

供給信頼度評価と需給検証等の関係整理および 供給信頼度評価の精度向上について

2024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

- 本日は以下 3 点についてご議論いただきたい。
- 第58回本委員会（2021年3月3日）にて、供給計画および需給検証における供給信頼度評価の方法に関して見直しを実施しており、供給計画の短期および長期の需給見通しについては年間の確率論的必要供給予備力算定（EUE算定）による評価で、夏季・冬季の需給検証については予備率評価を行うことと整理しているが、第69回本委員会（2022年1月19日）では、供給計画等のEUE評価と需給検証等における予備率評価の両方を実施していることの妥当性について、ご意見をいただいているところ。
 こうした状況を踏まえ、**供給信頼度評価における確定論的手法・確率論的手法と需給検証等における予備率評価の関係性を再確認し、その必要性について整理した【論点 1】**。
- 容量市場や供給計画で必要供給予備力をより確実に調達・確認するという観点から、必要量を精度高く想定することは重要である。この点、第69回電力・ガス基本政策小委員会（2024年1月22日）においても、調達すべき供給力の変化の兆候を見過ごすリスクを防ぐため、必要供給力算定の算定諸元において、随時見直されるべき諸元を検討するとともに、今後は算定諸元についても随時見直すことを基本的な方向性とすることが示された。
 このような状況も踏まえ、**必要供給予備力算定で用いられる要素として、毎年・算定年度ごとに見直しが必要な項目を整理した【論点 2】**。
- また、必要供給予備力算定で用いられる要素を随時見直すことで、従来信頼度基準としているEUEも変わることから、**EUE評価導入前の供給信頼度の水準に相当する（基本的に更新がない）EUEと、容量市場の約定処理や供給計画における信頼度評価で用いる（諸元の見直しなどに伴って数値が更新される可能性がある）EUEに区分し、それぞれの呼称について再定義した【論点 3】**。

(参考) 現在実施している供給信頼度評価手法

- 現在の供給信頼度評価は、供給計画の短期および長期の需給見通しにおいては、確率論的な年間EUE評価にて各エリアが供給信頼度基準を満足していることを確認している。加えて、短期見通しについては補完的な予備率評価も実施している。また、実需給近傍で実施する夏季・冬季の需給検証においては、確定論的な予備率評価を実施し、厳気象H1需要に対して必要な供給力を確保していることを確認している。
- 供給計画等のEUE評価と需給検証等の予備率評価の両方を実施していることについて、従来（EUE評価導入前）より厳しい条件で評価しているのではないかというご意見をいただいていたところ。

供給信頼度評価[再掲]	評価に用いるデータ[再掲]	今後の評価内容（方向性）
供給計画の 短期 の需給見通し (作業停止調整後) 【論点1】	供給計画で届出される第1,2年度 の各月最大時の供給力と各月のH3需要	<ul style="list-style-type: none"> ・ 供給計画に計上されている供給力に、電源I'※を加算した各月・各エリアの予備率をもとに、年間のEUEを算定する ・ 年間EUEの供給信頼度を満たしているかを評価する ・ 年間EUE評価を行いつつ、補完的に各エリアの各月の予備率を確認する ・ 容量市場開設後においては、上記の補完的な対応の扱いについて別途検討する
供給計画の 長期 の需給見通し (作業停止調整前(作業停止量は理論補修量)) 【論点2】	供給計画で届出される第3～10年度 の年間最大需要月の最大時の供給力とH3需要	<ul style="list-style-type: none"> ・ 供給計画に計上されている最大需要月の予備率を、最大需要月以外の月にも準用し、電源I'※を加算した各月・各エリアの予備率をもとに、年間のEUEを算定する ・ 年間EUEの供給信頼度を満たしているかを評価する
夏季・冬季の 需給検証 【論点3】	夏季・冬季の厳気象発生時における 供給力と厳気象H1需要	<ul style="list-style-type: none"> ・ 確率論的なEUE評価ではなく、確定論的な評価とする ・ 容量市場の落札結果から需給検証までが総合的な評価となるように「蓋然性のある需要と供給力」について再確認する

【出典】第58回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2021.3.3）資料2

【第69回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2022.1.19）】

（松村委員）

- 従来ならピンポイントの条件が満たされていれば問題ないと確認していたものを、将来EUEでもチェックしてこちらでも確認することになったとすると、2つの条件を満たさなくてはいけないことになるので、以前よりも厳しくすることになる。

(1) 供給信頼度評価（EUE評価）と需給検証等（予備率評価）について

- ・現状整理
- ・論点1
- ・論点1まとめ

(2) 供給信頼度評価の精度向上について

- ・課題意識
- ・対応方針検討
- ・論点2
- ・論点3
- ・論点2・3まとめ

各断面における供給信頼度評価手法について

- 中長期的な供給信頼度評価については、その検討タイミングに応じてさまざまな観点からの評価を行っている。
- 実需給年度の4年前から1年前にかけては、容量市場や供給計画において再エネや揚水などの供給力を適切に評価（調整係数により安定電源と等価に扱うことが可能）するため、実需給年度全体を通じたEUE評価を実施している（ただし、供給計画では補完的な予備率評価もあわせて実施）。
- 一方、供給計画提出後から実需給断面にかけては各時間帯（各コマ）に対する予備率評価が基本であり、夏季・冬季の需給検証等についても予備率評価を実施している※。

※ 10か年計画のうち第1年度

		N-4年度	N-3年度	N-2年度	N-1年度	N年度（ 実需給年度 ）
容量市場	メインオークション	■				年間
	容量停止計画調整			■		月間
	追加オークション				■	年間
供給計画における需給見通し		■ 長期	■ 長期	■ 短期 補完的評価	■ 短期	年間 年間
電源入札等の検討開始の判断						夏 冬
夏季・冬季の需給検証						夏 冬
翌日・当日計画など（実需給断面）					

