

容量市場の需要曲線の算定について (Net CONEの扱い)

2025年12月18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. 国の審議会におけるNet CONEの検討状況について
3. 包括的検証のCall for Evidenceで得た情報提供
4. 海外のNet CONEについて
5. 国の審議会の検討内容を参考としたNet CONEの仮算定
6. 近年採用されているLNG火力の発電方式について
7. まとめ

- 容量市場では、毎年度のオークション毎にNet CONEの算定を行い、需要曲線をあらかじめ公表したうえでオークションを開催している。
- Net CONEについては、オークションの導入開始にあわせて算定方法について本検討会や国の審議会で整理を行い、その見直しについては、検討会や国の審議会において、容量市場の2025年度包括的検証を踏まえたタイミングに検討を行うこととしてきた。
- 2025年12月に開催された第109回次世代電力・ガス事業基盤構築小委員会 制度検討作業部会において、Net CONEに関する論点について、検討が行われた。
- 本日は、国の審議会で行われた検討の内容を報告するとともに、本検討の参考情報の提供として、包括的検証のCall for Evidence（以下、CfE）で得た内容や、海外の容量市場のNet CONEの動向の紹介を行い、最新の発電コスト諸元を用いてNet CONEを仮算定した結果と、近年採用されているLNG火力の発電方式の状況から、Net CONEの検討に関するご意見をお伺いする。

2. 国の審議会におけるNet CONEの検討状況

3

- 第109回制度検討作業部会において、容量市場の約定結果の振り返りと、Net CONEの設定に関する論点について検討が行われたため、以降のページで紹介する。

〈容量市場約定結果の振り返りより〉

第109回制度検討作業部会資料より (2025.12.12)

容量市場（2024年度メインオークション）における約定結果の振り返り

（エリア毎の市場分断について：P5 参照）

- 2024年度メインオークションでは、全国の供給信頼度をもとに追加処理を行った結果、2023年度の北海道と九州に加え、東北と東京が最終的に不足で終わった。
これらのエリアでは、約定処理において上限価格以下の電源が全て追加されており、落札可能電源が必要量を下回っている状況。

（約定価格の傾向：P6～7 参照）

- 2024年度メインオークションの約定価格は、全エリアにおいて第2回以降で最も高くなつた。
2020年以降、各経済指数は指標毎にバラツキはあるものの上昇傾向にあり、物価変動が約定価格にも影響していることが考えられる。

（応札状況：P8～9 参照）

- 2024年度メインオークションにおいて、Net CONE超で応札した電源は、2023年度メインオークションと比較して約4倍(+875万kW)に増加。
- なお、今後、電力需要の高まりが見通される中、非落札電源は2023年度メインオークションに比べて+166万kW增加。
- Net CONE超の応札および非落札の電源種は、LNGおよび石油等の調整電源である。
- これは、容量市場の応札対象電源において、維持・管理費用がこれまでより割高になつてきていること等が考えられる。

<容量市場約定結果の振り返りより>

第109回制度検討作業部会資料より (2025.12.12)

【参考】約定処理上の市場分断について

第99回 制度検討作業部会
(2025年2月) より

- 今回は、前回よりも供給信頼度の基準が高まったことで、追加処理後においても、北海道/東北/東京/九州の4エリアで供給信頼度が未達成（不足エリア）となった。

2024年度結果

- 需要曲線と供給曲線の交点における全国の供給信頼度は0.012 kWh/kW・年

エリア	全国約定処理後		追加処理(結果)	
	供給信頼度		追加量	供給信頼度
北海道	1.605		+101	0.017
東北	0.245			0.018
東京	0.246		+338	0.018
中部	0.029			0.005
北陸	0.002			0.000
関西	0.002			0.000
中国	0.002			0.000
四国	0.001			0.000
九州	1.350		+194	0.043

2023年度結果

- 需要曲線と供給曲線の交点における全国の供給信頼度は0.029 kWh/kW・年

エリア	全国約定処理後		追加処理(結果)	
	供給信頼度		追加量	供給信頼度
北海道	20.371		+97	0.463
東北	0.445		+116	0.002
東京	0.928		+489	0.027
中部	0.043			0.006
北陸	0.006			0.002
関西	0.004			0.000
中国	0.004			0.000
四国	0.003			0.000
九州	2.860		+126	0.359

