

# 需要曲線の設定について

2020年1月31日

容量市場の在り方等に関する検討会事務局※

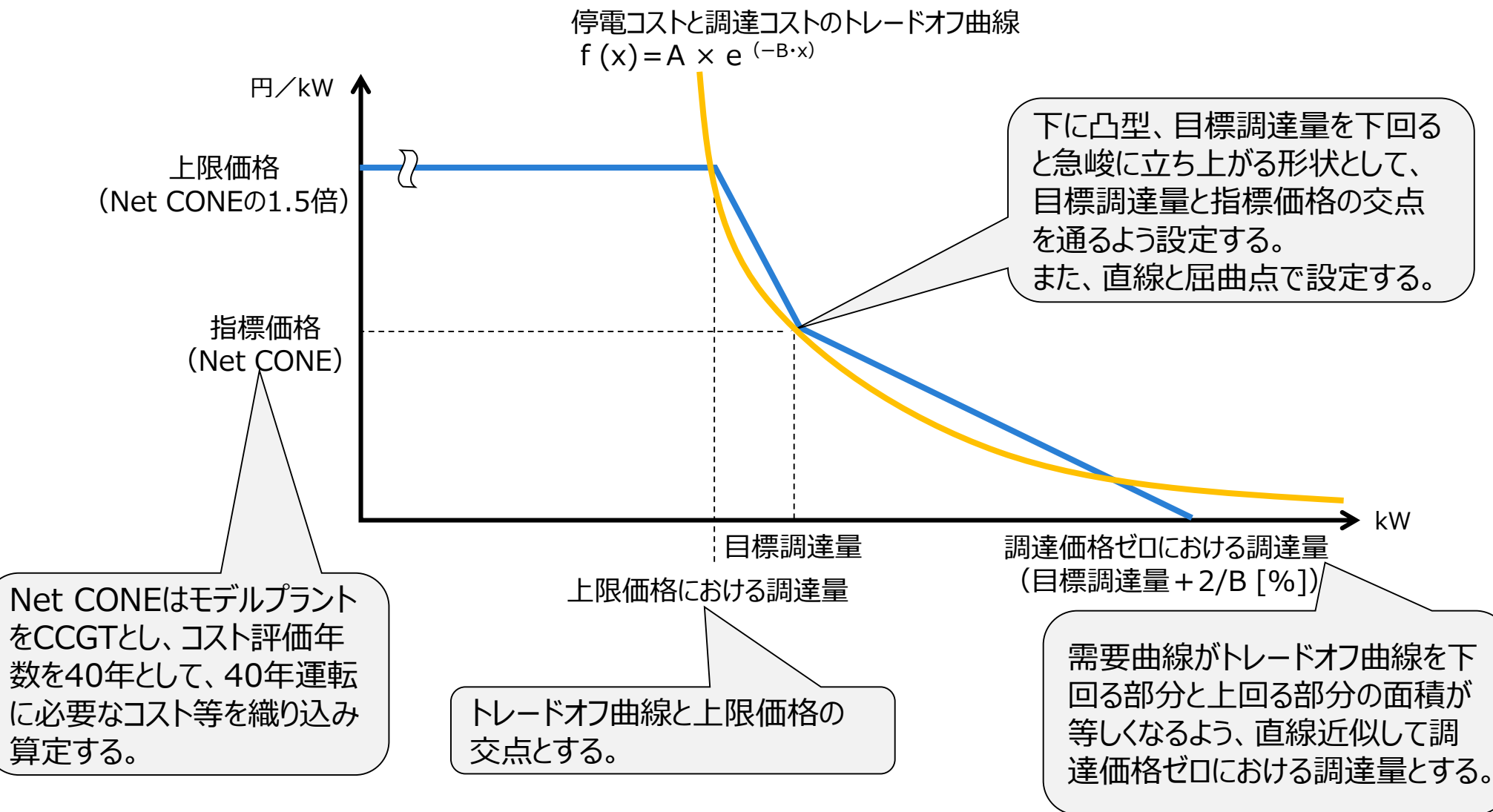
※本検討会は、資源エネルギー庁と電力広域的運営推進機関の共同事務局により開催している。

1. はじめに
2. 需要曲線設定に関する考え方の整理
3. Net CONE算定に関するこれまでの整理と最新の試算値
4. Net CONE算定における経済指標について
5. 目標調達量の設定について
6. 現時点の数値（2019年度供給計画、経済指標）により算定した需要曲線
7. 需要曲線に関する今後の主なスケジュール
8. まとめ

- 需要曲線の設定について、これまで国の審議会や容量市場の在り方等に関する検討会等で議論を進めてきた。
- 例えば、指標価格はNet CONEとすることや、上限価格はNet CONEの1.5倍とすること、目標調達量は、年間最大需要（H3需要）に気温等の変動に伴う需要変動（偶発的需給変動）や景気変動等による需要変動（持続的需要変動）、厳気象対応、稀頻度リスクおよび計画停止を踏まえた追加設備量に基づいて算定することとしている。
- 需要曲線の算定においては、最新の供給計画や国等が公表する経済指標等を用いることとしている。
- 本日は、現時点の数値（2019年度供給計画や現時点の経済指標）により算定した需要曲線を参考として報告するとともに、需要曲線の設定について確認を行う。

## 2. 需要曲線設定に関する考え方の整理

- 需要曲線は、下に凸型の形状とし、Net CONEおよび停電コストと調達コストのトレードオフ曲線等を用いて作成することとしている。



- 需要曲線の形状については、以下のように整理している。
  - ✓ 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
  - ✓ 斜めに設定することとし、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形状
  - ✓ 斜めの形状は、直線と屈曲点（≠曲線）で設定
- 指標価格は、Net CONEとしている。
- 目標調達量は、下記を踏まえて設定することとしている。
  - ✓ 年間最大需要（H3需要）に対応する供給力
  - ✓ 景気変動等による需要変動（持続的需要変動）に対応する供給力
  - ✓ 電源の計画外停止、出力変動電源の出力変化、気温等の変動に伴う需要変動（偶発的需要変動）に対応する供給力
  - ✓ 稀頻度リスク、厳気象に対応する供給力
  - ✓ 計画停止を踏まえた追加設備量
- 上限価格は、Net CONEの1.5倍とすることとしている。
- 上限価格における調達量は、停電コストと調達コストのトレードオフ曲線を基に設定することとしている。
- 調達価格ゼロにおける調達量は、需要曲線がトレードオフ曲線を下回る部分と上回る部分の面積が等しくなるよう、直線近似して調達価格ゼロにおける調達量を設定することとしている。

