

需要曲線作成にあたっての論点整理（その2）

平成30年3月5日

容量市場の在り方等に関する検討会事務局※

- 前回の検討会での議論を踏まえ、調整力等委員会で検討を進めている供給信頼度評価の考え方について説明する。
- また、供給信頼度評価を踏まえた適切な供給予備力と目標調達量、および需要曲線との関係について考察を行う。

■ 第8回容量市場の在り方等に関する検討会（2/1）における主なご意見は以下のとおり

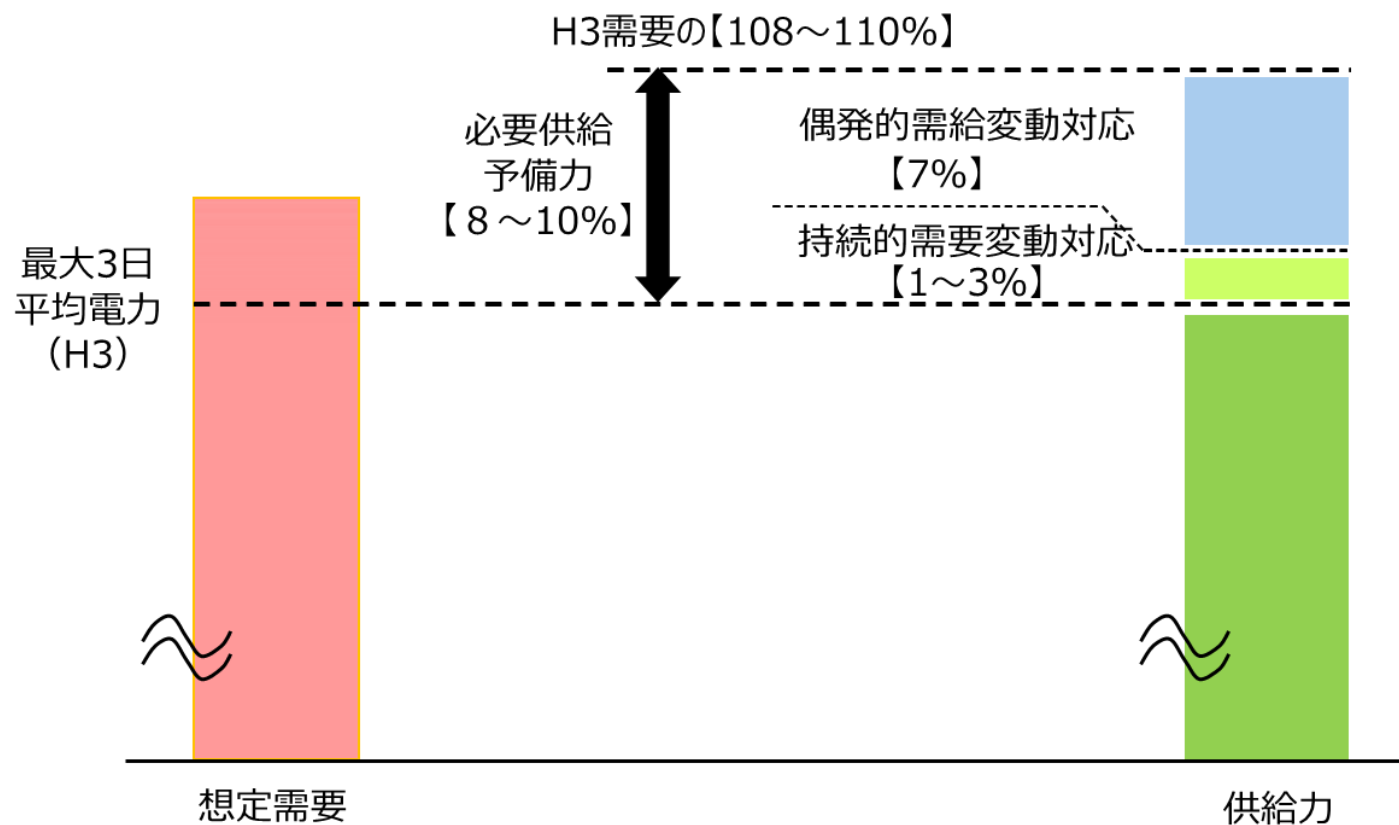
- 「目標調達量に対する約定量の過不足への影響、及び容量調達コストと供給信頼度の関係を勘案のうえ、策定することとしてはどうか」はその通りと考えている。ただし、それをどのように勘案するかという事は課題であると考えている。（岡本委員）
- 事務局案は、そういうつもりではないのかもしれないが、Net CONEを決め、例えば従来通りなら、需要の何%といったような格好で必要な予備力を設定、さらに追加で猛暑・厳寒の時に備えて必要となる予備力等を積み上げ、目標調達量を算定するのだとする。そうすると、一つ間違えば、目標調達量まで供給力を確保できるよう需要曲線を書くという発想になると疑っている。（松村委員）
- どこまで精緻にやるのかは別として、停電費用と調達費用を合わせてある種の最適化計算を行って需要曲線を引くのか、従来通りの雑ぱくなやり方にするのかという大きな点をまず決めないと、この後の議論ができないのではないか（松村委員）
- 岡本委員の意見はこれまでの事務局の対応を決して批判するものではなく、その中でどのように、このような技術を利用していくのか考えなければならない。（林委員）
- 今回行われたものはトータルコストと日本全体の信頼度という話であるため、それでは地域毎のコストと信頼度はどうなるかを考えると、もっと多くの選択肢が出てくることになり、それらをどう評価するのか現実には非常に難しい話と考える。（大山座長）
- 停電コスト等の設定が難しい社会的なパラメータもあり、それは計算結果にも大きく影響を与えるパラメータである。シミュレーションの前提条件の設定に関しては極めて慎重な取り扱いが必要かと考える。岡本委員が示された計算を走らせ、それらを互いにフィードバックしながら議論の精緻化を進めることが上手いやり方ではないか。（小宮山委員）

