

容量市場について

2017年11月10日

資源エネルギー庁

容量市場における論点（1 / 4）

- 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 / 4）

- 以下の各論点については、10月6日の第12回制度検討作業部会において議論を行った。

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。

第12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（3 / 4）

- 本日御議論いただきたい論点は以下のとおり。
- 費用精算の考え方のうち、小売電気事業者の供給力確保義務の考え方や、市場管理者の位置づけ、取引を通じた権利・義務関係等の法的な側面については、次回以降に別途、御議論いただくこととしたい。
- また、市場支配的な事業者への対応については、本日の議論を踏まえ、さらに検討を深めることとしたい。

論点

概要

12.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。

13.費用精算の考え方

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。

14.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。

本日御議論いただきたい論点

容量市場における論点（４／４）

- 以下の各論点については、広域機関での検討状況や、他の論点についての議論の結果等も踏まえ、次回以降に別途、御議論いただくこととしたい。

論点	概要
15.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時点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。
16.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。
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 1 2 : 新設・既設の区分、経過措置（総論）（1 / 2）

- 一般的に、新設電源は減価償却の進んだ既設電源と比べて固定費負担が大きく、kW価値あたり多くの費用が生じていると考えられる。容量市場創設時点において、固定費負担の小さい既設電源が落札しやすく収益が大きくなりやすい（＝相対的に既設電源の競争力が高くなる）ため、新設電源の投資インセンティブが働きにくくなる可能性がある。
- こうした点から、貫徹小委の議論においては、容量市場の詳細検討において留意すべき点の一つとして、新設電源と既設電源とで市場を分ける等の対応も含めて検討が必要としていたところ。

＜第5回電力基本政策小委員会 資料抜粋＞

容量メカニズム検討の論点（⑧既存電源と新規電源の違い）

特に新設電源と既存電源を比較すると、基本的に供給力としての価値は等価であるが、新設電源は一般的に初期の固定費負担が重く、また、減価償却が進んだ既存電源と比べて投資リスクが高いため、両者を同等に扱うべきかどうか。

＜電力システム改革貫徹のため政策小委員会中間とりまとめ 資料抜粋＞

2.4.容量メカニズムの導入

(1)制度の意義

単に卸電力市場（kWh価値の取引）等に供給力の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施策である容量メカニズムを追加で講じ、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通じて、より効率的に中長期的に必要な供給力・調整力が確保できるようにする。

(3)留意事項

今後、更に容量市場の詳細検討を深めるに当たっては、前項に示した基本的な考え方に加えて、例えば以下のような点に留意しつつ、検討を進める必要がある。

（略）

既存電源、特に償却が進んだ電源に短期的に過剰なレント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も含めて、今後検討する必要がある。

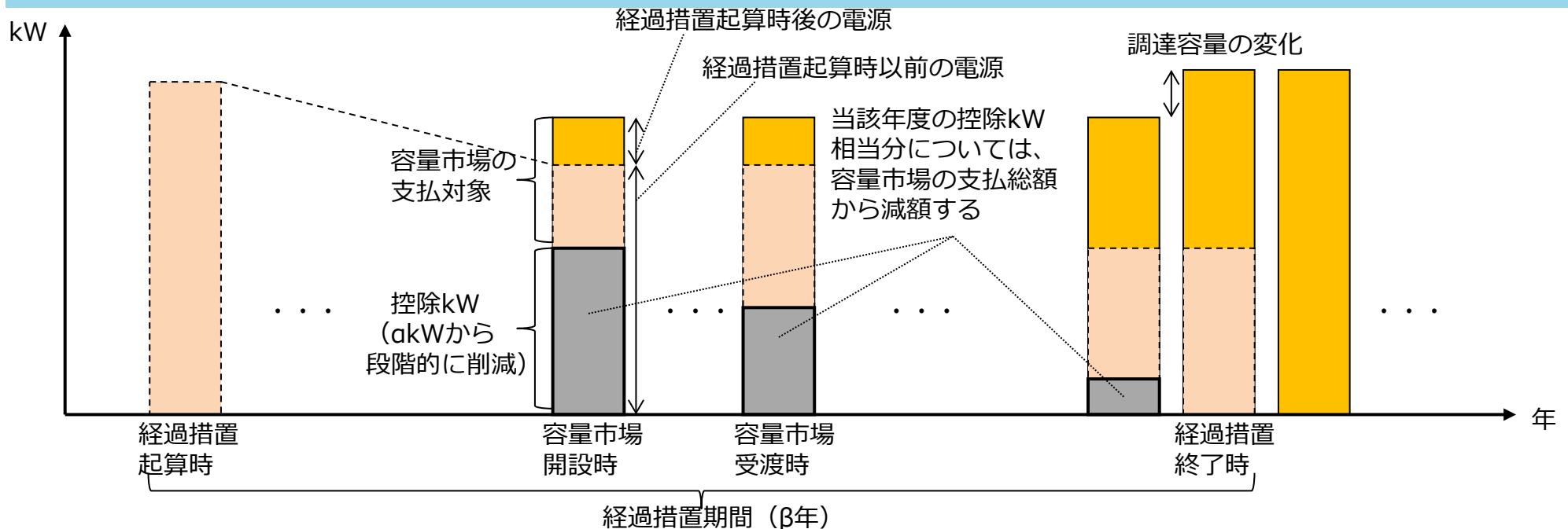
論点 1 2 : 新設・既設の区分、経過措置（総論）（2 / 2）

- 一般的に、減価償却の進んだ既設電源は、固定費負担が小さく、相対的に収益が大きくなるが、容量の確保という観点からは、新設電源も既設電源も同様の価値を有する。また、新設電源も中長期的な収入見通しに基づいて投資判断を行うため、既設電源の支払額の見通しが減少することは、新設電源の投資インセンティブを阻害する。
- 以上のことを踏まえると、基本的には、新設電源と既設電源とで支払額は分けずに同等に扱うべきと考えられるのではないかな。
- 他方で、容量市場の導入直後においては、直ちに供給力が変化するとは考えにくく、卸電力市場のkWh価格に与える影響は限定的と考えられる（※）。容量市場の導入から当面の間は、小売事業環境の激変緩和の観点から、一定の経過措置を講じることも考えられるのではないかな。

