

# 容量市場について

2021年3月1日

資源エネルギー庁

# 本日の議論

- 前回の本部会では、今冬の需給逼迫に関連して、容量市場において考えられる影響などについてご議論いただいた。
- また、入札価格の妥当性の確保、小売事業環境の激変緩和、オークション結果の情報公開について、さらにご議論をいただいた。
- 一方、第30回の電力・ガス基本政策小委員会（2月17日）では、今冬の需給逼迫について、検証の方向性が示された。
- 本日は、こうした状況を踏まえつつ、今冬の需給逼迫の容量市場への影響について確認するとともに、以下の項目について、年度内目途のとりまとめに向けて具体的な見直しの方向性のとりまとめに向けてご議論を進めていただきたい。
  - （1）供給力の管理・確保
  - （2）入札価格の妥当性の確保
  - （3）小売事業環境の激変緩和
  - （4）オークション結果の情報公開
  - （5）カーボンニュートラルとの整合性確保（非効率石炭フェードアウト）

# 来年度のオークションに向けた議論

- 来年度オークションに向けての議論の状況は以下のとおり。

| 来年度のオークションに向けた論点         | 議論状況  |
|--------------------------|---|
| <b>供給力の管理・確保</b>         | ● メインオークションにおける調達量の考え方<br>本日まで議論<br>・第42回、43回、44回、45回<br>制度検討作業部会で議論<br>・第27回、28回、29回容量市場検討会で議論 |
| <b>入札価格の妥当性の確保</b>       | ● 入札価格の事前確認制<br>本日まで議論<br>・第42回、43回、44回、45回、46回<br>制度検討作業部会で議論                                  |
| <b>小売事業環境の激変緩和</b>       | ● 現行の経過措置・逆数入札に替わる新たな措置<br>本日まで議論<br>・第42回、43回、44回、45回、46回<br>制度検討作業部会で議論                       |
| <b>オークション結果の情報公開</b>     | ● オークション結果の情報公開のあり方<br>本日まで議論<br>・第42回、43回、44回、45回、46回<br>制度検討作業部会で議論                           |
| <b>カーボンニュートラルとの整合性確保</b> | ● 対象範囲の考え方及び基準と誘導措置におけるインセンティブ設計<br>本日まで議論<br>・第42回、43回、44回、45回<br>制度検討作業部会で議論                  |

## (参考) 第46回制度検討作業部会 (1/25) で頂いた御意見 (容量市場・需給ひっ迫関連)

- 容量市場において、燃料が無い場合はペナルティになり、一定の効果があるとされているが、それをLNGに求めるとかなり厳しいのではないかと。LNGの調達に硬直しているが、それに頼らざるを得ないことが大きな問題と懸念。
- 単一電源への過度な依存はリスクが大きい。いずれの電源もメリット・デメリットがあるので、お互い補完しあえるベストミックスの構築が大事。その上で、電源の多様化が大変大事だと認識。
- kWhの観点、供給力の持続性もしくは燃料供給障害リスクをふまえた従来の供給信頼度にとらわれない新たな枠組みでの供給信頼度の評価、又は調達量の考え方の改善をはかることも大変大事なことではないか。
- 経年した石油火力が今回大変役に立ったという事で、燃料備蓄もあり、安定供給に大変貢献する電源であるということで、安定供給の一層の強化や緊急時対応の一層の強化を求めるのであれば、扱いを変えることもあり得るのではないかと。
- リクワイアメントについて、容量市場でkWhに関連する部分。燃料制約に起因するkWhの不足には容量市場のリクワイアメントが、燃料確保のインセンティブに働くと考えられ、一定の効果をもたらすと考えられる。過度なリクワイアメントは事業者のコスト上昇要因になり得るので慎重な検討が必要。
- 今回の需給ひっ迫はいくつか論点がある。一つはコロナの要因。つまり需要において気温感度が高まったこと。その点を勘案して考えるべきではないか。二点目はLNGに関して、在庫の持ち方のあるべき姿について議論してもいいのではないかと。3点目に、その二つを踏まえて、広域においては融通に関して非常にしっかり対応していただいたと懸念。今回の需給ひっ迫は全国エリア全体での需給ひっ迫ではないのではないかと感じている。発電と小売のkWhの持ち方の問題でもあったのかと懸念。どのくらいインバランスを気にして持っておくべきか、どのくらい卸にリリースしてもいいのか、これまでも議論しているところだが、もう一度振り返りながら、議論する場があってもいいのではないかと。
- 基本的には複合的な要因ではあるが、kWhの問題が大きいので、目標調達量の引き上げという議論には反対。
- 現行設計の参考となった米国では、ガス火力燃料の調達はパイプラインからの調達が主流。一方、日本においてはLNG調達に依存しており燃料在庫の確保には少なくとも数か月のリードタイム、もしくは相応のコストが必要。その点を考慮すると、数年に一度レベルで認められる燃料在庫付きのkW確保のリクワイアメントや、それが守れなかった場合のペナルティの厳格化を検討するケースでは、適切な燃料在庫の在り方や費用の取り扱い方を改めて整理する必要があると懸念。

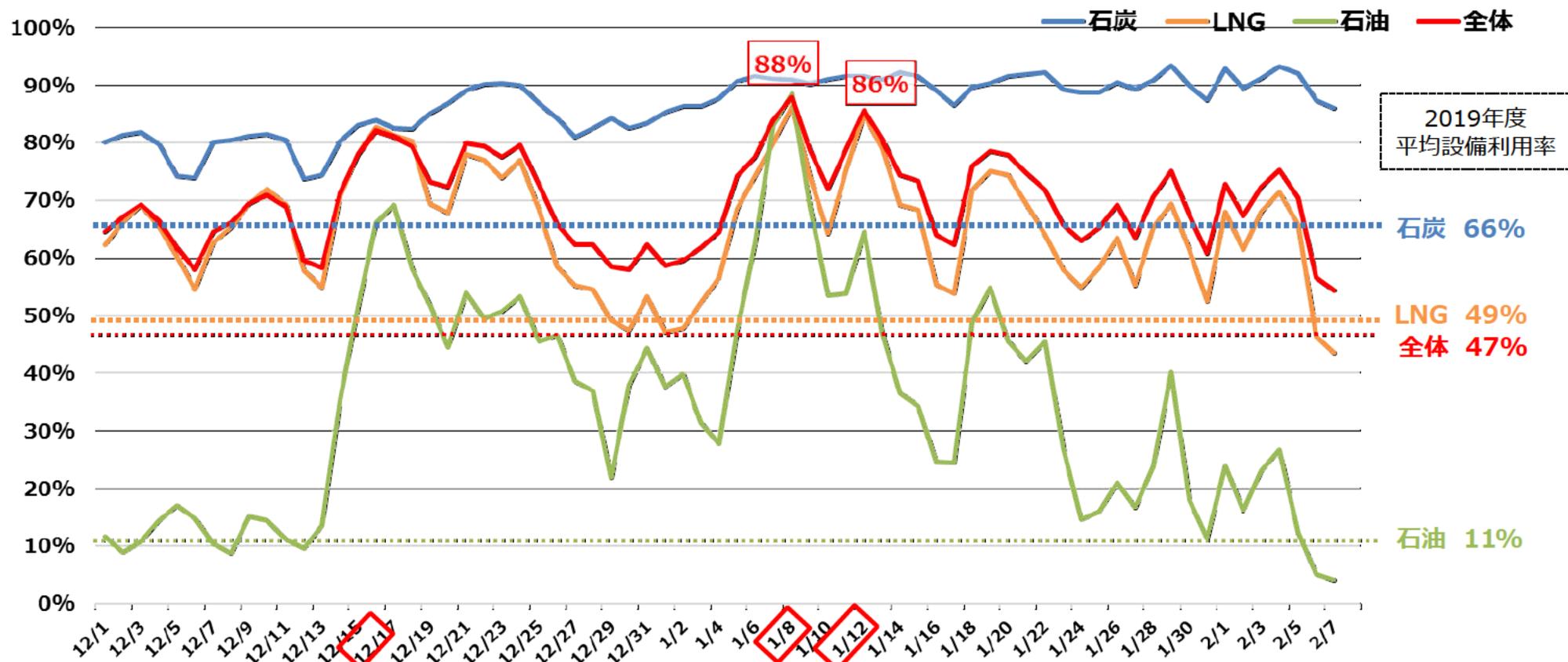
# 今冬の需給逼迫の容量市場への影響に関して

- これまでの電力・ガス基本政策小委員会の検証を踏まえると、今般の逼迫において、石油火力を含めた火力発電や水力・揚水発電等が平均を大きく超える高い設備利用率等で運転された。
- また、第一回の容量市場の結果や火力発電の休廃止の推移を踏まえると、近い将来、必要な供給力の確保が難しくなることも十分に考えられる。
  - 制度的に必要な容量（供給力（kW））をしっかりと確保していくことは重要。
  - 一方で、今般の逼迫を受けて、容量市場における目標調達量を引き上げることに慎重な意見があった。
- 今回の逼迫については、主な原因としては発電量（kWh）の不足との指摘があった。
- それに関するリクワイアメントについては、現行のものが燃料確保のインセンティブに働き、一定の効果があるとの肯定的な意見があった。また、過度なリクワイアメントについては、コスト上昇につながり、慎重な検討が必要との意見があった。
  - 今のリクワイアメントを維持しつつ、免責事項の規定にも一定留意をしながら、今後、具体的なケースの発生を踏まえて、実務的な観点の検討を更に深めていくこととしてはどうか。
  - なお、電力量（kWh）を確認・確保する体制構築していくのかということの検証や対策が前提にあることにも留意する。

# (参考) 火力発電設備利用率 日別比較

- 寒波が到来した**12月中旬以降**、**燃料種を問わず**、供給計画取りまとめにおける**2019年度の設備利用率 (点線部)**を常時上回る状態が継続。
- 年末年始の低需要期に稼働を落としたものの\*、再び寒波が到来した**1月上旬から**、再び**設備利用率が高い状態が継続**し、特に全国的に寒波が訪れた**1月8日、12日**では、**火力全体の設備利用率が約90%**となった。

\*年末年始(12/26~1/4)の低需要期は、1月以降の本格的な高需要期に備えるため、発電設備の計画停止・補修を行うことが一般的であり、全体的に設備利用率は低い水準を示している。



\*旧一般電気事業者等（北海道電力、東北電力、JERA、北陸電力、関西電力、中国電力、四国電力、九州電力、電源開発、酒田共同火力発電、相馬共同火力、常磐共同火力）が所有する火力発電所（沖縄に立地する発電所を除く）を対象に各社ヒアリングにより集計。トラブル等による停止は含んでいるものの、長期休止電源は含んでいない。

\*「設備利用率 = 発電電力量(送電端、24時間値)/24/定格出力」として求めている。ただし一部、送電端で発電電力量が計測困難な発電所について、発電端の値を使用している。

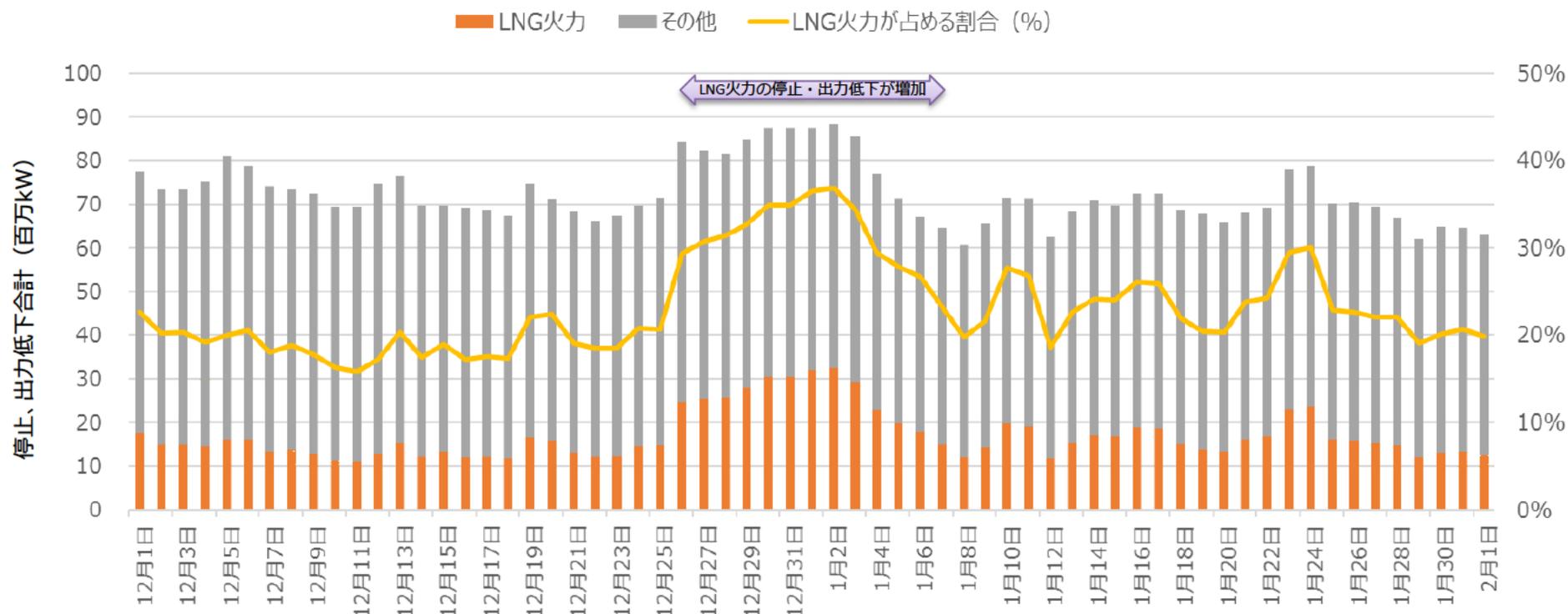
\*燃料が混焼の場合、最も割合が多い主燃料によって燃料種を区分している。

\*グラフ中の点線は、2020年度供給計画取りまとめにおける2019年度の設備利用率を示している。それぞれの値は燃料別に、石炭66.4%、LNG48.9%、石油10.6%、火力全体46.8%である。

# (参考) 電源の停止・出力低下の状況

- 12月1日～1月22日の間で、一日平均7,300万kWの停止・出力低下が発生。
- HJKS上でのユニットの停止・出力低下については、12月末から1月初めにかけて増加。同期間において、LNG火力が占める割合が増加していた。

