経済産業省

資料３

容量市場について

2023年5月25日

資源エネルギー庁

本日の議論

- 前回までの制度検討作業部会において、容量市場外の供給力について分析が進められてきた。徒らな社会コスト負担の増加を抑制する観点から、このような容量市場外の供給力に一定の蓋然性があるかどうかについて検討を深めた。この検討に基づき、容量市場の調達量からの控除量の考え方について整理した。
- また、調整力等委で整理された必要供給力の見直しや今回の容量市場における調達量の議論と合わせて、既存の費用負担が適切かどうかについても確認を行う必要があるため、2027年度メインオークションの開催に向けて、その方向性について御議論いただきたい。
- その他、追加オークションの需要曲線を検討するにあたり直近の経済指標の変化に基づく柔軟な対応の必要性について御意見をいただいたNet CONE他市場収益の取扱いや蓄電池の電源区分の取扱い、また、非効率石炭の稼働抑制インセンティブに関する見直しの必要性、発動指令電源による追加調達の実施判断について、御議論をいただきたい。

1. 容量市場における確保量と費用負担
2. Net CONE算定における他市場収益の考え方
3. 蓄電池の取扱い
4. 非効率石炭火力の稼働に関する誘導措置の見直し
5. 発動指令電源による追加調達の実施判断

容量市場外の供給力と控除量について

- 2023年3月29日に開催された第60回電力ガス・基本政策小委員会において、容量市場外の供給力が一定程度見込まれる状況下においては、容量市場での調達量を必要供給力の全量とするのではなく、一定量を差し引いて調達する考え方が示された。
- 2023年4月26日に開催された第78回制度検討作業部会において、供給計画と容量市場で確保された供給力の差分の分析について議論され、「発生の蓋然性が一定程度あるものの、毎年変動する」個別要因の存在が示唆された。
- この個別要因には、FIT電源期待容量の想定差や火力・水力の容量市場不参加分等、原子力増加分、休廃止増加等が存在する。このうち火力・水力の容量市場不参加分等の一部については、例えば工場の生産プロセスに影響を受ける自家発余剰のように発電量の変動が大きく、その特性から容量市場に参加することが難しいと判断してきた可能性が相対的に高い。そのため、容量市場での調達量から差し引く控除量として扱うこととしてはどうか。
- 火力・水力の容量市場不参加分は2024年度：約200万kW、2025年度：約170万kWと推定され、約120万kWについては2024年度、2025年度共に不参加となっている。容量市場に参加しない電源は各年度で発生する可能性もあるが、**控除量を保守的に見積もる観点から**、**両年度に共通して出現した供給力である120万kWを容量市場調達分からの控除量としてはどうか**。

容量市場外の供給力と控除量　各個別要因の控除量への織り込みの検討

- 火力・水力の容量市場不参加分については、容量市場外の供給力と見なし得るものと考えられ、控除量の根拠となり得る。

根拠になり得る:○
根拠にできない:×

検討項目	控除量根拠	考え方
FIT電源期待容量の想定差	×	供給計画は各送配電が提出する。各送配電は供給計画を提出するにあたって過去の増加分の傾向を織り込んで予測する等を行う。補正される可能性が比較的高いため、蓋然性のあるものとして見込むことは困難。また、追加オークションで織り込むものである。
火力・水力の容量市場不参加分等	○	火力・水力の容量市場不参加分の一部については、例えば工場の生産プロセスに影響を受ける自家発余剰のように発電量の変動が大きいものである可能性があり、その特性から容量市場に参加することが難しいと判断してきた可能性が相対的に高い。
原子力増加分	×	今後再稼働が進むと考えられるが、そのタイミングを数年前に見通すことはできず、保守的に見積もる観点から蓋然性のあるものとして見込むことは困難。
休廃止増加等	×	蓋然性のあるものとして見込むことは困難。市場退出として反映されることから追加オークションの需要曲線に織り込むもの。

【参考】供給力の差分(発生の蓋然性が一定程度あるものの、毎年変動するもの)

第78回　制度検討作業部会
（2023年4月26日）資料4

供給計画と容量市場で確保された供給力の差分の特徴（2/2）

- 個別要因のうち発生の蓋然性が一定程度あるものの、毎年度変動するものについては、容量市場外の供給力として見込み、容量市場で調達する供給力からの控除量を検討する根拠として扱うことについて一定程度の許容性があるのではないか。

分類	項目	説明 ※()内の数値は今回の差分分析からの概数であり直ちに毎年一定の傾向があると断定する量ではない
C)個別要因 （発生の蓋然性が一定程度あるものの、毎年変動するもの）	FIT電源期待容量の想定差	・FIT電源のうちメインオークション時点の想定と追加オークションの開催判断時点の想定の差分（運開予定の変化）。 2024年度実需給向けメインオークション時点：1,179万kW →追加オークション開催判断時点：1,368万kW **（約200万kW*1）**
	火力・水力の容量市場不参加分等	・供給計画での個別銘柄の確認は困難だが、火力発電や水力発電等について容量市場に参加せずに存在する供給力。**（約200万kW*2）**
	原子力増加分	・容量市場メインオークション後の再稼働分 **（約300万kW）**
	休廃止増加等	・容量市場メインオークションで落札されていたものの供給計画では休廃止に変更されたもの **（約▲200万kW*3）**

注）供給計画と容量市場で確保された供給力の差分分析において
*1：容量市場確保量と8月供給計画との差分140万kW、1月供給計画との差分165万kWは、ほぼFIT設備量の差異として説明でき、FIT電源期待容量の想定差の内数となる。
*2：水力発電・火力発電のうち要因分類ができていないものについて、容量市場確保量よりも、8月供給計画では199万kW(水力60万kW/火力138万kW)、1月供給計画では187万kW (水力48万kW/火力139万kW)大きい。なお、端数調整の関係から容量市場確保量と供給計画の差分と括弧内の水力・火力の内訳の合計値は一致していない。
*3：容量市場確保量と比べて8月供給計画では▲292万kW、1月供給計画では▲146万kW。

費用負担の見直しについて

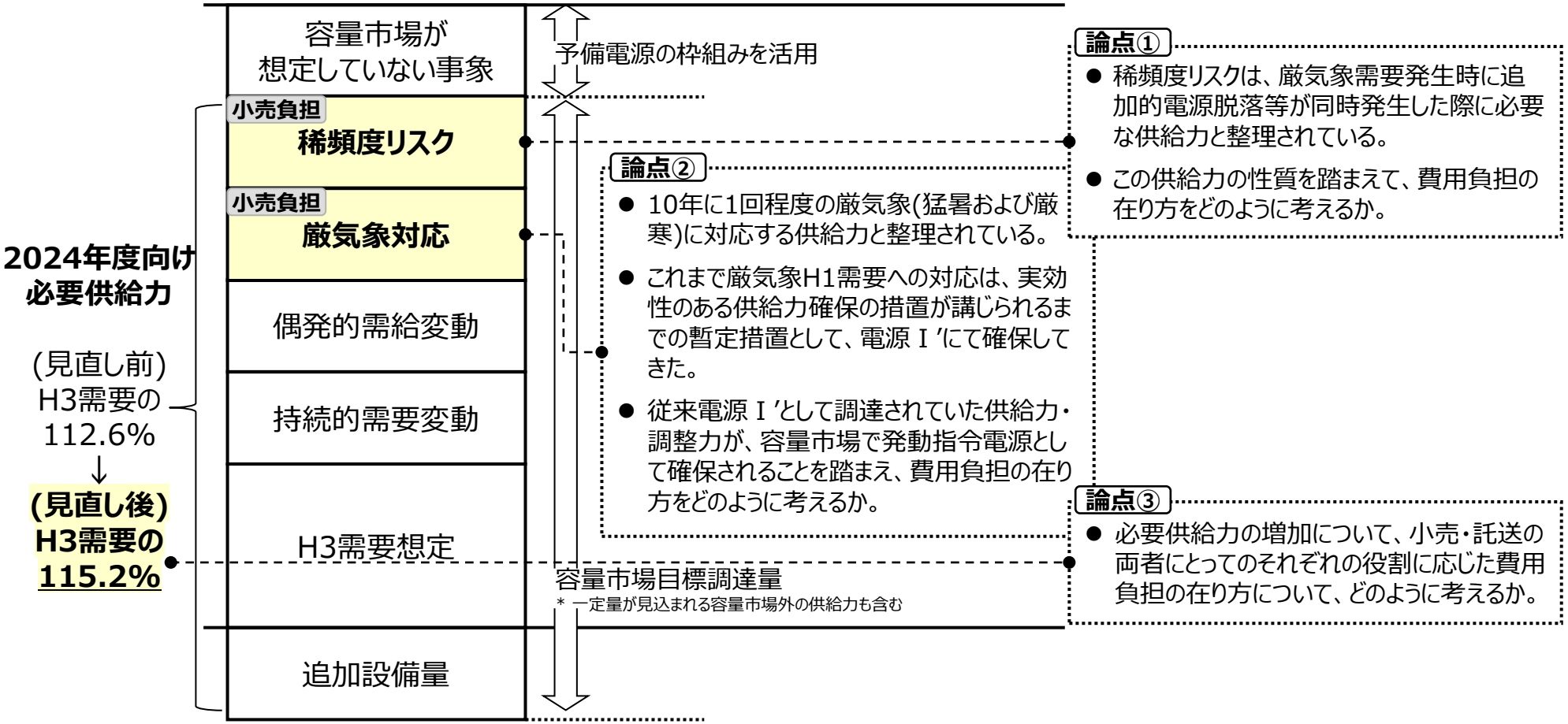
- 容量市場における一般送配電事業者の費用負担は、託送料金の原価算入分となり、現状では2025年度から偶発的需給変動の7%分と整理されている。
- 容量市場の開設により、従来の電源Ⅰ'として調達されていた供給力・調整力が発動指令電源として確保されることになるが、電源Ⅰ'は偶発的需給変動対応の一部である計画外停止に加え、厳気象H1需要への対応が求められてきた。
- 今回の必要供給力の見直しと容量市場における調達量に関して議論を行うことと合わせ、2027年度実需給向けメインオークション以降、**従来小売負担分と整理されてきた厳気象対応分、稀頻度リスク対応分の費用負担のあり方**についてどう考えるか。