※容量市場を導入した場合と導入しない場合を比較すると、中長期的には総コストは同等の水準に収斂していくものと考えられる。

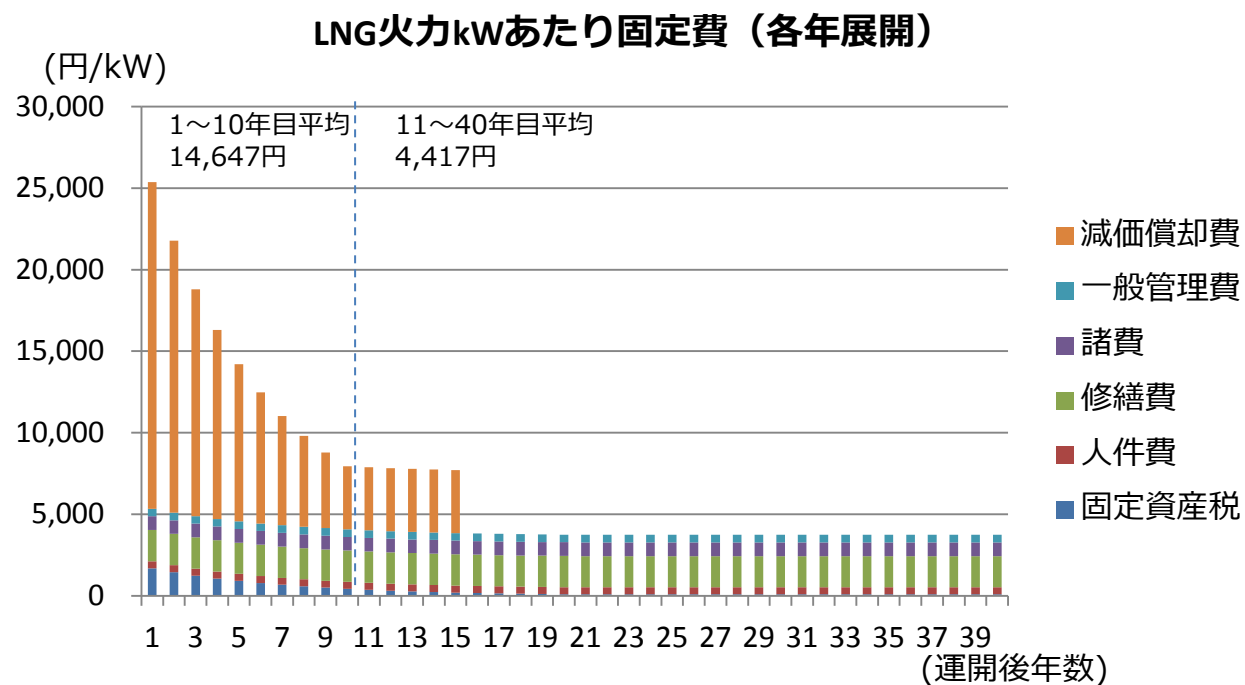
論点 1 2 : 新設・既設の区分、経過措置（経過措置の考え方）

- 具体的には、経過措置として、以下のような考え方としてはどうか。
 - 容量市場導入直後の小売電気事業者の競争環境に与える影響を軽減する観点から、一定期間、容量市場から発電事業者への支払額を一定の率で減額する。（減額率は調達容量に占める控除kWの割合に基づくものとし、控除kWは2020年の容量市場開設時点から期間とともに減少させる。また、発電事業者への支払額の減額を、小売電気事業者の負担額の減額に反映させる。）
 - 容量市場開設時点の控除kWは、経過措置起算時点以前からの電源の容量（kW）に一定の比率をかける形で算定する。一定の比率については、そうした電源について、維持のための修繕費等や追加投資に要する支出も勘案して定める。



(参考) モデルプラントのコスト (LNG火力)