停止・出力低下量（2020年12月1日～2021年2月1日）



|             | 12/20 | 12/21 | 12/22 | 12/23 | 12/24 | 12/25 | 12/26 | 12/27 | 12/28 | 12/29 | 12/30 | 12/31 | 1/1 | 1/2 | 1/3 | 1/4 | 1/5 | 1/6 | 1/7 | 1/8 | 1/9 | 1/10 | 1/11 | 1/12 | 1/13 | 1/14 | 1/15 | 1/16 | 1/17 | 1/18 | 1/19 | 1/20 | 1/21 | 1/22 | 1/23 | 1/24 | 1/25 | 1/26 | 1/27 | 1/28 | 1/29 | 1/30 | 1/31 | 2/1 |    |   |
|-------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|-----|----|---|
| 停止・出力低下量    | 71    | 68    | 66    | 67    | 70    | 72    | 84    | 82    | 81    | 85    | 87    | 87    | 88  | 88  | 86  | 77  | 71  | 67  | 65  | 61  | 65  | 71   | 71   | 63   | 68   | 71   | 70   | 72   | 72   | 69   | 68   | 66   | 68   | 69   | 78   | 79   | 70   | 70   | 70   | 70   | 67   | 62   | 65   | 65  | 63 |   |
| 内、LNG火力     | 16    | 13    | 12    | 12    | 15    | 15    | 25    | 25    | 26    | 28    | 30    | 30    | 32  | 32  | 29  | 23  | 20  | 18  | 15  | 12  | 14  | 20   | 19   | 12   | 15   | 17   | 17   | 19   | 19   | 15   | 14   | 13   | 16   | 17   | 23   | 24   | 16   | 16   | 15   | 15   | 12   | 13   | 13   | 13  |    |   |
| LNG火力が占める割合 | 22    | 19    | 19    | 19    | 21    | 21    | 29    | 31    | 31    | 33    | 35    | 35    | 37  | 37  | 34  | 29  | 28  | 27  | 23  | 20  | 22  | 28   | 27   | 19   | 23   | 24   | 24   | 26   | 26   | 22   | 20   | 20   | 24   | 24   | 30   | 30   | 23   | 23   | 22   | 22   | 19   | 20   | 21   | 20  |    |   |
|             | %     | %     | %     | %     | %     | %     | %     | %     | %     | %     | %     | %     | %   | %   | %   | %   | %   | %   | %   | %   | %   | %    | %    | %    | %    | %    | %    | %    | %    | %    | %    | %    | %    | %    | %    | %    | %    | %    | %    | %    | %    | %    | %    | %   | %  | % |

# (参考) 石炭火力の計画外停止

第30回 電力・ガス基本政策小委 (2021年2月17日) 資料6

- 12月から1月にかけて、ベース電源となる大規模な石炭火力発電所の計画外停止が発生。

第57回 調整力及び需給バランス等に関する委員会  
(2021年2月15日) 資料2

| 発電所名    | 事業者       | ユニット | 定格出力    | 設置エリア | 停止日時～復旧日時            | 備考       |
|---------|-----------|------|---------|-------|----------------------|----------|
| 原町火力発電所 | 東北電力      | 1号機  | 100万kW  | 東北    | 2020/9/15～2020/12/26 | 需給検証反映済み |
| 鹿島火力発電所 | 鹿島パワー     | 2号機  | 64.5万kW | 東京    | 2021/1/18～2021/1/19  |          |
| 勿来IGCC  | 勿来IGCCパワー |      | 54.3万kW | 東京    | 2020/1/20～復旧未定       |          |
| 碧南火力発電所 | JERA      | 2号機  | 70万kW   | 中部    | 2020/12/26～2021/1/3  |          |
| 同上      | JERA      | 1号機  | 70万kW   | 中部    | 2021/1/17～2021/1/19  |          |
| 舞鶴発電所   | 関西電力      | 1号機  | 90万kW   | 関西    | 2020/12/4～2020/12/5  |          |
| 橘湾火力発電所 | 電源開発      | 1号機  | 105万kW  | 四国    | 2020/12/25～復旧未定      |          |
| 松島火力発電所 | 電源開発      | 2号機  | 50万kW   | 九州    | 2021/1/7～2021/1/14   |          |
| 同上      | 電源開発      | 2号機  | 50万kW   | 九州    | 2021/1/16～2021/1/27  |          |
| 苅田発電所   | 九州電力      | 新1号機 | 36万kW   | 九州    | 2020/9/30～2021/1/18  | 需給検証反映済み |

JEPXの発電情報公開システム(HJKS)より2020/12/1～2021/1/31の期間を集約

# (参考) 原子力発電所の稼働状況

- 原発については、9基が再稼働済みであるが、**2020年12月から2021年1月の間**は、直近の同時期と比べ、定期検査などによる稼働停止が多く、**フル稼働していた原発は2基**にとどまる。
- こうした中、原発が全基停止していた**関西エリア**では、1月17日から、**同エリアの供給力の4%にあたる大飯4号機が稼働再開**し、電力の安定供給の確保に寄与。

## 原子力発電所の稼働状況

| エリア | 発電所名  | 号機  | 定格出力<br>発電端<br>[万kW] | 稼働状況               |                    |                    |                    |
|-----|-------|-----|----------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
|     |       |     |                      | 2017.12~<br>2018.1 | 2018.12~<br>2019.1 | 2019.12~<br>2020.1 | 2020.12~<br>2021.1 |
| 関西  | 高浜発電所 | 3号機 | 87.0                 | 稼働                 | 稼働                 | 1/6~<br>停止         | 停止                 |
| 関西  | 高浜発電所 | 4号機 | 87.0                 | 稼働                 | 稼働                 | 停止                 | 停止                 |
| 関西  | 大飯発電所 | 3号機 | 118.0                | —                  | 稼働                 | 稼働                 | 停止                 |
| 関西  | 大飯発電所 | 4号機 | 118.0                | —                  | 稼働                 | 稼働                 | 1/17~<br>稼働        |
| 四国  | 伊方発電所 | 3号機 | 89.0                 | 停止                 | 稼働                 | 12/26~<br>停止       | 停止                 |
| 九州  | 玄海発電所 | 3号機 | 118.0                | —                  | 稼働                 | 稼働                 | 稼働                 |
| 九州  | 玄海発電所 | 4号機 | 118.0                | —                  | 稼働                 | 稼働                 | 12/19~<br>停止       |
| 九州  | 川内発電所 | 1号機 | 89.0                 | 1/29~<br>停止        | 稼働                 | 稼働                 | 稼働                 |
| 九州  | 川内発電所 | 2号機 | 89.0                 | 稼働                 | 稼働                 | 12/26~<br>稼働       | 12/24~<br>稼働       |

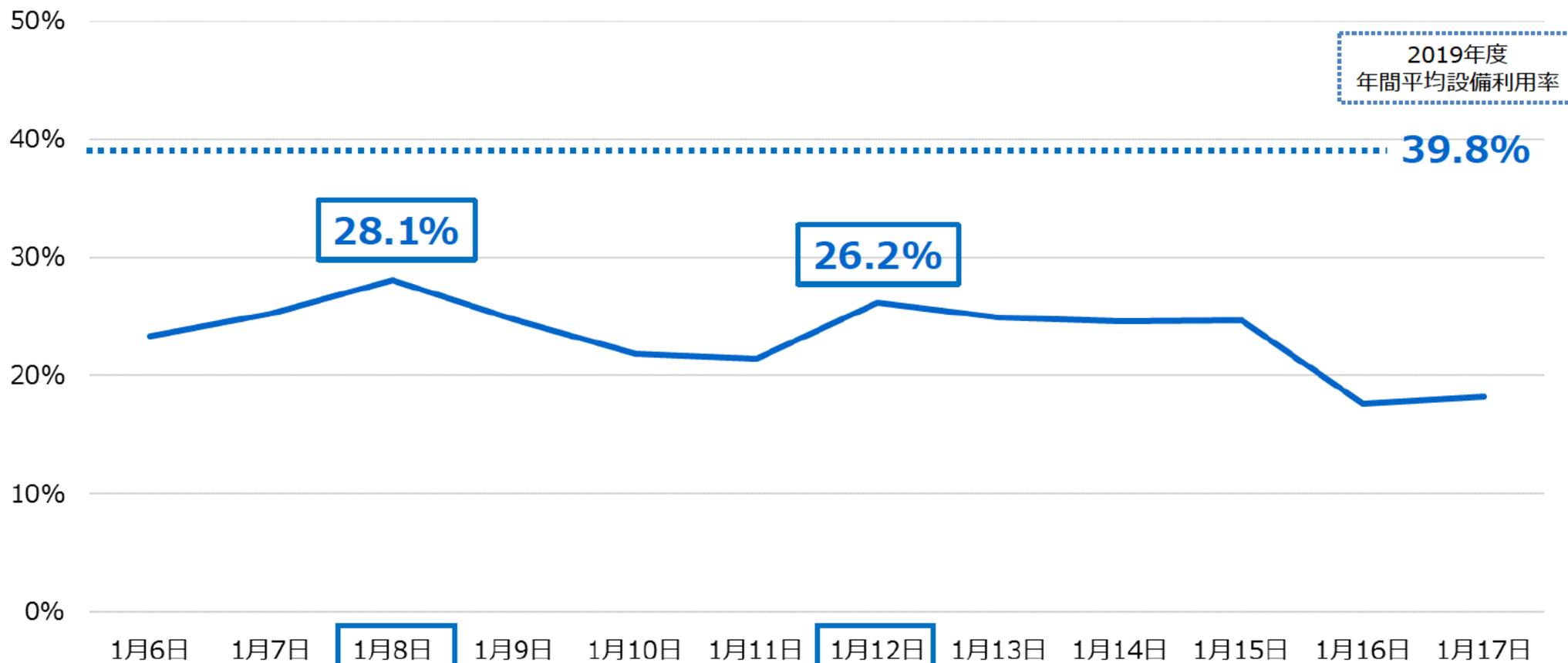
※（一社）日本原子力産業協会HP「日本の原子力発電所の運転実績」より作成  
 ※新規規制基準対応後の再稼働前の原発は「—」と記載

# (参考) 水力の設備利用率の推移

第30回 電力・ガス基本政策小委 (2021年2月17日) 資料6

- 一般水力は、秋口からの少雨に加え、積雪に伴う出水の低下により、設備利用率が著しく低下していたものの、全国的に寒波が訪れた1月8日、12日においては、河川・ダム運用に影響を与えない範囲で増出力運転を行うなど、ピーク時の供給力として活用。

＜一般水力の設備利用率推移＞



※各一般送配電事業者ヒアリングにより発電電力量を集計。速報値であり今後変更の可能性がある。  
※グラフ中の点線は、2020年度供給計画取りまとめにおける2019年度の設備利用率を示している。

## (参考) 容量市場の応札容量と落札容量 (落札率)

- 2020年度オークションにおいて、全国の電源等の区分別の落札率は、安定電源が97%、変動電源 (単独)・変動電源 (アグリゲート)・発動指令電源は、いずれも100%であった。また、全体の落札率は、97%であった。
- 背景に、日本全体で4年後に確実に稼働できる供給力の不足も考えられる。

第43回制度検討作業部会  
(2020年10月13日) 資料3-2から抜粋

### 今回のオークション結果の背景 (構造的要因)

- 約定価格 : 14,137円/kW (入札上限)
- 経過措置価格 : 8,199円/kW  
※経過措置 : 2010年度以前に建設された電源 (約8割) の受取額は、約定価格の58%と設定
- 総平均価格 : 9,534円/kW

➔ 背景に、**日本全体で4年後に確実に稼働できる供給力の不足** (※落札率97%)

(考えられる要因 (例) )

- ・需給ひっ迫時に備えた経年火力の存在
- ・先行き不透明な中での火力の新設投資の見送り
- ・経年火力の維持管理における高コスト構造
- ・市場における競争圧力の弱さ
- ・卸電力市場価格の下落

# (参考) 火力の休廃止の推移

- 自由化後、2019年度までの火力電源の廃止実績は増加傾向にある。
- 2020年度供給計画に計上される**火力の休廃止設備量は、前年度と比較し、増加**（2025年度断面で、約570万kWの設備が追加で休廃止計上）している。
- なお、2021年1月8日時点で稼働していた火力電源のうち約500万kW（\*）の休廃止が決定している。

## 廃止した火力電源の実績

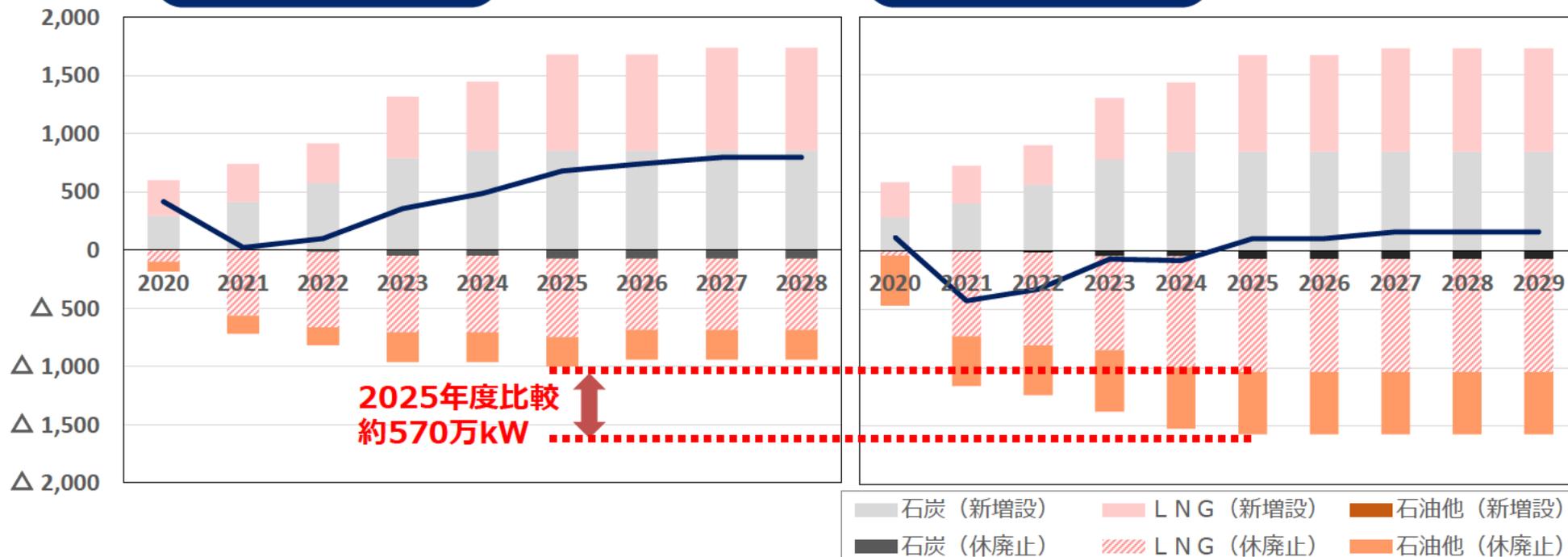
|            | 2016年度 | 2017年度 | 2018年度 | 2019年度 |
|------------|--------|--------|--------|--------|
| 設備容量 (万kW) | 49     | 203    | 136    | 669    |