※不足エリアについては赤、充足エリアについては青で着色
※中間処理は、省略

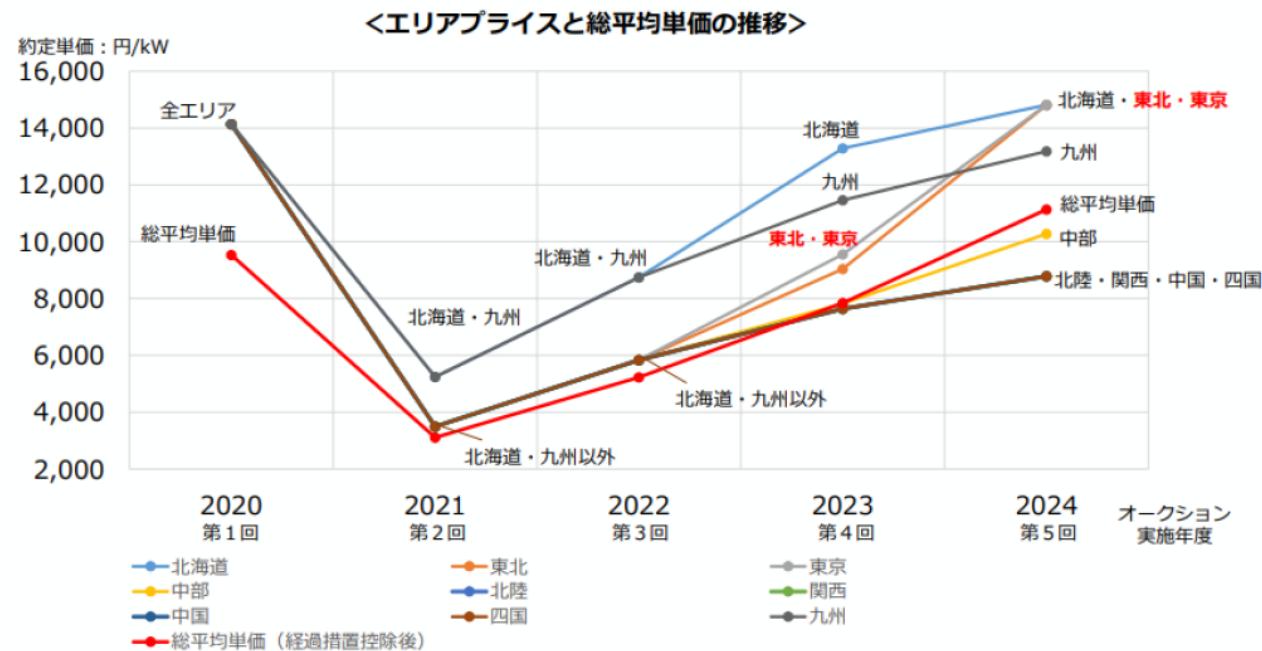
＜容量市場約定結果の振り返りより＞

第109回制度検討作業部会資料より（2025.12.12）

【参考】第1回～第5回におけるエリアプライスの推移

第99回 制度検討作業部会
(2025年2月) より

- エリアプライスは、2021年以降年々増加傾向にある。（特に東北、東京の上昇が顕著）
これは、電源の維持・管理費用がこれまでより割高になってきていること等が想定される。
 - エリアプライスの上昇、および経過措置における控除率の減少が、総平均単価（約定総額）を引き上げていると考えられる。



〈容量市場約定結果の振り返りより〉

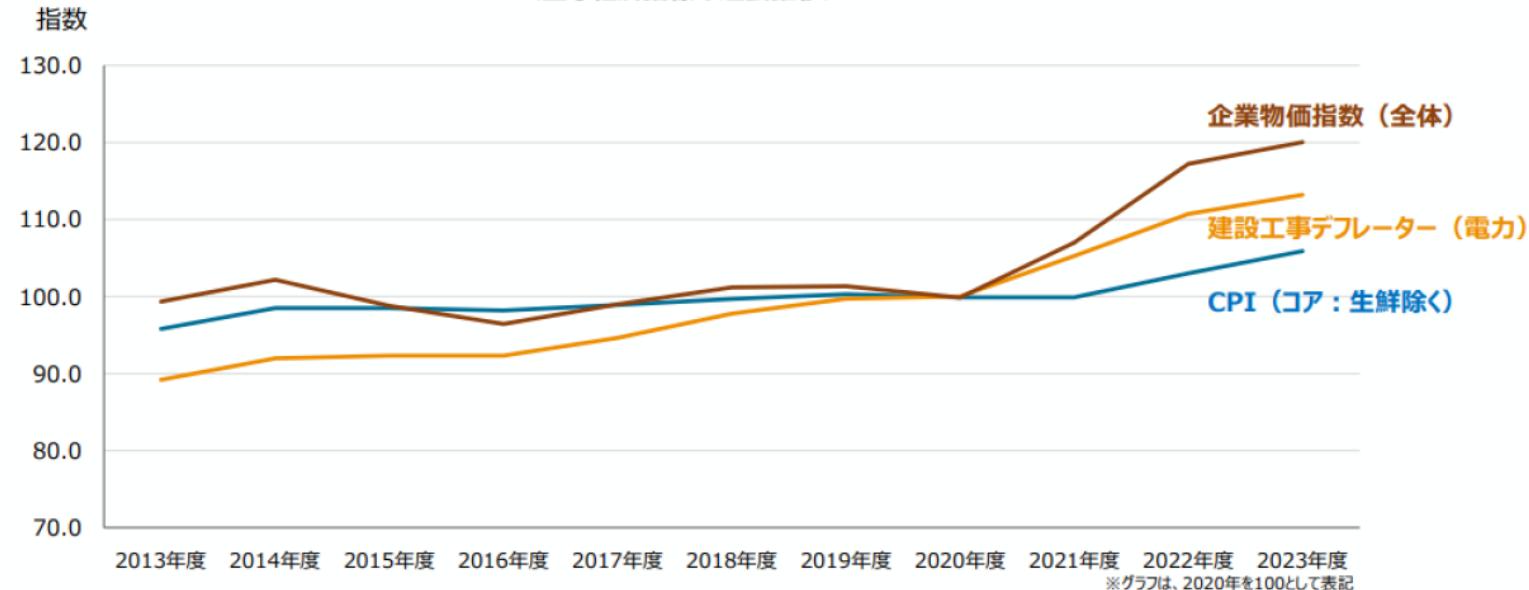
第109回制度検討作業部会資料より (2025.12.12)

【参考】主な経済指標と約定価格上昇の関連性

第99回 制度検討作業部会
(2025年2月) より

- 経済指標毎に上昇率のバラツキはあるものの、2020年以降の指数は上昇傾向にある。
- こうした状況を踏まえ、各社は応札価格算定時に修繕費等の維持管理コストについて、エスカレーションを織り込んでいることも想定される。

〈主な経済指標の過去推移〉



※グラフは、2020年を100として表記

(出所) ・企業物価指数：日本銀行の公表値より作成 [https://www.stat-search.boj.or.jp/cgi-bin/famecgi2?cgi=\\$nme_a000&lstSelection=PR01](https://www.stat-search.boj.or.jp/cgi-bin/famecgi2?cgi=$nme_a000&lstSelection=PR01)
・建設工事デフレーター：国土交通省の公表値より作成 https://www.mlit.go.jp/sogoseisaku/jouhouka/seisei_jouhouka_tk4_000112.html
・CPI：総務省統計局の公表値より作成 <https://www.e-stat.go.jp/stat-search/files?page=1&toukei=00200573>

<容量市場約定結果の振り返りより>

第109回制度検討作業部会資料より (2025.12.12)

【参考】応札額「Net CONE超」および非落札の増加

第99回 制度検討作業部会
(2025年2月) より

- NetCONE超で応札した電源は、前回と比較して約4倍に増加。これは、各種電源を維持するためのコストが増加している等の背景が考えられるのではないか。
- NetCONE超の応札および非落札の電源は、LNGおよび石油等の調整電源である。
- なお、今後の電力需要高まりが見通される中、非落札電源は前回に比べて+166万kW増加。

応札価格分布の推移

応札価格の分布	[万kW]				
	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度
④NetCONE超	2,012	524	413	287	1,162
③NetCONEの50%～NetCONE以下	826	1,165	2,315	3,359	2,492
②ゼロ円超～NetCONEの50%以下	869	1,355	1,591	426	372
①ゼロ円	13,496	14,687	13,295	13,080	13,175
合計 ^{*1}	17,203	17,731	17,614	17,152	17,201

*1 : 応札容量のP9との差は、発動指令電源における、調整係数反映前/後の違い
および、①～④の分類が一部非公開によるもの

2024年度 非落札電源とNetCONE超の容量 [万kW]

発電方式	応札容量	NetCONE超	非落札容量	非落札率
石炭等	3,978	0	0	0.0%
LNG	6,593	589	172	2.6%
石油その他	1,117	492	411	36.8%
揚水	2,254	81	0	0.0%
合計	13,942	1,162	584 ^{*2}	4.2%

