費用が増大しているとの考えが示されており、調達量と調達価格の双方から検証を進めることが必要。特に、電力・ガス取引監視等委員会としては、合理的な行動となる価格で入札を行っているか、監視していく。
- 一部の発電事業者からは、需給調整市場に応札するインセンティブが低すぎるのではないかと考えを示されているところ。具体的には、調整力 Δ kW市場への応札において、当年度分の固定費回収が済んだ電源等の一定額の考え方に関して、実際の電源の稼働率を反映していないのではないかと主張（※）を受けており、今後、見直しの是非を含めて検討すべきではないか。

※ 電力広域的運営推進機関の資料にて、2021年4月～11月の期間において、三次調整力②の調達量のうち、約20%が再エネ予測誤差に対応していたことを踏まえた稼働率の上昇に関する要望。

「一定割合」について

需給調整市場ガイドライン（2021年3月）
（抜粋・一部強調）

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 Δ kW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 Δ kW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。

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

※ 限界費用が市場価格より高く、 Δ kW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、 Δ kW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。

1-2. 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。

【参考】需給調整市場への供出インセンティブを踏まえた見直し

- 需給調整市場ガイドライン上では、需給断面を迎えるに当たり、需給調整市場や調整力公募において事前に予約確保した電源等を「予約電源」と定義する。他方で、電源Ⅱや2024年度以降の余力活用契約等で発動した電源等を「非予約電源」と定義しており、それぞれに価格規律を定めている。
- 現行の価格規律では、経済的判断により非予約電源の優位性が高く、予約電源として需給調整市場に応札するインセンティブが少ない点や、2024年度以降に向けての課題としてTSOによる調整力の確実調達が挙げられる点から、制度設計専門会合において、調整力の供出インセンティブが「予約電源＞非予約電源」となるよう、需給調整市場の価格規律について見直しが行われた。

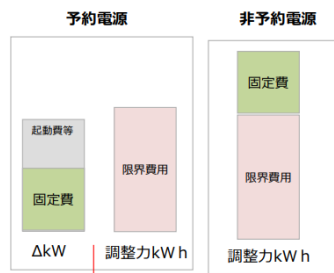
第84回制度設計専門会合
(2023年4月25日) 資料9 (抜粋)

(参考) 予約電源と非予約電源の供出インセンティブの比較

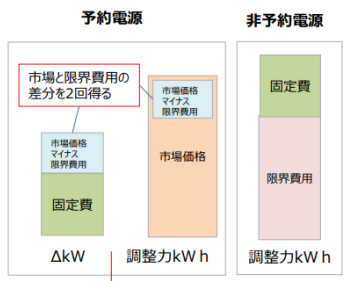
(①未回収固定費がある電源)

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、市場と限界費用の差を2回得ることが適当か検討が必要と考える。

「限界費用＞市場価格」の時



「限界費用＜市場価格」の時



非予約電源の調整力kWhは、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ことから、需給調整市場に供出し予約電源とした方が経済的な行為となる。

(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。

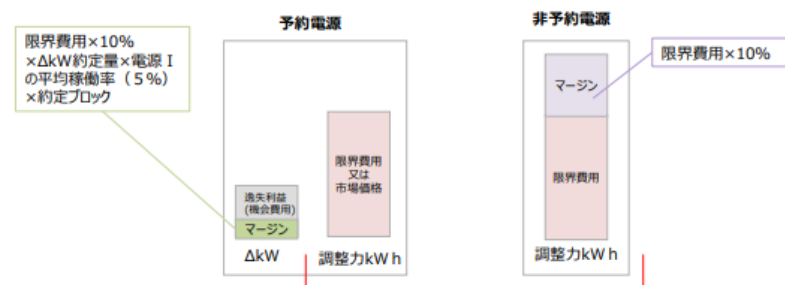
26

第84回制度設計専門会合
(2023年4月25日) 資料9 (抜粋)

(参考) 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)

予約電源と、非予約電源のマージンについては、「限界費用×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×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。



一般的には、非予約電源の調整力kWhは、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ものの、至近の所有電源の調整力稼働状況等から、非予約電源としても稼働されることが見込まれれば、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。

(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。

28

【参考】調整力 ΔkW の価格規律に関する検討（1 / 3）

第89回 制度設計専門会合
(2023年9月29日) 資料7 (抜粋)