- 発電コスト検証WGのモデルプラント (LNG火力 (2014年)) によれば、～10年目の固定費と、11年目～の固定費は、7割程度異なる。



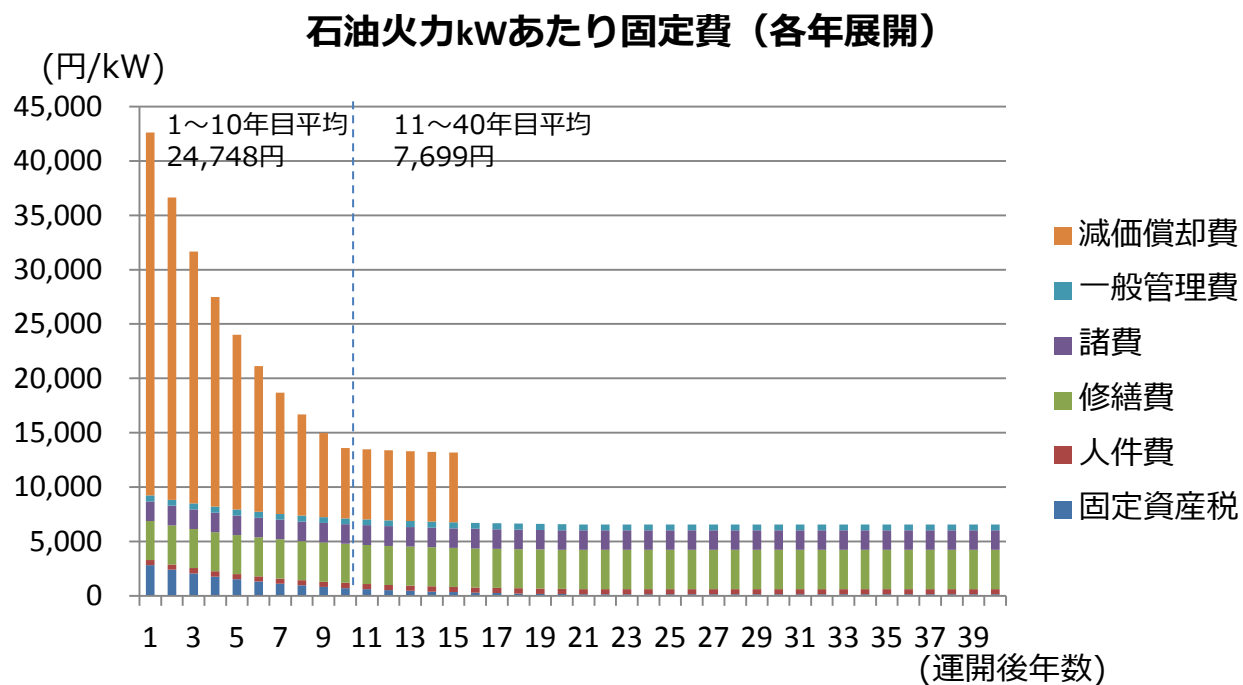
40年間 (単純合計) の固定費内訳

減価償却費	固定資産税	人件費	修繕費	諸費	一般管理費
43.0%	4.6%	6.1%	27.5%	12.0%	6.6%

モデルプラント : LNG火力 140万kW、稼働年数40年

（参考）モデルプラントのコスト（石油火力）

- 発電コスト検証WGのモデルプラント（石油火力（2014年））によれば、～10年目の固定費と、11年目～の固定費は、7割程度異なる。



40年間（単純合計）の固定費内訳

減価償却費	固定資産税	人件費	修繕費	諸費	一般管理費
41.8%	4.5%	4.0%	30.1%	15.0%	4.6%

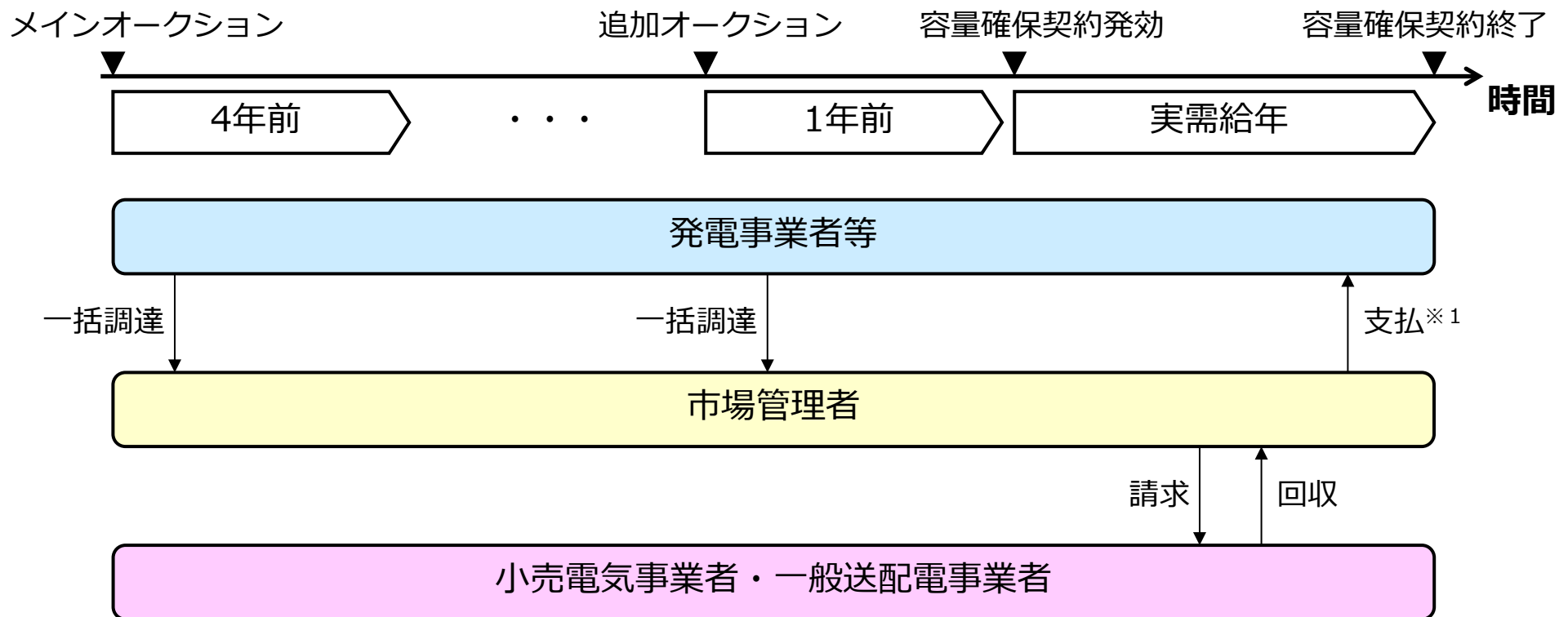
モデルプラント：石油火力 40万kW、稼働年数40年

論点 1 2 : 新設・既設の区分、経過措置（まとめ）

- 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。

論点 1 3 : 費用精算の考え方 (総論)

