

容量市場における必要供給力算定に係る検討状況について

2022年12月21日

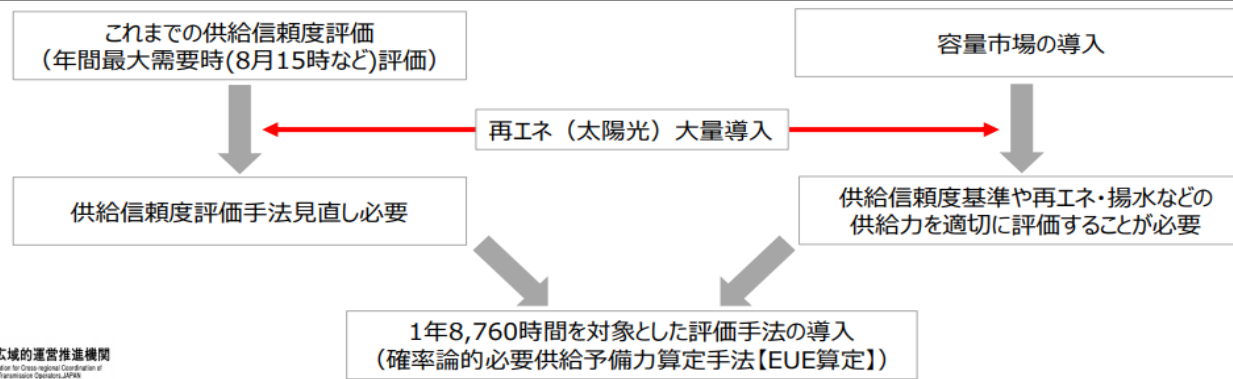
電力広域的運営推進機関

- 供給信頼度評価としては、再エネ大量導入前までは、年間最大需要時(8月15時など)に必要供給力が確保されていることを評価していた。
- 再エネの導入量拡大に伴い、夏季点灯時間帯や冬季最大需要時などに供給予備力が小さくなる傾向が見受けられたことから、これまでの最大需要時時の評価から8760時間を対象とした確率論的必要供給予備力算定手法(EUE算定)を導入した。

(参考) 確率論的必要供給予備力算定手法 (EUE算定) について

3

- 供給信頼度評価としては、これまで(再エネ大量導入前まで)は、年間最大需要時(8月15時など)に必要供給力(H3需要の108%など)が確保されていることを評価していた。
- 再エネ、特に太陽光発電の大量導入に伴い、太陽光発電が高出力となる昼間帯(8月15時など)よりも太陽光発電出力が低出力(またはゼロ)となる夏季点灯帯や冬季最大需要時などに供給予備力が小さくなる傾向が見受けられた。
- このことから、これまでの年間最大需要時の供給力確保状況の評価するという供給信頼度評価手法を見直すことが必要となった。
- 一方で、容量市場の導入により、そのオークションにあたっては、供給信頼度基準から目標調達量(需要曲線)を設定することが必要となり、さらに、火力などの供給力に対して、再エネや揚水などの供給力を適切に評価し、容量市場の落札量や支払対価などを決定することが必要となった。
- これらを一定の手法にて評価するにあたり、1年8,760時間を対象とした確率論的必要供給予備力算定手法(EUE算定)を導入し、その検討条件等の整備を進めている。



- 現状の供給信頼度評価手法は、これまでのLOLP評価からEUE評価に変更され、「需要1kWあたりの1年間における供給力不足量の期待値[kWh/kW・年]（見込み不足電力量）」を指標値としている。

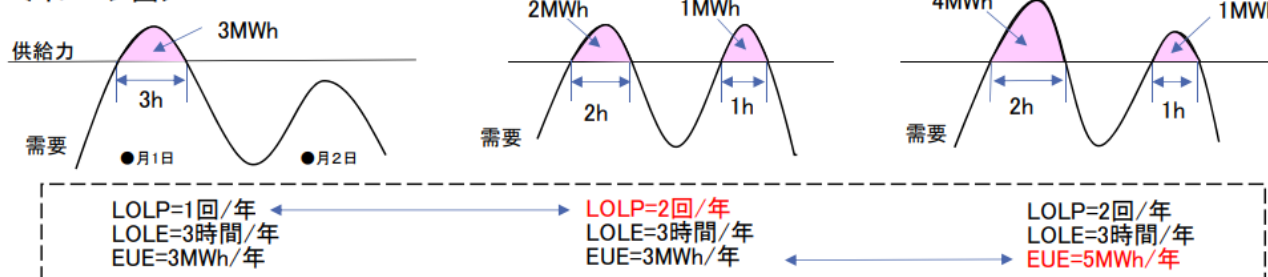
（参考1-1） 供給信頼度の指標

8

- 目指すべき供給信頼度を表す指標として、LOLP、LOLE、EUEの3つを候補として検討を進めたが、2017年度取りまとめにあたり、「1kWあたりのEUE」を軸に今後の検討を進めることとした。（LOLPとLOLEは補助指標とする）

	指 標	本委員会の定義
①	LOLP (Loss-of-Load Probability)	- ある1日において供給力不足が発生することを「1回」と定義し、1年間における回数の期待値。 - 単位： 回／年
②	LOLE (Loss-of-Load Expectation)	1年間における、供給力不足が発生する時間の期待値。 - 単位： 時間／年
③	EUE (Expected Unserved Energy)	1年間における、供給力不足量(kWh)の期待値。 - 単位： kWh／年

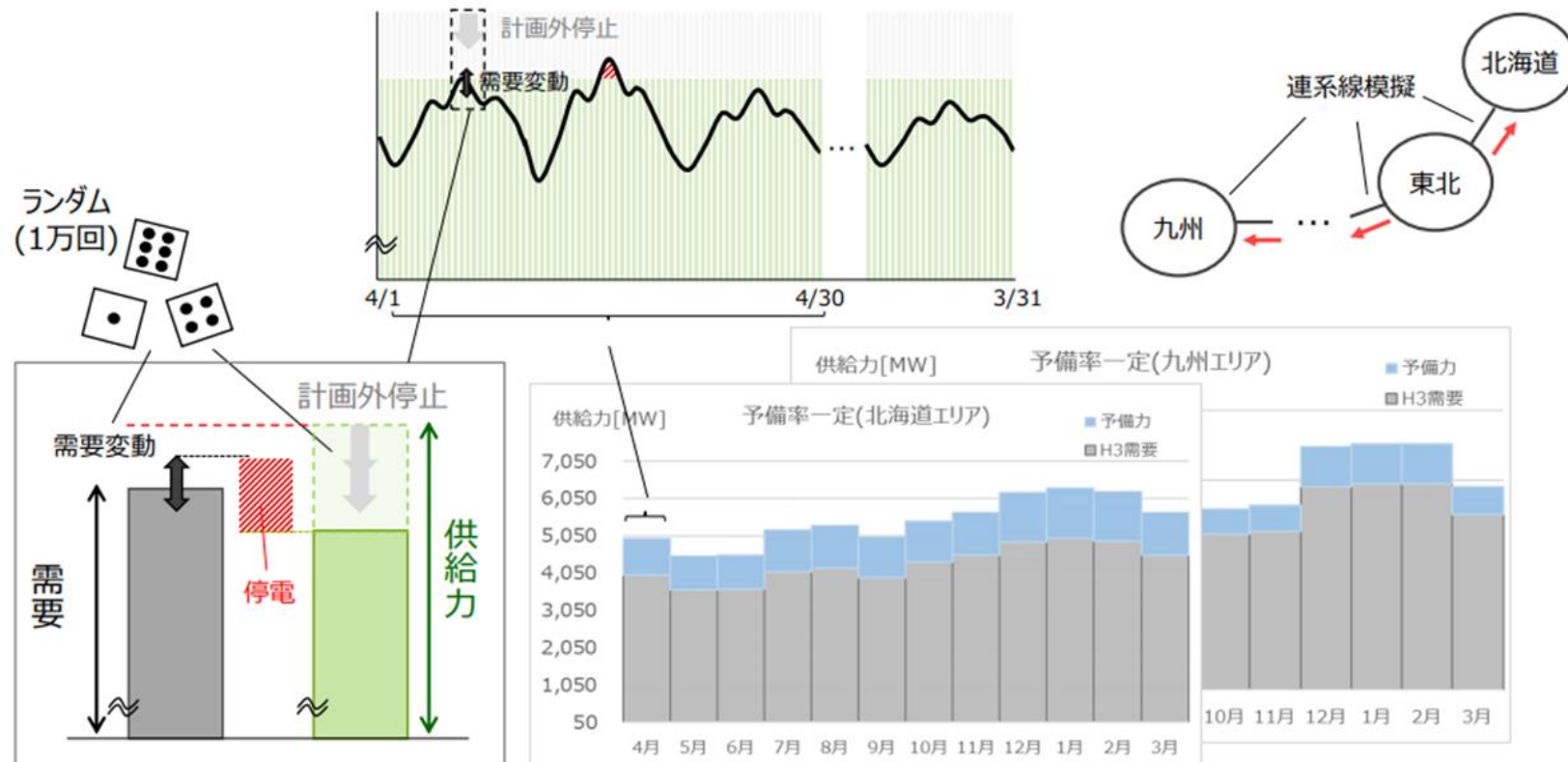
<イメージ図>



EUE(Expected Unserved Energy)とは

3

- EUE計算は、各エリアの供給力を設定し、その供給力をもとに他エリアからの連系線効果(融通量)も考慮のうえ、8760時間で確率的に需要変動や計画外停止が発生した時の停電期待量(全試行回数の停電量の平均値)を算定するものである。
- 広域的に供給力を融通し合い停電期待量を算定しているが、連系線が混雑している場合は他エリアからの供給力に期待できず停電期待量が多くなるため、連系線が混雑しているエリアは広域調達の可能量は限定的となる。



