

# 需要曲線作成にあたっての論点整理

平成30年2月1日

容量市場の在り方等に関する検討会事務局※

- 国の審議会において、「需要曲線の詳細については、我が国の電力供給構造や容量の確保見通し等を踏まえ、広域機関において検討」するとの整理がなされている。
- これまでの国の審議会および本検討会における議論を踏まえると、需要曲線の詳細検討にあたっては、以下の事項について議論が必要と考えられる。
- これらについては、引き続き検討が必要であるが、下線部の論点に関する方向性については、本日まで議論いただきたい。

検討の必要な事項		検討概要
【論点 1】	<u>指標価格の考え方</u>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 何を目的として指標価格を設定するか</li> <li>• 我が国において諸外国と同様、指標価格としてNet CONEを用いることは適切か</li> <li>• 指標価格の算定において考慮すべき事項</li> </ul>
【論点 2】	<u>需要曲線の形状</u>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 斜め線の傾斜および上限価格をどのように設定するか</li> </ul>
【論点 3】	目標調達量の考え方	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 供給信頼度をどのように評価するか</li> </ul>
【論点 4】	エリア別に考慮すべき事項	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 市場分断となった場合にエリア別の特徴をどのように見込むか</li> </ul>
【論点 5】	需要曲線の設計プロセス	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 広域機関における検討体制や情報の取り扱いに関する整理</li> </ul>
【論点 6】	事前の情報公開の範囲	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 公開／非公開の比較（市場支配力の抑制策の1つとして有効か）</li> </ul>
【論点 7】	<u>追加オークションの需要曲線</u>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• メインオークションと追加オークションで需要曲線の考え方に差を設けるべきか</li> </ul>

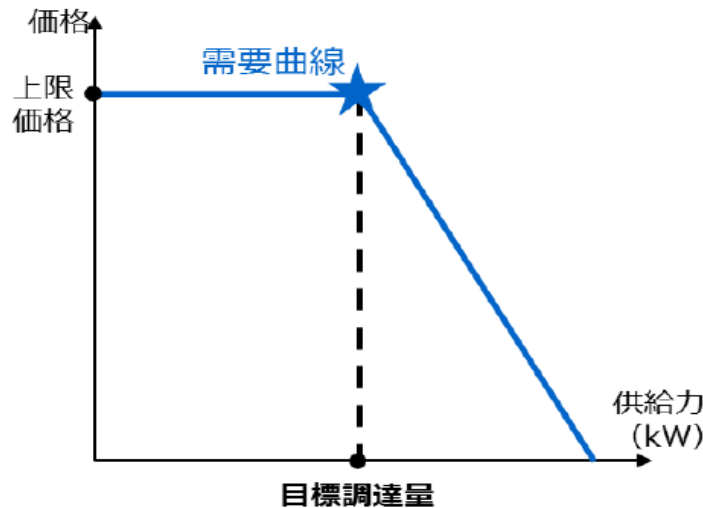
## 【論点1】：指標価格の考え方

# 【論点1】：指標価格の考え方

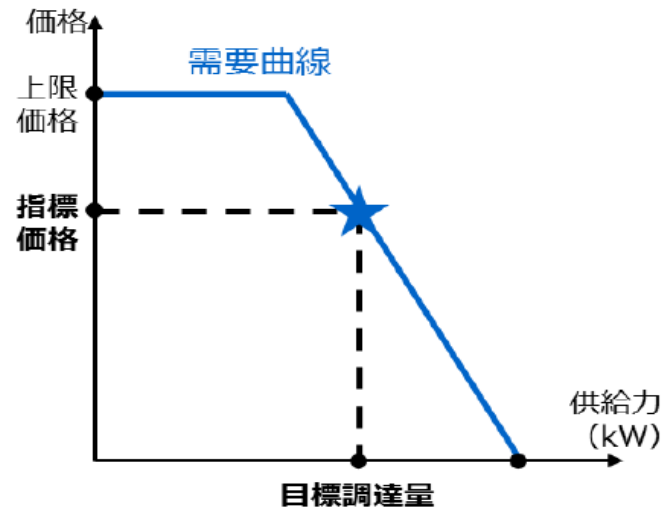
## ①はじめに（国の審議会における議論）

- 国の審議会では、容量市場の需要曲線は傾斜型を基本とされており、傾斜型の需要曲線をとる場合は、上限価格を設定するとともに、一定の指標価格（例：新規参入の電源にとって必要になると考えられるコスト）を設定する例が多いと指摘されている。
- また、中間論点整理（第2次）では、上限価格は指標価格を一定程度上回ることとすること（図b）が考えられるとされている。
- 従って、需要曲線の作成にあたって、まずは“指標価格”について検討が必要。

a. 目標調達量で上限価格（= 指標価格）に達する



b. 目標調達量前後で指標価格に達する



(需要曲線の設定)