■ 第8回容量市場の在り方等に関する検討会（2/1）における主なご意見は以下のとおり

- 何らかの方式で調達電源を決めた時に、決定過程の透明性をどのように世の中に対して説明するのかという点や、電源に対して一定の価格指標性を提示することも容量市場の機能の一つである中で、どうやってそのような価格指標を出していくのか。
（鍋島室長）
- 岡本委員からも、「案4というのは案1、2、3と必ずしも矛盾するものでもない、案1、2、3の方法をとったとしても、最適化不可能というわけではない」という話もあったが、そうであるならば、案1～3と案4の違いがどういうものなのか、なお考察が必要。
（鍋島室長）
- 総費用について、必ずしも容量市場における支払だけが最小になればいいわけではなく、本来は国全体の電源費用の最小化がなされるのが一番かと思う。それを容量市場の力だけで誘導することは難しいのではないか。
（大山座長）
- 需要曲線を傾斜にすることについても、そういう発想はありえるが、しかしコストを最小化し社会全体の利益を最大化する需要曲線の方がいいに決まっている。そうしなければならぬとは言わないが、もう少しきちんと理解したうえで是非検討していただきたい。
（松村委員）
- 国全体の調整力、予備力の確保との一定の整合性を持っておく必要があると考えている。こういう方式が、現在調整力委員会等で検討されている予備力確保の考え方と整合性が取れるのか。もしこういう方式を取るのであれば、そちらの方で見直す必要があるのかも含めて検討が必要。
（鍋島室長）
- Net CONEはNetであることから、二重取りは無いということと理解してきたが、岡本委員のご提案ではNetであることがどうなるのか、勉強したい。もしそこが事業者の判断ということであれば、二重取りでは無いことをどう担保するのか、難しさを感じる。
（新川課長）

3. 調整力等委員会における供給信頼度評価の検討状況

- 適切な供給予備力は、最大3日平均電力（H3）に対して、持続的需要変動対応と偶発的需給変動対応に対して確保するものである。
- 本日は、偶発的需給変動対応分（7%）の適切な供給予備力に対する供給信頼度評価の検討状況について説明する。



調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 2016年度
取りまとめ資料より

※【 】内の数字は供給予備力必要量の検討において見直しを検討している数字

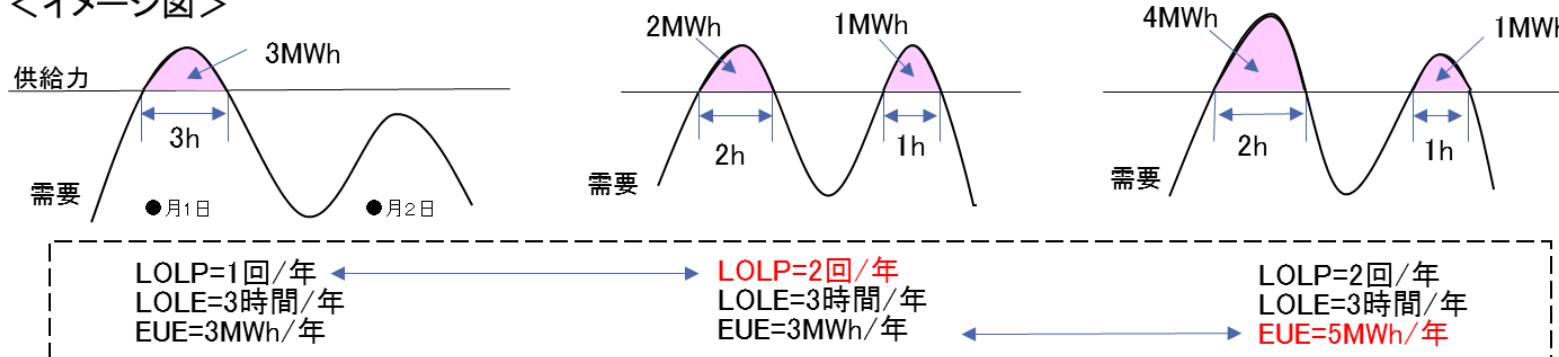
3. 調整力等委員会における供給信頼度評価の検討状況

- 供給信頼度を表す指標としては「1kWあたりのEUE」を軸に検討を進めている。
- EUEは、1年間における、供給不足量 (kWh) の期待値を指標にするものである。

■ 目指すべき供給信頼度を表す指標として、LOLP、LOLE、EUEの3つを候補として検討を進めたが、2017年度取りまとめにあたり、「1kWあたりのEUE」を軸に今後の検討を進めることとした。(LOLPとLOLEは補助指標とする)

	指標	本委員会の定義
①	LOLP (Loss-of-Load Probability)	<ul style="list-style-type: none"> ある1日において供給力不足が発生することを「1回」と定義し、1年間における回数の期待値。 単位: 回/年
②	LOLE (Loss-of-Load Expectation)	<ul style="list-style-type: none"> 1年間における、供給力不足が発生する時間の期待値。 単位: 時間/年
③	EUE (Expected Unserved Energy)	<ul style="list-style-type: none"> 1年間における、供給力不足量(kWh)の期待値。 単位: kWh/年

<イメージ図>



- 調整力等委員会において、EUEにおける供給信頼度評価は、供給力の追加コスト（以下、調達コスト）と停電コストの合計が最小となる供給予備力における供給不足量を計算することで、適切な供給予備力とみなす検討を行っている。