*2 : 合計には、発動指令電源(0.1万kW)を含む

2023年度 非落札電源とNetCONE超の容量 [万kW]

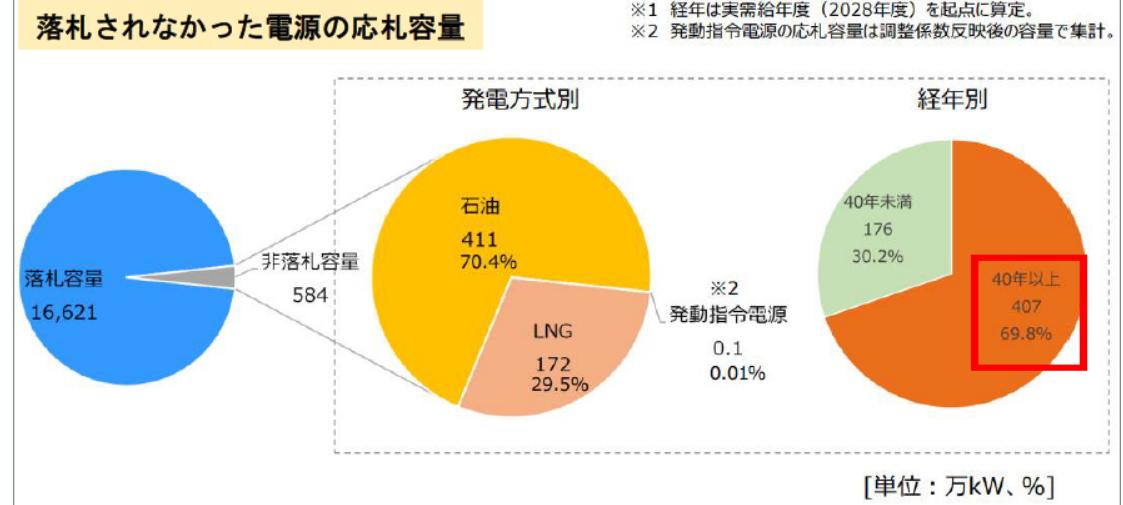
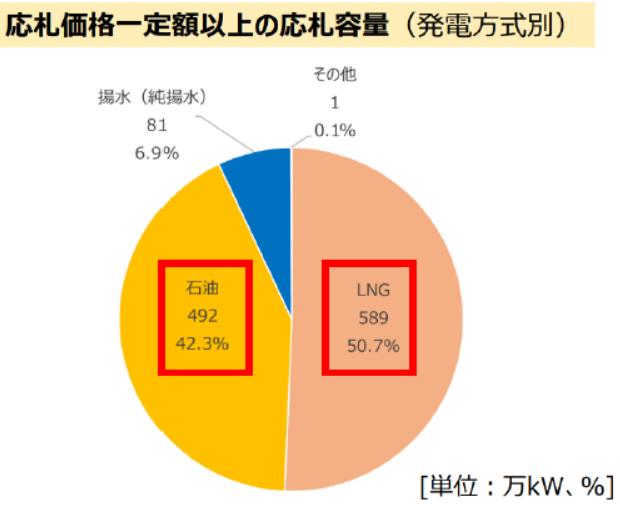
発電方式	応札容量	NetCONE超	非落札容量	非落札率
石炭等	3,876	35	35	0.9%
LNG	7,095	50	235	3.3%
石油その他	1,217	148	148	12.2%
揚水	2,196	54	0	0.0%
合計	14,384	287	418	2.9%

〈容量市場約定結果の振り返りより〉

第109回制度検討作業部会資料より (2025.12.12)

【参考】応札額「Net CONE超」の電源種内訳

- Net CONEである9,875円/kW以上の応札容量は1,162万kWであった。発電方式別では、石油・LNGが93%を占めた。
- 落札されなかった電源の応札容量は584万kWであった。発電方式別では石油・LNGが99.9%を占めた。また、経年40年※1以上の電源の割合は69.8%であった。



〈容量市場約定結果の振り返りより〉

第109回制度検討作業部会資料より (2025.12.12)

容量市場の今後の在り方について

- ・ 第101回制度検討作業部会において、容量市場の包括的検証を行う方針が示され、現在、電力広域的運営推進機関（以下、「広域機関」）において、Call for Evidence（制度を振り返りながら参加者を含めた関係者より、容量市場の将来に向けた気づきやアイデア等を募る機会）を通して、様々な事業者の方々にご協力いただきながら必要な検証作業を進めてきているところ（P12～13 参照）。
- ・ 包括的検証は、広域機関が実施主体となり、資源エネルギー庁とも協力し検証を進めることとしている。ただし、抜本的な見直しや、利害関係に及ぶ見直しの議論が必要な場合には、制度検討作業部会において議論を行うこととした。
- ・ 容量市場における今後の主な論点については、第101回制度検討作業部会において示したところ（P14～15 参照）。この項目のうち、①容量市場における供給力確保の考え方、②非効率石炭火力における稼働抑制誘導措置の在り方、③指標価格(Net CONE)の見直しについては、制度検討作業部会で議論を深めつつ、広域機関において更なる詳細検討を進めることとしたいとと考えているが、これらの他に議論すべき課題はあるか。
- ・ また、今回は、これらのうち③について、今後の議論の進め方を中心にご議論いただきたい。
- ・ なお、①の論点については、これまでの次世代電力・ガス事業基盤構築小委員会や、電力システム改革の検証を踏まえた制度設計ワーキンググループ（以下、「制度設計WG」）における供給力確保の新たな方策についての議論も踏まえつつ検討を行うこととし、次回以降、具体的な論点を提示することとした。