- 市場管理者が集中型の容量オークションを開催するためには、目標調達量とそれに対応する支払価格を設定し、それを基準に需要曲線を設定することが原則となる。諸外国における需要曲線の形状については、入札結果による価格変動幅を小さくできる傾斜型の需要曲線を採用し、上限価格を設定していることが多い。我が国においても同様に、傾斜型の需要曲線とすることを基本とすることが考えられる。
- 傾斜型の需要曲線をとる場合、上限価格を設定するとともに、一定の指標価格（例：新規参入の電源にとって必要になると考えられるコスト）を設定する例が多い。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ことから、上限価格は指標価格を一定程度上回ることをとすることが考えられる。
- また、諸外国においては、目標調達量前後で指標価格となっている例や、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している例がある。需要曲線の詳細については、我が国の電力供給構造や容量の確保見通し等を踏まえ、広域機関において検討することが求められる。

# 【論点1】：指標価格の考え方

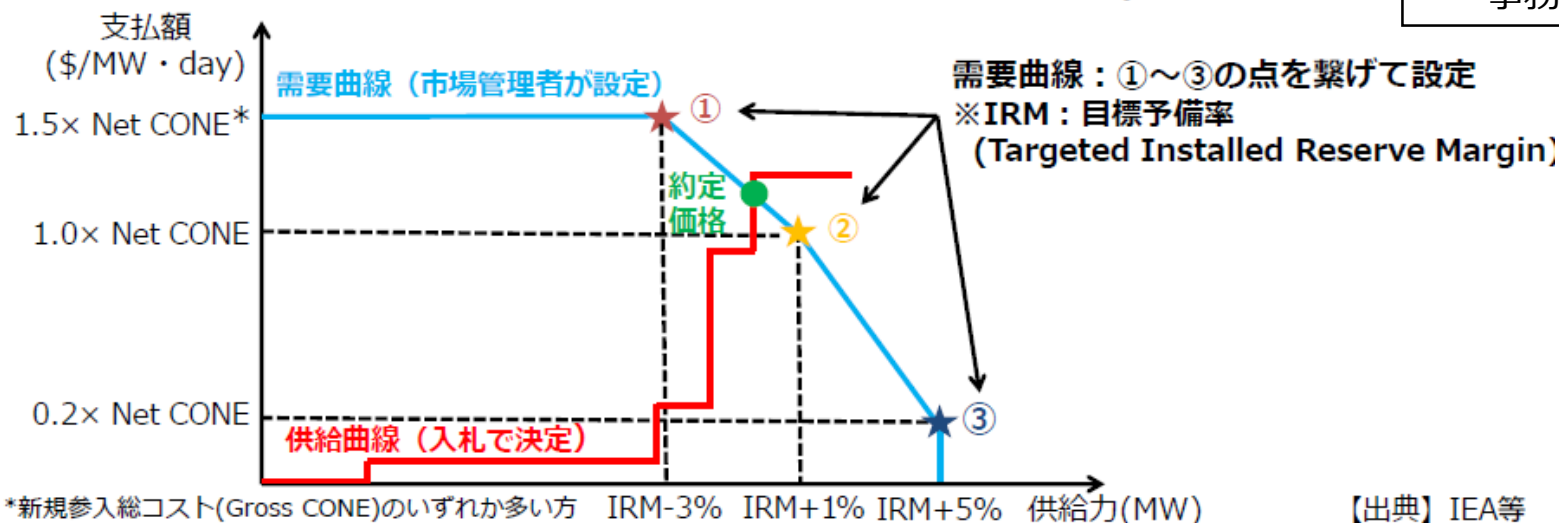
## ② Net CONEを指標価格とすることの適否 (1/2)

