

第81回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料1の一部修正について 【第81回 資料1:確率論的必要供給予備力算定手法(EUE算定)における諸課題の検討について】

- 第81回本委員会（2023年1月24日）資料1（確率論的必要供給予備力算定手法(EUE算定)における諸課題の検討について）において、新たな信頼度基準の算定誤りがあったため、修正を行いました。
- 修正内容の詳細については第82回本委員会（2023年2月10日）資料1をご確認ください。
- 修正箇所は26ページと37ページの内容です。
修正内容 【誤】：新たな信頼度基準 0.064kWh/kW・年
【正】：新たな信頼度基準 0.044kWh/kW・年
- 以降では、修正内容を反映した資料を掲載しております。

確率論的必要供給予備力算定手法(EUE算定)における 諸課題の検討について

2023年 1月24日

調整力及び需給バランス評価等に関する委員会事務局

- 第74回(2022年6月28日)本委員会にて課題提起した検討事項①～④について、これまでの検討結果を踏まえ、改めて取り纏めるとともに、容量市場における効率的な調達方法について検討した。

供給信頼度における検討事項	EUE算定における現状整理
<p>① 高需要期以外での需給ひっ迫を踏まえ、春季・秋季についても、厳気象・稀頻度対応リスク分を考慮する必要があるのではないか。</p>	<p>夏季・冬季のみ厳気象対応(2%)と稀頻度リスク対応(1%)を考慮</p>
<p>② 今般の需給ひっ迫等で事業者に多くの補修停止計画の調整を求めている状況を踏まえ、年間計画停止可能量及び追加設備量の考え方を改めて整理する必要があるのではないか。</p>	<p>2019年度供給計画の計画停止量を参考に、年間計画停止可能量1.9ヶ月を確保するための追加設備量を算定。</p>
<p>③ 今般の需給ひっ迫の要因の一つである電源の計画外停止について、計画外停止率及び算定の考え方が実態と乖離していないか確認する必要があるのではないか。</p>	<p>計画外停止率は至近3カ年平均の実績から算定し、3年周期で見直し。 翌日計画で稼働予定の電源を対象に、計画外停止実績を集約。</p>
<p>④ 今般の需給ひっ迫の要因の一つである連系線の運用容量減少について、供給信頼度評価においても、連系線の計画外停止や運用容量減少を考慮する必要があるのではないか。</p>	<p>連系線の計画外停止等は織り込まず、健全な状態(年間運用容量)として算定</p>

①稀頻度リスクの見直し結果

■ **稀頻度リスク**については、第75回(2022年7月20日)本委員会にて、季節によるリスク量に大きな違いは無いことから**年間を通してH3需要想定の1%を織り込む**こととした。

～ 新たな厳気象対応・稀頻度リスクの織り込みの考え方 ～

10

- 前述の検討事項①および②、両方の対応を踏まえ、**厳気象対応は年間を通して全ての月に必要な量を考慮することとしてはどうか。**
- 併せて、**稀頻度リスクについても同様に年間を通して発生し得るリスクであることから、年間を通して全ての月に考慮することとしてはどうか。**
- また稀頻度リスクについては、**季節によるリスク量に大きな違いは無いことから、1%を一律で織り込むこととなるか。**



※ 持続的需要変動分除く

(参考)稀頻度リスクとは

- 稀頻度リスク分とは、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しており、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、0.7%～1.4%の低下率をもとに、平年H3需要に対して1%程度としている。

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。
 - 単機最大ユニット脱落
 - 50Hzエリア・60Hzエリアそれぞれで単機最大ユニット脱落
 - 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と。
- 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とどうか。

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）

【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_shiryuu.html

① 厳気象対応の見直し結果

- **厳気象対応**については、第78回(2022年10月19日)本委員会にて、**春季・秋季についてはH3需要想定の2%、夏季・冬季についてはH3需要想定の3%とする**こととした。

新たな厳気象対応の試算結果(まとめ)

20

- 今回、厳気象対応を試算・考察した結果から、春季・秋季についてはH3需要想定の2%、夏季・冬季についてはH3需要想定の3%とすることでどうか。
- 今後は、こうした考え方や計画外停止率等、その他の検討内容も踏まえ、国とも連携のうえ厳気象対応の取り扱いを総合的に判断することとしてはどうか。
- また、厳気象対応の増加分の調達方法については、継続して検討を進めることとしてはどうか。



※ 持続的需要変動分除く

- 春季・秋季厳気象対応については最大3.8%（4月）、各月平均2.6%であるものの、発電機の補修調整など、運用で対応可能な部分もあると考えられることから2%と整理。必要に応じて見直すこととしている。

①春季・秋季の厳気象対応の考慮

13

春季・秋季の厳気象対応の試算結果

- 前述の内容を踏まえて、春季・秋季における厳気象対応を試算した結果、夏季のH3需要想定に対して、**最大3.8%(4月)、各月平均で2.6%***となった。
※仮に、持続的需要変動1%として厳気象対応を試算した場合は、最大4.5%(4月)、各月平均で3.3%となる
- この試算結果から、夏季・冬季と同様に春季・秋季についても厳気象対応の考慮が必要と考えられる。
- 一方で、春季・秋季については、必要設備量は夏季・冬季と比較し相対的には小さく、発電機の補修調整など、運用において対応可能な部分もあると考えられることから、**各月それぞれの数値ではなく各月平均値を採用するとともに、保守的に2%を織り込む**こととしてはどうか。
- また、**需給実態との整合については継続的に注視し、必要に応じて見直す**こととしてはどうか。
- なお、厳気象対応の増加に対する、具体的な調達方法については継続して検討を進めることとしたい。

<春季・秋季の厳気象対応の試算結果>

(MW)

	4月	5月	6月	10月	11月	3月	平均
厳気象対応	6,010	1,860	5,523	4,708	3,810	2,398	4,051
各月のH3需要比率	5.2%	1.7%	4.4%	4.0%	3.1%	1.8%	3.4%
夏季(8月)のH3需要比率	3.8%	1.2%	3.5%	3.0%	2.4%	1.5%	2.6%

① 厳気象対応の考慮

夏季・冬季の厳気象対応の確認結果

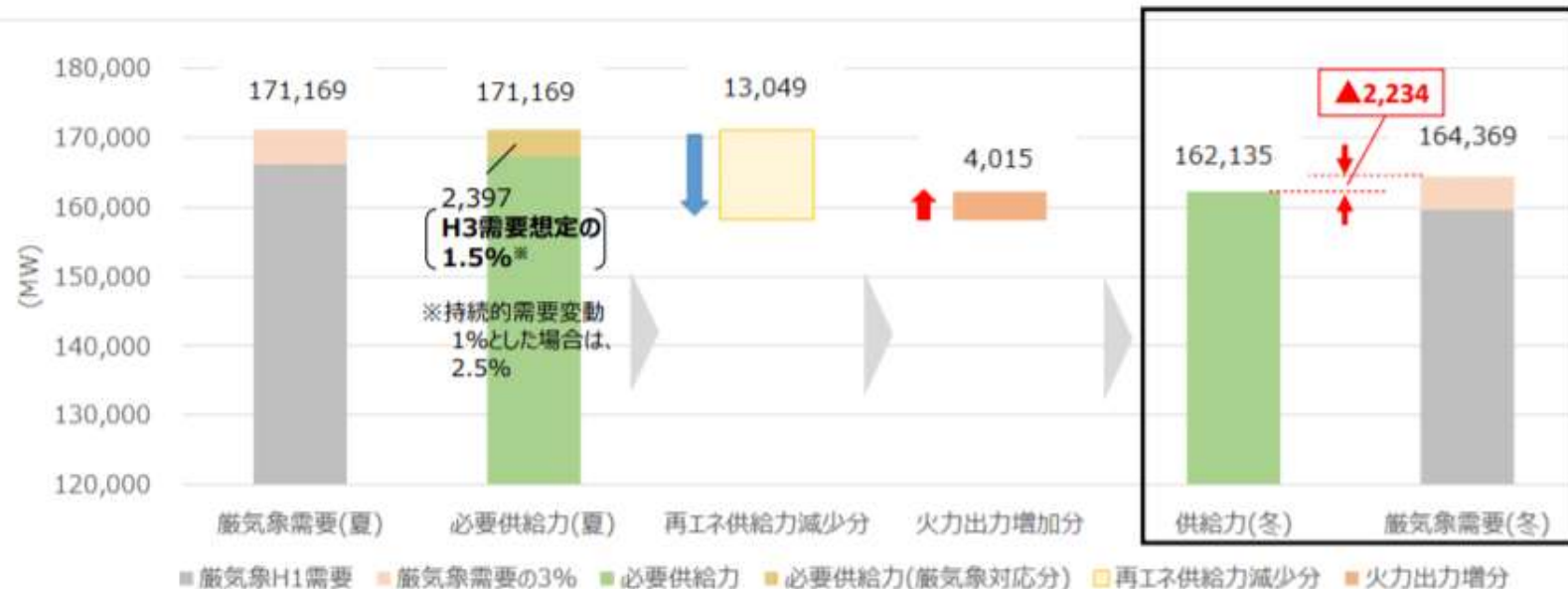
15

■ レジリエンス小委での算定と同様、最新の需給検証における厳気象H1需要想定を元に厳気象対応を試算し、夏季の厳気象対応(1.5%※)を考慮した必要供給力を基準に、冬季の供給力と厳気象需要を比較した結果、供給力が223万kW程度確保できない結果となった。

※ 仮に、持続的需要変動を1%として厳気象対応を試算した場合は2.5%となる

■ 夏季よりも冬季の方がH1需要とH3需要の格差が大きくなり、夏季の厳気象対応を考慮しても冬季の供給力が確保できない状況になっていると考えられるため、冬季の厳気象対応を考慮した必要供給力を基準に、夏季の供給力と厳気象需要の比較を行ったため、後述する。

<夏季の厳気象対応を考慮した必要供給力を基準に、冬季の供給力と厳気象需要を比較した結果>



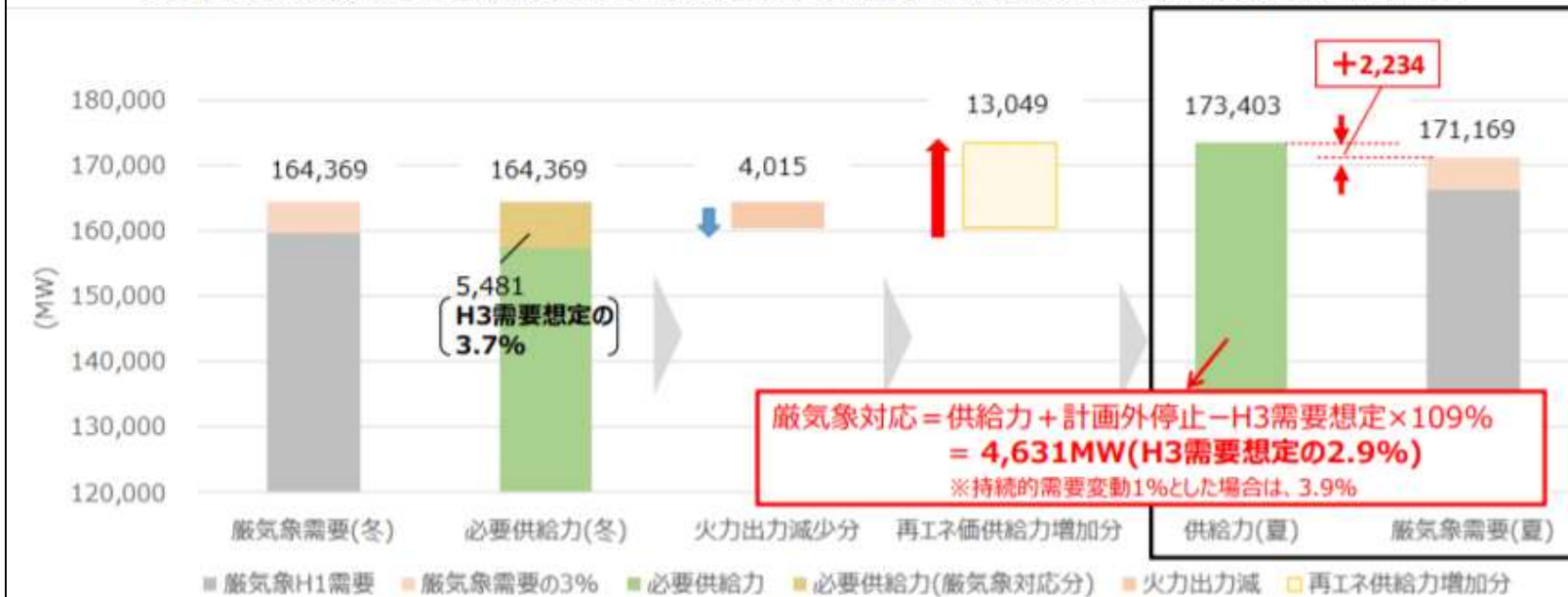
① 厳気象対応の考慮

夏季・冬季の厳気象対応の確認結果(つづき)

