

容量市場について

2017年10月6日

資源エネルギー庁

容量市場における論点（1 / 3）

- 以下の各論点については、9月6日の第10回制度検討作業部会において議論を行った。

| 論点 | 概要 |
|---------------------|--|
| 1.容量市場と需給調整市場との関係 | 容量市場で取引されるkW価値と、需給調整市場で取引される価値との間で、どのように整合性を確保するか。 |
| 2.稀頻度リスクへの対応（大規模災害） | 我が国固有の稀頻度リスク（大地震等の大規模災害）への対応のために確保する容量について、容量市場での位置づけをどのように考えるか。 |
| 3.容量市場の地理的範囲 | 容量オークションを全国単一で実施するか、エリア毎に実施するか。全国単一で実施する場合、連系線制約をどのように考慮するか。連系線制約を考慮し、エリア間値差が生じる場合、これをどのように扱うか。 |
| 4.容量オークション外の相対取引の扱い | 容量市場の導入如何に関わらず、発電事業者等と小売電気事業者は相対取引を行うことが可能であるが、相対契約のある小売（自社電源を含む）に対し、容量オークションを経由しない支払を認めるか。 |
| 5.容量オークションへの参加 | 発電事業者等が容量オークションに参加せず、入札しないことを認めるか。発電事業者等の裁量で、自由に容量オークションへの参加、不参加を決められる場合、市場支配力の行使が懸念されることをどのように考えるか。 |
| 6.容量確保時期と契約期間 | 投資回収の予見性向上と、当初想定からの変動リスク拡大の観点から、容量確保時期と契約期間をどのように考えるか。 |

第10回制度検討作業部会で議論した論点

容量市場における論点（2 / 3）

- 本日御議論いただきたい論点は以下のとおり。

| 論点 | 概要 |
|----------------------|--|
| 7.容量市場の対象範囲と費用負担の考え方 | 容量市場で取引されるkW価値はどの範囲までを対象とするか。 容量市場で取引されるkW価値について、事業者の費用負担範囲をどこまでとするか。 |
| 8.オークション制度の設計 | オークションの入札単位（電源単位、BG単位）、オークション外での二次取引、電源差し替え等についてどのように考えるか。 |
| 9.需要曲線の設定 | 需要曲線の設定方法をどのように考えるか。PJM等と同様にモデルプラントの参入価格を踏まえた上限価格の設定や、傾斜した需要曲線を設定するか。 |
| 10.容量市場におけるリクワイアメント | 容量市場から対価を得るための要件をどのように設定するか。 点検停止期間に制約を課すか。 要件を満たすことをどのようにして確認するか。 |
| 11.ペナルティ | 容量オークションの落札者がkW価値を提供できない場合のペナルティをどのように考えるか。 kW価値を提供できなかった事業者等をどのようにして捕捉するか。 |

本日御議論いただきたい論点

容量市場における論点（3 / 3）

- 以下の各論点については、広域機関での検討状況も踏まえて、別途、御議論いただくこととしたい。

| 論点 | 概要 |
|----------------------|---|
| 12.電源の立地や特性等に鑑みたkW価値 | 電源等は立地や特性によって実需給地点でのパフォーマンスは様々であるが、電源種別や系統混雑をどのように考慮するか。 ネガワットなどのDRは容量市場の中でどのように評価されるべきか。 |
| 13.新設・既設の区分、経過措置 | 新設電源と既設電源への支払額を区別するか否か。 既設電源、特に償却が進んだ電源について、運開時に予想していなかった収益が発生する可能性があることに留意し、当面は新設等と既設で市場を分ける等の対応を行うか。 |
| 14.他制度との整合性 | 発電投資を回収することができる仕組みとして、需給調整市場や、電源入札制度等があるが、容量市場の導入にあたり、これらの制度との整合性をどのように確保するか。 |
| 15.費用精算 | 小売への請求額の確定、請求・回収方法をどうするか。 発電事業者等への支払額の算定、支払方法をどうするか。 kW価値を提供できなかった場合のペナルティ額の算定、請求・回収方法をどうするか。 |
| 16.市場支配的な事業者への対応 | 市場支配的な事業者が存在する場合、市場支配力の行使による悪影響が懸念されるが、これをどのように軽減するか。 |
| 17.容量市場のフォローアップ | オークションの情報公開範囲、効果検証方法をどうするか。 |

論点7：容量市場の対象範囲と費用負担の考え方

- 9月6日の本作業部会において、国全体で必要な供給力（kW価値）は全て容量市場で取引することとし、その上で一般送配電事業者が必要とする調整力（ Δ kW価値）は全て需給調整市場で取引することについて、議論したところ。
- 本日は、容量市場で取引するkW価値の対象範囲（容量市場で調達する供給力（kW）の量）、事業者の費用負担について御議論いただきたい。

| 市場 | 役割 | 主な取引主体 |
|--------|---|--|
| 容量市場 | <ul style="list-style-type: none"> ● 国全体で必要となる供給力（kW価値）の取引 | 市場管理者（広域機関等） <small>※分散型の場合は小売電気事業者</small> |
| 卸電力市場 | <ul style="list-style-type: none"> ● 計画値に対して不足する電力量（kWh価値）の取引 | 小売電気事業者 |
| 需給調整市場 | <ul style="list-style-type: none"> ● ゲートクローズ後の需給ギャップ補填、30分未満の需給変動への対応、周波数維持のための調整力（ΔkW価値+kWh価値）の取引 | 一般送配電事業者 |

3. 勉強会におけるこれまでの検討状況

①他市場との関係

8

■ 卸電気市場との関係

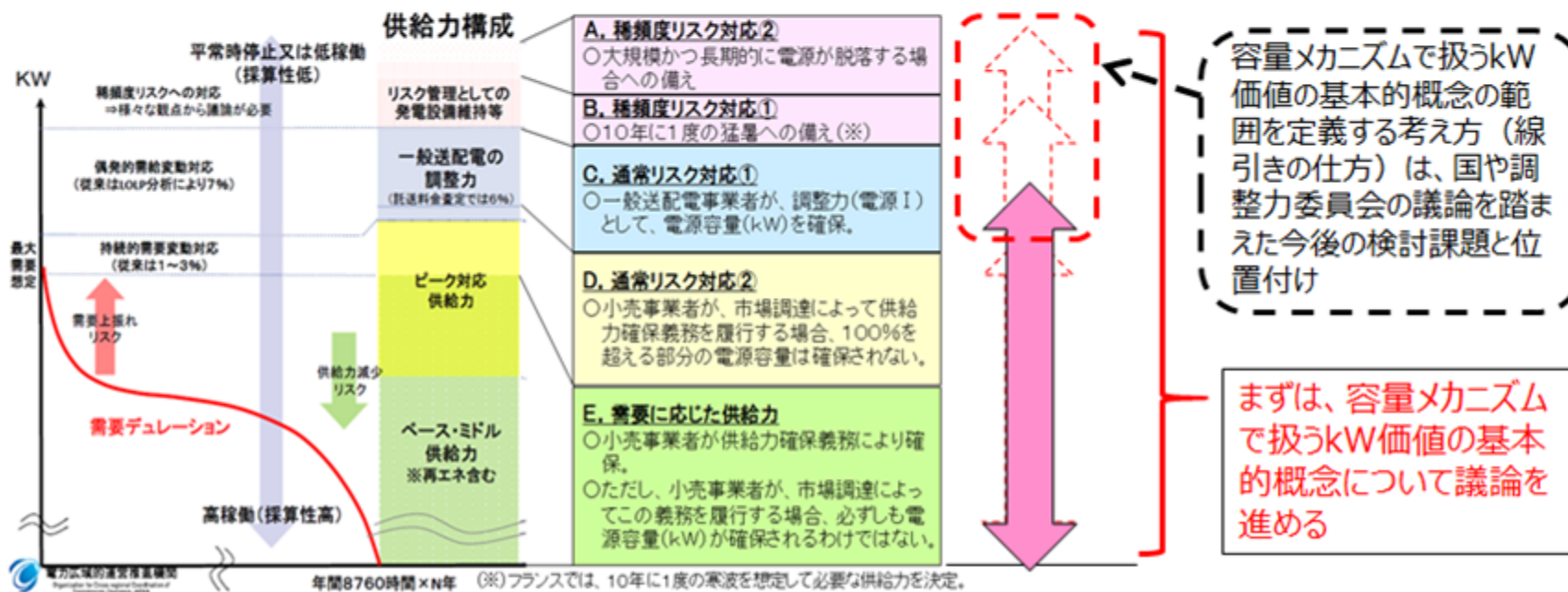
発電事業者等は、卸電力市場 (kWh価値) と容量市場(kW価値)の双方の収益によって投資回収を行うことができるため、平均的・中長期的に見れば、容量市場価格に応じて、卸電力市場価格が下がるという関係。