- 国の審議会の中間論点整理（第2次）では、以下のように紹介されている。  
「米PJMをはじめとする諸外国の集中型の容量市場においては、まず新規の電源投資を促すために必要なkW価値への支払額（CONE：Cost of New Entry）を設定し、その後、算出されたCONEも踏まえ、供給力の変化に対して、kW価値の価格変動が緩やかになるような右肩下がりの需要曲線（Downward Sloping Demand Curve）をISO等が設定している。例えば、米PJMのCONEは、仮想のガス火力プラントを想定し、新規参入に要する総コストから容量確保期間における卸電力市場や調整力市場からの収入を差し引いた価格をベースに決定している（Net CONE）。」
- 需要曲線の作成にあたり、我が国においても米PJM等の諸外国と同様に、容量市場の指標価格として Net CONEを採用することの適否について考察が必要。

【米国PJMにおけるCONE及び需要曲線の設定方法】

Net CONE：卸電力市場・調整力市場からの収入を除く新規参入コスト÷(1-事故停止率)

第3回制度検討作業部会  
事務局提出資料から



【出典】 IEA等

## ② Net CONEを指標価格とすることの適否（2/2）

- 需要曲線における指標価格（円/kW）は容量市場の目標調達量に対する価格と考えられる。
  - 実際のオークションでは入札者の行動に伴う結果として、供給曲線と需要曲線の交点により取引量と価格が約定されるものであり、市場管理者として目指すべき価格を設定するものではない。
- 将来において設備の経年化が進んだ場合等には、既設電源の延命化やDR等、既存の供給力等の活用のみでは目標調達量を十分に確保できなくなることが想定されるため、安定供給を維持するためには、持続的な電源の新設が必要になると考えられる。したがって、**指標価格は新設電源が容量市場へ参入できる水準とする必要がある**と考えられる。
- 一方、指標価格は「目標調達量を確保する為に支払う額として妥当な水準」でなければならないと考えれば、我が国においても、kWh価値等に対しては別の市場から対価の支払いがあることを前提として、指標価格を算定するべきである。

- 容量市場の指標価格としては、他国と同様に、**新設電源での投資回収にあたり容量市場にて正味回収の必要な金額（Net CONE）とすることが相応しい**のではないかと考えられる。

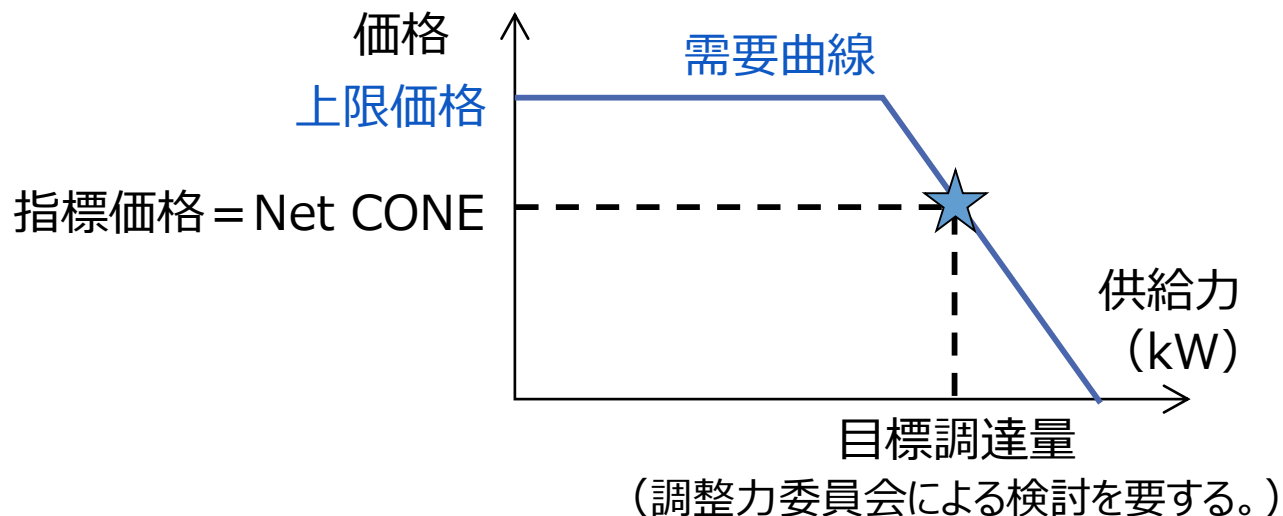
- 上記を踏まえると、Net CONEの算定手順は、以下が考えられる。（具体的な方法は引き続き検討する）
  1. モデルプラントのCONE（新規の電源投資に必要とする額）を算定する。
  2. モデルプラントのkW価値の取引以外からの想定収益を算定する。
  3. CONEからkW価値の取引以外からの回収が想定される費用を差し引き、Net CONEを算定する。
- 上記により算定した結果については、国が関連する審議会等の審議を踏まえ、広域機関にて決定する。