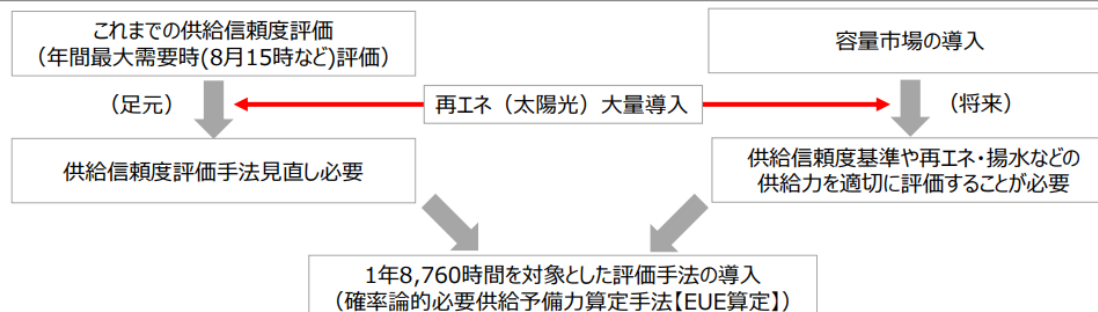
■ EUE評価（確率論）
 ■ 予備率評価（確定論）
 ■ 年間または月間評価
 ■ コマごとの評価

- 再エネ、特に太陽光発電の大量導入や容量市場の導入により、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（調整係数）することが必要となったため、8月のピーク時間帯のみを対象としたLOLP評価に代えて、1年8,760時間を対象に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。
- つまり、電源構成が変わりゆく中においても、それらを適切に織り込むための有用な手法がEUE算定である。

(参考) 確率論的必要供給予備力算定手法 (EUE算定) 導入の背景について

5

- 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を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時間を対象に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。



- 安定供給確保のために必要な供給力は、**平年H3需要に対する必要供給力（EUE算定に基づく確率論的な必要供給力）と厳気象H1需要に対する必要供給力（予備率評価に基づく確定論的な必要供給力）のうち、いずれか大きい方**であると整理されている。

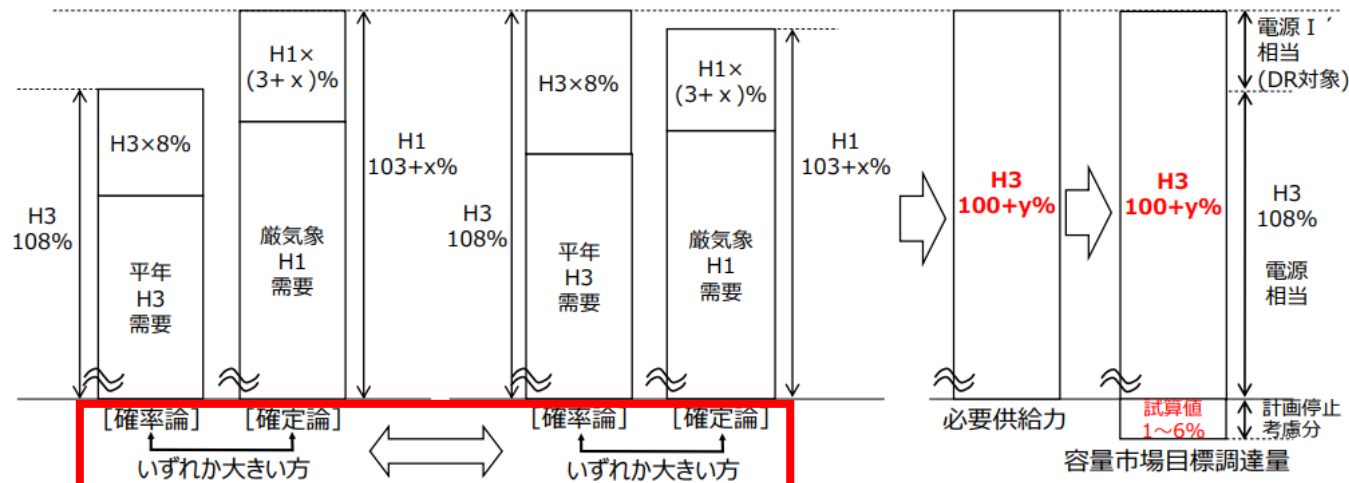
3 容量市場における目標調達量の考え方

44

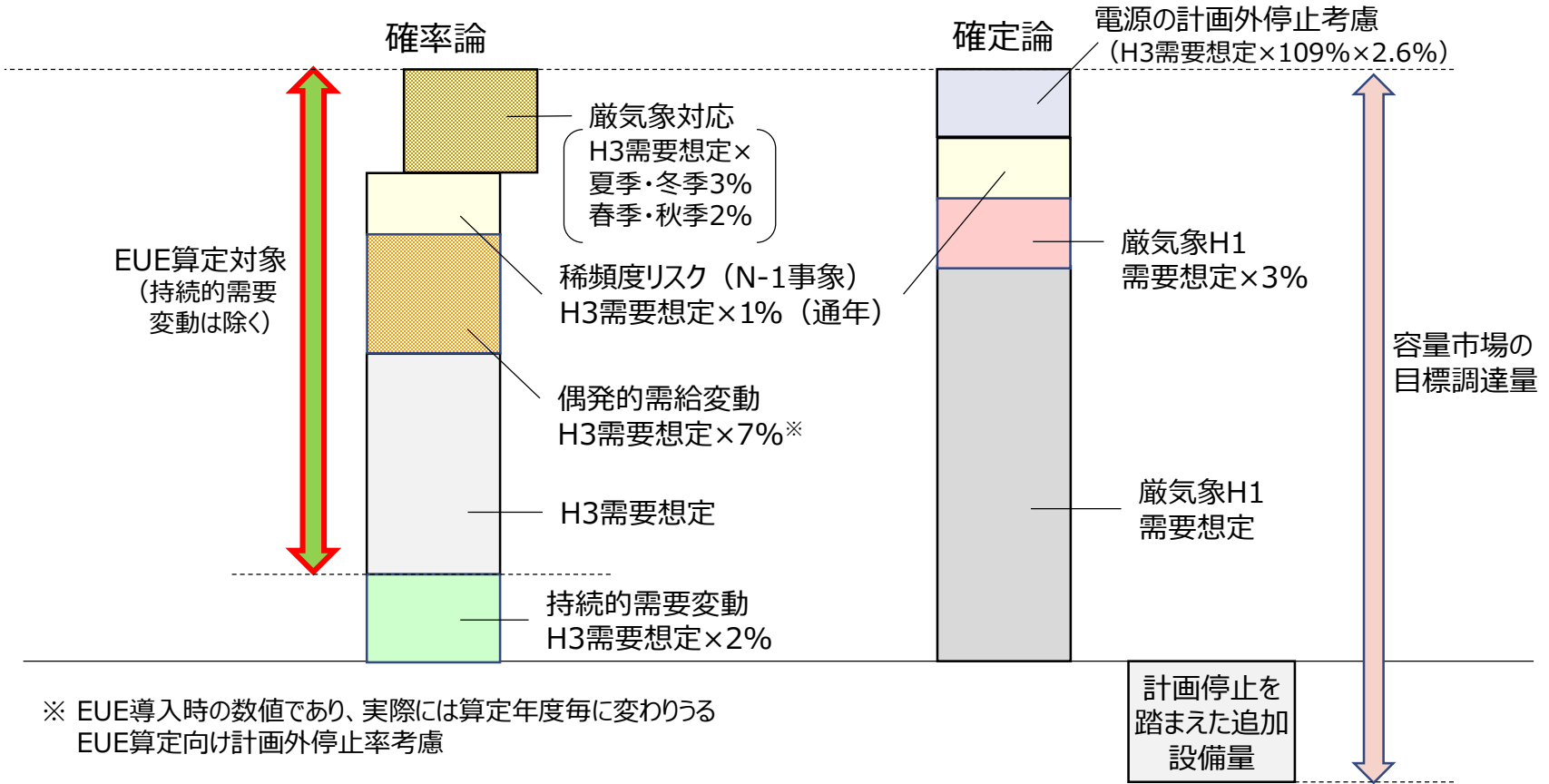
- 現状の安定供給確保の基準を維持するため、「平年H3需要での予備率8%（確率論）」または「厳気象H1需要での予備率3+x%（確定論）」のいずれか大きい方を、今後、安定供給確保のために必要な供給力として整理してはどうか。

