

供給力確保の費用負担の在り方①

- 容量市場や予備電源等を通じた供給力確保に要する費用について、小売電気事業者及び一般送配電事業者において、どのように負担することが考えられるか。
※いずれの事業者が負担する場合においても、最終的に需要家が負担することには変わりはない。
- 制度的には、電気事業法に基づき、小売電気事業者に供給力確保義務が課せられていることを踏まえると、供給力の確保費用は、すべて小売電気事業者の負担とすることが考えられる。
- 他方、現状においても、容量市場における費用の一部（H3需要の7%）については、一般送配電事業者の負担とされている。また、供給力確保のセーフティネットとしての電源入札の費用も、一般送配電事業者の負担とされている。
- 加えて、大規模災害リスク等に備えた予備電源は、小売電気事業者が平時から活用する一般的な供給力とは異なり、供給力が大きく減少するなどした緊急時にのみ活用される、保険的・予備的な位置付けを有するものである。
- このため、容量市場や予備電源等を通じた供給力確保に要する費用については、それぞれの費用の性質や削減インセンティブの有無等に基づき、公平性、効率性及び各制度措置間の整合性の観点から、個別具体的に検討する必要がある。

供給力確保の費用負担の在り方②

- 容量市場における費用については、偶発的需給変動分（H3需要の7%）を一般送配電事業者が負担し、その他を小売事業者負担とする整理が既になされている。
- 他方、昨年の電力需給ひっ迫を踏まえ、「厳気象対応」及び「稀頻度リスク」が見直されており、その費用負担の在り方について、本小委員会の下での制度検討作業部会でも議論が行われている。
- まず、「厳気象対応」は、需要の変動に直結する事象に対応するものであり、小売電気事業に通常付随するリスクとして、気象予報等に基づき一定程度事前の対応も可能であるため、小売電気事業者において負担することが妥当と考えられる。
- 次に、「稀頻度リスク」は、厳気象時に生じる電源脱落等のリスクに対応するものであり、小売電気事業者にとって予見可能性はなく、リスク低減の方策もない。このため、小売電気事業者の負担とすることの合理性に乏しく、最終的に需要家が均等に負担することで社会全体で負担することになる、託送料金での負担に馴染むのでないか。
- また、予備電源の確保費用は、容量市場における「稀頻度リスク」より更に稀な大規模災害等に対応するものである。個々の小売電気事業者が備えることは不可能であり、社会全体で負担することが妥当と考えられるため、一般送配電事業者（＝託送料金）の負担とすることとしてはどうか。
- なお、供給力確保の仕組みが複雑となり、費用負担の方法も多様化する中で、供給力確保費用の透明性を確保し、最終負担者である需要家の理解を得る観点から、費用の全体像については、本小委において定期的にフォローアップすることとしてはどうか。

論点③ 費用負担・回収の在り方

- kW公募に要する費用は、実施主体となる一般送配電事業者において、託送料金を通じて回収する。
- また、電源入札に要する費用は、実施主体となる電力広域的運営推進機関において、その特別会員である一般送配電事業者の会費を通じて回収し、一般送配電事業者は、会費分を託送料金を通じて回収する。
- 一方、容量市場における費用は、一部（H3需要の7%）を一般送配電事業者が負担し、残りを小売電気事業者が負担する。その上で、一般送配電事業者は託送料金を通じて費用を回収し、小売電気事業者は費用の全部または一部を需要家から回収する。
- また、予備電源の仕組みにおける費用負担の在り方は、今後検討予定である。
- こうした中で、各仕組みにおける費用の負担・回収の在り方について、どのように考えるか。
※一般送配電事業者による託送料金を通じた費用回収であれ、小売電気事業者による費用回収であれ、最終的な費用負担が需要家であることに変わりはない。
- 例えば、供給力の確保に要する費用については、本来、供給力確保義務を負う小売電気事業者を通じて回収されるべきとも考えられる。他方、事業規模の小さい事業者も多い小売電気事業者の事務負担等を考えると、託送料金を通じた費用回収の方が望ましいとの考え方もあり得るが、どのように考えるか。