## 5. 需要曲線の作成プロセス

## (2) 需要曲線作成要領 (需要曲線の形状)

- 需要曲線作成要領では、需要曲線の形状として、各項目毎に、数値や計算法を定めることとする。

項目	中項目/小項目	数値や計算法等
需要 曲線 の 形状	上限価格	Net CONE × 1.5 とする
	上限価格における調達量	停電コストと調達コストのトレードオフ曲線を基に設定する。
	形状	下に凸型、目標調達量を下回ると急峻に立ち上がる形状として、目標調達量と指標価格の交点を通るように、直線と屈曲点で設定する。
	指標価格	Net CONE とする
	調達価格ゼロにおける調達量	<p>トレードオフ曲線を直線近似して求める。 (具体的には、以下とする)</p> <p>トレードオフ曲線 : <math>f(x) = A \times e^{-B \cdot x}</math> とし、 目標調達量を <math>t</math> [%] として、 調達価格ゼロにおける調達量 = <math>t + 2/B</math> [%]</p> <p>※ Bの値は、目標調達量を踏まえたトレードオフ曲線から設定する。 目標調達量の設定により、調達価格ゼロにおける調達量が試算した + 3.3% から大きくかい離する場合は、改めて検討・評価する。</p>

### 3. Net CONE算定に関するこれまでの整理と現時点の試算値

- Net CONE算定にあたっては最新の経済指標を参照することとしており、以下の指標を用いることとしている。
  - ▶ インフレーション率
  - ▶ 期待インフレーション率
  - ▶ 自己資本比率
  - ▶ 他人資本コスト
- 今回、現時点の数値を用いてNet CONEの試算すると、9,444円/kW・年であった。

#### <毎年度の算定に用いる経済指標>

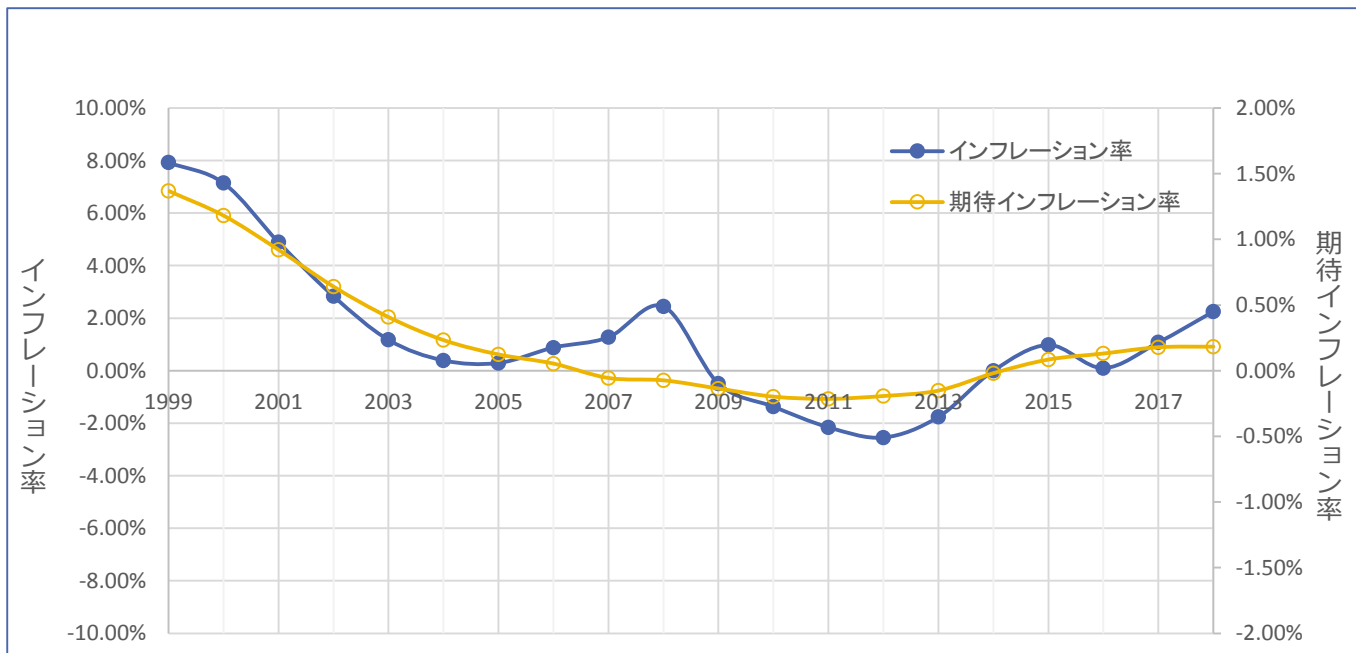
要素	経済指標等	更新時期	検討時の数値	現時点の数値	備考
インフレーション率	GDPデフレーター	3月 (2次速報)	1.08%	2.25% (2018年時点※)	基準年(2014年)からNet CONE算定年までの物価上昇率の実績値
期待インフレーション率	コアCPI	1月下旬 (暦年値)	0.18%	0.18% (2018年時点※)	将来の物価上昇率の予想値
自己資本比率	企業活動基本調査	7-8月 (確報)	41.6%	42.3% (2019年確報)	経済産業省公表
他人資本コスト	貸出約定平均金利	2月	1.1%	1.1% (2018年時点※)	日本銀行公表

