

# 2020年度メインオークション 需要曲線作成要領案

(対象実需給年度：2024年度)

2020年4月24日

電力広域的運営推進機関

# 目次

I. 基本事項 .....	2
1. 目的 .....	2
2. 用語の定義 .....	2
II. 需要曲線 .....	4
1. 需要曲線の形状 .....	4
2. 目標調達量 .....	4
3. 指標価格 (Net CONE) .....	5
4. 上限価格 .....	5
5. 上限価格における調達量 .....	5
6. 調達価格ゼロにおける調達量 .....	7
III. 諸元 .....	9
1. 目標調達量に係る諸元 .....	9
2. 指標価格に係る諸元 .....	9
(1) モデルプラントのコストに考慮する項目 .....	9
(2) 経済指標等 .....	10
IV. 算定結果 .....	11

## I. 基本事項

### 1. 目的

本要領は、電力広域的運営推進機関（以下「本機関」という。）の業務規程第 32 条の 13 および第 32 条の 21 の規定に基づき策定する需要曲線の作成等に関する具体的事項を定め、本機関の需要曲線作成に関する業務の適正かつ円滑な運用を図ることを目的とする。

### 2. 用語の定義

本要領で使用している用語の定義は以下のとおりである。

#### (1) 実需給年度

容量確保契約に基づき、供給力を提供する年度。

#### (2) 容量オークション

メインオークションおよび追加オークション(調達/リリースオークション)の総称。

#### (3) メインオークション

必要供給力の全量を調達するため、実需給年度の 4 年前に実施する入札。

#### (4) 追加オークション

調達オークションおよびリリースオークションの総称。

#### (5) 調達オークション

追加オークションのひとつで、メインオークションで調達した供給力に不足が認められた場合に、実需給年度の 1 年前に追加で供給力を募集する入札。

#### (6) リリースオークション

追加オークションのひとつで、メインオークションで調達した供給力に余剰が認められた場合に、実需給年度の 1 年前にメインオークションで調達した電源等のうち、容量確保契約容量の売却を希望する電源等を募集する入札。

#### (7) Gross COE

新規電源の建設および維持・運営のための総コストをコスト評価期間で均等化したコスト (LCOE : Levelized Cost of Electricity)。単位は[円/kW・年]。

Gross Cost of New Entry の略。

#### (8) 指標価格 (Net COE)

Gross COE から容量市場以外の収益を差し引いたもの。新規電源の建設および維持・運営のため、容量市場に求める収益。単位は[円/kW・年]。

Net COE は Net Cost of New Entry の略。

(9) モデルプラント

Net CONE を算定する上で、対象とする電源の種別。

(10) コスト評価期間

Gross CONE を算定する際の評価期間。単位は[年]。

(11) 需要曲線

メインオークションおよび調達オークションで調達価格を決定するため用いられる、調達量 [kW] と調達価格 [円/kW] の次元を持つ線。

(12) 目標調達量

目標とする需要 1 kW あたりの年間停電量の期待値における供給力。単位は [kW]。

(13) 上限価格

需要曲線における調達価格の最大値。単位は [円/kW・年]。

(14) 上限価格における調達量

需要曲線において、上限価格で調達する調達量の最大値。単位は [kW]。

(15) 調達価格ゼロにおける調達量

需要曲線において、調達価格がゼロのときの調達量。単位は [kW]。

(16) トレードオフ曲線

調達量を変数とし、停電コスト（停電量と停電単価の積）と調達コスト（調達量と調達価格の積）の和が最小となるときの調達価格を本機関の確率論的 necessary supply reserve calculation method により複数点求め、それらの点を結んだ近似曲線。