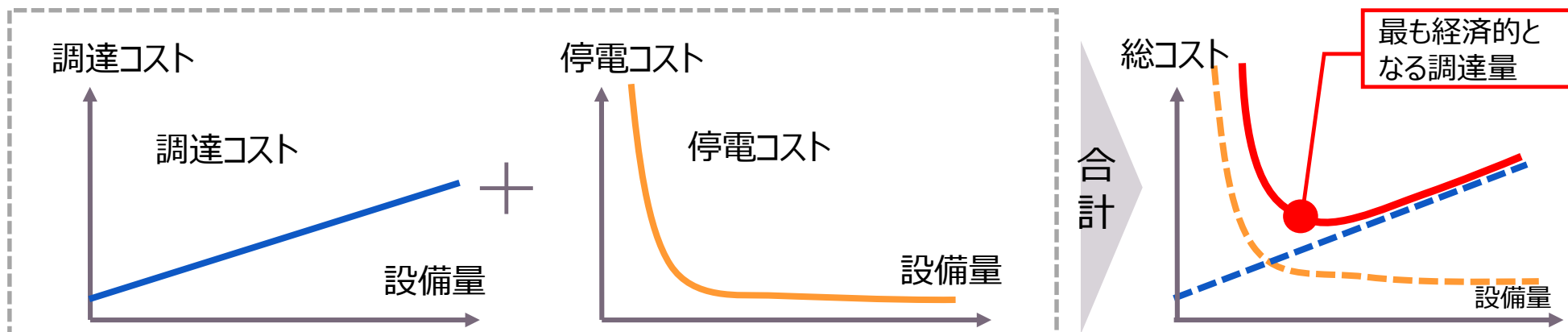
① 調達コスト最小化



② 停電コスト最小化
(信頼度優先)



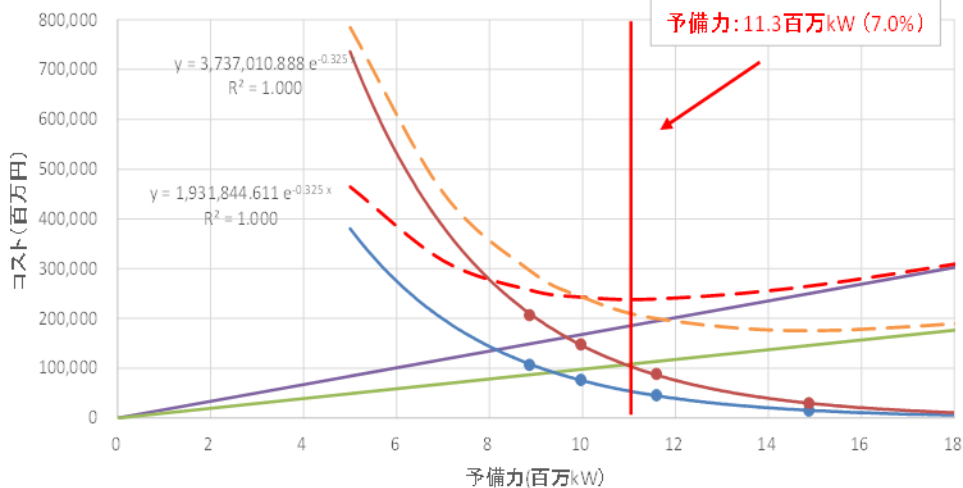
③ 総コスト※最小化
(①と②の間)
※ 調達コスト + 停電コスト



3. 調整力等委員会における供給信頼度評価の検討状況

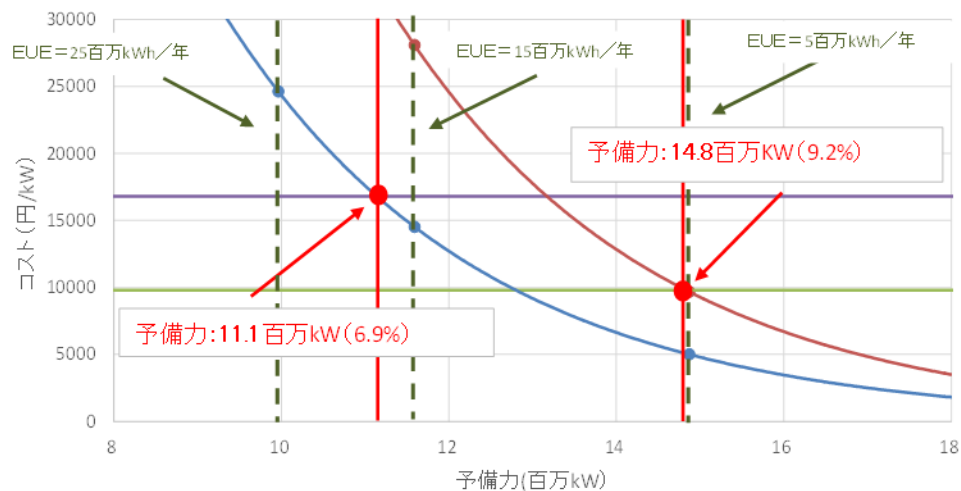
- 調達コスト、停電コストの諸元は下記を用いている。
 - 調達コスト : 発電コスト検証WGにおける石油火力とLNG火力の固定費
 - 停電コスト : ESCJによるアンケート調査結果
- 2016年度における、調達コストと停電コストを踏まえた、適切な供給予備力の試算結果は6.9%~9.2%程度。

供給力追加コスト・停電コストカーブ(9エリア)



- 停電コスト(単価:3,050円/kWh)
- 停電コスト(単価:5,900円/kWh)
- 供給力コスト(単価:16,800円/kW/年)
- 供給力コスト(単価:9,800円/kW/年)
- - 供給力コスト(16,800)+停電コスト(3,050)
- - 供給力コスト(9,800)+停電コスト(5,900)

供給力追加コストの増分・停電コストの減分カーブ(9エリア)



- 停電コスト(単価:3,050円/kWh)
- 停電コスト(単価:5,900円/kWh)
- 供給力コスト(単価:16,800円/kW/年)
- 供給力コスト(単価:9,800円/kW/年)