※確率論とは、確率的必要供給予備力算定手法のことを示す。確定論とは、需給検証などで評価しているものを示す。
 ※xは、稀頻度リスク分の考慮を示す。

- 具体的には、必要供給力が「平年H3需要の108%」を上回る場合は、「厳気象対応+稀頻度リスク」分として、DRも対象とした供給力（以下、電源I'相当）を確保してはどうか。
- 確率論あるいは確定論のいずれかで決まったとしても、必要供給力（容量市場の目標調達量）は、1つに決まるため、設備形成の観点からは、これまでとの整合を考慮し、「平年H3需要×(100+y)%」として設定する方が良いか。
- なお、容量市場の目標調達量としては、計画停止を踏まえた設備量の確保量（今回約1~6%と試算）を含める。

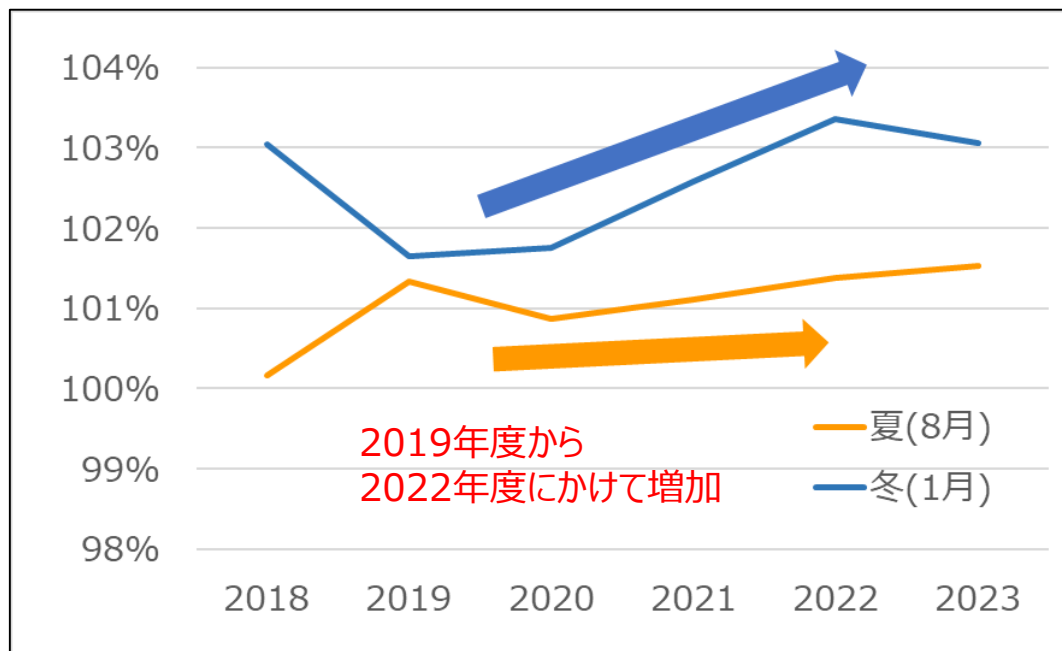


- 現在も前述の整理に則り必要供給予備力が確保されており、具体的なイメージは下記の通り。
- **平年H3需要に対する必要供給力（確率論）と厳気象H1需要に対する必要供給力（確定論）の差分を厳気象対応として確保している。**
- 必要供給力のうち持続的需要変動を除いたものに相当するEUEを設定し、容量市場の約定処理や供給計画での信頼度評価に使用している。また、持続的需要変動も加えた必要供給予備力に計画停止を踏まえた追加設備量を加えたものが容量市場における目標調達量となっている。



- 至近年においては、H3需要に対する確率論的な必要供給力に比べて厳気象H1需要に対する確定論的な必要供給力の方が大きく、目標調達量の決定における確定論的な必要供給力の影響が顕著化している。
- こうした状況を踏まえると、安定供給の観点から、厳気象H1需要に対する必要供給力を確保することは引き続き必要である。