## II. 需要曲線

### 1. 需要曲線の形状

需要曲線は、以下の4点を直線で結んだ形状とする。

- ① 目標調達量と指標価格の交点
- 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

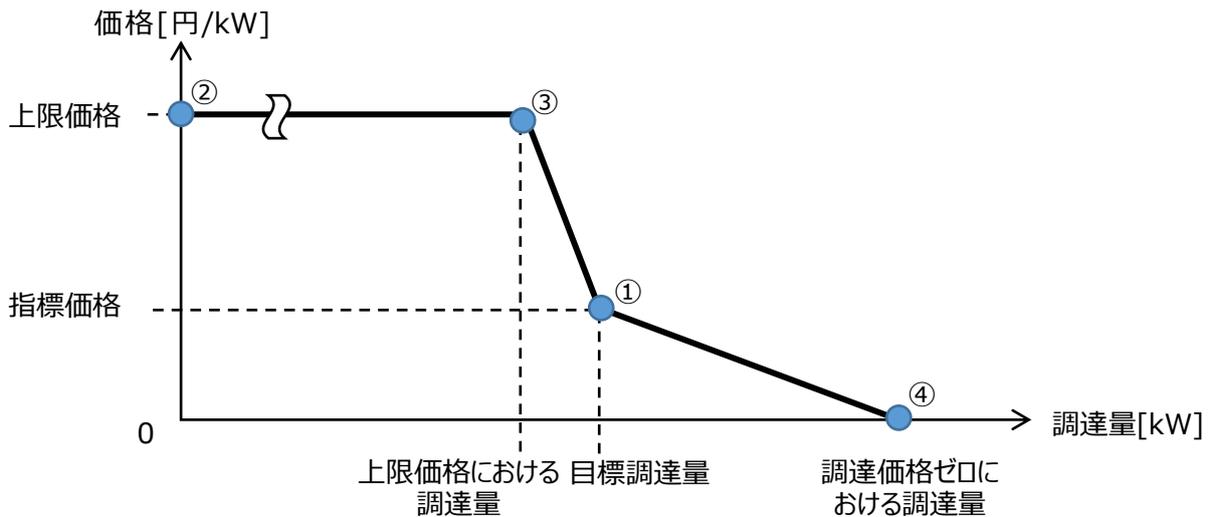


図1 需要曲線の形状

### 2. 目標調達量

目標調達量は、最新の供給計画における実需給年度の全国H3需要（離島除き）に、偶発的需給変動対応分、持続的需要変動対応分、厳気象対応分、稀頻度リスク対応分、追加設備量を加えたものである。なお、目標調達量はFIT電源等の期待容量の合計を含む。

また、発動指令電源の調達量は、厳気象対応分と稀頻度リスク対応分を上限とする。

項目	詳細
偶発的需給変動対応分	出力変動電源の出力変化、電源の計画外停止、気温等の変動に伴う需要変動に対応する供給力。
厳気象対応分	10年に1回程度の厳気象（猛暑および厳寒）に対応する供給力。
稀頻度リスク対応分	想定したリスクを超える規模の供給力喪失若しくは需要増加のリスク、又は、これらを設定するときに想定されていないリスクであって過去の事象等をもとに想定すべきと考えられる大規模かつ長期間の供給力喪失のリスクに対応する供給力。
持続的需要変動対応分	景気変動等による需要変動に対応する供給力。
追加設備量	計画停止可能量を確保するために必要な供給力。

(参考) FIT電源の期待容量は、以下の考え方で算定。

$$\text{FIT電源の期待容量} = (\text{FIT導入容量} + \text{FIT増加容量}^{※1} - \text{FIT買取終了分の容量}) \times \text{調整係数}^{※2}$$

※1 太陽光・風力は最新の供給計画（第1年度、第5年度）設備量をもとに算定

※2 太陽光・風力・水力はエリア毎の調整係数を使用

### 3. 指標価格 (Net CONE)

Net CONE は、Gross CONE から容量市場以外の収益を差し引いて算定する。Gross CONE は、経済産業省 総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 長期エネルギー需給見通し小委員会 発電コスト検証ワーキンググループ（以下、「発電コスト検証 WG」という。）で示された諸元および容量市場の在り方等に関する検討会（以下、「容量市場検討会」という。）等において整理された項目に経済情勢を反映し、算定する。