＜必要供給力の見直しの対象項目＞ *調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2023年1月24日）のEUE算定における諸課題の検討内容から抜粋

項目	説明	これまで	見直し後	費用負担区分(現状)
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	夏季冬季 平年H3需要に対して2% 春季秋季 なし	夏季冬季 平年H3需要に対して**3%** 春季秋季 平年H3需要に対して**2%**	小売
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	夏季冬季 平年H3需要に対して1%	**年間通して** 平年H3需要に対して1%	小売
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	1%	**2%**	小売

費用負担の見直しに関する論点

- 稀頻度リスク対応分や厳気象対応分の性質を踏まえた費用負担の在り方や、必要供給力の増加について、小売・託送の両者にとってのそれぞれの役割に応じた費用負担の在り方について、どのように考えるか。



【参考】稀頻度リスクについて

第73回　制度検討作業部会
（2022年12月21日）資料7

（参考）稀頻度リスクとは　9

■ 稀頻度リスクとは、厳気象対応を踏まえた必要供給力を上回るリスクへの対応として整理されており、追加的な発電機脱落や送電線故障による供給力低下率から、平年H3需要に対して1%程度とされている。

3　稀頻度リスク対応として必要な供給力の算定　60

■ 厳気象対応を踏まえた必要供給力については、「②-1 厳気象対応の見直し」にて示したように、厳気象需要（不等時性含む）および計画外停止率などの一定の条件のもと設定したものであり、当該条件を上回るリスクについて、稀頻度リスク対応として下記のN-1事象について検討した。

a. 単機最大ユニット脱落
b. 50Hzエリア・60Hzエリアそれぞれで単機最大ユニット脱落
c. N-1送電線故障

■ 上記a～cのN-1事象における供給力低下率は0.7%～1.4%程度であることから、稀頻度リスク対応として必要な供給力は、総じて平年H3需要に対して1%程度と評価できるのではないか。

■ なお、N-2以上の事象については、供給信頼度評価における停電コストと調達コストの経済性も踏まえて、対応要否を検討してはどうか。また、北海道などエリアの特殊性があるケースにおいては別途検討することでどうか。

想定されるリスク	供給力低下率（H3需要比率）
a.単機最大ユニット脱落	最大0.7%程度（全国H3需要比率）
b.50Hzエリア・60Hzエリアそれぞれで単機最大ユニット脱落	50Hzエリアで1.4%、60Hzエリアで1.3%程度(各エリアH3需要比率)
c.N-1送電故障	最大1.1%程度（全国H3需要比率）

【第１回電力レジリエンス等に関する小委員会（2018年12月18日）議事録抜粋】

『むしろ世の中としては、**なぜ今年の１月のH1の厳気象が起こった時に同時に発電所が壊れていたのか、なぜ今年の夏に猛暑が起きたときに電源が故障していたのか、こういうことについてきちんと対応をすべきか、すべきではないのか**、ということが聞きたいことなのではないか。当然今までの信頼性評価の中では、ある程度の、稀頻度でないものについては、対応が出来ているのだろうと思うが、**現にそういう事象が今年１年の中で起こっている。そういうことも踏まえて、早急に確保するべき供給力として、どこまでが最低限必要なのか**ということについて、停電コスト等も踏まえながらご検討いただきたい。』（鍋島オブザーバー）

電力広域的運営推進機関
Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, JAPAN
OCCTO

【出典】第4回電力レジリエンス等に関する小委員会(2019/3/5) 資料2
https://www.occto.or.jp/iinkai/kouikikeitouseibi/resilience/2018/resilience_04_shiryou.html

【参考】容量市場開設後の発動指令電源の位置付け

第37回　容量市場の在り方等に関する検討会
（2022年4月11日）資料3

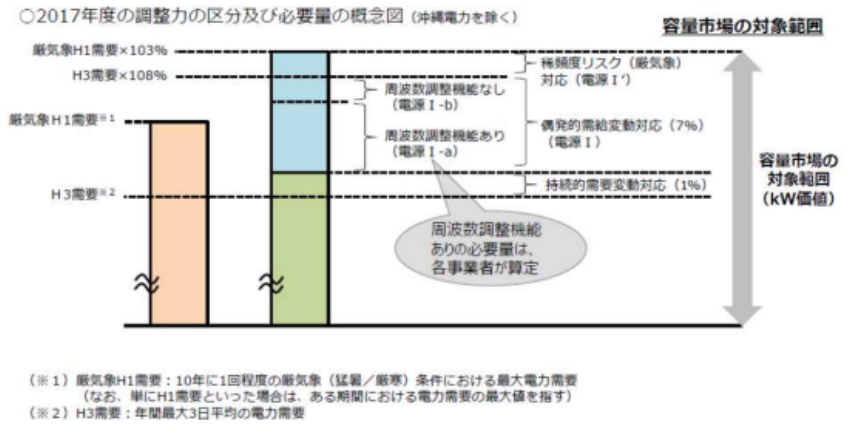
6

3．容量市場における発動指令電源の扱い
①発動指令電源の確保や運用について

- 現在、猛暑・厳寒時の需要増加に対して、一般送配電事業者は、**電源Ⅰ′として調整力公募**を通じて供給力・調整力の確保を行っている。
- **容量市場開設後**は、容量市場の電源等区分に**発動指令電源**を設け、**供給力として全国で一括して確保**し、リクワイアメント（**高需要期に限定せず年間12 回、3時間継続、3時間前指令）にもとづいて運用**されることとなる。

（参考）容量市場で取引する範囲

- 容量市場では、現行の稀頻度リスク（厳気象）対応を行うための供給力（電源Ⅰ′相当）についても市場から調達する。



（※1）厳気象H1需要：10年に1回程度の厳気象（猛暑／厳寒）条件における最大電力需要
（なお、単にH1需要といった場合は、ある期間における電力需要の最大値を指す）
（※2）H3需要：年間最大3日平均の電力需要

（参考）制度検討作業部会　中間とりまとめ

6

第31回制度検討作業部会資料より

【参考】費用負担に関するこれまでの整理

第5回 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2016年8月4日）資料2-1

1－4.【論点3：猛暑（厳寒）H1需要対応のための供給力等の確保方法】

【論点3】
猛暑（厳寒）H1需要に対応するための供給力等をどのように確保すべきか。

【現状】
- 第4回委員会の猛暑H1需要に対する評価では、追加的な供給力等として、「火力機の過負荷運転」「契約に基づく需要抑制」を考慮したが、これらには、小売電気事業者や発電事業者が確保しているものが含まれている。
- 電気事業法に規定されている小売電気事業者の供給力確保義務に基づき、猛暑H1需要にも小売電気事業者が対応すべきとの考え方もあり得るが、現時点では、多くの小売電気事業者は供給計画の需要（平年H3需要）に対しても中長期の供給力を「調達先未定」としており、実効性のある供給力確保の在り方についての検討が期待されるところ。（資料3－1＜論点2－2＞の参考資料を参照）

