

需要曲線（Net CONE、上限価格等）の設定について

2018年11月20日

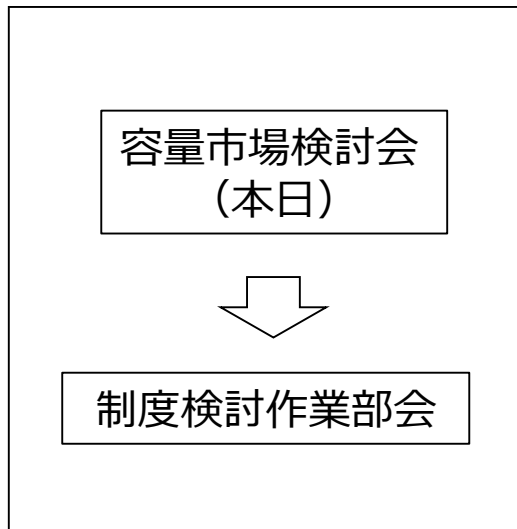
容量市場の在り方等に関する検討会事務局※

1. はじめに
2. これまでの整理と今回の論点について
3. 指標価格（Net CONE）の設定
 - （1）モデルプラントの設定
 - （2）コスト評価年数および割引率
 - （3）Net CONEで考慮するコストの算定項目
 - （4）まとめ
4. 上限価格と上限価格における調達量
 - （1）上限価格について
 - （2）上限価格における調達量について
5. 調達価格ゼロにおける調達量
6. シミュレーションによる評価について

- 需要曲線については、これまで、指標価格の考え方（第8回検討会）や、目標調達量や形状（第14回検討会）について議論を行ってきた。
- 本日は、需要曲線における指標価格（Net CONE）や上限価格等の具体的な設定方法について整理を行う。
- また、需要曲線シミュレーションによる分析・評価を行う。
- 今後、本日の議論等を踏まえて、国の制度検討作業部会において設定方法を取り決め、その後、需要曲線の設定プロセスにおいて具体的な数値を決定していく。

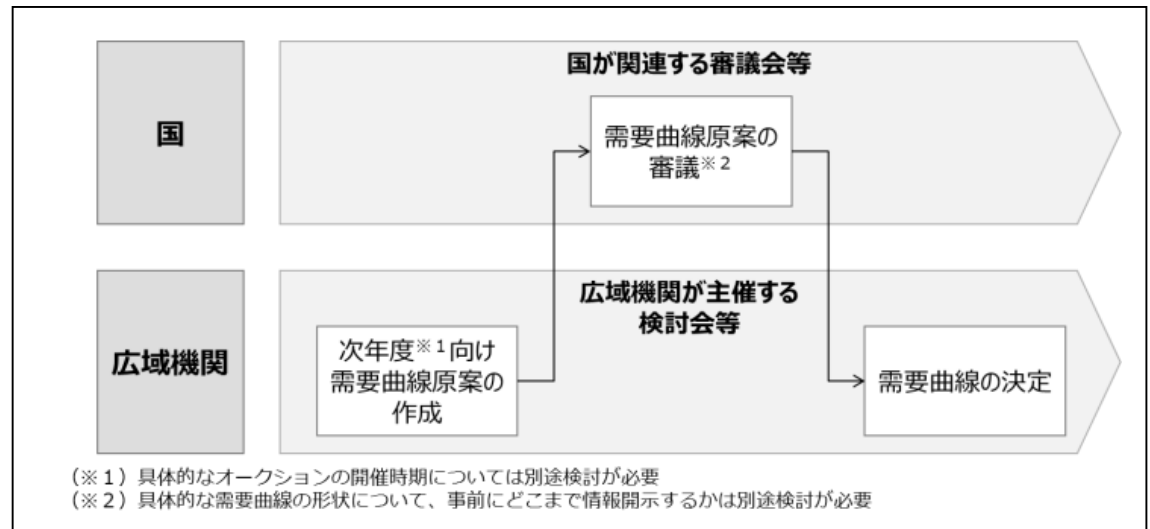
<需要曲線の設定の進め方>

（需要曲線の設定方法）

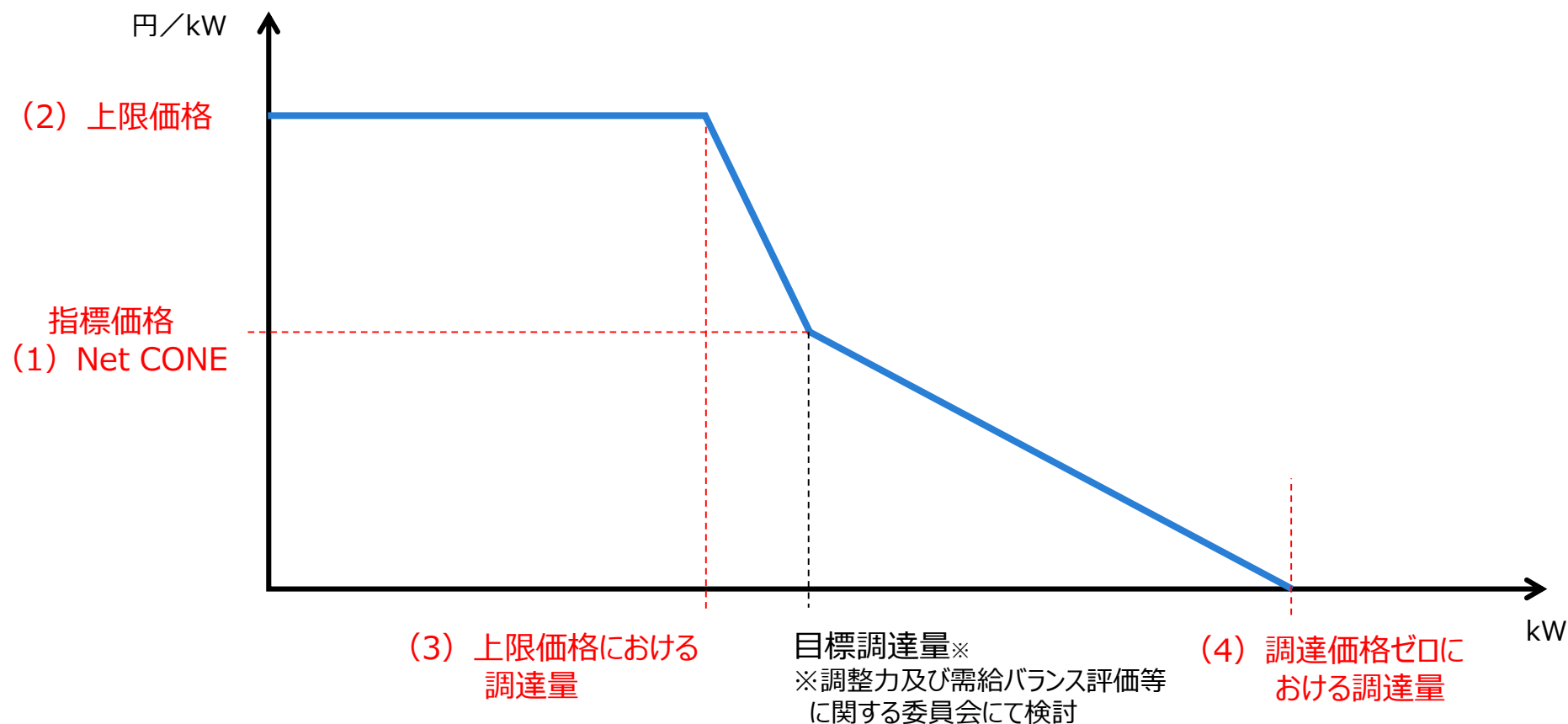


（需要曲線の具体的な数値（設定プロセス））

第12回 制度検討
作業部会資料より



- 第14回検討会において、需要曲線の形状は下図のように、下に凸型の右肩下がりで目標調達量を下回ると急峻に立ち上がること、目標調達量に対応する指標価格は Net CONE とすることを整理した。
- 本日は、需要曲線の具体的な設定として、(1) 指標価格 (Net CONE)、(2) 上限価格、(3) 上限価格における調達量、(4) 調達価格ゼロにおける調達量について整理する。



5. 需要曲線の形状の考え方

- 需要曲線の形状は、以下のように整理してはどうか。(1/2)
 - ✓ 需要曲線は目標調達量と指標価格の交点を通過することを基本として設定することとしてはどうか。
 - ✓ 需要曲線は斜めに設定することとしてはどうか。
 - 容量市場における調達の考え方は、供給信頼度の確保のみが目的ではない。
 - 具体的には、容量市場における需要曲線は、市場支配力の行使の防止、価格と量のボラティリティを抑制することによる予見可能性の向上、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するという観点が求められる。
 - 上記を踏まえると、需要曲線は、斜めに設定するべきではないか。
 - その場合、調達する価格と確保できる量（供給信頼度）は、トレードオフとする考え方をとることとなる。
 - ✓ 次に、斜めの形状は、供給信頼度を踏まえつつ、安く調達する（容量クレジットを安くする）、安価であっても過剰に調達しない、ことを踏まえた形状とするべきではないか。
 - 提案していた形状は、各調達価格に対して、調達コスト（調達価格×供給力）と停電コスト（その供給力により、確率計算上発生する不足電力量×停電単価）の和が最小となる供給力を算定するもの。
 - これは、停電コストの供給力に関する関数を微分した形状と同じである。
 - ただし、停電単価には幅があることから、停電コストの供給力に関する関数を微分した形状をそのまま使うことは出来ない。
 - そのため、下に凸型として、目標調達量を下回ると急峻に立ち上がる（供給力不足時は価格が上昇）形状として、目標調達量と指標価格の交点を通るよう設定してはどうか。

5. 需要曲線の形状の考え方

- 需要曲線の形状は、以下のように整理してはどうか。(2/2)
 - ✓ 斜めの形状は、上記も踏まえた上で、直線と屈曲点(≠曲線)で設定することとしてはどうか。
 - 将来的に、約定結果を踏まえて、需要曲線のチューニングが必要となることも考えられるため、複雑な形状とせず、直線と屈曲点で設定しておくことが必要ではないか。
 - ✓ 具体的な屈曲点の設計は、需要曲線のシミュレーションも行いながら、市場支配力の行使の防止、価格と量のボラティリティを抑制することによる予見可能性の向上、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するという観点を踏まえて設計することとしてはどうか。
 - 需要曲線のシミュレーションについては並行してツールを開発している状況。
 - ✓ 上限価格における量の設計は、上記に加え、市場分断や電源入札の考え方も踏まえて、具体的な設定を行うこととしてはどうか。

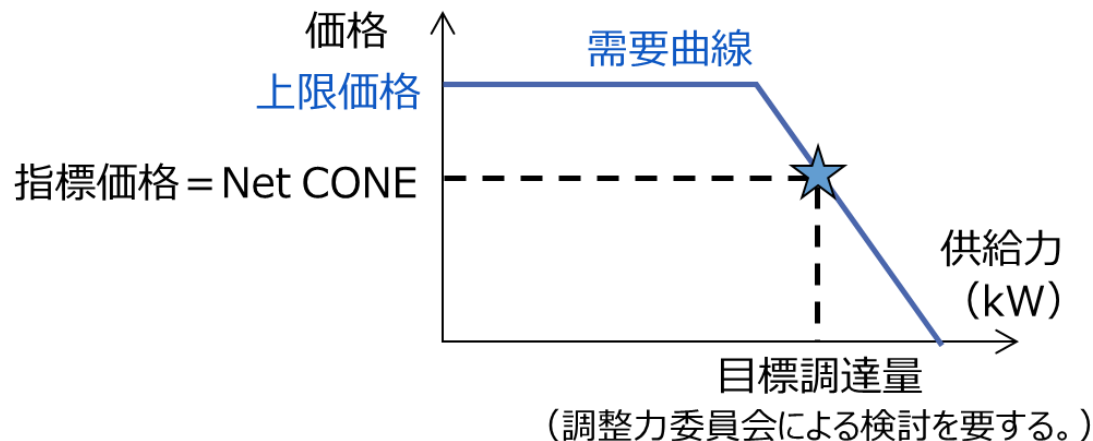
【論点1】：指標価格の考え方

③ Net CONEを策定するにあたって今後の論点

- 指標価格をNet CONEとした場合、以下の点の考慮が必要である。これらは、引き続き本検討会で検討することとしたい。

このうち下線部については、次頁以降に示す考え方についてご議論いただきたい。

- ① 実態を踏まえた電源新設・維持に必要な費用の算定
- ② 中立性、専門性を踏まえた検討
- ③ Net CONEとして LCOE（均等化したコスト）を用いることの是非
- ④ Net CONE 算定にあたってのモデルプラントの選定
- ⑤ モデルプラントの事業期間（投資回収期間）の考え方
- ⑥ Net CONE 算定にあたり控除する、kW価値の取引以外の収益の想定方法



- 需要曲線の設定におけるNet CONE、上限価格の水準感を把握するために、OECDのレポートでCCGTの諸外国の資本コスト、運営コストを調査した。
- 我が国は、資本コスト（割引率が同等の場合）、運営コストとも、諸外国よりも割高となっている。

【CCGTの資本コスト・運営コスト（割引率3%）】

USD/MWh

	資本コスト（Capital costs）	運営コスト（O&M costs）
日本	8.82	9.38
米国	8.20	4.65
英国	7.64	6.63

Projected Costs of Generating Electricity 2015 Edition Country-by-country data on electricity generating costs (OECD 発電コストに関する国別データ) より

- Net CONEとは、電源新設の投資回収にあたり容量市場で正味に回収を必要とする金額であり、「新規の電源建設の総コスト（Gross CONE）」から「容量市場以外の収益」を差し引いて求める。
- Net CONEの算定は、第8回検討会において、発電コスト検証WGの算定方法をベースとし、国内外の類似事例を参照し、適切に電源新設への投資予見性を確保するために必要と考えられる事項を加味することと整理した。
- 本日は、上記を踏まえて、下記の項目について具体的な算定方法を整理する。
 - (1) モデルプラントの選択
 - (2) コスト評価年数および割引率
 - (3) Net CONEで考慮するコスト（建設コスト、燃料費、人件費、kWh収入等）

第8回容量市場の
在り方等に関する
検討会資料より

〔補論①〕 実態を踏まえた電源新設・維持に必要な費用の算定

〔補論②〕 中立性、専門性を踏まえた検討（2/2）

- 事業者による投資判断にあたって考慮されていると考えられる諸元として、米PJMにおいてNet CONEの算定を行う際には以下についても加味されている模様。
 - 加重平均資本コスト（WACC）
PJMでは何らかの株主資本比率を想定のうえ、税引後WACC（約8%）をハードルレートとして設定されている。
 - 系統接続コスト
 - エスカレーション率（設備費、人件費）、インフレーション率 等
- 国がFIT対象電源への投資を促す価格水準を検討した「調達価格等算定委員会」の発電コスト算定においても上記に類する費目について考察が加えられている。



- 広域機関のNet CONE算定においては、発電コスト検証WGの算定方法をベースとしたうえで、国内外の類似事例を参照し、適切に新規電源への投資予見性を確保するために必要と考えられる事項を加味することとしてはどうか。
- 具体的な諸元については、引き続き検討する。

3. 指標価格 (Net CONE) の設定 (1) モデルプラントの選択 (諸外国の事例)

■ Net CONE 算定におけるモデルプラントは、PJM はOCGT、National Grid はCCGTとしている。

	米 PJM	英 National Grid	参考：発電コスト検証WG
モデルプラント	OCGT (単サイクルガスタービン)	CCGT (複合サイクルガスタービン)	—
モデルプラント容量	321～355MW ※1 (地域毎に設定) 実績や建設計画から想定	900 MW ※1	1400 MW (CCGT) 800 MW (石炭)
モデルプラント コスト評価年数	20年	25年 ※1,2	40年として、他電源と エネルギーミックスで比較評価
ハードルレート	税引後WACC (名目) = 8.2% (2018年度改定案) ※2	税引前WACC (実質) = 7.5% (2013.7) ※2 7.8% (2016.11) ※3	割引率:0,1,3,5%
備考	(出典) ※1 PJM Cost of New Entry Combustion Turbines and Combined-Cycle Plants with June 1,2022 Online date (April 19,2018),table33 ※2 2018/10/12 PJM Docket No. ER19-105-000 Periodic Review of Variable Resource Requirement Curve Shape and Key Parameters (FERCへの提案書)	(出典) ※1 Parsons Brinckerhoff Electricity Generation cost model 2013 update of non- renewable technologies (2013.4) ※2 Impact Assessment p61 及び DECC Electricity Generation Costs (2013.7) ※3 BEIS Electricity Generation Costs (2016.11) Table 17,19	(出典) 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5月)

3. 指標価格（Net CONE）の設定

（1）モデルプラントの選択

■ Net CONE 算定のモデルプラントは、以下の条件を満たす電源を選択する必要があると考えられる。

（条件1）経済的に選択される燃料種別・発電技術であること。

➤ 我が国において、安定的なkW価値提供のための新設電源は、供給計画や至近の建設実績を踏まえると、CCGT※または石炭火力と考えられるのではないか。

※ OCGTは、対象数が少なく、設備規模が小さい（10万kW未満）ため、対象外と考えられる。

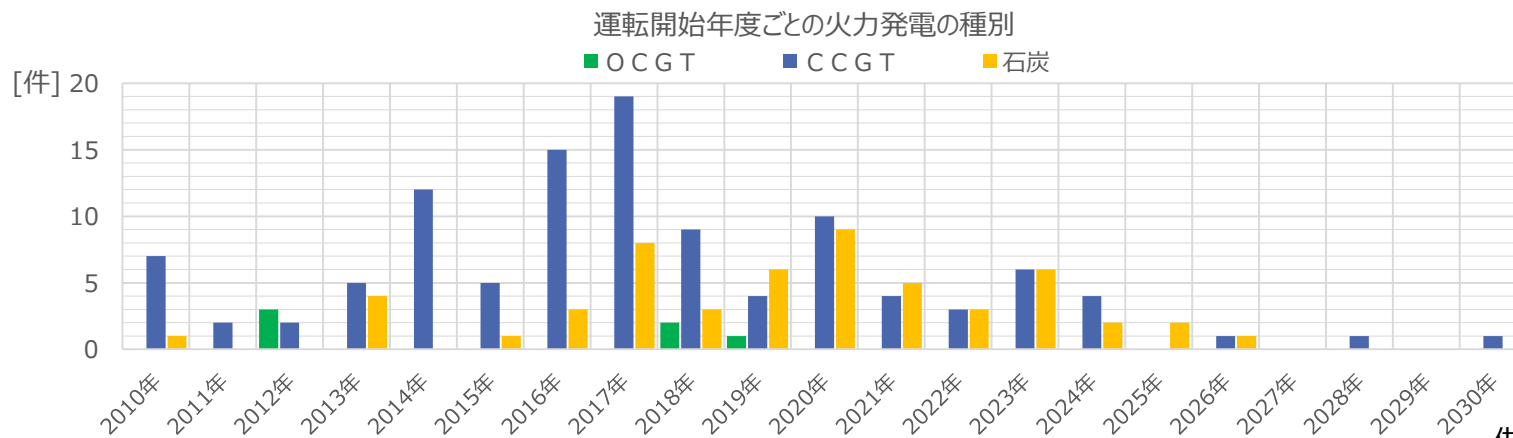
（条件2）不確定要素の高い「容量市場以外からの収益」が少ない電源を選択すること。