## 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





- Net CONEの算定にあたっては、実態を踏まえた電源投資に係る費用の算定が必要であり、それは中立性、専門性を備えたものでなければならない。
- 上記の観点において、国の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）における考え方が大いに参考になると考えられるため、まずはこれをベースとした算定方法等の検討をすすめることとしたい。
- また、指標価格は、事業者が新規参入の電源投資を行うにあたり現実的に必要と想定されるコストとなっている必要があると考えられるため、発電コスト検証WGの情報に加え、事業者による投資判断プロセスを想定した、何らかの追加的な配慮が必要となる可能性もある。

## 1. 今回のコスト検証の目的及び考え方

○本ワーキンググループでは、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において、現実的かつバランスのとれたエネルギー需給構造の将来像を検討するに際して参考となる、各電源の発電コストなどを試算。

○試算方法については、2011年コスト等検証委員会の方法を基本的に踏襲し、2011年12月コスト等検証委員会報告書後の状況の変化や、本ワーキンググループにおいて議論された論点の整理を反映。

○様々なデータに基づいて作業を進めるべく、2015年3月4日から4月10日にかけて国民からの情報提供の受付も実施。専門的論点に関する委員からのプレゼンなど、様々な観点から専門性に基づいた技術的検討を進め、今般、長期エネルギー需給見通し小委員会への報告をとりまとめ。

○なお、本ワーキンググループでは、発電に関する単位当たりのコストを円/kWhで試算するものであるが、自然変動電源(太陽光、風力)の導入拡大に伴い、電力の安定供給を確保するために必要となる系統安定化費用を試算。発電設備の能力(kW価値)の重要性が増してきていることに留意することが必要。

- 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ち、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。

Table 19  
Summary of Capital Costs for CT Reference Technology in Nominal \$

Capital Costs (in \$millions)	CONE Area				
	1 EMAAC 396 MW	2 SWMAAC 393 MW	3 Rest of RTO 385 MW	4 WMAAC 383 MW	5 Dominion 391 MW
<b>Owner Furnished Equipment</b>					
Gas Turbines	\$98.8	\$98.4	\$94.0	\$98.7	\$98.6
SCR	\$18.9	\$18.7	\$17.9	\$18.8	\$18.8
Sales Tax	\$8.2	\$7.0	\$6.7	\$7.1	\$7.3
<b>Total Owner Furnished Equipment</b>	<b>\$125.9</b>	<b>\$124.1</b>	<b>\$118.6</b>	<b>\$124.6</b>	<b>\$124.8</b>
<b>EPC Costs</b>					
Equipment	\$30.9	\$30.5	\$25.5	\$30.8	\$30.7
Construction Labor	\$71.7	\$55.4	\$55.3	\$54.5	\$48.2
Other Labor	\$21.2	\$19.6	\$18.6	\$19.6	\$19.0
Materials	\$9.7	\$9.0	\$8.6	\$9.6	\$9.4
Sales Tax	\$2.8	\$2.4	\$2.0	\$2.4	\$2.5
EPC Contractor Fee	\$26.2	\$24.1	\$22.9	\$24.1	\$23.5
EPC Contingency	\$28.8	\$26.5	\$25.2	\$26.6	\$25.8
<b>Total EPC Costs</b>	<b>\$191.4</b>	<b>\$167.4</b>	<b>\$158.1</b>	<b>\$167.6</b>	<b>\$159.2</b>
<b>Non-EPC Costs</b>					
Project Development	\$15.9	\$14.6	\$13.8	\$14.6	\$14.2
Mobilization and Start-Up	\$3.2	\$2.9	\$2.8	\$2.9	\$2.8
Net Start-Up Fuel Costs	\$4.0	\$4.7	\$3.2	\$4.6	\$4.7
Electrical Interconnection	\$13.0	\$12.9	\$12.7	\$12.6	\$12.9
Gas Interconnection	\$22.6	\$22.6	\$22.6	\$22.6	\$22.6
Land	\$2.0	\$2.2	\$1.1	\$1.2	\$1.6
Fuel Inventories	\$5.3	\$5.3	\$0.0	\$5.1	\$5.2
Non-Fuel Inventories	\$1.6	\$1.5	\$1.4	\$1.5	\$1.4
Owner's Contingency	\$6.1	\$6.0	\$5.2	\$5.9	\$5.9
Financing Fees	\$9.4	\$8.7	\$8.1	\$8.7	\$8.5
<b>Total Non-EPC Costs</b>	<b>\$82.9</b>	<b>\$81.4</b>	<b>\$70.9</b>	<b>\$79.6</b>	<b>\$79.8</b>
<b>Total Capital Costs</b>	<b>\$400.2</b>	<b>\$372.9</b>	<b>\$347.6</b>	<b>\$371.8</b>	<b>\$363.8</b>
Overnight Capital Costs (\$million)	\$400	\$373	\$348	\$372	\$364
Overnight Capital Costs (\$/kW)	\$1,012	\$948	\$903	\$971	\$931
Installed Cost (\$/kW)	\$1,061	\$994	\$947	\$1,018	\$977

