

容量市場の 詳細論点検討状況について

2019年1月30日

資源エネルギー庁

1. 詳細論点の検討結果

2. 容量市場開設後のフォローアップ

(参考) 中間取りまとめ時点での検討内容

容量市場詳細制度設計の検討進め方

- 2018年7月にとりまとめられた制度検討作業部会中間取りまとめにおいて、「各市場の詳細制度設計の検討に当たっては、資源エネルギー庁、監視等委員会、広域機関、JEPX など、各市場に関係する関係機関が連携の上、検討を進める」とされ、容量市場については主に広域機関における容量市場の在り方等に関する検討会の場で議論がされてきた。
- また、「各市場の検討において、重要な追加論点が明らかになった場合や、複数の市場に関係する論点が明らかになった場合などは、必要に応じ、本作業部会において検討を行うこと」とされた。
- そこで本日は、容量市場に関する重要論点についてご議論いただくと共に、詳細制度設計について現段階での検討結果をご報告する。

検討した論点一覧 (1/2)

赤字: 中心적으로ご議論いただきたい論点

	論点	検討事項	検討の場
A	容量市場の対象範囲と費用負担の考え方	• 具体的な費用負担のあり方	• 第16回容量市場検討会
B	容量市場の地理的範囲	• 連系線制約により市場分断し、全国の約定価格とエリアプライスに差額が発生した場合の扱い	• 第16回容量市場検討会
C	メイン・追加オークションの位置づけ	• メインオークションと追加オークションの具体的な配分 • 具体的な追加オークション開催時期と頻度 • 追加オークションの開催判断 • 追加オークションの参加者・広域機関による売り入札の有無 • 追加オークションにおける市場支配力の行使の防止	• 第15回容量市場検討会
D	需要曲線の設定	• 目標調達量の範囲 • NetCONEの算定方法 • 約定方法の詳細設計	• 第11、13、14、15、16、17回容量市場検討会
E	オークション制度の設計	• オークションの入札単位 • 参加登録時の期待容量 • 電源差し替えの扱い	• 第12、13、14、15回容量市場検討会

検討した論点一覧 (2/2)

赤字: 中心적으로ご議論いただきたい論点

	論点	検討事項	検討の場
F	費用精算の考え方	- 支払遅延や不払の発生に備えた保証金の徴収や保険の活用などのリスクヘッジのための仕組み - 発電事業者等のペナルティ額の算定や精算方法	第16回容量市場検討会
G	リクワイアメント・アセスメント・ペナルティ	- 各種電源(従来型電源、アグリゲートリソース、自然変動電源)のリクワイアメント・アセスメント・ペナルティ - 市場退出時のペナルティ	第11、12、13、14回容量市場検討会
H	他制度との整合性	- 容量市場導入後における、電源入札制度のあり方 - DRの参加登録時、期待容量の算定時に必要となる書類等や実効性テストの具体的な手法 - 主に調整力等に用いられる電源について、調整力として活用されることを念頭にしたリクワイアメントの要件	第17回容量市場検討会
I	電源確保に関する環境整備	発電設備等の情報掲示板	第15回容量市場検討会

A 容量市場の対象範囲と費用負担の考え方

- 検討結果まとめ

赤字: 中心적으로ご議論いただきたい論点

検討項目	検討結果
具体的な費用負担のあり方	各エリア内の託送と小売の配賦は、託送分を「容量受渡年度のエリアのH3需要×6%相当分kW」※と「各エリアのエリアプライス」で配賦し、残りを小売に配賦する。 ※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によって、適切に見直す。

A 容量市場の対象範囲と費用負担の考え方

- 各エリア内の託送と小売の配賦

- 中間とりまとめにおいて、託送費用による容量市場への拠出金負担については、託送料金に算入されている分を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整理されたところ。
 - 託送分の配賦にあたり、具体的な算定方法について量（託送料金算定時のH3需要と容量受渡年度のH3需要どちらを参照するか）と価格（単価）の整理が必要であった。
 - 広域機関での議論を踏まえ、以下のような方法で費用配賦を行うこととしてはどうか。
 - あるエリアの約定価格P円/kWの場合
 - ✓ 送配電負担額：（容量受渡年度のエリアのH3需要×6%相当分kW）×P
 - ✓ 小売負担総額：エリアの負担総額－エリアの送配電負担額
- ※小売事業環境の激変緩和の観点で導入する経過措置による容量拠出金の減額分は、小売負担総額から減額することとなる。
- なお、託送費用における容量市場と需給調整市場での費用負担の整理方法については、今後検討することとしてはどうか。
 - また、託送料金の考え方が今後見直される際には、併せて容量市場における費用配賦の考え方も再度検討を行う。

容量市場の対象範囲と費用負担の考え方

- 参考：現行の託送料金算定方法

- 調整力コストのうち、周波数制御・需給バランス調整のための固定費（現在の調整力公募における調達コストに相当）に係る現行の託送料金算入方法は、以下のとおり。

➤ 「原価算定時における自エリアのH3需要相当の容量（kW）」× 6 %

＜託送供給等約款認可申請に係る審査方針＞（平成27年12月11日公表）

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、予備力の調達が現在よりもしにく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。**

2. 容量拠出金の配賦方法について

10

(2) 各エリアにおける託送と小売の配賦

- 中間とりまとめにおいて、託送費用による容量市場の負担については、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し、残りを小売電気事業者から回収することとしている。
- そのため、各エリアに配賦された額から託送分を配賦し、残りを小売に配賦することが考えられるが、託送分の配賦にあたり、具体的な量と価格（単価）の整理が必要である。
- 託送の原価参入については、「原価算定時における自エリアのH3需要相当の容量（kW）」を基準として、原価算入されるべき調整力量を算定している。（現行であればH3×6%相当分のkW※）
※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によって、適切に見直しを行う。
- そのため、この量に相当する分として、当該年のエリアのH3需要×6%相当分の容量拠出金を託送で負担することが考えられる。
- 一方、支払単価は、容量市場においては、約定価格（エリアプライス）を用いることが考えられる。
- 例えば、この場合は、下記のように配賦することが考えられるが、具体的には、所管省庁と相談することとしてはどうか。

➤ あるエリアの約定価格P円/kWの場合

- ✓ 送配電負担額：（当該年のエリアのH3需要×6%相当分kW）×P
- ✓ 小売負担総額：エリアの負担総額－エリアの送配電負担額

※小売事業環境の激変緩和の観点で導入する経過措置による容量拠出金の減額分は、小売負担総額から減額することとなる。

B 容量市場の地理的範囲

- 検討結果まとめ

検討項目	検討結果
連系線制約により市場分断し、全国の約定価格とエリアプライスに差額が発生した場合の扱い	- 各エリアへの配賦は、市場分断がない場合、各エリアの負担（小売・託送）が同等となるように、kW単価を同一となるように配賦する。 - 市場分断が必要となった場合、約定結果において最も安いエリアプライスを全エリアで共通的に負担する費用とし、当該エリアのエリアプライスとの差分を当該エリアで負担する。 - このような費用配賦を行う結果、市場分断による値差等は、市場管理者に積み上がることはない。