- 集中型の容量市場においては、市場管理者が容量オークションで供給力 (kW価値) を一括調達した後、実需給年に費用負担者から必要な額を回収し、落札者への支払を行う必要がある。
- 10月6日の第12回制度検討作業部会では、容量市場の費用回収については、一般送配電事業者経由で託送料金を通じた回収分と、小売電気事業者からの回収分に分けて整理している。



※1 ペナルティとして、発電事業者等から落札時に保証金の事前支払を求める場合に返還額を減額することや、発電事業者等から追加的な金銭の支払を求める場合に支払額がマイナスになることも含む

論点 1 3 : 費用精算の考え方（発電等の支払・ペナルティ精算）

- 市場管理者は、発電事業者等の中からオークション落札者を決定し、リクワイアメントの達成状況を確認した上で、最終的な支払額を算定し、支払を行う必要がある。
- 発電事業者等への支払額の算定や支払方法の詳細については、キャッシュフローや手続に関し、発電事業者等にとって、できるだけ負担の少ない方向で整理していくこととしたい。（その際、リクワイアメントに応じたkW価値を提供できなかった場合のペナルティ額の算定や精算方法も合わせて検討していく。）

注 1 経過措置を導入する場合、経過措置期間中は発電事業者等への支払額が変わる可能性があることに留意が必要

注 2 FIT電源による容量市場への参加を認める場合、二重払い防止の観点からFIT電源への支払額を調整する可能性があることに留意が必要

論点 1 3 : 費用精算の考え方（小売請求の基本的考え方）

- 市場管理者は、請求総額を小売電気事業者ごとに配賦し、費用請求・回収を行う必要がある。
- 請求額の算定にあたって考慮すべき点として、例えば、小売電気事業者の負担の公平性・予見可能性、手続の簡便性、費用回収の確実性、等が考えられる。
- これらを総合的に勘案して、小売電気事業者への請求額の算定や費用請求・回収方法を整理していくべきではないか。

小売電気事業者
の負担の公平性、
明確性、予見可能性

小売電気事業者にとって、請求額の算定方法が公平・明確であり、収支見通し等を立てる上で、事前に支払額をある程度予見することができるか

手続の簡便性

市場管理者と小売電気事業者にとって、費用請求・支払にかかる一連の手続が簡便であるか

費用回収の確実性

市場管理者にとって、請求額の未回収リスクが低く、回収の確実性が高い手法であるか

注 1 経過措置を導入する場合、経過措置期間中は小売電気事業者への請求額が変わる可能性があることに留意が必要
注 2 連系線制約によりエリア間値差が生じた場合、小売電気事業者への請求額が変わる可能性があることに留意が必要

論点 1 3 : 費用精算の考え方（小売請求の配分方法の特色）

- 小売電気事業者への請求額の算定方法については、大きく分けて、kWのシェアで配分する案と、kWhのシェアで配分する案がある。
- また、kWのシェアで配分する案については、エリアのピーク時のkWシェアで配分する案と、各小売電気事業者の最大電力のシェアで配分する案がある。更に、年間の最大ピーク時のkWシェアで配分する方法や、月間、日毎の最大ピーク時のkWシェアで配分する方法がある。
- これらのいずれをとるか、あるいは、複数の方法を按分して組み合わせるかが論点となる。

＜配分方法の特色＞

	電力（kW）シェアで配分		電力量（kWh）シェアで配分
	小売事業者の最大電力(kW)に応じて配分＜案1＞	小売事業者のエリアピーク時の電力(kW)に応じて配分	小売事業者の電力量（kWh）に応じて配分＜案5＞
基本的な考え方	自らの電力供給に必要なkW設備の高さに応じて負担	ピーク用の設備維持・増強の責任度合いに応じて負担	設備の利用量（高さ・時間）に応じて負担
留意点	ピーク時以外に最大電力を出したとしても、設備形成に直結するわけではない	エリアピークの発生時は天候等によって変化し、予見可能性が低い可能性がある	ピーク設備形成の高さとは関係が薄い



＜ピークについての考え方＞

	年間ピーク＜案2＞	月間ピーク＜案3＞	日毎ピーク＜案4＞
基本的な考え方	年間最大ピークに備えて設備維持・増強を行うという考え方と整合的	最大電力発生月以外にも備えて設備形成を行う考え方と整合的。月毎精算とも整合的	予見可能性が比較的高いと考えられ、日毎精算をとる場合は整合的
留意点	ピーク発生時の使用電力量によって負担割合が大きく変動する	年間ピークの寄与率とは異なる	計算が煩雑となる

(参考) 電気料金算定における固定費配分方法

- 規制料金の算定においては、固定費配分方法として、「最大電力2:ピーク時電力1:電力量1を配分する方法(2:1:1法)」や「最大電力2:電力量1を配分する方法(2:1法)」など、複数項目の合成により固定費を配分する考え方がある。

(※2) 固定費の配分方法(2:1:1法、2:1法)