➤ CCGTと石炭火力であれば、CCGTを選択するのではないか。

（条件3）Gross CONE の算定が可能であること。

➤ 発電コスト検証WGをベースに算定する。（第8回検討会で整理済み）

（論点1）Net CONE算定のモデルプラントは、CCGTを採用してはどうか。

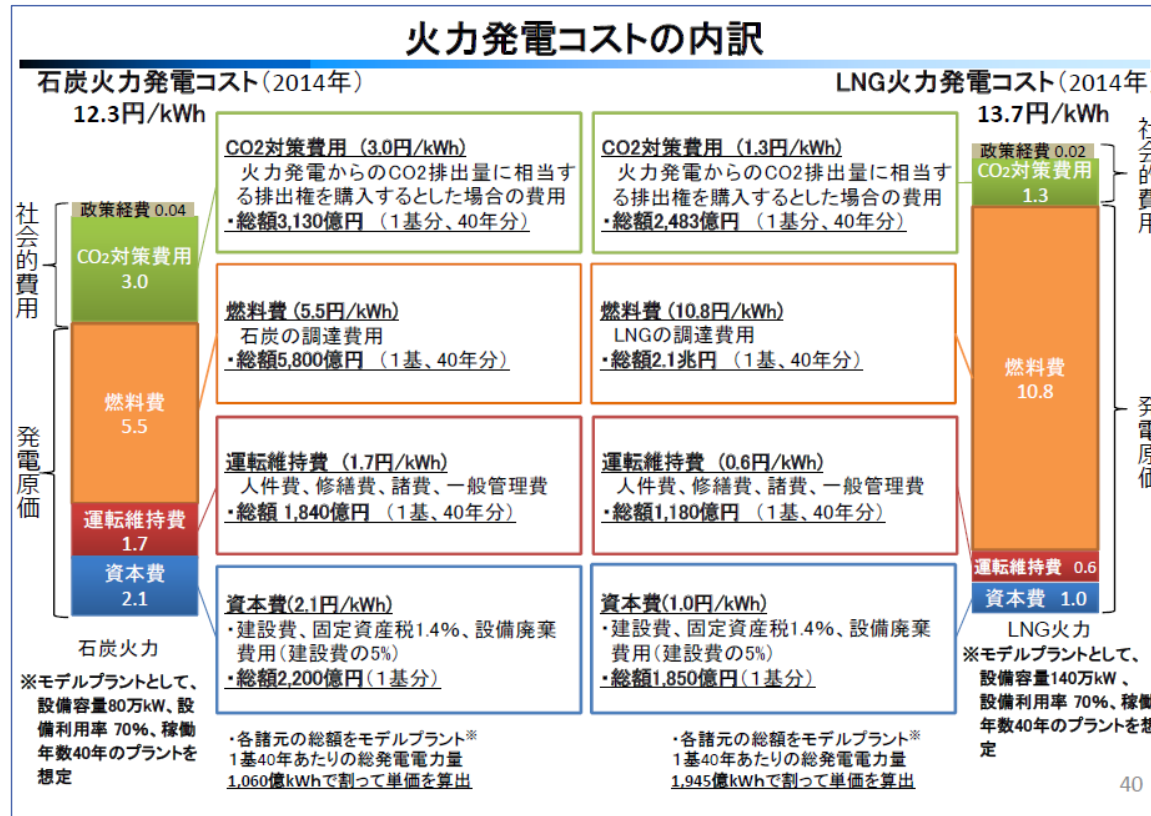


- PJMでは新規の電源建設はOCGTよりCCGTの方が多い。ただし、The Brattle Group はPJMに対し、以下の理由により OCGT をモデルプラントに推奨している。
(参考 : Second Performance Assessment of PJM's Reliability Pricing Model 2011/8/26)
- 容量市場は、長期的な市場均衡の際に予想される価格にほぼ等しい容量価格を達成する様に設計されている。市場にはベースロード、ミドル、ピーク電源のそれぞれのリソースタイプが必要となり、市場均衡時は、これらすべてのリソースが同じNet CONEを持つこととなる。
したがって、経済性のないモデルプラントを選択しないこと、Net CONEを正確に計算することで、モデルとするリソースタイプの選択は重要ではない。
- 次に、Net CONEの算定は、Gross CONE から 容量市場以外からの収益 (kWh 及び Δ kWの販売) を差し引く。Gross CONEは、kWh収入等に比べれば、算定の不確実性は低い。
したがって、Gross CONE に占める Net CONE の割合が多く、容量市場以外からの収益が少ない電源をモデルプラントとした方が、Net CONEの見積り精度は高くなる。

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

【出典】調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 平成28年度(2016年度)取りまとめ 参考資料 (http://www.occto.or.jp/houkokusho/2017/chousei_jukyu_2016nendotorimatome.html)

3. 指標価格（Net CONE）の設定

（2）コスト評価年数および割引率（コスト評価年数）

- コスト評価年数は、これまでの検討会等において、投資判断・投資回収の観点から15年、運転期間の観点（新設と既設を区別しない観点）から40年、との意見を頂いているところ。
- 諸外国の事例としては、PJMは運転期間をベースに設定し、運転期間は20年程度と見込んでいる模様である。（そのため、減価償却期間15年とほぼ同じとなっている。なお、自由化以前からの電源の運転期間は40年程度のものもある）
- また、割引率が高いこともありコスト評価年数による差異はさほど大きくないこと、後年度の投資は不確実性が高いという理由もあり20年としているようである。
 - ※PJMではコスト評価年数の設定に対して大きな議論はなされていない模様。
- 我が国の容量市場では基本的に既設と新設を区別しないと整理したため、償却を終えた電源（竣工から15年経過）においても、容量市場から受け取る対価は新設電源と区別しないこととした。
- そのため、Net CONE算定におけるコスト評価年数は、電源の運転期間から設定してはどうか。
- なお、運転期間は、大宗を占める電源が40年程度であり、今後も同様の電源が期待されるとして、40年運転としてはどうか。ただし、経年に伴う修繕費等の増分等、40年運転に必要なコスト等を織り込むこととしてはどうか。

（論点2） Net CONE算定におけるコスト評価年数は、電源の運転期間から設定することとして、40年としてはどうか。（40年運転に必要なコスト等を織り込む）

もしNet CONE が重要な意味を持つことになったとすると、コスト等検証委員会では投資回収期間を40年としている。一方で色々なところで15年にするような意見がある。そのようなことを主張するのであれば、早い段階でそのことを明確に言うべきである。このあと経過措置など色々なことが決まってくる。もし経過措置が骨抜きとなり大きな金額が既得権益を持つ事業者に渡ることを前提として、旧来通りのNet CONE のやり方で、高い価格が付いたとすると、移転する金額が更に大きくなる。この委員会も、別の委員会も、消費者の利益は全く考えておらず、事業者の利益ばかり声高に言う委員会だということを決めつけるわけではないが、そういう発言があって、誰がどういことを言っていたのかということとははっきりさせるべきである。経過措置の話はそれとして別に決まり、今度はNet CONE について本来40年でやるべきものを15年でやるという強欲な意見が支配する委員会だということは記録に残して、最終判断する前にその情報を出すべきだと思う。本気でコスト等検証委員会を40年としているものを15年にすべきだということであれば、できるだけ早い機会にそういう主張をする機会があり、それが記録に留まっていないと、他の議論も滞ることになる。本当にNet CONE のところをすごく高くつけようと画策している人がいるのであれば、早い段階で正々堂々と述べていただきたい。(第8回検討会、松村委員)

モデルプラントの事業期間の話をするつもりで来たが、また別の機会があるならまたその場で発言したいと思っている。私どもも強欲に少しでも高い値段にしようと思っているわけではなく、市場の設計において、何に重心を置くかに尽きる。実態として新規の発電投資にあたり15~20年を念頭に経営の意思決定をしている。税務上も15年が汽力発電設備の定めであり、会計も15年である。ファイナンスを受ける際にも40年とルール上明記されると、これまで15年と金融機関から常識として見なされていたものが変わるし、また株式投資家からネガティブな反応を受けることも必定である。やはり適正な期間を検討していただきたい。また機会がいただければ、その場で議論させていただきたい。(第8回検討会、加藤委員)

今までの規制料金では、法定耐用年数があればそれに合わせて償却してコストを積むので、そのぶんは15年で回収しているかもしれない。しかし償却が終わったあとの安い時点では、その安いコストに対応した料金が付いてくるので、最終的には消費者に還元される。しかし今回の制度設計では基本的に既設も新設も区別しないということなので、30年のものでも40年のものでも50年のものでも支払を受けられるということは決して忘れないようにしていただきたい。15年間で回収できるように容量市場で回収しておいて、そのあとの期間ももらい続けることになるので、消費者の負担は凄まじく重くなる。そうしてくれないと自分たちが儲からないからそうさせて下さいと主張するのはいいが、そういうコンシステンシーを考えたらうで今後も主張していただきたい。(第8回検討会、松村委員)

事務局案はbの需要曲線ということで合理的な提案である。(中略)しかしbを採用した場合、Net CONE を使った指標価格の設定が決定的に重要になる。つまり、指標価格の設定の仕方の重要性が大きくなる提案だと理解している。今後の議論ではあるが、この指標価格が高くなり過ぎないように注意して制度設計しないといけない。(第14回検討会、松村委員)

従来型のNet CONE という形でもしやるのであれば、やはり事業期間という話は出てくる。これについてはモデル解析を行うと資料には書かれているため、その結果も踏まえながら慎重に議論いただきたいと考える。モデル解析を行うにあたっては、例えば大幅な電源の改修投資の有無など、想定する期間の長短に応じて、見方を変えるべき要素があるのではないかと思うため、その様な点をしっかり考慮いただきたい。大幅な改修投資以外にも、再エネの増加等によるkWh 市場の低下や電源の稼働機会の減少に伴って、kWh 市場に期待する利益の変化も考えられる、また、ハードルレートも投資回収期間によって変化することもあるかと考える。もし、モデル解析を行うのであれば、そのような違いも考慮いただきたい。(第8回検討会、津田委員)

調達コストおよび停電コストの概念を踏まえて需要曲線を設定するという点に異論ない。ただ、停電コストは前回もご意見があったが、そのコストをどう見るかによって総コストに与える影響が大きいと今後慎重な検討をして納得性のある設定が必要と考えている。(第9回検討会、山田委員)

kW価値の2重取りを発生させない制度設計が不可欠である。仮にNet CONE を設定するのであれば、モデルプラントをどうするのか、kWh 価値はどうするのか、停電コストは非常に大きく影響するため、その設定についてはしっかりと整理を期待している。(第9回検討会、新川オブザーバー)

新川オブザーバーの意見、2重取りの防止は非常に重要であり、その点については同意である。ただ、コストとは何かというところで、加藤委員は投資リスクも含めてコストと仰っているものと解釈している。そういうものも含めてコストを考えていかなければ今後設備投資ができなくなる可能性がある。その点を踏まえつつも、2重取りは防止するような検討をするべきだと考えている。(第9回検討会、秋元委員)

3. 指標価格 (Net CONE) の設定 (2) コスト評価年数および割引率 (割引率)

- PJMでは、Net CONE算定における割引率を大手発電事業者のコーポレートファイナンスによる資金調達の想定から設定している。
- 我が国においても、割引率は大手発電事業者のコーポレートファイナンスによる資金調達を前提としてはどうか。また、資本調達コストは税引前WACC※ から設定することとしてはどうか。

※コスト算定が税引前のため

**Table 17: Baseline ATWACC for the Publicly Traded Merchant Generation Companies
(35% Federal Tax Rate)**

Company	Firm Value [1]	S&P Credit Rating [2]	Equity Beta [3]	Return on Equity [4]	Cost of Debt [5]	Debt/ Equity Ratio [6]	After Tax WACC [7]
NRG Energy Inc	\$23,278	BB-	1.17	10.7%	5.8%	73/27	5.4%
Calpine Corp	\$16,586	B+	1.06	10.0%	5.6%	63/37	5.8%
Dynegy Inc	\$9,903	B+	1.25	11.3%	6.7%	66/34	6.5%
TransAlta Corp	\$4,020	BBB-	1.47	12.8%	6.3%	66/34	6.8%
Algonquin Power & Utilities Corp	\$7,676	BBB	0.84	8.5%	5.1%	46/54	6.0%
Northland Power Inc	\$9,003	BBB	0.92	9.0%	5.1%	58/42	5.6%
Capital Power Corp	\$3,723	BBB-	0.95	9.2%	3.9%	47/53	6.0%

Sources and Notes:

[1]: Market value of equity + Book value of debt, Bloomberg as of 11/1/2017

[2]: S&P Research Insight, Algonquin and Capital Power from SNL

[3]: Company-specific, Bloomberg as of 11/1/2017

[4]: Assumed risk-free rate (2.65%) + assumed market risk premium (6.90%) × [3]

[5]: Bloomberg as of 11/1/2017

[6]: Capital Structure calculated by Brattle using company 10-Ks and Bloomberg data

[7]: (% Debt) × [5] × (40.5% Combined state and federal tax rate; assumes 8.5% state tax rate) + (% Equity) × [4]

The Brattle Group
PJM Cost of New Entry Combustion Turbines and
Combined-Cycle Plants with June 1, 2022 Online Date より

3. 指標価格（Net CONE）の設定

（2）コスト評価年数および割引率（割引率）

（大手発電事業者の対象）

- 諸外国については、割引率は、大手発電事業者の公表されているWACCやヒアリング等により算定している模様である。
- 我が国においては、大手発電事業者としてのWACCは公表されていないため、税引前WACCを想定する必要がある。
- 大手発電事業者としては、大規模な発電事業に参画する可能性が考えられる、資本金1億円以上の我が国の企業として、算定することとしてはどうか。

（自己資本と他人資本の割合）

- 自己資本と他人資本の割合は、経済産業省企業活動基本調査の最新の値を採用してはどうか。
- なお、資本金1億円以上の企業の自己資本比率の平均値は41.6%（平成28年度実績）となる。

資本金	企業数	負債[百万円]	純資産[百万円]	自己資本比率
1億円～3億円未満	5,499	32,750,960	21,925,160	40.1%
3億円～5億円未満	2,622	20,172,685	14,579,246	42.0%
5億円～10億円未満	823	12,470,365	7,189,729	36.6%
10億円～50億円未満	1,986	43,006,201	32,524,129	43.1%
50億円～100億円未満	545	23,834,291	21,925,861	47.9%
100億円以上	729	252,127,008	169,164,426	40.2%
平均				41.6%

3. 指標価格 (Net CONE) の設定 (2) コスト評価年数および割引率 (割引率)

(自己資本コスト)

- 自己資本コストは、国内外の機関投資家が日本株に対して求める株主資本コストの平均値としてはどうか。
- なお、経済産業省の“持続的成長への競争力とインセンティブ～企業と投資家の望ましい関係構築～プロジェクト” (伊藤レポート) における、国内外の機関投資家の加重平均から算定すると、6.7%となる。

※ (引用) 伊藤レポート (経済産業省、持続的成長への競争力とインセンティブ～企業と投資家の望ましい関係構築～プロジェクト, 2014.8) p44, 国内投資家平均: 6.3% × 52社/99社 + 海外投資家平均: 7.2% × 47社/99社 として算出した。

http://www.meti.go.jp/policy/economy/keiei_innovation/kigyoukaikai/kigyou-toushika.html#kankeikouchiku

(他人資本コスト)

- 他人資本コストは、2008年9月のリーマンショック前後で金融市場が大きく変化していると考えられるため、2009年以降の貸出約定平均金利 (長期) の平均値を採用することとしてはどうか。
- なお、2009年から2017年の至近9年間の平均値は1.1%となる。

※ 銀行が企業に貸し出す場合の金利について日本銀行が個別の銀行より報告を受けて独自に集計したもの。
日本銀行の金融経済統計月報の公表データから、各年末データをもとに事務局が算定した。

<https://www.boj.or.jp/statistics/pub/sk/index.htm/>

3. 指標価格 (Net CONE) の設定 (2) コスト評価年数および割引率 (割引率)

(税引前WACC)

- 税引前WACCの算定のため、公租公課 (法人税、地方法人税、法人住民税) を考慮する。

$$\begin{aligned}\text{実効税率} &= \text{法人税} \times (1 + \text{地方法人税} + \text{法人住民税}) \\ &= 23.2\% \times (1 + 10.3\% + 7.0\%) = 27.2\%\end{aligned}$$

※ 税率は、2019年10月以降に予定されている標準税率を用いた。

- 税引前WACCは、以下の式で算定すると、5%程度となる。

$$\begin{aligned}\text{税引前WACC} &= \text{自己資本比率} \times \text{自己資本コスト} / (1 - \text{実効税率}) \\ &\quad + \text{他人資本比率} \times \text{他人資本コスト} \\ &= 41.6\% \times 6.7\% / (1 - 27.2\%) + 58.4\% \times 1.1\% \\ &= 4.5\%\end{aligned}$$

※ (参考) 旧一般電気事業者のWACCは3%程度 (税引後WACC、託送含む、一般担保有)

(論点3) Net CONE算定における割引率は、大手発電事業者のコーポレートファイナンスによる資金調達を前提として、税引前WACCとしてはどうか。具体的には下記を基に算定してはどうか。

- ✓ 大手発電事業者は、資本金1億円以上の我が国の企業としてはどうか。
- ✓ 自己資本と他人資本の割合は、経済産業省企業活動基本調査の最新の値を採用してはどうか
- ✓ 自己資本コストは、国内外の機関投資家が日本株に対して求める株主資本コストの平均値としてはどうか。
- ✓ 他人資本コストは、至近9年間の貸出約定平均金利 (長期) の平均値を採用することとしてはどうか。

3. 指標価格 (Net CONE) の設定

(2) コスト評価年数および割引率 (割引率)

- PJMの割引率は税引後WACCで8.2 %であり、税引前に換算すると11.6%となる。
- 我が国と諸元を比較すると、自己資本比率は約40%と同等であるが、自己資本コストと他人資本コストは差異がある。
- PJMにおいて、CAPMで自己資本コストを設定し、ベータ値を求めると、1.5となる。(ベータ値が1を超えるため、投資家は発電事業をその他の事業よりも高リスクと受け止めている想定と考えられる)
 (参考) CAPMによる自己資本コストの算定
 リスクフリーレート (2.65%) + ベータ値 × 市場リスクプレミアム (6.9%) = 13.0 %
- 我が国においても、容量市場導入に向けて、発電事業のリスク分析等の検討を引き続き進め、必要に応じて織り込むことも考えられるのではないか。

	①自己資本比率	②自己資本コスト	③他人資本コスト	④実効税率	⑤税引後WACC	⑥税引前WACC
PJM (2018改定案※)	45%	13.0%	6.0%	29.5%	8.2%	11.6%
我が国の試算時の諸元	42%	6.7%	1.1%	27.4%	3.3%	4.5%

⑤ = ① * ② + ③ * (1 - ①) * (1 - ④) ※ 改定案はFERC (Federal Energy Regulatory Commission) にて審議中である。

⑥ = ① * ② / (1 - ④) + ③ * (1 - ①)

("August 21 Supplement"). As shown by Mr. Pfiefenberger and Dr. Zhou, Brattle's August 2018 ATWACC estimate was 8.0%, including debt and % equity ratios of 55% and 45%, respectively, a cost of BB-rated debt of 5.5%, and a cost of equity of 13.0%.