【対応の方向性（案）】
あくまでも実効性のある供給力確保の措置が講じられるまでの暫定的措置として、H3需要に対して確保すべき供給力で足りない量を、原則として、一般送配電事業者が確保することとしてはどうか。（⇒仮に「電源Ⅰ´」と定義）

※小売電気事業者には引き続き供給力確保義務があることに留意が必要

電気事業法
（供給能力の確保）
第二条の十二　小売電気事業者は、正当な理由がある場合を除き、その小売供給の相手方の電気の需要に応ずるために必要な供給能力を確保しなければならない。
2　経済産業大臣は、小売電気事業者がその小売供給の相手方の電気の需要に応ずるために必要な供給能力を確保していないため、電気の使用者の利益を阻害し、又は阻害するおそれがあると認めるときは、小売電気事業者に対し、当該電気の需要に応ずるために必要な供給能力の確保その他の必要な措置をとるべきことを命ずることができる。

【参考】費用負担の在り方に関するこれまでの議論

第6回 電力レジリエンス等に関する小委員会
（2019年4月26日）資料2-1

費用負担の在り方について

20

■本小委員会にて、必要供給力についての全体量を整理した。これを踏まえ、必要供給力の費用負担について、どの供給力をどの事業者が確保するべきかという観点から、あらためて整理することが必要か。

■現状、電気事業法上、小売電気事業者には供給能力確保義務が課されている。これにより、小売電気事業者は稀頻度事象や厳気象、偶発的需給変動等が発生した際にも、実需給断面で需要に見合った供給力を提供することが求められている（義務が果たされない場合にはインバランス料金を支払うこととなる）。

■したがって、中長期での供給力確保の観点でも、小売電気事業者が必要供給力全てを確保するよう義務付けられていると考えることもでき、仮にそのまま費用負担の考え方に適用すれば、次頁の表の案１が考えられる。

■一方で、送配電事業者が電気事業法上定められた周波数維持義務を果たすための調整力を確保するという観点から、現在の費用負担の仕組みは上記と異なり、偶発的需給変動対応に必要な調整力の一部について送配電事業者が確保し、費用負担することとしている（暫定的には厳気象対応および偶発的需給変動対応の全てを送配電事業者が確保している）。

■さらに、必要供給力のうち予備力相当（偶発的需給変動、厳気象対応、稀頻度リスク）については、本来は小売電気事業者が確保すべきものの、偶発的事象および稀頻度事象という観点から、個々の小売電気事業者が確保するよりも、不等時性などを期待して送配電事業者が一体的に効率的な確保をするという考え方を適用すれば、次頁の表の案２も考えられるか。

■ただし、託送料金負担とする場合、当該費用を含め送配電事業者の負担を託送料金に反映できるように、適切な場で託送料金制度を見直すことが必要であり、その見直し方法等も踏まえ、引き続き、国の審議会にてご議論いただきたい。

【参考】託送費用負担に関するこれまでの整理

第12回　制度検討作業会
（2017年10月6日）資料3

（参考）託送料金査定での費用負担の考え方

- 2015年の託送料金査定では、「（偶発的需給変動対応に必要な予備力である）7%のうち現行の託送料金原価に織り込まれている5%を、託送料金原価として計上し、2%については、小売電気事業者の負担とすることが適当」と整理している。
- さらに、「小売電気事業者の負担と考えられる2%相当分のうち半分程度を、こうした可能性（一般送配電事業者の指令対象たり得る電源が減少し、予備力の調達が現在よりもしにくくなる可能性）への対応に充当することを暫定的に認めることとし、託送料金原価として計上する予備力を年間最大3日平均電力の6%として再算定し、これを上回る部分を託送料金原価から減額する」こととしている。

2015年12月　電力取引監視等委員会　託送供給等約款認可申請に係る査定方針（抜粋）

１５．調整力コスト

（３） 検討の結果

① 周波数制御・需給バランス調整のための固定費

■ 沖縄電力以外の９社

周波数調整機能を有する水力発電設備又は火力発電設備の固定費に、設備容量に対する偶発的需給変動対応に必要な予備力の比率を乗じて算定されていることを確認した。当該比率については、**昭和62年中央電力協議会の報告内容より、偶発的需給変動対応に必要な予備力を年間最大３日平均電力の７%として算定**されている。

しかし、総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 電力システム改革小委員会 制度設計ＷＧにおいて、偶発的需給変動対応に必要な予備力には、小売電気事業者が確保すべき調整力と一般送配電事業者が確保すべき調整力の両方が含まれていると整理されていることから、年間最大３日平均電力の７%に相当する予備力が、全て託送料金原価として計上されることは過大と考えられる。

この点、託送供給約款において、従来から北海道電力を除く各事業者により、年間最大３日平均電力の５%に相当する予備力が一般送配電事業に必要な周波数調整のための予備力として評価され、現行の託送料金原価に織り込まれていることを踏まえると、**７%のうち現行の託送料金原価に織り込まれている５%を、託送料金原価として計上し、２%については、小売電気事業者の負担とすることが適当**といえる。

他方、**平成28年４月の小売全面自由化、新たなライセンス制の導入**に伴い、旧一般電気事業者、旧特定規模電気事業者の如何を問わず、発電・小売事業に際して、資産を身軽にすることで競争上優位な地位を得ようとする動きが顕在化していくことが見込まれる。こうした中、出力変動を柔軟に行いやすく調整力としては有用な電源が、限界費用が高く設備利用率が低いため、長期停止、あるいは廃止となる可能性がある。

もっとも、これらの電源は、純粋に送配電事業の用途のみに用いられるものではなく、ピーク時、需給ひっ迫時などにおいては、小売用途でも用いられる可能性もあるものの、**一般送配電事業者にとって指令対象たり得る電源が減少し、また、予備力の調達が現在よりもしにくくなる可能性も否定できない。**

こうした点を定量的に評価することは困難であるものの、定性的には起こり得るものと評価することで、**上記小売電気事業者の負担と考えられる２%相当分のうち半分程度を、こうした可能性への対応に充当することを暫定的に認めることとし、託送料金原価として計上する予備力を年間最大３日平均電力の６%として再算定し、これを上回る部分を託送料金原価から減額する。**

10

【参考】託送費用負担に関するこれまでの整理

制度検討作業部会　第四次中間取りまとめ
（2021年6月）

（容量拠出金の一般送配電事業者負担額について）

初回オークションにおいて、容量拠出金の送配電負担は、託送料金で回収される調整力の固定費分に合わせてH3 需要の 6%とされた。H3 需要の 6%相当を託送料金負担とすることは、2016 年の小売全面自由化時の託送料金認可において決定された。これは、確保すべき調整力をH3 需要の 7%とした上で、従前の託送料金原価に 5%相当が織り込まれていたことを踏まえ、小売負担分 2%の半分に相当する 1%を控除して定められたものである。その際、小売負担分を 2%でなく 1%とした理由として、以下が示されている。

- 調整力として有用な電源が、限界費用が高く設備利用率が低いため、長期停止あるいは廃止となる可能性がある。
- その結果、一般送配電事業者にとって指令対象たり得る電源が減少し、また、予備力の調達が現在よりもしにくくなる可能性も否定できない。
- こうした点を起こり得るものと評価することで、2%相当分のうち半分程度を、こうした可能性への対応に充当することを暫定的に認めることとする。

その後、約 5 年が経過し、当時懸念されていた指令対象たり得る電源の減少が現実のものとなり、過去 5 年間で当時の休廃止計画を上回る 1,600 万 kW 超の火力電源が廃止された。また、さらに、火力電源の休廃止が進む計画となっている。こうした状況変化を踏まえ、次回オークションにおいては、調整力の固定費の小売負担分 1%を送配電負担とし、容量拠出金の送配電負担を 7%としたうえで、2025 年度以降、一般送配電事業者が負担する容量拠出金の託送料金負担の在り方について、現在、新たな託送料金制度の詳細設計を進めている電力・ガス取引等監視委員会において検討を行うこととした。[7]

1. 容量市場における確保量と費用負担
2. **Net CONE算定における他市場収益の考え方**
3. 蓄電池の取扱い
4. 非効率石炭火力の稼働に関する誘導措置の見直し
5. 発動指令電源による追加調達の実施判断