なお、モデルプラントはコンバインドサイクル・ガスタービン発電 (CCGT) とする。

項目		詳細	
発電コスト 検証 WG	資本費	建設費	発電所の建設費用。モデルプラントについては、1サイトに複数基建設されている場合を考慮し、共通設備を平均化する等の補正を実施（リプレースの場合も含まれる）。
		廃棄費	OECD/IEA “Projected Costs of Generating Electricity 2010 Edition” (2010) の試算において各国から特段の廃棄費用データがない場合の値を使用。
	運転維持費	人件費	発電プラントの運転に要する人件費。給料手当や厚生費、退職給与金などが含まれる。サンプルプラントの平均値。
		修繕費	発電に要する設備を通常の利用条件を維持するための点検、修理費用を、稼働年数を通じた平均値として計上。サンプルプラントの平均値。
		諸費	廃棄物処理費、消耗品費、賃借料、委託費、損害保険料、雑給、雑税など。サンプルプラントの平均値。
業務分担費	事業の全般的な管理業務に要する費用（本社などの人件費、修繕費、諸費）を、当該発電事業に係る費用として分配したもの。サンプルプラントの平均値。		
容量市場 検討会等	系統接続費	系統接続にかかる工事費負担金等の費用。	
	大規模改修費	大型の設備更新にかかる費用等。	
	租税	事業税。	
	発電側基本料金	送配電関連設備の費用（送電費及び受電用変電費）において、発電側が負担する費用。	
	容量市場以外からの収益	kWh 価値。	

### 4. 上限価格

指標価格の1.5倍とする。

### 5. 上限価格における調達量

調達コスト（調達量と調達価格の積）と停電コスト（停電量と停電単価の積）の和が最小となる点を結ぶ近似曲線（以降、トレードオフ曲線という）と上限価格の交点の調達量とする。

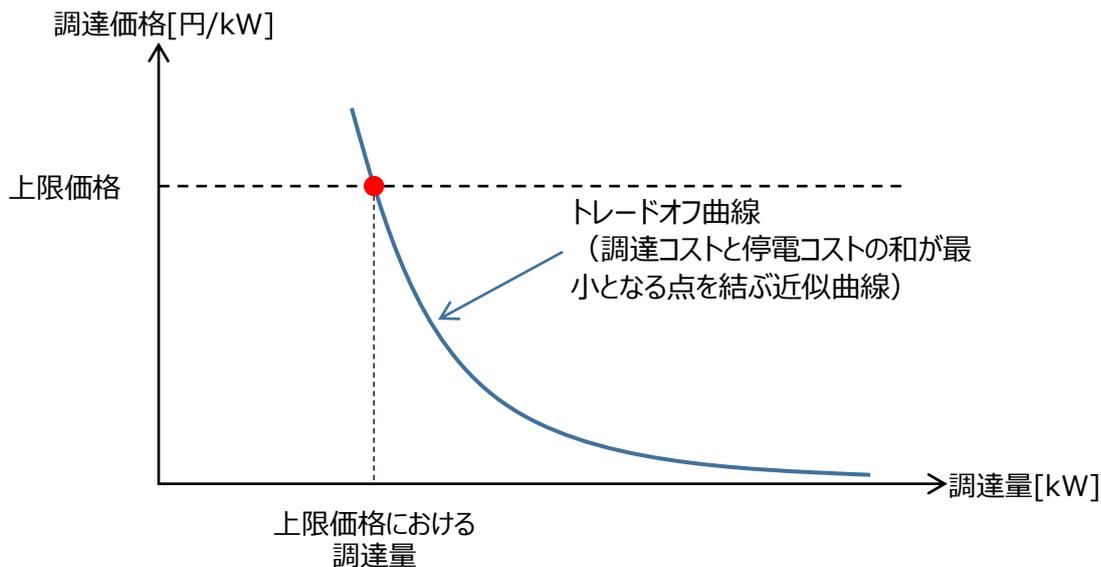


図 2 上限価格における調達量の設定

<手順>トレードオフ曲線の求め方

(ア) 総コスト（調達コストと停電コストの和）最小となる点が、指標価格と目標調達量の交点を通る条件を満たす時の停電単価を求める。（図 3 の左）

まず、調達コストを固定（調達価格＝指標価格）、停電単価を変数とし、条件を満たす総コストが最小となる点を探し、その時の停電単価を求める。

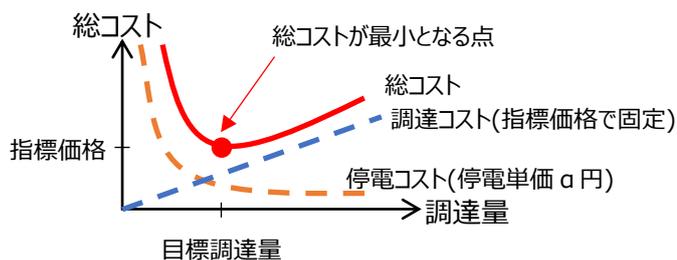
$$\text{総コスト [円]} = \text{調達コスト [円]} + \text{停電コスト [円]}$$

$$= (\text{調達量 [kW]} \times \text{調達価格 [円/kW]}) + (\text{停電量 [kWh]} \times \text{停電単価 [円/kWh]})$$