【出典】広域機関HP 調整力公募の参考資料(2021年7月1日)

https://www.occto.or.jp/oshirase/sonotaoshirase/2021/files/210701_EUE.pdf

昨今の電力需給ひっ迫を踏まえた確率論的必要供給予備力算定手法における検討事項

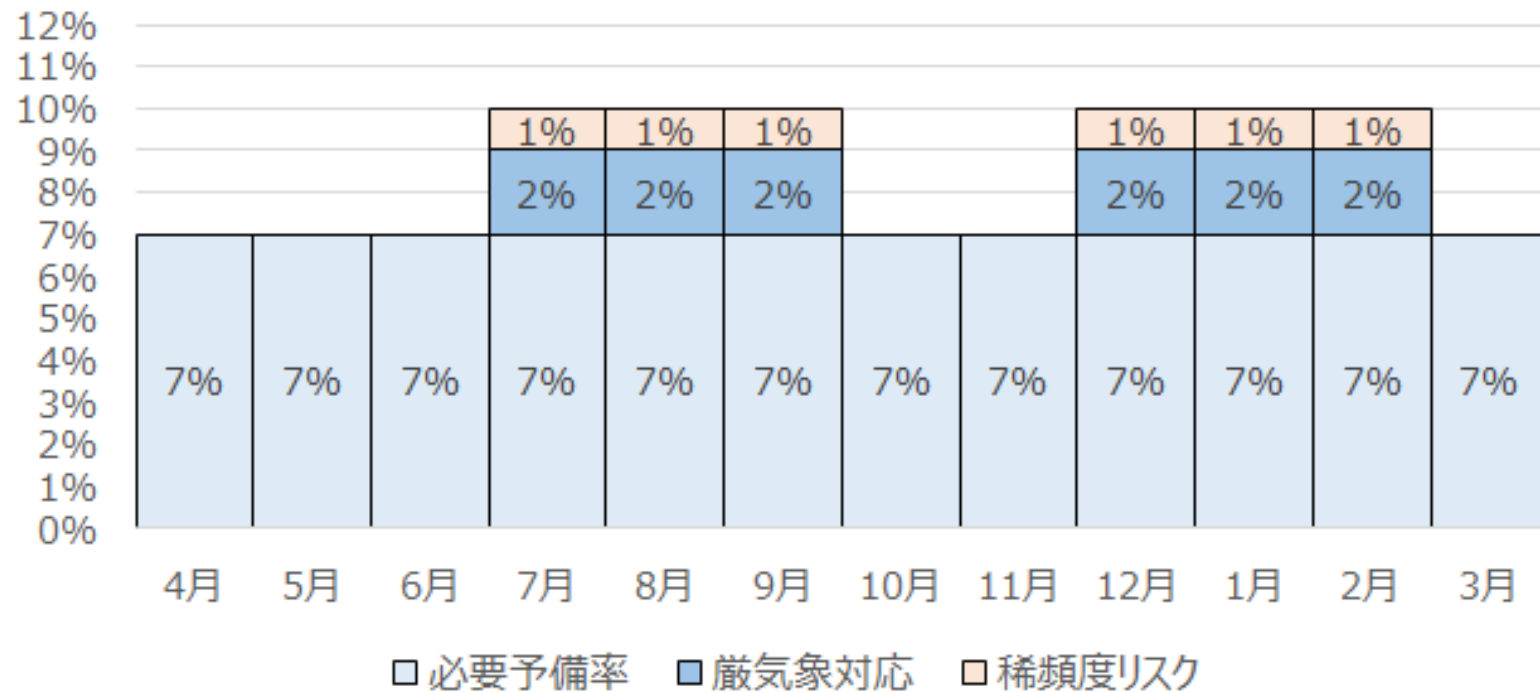
- 昨今の電力需給ひっ迫等を受けて、確率論的必要供給予備力算定手法において改めて検討が必要と考えられる項目について、調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（以下：調整力等委）にて検討を進めているところ。

供給信頼度における検討事項	EUE算定における現状整理
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。	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
② 今般の需給ひっ迫等で事業者によ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。	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。
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。	計画外停止率は至近3ヵ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。
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。	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

①春季・秋季の厳気象・稀頻度対応リスク分の考慮 ～ 現状の供給信頼度基準の考え方について ～

- 現状の供給信頼度評価の基準(0.048kWh/kW・年)は、夏季・冬季は厳気象対応・稀頻度リスクを考慮したH3需要の10%に対して、春季・秋季は厳気象対応・稀頻度リスクを考慮しないH3需要の7%相当として算定されている。

＜供給信頼度基準の算定条件（各月の必要供給予備力の考え方）＞



※ 持続的需要変動対応分除く

①春季・秋季の厳気象・稀頻度対応リスク分の考慮 ～ 課題意識 ～

- 東京エリアの2022/3/22の需要は、**3月としては稀な寒気により3月のH1需要を上回り厳しい需給状況**となった。
- このような状況を踏まえ、第74回調整力等委(2022年6月28日)において、供給信頼度評価においても**春季・秋季の厳気象・稀頻度対応リスク分を考慮する必要性**について課題提起。

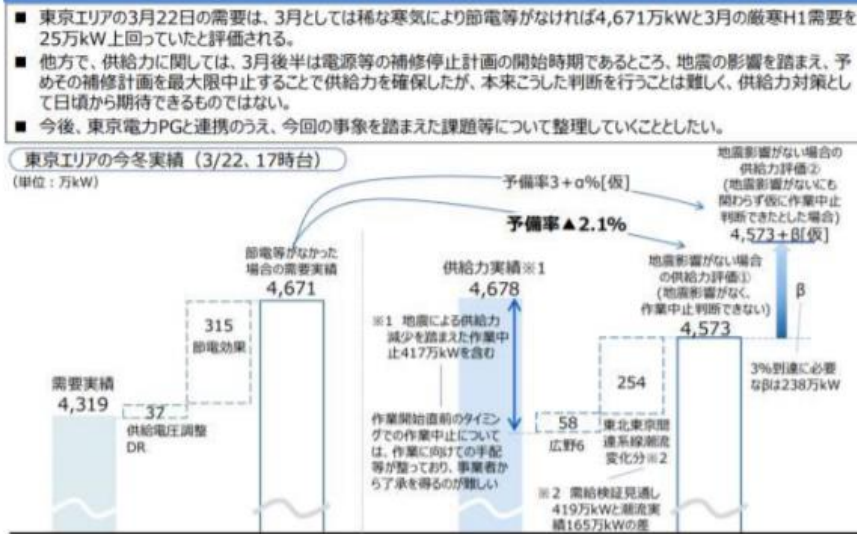
①春季・秋季の厳気象・稀頻度対応リスク分の考慮 ～ 今般の電力需給ひっ迫と今後の論点 ～

10

- 東京エリアの2022/3/22の需要は、**3月としては稀な寒気により3月のH1需要を上回り厳しい需給状況**となった。
- このような状況を踏まえ供給信頼度評価においても**春季・秋季の厳気象リスクを考慮する必要があるのではないか。**
- 併せて、**稀頻度対応リスク分も、春季・秋季についても考慮する必要があるのではないか。**

東京エリアの3/22の需給実績の評価【地震なかりせば評価】

77



【出典】第73回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2022/5/25) 資料1

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2022/chousei_jukyu_73_haifu.html

①春季・秋季の厳気象・稀頻度対応リスク分の考慮 ～ 稀頻度リスク対応分の見直し結果について ～

- **稀頻度リスク**については、第75回調整力等委(2022年7月20日)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%を織り込むことについて提案し了承された。**

～ 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

- 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。
 - 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。
- 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_shiryou.html

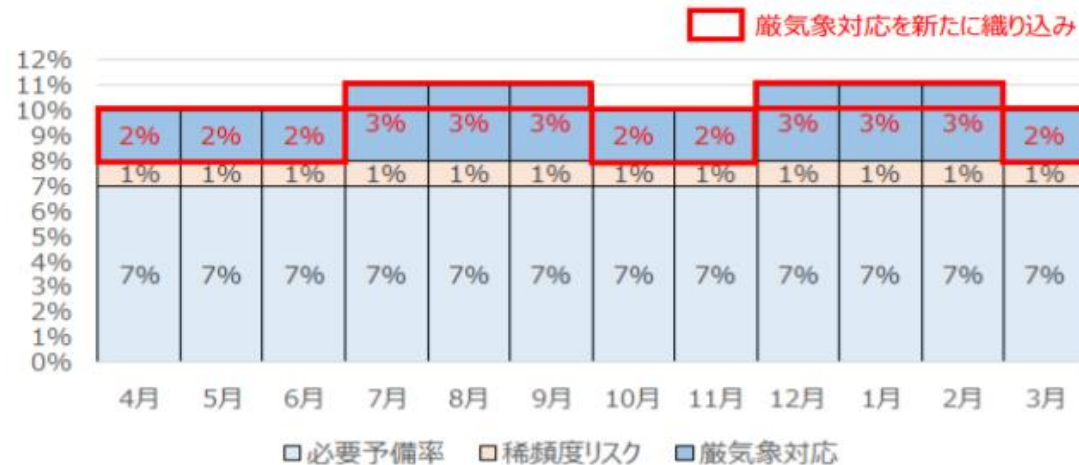
①春季・秋季の厳気象・稀頻度対応リスク分の考慮 ～ 厳気象対応分の見直し結果について ～

- **厳気象対応分**については、第78回調整力等委(2022年10月19日)にて、**春季・秋季における厳気象対応分を新たに算定、また夏季・冬季における厳気象対応分については至近の需要動向等を踏まえて改めて算定。**
- **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%とすることについて提案し了承された。**

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%とすることによってどうか。
- 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。



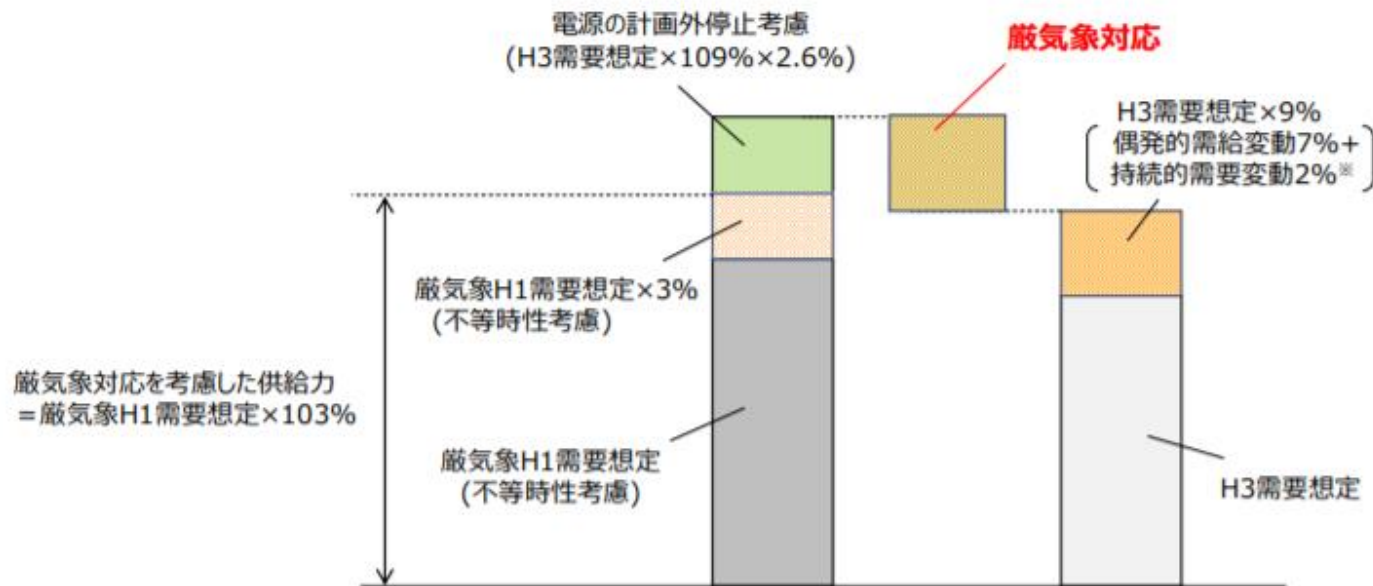
※ 持続的需要変動分除く

① 春季・秋季の厳気象対応の考慮 春季・秋季の厳気象対応の試算の考え方

5

- 電力レジリエンス等に関する小委員会(以下、レジリエンス小委)において、夏季・冬季の厳気象対応については、電源Ⅰ'の必要量の考え方に基づき、厳気象H1需要想定 $\times 103\%$ に電源の計画外停止分を考慮した量と、H3需要想定に偶発的需給変動と持続的需要変動を考慮した量の差から求めており、最新の需給検証における厳気象H1需要想定とH3需要想定を元に算定していることから、春季・秋季も同様の考え方で試算を行った。
- 試算にあたっては、春季・秋季の厳気象H1需要想定や不等時性を考慮した需要減少率についても試算を行ったため、後述する。