費用負担の見直しについて

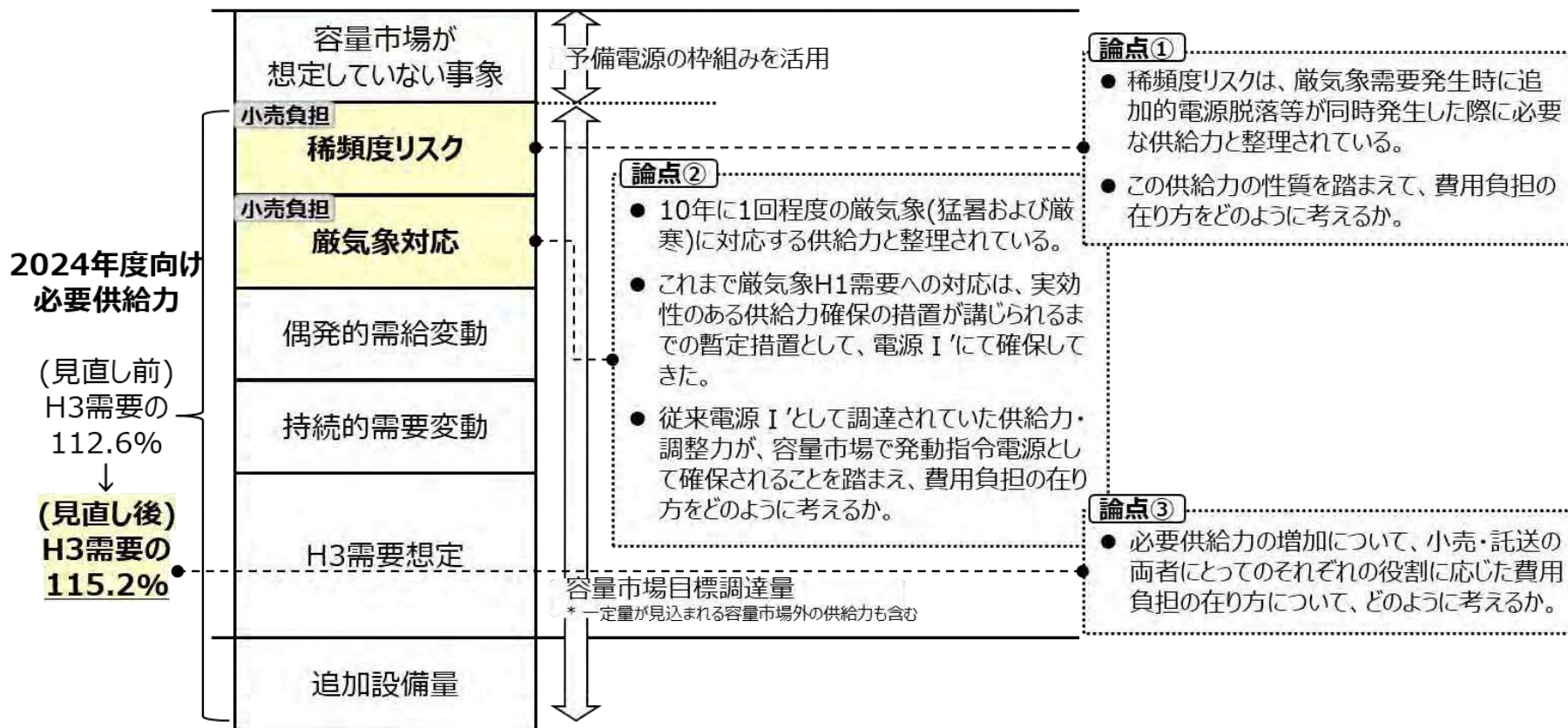
- 容量市場における一般送配電事業者の費用負担は、託送料金の原価算入分となり、現状では2025年度から偶発的需給変動の7%分と整理されている。
- 容量市場の開設により、従来の電源 I' として調達されていた供給力・調整力が発動指令電源として確保されることになるが、電源 I' は偶発的需給変動対応の一部である計画外停止に加え、厳気象H1需要への対応が求められてきた。
- 今回の必要供給力の見直しと容量市場における調達量に関して議論を行うことと合わせ、2027年度実需給向けメインオークション以降、**従来小売負担分と整理されてきた厳気象対応分、稀頻度リスク対応分の費用負担のあり方**についてどう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

＜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】調整力及び需給バランス評価等に関する委員会における議論内容

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

これまでの議論内容のまとめ

25

- 前述のとおり検討事項①～④について、基本的に供給力の重複は無く、これまでの検討結果をまとめると下表の通り。
- 必要最低限の量を設定するなど、一定の割り切りを行っている項目も多いが、それぞれの項目における検討結果であり、今回の一連の検討については、**下表のとおり見直しを行うことを基本方針とし、容量市場における具体的な対応については、国の審議会や容量市場検討会で確認することでどうか。**
- **また、今後、供給力不足の課題が顕在化する場合には、下表も参考に改めて見直しを検討することとしたい。**

供給信頼度における検討事項	これまで	見直し後	今回の見直しによる必要供給力への影響	一定の割り切り※ (今後必要に応じて見直し)
① 稀頻度リスク	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%	供給力増加方向	0.7～1.4%の低下率をもとに1%と設定
① 廠気象対応	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%	供給力増加方向	春季秋季については、最大3.8%、最小1.5%、月平均2.6%をもとに2%と設定 夏季冬季については、2.9%の算定結果をもとに3%と設定
② 年間計画停止可能量	1.9ヶ月	1.9ヶ月 (継続して状況を注視)	変化なし	至近3カ年の供給計画における計画停止量は2.1ヶ月相当であるが、1.9ヶ月で据え置き
③ 発電機計画外停止率	火力2.5% (代表で火力数値を記載)	算定方法変更 EUE算定向け計画外停止率と定義し 火力4.3%	変化なし (信頼度基準の見直し)	廠気象対応等に用いている計画外停止率は当面従来の2.6%と整理
④ 連系線の計画外等停止の影響織り込み	健全な状態（年間運用容量）にて算定	健全な状態（年間運用容量）にて算定	変化なし	必要供給力への影響はそれほど大きくないことから、連系線計画外停止等の影響は見込まない