※2018年時点の数値については、1～3月に2019年数値へ更新を行う予定

## 4. Net CONE算定における経済指標について (変動要素の確認)

- 経済指標は、経済情勢に応じて常に変動するため、インフレーション率や期待インフレーション率は、Net CONEをプラス、マイナス双方に変動させる要素となる。
- 過去20年のインフレーション率や期待インフレーション率の推移を確認したところ、連続した年で同一方向（プラスまたはマイナス）に振れる場合があるものの、中長期的に見るとプラス・マイナス双方に振れている。
- なお、東日本大震災以降8年間のインフレーション率、期待インフレーション率に伴う変動影響を試算すると、▲153円/kW・年～+137円/kW・年であった。

<インフレーション率等の推移（過去20年間）>





- 変動要素は実行税率、自己資本比率、他人資本コストであるため、最新値を用いて算定すると、第16回の検討会で示した値同様5%程度となった。

$$\begin{aligned}\text{税引前WACC} &= \text{自己資本比率} \times \text{自己資本コスト} / (1 - \text{実効税率}) \\ &\quad + \text{他人資本比率} \times \text{他人資本コスト} \\ &= 42.3\% \times 6.7\% / (1 - 27.2\%) + 57.7\% \times 1.1\% \\ &= 4.5\%\end{aligned}$$

(諸元)

実効税率：変更なし (27.2%)

自己資本比率：41.6%→42.3%

他人資本コスト：変更なし (1.1%)

※実効税率 = 法人税 × (1 + 地方法人税 + 法人住民税)

## 4. Net CONE算定における経済指標について (経済指標の取扱いまとめ)

- これまでの需要曲線の検討において、議論の目安として一定の値（9,307円/kW・年）を示してきており、今回、現時点の経済指標を用いてNet CONEを試算したところ9,444円/kW・年となった。
- 今後、2020年度メインオークションの需要曲線作成においては、最新の経済指標を用いてNet CONEを算定する。
- なお、包括的な検証のタイミングを目的として、Net CONEが毎年変動することによる影響等も踏まえ、Net CONEの算定方法等についても検証を行うこととしている。

### <参考> 諸外国のNet CONEの状況

PJM：Net CONEを毎年度変動させている

英国：Net CONE変動に関する規定はなし（数値の検証等を継続的に行いながら必要に応じて見直すこととしている）

- Net CONE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（以降、「他市場収益」という）」を差し引いて求めることとしている。
- Net CONE 算定のモデルプラントは、CCGTとしている。
- モデルプラントのGross CONEは、発電コスト検証WGの算定方法をベースに算定することとしている。
- 必要なコストとして、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加味することとしている（活用可能な既存データや追加ヒアリング等から算定する）。
- コスト評価年数は、容量市場から受け取る対価は新設電源と既設電源を区別しないと整理したことを踏まえつつ、運転期間を40年と設定することとして、40年運転に必要なコスト等を織り込むこととしている。
- 他市場収益は4,800円とすることとしている。
- 包括的な検証等を踏まえ、Gross CONE等に大きな変動があった場合には、必要に応じ見直すこととしている。

## 5. 需要曲線の作成プロセス (2) 需要曲線作成要領 (Net CONEの算定方法)

- 需要曲線作成要領では、Net CONEの算定方法として、各項目毎に、数値や計算法、考え方を定めることとする。
- また、経済状況等から適宜見直しが必要と考えられる項目は更新することとしてはどうか。

### Net CONEの算定方法に関する整理のまとめ (1/2)

項目	中項目/小項目	数値や計算法等	考え方等	
Net CONE 算定方法	モデルプラント	CCGT	以下をモデルプラントの要件として選択する <ul style="list-style-type: none"> <li>• 経済的に選択される燃料種別・発電技術であること</li> <li>• 容量市場以外からの収益が少ない電源を選択すること</li> <li>• 発電コスト検証WGをベースにGross CONEを算定できること</li> </ul>	
	コスト評価年数	40年	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 運転期間から設定し、運転期間に必要なコスト等を織り込む</li> </ul>	
	インフレーション	デフレータ (暦年) 算定ベースとする発電コスト検証WGは デフレータ (暦年) にて反映したため。	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 参考とする実質コストの算定年から Net CONEの算定年までのインフレーションを反映する。</li> </ul>	
	40年 運転に 必要と なる コスト の加味	評価期間の 期待インフレ率	期待インフレ率 = 0.4×前年度のコアCPIの変化率 + 0.6×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	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 評価期間の割引率は税引前WACCのため名目値、参照コストは実績値のため、コストにインフレ率を反映し名目値とする必要がある。</li> <li>• 期待インフレ率の計算式は、以下の図書を参考に設定した。 日本経済のリスクプレミアム (著者：山口勝業、東洋経済社)</li> </ul>
		系統接続費	1.56千円/kW	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 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。</li> <li>• なお、左記は平成27年度から平成29年度の500kW以上の火力電源 (FIT除く) の工事費負担金の実績の平均値から設定。</li> </ul>
		経年に伴う修繕 費等の増分費用	3万円/kW 2018年11月の事務局のヒアリング結果から	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 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。</li> </ul>
エスカレーション		考慮しない	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 我が国の他の発電コスト試算等でも考慮しておらず、考慮しない。</li> </ul>	

## 5. 需要曲線の作成プロセス (2) 需要曲線作成要領 (Net CONEの算定方法)

### Net CONEの算定方法に関する整理のまとめ (2/2)

項目	中項目/小項目	数値や計算法等	考え方等	
Net CONE算定方法	評価期間の割引率	5%	<ul style="list-style-type: none"> <li>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、経済指標等から税引前WACCを算定し設定する</li> </ul>	
	税引前WACC	税引前WACC	$\text{税引前WACC} = \text{自己資本比率} \times \text{自己資本コスト} / (1 - \text{実効税率}) + \text{他人資本比率} \times \text{他人資本コスト}$	同上
		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)	<ul style="list-style-type: none"> <li>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。</li> <li>我が国の大手発電事業者は、大規模な発電事業に参画する可能性が考えられるとして、資本金1億円以上の我が国の企業として、それら企業の自己資本比率を用いることとした。</li> </ul>
		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～企業と投資家の望ましい関係構築～プロジェクト (伊藤レポート) 2014.8 p44, を参考とし求めた。	<ul style="list-style-type: none"> <li>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する。 (何らか信頼性の高い、公的な最新の報告書等から算定する。)</li> </ul>
		他人資本コスト	貸出約定平均金利 (新規・長期) (暦年値の平均)	<ul style="list-style-type: none"> <li>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、他人資本コストは、公的な資料等の2009年度以降のデータから算定する。</li> </ul>
		実効税率	需給年度に適用予定の実効税率	<ul style="list-style-type: none"> <li>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。</li> </ul>
	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照することとして設定した。(※)	<ul style="list-style-type: none"> <li>モデルプラントが容量市場以外から見込むことのできる収益。(kWh価値、ΔkW価値、非化石価値の販売益)</li> <li>※ CCGTの場合、非化石価値はない</li> <li>※ 広域機関でシミュレーションを行い、何らかの示唆や結論等が得られたならば、3,000円/kW・年とした設定を見直すこととする。</li> </ul>	