← Electrical Interconnection

- Cost of New Entry Estimates for Combustion Turbine and Combined Cycle Plants in PJM With June 1, 2018 Online Date から引用

Table 1  
Recommended CT CONE for 2018/19

		CONE Area				
		1 EMAAC	2 SWMAAC	3 RTO	4 WMAAC	5 Dominion
<b>Gross Costs</b>						
Overnight	(\$m)	\$400	\$373	\$348	\$372	\$364
Installed	(\$m)	\$420	\$391	\$364	\$390	\$382
First Year FOM	(\$m/yr)	\$6	\$10	\$7	\$5	\$8
<b>Net Summer ICAP</b>	<b>(MW)</b>	<b>396</b>	<b>393</b>	<b>385</b>	<b>383</b>	<b>391</b>
<b>Unitized Costs</b>						
Overnight	(\$/kW)	\$1,012	\$948	\$903	\$971	\$931
Installed	(\$/kW)	\$1,061	\$994	\$947	\$1,018	\$977
Levelized FOM	(\$/MW-yr)	\$15,000	\$25,600	\$18,800	\$13,700	\$19,600
<b>After-Tax WACC</b>	<b>(%)</b>	<b>8.0%</b>	<b>8.0%</b>	<b>8.0%</b>	<b>8.0%</b>	<b>8.1%</b>
<b>Levelized Gross CONE</b>						
Level-Real	(\$/MW-yr)	\$127,300	\$126,000	\$117,100	\$121,800	\$119,900
Level-Nominal	(\$/MW-yr)	\$150,000	\$148,400	\$138,000	\$143,500	\$141,200
<b>Prior CONE Estimates</b>						
PJM 2017/18 Parameter*	(\$/MW-yr)	\$161,600	\$150,700	\$148,000	\$155,200	\$132,400
Brattle 2015/16 Estimate*	(\$/MW-yr)	\$145,700	\$134,400	\$134,200	\$141,400	\$120,600
<b>Increase (Decrease) Above Prior CONE Estimates</b>						
PJM 2017/18 Parameter	(\$/MW-yr)	(\$11,600)	(\$2,300)	(\$10,000)	(\$11,700)	\$8,800
Brattle 2015/16 Estimate	(\$/MW-yr)	\$4,300	\$14,000	\$3,800	\$2,000	\$20,600
PJM 2017/18 Parameter	(%)	-8%	-2%	-7%	-8%	6%
Brattle 2015/16 Estimate	(%)	3%	9%	3%	1%	15%

← After-Tax WACC

Sources and Notes:

Brattle 2015/16 estimates and PJM 2017/18 parameters escalated to 2018/19 at 3% annually, based on escalation rates for individual cost components.