※青字：必要供給力過少評価の可能性
赤字：必要供給力過大評価の可能性
黒字：過小方向か過大方向が現時点では不明

【参考】目標調達量の増加量試算結果

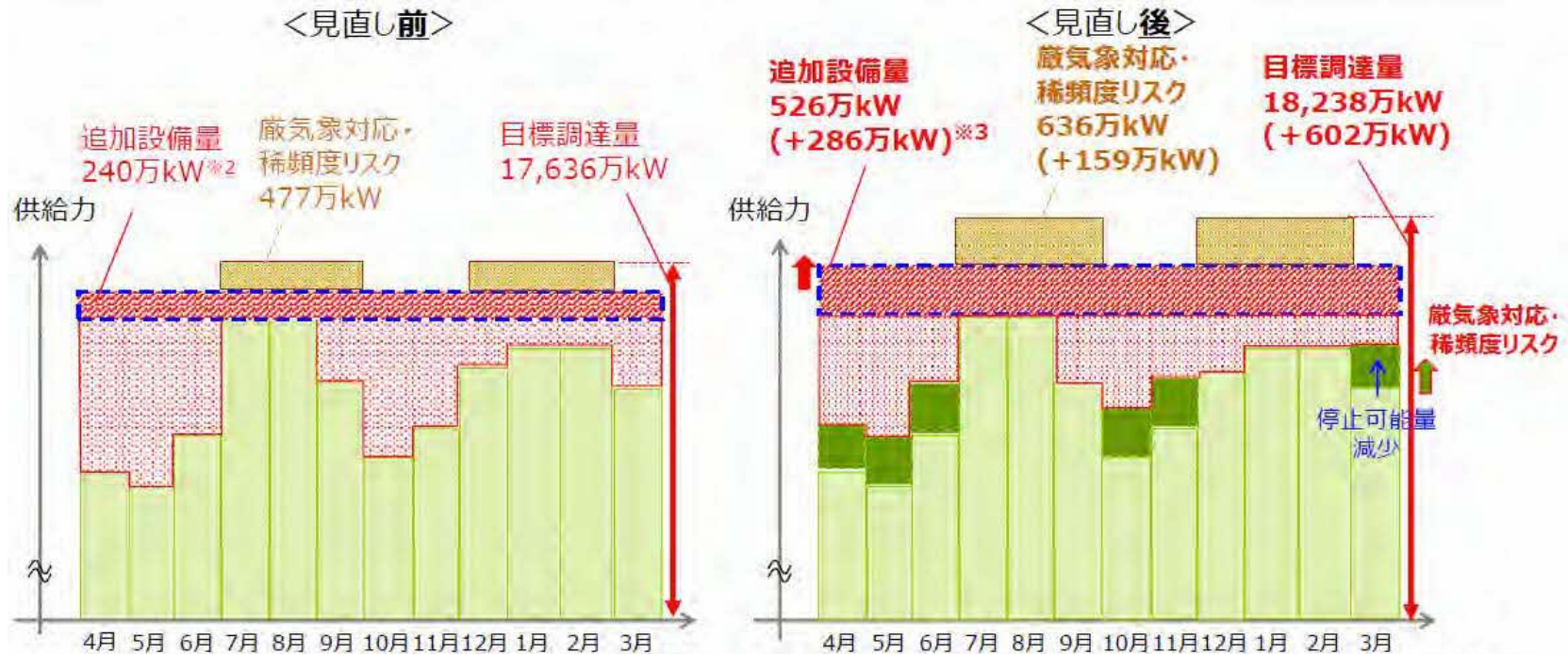
第81回 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会
(2023年1月24日) 資料1

検討結果を踏まえた目標調達量の増加量試算について

27

■ **持続的需要変動を2%、稀頻度リスクを年間通して1%、厳気象対応を春季・秋季2%、夏季・冬季3%と見直した**場合、2026容量市場において**目標調達量が602万kW程度増加**する試算結果となる。

※1 春秋の厳気象対応・稀頻度リスクに、安定電源の補修調整で対応する場合の試算



※2 持続的需要変動を1%を必要量に加算したうえで、年間計画停止可能量1.9ヵ月とした場合

※3 持続的需要変動を2%に見直したうえで、仮に、春季・秋季に、厳気象対応2%、稀頻度リスク1%を必要量として織り込み、年間計画停止可能量1.9ヵ月とした場合の試算

* 2026容量市場向けの諸元を使用した比較

【参考】稀頻度リスクについて

(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が。
- 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長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】

『お盆の中としては、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、緊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検討いただきたい。』（福島原発レポート）

【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.ocfto.or.jp/inkai/koukikizaitousei/j/resilience/2015/resilience_04_shiryou.html

【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

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、予備力の調達に現在よりもし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 1,800 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。¹⁾