＜Net CONEの見直しについてより＞

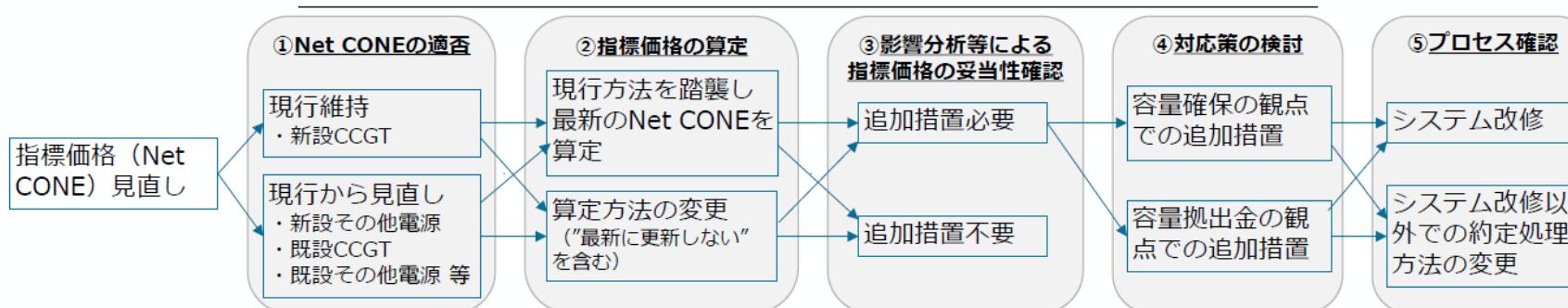
第109回制度検討作業部会資料より（2025.12.12）

指標価格（Net CONE[※]）の見直しについて

- 制度設計WGおよび過去の制度検討作業部会において、供給力確保の観点から、容量市場におけるNet CONEの見直しの検討の必要性が示されているところ。
 - こうした関係審議会における議論も踏まえ、指標価格（Net CONE）の見直しに向け、以下のような観点から検討を進めるこ^ととしてはどうか。
 - ① Net CONEを指標価格とすることの適否
(Gross CONEのモデルプラントをCCGTとすることや、新設電源の参入についての再確認 等)
 - ② 指標価格の算定
 - ③ 現行との比較による影響分析等による妥当性確認 (効果および懸念事項 等)
 - ④ (必要に応じ) 懸念事項に対する対応策の検討
 - ⑤ (必要に応じ) 約定処理上の課題など、運用面におけるプロセス確認
 - このような詳細検討を、包括的検証の実施主体である広域機関と国で連携して進め、最終的に国の審議会で決定することとしてはどうか。なお、Net CONEを見直す場合においては、2026年度メインオークションから反映することを目標に、実施することとしてはどうか。

Net CONF見直しステップのイメージ

※ : CONE : Cost of New Entry



<Net CONEの見直しについてより>

第109回制度検討作業部会資料より (2025.12.12)

【参考⑤】これまでのNet CONEの扱い

Net CONEについて（2）

第101回 制度検討作業部会
(2025年4月1日)資料6
(一部加工)

- 発電コスト検証WGの試算においては、サンプルプラントの実績が用いられており、選定されたプラントによって一定のばらつきがある。また、Net CONEの試算結果は過去のオークションで用いたNet CONEから大きく変動することとなる。
- 一方、毎年度のメインオークションおよび追加オークションにおけるNet CONEの算定では、算定時点の最新の経済指標を反映することとしている。
- 以上より、発電事業者及び小売事業者双方の予見性を確保する観点から、Net CONE設定の見直しは包括的な検証も踏まえた上で行うこととし、現時点では諸元の変更を行わないこととしてはどうか※1。

※1：算定時点の最新の経済指標を反映を行うこととし、発電コストの諸元の変更を行わないこととする。

■ 【参考】Net CONEの算定諸元

発電コストの諸元※2

項目	中項目/小項目	数値や計算法等	Net CONE 計定方法
モデルプラント	CCGT		
コスト評価年数	40年		
インフレーション	デフレータ（毎年） 算定ベースする発電コスト検証WGはデフレータ（毎年）にて反映したため。		
評価期間の期待インフレ率	期待インフレ率 = $0.4 \times$ 前年度のコアCPIの変化率 + $0.6 \times$ 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		40年連続で必要となる コストの増加率
系統接続費	1.56千円/kW		
経年に伴う修繕費等の増分費用	3万円/kW 2018年11月の事務局のアンケート結果から		
エスカレーション	考慮しない		

※2：モデルプラントの資本費、運転維持費等の詳細パラメーターは、次頁参照

項目	中項目/小項目	数値や計算法等	Net CONE 計定方法	経済指標（毎年更新）	
				評価期間の割引率	5%
	税引前WACC	税引前WACC = 自己資本比率 × 自己資本コスト / (1 - 実効税率) + 他人資本比率 × 他人資本コスト		インフレーション率	GDPデフレータ（毎年：1-12月）（“総固定資本形成”の値を使用）
	自己資本比率	経済産業省 企業活動基本調査（資本金1億円以上企業を参照）		期待インフレーション率	コアCPI
	自己資本コスト	6.7% 経済産業省、持続的成長への競争力とインセンティブ～企業と投資家の望むしい関係構築～プロジェクト（伊藤レポート）2014.8 p44、を参考としたため。			
	他人資本コスト	貸出約定平均金利（新規・長期）（毎年値の平均）			
	実効税率	需給年度に適用予定の実効税率			
	容量市場以外からの収益	3,000円/kW 容量市場導入当初は、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考することとして設定した。（※）			

<Net CONEの見直しについてより>

第109回制度検討作業部会資料より (2025.12.12)

【参考⑥】制度設計WGにおける議論

1. 安定供給確保を大前提とした、電源の脱炭素化の推進

第8回 電力システム改革の検証を踏まえた制度設計
ワーキンググループ (2025年12月10日)資料3
(一部加工)

【追加検討事項】供給力確保に向けた方策

(a) 電源の休廃止に向けた検討状況の把握と対応

- ✓ 実需給の10年程度前に、国、電力広域的運営推進機関、エリアの一般送配電事業者が、一定規模以上の発電事業者の持つ電源の休廃止に向けた検討状況などの情報を把握することができるよう仕組みを検討する。
- ✓ また、当該情報を踏まえて、中長期的な需給・系統状況の見通しに沿った形で、必要な対応を計画的に進めることができるように、現行の供給計画や火力脱炭素計画を参考に、実効的な仕組みを検討する。

(b) 容量市場等の見直し

- ✓ 容量市場のメインオークションについて、現在行っている包括検証を踏まえ、NetCONE価格の見直しや、一定規模以上の発電事業者に対する供出の求めなどを含め、稼働可能な既存電源を最大限確保するための制度的見直しを行う。
- ✓ 不落札電源について、当該電源を維持する必要性を確認する仕組みを検討するとともに、当該電源の維持を可能とするための費用負担方法等について、追加オークションや予備電源制度との関係も踏まえて検討する。

(c) 補修時期等の調整

- ✓ 国や電力広域的運営推進機関が、各電源の運転計画を把握し、補修点検等の発注より前に必要な補修調整を依頼できるよう、実効的な枠組みを検討する。

(d) 中長期的な電力需給についての共通認識の形成

- ✓ 需給動向の変化を定期観測しつつ、エリア別シナリオの策定等これまでの取組を深化させる。

- 包括的検証では、10～11月に容量市場の関係者に向けてCall for Evidenceを実施し、その中で需要曲線や指標価格（Net CONE）について、将来に向けた気づきやアイデアをいただいた。