As explained by Mr. Helm, PJM has further updated this analysis with the latest debt costs. He finds that "a merchant generator of the type that would sponsor a new entry plant would likely have a credit rating somewhere between B and BB, rather than being rated BB alone." This reflects the credit ratings of the merchant generators Brattle analyzed from when they were stand-alone companies and "those credit ratings are still a reasonable representation of the credit ratings of entities that may finance new power plants." With credit ratings reflecting a mix of B and BB ratings, "a 6% cost of debt is appropriate." Incorporating that debt cost in the ATWACC formula, the resulting ATWACC is 8.2%.

(2018/10/12 PJM Docket No. ER19-105-000 Periodic Review of Variable Resource Requirement Curve Shape and Key Parameters p19より)

3. 指標価格 (Net CONE) の設定

(2) コスト評価年数および割引率 (参考: 割引率)

- 参考として、PJMの大手発電事業者のベータ値 = 1.5の場合の、我が国の割引率を試算した。
- なお、CAPMを用いて自己資本コストを求めるためのリスクフリーレートは、全銀協TIBOR (東京銀行間取引レート) の1年の利率として、2018年11月1日のレートを参照して、0.13%で試算した。

(参照: <http://www.jbatibor.or.jp/rate/>)

自己資本コスト = リスクフリーレート + ベータ値 × 市場リスクプレミアム

リスクフリーレート = 0.13%、ベータ値 = 1.0 のときの 自己資本コスト = 6.7% として、

市場リスクプレミアム = 6.7% - 0.13% = 6.57%

発電事業者の自己資本コスト = リスクフリーレート + ベータ値 × 市場リスクプレミアム
= 0.13% + 1.5 × 6.57%
= 10 %

- この場合、我が国の諸元における割引率 (税引前WACC) は、6.4%となる。

3. 指標価格（Net CONE）の設定

(3) Net CONEで考慮するコストの算定項目

■ Net CONEで考慮するコスト算定項目を検討するために、PJM等の算定項目を参照した。

項目		PJM	火力電源入札 (H26 東京電力)	調達価格等算定委 (FIT価格)	
資本費	建設費	○	○	○	
	系統接続費	○	○	○	
	廃棄費用	—	—	○（一部を除く）	
	土地取得費	○	○	○（賃借料）	
	資金調達費（WACC、割引率）	○	○	○（利益を織り込む）	
維持費	人件費、修繕費、委託費、一般管理費	○	○	○	
	改良投資費	—	○	—	
租税	固定資産税	○	○	○	
	公租公課（法人税、事業税等）	○	○	○	
その他	環境対策費、CO2対策費		○（NOx等の規制）	○	
	エスカレーション (※特定費目の物価上昇)	価格決定～ 運転開始前	土地取得費 系統接続費	基準金利変動 建設費	—
		運転開始後	燃料費、人件費、 設備及び材料費	燃料費	—
評価期間		20年	原則15年	電源種ごとの稼働期間に基づく	
インフレーションの織り込み		名目値 オークション時、算定値を、 H.W. Index で補正	実質値 ※ 物価変動は 実受給年に精算する	実質値と想定	

3. 指標価格（Net CONE）の設定

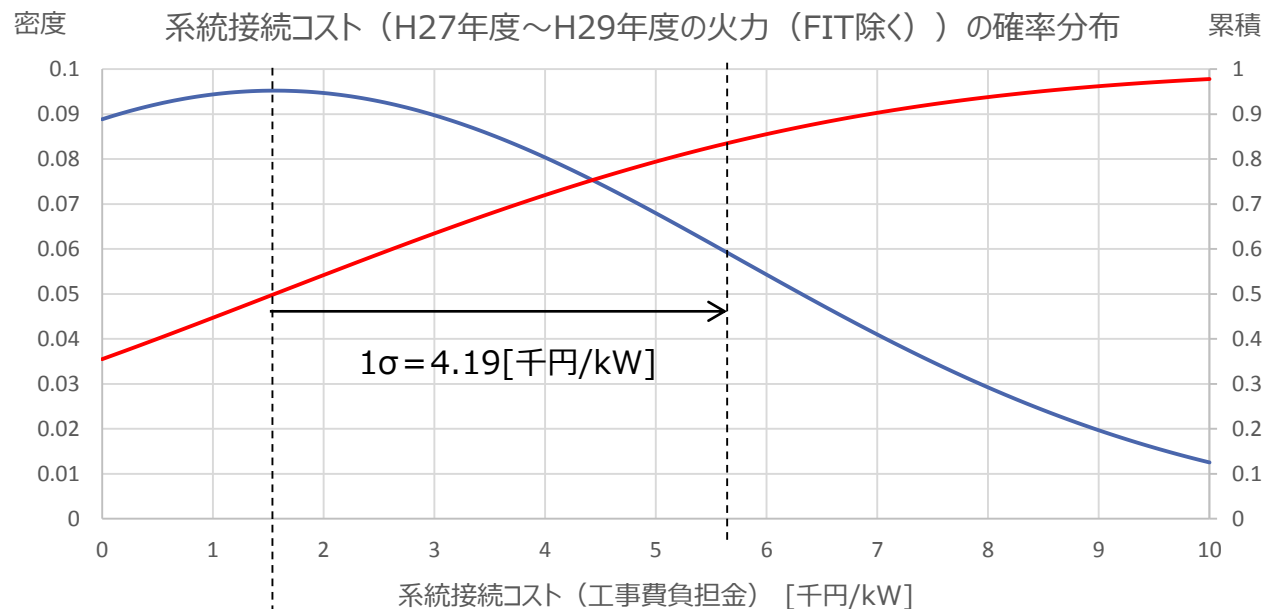
（3） Net CONEで考慮するコストの算定項目

- Net CONEを算定するために、新規の電源建設や40年運転に必要なコストについて整理を行う。
- 系統接続費、経年に伴う修繕費等の増分については、活用可能な既存データや追加ヒアリング等を行い算定することとしてはどうか。
- エスカレーションについては、考慮しないこととしてはどうか。
※PJMでは運転維持費に係るエスカレーション（人件費、及び設備、資材費）を考慮しているが、我が国の至近の算定事例では、エスカレーションを考慮していない。
- インフレーションは、期待インフレ率を設定し反映することとしてはどうか。

3. 指標価格（Net CONE）の設定

(3) Net CONEで考慮するコストの算定項目（系統接続費）

- 系統接続費は、電源の設置場所や系統状況の影響を受けるため、できるだけ多くのサンプル数の実績から算定することとしてはどうか。
- 平成27年度から29年度における500kW以上の火力電源（FIT除く）の接続契約の申込み件数（負担金契約締結数）は59件であった。
- Net CONEの算定における系統接続費は、工事費負担金の供給力あたりの単価の平均額としてはどうか。
- なお、上述の59件の平均額とした場合の系統接続費は、1.56[千円/kW]となった。
（標準偏差は約4.2[千円/kW]、工事費負担金がゼロとなるケースも有る）



平均値 = 1.56[千円/kW]

広域機関データより事務局作成

3. 指標価格 (Net CONE) の設定

(3) Net CONEで考慮するコストの算定項目 (経年に伴う修繕費等の増分費用)

26

- 経年に伴う修繕費等の増分費用は、運転期間を40年とする場合、大型計算機の取り替え、ガスタービンの取り替え等が必要となる。
- 経年に伴う修繕費等の増分費用は、ヒアリングを行い、算定することが考えられるのではないか。
- 経年に伴う修繕費等の増分費用は、事務局によるヒアリング結果から、3万円/kW (20年後) 程度となる。

3. 指標価格 (Net CONE) の設定

(3) Net CONEで考慮するコストの算定項目 (インフレーション)

- Net CONEは割引率と評価期間の平均費用 (LCOE) から算定するため、名目値として、コストに期待インフレ率を織り込む必要がある。
- 期待インフレ率は、全国のコアCPI (食品除く消費者物価指数の実績値) を用い、以下により期待インフレ率を算出し、リーマンショック後の2009年以降の平均値を採用することとしてはどうか。
期待インフレ率 = $0.4 \times \text{前年度のコアCPIの変化率} + 0.6 \times \text{前年度の期待インフレ率}$ ※

※ 前10年間の期待インフレ率を用いることとする (11年前以前の値は、計算結果への影響が少なくなる)

(参考: 日本経済のリスクプレミアム (著者: 山口勝業、東洋経済社))

- なお、2009年から2017年の期待インフレ率の平均値を算定すると、0.18%となる。
(参照: 2015年基準消費者物価指数、2017年度版 <http://www.stat.go.jp/data/cpi/1.html>)
- 2014年 (暦年) 基準の実質コストからNet CONE 算定時までのインフレーションについては、デフレーター (暦年) を用いて織り込むこととしてはどうか。
- なお、2011年基準のデフレーターは、2014年 = 102.2%、2017年 = 103.3%のため、2014年から2017年のインフレ率は1.08%となる。

(デフレーター参照: 内閣府HP、http://www.esri.cao.go.jp/jp/sna/data/data_list/sokuhou/files/2012/qe121/gdemenuja.html)

3. 指標価格 (Net CONE) の設定

(3) Net CONEで考慮するコストの算定項目 (容量市場以外からの収益)

- 容量市場以外からの収益としては、kWh価値、 Δ kW価値、非化石価値が考えられる。
- 非化石価値は、サンプルプラントをLNG火力 (CCGT) としたため考慮する必要はない。
- Δ kW価値は、現段階では、需給調整市場は制度検討段階であり、考慮は困難である。
- そのため、Net CONEの算定における容量市場以外の収益はkWh価値のみを考慮してはどうか。
- 諸外国におけるkWh価値等の想定は、メリットオーダーシミュレーション等を行いサンプルプラントの収益を想定している模様である。
- また、結果として、PJMおよび英国は、容量市場以外からの収益は Gross CONEの2割～3割程度、3,000円/kW・年程度を見込んでいる模様である。

容量市場以外からの収益の想定方法

	容量市場以外からの収益の想定方法
米国 (PJM)	kWh収益は、過去3年分の市場価格とガス価格を基に、ピーク時間にモデルプラントがディスパッチされる量を求め、得られる収益を算定する。 アンシラリー収益は、定額を見込んでいる。
英国	Dynamic Dispatch Model (DDM) にて、メリットオーダーや各種制約からディスパッチを想定し、得られる収益を算定する。

参照) PJM : OPEN ACCESS TRANSMISSION TARIFF ATTACHMENT DD 5.10

英国 : DECC Capacity Market parameters (<https://www.gov.uk/government/publications/setting-capacity-market-parameters>)

DECC Dynamic Dispatch Model (DDM)(https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/65709/5425-decc-dynamic-dispatch-model-ddm.pdf)

3. 指標価格 (Net CONE) の設定

(3) Net CONEで考慮するコストの算定項目 (容量市場以外からの収益)

- 我が国においては、今回サンプルプラントはCCGTを採用し、コスト評価年数を40年間と整理した。
- そのため、kWh価値想定における燃料費や市場価格、各種政策といった不確定要素に加えて、再エネ等による需給見通しの不確実性も高く、電力システム改革に伴う各種制度変更等の影響も踏まえると、妥当な想定が難しいという課題がある。
 - 例えば、PJMは至近3か年のメリットオーダーシミュレーション等から、サンプルプラントの収益を想定している模様。
 - 我が国の至近のCCGTの稼働率は高いと考えられるが、40年間を見据えると、再エネの導入や原子力の再稼働がなされれば、CCGTの稼働率は大きく下がること、JEPX価格等も大きく変化することが考えられる。
 - 我が国において容量市場の導入は、将来のkWh価格の低下を踏まえた電源維持の観点もあるため、至近のkWh収益でNet CONEを算定することは問題がある。一方、容量市場導入による需要家の負担は中長期的にはkW負担とkWh負担は中立となる。
- そのため、容量市場導入当初においては、諸外国の容量市場以外からの収益の割合の見込み量を参照して、Gross CONEの2割~3割程度として、今回の試算では3,000円/kW・年と見做してはどうか。
- なお、容量市場導入後においては、実績や諸外国の手法等を参考として、容量市場以外からの収益の想定を見直すこととしてはどうか。

1\$ = 112.5円、1£ = 144.6円 (2018年11月20日9時の為替レート)

	Gross CONE	Net CONE	容量市場以外の収益
米国 (PJM)	143.78 \$/kW・年 (16,175円/kW・年)	117.37 \$/kW・年 (13,204円/kW・年)	2,971円/kW・年 18.4%
英国	75 £ /kW・年 (10,845円/kW・年)	49 £ /kW・年 (7,085円/kW・年)	3,760円/kW・年 34.7%

（4）まとめ

- 今回の設定方法、および、算定諸元を基にGross CONE を算定すると、12,307円/kW・年程度となる。
 - また、Net CONE は、9,307 円/kW・年程度となる。
 - なお、具体的な数値は、容量市場検討会および国の制度検討作業部会において設定方法の議論を踏まえ、需要曲線の設定プロセスにおいて決定する。
-
- （論点4） Net CONE算定におけるコストの算定項目は、新規電源建設や40年運転に必要なコストを加味することとして、系統接続費、経年に伴う修繕費等の増分、インフレーションを考慮してはどうか。
 - ✓ 系統接続費は、平成27年度から29年度における500kW以上の火力電源（FIT除く）の工事費負担金から算定してはどうか。
 - ✓ 経年に伴う修繕費等の増分費用は、ヒアリングを行い、算定してはどうか。
 - ✓ インフレーションは期待インフレ率から算定してはどうか。
 - ✓ 容量市場導入当初においては、諸外国の容量市場以外からの収益の割合の見込み量を参照して、Gross CONEの2割～3割程度として、2,000～3,000円/kW・年と見做すこととしてはどうか。

3. 指標価格 (Net CONE) の設定 (参考) 試算結果の諸外国との比較

■ 今回の試算では諸外国と比較すると、PJMよりは相対的には低め、英国よりは高めとなっている。

【諸外国との Net CONE 試算値の比較】 1\$ = 112.5円、1£ = 144.6円 (2018年11月20日9時の為替レート)

	Gross CONE	Net CONE
日本 (試算値)	12,307円/kW・年	9,307 円/kW・年
米国 (PJM)	143.78 \$/kW・年 (16,175円/kW・年)	117.37 \$/kW・年 (13,204円/kW・年)
英国	75 £ /kW・年 (10,845円/kW・年)	49 £ /kW・年 (7,085円/kW・年)

PJM : 2021-2022 RPM Base Residual Auction Planning Parameters より。
National Grid : Capacity Market Auction Guidelines (2018) より

【CCGTの資本コスト・運営コスト (割引率3%)】

USD/MWh

	資本コスト (Capital costs)	運営コスト (O&M costs)
日本	8.82	9.38
米国	8.20	4.65
英国	7.64	6.63

Projected Costs of Generating Electricity 2015 Edition Country-by-country data on electricity generating costs (OECD 発電コストに関する国別データ) より

(1) 上限価格について

- 国の中間とりまとめにおいては、「上限価格は指標価格を一定程度上回ることにすることが考えられる。」とし、その理由は、「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」、「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。」としている。
- 上限価格については、電源の新設インセンティブに十分な価格水準となるという観点も重要であるが、価格水準が高すぎることによる国民負担の増加という観点も考慮が必要と考えられる。

次に、需要曲線のつくり方です。指標価格を設けて、それよりも高い価格で上限価格を設けるのは合理的だと思います。ただ、この場合、指標価格をどうつくるのかということに大きく依存してくる。この指標価格というのが、例えばガス火力発電所で全量固定費用をここで回収できるというようなコストをもし指標価格にしたとすると、それよりも高い価格なんていうことを言ったら、そもそも指標価格の段階で、スポットの市場で全ての局面で自分が限界電源になるということであったとしても投資するという、ほぼあり得ないような状況を想定した上で、それよりも高い価格なんていうことを言われたら一体何のために容量市場を作るのかということになると思います。もしそんな恐ろしい発想でやるとすると、指標価格よりも高いなんていうようなことは問題外だと思います。ただ、それは、指標価格をそんな無茶なものにするということの結果だと思いますので、そうではなくて、この指標価格は例えば緊急設置電源の固定費。いざとなったら緊急設置電源というのを設置して、何とかその場をしのぐというようなことを考えたときに、緊急設置電源は恐らくkWのコストは低いけれど、kWhのコストはすごく高くなる。そうすると、上限価格というのは緊急設置電源の設置コストだけではなくて、一定程度動かさなければいけないということのコストがかさむという部分まで含めた部分で上限価格というのを設定し、指標価格というのは緊急設置電源程度だとかというような、こういう発想でやるのであれば、今回の事務局の提案というのは合理的だと思います。いずれにせよ指標価格、何にするのかというのに依存して決まってくると思います。考え方自身は今回の提案で納得しましたが、指標価格のつくり方を無茶な高い価格にするなら、ひどいことになることを恐れています。(第12回制度検討作業部会 松村委員)

もう1点、Net CONE を決めるとき、同時に上限価格の話が議論となる。案2の考え方だとすると、上限価格は例えばNet CONE の1.5 倍というような価格で決めることになるのだが、その上限価格については別途、考慮が必要と考える。以前に申し上げたかもしれないが、例えば緊急設置電源のようなものが置かれることを考慮しないといけない。その意味では、例えば実需給の一年前の追加オークションにおいて需給ひっ迫が予想されるような状況になることも考えられるため、その時に同じ上限価格で取り続けることも不都合があるのではないかと考える。上限価格の設定はひとつ、良くご検討いただきたい。つまり、信頼度を評価したうえで、必要な信頼度をできるだけ効率良く満たしていくという考えで、今後、議論をローリングしていただければと考える。(第8回検討会 岡本委員)

