

需給調整市場の運用等について

1. 需給調整市場の運用について
2. 東京エリアの2023年度夏季の追加供給力公募（kW公募）の調達結果の事後確認について
3. 2027年度向けブラックスタート機能公募調達結果の事後確認等について

第86回 制度設計専門会合
事務局提出資料

令和5年6月27日（火）



本議題について

- 需給調整市場、調整力に関連して、以下の3議題について御審議いただきたい。
1. 需給調整市場の運用について
 - 需給調整市場（三次①）については、一般送配電事業者による調達不足等の問題が生じており、第84回制度設計専門会合（2023年4月）において、今後の課題として予約電源（三次①等）と非予約電源（電源Ⅱ等）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した。この点について、更に検討を行ったので御意見をいただきたい。
 - なお、御意見を踏まえて、引き続き議論したい。
 2. 東京エリアの2023年度夏季の追加供給力公募（kW公募）の調達結果の事後確認について
 - 事後確認結果について御確認いただきたい。また、一部事業者から疑義が寄せられたところ、内容について御報告するとともに、考え方について御審議いただきたい。
 3. 2027年度向けブラックスタート機能公募調達結果の事後確認等について
 - 事後確認結果について御確認いただきたい。また、既契約案件について、応札額に織り込んだ期待利潤の額の変更を認めるか、考え方について御審議いただきたい。

- 1. 需給調整市場の運用について**
2. 東京エリアの2023年度夏季の追加供給力公募（kW公募）の調達結果の事後確認について
3. 2027年度向けブラックスタート機能公募調達結果の事後確認等について

本論点について

(1) 供出インセンティブのバランスについて

- 次頁のとおり、予約電源（三次①、三次②）、非予約電源（電源Ⅱ）のインセンティブが需給調整市場ガイドラインにおいて規定されている。ΔkWとして落札した場合、実需給における稼働の有無にかかわらずインセンティブを得られるものの、電源Ⅱよりもインセンティブが低い可能性があり、変更案について御意見いただきたい。
 - － 現状、予約電源の調整力kWh市場のインセンティブは弱い可能性があり、ΔkWのインセンティブ（固定費回収済み）は限界費用等の10%×電源Ⅰの平均稼働率（5%）である。また、一定の条件下においては当該インセンティブも付与されない。一方、電源Ⅱのインセンティブ（固定費回収済み）は、限界費用の10%であり、未回収固定費有りの電源は、固定費を計上できる。

(2) ΔkWの価格規律について

- 容量市場参入電源の未回収固定費について御意見いただきたい。
- 固定費回収済み予約電源の応札インセンティブを高めるため、調整力kWh市場のインセンティブの一定額（マージン）をΔkW市場のインセンティブに割り振る（例：ΔkW市場1%、kWh市場9%）案について御意見いただきたい。

(3) 事業者からの提案について

- 先般のガイドライン改定を踏まえて不要な起動費は精算することになった一方で、「起動費の織り込みは1回まで」というルールがあり、事業者の応札価格の設定を難しくしているため、2回までの織り込みを認める点について御意見いただきたい（不要な起動費は精算）。
- 一般送配電事業者は、必要な調整力を全量買い取ることになっているが、高額な調整力は調達しないこととする（上限価格を設定する）という案について御意見いただきたい。

1-1 . 今回検討した変更案におけるインセンティブの変化

【調整力ΔkW市場の価格規律（上限値）】

固定費	限界費用	現状	変更案	調整力ΔkWの供出インセンティブ影響
済	安い	逸失利益orマージン（「限」×10%×電源Iの平均稼働率（5%））	逸失利益+マージン（限界費用×1%）	インセンティブ増
	高い	機会費用+マージン（「限」×10%×電源Iの平均稼働率（5%））	機会費用+マージン（限界費用×1%）	インセンティブ増
未回収 容量市場約定 電源	安い	逸失利益+固定費回収のための合理的な額等	変更なし	変化なし
	高い	機会費用+固定費回収のための合理的な額等	変更なし	変化なし
未回収 容量市場約定 電源以外	安い	逸失利益+固定費回収のための合理的な額等	逸失利益+マージン（限界費用×1%）	未回収固定費が大きい電源はインセンティブ減
	高い	機会費用+固定費回収のための合理的な額等	機会費用+マージン（限界費用×1%）	未回収固定費が大きい電源はインセンティブ減

【予約電源kWh市場の価格規律（上限値）】

限界費用	現状	変更案	調整電源化（オンライン化）影響
安い	市場価格	限界費用+マージン(限界費用×9%)	限界費用が十分安い電源はインセンティブ減 限界費用が卸価格想定付近の電源はインセンティブ増 (市場価格-限界費用>マージンとなるため)
高い	限界費用	限界費用+マージン(限界費用×9%)	インセンティブ増加

【非予約電源kWh市場の価格規律（上限値）】

固定費	限界費用	現状	変更案	調整電源化（オンライン化）インセンティブ影響
済	安い	限界費用±マージン(限界費用×10%)	限界費用±マージン(限界費用×上げ9%/下げ10%)	上げ：インセンティブ減 下げ：変化なし
	高い	限界費用±マージン(限界費用×10%)	限界費用±マージン(限界費用×上げ9%/下げ10%)	上げ：インセンティブ減 下げ：変化なし
未	安い	限界費用±固定費	限界費用±マージン(限界費用×上げ9%/下げ10%)	未回収固定費が大きい電源はインセンティブ減
	高い	限界費用±固定費	限界費用±マージン(限界費用×上げ9%/下げ10%)	未回収固定費が大きい電源はインセンティブ減

※実際に使用しなかった起動費等が事後精算の対象となること、及び、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」規律を緩和（2回）

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)

- 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

1-3 . Δ kWの価格規律について①（固定費回収のための合理的な額）

- 未回収固定費がある電源について、現行の Δ kW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、 Δ kW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、 Δ kW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）。

1-3 . Δ kW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、 Δ kW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。
一定額(円/ Δ kW) = 限界費用(円/kWh)×10%× Δ kW 約定量×電源 I の平均稼働率（5%）×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、 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 Δ kW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。

Δ kW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。

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

※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。

1-4 . 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、その相当分額について当該年度先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 . 事業者等からの提案②（上限価格の設定について）

- 現行の取引規程において、市場運営側は、上限価格を定めておらず、必要量を必ず購入する仕組みとなっており、特に三次①については、週間調達商品であることから、スポット市場価格が0.01円となった時間帯における ΔkW を、数百円で調達することが発生しているところ。
- 安定供給の観点及び取引額の推移から上限価格を定めた上で、調達未達となった場合は、余力活用電源等を活用する仕組みを検討することがよいのではないかと考える。

例：週間調達の断面では上限価格を設定し、前日取引等（仮定）においては上限価格を設定しない等

（事務局見解）

- 上限価格の設定は、需給調整市場費用を圧縮する観点からメリットがあると考えられるところ。
- 一方で、現状、未達時には、余力活用を含む需給調整市場外での追加調達となることから、安定供給確保の観点、調整力の商品区分も踏まえた追加調達の仕組み、市場外調達費用も含めた制度全体の観点から更なる検討が必要と考える。

1-4 . 事業者等からの提案③（需要変動リスクの織り込みについて）

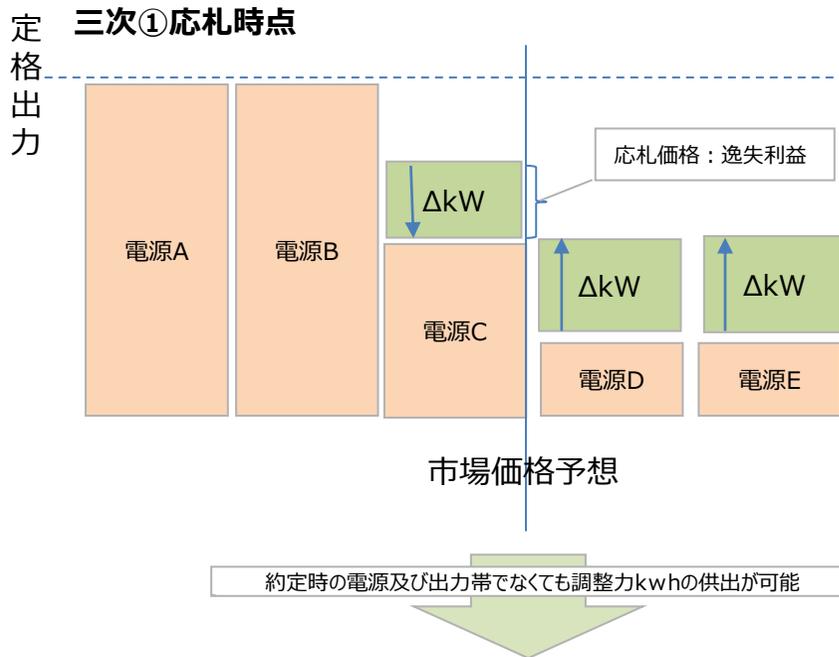
- 一次調整力～三次調整力① は、一週間前調達となり、スポット市場と限界費用の差分の利益逸失の他、需給が変動することにより追加的に発生するコスト分のリスク（以下「需要変動リスク」という。）^(※)を負っている。
- 一方で、現行のガイドラインでは、 ΔkW に需要変動リスクの織り込みが認められていない。
- これは、調達不足の要因とも考えられることから、需要変動リスクの織り込みを認めることが適当ではないか。

（事務局見解）

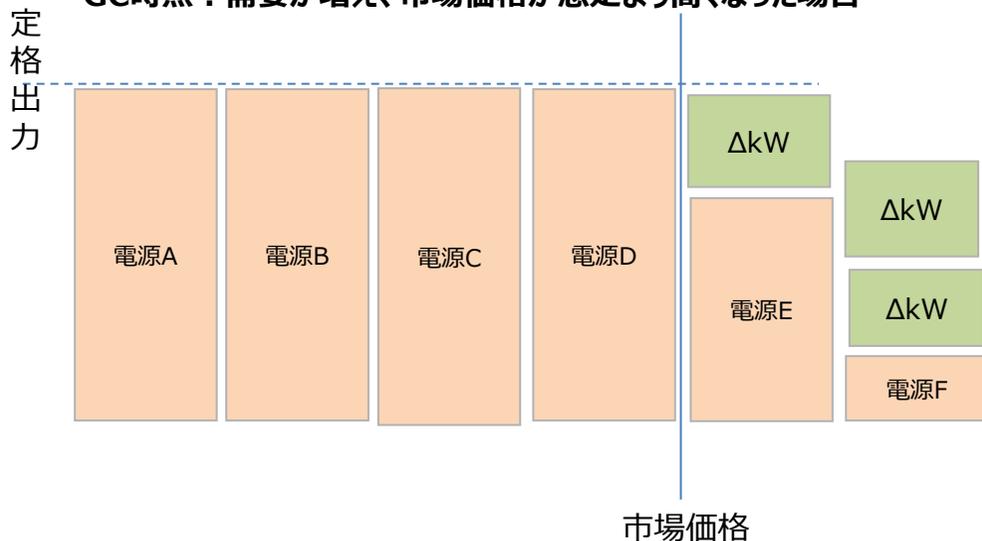
- 需要変動リスクの織り込みについては、実運用において、予約電源を、約定時の電源及び出力帯の調整力kWh単価で供出することが徹底されていれば、必要な措置とも考えられるところ。現時点では、当該運用はされていないこと等が考えられることから、需要変動リスクの織り込みは不要と考えるところ、引き続き検討事項とする。

（※） 需要調整市場約定後の需要変動によって追加で発生する費用に対するリスク

(参考) 需要変動リスク①



GC時点：需要が増え、市場価格が想定より高くなった場合



BGから見た場合、電源Fの起動コストについて、三次①に応札していなければ電源Fを起動せずにすんだとして需要変動リスクと捉えられる（電源Fの電源の起動費等が電源D・Eの起動費より高額であった場合、損失が発生する）。電源Fがない場合は市場調達する必要があり、想定市況で買い戻せず損失となる場合がある。

- 一方で、需要が増えたことにより、収入は増えていることから、電源Fについて損失と捉えることは適当ではないのではないか。
- また、需要が増えたことにより、BGでは電源の貼り付けがGC（ゲートクローズ）までに実施され、調整力には一番高い電源の調整力kWhが供出されることが考えられる。
- この場合、応札時点との比較の需要変動リスクを見るのではなく、需要が増え、電源の貼り付けが終わったあとに同量の ΔkW を供出したと仮定した状態と比較することが適当ではないか。