C メインオークション・追加オークションの位置づけ

- 検討結果まとめ

青字: 検討会での意見を踏まえ整理を変更したもの

検討項目	検討結果
メインオークション(T-4)と追加オークション(T-1)の具体的な配分	・メインオークションでは必要供給力の全量を調達する。目標調達量はオークション時点での需要予測に従う。
具体的な追加オークション開催時期と頻度	・追加オークションは実需給前年度の5月～6月に1回実施する。
追加オークションの開催判断	・追加オークションは、想定需要の変化や、供給力の変化に対応するために行うこととする。 ・広域機関は追加オークションの開催判断にあたり、メインオークションで落札された電源等に対し、容量確保契約の解約を申し出るか否かを確認する。 ・需要曲線に供給力の確保量がかい離していれば、基本的に開催する。 ※T-1以前に想定需要の変化などで調達量の過不足が判明した際の扱いについては詳細な検討が必要。
追加オークションの参加者・広域機関による売り入札の有無	・広域機関による売り入札(リリースオークション)を行う仕組みを導入する。ただし、広域機関による売り入札の開催有無は、追加オークション開催前に判断する。 ・なお、広域機関が売り入札を行う場合に限り、発電事業者等の追加オークションでの買い入札を認める。
追加オークションにおける市場支配力の行使の防止	・追加オークションは、メインオークションで入札し、落選した電源の参加を基本とする。 ※メインオークション時に供給力として確定していなかった新設や自家発の供給力増加分等も参加を認める。 ・追加オークションの需要曲線の形状は、メインオークションと同様の考え方で設定する。

C メインオークション・追加オークションの位置づけ

- 検討会での意見を踏まえ整理を変更した論点

論点	検討会での委員指摘	検討会での委員意見を踏まえた 事務局内での検討経緯	検討結果
追加オークションにおける自家発の追加参加	自家発が従来電源として参加する場合、4年前のメインオークションでは保守的に入れざるを得ない。1年前の追加オークションのときに更に容量を出せるとなった場合、非常に合理的な入札行動だと思われるため、自家発のこのような行動に関して追加オークションを認められる仕組みを取った方が、全体安く調達できる可能性があり、検討いただきたい。	・メインオークション時に供給力として確定していなかった新設等は参加を認めることとしている。 ・自家発（従来型）の供給力増加分についても同様の事象と考えられることから、追加オークションにおいて自家発の供給力増加分の参加は可能とする。	・メインオークション時に供給力として確定していなかった新設や自家発の供給力増加分も参加を認める。

D 需要曲線の設定

- 検討結果まとめ

赤字: 中心적으로ご議論いただきたい論点

検討項目	検討結果
需要曲線の形状	- 下に凸型の右肩下がり、目標調達量を下回ると急峻に立ち上がることとする。 - 目標調達量に対応する指標価格はNet CONE とする。
NetCONEの算定方法	- Net CONE算定のモデルプラントは、CCGTとする。 - Net CONE算定におけるコスト評価年数は40年とし、40年運転に必要なコスト等を織り込む。 - Net CONE算定における割引率は5%とする。 - 上限価格は、Net CONEの1.5倍とする。 - 上限価格における調達量は、調達コストと停電コストの和が最小となる調達量の点を結んだ曲線(トレードオフ曲線)を基に設定する。 - 調達価格ゼロにおける調達量は、トレードオフ曲線、我が国の需給状況を踏まえ決定する。 - 容量市場以外からの収益を3,000円/kW・年とする。 - 容量市場導入後においても、今後の長期的な電源構成等の変化を注視して、投資回収の予見可能性を高める等、容量市場の目的が達成されるよう、Net CONEの見直し等を図る。
約定処理の方法	- 約定処理は、全国市場のシングルプライスオークション方式で行う。その際、連系線制約を踏まえた各エリアの供給信頼度確保等のために一定の追加的な約定処理を行う。 - 具体的な約定処理の方法としては、以下の方法で行い、引き続き、広域機関において詳細検討を進める。 - 全国市場で約定処理を実施する（発動回数制約ありの電源等の約定量が上限値以上の場合は、従来型リクワイアメントの電源と入れ替える）。 - 供給信頼度計算を行い、基準から不足しているエリア（ブロック）・過剰なエリア（ブロック）は、市場分断を行う。 - 基準から不足しているエリア（ブロック）は、そのエリア（ブロック）の落札しなかった電源の価格の安い順から基準まで追加する。 - 追加した量と同等の電源を、過剰なエリア(ブロック)の落札した電源の価格が高い順から減ずる（減少処理を行った場合においても、各エリアで供給信頼度を確保していることが前提）。 - ブロックで分断した場合、電源の追加・減少による供給信頼度の変化で、ブロック内でさらに市場分断するか判断する。 - 最終的な約定結果において、必要な調整力等が確保されていることを確認する。

D 需要曲線の設定

- NetCONE計算時のコスト評価年数について

- NetCONEを計算するに当たって、コスト評価年数を電源の想定稼働年数である40年とするか、投資回収期間である15年とするか双方を支持する意見が出た。

コスト評価年数40年を支持する意見

- 新設・既設で市場を分けない以上、投資回収期間である15年を用いて評価を行うと、投資回収が終了した電源は容量市場から過大な利益を得ることになってしまう。
- 実際に事業者が新設投資を決断するかは仕上がりの価格水準が重要であり、上限価格がコスト評価年数を15年とした際のNetCONE水準と同等であれば十分なのではないか。

コスト評価年数15年を支持する意見

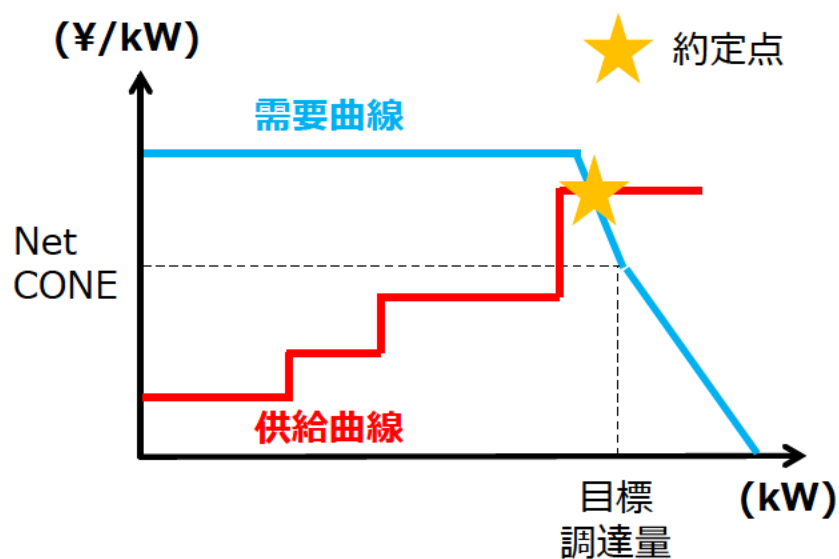
- 新設投資を検討する際に、40年でリスク評価をする事業者がない以上、コスト評価年数を40年とした場合に、新設投資を促すという容量市場の目的に資するのか疑問。
- 複数回容量市場が開催され、相場観が形成されるまでは、制度設計の裏にある思想が大事であり、コスト回収期間を40年と置くことそのものが市場に発出するメッセージ性についても配慮が必要。