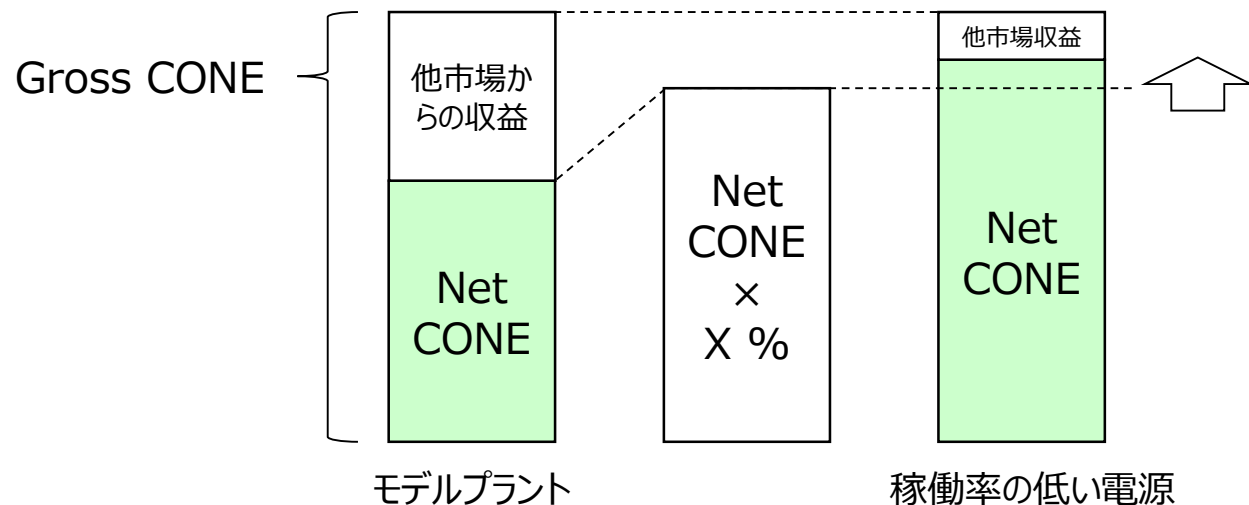
(1) 上限価格について

- 諸外国は、上限価格を以下のように設定している。
(National Grid) $\text{Net CONE} \times 1.5$
(PJM) $\text{Net CONE} \times 1.5$ または、Gross CONE のいずれか高い方の価格
- PJMは上限価格におけるNet CONEの倍率の設定について、容量市場導入時において、 $\text{Net CONE} \times 2.0$ の案を提案したものの、ステークホルダーの議論（消費者保護の観点）の結果として、 $\text{Net CONE} \times 1.5$ と決定した模様である。
- また、PJMでは、需要曲線シミュレーションでも評価しているが、 $\text{Net CONE} \times 1.5$ においても、十分に供給信頼度を確保できるとの確認をしている（シミュレーションは上限価格が高い方が供給信頼度は高くなる）。
- なお、上記以外の諸外国においても、結果的に、 $\text{Net CONE} \times 1.5$ 倍程度と設定されている。
- そのため、我が国においても、上限価格は $\text{Net CONE} \times 1.5$ 倍とすることが、電源の新設インセンティブに十分な価格水準、国民負担の観点から適切と考えられるのではないかと。
- また、これまでの検討会等において、約定結果が目標調達量に未達の場合は電源入札となるのであれば、電源入札で調達が想定される緊急設置電源のコストが上限価格となるのでは、との意見もあった。
- 緊急設置電源（OCGT等）のコストは、一般的に、CCGTと比較して、固定費は安価で燃料費は高価、運転期間は短い（10年未満で廃止することもありうる）と考えられる。
- そのため、緊急設置電源のGross CONE（Net CONE）は運転期間の設定によって幅が考えられるため、CCGTにおける $\text{Net CONE} \times 1.5$ 倍程度も、幅の中に含まれると考えられる。

(1) 上限価格について

- 稼働率の極端に低い電源が必要となる状況においては、Net CONEは Gross CONE に近づくこととなり、Net CONEに一定の倍率を掛けた価格では、上限価格として低すぎる可能性も考えられる。
- ただし、今回のように、モデルプラントにおける容量市場以外からの収益（kWh収入等）の想定が Gross CONEの2～3割程度である場合、問題はないと考えられる。
- なお、容量市場以外の収益を大きく見積もる場合は、稼働率の低い電源が入札できるようにするため、Net CONEに掛ける一定の倍率を増やすか、または、上限価格にGross CONEの考え方を加える必要があると考えられる。

(論点5) 上限価格の算定は、Net CONEに倍率を掛けることとしてはどうか。なお、倍率は1.5としてはどうか。また、需要曲線シミュレーションにおいて供給信頼度が確保できるか確認してはどうか。この場合、試算値の上限価格は $9,307\text{円/kW} \times 1.5 = 13,961\text{ (円/kW}\cdot\text{年)}$ となる。



稼働率の低い電源が容量オークションに入札できるようにするためには、以下いずれかの対応が必要と考えられる。

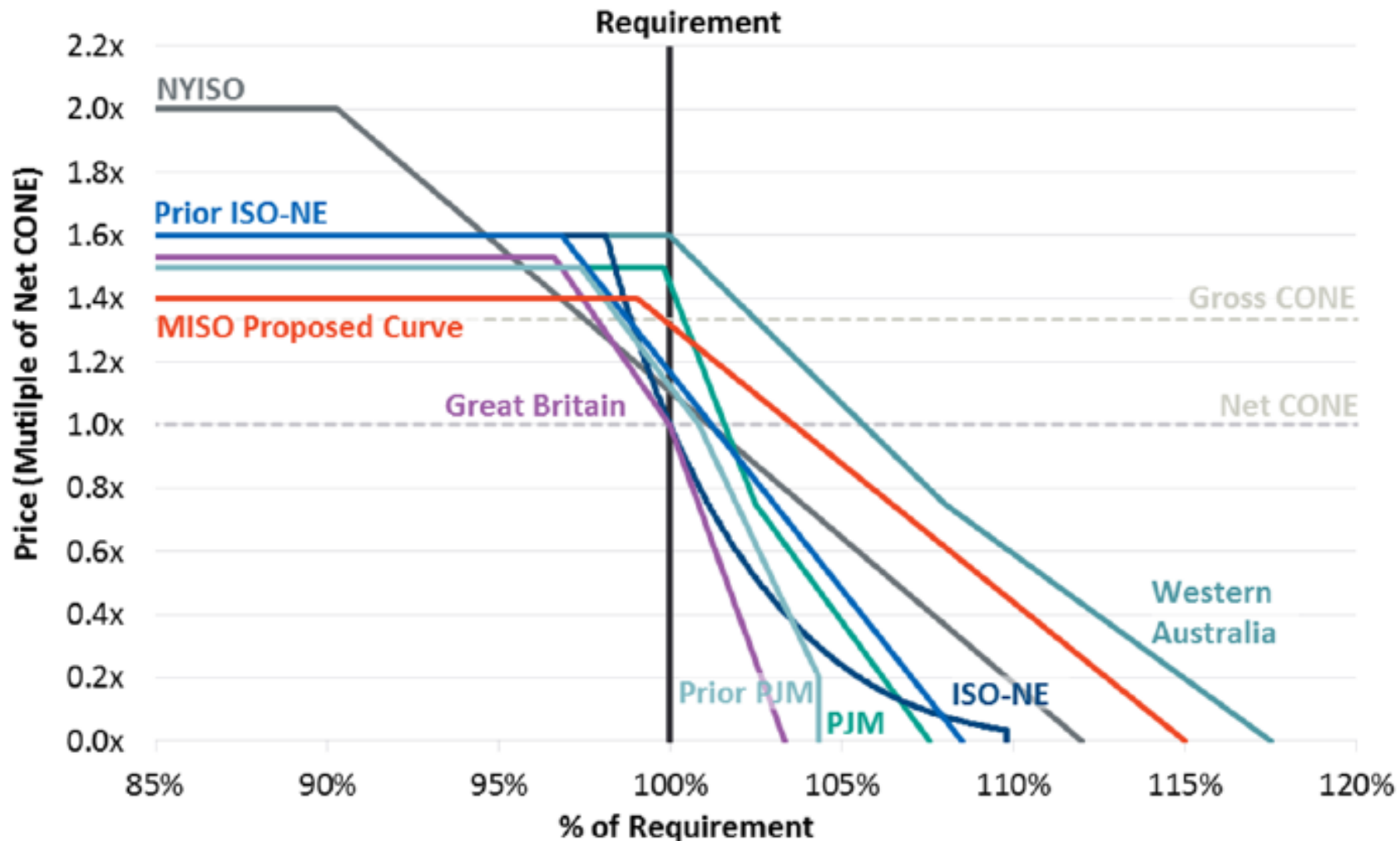
- 上限価格としてNet CONEに掛ける倍率を増やす。
- 上限価格をGross CONE とする。

なお、モデルプラントの他市場からの収益想定によっては、Net CONEに一定の倍率を掛けた価格は、Gross CONEを超える場合もある。

	Price Cap	Quantity at Cap (% of Requirement)	Minimum Acceptable	
MISO Proposed Curve	1.4× Net CONE	99% of Requirement	1-in-5 LOLE	
ISO New England	1.6× Net CONE	98% of Requirement	1-in-5 LOLE	
PJM Interconnection	Max(1.5× Net CONE, 1× Gross CONE)	99.8% of Requirement	99.1% of Requirement	
New York ISO	1.5× Gross CONE	62%-90% of Requirement	n/a	
Great Britain	1.5× Net CONE	97% of Requirement	n/a	
Western Australia	1.6× Net CONE	100% of Requirement	100% of Requirement	

	Shape	Width (% of Requirement)	Width (MW)	Foot (% of Requirement)
MISO Proposed Curve	Straight-line	16.0%	1,661	115%
ISO New England	Convex (下に凸)	11.7%	3,990	110%
PJM Interconnection	Convex (下に凸)	7.7%	236–13,213	108%
New York ISO	Straight-line	22%–56%	3,203–7,802	112%
Great Britain	Concave(下に凹)	6.7%	3,000	103%
Western Australia	Convex (下に凸)	15%–20%	680–910	118%

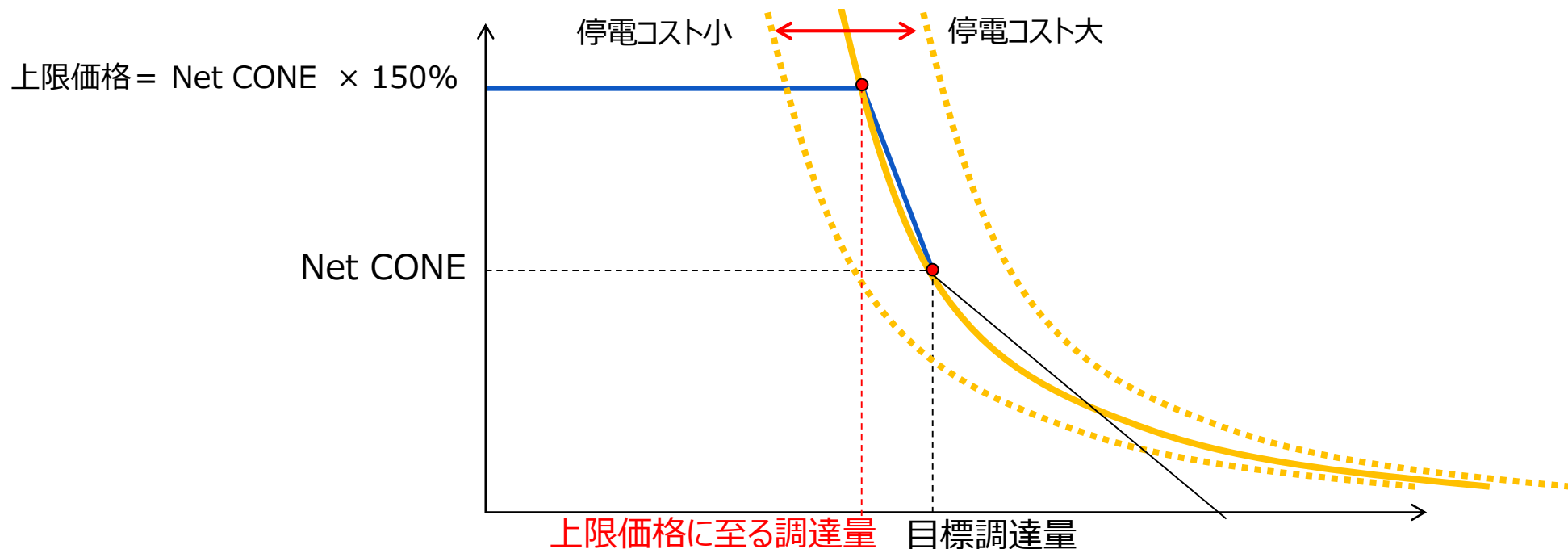
- 諸外国の需要曲線について、目標調達量にて正規化した図は以下の通り。



4. 上限価格と上限価格における調達量

(2) 上限価格における調達量

- 需要曲線の形状は、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トレードオフ曲線（停電コストの微分曲線）を参考とすることとした。
- そのため、目標調達量とNet CONEを通る停電コストを確認し、その停電コストのトレードオフ曲線から上限価格における調達量を設定することとしてはどうか。
- なお、停電コストの目標調達量（必要予備力）算定における経済的に妥当な範囲との関係、目標調達量を下回ると急峻に立ち上がる（上限価格における調達量は目標調達量から大きく減少しない）ことを確認する必要がある。
- なお、上限価格における調達量は、供給信頼度の観点から調整力等委員会においても議論することが必要である。



4. 上限価格と上限価格における調達量

(2) 上限価格における調達量

- Net CONEを9,307円/kW・年とし、目標調達量をH3需要の108%※1とした場合、この点を通る停電コストは約3,200円/kWh※2となる。(3,050~5,900円/kWhの範囲内)
- また、上限価格における調達量は、107.3% (▲0.7% 目標調達量の99.4%相当、▲120万kW程度) ※3となった。
- 諸外国の設定と比較しても、上限価格における調達量の設定としては妥当と考えられるのではないかな。

※1 具体的な目標調達量は、調整力委員会において決定する

※2 偶発的需給変動対応を7%相当として算定

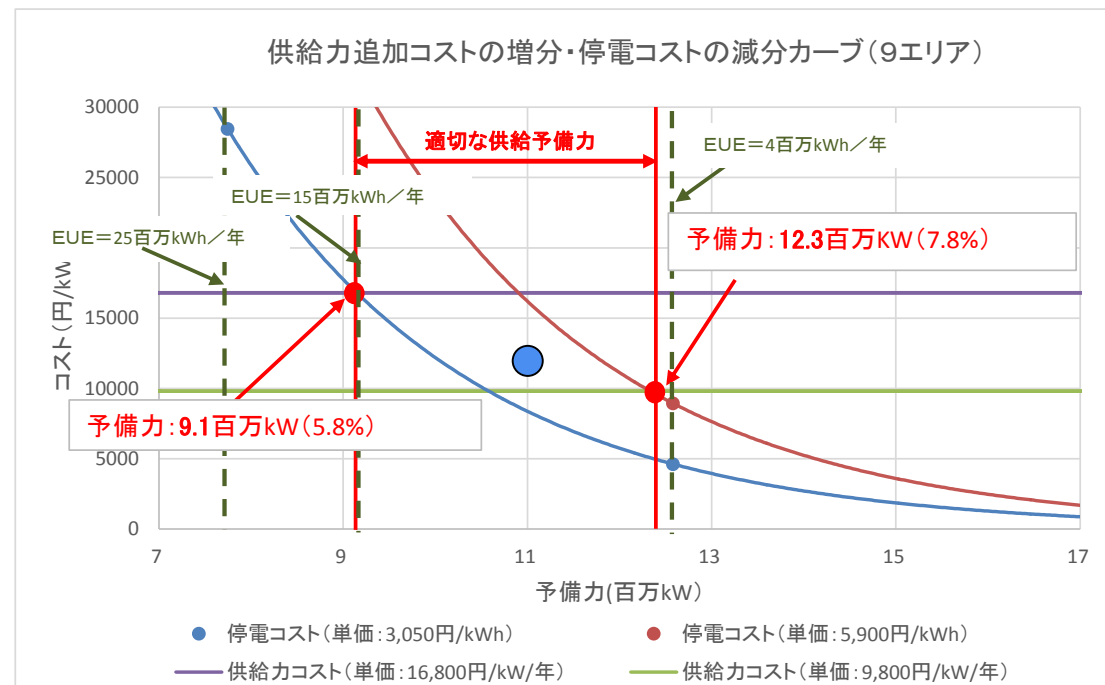
※3 PJMは目標調達量の99.8%と設定、英国は目標調達量から▲150万kW (最大ユニット) と設定

【参考：必要供給予備力の経済性分析】

(前提条件)

- ・需要、再エネ設備量等の諸元は、2016年度供給計画の2016年度断面の値
- ・供給力確保コストは、発電コスト検証ワーキンググループの報告書を基に設定(9,800~16,800円/kW/年)
- ・停電コストは、旧ESCJのアンケート調査を基に設定
(3,050~5,900円/kWh)
- ・連系線利用計画は、2016年度年間計画(当初予定)

第29回 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料2より
(前提条件の詳細は、同資料、参考資料1を参照)



需要曲線の傾斜および上限価格の考え方の検討方針について、ここでは、「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。」とのご説明があり、これはその通りと考えている。ただし、その「容量調達コストと供給信頼度の関係を勘案のうえ」と言った場合、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おり、是非、その方法をこの場で議論し決めたいうえで策定いただきたい。(第8回検討会、岡本委員)

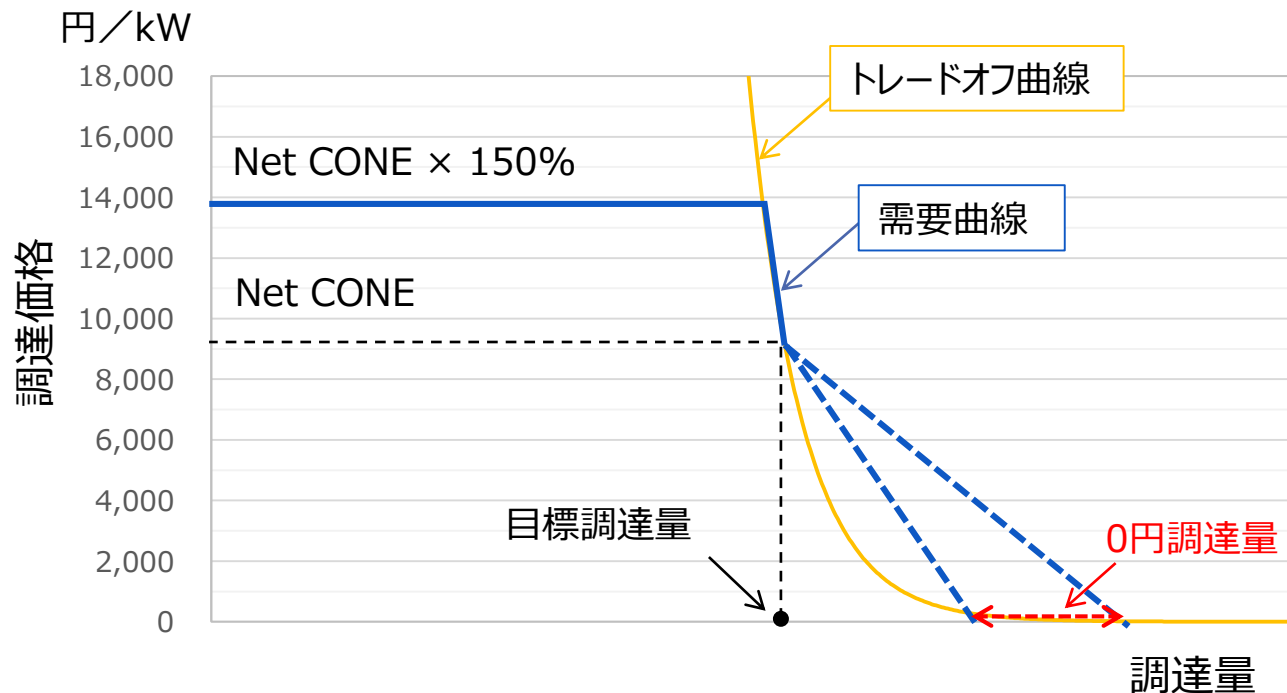
需要曲線の作成について、需要曲線を設定するかどうかは結論が出ていないとは思いますが、調達コストおよび停電コストの概念を踏まえて需要曲線を設定することに異論ない。ただ、停電コストは前回もご意見があったが、そのコストをどう見るかによって総コストに与える影響が大きいいため今後慎重な検討をして納得性のある設定が必要と考えている。(第9回検討会、山田委員)