Net CONE算定における他市場収益の取扱いについて

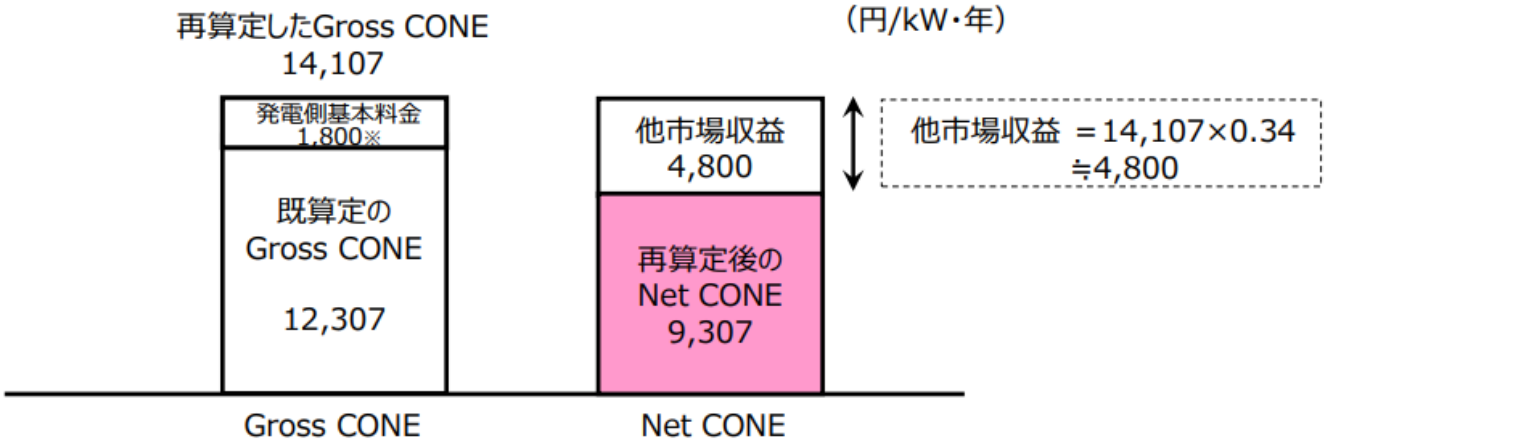
- 2023年4月5日に開催された第77回制度検討作業部会において、追加オークションにおけるNet CONEの見直しについて議論が行われ、都度最新の経済指標をもとに算定を行うという従来どおりの方向性について賛同を得た。
- 一方、2023年4月21日に行われた第46回容量市場の在り方等に関する検討会、および2023年4月26日に行われた第78回制度検討作業部会では、Net CONEの抜本的な検証については将来的な対応事項である一方、インフレ率の考慮を伴う最新の経済指標に基づくNet CONEの調整において、他市場収益にインフレ率の影響を考慮するといった柔軟な対応が必要ではないかという旨のご意見をいただいた。
- 過去の検討において、他市場収益は、英国におけるGross CONE全体に対する他市場収益の割合（34%）を参照し、一意の値（4,800円/kW）として定められている。
- **他市場収益の値は現状では固定額として取り扱われている**一方、**インフレ率については費用であるNet CONEのみならず**、**他市場収益にも影響する**ため、双方について考慮することが適切であると考えられる。これを踏まえ、**2027年度実需給向けメインオークション以降の具体的な措置を検討する**こととしてはどうか。
- 次回オークションまでの期間が限られる中、例えば既存の検討から導いた他市場収益の割合（34%）をGross CONEに適用するといった簡易的な方法で試算することも考えられるのではないか。具体的な手法については容量市場の在り方等検討会において議論することとしてはどうか。

【参考】他市場収益の考え方

第22回　容量市場の在り方等に関する検討会
（2019年11月19日）資料3

6．我が国のNet CONEの再算定について

- 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）

【参考】Net CONEの取扱いに関する過去議論

第64回　制度検討作業部会
（2022年4月25日）資料3

Net CONEの試算

- 「発電コスト検証WG」で新たに示されたコストをもとに、Net CONEの試算が行われた。
- Net CONEは15,765円/kW・年となり、2021年度メインオークションで用いたNet CONEから上昇（上昇率：68%）する結果となっている。
- 今回の試算結果は、建設費の上昇が起因したものと考えられる。

	試算結果※	2021年度 メインオークション
指標価格 （Net CONE）	15,765 円/kW・年	9,372 円/kW・年
上限価格 （指標価格×1.5）	23,648 円/kW・年	14,058 円/kW・年

※ 発電コスト検証ワーキンググループ　報告書　資料２各電源の諸元一覧のLNG火力の諸元を反映
それ以外の諸元は2025年度メインオークションの諸元を使用

※ 他市場収益については、これまでの整理を踏まえて4,800円/kWとした。

【参考】Net CONEの取扱いに関する過去議論

第64回　制度検討作業部会
（2022年4月25日）資料3

Net CONEの算定

- 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、NetCONEの試算結果は第２回メインオークションで用いたNetCONEから大きく変動することとなる。
- NetCONEの算定は、毎年度のメインオークションにおいて、算定時点の最新の経済指標を反映することとしており、包括的な検証※等を踏まえて、必要に応じて需要曲線の見直し等の検討を進めていくことが整理されていた。

  ※十分な回数のオークションが行われ、容量受渡が行われた段階である2025年度を目途に行われる制度全体の検証
- 一方、電源の新規投資の促進のため、新規電源投資について長期間固定収入を確保する仕組みについて議論が行われており、その議論も踏まえて検討が必要と考えられる。
- そのため、発電事業者、小売事業者双方の予見性を確保する観点から、NetCONE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※ 。

※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。

1. 容量市場における確保量と費用負担
2. Net CONE算定における他市場収益の考え方
3. **蓄電池の取扱い**
4. 非効率石炭火力の稼働に関する誘導措置の見直し
5. 発動指令電源による追加調達の実施判断

容量市場における蓄電池の電源区分

- 現在蓄電池は容量市場に発動指令電源として参加することができることとされているが、2023年4月5日に開催された第77回制度検討作業部会では、系統用蓄電池の安定供給における役割への期待を踏まえ、一定規模以上の容量の蓄電池については余力活用契約の締結がリクワイアメント（調整機能「有」として容量市場へ参加した場合）となる安定電源として区分することについて御議論をいただいた。
- 現在制度設計が進められている長期脱炭素電源オークションでは、蓄電池は安定電源として区分される方向性である一方、容量市場においては電源区分が発動指令電源であることを前提として設備投資の検討が既になされた既存供給力も存在するといった御意見をいただいた。
- 蓄電池の安定供給における役割が期待される一方、例えば、発動指令電源を想定して簡易指令システムを設置済みであり専用線の敷設を想定していないといった既に投資意思決定が行われているケースがあることも踏まえ、**2027年度実需給向けメインオークション以降の蓄電池の電源区分については**、**安定電源と発動指令電源の選択*1を可能とすることとしてはどうか**。
- また、蓄電池を安定電源としても参加することを可能とするにあたり、余力活用契約を締結する場合において、一般送配電事業者への聞き取りも踏まえ、余力活用運用のあり方について、考慮すべき蓄電池の特徴を整理したため、御報告させていただきたい。

*1：供給計画の届出に係るガイドラインに沿って適切に供給計画に計上することが求められる。

【参考】蓄電池が各電源区分に位置付けられた場合の課題

第77回　制度検討作業会
（2023年4月5日）資料6

系統用蓄電池と容量市場リクワイアメントに関する意見の概要

- 系統用蓄電池について、容量市場における各リクワイアメントとの親和性について事業者と意見交換を行ったところ、**発動指令電源の区分のままでは蓄電池の能力を十分に発揮できない可能性がある**一方、**安定電源に区分する場合においては、余力活用契約に基づく一般送配電事業者との運用**に関して、現状では具体的に見通すことができない等の課題が提起された。

<系統用蓄電池の特性に照らした際の課題>

電源区分	リクワイアメント	課題内容
発動指令電源	実効性テスト	• 他の電源区分では実需給までに運転開始されていればよい一方、発動指令電源では実需給年度2年前の段階で実効性テストが必要となるため、リードタイムが短い。
	発動指令への対応	• 発動指令に備えた運用(蓄電池残量などを考慮した運用)の場合、蓄電池の能力を最大限に発揮できない。 • 需給調整市場の応動と発動指令の要請が競合すると、現行制度ではいずれかの応動を取れないことによりペナルティを被ってしまう。
安定電源	供給指示への対応	• 市場応札(放電)に向けて充電を計画した場合、kWhとしての余力が無く(SoCがゼロ、もしくは約定している市場供出分のみ充電の状態)、事実上余力活用に対応できない可能性がある。 • 余力活用のためにはSoCの情報や充放電可能量の把握を一般送配電事業者が行う必要があり、専用線や制御装置の仕様検討や一般送配電事業者との運用の合意が必要。