16

- 前述の内容を踏まえ、冬季の厳気象対応を考慮した必要供給力を基準に供給力を算定する必要があり、冬季を基準にすることで夏季の供給力も確保することが可能となる。
- 厳気象対応として考慮する供給力は、これまで夏季のH3需要想定に対する比率で表していることから、これまでと同様に、冬季における厳気象対応を含めた供給力を夏季の供給力に換算し、夏季のH3需要想定との比率を算出した結果、2.9%※となった。 ※ 仮に、持続的需要変動1%として厳気象対応を試算した場合は3.9%となる
- 夏季・冬季については、年間の設備量の総量を決定することになるため、この結果を元に、夏季・冬季の厳気象対応をH3需要想定との3%に見直すこととしてはどうか。

<冬季の厳気象対応を考慮した必要供給力を基準に、夏季の供給力と厳気象需要を比較した結果>



②年間計画停止可能量及び追加設備量の見直しに関する検討

- **計画停止可能量**については、第78回(2022年10月19日)本委員会にて、**至近3カ年の供給計画諸元を用いて確認した結果2.1ヶ月と算定しており、容量停止計画の調整状況も確認し、見直し要否を判断することとしていた。**

②年間計画停止可能量1.9ヶ月の妥当性確認 各年度供給計画における確認結果

33

- 今回、至近3カ年の供給計画諸元において、計画停止量の確認及び、見直しが必要な場合の新たな基準の試算を行った結果、**各年度において見直しが必要な状況であり、3カ年ともに、2.1ヵ月付近の基準**となった。
- 一方で、今後は容量市場における計画停止の調整として、経済的ペナルティを伴う調整が予定されていることから、計画停止可能量の見直し要否については、実際の**容量停止計画の調整状況も確認のうえ判断すること**としてはどうか。

<各年度供給計画における確認結果>

	項目	2019	2020	2021	2022
実態確認	計画停止量[万kW・月]	20,837	22,687	20,920	23,965
	計画停止量[月換算]	1.33	1.44	1.34	1.56
	計画停止可能量超過量(最大)[万kW]	-	293	361	289
	超過月(最大)	-	12月	2月	2月
見直し後	計画停止可能量 [月換算]	1.90	2.08 (+0.18)	2.13 (+0.31)	2.09 (+0.45)
	(参考)基準となる月	2月	12月	2月	2月
	追加設備量 [万kW]	712	918 (+293)	865 (+361)	691 (+289)
	年間計画停止可能量 [万kW・月] ※追加設備量考慮後	29,922	33,344 (+3,505)	33,934 (+4,331)	32,734 (+3,469)

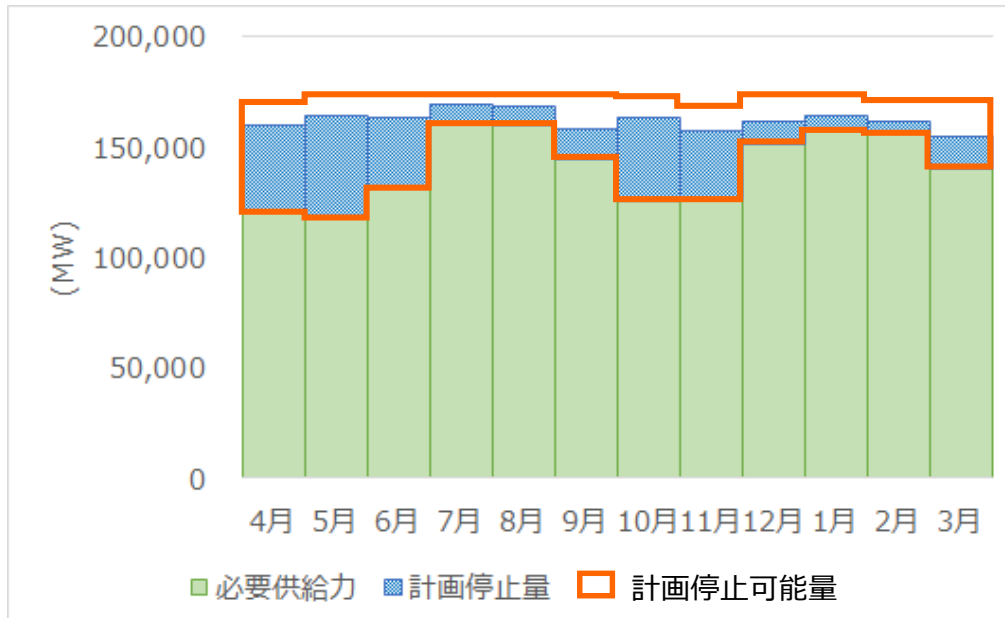
()は、各年度において、1.9ヵ月基準で算定した場合との差分

* 計画停止量は、供給計画の対象となっている10万kW以上の電源を対象としているため容量市場とは、母数が異なる

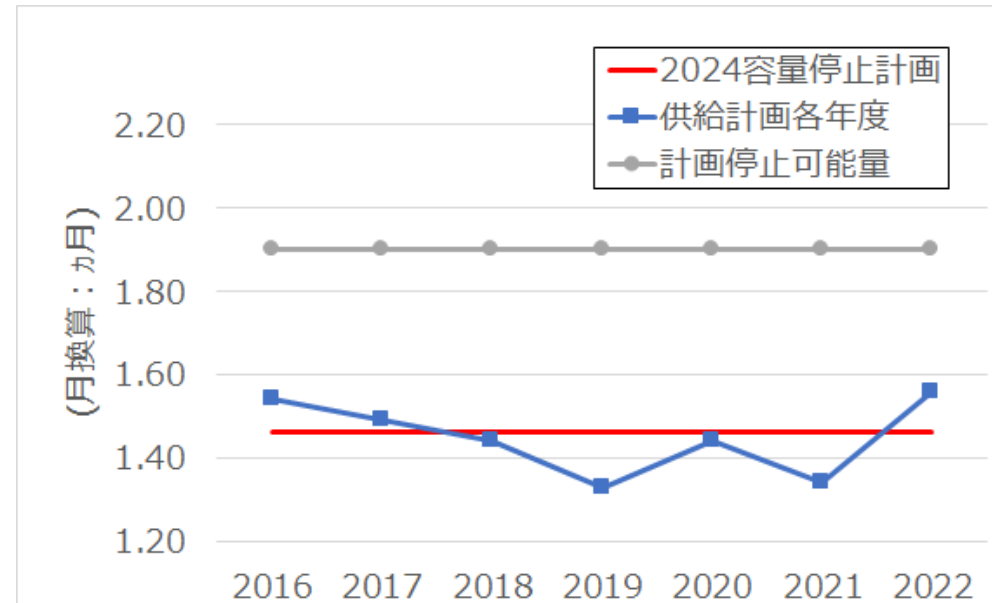
②年間計画停止可能量及び追加設備量の見直しに関する検討

- 前述の内容を踏まえ、2024年度実需給の容量停止計画の調整結果を確認したところ、**計画停止は、従来の計画停止可能量以内に収まっていることを確認した。**
- また、2024年度の計画停止量を至近の年度と比較しても同程度の量が計画されていることから、容量停止調整の結果、計画停止可能量の枠内に各電源の計画停止が上手く当てはまったものと考えられる。
- ただし、単年度の調整結果であり、至近年の供給計画においては2.1ヶ月の計画停止可能量が必要と算定されていることから、**来年度以降、計画停止が可能量の枠内に上手く当てはまらない可能性**がある。
また、**計画停止量とEUE算定向け計画外停止率はトレードオフの関係となり得ることにも留意が必要。**
- 以上から、**計画停止可能量については1.9ヶ月を継続し、来年度以降の状況も注視しつつ、必要に応じて2.1ヶ月への見直しを検討することとしてはどうか。**

<容量停止計画の調整結果(2024年度実需給)>





<計画停止量>



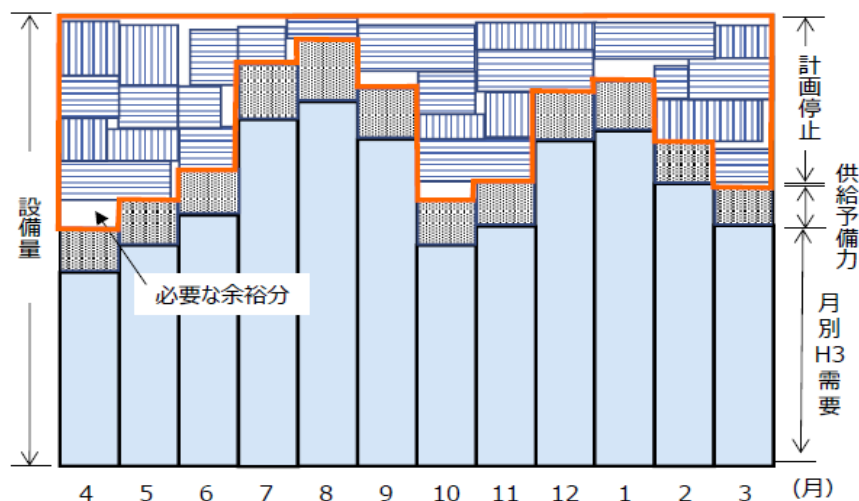
2 電源の計画停止を考慮した設備量の評価

(3) 電源の計画停止を考慮した設備量の算定方法

17

- 計画停止必要量は、ユニット容量の大小、補修日数の長短等の制約があるため、計画停止可能量の枠に完全にうまくはめこむことは難しい。
- そのため、計画停止必要量には余裕分（スタッキングレシオ）を織り込む必要があると考えられる。
- 具体的には、過去の計画停止の実績から以下の方法で余裕分を検討する。
 - ①供給計画における各計画停止の合計（kW×月 下図  の合計）を算定
 - ②実際の計画停止必要量（下図における  ）を算定
 - ①と②の比率が必要な余裕分となる。

【計画停止必要量のイメージ】



【スタッキングレシオ】

長期需給計画では、一般に補修出力に補修日数を乗じて得られる年間補修量 (MW・月) を用いて、補修の月別配分、月別需給均衡度を検討するが、具体的に各ユニットの補修を決定する場合には、ユニット容量の大小、補修日数の長短、作業工程、作業処理能力、補修必要時期などの制約を受け、必要補修量から得られた補修枠の範囲内で各ユニットの補修を完全に、うまくはめこむことは難しく、ある時点では供給予備力が減少して需給均衡度が低下するおそれがあるので、これを防止するため、補修枠の内に必要補修量に対する余裕を見込むことが必要になる。

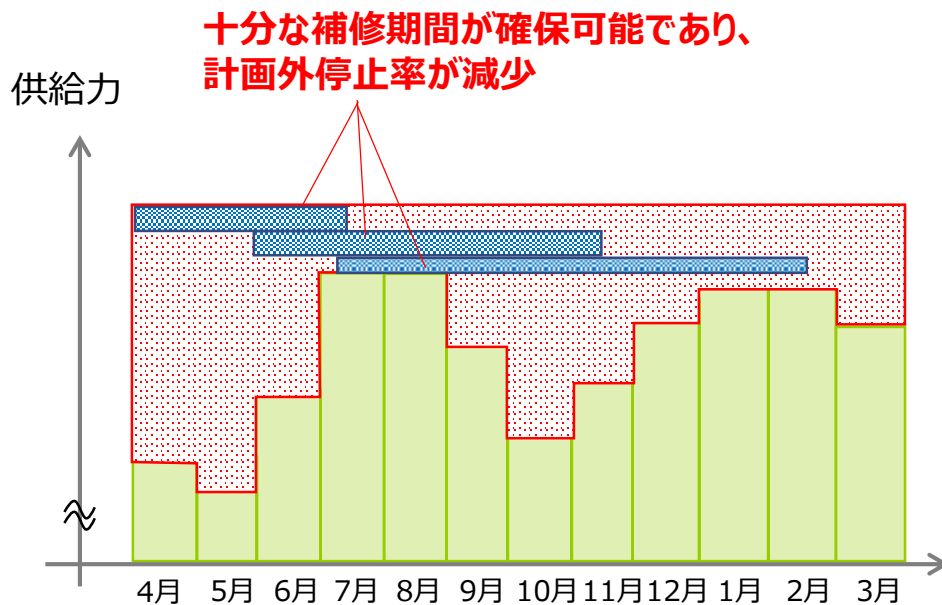
このような余裕をおり込むため、必要量からくる月別補修枠と、実際の補修量との比を求め、これをスタッキングレシオと称し、長期需給計画の策定のために用いる。