\* 2021年1月8日時点で稼働していた旧一般電気事業者・電源開発が保有する火力電源のうち、2024年度までに休廃止する予定の電源を集計。

[万kW]

## 2019年度供給計画

## 2020年度供給計画



●今般の電力需給逼迫における課題も踏まえ、以下の方向性で検討していくこととしてはどうか。

課題

|                      |   |
|----------------------|---|
| kWh(・燃料)不足リスク        | <ul style="list-style-type: none"> <li>● 火力、特にLNGへの偏重が進む中、その燃料の調達不調により、<b>短期的に見ると、今回の kWh(・燃料)不足</b>へと繋がった。さらに、<b>中長期的には、火力等の供給信頼性の高い設備容量(kW)は減少</b>が見込まれ、このリスクへの対処が必要。</li> </ul> <p>(背景) ①再エネ拡大下での調整力としての火力の重要性向上<br/>                 ②自由化も踏まえた事業者の経済合理的行動 (発電設備※・燃料在庫の適正化)<br/>                 ※<b>石油火力廃止</b> (2019年度は2014年度比約1074万kW減少)</p> |
| 供給信頼性のある設備(kW)減少リスク  |   |
| kWh不足時の事業者連携・需要側働きかけ | <ul style="list-style-type: none"> <li>● <b>kWh不足時の事業者間連携・需要側働きかけ等における課題も顕在化。</b></li> </ul>  |
| 容量(kW)に着目した安定供給の確認手法 | <ul style="list-style-type: none"> <li>● 供給計画・需給検証などは現状、<b>kWの余力評価</b>をしているが、<b>kWhの余力評価が十分になされず</b>、需給変動への対応状況が顕在化しないため、この評価を行う仕組みが必要。</li> </ul>  |

検討の方向性

|                       |  |
|-----------------------|--|
| ①電力量(kWh)を確認・確保する体制構築 | <ul style="list-style-type: none"> <li>● 追加的な燃料確保のリードタイムも踏まえた事前の供給可能電力量(kWh)の確認の方策</li> <li>● 燃料の確保・調達や需給逼迫時の燃料融通の在り方 等</li> </ul>           |
| ②電力量(kWh)不足時の広域的運用    | <ul style="list-style-type: none"> <li>● 電力各社の「でんき予報」を活用した情報発信</li> <li>● 政府の節電要請等を含めた需給逼迫時の対応の在り方</li> <li>● 需給逼迫時の燃料制約の解除の在り方 等</li> </ul> |
| ③事業者の供給力確保の在り方        | <ul style="list-style-type: none"> <li>● 小売の供給能力確保義務の在り方の整理</li> <li>● 需要に応じた供給力の確保に関する各電気事業者の責任等の整理 等</li> </ul>                            |
| ④適切な電源ポートフォリオ         | <ul style="list-style-type: none"> <li>● 再エネの更なる導入拡大を進める中での火力の扱い・火力ポートフォリオ</li> <li>● カーボンニュートラル実現と安定供給の両立させながら必要な供給力を確保する方策 等</li> </ul>    |

# (参考) テキサス州の電力供給・市場制度

- テキサス州のGDPと電力需要は、日本の約40%の規模。
- テキサス州電力信頼度協議会(ERCOT)\*管内の電力供給・市場制度には3つの特徴：
  - ➔ ①独立した電力系統、②容量メカニズムなし (=完全市場ベース)、③石炭減少と風力導入

\*Electric Reliability Council of Texas. テキサス州の約90%の需要をカバー。送電線の運用を実施。

## <①独立した系統運用>

✓東西から独立。地域連系線の容量は小さく、外部からの電力融通は限定的



※東部、西部、テキサスそれぞれが独立で運用

## <②石炭減少と風力導入>

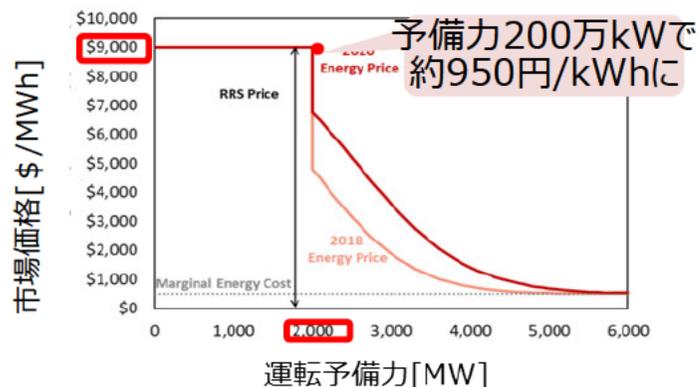
テキサス州の電源構成 (kWh)



✓過去5年間で予備力が約8%減少

## <③容量メカニズムなし>

- ✓予備力が一定値を下回った際に、人為的に市場価格を高騰 (スパイク) させることで、発電所の収入を確保
- ✓これまでに2回のみ (11年、19年) スパイクが発生



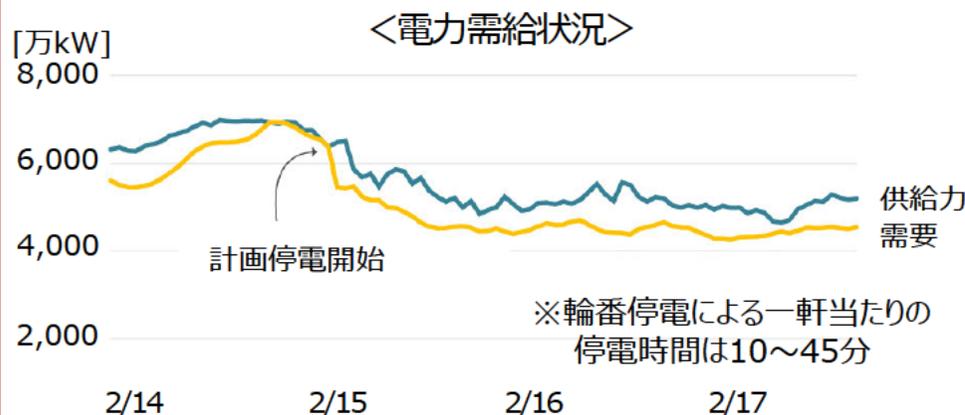
# (参考) テキサス州の大規模停電について (2021年2月)

## 要因

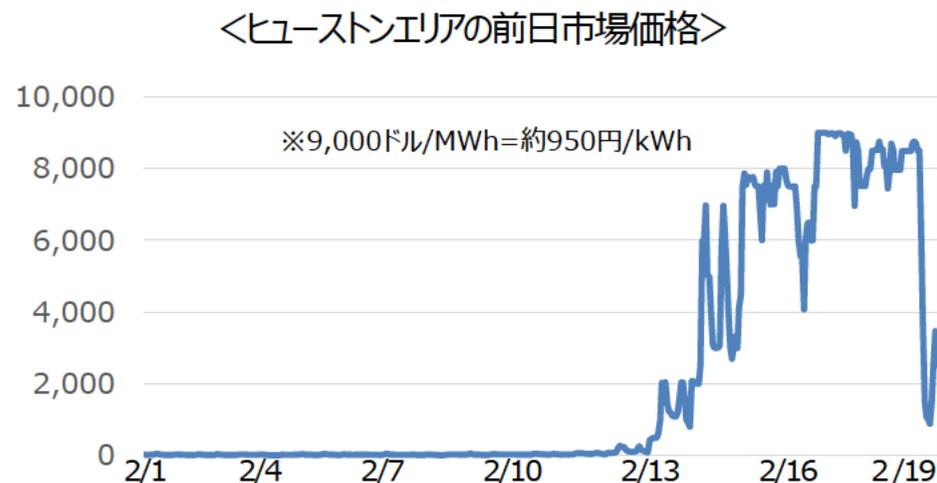
- 電力供給の急激な減少：
  - ✓ 寒波や強風による、ガスパイプラインやタービンの凍結、風力発電設備の凍結・損壊等
  - ➔ 最大4,600万kWの供給力喪失 (内、火力：2,650万kW、風力・太陽光：1,800万)  
(2020年11月時点での冬季予備力は2,481万kW、予備率49.8%。ピーク需要予測約5,770万kW)
- 大寒波による電力需要の増加：
  - ✓ 各地でマイナス10度以下となり、1989年以來の最低温度を記録。
  - ➔ 需要は過去最高を更新 (約6,900万kW)

## 停電・市場価格の状況

- 15～19日の5日間で計画停電を実施。  
最大約400万世帯(約32%)が停電。



- 前日市場において約950円/kWh (=上限値)を記録 (1\$ = 106円換算)



## 来年度オークションに向けた対応について

- (1) 供給力の管理・確保**
- (2) 入札価格の妥当性の確保
- (3) 小売事業環境の激変緩和
- (4) オークション結果の情報公開
- (5) カーボンニュートラルとの整合性確保  
(非効率石炭フェードアウト)

# 供給力の管理・確保に関する論点

- 供給力の管理・確保については、これまで様々なご意見をいただいております、第45回の本部会においては、メインオークションでの調達量について多くのご意見をいただきました。
- これまで、容量市場は適切な供給信頼度の維持を図るために、予め十分な供給力を確保する手段として議論してきた。
- 他方で、4年前には稼働が見通せないが、実需給が近づくと稼働が見通せる電源も存在する。
- 例えば、自家発電設備や原子力については、4年前には稼働の見通しがつかなかったが、1年前になると、稼働の見通しが立ち、容量市場への参加が可能になっていることもありえるものと考えられる。
- また、DRについても、実需給が近づけば近づくほど、容量市場への参加の可能性が高まるものと考えられる。
- 一方で、仮に目標調達量を分割して追加オークションを行う場合は、安定供給に必要な供給力確保へのリスクを高めることにもつながるものであり、そのリスクを軽減する何かしらの手当が別途必要になるのではないかと考えられる。
- 従前のメインオークションで目標調達量全量を確保する方法に加え、追加オークションと分割して実施する方法について、比較を行いつつ、具体的な対応の方向性についてご議論いただきたい。

# (参考) 供給力に関する主なご意見 (制度検討作業部会) (1/3)

## 第45回 (12/25)

- 休止電源、未稼働原子力、自家用発電設備のいずれについても、4年前の時点で応札を見通すのは困難。非応札容量を最小限にすることが最優先とされているが、規模の大きい原子力の取り扱いが変わらない以上は、今年と変わらない結果になるのが目に見えている。こういう不確実性を前提として募集量を決める方が、現実的であり、建設的。
- 需要側についてもDRや省エネや節電も進むと考えられる。そのため4年後の需要量を見通せない理由が数多くある。こうした日本の状況を踏まえると、4年前に全ての供給力を完璧に確保することから一旦離れて、おおよその供給力を確保する考え方をした方がよいと考えられる。例えば、メインオークションで100%確保することにこだわらず、8～9割募集して、残りは追加オークションで対応するなど、柔軟な考え方でこの課題を進めていくという事も選択肢になると思慮。
- 需要一つをとっても将来の状況は想定しにくい。供給側も非効率石炭の問題やエネルギー基本計画の見直しなど、個別電源の将来の稼働に影響を与えるエネルギー政策の検討が進んでいるということを見ると、政策動向に応じた需給両面で不確実性が高い。それらの調整機能という観点で、メインオークションでは最低限の信頼度を確保して、残りは需給の政策動向の見通しが見える段階での追加オークションという形で調達していくことがいいと思う。
- 今回の結果をみると供給計画に組み込まれず、容量市場の結果次第で動くことができた電源がもっと他にもあったのではないかと思われる。供給計画は発電事業者独自のスケジュールではなく、今後マーケットが決める時期が来るのではないかと考えている。休止電源については、今後応札を行うことも含めて検討の余地があるのではないかと思慮。
- 未稼働原子力について、事業者としては4年後の稼働の見通しをたてられるよう、最大限の努力をしていきたいと考えているし、運用ルールに沿う形で入札に向けて取り組んでまいりたい。

# (参考) 供給力に関する主なご意見 (制度検討作業部会) (2/3)

## 第45回 (12/25)

- 容量市場は市場原理によって経済性を確保しつつ、将来の電源の新陳代謝、しっかり新設電源が建設されていくということを含めて未来の供給力を確実に確保していくことが容量市場の本来の目的であると認識している。そのような意味から、今年度のオークションは参加していない電源があるという事で、事務局資料に示されている通り、オークションに参加しなかった供給力について来年度のオークションへの参加を促す方策については、入札電源にリクワイアメントを課す形で供給力確保の確実性を高めながら、入札量をふやすことで約定価格の低減を目指すという供給信頼度の維持と経済性の両立をする提案と認識しており、一般送配電事業者として賛同している。
- メインオークションにおける調達量について、やはり調達量を分割することで供給力不足やコスト増のリスクや電源建設のリードタイムを考えていく必要があると思うので、4年後のメインオークションで相応の供給力を確保することが望ましく、追加オークションについては、メインオークション後の状況変化に対する対応策と整理するのがよいと適当と認識。容量市場の趣旨、供給力確保の観点方慎重な議論をしていただきたい。
- 休止電源について、実需給に向けて供給力を確保する観点から再立ち上げ可能なものに市場参加を促す方向性は賛成。どう促すか、休止電源を特別優遇する事ではないと考えており、約定できる価格と休止電源があった場合、入札されない電源が無いように働きかけていくことだと思慮。その点、自家発電設備と同様に、広域機関の方で理解促進のための広報活動をするとういのではないかと考えている。
- 自家発電設備について、応札への参加を促すための取り組みとして、単独ではだめだけどアグリリソースの一部としてや需要抑制リソースとして発動指令電源として参加できるので、そうした事例を周知して、応札への参加を促してはどうかと考えている。

# (参考) 供給力に関する主なご意見 (制度検討作業部会) (3/3)

## 第44回 (11/27)

- 需給状況がタイトだということを考えるべき。原子力は容量規模が大きく、稼働するか否かの影響が大きい。扱いを検討する必要があるのではないか。
- 供給計画に記載されていないものも折り込んで、多くの供給力を。

## 第43回 (10/13)

- 応札容量を増やす制度見直しも必要。
- 稼働見通しが不確実な電源が取り下げられたことを考慮すべきではないか。
- 今回参加できなかった原子力を加味すべき。供給力量の観点からは、石炭FOの議論にも資する。
- 市場で顕在化しない埋没電源を掘り起こさないと、投資判断を促すサインが正常に機能しない。

## 第42回 (9/17)

- 市場設計の在り方がどうかという議論をすべきだと思うが、供給信頼度の議論まで遡ってするというのは。
- 応札容量が期待容量を下回った要因を、もう少し詳細に精査して欲しい。
- 期待容量に比較した応札容量の差が大きく、少なからず約定結果に影響しているのではないのか。