※上表に記載した内容のほか、安定電源における「市場応札」のリクワイアメントにおいて「容量停止計画を提出していないコマ」のうち「充電時間」や「放電後の時間」も市場応札ができない点を考慮する必要があるという意見や、事業者の考え方によって該当電源区分を自由に選択できた方が良いという意見もあった。

20

【参考】蓄電池の電源区分に関する提案

第77回　制度検討作業会
（2023年4月5日）資料6

容量市場における電源区分の取扱い方針について

- 系統用蓄電池は、定められた回数の発動指令に備えるという発動指令電源のリクワイアメントに応じるためには充電状態を維持する必要があり、蓄電池の能力を最大限に発揮できない可能性があるのではないか。また、需給バランスの改善や系統混雑緩和のために、一般送配電事業者からの指示に応えて充放電を行えるような役割を果たせるような環境整備も進めていくことが望ましいのではないか。
- しかし、規模の小さな蓄電池では、一般送配電事業者から指令を受ける通信設備への投資が割高となる等、安定電源に区分することが適切でないケースも考えられる。
- これらを踏まえ、**一定規模以上の蓄電池は安定電源に区分**することとし、**当該規模未満の蓄電池については今までどおり発動指令電源に区分**する方向で検討を進めてはどうか。ただし、現状では一般送配電事業者による系統用蓄電池の余力活用について、具体的な運用の整理が進められている状況であるため、**容量市場オークションの実需給を迎えるまでに当該運用が整理される見通しを確認したうえで、前述の電源区分について具体的な結論を設ける**こととしてはどうか。

安定電源として容量市場に参加する蓄電池の調整係数について

- 安定電源として参加する蓄電池の調整係数については、稼働実績に基づく設定が困難なため、長期脱炭素電源オークションにおける整理と同様に、比較的類似の運用が想定される**既存揚水発電と同じ調整係数を適用**することとしてはどうか。

第71回　制度検討作業会
（2022年10月31日）資料5

論点７－１　蓄電池の区分

- **蓄電池は、今後、再エネの最大限の導入を図る観点からも、**再エネが出力制御されるような**供給過剰の時間帯に蓄電**し、**需要が高まる時間帯で放電**するような行動や、**需給調整市場において調整力として活躍**する行動が期待されるところ。
- こうした中で、現行容量市場と同様に、**蓄電池を発動指令電源として区分する場合**、発動指令電源のリクワイアメントを満たすため、**年間12回の発動指令のためにスタンバイし続けるような行動**を取ることにより、本来期待される役割を果たされない可能性がある。
- **今後の蓄電池に求められる行動を促す観点**に加えて、**本制度で対象とする蓄電池は、1万kW以上の比較的規模の大きいものであって**、DRも含めた複数のリソースを束ねて参加する**発動指令電源に位置づける必要性は必ずしもないことから、本制度によって導入される蓄電池については、**同様の活用が期待される**揚水発電所と同様に「安定電源」に区分**し、揚水発電所と同じ調整係数を適用することとしてはどうか（※）。

（※）このような整理により、**本制度に参加する電源等**は、「発動指令電源」に区分される電源等が存在しなくなり、**「安定電源」又は「変動電源」の2つの登録区分となる。**

（※）**現行容量市場における蓄電池の扱いについても、実態を踏まえ別途検討が必要。**

蓄電池の余力活用運用に関する現状整理

- 提供する余力量は蓄電池事業者の判断により決めることができる一方、余力活用への最大限の協力が望ましい。また、必要に応じて蓄電池の特徴を考慮した運用を規定する必要がある。

余力活用運用の概要	考慮すべき蓄電池の特徴
• 余力提供事業者は、定められた期限までに余力提供計画を提出する。 • 一般送配電事業者は、**上げ余力・下げ余力ともに提出された上限値までの範囲で余力活用**を実施する。	＜SoC把握精度＞　※SoC：State Of Chargeの略。充電率 • 数%の誤差が前提であり、正確には把握できない（正確に水位の分かる揚水発電とは対照的）。 • 通信手段によっては、SoCの把握ができなかったり、遅れたりするケースが考えられる。 ＜SoC運用基準＞ • SoCでの運用幅を定める場合、過放電や過充電を防ぐために10%-90%のように上下に余裕を持たせるのが一般的。 ＜サイクル数の制限＞ • 蓄電池メーカーでは保証できるサイクル数を定めている（充放電の出し入れの絶対値（充電10%も放電10%もそれぞれ10%とする）が合計100%になると1サイクル）

＜余力活用運用構築への示唆＞

■ 事業者がサイクルの消費を防ぐ観点から通常の運用を超えた部分を余力として提供することが難しい場合は、**余力提供計画に余力を登録しないことが可能**。ただし、**余力提供できない理由を説明する必要**があることに留意する必要がある。また、事業者はサイクル数を消費しても経済的に見合う価格で余力を登録する等の検討を行い、余力活用に協力することが望まれる。

■ 一般送配電事業者は、必要に応じて**SoC誤差の余裕等*1を考慮した運用幅を余力活用契約ないし運用申合書に規定**することが望ましい。

*1：一般送配電事業者は計画として提出された余力の範囲でのみ運用を行うためSoC情報の連携までは不要なケースもあると考えられる。

1. 容量市場における確保量と費用負担
2. Net CONE算定における他市場収益の考え方
3. 蓄電池の取扱い
4. **非効率石炭火力の稼働に関する誘導措置の見直し**
5. 発動指令電源による追加調達の実施判断

非効率石炭火力の稼働に関する誘導措置見直しの必要性について

- 容量市場では、安定供給を損なわない前提のもと、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課題に対応するため、2025年度実需給向けメインオークションから非効率石炭火力の稼働抑制の誘導措置（設計効率42%未満の石炭火力について、設備利用率が50%を超過した場合に容量確保契約金を20%減額）を設けている。
- 2026年度実需給向けメインオークションにおいてはLNG火力は比較的経年の浅い電源が一定量の不落札となっている一方、石炭等は経年に関わらず不落はほとんど見られない。
- また、カーボンニュートラルに向けた動きは加速しており、例えば、本年4月に開催されたG7札幌気候・エネルギー・環境大臣会合において、2035年までに電力部門の完全又は大宗の脱炭素化等の昨年のコミットメントの再確認に加え、排出削減対策が講じられていない化石燃料のフェーズアウトを加速させることが新たに合意された。
- 化石燃料のフェーズアウトについては、安定供給の視点を持ちながら進める必要があり、緊急のLNG投資促進から、長期脱炭素電源オークションにおいて600万kWの追加調達を可能とする方向性が示されている。
- こういった動向を踏まえ、**非効率石炭電源の稼働に関する誘導措置**について、直近の設備利用率等の現状も確認したうえで、**見直しを行うことを検討してはどうか**。
- なお、この誘導措置は必要に応じて見直しを行うこととされており、2023年3月1日に開催された電力・ガス基本政策小委員会の議論でも、更なる措置の必要性が述べられている。

【参考】非効率石炭の稼働抑制に関する誘導措置

第49回　制度検討作業部会
（2021年4月15日）資料3

【参考】誘導措置におけるインセンティブ設計について（設備利用率基準）

- 誘導措置においては、設備利用率の高低によって傾斜をつけることを基本として検討中。特に前回の作業部会では、基準となる設備利用率について、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していくこととした。
- このとき、①足下の設備利用率は約70%で、ここ数年は低下傾向にあり、エネルギーミックスを念頭におくと、**少なくとも足下よりも設備利用率を落としていく必要**があること、②非効率石炭の発電量を着実に削減しつつも、**安定供給の観点から夏冬の高需要期のフル稼働も見込んでおく**こと、といった観点を考慮すると、**春秋は停止しつつも夏冬はフル稼働することを想定した設備利用率**として、**減額の閾値を設備利用率50%としてはどうか**※。
  ※例えば、春秋と夏冬の端境期にTSOからの発電指令により稼働した場合の扱い等についても整理が必要。
- なお、設備利用率については、容量市場の中での措置であることを踏まえて、発電所のもつ定格出力のうち契約容量分（kW）を分母、TSOが把握しているメーター値（送電端kWh）を分子として算出された数値とする。