なお、スタッキングレシオには、このほかに標準補修日数に対し、補修に付帯して実施される作業日数の増加分も考慮している。

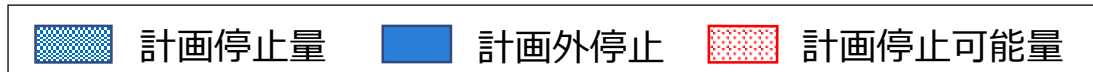
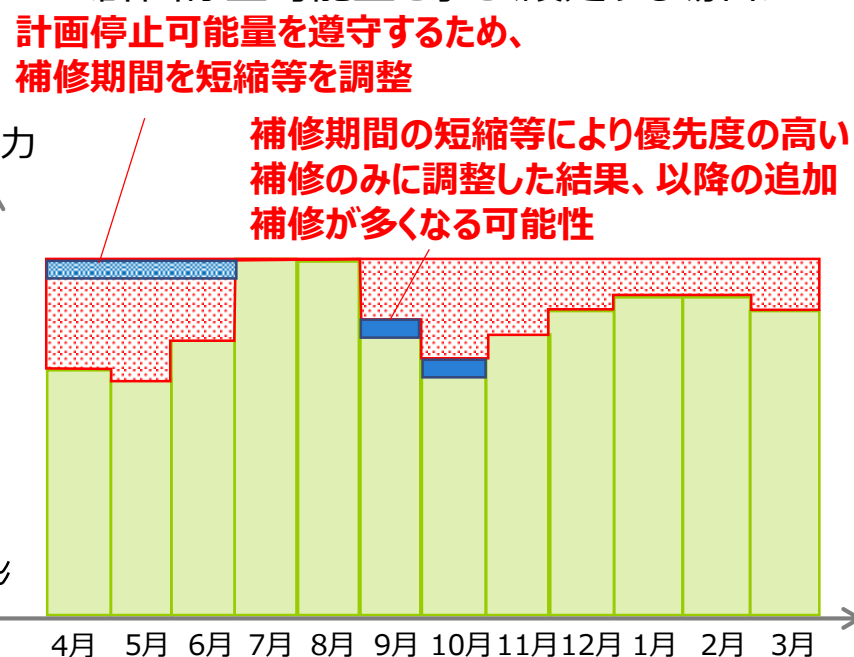
旧日本電力調査報告書における「電力需要想定および電力需給計画算定方式の解説」平成19年11月より抜粋

- EUE算定向け計画外停止率は供給計画時点からの停止量の増減で算定されることから、**計画停止可能量を大きく設定する場合**は電源の計画停止期間が確保しやすくなり十分な補修期間を設定できること等により、**EUE算定向け計画外停止率は小さくなると想定される**。一方で**計画停止可能量を小さく設定する場合**は十分な補修期間を設定できないこと等により、**EUE算定向け計画外停止率は大きくなると想定される**。
- 上記のとおり、計画停止可能量とEUE算定向け計画外停止率はトレードオフの関係となる得るため、計画停止可能量の設定は、計画外停止率の調査期間における計画停止可能量と整合を図ることが望ましいと考えられる。
- また、計画停止可能量については、**需給ひっ迫時の緊急的な作業調整等にも活用**することになるため、**実需給での運用代の考慮も必要**となる。

＜計画停止可能量を大きく設定する場合＞



＜計画停止可能量を小さく設定する場合＞



③計画外停止率の見直し内容

- 計画外停止率については、第76回(2022年8月23日)本委員会にて、**EUE算定上適切と考えられる供給計画時点から実需給までの供給力減少率を適用**。ただし、あくまでEUE算定に用いる数値であり、純粋なトラブル停止率ではないことから、第80回(2022年12月26日)本委員会にて、**EUE算定向け計画外停止率と定義**。

③計画外停止の考え方

～ 今回の計画外停止率の位置づけについて ～

12

- 供給信頼度評価では、計画停止可能量を供給計画における計画停止量から算定しているため、**計画外停止量は、供給計画時点から実需給までの供給力減少量を扱うことがEUE算定上適切**と考えられることから、計画外停止 = 供給計画時点からの停止・抑制の変化量 (kWh) と考え方を**変更**した。
- この抽出方法は、設備トラブル・作業延長等による供給計画時点からの供給力の減少 (計画外停止(+)) と、作業繰り延べや早期終了等による供給計画時点からの供給力の増加 (計画外停止(-)) の両面を抽出している。
- なお、本数値は供給計画時点からの停止・抑制の変化量のため、**あくまでEUE算定に用いる数値であり、純粋なトラブル停止率ではないことに留意が必要**。
- 以降本数値は**EUE算定向け計画外停止率と明記**することとする。

$$\text{計画外停止時間} = \text{発電機作業停止時間実績} - \text{供給計画での停止予定時間}$$

合計の計画外停止 ←

A発電機計画外停止(+)

B発電機計画外停止(-)

計画停止
(供計時点)

作業停止実績

A発電機

トラブル等追加作業による停止の増
→計画外停止(+)

計画外
停止

計画停止
(供計時点)

作業停止実績

B発電機

作業繰り延べ等による作業の減少
→計画外停止(-)

計画外
停止

計画停止
(供計時点)

作業停止実績

+

...

③計画外停止率の見直し結果

- EUE算定向け計画外停止率の分析結果については、大規模災害や燃料制約による停止・抑制の影響を控除した結果、下表のとおりとなった。なお、データについては3年周期で集約・分析することとしている。

③計画外停止の考え方 ～ 分析結果まとめ ～

34

- EUE算定向け計画外停止率の分析結果をまとめると下表のとおり。
- 大規模な設備故障があると停止率は著しく増加する一方、需給影響などにより作業繰り延べ等が多く発生すると停止率は減少するため、**年度による数値のばらつきがあり、今後も複数年のデータを抽出することが重要。**他方、第78回本委員会において計画停止可能量の見直しについても議論しているが、計画停止が十分に確保されればEUE算定向け計画外停止率は減少していくと考えられるため、**いたずらに過去のデータを累積することも不適か。**
- 以上より、**今後も3年周期でデータを集約・分析すること**でどうか。
- なお、本数値は供給計画時点からの停止・抑制の変化量であり、**純粋なトラブル停止率ではないことから、あくまでEUE算定に用いる数値であり、他の用途で用いる場合には注意が必要。**

EUE算定向け計画外停止率		前回調査結果 (2017～2019)	今回調査結果 (2019～2021)	備考
水力	火力	2.5%	4.3%	事業者データによる分析結果より
	揚水	1.6%	1.2%	
	自流・調整池式	5.0%	4.3%	
	貯水式	0.5%	2.1%	
	原子力	2.5%	4.3%	火力の計画外停止率を準用
再エネ	太陽光	—	—	EUE算定時の出力比率に 計画外停止等が考慮されているため、計画外停止は設定しない。
	風力	—	—	
	地熱・バイオマス	2.5%	4.3%	

③計画外停止率見直しの取扱い

- 集約方法を変更したことによる計画外停止率の変化と考えられることから、今回分析したEUE算定向け計画外停止率をEUEのシミュレーションに反映したうえで、確保すべき予備率における停電量を再算定し、EUE評価における信頼度基準を見直すこととした。

③計画外停止の考え方

～ EUE算定向け計画外停止率変更による供給信頼度評価への影響について ～

40

- 今回の分析により、計画外停止率が増加した。この最大の要因は抽出方法の見直しであり、至近3年間で計画外停止率が著しく増加したとは言えず、過去データにおいても同等の計画外停止率であった可能性が高い。
- このため、供給信頼度評価基準算定に立ち返り、**今回分析したEUE算定向け計画外停止率にて、供給信頼度基準を見直すべきではないか。**（下図案B）
- なお、今回上記整理とした場合でも、今後、同様の調査方法でEUE算定向け計画外停止率が変化していく場合には、信頼度基準ではなく、必要供給力算定に反映すべきではないか。（下図案A）



【出典】第80回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2022/12/26) 資料1

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2022/chousei_jukyu_80_haifu.html

- 厳気象に限定した場合、EUE算定向け計画外停止率を用いることは不適合と考えられるため、**厳気象対応に用いる計画外停止率は当面は従来の2.6%を用いる**こととした。

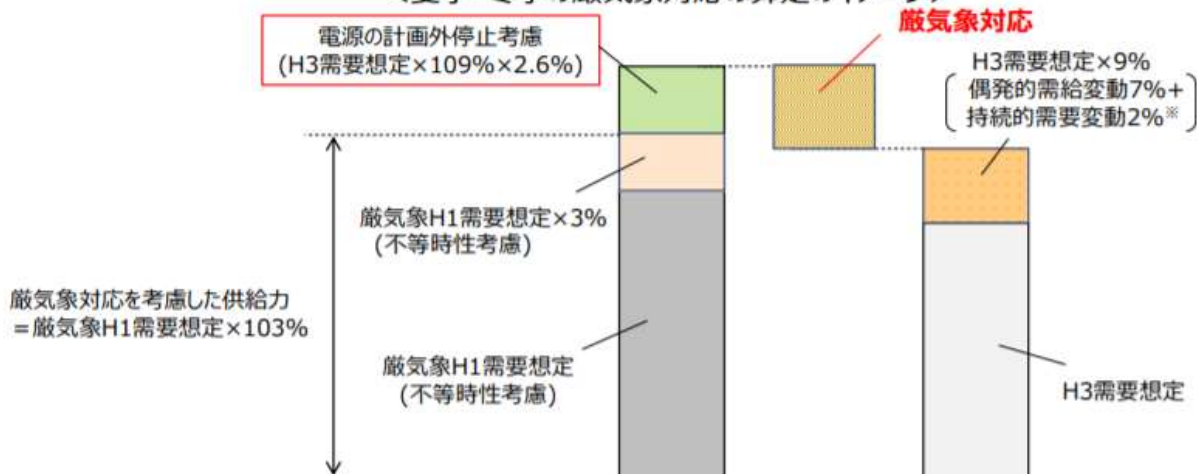
③計画外停止の考え方

～ EUE算定向け計画外停止率変更による厳気象対応分への影響について ～

41

- 厳気象対応は、需要側では10年に一度の厳気象を考慮し、供給力側では計画段階で確保した供給力が実需給までに計画外停止で減少することも考慮して算定している。
- 今回見直したEUE算定向け計画外停止率は純粋なトラブル停止率ではなく、供給計画時点からの変化量である。厳気象が発生する状況においては、発電機の補修調整（作業中止要請）など、運用において対応可能な部分もあると考え、**厳気象に限定した場合は、供給計画時点からの変化率（火力4.3%）を用いるのは不適合か。**
- このため、**厳気象対応に用いる計画外停止率は当面は従来の2.6%を用いること**でどうか。
- なお、従来の調査手法においても、数日後の制約は計画外停止として扱えないなど課題があるため、EUE算定向け計画外停止率の変化も見極めつつ、厳気象における計画外停止率については継続検討することとした。

<夏季・冬季の厳気象対応の算定のイメージ>



※持続的需要変動については、第77回の本委員会の整理に基づき、1%から2%に見直し

④連系線計画外停止等の影響検討結果

- **連系線の運用容量減少**については、第79回(2022年11月22日)本委員会にて、至近3カ年の実績を用いて作業停止・計画外停止等の影響を確認した結果、**必要供給力への影響は大きくないことが確認できたため、引き続き健全な状態(年間運用容量)として算定することとした。**

④連系線の運用容量減少

～EUE算定における連系線の作業停止・計画外停止等の織り込みについて(案)～

18

- 実作業停止計画を反映したケース④が最も必要供給力が大きい結果となった。実作業停止計画では、連系線の運用容量が大幅に減少する(場合によっては0)期間が存在するため、信頼度計算上の影響が大きくなると思料。
- それ以外の3ケースについては必要供給力が約10万～25万kW程度の増加(H3需要比0.1～0.2%程度)。
- 精緻な必要供給力算出に当たっては、将来の作業計画を織り込んだ運用容量を設定することが望ましいが、容量市場算定の4年先等の計画では精緻な計画とならず、過大な織り込みとなる恐れ。
- **いずれのケースにおいても必要供給力への影響はそれほど大きくないことが確認できたため、至近の本委員会の議論状況も踏まえ(持続的需要変動対応の必要予備力の見直し、厳気象対応の必要予備力の見直し方針)連系線の計画外停止等は見込まず、引き続き健全な状態(年間運用容量)として算定することとしてはどうか。**
- **今後持続的需要変動や厳気象対応を見直してもなお供給力不足の課題が顕在化する場合には、連系線計画外停止等の影響も再評価することとしたい。**