4. 第2章：「現在の仕組みの再確認」のCfEトピックス報告

58

項目I（需要曲線・指標価格等の適切性）

- 需要曲線における指標価格（Net CONE）や上限価格等について、将来に向けた気づきと改善に繋がるアイデアを確認し、設問1は42件（40者）、設問2は15件（14者）の回答をいただいた。

設問の背景（CfEより抜粋）

・容量市場におけるオーケションでの価格と調達量は、需要曲線を用いて決定され、需要曲線は、主に以下の3要素によって構成される

① 指標価格（Net CONE）

・指標価格は同曲線の位置を決定し、上限価格にも影響を与えます。近年の建設費・資機材価格の上昇を踏まえた最新の電源投資コストの試算は、現行の指標価格に用いられる投資コストとは異なる水準となっております。

② 上限価格

・日本における上限価格の設定水準（指標価格の1.5倍）は、欧米と比較して大きな乖離はない状況。

③ 需要曲線の形状

・需要曲線の形状にはトレードオフ近似方式と垂直方式の2方式がある。

・なお、日本ではトレードオフ近似方式を採用しており、欧米でもこちらが主流（イギリス・アメリカPJM等）となっている。

設問1（指標価格水準の妥当性と今後の在り方に関して）

・需要曲線における指標価格（Net CONE）について、以下のような観点例も参考にしながら、将来に向けた気づきと改善に繋がるアイデアをご記入ください。

<観点例>

- ・指標価格（Net CONE）とコスト実態の整合性
- ・指標価格（Net CONE）とコスト実態の乖離がある場合、その要因
- ・指標価格（Net CONE）の設定方法

設問2（その他、需要曲線に関して）

・上限価格や需要曲線の設計について、欧米との比較や現行の設計プロセスなども参考にしながら、将来に向けた気づきと改善に繋がるアイデアをご記入ください。

第70回容量市場の在り方等に関する検討会資料より
(2025.12.18)

4. 第2章：「現在の仕組みの再確認」のCfEトピックス報告

59

項目 I -設問1（指標価格水準の妥当性と今後の在り方）のサマリ

- 「モデルプラントの選定」、「Net CONEにおける発電コスト検証WGの最新諸元等」、「コスト算定期間」などに関する様々なコメントをいただいた。

第70回容量市場の在り方等に関する検討会資料より
(2025.12.18)

No	項目	意見内容	事業者からの提案・アイデア	件数
1	モデルプラントの選定	<ul style="list-style-type: none"> 新設・既設維持双方を目指し、平成27年のコスト検証WGに基づく新設ガス火力価格を基に算定されていたと認識 容量市場オーケションのターゲットを適切に定めるべき 	<ul style="list-style-type: none"> 現行のコンバインドサイクル・ガスタービン発電（CCGT）が妥当 	10件程度
2			<ul style="list-style-type: none"> 小売事業者（最終需要家）の負担適正化のため、Net CONE価格を既設維持を念頭に設定する 	
3			<ul style="list-style-type: none"> トップランナー方式として最も費用対効果の高い安価な電源をモデルとして採用し、技術力向上を図る 	
4	Net CONEにおける発電コスト検証WGの最新諸元等	<ul style="list-style-type: none"> Net CONEの諸元として、最新のコスト検証WGの結果を反映した場合に現行の2倍以上の価格になることが示されているが、2015年のコスト検証WG結果に基づいた算定が継続されている 	<ul style="list-style-type: none"> 長期脱炭素電源オーケション同様、最新の発電コスト検証WGの諸元を用いる 	30件程度
5			<ul style="list-style-type: none"> 算定諸元の内、運転維持費、経年に伴う修繕費等の増分に関する諸元を最新値とし、物価高騰等の影響を手当てる 資本費（建設費）は、最新コストを反映するとメインオーケションの大半を占める既設電源への過剰な手当てとなるため、現行水準を維持 	
6			<ul style="list-style-type: none"> 落札価格の上昇は、電力利用者の負担増につながるため、利用者理解の向上等を含めた総合的かつ慎重な検討が必要 	
7	コスト算定期間	<ul style="list-style-type: none"> カーボンニュートラルを目指しているエネルギー業界では、40年の算定期間は実態にそぐわない 	<ul style="list-style-type: none"> 40年としているコスト評価期間については、投資判断の実態に合わせ15年程度に見直す 	数件程度
8			<ul style="list-style-type: none"> 経年数が一定以上の電源は容量確保契約金を減額 	
9	補完的視点	<ul style="list-style-type: none"> 電源種別の特性や制度目的に応じた柔軟なアプローチが必要 	<ul style="list-style-type: none"> Net CONEを電源別に設定する 	10件程度
10			<ul style="list-style-type: none"> 上限価格の算定方法の見直し（Net CONEの倍率） 年度毎のNet CONEにおけるインフレ補正指標の見直し 	

4. 第2章：「現在の仕組みの再確認」のCfEトピックス報告 (参考) モデルプラントの選定

60

第70回容量市場の在り方等に関する検討会資料より
(2025.12.18)

No	属性	該当部分抜粋
1	発電・小売電気事業者	容量市場では過年度の減価償却費の算入が認められておらず、コスト実態として、現在の上限価格水準においても全電源の固定費全額回収には至らない状況。一方、 容量市場参加電源は多様であるが、指標価格としてガス火力新設コストを用いることは妥当と認識。
2	コンサルティング会社 / 調査機関	サンプルプラントとしている天然ガス火力プラントも、 現状新設のガス火力プラントは長期オークションへ応札しており、サンプルプラントとして適切かという点が疑問がある。 供給力として期待できる大規模な 新設電源のほとんどが長期オークションへ応札する流れの中、本容量市場のターゲットはどの事業者なのかを改めて定めるべきである。 定めたターゲットにあうような設計にすることが必要である。
3	小売電気事業者	Net CONEにおける モデルプラントをCCGTとしているが、トップランナー方式として最も費用対効果の高い安価な電源をモデルとして採用し更なる技術力の向上を図るべきと考える。
4	小売電気事業者	需要曲線におけるNet CONE価格は、4年前の時点で発電事業者による創意工夫により、 新設・維持双方を目指す意味合いから、平成27年のコスト検証WGに基づく新設ガス火力価格を基に算定されていたと認識している。 一方で、長期脱炭素電源オークション開設後は、新設インセンティブは長期脱炭素電源オークション側に寄り、 容量市場は既設維持へと役割が変貌することが見込まれる。 こうした点を踏まえ、 小売事業者（最終需要家）の負担適正化のために、Net CONE価格を既設維持を念頭に設定してはどうか。
5	発電事業者 (安定電源・変動電源)	第99回制度検討作業部会（資料3-3）スライド13に示されている通り、インフレ等に伴う電源維持にかかるコストが増加によって、 Net CONE超えの電源は年々増加していることが示唆されている。 このような状況において、将来的な安定供給のためには、 老朽化したLNGコンバーチョン火力はリプレースを行いつつ、GTCC設備（CC,ACC）については容量市場を活用した既設電源の維持（延命化含む）が必要であると認識している。