固定費(販売電力量の増減とは直接の関係がなく固定的に発生する費用であり、概ねkWに比例する原価が対象)の需要種別への配分方法で、以下の2つの方法がある。

➤「2:1:1法」～以下の3項目の合成により固定費を3需要種別(特高・高圧・低圧)に配分する方法(総離島供給費(火力・水力・新エネ)、総アンシラリーサービス費(火力・水力・新エネ)、総送電費、受電用変電サービス費、給電費のうちの固定費に配分された費用)。

(1)各需要種別の最大電力(kW)の百分率に「2」のウェイト。

(2)夏期及び冬期の尖頭時における各需要種別の需要電力の百分率に「1(夏期:0.5、冬期:0.5)」のウェイト。

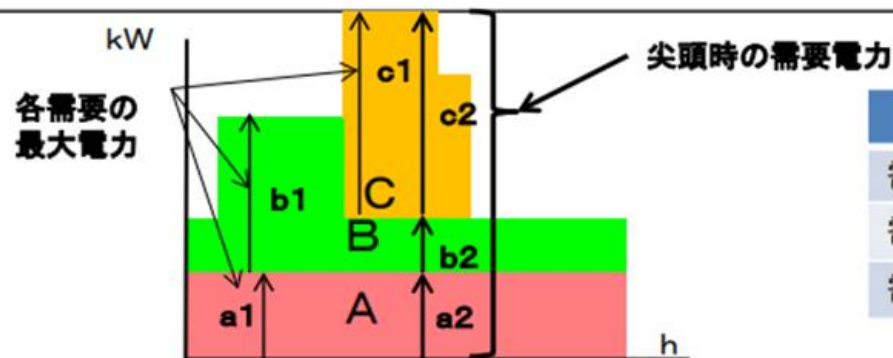
(3)各需要種別の発受電量(kWh)の百分率に「1」のウェイト。

➤「2:1法」～以下の2項目の合成により固定費を2需要種別(高圧以上、低圧)に配分する方法(配電用変電サービス費、高圧配電費のうち固定費に配分された費用)。

(1)各需要種別の延契約電力(kW)の百分率に「2」のウェイト。

(2)各需要種別の発受電量(kWh)の百分率に「1」のウェイト。

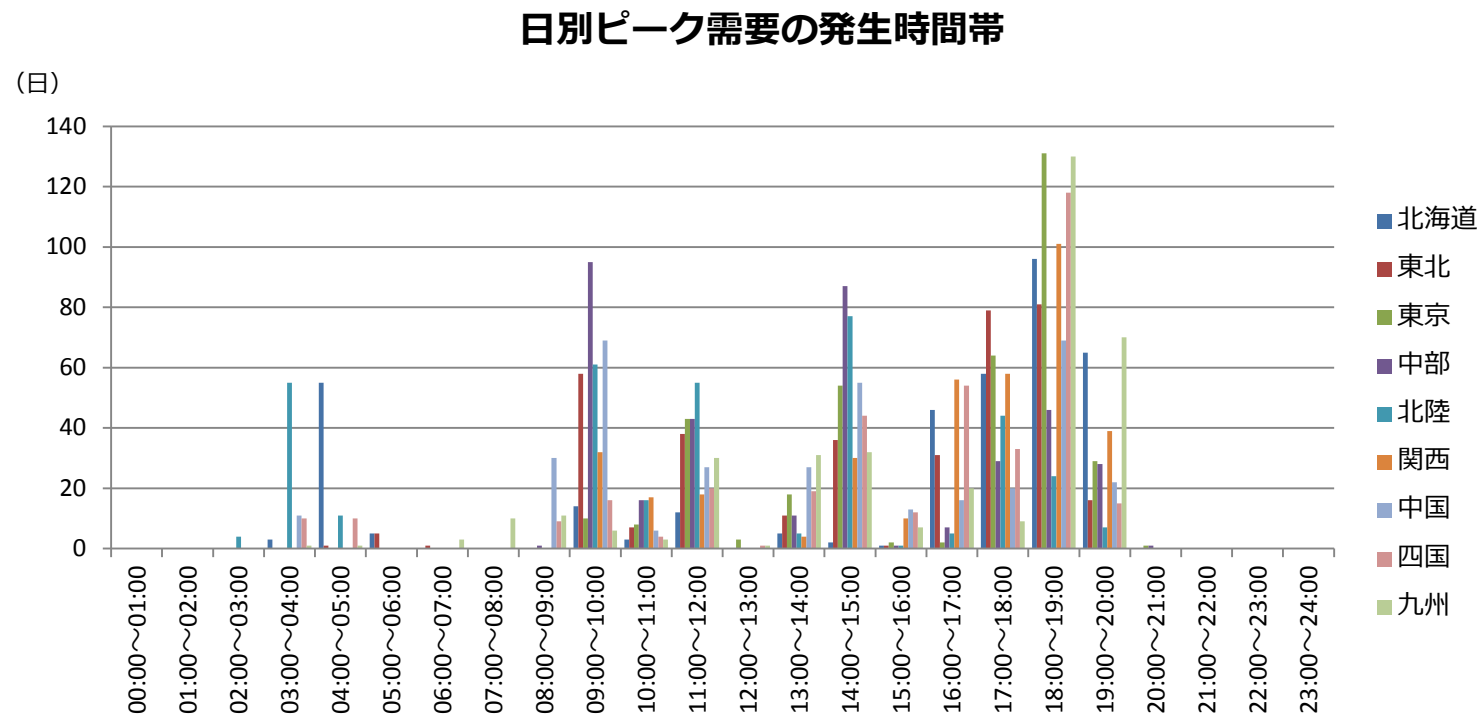
(託送供給等約款料金の算定に関する省令 第12条第5項、第13条2項1号、2号)