需要曲線の設定

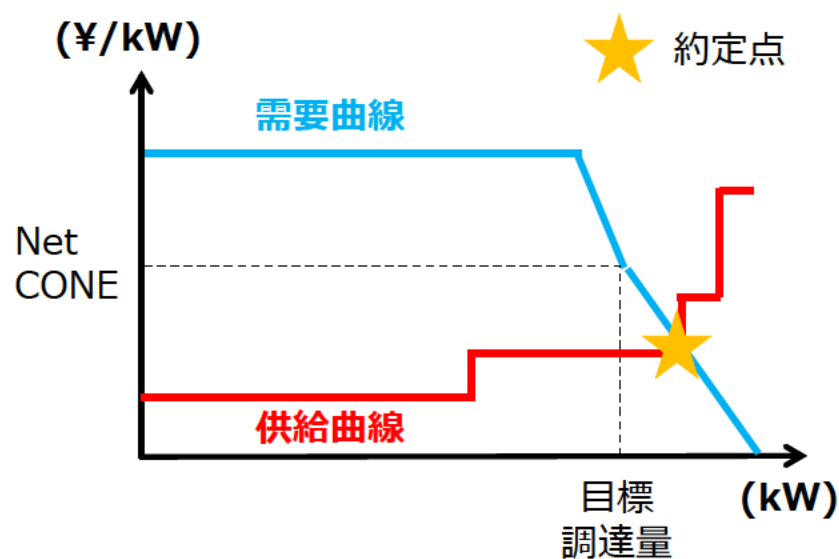
- NetCONE計算時のコスト評価年数について

- NetCONEの価格水準を決定する際には、新設投資インセンティブを与えることと、投資回収の完了した電源が容量市場から過大な利益を得ることを防ぐという両面のバランスを考慮することが肝要である。
- コスト評価年数を40年とした上で、40年稼働に必要な固定費を織り込んでNetCONEを算定することで、NetCONE価格は長期的に投資回収が可能かつ投資回収の完了した電源によっても過大な利益とはならない水準となると考えられる。一方、仮に新設投資が十分に進まないことがあったとしても、供給力の減少により容量市場価格は上昇し、上限価格の範囲内で、コスト評価年数を15年とした際のNetCONE水準に近づくため、結果として新設投資が促されるのではないかな。

図① 十分に新設が促されず、供給力が不足するとき



図② 十分に新設が促され、供給力が充足するとき



需要曲線の設定

- NetCONE計算時のコスト評価年数について

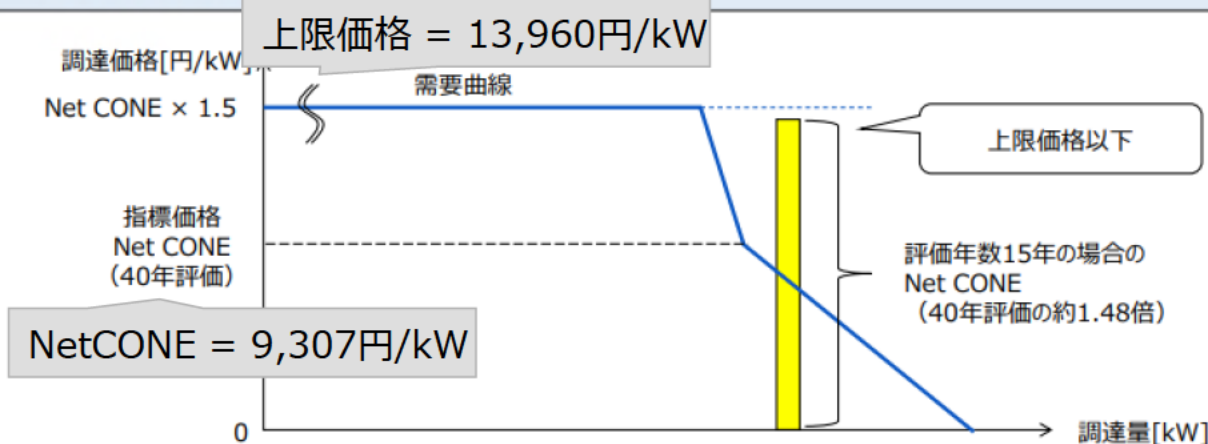
- コスト評価年数を40年として40年稼働に必要な固定費を織り込んでNetCONEを算定する場合、上限価格($\text{NetCONE} \times 150\%$)の水準はコスト評価年数を15年とした場合のNetCONEよりも大きくなる。

第17回 容量市場の在り方等に関する検討会 資料3

2. 前回のご意見と考え方の整理 (1) コスト評価年数についてのご意見

4

- オークションの需要曲線の上限価格は、電源の新設インセンティブに十分な価格水準となること、及び、国民負担の観点から、Net CONEの1.5倍と整理している。
- コスト評価年数を40年とした場合のオークションの上限価格は、コスト評価年数を15年とした場合のNet CONE（1.48倍）をやや上回る水準という試算となっている。
- 事業者が容量市場等に求める収益は各々異なるものの、今回の試算のように、コスト評価年数を15年とした場合のNet CONEの額が上限価格以下であれば、一定の新設は期待できると考えられる。
- 新設電源と既設電源を区別しないという整理に加え、上限価格をNet CONEの1.5倍、必要な費用等を織り込むこととして、前回の提案通り、コスト評価年数は40年としてはどうか。



D 需要曲線の設定

- NetCONE計算時のコスト評価年数について

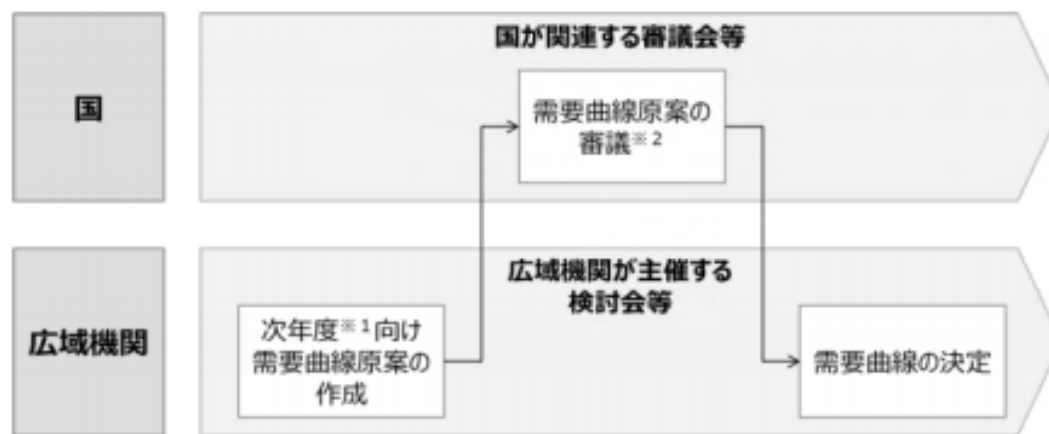
- 容量市場導入後においても、電源の新設状況や中長期的な需給バランス、容量市場価格を注視して、効率的に必要な供給力を確保するという容量市場の目的が達成されていないと判断される場合には、Net CONEを含め、需要曲線の見直し等を図る。

D 需要曲線の設定

- 具体的な需要曲線の設定方法

- 中間とりまとめにおいて、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、以下のプロセスによって決定することとされている。
 - 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
- 今回の議論は、①を実施するための基本的な考え方を整理するものであり、広域機関において目標調達量など具体的な数値を精査の上需要曲線を策定し、改めて国が関連する審議会などで審議が行われることとなる。

需要曲線の設定プロセス（中間とりまとめより抜粋）



【※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

E オークション制度の設計

－ 検討結果まとめ

検討項目	検討結果
オークションにおける電源等の入札単位	- 従来型電源と自然変動電源は送電端単位（計量単位）で登録・応札を行う。 - アグリゲート電源については、エリアごとにアグリゲーター単位で登録を行う。応札はアグリゲートリソース内で細分化して行うことも可能。
入札最低容量	- 入札最低容量は1,000kWとする。なお、期待容量1,000kW以下の小規模電源はアグリゲートによる参加が可能。 - ただし、期待容量1,000kW以上の電源とのアグリゲートは認められない。一方、アグリゲートした場合の応札量の上限は定めない。
参加登録時の期待容量	- 電源等の期待容量は、メインオークション前の参加登録時に登録した容量で確定することを基本とする - メインオークション以降の新增設（増出力を含む）や生産計画の変更により提供できる供給力が増加する自家発、実効性テストにおいて提供できる供給力が増加したDRは、追加オークションまでは期待容量の増加を認める。なお、増加分については追加オークションでの入札が必要。
電源差し替えの扱い	- 電源差し替えを認める条件は、差し替え元電源、差し替え先電源において、市場操作や売り惜しみを行った事実がないことが重要であり、その観点から、差し替え先電源は容量オークションに応札した（落札できなかった）電源とすることを基本とする。 - 前項の妥当性確認に加え、下記のいずれかの場合を差し替えを認める条件として整理する。 ①差し替え元電源が稼働不可能となり、当該電源で供給力を提供することが困難な場合 ②差し替え元電源が稼働可能だが、差し替えにより、経済的に供給力を提供できる場合 - 具体的には、燃料費用が安い等、経済的に供給力提供を行う合理的な理由がある場合が考えられる。 - なお、差し替え先電源が、新設の前倒し等の、オークション時には供給力として確定しておらず応札していない電源の場合は、参加登録プロセスにおいて、供給力としての確認に加えて、市場操作や売り惜しみを行った事実がないことが確認できれば、差し替え先電源として認めない。 - 差し替え元の電源と差し替え先の電源は、電源差し替えの実効性を高めるために、複数の差し替え元電源と単一の差し替え先電源、及び単一の差し替え元電源と複数の差し替え先電源の間での電源差し替えも認める。