# 具体的な方向性（メインオークションにおける調達）（案）

- これまでの議論を踏まえると、従前のメインオークションで目標調達量（112.6%）全量を確保する方法に加え、追加オークションと分割して実施する方法が考えられるのではないかと。
- 一方で、容量市場には「実需給期間に必要な電源の量をあらかじめ示し、過度な退出を抑制」する役割があるため、オークションを分割した場合、その機能の一部を失うため、どのように手当を行うか、その別途の手当の必要性も含めてあわせて考えていく必要があるのではないかと。

|            | A案  | B案   |
|------------|---|--|
| 概要         | <p>メインオークションで全量を確保<br/>（需要想定の変化や市場退出の度合いなどによって追加オークション実施が判断される）</p>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>・追加オークションでX%を確保</li> <li>・非落札となった電源の退出、1年前に供給力が顕在化しないリスクに対応するため、何らかの手当てを措置</li> </ul>   |
| メリット・デメリット | <ul style="list-style-type: none"> <li>・4年前に供給力の確保が可能。</li> <li>・1年前に顕在化する可能性のある電源（例：自家発、未稼働原子力）が手当てされていない</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>・1年前の追加オークションで顕在化した供給力があつた場合は、確保が可能。顕在化した供給力が安価であれば、総調達コストを減らすことができる。</li> <li>・追加オークションの結果等によってはコスト増となる可能性も考えられる。</li> <li>・4年前に落選した電源は、1年前まで予見性がないため、休廃止が進むリスクがある。</li> </ul> |

# 追加オークションへの分割に関する懸念

- 追加オークションで容量を募集する場合の懸念として、これまでも以下のような議論をしてきた。
- メインオークションで全量を調達せずに、一定量を追加オークションへ分割する場合、同様の点については留意が必要と考えられる。

2018年9月 第15回  
容量市場の在り方等に関する検討会

## 3. 論点整理

### (2) 追加オークションにおける留意事項について

12

- 中間とりまとめにおいて、追加オークションは、「発電事業者等による発電計画の変更や、市場管理者による想定需要の変化に応じた追加調達等の観点からは、実需給までの間に調整できることが望ましい」と整理されている。
  - これまでの検討や諸外国の事例を踏まえて、追加オークションの詳細設計における留意事項としては、以下が考えられるのではないかと。
- メインオークションで落札された発電事業者等の電源差し替えの手段が十分にあること。
  - 市場支配力を行使させないようにすること（売り惜しみ、価格の吊り上げの防止）。
  - 供給力提供の実効性のない電源等の参加を防止すること。
  - 電源のリードタイムを踏まえ、中長期的な視点で供給力の確保が必要であること。

# 発動指令電源（DR）の拡充について

- 初回オークションにおいて、発動指令電源の調達量の上限である3%（厳気象対応分と稀頻度リスク対応分）に対して約2.5%の応札があった。
- 今後、再生可能エネルギーが更に増加していき、発動指令電源として期待されるDRを含めたアグリゲータの組成や市場参入が期待される中で、更なる市場参加者の拡大を促すような制度変更が望ましいのではないか。
- 一方、昨年度の電源 I' の公募（DRの落札量は約130万kW）と比較すると、初回オークションの落札量はDRも含めて415万kWであり、DRも一定程度伸びていると想定される状況。
- このような状況を踏まえて、現在3%とされている発動指令電源の枠について、増加させる方向（例：4%）としてはどうか。
- 仮に枠を増加させる場合は、まずは拡大する枠に絞って調整係数を詳細化する事としてはどうか。ただし、将来的にはさらに発動指令電源が増えていくことも想定され、発動指令電源全体の調整係数については適切に見直していくこととしてはどうか。

## 3. オークション結果の集計・公表 (2) 電源等の応札容量

2020年9月  
容量市場メインオークション約定結果  
(対象実需給年度：2024年度)

12

- 全国の電源等の区分別の応札容量は、安定電源が16,311万kW（94.8%）、変動電源（単独）が451万kW（2.6%）、変動電源（アグリゲート）が24万kW（0.1%）、発動指令電源が415万kW（2.4%）であった。
- なお、発動指令電源は、上限約定量（473万kW）に対し、88%の応札があった。

# 供給力の管理・確保（売り惜しみ防止策の強化－応札の透明性の向上）

- 「容量市場における入札ガイドライン」は、市場支配的事業者による監視対象行為として、「正当な理由なく、稼働が決定している電源を応札しない」場合を売り惜しみに該当するとしている。
- その上で、容量市場に参加しない「正当な理由」の1つとして、「実需給年度において、計画停止または休廃止を予定している」場合を定めている。
- 他方、計画停止または休廃止の予定は、事業者毎の判断に委ねられており、初回オークションにおいては、供給計画上是休止予定であったが結果的に落札した電源が約200万kWあった。
- 計画停止または休廃止予定の電源の応札自体は、オークションの競争性の向上の観点から望ましいことである一方、応札するか否かを事業者毎の判断に委ねた場合、その判断の透明性・妥当性を確保することが困難となる。
- このため、特に市場支配的事業者については、計画停止または休廃止の予定の有無にかかわらず、基本的にすべての電源について応札することとしてはどうか。  
※例えば、供給計画に計上している電源
- その上で、例えば、既に停止後数年経過しており、稼働させるには1年以上要する場合など、応札不要の場合について一定の基準を設けることとし、基準を満たさないものの個人の判断により応札しない場合に限り、事前に電力・ガス取引監視等委員会の確認を得ることとしてはどうか。

## 来年度オークションに向けた対応について

- (1) 供給力の管理・確保
- (2) 入札価格の妥当性の確保**
- (3) 小売事業環境の激変緩和
- (4) オークション結果の情報公開
- (5) **カーボンニュートラルとの整合性確保**  
(非効率石炭フェードアウト)

# 入札価格の妥当性の確保

- 前回の本部会では、入札価格の事前確認制についてご議論をいただいた。
- 本日は、対象事業者、基準価格などの詳細についてご議論いただきたい。

# (参考) 入札価格の妥当性確保に関する主なご意見 (1/3)

## 第46回 (1/25)

- 事前確認の対象事業者は監視対象と平仄を合わせるようになるのではないかと。すなわち支配的事業者が適当。
- 事前確認制は、高値入札の抑止力になると思うが、一定期間チェックがかかるという、この一定期間が一週間、二週間なのか、あるいは二か月、三か月なのかということによって、デメリットもアセスした方がよい。
- 他市場収益について、明確化していただいたが、振り返ってみると需給ひっ迫における価格の高騰があったと思うが、ある種確立的に緩和するのか、いまの足下で経験してみると、その検討もあるのかと感じている。計算するとかなりの他市場収益になっている可能性もあるかと思うので、そうした検討もあるのかと思う。
- 事前確認制の件、NetCONE以上を確認するという提案は、一定程度の妥当性はあると思うが、スケジュールの問題があると思い、どれくらいのスケジュールで出来るのかをあわせて検討いただきたい。
- やり方としては、それぞれの事業者が判断するということはあり得るが、基本は過去3年間の卸市場価格の平均をとってきて、コマごとに計算することをし、それ以外の合理的な方法があれば説明し、インテンシブに監視するというスタイルがいいのではないかと。
- 前提となる市場価格を将来予測や過去平均から一本の平均価格を作って一つの収益を計算することでは、収益は低めに出てしまうことになる。例えば、将来予測や過去の価格をいくつかケースを作って、それらのケースごとに収益を計算して、収益の平均を算定する形にしてはどうか。

# (参考) 入札価格の妥当性確保に関する主なご意見 (2/3)

## 第46回 (1/25)

- 他市場収益の考え方、ガイドライン案について、将来の他市場収益を算定するには、なんらかの想定で前提を置くことになるが、ガイドラインで、この指標をこの価格を使うべきとは決められないと思慮。結果的にどういう前提をおくかは、各社の経営判断になる。ガイドラインをいかしつつ、各社が他市場収益を算定するにあたって、それぞれの市場ごとにどういう想定をおいたか、事前確認の対象として調査、具体的な数字で分布を公開していくような方法で妥当性を確保していくという方法もあるか。
- 懸念されるのは複数の札を戦略的に高値入札することあり、入念な監視をしていただきたい。とはいっても行政コストの問題もあると考え、支配的事業者を対象にすることが望ましいと考える。
- 他市場収益の考え方については、価格スパイクをしっかり反映することが重要。過去の実績を用いた場合、例えば、この冬の需給ひっ迫においてもある程度反映されると思うが、外部機関の将来予測となると、おそらくマージナル電源の変動費の予測となると考えられ、こういった場合は、価格スパイクが正しく反映されないおそれがあると考え。価格スパイクを反映する必要性については、ガイドラインへの明記を検討いただきたい。
- 確認対象が多すぎて監視コストがかかるということであれば、対象のうち、無作為に選んで監視する方法もあり得る。
- 他市場収益の考え方について、例示として外部機関のフォワードカーブの例と、過去実績の例があるが、この両者を比較すると、最終的な価格の仕上がりはかなり隔たりが出るのではないかと懸念。電源の公平な比較のためには、なんらかの算出方法が同じであることが重要。幅をもった例示があるが、ある程度だれでも計算して同じようになるような、統一された算出方法が適切ではないか。
- 入札価格の事前確認について、妥当性確保という観点から事前確認することは否定しません。具体的な手続きや検討については、実務負担や応札期限の前倒しとならないよう、ぜひ慎重な御検討をお願いしたい。

# (参考) 入札価格の妥当性確保に関する主なご意見 (3/3)

## 第45回 (12/24)

- ガイドラインもそうだが、監視のやり方を変えるということも含め考えていただきたい。具体的にいうと、事前監視とかいうことも一定程度入れることも積極的に考えていただきたい。
- 入札価格の妥当性について、行政コストを踏まえつつ一定の価格、例えばNetCONEを上回る入札については事前のチェックを求める得ということは、きちんと運用することでかなり有効に動くのではないか。
- 各社他市場収益をどういふ風な前提条件で算出するのか、今回の整理の中でぜひ例示としていただければと思っている。
- 他市場収益について、各事業者が他市場収益を算定する考え方について、稼働と市場価格の想定になるかと思うが、各社がどのくらい違うのかモニタリングし、どういふ状況になっているか開示可能な方法で是非関係者共有できる形にしてあげればと、そうすることで、より妥当性を確保していくことに繋がるのではと考えている。
- 入札価格の妥当性の確保の観点で、他市場収益の考え方を明確化する方向には異論はないが、燃料価格や市場価格は事業者ごと独自に想定するため、相当に幅があるのではないか。まずは具体的な算定方法の事例やあきらかな間違った算定方法を整備する対応が現実と思う。
- 事前チェックについて、入札ガイドラインを見直しいくことや、事後監視をしていくことを考えれば、現時点でそこまで必要なのかを思う。事前チェックによって生じる実務負担や、実質的に入札期限が前倒しとならないか懸念。

## 第44回 (11/27)

- 入札価格を決める際の他市場収益の考え方も検討すべき。
- 維持管理コストの算定方法について、卸価格や燃料価格など前提となる考え方も明確化すべきではないか。
- 入札価格について、現在は監視委に事後的に確認してもらっているが、場合によっては事前のチェックや、ある程度の価格は登録制にするなども、行政コストを考えなければあり得る方法ではないか。

## 第43回 (10/13)

- (応札価格が14,137円/kWの電源の維持管理コストの平均値について) 他市場収益が安すぎる印象。
- 維持管理コストに計上できるものが何か、定義を厳密にすべきではないか。海外の事例では、その発電所固有のコストを計上する場合、市場の監視機関に事前にデータを提出し、許可を受けると聞いている。入札後のコストレビューだけでなく、事前の方法も検討すべきではないか。

# 市場支配的事業者の定義について

## (0) 市場支配的事業者

- 市場支配的事業者については、前年度の入札結果に基づく PSI 評価によって、市場支配的事業者の判定を行うことと整理されていた。
- PSI評価の詳細が未整理な中で、来年度のオークションに向けては、容量市場の制度の全体的な見直しが進められており、PSI評価の方法そのものにも影響するような見直しも考えられる。
- そのため、来年度オークションにおいても、初回オークションと同様に市場支配的事業者を判断することとしてはどうか。
  - \* 500万kW以上の発電規模を有する事業者が該当

# 入札価格の事前確認制に関する論点（対象事業者）

## （1）対象事業者

- 前回の本部会において、入札価格の事前確認制の対象について、市場支配的事業者とすることを支持するご意見をいただいている。
- 前頁を踏まえ、次年度の市場支配的事業者、すなわち500万kW以上の発電規模を有する事業者を、入札価格の事前確認対象事業者とすることとしてはどうか。

# (参考) 論点① 構造—市場支配的事業者の特定

2020年1月 第38回  
制度検討作業部会

- 第29回作業部会では、複数の市場支配的事業者の判定方法を示し、**定量的な評価が可能なこと、判定結果が明瞭であることから、主要供給者指数（PSI）評価による案を提示した。**PSI評価は入札結果から市場分断の状況等を踏まえて支配的事業者を判定する一方、発電事業者は応札の前に予め自身が支配的事業者に該当するか否かを把握しておくことが適当である。したがって、**前年度の入札結果に基づくPSI評価によって、市場支配的事業者の判定を行うこと**としてはどうか。
- また、初回オークションは前年度の入札結果がないため、現状**旧一般電気事業者、JERA及び電源開発が各エリアの供給力の太宗を占めている**ことに鑑み、**初回オークションにおいては、まずはこれらの事業者を確認対象事業者とすること**としてはどうか。

## 概要

## メリット・デメリット

### 旧一般電気事業者、JERA及び電源開発を指定 初回オークション

- 現状、各エリアの供給力の太宗を占める旧一般電気事業者、JERA及び電源開発を市場支配的事業者として定義する

- ⊕ 現状の供給能力のシェア実態に整合
- ⊖ 新電力シェアの増大など市場構造の変化をタイムリーに捉えることができない

### 市場シェア

- ある発電事業者の供給力が市場全体に存在する供給力に占める割合を計測
- 一定以上のシェアを持つ事業者を市場支配的事業者と定義

- ⊕ 定量的評価が可能
- ⊖ 市場シェアが何%以上の場合に市場支配的と判定するか閾値の設定方法が不明瞭

### 主要供給者指数 (Pivotal Supplier Index) 2回目以降

- 総需要を満たすために、ある発電事業者の供給力が不可欠かどうかを試算
- ある事業者の供給力を除いた市場全体の供給力が、需要より小さい場合市場支配的と判定される

- ⊕ 定量的に特定事業者の市場支配力の有無を把握可能
- ⊕ 結果は市場支配力があるかないか明瞭な判定のため結果の解釈に恣意性が入り込まない

### 残余需要分析 (Residual Demand Analysis)

- 需要曲線から特定事業者以外の供給曲線を引き当てた、残りの需要曲線の価格弾力性を評価
- 残余需要の価格弾力性が低い場合は、市場支配力を行使可能と判定される

- ⊖ 需要曲線の形状が市場管理者によって設定される容量市場では、主要供給者指数評価により市場支配的と判定された事業者は同じ残余需要に直面するため、検証の付加価値が小さいのではない