<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

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

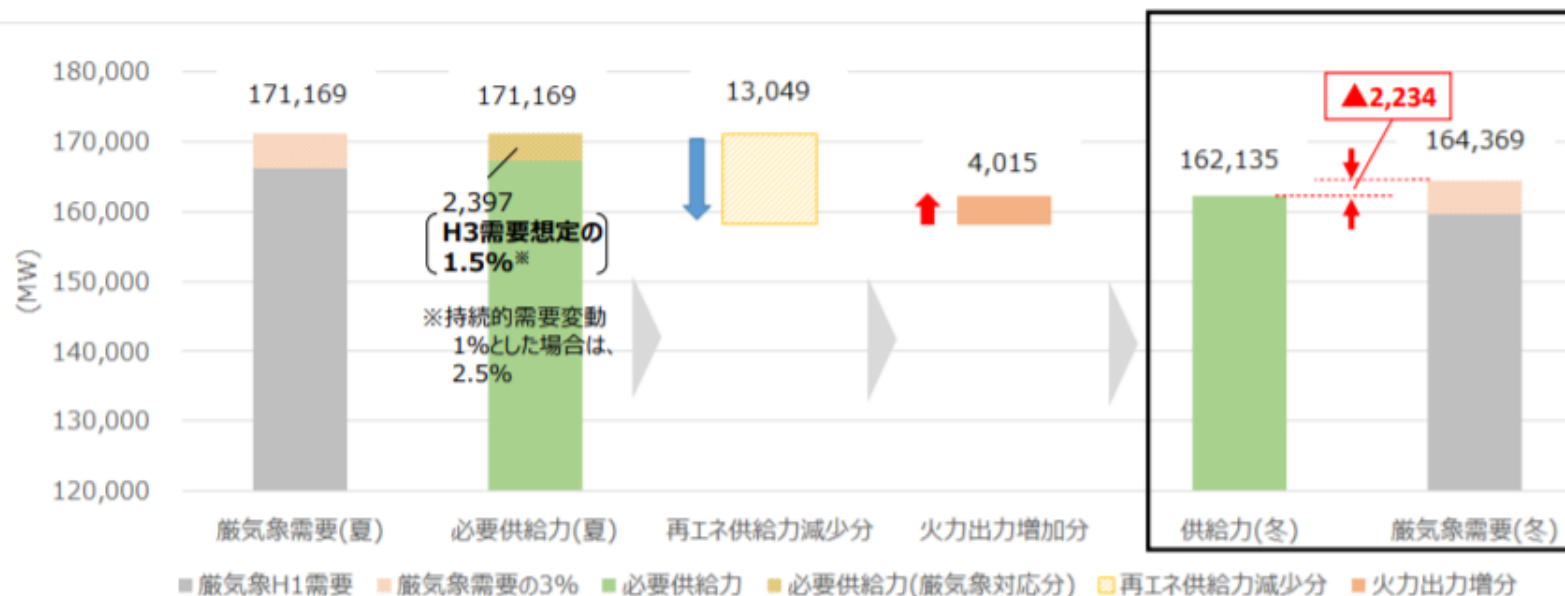
15

- 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＞



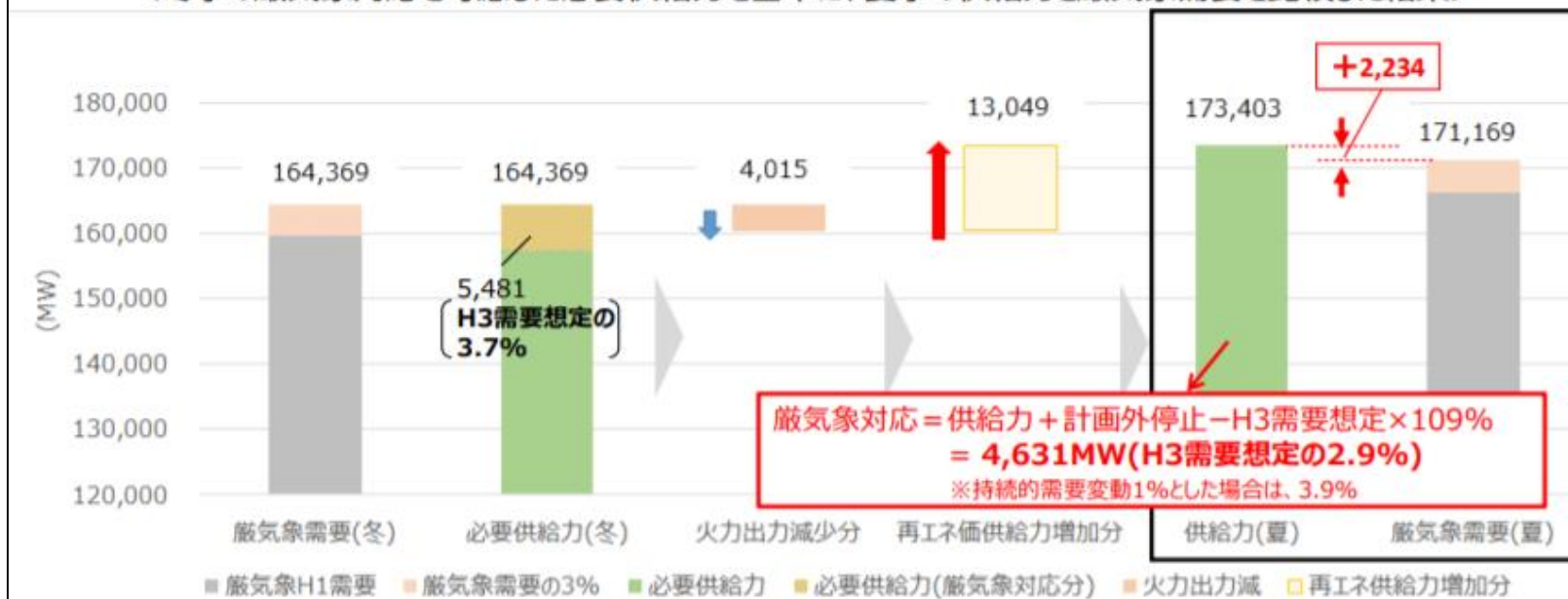
① 厳気象対応の考慮

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。

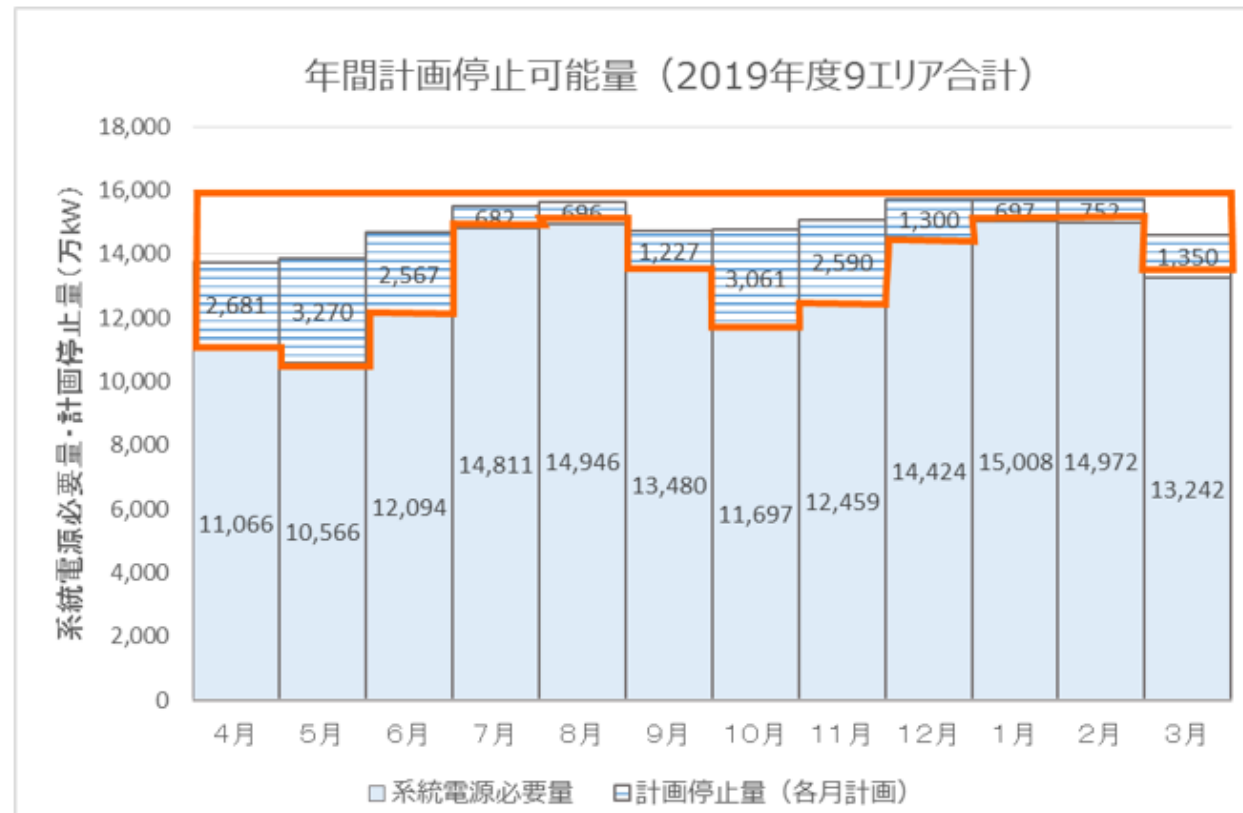
＜冬季の厳気象対応を考慮した必要供給力を基準に、夏季の供給力と厳気象需要を比較した結果＞