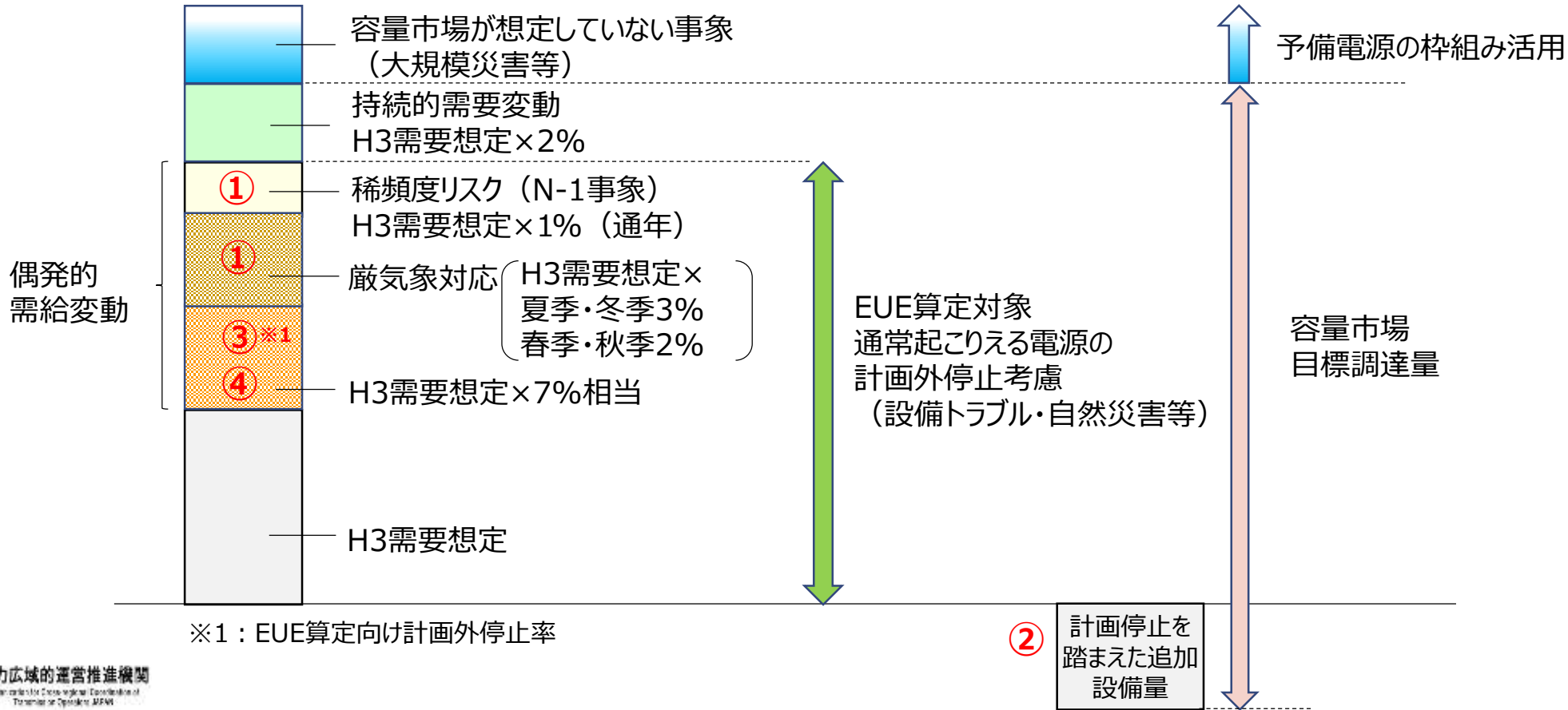
連系線の運用容量が必要供給力に及ぼす影響について試算結果

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	エリア合計	差分(H3需要比率)
作業停止考慮なし	596.5	1518.7	5693.4	2515.6	608.7	2707.3	1033.4	562.4	1846.5	17082.7	—
ケース① 全連系線一律▲3%減	597.5	1520.9	5695.6	2521.6	608.7	2705.9	1032.0	569.1	1844.3	17095.5	12.9 (0.08%)
ケース② 直流▲8%交流▲2%減	599.2	1523.6	5700.5	2525.2	608.8	2702.6	1028.2	574.2	1845.1	17107.5	24.8 (0.15%)
ケース③ 各連系線ごとの減少率反映	603.0	1505.1	5721.4	2551.1	605.9	2681.0	1010.2	577.6	1852.5	17107.8	25.1 (0.16%)
ケース④ 将来の停止計画反映	600.6	1544.4	5708.5	2508.1	560.1	2739.2	1060.8	572.9	1849.3	17143.8	61.2 (0.38%)

- ・2023年度供給計画用調整係数算定における2023年度の諸元を用いてEUE0.048kWh/kW・年とした場合の必要供給力を算出
- ・持続的需要変動、厳気象、稀頻度リスク対応分は含まない
- ・EUEにおける各エリアの必要供給力の結果であり、各エリアで確保すべ予備力ではないことに留意

各検討項目①～④の相互関係

- 検討事項①～④の関係を下図に示す。
供給力増加方向となる厳気象対応(①)および、第77回(2022年9月28日)本委員会で整理された持続的需要変動対応分の見直しは、それぞれ異なる事象の必要量であることから増加量に重複はないと考えられる。
- なお、電源脱落については、稀頻度リスクと計画外停止の両面で考慮されているが、**稀頻度リスクは、厳気象需要発生時に追加的電源脱落等が同時発生した際に必要な供給力と整理されているため、これまでの整理に則り引き続き確保していくこと**でどうか。

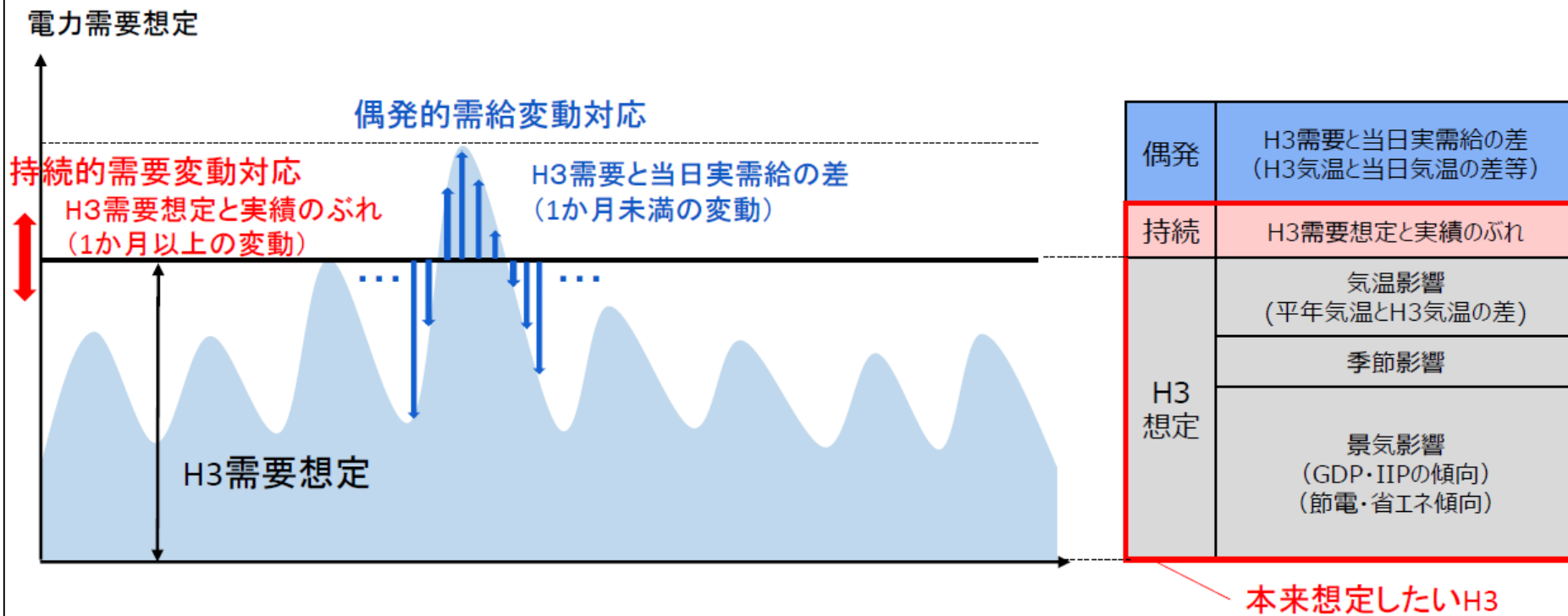


持続的需要変動対応についての今後の進め方について

33

- 持続的需要変動対応分の必要供給予備力はこれまで暫定的に1%としてきたが、前スライドのとおり、持続的需要変動対応分として技術的には従来手法、DECOMP法ともに2%という分析結果が適当と考えられる。
- 以上から、**持続的需要変動対応分の必要予備力は2%と整理すること**でどうか。
- 持続的需要変動対応分の必要供給予備力を2%に見直した場合、容量市場での目標調達量や供給計画における小売電気事業者が提出する供給力等に影響があるため、具体的な対応については次回以降ご議論いただきたい。なお、別途検討を進めている確率論的必要供給予備力算定手法(EUE算定)における諸課題についても、持続的需要変動対応分を2%と見直すことと整合させて検討を進めていく。

- 供給計画の需要想定では、「気温影響（平年気温）」・「季節影響」・「景気影響」からH3需要を想定している。
- 一方で、本来H3需要に影響するものの、想定には織り込むことが困難な要素として「流行など、発生するか予測が困難な循環的に変動する要素」があり、H3想定と実績の差分の要因となっている。
- この循環的に変動する要素は事前の想定が困難なため、過去のH3実績から統計手法を用いて抽出することで、H3想定と実績のぶれの対応に必要な供給予備力を算出し、「持続的需要変動対応分」として確保している。
- また、実需給時点においては、月の平均的なH3需要想定からの、各時間の気温等に応じた需要変動を確率的シミュレーションによって算出し、「偶発的需給変動対応分」として確保している。



【出典】持続的需要変動に関する勉強会 検討報告書（2022年9月28日）

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/files/jizoku_2022_houkokusyo.pdf

- 稀頻度リスク対応は、H1需要と追加的電源脱落が同時発生した際の供給力必要量として整理されている。

1 稀頻度リスク対応について 55

■ 国の制度検討作業部会において、H1需要と追加的電源脱落等が同時発生した際の供給力の必要量や調達方法について、当機関での検討にタスクアウトされているところ。

第29回制度検討作業部会 資料3-1抜粋

供給力が不足した場合の影響

- 電源I・電源I'相当分については、調整力公募によって毎年送配電事業者が確実に必要量を確保している。このため、電源休廃止によって供給力不足が顕在化した場合、不足するのは小売電気事業者が確保すべき供給力となることが考えられる (H3*101%の内数)。
- 大規模事業者は相対契約等により一定の供給力を確保しているため、主に中小規模事業者が市場から調達する小売電源が不足することが考えられる。

15

参考: 昨年度厳寒期における計画外停止

- 昨年度1月下旬から2月上旬にかけて、東京エリアにおいて冬季H1需要想定を上回る需要が複数日連続発生。その間に東京エリアに接続する火力発電機について、最大約360万kW分の計画外停止が発生している。

1. 2018年1月22日～26日、2月1日～2日の状況

47

(2)火力発電所の計画外停止

- 需給ひっ迫に特に関わりがあると考えられる、1月22日～26日、2月1日～2日の東京エリアに接続する火力発電機^{※1}について、計画外停止量を確認したところ、以下の通りであった。
- これらの計画外停止がなければ、需給状況は改善していたと考えられる。
- 仮に、計画外停止率2.6%^{※2}で、250万kWの計画外停止を評価した場合、7%程度の発生確率となる日によって異なるが、下記の計画外停止は稀頻度とまでは言えないものの、平均よりは多いレベルではないか。

※1 需給検証で2017年度冬季実績のデータ収集対象とした事業者分
 ※2 第25回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料4 参考資料「電源の計画外停止率の調査結果」
 ※ 今回調査した計画外停止の量は各日のピーク断面の数値

1月22日～1月26日、2月1日、2日の火力計画外停止量							送電端(万kW)
日付	1/22(月)	1/23(火)	1/24(水)	1/25(木)	1/26(金)	2/1(木)	2/2(金)
計画外停止	▲ 289	▲ 360	▲ 342	▲ 342	▲ 301	▲ 125	▲ 148

※需給検証で2017年度冬季実績のデータ収集対象とした事業者分。系統制約等により必ずしも全量が東京エリアへの影響量とはならない。

2017年度冬季の見通し(2月分)をベースに、第25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ご報告した、火力総合の計画外停止率2.6%を適用したシミュレーションによる計画外停止量の試算を行った。

(参考)モンテカルロシミュレーションの前提

- 東京エリアに接続する火力発電機[※]の計画外停止量(MW)を、モンテカルロシミュレーションを用いて算出した。
- 発電機は、東京エリアに接続する火力発電機[※]のうち、計画段階(2017年度冬季見通し)で、2月に供給力を計上しているものを対象とし、定格出力(送電端)で評価した。(定格出力計4,378万kW)