- Cost of New Entry Estimates for Combustion Turbine and Combined Cycle Plants in PJM With June 1, 2018 Online Date から引用

We estimated real escalation rates based on long-term (approximately 20-year) historical trends relative to the general inflation rate for equipment and materials and labor. The real escalation rate for each cost category was then added to the assumed inflation rate of 2.25% (see Section V.A) to determine the nominal escalation rates, as shown in Table 18.

**Table 18**  
**Capital Cost Escalation Rates**

<b>Capital Cost Component</b>	<b>Real Escalation Rate</b>	<b>Nominal Escalation Rate</b>
Equipment and Materials	0.40%	2.65%
Labor	1.50%	3.75%

*Sources and Notes:*

Escalation rates on equipment and materials costs are derived from the relevant BLS Producer Price Index.

- Cost of New Entry Estimates for Combustion Turbine and Combined Cycle Plants in PJM With June 1, 2018 Online Date から引用

- 一般に、諸外国の容量市場におけるNet CONEの算定においては、所定の事業期間において均等化したコスト（LCOE：Levelized Cost of Electricity）が用いられている（前述の発電コスト検証WGの検討も同様）。
- 新規投資を行う事業者としても、容量市場への入札戦略として、複数年で投資回収することを見込んで入札価格を設定するとの考え方があると思われるが、この場合、特に投資直後においては減価償却費が高むこと等により、単年度の収支がマイナスとなることも懸念される。
- これについては、本検討会における議論や国の中間論点整理（第2次）にも記載の通り、新設電源を念頭に必要に応じて複数年の契約期間オプションを設定することによる対応が考えられる。



- 複数年の契約期間オプションについては、引き続き海外事例の調査等、検討課題とする。
- 状況を見ながら、場合によってはLCOEへの工夫加味なども含め、柔軟に対応を考えたい。

- LCOEをNet CONEと考える場合、そのモデルプラントの事業期間（投資回収期間）について設定する必要がある。
- まずは論点2と併せ、モデル分析等により影響度合いを分析することでどうか。

（参考）国の審議会と本検討会における、指標価格の算定期間に関する主なご意見

【第12回 制度検討作業部会 議事要旨から】

- 論点9の需要曲線の設定において、指標価格をどう作るかが重要。事業期間を何年で考えるかが論点。コスト検証WGでは40年を前提として、kWh単価を算出しているが、新規電源の投資回収期間は基本的に15年と考えるのが一般的。減価償却期間、会計上の扱い等は15年が一般的。
- 15年程度での投資回収を見込んでいるということは、実際に事業者はそのように考えているのだろうが、とても危険な議論。既設と新設の区別の議論を蒸し返すことになる。20年後に参入する電源も、30年後に参入する電源も、容量市場での費用回収を想定して参入してくる。容量市場があると投資が促進され、容量が増えていくことが重要。仮に事業者が15年しか考えていないなら、15年以降の支払いは投資判断に全く影響を与えないということになり、過剰に支払っていることになる。