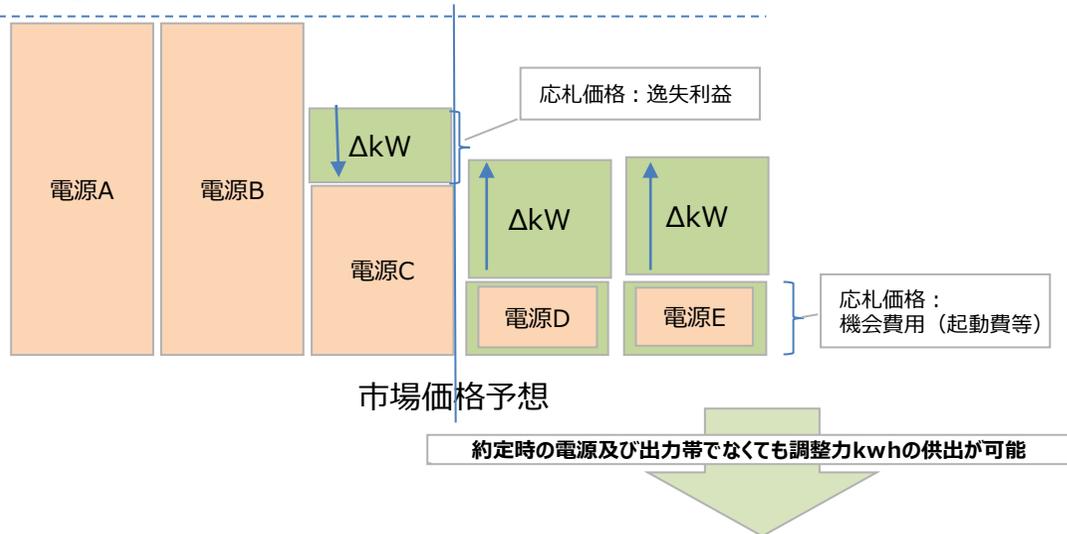
- 需要が増え、市場価格が高騰した場合
電源Cは、「市場価格－限界費用」を小さく計上したことになる。
電源D・電源Eは、「起動費＋（限界費用－市場価格）×最低出力kWh」から応札価格を割り出していることから供出する ΔkW 次第で、需要変動リスク（実際の損失）を最小化することが可能。

（注）例えば三次①約定電源の場合、15分応動するために、1つの電源では要件に対応できず、複数電源に対応する必要がある。

(参考) 需要変動リスク②

三次①応札時点

定格出力



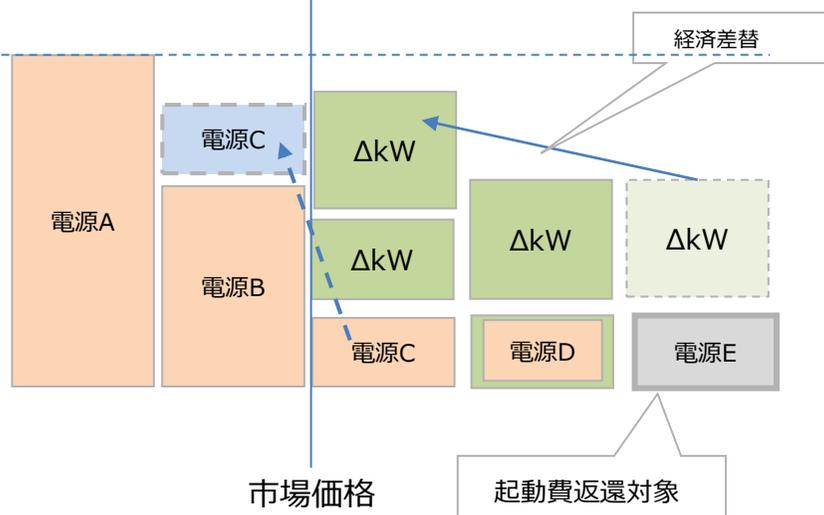
- BGから見た場合、電源Cの起動コストについて、三次①に応札していなければ電源Cを起動せずにすんだことから、電源Cの起動費等について需要変動リスクと捉えられる。（需要が想定より少なくなった場合①）
- 一方で、経済差し替えの仕方によっては、起動費返還の回避と需要変動リスクの調整が可能。（需要が想定より少なくなった場合②）
- 価格規律の対象事業者は複数電源を所持している事業者であることから、 ΔkW の供出電源の組み合わせを工夫することで、需要変動リスク（実際の損失）の最小化が可能と考える。

- 市場価格が下降した場合
- 電源Dについて「限界費用－市場価格」を小さく見積もったこととなる。
- 一方で、「起動費＋（限界費用－市場価格）×最低出力kWh」から応札価格を割り出していることから供出する ΔkW の量次第で、需要変動リスク（実際の損失）を最小化することが可能。

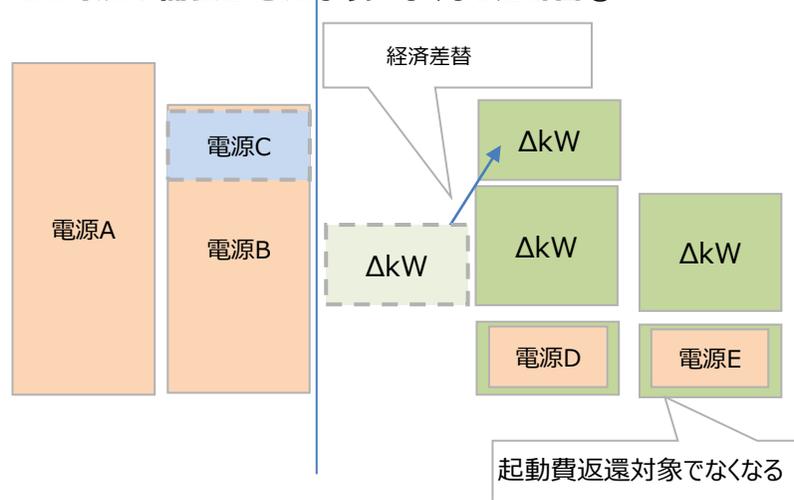
（注）例えば三次①約定電源の場合、15分応動するために、1つの電源では要件に対応できず、複数電源で対応する必要がある。

GC時点：需要が想定より少なくなった場合①

定格出力

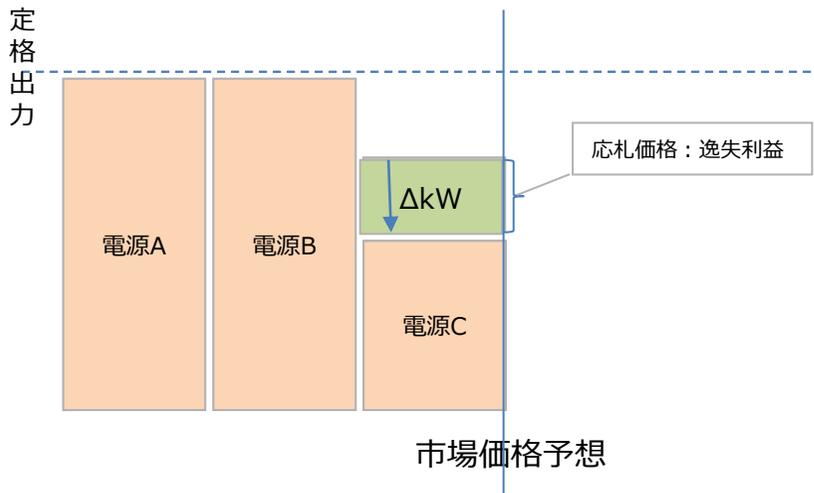


GC時点：需要が想定より少なくなった場合②



(参考) 需要変動リスク③

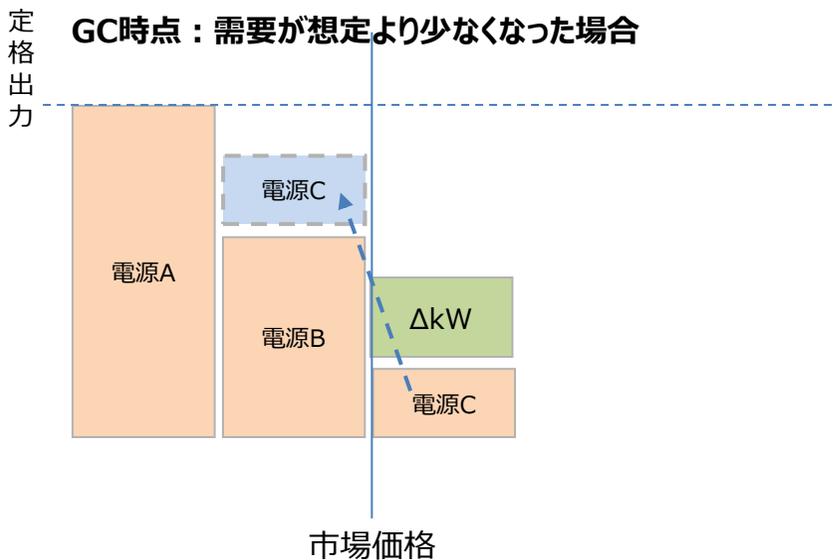
三次①応札時点



約定時の電源及び出力帯でなくても調整力kwhの供出が可能



GC時点：需要が想定より少なくなった場合



- BGから見た場合、電源Cの起動コストについて、三次①に応札していなければ電源Cを起動せずにすんだことから、電源Cの起動費等分、取り漏れとなる。
- 一方で、価格規律の対象事業者は複数電源を所持している事業者であることから、 ΔkW の供出電源の組み合わせを工夫することで、需要変動リスク（実際の損失）の最小化が可能と考える。

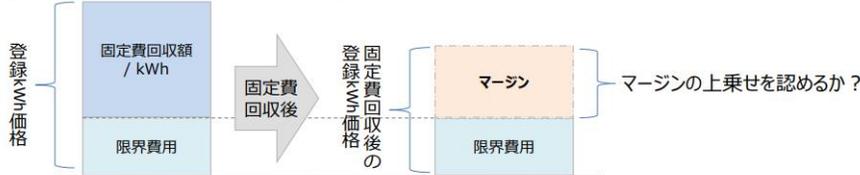
(参考資料)

1. 需給調整市場の運用について

マージンの取扱いについて①

- 前々回会合では、登録価格にマージンを上乗せすることについて議論したところ、委員等からはマージンは認めるべきではないのではないかといった意見をいただいた。
- 今回の価格規律を導入すると、当年度分の固定費回収が済んだ電源については、限界費用での入札となり、基本的にそれ以上の利潤を得ることができなくなる。
 - 需給調整市場の精算が、Pay as bidのため、Pay as clearedであれば、一定の利潤が継続的に確保される。
- この場合、固定費回収が済んだ電源を調整力kWh市場に供出するインセンティブが削がれる可能性がある。（例えば、卸電力市場で約定しなかった場合に余力を調整力kWh市場に供出せずにバランス停止を行う場合や、電源Ⅱの契約自体を行わないなど。）
- また、卸電力市場がシングルプライスにより、限界的な電源を除いた各電源が一定の利益を得られる一方で、調整力kWh市場では限界費用分の収入しか得られないこと、また、同じ調整力kWh市場内においても、事前的規律が適用されない事業者には、常時、自由な価格設定で収益が得られることを踏まえると、市場間及び事業者間でのバランスを欠いている。

固定費回収後のマージン上乗せについて



● 予約電源の調整力kWh価格（上げ調整）

調整力kWh市場における予約電源の価格登録の扱いについて

- 調整力kWh市場には、電源Ⅰ及びΔkW市場で落札された電源（予約電源）と、余力活用電源（当面は電源Ⅱ）の2種類が参加する。
- このうち、予約電源のkWh価格については、前回会合での議論も踏まえ、以下の理由から、当面は、「限界費用または市場価格以下」で登録することをルール化してはどうか。
 - 市場価格を引用することで需給の状況を調整力の価格に反映できるが、市場価格を引き上げるために電源等の出し惜しみをするという行動を誘発しないか。
 - 揚水発電、一般水力などの限界費用が明確でないものの取扱いについて整理が必要。