※調達量に対する停電量は確率論的の必要供給予備力算定手法により求めることができる

$\alpha < \beta$  の場合、図 3 のように総コスト最小の点は右に移動する。

<総コストカーブ（停電単価  $\alpha$  円）>



<総コストカーブ（停電単価  $\beta$  円）>

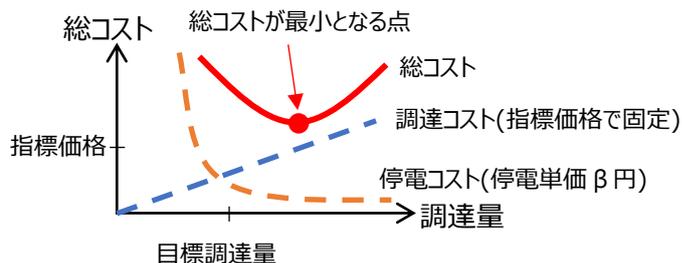


図 3 総コストカーブ

(イ) (ア) で算出した停電単価\*を固定、調達価格を変数とし、総コストが最小となる点を複数プロットし、それらの点から対数近似をとりトレードオフ曲線（総コストを微分した曲線）を作成する。\*トレードオフ曲線算定に用いた停電単価は 2,916 円/kWh

### トレードオフ曲線

$$f(x) = A \cdot e^{-B \cdot x}$$

なお、係数 A、B 以外の項目は、以下とする。

- ・  $f(x)$  は調達価格 [円/kW・年]
- ・  $x$  は調達量 [kW]
- ・  $e$  はネイピア数 (=2.718281828…)

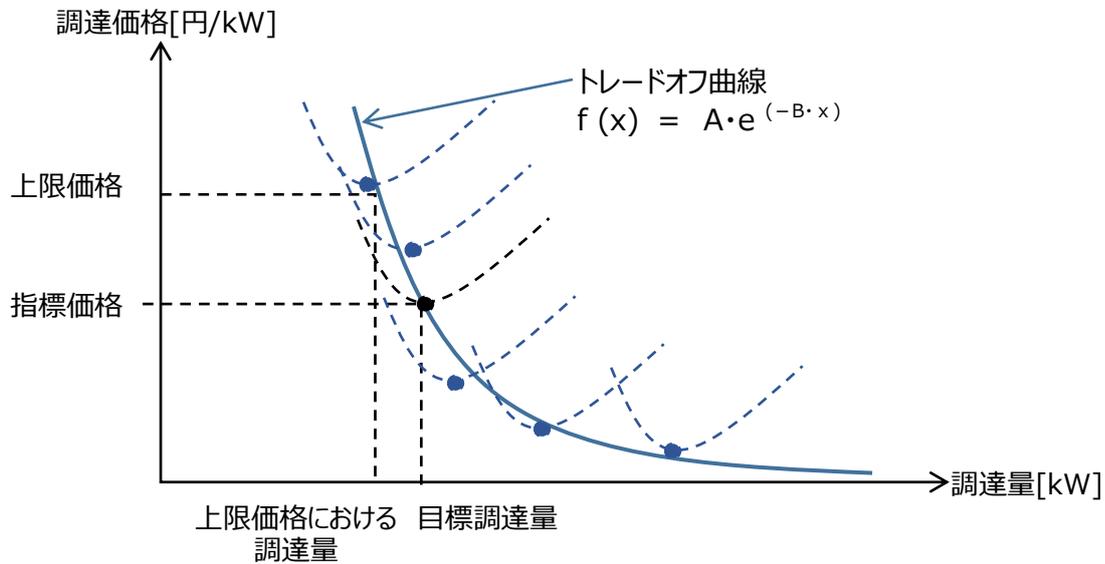


図 4 トレードオフ曲線

### 6. 調達価格ゼロにおける調達量

トレードオフ曲線と目標調達量 (t) の交点から右下に直線 (図 5: 緑色の三角形の斜辺) を引き、目標調達量以上の範囲において、トレードオフ曲線を上回る部分 (①) と下回る部分 (②) の面積が等しくなる時の x 軸との交点 (n) を調達価格ゼロにおける調達量とする。