【第1回容量市場の在り方等に関する検討会、議事録から】

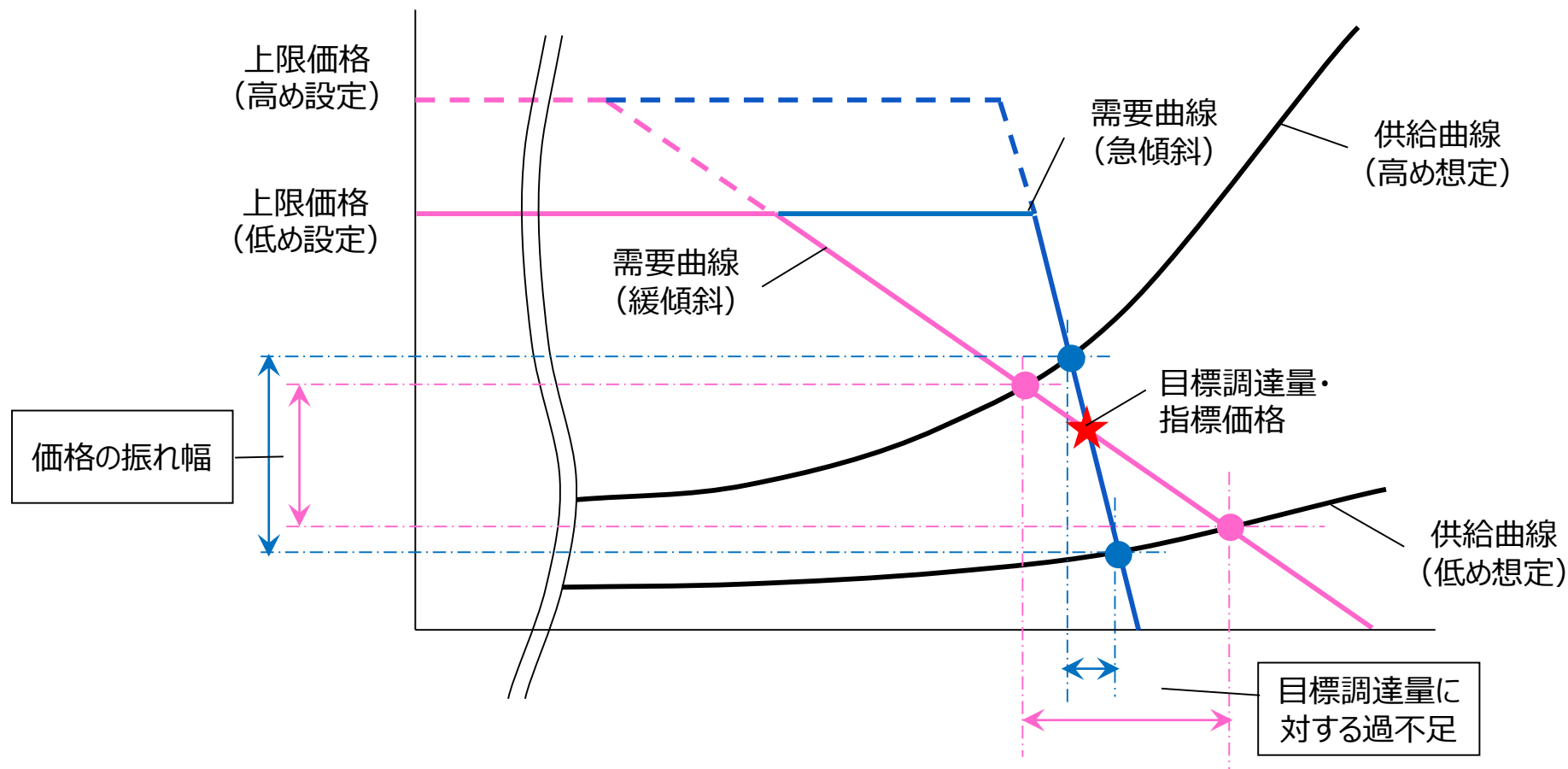
- 需要曲線について、発電事業者として投資回収の期間は極めて重要である。15年から20年の投資意思決定をし、事業の評価をしている。需要曲線の設定における投資回収期間においては、会計面、税務面の観点も考慮して頂きたい。