F 費用精算の考え方

- 検討結果まとめ

検討項目	検討結果
支払遅延や不払の発生に備えた保証金の徴収や保険の活用などのリスクヘッジのための仕組み	• 経済的ペナルティの還元や容量拠出金の未回収分は、小売電気事業者への配賦に反映させることとして、預託金や銀行保証等の設定は行わない。
発電事業者等のペナルティ額の算定や精算方法	• 経済的ペナルティの還元や容量拠出金の未回収分は、小売電気事業者への配賦に反映させる。

G リクワイアメント・アセスメント・ペナルティ

- 検討結果まとめ

検討項目	検討結果
各種電源(従来型電源、アグリゲートリソース、自然変動電源)のリクワイアメント・アセスメント・ペナルティ	※詳細後述 (従来型電源、アグリゲートリソース、自然変動電源それぞれについてリクワイアメント・アセスメント・ペナルティを設定)
やむを得ない事由の扱い	ペナルティ免責対象となる事由については、第三者要因など事業者に責がない事由であることを基本とし、個別事例に対する適用如何は、個別の事情を勘案し判断する。
市場退出時のペナルティ	- 追加オークション前に市場退出を申し出た場合：メインオークション約定価格と追加オークション約定価格の差額。ただし、ペナルティの上限額はメインオークション約定価格の5%。 - 追加オークション後に市場退出を申し出た場合：メインオークションの約定価格の10%（追加オークションで落札された電源等は、追加オークションの約定価格の10%）。

G リクワイアメント・アセスメント・ペナルティ - 従来型電源（平常時の計画停止等）

		リクワイアメント	アセスメント	経済的ペナルティ
平常時の 計画停止等	従来型電源 アグリゲート			
	自然変動			
平常時の 市場応札	従来型電源 アグリゲート			
	自然変動			
需給ひっ迫の おそれがあるとき	従来型電源 アグリゲート			
	自然変動			

青字: 検討会での意見を踏まえ整理を変更したもの

リクワイアメント	アセスメント	経済的ペナルティ
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。 - 稼働可能な計画とは、広域機関に計画停止を申請していないこととする。 - 一般送配電事業者との間で停止期間の調整をしていない場合、計画停止とは認めない。 ② 計画外停止しないこと - 計画外停止とは、計画停止以外の稼働できない状態の電源を指す。 - 必要に応じ一定の条件下で稼働できる状態にある電源は、計画外停止としない。 ※電源不調等による出力減少が生じ、容量確保契約量を提供できない場合は、作業停止計画の提出を求める。 ※新設電源の運転開始が遅延した際には作業停止計画の提出がなされた段階から計画停止として扱い、それ以前は計画外停止として扱う。	- 事業者が提出する作業停止計画（※）により、リクワイアメント未達成日数を算定する。 - 計画停止：一般送配電事業者との停止期間の調整の結果定められた以下の計画とする。 (1) 月間計画までに提出された計画 (2) 週間計画の提出締切までに提出された計画で、かつ、停止期間に需給ひっ迫のおそれが無い場合 (3) 停止期間が休日、または夜間の計画 - 計画外停止：計画停止以外の作業停止 - 必要に応じて、サンプルチェックをする。 ※送配電等業務指針に基づく作業停止計画を想定しているが、詳細は広域機関において引き続き検討する。 ※計画停止日数、計画外停止日数の算定は、時間単位(コマ単位)で行う。 ※出力減少の場合、容量全体ではなく、出力減少によって減少する容量分のみをカウントする。 ※ペナルティ対象となる停止日数の算定は、年度ごとに行う。	- ペナルティ対象となる停止日数 [日] = (計画停止日数 + 計画外停止日数 × 5) - 180 - 経済的ペナルティ額 = ペナルティ対象となる停止日数 (日) × 容量収入額 × 0.6 (%/日) - なお、容量収入額とは、対象電源の容量市場における対価の受取額をいう。 - 容量収入額 (円) = 容量確保契約価格 × 容量確保契約量 - 経済的ペナルティの月間上限額は、容量収入額の1/6 (≒18.3%) とする。 - 経済的ペナルティの年間上限額は、容量収入額の110%とする。

G リクワイアメント・アセスメント・ペナルティ - アグリゲートリソース（平常時の計画停止等）

		リクワイアメント	アセスメント	経済的ペナルティ
平常時の 計画停止等	従来型電源			
	アグリゲート			
平常時の 市場応札	自然変動			
	従来型電源			
需給ひっ迫の おそれがあるとき	アグリゲート			
	自然変動			

リクワイアメント	アセスメント	経済的ペナルティ
➤ 電源 I' と同様に、年間発動回数は12回、指令応動は3時間、発動後の継続時間は3時間とする。 ➤ 13回目以降はリクワイアメント対象外とする。（13回目以降は協力のお願いとする。） ➤ 最低年1回は発動を求める。 ➤ 発動は一般送配電事業者が判断する。 <実効性テストについて> ➤ 追加オークション前に実効性テストを行う。（実効性テストにより期待容量を確定する。） ➤ 実効性テスト前に需要家確保状況（需要家リスト）の報告を求める。 ➤ 受け渡し対象年度の発動実績は、追加オークション前の実効性テストを兼ねることができる。	➤ 発動指令後から、継続時間における各30分コマ毎にアセスメントする。 ➤ 発動実績が、容量確保契約量の100%以上であった場合に成功とし、不成功の場合はリクワイアメント未達成量を実績値から算定する。 ➤ 発動実績の測定方法（ベースラインの設定方法等）は、資源エネルギー庁の「エネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネスに関するガイドライン」に基づいて設定することとする。	➤ 発動指令に対して不成功の場合、リクワイアメント未達成量は、発動継続時間中の各30分コマ毎に、以下にて求める。 ➤ 13回目以降はリクワイアメントの対象外。 ➤ リクワイアメント未達成量 (%) = (容量確保契約量 - 発動実績量) / 容量確保契約量 ➤ 経済的ペナルティ額 = 容量収入額 × (110% / (12×6)) × リクワイアメント未達成量 (%) ➤ 13回目以降はリクワイアメントの対象外。

G リクワイアメント・アセスメント・ペナルティ

- 自然変動電源（平常時の計画停止等）

※ 平常時の計画停止等は、従来型電源と同じリクワイアメント・アセスメント・ペナルティ

		リクワイアメント	アセスメント	経済的ペナルティ
平常時の計画停止等	従来型電源			
	アグリゲート			
平常時の市場応札	自然変動			
	従来型電源			
需給ひっ迫のおそれがあるとき	アグリゲート			
	自然変動			