②年間計画停止可能量及び追加設備量の再整理 ～ 現状の追加設備量について ～

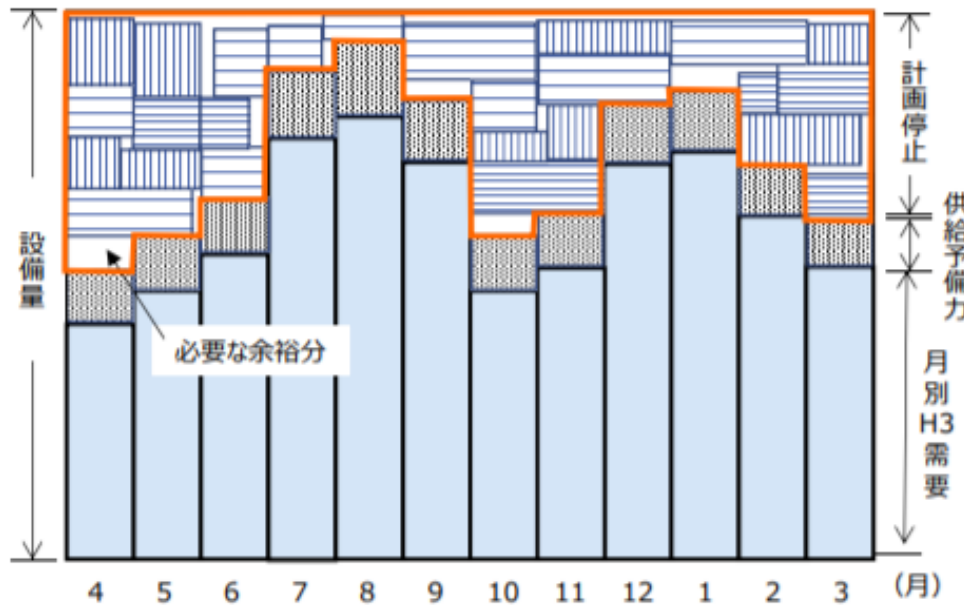
- 第5回レジリエンス小委において、2019年度供給計画の計画停止量を参考に、**年間計画停止可能量は月換算1.9ヶ月必要**であると整理され、1.9ヶ月を確保するための追加設備量を算定することとされた。
- なお、この年間計画停止可能量1.9ヶ月は、**H3需要ベースで評価された必要供給力をもとに算定されている。**

年間計画停止可能量：29,922万kW・月（1.90ヵ月）



- 計画停止必要量は、ユニット容量の大小、停止日数の長短等の制約があるため、ユニット毎の計画停止量を計画停止可能量の枠に完全にはめこむことは難しく、標準的な停止計画量からの増加分も考慮する必要があるため、余裕分(スタッキングレシオ)を織り込む必要がある。

【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、補修日数の調達、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率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。

このような余裕を織り込むため、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」2007年11月より抜粋

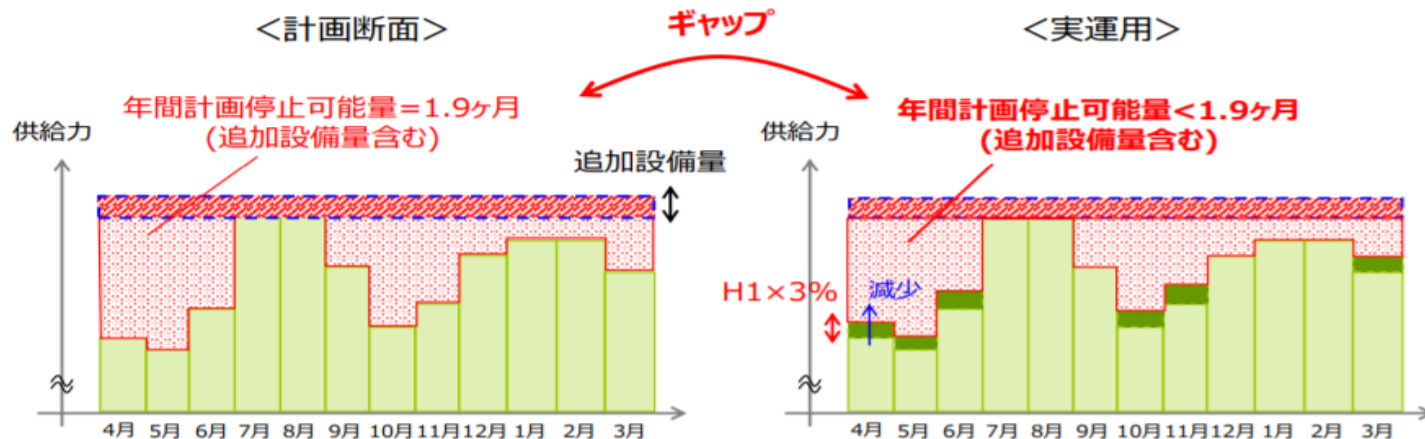
②年間計画停止可能量及び追加設備量の再整理 ～ 課題意識 ～

- 年間計画停止可能量1.9ヶ月は、H3需要ベースを元に算定しているが、実運用ではH1需要にも対応するだけの供給力を確保すべく、補修計画調整を行う必要があり、**実態として1.9ヶ月が確保されていない可能性**がある。
- また、年間計画停止可能量1.9ヶ月は、広域機関の要請に対して事業者にて補修計画の繰り延べ等の対応がなされた結果の計画停止量であり、**1.9ヶ月では不足している可能性**もある。
- 今般の電力需給ひっ迫において、事業者によくの補修停止計画の調整を求めている状況を踏まえ、第74回調整力等委(2022年6月28日)において、**年間計画停止可能量及び追加設備量の再確認の必要性について課題提起**。

②年間計画停止可能量及び追加設備量の再整理 ～ 今般の電力需給ひっ迫と今後の論点 ～

13

- 前述の通り、追加設備量の算定の前提となる年間計画停止可能量1.9ヶ月は、H3需要ベースを元に算定しているが、実運用ではH1需要にも対応するだけの供給力を確保すべく、補修計画調整を行う必要がある。
- そのため、実態としては年間計画停止可能量1.9ヶ月が確保されていない可能性がある。
- 今般の電力需給ひっ迫において、事業者によ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。**
- **年間停止可能量および追加設備量については、課題①への対応とも関連することから、課題①と並行して詳細検討を進めることしたい。**



②年間計画停止可能量及び追加設備量の再整理 ～ 年間停止可能量の確認結果について ～

- **年間停止可能量**については、第78回調整力等委(2022年10月19日)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ヶ月と算定された**。見直し要否については容量停止計画の調整状況も確認の上判断としている。

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>

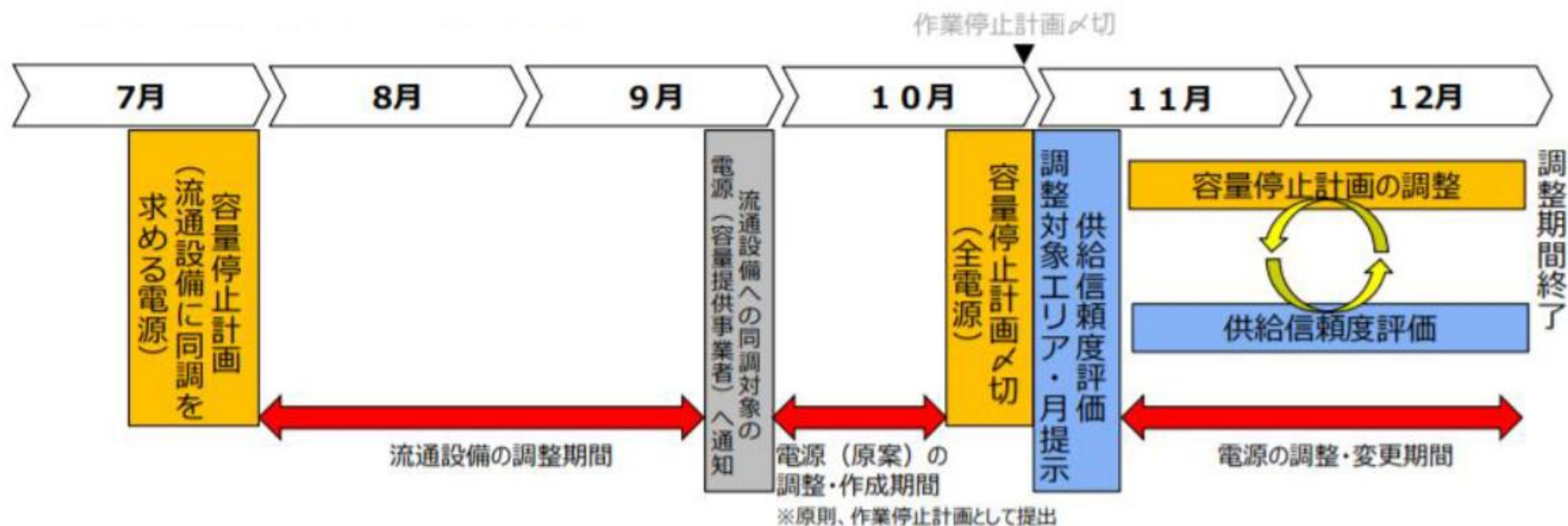
	項目	2019	2020	2021	2022
実態確認	計画停止量[万kW・月]	20,837	22,687	20,920	23,965
	計画停止量[月換算]	1.33	1.44	1.34	1.56
	計画停止可能量超過量(最大)[万kW]	－	293	361	289
	超過月(最大)	－	12月	2月	2月
見直し後	計画停止可能量 [月換算]	1.90	2.08 (+0.18)	2.13 (+0.31)	2.09 (+0.45)
	(参考)基準となる月	2月	12月	2月	2月
	追加設備量 [万kW]	712	918 (+293)	865 (+361)	691 (+289)
	年間計画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

()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

- 容量停止計画の調整については、実需給の2年度前に実施されることになっており、2024年度実需給に向けて、2022年7月から停止計画の提出を開始しており、11月から調整が開始されている。