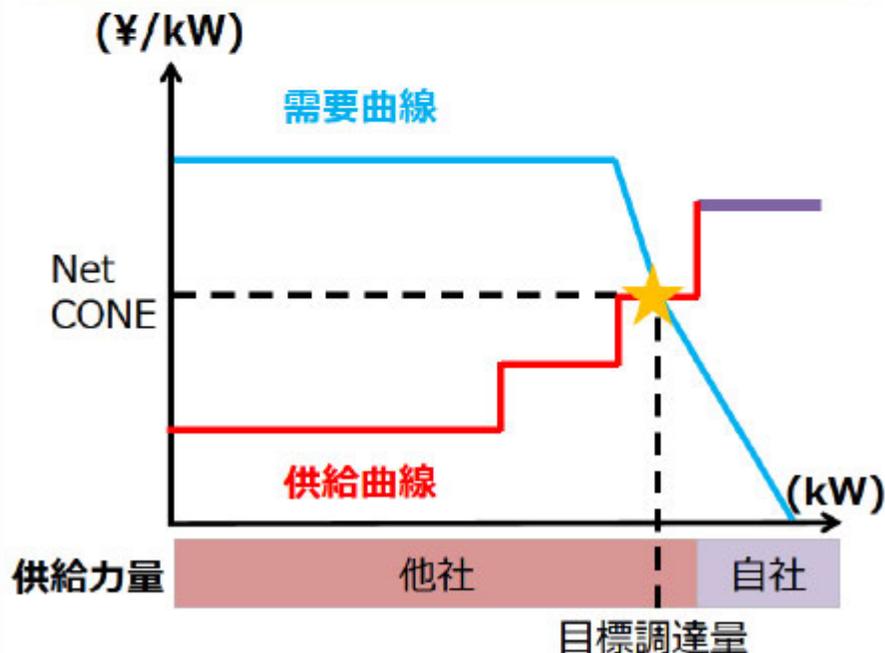
# (参考) 主要供給者指数(PSI)について

2019年2月 第38回  
制度検討作業部会

- 総需要を満たすために、ある事業者の供給力が必要不可欠な場合(ある事業者の供給力を除いた市場全体の供給力が、市場全体の需要より小さい場合)、当該事業者は高値入札を行っても確実に限界電源となることができるため、価格操縦が可能となる。

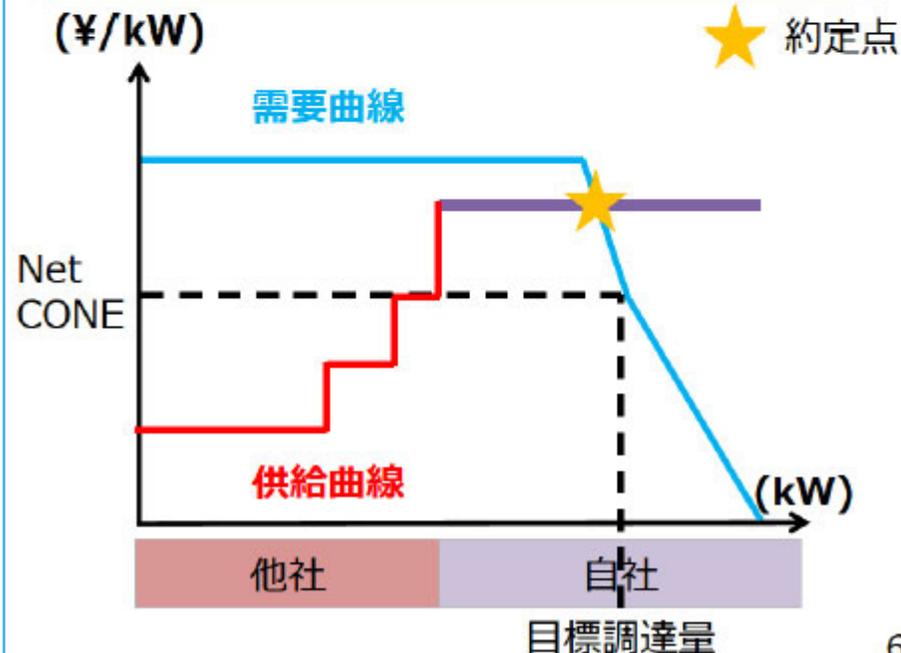
## 市場支配力を行使できない

他社供給力だけでも目標調達量を満たせるため、他の事業者より高値で入札した場合落札されない



## 市場支配力を行使可能

自社供給力が目標調達量を満たすために必要不可欠なため、他の事業者よりどんなに高値で入札しても必ず落札される



# 入札価格の事前確認制に関する論点（基準価格）

## （2）基準価格

- 前回の本部会では、事前確認対象は一定額以上の入札を予定する電源とする方向性について、ご確認いただいた。
- NetCONEがモデルプラントのコストであることから、それを下回る価格で入札する場合まで監視することは効率性の観点から行政コストが過大になり過ぎると考えられる。そのため、基準の価格はNetCONEとしてはどうか。
- 初回オークションにおける監視に要した期間や他の手続きのスケジュールを踏まえると需要曲線（NetCONEを含む）の公表を待って、入札価格の事前確認を開始するのは困難と考えられる。
- また、1年程度ではNetCONEが大きく変動することは想定しがたいことから、事前確認対象を決定するための基準価格については、前年度のNetCONEとすることとしてはどうか。

# 《再掲》入札価格の事前確認制に関する論点（売り惜しみ防止策の強化）

- 「容量市場における入札ガイドライン」は、市場支配的事業者による監視対象行為として、「正当な理由なく、稼働が決定している電源を応札しない」場合を売り惜しみに該当するとしている。
- その上で、容量市場に参加しない「正当な理由」の1つとして、「実需給年度において、計画停止または休廃止を予定している」場合を定めている。
- 他方、計画停止または休廃止の予定は、事業者毎の判断に委ねられており、初回オークションにおいては、供給計画上是休止予定であったが結果的に落札した電源が約200万kWあった。
- 計画停止または休廃止予定の電源の応札自体は、オークションの競争性の向上の観点から望ましいことである一方、応札するか否かを事業者毎の判断に委ねた場合、その判断の透明性・妥当性を確保することが困難となる。
- このため、特に市場支配的事業者については、計画停止または休廃止の予定の有無にかかわらず、基本的にすべての電源について応札することとしてはどうか。  
※例えば、供給計画に計上している電源
- その上で、例えば、既に停止後数年経過しており、稼働させるには1年以上要する場合など、応札不要の場合について一定の基準を設けることとし、基準を満たさないものの個人の判断により応札しない場合に限り、事前に電力・ガス取引監視等委員会の確認を得ることとしてはどうか。

# 入札価格の事前確認制に関する論点（手続）

## （3）手続

- 前回の本部会では、入札価格の事前確認制に関して、高値入札の抑止力になる一方で、どの程度の時間を要するかによってデメリットを評価して欲しいとの意見をいただいた。
- 具体のスケジュールについては、対象事業者、基準価格、前項の内容及び下記方針にもよるところではあるが、第一回のオークションにおいては、監視委員会の事後監視について、2ヶ月超の期間を要した。
- 以上を踏まえると、監視対象の範囲が前回と比べて広がりうることから、事前確認の受付については、入札の2ヶ月前が最も遅いタイミングの目安となるが、どうか。
- 入札価格の事前確認に関して、事業者が電力・ガス取引監視等委員会の指摘に応じないことも考えられ、そのような場合は原則としてNetCONE未満の応札とすることとしてはどうか。
- 事前監視の対象となった電源については、電力・ガス取引監視等委員会による事前確認が完了した場合にのみ、原則として事前監視で確認した価格を上限に応札を認めることとするのはどうか。

## 来年度オークションに向けた対応について

- (1) 供給力の管理・確保
- (2) 入札価格の妥当性の確保
- (3) 小売事業環境の激変緩和**
- (4) オークション結果の情報公開
- (5) カーボンニュートラルとの整合性確保  
(非効率石炭フェードアウト)

# 小売事業環境の激変緩和についての課題の整理と対応方針

- 前回の本部会において、現行の激変緩和措置に変わる新しい措置について議論していく方向で整理を行った。
- その方向性として、①電源等の経過年数に応じた減額と②入札内容に応じた減額を併せて適用する方向で整理を行った。
- 今回は、①の具体の方向性について確認をいただくとともに、②に関して、両案を比較する形で整理を行ったので、更なる議論を行っていただきたい。
- なお、前回も確認を行った点ではあるが、激変緩和措置については時限的に支払額を減額するものであり、段階的にその減額を縮減していくものである点は、これまでの議論と同様である（2030年には当該措置を終了させる。）。また、逆数入札についても、新しい措置を考えるにあたっては、想定しないものとする。

## （①電源等の経過年数に応じた減額）

- 対象となる電源は、制度の継続性の観点から初回オークションで設定していた2010年度末以前に建設された安定電源および変動電源（単独）として減額する方法が考えられるが、どうか。

（ex. 2010年度末以前に建設された電源はY%減額）

# 激変緩和措置（②入札価格等の入札内容に応じて減額する案）の比較

## （②入札内容に応じた減額）

- 入札価格に応じて減額する方法と調達量に応じて減額する2つの方法を比較して示した。
- 例えば、一定の価格〈案1〉または、一定の調達量〈案2〉までとそれ以降で、約定価格を2段階にする案についてはどうか。
- 約定価格を2段階とした場合、次頁の斜線部分について、価格をシングルプライス、または、マルチプライスとすることも考えられるが、どうか。

|                          | ＜案1＞<br>入札価格に応じた減額  | ＜案2＞<br>調達量に応じた減額  |
|--------------------------|---|--|
| <b>手法概要</b>              | 約定価格×一定割合までと、それ以降で約定価格を段階とする  | 目標調達量の一定割合まで、それ以降で約定価格を段階とする   |
| <b>時限措置として可変的に実施する方法</b> | 一定割合を徐々に低減していく方法が考えられる。調達量に応じて減額する方法と比較して、事業者にとって減額の幅に予見性があることが考えられる。 | 減額を2段階の約定価格の差額の全体から割合を乗じて低減していく方法が考えられる。〈案1〉と比較すると減額の幅が予見しにくいと考えられる。                                   |
| <b>想定される入札行動への影響</b>     | オークション後まで境界となる価格がわからないため、入札行動への影響は大きくないと考えられる。                        | 事前に境界となる量を把握しているものの、他の事業者の入札価格によって順番が入替るため、境目となる価格は予想が難しい。案1よりも自社の電源が約定価格の高いグループに属するか低いグループに属するか予測が困難。 |

# (参考) 激変緩和措置 (減額方法の考え方) のイメージ

2021年1月 第46回  
制度検討作業部会  
資料3を一部修正

電源の経過年数  
に応じた減額

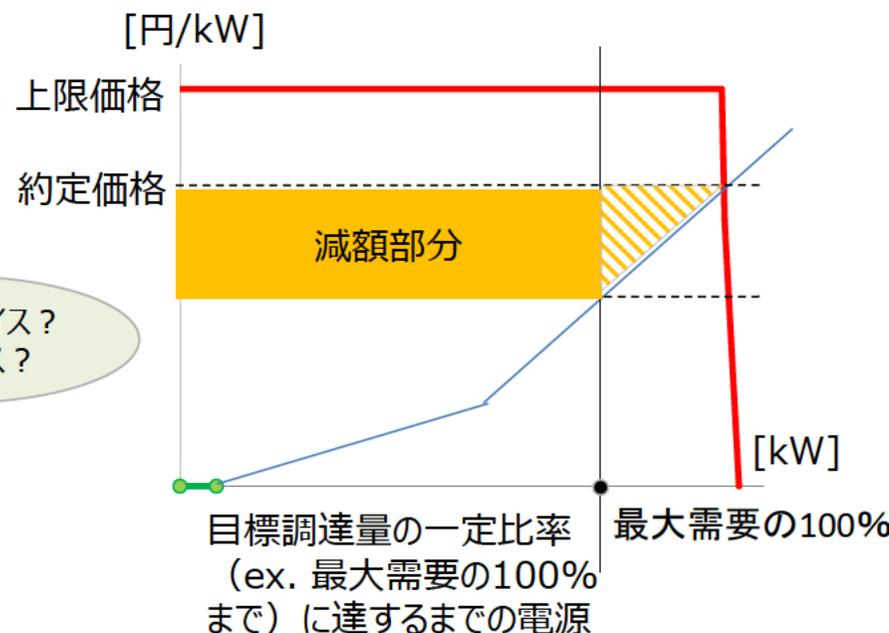
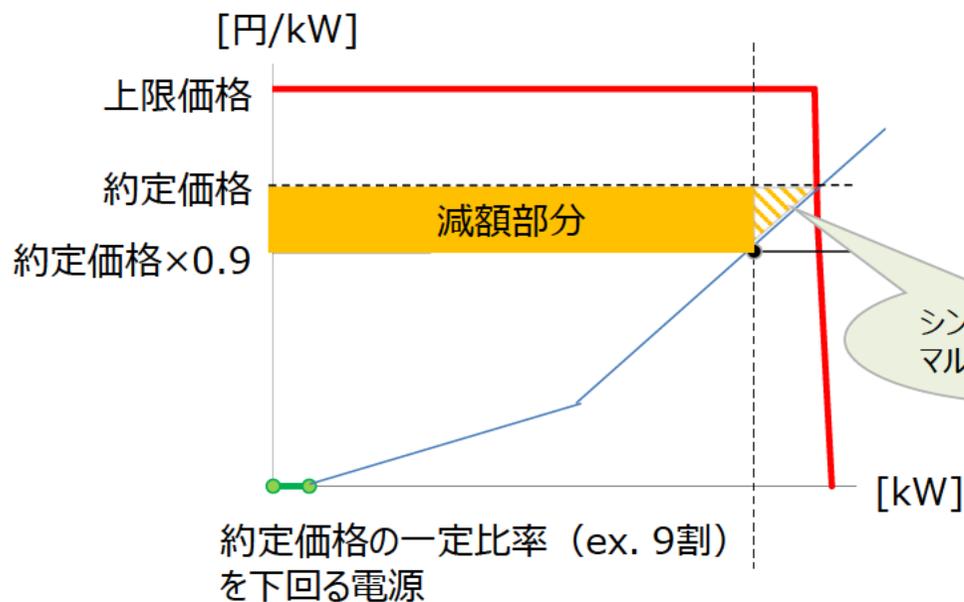
2010年度末以前に建設された電源に対する支払額を一定比率減額

入札内容に  
応じた減額

<案1> 価格に応じた減額

or

<案2> 量に応じた減額



第46回 (1/25)