(Net CONEへの意見の流れから、) 停電コストは非常に大きく影響するため、その設定についてはしっかりとした整理を期待している。(第9回検討会、新川オブザーバー)

需要曲線の形状の考え方については概ね理解できるが、停電コストがいくらと言えないところがあり、いろいろなお客様が存在して、それぞれ停電に対する機会費用は異なるので幅があるものと理解している。例えば、スライド15にある案2の需要曲線は、停電コスト3,000円～6,000円の間で4,500円程度と定めて需要曲線を描いた場合とあまり変わらないと思っている。Net CONEで設定するという事は、停電コスト3,000円～6,000円の幅の中に需要曲線を描くなど、信頼度を評価した上で決めないと、供給側の事情からNet CONEを決めるということではなく、需要側が信頼度に対してどの程度価格の弾力性があるのかということを知り、それを需要曲線として描く、ということだと理解している。(第14回検討会、岡本委員)

PJMのNet CONE方式では、目標調達量を作る段階で停電コストのようなものを考え、信頼性に対する量を決めている。そのうえで傾斜を設定しているのは、電源側に対する一定のメッセージとして、Net CONEの指標価格の前後で価格がある程度落ち着くと見ながら札入れをしてもらうということがある。(第8回検討会、鍋島室長)

- 調達価格ゼロにおける調達量（以下、0円調達量とする。）は、トレードオフ曲線では0円調達量が無限大となるため、我が国の需給状況を踏まえ、最新の供給計画や国の電力レジリエンスWGの議論等も踏まえて決定する必要がある。
- 供給計画に基づいて設定する場合、供給力として計上された電源に加えて、立ち上げ可能な長期計画停止電源等供給力として計上されていないが稼働を見込むことができる電源等の扱いについても検討が必要であると考えられる。
- なお、設定結果については、需要曲線シミュレーションにより、調達価格と調達量のボラティリティの影響をチェックすることとしてはどうか。



平成30年度供給計画の取りまとめの更新についてより(赤枠追記)

4-2-7. 需給バランス評価(長期:2018~2027年度)~連系線活用後~

- 各エリアで8月の予備率が最小となる各時刻(15時、17時、19時)において、予備率が高いエリアから低いエリアへ、各エリアの予備率が均平化するように連系線の空き容量の範囲内で供給力を振り替えて評価した。
- **8月15時**の結果は下表のとおり。すべてのエリア・年度で予備率8%以上を確保できる見通しとなった。

2018~2027年度(8月15時)予備率(連系線活用後)

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
北海道	23.5%	12.8%	30.7%	30.5%	31.2%	31.4%	31.3%	31.6%	31.3%	42.2%
東北	8.7%	8.9%	11.8%	9.7%	9.3%	13.1%	14.9%	14.6%	14.9%	14.9%
東京	8.7%	8.9%	11.8%	9.7%	9.3%	13.1%	14.9%	14.6%	14.9%	14.9%
中部	15.1%	11.7%	13.9%	9.7%	12.0%	13.2%	14.9%	14.6%	14.9%	14.9%
北陸	15.1%	11.7%	13.9%	9.7%	12.0%	13.7%	14.9%	14.6%	14.9%	14.9%
関西	15.1%	11.7%	13.9%	9.7%	12.0%	13.7%	14.9%	14.6%	14.9%	14.9%
中国	15.1%	11.7%	13.9%	9.7%	12.0%	13.7%	14.9%	14.6%	14.9%	14.9%
四国	15.1%	11.7%	13.9%	9.7%	12.0%	13.7%	14.9%	14.6%	14.9%	14.9%
九州	15.1%	11.7%	17.9%	18.9%	20.5%	21.1%	15.6%	15.9%	14.9%	14.9%
9社合計	12.6%	10.5%	13.8%	11.2%	12.2%	14.6%	15.4%	15.2%	15.3%	15.6%
沖縄	41.6%	40.2%	46.1%	47.5%	40.8%	36.4%	45.5%	44.5%	45.3%	34.9%
10社合計	12.9%	10.8%	14.2%	11.5%	12.5%	14.8%	15.7%	15.5%	15.6%	15.8%

(注)本検討は、地域間連系線の空き容量の範囲内で供給力を振り替えた。空容量の算出は以下の式を使用した。

●空容量=①(運用容量)-②(マージン)-③(8月15時断面の連系線計画潮流値)

①:「2018~2027年度の連系線の運用容量(年間計画・長期計画)(2018年3月1日;本機関)」の2018年度・2019年度の平日・昼間帯の値、2020~2027年度(長期計画)の値

②:「2018・2019年度の予備力・調整力及び潮流抑制のためのマージン(年間計画)(2018年3月1日;本機関)」の2018年度・2019年度平日の値、「2020~2027年度の予備力・調整力及び潮流抑制のためのマージン(長期計画)(2018年3月1日;本機関)」の値

③:平成30年度供給計画届出書の「電気の取引に関する計画書(様式第32第8表)」に記載されている年毎の8月15時断面の計画潮流値

- Net CONE算定のモデルプラントは、CCGTを採用してはどうか。
- Net CONE算定におけるコスト評価年数は、電源の運転期間から設定することとして、40年としてはどうか。（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、大手発電事業者のコーポレートファイナンスによる資金調達を前提として、税引前WACCとしてはどうか。具体的には下記を基に算定してはどうか。
 - ✓ 大手発電事業者は、資本金1億円以上の我が国の企業としてはどうか。
 - ✓ 自己資本と他人資本の割合は、経済産業省企業活動基本調査の最新の値を採用してはどうか
 - ✓ 自己資本コストは、国内外の機関投資家が日本株に対して求める株主資本コストの平均値としてはどうか。
 - ✓ 他人資本コストは、至近15年間の貸出約定平均金利（長期）の平均値を採用することとしてはどうか。
- Net CONE算定におけるコストの算定項目は、新規電源建設や40年運転に必要なコストを加味することとして、系統接続費、経年に伴う修繕費等の増分、インフレーションを考慮してはどうか。
 - ✓ 系統接続費は、平成27年度から29年度の500kW以上の火力電源（FIT除く）の工事費負担金から算定してはどうか。
 - ✓ 経年に伴う修繕費等の増分費用は、ヒアリングを行い、算定してはどうか。
 - ✓ インフレーションは期待インフレ率から算定してはどうか。
 - ✓ 容量市場導入当初においては、諸外国の容量市場以外からの収益の割合の見込み量を参照して、Gross CONE の2割～3割程度として、2～3,000円/kW・年程度としてはどうか。
- 上限価格の算定は、Net CONEに倍率を掛けることとしてはどうか。なお、倍率は1.5としてはどうか。
- 上限価格における調達量は、トレードオフ曲線を基に設定してはどうか。
- 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してはどうか。

6. シミュレーションによる評価について

(1) 今回扱うシミュレーションのタイプ

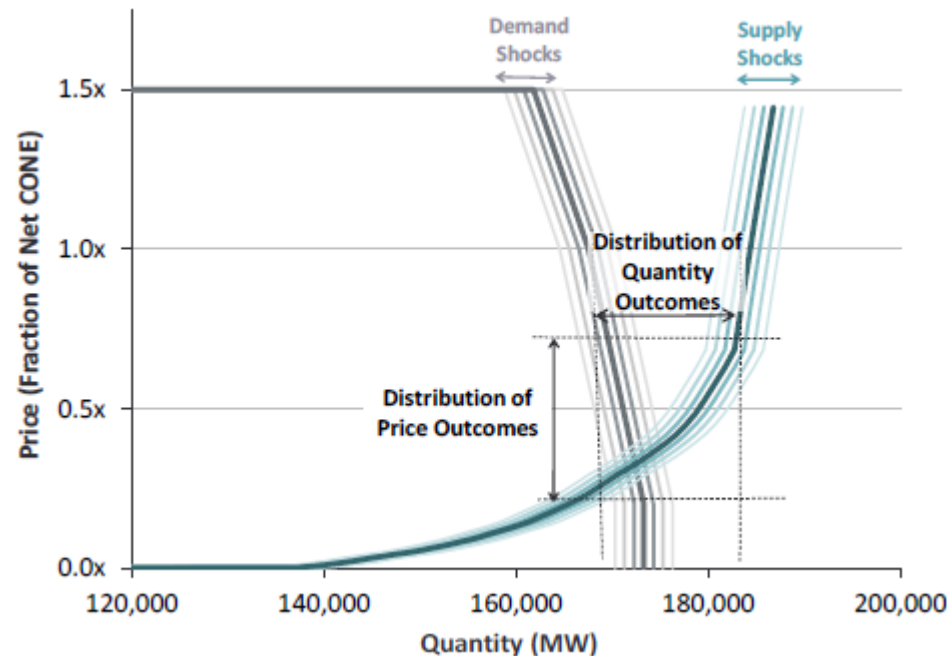
- 容量市場に関するシミュレーションは、諸外国では、目的に応じて4種類行っている。
- 今回対象とする需要曲線の検証は、1の需要曲線モデルで行うものである。

モデルタイプ	目的、概要	使用例
1. 需要曲線モデル	需要曲線の形状の違いによる、価格のボラティリティや、信頼度の達成状況を分析する。	PJMやISO-NE等の容量市場において、需要曲線の策定・修正の際に使用されている。
2. 信頼度モデル	信頼度基準を達成するために必要な供給力を算出する。また、経済最適な信頼度基準を算定する。	我が国において、調整力及び需給バランス評価等に関する委員会にて、必要供給予備力の算定に活用している。
3. ワンイヤーモデル	1年分の約定結果を算定する。各電源の応札に対して、市場分断等の条件を設定したときの、約定電源、約定価格を求める。	我が国において、実際の容量オークションにて約定処理を行うツールとして構築を進めているところ。
4. マルチイヤーモデル	複数年にわたる容量市場の結果をシミュレートする。電源の新設・廃止にかかる応札額を想定し、約定量・価格、電源構成等の推移をシミュレートする。	英国では、政策評価（Impact Assessment）で容量市場の社会的便益を求めるために使用された。

6. シミュレーションによる評価について (参考) 需要曲線モデル

- 需要曲線の形状（上限価格、屈曲点、0円調達量の座標）の検討に用いる。
- 供給曲線の変動等を確率計算を行うことで、約定価格や信頼度の標準偏差等を分析し評価を行う。

入力データ	出力結果
<ul style="list-style-type: none">・需要曲線の形状（価格上限、屈曲点、0円調達量の各点）・需要曲線、供給曲線の変動・目標調達量・Net CONE	<ul style="list-style-type: none">・価格の標準偏差・信頼度の分布（平均値、標準偏差、分布）



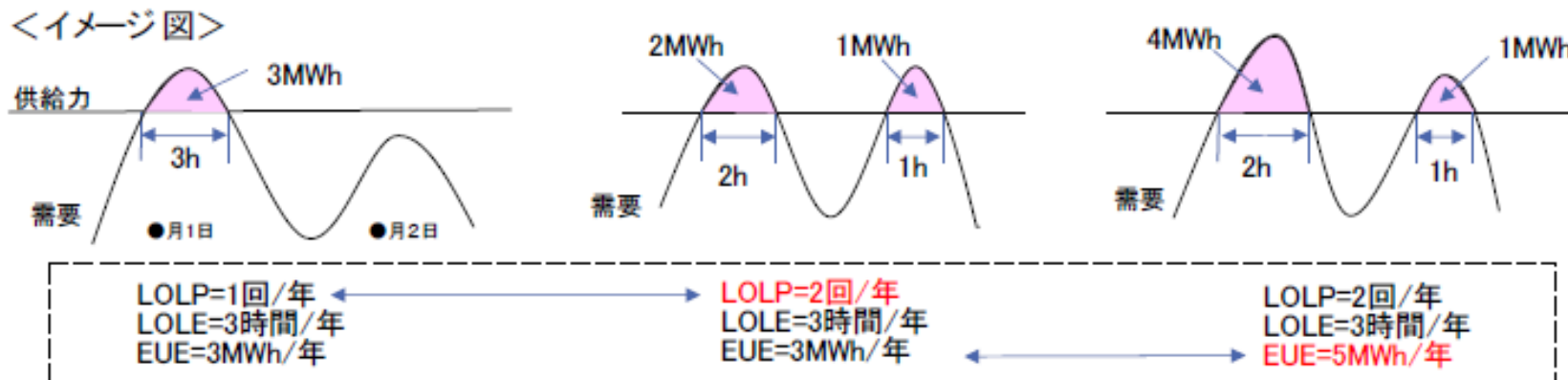
The Brattle Group, "Third Triennial Review of PJM's Variable Resource Requirement Curve" より

6. シミュレーションによる評価について (参考) 信頼度モデル

- 必要供給予備力（目標調達量）の検討に用いる。
- 電源の計画外停止等偶発的需給変動を確率計算を行うことで、供給信頼度基準や必要供給予備力の検討を行う。

入力データ	出力結果
<ul style="list-style-type: none"> ・電源の計画外停止率 ・需要 ・連系線容量 ・応援ロジック ・再エネ出力 ・確率変数のエリア間相関 	<ul style="list-style-type: none"> ・地域別、全国の供給信頼度 (EUE、LOLE、LOLP)

(出力結果の一例)

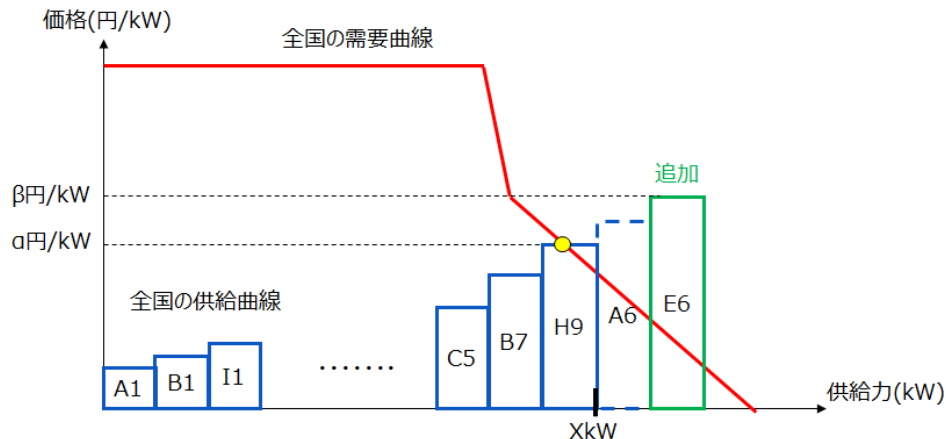


6. シミュレーションによる評価について (参考) ワンイヤーモデル

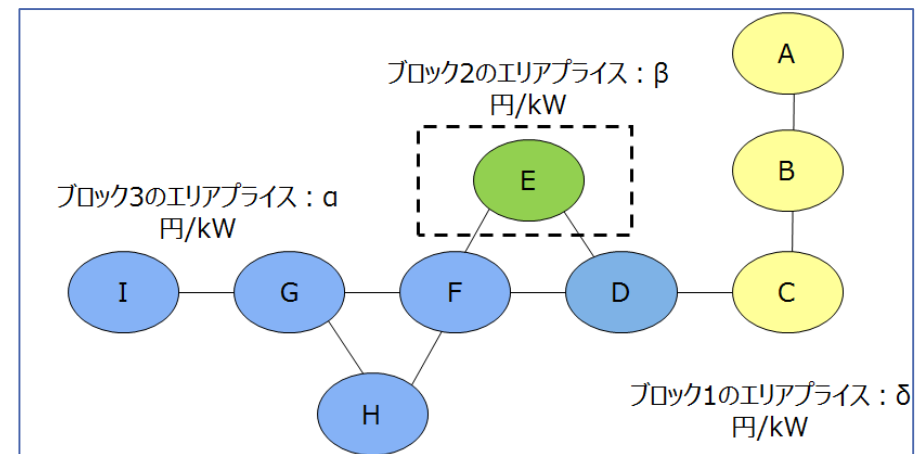
■ 約定処理を行い、応札量、応札価格、連系線制約等に対して、約定結果を算出する。

入力データ	出力結果
<ul style="list-style-type: none"> ・電源等の入札（量、価格、エリア） ・連系線容量 ・信頼度基準 ・発動回数制限付電源等の上限 	<ul style="list-style-type: none"> ・各応札に対する落札結果 ・市場分析 ・エリア価格

市場分断を行った場合の落札量追加イメージ



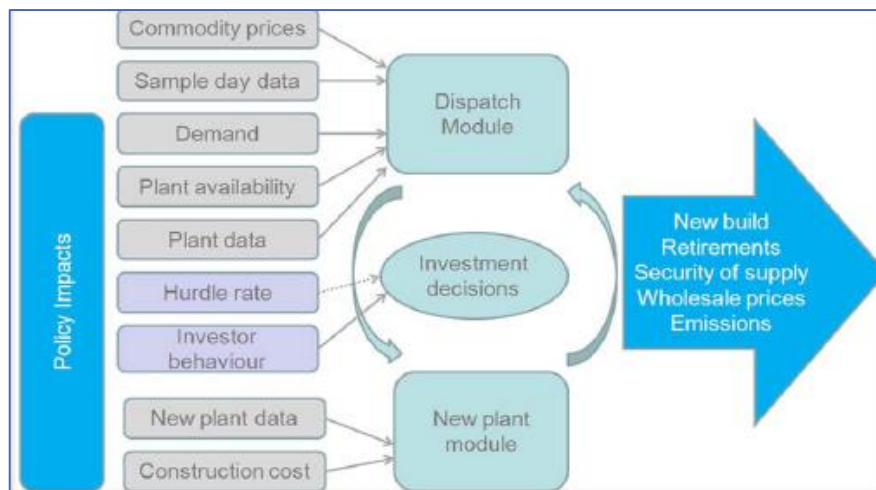
市場分断を行った場合のエリアプライスイメージ



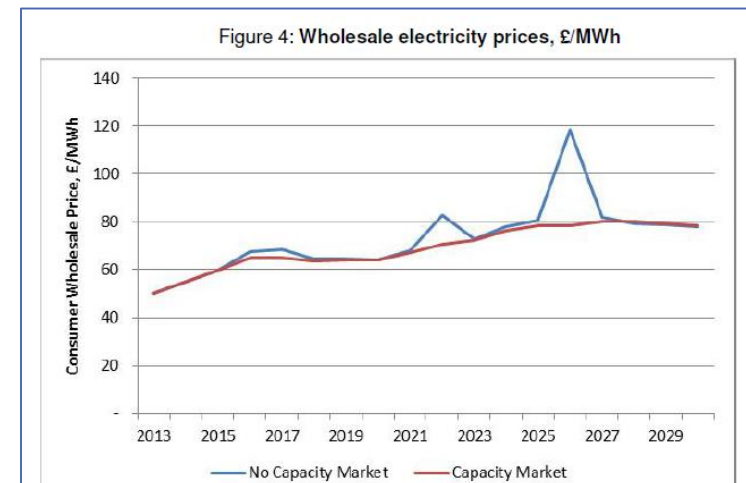
6. シミュレーションによる評価について (参考) マルチイヤーモデル

- 英国では、給電モデルと投資モデルを組み合わせた最適計算を行い、容量市場導入前後の電力卸価格を推計し、政策評価をしている。(Impact Assessment(2014)において、Dynamic Dispatch Modelを使用)