<容量停止計画の調整スケジュール>

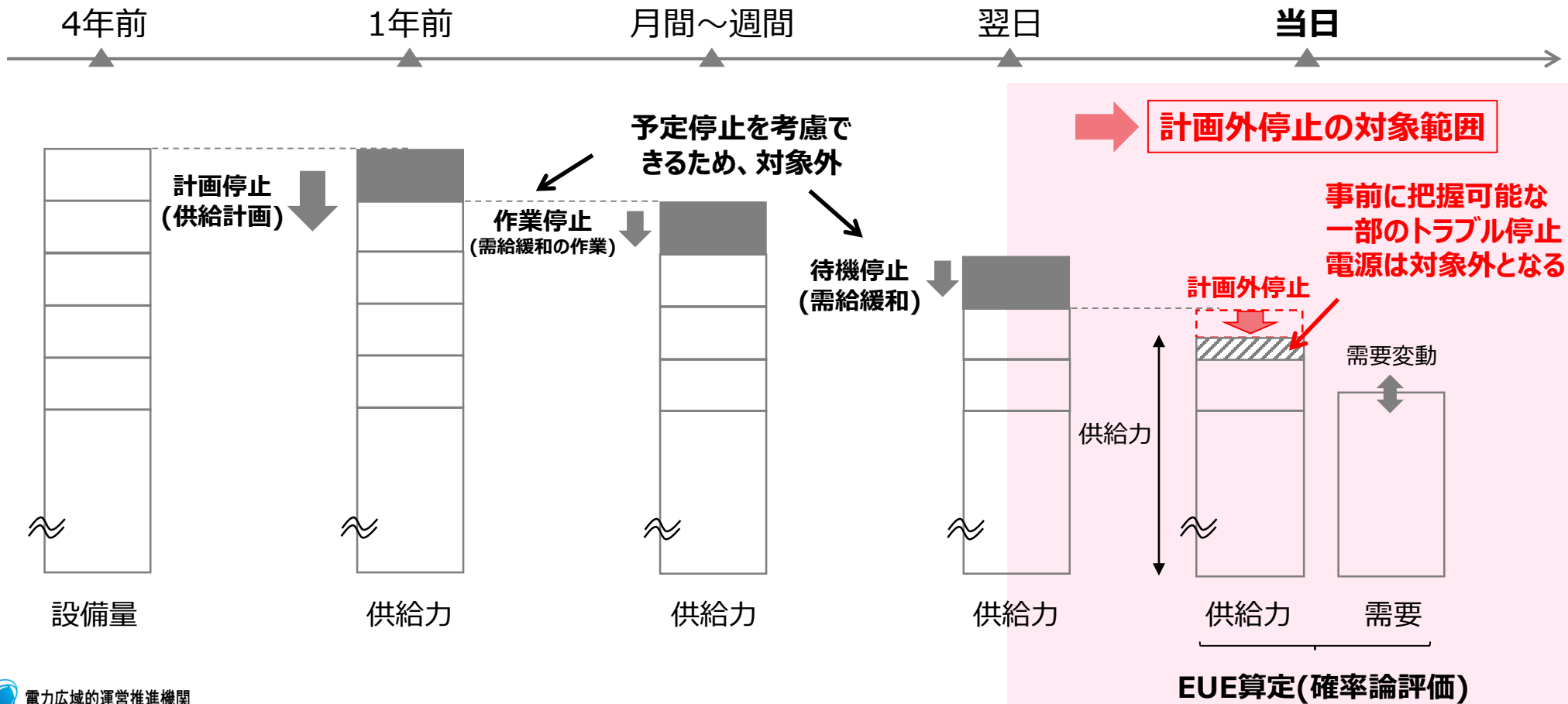


【出典】第30回容量市場の在り方等に関する検討会(2022/10/19) 資料5

https://www.occto.or.jp/iinkai/youryou/kentoukai/2020/files/youryou_kentoukai_30_05.pdf

③現状の計画外停止率の算定方法の見直し ～ 現状の計画外停止率の対象範囲について ～

- **現状の計画外停止実績の集約は、翌日計画で稼働予定の電源を対象**とし、トラブル停止や抑制により減少した発電可能量を対象としている。（需給緩和によるバランス停止等は対象外）
- そのため現状の集約方法では、**数日後に運転制約・停止を見込む場合には計画外停止と扱われない。**



- 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、第74回調整力等委(2022年6月28日)において、**集約方法再整理および計画外停止率の再算定の必要性について課題提起**。

③現状の計画外停止率の算定方法の見直し

～ 現状の計画外停止率の考え方の再整理について～

22

- 供給信頼度評価における年間計画停止可能量1.9ヶ月は供給計画における計画停止量から定められていることから、**供給計画時点からやむを得ず増加した停止量を計画外停止と扱うことが適当と考えられる。**
- 一方で、計画外停止率の算定には事業者からの計画外停止実績の集約が必要であり、実績集約については、予定された補修計画に同調しての追加作業や、需給バランス停止などの仕分け作業があり、事業者の実務負担も考慮のうえ、具体的な集約方法を再整理する必要がある。
- **大規模電源脱落リスクや燃料調達リスクの扱い等についての検討を進めるとともに、集約方法を整理したうえで、至近の計画外停止率を再算定することとしたい。**

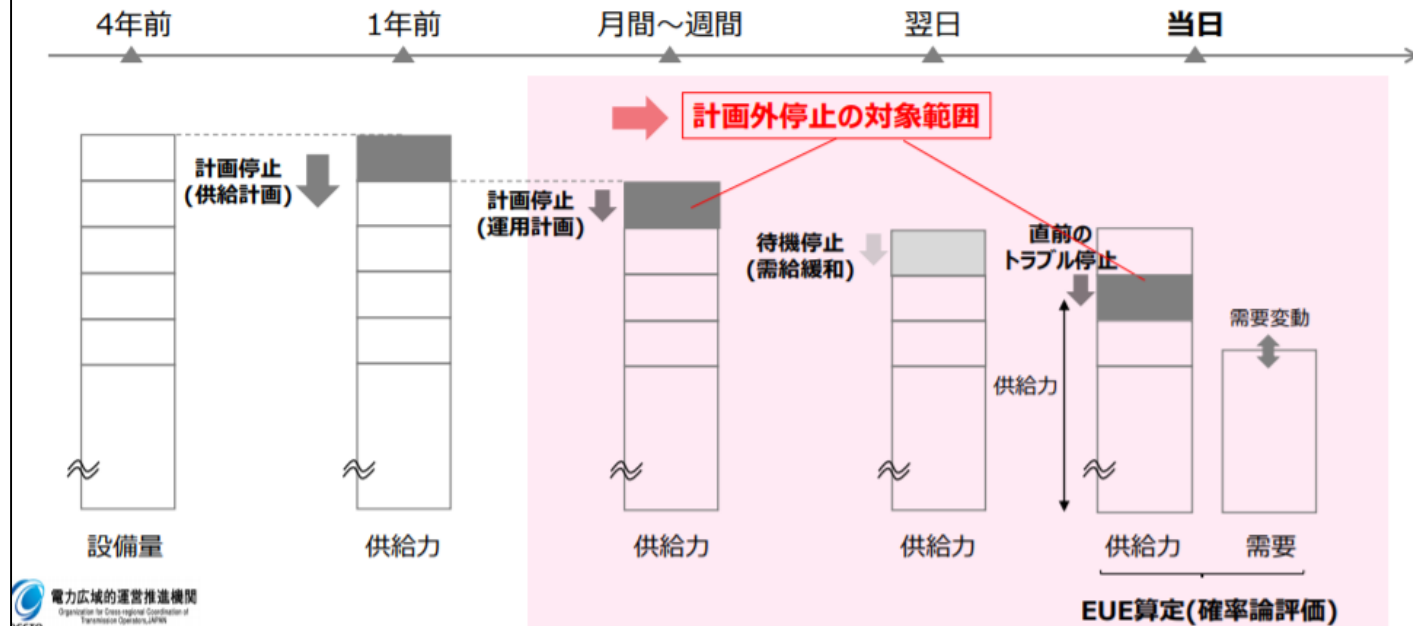
③現状の計画外停止率の算定方法の見直し ～ 現在の検討状況 ～

- 第76回調整力等委(2022年8月23日)において、「供給計画時点からやむを得ず増加した停止量」を抽出するための**新たな計画外停止集約方法を提案し了承された**。
- 現在、新たな提案手法に基づき計画外停止率の分析を進めており、12月の調整力等委にて付議予定。

③計画外停止の考え方 ～ 供給計画時点から増加した停止量の算出方法（案）～

6

- 本来の目的である、「供給計画時点からやむを得ず増加した停止計画量」を抽出するため、計画外停止時間を下式で算出してはどうか。
計画外停止時間 = 発電機作業停止時間実績 - 供給計画での作業停止予定時間
- 上記であれば、補修計画の工程見直しや同調等による相殺も織り込んだうえで、追加となった作業停止時間を扱うことができると考えられる。



【出典】第76回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2022/8/23) 資料2

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2022/chousei_jukyu_76_haifu.html

④供給信頼度評価における連系線計画外停止等の考慮 ～ 現状の連系線の考え方について ～

- 電力システムにおける供給信頼度にはアデカシーとセキュリティがあるが、送電線の故障停止などは、セキュリティとして扱われ、**アデカシー評価としては考慮されておらず、連系線についても健全な状態として評価されている。**

1. 供給信頼度と費用便益評価におけるアデカシー評価について

6

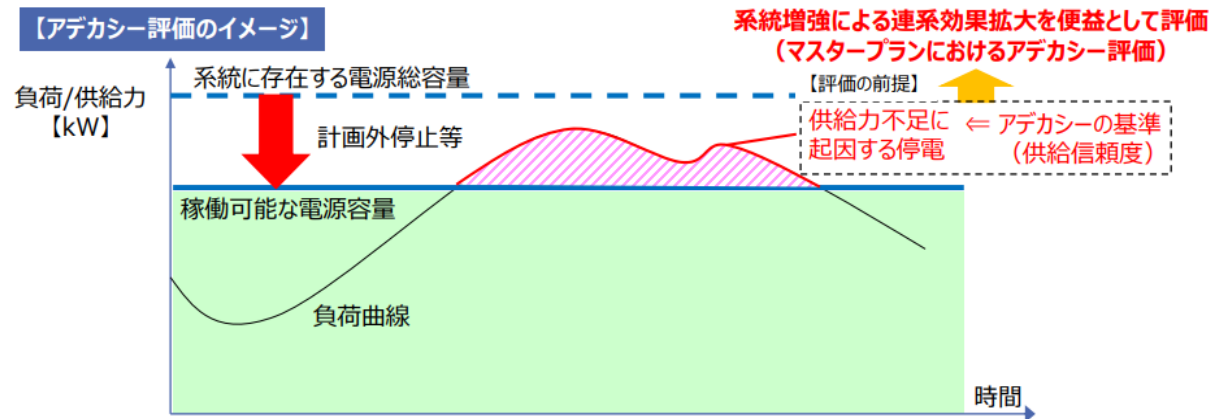
- 電力システムにおける供給信頼度には、アデカシーとセキュリティがあり、それぞれについて一定の基準を満たす必要がある。

アデカシー：需要に対して十分な電源予備力と送電余力を確保していること。

セキュリティ：落雷など突発的な障害が発生しても周波数、電圧、同期安定性等が適切に維持されること。

- **費用便益評価のアデカシー評価とは、系統増強による連系効果（エリア間融通）拡大の観点から得られる便益を貨幣価値換算するものである。**

【アデカシー評価のイメージ】



アデカシー評価における停電の代表的な例は、
「高需要日に、電源の計画外停止や再エネの出力低下が重なり、供給力が不足」という状況である。

【出典】第4回 広域連系系統のマスタープラン及び系統利用ルールの在り方等に関する検討委員会(2020/11/19) 資料1

https://www.occto.or.jp/iinkai/masutapuran/2020/masutapuran_04_shiryou.html

④供給信頼度評価における連系線計画外停止等の考慮 ～ 課題意識 ～

- 供給信頼度評価では連系線の計画外停止等は考慮されていないが、今般の需給状況への影響を考慮し、第74回調整力等委(2022年6月28日)において、**連系線の計画外停止や運用容量減少を考慮する必要性について課題提起。**

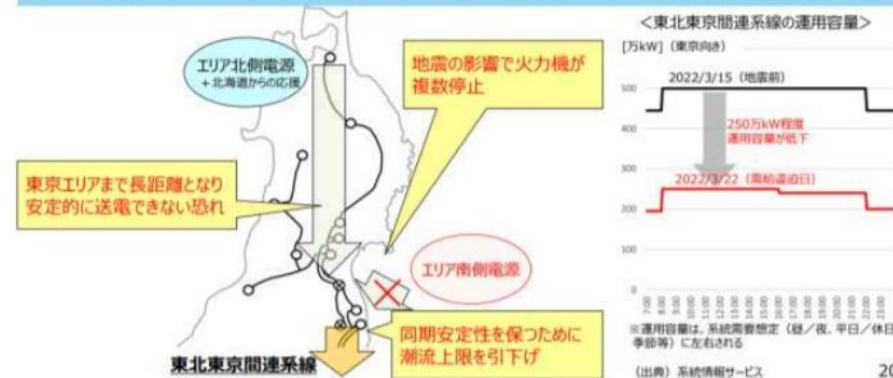
④供給信頼度評価における連系線計画外停止等の考慮 ～ 今般の電力需給逼迫と今後の論点 ～