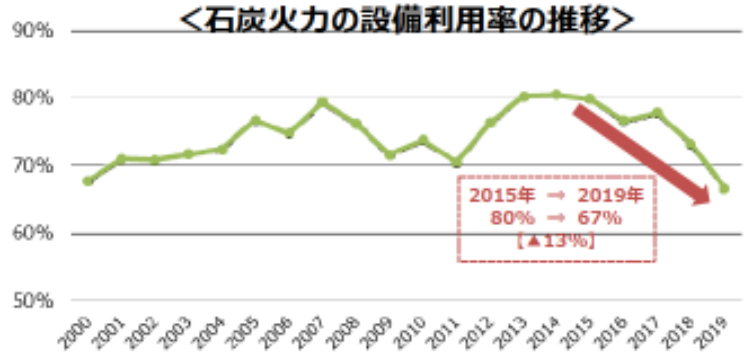
＜設備利用率の考え方＞

一般に使われる、発電端[kWh]と定格出力[kW]ではなく、以下の計算式を使用。

$$\text{年間設備利用率 [\%]} = \frac{\text{メーター値（送電端）[kWh]}}{\text{契約容量 [kW]} * 8760\ \text{[h]}} * 100$$

※各発電所のメーター値（送電端）や契約容量については、広域機関で把握する。

＜石炭火力の設備利用率の推移＞



※ 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

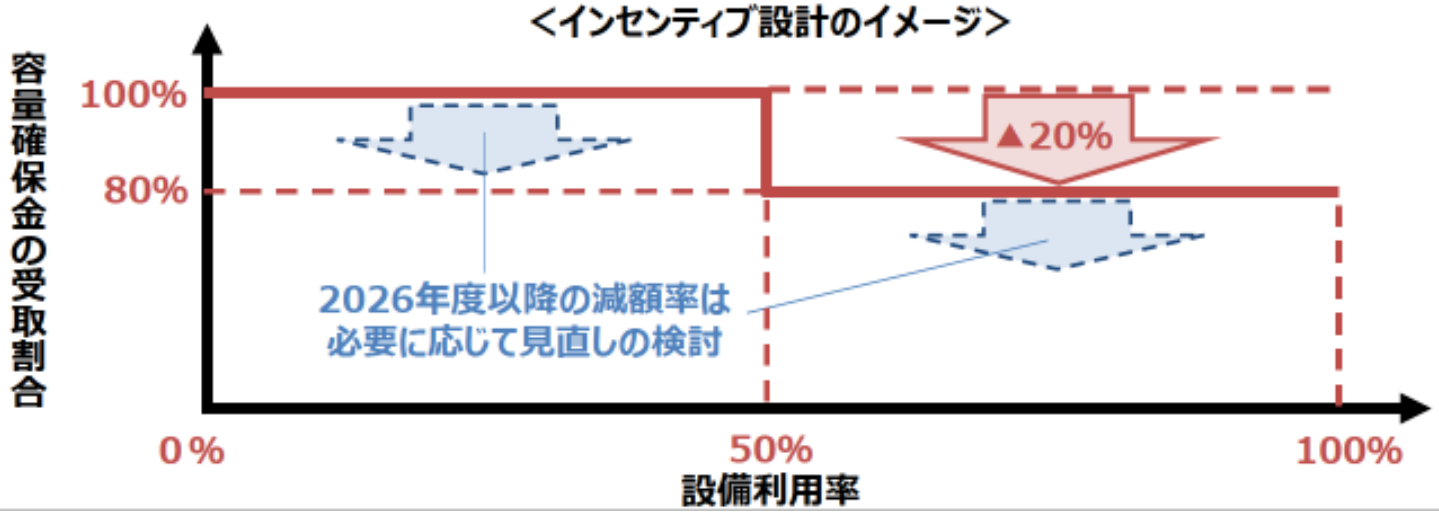
【参考】非効率石炭の稼働抑制に関する誘導措置

第49回　制度検討作業部会
（2021年4月15日）資料3

【参考】誘導措置におけるインセンティブ設計について（減額率）

- 前回の作業部会で、非効率石炭火力の具体的な容量確保金の減額幅については、
  ①脱炭素化を進める観点からは強い稼働抑制を求められる一方、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**があること
  ②インセンティブ強化により退出した非効率石炭火力の再稼働は極めて困難であるが、**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
  という考えの下で定めていくこととした。
- このとき、足下の平均設備利用率67%から減額の閾値50%まで稼働抑制する場合、約20%分の稼働抑制（収入減少）が発生。その中でも、稼働抑制のインセンティブを付与する観点から、誘導措置においては、50%まで稼働抑制できない場合、20%分の容量確保金の減額措置を講じることが一案。
- 係る観点から、**2025年度オークション**においては、急激な減額による事業者の予見性喪失の緩和の観点も含めて、**まずは設備利用率50%超の電源の減額率を20%**として、**2026年度以降の減額率**については、石炭火力の稼働状況等も踏まえつつ、**必要に応じて見直しを検討することとしてはどうか**。

<インセンティブ設計のイメージ>



【参考】火力政策の対応の方向性

第59回　電力・ガス基本政策小委員会
（2023年3月1日）資料7

対応の方向性

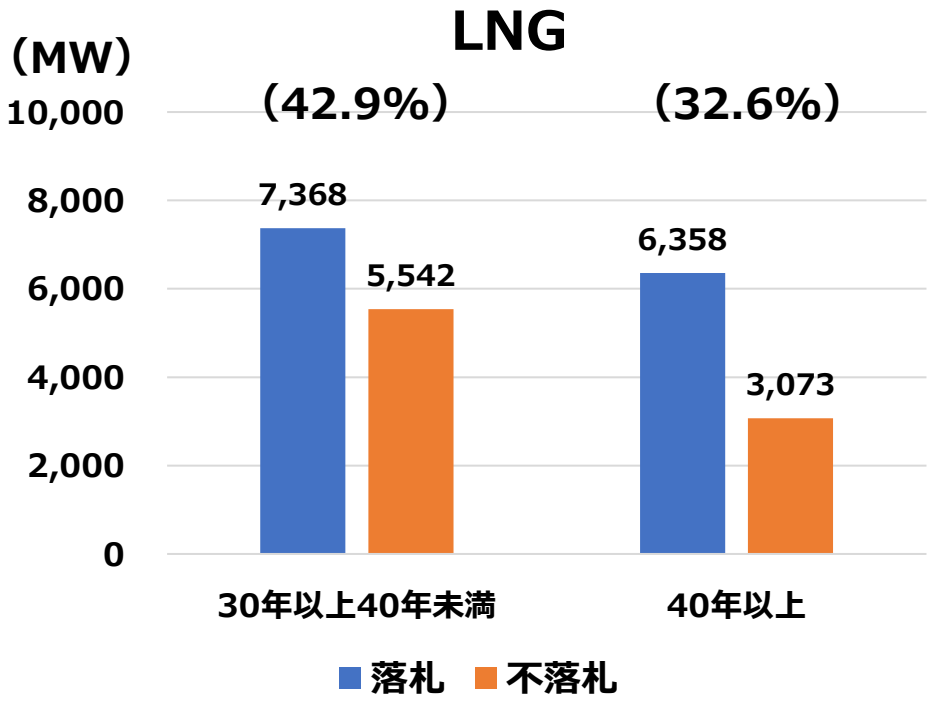
- 2023年度から長期脱炭素電源オークションが開始され、同制度の下で建設される電源は、供給力対策として時限的に認められたLNG火力を含め、原則2050年までの専焼化の道筋を求められることとなる。
- これは、2050年のカーボンニュートラル実現に向けて欠かせない措置であり、長期脱炭素電源オークションを活用しない新設火力についても、同様の措置が講じられることが望ましい。以上を踏まえ、新設火力に対する具体的な対応について、どのように考えるか。
- その際、安定供給を大前提に、脱炭素化を効果的に進める観点から、例えば、小規模単独系統におけるピーク対応電源など、優れた調整力を有する低出力・低稼働の火力発電設備に対する規制の在り方についても検討を行うこととしてはどうか。
- 既設火力については、カーボンニュートラルに向けた対応として、アンモニア・水素混焼等による脱炭素化と、休廃止（フェードアウト）があり得るところである。
- 現状、火力発電の高効率化に向けては、省エネ法に基づくベンチマーク目標の達成に向けた取組やフェードアウト計画の作成を求めているほか、容量市場において非効率石炭火力を対象とした誘導措置を講じている。
- 今後、既設火力のカーボンニュートラルに向けた取組を促進する上で、仮に更なる措置を講じることとした場合、どのような対応が考えられるか。
- 例えば、各発電事業者に対し、まずは対応方針の明確化を求めていくことはあり得るか。
- なお、別途検討が進められている排出量取引制度や高度化法との関係も踏まえて、対応を検討する必要があるのではないか。