	最大電力の比	電力量の比	尖頭時の需要電力の比
需要A	$a1/(a1+b1+c1)$	$A/(A+B+C)$	$a2/(a2+b2+c2)$
需要B	$b1/(a1+b1+c1)$	$B/(A+B+C)$	$b2/(a2+b2+c2)$
需要C	$c1/(a1+b1+c1)$	$C/(A+B+C)$	$c2/(a2+b2+c2)$

(参考) ピーク需要の発生時間帯

- 一日の間のピーク需要の発生時間帯は、午前中～夜とばらつきが存在。



電力広域的運営推進機関データ（2016年10月～2017年9月）から経済産業省作成

論点 1 3 : 費用精算の考え方（小売への請求額算定方法）

- 設備形成の原因者に多くの負担を求めるという考え方からは、エリアピーク時の電力（kW）に応じて配分する方法が自然と考えられる。他方で、エリアピークが発生する時間帯にはばらつきがあり、ピーク発生時の需要量によって配分比率に変動が生じるため、小売電気事業者にとって予見可能性が低い。
- 小売電気事業者にとっての予見可能性を高めるため、
 - ①小売電気事業者の最大電力（kW）に応じて配分する
 - または、
 - ②エリアピーク時の電力（kW）に応じて配分することを念頭におきつつ、小売電気事業者の最大電力（kW）を基準とした配分量と、電力量（kWh）を基準とした配分量を組み合わせることとしてはどうか。
- 詳細については、本日の議論を踏まえ、更に検討を深めることとしてはどうか。

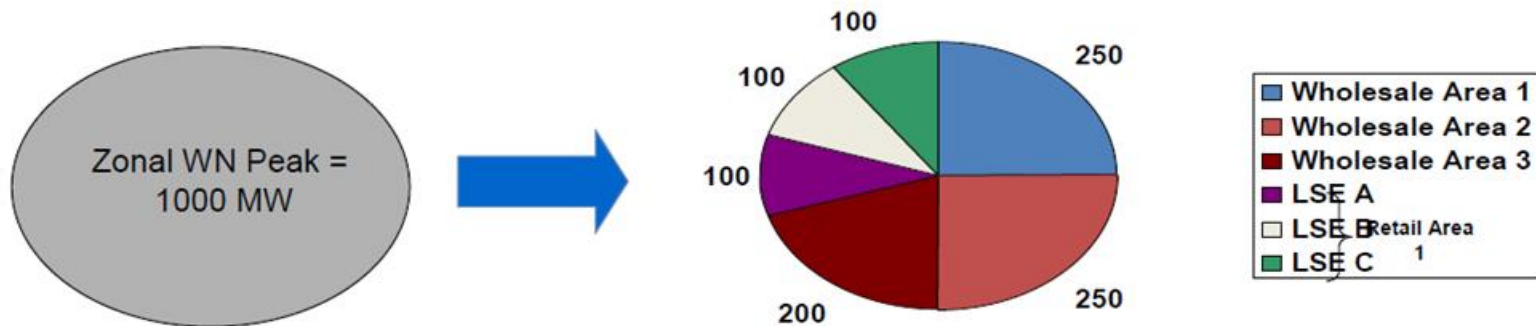
(参考) 諸外国の事例 (米国PJM)

- 米国PJMの容量市場では、日単位で金額を確定し、週単位で請求と支払を行っている。
- 小売が負担する支払額は、前年夏季（6月～9月）のピーク需要（上位5時間のピーク時に発生したMW）のシェアに応じて決定される。（通年で配分割合は変化しない）

Obligation Peak Load – Annual Allocation

- Each PJM Electric Distribution Company (EDC) is responsible for allocating the previous summer's weather normalized peak to end-use customers in the zone (both retail and wholesale) by Dec. 31 prior to the start of the Delivery Year.

Often referred to as a "PLC" or "capacity ticketing" process.



Obligation Peak Load allocation for a zone/area is constant and effective for the entire Delivery Year

(参考) 諸外国の事例 (英国)

- 英国の容量市場では、月単位で金額を確定し、請求と支払が行われている。
- 小売が負担する支払額は、総支払額に対する高需要期（11月～2月の平日夕方（16時～19時））の需要予測量（MWh）のシェアに応じて配分され、実際に需要実績量が確定した後で補正される。

- Payments made to fund Capacity Providers for each month
- The expected monthly costs are apportioned to each Supplier by share of demand (period of high demand), either on forecasted or actual data



- Total annual capacity payments are determined from the Capacity Market auction results
- The monthly weighting factor profiles payment during the year

Supplier Charge example

- Monthly Total Capacity Provider payments for October 2014:
£60 million
- Supplier's Net Demand for 2014/15 Delivery Year:
1.8 million MWh
- All Suppliers Net Demand for 2014/15 Delivery Year:
12 million MWh

Calculation:

60 million × (1.8 million ÷ 12 million) = **£9 million**

論点 1 3 : 費用精算の考え方 (まとめ)

- 発電事業者等への支払額の算定や支払方法、kW価値を提供できなかった場合のペナルティ額の算定や請求・回収方法、小売電気事業者への請求額の算定や請求・回収方法については、広域機関において引き続き、技術的な検討を進めることとしてはどうか。
- その上で、発電事業者等や小売電気事業者の事業環境に大きく影響を及ぼす可能性があることから、最終的な費用精算の考え方については、政策的な観点も踏まえて、国の審議会において審議することとしたい。
- なお、小売電気事業者の供給力確保義務の考え方や、市場管理者の位置づけ、取引を通じた権利・義務関係等の法的な側面については、次回以降に別途、御議論いただくこととしたい。