26

- 3月の電力需給逼迫では、地震により停止した発電機により、東北東京間連系線の運用容量が低下し、それに伴い、特に東京エリアの供給力(融通受電)が減少し、東京エリアが需給逼迫となった。
- 供給信頼度評価では、連系線の計画外停止等は考慮されていないが、**今般の需給状況への影響を考慮し、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。**

地域間連系線の利用（東北東京間連系線の運用容量）

- 地域間連系線の運用容量は、系統の周波数を維持し、安定的に電気を供給するため、**熱容量、同期安定性（発電機の同期状態を保てる度合）等を考慮して設定される。**
- 南北に長い東北エリア系統では稼働中の主要発電機の場所によって同期安定性が異なり、東北東京間連系線は、**同期安定性維持のために運用容量が変わる場合がある。**
- 今回、地震の影響によりエリア南側の火力機が複数停止しており、稼働電源がエリア北側に偏在した状態で東京へ大きく送電すると同期安定性が保てないため、**潮流上限を引下げ。**



【出典】第47回総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会(2022/4/12) 資料3-4
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/pdf/047_03_04.pdf

④供給信頼度評価における連系線計画外停止等の考慮 ～ 連系線の運用容量減少影響の確認結果 ～

- **連系線の運用容量減少**については、第79回調整力等委(2022年11月22日)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を提案し了承された。**

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

[万kW]

	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

④連系線の運用容量減少
～連系線の作業停止・計画外停止等影響の分析方法～

6

- 現状EUEにおいては、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）として算定している。
- 連系線運用容量に大きく影響を与えられ以下について運用容量減少率について分析を実施した。
 - ①作業停止を考慮することによる運用容量の変化（作業停止影響）
 - ②年間計画⇒実需給での運用容量の変化（計画外停止等影響）

分析① 作業停止による影響分析

年間策定運用容量（昼夜間断面）
作業停止：見込まない

年月日	昼／夜	方向	運用容量	運用容量決定要因
2021/5/11	昼間帯	順方向	900	熱容量
2021/5/11	夜間帯	順方向	900	熱容量
2021/5/12	昼間帯	順方向	900	熱容量
2021/5/12	夜間帯	順方向	900	熱容量
2021/5/13	昼間帯	順方向	600	熱容量（作業）
2021/5/13	夜間帯	順方向	600	熱容量（作業）
現状は作業停止を織り込まない			50	熱容量（作業）
2021/5/14	夜間帯	順方向	750	熱容量（作業）

年間策定運用容量（昼夜間断面）
作業停止：見込む

年月日	昼／夜	方向	運用容量	運用容量決定要因
2021/5/11	昼間帯	順方向	900	熱容量
2021/5/11	夜間帯	順方向	900	熱容量
2021/5/12	昼間帯	順方向	900	熱容量
2021/5/12	夜間帯	順方向	900	熱容量
2021/5/13	昼間帯	順方向	600	熱容量（作業）
2021/5/13	夜間帯	順方向	600	熱容量（作業）
2021/5/14	昼間帯	順方向	750	熱容量（作業）
2021/5/14	夜間帯	順方向	750	熱容量（作業）

算定方法

発電機計画外停止率算定期間と整合をとり、過去 3ヶ年データ（2019～2021年度）を用いて、年度計画における作業停止有無での運用容量変化率を算出
(運用容量計画(作業除き年間kWh)－運用容量計画(作業含む年間kWh))/ 運用容量計画(作業除き年間kWh)

④連系線の運用容量減少
～連系線の作業停止・計画外停止等影響の分析方法～

7

分析② 計画外停止等による影響分析

年間策定運用容量（昼夜間断面）
作業停止：見込む

年月日	昼／夜	方向	運用容量	運用容量決定要因
2021/5/11	昼間帯	順方向	900	熱容量
2021/5/11	夜間帯	順方向	900	熱容量
2021/5/12	昼間帯	順方向	900	熱容量
2021/5/12	夜間帯	順方向	900	熱容量
2021/5/13	昼間帯	順方向	600	熱容量（作業）
2021/5/13	夜間帯	順方向	600	熱容量（作業）
2021/5/14	昼間帯	順方向	750	熱容量（作業）
2021/5/14	夜間帯	順方向	750	熱容量（作業）
⋮				

実需給運用容量（30分コマ）
作業停止：見込む

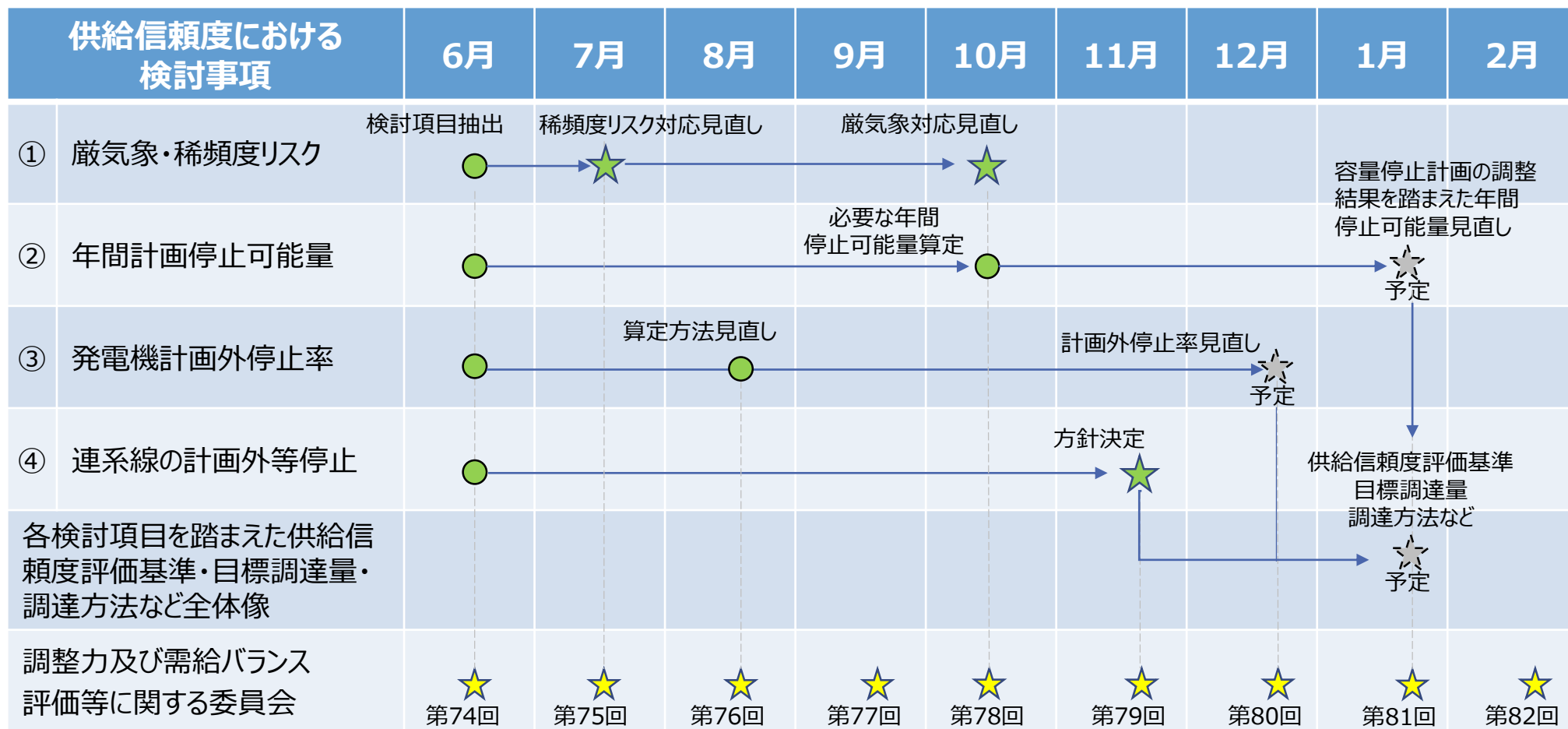
年月日	時間	方向	運用容量	運用容量決定要因
2021/5/13	5:00	順方向	900	熱容量
2021/5/13	5:30	順方向	900	熱容量
2021/5/13	6:00	順方向	900	熱容量
2021/5/13	6:30	順方向	900	熱容量
2021/5/13	7:00	順方向	600	熱容量（作業）
2021/5/13	7:30	順方向	600	熱容量（作業）
2021/5/13	8:00	順方向	600	熱容量（作業）
2021/5/13	8:30	順方向	600	熱容量（作業）
2021/5/13	9:00	順方向	600	熱容量（作業）
2021/5/13	9:30	順方向	600	熱容量（作業）
2021/5/13	10:00	順方向	600	熱容量（作業）
2021/5/13	10:30	順方向	750	熱容量（作業）
2021/5/13	11:00	順方向	750	熱容量（作業）
⋮				