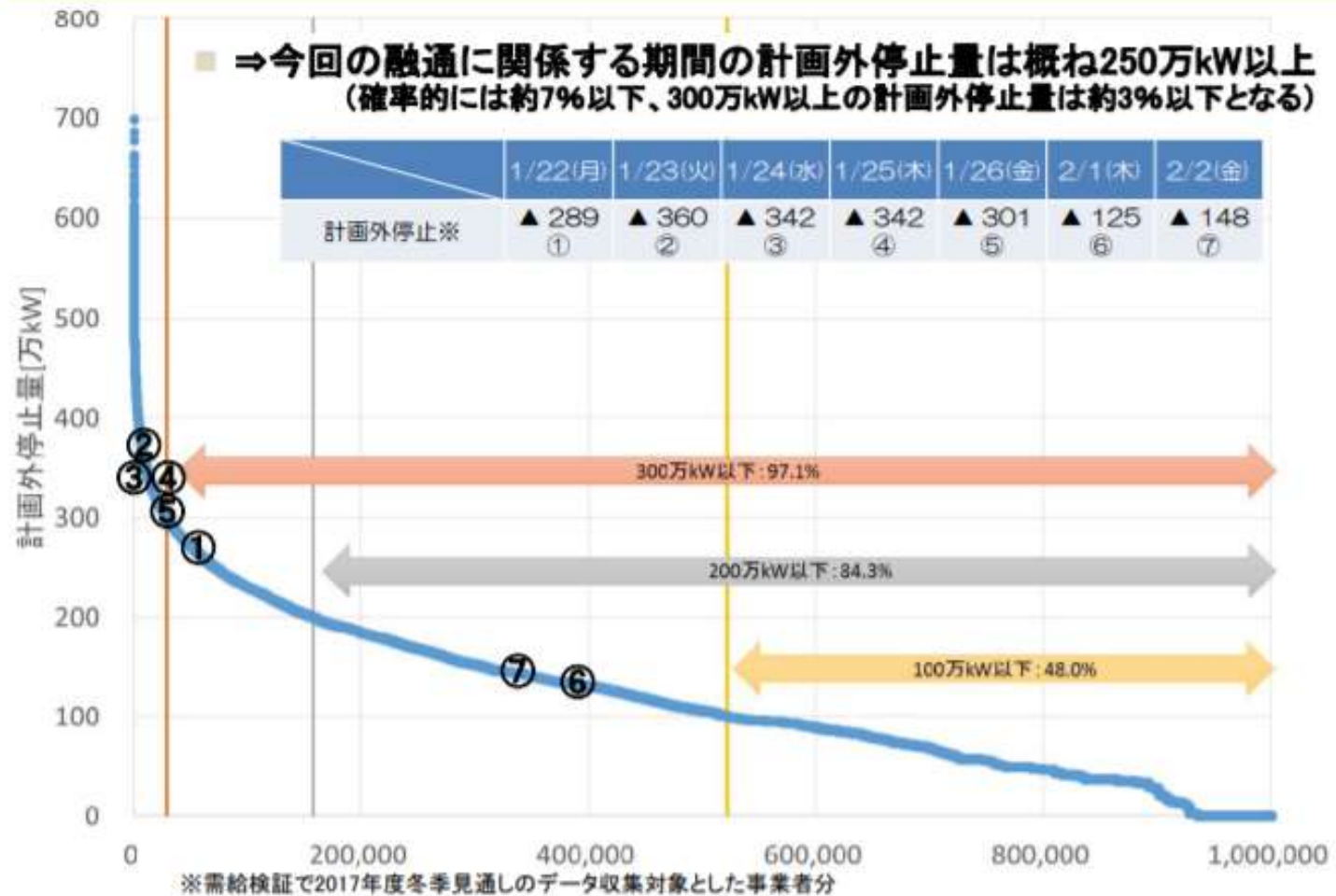
※需給検証で2017年度冬季実績のデータ収集対象とした事業者分

資料: 第27回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料2

7

(参考)計画外停止量のデュレーションカーブ(N=1,004,400)

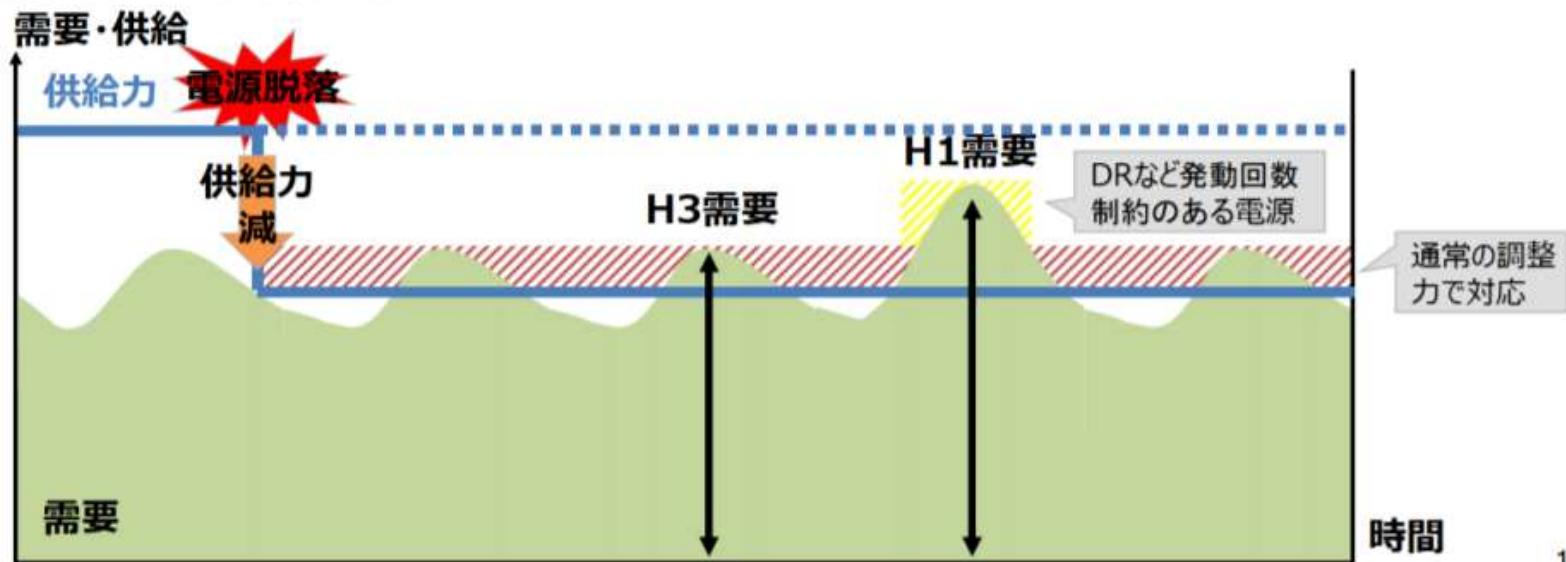
48



確保される供給予備力に求められる役割

- 災害対応を含む稀頻度リスクに対応する電源は、H1需要と追加的電源脱落等が同時発生した際に供給力を支えることが求められ、H1需要時以外は電源脱落が発生しても通常確保されている調整力(電源I)によって対応される。従って、追加確保される電源は、H1需要が発生する時間に短期的に供給力を提供できれば十分であり、DRなど発動回数制約のある電源で対応することも可能であると考えられる。
- また、従来型電源もH1需要と追加的電源脱落等が同時発生した際にタイムリーな対応ができるよう、リクワイアメントにおける高需要期のバランス停止の考え方を広域機関において詳細に検討してはどうか。

電源脱落への対応イメージ



これまでの議論内容のまとめ

- 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
	厳気象対応	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ヵ月 (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ヵ月相当であるが、 1.9ヵ月で据え置き
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)	厳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

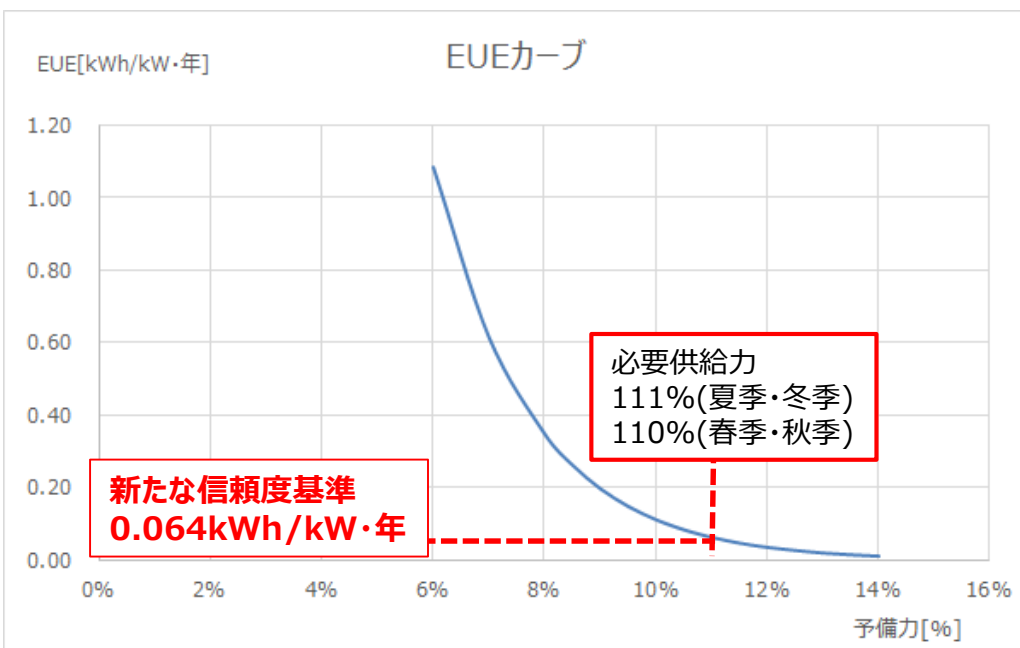
黒字：過小方向か過大方向か現時点では不明

記載に一部訂正がありますので、次ページをご参照ください。
 訂正内容については、第82回本委員会資料1をご参照ください。

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2023/chousei_jukyu_82_haifu.html

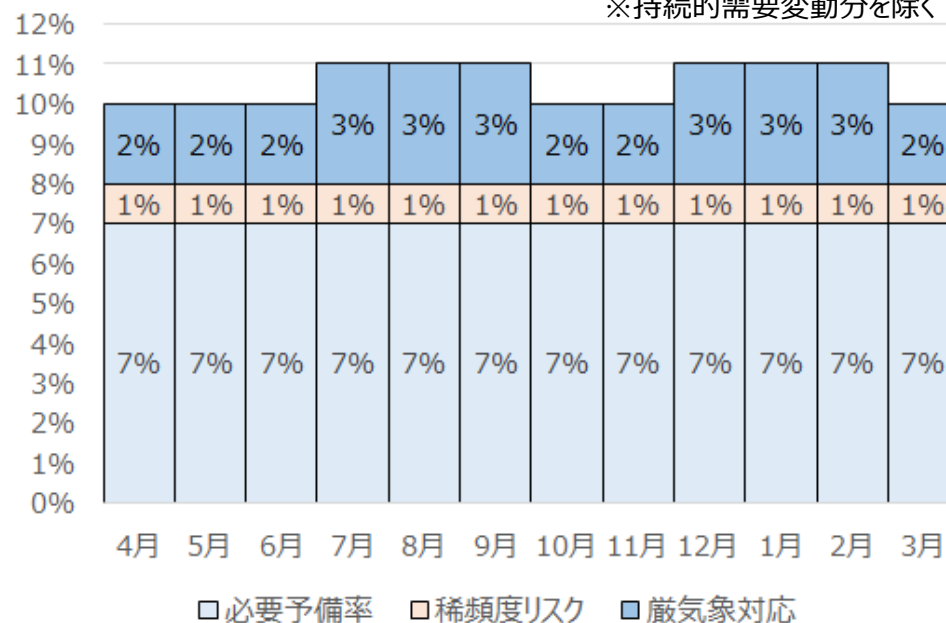
- これまで供給信頼度基準として0.048kWh/kW・年を採用していたが、今回の一連の検討を反映した**新たな供給信頼度基準は、0.064kWh/kW・年**となる。

※ 厳気象対応・稀頻度リスクの供給力増加はEUE(停電量)の減少方向に作用する一方で、偶発的需要変動分におけるEUE計画外停止率の変化(火力2.6%⇒4.3%)はEUE(停電量)の増加方向に作用するため、トータルでは基準となるEUE(停電量)が増加した。