※なお、第22回容量市場の在り方等に関する検討会において、容量市場における発電側基本料金の扱いを検討した結果、諸外国の容量市場以外からの収益の割合等を勘案し、Gross CONEに発電側基本料金を織り込んだ上で、容量市場以外からの収益を4,800円と再算定している。

## 5. 需要曲線の作成プロセス

## (2) 需要曲線作成要領 (Net CONEの算定方法：経済指標の更新)

25

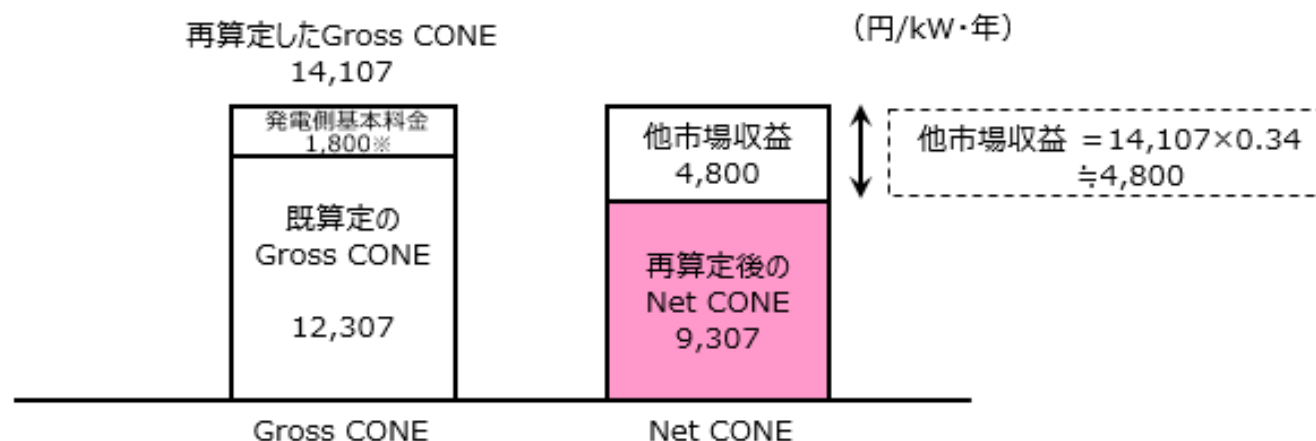
- Net CONEの算定においては、国等が公表する経済指標等を用いることとした。
- 経済指標等は、需要曲線作成時（4月頃）の最新値として、以下を採用して更新してはどうか。
  - ✓ GDPデフレーター（暦年）は2次速報値を用いる。
  - ✓ コアCPIは、暦年値を用いる。
  - ✓ 企業活動基本調査は、誤差を減らすこと、および1年で自己資本比率が大きく変化するとは考えにくいことから、前年の7~8月頃に公表される確報値とする。
  - ✓ 貸出約定平均金利の暦年平均は、昨年までの値を用いることとする。

算定項目		参考とする経済指標等	更新頻度	更新時期	用途
インフレーション率		GDPデフレーター（暦年：1-12月） （“総固定資本形成”の値を使用）	1年	1次速報：2月 2次速報：3月 確報：12月	2014年（暦年） コストからのインフレを 反映
期待インフレーション率		コアCPI	1年	暦年：1月下旬 年度：4月下旬	実質コストから 名目コストへの変換
税引前 WACC	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）	1年	速報：1月 確報：7~8月	税引前WACC算定
	自己資本コスト	公的な資料等（例：伊藤レポート）	不定期	不定期	税引前WACC算定
	他人資本コスト	貸出約定平均金利（新規・長期） （暦年平均）	1年	2月中旬頃	税引前WACC算定
	実効税率	需給年度に適用予定の実効税率	不定期	不定期	税引前WACC算定

## 6. 我が国のNet CONEの再算定について

10

- 英国を参考とし、他市場収益の割合は英国と同程度として算定した場合の再算定値は以下となる。
  - Gross CONE : 14,107円/kW・年 (発電側基本料金の1,800円/kW・年を加算)
  - 他市場収益 : 4,800円/kW・年 (英国の比率 (34%) を参考に算定)
  - Net CONE : 9,307円/kW・年
- Net CONEの算定方法は、容量市場の開始前より発電側基本料金を導入し、Net CONEを一定の数値と置きつつ確認する市場運営の類似性を踏まえ、今回の英国の比率を参考として算出した4,800円を他市場収益として用いることとしてはどうか。
- なお、今後の包括的な検証等を踏まえ、Gross CONE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してはどうか。



※制度設計専門会合において発電側基本料金は150円/kW・月程度と試算されている (150円/kW・月×12か月 = 1,800円/kW・年)

# 5. 目標調達量の設定について

- 容量市場における目標調達量は、偶発的需給変動や持続的需要変動、厳気象対応・稀頻度リスク分に計画停止を踏まえた追加設備量を加えた約113%と整理されている。
- 現時点の数値（2019年度供給計画の2024年度需要）を用いて目標調達量※を試算すると、約1.8億kW（177,655,000kW）であった。