石油発電コスト

【L-4】

供給力確保コスト単価(円/kW/年) = (資本費3.8円/kWh + 運転維持費2.6円/kWh) × 8760h/年 × 30% = 16819円/kW/年



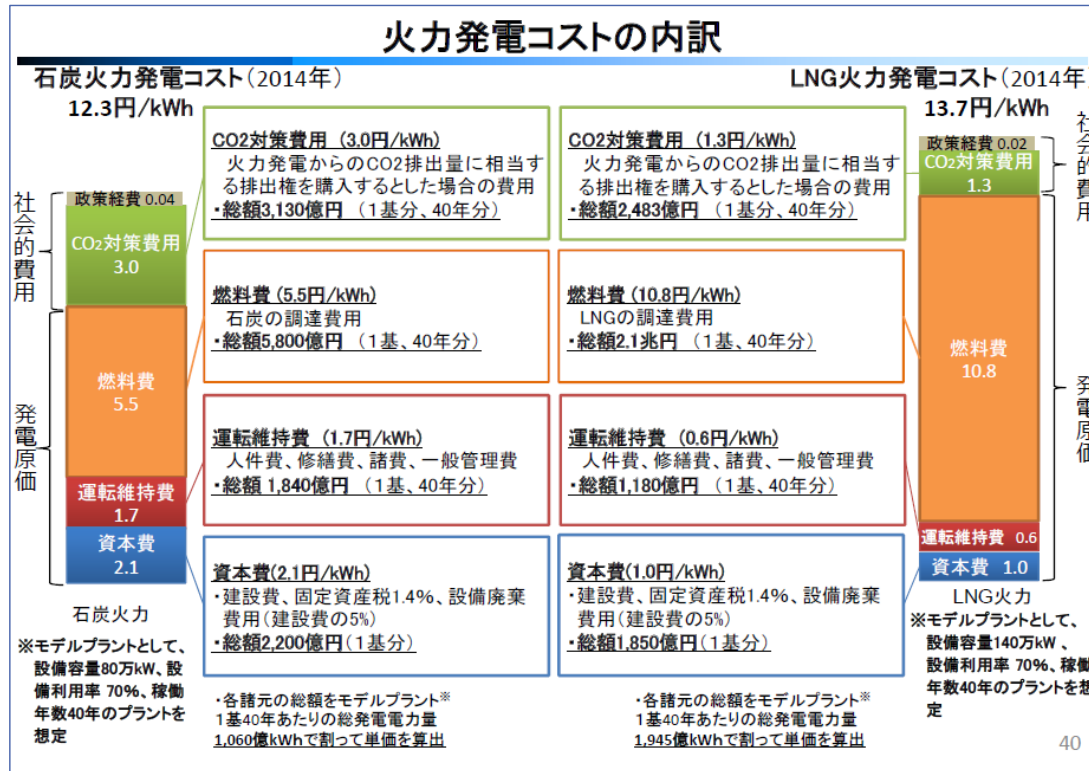
(出所)「長期エネルギー需給見通し小委員会に対する発電コスト等の検証に関する報告」(平成27年(2015年)5月、発電コスト検証ワーキンググループ)

第1回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料7

LNG火力発電コスト

[L-3]

供給力確保コスト単価(円/kW/年) = (資本費1.0円/kWh + 運転維持費0.6円/kWh) × 8760h/年 × 70% = 9811円/kW/年



(出所)「長期エネルギー需給見通し小委員会に対する発電コスト等の検証に関する報告」(平成27年(2015年)5月、発電コスト検証ワーキンググループ)

第1回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料7

停電コスト

【L-5】

- 直接的な被害額の調査結果(電力系統利用協議会実施「停電コストに関する調査(平成26年(2014年)1月)」)
 - ▶ 供給力不足による停電を前提とし、停電発生の季節・時刻により設定した2ケースについて計画停電の事前予告のある場合の停電コストをアンケート調査(大口事業者、中小事業所、個人を対象)

ケース※1	停電コスト単価(円/kWh)※2		
	大口事業者	中小事業所※3	個人
夏の平日	2,199 ~ 4,517	1,651 ~ 6,177	5,999
冬の平日	2,198 ~ 4,763	1,215 ~ 9,082	4,317

※1 夏の平日:13~15時(2時間)、冬の平日:17~19時(2時間)

※2 事業所の停電コスト単価については、統計処理上の例外値の有無の捉え方の違いにより幅のある算出結果となっている。事業所については、計画停電の1~2ヶ月前より予告がある条件、個人については2時間前に予告がある条件での回答。

※3 中小事業所の調査結果については少ない有効回答(個人や大口事業者の1割程度)の集約結果であることに留意が必要。

- 調査結果を元に大口事業者、中小事業所、個人の需要割合※4で加重平均し算出

ケース	停電コスト単価(円/kWh)
夏の平日	3,573 ~ 5,603
冬の平日	2,533 ~ 6,185

※4 2012~2014年度の大口、中小、個人の需要電力量の割合

- 夏の平日平均と冬の平日平均の平均値から停電コスト単価(円/kWh)として設定(1桁目を四捨五入)

停電コスト単価(円/kWh)
3,050 ~ 5,890

- 調整力等委員会において、「需要1kWあたりのEUE」を軸に検討を進めている理由は、各需要家（各エリア）の供給力不足の大きさを一律にすることができる、との考え方もあるためである。
- 各エリアの信頼度のあり方については、市場分断方法の検討において、引き続き検討を行う。