$$\text{調達価格ゼロにおける調達量} = \text{目標調達量} + \frac{2}{B}$$

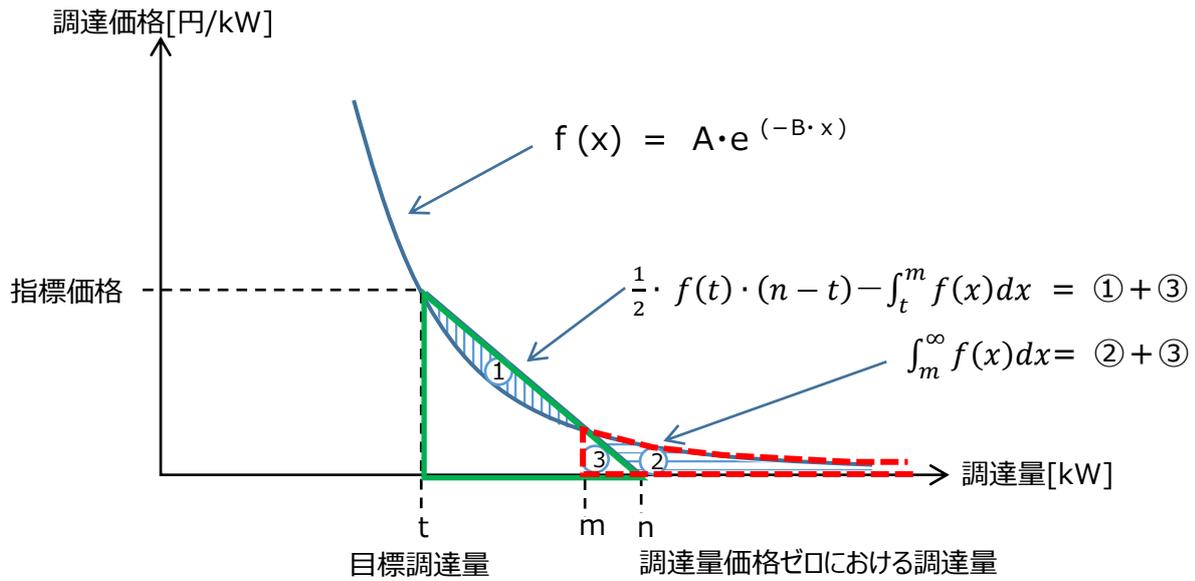


図 5 調達価格ゼロにおける調達量の求め方

∴ ①+③=②+③より

$$\frac{1}{2} \cdot f(t) \cdot (n - t) - \int_t^m f(x) dx = \int_m^{\infty} f(x) dx$$

$$\frac{1}{2} \cdot f(t) \cdot (n - t) + \frac{1}{B} \cdot [f(x)]_t^m = -\frac{1}{B} \cdot [f(x)]_m^{\infty} \quad (\int f(x) = -\frac{1}{B} f(x))$$

$$\frac{1}{2} \cdot f(t) \cdot (n - t) + \frac{1}{B} \cdot (f(m) - f(t)) = \frac{1}{B} \cdot f(m) - \frac{1}{B} \cdot f(\infty) \quad (e^{-\infty} = 0 \text{ のため、} f(\infty) = 0)$$

$$\frac{1}{2} \cdot f(t) \cdot (n - t) - \frac{1}{B} \cdot f(t) = 0$$

$$n = t + \frac{2}{B} \quad (\because f(t) \text{ で全体を除算 )}$$

### Ⅲ. 諸元

#### 1. 目標調達量に係る諸元

目標調達量の算定に用いる諸元は以下のとおり。

項目	設定値	備考
全国 H3 需要 (離島除き)	157,612,900 kW	諸元は 2020 年度供給計画の 2024 年度断面。
偶発的需給変動分	6.4%*	供給信頼度基準 0.048[kWh/kW・年]を満たす必要供給力を算定。 諸元は 2020 年度供給計画の 2024 年度断面。
持続的需要変動分	1%*	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による。
稀頻度対応分	1%*	第 4 回電力レジリエンス等に関する小委員会資料による。
厳気象対応分	2%*	同 上
追加設備量	2.2%*	計画停止可能量 1.90 ヶ月を満たす追加設備量を算定 諸元は 2020 年度供給計画の 2024 年度断面。