コマ細分化による運用容量の時間変化・
作業開始終了時刻の精緻化
加えて、実需給に向けての計画外停止等を抽出

算定方法

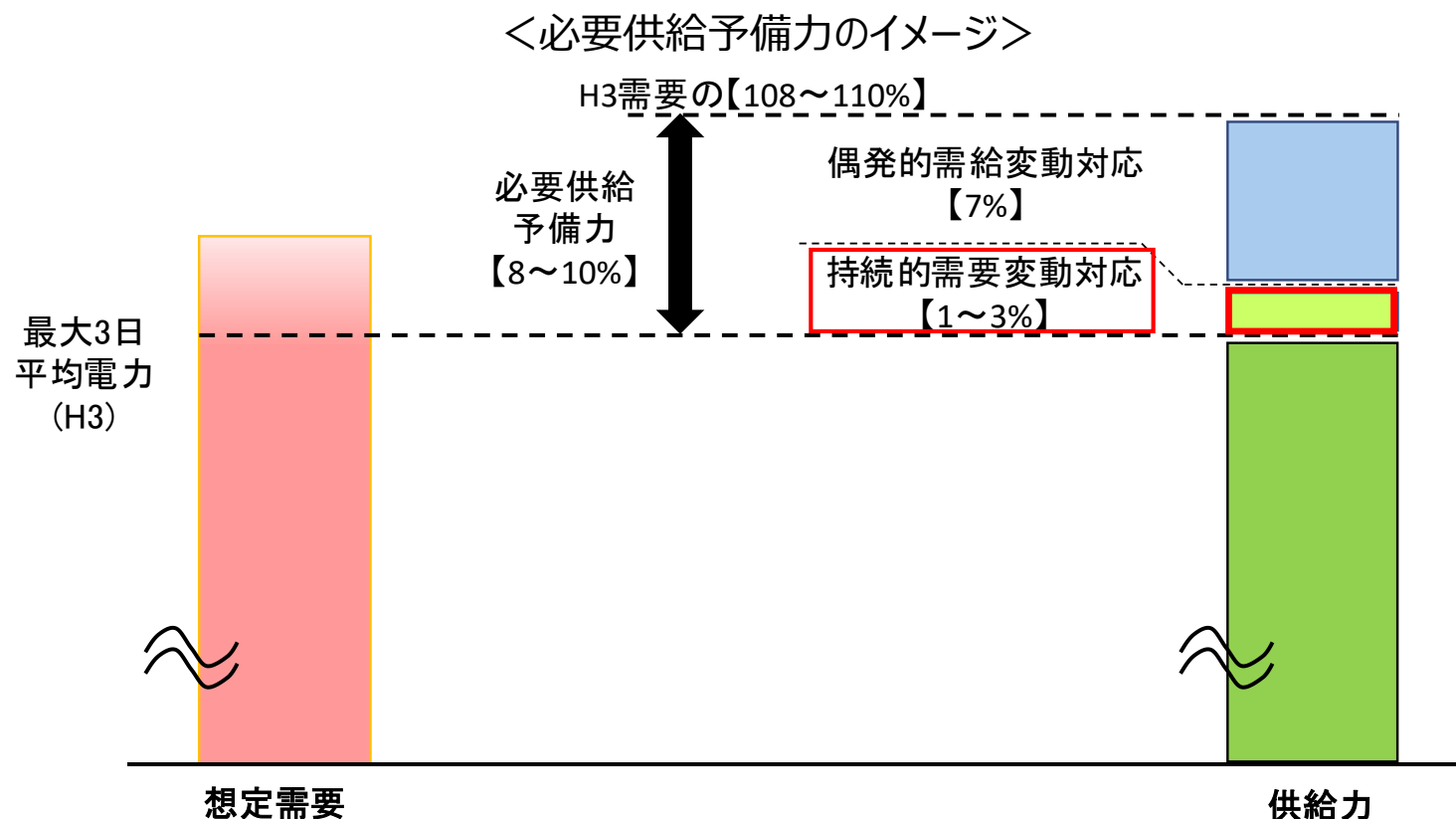
過去3ヶ年データ（2019～2021年度）を用いて、年度計画と実需給コマでの運用容量変化率を算出
(運用容量計画(作業含む年間kWh)－運用容量実績(作業含む年間kWh))/ 運用容量計画(作業含む年間kWh)

- 現在分析を進めている発電機計画外停止率（検討項目③）については12月の調整力等委付議を予定。
- また、1月の調整力等委では、容量停止計画の調整結果も踏まえた年間停止可能量の見直し（検討項目②）、および検討項目①～④の検討結果を踏まえた全体像について議論予定。



～ 持続的需要変動対応分について～

- 必要供給予備力のうち、景気変動等による『持続的需要変動』対応分については、必要予備力の水準について検討が行われてきた。



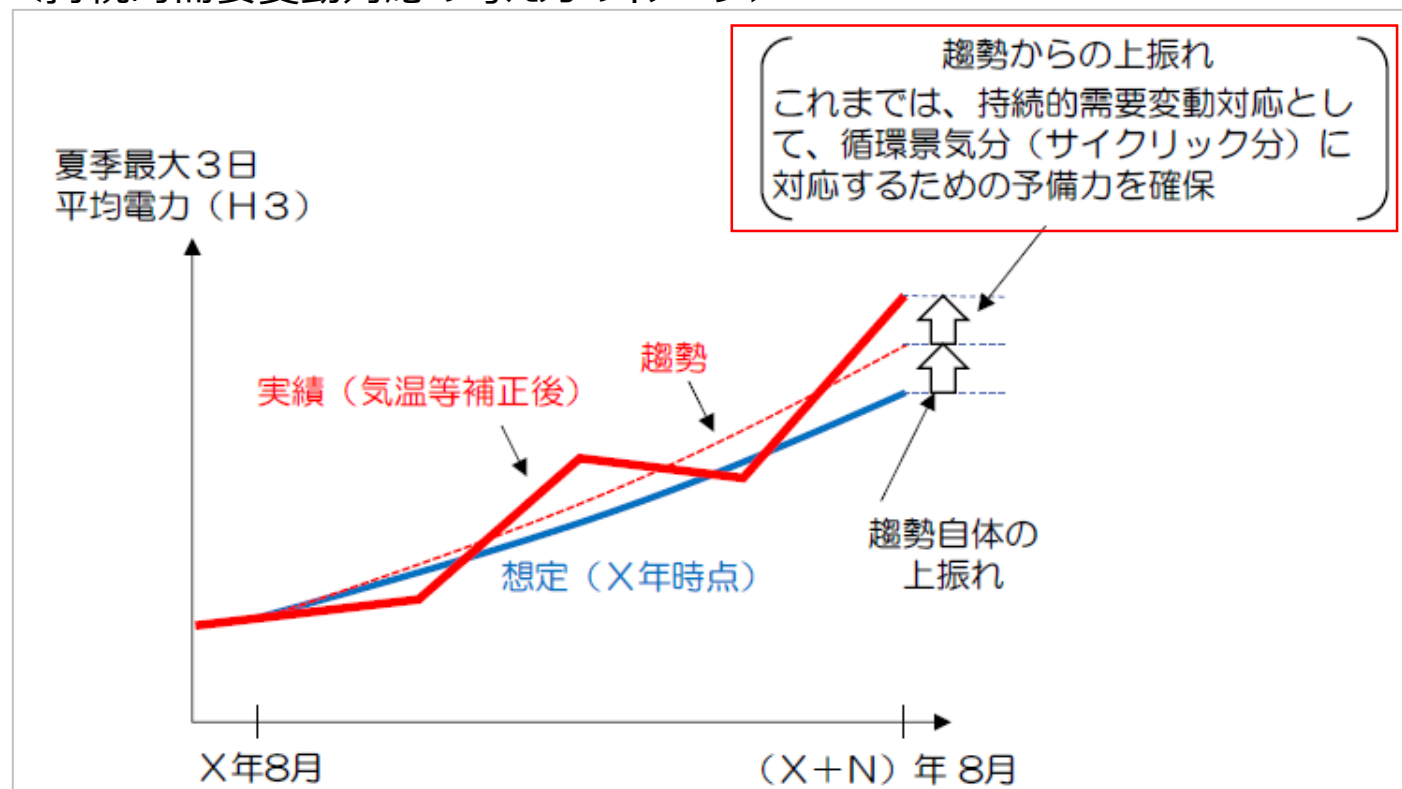
※【 】内の数字は必要供給予備力の検討において見直しを検討している数字

※偶発的需給変動対応については、確率論的必要供給予備力算定手法（EUE）において対応必要量を算定している

出所) 第54回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2020年10月1日)資料4 https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2020/chousei_jukyu_54_haifu.html

- 景気変動等による需要変動（持続的需要変動）の発生状況としては、「趨勢自体の上振れ」と「趨勢からの上振れ」に分類される。
- このうち、「趨勢自体の上振れ」については、供給計画の前提となる需要想定業務において、毎年、経済見通しについて、実績に対する乖離補正を実施して対応している。
- ここでは、「趨勢からの上振れ」として、循環景気分に対応するための必要供給予備力について主に検討する。

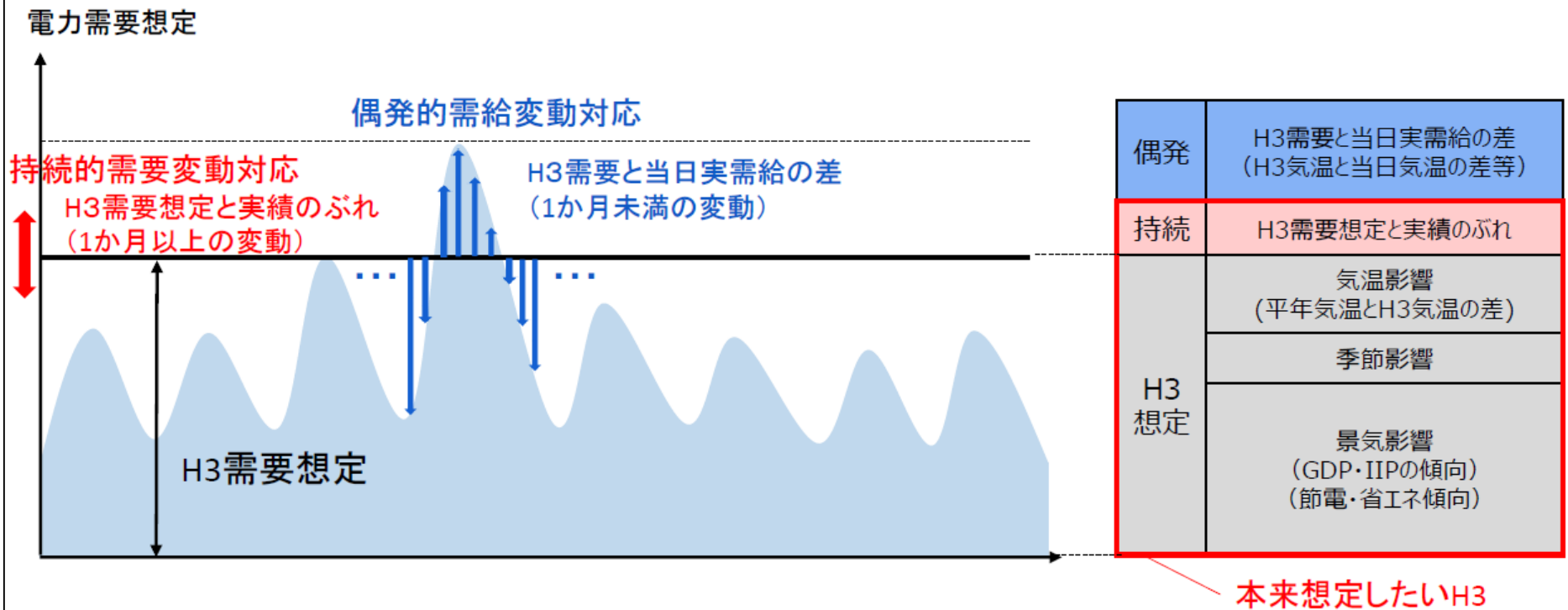
＜持続的需要変動対応の考え方のイメージ＞



【出典】調整力等に関する委員会平成27年度（2015年度）中間取りまとめ抜粋に追記
(http://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/files/chousei_chuukantorimatome.pdf)

(参考) 偶発的需給変動対応分と持続的需要変動対応分について

- 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となる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

～ 持続的需要変動対応分 これまで ～

- 持続的需要変動の必要供給予備力は、暫定的に必要最低限な1%と整理されていた。

2 景気変動等による需要変動（持続的需要変動）に対する必要供給予備力 （4）まとめ

10

- 今回の分析において、震災後を回帰対象期間とする「ケース1」（2012～2017年度の6カ年分）の9エリア計の変動率は最大1.6%であった。（前回1.5%）
- エリア別では、前回に比べて変動率に差が見受けられるエリアもあった。
- 供給力については、連系線制約の範囲内において広域的な活用を行うため、景気変動等による需要変動（持続的需要変動）に対する必要供給予備力は、9エリア計で評価することとしてはどうか。
- また、回帰対象期間は震災後を用いることとしてはどうか。
- 容量市場における目標調達量への織込み量は、震災後のデータを引続き蓄積して来年度判断することとしてはどうか。
- なお、2019年度供給計画等の需給バランス評価における持続的需要変動に対する必要供給予備力は、引き続き最低限必要な1%として評価を行うこととしてはどうか。