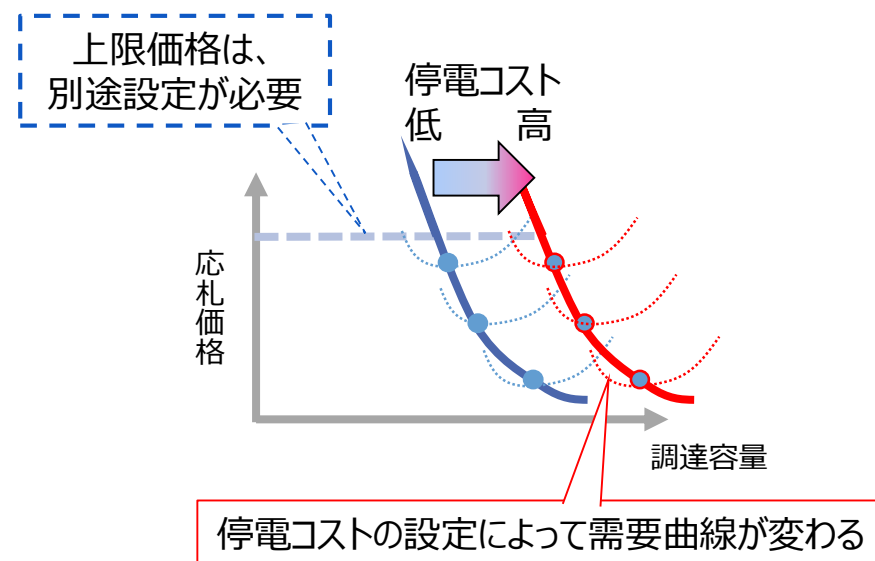
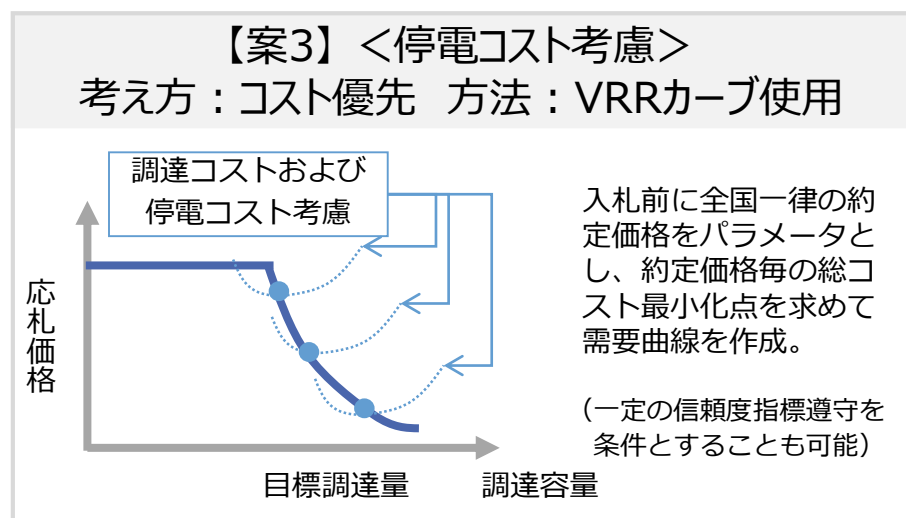
（調整力等委員会 2016年度取りまとめ（抜粋））

EUEをエリアの総需要で割った「需要1kWあたりのEUE」にすることで、需要1kWあたりの停電量（年あたりkWh）の期待値を示し、2-1-2（2）で述べたように、エリアの設定範囲によって値が変化しない。このことから、その値を9エリア一律に設定した場合には、需要家が同じような規模であると仮定すると、各需要家の供給力不足の大きさ（年あたりkWh）をエリアの規模によらず一律にすることができる。このため、「需要1kWあたりのEUE」を供給信頼度の指標として用いることが適切であると考えられる。

- 容量市場において、傾斜型の需要曲線をとる場合、目標調達量と対応する指標価格を設定する。
- その場合における目標調達量と供給信頼度評価を踏まえた適切な供給予備力の関係は、以下のよう整理できるのではないかと。

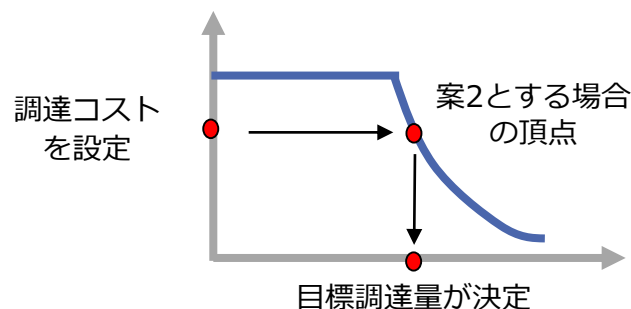
(論点①) 供給信頼度評価にEUEを用いた場合の需要曲線の考え方

- EUEにおいて、調達コストと停電コストが最小となるように適切な供給予備力を決める。
- 容量市場における需要曲線は、停電コストが決まれば、調達コストと適切な供給予備力の関係を需要曲線と設定することが考えられる(岡本委員 案3)。※別途、上限価格の設定は必要
- ただし、停電コストの設定が難しいという課題がある。