青字: 検討会での意見を踏まえ整理を変更したもの

リクワイアメント	アセスメント	経済的ペナルティ
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。 - 稼働可能な計画とは、広域機関に計画停止を申請していないこととする。 - 一般送配電事業者との間で停止期間の調整をしていない場合、計画停止とは認めない。 ② 計画外停止しないこと - 計画外停止とは、計画停止以外の稼働できない状態の電源を指す。 - 必要に応じ一定の条件下で稼働できる状態にある電源は、計画外停止としない。 ※電源不調等による出力減少が生じ、容量確保契約量を提供できない場合は、作業停止計画の提出を求める。 ※新設電源の運転開始が遅延した際には作業停止計画の提出がなされた段階から計画停止として扱い、それ以前は計画外停止として扱う。	➤ 事業者が提出する作業停止計画（※）により、リクワイアメント未達成日数を算定する。 - 計画停止：一般送配電事業者との停止期間の調整の結果定められた以下の計画とする。 (1) 月間計画までに提出された計画 (2) 週間計画の提出締切までに提出された計画で、かつ、停止期間に需給ひっ迫のおそれが無い場合 (3) 停止期間が休日、または夜間の計画 - 計画外停止：計画停止以外の作業停止 - 必要に応じて、サンプルチェックをする。 ※ 送配電等業務指針に基づく作業停止計画を想定しているが、詳細は広域機関において引き続き検討する。 ※計画停止日数、計画外停止日数の算定は、時間単位(コマ単位)で行う。 ※出力減少の場合、容量全体ではなく、出力減少によって減少する容量分のみをカウントする。 ※ペナルティ対象となる停止日数の算定は、年度ごとに行う。	➤ ペナルティ対象となる停止日数 [日] $= (\text{計画停止日数} + \text{計画外停止日数} \times 5) - 180$ ➤ 経済的ペナルティ額 $= \text{ペナルティ対象となる停止日数 (日)} \times \text{容量収入額} \times 0.6 (\%/日)$ - なお、容量収入額とは、対象電源の容量市場における対価の受取額をいう。 - 容量収入額 (円) $= \text{容量確保契約価格} \times \text{容量確保契約量}$ ➤ 経済的ペナルティの月間上限額は、容量収入額の1/6 (≒18.3%) とする。 ➤ 経済的ペナルティの年間上限額は、容量収入額の110%とする。

G リクワイアメント・アセスメント・ペナルティ

- 従来型電源（平常時の市場応札）

		リクワイアメント	アセスメント	経済的ペナルティ
平常時の 計画停止等	従来型電源			
	アグリゲート			
平常時の 市場応札	自然変動			
	従来型電源			
	アグリゲート			
需給ひっ迫の おそれがあるとき	自然変動			
	従来型電源			
	アグリゲート			

リクワイアメント	アセスメント	経済的ペナルティ
➤ 稼働可能な計画となっている電源における余力を応札する。 ➤ 相対契約等を締結している場合、小売電気事業者が活用しない余力を市場へ応札すること。 1. 「稼働可能な計画となっている電源」とは、「計画停止」の申し出を行っていない電源等を指す。 2. 小売電気事業者が活用しない余力は、小売電気事業者との通告確定後における余力を対象とする。 3. 市場へ応札する余力は、燃料制約等の事業者の制約がある場合は減じることを認める。 4. 市場へ応札したものの、落札されなかった場合、リクワイアメント違反とは見做さない。 5. バランス停止を予定している電源の不経済な起動は求めない。（※） ※ バランス停止中の電源の扱いは、別ページにて整理。	➤ 事業者から提出される以下の申告値等により、リクワイアメント未達成量を算定する。 （1）発電販売計画（※） （2）事業者からの卸電力市場への応札量の申告値 （3）作業停止計画 ※ 送配電等業務指針に基づく発電販売計画をイメージしているが、詳細は広域機関において引き続き検討する。	➤ 事前に経済的ペナルティを設定するのではなく、問題のある行為があった場合は、参入ペナルティを課す、という仕組みとする。 （リクワイアメントとして定め、遵守することを求めることとする。送配電等業務指針の違反に対する指導・勧告の様に、リクワイアメントを逸脱するような行為に対し、広域機関はその行為を行った事業者へ何らかの対抗措置（例えば、逸脱行為者へのリクワイアメント遵守要請、名称の公表など）を行うことを明確化する。）

※リクワイアメント・アセスメント・経済的ペナルティの具体的な内容や監視方法に関しては、必要な供給力を確保することを通じて、電気料金の高止まりの防止といった効果も期待するという容量市場の趣旨を鑑みて、今後の卸電力市場における売入札の在り方等についてのルール整備の状況を踏まえつつ、容量市場導入までに、詳細な内容を検討していく必要がある。

※ アグリゲートリソースと自然変動電源には市場応札のリクワイアメントを求めない



リクワイアメント・アセスメント・ペナルティ

- 従来型電源（市場応札におけるバランス停止の扱い）

	リクワイアメント	アセスメント	経済的ペナルティ
平常時 （供給予備7%以上※）	➤ リクワイアメントの対象外とする。		
平常時 （供給予備7%未満※）	➤ 「供給予備力が7%未満と予想された期間にバランス停止を予定している電源は、供給予備力が7%未満と予想された期間に供給力提供が間に合うようにする」ため、継続的な需給バランス評価を踏まえ、市場応札等を行い、経済的にバランス停止中の電源の起動（以下、バランス起動）を行うこととする。 ➤ バランス停止中の電源が稼働に必要とする時間は事前に決めておく。 ➤ 需給ひっ迫のおそれが予想された期間に供給力提供が間に合うよう、稼働に必要な時間を逆算し、適切な市場に応札する。（全ての市場に応札をする必要はない） ➤ 相対契約等を締結している場合、小売電気事業者が活用しないバランス停止予定の電源を市場へ応札する（稼働判断の必要なタイミングにおいて、相対契約先の小売電気事業者が供給予備力が7%未満と予想された期間にバランス起動を行わないことを確認する）。 ➤ 事業者のやむを得ない制約がある場合、バランス起動を行わないことを認める。 ➤ 上記の対応を実施したものの、市場で落札されず、供給予備力が7%未満と予想された期間にバランス起動が間に合わない場合、市場応札のリクワイアメント違反とは見做さない。	➤ 事業者から提出される以下の申告値等により、リクワイアメント未達量を算定する。 （1）事業者からの卸電力市場への応札量の申告値 （2）バランス起動に必要なとする時間等	➤ 平常時の市場応札のペナルティを参照。
需給ひっ迫のおそれがあるとき （供給予備3%未満※）	➤ 平常時（供給予備7%未満）の時と同じ。 ※7%は3%と読み替える	➤ 平常時（供給予備7%未満）の時と同じ。	➤ 需給ひっ迫のおそれがあるときのペナルティを参照。 （本リクワイアメントは、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のうち、市場応札のリクワイアメントにおいて、バランス停止電源がペナルティ対象となるかを判断するもの。）

※ 3%、7%は仮の値。

広域機関（または一般送配電事業者）は、事業者から提出された週間計画や週間天気予報、異常天候早期警戒情報等に基づき、前週木曜日または金曜日に、翌週（月～金）の期間を対象とし、需給バランス評価を行い、供給予備力を確認する。

25



リクワイアメント・アセスメント・ペナルティ

- 従来型電源（需給ひっ迫のおそれがあるとき）

		リクワイアメント	アセスメント	経済的ペナルティ
平常時の 計画停止等	従来型電源			
	アグリゲート			
平常時の 市場応札	自然変動			
	従来型電源			
	アグリゲート			
需給ひっ迫の おそれがあるとき	自然変動			
	従来型電源			
	アグリゲート			
	自然変動			