- 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/ $\Delta kW \cdot 30$ 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/ $\Delta kW \cdot 30$ 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
LNG	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発電所単位か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/ $\Delta kW \cdot 30$ 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

【参考】調整力 ΔkW の価格規律に関する検討（2 / 3）

第89回 制度設計専門会合
(2023年9月29日) 資料7 (赤枠・赤線追加)

- 「 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。

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

(※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 $0.33\text{円}/\Delta kW \cdot 30\text{分}$ 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 $=1.64\text{円}/\Delta kW \cdot 30\text{分}$ （案2）一定額 $=\text{限界費用} \times 7 \sim 16\%$ （※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円、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）

【参考】調整力 ΔkW の価格規律に関する検討（3 / 3）

1-1-②. B種電源の一定額を協議する際の諸元等について

第90回 制度設計専門会合
(2023年10月31日)
資料7 (抜粋)

1. 一定額協議の際に考慮する期初固定費の上限値

- 一定額の値を算定する際に考慮する固定費回収の上限額は、「減価償却費等を含む固定費（※1）－他市場収益（※2）」としてはどうか。

（※1）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る。

（※2）経過措置導入時、運転開始10年目程度まで減価償却コストが多く発生し固定費コストが高いこと等を考慮した経緯から、容量市場収入額については、経過措置により容量市場収入を得ていない額についても、収入を得たと見なす。

（参考）経過措置の考え方（2/2）

2017年11月
第14回制度検討作業部会
事務局提出資料

- 経過措置起算時点については、現在進行中の建設案件への影響を防ぐ観点から現時点より前に設定することが適当であり、かつ、①東日本大震災前後で電気事業を巡る環境が大きく激変したこと、②10年目程度まで減価償却コストが多く発生し固定費コストが高いことなどから、東日本大震災発生時点（2010年度末）としてはどうか。
- 容量市場開設時点の控除率は、経過措置起算時点以前に建設された全ての電源（旧既設電源）の7割とし、2020年以降、段階的に減少させていくこととしてはどうか。
- 2030年時点では、経過措置起算時点以降2020年までに建設された既設電源（新既設電源）も、全て建設後10年以上が経過することから、旧既設電源と新既設電源との公平性を確保する観点や、容量市場開設後一定期間後には卸電力市場価格の価格低減に寄与することが考えられることを踏まえ、2030年（容量の受け渡し時点）には経過措置を終了させることとしてはどうか。
- 経過措置の更なる技術的な詳細については、本日の議論を踏まえ、必要に応じ、広域機関において検討することとしてはどうか。

【参考】調整力kWhの価格規律に関する検討

第88回 制度設計専門会合
(2023年8月22日)
資料3 (赤枠追加)

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 kWhと調整力kWhで分けて確保できるとし、当面 Δ kWh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%

- 論点 1 : 需給調整市場ガイドラインの改定について
- 論点 2 : 調整力ガイドラインの改定について**

論点 2 : 調整力ガイドラインの改定について

- 調整力ガイドラインにおいては、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、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し、沖縄エリアのみにおいて電源Ⅰ及び電源Ⅱの公募を実施することとなるため、調整力ガイドラインを沖縄エリアのみを対象としたものに修正することを、第90回制度設計専門会合を経て11/21開催の電取委にて建議された。
- 本件改定は、需給調整市場に参加しない沖縄エリアにおいても、引き続き調整力公募の適宜モニタリングを通して、その安定供給を担保する仕組みを維持することを定めるものであることから、建議の通り調整力ガイドラインを改定することとしてはどうか。

【参考】調整力ガイドラインの改定について

第90回 制度設計専門会合
(2023年10月31日)
資料7 (抜粋)