予約電源のkWh価格について、当面、「限界費用または市場価格※1以下」で登録するルールを設けることが適当と考えられる理由

1. 予約電源の場合、既にΔkWでの収入を得ていること※2。
2. 地域や時間帯によっては、調整力kWh市場の競争が限定的となる場合が発生すると見込まれること。
3. ΔkW市場とkWh市場の両方の価格設定を自由とした場合、入札行動が複雑となり、事後監視のコストが増大すること。

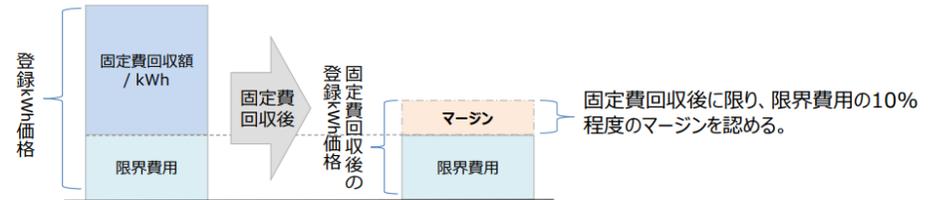
※1 限界費用、市場価格の考え方は、今後検討。

※2 予約電源は、一般送配電事業者が、調整力を必要ときに指令できるよう予め確保しているものであり、その対価がΔkW価格である。したがって、調整力のkWh価格は、調整力提供者に一方的に裁量委ねられているものではないと考えることもできる。

マージンの取扱いについて②

- 以上を踏まえ、固定費回収が済んでからも、引き続き調整力kWh市場に供出するインセンティブ等を確保するため、当年度分の固定費回収が済んだ電源について、一定額の上乗せ（マージン）を認めることとしてはどうか。
- また、マージンの割合については、海外の事例等を参考に限界費用の10%程度とし、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こととしてはどうか。

固定費回収後のマージン上乗せについて



参考：海外におけるマージンの取扱いについて

米国PJM、米国CAISOでは、リアルタイム市場（調整力kWh市場）で市場支配力のある事業者に対し、入札価格に対する上限規制を導入しており、当該規制価格として、限界費用の10%を設定している。

22

23

参考：予約電源の価格登録に関する前回までの主なご意見

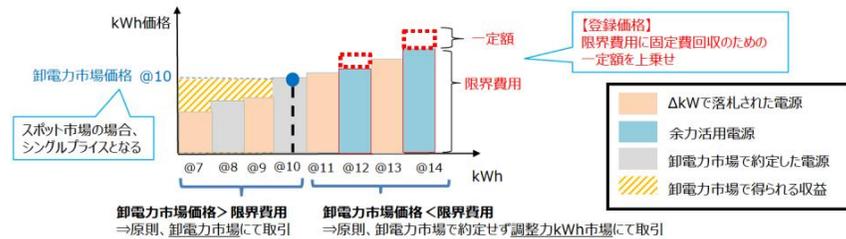
- 予約電源について、ΔkWの収入を得ていることから、そのkWh価格については、競争状況にかかわらず限界費用以下という考え方に賛成。（野崎オプ）
- 一つの整理としては、ΔkWで起動費に対応するようお金をもらったというところに関しては、機会費用込みの限界費用、つまり、市場価格を最低限として、限界費用で払ってもらい、一定の上乗せというのは原則として認めないと考えたとしても、そんなに不自然な制度設計ではないし、逆に、そうしないと、監視というのはほぼ無理ではないか。（松村委員）
- ΔkWの市場というのはこれから監視がものすごく難しくなる。これから年間調達から週間調達に変わっていくと、固定費の回収をどう見込むのかを監視するのがすごく難しくなる。それが分かっているにもかかわらず、今度、予約した電源に関しても、kWhの市場である程度自由に行動ができるなどということなるとすれば、当然、そこで得られる収益を見込んだ上で、ΔkWの入札が適正かどうかを見なければいけなくなるが可能なか。（松村委員）
- 既にΔkWで収入を得ているのであれば、限界費用ベースで考えるべきではないか。（国松オプ）
- （予約電源のkWh価格の規律は）監視のしやすさでいうと、かなり監視はしやすい。ただ、そもその（インバランス制度の）哲学として、電気の価値を発現させるということをあまり損ね過ぎると、これは問題を生じかねない。（大橋委員）
- 予約電源のところに規制、ある程度の規律を設けることを1つの案として提案されているが、これは厳しすぎでしまつと、逆に言うと、それらの電源というのは余力活用電源のほうへ逃げていくというような理論的な可能性というのはあるのではないか。（大橋委員）

●未回収固定費がある非予約電源の調整力kWh価格（上げ調整）登録価格について

- 前回会合までにおいて、調整力kWh市場では、プライステイカーには「限界費用または市場価格 + 一定額」の入札が合理的な行動となることから、市場支配力を有する者についても、この水準でkWh価格の登録を行っており、かつ、その「一定額」が未回収の固定費を回収するための水準以下である場合には、「問題となる行為」にあたらないと整理した。
- 以上を踏まえ、GC時点の登録価格については、「限界費用又は市場価格 + 固定費回収のための合理的な額」を一案とした。しかしながら、余力活用電源は、基本的には卸電力市場で約定しなかった電源であり、通常、卸市場価格よりも高価な電源である。
 - 逆に、「限界費用 < 市場価格」のときに、調整力kWh市場に参入している電源は、卸電力市場での売り惜しみが疑われる。
- したがって、GC時点の登録価格については、これまでの専門会合での整理を踏まえると、「限界費用 + 固定費回収のための合理的な額」と整理することが適切ではないか。
 - 需給調整市場の精算が、pay-as-cleared又はひっ迫時に限り補正インバランス料金とすれば、限界費用での価格登録が合理的となる。

調整力kWh市場における予約電源以外の価格登録

※限界費用の考え方は、予約電源における限界費用の考え方と同様とする。



19

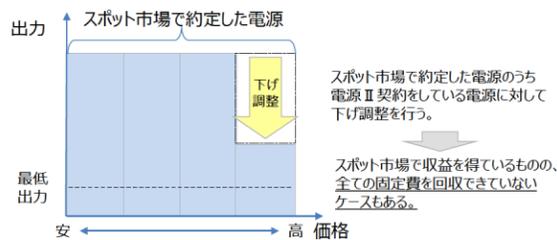
●固定費回収済の非予約電源の調整力kWh価格（上げ調整）マージンの取扱いについて①

- 前々回会合では、登録価格にマージンを上乗せすることについて議論したところ、委員等からはマージンは認めるべきではないのではないかといった意見をいただいた。
- 今回の価格規律を導入すると、当年度分の固定費回収が済んだ電源については、限界費用での入札となり、基本的にそれ以上の利潤を得ることができなくなる。
 - 需給調整市場の精算が、Pay as bidのため、Pay as clearedであれば、一定の利潤が継続的に確保される。
- この場合、固定費回収が済んだ電源を調整力kWh市場に供出するインセンティブが削られる可能性がある。（例えば、卸電力市場で約定しなかった場合に余力を調整力kWh市場に供出せずにバランス停止を行う場合や、電源Ⅱの契約自体を行わないなど。）
- また、卸電力市場がシングルプライスにより、限界的な電源を除いた各電源が一定の利益を得られる一方で、調整力kWh市場では限界費用分の収入しか得られないこと、また、同じ調整力kWh市場内においても、事前的規律が適用されない事業者には、常時、自由な価格設定で収益が得られることを踏まえると、市場間及び事業者間でのバランスを欠いている。

●未回収固定費がある非予約電源の調整力kWh価格（下げ調整）下げ調整kWh価格について

- 下げ調整力は、スポット市場等で既に約定された電源等であるため、既に固定費回収がなされていると考えて、下げ調整kWh価格（V2）には固定費回収額の上乗せを認めないとする考え方もあり得る。
- しかしながら、スポット市場において限界費用で約定した場合などは、必ずしも全ての固定費が回収できていないケースもある。
- いずれにせよ、固定費回収額については、他市場で得られる収入を差し引いた上で、年間想定稼働時間を基に算出するのであれば、V2についても、固定費回収額の上乗せを許容してもよいのではないか。

電源Ⅱ（スポット市場後の余力活用電源）による下げ調整



固定費回収後のマージン上乗せについて



21

22

2. 調整力 Δ kW 市場

① 「逸失利益 (機会費用)」について

Δ kW 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)

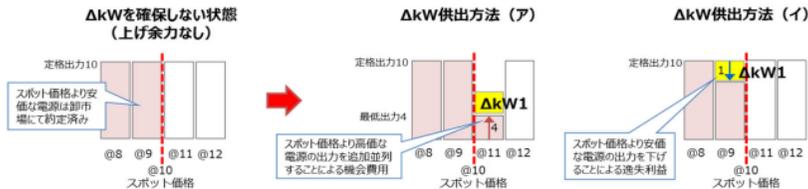
(ア) 卸電力市場価格 (予想) よりも限界費用が高い電源を追加的に起動並列し Δ kW を確保する場合

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も Δ kW を確保する場合

この場合、 Δ kW 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 Δ kW 市場に供出する電源の Δ kW 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。

1. 需給調整市場の運用について
2. 東京エリアの2023年度夏季の追加供給力公募（kW公募）の調達結果の事後確認について
3. 2027年度向けブラックスタート機能公募調達結果の事後確認等について

本論点について

- 2023年度夏季kW公募の落札結果が5月19日に決定・公表されたこと、及び、6月26日に東京電力パワーグリッド（以下「東京PG」という。）から随意契約での調達について合意した旨公表及び報告があったことについて（経緯等は（参考）に記載）、調達結果を事務局で確認し、問題ないと判断された。
 - － 今回の特徴として、1）落札電源はマストランが必要であった。なお、公募要綱において、燃料費の精算については、公募実施者・契約者双方の申出が可能であったことから、燃料変動リスクが応札価格に織り込まれていない、2）提供期間以降にも電源の活用が見込まれるところ、修繕費を按分して応札価格に算入していた。なお、2）に関し、修繕費は過去の電源と比較して割高であったが、妥当性を事務局において確認した。
 - － 修繕費について、提供期間後1年以上運転することが可能と見込まれたことから、期間に応じて修繕費を按分し応札価格に算入しているが、公募要綱の記載及び公募実施者と応札者の公平性の観点から、問題ないものと考えられる。
- 他方、落札案件選定プロセスについて、一部事業者から疑義が寄せられた。（詳細は後述）
 - － 公募実施者は、費用最小化のため、最低募集容量を下回らない範囲で、最安で必要量を確保する組み合わせの案件を落札案件とした。従前から、kW公募の調達等に関しては工夫の余地がないか検討を求めきたところであり、費用圧縮のための工夫をすることは、直ちに不適切とは言い切れない。他方、大規模電源の応札量の部分落札ができないのか等引き続き、改善検討がなされることが適当。
 - － 一部事業者からの随意契約対象外である理由の詳細（上限価格or追加性）の開示要請については、応札事業者間の公平性の観点から、公募実施者が開示しなかった対応については、合理的と言えるのではないかと。

（参考）kW公募の議論の経緯等

- 2023年3月29日 第60回電力・ガス基本政策小委員会（3月29日）
2023年3月時点における2023年度夏季の電力需給見通しについて、7月の東京エリアは、厳気象H1需要（※）に対し安定供給に必要な予備率が3.0%と、厳しい見通しであったことから、2023年度夏季kW公募の実施を決定、募集対象・要件、市場供出の方法、費用負担の考え方について議論。
（※）10年に一度の厳しい暑さ・寒さを想定した場合の需要
- 2023年4月19日 東京エリアのkW公募開始、5月10日公募締め切り、5月19日落札結果公表
- 2023年5月30日 第62回電力・ガス基本政策小委員会
東京エリアの予備率が5月時点において3.1%であったことを受け、kW公募への応札案件のうち要件を満たす札について随意契約により供給力を調達することを決定。
- 2023年6月26日 東京PGより、随意契約での調達について合意となった旨公表及び報告があった

2-1. kW公募の結果及び随意契約の調達について

(公募の結果)

- 募集量30万kW（最大90万kW）に対し、応札量71.2万kW（12件）うちDRは1.6万kW（7件）、落札量は57.6万kW(電源のみ)であった。
- 平均落札価格は11,316円/kWであった。
- なお、電源の中にはマストラン運転を要するものがあり、そうした電源のマストラン費用（燃料費）を除いて加重平均を計算した場合の平均落札価格は3,032円/kWであった。