※対全国 H3 需要比

(参考)

- ・ FIT 電源の期待容量は、以下の諸元により算定
  - ① 2019 年度末確認の FIT 電源の導入容量
  - ② 太陽光・風力の 2020 年度供給計画（第 1 年度、第 5 年度）設備量
  - ③ 2024 年度までに FIT 買取終了予定の容量
  - ④ 調整係数（2020 年 4 月 20 日公表 調整係数一覧）
- ・ 発動指令電源の全国上限値は 3%（稀頻度対応分 1%＋厳気象対応分 2%）

#### 2. 指標価格に係る諸元

##### (1) モデルプラントのコストに考慮する項目

コスト算定に考慮する諸元は以下のとおり。

項目	数値等	諸元	
設備容量	発電端 (送電端) 140 万 kW (137.2 万 kW)	発電コスト検証 WG 長期エネルギー需給見通し小委員会に対するコスト等の検証に関する報告「(参考資料 2) 各電源の諸元一覧」の「LNG 火力」	
資本費	建設費		12 万円/kW
	廃棄費用		建設費の 5%
運転維持費	人件費		6.0 億円/年
	修繕費		建設費×1.6%/年
	諸費		建設費×0.7%/年
	業務分担費	直接費*×14.5%/年	
系統接続費	1.56 千円/kW	接続契約に基づく実績値（工事費負担金の実績の平均値から設定）	
経年に伴う修繕費等の増分	30,861 円/kW	発電コスト検証 WG に基づくヒアリング結果	
事業税	1.3%		
発電側基本料金	150 円程度/kW・月	第 44 回制度設計専門会合「(資料 6) 発電側基本料金の詳細設計について」	
容量市場以外からの収益	4,800 円/kW	容量市場導入当初は、容量市場以外からの収益の割合の見込み量、および我が国の状況を踏まえて設定	

※直接費＝人件費＋修繕費＋諸費

## (2) 経済指標等

指標価格の算定に用いる経済指標等は以下のとおり。

項目	数値等		諸元
期待インフレ率※1	0.26%	将来の物価上昇率の予測値。過去10年の平均値。 期待インフレ率 =0.4×前年度のコアCPI変化率+0.6×前年度の期待インフレ率	総務省統計局 消費者物価指数(コアCPI) 全国の生鮮食品除く総合の「消費者物価指数」 統計表：app1-1 参照
インフレーション率	2.84%	発電コスト検証WGのコスト算定年(基準年)からNet CONE 算定年までの物価上昇率の実績値。 インフレーション率 = $\frac{2019年(暦年)の総固定資本形成}{2014年(暦年)の総固定資本形成} - 1$ 基準年(2014年)：102.2%、2019年：105.1%	内閣府 国民経済計算(GDP統計) 暦年デフレーター(暦年)の総固定資本形成
割引率(税引前WACC)	5%	割引率(税引前WACC) = $\frac{自己資本比率 \times 自己資本コスト}{1 - 実効税率} + 他人資本比率 \times 他人資本コスト$	
自己資本比率	42.3%	2019年の資本金1億円以上の企業の自己資本比率の平均値。	経済産業省(経済産業省企業活動基本調査) 統計表：3-1 参照
自己資本コスト	6.7%	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。	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(本文) P44 参照
他人資本比率	57.7%	1 - 自己資本比率	
他人資本コスト	0.98%	日本銀行の貸出約定平均金利(新規・長期)。 過去10年の平均値。	日本銀行(金融経済統計月報) 公表データ：金融1 参照
実行税率	27.2%	実効税率 = 法人税 × (1 + 地方法人税 + 法人住民税) 法人税 23.2%、地方法人税 10.3%、法人住民税 7%	

※1 計算式は、「日本経済のリスクプレミアム(著者：山口勝業、東洋経済社)」を参考に設定。

#### IV. 算定結果

項目	数値
目標調達量 <sup>※1,2</sup>	177,468,513kW
指標価格 (Net CONE)	9,425 円/kW・年
上限価格	14,137.5 円/kW
上限価格における調達量	176,525,671kW
調達価格ゼロにおける調達量	182,119,181kW

※1 FIT 電源の期待容量 11,789,258kW

※2 発動指令電源の調達上限容量 4,728,387kW

以上