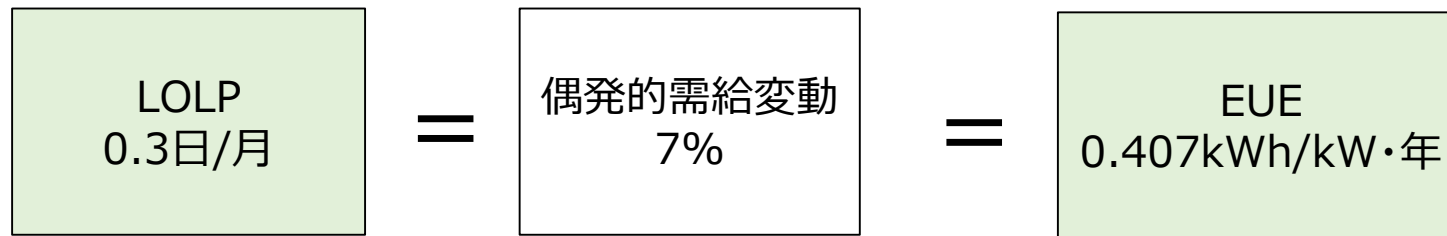
＜厳気象H1需要に対する必要供給力とH3需要に対する必要供給力の比率※の推移＞



※ $\frac{\text{厳気象H1需要 (不等時率考慮) の103\% + 電源の計画外停止}}{\text{H3需要の109\%}}$ の数値をプロット

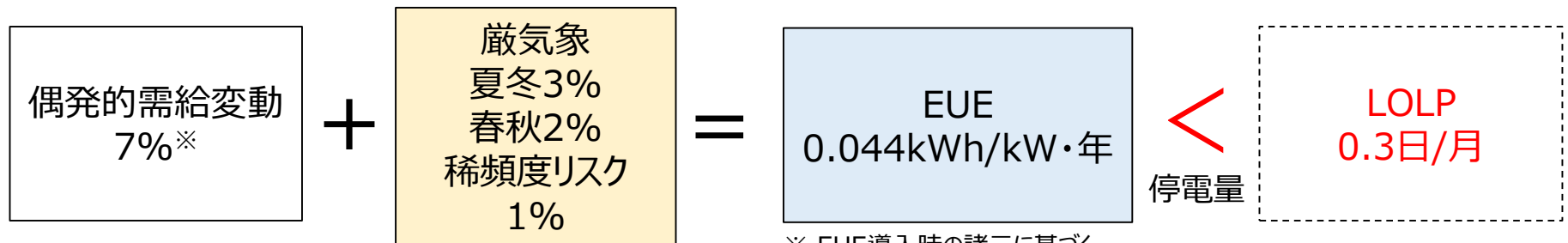
- 偶発的需給変動対応は、EUEの導入にあたり、LOLP：0.3日/月に相当する必要供給予備力が当時の7%であったことから、EUE導入当時の諸元に基づき7%に相当するEUEを設定（0.407kWh/kW・年）し、このEUEを維持する事を基本的な考え方としている。
- また、容量市場の約定処理や供給計画での信頼度評価に使用しているEUEは、偶発的需給変動に厳気象・稀頻度を加えた供給力で算出された停電量であり、これを供給信頼度基準（0.044kWh/kW・年）としている。つまり、容量市場の約定処理や供給計画での信頼度評価に使用しているEUEは、その一部に確定論（予備率評価）に基づく必要量を含んでいる。

<偶発的需給変動に対応するEUE>



※ EUE導入時の諸元に基づく

<容量市場の約定処理や供給計画の信頼度評価に用いられるEUE>



※ EUE導入時の諸元に基づく

(参考) LOLP評価と必要予備率7%について

- EUE評価を導入する前の供給信頼度基準は、8月ピーク時間帯のLOLP：0.3日/月と定められていた。また、LOLP評価の結果、この基準を満足する必要予備力として、8月H3需要の7%程度という算定結果が得られていた。

(参考) これまでの供給信頼度評価指標「7%※」の意味合い

現状の整理

5

※持続的需要変動対応を含めると8%

- **これまでの供給信頼度評価**では、**8月ピーク時間帯の供給信頼度基準をLOLP:0.3[日/月]**と定めていた。
- **そして、上記の供給信頼度基準を満たす必要予備率を求めるために、8月各日のピーク時間帯の確率論的評価手法のLOLPにて算定したところ、各エリアともに8月H3需要の必要予備率が7%※程度という算定結果が得られた。**また、8月の必要予備率算定結果を踏まえ、**8月以外の各月のH3需要に対する必要予備率についても、8月の必要予備率(8月H3需要の7%※)を準用**している。
- 上記を踏まえ、**分かり易さの観点**から、供給信頼度評価方法としてはLOLP:0.3[日/月]ではなく、**各月のH3需要の7%※以上を確保していることを供給信頼度の指標**として管理していた。

これまでの供給信頼度基準
=8月ピーク時間帯LOLP評価:0.3[日/月]

8月ピーク時間帯LOLP:0.3[日/月]の必要予備率→各エリアの8月H3需要の7%程度
⇒ **各月の必要予備率についても各エリア予備率7%※を準用**
(融通後の各エリア各月H3需要7%を確保≠全国各月H3需要合計7%≠供給信頼度確保として評価)

エリア	LOLP	基準
北海道	0.3[日/月]	0.3
東北	0.3[日/月]	
東京		
中部		
北陸	⋮	
関西		
中国		
四国		
九州	0.3[日/月]	

必要予備率を算出

LOLP解析による算出結果 22

H17年度計算結果(想定断面：H21年度(第5年度)8月)

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9社計
最大3日平均電力 (MW)	4,800	14,380	61,830	26,560	5,450	30,640	11,960	5,640	16,830	178,090
各社単独時 ケース	予備力 (MW)	629	1,497	5,377	2,628	660	2,675	1,176	759	17,028
	予備率 (%)	13.1	10.4	8.7	9.9	12.1	8.7	9.8	13.5	9.6(平均)
各社連系時 ケース	予備力 (MW)	358	1,107	4,392	1,959	341	2,039	781	356	12,485
	予備率 (%)	7.5	7.7	7.1	7.4	6.3	6.7	6.5	6.3	6.9
連系効果 (単独-連系)	予備力 (MW)	271	390	985	669	319	636	395	403	4,543
	予備率 (%)	5.6	2.7	1.6	2.5	5.8	2.0	3.3	7.2	2.8