(随意契約の結果)

- kW公募の落札者決定後に、随意契約での調達となる量は、0.5万kW（DRのみ）であった。いずれの案件も、当初kW公募への応札案件（※）であり、応札価格での契約となる旨を確認した。

（※）落札案件選定プロセスにおける要件（上限価格・追加性等）に合致している案件であった。

- 今回のkW公募の調達費用は、随意契約分を含め約66億円となる。

（事務局注）個社の応札価格が類推される恐れがあるため、一部情報の公開を差し控える。

kW公募平均落札価格

	平均落札価格 (円/kW)	(参考) 過去の平均落札価格 (円/kW)			
		2023年冬季 (東京～東北) (募集量)	2023年冬季 (中部～九州) (募集量99万kW)	2022年夏季 (東北～九州) (募集量120万kW)	2021年冬季 (東京) (募集量80万kW)
全体	11,316	25,972	6,810	7,761	14,440
全体 (マストラン 除く)	3,032	5,795	5,960	2,811	2,284
電源	11,316	26,214	6,670	7,754	15,530
DR	-	8,408	9,604	10,000	2,323

2-2. 価格規律の適用対象となる事業者の入札価格の考え方

- 今回の公募では、Pivotal Supplier（注）となる事業者（以下「当該事業者」という）の応札があった。kW公募におけるPivotal Supplierの入札価格の考え方については、第63回制度設計専門会合（2021年7月）で整理されているところ。当該事業者に対し入札価格の考え方を聴取した結果は以下のとおり。

【事業者の入札価格の考え方】

➤ 燃料費

- 起動・確認運転・マストラン運転等（※1）にかかる燃料について、入札時点における燃料先物市場価格及び為替レートを基に計上（※2）。

（※1）・燃料調達時に最低取引量が設定されていることから、最低取引量までの燃料費が計上されていた。なお最低取引量から起動・確認運転・マストラン運転等を控除した分については、過年度のkWh公募に準じた取扱いとし、市場供出して得た収益を還元することとしている。

・落札電源が、東京PGからの発動指令に要件の時間内に応動するためには、提供期間中最低出力で運転（マストラン運転）する必要がある。

（※2）今回のkW公募の公募要綱では、燃料費の精算について、公募実施者・契約者双方の申出が可能であったことから、**燃料変動リスクは応札価格に織り込まれなかった。**

➤ 固定費

- 第63回制度設計専門会合で整理された費目（人件費、設備工事費（修繕）、廃棄物処理費、消耗品費、委託費等）を計上。なお、減価償却費、燃料基地運営費のいずれの費用も計上しなかった。
- 当該応札電源は、提供期間後も運転する可能性があることから、修繕費については、運転可能期間（※3）のうち提供期間分を按分計上した。

（※3）提供期間後の運転については、未確定事項であるが、当該電源について次回の長期休止時期が明確であること及び重負荷期のみ稼働が期待される電源であることをもとに運転可能期間を想定し按分計上した。

（注）Pivotal Supplierは、その電源がなければ募集容量を満たすことができない存在である事業者のことをいい、当該事業者は、高値入札を行っても確実に落札される（価格支配力を有する）ことから、入札価格のルール設定及び監視が必要となるとして、第63回制度設計専門会合にて入札の考え方が整理された。今回の公募では、募集容量に対し、1事業者の電源の応札容量合計が募集容量を満たす一方、規模の小さい自家発やDRは、すべて合計しても募集容量に達しなかった。以上から、応札量合計が募集容量を満たす事業者をPivotal Supplierとした。

2-3. 当該事業者の入札価格の考え方に対する事務局の評価

- 前項の事業者の入札価格の考え方に対する事務局の評価は以下のとおり。

【事務局の評価】

➤ 燃料費

- 量：当該落札電源の燃料の調達には、契約履行上、最低取引量制約があることを確認した。これは、追加稼働にかかる燃料の調達に必要な行為であることから、当該量が計上されることは問題ないと考える。また、最低取引量と起動・確認運転・マストラン運転分との差分についても、市場供出され収益が還元されることを確認し、**当該対応について、問題ないと考える。**
- 単価：実契約の精算にて適用される参照単価（月ごとに変動するため、kW公募契約後、事後精算されることがある。）を元に計上していたことから、**合理的なものと考えられる。**

以上から、燃料費の計上方法には問題となる点は確認されなかった。

➤ 固定費

- 第63回制度設計専門会合で整理された費目（人件費、設備工事費（修繕等）、廃棄物処理費、消耗品費、委託費等）を計上しており、減価償却費・燃料基地運営費は計上されていないことを確認した。
- 過去の公募における入札電源について、今回の入札価格の**修繕費が高かった（※）ことから、理由を聴取したところ、下記の説明があり、問題となる点は確認されなかった。**（※）運転可能期間から提供期間分を按分する前の価格
- ✓ 長期計画停止となっていた期間が、3年と過去の応札電源と比して長く、かつ、廃止前提に長期計画停止となっていたこと・湾内立地に比べて太平洋沿の立地であることから、海風の影響を比較的に受けやすく設備の劣化が激しかった（ボイラー外装板等の腐食や脱落、弁の不良、経年劣化によるタービン動翼の亀裂や発錆）。
- ✓ 付帯設備が多く、修繕（分解点検・取り替え等）の対象が多かった。
- ✓ 修繕費は、各設備ごとに過去の修繕実績やメーカーに見積もりを実施し計上した。

- **修繕費の算出**において、当該電源は、今回の落札により修繕を行うことで、提供期間後1年以上運転することが可能と見込まれたことから、**運転可能期間のうち提供期間分が按分計上**されていた。
- これについて、提供期間後の運転は未確定事項であるものの、仮に運転を行った場合、次回の長期休止時期が明確であること（法定による休止）及び、当該電源が重負荷期のみの稼働が期待される（※）ことから、按分方法については**合理的であったと考えられる**。（※）当該電源は、発電単価が高いことを理由にこれまで修繕されずに休止していた電源であったことから、稼働する場合についても、同事業者の他電源に劣後しての稼働となることから、重負荷期のみの稼働となると想定される。
- なお、公募要綱の記載に基づけば、「提供期間の前後にも運転可能となることで収益が見込まれるときは、当該収益相当額は容量価格から控除する」こととなっているところ。
- 公募実施者である東京PGによれば、当該電源については、今後の電源の修繕の状況・需給状況により不確実性が高く、提供期間後の収入相当額の算出が困難であること、及び、既に運転可能期間のうち提供期間分を按分計上していることを応札書類において確認していることから、公募要綱の記載「（予見が困難であるときで、入札後に見込み等が明らかとなった場合等（略））」に該当する事案と捉え、「精算について協議」となっているところ、収益相当額の控除は求めないとのことであった。
- この対応方針について、公募実施者と応札者の公平性の観点から、問題とならないと考える。

以上から、固定費の計上方法には問題となる点は確認されなかった。

（参考）2023年度夏季kW公募公募要綱抜粋

第6章応札方法

3. 入札価格等

(1) 容量価格は、原則として、契約設備を用いて募集概要に応じた追加供給力の供出を行なうために要する、合理的に想定可能な費用相当額（適正利潤を含みます。）としていただきます。ただし、原則として、契約設備が発電設備である場合は、仮に当社との間で本要綱にもとづく2023年度夏季追加供給力契約を締結せず、契約設備を運転しないと ときであっても発生すると見込まれる費用相当額については容量価格に含めないものといたします。また、容量価格に含まれる費用相当を支出することにより本要綱による提供期間の前後にも運転可能となることで収益（本要綱にもとづく募集および受給の後に、同様の公募等が行なわれ、当該公募に活用される場合も含みます。）が見込まれるときは、当該収益相当額（当該提供期間外の運転に伴う可変費相当は除きます。）は容量価格から控除するものといたします。（予見が困難であるときで、入札後に見込み等が明らかとなった場合等は、精算について協議させていただきます。）（略）

(4) 落札した契約設備について、契約者または当社が求めた場合には、提供期間の終了までの間において、契約者が(1)に関して実際に要した費用（マストラン等運転に係る燃料費等の可変費に限ります。）について、当社に提示していただき、入札時における容量価格の算定との乖離が生じた場合には、実際に要した費用にもとづく精算について協議を行なうものといたします。この場合、当社が必要と判断したときには、マストラン等運転に係る燃料費等の可変費算定の前提となる燃料価格等に関して、当社に説明や資料の提出等を行っていただくことがあります。

2-4. 応札事業者からの指摘について①（落札案件選定プロセス）

- 今回のkW公募の公募要綱は、前回から落札案件選定プロセスが変更となった。
- これについて、一部の事業者から適切性について疑義が報告されたため、検討を行った。

（落札案件選定プロセスの変更内容）

- 前回まで：最大確保容量を上限に、評価用価格の安価な案件から落札者としていた（以下「従来選定プロセス」という。）。
- 今回：評価用価格を安価な案件から並べたリストを元に、最低募集容量を下回らない範囲で、最安で必要量を確保する組み合わせの案件を落札案件とした。

（疑義の内容）

- kW公募の制度開始当初は、小規模電源やDRの応札可能性を勘案し、費用最小化の原則は維持しつつも、供給安定性及び競争性を高める観点から、一定程度まで募集容量の超過を許容することとなっていたところ。
- 今回の公募要綱はこの内容と齟齬があるのではないか

2021年7月21日
第37回電力・ガス基本政策小委員会 資料6

論点④ 落札決定方法

- 落札電源等の決定に際しては、安価なものから順に落札し、合計の調達費用を最小化することが大原則である。したがって、安価な小規模電源やDRの応札量の合計が募集容量に達しない一方、より高価な大規模電源が1つで募集容量を満たす場合、当該大規模電源のみが落札されることとなる。
- 他方、安定供給の観点からは、費用最小化を理由に安価な小規模電源やDRを不落札とはせず、より高価な大規模電源と合わせて一定程度までは募集容量を超えて調達する方が供給安定性を高めることとなる。募集容量55万kWを満たした場合でも、供給予備率は安定供給に最低限必要な3%であることを考えると、少しでも多く供給力を確保しておくことは極めて重要である。
- また、今回の追加的な調整力公募のように、応札可能な電源等が限定的であることがあらかじめ明らかである場合、費用最小化の視点のみ着目すると、そもそも小規模電源やDRの応札可能性が事実上なくなることとなりかねない。
※募集容量55万kWに対し、休止中の電源の1つである姉崎火力（60万kW）は1基で募集容量を満たす一方、規模の小さい自家発電やDRは、すべて合計しても募集容量に達しない可能性が高い。
- このため、費用最小化の原則は維持しつつも、供給安定性及び競争性を高める観点から、一定程度まで募集容量の超過を許容することとしてはどうか。
- その際、入札価格の妥当性については、監視等委において事後的に確認することとし、とりわけ約定価格の決定に大きな影響力を行使し得る大規模電源については、同委員会において特に厳格に確認を行うこととしてはどうか。

(検討の結果)

- 2021年度冬季以降、kW公募は、調達・運用の実施の度に、制度設計専門会合にて事後確認を実施してきたところ。
- 2022年度夏季のkW公募運用結果の事後確認の際には、kW公募の募集エリア及び募集量等の決定をする際には、**工夫の余地がないか検討することを求めている。**
- 今回の公募要綱は、公募実施者が、上記指摘から調達費用の圧縮を試みるための取り組みと捉えられ、公募実施者自身が、電力・ガス基本政策小委員会での決定を基本としつつ調達の工夫を行うこと自体は否定されるべきものではなく、**直ちに不適切とは言い切れないものの、大規模電源の応札量の部分落札ができないのか等引き続き、改善検討がなされることが適当**と考えられる。

(参考) 電力・ガス基本政策小委員会においては、2022年度夏季及び冬季については、「従来選定プロセス」を踏襲する旨が明記されていたが、2023年度夏季については言及されていなかった。

2022年10月 第78回制度設計専門会合 資料5

1-3. 今後の公募実施に向けて

- 実施方法及び費用の最小化について

今回の公募では、kWの提供期間中（7月1日～8月31日）に、落札案件の属地エリアにおいて広域予備率8%未満（発動指令の要件）とならなかったことから、結果として活用されなかった案件が2件あった。

kW公募は、保険的位置づけであることや、調達した案件の大部分が実際に発動していたこと等を踏まえれば、特段の問題があるとは考えられないものの、kW公募の募集エリア及び募集量等を決定する際には、工夫の余地がないか引き続き検討することが望ましいと考えられる。