リクワイアメント	アセスメント	経済的ペナルティ
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（※）は、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。 1. 「小売電気事業者との契約により電気を供給すること」とは、小売電気事業者等に電気を供給するとして「発電計画」、及び「販売計画」を提出していることとする。 2. 「卸電力市場・需給調整市場に応札すること」とは ① 小売電気事業者が活用しない余力は、小売電気事業者との通告確定後における余力を対象とする。 ② 市場へ応札する余力は、燃料制約によって減じることを原則認めない。 ③ 市場へ応札したものの、落札されなかった場合、リクワイアメント違反とは見做さない。 3. 「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」とは、ゲートクローズ後等に供給余力のある電源等が、一般送配電事業者からの電気の供給指示に対し、適切に対応することとする。 ※「稼働可能な計画となっている電源」とは、需給ひっ迫のおそれがある状態となるまでに「計画停止」の申し出を行っていない電源等を指す。 ※需給ひっ迫のおそれがあるときは、対応可能な範囲で計画停止の中止を求める。	➤ 事業者から提出される以下の申告値等により、リクワイアメント未達成量を算定する。 （1）発電販売計画 （2）事業者からの卸電力市場への応札量の申告値 （3）作業停止計画 ➤ 「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」に適切に対応しなかった場合、その時のゲートクローズ後の供給余力は全てリクワイアメント未達成量として計上する。	➤ リクワイアメント未達量（kW・時間）から、以下にてペナルティ額を算定する。 ・ ペナルティレート（¥／kW・h） = 容量収入額 × 100% ÷（容量確保契約量（kW）・Z（h）） ・ なお、Zとは、1年間で需給ひっ迫のおそれがあるときとなることが想定される時間とする。 ・ 経済的ペナルティ額 = リクワイアメント未達成量 × ペナルティレート ➤ 経済的ペナルティの月間上限額は、容量収入額の1/6（≒18.3%）とする。 ➤ 経済的ペナルティの年間上限額は、容量収入額の110%とする。 ➤ 計画停止の中止は経済的ペナルティの対象外とする。

リクワイアメント・アセスメント・ペナルティ

- アグリゲートリソース（需給ひっ迫のおそれがあるとき）

※ アグリゲートリソースは平常時と需給ひっ迫のおそれがあるときで同一のリクワイアメント・アセスメント・ペナルティを求める

		リクワイアメント	アセスメント	経済的ペナルティ
平常時の 計画停止等	従来型電源			
	アグリゲート			
平常時の 市場応札	従来型電源			
	アグリゲート			
需給ひっ迫の おそれがあるとき	従来型電源			
	アグリゲート			

リクワイアメント

- 電源Ⅰ'と同様に、年間発動回数は12回、指令応動は3時間、発動後の継続時間は3時間とする。
- 13回目以降はリクワイアメント対象外とする。（13回目以降は協力をお願いとする。）
- 最低年1回は発動を求める。
- 発動は一般送配電事業者が判断する。

<実効性テストについて>

- 追加オークション前に実効性テストを行う。（実効性テストにより期待容量を確定する。）
- 実効性テスト前に需要家確保状況（需要家リスト）の報告を求める。
- 受け渡し対象年度の発動実績は、追加オークション前の実効性テストを兼ねることができる。

アセスメント

- 発動指令後から、継続時間における各30分コマ毎にアセスメントする。
- 発動実績が、容量確保契約量の100%以上であった場合に成功とし、不成功の場合はリクワイアメント未達成量を実績値から算定する。
- 発動実績の測定方法（ベースラインの設定方法等）は、資源エネルギー庁の「エネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネスに関するガイドライン」に基づいて設定することとする。

経済的ペナルティ

- 発動指令に対して不成功の場合、リクワイアメント未達成量は、発動継続時間中の各30分コマ毎、以下にて求める。
- リクワイアメント未達成量
= 容量確保契約量 - 発動実績
- 経済的ペナルティ額
= 容量収入額 × (110% / (12×6))
× リクワイアメント未達成量 (%)
- 13回目以降はリクワイアメントの対象外。



リクワイアメント・アセスメント・ペナルティ

- 自然変動電源（需給ひっ迫のおそれがあるとき）

		リクワイアメント	アセスメント	経済的ペナルティ
平常時の 計画停止等	従来型電源 アグリゲート			
	自然変動			
平常時の 市場応札	従来型電源 アグリゲート			
	自然変動			
需給ひっ迫の おそれがあるとき	従来型電源 アグリゲート			
	自然変動			

リクワイアメント	アセスメント	経済的ペナルティ
➤ 計画外停止しないこと。 自然変動再生可能エネルギー電源は出力調整が難しいため、市場応札や一般送配電事業者からの指示等に対応することはリクワイアメント対象外とする。	➤ 事業者に提出を求める電源の作業停止計画と発電販売計画から、リクワイアメント未達量を求める。 (1) 作業停止計画 (2) 発電販売計画	➤ リクワイアメント未達量（kW・時間）から、以下にてペナルティ額を算定する。 - ペナルティレート（¥／kW・h） ＝ 容量収入額 × 100% ÷（容量確保契約量（kW）・Z（h）） - Zとは、1年間で需給ひっ迫のおそれがあるときとなることが想定される時間とする。 - 経済的ペナルティ額 ＝ リクワイアメント未達成量 × ペナルティレート ➤ 経済的ペナルティの月間上限額は、容量収入額の1/6（≒18.3%）とする。 ➤ 経済的ペナルティの年間上限額は、容量収入額の110%とする。

- 検討会での意見を踏まえ整理を変更した論点 (1/2)

論点	検討会での委員指摘	検討会での委員意見を踏まえた事務局内での検討経緯	検討結果
出力減少のカウント方法	出力減少の場合も停止日数にカウントする場合、一部停止と全停止が同じ扱いでいいのか。	・一つの差し替え元電源と複数の差し替え先電源で電源差し替えを行う際、差し替え先の各電源がリクワイアメント未達成時は、その経済的ペナルティは、各々の差し替え先電源に設定した期待容量に応じ算定するものとしている。この場合、事実上期待容量が一部減じられている際に、期待容量全量ではなく部分的に計画停止日数をカウントしていることになる。 ・一つの差し替え元電源と複数の差し替え先電源で電源差し替えを行う際にそのような運用とすることとの整合から電源等の一部停止による出力減少は、その出力減少によって減少する容量分をペナルティとしてカウントすることとする。 ※従来電源は計量単位（送電端単位）で登録・応札を行うため、分けて登録はできない。	・電源不調等による出力減少が生じ、容量確保契約量を提供できない場合は、作業停止計画の提出を求める。 ・出力減少の場合、容量全体ではなく、出力減少によって減少する容量分のみをカウントする。
作業停止のカウント方法	作業停止を一時間でも早く終わらせるインセンティブとするために、平常時でも時間管理とした方がいい。	・日単位でカウントすると、作業停止を短時間で終えるインセンティブとならないこと、日を跨いで夜間に作業停止が行われると2日とカウントされてしまい過度な規制となってしまうことなどから時間単位(コマ単位)でカウントすることとする。 ・また、現状既に作業停止はコマ毎に詳細なデータの提出がされていることから運用上も対応可能である。	・計画停止日数、計画外停止日数の算定は、時間単位(コマ単位)で行う。

- 検討会での意見を踏まえ整理を変更した論点 (2/2)

論点	検討会での委員指摘	検討会での委員意見を踏まえた 事務局内での検討経緯	検討結果
新規電源の運転開始遅延時の取り扱い	定期点検が計画期間を超えてしまうことと事象としては類似しており、計画停止とすべき。	・需給ひっばくのおそれがある時に計画外停止となった電源は作業停止計画が提出され、受理された段階から計画停止扱いとなることとの整合から新規電源の運転開始遅延時も同様の取り扱いとする。	・新設電源の運転開始が遅延した際には作業停止計画の提出がなされた段階から計画停止として扱い、それ以前は計画外停止として扱う。

H 他制度との整合性

- 検討結果まとめ (1/2)