- 激変緩和について考え方を提起していただいたが、こうした削り込みをした時に、ある種副作用があるのかどうか、アセスメントはきっちりすべき。事前チェックがそれを予期するとの説明もあったが、応札する意欲含め、他の電力市場に合わせた形で検討はすべき。
- 入札行動の変化ということについても、よく考えなければ思った効果は得られず、逆効果に働く可能性もある。
- 入札内容に応じて減額する場合、一定比率をどう設定するかによって、影響が大きく異なるかと推察。その置き方によっては、適切な供給力の確保のために必要な電源の新設の意思決定を促す価格指標の提供という、容量市場の役割が十分に機能しないことがあるか。
- 新設電源の検討の妨げにならないよう考慮していただきたい。
- 入札内容に応じた減額について、入札行動への影響も考慮した検討が必要。
- 経年の基準については、論点を踏まえこれまで相当な時間をかけて議論してきたもので、2010年度以前という基準が、ひとつ尊重すべき基準ではないかと考える。
- 減額の対象となる電源は、容量市場で回収できる予見性がもてないことを懸念している。
- 現行の経過措置を一旦廃止し、あわせて課題が生じない新たな激変緩和措置を講じることは賛成。時限的な措置であることや制度の安定性から、経過措置と逆数入札をセットで議論いただきたい。

## (参考) 小売事業環境の激変緩和措置に関する主なご意見 (制度検討作業部会) (2/3)

### 第45回 (12/24)

- 軽減された額というものが、実際にもともと控除という格好で出てきたものに比べて、はるかに小さなものになったこと踏まえて議論しているということは、是非忘れないようお願いしたい。
- 約定価格周辺の落札電源以外のものについて、支払額を減額する考え方は、若干短絡的な解決策ではと考える。容量市場のコストを下げる点では思いつくが、入札行動を歪める気がする。
- 約定価格よりもかなり下の部分で減額していくとなると、入札行動が変わってくる可能性があり、この辺りは市場設計を歪めかねないため、慎重な検討いただきたい。
- シミュレーションからわかることは、今回の経過措置では、約定総額を1割程度引き下げる効果しか逆になかったと思っている。議論した中で手当した経過措置ではあるが、制度導入当初に想定していた水準へ引き下げただけのよう、具体的な検討をお願いしたい。
- 結果的に10%以下の効果しかなかった点も考慮いただき、来年度以降の軽減措置を決定いただきたい。また、減額対象については、必要以上に電源の退出を促すことがないような、配慮が大切だと思っているが、約定価格周辺の落札電源を減額対象外とする条件設定によっては、事業者行動として高値入札を行うインセンティブが生じるおそれがあるため、制度が事業者行動に与える影響を考慮して、検討を進める必要があると考えている。加えて、仮に減額対象外の条件が約定価格周辺のみとなると、古い電源が残り、新しい電源に退出圧力がかかってしまうおそれもあるため、容量市場の趣旨にそって市場原理を通じた電源の新陳代謝が適切に行われるよう検討いただきたい。
- 小売事業者の激変緩和について、既に負担軽減のための経過措置を設定した上でのオークションの結果を受け、埋没供給力の反映や維持管理コストの整備が行われるところであり、約定価格を適切なものにする手当は実施していると思っている。その上でさらに小売負担軽減措置が本当に必要なのか、慎重が検討いただきたい。容量市場は発電事業者の投資回収の予見性を高め、電源に適正な対価を支払うことで中長期的な安定供給を確保することが制度趣旨。これを念頭においた検討をお願いしたい。
- 容量市場の結果を受けて、必要以上の退出に繋がりがねない電源を対象外とすると記載されている。結果を受けて減額を判断すると、発電事業者にとってなぜ減額されるのか理屈がないように思う。減額できそうなところから減額してしまおうという発想は、容量市場への信頼を損ないかねず、供給力確保にも悪影響が出るのではないかと懸念。また、同一kWに同一支払という原則が崩れることも考えられる。
- 減額対象の検討にあたって、電源維持、退出を促すことにならないかを念頭において、検討する必要がある。
- 市場の結果が出た後に事後的に軽減額を操作して決めるということは、市場の在り方としてはどうかと。検討いただきたい。

# (参考) 小売事業環境の激変緩和措置に関する主なご意見 (制度検討作業部会) (3/3)

## 第44回 (11/27)

- ・ 初回オークションでは10%以下の効果しかなかった事を踏まえた見直しを。
- ・ 経過措置と逆数入札はセットで議論を。

## 第43回 (10/13)

- ・ 監視委のシミュレーションを踏まえ、適正な約定価格は10,488円ではないか。この価格で約定させ、さらに控除率を加味するのが合理的ではないか。
- ・ 新電力にとっての激変緩和措置とは、経過措置があっても逆数入札がない制度。控除率を維持または拡大することもあり得る。あるいは別の措置を入れ、現行の制度は両方なくすのも一案。
- ・ 10,488円がマーケットの適正価格と理解。それ以下の電源にまで、今回の約定価格の14,137円の支払いが必要なのか。逆数入札があっても合理的な価格形成の検討を。
- ・ 10,488円をシングルプライスの約定価格とし、それ以上のコストがかかる電源は分けてはどうか。
- ・ シングルプライスに例外を認める案も検討の余地あり。

## 第42回 (9/17)

- ・ 結果を見てルールを変えるということについても一定の慎重さが必要。
- ・ シングルプライスで全部取るというのがよかったかは今後考えていかなければならない。
- ・ 約定した逆数入札の電源を今回の価格で約定させて、それ以外の約定電源は、逆数入札の電源を除いた場合のプライスとするような価格決定処理というものは、皆さんの合意の下で再考できるのではないか。まずは限定的なマルチプライス方式を適用した場合、約定価格の変化を確認いただきたい。
- ・ 容量市場の制度の趣旨、電力価格の安定化など、毀損しないように逆数入札については改めて検討を行うことに賛同させていただきたい。
- ・ シングルプライス貫くのかどうかは、一つ大きな検討課題。全体に影響するシングルプライスの約定価格は、逆数入札をした電源の影響を受けないようにしつつ、真に必要な電源に限り維持管理に最低限必要なコストが支払えるために、一部マルチプライスを併用する方法も有益。
- ・ 今回の結果が経過措置そのものの政策目的と逆の結果になったことを踏まえ、経過措置の在り方についても検討をお願いしたい。

# 激変緩和の措置のシミュレーション

- 今回は、下段のデータを基にシミュレーションを行った。

## (初回オークションの約定結果)

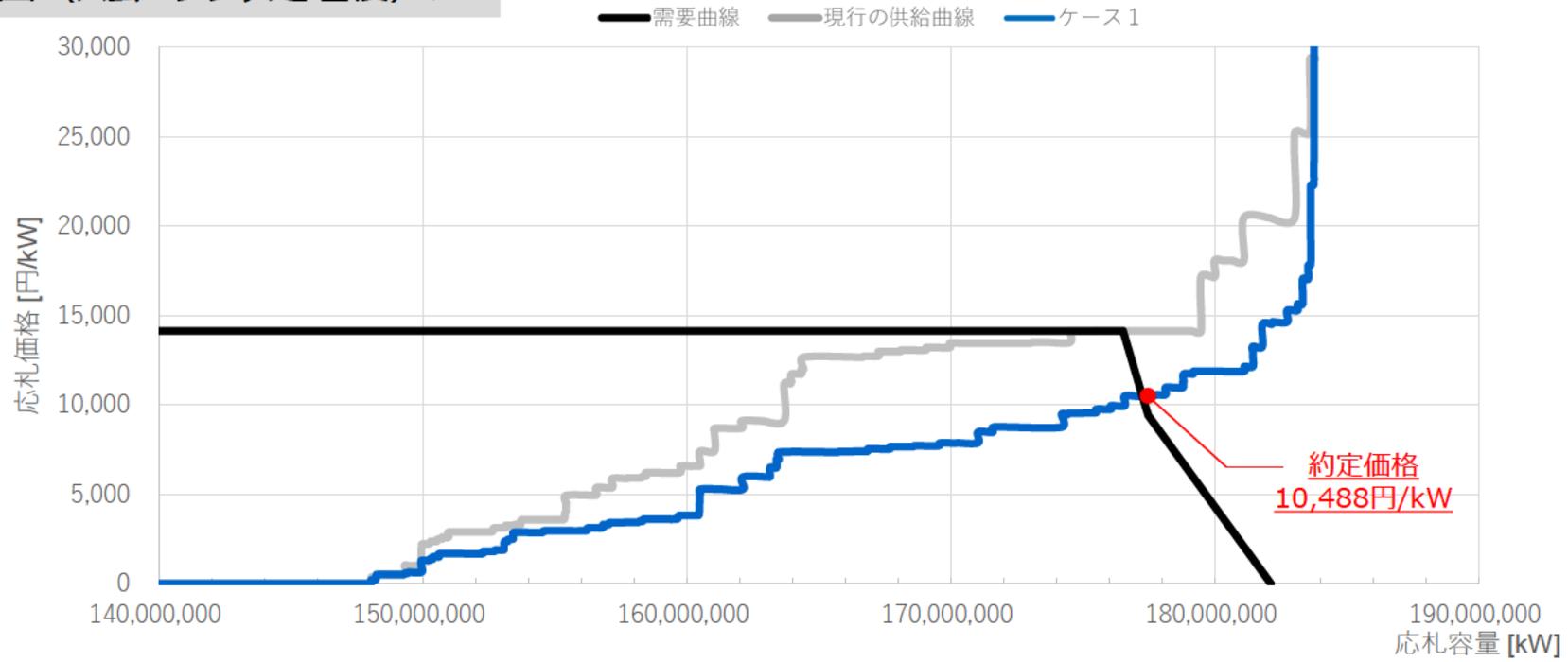
- ・経過措置：有り(58%)
- ・約定価格：14,137円/kW
- ・約定総額：1兆5987億円

## (経過措置なし+逆数入札なし) ※電力・ガス取引監視等委員会のシミュレーション

- ・経過措置：無し(100%)
- ・約定価格：10,488円/kW
- ・約定総額：1兆7400億円

このデータをベースに  
以降のシミュレーションを実施

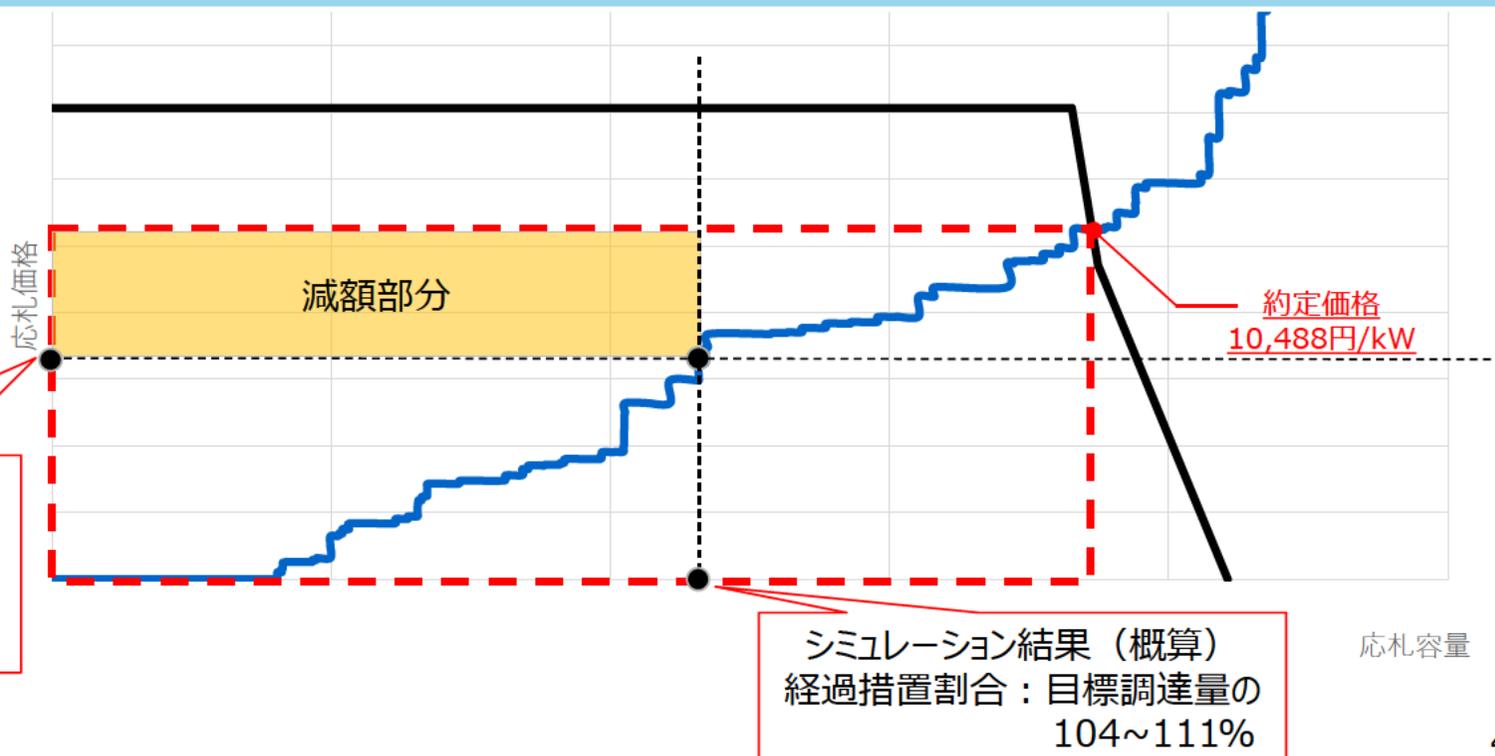
<イメージ図 (スムージング処理後) >



# 激変緩和の措置のシミュレーション（減額の規模感）

- 電力・ガス取引監視等委員会のシミュレーションによると、初回オークションでの経過措置の効果は、約8%であった。
- 現行の経過措置の対象電源は初回オークションで落札した電源等全体の約78%となっており、2025年度の控除率が35%とされていたことを踏まえると、単純に計算すると、最大でも約27%が経過措置の規模感であるとも試算される。
- 経過措置の具体的な数字を決めるにあたっては、この約8%から約27%の間で考えていくことにしてはどうか。（仮に、①経年による減額を0%とした場合で試算）
- なお、減額の要因としては、この他にも、これまで検討を行ってきている、石炭混焼バイオマスの取扱い、維持管理コストの見直し、約定点において複数の同一価格の札が生じた場合等の扱い、非効率石炭の誘導措置などもあることに留意が必要。

<イメージ図>



## 来年度オークションに向けた対応について

- (1) 供給力の管理・確保
- (2) 入札価格の妥当性の確保
- (3) 小売事業環境の激変緩和
- (4) オークション結果の情報公開**
- (5) カーボンニュートラルとの整合性確保  
(非効率石炭フェードアウト)