- 運用方法の改善について

- 今回の公募では、継続的な設備不具合に起因した未達度合の高い案件があったところ。
- 関係事業者による未達度合改善の取り組みが図られることが望ましいのではないか（事前確認の強化、設備修繕、契約変更等）。

2-4. 応札事業者からの指摘について②（上限価格）

- 今回のkW公募において、一部の事業者から上限価格の適切性について疑義が報告されたため、公募実施者に確認を行った。
- 上限価格は非公表であることから、確認の結果について、制度設計専門会合専門委員に対して事前に説明を行ったところ。
- 上限価格の設定方法について一定の合理性があるものと考えているかどうか。

2-4. 応札事業者からの指摘について③（随意契約関係）

- 第62回電力・ガス基本政策小委員会（2023年5月）において、kW公募の要件を満たした応札案件について随意契約を行い、供給力を調達することが決定されたところ。
- 要件に合致していないことから、随意契約に至らなかった事業者より、以下の指摘があったことから、事務局において公募実施者の対応等が適切であったか確認を行った。

（指摘の内容）

公募実施者から、随意契約の対象外である具体的な理由（上限価格or追加性）について、開示されなかったことは不適切ではないか

（注） 上限価格超過した案件は、追加性の判断のプロセスに進めない。

- kW公募の主な要件は、上限価格及び追加性であるところ。
- 随意契約対象外である理由を開示することは、**複数案件を応札した事業者にとっては上限価格の考え方を想定可能なものにする可能性がある。**
- **応札事業者間の公平性の観点から、**公募実施者が随意契約対象外である具体的な理由（上限価格or追加性）を開示しなかった対応については、**合理的**であると考えられる。

2-5. まとめ

- 今回のkW公募では、価格規律の対象となる事業者の入札価格の考え方について確認を行い、問題となる点は確認されなかった。
- また、随意契約で調達した案件についても、当初の応札価格での契約となっており、電力・ガス基本政策小委員会での決定に沿ったものであった。
- 追加供給力の調達方法については、大規模電源の応札量の部分落札ができないのか等引き続き、改善検討がなされることが適切と考えられる。

(参考資料)

2.東京エリアの2023年度夏季の追加供給力公募 (kW公募) の 調達結果の事後確認について

(参考) 2023年度夏季kW公募の経緯等

- 2023年3月時点における2023年度夏季の電力需給見通しについて、7月の東京エリアは、厳気象H1需要（※）に対し安定供給に必要な予備率が3.0%と、厳しい見通しであった。※10年に一度の厳しい暑さ・寒さを想定した場合の需要
- 資源エネルギー庁において、電力需給対策の一つとして、追加供給力対策（kW）の検討が行われ、第60回電力・ガス基本政策小委員会（2023年3月29日開催）において、2023年度夏季追加供給力公募（以下「kW公募」という。）が行われることになった。
- 東京エリアでは、kW公募が実施され、供給力を積み増したものの、その後の一部の電源の補修期間延長により、2023年5月時点においても、7月の予備率は3.1%と、厳しい見通しであった。
- この対応として、第62回電力・ガス基本政策小委員会（2023年5月30日開催）において、kW公募の要件を満たした応札案件について随意契約を行い、供給力を調達することが決定された。

● kW公募の議論の経緯等

- 2023年3月29日 第60回電力・ガス基本政策小委員会（3月29日）
2023年度夏季kW公募の実施を決定、募集対象・要件、市場供出の方法、費用負担の考え方について議論
- 2023年4月19日 東京エリアのkW公募開始、5月10日公募締め切り、5月19日落札結果公表
- 2023年5月30日 第62回電力・ガス基本政策小委員会
東京エリアの予備率が5月時点において3.1%であったことを受け、kW公募への応札案件のうち要件を満たす札について随意契約により供給力を調達することを決定。
- 2023年6月26日 東京PGより、監視等委員会に対して随意契約での調達について合意となった旨報告

(参考) kW公募の概要

- 2023年度夏季kW公募概要は以下のとおり。

(主な変更点) 落札者決定方法について、前回までは、最大確保容量を上限に、評価用価格の安価な案件から落札者としていたが、今回は、評価用価格を安価な案件から並べたリストを元に、最低募集容量を下回らない範囲で、最安で必要量を確保する組み合わせの案件を落札案件とした。

公募の概要

	内容
対象設備等	東京エリア管内の電源及びDR。供給力は、供給計画に計上されていないもの対象。
募集容量	30万kW (最大確保容量90万kW)
提供期間	2023年7月1日～8月31日の土日祝日を除く9時～20時
最低入札容量	1,000kW
運転継続時間	1日1回発動の場合は、原則、5時間以上/回 1日2回以上発動の場合は、原則、3時間以上/回
発動回数	1日1回発動の場合は、6回。 1日2回以上発動の場合は、12回。
運用方法	前々日夕方、前日夕方又は当日朝の段階で、広域予備率8%又はエリア予備率が5%を下回ることが見込まれるときに発動指令を行う。 発動指令に基づき、電源等はスポット・時間前市場に原則、限界費用ベースで応札(発動指令時以外の自主的な応札も可)。ただし、DRは、発動指令時に市場に応札するほか、小売事業者との相対契約や小売事業者の自社需要減のための利用も可。 発動指令時に市場に応札し未約定となった場合などゲートクローズ時点でkWに余力があれば、一般送配電事業者の調整力として活用される。
落札者決定方法	落札評価は、電源I'と同様の考え方として、kW価格とkWh価格の総合評価を実施。電源において、マストラン運転が必要となる場合は、その費用をkW価格に含める。 <u>評価用価格が安価な案件から並べたリストを元に、最安で必要量を確保する組み合わせの案件を落札案件とする。</u>
費用負担	公募調達の費用負担については、発動指令等に伴い市場へ応札し得られた収益で費用を回収する。不足分については、託送料金の仕組みを利用して、東京エリアの需要家から回収。

参考：2021年度冬季以降の追加kW・kWh公募の精算結果

	kW公募					kWh公募		
	2021年度冬 (東京)	2022年度夏 (北海道～九州)	2022年度冬 東日本(※2)	2022年度冬 西日本	2023年度夏 (東京)	2021年度冬 (北海道～九州)	2022年度夏 (北海道～九州)	2022年度冬 (北海道～九州)
募集量	55万 kW (最大80万 kW)	120万 kW (最大140万 kW)	103万kW (最大170万kW)	99万kW (最大190万 kW)	30万kW (最大90万kW)	3億kWh	10億kWh	20億kWh
契約量	63.1万 kW	135.7万 kW	103.5万kW	185.6万kW		4.17億kWh	9.3億kWh	18.6億kWh
電源 最高単価	15, 530円/k W	13, 718円/ k W	30, 696円/k W	25, 557円/kW	- (※3)	37.61円/kWh	36.95円/kWh	58.11円/kWh
DR 最高単価	2, 400円/k W	10, 000円/ k W	10, 000円/k W	10, 000円/kW	- (※3)	—	—	—
平均単価	14, 400円 /kW	7, 761円 /kW	25, 972円/kW	6, 810円/kW	11, 316円/kW	35.88円/kWh	36.04円/kWh	53.23円/kWh
平均単価 マストラン除 く	2, 284円/kW	2, 811円 /kW	5, 795円/kW	5, 960円/kW	3, 032円/kW	—	—	—
調達額	約89億円 (※1)	約112億円 (※1)	約335億円 (※1)	約101億円 (※1)	約66億円	約151億円	337億円	1,099億円
還元額	約34億円	約47億円	約88億円	約0.14億円		約88億円	208億円	359億円
還元率	38%	42%	26%	0.14%		約58%	62%	33%
託送回収 額	約55億円 (約8,800円/k w)	約65億円 (約4,800円/k w)	約247億円 (約19,000円/k w)	約100億円 (約7,600円/k w)		約64億円 (約15円 /kWh)	129億円 (約14円/kw h)	740億円 (約39.9円 /kWh)

kW公募の託送回収費用
約467億円

(※1) 調整力活用分(市場供出で不落となった分)の買取費用及び事業税を含み、不要となった起動費・確認運転費及びペナルティ戻し分を控除。

(※2) 公募未達分は、『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』に基づき調達された。なお、数値は、追加調達(随意契約)をした案件含む。

(※3) 応札価格つり上げ防止の観点から非公表。

(参考) 入札価格の基本的な考え方

- 市場支配力が行使可能な事業者に対する入札価格の規律については、不合理な価格設定を抑制しつつ、稼働に要するコスト等については、適切に回収されるようなものであるべき。
- 稼働に要するコスト等としては、例えば、以下の費目を基本とした必要最小限のコストを入札価格として設定することとしてはどうか（マストラン費用の必要性は後述）。
 - 燃料費等の入札時点では不確定な要素については、合理的な予測に基づく価格とすること。
 - 減価償却費等は、今回応札する電源の稼働において追加的に発生する費用を対象とすること。

<kW費用内訳>

- ・ 人件費
- ・ 管理費
 - 運転計画、財務管理、システム費用等
- ・ 減価償却費
- ・ 燃料基地運営費
- ・ 設備工事費（修繕、取替等）
- ・ 試運転費用
- ・ 起動費
- ・ 委託費（燃料加工費等）等

- ・ 燃料費等

<kW費用>

固定費※

※適正利潤を含む

マストラン費用

<費用回収>

入札価格

↑
スポット市場等での
収益の還元（後述）

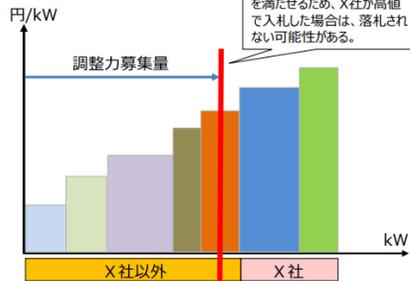
精算
価格

(参考) 入札価格の規律の必要性

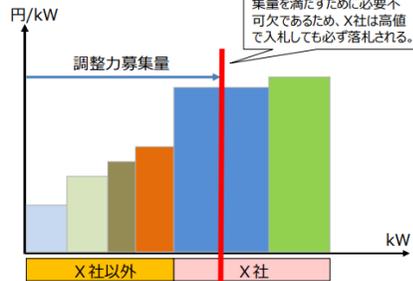
2021年7月 第63回制度設計専門委員会 資料7

- 電力・ガス基本政策小委員会の議論では、今回の公募について、
 - 募集容量55万kWに対し、休止中の電源の1つである姉崎火力（60万kW）は1基で募集容量を満たす一方、規模の小さい自家発電やDRは、すべて合計しても募集容量に達しない可能性が高い。
 ということが言及されている。これは、すなわち、今回の公募において、姉崎火力を保有する事業者はPivotal Supplier（当該電源がなければ募集容量を満たすことができない存在）であることを示唆しており、当該事業者は高値入札を行っても確実に落札される（価格支配力を有する）。
- したがって、こうした事業者が存在する可能性がある場合、厳格な入札価格のルール設定及び監視が必要となる。

●市場支配力を行使できない



●市場支配力を行使可能



4

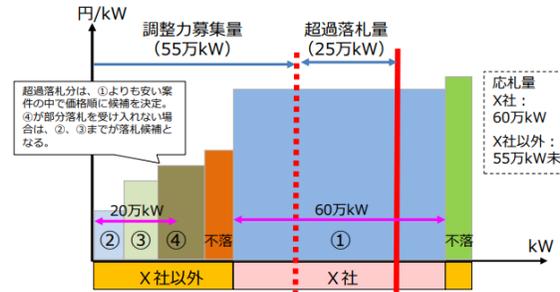
(参考) 入札価格の規律の対象範囲

2021年7月 第63回制度設計専門委員会 資料7

- 前頁を踏まえ、市場支配力が行使可能な事業者に対しては、入札価格に対する一定の規律が必要となるが、規律の対象とすべき事業者の範囲をどこまでとすべきか検討した。
- 姉崎火力(60万kW)の場合は、休止電源を再稼働させるために要するコストを確実に回収すべく、応札容量は60万kWで設定するのが合理的な行動となる。このため、今回の公募では、Pivotal Supplierになると考えられるため、入札価格に対する規律の対象*とすべきではないか。
- 姉崎火力以外の電源、DRの場合は、実質的には募集容量超過分の最大25万kW分の落札を巡る競争となる可能性が高く、Pivotal Supplierとはならないと考えられるため、入札価格に対する規律は不要と考えるがどうか。