検討項目	検討結果
容量市場導入後における、特別オークション等の在り方	- 容量市場の仕組みとして、通常のオークション（メインオークション、追加オークション）で調達不足等の場合、特別オークションを開催する。 - 特別オークションは容量市場における調達不足の場合、事前に決まっていない政策的な対応が必要となった場合等で開催される。通常のオークションにおいて調達不足となった場合等に、特別オークションを開催する。 - 特別オークションのリクワイアメント・ペナルティは、容量市場での整理を基本とする。 - その上で、特別オークションで落札された電源等に対しては、通常のオークションで落札された電源等よりもペナルティ等を厳しく設定(例：特別オークション：ペナルティ上限は約定価格の1.3倍)する等、透明性の担保がされ、出し惜しみが回避されるような仕組みとする。 - なお、電源入札の仕組みも、上記を踏まえて、広域機関等において必要な変更を行う。
主に調整力等に用いられる電源について、調整力として活用されることを念頭にしたリクワイアメントの要件	- 容量市場に参加登録する際（落札の前段階）に、電源等は調整機能の有無を登録する。 - 参加登録時に調整機能有とした電源等がオークションで落札された場合、「調整電源に指示できる契約等」の締結を求める。 ① 広域機関は、調整機能有の電源がオークションで落札した場合、関係するTSOへ必要な情報を提供する。 ② 広域機関は、容量確保契約の締結後に「調整電源に指示できる契約等」の締結を確認する。 - なお、需給調整市場におけるインセンティブ性は、別途、需給調整市場の検討において整理していく。

H 他制度との整合性

- 検討結果まとめ (2/2)

検討項目	検討結果
DRの参加登録時、期待容量の算定時に必要となる書類等や実効性テストの具体的な手法	• 実効性テストについて • 実効性テストはアグリゲーター全体の供給能力を確認することを目的とし、リソースとなる需要家等の供給能力を個々に市場管理者が把握するものではない。ただし、アグリゲーター間の需要家のダブルカウント防止のため、需要家リストの確定は実効性テストの前とする。 • 実施時期は、受渡期間2年前の夏季や冬季の高需要期を基本として、予め一般送配電事業者が指定し、期間内に一般送配電事業者からアグリゲーターに発動指令を出す。 • 発動実績の測定方法（ベースラインの設定方法等）は、資源エネルギー庁の「エネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネスに関するガイドライン」に基づいて設定する。 • アグリゲーターは、再テストの実施を一般送配電事業者に要請することも認める。 • 負担軽減の観点から、容量市場開設後において、過去の受渡期間の発動実績を需要家リストと他の需要家リストでダブルカウントがなされていないことを前提として、実効性テストに利用することを認める。 • 参加登録時におけるビジネスプランの届け出について • アグリゲーターは、参加登録時において「参加登録時に確保している期待容量」に加えて、容量オークションに「具体的かつ積み上げ型の分析に基づく期待容量」を用いて入札を行うことが可能。 • ビジネスプランの提出内容は、具体的には以下の提出を求める。 • 「参加登録時に確保している期待容量」と「具体的かつ積み上げ型の分析に基づく期待容量」を分けた期待容量の内訳 • 参加登録時に確保している期待容量（エリア毎）：契約実績があり、対象年度の契約が期待できる顧客情報（会社名、業種等） • 具体的かつ積み上げ型の分析に基づく期待容量（エリア毎）：契約実績が無いが、調達を検討している対象セグメント（工場、オフィス等）や抑制方法 • なお、ビジネスプランと実効性テスト結果に大きな乖離が見られる場合はその理由の報告を求める。

I 電源確保に関する環境整備

- 検討結果まとめ

検討項目	検討結果
発電設備等の情報掲示板	• 容量市場の導入による事業環境の変化に対して、事業者が多様な電源調達手段を取り得る環境を作る。 • 情報掲示板においては、相対契約のない販売先未定電源等（廃止・休止予定電源を含む）の電源を持つ事業者と相対契約を希望する事業者との間で、発電設備等に関する情報交換を可能とする。 • 発電設備の情報掲示板への掲載判断は、事業者の判断で行う。 • 情報掲示板立ち上げは、広域機関の業務規程等のルール改正を行い、2019年3月の通常総会を経て、2019年4月認可・運用開始を目指す。

1. 詳細論点の検討結果

2. 容量市場開設後のフォローアップ°

(参考) 中間取りまとめ時点での検討内容

容量市場詳細設計の検証について

- 中間とりまとめにおいては、「容量市場における参加者の行動や入札結果、容量の増減について確認し、広域機関や監視等委員会とも連携しながら、容量市場が効果的に機能しているかどうかを定期的に検証する」、「検証の結果を踏まえ、市場が効果的に機能していないことが疑われる場合は、必要に応じて既存の制度にとらわれずに見直しを実施する枠組を設ける対応を検討していく」としていたところ。
- 毎年の容量オークションの結果については、広域機関においてまとめ、必要に応じて検証や制度の見直しを行うこととしてはどうか。
- また、遅くとも容量市場開設5年後(十分な回数のオークションが行われ、容量受渡も行われた段階)までを目途に、広域機関において包括的な検証を行い、必要に応じて既存の制度にとらわれずに見直しを実施すべく、国の審議会等でも検証結果を議論することとしてはどうか。
- 広域機関による、具体的な情報公開や容量市場が効果的に機能しているかどうかの検証等の詳細な仕組みについては、広域機関において検討を行うこととしてはどうか。

1. 詳細論点の検討結果

2. 容量市場開設後のフォローアップ

(参考) 中間取りまとめ時点での検討内容

再掲：第23回制度検討作業部会資料

容量市場の論点（１）

論点	検討結果	今後検討を深めるべき事項
①容量オークション外の相対取引の扱い（集中型の容量市場）	● 相対契約のある小売電気事業者も、kW価値の支払は容量オークションを通じて行う。 ● 既存の相対契約におけるkW価値による発電事業者等の収入、小売電気事業者の負担の重複が解消されるよう、既存契約については、適切な契約内容の見直しを行う。	
②発電事業者等の容量オークションへの参加	● 発電事業者等による容量オークションへの参加は任意。	● 発電事業者等による市場支配力行使の防止策。（やむを得ない事情がある等の理由なく、一度不参加を選択した電源等は、一定期間は再び参加できないようにする等。）
③容量市場の参加者の位置づけ	● 市場管理者である広域機関が費用の徴収・支払を行う。 ● 広域機関がその会員である小売電気事業者等から、容量拠出金（仮称）として費用を徴収。 ● 広域機関と落札した発電事業者等との間で、電源単位での容量確保契約（仮称）を締結。	● 容量確保契約（仮称）に記載する具体的な内容や契約締結タイミング等は、広域機関において検討。
④容量市場で取引される電気の価値	● 国全体で必要なkW価値は全て容量市場で取引。 ● 一般送配電事業者が必要とするΔkW価値は全て需給調整市場で取引。	

再掲：第23回制度検討作業部会資料

容量市場の論点（2）

論点	検討結果	今後検討を深めるべき事項
⑤容量市場の対象範囲と費用負担の考え方	● 容量市場で取引する供給力（kW価値）の対象範囲は以下が基本。 ①年間最大需要（H3需要）に対応する供給力 ②持続的需要変動に対応する供給力 ③偶発的需要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 ※本作業部会においては稀頻度リスク（大規模災害）対応は除外して検討。 ● 容量市場の費用は、託送料金への算入分は一般送配電事業者から回収し、残りは小売電気事業者から回収することが基本。	● 具体的な供給力の量は、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、必要に応じて見直し。 ● 具体的な費用負担の在り方は、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、適切に見直し。
⑥容量市場の地理的範囲	● 容量オークションは全国単一で実施。 ● 沖縄エリアの特殊性に留意し、容量市場を通じた供給力の確保は行わない。	● 連系線制約により市場分断し、容量市場による徴収額と支払額に差額が発生した場合の扱いは、広域機関において検討。
⑦目標調達量	● 国全体で必要な供給力と目標調達量を設定する際は、連系線の運用制約を考慮し、エリア別に必要な供給信頼度を満たす量を算出し、それらを全国で積み上げることが基本。	● エリア別の供給信頼度の考え方については、今後の広域機関における検討状況に応じて、適宜、見直し。
⑧容量確保時期と契約期間	● 実需給の約4年前にメインオークションを開催し、約1年前に追加オークションを開催。 ● 契約期間は1年間とすることが基本。	● 新設電源を念頭とした複数年の契約期間オプションの設定については、広域機関において検討。