■ ベースロード (BL) 電源市場との関係

BL市場で取り扱う電源のkW価値は、国の審議会の議論を踏まえて検討する。

■ 需給調整市場との関係 (下図)

容量市場としてどこまでのリスクに対応した電源を対象とするか、その範囲を定義する考え方の整理は重要な論点。また、この議論は、発電設備の調整能力の評価にも関わる事項のため、需給調整市場の設計にも依存。

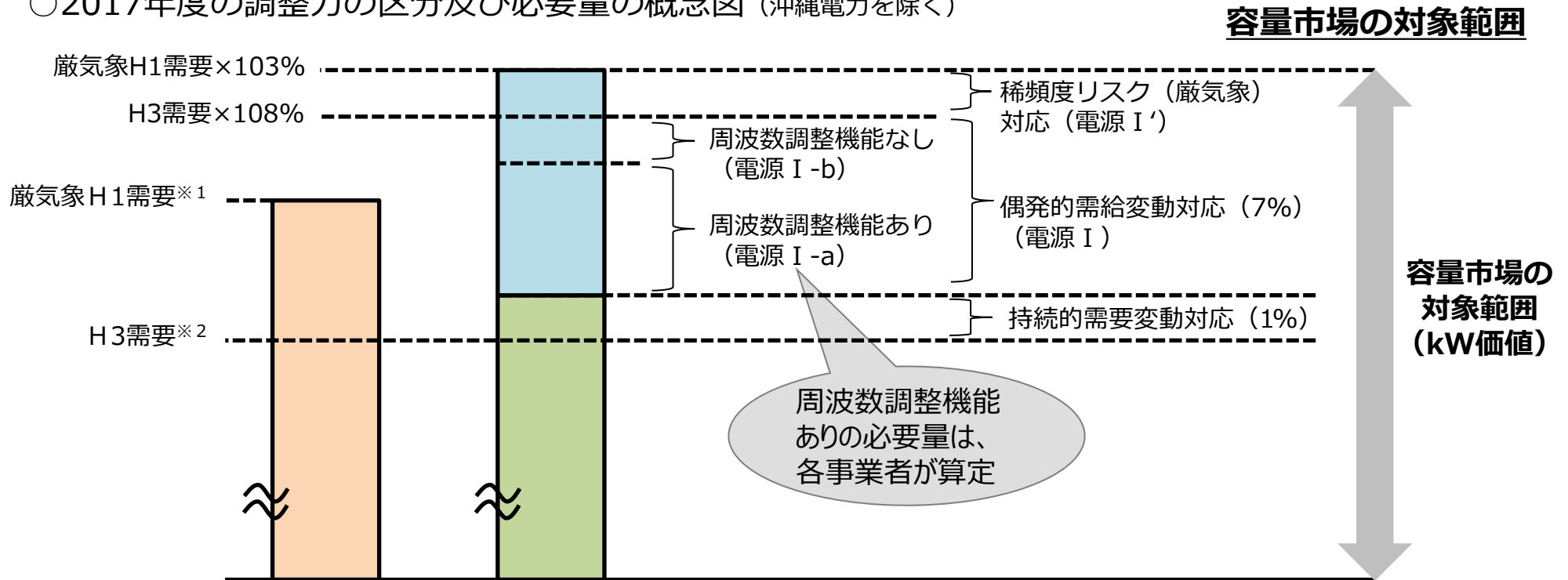


論点7：容量市場の対象範囲と費用負担の考え方（対象範囲）

- 容量市場で取引する供給力（kW価値）の範囲については、現行の供給力・調整力の必要量の考え方も踏まえ、
 - ①年間最大需要（H3需要）に対応する供給力
 - ②景気変動等による需要変動（持続的需要変動）に対応する供給力
 - ③電源の計画外停止、出力変動電源の出力変化、気温等の変動に伴う需要変動（偶発的需給変動）に対応する供給力
 - ④稀頻度リスク（厳気象）に対応する供給力を基本としてはどうか。
※9月6日の本作業部会で議論したとおり、稀頻度リスク（大規模災害）については別途検討。
- 具体的な供給力の量については、広域機関における調整力の在り方の検討結果や需給の状況等を踏まえ、必要に応じて見直すこととしてはどうか。

(参考) 2017年度の調整力公募における調達量

○2017年度の調整力の区分及び必要量の概念図 (沖縄電力を除く)



(※1) 厳気象H1需要：10年に1回程度の厳気象 (猛暑/厳寒) 条件における最大電力需要 (なお、単にH1需要といった場合は、ある期間における電力需要の最大値を指す)

(※2) H3需要：年間最大3日平均の電力需要

論点7：容量市場の対象範囲と費用負担の考え方（1）

- 小売電気事業者及び一般送配電事業者は、①需要に対応する供給力、②予測誤差を補填する供給力・調整力、③実需給断面での周波数調整に必要な調整力を確保する必要がある、①については小売電気事業者、③については一般送配電事業者が責任を負うことが基本となる。
- ②について、これまでの供給力・調整力に係る整理については、次頁以降の参考のとおり。

小売電気事業者の供給能力確保義務
電気事業法
(供給能力の確保)

第十二条 小売電気事業者は、正当な理由がある場合を除き、その小売供給の相手方の電気の需要に応ずるために必要な供給能力を確保しなければならない。

- 2 経済産業大臣は、小売電気事業者がその小売供給の相手方の電気の需要に応ずるために必要な供給能力を確保していないため、電気の利用者の利益を阻害し、又は阻害するおそれがあると認めるときは、小売電気事業者に対し、当該電気の需要に応ずるために必要な供給能力の確保その他の必要な措置をとるべきことを命ずることができる。

一般送配電事業者の周波数維持義務
電気事業法
(電圧及び周波数)

第二十六条 一般送配電事業者は、その供給する電気の電圧及び周波数の値を経済産業省令で定める値に維持するように努めなければならない。

- 2 経済産業大臣は、一般送配電事業者の供給する電気の電圧又は周波数の値が前項の経済産業省令で定める値に維持されていないため、電気の利用者の利益を阻害していると認めるときは、一般送配電事業者に対し、その値を維持するため電気工作物の修理又は改造、電気工作物の運用の方法の改善その他の必要な措置をとるべきことを命ずることができる。
- 3 一般送配電事業者は、経済産業省令で定めるところにより、その供給する電気の電圧及び周波数を測定し、その結果を記録し、これを保存しなければならない。

(参考) 小売全面自由化前の費用負担の考え方

- 2014年の制度設計WGでは、持続的需要変動対応に必要な予備力は、「原則、小売電気事業者が確保すべき予備力として整理することが適当」と整理している。
- さらに、偶発的需給変動対応に必要な予備力には、「小売電気事業者が確保すべき予備力と、一般送配電事業者が確保すべき調整力の両方が含まれていると考えることが適当」と整理している。

現在の必要予備力の考え方

| | | |
|-----------|--------------|--|
| 持続的需要変動対応 | 1～3% | 循環的景気による需要変動を過去の実績から分析 |
| 偶発的需給変動対応 | 7% | 水力の出力変動 ・過去の実績から水力の出力変動を確率的に織り込み 計画外停止 ・電源の計画外停止の実績を確率的に織り込み 需要変動 ・気温などによる需要変動を確率的に織り込み |
| 合計 | 8～10% (※) | |

(※)ここでは、長期断面での運用が想定されているため、H3需要(年間最大3日平均の需要)に対する8～10%の量ということになる。

出所 昭和62年6月 中央電力協議会

電気事業類型見直し後の方向性

「持続的需要変動対応」:
 ◆循環的景気、すなわち長期的な景気変動に伴う需要変動に対応するためのものであり、基本的に、需要に応ずる供給力の確保は小売事業者の義務。
 ◆この部分については、原則、小売電気事業者が確保すべき予備力として整理することが適当ではないか。