落札評価プロセスのイメージ

*姉崎火力が応札せず、別の55万kW以上の電源等が一件応札した場合は、当該電源等が規律の対象となる。



●落札評価プロセスのイメージ

1. X社以外の応札量では、募集量55万kWを満たせないため、X社が落札候補1位(左図①)となる。
2. 残りの落札可能量20万kWの中で、①よりも価格が安い入札案件の中から価格順に落札候補を決定(左図②~④)。
3. 上記2のうち落札候補最下位の電源等(左図④)について、その応札量を全て落札すると20万kWを超過する場合は、応札量未分で約定(部分約定)が可能か協議。
4. ④が部分約定不可とした回答した場合、当該電源等は不落となる。

5

東京エリアにおける追加対策

- 7月の東京エリアにおいては、追加供給力公募（kW公募）により供給力を積み増したものの、その後の一部電源の補修期間の延長が生じており、現時点での予備率は3.1%と非常に厳しい見通しである。
- このため、追加供給力公募において非落札となった電源及びDRのうち、要件（上限価格、追加性等）を満たすものについては、緊急的・臨時的な措置として、随意契約により追加的に調達することとしてはどうか。

※ただし、非落札となった電源・DRにより追加的に調達する計13.6万kWのうち、要件を満たすものは少なく、仮に追加で調達しても、供給力の増加は僅かにとどまる見込み。

(注) なお、その場合、kW公募としての最低限の募集量（30万kW）を確保はしたものの、その後の他電源の状況変化や安定供給の確保の観点から踏まえ、「必要量が確保できなかった」とみなし、調整力ガイドラインの「（10）必要量まで確保できなかった場合」を準用する。

また、随意契約に際しては、以下の対応/要件を前提とする。

- (1) kW公募に準じた対応であること（追加性等の要件、託送料金による費用回収等）
- (2) 今夏（7月及び8月）の提供期間に供給力供出が確実な案件を調達すること
- (3) 応札価格ベースでの契約協議が可能な案件を調達すること

- また、節電の呼びかけやデマンド・リスポンス等の需要対策の実効性をより一層高める観点から、自治体等と連携するなどし、電力需給の見通し及び対策の必要性について、産業界や家庭等への周知活動に取り組んでいくこととしてはどうか。
- あわせて、2022年6月の需給ひっ迫の経験を踏まえ、電源トラブル等による供給力の減少に迅速に対応する観点から、試運転中の火力発電所や連系線等の状況をきめ細かく把握・管理し、必要に応じ、時間的余裕を持った補修点検時期の調整や、電源トラブルからの復旧状況等の丁寧な確認等を行うこととしてはどうか。

※今夏は、JERAの火力2機（姉崎新3号機及び横須賀2号機、計約130万kW）が試運転中。

2023年度夏季の電力需給見通し（2023年5月末時点）

- 本年3月末時点では、7月の東京エリアの予備率は3.0%となるなど厳しい見通しであったため、東京エリアを対象に追加供給力公募（kW公募）を実施。
- こうした対策や、至近で生じた供給力の変化を踏まえたこの夏の電力需給見通しは、10年に一度の厳しい暑さを想定した電力需要に対し、西日本エリアを中心に概ね10%程度の予備率を確保しているものの、東京エリアにおいては、7月の予備率が3.1%と引き続き厳しい見込み。

厳気象H1需要に対する予備率

<3月末時点※>

	7月	8月	9月
北海道	8.6%	10.9%	20.0%
東北			19.3%
東京	3.0%	3.9%	5.3%
中部	11.7%	13.6%	11.4%
北陸			12.9%
関西			
中国			
四国		14.4%	18.5%
九州		13.6%	
沖縄	22.3%	18.7%	21.6%

<現時点>

	7月	8月	9月
北海道	5.2%	7.6%	15.8%
東北			
東京	3.1%	4.8%	5.3%
中部	9.8%	11.7%	7.8%
北陸		11.9%	11.3%
関西			
中国			
四国	11.2%	14.4%	18.5%
九州	9.8%	11.9%	
沖縄	22.3%	18.7%	21.6%



(出典) 第86回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料5

(参考) 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

(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。

2023年度の電力需給見通し（2023年3月29日時点）

- 全電気事業者の2023年度供給計画届出書の内容や、各一般送配電事業者から提出されたH1需要を反映した2023年度高需要期の需給見通しでは、厳気象H1需要に対して全エリアで安定供給に最低限必要な予備率3%を確保できている。
- 一方で、夏季は、7月の予備率が3.0%となるなど、東京エリアは厳しい見通しとなっている。

厳気象H1需要に対する予備率

<夏季>

	7月	8月	9月
北海道	8.6%	10.9%	20.0%
東北			19.3%
東京	3.0%	3.9%	5.3%
中部	11.7%	13.6%	11.4%
北陸			12.9%
関西			
中国		14.4%	
四国		13.6%	18.5%
九州	22.3%	18.7%	21.6%
沖縄			

<冬季>

	12月	1月	2月	3月
北海道	13.0%	4.6%	5.3%	14.2%
東北			4.9%	
東京	12.4%	9.4%	8.9%	
中部				
北陸				
関西		21.0%		
中国				
四国	14.2%			
九州				
沖縄	51.6%	42.8%	40.8%	59.3%

2023年度夏季に向けた供給力対策の基本的な方向性

- 今回、全ての電気事業者が提出する2023年度供給計画を反映し、夏と冬の高需要期における電力需給見通しを確認した。
- 2023年度夏季の電力需給の見通しは、多くのエリアで、厳気象H1需要に対して、概ね10%以上の予備率を確保できる見通しである一方、東京エリアにおいては、**7月の予備率が3.0%となるなど、引き続き厳しい見通し**となっている。
- これまで、電力広域的運営推進機関を中心に電源の補修点検時期を調整するなどの対応を行ってきたが、電源トラブルによる供給力の減少や、急激な気象状況の変化による電力需要の増加といった、需給両面での不確実性やリスクも存在する。
- このため、安定供給に万全を期す観点から、今後、設備トラブルの未然防止等を要請しつつ、2023年度夏季に向けても、不足の事態に備えた一種の社会保険として、2021年度の冬季以降、電力の高需要期に実施してきた**追加供給力公募（kW公募）を実施することとしてはどうか。**
- なお、2022年度冬季は、暖冬等の影響もあり、燃料調達に起因する電力安定供給上の支障は生じなかったものの、ウクライナ情勢は未だ収束しておらず、今後、他国の需要の伸び次第では、LNGをはじめとした燃料調達が更に激化することも想定される。
- このため、kWh公募の実施については、資源調達全体を巡る諸情勢等も踏まえつつ、今後検討をしていく。

kW公募（2023年度夏季向け）の実施に向けた論点①

<実施エリア・実施主体について>

- 2023年度夏季の需給バランスは、西エリアを中心に一定の水準を確保できている。一方、東エリアについては、連系線の空き容量の関係からエリアの分断が生じており、東京エリアの予備率が低く、電力需給は厳しい見込み。
- このため、追加供給力公募の**実施エリアは、東京エリアのみとし、実施主体は、東京電力パワーグリッド**とすることとしてはどうか。

<提供期間について>

- **3.0%と厳しい水準である7月の東京エリアを対象に、追加的な供給力を確保すべく、7月を対象とすることを基本とし、夏季の電力の安定供給に万全を期す観点から、7月だけでなく、同じく予備率3%台の8月についても提供期間の対象とすることとしてはどうか。**
- また、一般的に電力需要が特に高まる7月及び8月に加え、昨年度は6月に異例の高需要となったこともあり、こうした期間の前後にも電力需要が高まる可能性もある。このため、**6月下旬や、9月の供給力の供出について、2022年度冬季に実施したkW公募に倣い、インセンティブを持たせる仕組みとしてはどうか。**

kW公募（2023年度夏季向け）の実施に向けた論点②

<募集量について>

- 2022年度の夏季及び冬季、安定供給に最低限必要な予備率3.0%は確保されているものの、需給両面での不確実性を踏まえ、不測の事態に備えた一種の社会保険として追加の供給力公募を行ってきた。
- こうした考え方に倣い、2023年度の夏季に向けても、追加的な供給力を確保することが望ましい。その際の募集量としては、これまでのkW公募における募集量の考え方などを参考に、実施エリアのH1需要の1%相当の改善を念頭に置きつつ、過大な募集量とならないことが重要。（※東京エリアのH1需要は5,931万kW（≒1%：約60万kWに相当））
- このため、最低限の募集量としては、H1需要の約0.5%に相当する30万kWとすることとしてはどうか。また、徒に過大な調達を回避する観点から、対象エリアにおける休止中の大規模火力発電所の応札可能性も踏まえ、最大募集量は、90万kWとすることとしてはどうか。
（例：広野火力発電所2号機（60万kW・石油）等）
- ただし、公募の結果として、最低限の募集量に満たない場合は、費用の適切性や安定供給の確保の観点、参加機会の公平性等を踏まえつつ、経済合理性があると認められる場合には、随意契約による調達についても柔軟に認めることとしてはどうか。

追加供給力公募の実施における更なる改善の方向性について

- 2021年度の冬季以降、追加供給力公募を3度実施してきた。公募により落札された電源は、暑さや寒さが厳しく、電力需要が高まった際の追加の供給力として稼働し、安定供給に寄与してきたところ。
- この点、供給力を生み出す原資としての燃料については、Pivotal Supplierの燃料費変動リスクの織り込み価格が大きくなり、結果として公募時の応札価格が高値となれば、他の応札案件の応札価格が不要につり上がる可能性は否定できない。
- 特に、電源の中にはマストラン運転を要するものがあり、そうした電源のマストラン費用（燃料費）については、入札時点では不確定要素である。このため、燃料先物市場価格等を基に変動リスクを織り込み計上することは合理的と考えられる。
- マストラン運転に要する燃料費が応札価格に占める割合が大きいことから、応札電源の中にマストラン運転があると想定される場合は、今後の公募に際しては、例えば、応札価格に燃料費変動リスクを織り込まず、事後的に精算する仕組みとするなどの工夫を行ってはどうか。

1. 需給調整市場の運用について
2. 東京エリアの2023年度夏季の追加供給力公募（kW公募）の調達結果の事後確認について
3. **2027年度向けブラックスタート機能公募調達結果の事後確認等について**

本論点について

- 2027年度向けのブラックスタート機能公募（以下、「BS公募」という。）について、2023年5月15日に落札案件が決定した。
 - 調達結果について事務局で確認し、過去の制度設計専門会合において整理された「入札価格の考え方」に概ね基づいたものであった（補足資料参照）
 - なお、応札価格算定の際に控除する「他の市場等から得られる期待利潤」については、第83回制度設計専門会合（2023年3月）において整理されたとおりに算定されていた。
- 2028年度向け以降の公募における見直しに伴う対応について検討した。
 - 2028年度向け以降の公募見直しによる既契約（予定含む）への対応については、応札額から控除される期待利潤の算定において、上池の最低池水位を「0」として想定したことが確認できた契約年度についてのみ、当該期待利潤の額の変更を認めることとしてはどうか。（補足資料参照）
- 上記について、事務局の作業の確認及び検討結果について御審議いただきたい。

（参考）2027年度向けブラックスタート機能公募スケジュール

- 2022年 8月 公募要綱案公表・意見募集開始
- 2022年10月 公募要綱決定・募集開始
- 2023年 5月 落札案件決定

3-1.2027年度向けのブラックスタート機能公募結果について

- 2027年度向けのブラックスタート機能公募（以下、「BS公募」という。）結果は以下の通り。
- なお、北海道については、地区系統のうち1つが未達となったところ、当該系統にはブラックスタート機能を有する電源が1か所のみであり電源等の参加機会公平性の配慮は不要と考えられることから随意契約で調達を行った。