再掲：第23回制度検討作業部会資料

容量市場の論点（3）

論点	検討結果	今後検討を深めるべき事項
⑨メイン・追加オークションの位置づけ	● 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過不足分を調整。 ● 追加オークションについては、メインオークション以降の想定需要の変化や、落札された供給力の変化に対応する量を調達することが基本。	● メインオークションと追加オークションの具体的な配分については、広域機関において検討。
⑩需要曲線の設定	● 傾斜型の需要曲線を基本とし、上限価格は指標価格を一定程度上回ることとする。 ● 具体的な需要曲線の設定プロセスについては以下が基本。 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 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	● 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。
⑪オークション制度の設計	● オークションの入札単位は電源単位とすることが基本。 ● 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、実需給の一定期間前までに広域機関がその理由の妥当性を確認した上で、落札していない電源等の差し替えが可能。	● 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。

再掲：第23回制度検討作業部会資料

容量市場の論点（４）

論点	検討結果	今後検討を深めるべき事項
⑫費用精算の考え方	● 容量拠出金（仮称）の徴収の確実性を担保するため、広域機関に対して容量市場の実施状況の定期的な報告を求める。 ● 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。 ● 容量市場のリクワイアメントに対するアセスメント結果を検証する場を設け、適切な情報公開に取り組む等の対応を行う。 ● 市場管理者は、資金の勘定を区分経理する等、資金管理を適切に行う。	● 支払遅延や不払の発生に備えた保証金の徴収や保険の活用などのリスクヘッジのための仕組み等について、広域機関において検討。 ● 発電事業者等のペナルティ額の算定や精算方法は、広域機関において検討。
⑬容量市場におけるリクワイアメント	● 需給がひっ迫のおそれがある場合に、平常時から一定のリクワイアメントを設定。 <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。 <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。	● 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。 ● 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、技術的な課題がある場合、広域機関において検討。

再掲：第23回制度検討作業部会資料

容量市場の論点（5）

論点	検討結果	今後検討を深めるべき事項
⑭ペナルティ	● 経済的ペナルティとして、容量市場における対価の支払から減額することや、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。 ● 参入ペナルティとして、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、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等。 ● やむを得ない理由による稼働停止分については、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が原則。 ● 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。	● 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。

再掲：第23回制度検討作業部会資料

容量市場の論点（6）

論点	検討結果	今後検討を深めるべき事項
⑮電源の立地や特性等に鑑みたkW価値	● 電源等の設備容量に対し、調整係数を乗じることにより、期待容量を評価。 ● 電源等の立地による影響については、全国単一オークションの約定処理において対応し、調整係数では考慮不要。 ● 電源等の特性に係る調整係数の設定については、系統の供給信頼度評価の考え方と整合性を確保することが必要。 ● 期待容量と供給計画上の数値等に不整合が生じる場合は、広域機関において理由を確認する等の対応をとることが基本。 ● 電源等の計画外停止率については、調整係数の設定では考慮しないことが基本。 ● 参入ペナルティを課す場合には、調整係数ではなく、翌年度以降の一定期間は容量市場からの受取額に反映することが基本。 ● 自家発や蓄電池等は、発電事業者として容量市場に参加する場合は通常の電源と同様の調整係数を設定、アグリゲーター経由で参加する場合は個々の自家発等への調整係数の設定は不要。 ● 差し替え電源等の期待容量は、オークション時の通常の電源等と同様に算定することが基本。	● 供給計画の届出対象外の者に対して、供給計画に代わる同種の情報提出を求める等の仕組み。 ● 系統の供給信頼度評価の考え方が変更され、個々の電源等の計画外停止率を考慮することになった場合の扱いの変更。 ● 電源等の具体的な調整係数の算定方法等は、広域機関において技術的に検討。 ● DRの具体的な調整係数の算定方法等は、必要に応じて落札量の上限を設定することも含め、広域機関において技術的に検討。

再掲：第23回制度検討作業部会資料

容量市場の論点（7）

論点	検討結果	今後検討を深めるべき事項
⑩小売電気事業者への費用請求の考え方	● エリアの年間ピーク時の電力（kW）に応じて配分することが基本。 ①年間ピーク（夏期ピーク及び冬期ピーク）を複数日の平均需要から算出。 ②年間のうち、6ヶ月間は夏期ピーク、6ヶ月間は冬期ピークに基づいて小売電気事業者に請求。 ③年間ピーク時kWシェアを、託送契約電力（kW）等を用いて補正した数値によって、各小売電気事業者への配分額を決定。	
⑪新設・既設の区分、経過措置	● 新設電源と既設電源とで容量市場における対価の支払条件は同等に扱うことが基本。 ● 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。	
⑫市場支配的な事業者への対応	● 市場支配的な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する。	● 制度の詳細を固めていく中で対応策を具体化する。 ● 市場開設後も状況に応じて速やかに対応策を検討していく。

再掲：第23回制度検討作業部会資料

容量市場の論点（8）

論点	検討結果	今後検討を深めるべき事項
⑬他制度との整合性	● 固定価格買取制度（FIT）の適用を受けている電源は、容量市場による支払の対象外。（バイオマス混焼設備も同様） ● 容量市場で確保する容量からFIT分の期待容量を差し引くことが基本。 ● 2020年度から2023年度のkW価値の扱いについては、需給調整市場でkW価値も含めて対価を支払う方向で検討。 ● DRの期待容量は、参加登録時の需要家の確保状況に基づいて算定される期待容量を基礎としつつ、具体的かつ積み上げ型の分析に基づく需要家確保見通しに基づいて算定される期待容量を加味しつつ、算定することが基本。 ● DRの場合、追加オークションまでに実効性テストを実施するとともに、需要家確保状況の報告が必要。 ● 容量市場で落札された電源等が、調整力として活用される場合、需給調整市場に入札し、落札されることが必要。 ● 電源入札で確保された電源等は、容量市場による支払の対象外とすることが基本。 ● 至近3年分の電源入札の実施については、容量オークションの約定結果等も踏まえて判断することが基本。	● DRの場合、参加登録時の期待容量の算定時に必要となる書類等や実効性テストの具体的な手法等については、広域機関において詳細を検討。 ● 主に調整力等に用いられる電源等については、調整力として活用されることを念頭に、リクワイアメントにおける要件を変更することとし、詳細については広域機関において検討。 ● 信頼度評価の具体的な方法や、供給計画及び需給検証との関係については、広域機関において検討。

再掲：第23回制度検討作業部会資料

容量市場の論点（9）

論点	検討結果	今後検討を深めるべき事項
⑳容量市場の情報公開・フォローアップ	● 容量市場における参加者の行動や入札結果、容量の増減について確認し、広域機関や電力・ガス取引監視等委員会とも連携しながら、容量市場が効果的に機能しているかどうかを定期的に検証。 ● 検証の結果を踏まえ、市場が効果的に機能していないことが疑われる場合は、必要に応じて既存の制度にとらわれずに見直しを実施する枠組みを設ける。	