# オークション結果の情報公開について

- 前回は、オークション結果の情報公開のあり方についてご議論いただき、段階的に詳細な情報を公表をするなどのご意見があった。
- 例えば、電源が特定されるような詳細な情報については、オークションの2年後に公表するといったご意見があった。
- こうした点を踏まえて、本日は、引き続き、オークション結果の情報公開の方法についてご議論いただきたい。

# (参考) オークション結果の情報公開に関する主なご意見 (1/2)

## 第46回 (1/25)

- 時間をおいてから公開してはどうか、最終的にはA案に相当する詳細な情報を出すのは必要。具体的にはB案で公開して、2年後、4年後など、一定の期間をおいて公表するというように、AかBかではなく、Bで出してからAを出す、段階的な開示、これを通じて両方の立場を実現できないか。
- 詳細情報を出すという方向性については、よいと考えるが、時差を設けるということも含め御検討いただきたい。
- より積極的な個別電源の開示が出来るのであれば、開示時期の工夫等も検討に値すると考える。
- 基本はB案で何年か後にA案にしたがった情報を出すということは、B案を採用し最後までAに記載している情報が出てこないよりはましだとは理解できるも、Aに対応する情報が入札が終わった2年後に出たところで何の意味があるのか。何に役に立つのか、まったく役に立たないとは言わないが、入札が終わって2年後だとすると、もう一回入札がおわって、かなりおかしなことをしていたのではないかと考えた場合に、それで何が改善できるのかをよくよく考えていただきたい。私はA案が遙かにまともな案だと思っている。
- 例えば4年前ではなく2年前に公開であれば、それまでに地元に対しても御説明していると、そういうことは事業者としては可能かと思うが、4年前は厳しいことは申し上げたい。
- オークション結果の情報開示は、大義ある市場を作っているため、目的、意義を国民にきちんと正しく理解いただくためにも、可能かぎり積極的に情報提示していくことが必要。
- 国民のニーズにしっかり応えていくことが大事。この観点ではどのような電源に支払われているかが大事、参加事業者より、落札電源種別や建設された年代を落札された容量と合わせて情報公開していくというやり方もあると考える。

# (参考) オークション結果の情報公開に関する主なご意見 (2/2)

## 第45回 (12/24)

- 落札できなかったことが一般公開された場合、説明が完了していない地元関係者の強い反発を招く可能性があることについて、**落札できなかったのは市場の責任であり、事業者説明負担が減ることになるのではないか。**
- 情報開示について、**透明性の向上は重要**であるが、どこまでの情報を開示するのか**見極めが重要**。**個別の電源の情報開示は慎重な検討をお願いしたい。**
- オークションの情報公開の件について、地方自治体とは既に議論になっており、2024年は落札したのであれば、2024年までは動くのかと、**毎年公開情報を見ていれば分かるのか**とのコメントが来ている。
- **4年前の情報が公開**されているということに関しては、**地元対応について大きな混乱**をしているという実態。

## 第44回 (11/27)

- 情報公開に対する懸念は、競争上の利益を保護するためなのか、運営面での問題なのか。例えば、公表の仕方を工夫し、**発電所の規模を大、中、小とする。または、時間をおいてから（例えば2年後）公表**することで、懸念は緩和されるか。
- 諸外国以上に、情報公表の価値が高い。**積極的に開示することを前提に、利益と弊害を両方考えて、どこまで公表するか考えるべき**ではないか。
- ファイナンスの観点から、情報開示には注意が必要。**広く一般にまで情報を公表することへのメリットデメリットは慎重に議論**すべき。
- **競争上、特に不利に働かないのであれば情報公開は進めていくべき**。事業者によく確認する必要がある。

## 第43回 (10/13)

- 情報開示については、小売事業者への措置と社会全体に対する措置が存在。（後者について）制度の目的や意義を正しく理解いただく必要があることから、可能な限り情報開示していくことが必要。市場の透明性にもつながる。
- **個別発電所の落札有無について、小売側に情報がないと交渉が難航する恐れ**がある。調達価格の分析の観点からも、ぜひ透明化いただきたい。

# 情報公開の具体案

- 情報公開のあり方としては、個別電源毎に参加事業者や落札情報について広く一般に公開する方法（A案）と、事業者名と合計の落札容量を公開する方法（B案）が考えられる。
- これまでの議論を踏まえ、オークション直後にはB案で公表を行い、2年後にA案で公表するという案についてはどうか。
- 一回目のオークションの結果、最終需要家を含めて非常に大きな関心もたれている中で、制度の理解を一層深めていく観点から、オークション直後からA案で公表することが望ましいとの意見もあったがどうか。

## (A案)

| 参加事業者名   | 電源ID  | 落札容量 |
|----------|-------|------|
| 〇〇電力     | 00001 | 3万kW |
| △△電力     | 00002 | 5千kW |
| 〇〇風力株式会社 | 00003 | 2千kW |
| ⋮        | ⋮     | ⋮    |
| ⋮        | ⋮     | ⋮    |
| ⋮        | ⋮     | ⋮    |

## (B案)

| 参加事業者名   | 落札容量   |
|----------|--------|
| △△電力     | 200万kW |
| 〇〇風力株式会社 | 30万kW  |
| 〇〇電力     | 70万kW  |
| ⋮        | ⋮      |
| ⋮        | ⋮      |
| ⋮        | ⋮      |

※落札容量の合計が一定の規模（kW）を下回る事業者は事業者名のみ公表

- オークションの結果については、最大の利害関係を有する小売事業者に対し、相対契約の協議を目的とした場合に情報開示が行われることとなっているが、最終的に国民が負担する費用を受け取るのだから落札電源に関する情報を一般に公開すべきではないか、という声もある。
- 諸外国においても、どのような情報をどのような形で提供するか、対応は分かれており、例えば、イギリスは符号化されたユニットID毎に落札したかどうかも公表する一方、米PJMは、そうした情報を一切公表していない。
- 情報公開のメリット・デメリットについては、例えば、以下が挙げられるが、これらを踏まえて、情報公開のあり方についてどのように考えるか。
- デメリットを最大限抑制しつつ、メリットを享受する方策として、どのようなことが考えられるか。例えば、個別数字は明記せず一定の幅を持って示す、一定の期間がたった後に公表する、といった提案もあったが、どのように考えるか。

## メリット

- 制度の透明性が高まる
- 入札結果に対する事業者の理解が深まる

## デメリット

- 数年後の休廃止に向け、地元の自治体や関係者等の理解を得るために丁寧な対応を進めている中で、仮に落札されなかったことが一般に公開された場合、説明が完了していない地元関係者の強い反発を招く可能性がある。
- 企業固有の情報である市場でのポジションや事業戦略上の情報が明らかになってしまう
- 競争情報の入手により、保有電源が少ない事業者と比べて、市場支配力の強い事業者が競争上優位になるおそれがある。

# (参考) 諸外国等の情報公表について

## 2. 容量市場の情報公開・フォローアップ (4) その他の情報公表について (相対契約の観点)

2019年2月 第18回容量市場の在り方等に関する検討会資料

- 情報公表に関連して、検討会等にて、電源の落札結果の公表は、容量市場導入後の相対契約先との交渉において小売電気事業者と発電事業者が対等な情報を持つために必要、と指摘されている。
- 相対契約の内容は、基本的に当事者限りの情報であること、また、容量市場における個別電源の落札結果は経営情報であるため、諸外国等においても落札結果を全て公表している事例はない。
  - ✓ PJMは、個別電源毎の容量オークションの落札結果は公表していない。
  - ✓ 英国は、個別電源毎の落札結果は、参加事業者、落札容量、ユニットIDを公表し、電源名を非公表としている。また、公表範囲は、容量市場で落札できなかった電源も含んでいる。

※英国は、電源等の容量市場での落札結果は、関係者のみにユニットIDで確認できる仕組みとなっている。

### Appendix A – Results by CMU

| 参加事業者名                   | ユニットID | 容量確保契約<br>締結有・無 | 新設or既設                   | 落札容量          | 契約年数             |
|--------------------------|--------|-----------------|--------------------------|---------------|------------------|
| Applicant Company        | CMU ID | Capacity AG     | CMU Classification       | Capacity (MW) | Duration (Years) |
| Aegis Cloud Limited      | ADL002 | No              | New Build Generating CMU | N/A           | N/A              |
| Aggreko UK Limited       | Aggr15 | No              | New Build Generating CMU | N/A           | N/A              |
| Alkane Energy UK Limited | ARPPR1 | Yes             | Existing Generating CMU  | 4,302         | 1                |
| Alkane Energy UK Limited | AUKNN6 | Yes             | New Build Generating CMU | 15,126        | 15               |
| Alkane Energy UK Limited | AUKNN7 | Yes             | New Build Generating CMU | 7,563         | 15               |
| Alkane Energy UK Limited | AUKNN8 | Yes             | New Build Generating CMU | 5,672         | 15               |
| Alkane Energy UK Limited | AUKPR1 | Yes             | Existing Generating CMU  | 8,197         | 1                |
| Alkane Energy UK Limited | AUKPR2 | Yes             | Existing Generating CMU  | 3,155         | 1                |
| Alkane Energy UK Limited | AUKPR3 | Yes             | Existing Generating CMU  | 4,302         | 1                |

参考：national grid, Final Auction Results T-4 Capacity Market Auction for 2021/2022, Appendix A より

# (参考) 情報開示について

- 初回のオークション結果については、広域機関において、11月26日から相対契約の協議を目的とした情報開示の受付を開始。

## 3. 容量確保契約の情報開示 (2) 情報開示の受付方法と開始時期

2020年11月 第29回容量市場  
の在り方等に関する検討会資料

6

- 情報開示は、**小売電気事業者と発電事業者が相対契約の見直し協議※を行うにあたり**、必要に応じて、相対契約に係る電源に関して、**容量市場の落札状況を相互に確認**することを踏まえて、以下の手順により受付と回答を行う。
  - 相対契約を締結している小売電気事業者と発電事業者（容量提供事業者）は、相対契約の見直し協議にあたり、相対契約に係る電源の落札結果の情報開示が必要かどうかを判断する。
  - 情報開示が必要となった場合、小売電気事業者より広域機関へ開示請求を行う。（小売電気事業者は、発電事業者より確認した電源等識別番号等をもとに開示請求を行う）
  - 広域機関は、小売電気事業者に対して容量確保契約の有無等の回答を行う。（広域機関は、発電事業者（容量提供事業者）に対して情報開示の確認を行った後に回答を行う）
- **情報開示の受付開始は2020年11月下旬を予定**。（詳細は別途案内）

※「容量市場に関する既存契約見直し指針（案）」において、既存契約の見直しについて協議を開始できない／見直しについての協議がまとまらない等）の場合については、電力・ガス取引監視等委員会におけるあっせん及び仲裁手続等も説明

【情報開示の回答イメージ】

<容量提供事業者名>

| 実需給<br>年度 | 電源等<br>識別番号 | 容量確保契約 | 契約容量<br>(kW) | 容量<br>(V) |
|-----------|-------------|--------|--------------|-----------|
| 2024年度    | 0000000001  | ○      | 200,000      | 00        |
| 2024年度    | 0000000002  | ○      | 10,000       | 00        |
| 2024年度    | 0000000003  | ×      | —            | 00        |
| ...       |             |        |              |           |

\* 容量提供事業者ごとに情報を開示

\* 関係者間の相互承認により、識別番号に名称を付して請求も対応可（電源を特定して契約している場合等）

## 来年度オークションに向けた対応について

- (1) 供給力の管理・確保
- (2) 入札価格の妥当性の確保
- (3) 小売事業環境の激変緩和
- (4) オークション結果の情報公開
- (5) カーボンニュートラルとの整合性確保  
(非効率石炭フェードアウト)**

# 本日の論点について

- 12/24(木)の第45回の本部会において、**2050年カーボンニュートラル社会の実現との整合性確保**という新たな課題に対応しつつも、容量市場の本来の制度目的である**安定供給を損うことがないよう**制度設計を進める必要性を提起。
- こうした方針の下、以下のような御意見をいただいた。
  - ①**対象電源の考え方及び基準**
    - ✓ 供給力への影響やガス火力へのトランジションの観点から、対象電源は化石全体ではなく、非効率な石炭火力に限定していくべき。
  - ②**誘導措置におけるインセンティブ設計**
    - ✓ 電力需給がタイトな状況であり、あまり金額のインパクトが大きい仕組みの導入は慎重に考えるべき。
    - ✓ 市場価格への影響を踏まえた上で、非効率石炭火力の稼働抑制に対するインセンティブ付与を考えることが重要。
    - ✓ 前向きにかなり強いインセンティブ効果が与えられるような制度設計を早急に検討すべき。
- 本日は、上記の2点について、特に**①対象電源の基準の考え方**や**②インセンティブ設計の制度体系の考え方**に関する御議論をいただきたい。

# 【参考】誘導措置の在り方に関する主なご意見①（制度検討作業部会）

## 第45回（12/24）

- 対象電源について、現状、化石全体、特にガス火力を控除することの弊害がとて大きい。現状の供給力不足に加え、少なくともトランジションの間は、ガス転換はかなり効果的なCO2排出抑制策であることから、それに逆行するような政策は必ずしも正しくはない。一方で長期的には、ガス火力といえどもゼロエミッションになっていないもの（例えばCCS、CCUを備えていないもの）は減額となることも将来的にはあり得る。水素、アンモニアを混焼する、あるいは最終的には2050年度には専焼に代えられるということも念頭におきながら参加いただくことが必要。
- 容量市場で担保することは筋が良いとは思わないが、なんらかの形で政策目的に手当していくことで、容量市場を使おうという中では一旦、対象電源を非効率石炭火力に限定して考えていく方向性で引き続き検討いただきたい。
- 卸電力市場の価格への影響を踏まえた上での稼働抑制に対するインセンティブ付与を考えることが重要。例えば、非効率石炭の設備利用率の基準設定に際しては、日本全体で年間平均での設備利用率をベースに考えるのか、卸電力価格の影響が相対的に小さい期間で、kW価格の抑制を考えるのか、また石炭火力の依存度が高いエリアもあるので、エリア別に設備利用率の基準の考えるのか等、石炭火力の稼働実態と卸電力価格の動向等を踏まえて考えるべき。非効率石炭のkWhの抑制が卸価格へ与える影響をシミュレーションできないかどうかとも思慮。
- 石炭に限定することがあったとしても、石炭WGや省エネ法の枠組みでやる議論に引きずられるべきではない。例えば、石炭全部に網を掛けつつ、最新効率の石炭火力が（本来は動かすのが効率的でない）春・秋に動かさない場合のCO2排出量を基準とする等、前向きにかなり強いインセンティブ効果が与えられるような制度設計を早急に検討すべき。