※目標調達量は、FIT電源等の期待容量の合計を含む

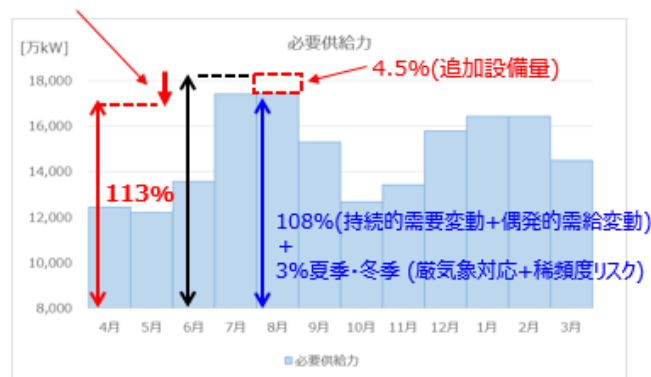
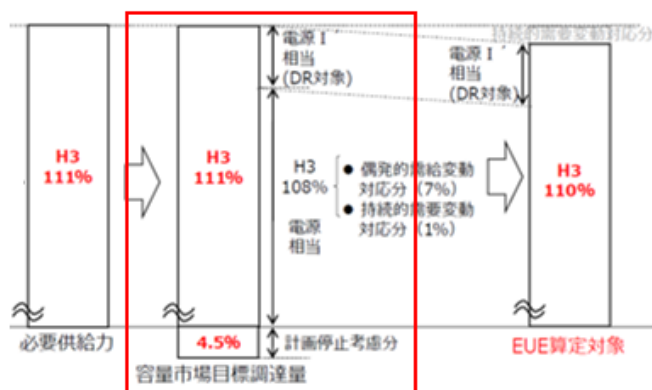
第46回 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料より

## レジ小委の算定条件における再エネ等の供給力(kW価値)評価を踏まえた容量市場調達量について 26

- レジ小委では、容量市場目標調達量として、持続的需要変動・偶発的需給変動対応分の108%に対して厳気象対応・稀頻度リスク分の3%を加算したH3需要の111%の必要供給力と、さらに計画停止を踏まえた追加調達量としてH3需要の4.5%を示していた。
- 必要供給力には再エネ・ガスタービンの各月評価の供給力が含まれており、その後の本委員会において再エネ・ガスタービン等の年間評価について算定したところ。（再エネ・ガスタービンの各月評価の8月供給力と年間評価の供給力との差異は▲約3%）
- 以上のことから、**容量市場の調達量としては、約113%と再表現することとなる。**（ただし、年間最大需要時の確保量は約116%となる。）

<レジ小委>

▲約3%(再エネ・ガスタービンの各月評価の8月供給力と年間評価の供給力との差分)





### 3. 目標調達量の考え方 (①年間最大需要 (H3需要) に対応する供給力)

5

- メインオークションは、受け渡し期間の4年前に実施する。
- そのため、年間最大需要 (H3需要) は、メインオークション時点における最新の供給計画の対象年度を活用してはどうか。
- また、全国の年間最大需要 (H3需要) は、各エリア毎、各月毎のH3需要を算定し、9エリアの合計から算定してはどうか。
  - ※供給計画では、対象年度の各エリアの最大需要 (H3需要) は年間最大需要のみであり、エリアによって年間最大需要が発生する月が異なっている可能性がある。
  - ※なお、偶発的需給変動対応の供給信頼度の評価においては、想定年度における各月の最大需要は、年間H3需要と各月H3需要の比率を用いて、想定年度の年間H3需要から各月H3需要を算定している。
- 追加オークションについても、メインオークションと同様に最新の供給計画の対象年度を活用してはどうか。

- 持続的需要変動対応分については、平年H3需要の1%を確保することとしている。

景気変動等による需要変動の分析 (まとめ)

19

第44回 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料より

- 7ヶ年、5ヶ年、3ヶ年で回帰期間を取った場合のTC成分とT(トレンド)成分との変動率の最大値を下表に示す。9エリア計では、それぞれの期間で1.0~1.7%という試算結果が得られた。この結果からは持続的需要変動対応分として最低限1%は必要であると考えられる。
- ただし、今回は震災後7ヶ年の需要実績データによる分析結果であり、10年分程度の蓄積データには満たない。
- さらに、「趨勢自体の上振れ」との関係となるが、至近の需給状況からは景気変動等により需要が大きく上振れることは想定しにくい。(P4スライドのとおり経済見通しは下げ方向へ補正している。)
- 以上のことから、今回、持続的需要変動対応分を1%以上に見直す必然性があるとは言えないか。
- したがって、2020年度供給計画等の需給バランス評価における持続的需要変動対応の必要供給予備力は、引き続き1%として評価を行うこととしてはどうか。
- **また、容量市場の初回オークションでは持続的需要変動対応分として1%を調達することとしてはどうか。**
- なお、今回の分析で、回帰期間の長さの違いによってT(トレンド)成分が変わり、同時にC成分も変わることが分かった。今後、引き続き実績データの蓄積を行い、T(トレンド)成分の評価方法などを継続的に分析することとしてはどうか。

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア計	沖縄
2012-2018(7ヶ年)	1.3%	1.2%	2.1%	2.3%	1.4%	2.1%	0.9%	3.5%	1.5%	1.7%	1.8%
2014-2018(5ヶ年)	1.4%	1.3%	1.9%	2.9%	1.4%	2.3%	1.1%	2.0%	1.3%	1.4%	1.8%
2013-2015(3ヶ年)	0.7%	0.5%	1.2%	3.0%	1.5%	2.1%	0.8%	3.0%	0.7%	1.2%	0.5%
2016-2018(3ヶ年)	1.4%	1.4%	1.3%	1.1%	1.4%	1.5%	0.4%	2.1%	1.2%	1.0%	1.8%
ケース全体の最大	1.4%	1.4%	2.1%	3.0%	1.5%	2.3%	1.1%	3.5%	1.5%	1.7%	1.8%
ケース全体の最小	0.7%	0.5%	1.2%	1.1%	1.4%	1.5%	0.4%	2.0%	0.7%	1.0%	0.5%