「偶発的需給変動対応」:
 ◆小売事業、送配電事業のそれぞれにとって必要となる供給予備力が含まれる。
 (例)
 -小売事業者が、1週間後の100の需要予測に対し、発電事業者から100の供給力を調達する計画を有していた場合に、当該発電事業者において、計画外停止が発生し、当該発電事業者の発電計画が70となってしまった場合、当該小売電気事業者が、30の代替供給力を確保しなければならない。
 -発電事業者が、1時間後の30分コマに対して、100の発電計画有していた場合に、計画外停止が発生し、発電容量が70となってしまった場合、一般送配電事業者が、30の発電インバランス補給をしなければならない。
 ◆この部分については、小売電気事業者が確保すべき予備力と、一般送配電事業者が確保すべき調整力の両方が含まれていると考えることが適当ではないか。

(参考) 託送料金査定での費用負担の考え方

- 2015年の託送料金査定では、「(偶発的需給変動対応に必要な予備力である) 7%のうち現行の託送料金原価に織り込まれている5%を、託送料金原価として計上し、2%については、小売電気事業者の負担とすることが適当」と整理している。
- さらに、「小売電気事業者の負担と考えられる2%相当分のうち半分程度を、こうした可能性(一般送配電事業者の指令対象たり得る電源が減少し、予備力の調達に現在よりもしくなる可能性)への対応に充当することを暫定的に認めることとし、託送料金原価として計上する予備力を年間最大3日平均電力の6%として再算定し、これを上回る部分を託送料金原価から減額することとしている。

2015年12月 電力取引監視等委員会 託送供給等約款認可申請に係る査定方針(抜粋)

15. 調整力コスト

(3) 検討の結果

① 周波数制御・需給バランス調整のための固定費

■ 沖縄電力以外の9社

周波数調整機能を有する水力発電設備又は火力発電設備の固定費に、設備容量に対する偶発的需給変動対応に必要な予備力の比率を乗じて算定されていることを確認した。当該比率については、**昭和62年中央電力協議会の報告内容より、偶発的需給変動対応に必要な予備力を年間最大3日平均電力の7%として算定**されている。

しかし、総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 電力システム改革小委員会 制度設計WGにおいて、偶発的需給変動対応に必要な予備力には、小売電気事業者が確保すべき調整力と一般送配電事業者が確保すべき調整力の両方が含まれていると整理されていることから、年間最大3日平均電力の7%に相当する予備力が、全て託送料金原価として計上されることは過大と考えられる。

この点、託送供給約款において、従来から北海道電力を除く各事業者により、年間最大3日平均電力の5%に相当する予備力が一般送配電事業に必要な周波数調整のための予備力として評価され、現行の託送料金原価に織り込まれていることを踏まえると、**7%のうち現行の託送料金原価に織り込まれている5%を、託送料金原価として計上し、2%については、小売電気事業者の負担とすることが適当**といえる。

他方、平成28年4月の小売全面自由化、新たなライセンス制の導入に伴い、旧一般電気事業者、旧特定規模電気事業者の如何を問わず、発電・小売事業に際して、資産を身軽にすることで競争上優位な地位を得ようとする動きが顕在化していくことが見込まれる。こうした中、出力変動を柔軟に行いやすく調整力としては有用な電源が、限界費用が高く設備利用率が低いため、長期停止、あるいは廃止となる可能性がある。

もっとも、これらの電源は、純粋に送配電事業の用途のみに用いられるものではなく、ピーク時、需給ひっ迫時などにおいては、小売用途でも用いられる可能性もあるものの、**一般送配電事業者にとって指令対象たり得る電源が減少し、また、予備力の調達に現在よりもしくなる可能性も否定できない。**

こうした点を定量的に評価することは困難であるものの、定性的には起こり得るものと評価することで、**上記小売電気事業者の負担と考えられる2%相当分のうち半分程度を、こうした可能性への対応に充当することを暫定的に認めることとし、託送料金原価として計上する予備力を年間最大3日平均電力の6%として再算定し、これを上回る部分を託送料金原価から減額する。**

(参考) 調整力公募での電源 I の必要量

- 2016年秋の調整力公募においては、広域機関での検討結果も踏まえ、容量メカニズム等の措置が講じられていない現時点の暫定的措置として、一般送配電事業者が偶発的需給変動対応の予備力（7%）を全量、電源 I として確保した。
 ※ただし、これによって偶発的需給変動対応の予備力について、小売電気事業者が一部を負担すべきとされている従来の考え方が変更されたものではない。

2-1. 広域機関における検討内容（電源 I の必要量）について

- データ数が少ないため、分析方法によって数値が大きく異なる結果となったことや、電源 II の活用可能性も評価する必要があることが明らかになったこと等から、今回の調整力公募においては、**暫定的に偶発的需給変動対応の予備力（7%）を9エリア一律で電源 I（一般送配電事業者の専用電源）として確保する。**（※沖縄については、エリアの特殊性に鑑み、単機最大ユニットの容量等を勘案して別途算出）
- 現行の託送料金査定上の考え方と異なるが、その理由は以下のとおり。
 - 供給計画上、小売事業者の多くが中長期の供給力を「調達先未定」（市場調達分を含む）としており、偶発的需給変動対応の予備力 1%分を小売事業者が確保しているか担保することができない状況。
 - そこで、容量メカニズム等の措置が講じられていない現時点の**暫定的措置として、小売電気事業者が確保することを期待されている、偶発的需給変動対応分も一般送配電事業者が電源 I として確保する。**

| | <必要予備力の考え方> | <現行の託送料金査定上の考え方> | <今回の広域機関の整理> |
|-----------|-------------|---|----------------------------|
| 持続的需要変動対応 | 1~3% | 1%分は 小売電気事業者が確保 | 1%分は 小売電気事業者が確保 |
| 偶発的需給変動対応 | 7% | 1%分は 小売電気事業者が確保 6%分は 一般送配電事業者が確保 | (暫定的に) 7%分を 一般送配電事業者が確保 |
| 合計 | 8~10% | | |

※ここでは長期断面での運用が想定されており、H3需要（年間最大3日平均の需要）に対する8~10%となる

出所：昭和62年6月 中央電力協議会

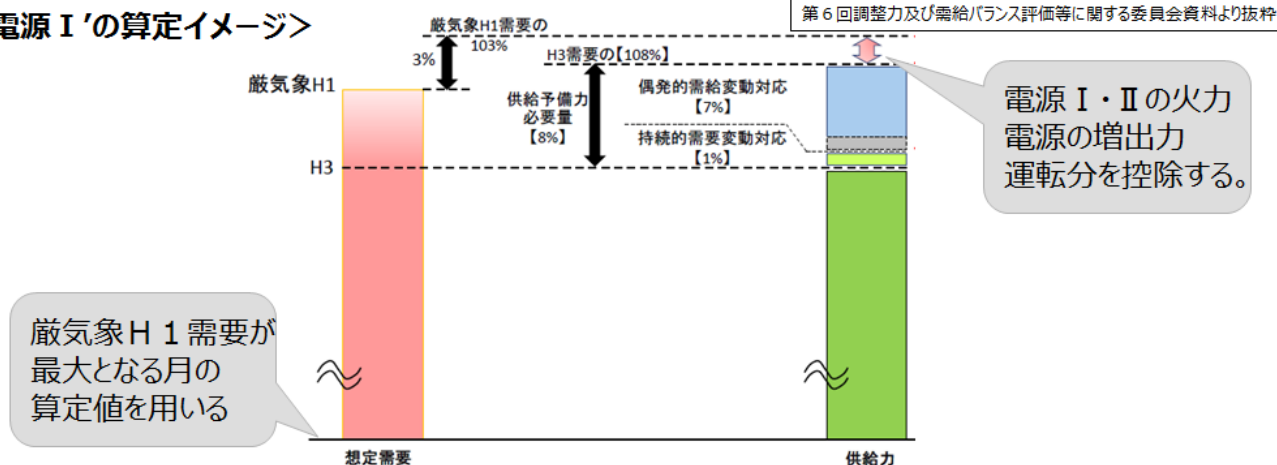
(参考) 調整力公募での電源 I' の必要量

- さらに、2016年秋の調整力公募においては、広域機関での検討結果も踏まえ、10年に1回程度の猛暑や厳寒の最大需要に対応できる供給力についても、実効性のある供給力確保の措置が講じられるまでの暫定的措置として、原則として、一般送配電事業者が確保することとした。