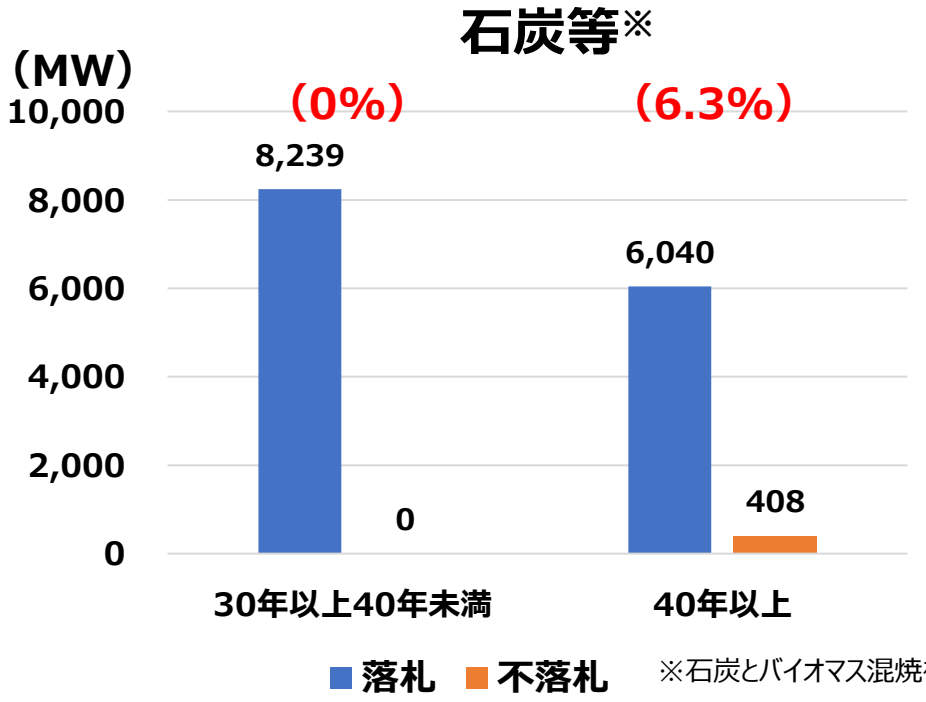
【参考】2026年度実需給向けメインオークションにおけるLNG、石炭等の落札容量

- 2026年度実需給向けメインオークションにおいて、LNG火力は比較的経年が浅い電源が一定量の不落となっているが、石炭等は経年に関わらず不落はほとんど見られない。

LNG、石炭等の落札容量（経年別*）（括弧内%は不落札率を示す。）

*30年以上経過した電源が対象





※石炭とバイオマス混焼を合算。

（出所）第76回制度検討作業部会（2023年2月27日）資料4-3「経過年数別／発電方式別構成容量（2026年度）」から資源エネルギー庁作成。

【参考】G7札幌 気候・エネルギー・環境大臣会合

第61回 電力・ガス基本政策小委員会
（2023年4月27日）資料6

G7札幌 気候・エネルギー・環境大臣会合 結果概要

- 4月15・16日、札幌においてG7気候・エネルギー・環境大臣会合が開催され、エネルギー政策や気候変動政策について、幅広い議論が行われた。
- その結果、電力については、**2035年までに電力部門の完全又は大宗を脱炭素化**することや、**排出削減が講じられていない石炭火力のフェーズアウトに向けて具体的かつ適時の取組を重点的に行う**という、昨年のコミットメントを再確認した。
- また、このコミットメントを実行するため、必要なエネルギー移行政策の加速や関連するクリーン技術についての研究開発の促進等に取り組むとされた。
- 別途、新たに、**排出削減対策が講じられていない化石燃料のフェーズアウトを加速**させることが合意された。

- **日程**：2023年4月15日・16日
- **場所**：日本・札幌市
- **参加国**：G7国、招待国、招待機関
- **日本出席者**：西村経済産業大臣、西村環境大臣

【参考】長期脱炭素電源オークションにおけるLNGの募集量

第72回　制度検討作業部会
（2022年11月30日）資料6

論点２－３．LNGの募集量

- LNG火力を対象にした**緊急の電源投資支援の募集量**は、11月24日の電力・ガス基本政策小委において、**初回オークションから３年間で合計300～900万kW**とすることを基本とするとされた。
- また、最終的な募集量の決定に際しては、**安定供給に必要な十分な供給力を確保できるようにしつつ、脱炭素化に逆行しないよう必要最小限とする**こととされている。
- 安定供給に必要な今後の供給力については、需要の動向や再エネ及び原子力の状況更には火力の休廃止など、不確定な要素が多い。そうした中で、供給力としてのみならず、再エネの導入に不可欠な調整力としても期待される**火力発電の供給力**は、今後、**2030年までに900万kW程度※減少する可能性**がある。

  ※大手発電事業者が提出した「フェードアウト計画」において休廃止見込みの火力（休止中を除く）と、2023年度以降新設予定の火力の設備容量の差

- 一方で、2030年に向けては、足下で7割強を占める火力の比率を約4割に引き下げることとしている。このため、**非化石電源の導入拡大を前提としつつ、安定供給に万全を期す観点から、初回オークションから3年間で合計600万kW※募集することとしてはどうか。**

  ※2030年までに減少する可能性のある火力発電の供給力約900万kWの2/3であり、最大需要発生時の予備率3%強に相当。

- なお、今回対象とするLNG火力は、2050年カーボンニュートラルの実現に向けて、**2050年までに脱炭素化することが大前提**である。また、その導入は非効率な火力の退出につながると見込まれることから、**中長期的に脱炭素化を後押し**するものとなる。

1. 容量市場における確保量と費用負担
2. Net CONE算定における他市場収益の考え方
3. 蓄電池の取扱い
4. 非効率石炭火力の稼働に関する誘導措置の見直し
5. **発動指令電源による追加調達の実施判断**

発動指令電源による追加調達の方向性について

- 2023年1月24日に開催された第81回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会において**春季・秋季の厳気象対応・稀頻度リスクに対応する供給力の調達方法**に関して、安定電源の補修調整で対応する方法だけではなく、**発動指令電源の追加調達で対応する方法についても提案**された。
- 2023年2月27日に開催された第76回制度検討作業部会では、この発動指令電源の追加調達の対応を行うかどうかについて2022年度夏季・冬季の実効性テストによる発動指令電源の実効性の検証結果を踏まえて検討する方向性が示された。
- 2024年度実需給にあたり市場退出が約25%発生し、2026年度実需給向けメインオークションでは発動指令電源の応札量が上限に到達していないことも考慮すると、現状は発動指令電源の追加調達に応えるリソースが存在しているとは判断できず、更なる発動指令電源の運用蓄積、着実な運用に基づくリソース拡大が望まれるのではないか。
- そのため、**2027年度実需給向けのメインオークションにおいては春季・秋季の厳気象対応・稀頻度リスクに対応する発動指令電源による追加調達は実施しない**一方、**将来的に発動指令電源の活用を推進する方針に基づき**、**実効性の検証や追加調達の実施判断を進める**こととしてはどうか。

【参考】発動指令電源の追加調達に関する検討の方向性

第76回　制度検討作業部会
（2023年2月27日）資料4-3

春季・秋季の厳気象対応・稀頻度リスクに対応する供給力の調達方法に関する検討

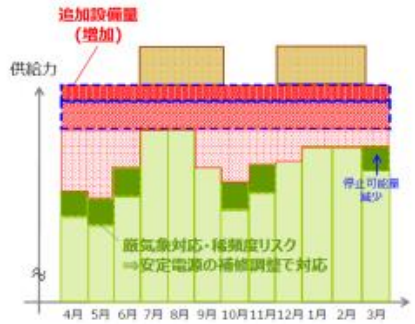
- 調整力等委の整理において、春季・秋季の厳気象対応・稀頻度リスクの織り込み増加分への対応として、安定電源の補修調整ではなく、発動指令電源の追加調達が提案されているところ。
- 発動指令電源の実効性については、2022年度夏季・冬季の実効性テストによる検証結果が取りまとめられる予定であることから、2023年度メインオークション（2027年度実需給）に向けては、その検証結果を踏まえて検討することとしてはどうか。