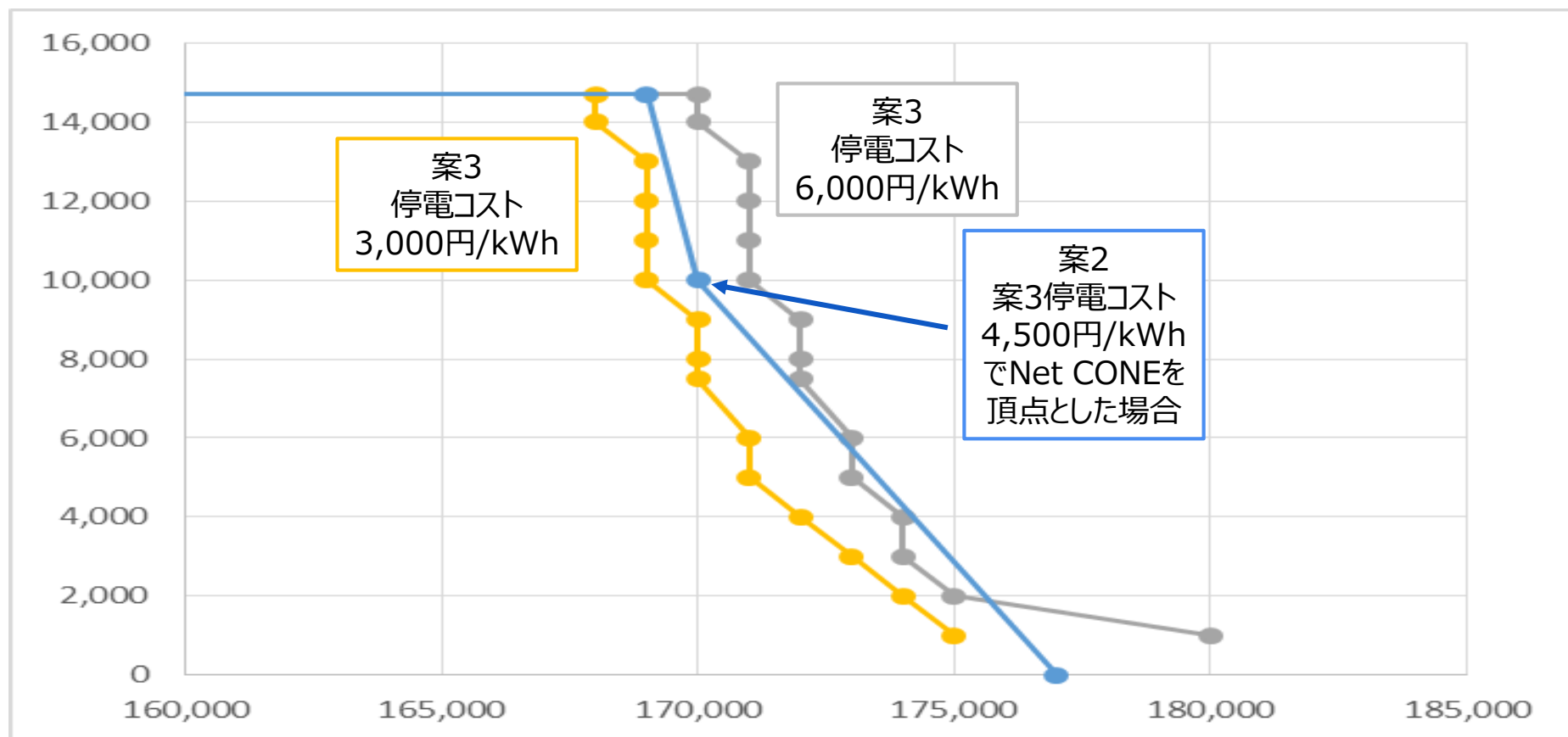
(論点②) EUEによる適切な供給予備力と目標調達量の考え方

- 諸外国における容量市場においては、目標調達量に対応する価格指標はNet CONEが採用されており、モデルプラントの新設を想定しkWh収入等を差し引いた正味固定費を用いている。
- また、諸外国における適切予備力は主にLOLEが用いられており、LOLEで目標調達量を定め、価格指標をNet CONEとして需要曲線を策定する過程では、コストの概念はでてこない（岡本委員 案2）。ただし、英国では信頼度基準に停電コストを踏まえる等、経済性も考慮して設定している模様である。
- 我が国においては、信頼度評価においてEUEを採用する場合、論点①の通り、需要曲線は停電コストと調達コストを反映することが可能である（岡本委員 案3）。
- そのため、調達コストを供給力の追加コストとし、適切な供給予備力を目標調達量とみなせば、案3の考え方を踏まえた案2の需要曲線における目標調達量の設定が可能である。
- なお、調達コストは、供給力を1kW追加するためのコストであり、適切な供給予備力の検討では「石油火力発電もしくはLNG火力発電の固定費」を用いているが、容量市場の価格指標は「モデルプラントの新設を想定しkWh収入等を差し引いた正味固定費（Net CONE）」とすることが考えられるのではないか。（前回、指標価格は新設電源が容量市場へ参入できる水準としてNet CONEを提案）



(論点③) 需要曲線の設定方法に関する考察

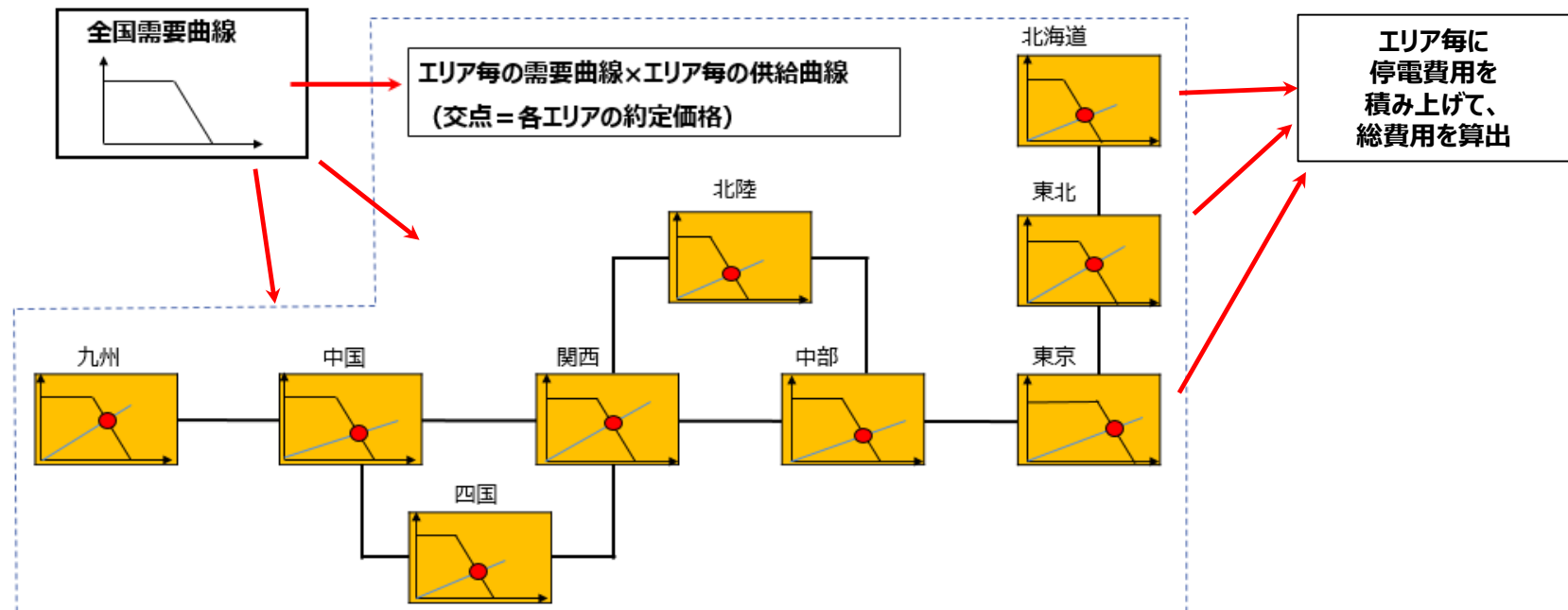
- 前項までの整理に基づくと、我が国においては、PJM型のようなNet CONEと目標調達量を設定する需要曲線の設定方法であっても、調達コストと停電コストを踏まえて作成することが必要ではないか。
- また、そのように需要曲線を作成することによって、供給曲線（入札行動）に係らず、調達コストと停電コストを踏まえた適正な供給力の確保が可能であると考えられる。