2-2. 広域機関における検討内容（電源 I' の必要量）について

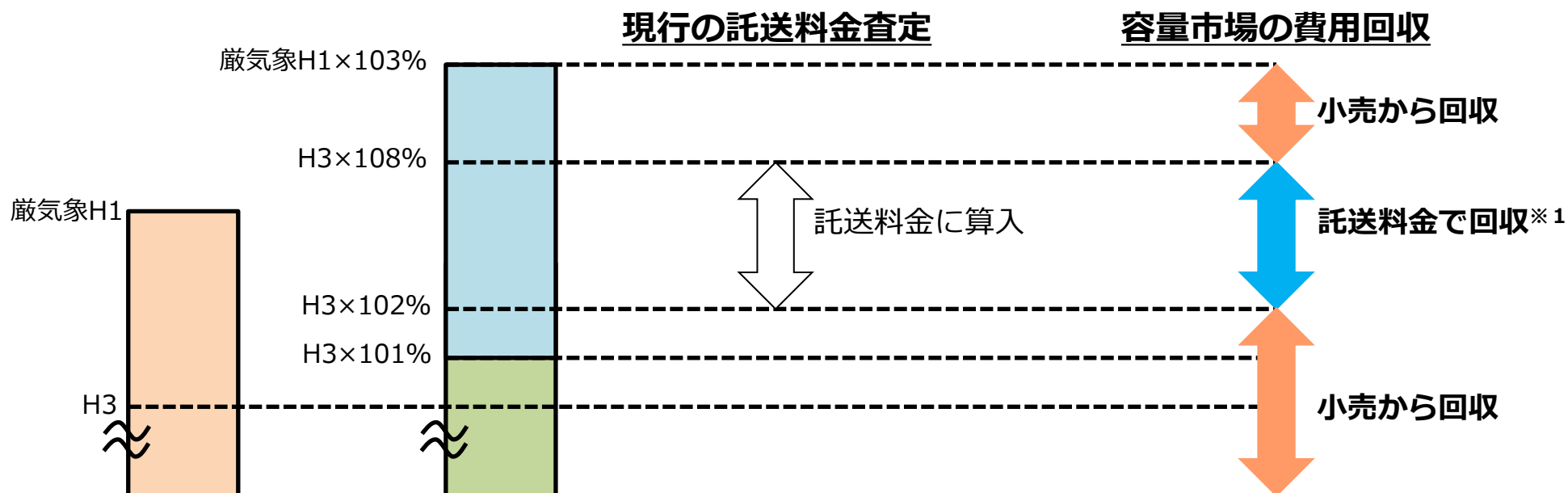
- 前回の小委員会資料にもあるように、厳気象（猛暑/厳寒）時の最大電力需要（H1）に対して不足するおそれがある供給力を、原則一般送配電事業者が調整力（電源 I'）として確保することは適当と結論が得られているところ。
- 具体的な電源 I' の必要量は、広域機関の検討により、猛暑/厳寒時H1の103%と、小売電気事業者と一般送配電事業者による供給力確保期待分（最大3日平均電力（H3）の101%（小売電気事業者）+7%（一般送配電事業者））との差分とされている。
- ただし、電源 I や電源 II（小売電気事業者との相乗り電源）として契約される可能性が高い火力電源の増出力運転分については、電源 I' の公募量からあらかじめ控除する等の補正を行うことも示されている。

<電源 I' の算定イメージ>



論点7：容量市場の対象範囲と費用負担の考え方（2）

- 容量市場において確保された供給力について、小売電気事業者と一般送配電事業者のいずれが費用を支払うとしても、国民負担の総額に変わりはない。（小売電気事業者が直接的かつ一律に容量市場を通じて費用を支払うか、一般送配電事業者経由で託送料金を通じて費用を支払うかの違いであり、小売電気事業者の実質的な支払額総額に変わりはない。）
- これまでの議論や上記の観点を踏まえれば、託送料金に算入されている分は一般送配電事業者から回収することとし、残りを小売電気事業者から回収することとしてはどうか。
- なお、具体的な費用の負担の在り方については、広域機関における調整力の考え方の検討状況や、今後の託送料金査定の考え方等を踏まえ、適切に見直すこととしてはどうか。



(※1) 託送料金で回収する場合でも、最終的に小売経由で国民負担となることは変わらない

論点 8 : オークション制度の設計（メイン・追加オークションの位置づけ）

- 9月6日の本作業部会において、メインオークションと追加オークションに分けて開催することと整理したが、メインオークションと追加オークションの役割分担については以下が考えられる。
 - （案 1）メインオークションで必要供給力のほぼ全量を調達することを基本とし、追加オークションでは過不足分を調整する
 - （案 2）何らかの基準でメインオークションと追加オークションで調達する量を配分する
- 発電事業者の投資回収の予見性確保や市場管理者の供給力確保の観点、および、海外事例も踏まえると、案 1 を基本とするのが望ましいのではないか。
- DRについては、容量市場への参加が妨げられることのないよう、リクワイアメントを含め検討することとしてはどうか。（後掲）
- なお、海外においては、メインオークションに参加しない既設電源は、その後の追加オークションに参加できない例もあり、市場支配力の行使を防止する観点から何らかの対応を行うかどうかは、別途検討が必要。

(参考) 諸外国の事例 (メイン・追加オークションの位置づけ)

- 米国PJMや英国では、メインオークションで必要供給力のほぼ全量を調達し、過不足分は追加オークションで調整している。

米国PJMの場合

| | Base Residual Auction (3年前) | Incremental Auction ^{※1} (20か月前、10か月前、3か月前) |
|-----------|---|---|
| オークションの目的 | <ul style="list-style-type: none"> 必要供給力のほぼ全量を調達するため | <ul style="list-style-type: none"> 発電事業者等が自己の代替となる供給力を購入するため PJMが必要供給力の増減に伴って、既に確保済みの供給力の量を調整するため |
| 主な参加者 | <ul style="list-style-type: none"> 供給者：発電事業者等 調達者：PJM | <ul style="list-style-type: none"> 供給者：発電事業者等、PJM 調達者：発電事業者等、PJM |

英国の場合

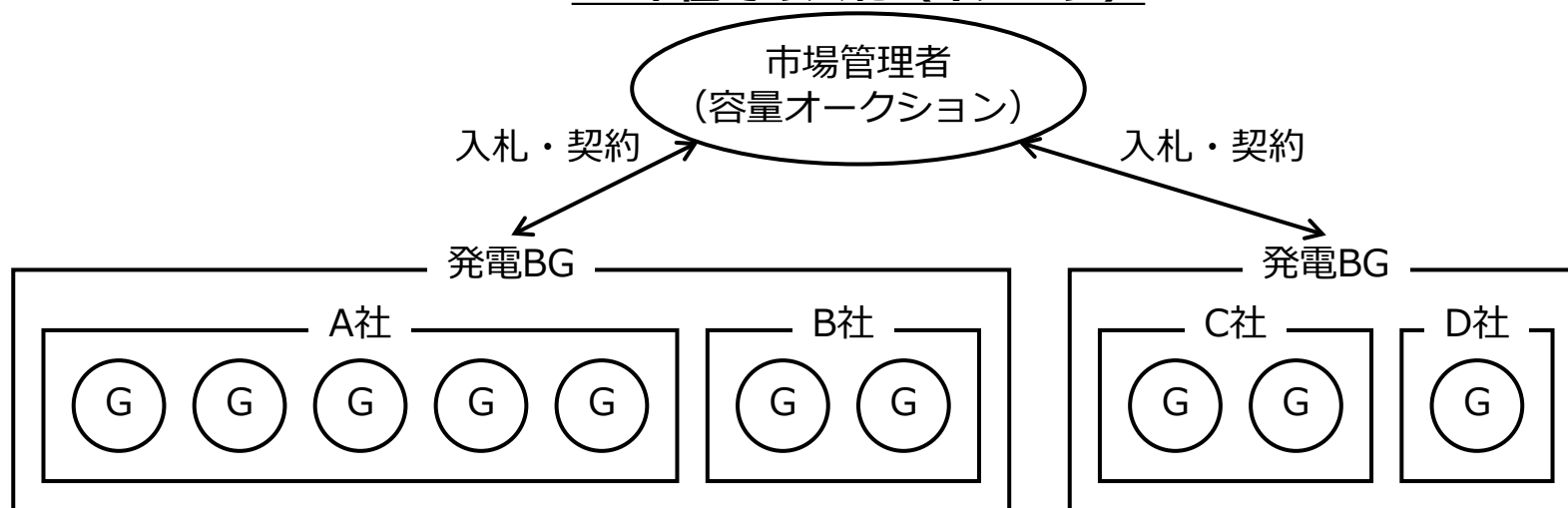
| | T-4 Auction (4年前) | T-1 Auction (1年前) |
|-----------|---|---|
| オークションの目的 | <ul style="list-style-type: none"> 必要供給力のほぼ全量を調達するため | <ul style="list-style-type: none"> National Gridが不足分の供給力を調達するため |
| 主な参加者 | <ul style="list-style-type: none"> 供給者：発電事業者等 調達者：National Grid | <ul style="list-style-type: none"> 供給者：発電事業者等 調達者：National Grid |