引き続き検討が必要な事項 (例)

- ・ メインオークションと追加オークションで落札価格が確定した後、実際に請求額が確定して支払が行われるのは実需給年である。実需給年までの間に、小売電気事業者のシェアの変化や、新規参入、合併・廃業等も想定されるが、小売電気事業者の事業継続性の観点から、事前に自らの支払額をある程度予見することは可能か。
- ・ 小売電気事業者への請求額の配賦において、シェアの予測値を用いるのか、実績値を用いるのか。実績値を用いる場合は、年度末時点で実績値が確定した後で、遡って精算調整するのか、あるいは、翌年度に調整するのか。
- ・ 発電事業者等はリクワイアメントの達成状況次第でペナルティを課されることもあるが、その場合の精算フローやタイミングをどうするか。ペナルティ相当分をあらかじめ控除した総額を小売電気事業者に配賦し、ペナルティ相当分を控除した額をペナルティ対象事業者に支払うのか。 等

論点 1 4 : 市場支配的な事業者への対応

- 市場において支配的な事業者が存在する場合、その市場支配力の行使により、売り惜しみや価格のつり上げといった悪影響が懸念される。
- 諸外国においても、こうした悪影響を防止するために措置を講じている例がある。我が国においても、こうした例を参考にしつつ、制度の詳細を検討していく必要があるのではないか。
- また、こうした事業者が市場支配力を行使しにくいよう、市場の動きを監視して市場支配力の行使が疑われる場合に調査を行い、改善の必要性がある場合は、柔軟に反映できるようにしておくことが必要。

設計における市場支配力防止策（例）

- 垂直型ではなく右肩下がりの需要曲線とする（PJM等、英国）
- 特段の理由なく容量オークションに参加しない電源は、一定期間は再び参加することができないこととする（PJM、ISO-NE）
- 既設電源について、入札上限価格を設ける（PJM、英国）
- 容量オークションに参加しない電源は0円入札として扱う、または、需要曲線の目標調達量から控除する等の対応を設ける（英国）

等

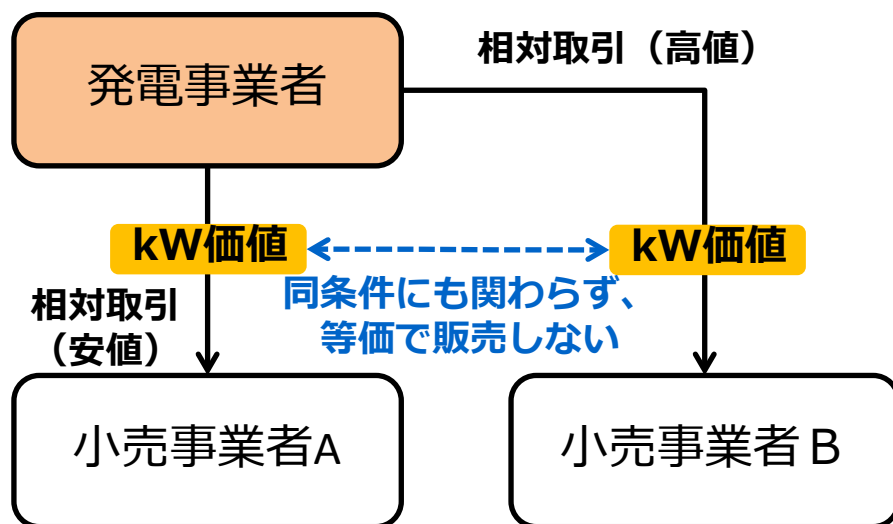
(参考) 市場支配的な事業者への対応

2016年11月
第3回市場整備ワーキンググループ
事務局提出資料

- 容量を大量に有する支配的な事業者等が、その市場支配力を行使することになれば、取引形態（相対、取引所取引）に関わらず、市場機能が適正に機能しない場合がある。
- そのため、今後の制度設計においては、こうした事業者が市場支配力を行使できないような仕組みを併せて措置していく必要があるのではないか。

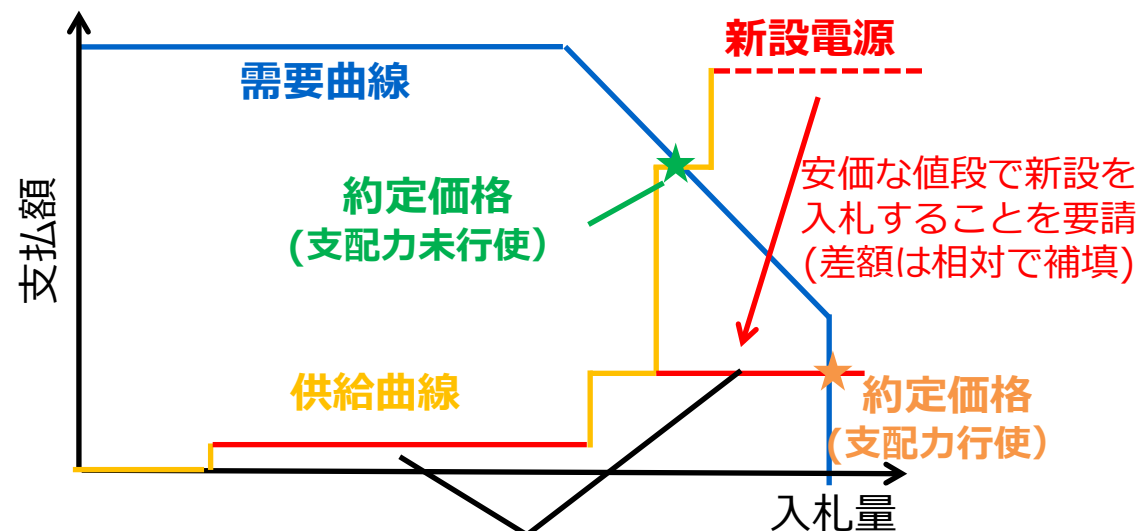
【市場支配力行使の例】

例 1 : 高い発電シェアを誇る事業者による影響力行使



販売価格に差をつけ、小売競争力に差

例 2 : 高い小売シェアを誇る事業者による影響力行使 (集中型市場における相対契約)