4. 第2章：「現在の仕組みの再確認」のCfEトピックス報告

61

(参考) Net CONEにおける発電コスト検証WGの最新諸元等 (1/2)

第70回容量市場の在り方等に関する検討会資料より
(2025.12.18)

No	属性	該当部分抜粋
1	その他	現在のNet CONEは、2015年時点の発電コスト検証WGの諸元を用いて算定を行い1.0万円/kWとなっているが、最新の発電コスト検証WGの諸元を用いた2.3万円/kWとして算定をするべきではないか。
2	発電事業者 (安定電源・変動電源)	Net CONE設定諸元の見直しは発電事業者にとって発電コスト増となっている実態を踏まえ、早急に諸元最新化をお願いしたい。4年後の応札を行うことからも実需までのインフレ等の変動影響も生じうる。長期脱炭素電源オークションと比して変動が生じうるリードタイムが短いものの、長期脱炭素電源オークションと同様の措置となることを期待したい。
3	発電事業者 (安定電源・変動電源)	長期脱炭素電源オークションについては、最新の発電コスト検証結果を上限価格に反映している一方、容量市場では、Net CONEの諸元として最新のコスト検証WGの結果を反映した場合に現行の2倍以上の価格になることが示されているにもかかわらず、2015年のコスト検証WG結果に基づいた算定が継続されており、制度間で対応に不整合が生じている状況。容量市場における指標価格の引上げを検討いただきたい。また、既設電源については、高経年化の進展や調整電源として運用が過酷化している状況において、今後、設備維持に必要な経年改修費の増加が見込まれる一方、再エネ導入拡大によるkWh価格の低迷や石炭フェードアウトに伴う石炭火力のピーク電源化等により他市場収益が減少することに伴い、応札価格が上昇する結果、オークションの上限価格を超過、不落札となる虞。このため、既設電源の維持に必要な費用を回収できるよう、実態に沿った指標価格への引上げを検討いただきたい。
4	発電・小売電気事業者	NetCONE（新設GTCC）の算定諸元の内、運転維持費、経年に伴う修繕費等の増分に関する諸元を最新の数値を反映することにより物価高騰等の影響を手当てすることを提案します。一方で資本費（建設費）については、最新コストを反映するとメインオークションの大半を占める既設電源にとって過剰な手当てとなるため、建設費は現行水準を維持することを提案します。
5	発電事業者 (発動指令電源)	電源の新規投資・新陳代謝という当初の目標に鑑み、また、近年の物価や金利上昇等を踏まえ、常に最新のパラメーターを用いてNetCONEが算定されるよう、要望する。（少なくとも、5年に1回の包括的検証での見直しは、スパンが長すぎると思料）

4. 第2章：「現在の仕組みの再確認」のCfEトピックス報告

62

(参考) Net CONEにおける発電コスト検証WGの最新諸元等 (2/2)

第70回容量市場の在り方等に関する検討会資料より
(2025.12.18)

No	属性	該当部分抜粋
6	発電・小売電気事業者	2020年1月の第23回容量市場の在り方等に関する検討会では、「包括的な検証等を踏まえ、GrossCONE等に大きな変動があった場合には、必要に応じて見直すこと」と整理がされている。現状、Net CONEについては、2015年発電コスト検証WGのLNGモデルプラントの諸元を用いて算定されており、現在に至るまで諸元の最新化は行われていない。その間、2021年発電コスト検証WG、2025年度発電コストWGにおいて2度の発電コストの見直しが行われているが、昨今のインフレを反映して、LNGモデルプラントの発電コストは上昇傾向にある。この点、容量市場の応札時に指標となるべき価格が年々と実態のコストと離れていく傾向にあり、容量市場の適正な価格形成を歪める要因となりえるため、直近の2025年度発電コスト検証の諸元に見直しを図るべき。なお、2022年4月の第64回制度検討作業部会では、諸元を見直さない主たる理由として「発電コスト検証WGの試算においては、サンプルプラントの実績が用いられており、選定されたプラントによって一定のばらつきがあること」が挙げられているが、長期脱炭素電源オークションでは、最新の発電コスト検証WGの諸元を下に各電源の上限価格を算定していることと矛盾しているのではないかと考える。
7	発電・小売電気事業者	制度設計当時から更新されていないNetCONE諸元（税引前WACC、建設コスト）について、最新化することを考えられるか。
8	発電・小売電気事業者	WACC水準は、事業者の電源投資インセンティブを確保すべく、現状に合わせた見直しが必要。
9	小売電気事業者	指標価格（Net CONE）は、発電事業者の入札価格に影響を与える重要な要素であり、現状において、最新の電源投資コストと異なる点は課題である一方、落札価格の上昇は、電力利用者の負担増につながることから、利用者理解の向上等を含めた総合的かつ慎重な検討が必要。
10	コンサルティング会社 / 調査機関	Net CONEと実際のコストとの間には、インフレ等の影響による各種コストの増加により乖離が発生していると理解。発電事業者の立場に立てば実態に合わせて引き上げてほしい一方、小売事業者及び需要家の観点からは急に負担が増加するため、対応が難しい点は理解する。

4. 第2章：「現在の仕組みの再確認」のCfEトピックス報告 (参考) コスト算定期間

63

第70回容量
市場の在り方
等に関する検
討会資料より
(2025.12.
18)

No	属性	該当部分抜粋
1	小売電気事業者	コスト評価年数を40年と設定していますが、機器の運転期間や保守やメンテナンス等からの想定費用と思われますが、カーボンニュートラルを目指しているエネルギー業界では、40年の算定期間は実態にそぐわない結果になってはいないか、急激な速度で技術革新がなされている昨今、これらの数値が果たして妥当か疑問です。従って再計算を5年スパン、10年スパンで算定してみて、その結果を業界に提示してはいかがでしょうか。
2	発電・小売電気事業者	現状40年としているコスト評価期間については、投資判断の実態に合わせ15年程度に見直すべきではないか。この点、運転から15年程度以上経過した電源は、棚ぼた利益を得られるとも考えられるため、経年数が一定以上の電源は容量確保契約金を減額することも一案か。