(※1) 米国PJMでは、Base Residual Auctionに参加しない既設電源は、その後のIncremental Auctionに参加することができない

論点 8 : オークション制度の設計（入札単位と電源差し替え）（1）

- オークションの入札単位については、電源単位とするか、バランシンググループ（BG）単位とするかが考えられる。
- オークションで落札した電源は、実需給までの間に、発電機の故障等によって、当初想定した供給力が提供できなくなることも考えられる。そのような場合においても、供給力を最大限確保しつつ、ペナルティリスクを小さくできるような仕組みが必要。
- この点、オークションの入札単位をBG単位とし、BG単位で契約することを認めれば、供給力を提供できない場合にBG内で電源を差し替える等の調整をして供給力を確保し、ペナルティリスクを小さくすることができる。
- しかしながら、BG単位の契約は、落札した個々の電源が適切に稼働し全体として供給力が確保されているか把握しにくくなる。また、大規模BGであるほどBG内での調整がしやすく、BGの規模によって有利・不利が生じやすくなる。

BG単位での入札（イメージ）

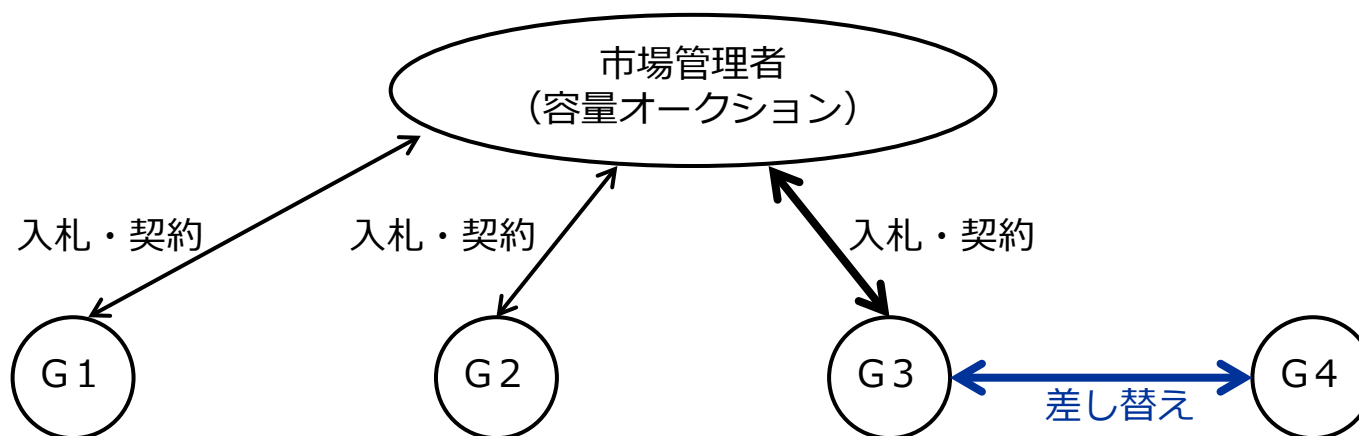


BG単位の契約のため、個々の電源の稼働状況を把握しにくく、大規模BGの電源ほど有利になる

論点8：オークション制度の設計（入札単位と電源差し替え）（2）

- このため、オークションの入札単位は電源単位として契約することを原則としてはどうか※1。
- また、落札者がやむを得ない理由により供給力を提供できない場合には、実需給の一定期間前までに市場管理者がその理由の妥当性を確認した上で、容量オークションで落札していない電源等※2との差し替えを認めることとし、さらに、相対取引による差し替えも認めることで、全体として必要な供給力を確保しつつ、ペナルティリスクを小さくできるような仕組みとしてはどうか。
- なお、売惜しみによる市場価格の高騰を防ぐため、差し替えが過度に必要とならないようなペナルティの水準や監視の在り方等について検討が必要。

電源単位での入札+電源差し替え（イメージ）

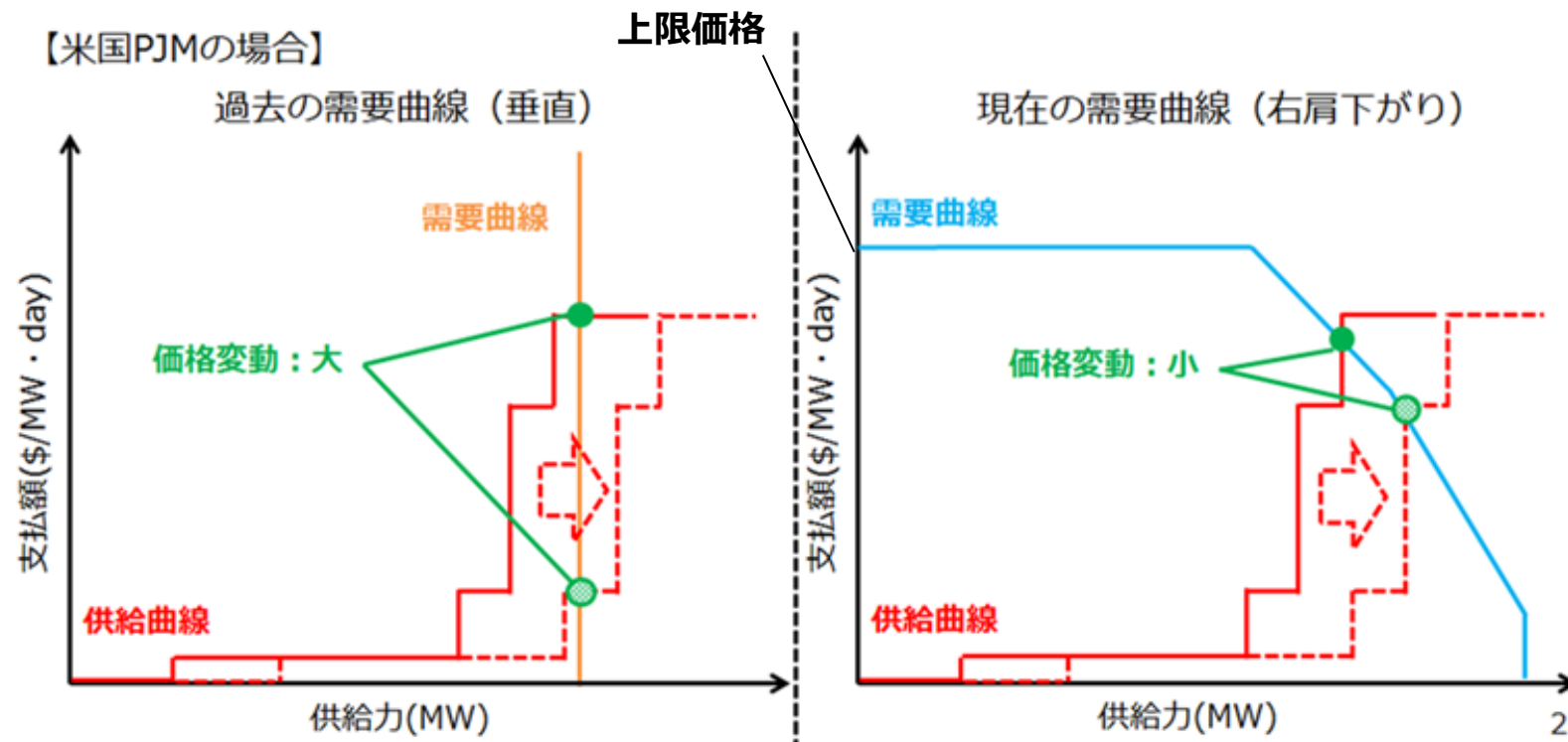


(※1) 小規模な電源やネガワット等のDRがアグリゲートして一つの供給力として入札することを妨げるものではない

(※2) 市場管理者が供給力を把握できる電源等であることが必要

論点9：需要曲線の設定（需要曲線の形状）

- 市場管理者が集中型の容量オークションを開催するためには、目標調達量とそれに対応する支払価格を設定し、それを基準に需要曲線を設定することが原則。
- 諸外国における需要曲線の形状については、入札結果による価格変動幅を小さくできる傾斜型の需要曲線を採用し、上限価格を設定していることが多い。
- 我が国においても同様に、傾斜型の需要曲線とすることを基本としてはどうか。