(論点④) 第8回検討会における岡本委員提案 (案2、3、4) の補足説明

■ 案2および案3の試算方法

- 需要曲線は、エリア毎 (9エリア) に作成する。
- 供給曲線を、エリア毎 (9エリア) に想定し、各エリアの需要曲線との交点を約定点とする。
(約定価格が安いエリア、高いエリアが生じる)。
- エリア毎に、調達費用 (約定価格×約定量) と停電費用 (停電コスト×停電量) を積み上げ、総費用を求める。



■ 案2および案3について（前ページの続き）

- 下図のプロット（案2、案3）は、エリア毎に、調達費用（約定価格×約定量）と停電費用（停電コスト×停電量）を積み上げた状況における総費用をプロットしたものの。

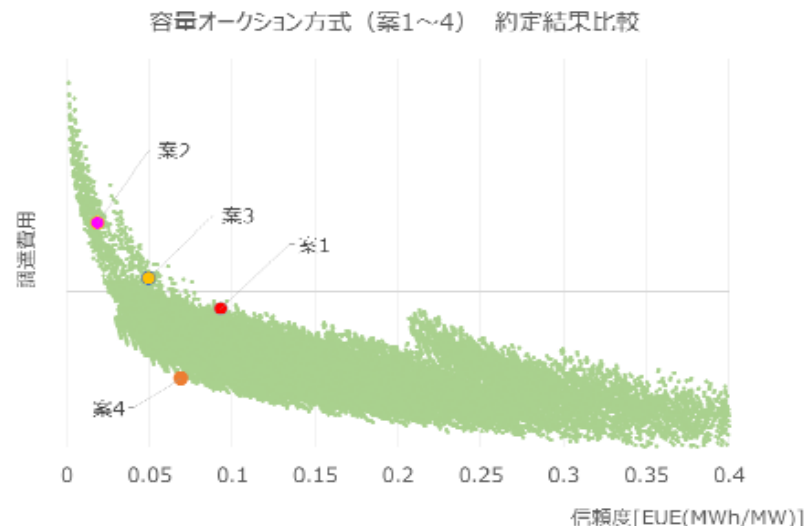
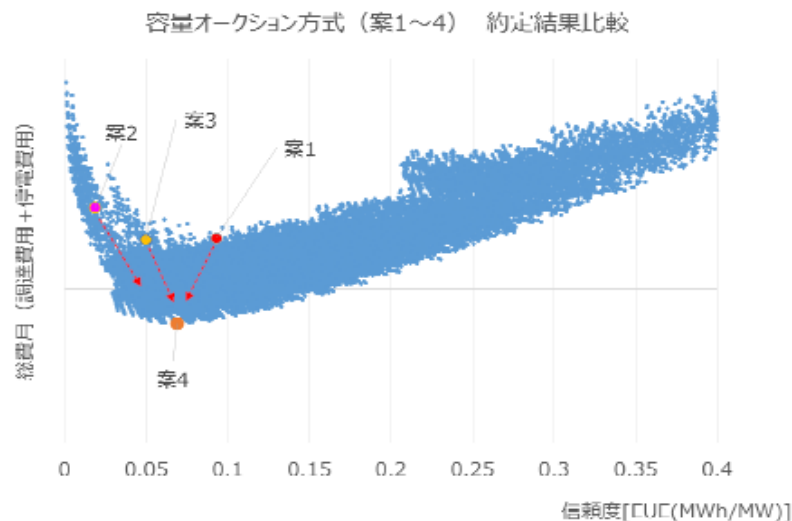
※信頼度評価を満たす範囲で、高いエリアの電源を安いエリアの電源に入替処理を行えば、案2、案3であっても、矢印のように案4の点に近づく。

■ 案4について

- 入替処理はEUEを計算し、総費用のプロットの下限と信頼度で落札電源を決定する。

案①～案④のシミュレーション結果（総費用と信頼度の関係）

（参考）案①～案④のシミュレーション結果（調達費用と信頼度の関係）



9エリアの約定量をパラメータにとり、ケースごとに信頼度計算から停電量を算出。コスト換算した停電量と調達費用の和（総費用）と信頼度（EUE）の関係をプロット

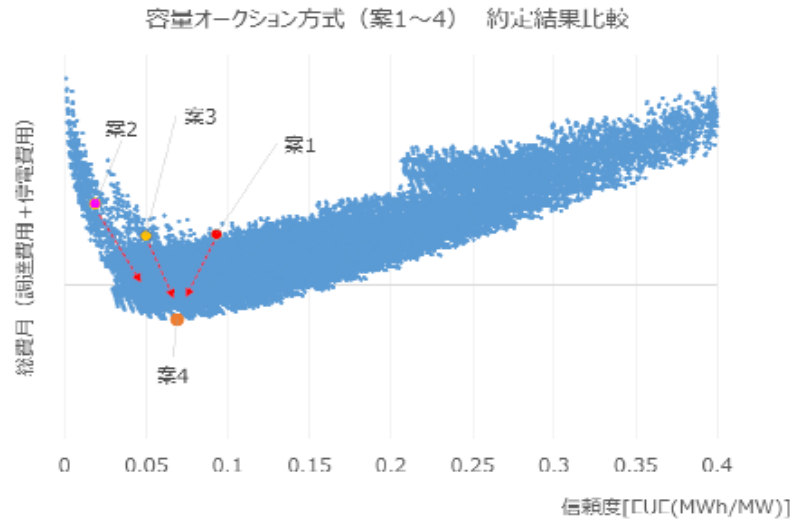
9エリアの約定量をパラメータにとり、ケースごとに信頼度計算から停電量を算出。調達費用と信頼度（EUE）の関係をプロット



- 需要曲線および供給曲線を全国市場で行う場合、約定結果から、信頼度を満たすように電源を入れ替える（調達コストは上昇する）という市場分断のプロセスになると考えられる。
- そのため、下右図のイメージにおいては、黄色点から案4に近づけていく、というイメージと考えられる。
- 市場分断のプロセスについては、透明で論理的な方法について検討しているが、案4のようにEUEを計算することで約定結果を評価するという方法も有用であり、引き続き検討を進めていく。