※ 単独(エリア間連系を考慮しない)ケースと、連系(エリア間連系を考慮する)ケースの予備率の差が連系効果。連系効果分を連系線のマージンとして設定。

出典：広域的運営推進機関設立準備組合 第5回マージン及び予備力に関する勉強会(H27.1.15) 中部電力殿資料

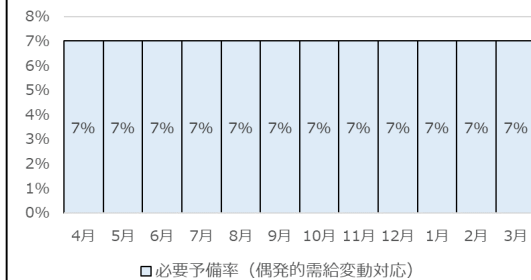
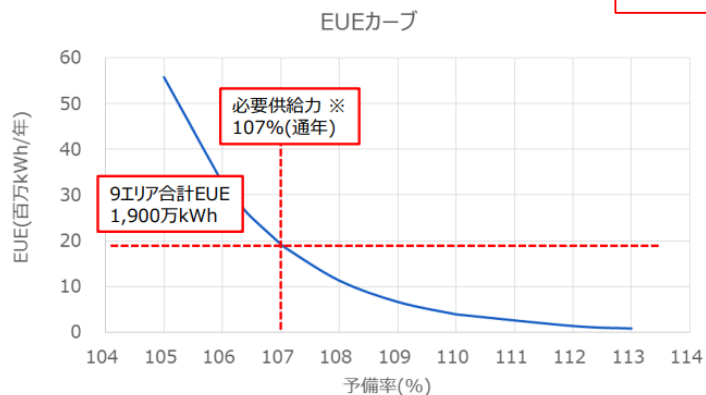
- EUE評価の導入当初には、予備力として偶発的需給変動対応7%のみを確保した条件におけるEUEを算定しており、これは0.120kWh/kW・年であった。
- このEUE : 0.120kWh/kW・年がLOLP : 0.3日/月と同水準の停電量であり、偶発的需給変動対応7%に相当する供給信頼度基準である。

(参考) 全国の必要供給予備力7%に相当する供給信頼度基準値

17

- 全国の必要供給予備力7%/年に相当する信頼度基準を算定した結果、EUEで「1,900万kWh/年」程度(需要1kWあたりのEUEでは0.120kWh/kW・年)となった。
- 以上より、前ページの春季・秋季7%と夏季・冬季の10%に相当する信頼度基準は、必要供給予備力7%/年よりも、供給信頼度が大幅に向上していることが分かる。

この前提条件で算出



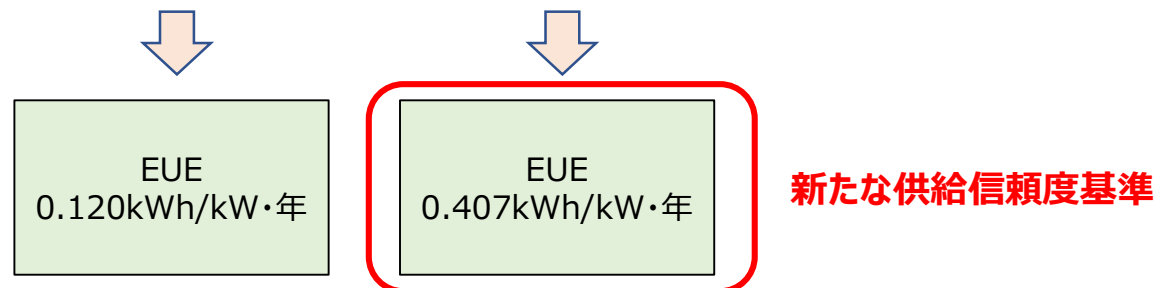
※持続的需給変動分(1%)は除く

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9IIRIA計
EUE(万kWh/年)	60	164	632	298	60	314	126	60	186	(1,900)
需要1kWあたりのEUE(kWh/kW・年)					0.120					(0.120)

- 第80回本委員会でEUE算定向け計画外停止率を下表の通り見直している。
この数値変更の主な要因は、前回調査では前日計画から実需給までの計画外停止率を抽出していたのに対し、今回調査では供給計画時点から実需給までの計画外停止率に見直したことによる抽出方法の変更と考えられ、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、信頼度基準の設定条件を見直すこととしており、偶発的需給変動対応7%に相当する供給信頼度基準は、0.407kWh/kW・年となる。

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%	

【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

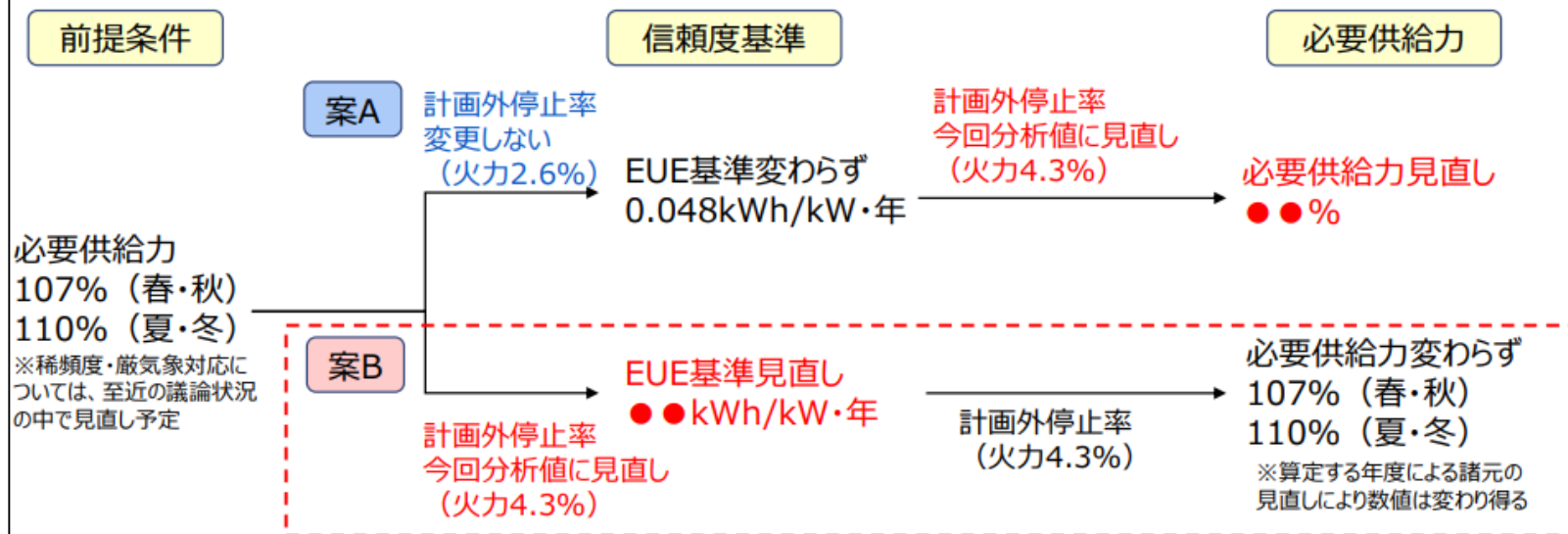


③計画外停止の考え方

～ 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)