(参考) 諸外国の事例 (需要曲線の形状)

- 米国PJMでは、新設投資を促すために必要なkW価値への支払額を設定し、それを基準に供給力の量に応じてkW価値の価格変動が緩やかになるような傾斜型の需要曲線を設定している。

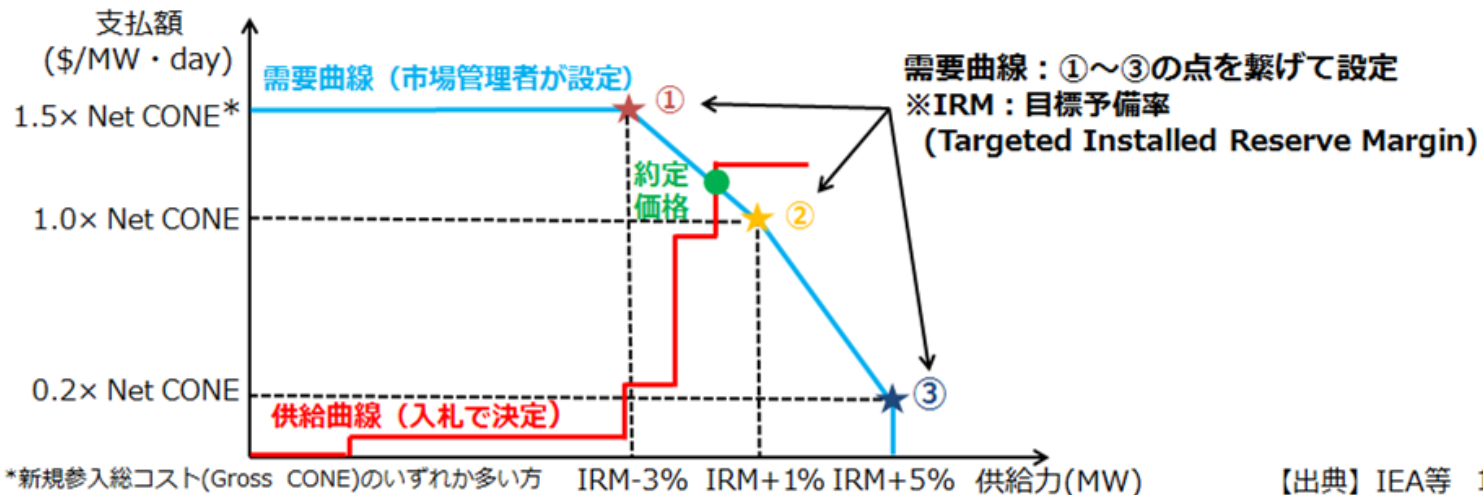
集中型容量市場における需要曲線等の設定方法 (米国PJMの場合)

参考資料 1

- 米PJMをはじめとする諸外国の集中型の容量市場においては、まず新規の電源投資を促すために必要なkW価値への支払額 (CONE : Cost of New Entry)を設定する。
- その後、算出されたCONEも踏まえ、供給力の変化に対して、kW価値の価格変動が緩やかになるような右肩下りの需要曲線 (Downward Sloping Demand Curve) をISO等が設定。
- 例えば、米PJMのCONEは、仮想のガス火力プラントを想定し、新規参入に要する総コストから容量確保期間における卸電力市場や調整力市場からの収入を差し引いた価格をベースに決定(Net CONE)。

【米国PJMにおけるCONE及び需要曲線の設定方法】

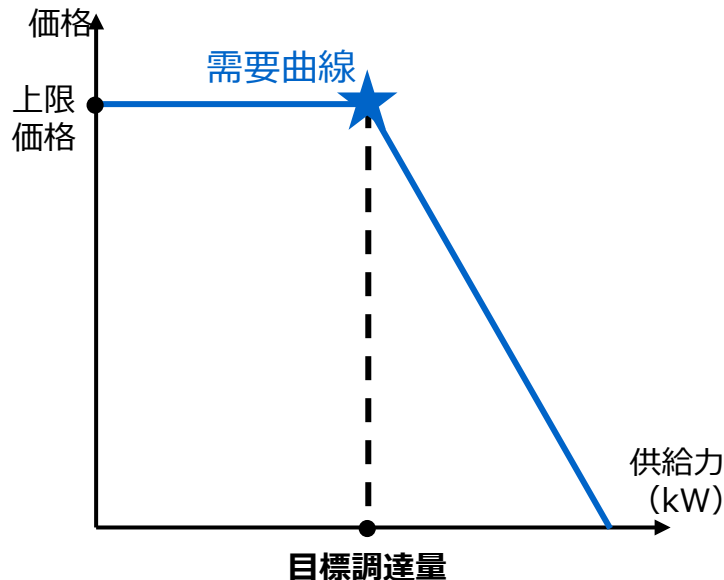
Net CONE : 卸電力市場・調整力市場からの収入を除く新規参入コスト÷(1-事故停止率)



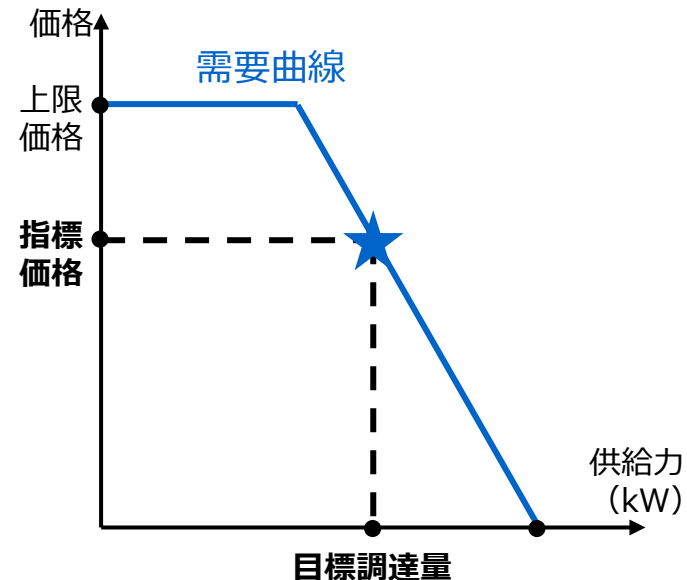
論点9：需要曲線の設定（需要曲線の考え方）

- 傾斜型の需要曲線をとる場合、上限価格を設定するとともに、一定の指標価格（例：新規参入の電源にとって必要になると考えられるコスト）を設定する例が多い。
- 上限価格を指標価格と一致させた場合、容量のひっ迫時にも新規電源が利益を得られないこととなり、調達量が十分確保できないリスクがあることから、上限価格は指標価格を一定程度上回るものとする。 ※ひっ迫時に利益が得られる可能性が生じることで、電源の新設インセンティブとなると考えられる。
- また、諸外国においては、目標調達量前後で指標価格となっている例や、価格が安価である場合には供給安定度の向上のメリットを踏まえ目標調達量以上に容量を確保している例があるが、需要曲線の詳細については、我が国の電力供給構造や容量の確保見通し等を踏まえ、広域機関において検討することとしてはどうか。