2027年度向けのブラックスタート機能公募結果

募集・応札・落札箇所数

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
調達量	7発電所 10ユニット 地区系統 4発電所	3発電所 6ユニット 地区系統 4発電所	4発電所 14ユニット	2発電所 5ユニット 地区系統 5発電所	2発電所 4ユニット	3発電所 5ユニット	2発電所 4ユニット	2発電所 4ユニット	2発電所 4ユニット
調達平均単価	39円 /kW	112円 /kW	5,637円 /kW	3,958円 /kW	208円 /kW	6,437円 /kW	4,243円 /kW	7,522円 /kW	4,580円 /kW
調達額	2千万円	2千万円	265億円	58億円	5千万円	90億円	51億円	49億円	50億円

(注) 北海道エリアの随意案件を含む

(参考) 2026年度向けのブラックスタート機能公募結果

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
	7発電所 10ユニット 地区系統 4発電所	3発電所 6ユニット 地区系統 4発電所	4発電所 14ユニット (うち調達済み 3発電所 10ユニット)	2発電所 9ユニット 地区系統 5発電所	2発電所 4ユニット	3発電所 5ユニット	2発電所 5ユニット	2発電所 4ユニット	2発電所 4ユニット
調達平均単価	40円 /kW	72円 /kW	7,066円 /kW	4,831円 /kW	582円 /kW	8,158円 /kW	4,801円 /kW	7,045円 /kW	8,274円 /kW
調達額	2千万円	1.2千万円	248億円	120億円	1億	114億	73億	46億	90億

(注) 東京エリアの辞退案件含まず

3-2. BS公募落札案件の入札価格の考え方

- BS公募の応札案件については、現状、ブラックスタート機能を有する電源が限られており、今後も競争は限定的であることが想定されること。
- 不当に高い価格で入札された場合や、入札価格の低い電源が正当な理由無く落札されなかった場合、電気の利用者の利益を阻害するおそれがあることから、第42回（2019年10月）及び第52回（2020年12月）の制度設計専門会合において入札価格の考え方が整理された。
- 落札案件（44件）について、入札価格の考え方を聴取したところ、23件が下記「入札価格の考え方①」に沿って算定され、残り21件が「入札価格の考え方②」に沿って算定されていた。
- 確認の結果、2027年度向けブラックスタート機能公募の入札価格は、過去の制度設計専門会合において整理された「入札価格の考え方」に概ね基づいたものであった（P52, 53参照）。

入札価格の考え方①

- 入札価格について、固定費相当額から、他の市場等から得られる期待利潤を控除した額（入札価格 = 固定費相当額 - 期待利潤）とする。その場合、固定費相当額、他の市場から得られる期待利潤を適切に計上する。

入札価格の考え方②

- 固定費相当額が他の市場から得られる期待利潤以下の場合、入札価格がBS特有の機能維持に必要な最低限のコストとする。

3-2. 確認結果①（「入札価格の考え方①」の落札案件について）

- 「入札価格の考え方①」（入札価格＝固定費相当額－期待利潤）に沿って入札価格を算定した23件について、発電事業者に対し固定費相当額及び期待利潤の積算データの提出を求め、詳細について質問し、確認を行った。
- 確認の結果、固定費相当額は、各案件とも実績等をもとに見積もられていた。期待利潤は、基本的に想定可能な範囲で見積もられ控除されていた。
- なお、期待利潤については、14件が第83回制度設計専門会合で整理した「ポンプアップ原資を市場等から安く調達し、発電分をそれ以上の価格で売電する運用」等（※1）を想定し算定していた。2件については、相対契約収入を算定した案件については、相対契約により市場収益以上の収益が得られる想定であったことを確認した（※2）。

（※1）卸電力市場及び需給調整市場双方への供出を念頭にシミュレーションした結果に基づき期待利潤を算定した案件もあった。

（※2）固定費相当額をブラックスタート機能に関連する固定費のみ応札価格とした7件については、期待利潤が発生しない。

入札価格の構成
人件費
減価償却費
修繕費
公租公課
委託費
その他費用
事業報酬
▲期待利潤 (※年間費用から差し引かれる)

各社の考え方（聴取結果）

◆固定費相当額

- 電源は、固定費（主に人件費、減価償却費、修繕費、公租公課）に事業報酬相当額を乗せた金額を見積もっていた（電源毎の過去実績、認可出力費で按分等）。
- 前年度公募と比して高値となっていた案件について、理由を確認したところ、分解点検・経年設備取替等によるものであった。

◆期待利潤

- **相対契約収入**
- **卸市場収入**（揚水電源計上方法例：スポット単価×発電量から発電費用（揚水動力費用、託送費用等）を控除した額。）
- **需給調整市場収入**

3-2. 確認結果①（ブラックスタート特有の機能維持に必要なコストの考え方の評価）

- ブラックスタート特有の機能維持に必要なコストについては、いずれの案件も非常用発電機等の固定費、維持費（試送電機能・調相機能等）、訓練費等を計上していたことを確認した。
- 前年度と比して、費用項目が高値であった案件については、理由を確認したところ、設備更新及び修繕等によるものであった。

（参考）

「入札価格の考え方①」に沿って入札価格を算定した案件は、契約後、仮に容量市場収入が応札価格を超えた場合には「ブラックスタート特有の機能維持に必要なコスト」が、一般送配電事業者から落札者への支払額となる。

「入札の考え方②」に沿って入札価格を算定した案件は、ブラックスタート特有の機能維持に必要なコストが入札価格となる。

2020年12月 第52回制度設計専門会合 資料6

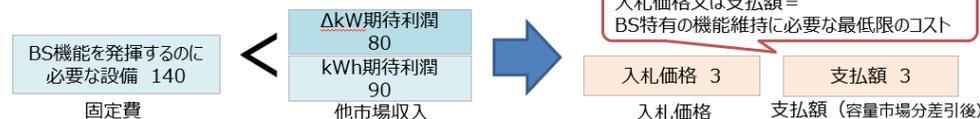
参考：確認結果①（ブラックスタート特有の機能維持に必要なコストについて）

- 「入札価格＝ブラックスタート特有の機能維持に必要なコスト」として入札された10件のうち2件について、積算を確認し、コストに不適切な内容が含まれていないこと、及び不当に高い金額が計上されていないことを確認した。なお、10件ともに入札価格は数十万円～数百万円である。
- 入札価格又は支払額（容量市場の収入分を差し引いて実際に落札事業者を支払われる金額）が0又はブラックスタート特有の機能維持に必要な最低限のコストを下回る場合、ブラックスタート公募に入札しないことが発電事業者としての合理的な行動となり、その発電所のブラックスタート機能を廃止することにつながるおそれがある。
- 以上より、「入札価格＝ブラックスタート特有の機能維持に必要な最低限のコスト」とすることは、「不当に高い価格での入札」に該当するものではなく、問題無いと言えるのではないか。また、次年度以降は、ブラックスタート特有の機能維持に必要な最低限のコストを最低支払額としてはどうか。（※公募要綱を改正）

ブラックスタート特有の機能維持に必要な最低限のコストの例

- BS訓練費など、契約した場合にのみ発生するコスト
- 非常用発電機にかかる固定費など、BS機能を維持する場合に発生するコスト

※当年度の公募結果については修正しないこととする。



3-3. 2028年度向け以降の公募見直しによる対応について

- 広域機関の第86回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2023年5月）にて、ブラックスタート電源がkW・kWhを確保する必要性が審議され、2028年度向け以降のブラックスタート機能公募において、ブラックスタート機能に必要なkW・kWhに関する内容を明示することが決定された（※1）。
- 第83回制度設計専門会合（2023年3月）にて、**ブラックスタート機能に必要なkW・kWhに関する内容を明示することになれば、過年度の既契約額（※2）に影響する事業者（※3）（以下「当該事業者」という。）が発生する可能性**をお示したところ。
- 当該事業者は、応札価格の期待利潤の考え方において、上池の水を全てBGが経済運用としており、ブラックスタートのための上池の水量を考慮していなかった。
- 一方で（※4）、既契約書の運用要件には「常時、ブラックスタート機能を提供可能な状態に維持すること」とあったことから、当該部分についてどのように解釈していたか聞き取りを行ったところ以下の回答があった。
 - 要件に具体的な池容量確保の記載がなかったことから、必要なkW・kWhは一般送配電事業者が余力活用で確保するものと解釈。
 - 必要なkW・kWhは、余力として空けておく必要はないが、稼働可能な設備能力として確保するものと解釈。
 - 一般送配電事業者に、必要量上池の制約があるのであれば、契約時には要請があるものと考えていたが、既契約において要請がなかったことから上池活用には制約がないものと解釈。

- 本論点は、一般送配電事業者と応札事業者（契約事業者）間で、運用要件「常時、ブラックスタート機能を提供可能な状態に維持すること」の捉え方にずれがあったことから生じていることから、運用要件の捉え方によって、契約額の見直しの是非を判断することが困難と考えられる。
- そこで、個々の案件の期待利潤の算定において上池の最低位水位の見積もり値等を確認したところ、**過去運用の参照・予備力確保・シミュレーションの結果等から一定の最低池水位を確保している案件**があった。
- この最低池水位は、**ブラックスタートのための最低池水位ではないが、期待利潤の算定においては、使用可能な水量から控除**されており、**実質的に「ブラックスタートのための上池の水量を想定した」と捉えることが可能**と考えられる。
- 以上から、**当該事業者については、応札額から控除される期待利潤の算定において、最低池水位を「0」として想定したことが確認できた契約年度についてのみ、応札額に織り込んだ期待利潤の額の変更を認めることとしてはどうか**（※5）。
- その際、期待利潤の額の算定は、第83回制度設計専門会合で整理した期待利潤の考え方等を基本に行われることが適当と考えられる（※6）。
- ブラックスタート電源確保費用は、レベニューキャップの制御不能費用であり、事後調整の対象費用であることから、変更後の見直し額は、レベニューキャップの検証を経て、妥当と認められた範囲で収入の見通し及び託送料金に反映されることとなる。

（※1）ブラックスタート機能に必要なkW・kWhの通知にあたっては、発電機個々の状況を勘案のうえ、通知要否を検討することとしている。

（※2）2027年度向け公募の契約予定額含む

（※3）第83回制度設計専門会合では、「ケース②」の事業者と整理した（次項参照）。

（※4）一般送配電事業者は、既契約書の運用要件に「常時、ブラックスタート機能を提供可能な状態に維持すること」と記載があること、及び、現行の揚水発電機の太宗はT S Oが運用主体で、BS機能提供可能な状態に維持するために必要なkW・kWhを上池に待機させていることから、kW・kWhの必要性について既契約事業者は理解していると認識していた。（※5）期待利潤の額の変更が認められる電源は純揚水であり、応札エリアは、公募時点で複数事業者による応札はなかった。

（※6）2024年度には考慮されていなかった最低保証額の考慮。

2-3. 過年度の公募案件におけるkW・kWh必要量の扱いについて③ (事務局見解)

- 過年度公募について、事後的に事業者間の申し合わせでkW・kWh必要量を確保することに伴う影響について。
- 既契約事業者は過年度公募の応札価格算定において、「ブラックスタートのために必要となる上池の水量」を下記のとおり見積もっていた。

ケース①：従来の電源Ⅱの運用等から、ブラックスタートのための上池の水量を想定した

ケース②：上池の水を全てBGが経済運用するとしたため、ブラックスタートのための上池の水量を考慮していない

- 仮に、事後的にTSOから提示される必要kW・kWhが、過年度公募時の「ブラックスタートのために必要となる上池の水量」と比して多かった場合、応札価格が、必要kW・kWhを考慮した場合と比して低くなることから、TSOとの申し合わせで契約額の変更を求めてくる可能性が考えられるところ。
- ケース①については、2028年度以降の公募においてもkW・kWh必要量は応札時には不明であることから、再算定は不要と考える。
- ケース②については、応札価格の算定の際に、期待利潤を既契約書の運用要件「常時、ブラックスタート機能を提供可能な状態に維持すること」について、どのように解釈していたかを確認し、判断することとしたい。

(参考資料)