<必要供給力(見直し後)>

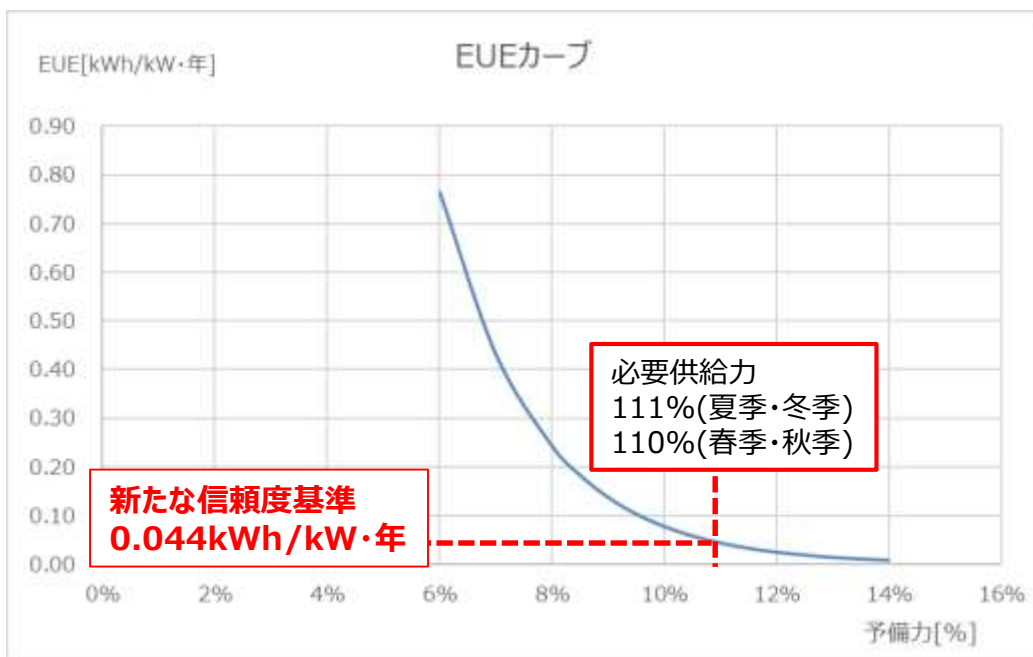
※持続的需要変動分を除く



	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア計
EUE(万kWh/年)	31.9	87.7	337.8	159.2	32.3	167.6	67.2	32.1	99.2	1,015.1
需要1kWあたりのEUE(kWh/kW・年)	0.064									0.064

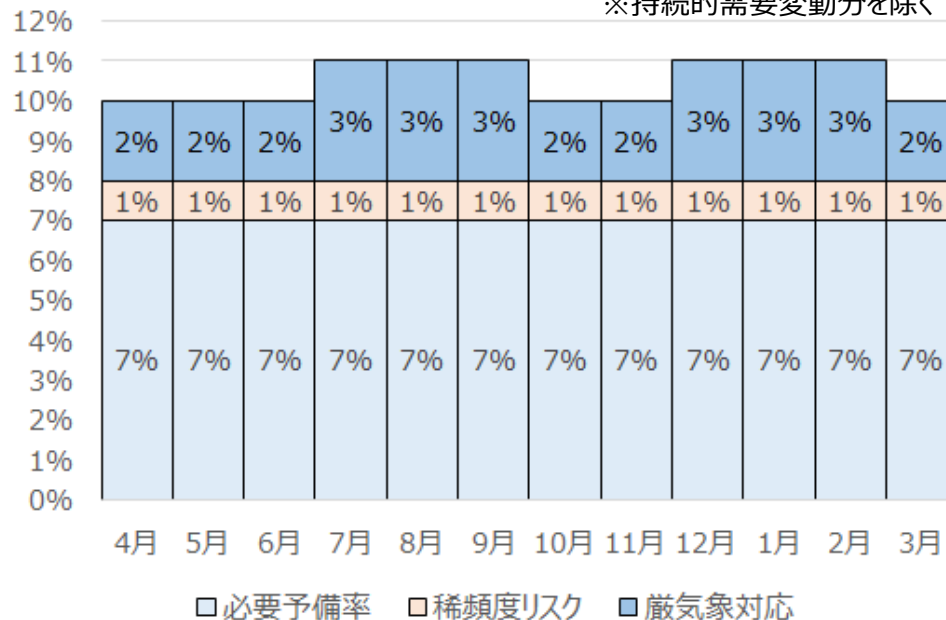
■ これまで供給信頼度基準として0.048kWh/kW・年を採用していたが、今回の一連の検討を反映した**新たな供給信頼度基準は、0.044kWh/kW・年**となる。

※ 厳気象対応・稀頻度リスクの供給力増加はEUE(停電量)の減少方向に作用する一方で、偶発的需給変動分におけるEUE計画外停止率の変化(火力2.6%⇒4.3%)はEUE(停電量)の増加方向に作用するため、トータルでは基準となるEUE(停電量)が微減となった。



<必要供給力(見直し後)>

※持続的需要変動分を除く

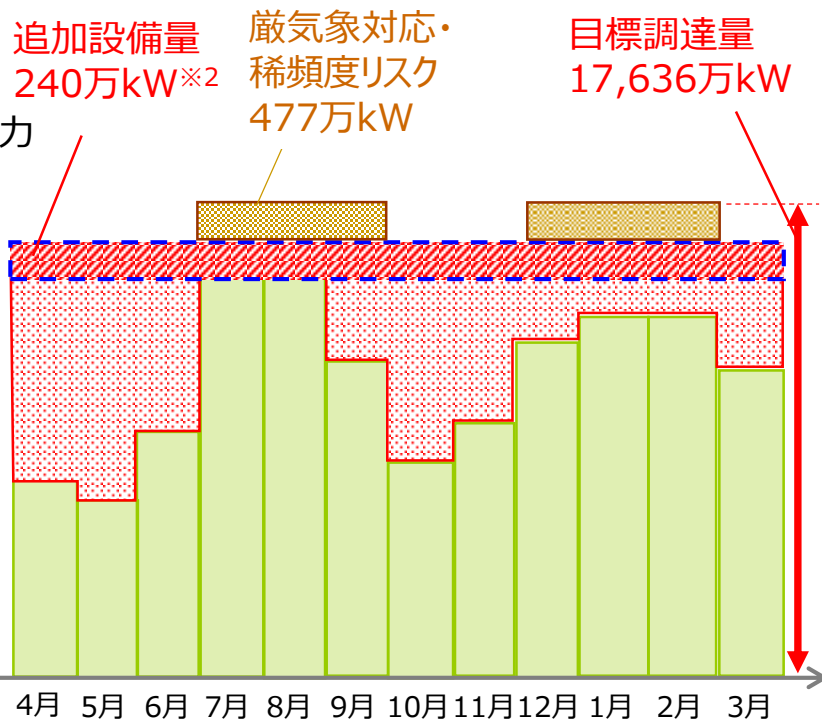


	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア計
EUE(万kWh/年)	21.8	60.0	231.0	108.9	22.1	114.6	45.9	22.0	67.8	694.0
需要1kWあたりのEUE(kWh/kW・年)	0.044									0.044

■ **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

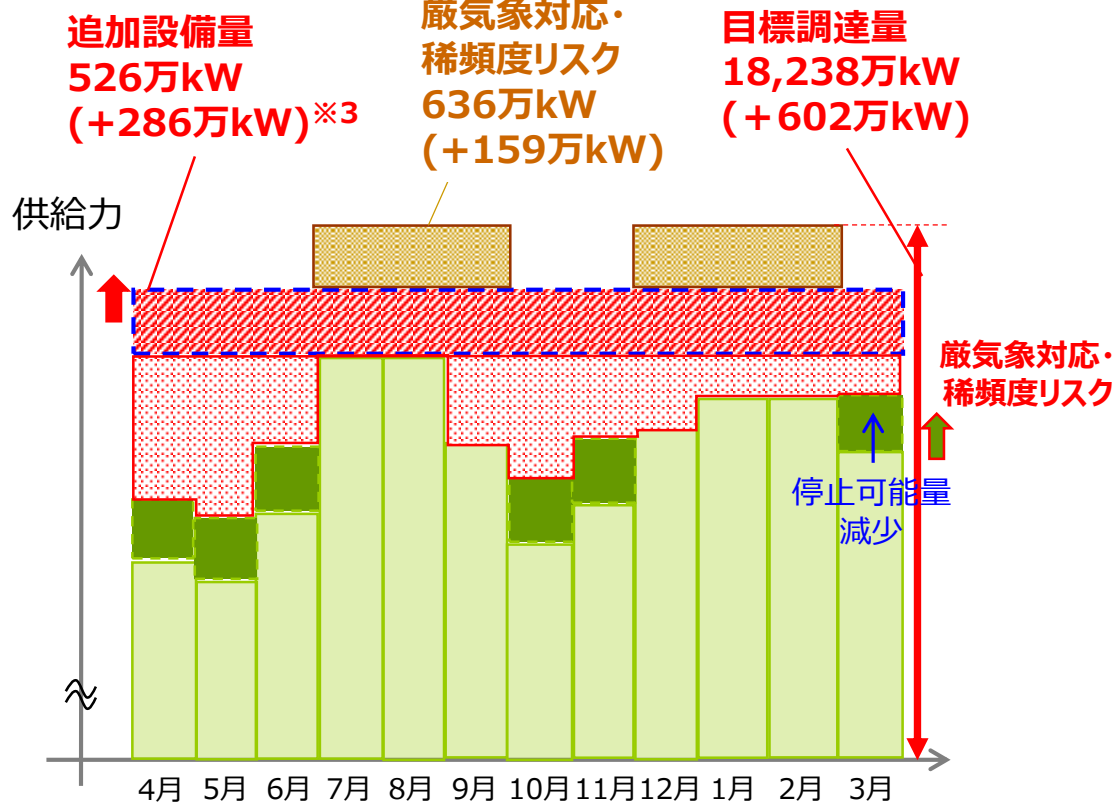
<見直し前>



※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

* 2026容量市場向けの諸元を使用した比較

<見直し後>

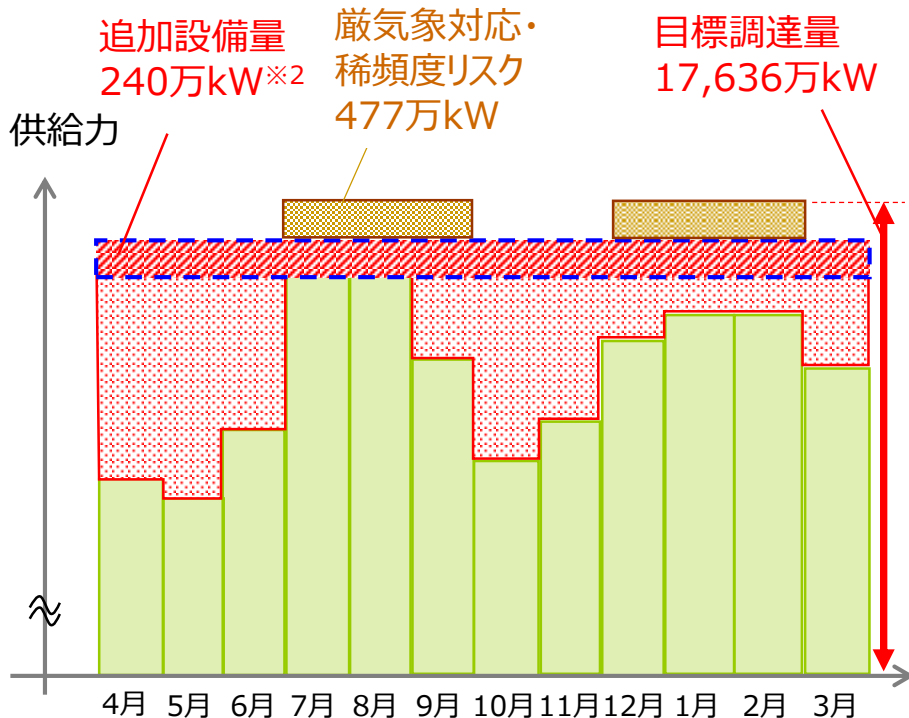


※3 持続的需要変動を2%に見直したうえで、仮に、春季・秋季に、厳気象対応2%、稀頻度リスク1%を必要量として織り込み、年間計画停止可能量1.9ヵ月とした場合の試算

■ **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%に加え、年間計画停止可能量を2.1ヶ月とした場合、2026容量市場において目標調達量が957万kW程度増加する試算結果となる。**