入力データ	出力結果
<ul style="list-style-type: none"> ・コモディティ価格 ・サンプル日データ ・需要 ・プラントデータ ・ハードルレート ・投資家行動 	<ul style="list-style-type: none"> ・新設 ・廃止 ・供給セキュリティ ・卸電力価格 ・排出



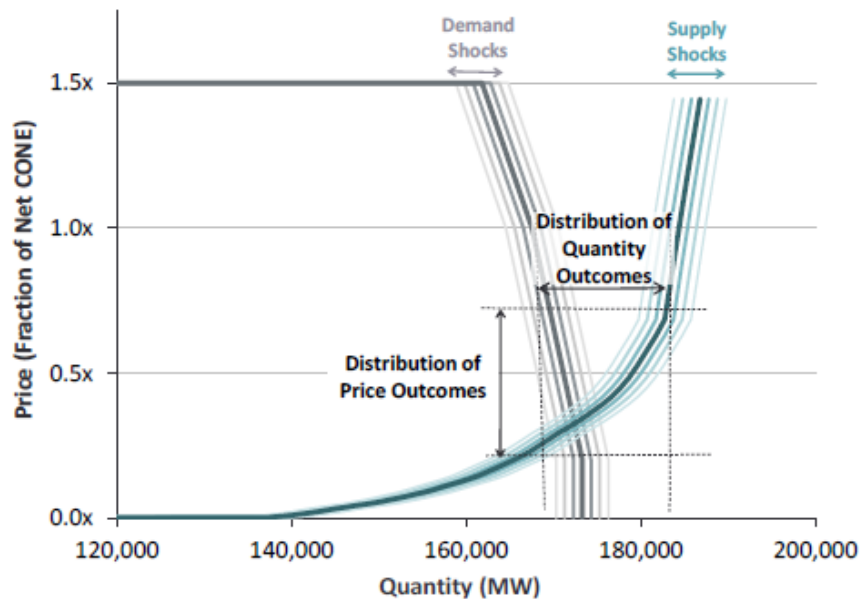
モデル構造



卸電力価格推移
DECC, Impact Assessment(2014)より

6. シミュレーションによる評価について (2) 需要曲線シミュレーションの目的

- 需要曲線シミュレーションは、需要曲線の形状（上限価格、屈曲点、0円調達量の座標）による、価格のボラティリティや、信頼度の達成状況という約定結果の傾向を分析するために行う。
- 具体的には、信頼度はEUEの平均値や、分布、ボラティリティ（標準偏差）を分析する。価格は、分布、ボラティリティが分析対象となる。
- なお、均衡状態（約定価格の期待値がNet CONEに一致する電源量の状態）でのシミュレーションであり、約定価格の想定や分析を行うことはできない。



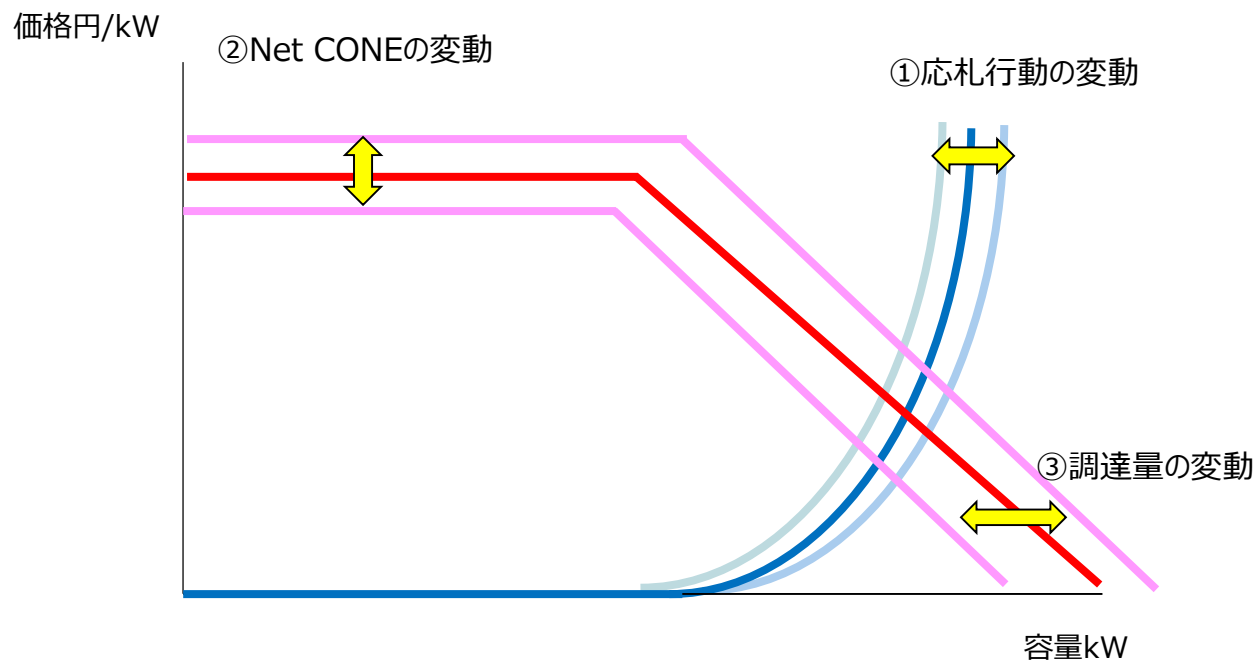
入力データ	出力結果
<ul style="list-style-type: none">• 需要曲線の形状（価格上限、屈曲点、0円調達量の各点）• 需要曲線、供給曲線の変動• 目標調達量• Net CONE	<ul style="list-style-type: none">• 価格の標準偏差• 信頼度の分布（平均値、標準偏差、分布）

(3) 計算の考え方

- 事業者の応札行動、市場管理者の需要想定やNet CONE算定等の不確定性を、供給曲線や需要曲線の変動として模擬を行い、確率計算を行い、約定結果の分析を行う。

具体的には、以下の変化が現れるため、それらをシミュレーションで模擬する。

- ① 事業者の応札行動は、事業環境の些細な変化で応札量や応札価格が変わり、供給曲線の形状の変化として現れる。
- ② Net CONEは経済指標や市場状態等の変動によって変わり、需要曲線の価格（縦幅）の変動として現れる。
- ③ 目標調達量の基となる需要想定は、気象条件等により変わり、需要曲線の調達量（横幅）の変動として現れる。

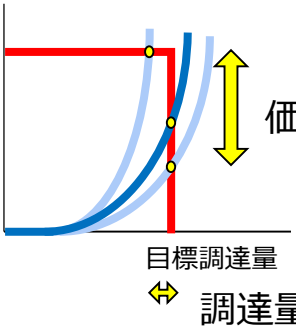
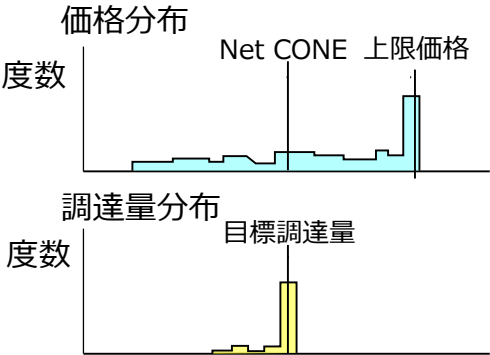
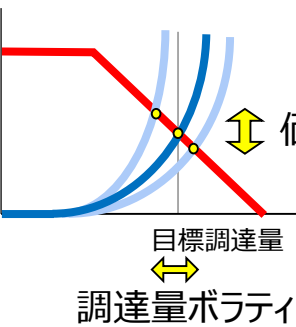
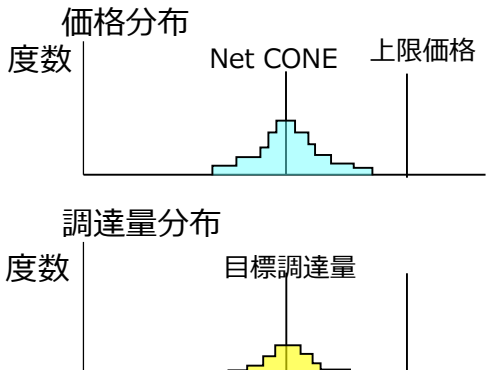


6. シミュレーションによる評価について

(4) 分析内容

■ 約定結果の価格や調達量（信頼度）の標準偏差等で、需要曲線の形状を分析、評価する。

結果例

需要曲線候補	約定点の変動※	分布 (上段：価格/下段：調達量)	分析・評価例
候補1： 垂直型	 <p>価格ボラティリティ：大</p> <p>目標調達量</p> <p>調達量ボラティリティ：小</p>	 <p>価格分布</p> <p>Net CONE 上限価格</p> <p>度数</p> <p>調達量分布</p> <p>目標調達量</p> <p>度数</p>	<ul style="list-style-type: none"> • 価格の標準偏差は大きい。また上限価格に張り付く頻度が高い。 • 目標調達量の標準偏差は小さい。平均としては目標調達量を下回り、信頼度は悪化する。
候補2： 傾斜型	 <p>価格ボラティリティ：中</p> <p>目標調達量</p> <p>調達量ボラティリティ：中</p>	 <p>価格分布</p> <p>Net CONE 上限価格</p> <p>度数</p> <p>調達量分布</p> <p>目標調達量</p> <p>度数</p>	<ul style="list-style-type: none"> • 価格の標準偏差は垂直型と比べて小さい。 • 調達量の標準偏差は垂直型と比べて大きい。平均としては目標調達量を満たしている。

※簡略化のために、供給曲線の変動のみ図示する。実際のシミュレーションでは需要曲線の変動も考慮する。

6. シミュレーションによる評価について

(5) シミュレーションを行った需要曲線のケース

■ 需要曲線の目標調達量を108%とし、上限価格、0円調達量を変更した形状でシミュレーションを行った。(約定価格をNet CONEに均衡させるため、Net CONEの設定はシミュレーションに影響しない)

■ なお、供給曲線は簡便にPJMのデータを使用した。

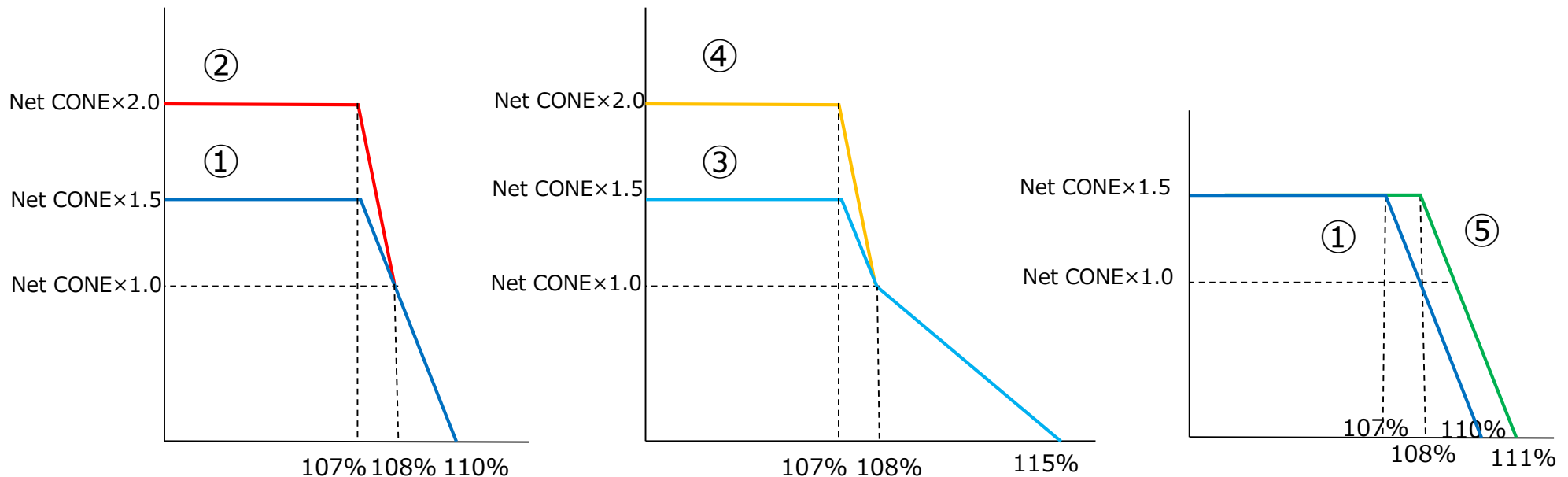
① 価格上限：Net CONE×1.5 0円調達量：110%

② 価格上限：Net CONE×2.0 0円調達量：110% (①から上限を高くした)

③ 価格上限：Net CONE×1.5 0円調達量：115% (①から0円調達量の調達量5%増加)

④ 価格上限：Net CONE×2.0 0円調達量：115% (②から0円調達量の調達量5%増加)

⑤ 価格上限：Net CONE×1.5 0円調達量：111% (①から全体1%右方平行シフト)



※需要や供給の変動（標準偏差）等の入力データはPJMのデータ（The Brattle Group, “Fourth Review of PJM’s Variable Resource Requirement Curve”より参照）を使用。
供給力の信頼度（EUE）の関係については、日本の2016年度ベースのデータを使用。

6. シミュレーションによる評価について

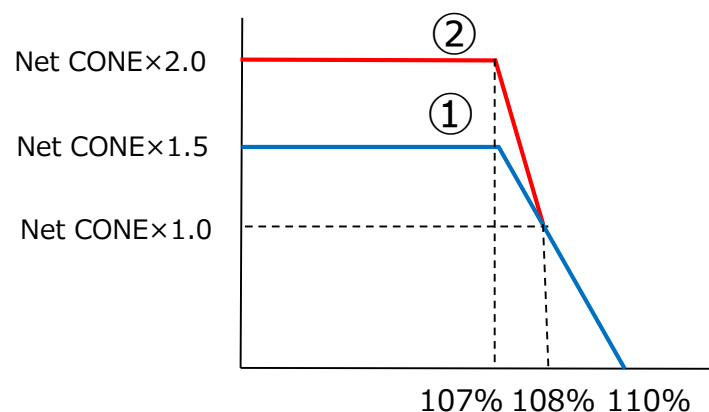
(5) シミュレーション結果

■ シミュレーション結果は以下の通りであり、次項以降にて、シミュレーション結果の分析を行う。

ケース	価格		調達量			
	標準偏差 (Net CONEに対する%)	価格上限にかかる 頻度%	平均EUE (百万kW)	平均調達量%	標準偏差%	調達量108%を 下回る頻度%
ケース①	38.1	17.0	7.1	107.8	1.3	45.8
ケース②	48.4	4.1	4.2	108.2	0.8	38.4
ケース③	31.0	14.8	5.7	108.4	1.7	41.8
ケース④	41.0	3.6	3.5	108.8	1.4	34.2
ケース⑤	37.7	17.3	4.0	108.8	1.3	17.3

(5) シミュレーション結果の分析（上限価格の比較分析（ケース①と②））

- ケース①と②の結果から、上限価格を2倍に上げる（供給力不足時の価格上昇幅が大きくなる）場合、約定結果は、供給信頼度が上がる（クレジット総額は上がる）傾向となる。
 - ・価格のボラティリティは増加する。
 - ・平均EUEが減少する。（供給信頼度が上がる）
 - ・平均調達量が増加する。
 - ・目標調達量（仮に108%とした）を下回る頻度が下がる。（供給信頼度が上がる）



ケース	価格		調達量			
	標準偏差 (Net CONEに対する%)	価格上限にかかる頻度%	平均EUE (百万kW)	平均調達量%	標準偏差%	調達量108%を下回る頻度%
ケース①	38.1	17.0	7.1	107.8	1.3	45.8
ケース②	48.4	4.1	4.2	108.2	0.8	38.4