【出典】第32回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2018年9月7日) 資料4
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2018/files/chousei_jukyu_32_04.pdf

～ 持続的需要変動対応分 の見直しについて～

- 第77回調整力等委において、当委員会の下に設けた「持続的需要変動に関する勉強会」での新たな手法であるDECOMP法を用いた分析について検討を進め、従来手法であるX-12ARIMAを用いた分析結果とも比較のうえ、**持続的需要変動対応分の必要供給予備力は2%とすることで整理された。**
- また、1月の調整力等委において、持続的需要変動対応分の見直しも踏まえたうえでの、確率論的必要供給予備力に係る検討の全体像を議論予定。

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。

【出典】第77回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2022年9月28日) 資料1-2

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2022/files/chousei_77_01_2.pdf

新たな抽出された検討課題と今後の進め方について（有識者を含めた勉強会の実施）

37

- 今回、DECOMP法の深掘り検討の結果、以下のような課題が抽出された。
 - DECOMP法の選択するモデルの次数によって、C成分最大値の変動率が大きく変化し、1%を上回る数値となっている。
 - リーマンショック、東日本大震災、コロナなどのイレギュラー期間を異常値として処理することによって、AICが最小となるDECOMP法のモデルの次数が変化する（C成分最大値の変動率も変化する）。
- DECOMP法については、現行の持続的需要変動対応の必要予備力1%を上回る数値が算出されていること等から、数値の精査とともに、各モデルの次数の考え方や異常値処置の設定方法等について、検討を進めることとし、**今後の進め方としては、本委員会のもとに「持続的需要変動に関する勉強会」を設置し、有識者等の考えを確認していく**こととしてはどうか。
- また、上記のDECOMP法の**検討結果が得られるまでの間は、持続的需要変動対応の必要供給予備力は、**以下の状況を踏まえ、**これまでの1%を暫定的に継続する**こととしてはどうか。
 - 次ページ以降に示す従来手法(X-12 ARIMA & 回帰直線分析)による2012年度～2020年度データでの評価結果としては、季節調整後のTC成分からT成分を9ヶ年、6ヶ年、4ヶ年の回帰対象期間にて評価した場合のC成分/T成分の最大値は1.4%～1.8%であり、2%を上回る分析結果ではなかった。

調整力及び需給バランス評価等に関する委員会

報告

設置

持続的需要変動に関する勉強会

<委員> (◎座長)

◎北川 源四郎 東京大学 数理・情報教育研究センター 特任教授
 佐藤 整尚 東京大学 大学院経済学研究科 准教授
 林田 元就 電力中央研究所 社会経済研究所 上席研究員

<オブザーバー>

事業者、エネ庁(基盤課)など

(参考) 持続的需要変動に関する勉強会の開催実績

勉強会	開催日	議題	資料
第1回	2021/12/20	(1)持続的需要変動に関する勉強会の設置について (2)持続的需要変動対応について (3)勉強会の検討項目および検討スケジュールについて	https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jizoku/2021/jizoku_1_haifu.html
第2回	2022/3/31	(1)持続的需要変動の定義および分析の考え方について (2)持続的需要変動対応の検討の進め方について	https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jizoku/2022/jizoku_2_haifu.html
第3回	2022/7/4	(1)DECOMP法における分析条件の設定の考え方について (2)DECOMP法における分析結果の確認他の方向性について	https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jizoku/2022/jizoku_3_haifu.html
第4回	2022/9/8	(1)DECOMP法における分析条件の設定の考え方について (2)非ガウスモデルにおける分析結果について (3)その他モデルにおける分析結果について (4)持続的需要変動に関する勉強会 報告書 (案)	https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jizoku/2022/jizoku_4_haifu.html

【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

1. 持続的需要変動の過去の検討内容

持続的需要変動の検討における論点

13

- X-12ARIMAの課題を踏まえ、時系列データにおけるT成分の分析手法の種類と特質が整理され、比較的C成分がT成分の評価に引きずられないDECOMP法が課題の解決法として挙げられた。

時系列データの分析手法について

6

- 前ページの課題を踏まえ、時系列データにおけるT成分の分析手法の種類と特質を整理した。
- DECOMP法以外の手法は、X-12ARIMAで季節調整した後、TC成分からT成分を除きC成分を評価している。
- 他方で、DECOMP法では時系列データからT成分・C成分をそれぞれ評価しており、比較的C成分がT成分の評価に引きずられない手法であるため、第44回本委員会で指摘された課題を解決する可能性があると考えられる。

季節調整方法	T成分の引き方	方法	考え方
X-12 Arima (TCSIからTCを抽出)	回帰直線	T成分を回帰直線とする	季節調整後のTC成分のうち、直線で捉えた傾向をT成分として表す
	2次曲線、3次曲線、 …N次曲線	T成分をN次回帰曲線とする	電力需要の趨勢はN次曲線にて評価できるという考え方から、直線ではなくN次曲線でT成分を近似する
	移動平均で平滑な曲線	T成分を移動平均で求めた平滑な曲線とする	TC成分から、対象とする期間における周期的な波をT成分として近似する
	HPフィルター	一定の滑らかさを保つ長期的トレンド(=T成分)を算出する	時系列がトレンド成分と循環成分から構成されると仮定し、分析者がパラメータを設定することで、ある滑らかさをもつトレンドと、循環成分に分解する
	BN分解	データを恒常的変動成分と一時的変動成分に分解する	データのトレンド成分の中に確率トレンドがある場合、確率変動する成分を確率トレンドと循環成分に分解する
	Band Passフィルター	分析者が指定した一定の周期帯の成分だけを取出す	フーリエ変換により周波数ごとに、一定の周期成分を抽出する
DECOMP法 (TCSIからT、C、S、Iをそれぞれ評価)		状態空間モデルに基づき、S成分、T成分、C成分、I成分を評価する	与えられた時系列データが季節成分、トレンド成分、循環成分、不規則変動の要素から構成されると仮定し、それらの値を統計的に算出する

出典：第54回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2020年10月1日）資料4
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2020/files/chousei_54_04.pdf

【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

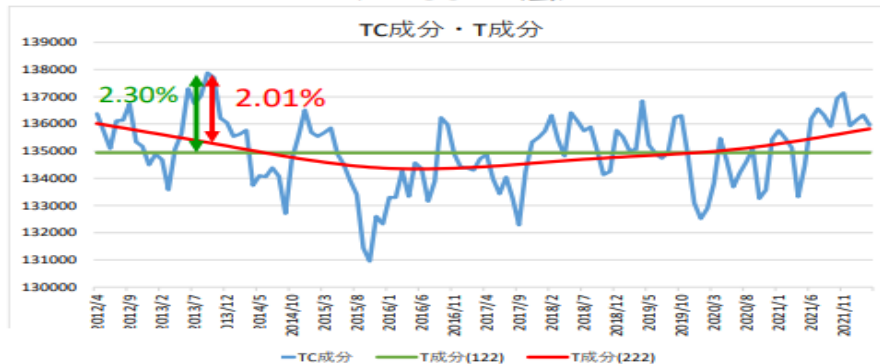
- 従来手法では、X-12ARIMAを使用し、気温調整済みH3需要実績から季節影響と誤差影響を取り除いた景気その他の影響に相当するTC成分を抽出している。抽出されたTC成分に回帰直線を引くことで回帰直線を景気のトレンド（T成分）とし、トレンドから乖離する部分（C成分）を変動持続的需要変動対応分としている。
- 2021年度データを追加し分析した結果、持続的需要変動対応分として2.0%が適当と整理された。

持続的需要変動対応についての今後の進め方について

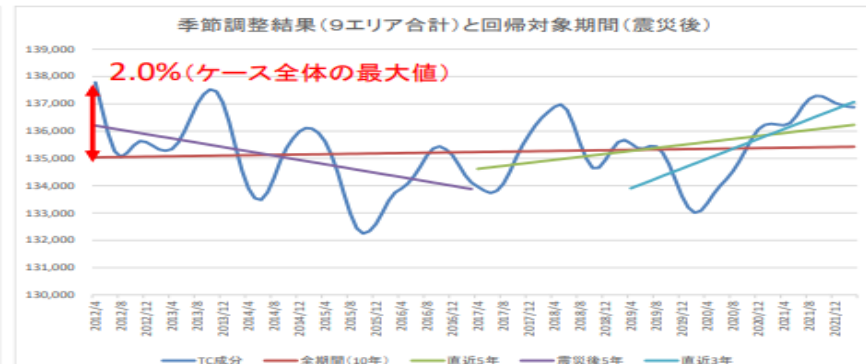
32

- 「持続的需要変動に関する勉強会」での整理に基づくDECOMP法による分析の結果、持続的需要変動対応分として2.01%という試算結果が得られた。
- 一方、従来手法(X-12 ARIMA & 回帰直線分析)において、季節調整後のTC成分からT成分を10ヶ年、5ヶ年、3ヶ年の回帰対象期間にて評価した場合のC成分/T成分の最大値は、9エリア計の変動率は最大1.2~2.0%という試算結果が得られた。
- 従来手法では回帰直線の引き方が様々ある中で変動率は幅をもって確認していたが、以下2点より回帰直線を全期間から引いた際の最大値の2.0%が分析結果として適当と考えられる。
 - ① DECOMP法では回帰直線を含む様々な曲線から最も適切なT成分の形状が抽出され、次数による違いはあるものの、概ね抽出されたT成分の形状が全期間の回帰直線に近いこと。
 - ② 全期間以外のケースでは回帰対象期間以外の影響を無視しているが、震災以降の電力需要の構造変化の有無については更なる分析が必要であり、現時点では回帰対象期間以外を無視する合理的な理由が無いこと。

<DECOMP法>



<従来手法>



【出典】第77回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2022年9月28日) 資料1-2

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2022/files/chousei_77_01_2.pdf

- 一方で、DECOMP法では季節調整済みH3需要実績から持続的需要変動対応分と考えられるC成分を直接評価でき、「持続的需要変動に関する勉強会」での整理を踏まえた分析の結果、C成分の最大値は2.01%となった。

DECOMP法による分析結果

25

- 「持続的需要変動に関する勉強会」での整理を踏まえた分析結果は以下のとおりとなり、持続的需要変動対応分として2.01%という試算結果が得られた。

データ期間：2012～2021年度、outlier：需要想定と整合 最大値：2012～2021年度の最大値

モデルの 次数※ (T:C:S)	AO期間	LS期間	AIC Outlier無	AIC Outlier有	変動率 最大	変動率 最大年月
⑧2:2:2	2020/5	無し	2269	2252	2.01%	2013年10月

※選択するモデルの次数は、「T成分(trend order) :C成分 (ar order) :S成分 (seasonal order)」にて表記



【出典】第77回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2022年9月28日) 資料1-2

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2022/files/chousei_77_01_2.pdf