※赤線部分は支配的な小売事業者と相対取引をする発電事業者

約定価格を低く抑え、他発電事業者の収益を圧迫

(参考) 諸外国の事例 (容量市場の競争性確保)

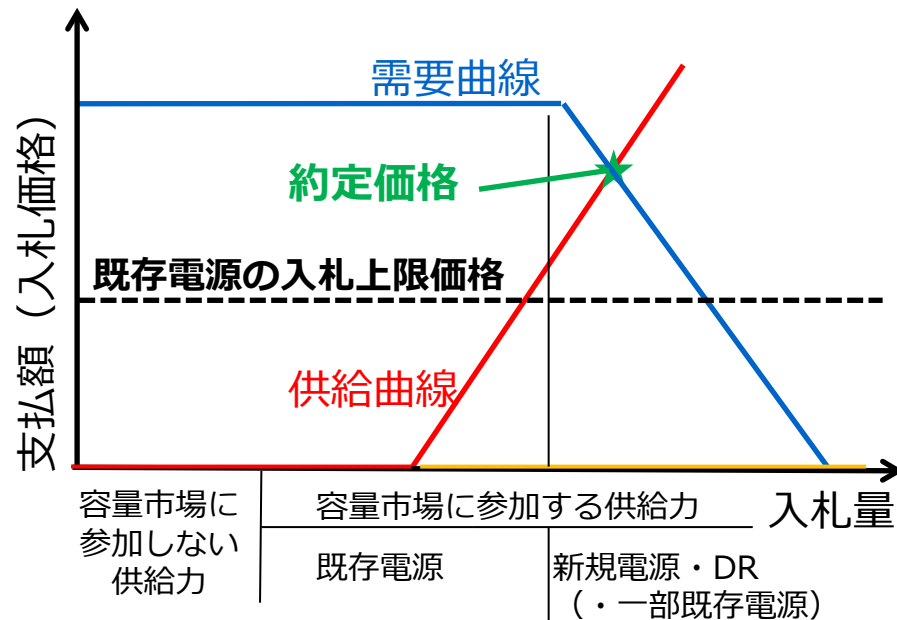
2016年11月
第3回市場整備ワーキンググループ
事務局提出資料

- 英国では、売り手側の価格操作を防ぐために、新規電源と大幅な更新を行う既存電源等に対しては、基本的に自由な価格設定を認める一方で、既存電源には上限価格をかけることで、市場価格を意図的に高くできないよう設計している。
- 他方、米PJMでは、容量市場における買い手側の価格操作を防ぐために、一定基準を満たす新規電源の入札に際して下限価格を設け、市場価格が意図的に低くならないよう設計している。

【容量オークションにおける入札と価格設定の例】

例1：イギリス

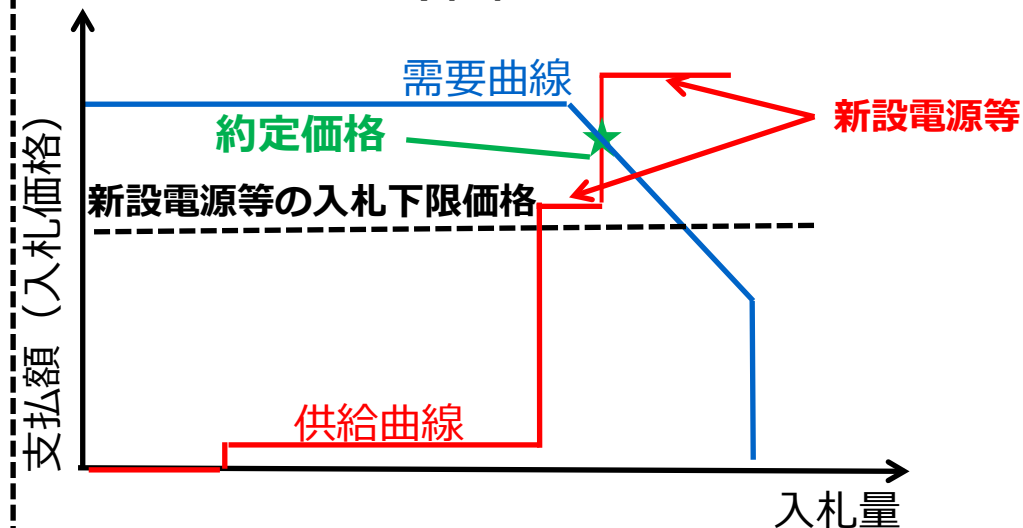
→ 既存電源に入札上限価格を設定



出所：DECC “Capacity Market Strawman v11” (June 2013)

例2：米国PJM

→ 新設電源等、一定の基準を満たす電源の入札下限価格を設定



出所：PJM “PJM Manual 18” (July 26, 2016)