①容量オークション方式による信頼度比較

案①～案④のシミュレーション結果（総費用と信頼度の関係）

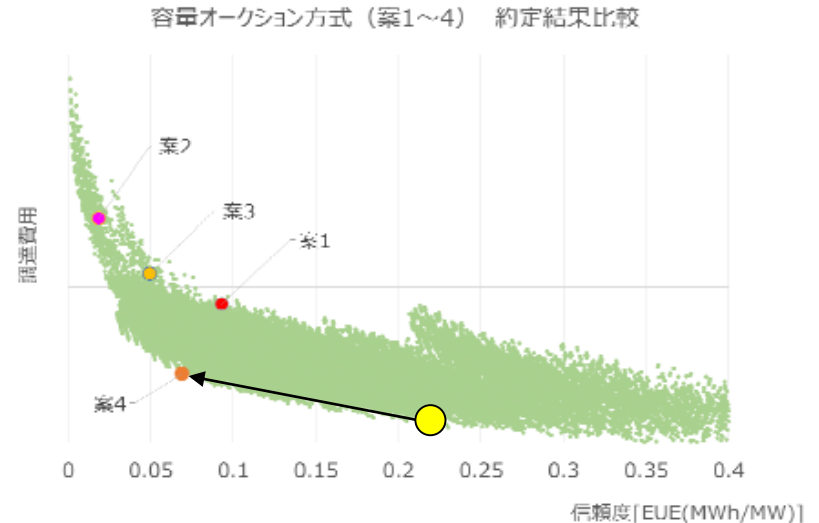


9エリアの約定量をパラメータにとり、ケースごとに信頼度計算から停電量を算出。コスト換算した停電量と調達費用の和（総費用）と信頼度（EUE）の関係をプロット



①容量オークション方式による信頼度比較

(参考) 案①～案④のシミュレーション結果（調達費用と信頼度の関係）



9エリアの約定量をパラメータにとり、ケースごとに信頼度計算から停電量を算出。調達費用と信頼度（EUE）の関係をプロット



(論点⑤) 需要曲線の設定有無に関する考察

- 前回の議論において、総コスト（調達コスト＋停電コスト）を踏まえて供給力を確保する場合、
 - － 需要曲線の傾斜によって総コストが高くなるような検討が必要であること。
 - － 需要曲線の設定で、総コストが高くなるのであれば、案4のみとして需要曲線は不要ではないかとの意見があった。
- 需要曲線は、総コストを踏まえて作成することとし、市場分断（電源入替）を行うことで検討しているところであるが、需要曲線を設定しないオークション方法、需要曲線設定の有無の得失評価について考察を行う。

<需要曲線を設定する場合のオークション方法> (下線部が設定しない場合との違い)

- 市場管理者は、オークションの前に需要曲線を、国が関連する審議会等、および広域機関が主催する検討会等で審議・決定する。*
(約定点は、事前に作成する全国若しくはエリア毎の需要曲線の中から決まるため、上記会議体等でしっかり議論して決定することが必要)
- 発電事業者は、電源毎（電源のエリア情報含む）に入札価格・入札量を決めて、市場管理者に対して入札を行う。
- 市場管理者は、入札情報を用いて、需要曲線（全国及び各エリア）で、信頼度を満たす範囲内で市場分断処理を行い、調達コスト（総コストとする案もあり）が最小となるよう、落札電源を決定する。
- 市場管理者は、落札結果を公表する。*

<需要曲線を設定しない場合のオークション方法>

- 発電事業者は、電源毎（電源のエリア情報含む）に入札価格・入札量を決めて、市場管理者に対して入札を行う。
- 市場管理者は、入札情報を用いて、信頼度評価（EUE）の算定を行い、信頼度を満たす範囲内で、総コスト（調達コスト+停電コスト）が最小となるように、落札電源を決定する。
- 市場管理者は、信頼度評価の計算方法、計算結果、落札結果を公表する。*

※具体的な公表内容は、情報公開のあり方を踏まえて決定することが必要。

- 需要曲線を設定しない（市場分断処理を踏まえた総コスト最小）メリットは、需要曲線を設定しても同等の効果を得ることができると考えられるため、これまでの整理通り、需要曲線を設定してはどうか。

＜需要曲線の設定有無の得失評価＞

	需要曲線を設定する場合	需要曲線を設定しない場合
メリット	<ul style="list-style-type: none"> ○ 約定点は、事前に検討した需要曲線の中から決まるため、納得性が高い。 ○ 需要曲線の設定に加えNet CONEを設定することで、発電事業者の投資の予見可能性が高まる。（容量市場の趣旨の一つ） ○ 市場管理者が請求する小売事業者（需要家）に対して、請求額が必要かつ適正であることの説明が可能。 	<ul style="list-style-type: none"> ○ 市場分断処理を踏まえた総コスト（調達コスト+停電コスト）を最小とする落札結果が必ず得られる。
デメリット	<ul style="list-style-type: none"> △ 市場分断処理を踏まえた総コスト（調達コスト+停電コスト）が最小とならない可能性がある。ただし、約定結果を信頼度評価でチェックすることで同等にできる可能性。 	<ul style="list-style-type: none"> △ 市場としての透明性が低い。ただし、信頼度評価の計算方法、計算結果等を公表することで一定の説明も可能。 △ 容量市場の仕組み全体の再検討が必要。

- 需要曲線は、事前に策定することでどうか。
- 需要曲線は、総コスト（調達コスト＋停電コスト）を踏まえて策定することとし、Net CONEおよび目標調達量を設定することとしてはどうか。
- 市場分断方法については、供給信頼度や総コストを踏まえた分断方法について検討を行う。なお、委員提案の信頼度計算を行う分断方法も引き続き検討していく。

第8回容量市場の在り方等に関する検討会
岡本委員配布資料より

試算に用いた容量オークション方式

■ 以下の4つのオークション方式についてシミュレーションを実施