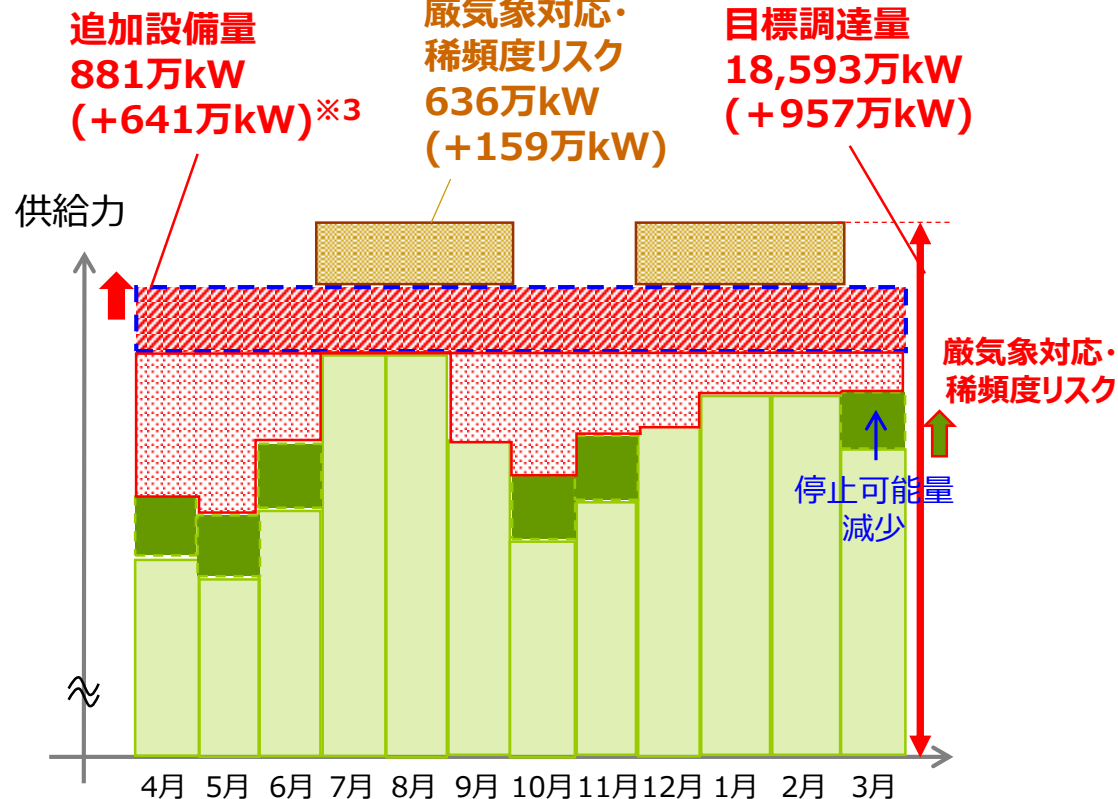
※1 春秋の厳気象対応・稀頻度リスクに、安定電源の補修調整で対応する場合の試算

<見直し前>



※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

<見直し後>

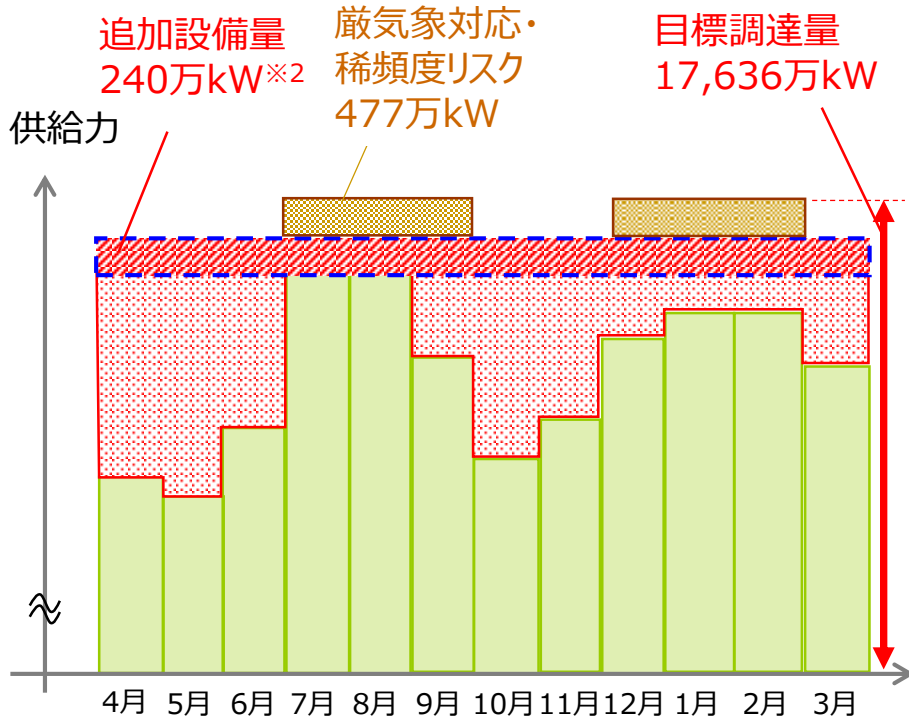


※3 持続的需要変動を2%に見直したうえで、仮に、春季・秋季に、厳気象対応2%・稀頻度リスク1%を必要量として織り込み、年間計画停止可能量2.1ヵ月とした場合の試算

■ 供給力最大とするケースとして、**連系線の作業停止・計画外停止等の影響+0.38%、持続的需要変動を2%、稀頻度リスクを年間通して1.4%、厳気象対応を春季・秋季2.6%、夏季・冬季3%、年間計画停止可能量を2.1ヶ月**とした場合、2026容量市場において**目標調達量が1,191万kW程度増加**する試算結果となる。

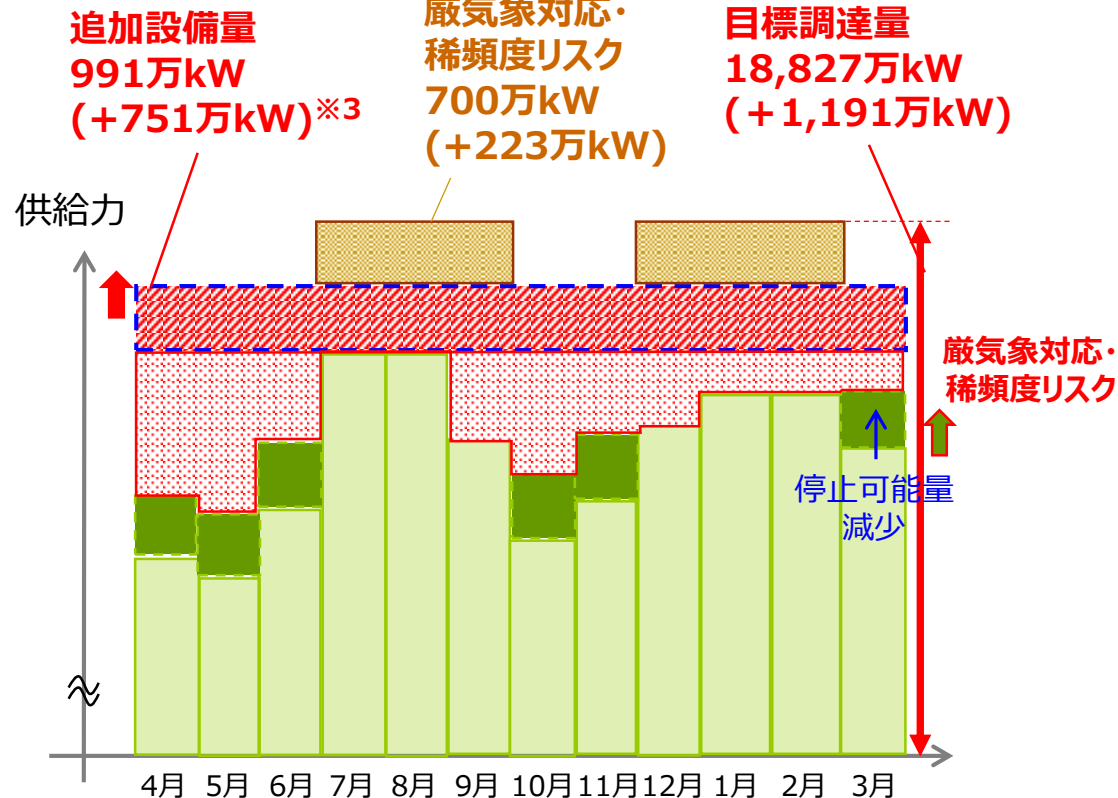
※1 春秋の厳気象対応・稀頻度リスクに、安定電源の補修調整で対応する場合の試算

<見直し前>



※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

<見直し後>



※3 連系線の作業停止・計画外停止の影響+0.38%及び、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2.6%、稀頻度リスク1.4%を必要量として織り込み、年間計画停止可能量2.1ヵ月とした場合の試算

厳気象対応・稀頻度リスクの見直しに伴う追加供給力の調達方法に関する検討

- これまでの議論の中で、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、コスト低減に向けた調達方法について検討を行った。

検討事項①の調達方法に関する主な意見

厳気象対応・
稀頻度リスクの
調達方法

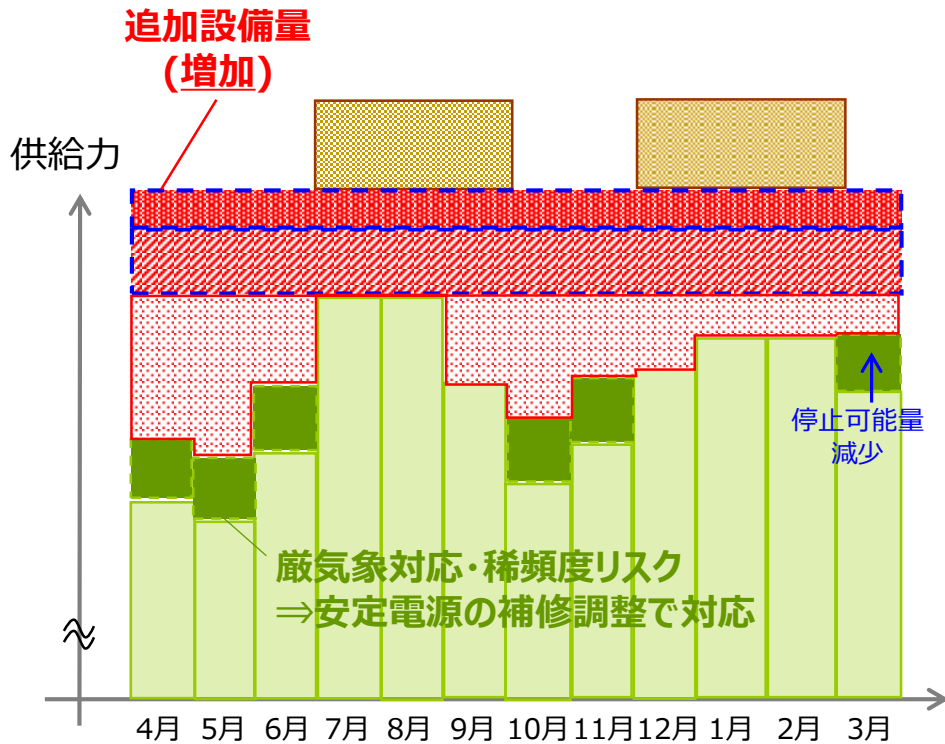
厳気象対応・稀頻度の増分を丸々DRで対応するという事になれば他のところには何も影響を与えていない事になり、作業停止ができる量もこの積み増した量で維持できる格好なので、他のところは何も変わらない格好になる。

そうすると増加するコストというのは調達量を増やしたDR対応分のコストという事になる。

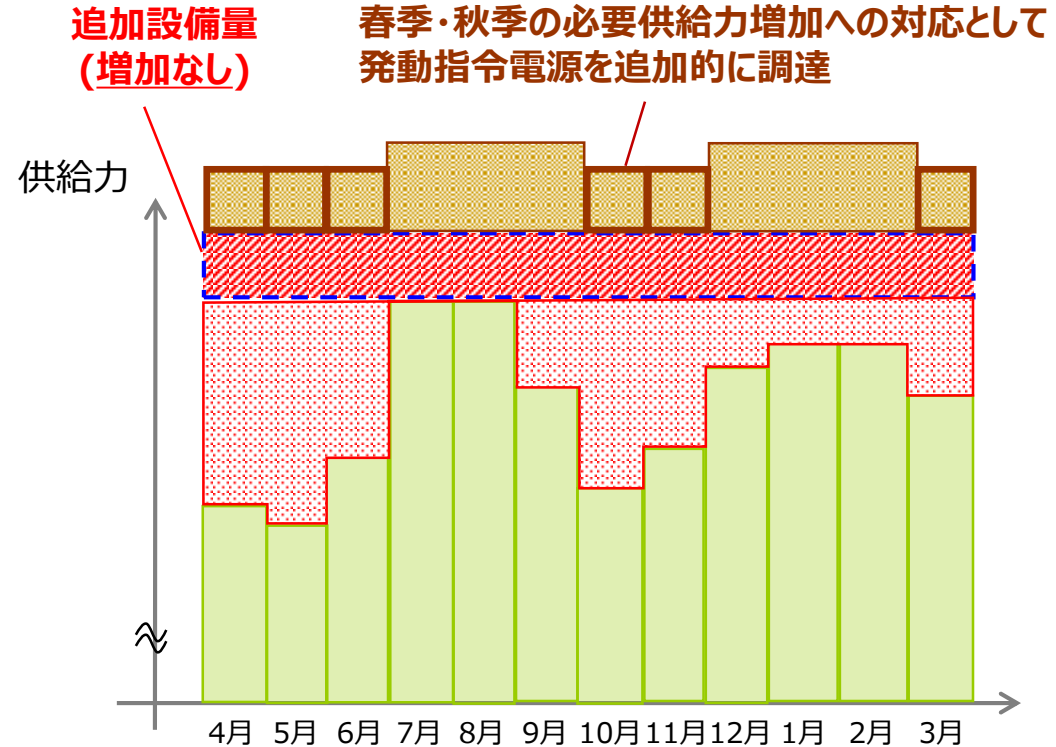
今現在、上限に引っ掛かり0円の入札したところですら落とせなかったというDRがたくさんある事を踏まえれば、ひょっとしたら容量市場の価格を押し上げる事なく調達できるかも知れない。