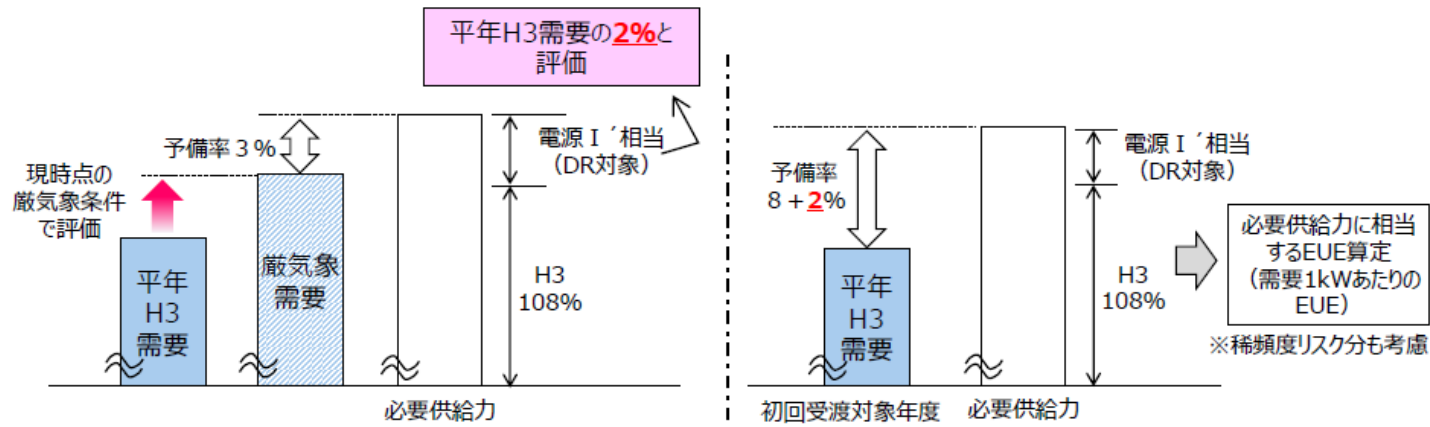
- 厳気象対応については、平年H3需要の2%を確保することとしている。

第4回 電力レジリエンス等に関する小委員会資料より

35

まとめ：容量市場開設後の厳気象対応に必要な供給力

- 今回算定した平年H3需要の2%程度を容量市場開設後の厳気象対応に必要な供給力として評価することでどうか。(今回の算定結果から、容量市場開設後の全国での必要な供給力は「厳気象需要での予備率3%」が「平年H3需要での予備率8%」を上回る評価となる。)
- なお、計画停止を実施するために必要な設備量の整理結果を踏まえ、夏季と冬季の計画停止量の差を見込む必要がある場合は、あらためて考慮して算定する。
- また、必要供給力に相当するEUE算定にあたっては、その時点での最新の厳気象データに見直す必要がある場合には、データを更新して算定する。



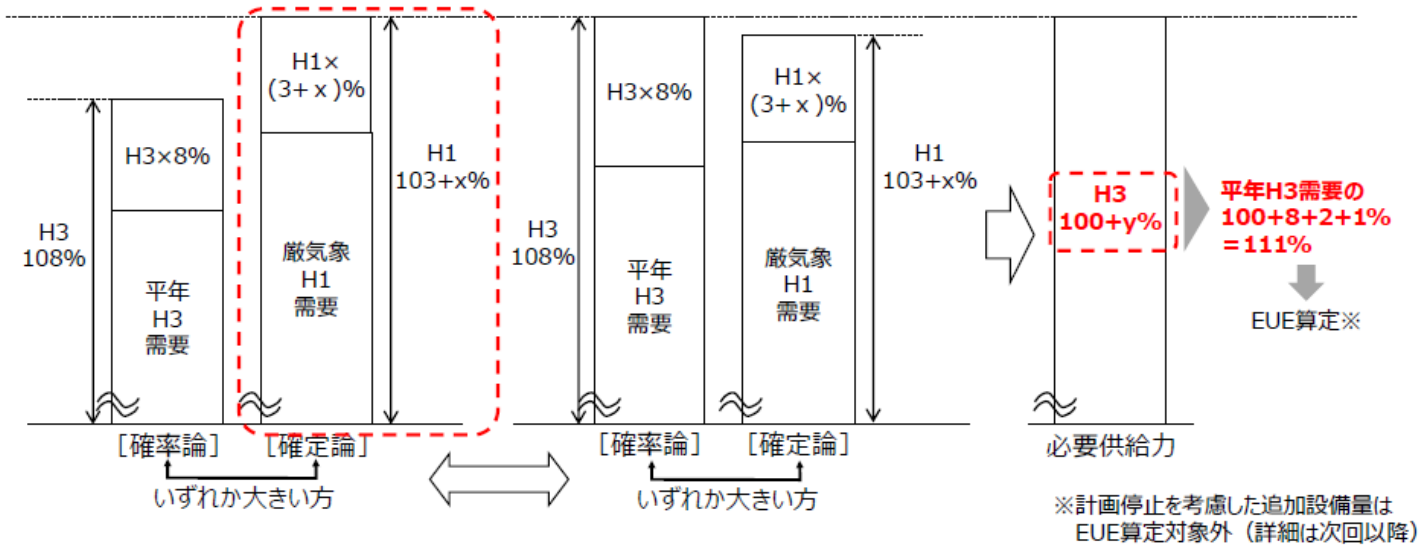
- 稀頻度リスク分については、**平年H3需要の1%を確保することとしている。**