---

【論点2】：需要曲線の傾斜および上限価格の考え方

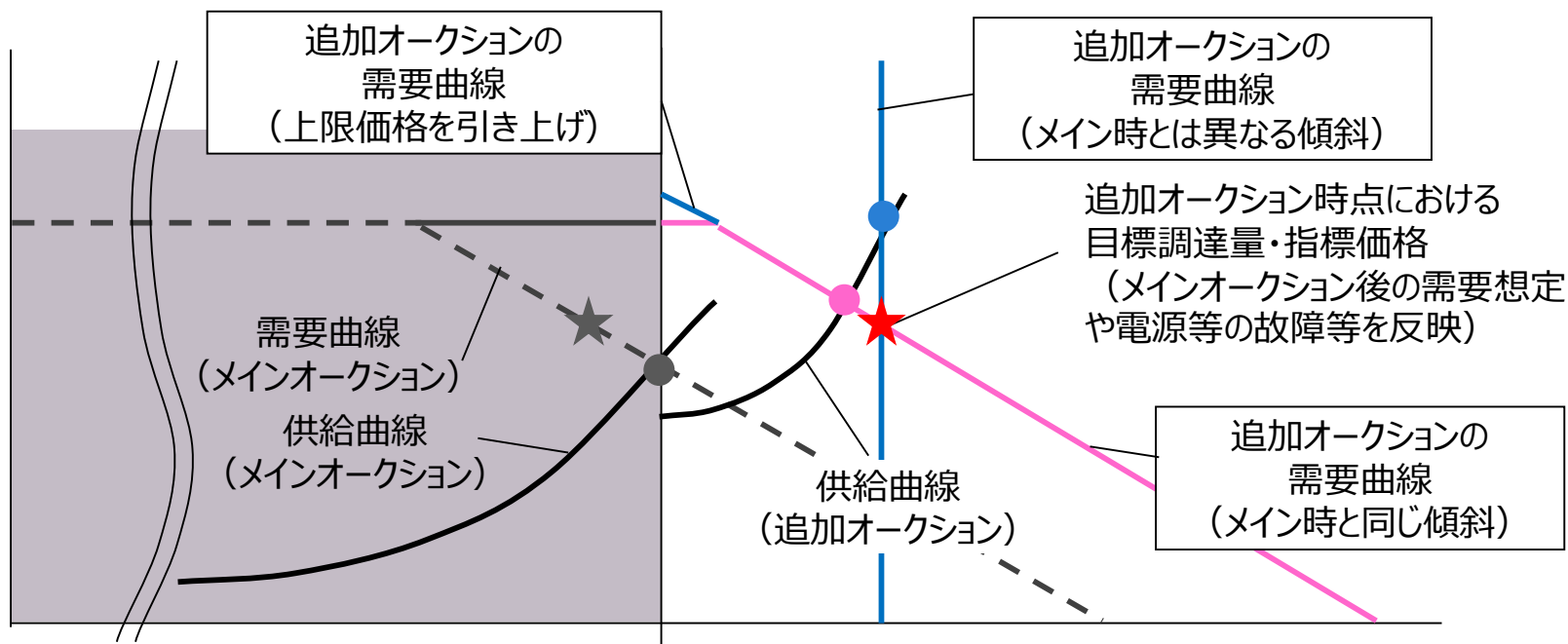
- 需要曲線の傾斜や上限価格については、今後、供給曲線のモデル分析などを通して、落札価格の振れ幅や落札価格と発電事業の継続に正味必要となる費用との関係、目標調達量に対する約定量の過不足への影響、及び容量調達コストと供給信頼度の関係を勘案のうえ、策定することとしてはどうか。



## 【論点7】：追加オークションの需要曲線

- 追加オークションの実施時点においては、メインオークション実施時点と比較して供給力確保の切迫性が高くなっている可能性も否定できないが、追加オークションの需要曲線を、例えば、上限価格の引き上げや傾斜見直し（垂直型とする）などにより供給力確保の蓋然性を高める方向とした場合、メインオークションと比較して明らかに約定価格が上がる可能性が高まることから、電源等のメインオークションへの出し惜しみが懸念される。

- メインオークションにおいて必要な供給力のほぼ全量を確保できるよう、追加オークションの需要曲線（傾斜および上限価格）はメインオークションの需要曲線と同様の考え方に基づいて作成することを基本に検討を進めることとしてはどうか。



【第7回 容量市場の在り方等に関する検討会 議事録から】

メインオークションの需要曲線に上限価格がついているのは理解しているが、追加オークションや、差し替え先電源の価格に同様の上限価格を設けると、緊急設置電源のような対処が行われぬおそれがある。たとえば上限価格が1万5千円/kW/年とすると、非常に短い時期にだけ設置する電源のコストを賄うことができない。そうすると需給ひっ迫が起きた時に、結局この仕掛けがあっても市場メカニズムでひっ迫が解消できないことになる。そこに違和感がある。

【制度検討作業部会 中間論点整理（第2次）から】

メインオークションと追加オークションの役割分担については以下の2案が考えられる。

- ① メインオークションで必要供給力のほぼ全量を調達することを基本とし、追加オークションでは過不足分を調整する
- ② 何らかの基準でメインオークションと追加オークションで調達する量を配分する

発電事業者の投資回収の予見性確保や市場管理者の供給力確保の観点、および、海外事例も踏まえると、①を基本とすることが望ましいと考えられる。