- 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＞



- 容量市場における発動指令電源のリクワイアメントは、**夏季・冬季に限定せず年間12回、3時間継続、3時間前指令**とされていることから、**春季・秋季の厳気象対応・稀頻度リスク**への対応として活用する場合においても、これまでのリクワイアメントを変更する必要はないと考えられる。

3. 容量市場における発動指令電源の扱い

6

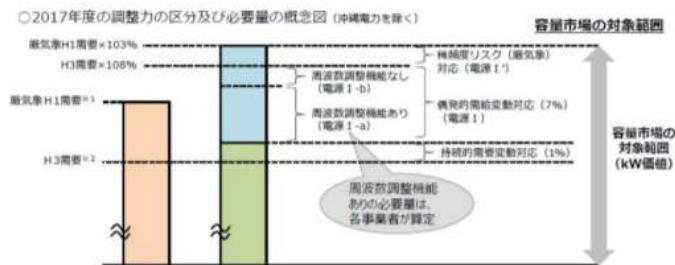
①発動指令電源の確保や運用について

- 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。

第31回制度
検討作業部会
資料より



〔※1〕 厳気象H1需要：10年に1回程度の厳気象（猛暑/厳寒）条件下における最大電力需要
〔※2〕 H1需要とH3需要と同一の場合は、必要期間における電力需要の最大値を指す
〔※3〕 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

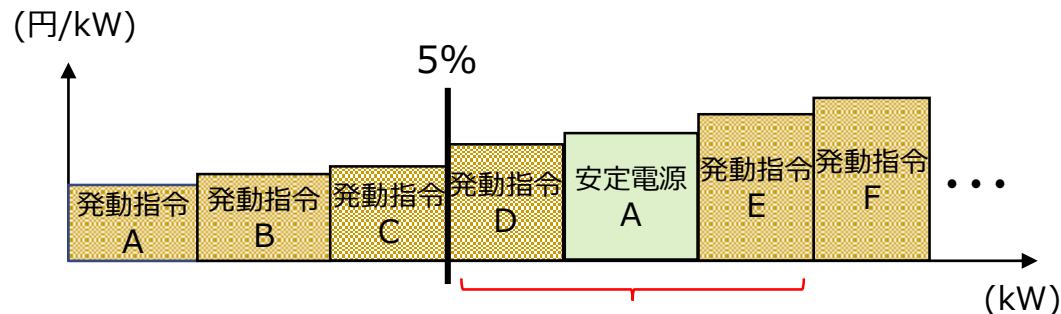
【出典】第37回容量市場の在り方等に関する検討会(2022/4/11) 資料3

https://www.occto.or.jp/iinkai/youryou/kentoukai/2022/youryou_kentoukai_haihu37.html

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

- 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>



発動指令電源の入札が5%を超える場合も調達可能
※安定電源の方が安価な場合は、優先して調達

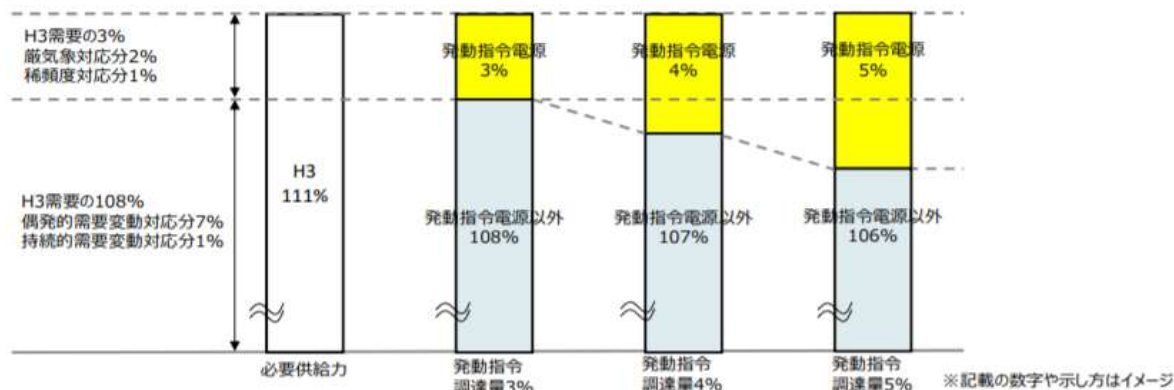
- 春季・秋季の厳気象対応・稀頻度リスクに対応するための追加供給力として、発動指令電源を追加調達する場合、夏季・冬季の供給力として期待されている**従来の発動指令電源に加えて追加的に確保することになるが**、各月の供給力として発動指令電源に期待する量（上限5%）は増加せず、**卸電力市場等に資する平常時の供給力が減少することはない。**

5. 供給信頼度の算定結果

24

⑧ 発動指令電源の調達量を増加させた場合の影響の考察

- 発動指令電源の導入量が増加した場合において、一定量を超過すると飽和していき、調達量（kW 価値）には一定の上限があるものの、**供給信頼度評価（EUE算定）においては導入量の増減により供給信頼度は変わらない。**
- 一方、**発動指令電源の調達量を増加させることは、卸電力市場や相対取引等に資する供給力確保の視点では、平常時における供給力が減少することとなる。**
 - ※ 発動指令電源は需給ひっ迫時において供給力として貢献するため、1日前市場（スポット市場）における売入札量は減少することが考えられる。
- これらの視点についてもご意見を伺いたい。



【出典】第37回容量市場の在り方等に関する検討会(2022/4/11) 資料3

https://www.occto.or.jp/iinkai/youryou/kentoukai/2022/youryou_kentoukai_haihu37.html

- 容量市場では、2026年度メインオークションから、発動指令電源の調達上限を5%とすることとしている。

※ 発動指令電源の調達量は、導入量に調整係数を乗じた値となる

発動指令電源の募集量等について（募集量等の設定）

- 発動指令電源について、第2回メインオークションでは、566万kW（H3需要想定の3.6%）の応札があったことから、想定導入量上限の全体は以下の案が考えられる。
案1：4%（633万kW程度）
メインオークション3% + 追加オークション1%
案2：5%（792万kW程度）
メインオークション4% + 追加オークション1%
案3：上限を設定しない
メインオークションX% + 追加オークション1%
- 発動指令電源の調達量を増加させる場合、安定電源の調達量が減少するため、全体の調達量が増加しない点には留意が必要である。また、導入量増加に伴い調達量は増加していくものの、導入量が一定量を超過すると調達量が飽和して増加しなくなることを踏まえると、発動指令電源に応札する事業者にとっても徒に上限を増加させることは望ましくないと考えられる。
- 一方で、DRの市場参入を促進する観点から、第2回メインオークションの応札量を踏まえ、案2とすることとしてはどうか。

4. 発動指令電源の信頼度評価について

14

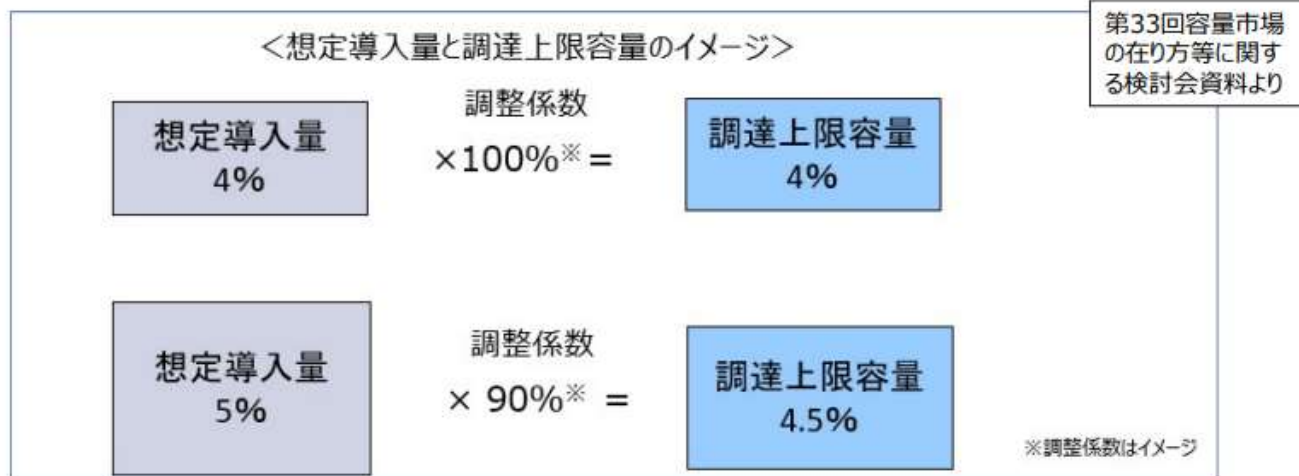
③ 想定導入量と調達量の関係について

- 容量市場で調達する供給力において、調達量（kW価値、期待容量）は、調整係数が設定される電源については、導入量に調整係数を乗じた値となる。
- 想定導入量を増加させた場合、調整係数が100%未満となることで導入量と調達量（kW価値、期待容量）が等価とならないことがある。

<調達量（kW価値、期待容量）>

$$\text{調達量} = \text{導入量} \times \text{調整係数}$$

<想定導入量と調達上限容量のイメージ>



【出典】第64回制度検討作業部会(2022/4/25) 資料3

https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/seido_kento/064.html

記載に一部訂正がありますので、次ページをご参照ください。
訂正内容については、第82回本委員会資料1をご参照ください。

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2023/chousei_jukyu_82_haifu.html

- EUE算定における諸課題の検討について、これまでの項目ごとの議論結果を踏まえて、方向性を整理した。
 - ✓ 夏季・冬季の厳気象対応はH3需要の3%、春季・秋季の厳気象対応はH3需要の2%、稀頻度リスクは年間を通してH3需要の1%を織り込み
 - ✓ 年間計画停止可能量については、容量停止計画の調整結果を踏まえ、1.9ヶ月を継続することし、来年度以降の状況も注視しつつ引き続き検討
 - ✓ EUE算定向け計画外停止率については、新たな停止率を信頼度基準の算定に反映
 - ✓ 連系線の運用容量については、引き続き健全な状態（年間運用容量）として算定
- 一連の議論を踏まえ、上記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。
- なお、見直し後の新たな信頼度基準は、0.064kWh/kW・年となる。
- 今後、供給力不足の課題が顕在化する場合には、今回の一連の整理も参考に改めて見直しを検討することとしたい。
- また、調達コスト低減に向け、春季・秋季の厳気象対応・稀頻度リスクの見直しに伴う必要供給力の増加分には、発動指令電源の追加調達を活用する方針を提案した。
- 一方で、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、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。

- EUE算定における諸課題の検討について、これまでの項目ごとの議論結果を踏まえて、方向性を整理した。
 - ✓ 夏季・冬季の厳気象対応はH3需要の3%、春季・秋季の厳気象対応はH3需要の2%、稀頻度リスクは年間を通してH3需要の1%を織り込み
 - ✓ 年間計画停止可能量については、容量停止計画の調整結果を踏まえ、1.9ヶ月を継続することし、来年度以降の状況も注視しつつ引き続き検討
 - ✓ EUE算定向け計画外停止率については、新たな停止率を信頼度基準の算定に反映
 - ✓ 連系線の運用容量については、引き続き健全な状態（年間運用容量）として算定
- 一連の議論を踏まえ、上記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。
- なお、見直し後の新たな信頼度基準は、0.044kWh/kW・年となる。
- 今後、供給力不足の課題が顕在化する場合には、今回の一連の整理も参考に改めて見直しを検討することとしたい。
- また、調達コスト低減に向け、春季・秋季の厳気象対応・稀頻度リスクの見直しに伴う必要供給力の増加分には、発動指令電源の追加調達を活用する方針を提案した。
- 一方で、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、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。