# 【参考】誘導措置の在り方に関する主なご意見②（制度検討作業部会）

## 第45回（12/24）

- 容量市場における誘導措置は、CN社会と整合しているというメッセージを発することに意義があると考えられる一方、インセンティブ設計において、あまり金額のインパクトが大きい仕組みの導入は慎重に考えるべき。オークション結果からも明らかなように、電力需給がタイトな状況でもあり、安定供給が損なわれることがないよう十分に留意しつつ、誘導措置のインセンティブの内容を考えるべき。
- スポット市場への影響も生じえること、また非効率石炭フェードアウトのターゲット年と次回オークションの需給年度に差があることを考慮すると、来年度オークションまで結論を出すのではなく、少し時間をかけて議論をするというオプションもあるのではないか。
- 十分な高い炭素税が入り、二酸化炭素を大量に出す化石火力に対して適切なインセンティブが与えられるようになった後では、いつまでも容量市場での誘導措置は必要なくなる。現行、そのような炭素税が入っていない状況で、すぐにでも対応しなければいけないという議論をしている時に、誘導措置の導入で制度が複雑になるという議論は意味があるのか。

# 【参考】誘導措置の在り方に関する主なご意見③（制度検討作業部会）

## 第44回（11/27）

- 誘導措置が難しい課題。**安定供給確保を前提に、発電量の抑制のインセンティブ付与。**稼働率の高い非効率石炭については、容量市場での収入を稼働率に応じて減額するなど、**技術的にニューtralな形で考えることが大事。**
- 非効率石炭火力のフェードアウトについては、計画を通じて現れてくると思うが、雇用など様々な影響があるため、努力を認め全体を見ながら検討すべき。

## 第43回（10/13）

- 容量市場の創設に当たっては、kWに色はないという哲学でやってきたが、非効率石炭フェードアウトの議論も鑑みると、**同じkWであっても異なる電源で違った価格がつくような商品も考え得る**のではないかと。
- 容量が逼迫している時に非効率石炭フェードアウトを進めてよいのか、という懸念は正しいと思う一方、今回のような高価格で、**巨額な収入が石炭事業者にも落ちるといふ、明らかに非効率石炭フェードアウトとずれた方向が出てきてしまったことを同時に考える必要**がある。
- 石炭火力が容量市場でもらえる金額を制約すること、とりわけ非効率な石炭火力のうち、**稼働率を下げることに消極的なものに対しては、容量市場の収入を減らすことも考えるべき。**
- 今回参加していなかった600万kW近くの原子力電源が、2030年度までの間に、エネ基通りに稼働を増やしていくのであれば、容量市場において非効率石炭フェードアウトの誘導措置を議論する余地も生まれてくるのではないかと。
- 容量市場における要件設定について、**規制的措置との整合性確保のための手当の検討は必要。**一方、経済的な優遇としての誘導措置については、小売事業者の負担で容量市場に制度を組み込むことに拘らず、無理なく柔軟な設計をできる別制度も視野に検討すべき。

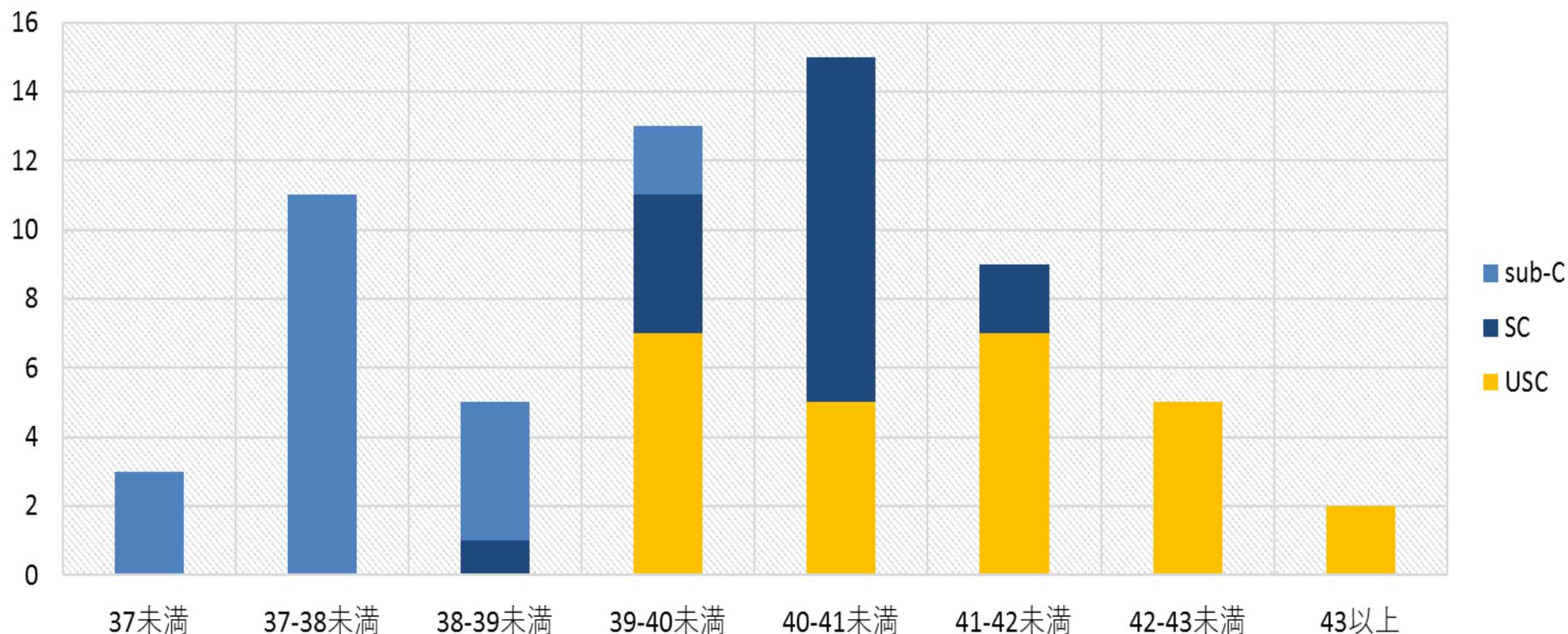
# 対象範囲の基準

- 誘導措置の対象については、カーボンニュートラルとの整合性を高める観点からは、火力全体を対象とすることも考えられるが、安定供給を確保しつつ脱炭素化を進める観点からは、CO2排出量の多い非効率な石炭火力に限定することが合理的と考えられる。
- その際、石炭火力の非効率性を判断する基準としては、発電効率または発電方式が考えられるが、発電方式は、事後的なタービン改造等の事業者の高効率化の取組を反映できない恐れがある。また、省エネ法に基づく規制措置においても、発電方式ではなく、発電効率を基準とする方向で議論が行われている。
- このため、非効率石炭火力の対象範囲を定める基準としては、発電効率を基本として検討を進めることとしてはどうか。
- ただし、火力発電所の発電効率実績の場合、発電効率は稼働状況によって変動し、再エネの導入拡大による設備利用率の低下に伴い、発電効率も低下する傾向にある。そうした中で、毎年変動する発電効率実績に応じて対象範囲を定めることは、制度的な安定性ひいては事業者の予見可能性を損なう恐れがある。
- このため、発電効率の判断基準は、入札時点で定まっている設計効率を基本としつつ、検討を深めていくこととしてはどうか。
- また、非効率性を判断する発電効率の具体的水準については、省エネ法に基づく規制措置の検討状況を注視しつつ、卸電力市場の価格動向等に応じた石炭火力の経済性等を踏まえて判断することとしてはどうか。

# 【参考】発電方式と発電効率（2019年度実績）

- 一般に、USCは発電効率41%以上、SCは40%以下とされているが、実績ベースでは、**USCで発電効率40%未満**の設備がある一方、**SCで発電効率41%以上**も存在。
- **USCやSCといった発電方式ではなく**、省エネ法の枠組みでは、優れた保守点検・運用により建設時の効率を維持するとともに、事業者の創意工夫により設計効率以上の能力を引き出すことを重視し、**実績効率を「非効率」の指標**とする。

設備数(基)



※事業者ヒアリングを基に資源エネルギー庁作成。

※発電効率は、大手電力における2019年度実績の実効率の集計データ。

発電効率 (%)

## 【参考】対象範囲の考え方及び基準

### （対象範囲の考え方）

- カーボンニュートラルに向けた電力分野の脱炭素化という政策の基本的方向性を踏まえると、誘導措置の対象としては、**①CO2を排出する火力**とする方策と、**②火力の中でも最も多くCO2を排出する石炭火力に絞る**方策が考えられる。
- カーボンニュートラルとの整合性を高める観点からは、火力全体を対象とする方が妥当と考えられる一方、現状、必ずしも供給力に十分な余裕がなく、総発電量の約7割を火力が占めている中、電源の大半を対象に誘導措置を検討することは時期尚早とも考えられる。
- こうした中で、来年度のオークションにおいて、誘導措置の対象範囲についてどのように考えるか。

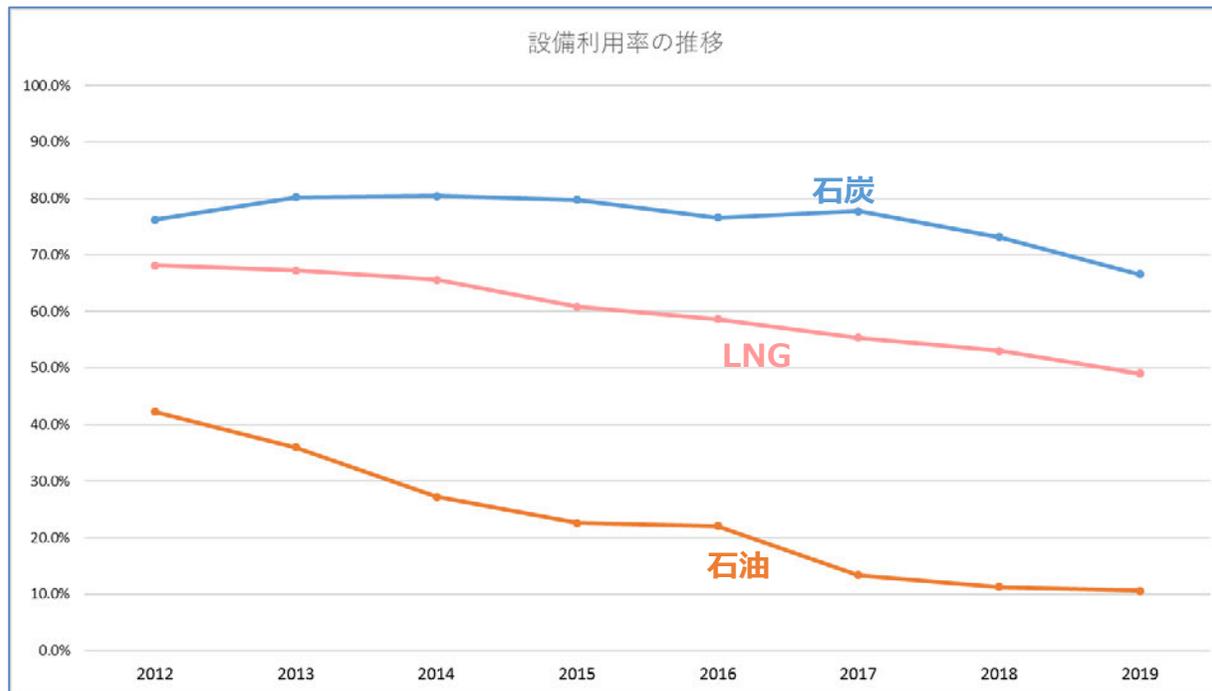
### （対象電源の基準）

- 上記①②のいずれの方策をとるにせよ、火力を対象に誘導措置を講じる場合、必ずしも供給力に十分な余裕がないことを踏まえると、まずは非効率なものに限定することが合理的と考えられる。
- その際、**火力の非効率性を判断する基準**としては、**①発電効率、②発電方式、③運転開始後の経過年数等**が考えられるところ、対象の明確性や規制的措置との整合性等を踏まえつつ、どのような基準を設けることが妥当と考えられるか。
- 例えば、発電効率については、設計効率であれば一義的に定まる一方、実績値となると毎年変動することについて、どのように考えるか。

# 誘導措置におけるインセンティブ設計の考え方

- これまでの御議論において、**稼働抑制に対するインセンティブ**は、誘導措置の対象電源について容量確保金を一律に減額するのではなく、設備利用率が低い電源は減額幅を縮小するなど、**設備利用率の高低によって傾斜をつけることを基本**とすることとしている。
- その際、脱炭素化を進める観点からは、インセンティブを高めて非効率な石炭火力の稼働を強く抑制することが求められる一方、足許の供給力が必ずしも十分でないことを踏まえると、**非効率石炭火力の過度な退出を招かないよう留意する必要**がある。
- また、インセンティブ強化により**退出した非効率石炭火力を再稼働させることは極めて困難**である一方、非効率石炭火力の退出を促すため、**インセンティブを段階的に強化することは比較的容易**と考えられる。
- このため、**具体的な容量確保金の減額幅**については、省エネ法に基づく規制的措置の検討状況を注視しつつ、卸電力市場の価格動向等に応じた石炭火力の経済性等を踏まえ、**段階的にインセンティブを強化するとの基本原則の下で定めていくこととしてはどうか。**
- その際、**基準となる設備利用率**については、再エネの導入拡大に従い毎年低下している足下の設備利用率を参照しつつ、需給逼迫時の稼働も勘案しながら、**2030年度のエネルギーミックス実現を念頭に具体的な基準を設定**することとしてはどうか。

- 容量市場は、中長期的な供給力不足への対処や、再生可能エネルギーの主力電源化を実現するために必要な調整力の確保を目的として、発電事業者の投資回収の予見性を高める制度として創設されたもの。
- このため、容量市場の中で誘導措置の検討に当たっては、**必要な供給力（kW）の確保を大前提**としつつ、2030年度のエネルギーミックス達成に向けて、非効率な石炭火力の**発電量（kWh）を抑制する仕組みとすることが重要**。
- これまでの本作業部会においても、**稼働抑制に対するインセンティブの付与**を支持するご意見をいただいております。例えば、誘導措置の対象電源については一律に減額するのではなく、設備利用率が低い電源については減額幅を縮小するなど、**設備利用率の高低によって傾斜をつけていくこととしてはどうか**。
- その際、基準となる設備利用率については、足元の設備利用率を参照しつつ、**2030年度のエネルギーミックス実現を念頭に、具体的な基準を設定していくこととしてはどうか**。



※ 休止中の設備も含めた試算であり、一部見かけ上の設備利用率が低くなっていることに留意が必要。

（出所）2012～2015年度：  
電源開発の概要（資源エネルギー庁），  
2017年度以降：  
供給計画取りまとめ（電力広域的運営  
推進機関）から作成