第81回　調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2023年1月24日）資料1

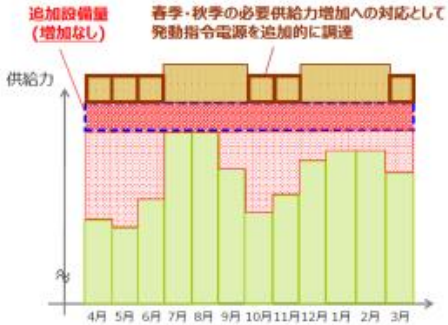
調達コスト低減に向けた検討
春季・秋季の厳気象対応・稀頻度リスクに対応する供給力の調達方法に関する検討　31

- 春季・秋季の厳気象対応・稀頻度リスクに対応するために追加で確保する供給力について、**安定電源の補修調整で対応する場合**、春季・秋季の必要供給力の増加分を踏まえたうえで、年間計画停止可能量を確保する必要があり、**追加設備量がこれまでよりも増加する**こととなる。
- 一方で、**追加的に発動指令電源を調達する場合、追加設備量の増加を抑制することができ、安価な発動指令電源の応札があれば調達コストの低減にも期待できる**。

<安定電源の補修調整で対応する場合>



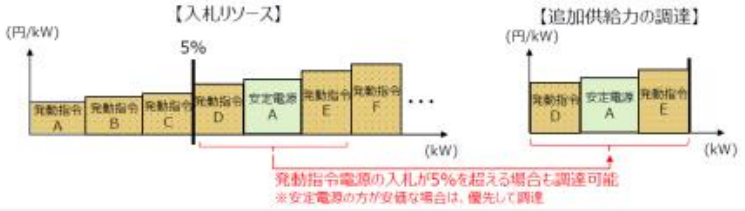
<発動指令電源の追加調達で対応する場合>



調達コスト低減に向けた検討
春季・秋季の厳気象対応・稀頻度リスクに対応する供給力の調達方法に関する検討　32

- 春季・秋季の厳気象対応・稀頻度リスクに対応するための追加供給力として、発動指令電源を追加調達する場合、夏季・冬季の供給力として期待されている**従来の発動指令電源に加えて追加的に確保する**ことになるが、夏季・冬季の各月供給力として発動指令電源に期待する量は従来から増加しないため、**卸電力市場等に資する平常時の供給力が減少することはない**。
- このため、**平常時の供給力確保においてのデメリットなく、発動指令電源の導入量上限5%を超える量の調達が可能になる**と考えられる。
- また、容量市場においては、発動指令電源・安定電源によらず、安価な電源から落札されるため、発動指令電源の追加調達を活用すれば調達コストの最小化が図れると考えられる。
- なお、上記対応については実務対応に向けた準備期間等の考慮が必要となることも考えられるため、**発動指令電源の追加調達を活用することを基本方針としたうえで、具体的な対応方法やスケジュール等については、国の審議会や容量市場検討会で継続して検討する**こととしてはどうか。
- 容量市場での具体的な対応に合わせ、発動指令電源の調整係数の扱いについては引き続き検討を進める。

<春季・秋季の厳気象対応・稀頻度リスクに対応する供給力の調達イメージ>



【参考】発動指令電源の実行性テストの状況と期待容量変化

第45回　容量市場の在り方等に関する検討会
（2023年3月29日）資料3

3．対象実需給2024年度分の容量確保契約の状況
①発動指令電源の実効性テストの状況

- **発動指令電源の実効性テストによる市場退出見込量は、約91万kW**の見込みであった。今回のテスト実績は夏季・冬季の実効性テスト後に事業者より報告を提出する実績※にもとづいて算定を行っている。
- 発動指令電源は、電源等リストの未提出分が約12万kWあるため、発動指令電源の**メインオークション時の契約容量からの市場退出容量は合計で約102万kW**となった（**メインオークションの約定量から約25%の市場退出**）。
- また、メインオークション時の契約容量をテスト実績で超えた容量は、約29万kWの見込み。

※ 実効性テストの実績報告は3月10日〆で事業者より提出が行われ、提出された内容をもとに実績を市場退出見込量を算定し、4月の需要曲線の原案に対してこの時点の算定数値を反映する。なお、容量確保契約の変更等に関する最終的な実績確定は、4月以降に取得する一般送配電事業者の実績データにより、引き続き、報告内容の確定作業が行われる。

＜発動指令電源の実効性テストの反映状況（対象実需給年度：2024年度分）＞　　単位：万kW

①メインオークション約定容量	②減少容量			減少を反映した契約容量（①-②）
415	電源等リスト未提出	▲12	▲102（約25%）	313
	実効性テストの未達容量	▲91		

なお、実効性テストにより契約容量を超えた容量は29万kWであった。この部分については、実需給期間に確実に供給力を提供するために現在の契約のリソースとして活用するか、追加オークションに参加するかは事業者の判断となるが、もし追加オークションへ参加して約定した場合には追加的な供給力となる。

【参考】発動指令電源の上限容量と応札容量の推移

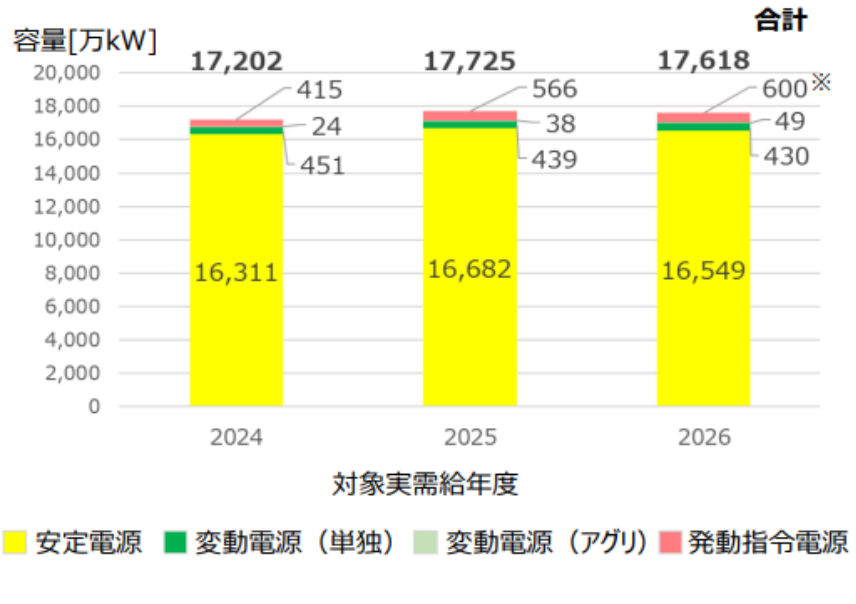
容量市場メインオークション約定結果
（対象実需給年度：2026年度）
（2023年2月22日）

37

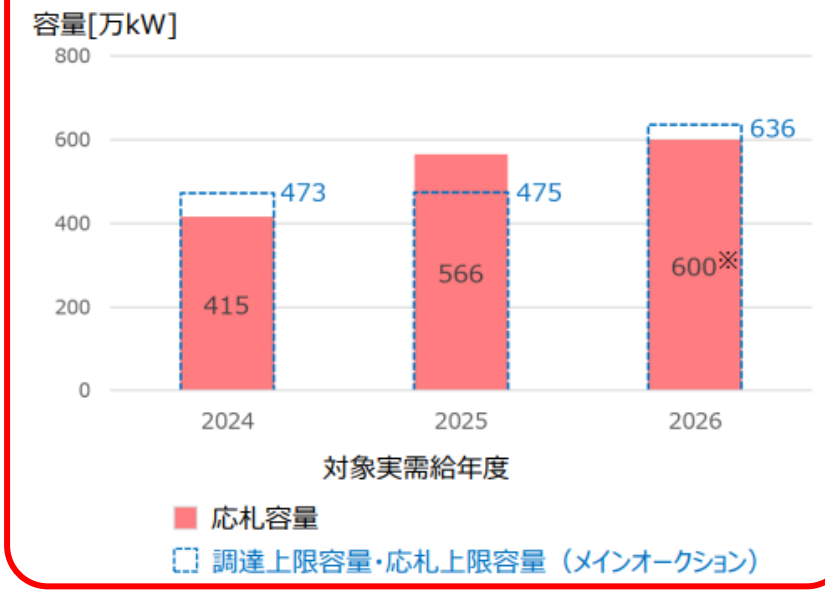
4．オークション結果の推移
（2）応札容量

■ これまでのオークションにおける「応札容量」の推移は下記のとおり。

<電源等の区分別の応札容量>



<発動指令電源の応札容量>



※ 発動指令電源の応札容量は調整係数反映前の容量で集計。