3. 2027年度向けブラックスタート機能公募調達結果の事後確認等について

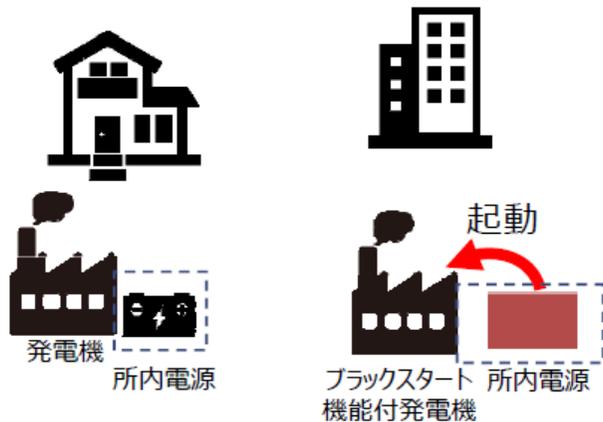
参考：ブラックスタート機能

第2回平成30年北海道胆振東部地震に伴う
大規模停電に関する検証委員会 参考資料2

- ブラックスタートとは、ブラックアウトの状態から、外部電源より発電された電気を受電することなく、停電解消のための発電を行うことを言う。

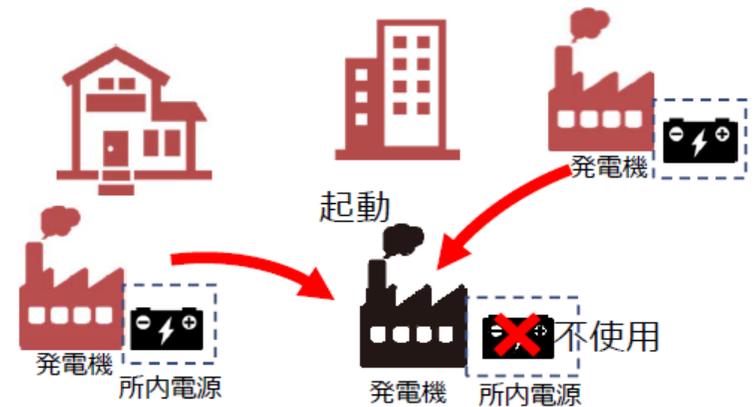
ブラックスタート

全停電



- ブラックスタート機能付発電機は、外部電源より発電された電気を受電することなく、所内電源によって起動する。

通常の電源起動



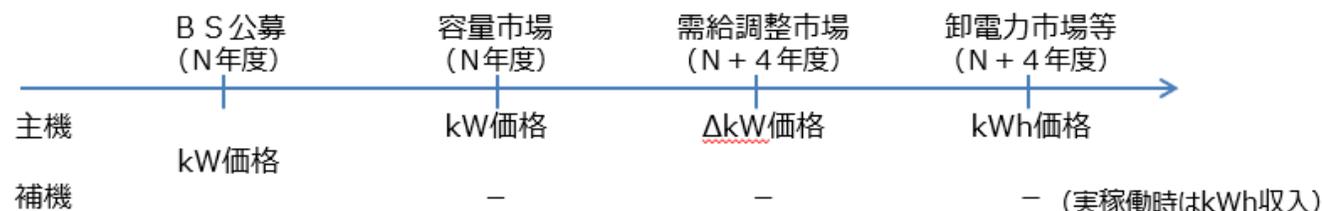
- 外部電源から電気を受電し、所内電源を使わずに発電機を起動する。

参考：入札価格に関する規律の必要性

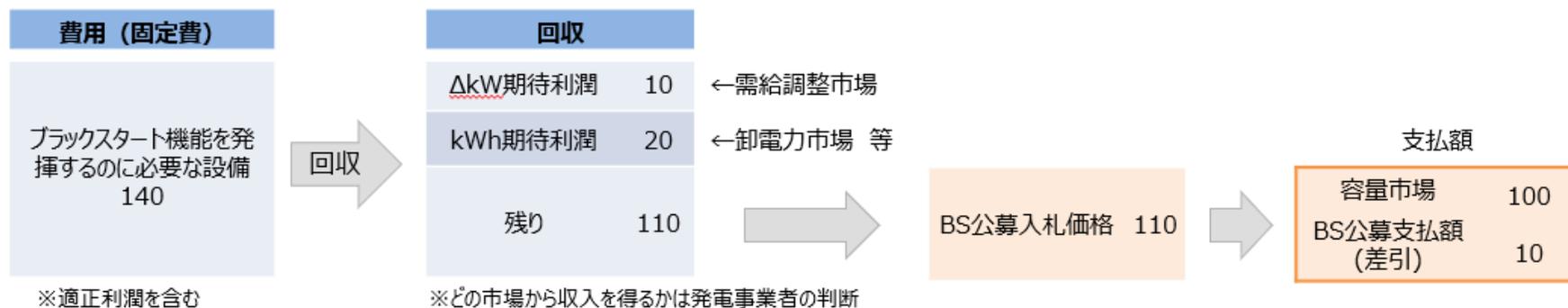
2019年10月 第42回制度設計専門会合 資料6 一部改変

- 現状、ブラックスタート機能を有する電源は限られており、今後も競争は限定的であることが想定される。そのため、不当に高い価格とならないように、一定の規律が必要ではないか。
- ブラックスタート機能を有する電源は容量市場以外にも、卸電力市場への投入等による収入が期待できることから、当該期待利潤を入札価格から控除することが望ましいと考えられる。
- そのため、ブラックスタート公募への入札価格は固定費相当額から、他の市場等から得られる期待利潤を控除した額とすることを基本としてはどうか。
- 入札価格の適切性については、電力・ガス取引監視等委員会にて監視することとしたい。

ブラックスタート電源が各市場等で得られる収入



入札価格の考え方



改善事項①：技術検討による調達対象範囲の精査について

- 第71回制度設計専門会合において、ブラックスタート機能公募開始以降、改めての技術検討を実施していない事業者については、技術検討の実施の徹底を求めるべきであるとの考え方を整理したところ。
- 現状の信頼度（復旧時間）を確保するために各エリアに必要なブラックスタート発電所数については、電力広域的運営推進機関の第67回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2021年11月16日）の中で整理されている。一方、各発電所の必要ユニット台数（予備ユニットの取扱い）については、審議会等での整理はなされていない。
- 予備的にBSユニットを確保する際は、BSユニットや共用送電線が一部停止（N-1）しても現状の信頼度（復旧時間）を損なわない範囲を上限として、公募上の調達対象を最低限とするとの考えのもと、TSO各社で技術検討を実施。
- 従来、信頼度基準を統一的に定めていなかったものに対し、予備的にBSユニットを確保する際考え方を統一して調達対象ユニット数について技術検討を実施した結果は以下の通り。
- 本検討結果も踏まえると、2023年度以降の新託送料金制度（レベニューキャップ制度）においては、調達ユニット数が削減となるエリアにつき、削減したユニットの費用の算出結果を踏まえて、必要な査定を行うことが妥当ではないか。

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
技術検討前 ユニット数	7発電所 10ユニット	3発電所 6ユニット	4発電所 14ユニット	2発電所 9ユニット	2発電所 4ユニット	3発電所 5ユニット	2発電所 5ユニット	2発電所 4ユニット	2発電所 4ユニット	3発電所 3ユニット
技術検討後 ユニット数	7発電所 10ユニット	3発電所 6ユニット	4発電所 14ユニット	2発電所 5ユニット	2発電所 4ユニット	3発電所 5ユニット	2発電所 4ユニット	2発電所 4ユニット	2発電所 4ユニット	3発電所 3ユニット

出典：送配電網協議会

※上述の検証結果は、現状の調達案件を前提に精査したものであるため、落札結果により内容は異なる。

2. 北海道エリアのブラックスタート機能調達未達への対応について

- 「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」によれば、電源等の参加機会の公平性・コストの適切性・透明性の観点から、ブラックスタート機能の調達は、原則、公募により行うことが望ましいと考えられるところ。
- 現在、2024年度向け～2026年度向けのブラックスタート機能が調達未達となっている3系統（久保内、然別第一、えりも（※1））については、ブラックスタート機能を有する電源が1か所のみであり、また、期間的に新規参入（新設電源や新たにブラックスタート機能を追加する既設電源）を見込むことが困難であり、電源等の参加機会公平性への配慮は不要と考えられることから、随意契約を認めてはどうか（※2）。
- なお、コストの適切性及び透明性の観点から、公募実施者に対して、相対交渉においてBS機能提供事業者の提示額の適切性を確認した上で契約を行うことを求めるとともに、監視等委員会において、契約価格及び相対交渉の内容等について厳正な事後監視を行うこととしたい。

（※1）2024年度及び2025年度については、当該3系統は公募未実施。久保内（くぼない）系統については、2025年度はブラックスタート機能提供可能な期間のみ契約を締結する。なお、契約締結前は有事の際には移動発電機車にて対応することとなる。

（※2）ブラックスタート機能公募は、価格規律が設定されていることから、再募集と随意契約とで契約価格の差は生じないと考えられる。

(参考) 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

(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。

1 - 3. 期待利潤の考え方

- これまで、BS公募の価格規律は、「固定費相当額から、他の市場等から得られる期待利潤を控除した額」と定めているのみであったところ。
- 一方で、BS公募費用が託送料金から回収されることを鑑みれば、①混合揚水機において、相対契約先が容量市場収入で回収できない部分の固定費を負担することなく揚水機を運用するとして、自流分kWh収入等のみを期待利潤とすること、②コスト削減効果が同一事業者に発生しているにも関わらずBS電源自体に収益が発生しない考え方で期待利潤を算定すること、③需給調整市場のマージン収益を0円と計算して期待利潤を算定し、BS公募の応札価格を設定することは、適切とは言えないのではないか。
- 上記の考え方に基づけば、特に、揚水発電所の運用については、ポンプアップ原資を市場等から安く調達し、発電分をそれ以上の価格で市場に売電する運用（以下「当該運用」という。）以上の利益が得られなければ、相対契約や他の運用を行うことは経済合理性がないと考えられることから、基本的に「当該運用」のシミュレーションを行い算定した期待利潤を控除すべきではないか。
- 2027年度向け公募については、来月4月12日が入札締め切りとなっているところ。事務局では、2027年度向け公募結果について、上記に基づいた事後確認（※）を行うこととしたい。なお、「当該運用」のシミュレーションを行わなかった案件については、その理由及び算定根拠を確認することとしたい。（※）算定根拠の確認等含む。
- また、応札電源の前年度収入項目の内訳（額、量等）の提出を求め、相対契約収入がある場合に、「当該運用」のシミュレーションを行い算定した期待利潤が相対契約収入を下回る場合には、理由を確認し必要に応じて指摘することとしたい。
- なお、「固定費相当額から、他の市場等から得られる期待利潤を控除した額」以下の入札価格での応札は妨げない。

（参考）過年度公募において当該運用で算定した案件の期待利潤の額（期待利潤額を送電端容量で除して算出）

・2024年度向け公募：約240～400円/kW ・2025年度向け公募：約550～700円/kW

2-3. 過年度の公募案件におけるkW・kWh必要量の扱いについて① (TSO見解)

- 2024～2027年度向け公募（以下「過年度公募」という。）の契約案件（2027年度向けは現在募集中）についてのkW・kWh必要量の取扱いについて、TSOに確認を行った結果、下記回答があった。
 - ✓ これまでは、募集要綱および契約書の運用要件の中で、常時、BS機能を提供可能な状態に維持することを要件としており、現行の揚水発電機の太宗はTSOが運用主体で、BS機能提供可能な状態に維持するために必要なkW・kWhを上池に待機させていることから、kW・kWhの必要性について既契約事業者は理解している認識。しかし、契約書内で具体的なkW・kWh必要量は記載できていなかった。（注）
 - ✓ 揚水発電機については、2024年度以降、池全体の水位運用をBGが管理することとなり、平常時からTSO判断で水位運用できないこと及び余力活用では十分なkWh量を確保できないことから、確実にブラックスタート機能を発動できるよう、既契約事業者と申合せ等にてkW・kWh必要量を定めることとしたい。
 - ✓ なお、2028年度向け公募以降は、要綱においてkW・kWh必要量に関する内容を明示し、契約書や申合せ等にてkW・kWh必要量を定めることとする。

（注）事務局注：契約書内では、具体的な確保方法（BGがBG計画上で確保するのか、従来通り電源Ⅱ（余力活用）の運用の中でTSOが確保するのか）について明記されていなかった。

（参考）ブラックスタート機能募集要綱（別冊）ブラックスタート機能契約書抜粋
（運用要件）

（1）甲は、次条にもとづきあらかじめ定める補修停止等の期間を除き、常時、ブラックスタート機能を提供可能な状態に維持すること。