価格のボラティリティの増加

平均EUEの減少

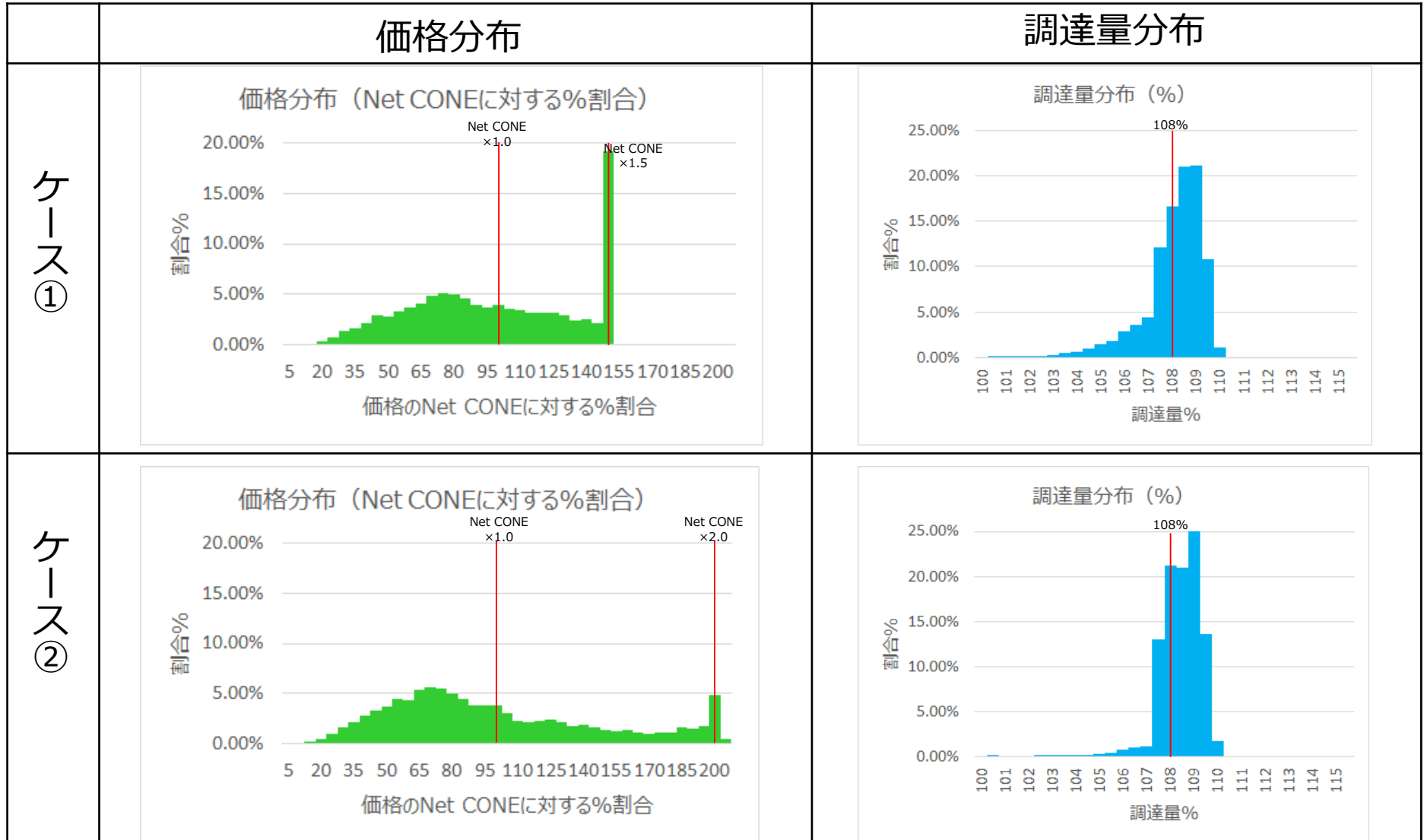
平均調達量の増加

目標調達量を下回る頻度の低下

6. シミュレーションによる評価について

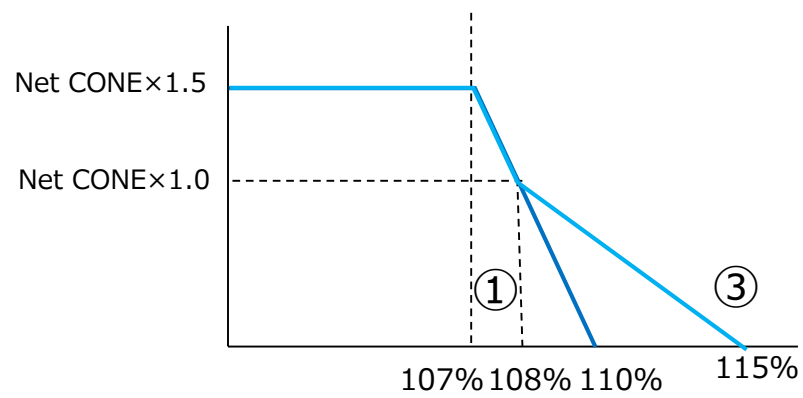
(5) シミュレーション結果の分析（上限価格の比較分析（ケース①と②））

■ ケース①と②の、価格と調達量の分布は以下のとおり。



(5) シミュレーション結果の分析 (0円調達量の比較分析 (ケース①と③))

- ケース①と③の結果から、0円調達量を増加した場合、約定結果は、供給信頼度が上がる (クレジット総額は上がる) 傾向となる。(定性的には上限価格をあげる場合と同様であるが、分散等は異なる (次項))
 - ・価格のボラティリティは減少する。
 - ・平均EUEが減少する。(供給信頼度が上がる)
 - ・平均調達量が増加する。
 - ・目標調達量 (仮に108%とした) を下回る頻度が下がる。(供給信頼度が上がる)



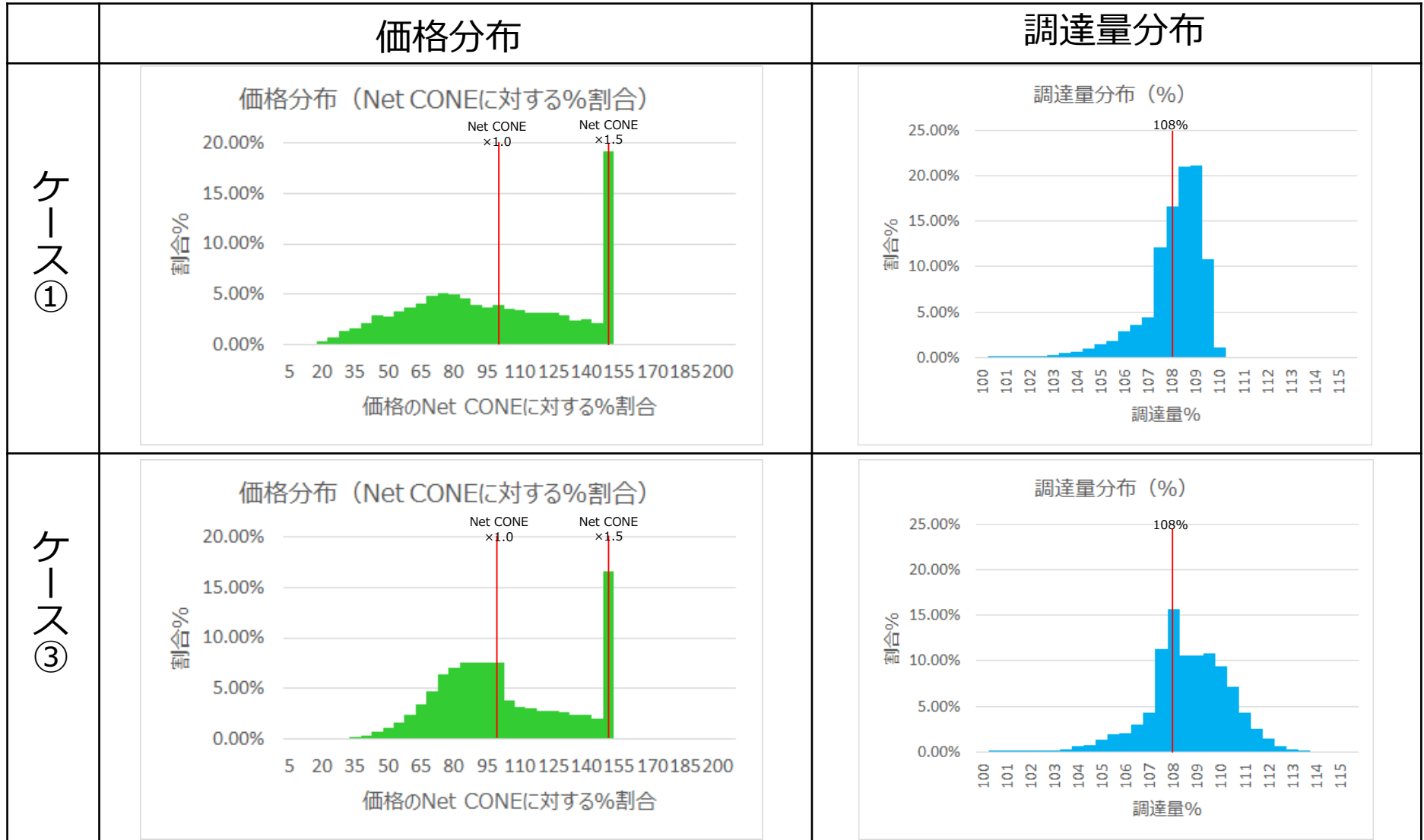
ケース	価格		調達量			
	標準偏差 (Net CONEに対する%)	価格上限にかかる頻度%	平均EUE (百万kW)	平均調達量%	標準偏差%	調達量108%を下回る頻度%
ケース①	38.1	17.0	7.1	107.8	1.3	45.8
ケース③	31.0	14.8	5.7	108.4	1.7	41.8

価格のボラティリティの減少
 平均EUEの減少
 平均調達量の増加
 目標調達量を下回る頻度の低下

6. シミュレーションによる評価について

(5) シミュレーション結果の分析（上限価格の比較分析（ケース①と③））

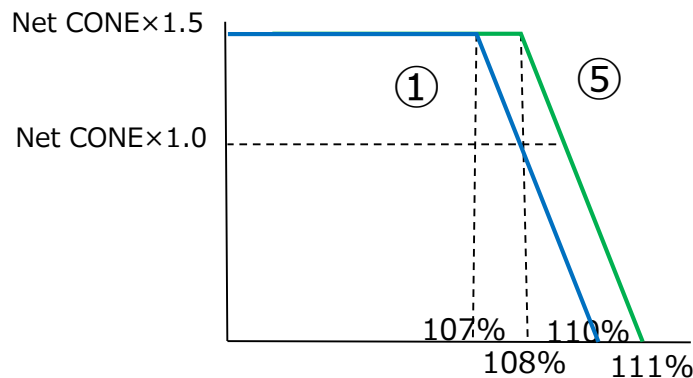
■ ケース①と③の、価格と調達量の分布は以下のとおり。



6. シミュレーションによる評価について

(5) シミュレーション結果の分析 (全体右方シフトの比較分析 (ケース①と⑤))

- ケース①と⑤の結果から、曲線全体を1%右方シフトした場合の効果は以下のとおりである。
 - ・価格のボラティリティは変わらない
 - ・平均EUEが減少する。(供給信頼度が上がる)
 - ・平均調達量が増加する。
 - ・目標調達量 (仮に108%とした) を下回る頻度が大幅に下がる。(供給信頼度が大幅に上がる)



ケース	価格		調達量			
	標準偏差 (Net CONEに対する%)	価格上限にかかる頻度%	平均EUE (百万kW)	平均調達量%	標準偏差%	調達量108%を下回る頻度%
ケース①	38.1	17.0	7.1	107.8	1.3	45.8
ケース⑤	37.7	17.3	4.0	108.8	1.3	17.3

平均EUEの改善 平均調達量の増加 目標調達量を下回る頻度の低下

6. シミュレーションによる評価について

(5) シミュレーション結果の分析（上限価格の比較分析（ケース①と⑤））

■ ケース①と⑤の、価格と調達量の分布は以下のとおり。

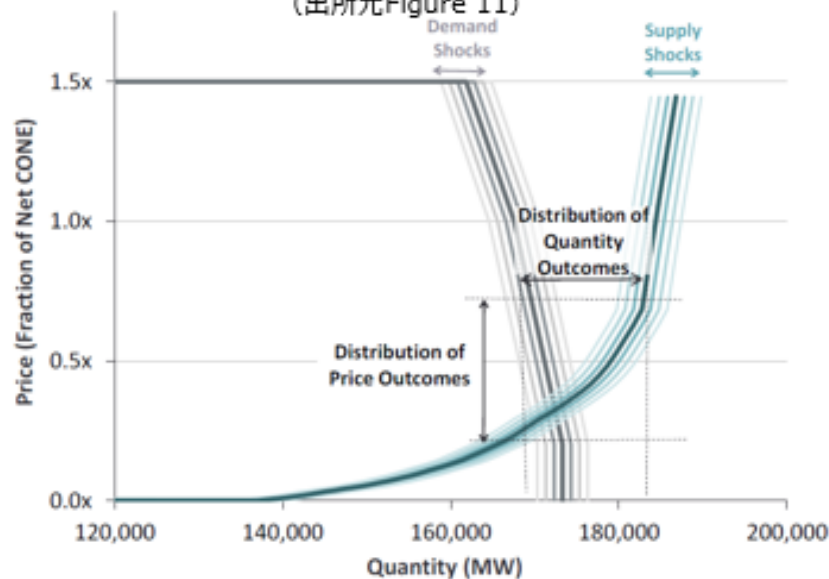
	価格分布	調達量分布
ケース①	<p>価格分布 (Net CONEに対する%割合)</p> <p>割合%</p> <p>価格のNet CONEに対する%割合</p>	<p>調達量分布 (%)</p> <p>割合%</p> <p>調達量%</p>
ケース⑤	<p>価格分布 (Net CONEに対する%割合)</p> <p>割合%</p> <p>価格のNet CONEに対する%割合</p>	<p>調達量分布 (%)</p> <p>割合%</p> <p>調達量%</p>

5 - 2. PJMのシミュレーションによる需要曲線の評価方法

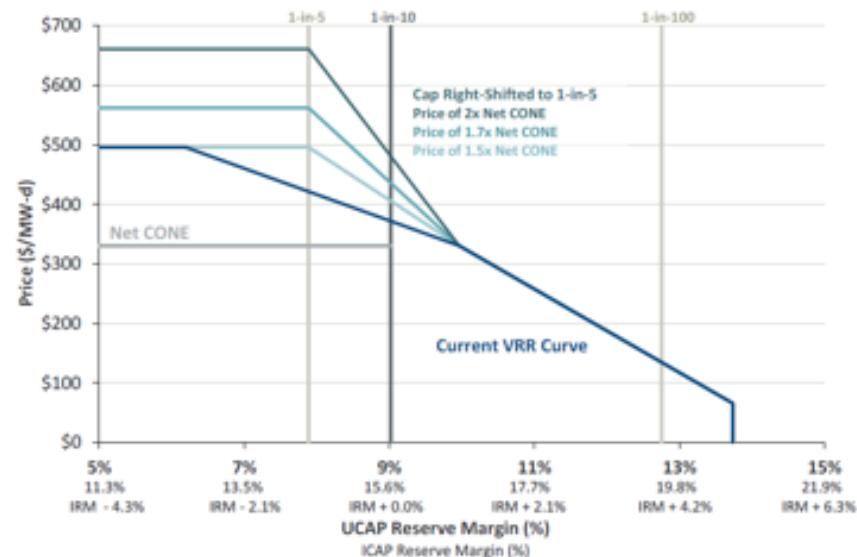
23

- PJMは、ブラトルグループが複数シナリオのシミュレーションを行い、需要曲線を評価している。
 - ▶ モンテカルロシミュレーションにて、需要、供給、連系線利用に変動 (shock) を与えて計算する。変動は実績値を基に設定する(左図)
 - ▶ 需要曲線について、様々な形状を設定する (価格上限や、そのときの調達量の設定、凹凸など) (右図は一例)
 - ▶ 価格、調達量、信頼度の平均と分散等が結果として得られる (次項)

モンテカルロ分析における需要と供給の変動の模式図
(出所元 Figure 11)



現行需要曲線 (2014年当時) の右方シフトと価格上限上昇
(出所元 Figure 23)



出所: The Brattle Group, "Third Triennial Review of PJM's Variable Resource Requirement Curve", May 15, 2014

4. 需要曲線シミュレーションの進め方 AESOのシミュレーション：需要曲線候補

18

- 需要曲線の候補として複数の需要曲線を設定して、比較分析を行う。
- 垂直型曲線、他の容量市場の需要曲線、パラメーター（価格キャップ、屈曲点、フットポイント）をチューニングした曲線について、比較評価を行っている。

AESOの需要曲線策定におけるブラトルグループ提出資料

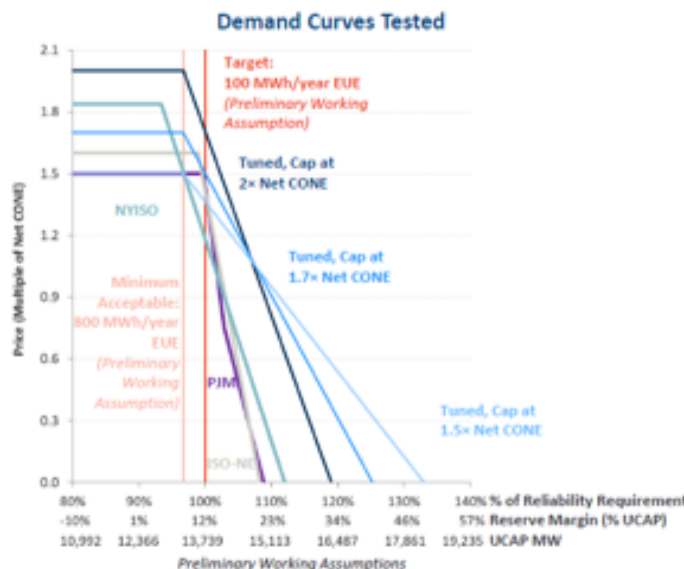
Initial Results

Tested Demand Curves

Tested several demand curves for performance if translated to Alberta's context.