4. 第2章：「現在の仕組みの再確認」のCfEトピックス報告 (参考) 補完的視点

64

第70回容量市場の在り方等に関する検討会資料より
(2025.12.18)

No	属性	該当部分抜粋
1	発電事業者 (安定電源・変動電源)	現在のNet CONEは2015年時点の諸元の物価補正を続けており、近年の建設費高騰や他市場収益など実コストとの乖離が生じている。今後は、CCGTに限らず他の電源種や制度（長期脱炭素電源オーケション等）との整合性を踏まえた価格設定が必要であり、指標価格の見直しにあたっては、電源種別の特性や制度目的に応じた柔軟なアプローチが求められる。
2	小売電気事業者	現行のNet CONEの指標価格では電源別の投資価格が考慮されていないことから、同価格を電源別に設定することで新設の経済性を促すことが必要と思料する。
3	発電事業者 (安定電源・変動電源)	EUEが不足するエリアについては、既設電源の維持や新設電源導入に向けた発電事業者のインセンティブを確保するため、上限価格（Net CONE×1.5）の倍率引上げについて検討いただきたい。
4	発電事業者 (安定電源・変動電源)	現行の容量市場で既設電源の維持が困難となってきている理由としては、上限価格を超えてしまうことが要因と考えられる。そのため、既設電源維持のための対応策として、①Net CONEの算定諸元の見直し②上限価格の算定方法の見直し（Net CONEの倍率）のどちらかの採用が考えられることから、ご検討をいただきたい。また上記に加えて、年度毎の③Net CONEにおけるインフレ補正指標の見直しについても、併せてご検討をいただきたい。 ①Net CONEの見直し：Net CONEの諸元が2015年時の発電コスト検証WGの数値から見直されておらず、至近の急激なインフレ影響等がNet CONEへ適切に反映されていないことが推察されることから、応札価格の現状も踏まえて、当該諸元を最新の発電コスト検証WGの数値に見直すことが考えられる。 ② 上限価格の算定方法の見直し（Net CONEの倍率）：米国PJMエリアではkW確保の確保課題への対策として、上限価格設定がNet CONE×1.75倍へと変更され、高経年火力（退出する可能性がある電源）が維持しやすい市場となってきた。米国PJMの置かれている状況に日本も類似しており、将来的には高経年火力のリフレッシュ工事費用を容量市場から回収できるような仕組みが必要と思料。そのため、PJM同様に上限価格設定を上げることも一案ではないか。 ③ Net CONEにおけるインフレ補正指標の見直し：昨今のインフレ急増を鑑みると、現行のインフレ補正指標では、実態のインフレよりも低めに想定されているものと思料。長期脱炭素電源オーケションでのインフレ対応を参考にして、各年度のNet CONE算定時におけるインフレ補正の指標（GDPデフレータ、コアCPI）を見直すことで、インフレの影響をより適切に反映していくことも一案ではないか。

4. 第2章：「現在の仕組みの再確認」のCfEトピックス報告

65

項目 I -設問2（その他、需要曲線）のサマリ

- 「目標調達量算定に用いる算定諸元」、「再生可能エネルギーの影響/評価」などに関する様々なコメントをいただいた。

第70回容量市場の在り方等に関する検討会資料より
(2025.12.18)

No	項目	意見内容	事業者からの提案・アイデア	件数
1	目標調達量算定に用いる算定諸元	・追加オーケション分の控除について、必要な供給力を確保できない可能性がある	・メインオーケションにおいて募集量から控除される、追加オーケションで調達を見込む供給力（H3需要の2%相当）の妥当性を検証し、必要に応じて控除量の見直し	5件程度
2		・市場外供給量の控除について、平常時、非常時ともに供給力として期待できない可能性がある	・需要曲線における容量市場外で稼働が見込める一定量（120万kW）に関する目標調達量からの控除に関しては、当該電源の稼働の蓋然性に関する検証を行い、必要に応じて控除量の見直し	
3		・目標調達量の算定諸元である年間停止可能量は1.9か月である	・第78回調整力等委にて2.1か月であると確認されていることから、実態に即した年間停止可能量を確認し、目標調達量へ反映すべき	
4	再生可能エネルギーの影響/評価	・再エネ大量導入時代に需給が不安定になるのは8月の最大需要発生時ではない	・変動再エネ大量導入下における電源支援は、変動再エネが稼働しない時の下支えを念頭に構想するべき	数件程度
5		・FIT電源（特に太陽光）の期待容量の算定根拠となる「調整係数」が、実態に対して保守的	・H3需要時の発電実績などをより実態に即した形で反映し、調整係数の算定プロセスを見直す	

4. 第2章：「現在の仕組みの再確認」のCfEトピックス報告

66

(参考) 目標調達量算定に用いる算定諸元

No	属性	該当部分抜粋
1	発電事業者 (安定電源・変動電源)	追加オーケション分の控除については、 追加オーケション時に、メインオーケションで非約定となつた火力電源や原子力の再稼働、発動指令電源の追加参加が必ずあるとは限らず、必要な供給力を確保できない可能性がある。 また、 市場外供給量の控除については、容量市場に非応札の電源の供給力を期待して控除されているが、平常時、非常時ともに供給力として期待できない可能性がある。 メインオーケションにおいて募集量から控除される、追加オーケションで調達を見込む供給力（H3需要の2%相当）の妥当性を検証し、必要に応じて控除量の見直しをご検討いただきたい。また、需要曲線における容量市場外で稼働が見込める一定量（120万kW）に関する目標調達量からの控除に関しては、 当該電源の稼働の蓋然性 （実態として、供給力としてどの程度貢献できるのか）に関する検証を行い、必要に応じて控除量の見直しをご検討いただきたい。
2	発電・小売電気事業者	供給計画や将来の電力需給シナリオにおいて、今後の需要の伸びが報告されていることから、 電力需要の伸びを踏まえた目標調達量とすることが必要 （需給シナリオにおいては、デジタル・半導体産業で大幅に需要が増加することに加えて、自動車産業、鉄鋼産業などの産業でも需要の伸びが示唆されている）。 目標調達量の算定諸元である年間停止可能量は1.9か月がこれまで使用されているが、第78回調整力等委（2022年10月19日）にて2.1か月であると確認されていることから、見直しが必要と考える。 改めて 実態に即した年間停止可能量を確認し、目標調達量へ反映すべきではないか。
3	発電・小売電気事業者	GX・DXを含む産業構造の変化等に伴う電力需要伸長の可能性を踏まえつつ、将来需給シナリオ等も活用しながら、需要想定の精度を高めることで、 目標調達量の適正化・明確化を図っていくことが必要 。これによって、オーケションにおける約定価格ひいては供給力確保の安定化に繋がるものと思料。