#### 4 稀頻度リスク対応を考慮した必要供給力

62

第4回 電力レジリエンス等に関する小委員会資料より

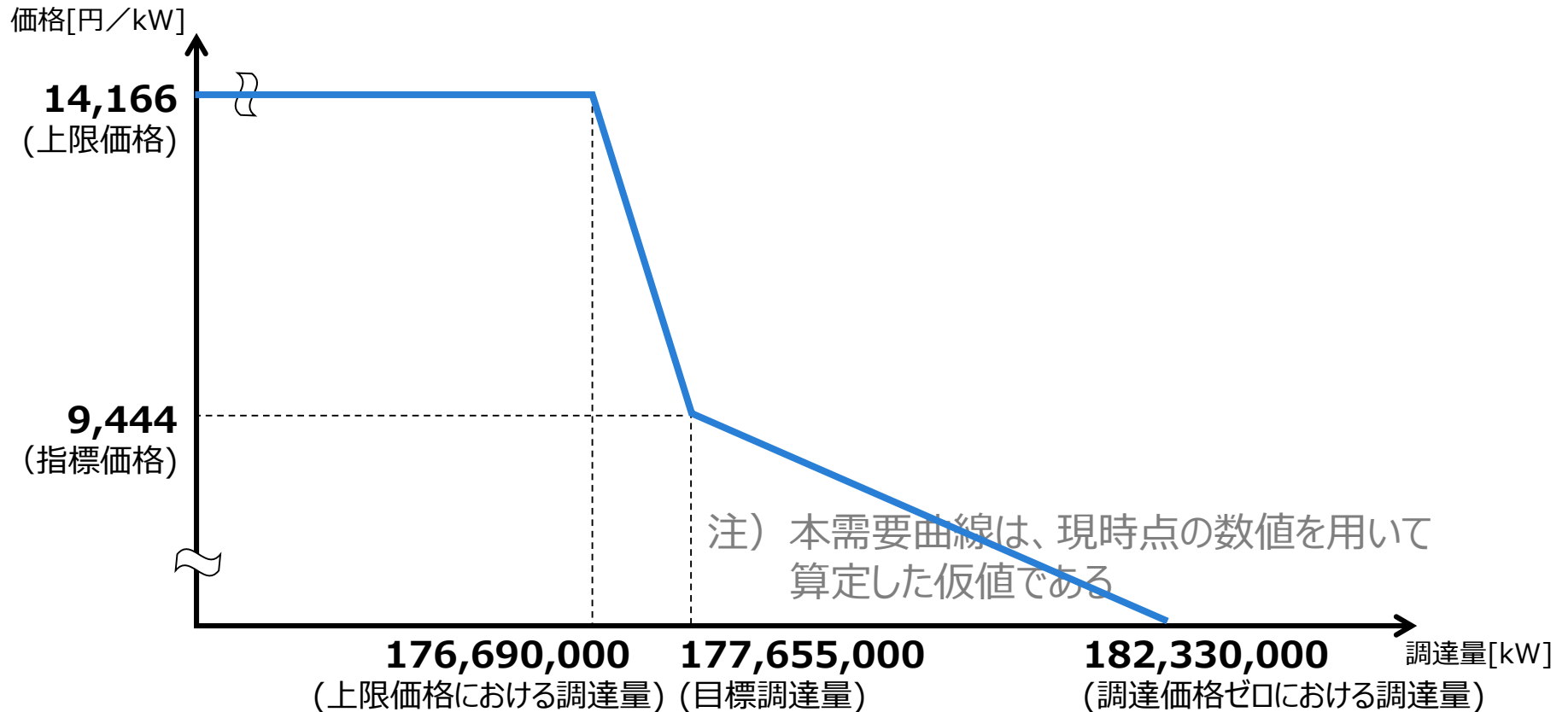
- 「②-1 厳気象対応の見直し」で示したように、容量市場開設後の全国での必要供給力については、厳気象対応分を考慮すると、「厳気象需要での予備率3%」が「平年H3需要での予備率8%」を上回る評価となる。
- したがって、アデカシーの観点から、稀頻度リスク分も考慮し、必要供給力は「厳気象需要での予備率3+x%」と整理することとなるのではないかと。
- **ここで、稀頻度リスクに対応するために必要とする供給力「x」は、厳気象需要における「N-1脱落リスク」を想定することとし、1%程度と評価することとどうか。**
- 設備形成の観点から、これまでの整合性を考慮し、平年H3需要に対する割合として評価すると、今回の試算では必要供給力は「平年H3需要×(100+8+2[厳気象対応]+1[稀頻度リスク対応])%」となり、まず、これに対応する「需要1kWあたりのEUE」を算定することとどうか。



## 6. 現時点の数値（2019年度供給計画、経済指標）により算定した需要曲線

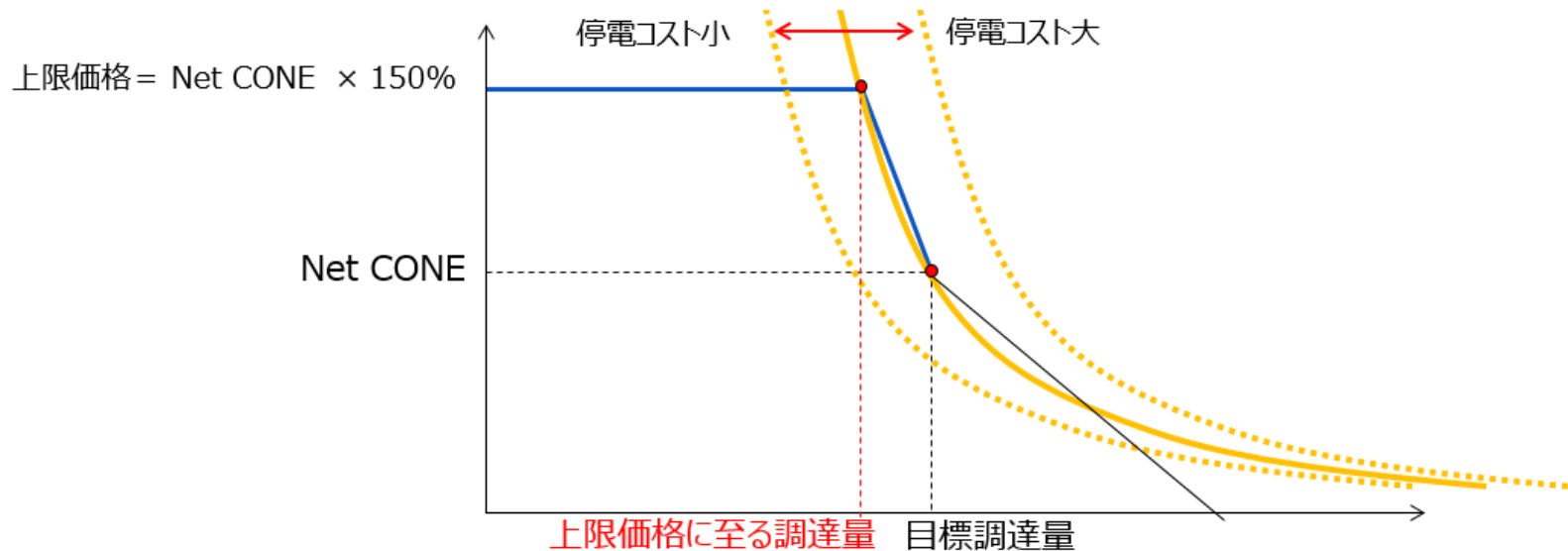
- Net CONEは、現時点の経済指標を用いて試算すると9,444円/kW・年となる。
- 目標調達量<sup>\*</sup>は、現時点（2019年度）の供給計画に基づいて試算すると約1.8億kWとなる。
- 現時点のNet CONEと目標調達量の試算値に基づいて、上限価格、上限価格における調達量、調達価格ゼロにおける調達量を試算した結果、需要曲線は以下となる。