a. 目標調達量で上限価格（＝指標価格）に達する

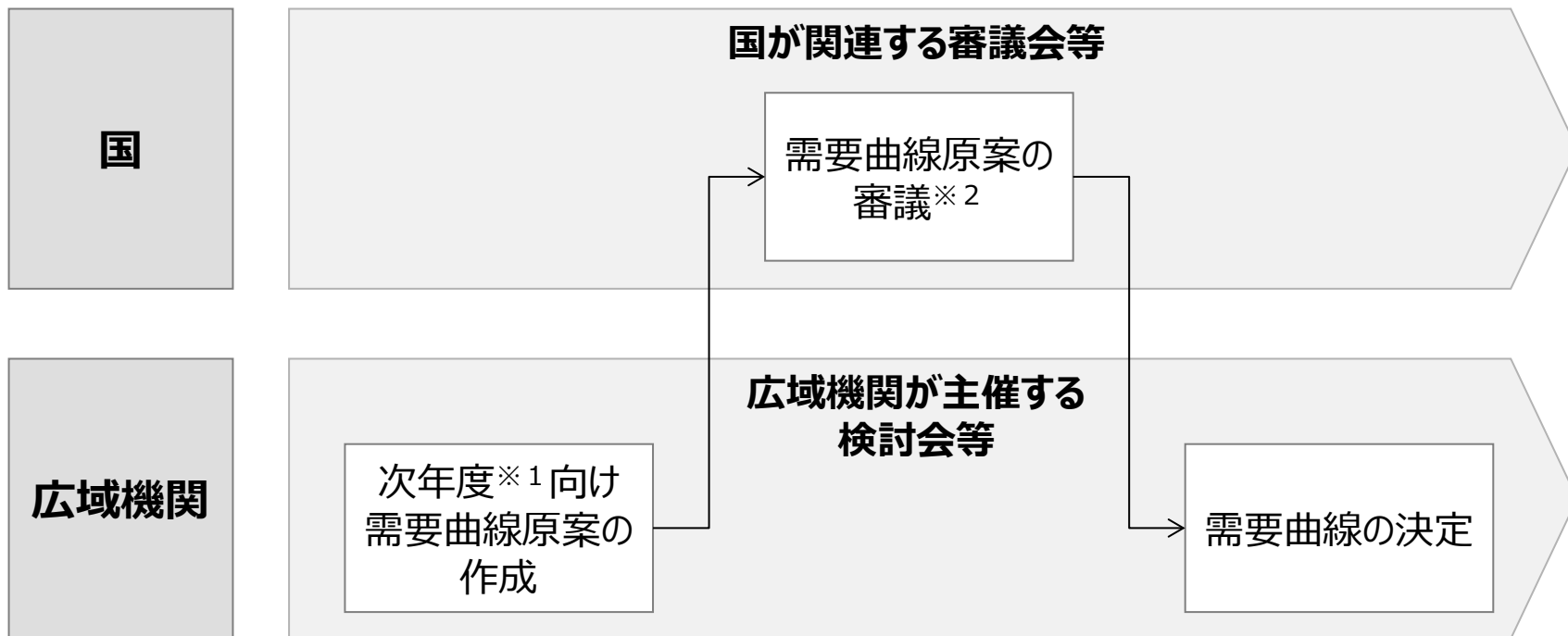


b. 目標調達量前後で指標価格に達する



論点9：需要曲線の設定（需要曲線の設定プロセス）

- 容量オークションで使用される需要曲線は、調達される容量や価格に影響を与えるため、その設計プロセスには高い透明性が求められる。
- 具体的な目標調達量や指標価格の水準を踏まえた需要曲線の設定については、
 - ① 広域機関が有識者や関係事業者等の意見も踏まえて需要曲線原案を作成し、
 - ② 国が関連する審議会等で広域機関作成の案を審議、
 - ③ 広域機関において需要曲線を決定することとしてはどうか。



(※1) 具体的なオークションの開催時期については別途検討が必要

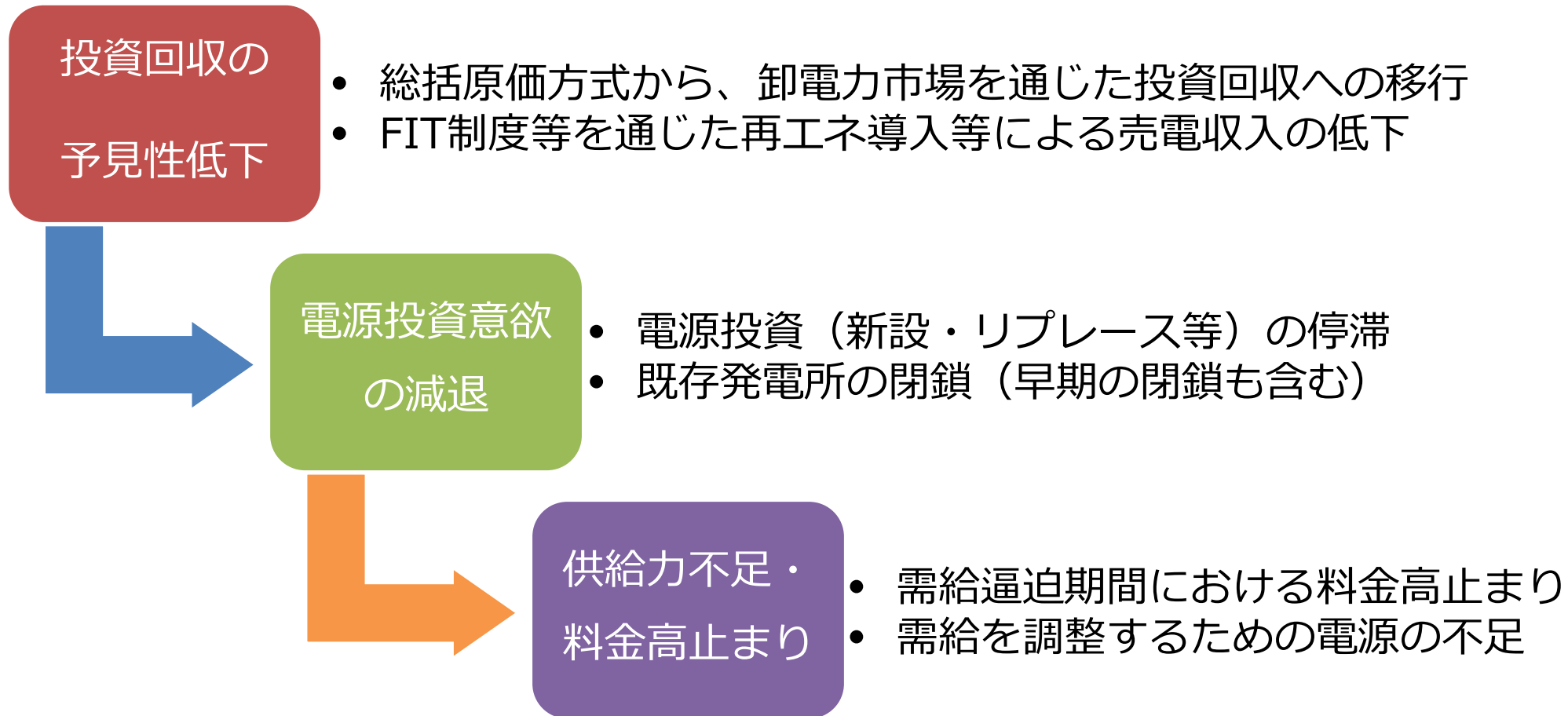
(※2) 具体的な需要曲線の形状について、事前にどこまで情報開示するかは別途検討が必要

論点 10 : 容量市場におけるリクワイアメント（総論①）

- 容量市場において中長期的な供給力を確保し、その対価を支払うためには、オークションで落札された電源等がどのような要件（リクワイアメント）を満たすべきかを定義する必要がある。
- 海外においては、実際に需給ひっ迫のおそれがある場合などの緊急時のリクワイアメントのみを設定している例もあるが、投資回収の予見性を高め、電源投資が行われるようにすることで、供給力不足や料金高止まりを防ぐという容量市場導入の趣旨に鑑みれば、我が国においては、以下のような理由から、緊急時のリクワイアメントに加え、平常時から一定のリクワイアメントを設定することとしてはどうか。
 - ① 平常時から一定の条件下で稼働可能な状態にしていなければ、緊急時において実際に稼働できない蓋然性が高まる。
 - ② 平常時からリクワイアメントを設定しなければ、実際に稼働可能な状態でないにも関わらず、容量市場の対価を受け取り、緊急時にのみペナルティを支払うという行動をとる可能性が生じる。

(参考) 発電投資の回収予見性を高める施策の必要性

- 小売全面自由化以降、仮に適切なタイミングで電源投資が行われなかった場合、供給力不足や料金高止まりの問題が顕在化することが想定されるが、こうした事態に陥る前に、適切なタイミングで電源投資が行われるようにするためには、投資回収の予見性を高める必要がある。