Compared:

- Vertical curve
- PJM, ISO-NE, and NYISO curves
- "Tuned" straight-line curves with price caps 1.5x to 2x Net CONE, and foot point adjusted until reliability is at the target



試行した需要曲線

アルバータの事情に合わせて、いくつかの需要曲線を試行した。

対比するのは

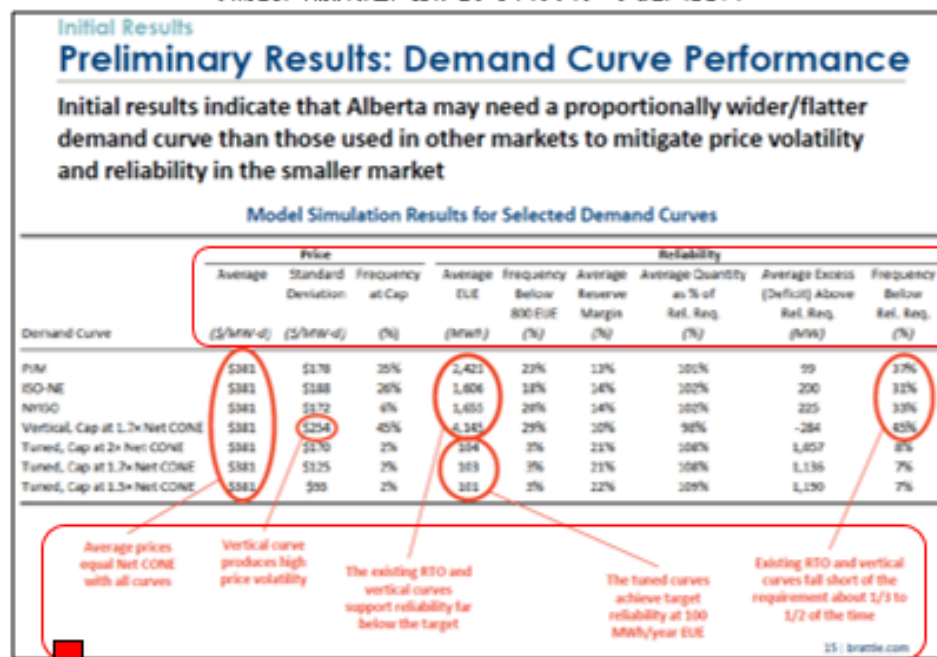
- ・垂直型曲線。
- ・PJM、ISO-NE、NYISOの曲線。
- ・チューニングした直線型需要曲線。価格キャップをNet CONEの1.5倍から2倍にふらし、フットポイントを信頼度基準を満たすよう調整。

4. 需要曲線シミュレーションの進め方 AESOのシミュレーション：結果分析

19

- 分析結果としては、約定価格と約定量の平均値と偏差の関係性を算定している。
- 信頼度の観点から、信頼度目標を下回る割合、平均予備率などを分析している。
- 事業投資の観点から、約定価格の偏差を分析している。

AESOの需要曲線策定におけるブラトルグループ提出資料



基礎モデル結果：需要曲線のパフォーマンス
基礎モデルの結果、アルバータは他市場よりも幅広く平坦な需要曲線を用いる必要があることがわかった。これはアルバータの小規模な市場において価格と信頼度のポラリティを抑制するためである。

分析項目

- 価格
 - 平均
 - 標準偏差
 - 価格キャップにかかる頻度
- 信頼度
 - 平均EUE
 - 最低信頼度（EUE800MWh/年）を下回る頻度
 - 平均予備率
 - 信頼度目標量基準の平均調達割合（%）
 - 信頼度基準を超過した量の平均
 - 信頼度基準（EUE100MWh/年）を下回る頻度

分析内容

- 平均約定価格はNet CONEに一致させる
- 垂直型曲線は価格の標準偏差が高い
- 既存の容量市場の曲線と垂直型曲線では信頼度基準を大きく下回る
- チューニングした需要曲線はEUE100MWhを達成
- 既存の容量市場の曲線と垂直型曲線では信頼度目標を1/2～1/3の割合で下回る。

(参考) これまでのご意見

PJMの例ということで、ブラトルグループの事例を紹介いただいたが、こういったシミュレーションをしてもらえることは有り難い。スライド23、スライド24にあるが、供給信頼度、調達コストや価格をシミュレーションして分析しながら色々な議論をしていくことがよいのではないか。定量評価をベースとすることで、需要曲線の設定や約定処理の議論が深まると思う。(穴井委員代理、第10回検討会)

シミュレーションは設計段階でも並行してやっていただきたい。制度を検討した結果として、このシミュレーションが必要だというのは次から次へと出てくると思う。シミュレーションを行ったときに、そのシミュレーションで前提としたルールでほぼ案が決まってしまう、あるいは選択肢が狭められているということではなく、制度設計の議論と並行して次から次へとやっていくのだと思う。(松村委員、第11回検討会)

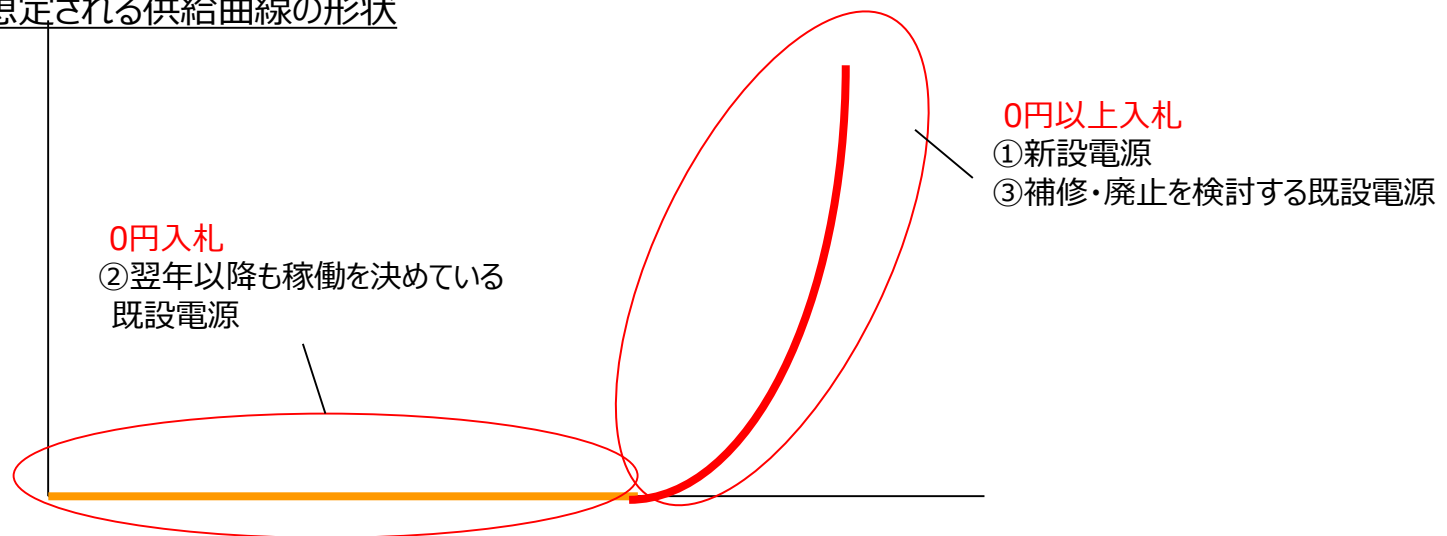
需要曲線の形状の考え方について、シミュレーションを今後実施するということであるが、議論にもあったとおり、スライド12のbの需要曲線とするならば、シミュレーションは重要な役割を担うと考える。岡本委員のご発言にもあったが、様々な不確定要因、例えば供給側の行動、供給曲線の形状、停電コストの社会的な分布が不明確であっても、信頼度、すなわち電力の不足頻度の分布等、重要な指標がシミュレーションを通じてわかる。特に現状の需要曲線の設定の方向性のなかでは、シミュレーションは非常に重要な意味を持つ。(小宮山委員、第14回検討会)

需要曲線の形状の考え方のスライド16、17の骨子について賛成である。中でも「調達する価格と確保できる量は、トレードオフとする考え方」は重要と思っており、供給信頼度の確保と容量クレジットの安価な調達の両者のバランスについて、シミュレーションの結果を見ながら引き続き検討をお願いしたい。(本橋委員代理、第14回検討会)

6. シミュレーションによる評価について (参考) 供給曲線の設定 (入札行動の想定)

- 発電事業者の入札行動は、電源のステータスによって以下の3種類が考えられる。
 - ① 新設電源
容量市場の約定価格によって建設の是非・運開時期を判断する。Net CONEで入札する。
 - ② 既設電源 (翌年以降も稼働を決めている電源)
容量市場の約定額にかかわらず運転する。確実に容量市場からの支払いを受けるために0円の入札する。
 - ③ 既設電源 (補修・廃止を検討している電源)
容量市場の約定価格によって補修・廃止を検討する。「必要費用 - 他市場からの収益」の額で入札する。
- そのため供給曲線は、0円入札が続いたあと急峻に立ち上がる形状となる。このことはPJM等の諸外国の実績でも示されている。

想定される供給曲線の形状



6. シミュレーションによる評価について (参考) 供給曲線の設定

■ 前項の応札行動をシミュレーションで模擬するため、以下の3つの部位に分けて設定する。

① Shape Block

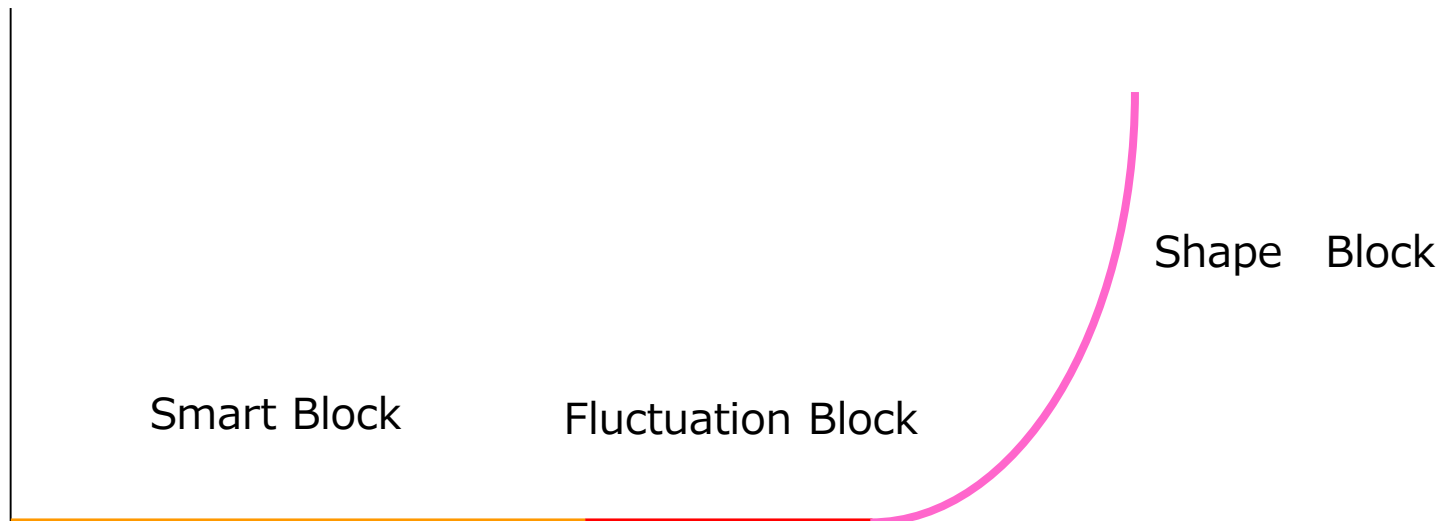
0円以上入札の部分の形状を模擬。PJMの場合、過去の供給曲線の実績より作成している。

② Fluctuation Block

0円入札の部分。この部位が増減することで応札量の変動を模擬する。PJMの場合、過去の応札量から算出した標準偏差に応じて変動する。

③ Smart Block

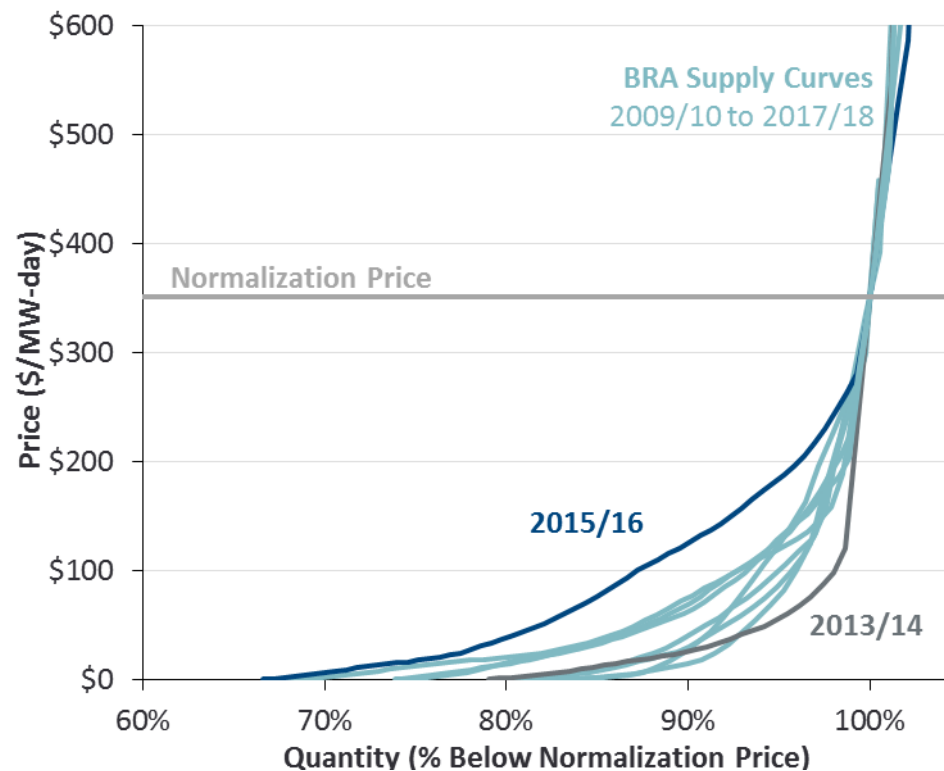
0円入札の部分。電源量の平均値を調整する。シミュレーション計算の中では変動しない一定の値を設定する。この値を調整することで、約定額がNet CONEに一致するようにする。



6. シミュレーションによる評価について (参考) 供給曲線の設定 (Shape Block)

- PJMの場合、過去9年分の供給曲線の実績から作成している。
- 9パターンの供給曲線の形状から、ランダムに1パターンを選択することで、0円以上入札の部分の形状を模擬する。

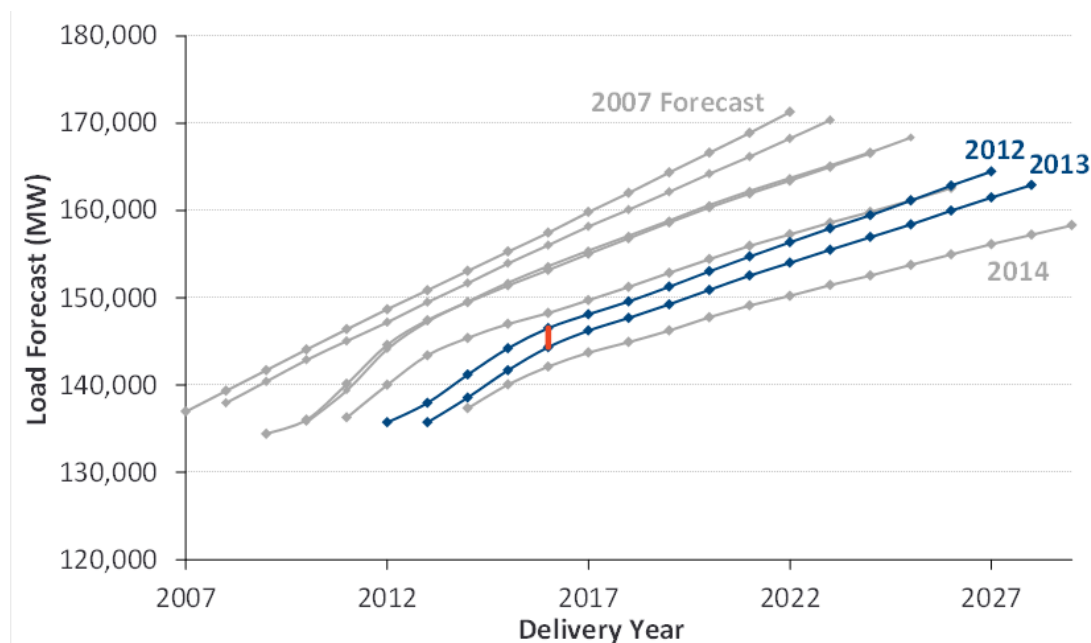
PJMにおけるShape Blockの形状



6. シミュレーションによる評価について (参考) 供給曲線の設定 (Fluctuation Block)

- 入札量の変動を模擬する。
 - 以下の2要素を合成して、Net Supply Fluctuationとする。
 - Supply : 過去の容量市場への応札量から (9年分の実績)、標準偏差を算出。
 - Reliability Requirement : 信頼度目標量の変動から、標準偏差を算出。
- ※PJMの場合、LDA間の送電制約量の変動も考慮している。

PJMにおける信頼度の変動の算出の例

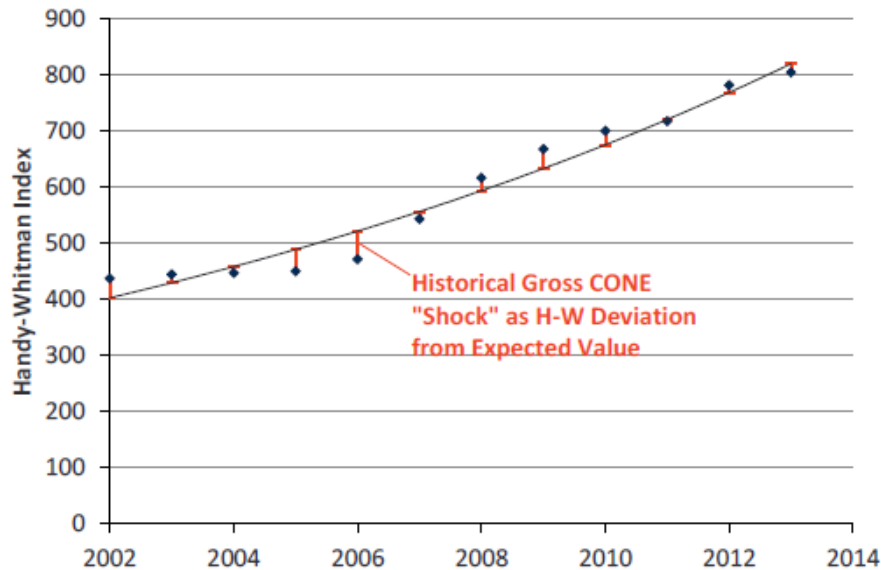


とある年について、3年前の需要予測と4年前の需要予測の差分を求める。その差分を集約することで、信頼度の基となる需要予測の変動を算出する。この図の場合、2016年に対して、2012年と2013年に行われた需要予測の差分（赤線分で表示）を求める。

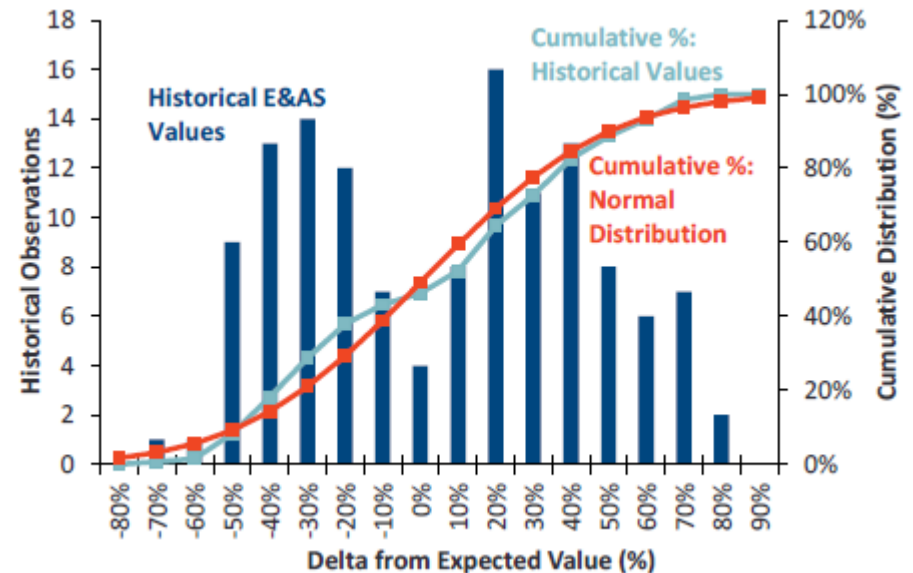
6. シミュレーションによる評価について (参考) 需要曲線の設定

- Net CONEは、経済指標や、他市場の収益の想定誤差により、不確実性がある。
- PJMの場合、CONEの算定となるH.W.係数や、他市場（エネルギー市場、アンシラリー市場）の収益におけるバラつきを考慮している。

PJMの例



経済指標（H.W.係数）のバラつき



他市場の収益のバラつき

6. シミュレーションによる評価について (参考) 需要曲線の設定

- 需要曲線の縦軸（価格）はNet CONEの倍率によって設定されるため、Net CONEの変動に応じて変動する。