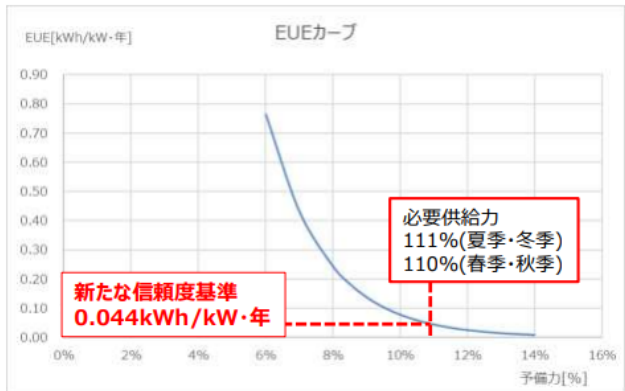


- 現在の容量市場や供給計画においては、偶発的需給変動対応に厳気象対応および稀頻度リスク対応を考慮した予備率のもとで算出された年間EUEを供給信頼度基準（現在の値はEUE：0.044kWh/kW・年）と定義し、これに基づき約定処理や信頼度評価を実施している。

第81回本委員会の結果を踏まえた新たな供給信頼度基準 5

■ 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。

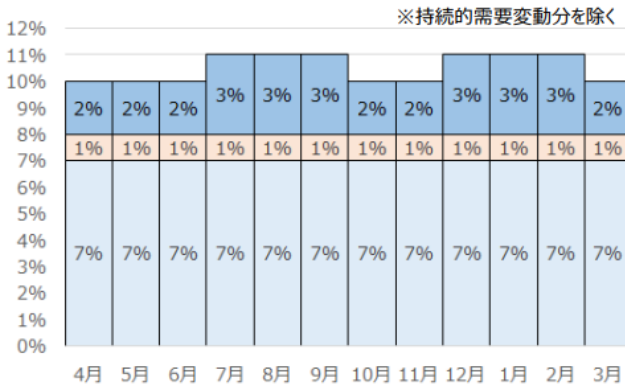
※ 厳気象対応・稀頻度リスクの供給力増加はEUE(停電量)の減少方向に作用する一方で、偶発的需給変動分におけるEUE計画外停止率の変化(火力2.6%⇒4.3%)はEUE(停電量)の増加方向に作用するため、トータルでは基準となるEUE(停電量)が微減となった。



EUEカーブ

＜必要供給力(見直し後)＞

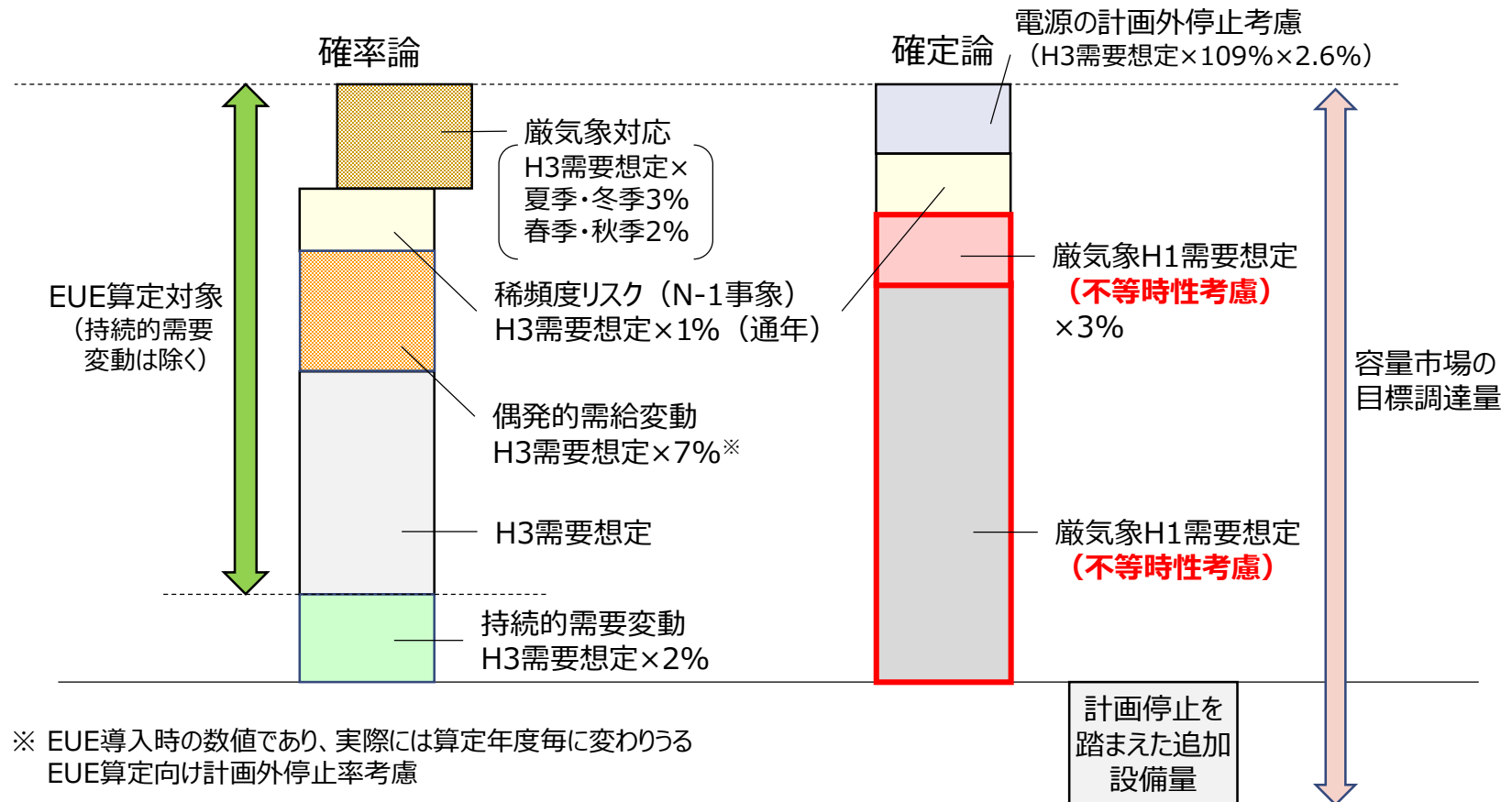
※持続的需要変動分を除く



□必要予備率 □稀頻度リスク ■厳気象対応

	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

- 各エリアにおける最大需要発生日時は必ずしも同時発生していないため、全国の最大需要（エリア合成最大需要）は各エリアの最大需要の単純合計に比べて小さくなる。これを需要の不等時性という。
- **供給信頼度評価や需給検証等における廠気象H1需要想定では、エリア間の不等時性（不等時性による需要減少率）が考慮されている。**