※目標調達量は、FIT電源等の期待容量の合計を含む



#### 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。

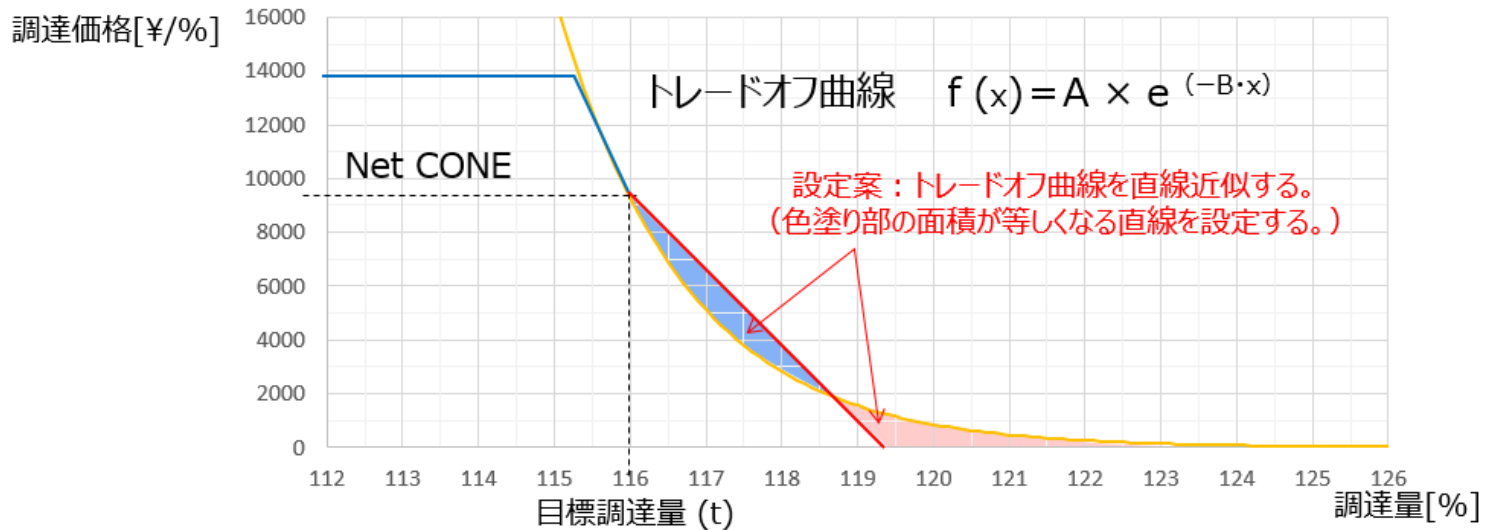


### 3. 調達価格ゼロにおける調達量について (2) 設定案について

12

- トレードオフ曲線を上回る部分と下回る部分を等分する需要曲線において、調達価格ゼロにおける調達量は、計算により以下で求められる。  
    トレードオフ曲線 :  $f(x) = A \times e^{(-B \cdot x)}$  とし、目標調達量を  $t$  [%] とすれば、  
    調達価格ゼロにおける調達量 =  $t + 2 / B$  [%]
- 調整力等委員会におけるEUEの試算結果※では、 $B \approx 0.6$  [%] であり、目標調達量に対して、調達価格ゼロにおける調達量は +3.3% となる。

※ 確率計算に用いる需要変動等の分散によってBが決まる。



## 7. 需要曲線に関する今後の主なスケジュール

- 今後、需要曲線の設定について、供給計画の取りまとめと最新の経済指標を踏まえて、2020年6月に需要曲線の公表を行うことを予定している。

	期間	概要
<b>本日⇒</b>	2020年1月	2019年度供給計画を用いた需要曲線の報告 ※現在の経済指標にもとづいた需要曲線の確認
	2020年3月末	2020年度供給計画取りまとめ
	2020年4月	2020年度供給計画を用いた需要曲線の策定 需要曲線の作成要領案の策定 検討会で需要曲線原案の審議（予定）
	2020年5月	国の審議会で需要曲線原案の審議（予定）
	2020年6月	需要曲線の公表（予定） 需要曲線の作成要領の公表（予定）



- 本日は、現時点の数値（2019年度供給計画や経済指標）により算定した需要曲線を参考として報告した。
- 現時点の数値を用いて試算した場合、Net CONEは9,444円/kW・年、目標調達量は約1.8億kWとなった。
- 需要曲線の作成プロセスにおいては、最新の経済指標を用いてNet CONEを算定する。
- なお、包括的な検証のタイミングを目途として、Net CONEが毎年変動することによる影響等も踏まえ、Net CONEの算定方法等についても検証を行うこととする。
- 今後、2020年度メインオークションの需要曲線作成においては、2020年度供給計画や最新の経済指標を用いて最終的な需要曲線を作成する。