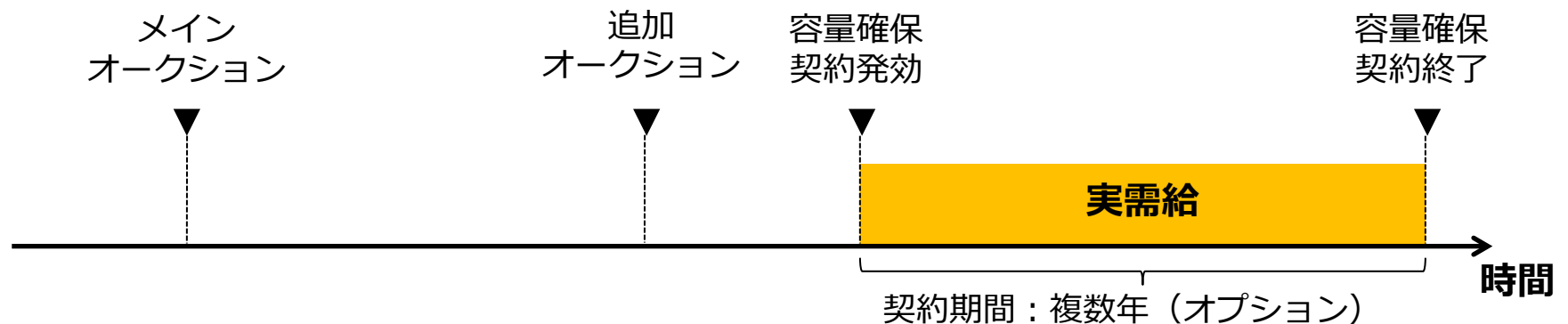
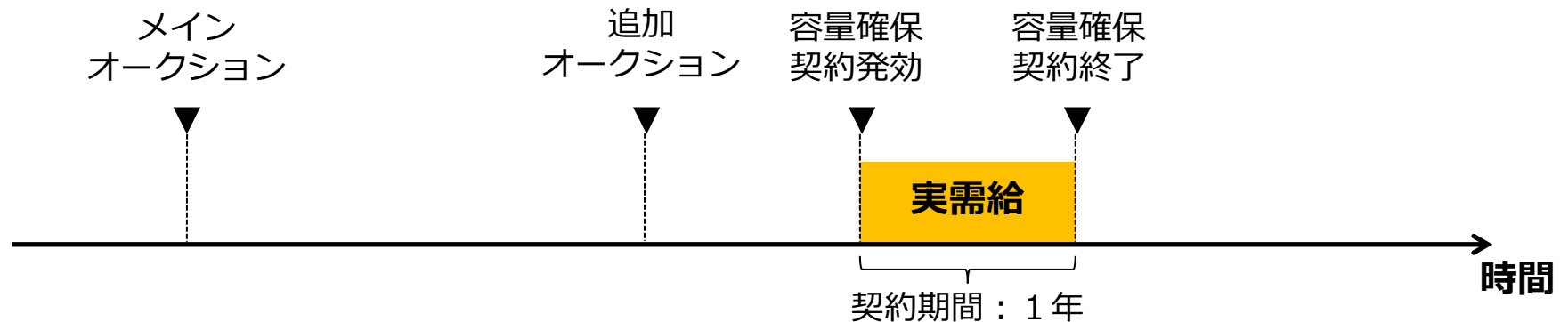
適切なタイミングで電源投資が行われるよう、投資回収の予見性向上策が必要

論点 10 : 容量市場におけるリクワイアメント（総論②）

- 9月6日の本作業部会において、容量の契約期間について、1年間を基本とすることについて議論したところ。
- 他方で、個々の電源等は、定期検査等により、1年のうちの一定期間は停止していることが通常である。容量市場で確保した電源等の全体として、年間を通じて需要に応じた供給力が確保されることが重要であり、落札した個々の電源等について、契約期間（365日24時間）の間、常に供給力の供出を求めることは、妥当ではないのではないか。
- こうした観点からは、落札した電源の停止期間が集中しないよう、あらかじめ停止時期を調整した上で、当該電源の稼働が想定されている時期において、供給力を適切に提供することをリクワイアメントの基本とすべきではないか。その上で、需給ひっ迫の未然防止に資する平常時のリクワイアメントと、緊急時のリクワイアメントを設定すべきではないか。
- また、実需給の高需要期においては、供給力の提供が切実に求められるところ、こうした時期に供給力が提供されるよう、ペナルティも含め、適切にインセンティブ設計を行う必要があるのではないか。
- さらに、容量市場で確保された電源等が、卸電力市場や需給調整市場における主要な供給力となることにも一定の配慮が必要なのではないか。
- なお、過大なリクワイアメントやペナルティが設定された場合には、容量市場の価格が上昇するおそれがあることにも留意が必要。

(参考) 容量確保時期と契約期間 (契約期間)

- 容量オークションを毎年開催することとすれば、契約期間は1年間を基本として考えることが自然。
- 他方、投資回収の予見性確保の観点からは、複数年価格を固定できることが望ましいとも考えられるため、新設電源を念頭に、複数年の契約期間オプションを設定することも検討することとしてはどうか。



論点 10 : 容量市場におけるリクワイアメント

- 前述の観点を踏まえると、容量市場のリクワイアメントとしては、以下が考えられるのではないか。

<平常時からのリクワイアメント>

- ①年間で一定時期や一定時間以上、稼働可能な計画としていること。
- ②計画外停止をしないこと。

※「適正な電力取引の指針」において、「区域において一般電気事業者であった発電事業者の電源が卸電力取引所において取引されない場合は、卸電力取引所における取引が厚みをもつことを期待し得ないため、当該発電事業者においては、余剰電源を卸電力取引所に対して積極的に投入することが、公正かつ有効な競争の観点から望ましい。」とされており、落札した電源等においても、当然、指針の遵守が求められる。

※「送配電等業務指針」において、一般送配電事業者等による作業停止調整に応じることが規定されており、落札した電源等においても、当然、遵守が求められる。

注1) ①の稼働要件の詳細については、電源等の特性等(例:DR)も踏まえ、別途検討することとする。

注2) ②の「計画外停止をしないこと」とは、必要に応じて一定の条件下で稼働できる状態にしておくことであり、実際に運転していないことが直ちに「計画外停止」になるものではない。

<需給ひっ迫のおそれがあるときの追加的なリクワイアメント>

- ③需給ひっ迫のおそれがあるときに、稼働可能な計画となっている電源等について、小売電気事業者との契約により電気を供給すること、若しくは、スポット市場等の卸電力市場・需給調整市場に応札すること、加えて、一般送配電事業者の指示等があった場合に電気を供給すること等。

注3) ③について、「需給ひっ迫のおそれがあるとき」の定義等については、広域機関等において検討することとしてはどうか。

- なお、一般送配電事業者が必要とする調整力を保有する電源等についても容量市場の対象としていることも踏まえ、調整機能を有している電源等のうち、ゲートクローズ以降の供給余力として参加可能なものについては、需給調整市場で検討される仕組みに基づいて、調整力として利用可能な状態となっていることも求めることとしてはどうか。
- また、DR等の従来型電源と異なる供給力のリクワイアメントについては、技術的な課題がある場合、広域機関において別途検討することとする。

論点 1 1 : ペナルティ

- 容量市場における実効性確保の観点から、オークションで落札した電源等がリクワイアメントを満たせなかった場合のペナルティを定義する必要がある。
- リクワイアメントを満たせなかった場合、スポット市場におけるkWh価格も踏まえ、容量市場における対価の支払から減額すること（例えば、平常時と需給ひっ迫のおそれがあるときで減額に差を設ける等）や、落札時に保証金の事前支払を求める場合は返還額を減額すること、追加的な金銭の支払を求めること等が考えられるのではないか。（経済的ペナルティ）
- また、正当な理由なくリクワイアメントを満たせなかった場合には、金銭の支払以外にも、例えば、翌年度以降の一定期間は容量市場への参加を制限することなどが考えられるのではないか。（参入ペナルティ）
- 他方で、大規模自然災害等のやむを得ない理由による稼働停止分については、状況に応じて容量市場における対価の支払額を減額することもあるが、追加的な金銭の支払としてのペナルティは求めないことを原則としてはどうか。
- ペナルティを強くし過ぎると、オークションへの入札を控えたり、過度に価格を上乗せして入札したりすることで、容量オークションの価格が高くなるおそれがある。このことも踏まえ、ペナルティの詳細については、経済的ペナルティと参入ペナルティの強度とバランスを考慮し、広域機関における検討結果も踏まえて最終的に決定する。
- なお、ペナルティ対象となる事業者等の確認については、広域機関が一般送配電事業者と連携して行う必要がある。

(参考) ペナルティの全体像イメージ

経済的ペナルティと参入ペナルティの強度とバランスを考慮することが必要

経済的ペナルティ

- 容量市場における対価の支払額から減額
 - 落札時に設定した保証金の返還額から減額
 - 上記に加えて追加的な金銭を支払
- 等

参入ペナルティ

- 一定期間、容量市場への参加を制限
 - 一定期間、供給力 (kW) の評価を引き下げ
- 等