- 需要の不等時性は形成された広域ブロック単位で考慮されるため、不等時性による需要減少率は基本的に連系線制約に基づいて設定される。ただし、**将来の想定断面においては、対象となる実需給年度の電源トラブルなどを含めた需給バランスの想定が困難であり、連系線制約の精緻化が困難である**（例：次スライド）。
- このため、容量市場の約定処理等に用いられる**厳気象対応の必要量算出においては、第4回電力レジリエンス等に関する小委員会の検討に基づき、容量市場での調達量を無闇に増やしすぎないように、連系線による市場分断が発生していない9エリアブロックでの不等時率を用いている**（夏季：▲2.60%、冬季：▲2.64%）。

■ 2018年度夏季の各エリアの最大需要発生日時は以下の通りであり、必ずしも同時発生していない。
 ■ 全国の最大需要は8/3 14~15時で発生しており、各エリアの最大需要合計との差分は▲445万kW（▲2.6%）

各エリアの最大需要と発生日時（2018年度夏季） (単位：万kW)

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	各エリア最大の合計
日付	7/31	8/23	7/23	8/6	8/22	7/19	7/23	7/24	7/26	8/9	—
時間帯	17:00	15:00	15:00	15:00	15:00	17:00	17:00	17:00	15:00	17:00	—
需要	442	1,426	5,653	2,622	521	2,865	1,108	536	1,601	143	16,918

10エリア合成需要と各エリア需要（2018年度夏季） (単位：万kW)

	日時	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	10エリア合成需要*1
1	8/3 15:00	401	1,291	5,600	2,584	503	2,794	1,084	503	1,579	135	16,473

▲445

【出典】第2回電力レジリエンス等に関する小委員会（2019.1.22）資料2

(単位：万kW)

項目		9エリア	補足事項
①	平常H3想定需要	15,758	9エリアの夏季の平常H3需要の合計
②	厳気象H1需要	16,813	9エリアの夏季の厳気象H1需要の合計
③	不等時性を考慮した厳気象H1需要	16,376	9エリアブロックでの2018年度夏季の需要減少率2.60%考慮
④	平常H3需要×108%	17,019	平常H3需要に対して確保する供給力
⑤	計画外停止率*を考慮した供給力減少	443	火力発電の計画外停止率2.6%考慮
⑥	厳気象対応分	291	①に対する割合：1.8%
	供給力合計	16,867	厳気象対応分を考慮した供給力（計画外停止分控除）

【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

- 市場分断の発生有無は、その断面における各エリアの需要だけでなく作業停止等を含めた電源の立地や電源トラブル状況によっても左右される。そのため、例えば下図のように年度だけでなく月によっても各ブロックの不等時率は大きく異なる。
- したがって、容量市場の約定処理等を行う時点で各ブロックの不等時率を精緻に想定することは困難である。

<2023年度夏季の需給検証における各ブロックの不等時率>

各ブロックの需要減少率	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
7月	▲0.07%	0%	0%	▲0.53%	▲0.53%	▲0.53%	▲0.53%	0%	▲0.53%	0%
8月	▲0.07%	0%	0%	▲0.53%	▲0.53%	▲0.53%	▲0.53%	0%	▲0.53%	0%
9月	0%	0%	0%	0%	▲0.65%	▲0.65%	▲0.65%	▲0.65%	0%	0%

【出典】第86回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2023.5.29）資料5

<2022年度夏季の需給検証における各ブロックの不等時率>

各ブロックの需要減少率	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
7月	0%	0%	0%	0%	▲1.34%	▲1.34%	▲1.34%	▲1.34%	▲1.34%	0%
8月	0%	▲2.05%	▲2.05%	▲1.64%	▲1.64%	▲1.64%	▲1.64%	0%	▲1.64%	0%
9月	0%	▲1.78%	▲1.78%	▲1.78%	▲1.78%	▲1.78%	▲1.78%	▲1.78%	▲1.78%	0%

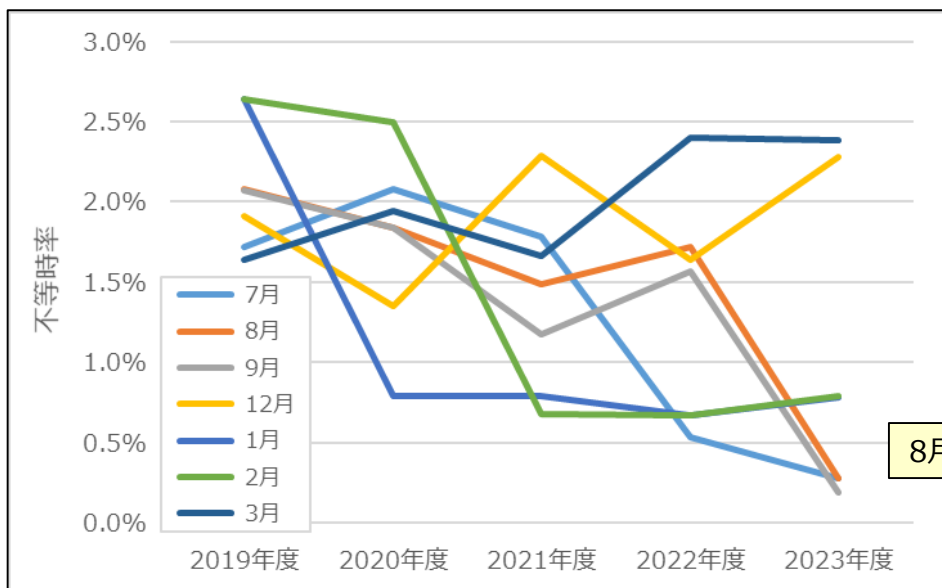
【出典】第73回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2022.5.25）資料1