第70回容量
市場の在り方
等に関する検
討会資料より
(2025.12.
18)

4. 第2章：「現在の仕組みの再確認」のCfEトピックス報告

67

(参考) 再生可能エネルギーの影響/評価

第70回容量市場の在り方等に関する検討会資料より
(2025.12.18)

No	属性	該当部分抜粋
1	コンサルティング会社 / 調査機関	<p>需要曲線は北海道、東北、北陸エリアは1月断面、その他エリアは8月断面の想定需要に基づき作成される。小売事業者が負担する容量拠出金も、エリア最大需要時の自社小売り販売実績に応じて各社に配分される。最大需要に合わせた供給力動員、さらに暗喩として最大需要時期における小売側の節電勧奨への動機付けが目的であると読める。この発想は、太陽光発電量が減り始める夕方以降や天候不良時の供給力をどのように確保するかという今日の課題とされている。再エネ大量導入時代に需給が不安定になるのは8月の最大需要発生時ではない。この時間帯は通常、晴天で太陽光もフル稼働しているので、空調需要が伸びても予備率には余裕があるものと予想できる。変動再エネ大量導入下における電源支援は、変動再エネが稼働しない時の下支えを念頭に構想するべきである（他国の事例としては、2020年8月に米国カリフォルニアで日中熱波が襲った際、日没後も高い電力需要が続き、太陽光発電量急落、DR不足、融通不足を経て輪番停電となったケースがある）。</p>
2	小売電気事業者	<p>現行の需要曲線の設定において、控除されるFIT電源（特に太陽光）の期待容量の算定根拠となる「調整係数」が、実態に対してあまりに保守的（低すぎ）だと考える。公表調整係数（例：2024年度実施オークション用では東京エリアで9.99%、九州エリアで4.3%）に対し、各送配電会社の公表需給実績に基づき試算したところ、需要が最も高まる「H3需要時」における太陽光の発電実績は、過去5年間（2019～2023年度）の平均で東京エリアは約50%、九州エリアは約57%。H3需要時の実績値と調整係数の間にこれほど大きな乖離がある現状は、変動電源の供給力を過小評価していると考える。需要曲線の適切性を担保するためにも、H3需要時の発電実績などをより実態に即した形で反映し、調整係数の算定プロセスを見直すべきであろう。</p>

4. 海外のNet CONEについて

24

- **欧米各国・地域の容量市場**（集中型/シングルプライス方式）のNet CONEについて、現在の状況を確認した。
- 足元の数年で設定された**Net CONE価格**は、日本の約1万円/kWと比べて**高い水準**の国や地域もある。
- モデルプラントは、建設動向を踏まえて、日本と同じ天然ガスを燃料とする発電方式が採用されている。

対象国・地域		欧州			
		イギリス	アイルランド	ポーランド	イタリア
Net CONE	価格 (円/kW/年) ^{*1}	10,000	18,800	(未公表)	(未公表)
	算定年	2013	2023	—	—
上限価格	算定式	NetCONE×1.5倍	NetCONE×1.5倍	GrossCONE	GrossCONE
モデルプラント	発電種別 ^{*2}	CCGT	OCGT	OCGT・CCGT	OCGT
	燃料種別	天然ガス	天然ガス	天然ガス	天然ガス

対象国・地域		アメリカ		
		PJM ^{*3}	ISO-NE	MISO
Net CONE	価格 (円/kW/年) ^{*1}	—	16,300	13,300
	算定年	—	2023	2025
上限価格	算定式	—	NetCONE×1.6倍	GrossCONE
モデルプラント	発電種別 ^{*2}	CCGT	SCGT	OCGT
	燃料種別	天然ガス	天然ガス	天然ガス

* 1 以下の通貨レート（2025年9月末TTS）にて算出
1\$=149.88円、1£=203.86円
1€=175.97円、1zł=42.10円

* 2 GT(ガスタービン)については、国や地域により、
OCGT、SCGTの呼称が使用されている

* 3 NetCONEは暫定対応中のため算定値の公表なし

5. 国の審議会の検討内容を参考としたNet CONEの仮算定

25

2025年の発電コスト検証WGの公表値を用いた仮算定

- 今回の検討の参考情報として、現行と同様にモデルプラントをCCGTとし、2025年の発電コスト検証WGの公表値や直近の経済指標を用いて、メインオークションのNet CONEの仮算定を行った。
- 今回の条件における仮算定では、Net CONEは約2万円/kWであった（その場合の需要曲線の上限価格は1.5倍の約3万円/kW）。

項目	単位	①現行のNet CONE ※1	②国の審議会の検討内容を 参考とした仮算定※2※3
		※1 2015年の発電コスト検証WG の公表値より	※2 2025年の発電コスト検証 WGの公表値より
Net CONE (指標価格)	万円/kW	1.01	2.05
設備容量 (モデルプラント：CCGT)	万kW	140	60
資本費	建設費	万円/kW	12.0
	設備廃棄費用	%	建設費の5%
運転維持費	人件費	億円/年	6.0
	修繕費	%/年	1.6
	諸費	%/年	0.7
	業務分担費 (一般管理費)	%/年	14.5

※3 容量市場メインオークション約定結果（対象実需給年度：2028年度）<2025年1月29日公表>より、需要曲線に対する応札状況（供給曲線）をもとに確認したところ、需要曲線の上限価格14,812.5円/kWから30,000円/kWまでの応札価格の電源の容量の合計は約160万kWであった。

- 2028年度向け容量市場メインオークションの落札電源より、近年に運転開始（または予定）※のLNG火力プラントが採用している発電方式を確認したところ、容量ベースでは98%がCCGT方式であった。

＜約定容量＞

LNG火力	容量：530万kW
内、CCGT	容量：519万kW（98%）
内、OCGT	容量： 11万kW（2%）

※実需給年度2028年度向けメインオークションに落札した電源の内、運開年度から実需給年度までの経過年数が5年以内（運開年度が2023年度以降）

3. 指標価格（Net CONE）の設定

（1）モデルプラントの選択

11

第16回容量
市場の在り方
等に関する検
討会資料より
(2018.11.
20)

- 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。

- 本日は、Net CONEに関する論点について、国の審議会で検討が行われている内容や、本件の検討の参考となる情報（包括的検証のCall for Evidenceで得た情報、海外の容量市場のNet CONEの動向、Net CONEの仮算定値、近年採用されているLNG火力の発電方式）をもとに、Net CONEの検討に関するご意見をお伺いしたい。
- 本日の議論の内容について国の審議会と連携を図りつつ、引き続き検討が進められる予定となる。