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。

(参考) 調整力公募から需給調整市場へ

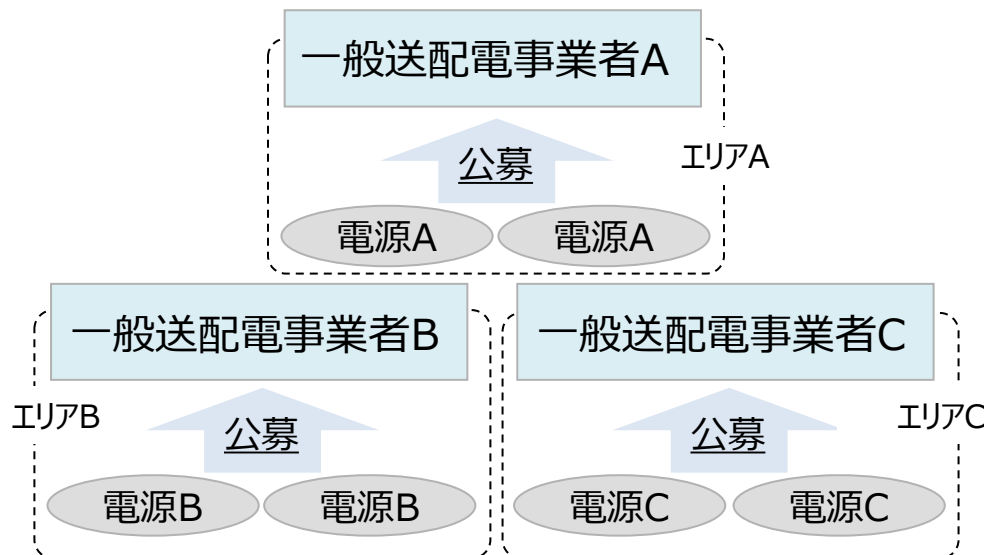
第51回電力・ガス基本政策小委員会
(2022年6月30日) 資料5-1より抜粋

- 周波数を維持し安定供給を実現するため、一般送配電事業者は需要と供給を最終的に一致させる調整力を確保するという、極めて重要な役割を担っている。そのため、2016年10月より調整力公募を毎年実施し、周波数維持義務を果たすために必要な調整力をエリア内で確保してきたところ。
- また、2021年4月よりエリアを越えた広域的な調整力の調達・運用と、市場原理による競争活性化・透明化による調整力コスト低減を図るため、需給調整市場を開設し取引を開始した※。DR事業者や新電力等の新規事業者も市場に参加し、より効率的で柔軟な需給運用の実現が望まれている。

※2021年度は需給調整市場の商品のうち三次②のみ取引開始。2022年度からは三次①の取引を開始し、他商品は2024年度より導入予定。

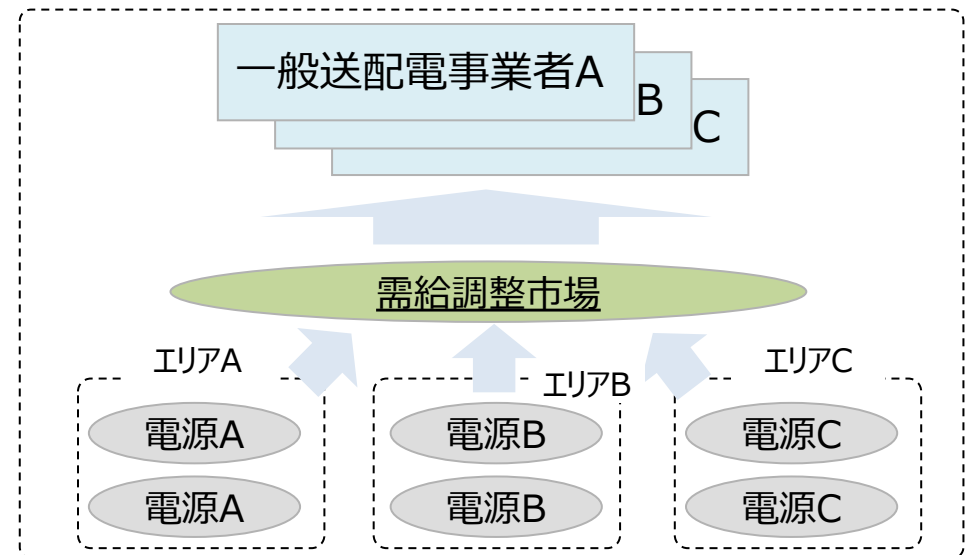
需給調整市場創設前 (調整力公募)

各エリアの一般送配電事業者が公募により調整力を調達



需給調整市場創設後

一般送配電事業者がエリアを超えて市場から調整力を調達



※ 「電源」は旧一電電源、新電力電源、DR等