年度・月が異なると
不等時率が
大きく異なる

- 至近年度の需給検証における全国の不等時率の推移をみても、年度や月によって不等時率は大きく異なっていることが分かる。このため、容量市場時点で無闇に調達量を増やしすぎないように不等時率を最大限考慮している。
- なお、8月と1月に着目すると、不等時率は減少傾向とも言えるか。電源の偏在化や連系線増強によっても傾向が変わり得るため、引き続き傾向を確認していくことが必要。

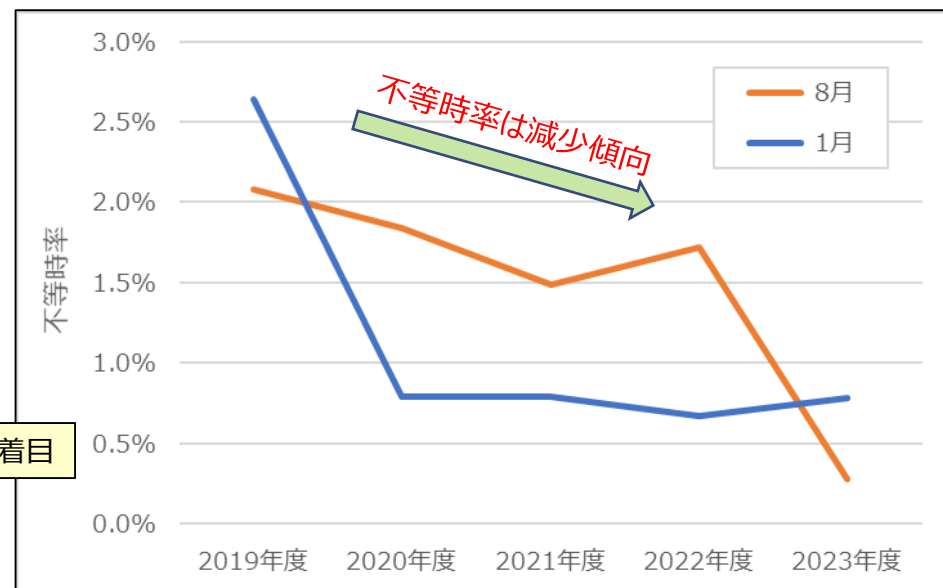
＜至近年度の需給検証における全国の不等時率の推移＞

各月の不等時率



8月と1月に着目

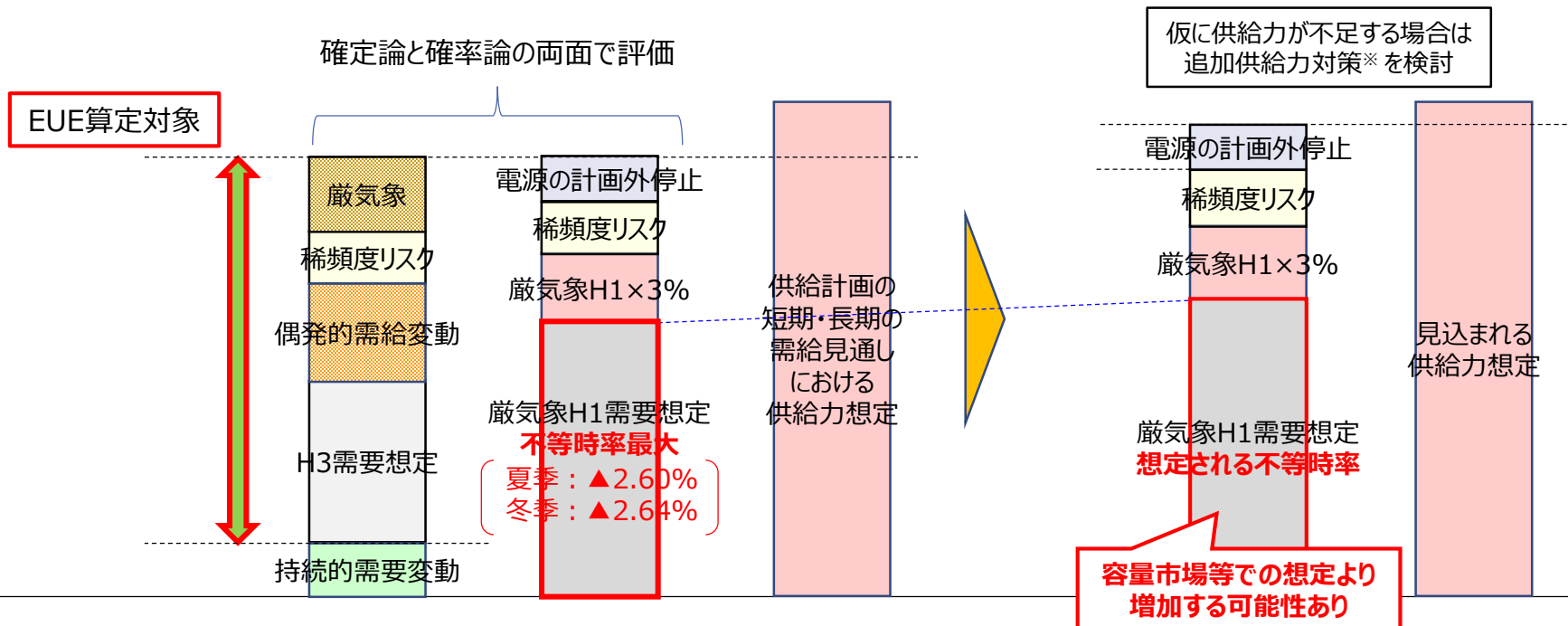
8月および1月の不等時率



- 前述のとおり、**容量市場の約定処理・供給計画の供給信頼度評価で用いる供給信頼度基準（年間EUE）は、厳気象H1需要想定で不等時率を最大限考慮した供給力（下図左）における停電量で設定している。**
- 一方、実需給近傍に実施する需給検証等においては、各エリアの需給バランス想定に基づき、広域ブロックの発生状況を想定することが可能となり、**より実態に即した不等時率を考慮した評価が可能となる。**このため、前述の通り**エリア分断が発生する状況となれば、厳気象H1想定需要は容量市場時点より大きくなるおそれがある。**一方、**供給力においても、実需給近傍では容量市場外の供給力や実態の作業停止なども含めた想定を実施し、必要供給力の充足を確認している。**

＜容量市場等における想定＞

＜需給検証等における想定＞



※ 実際には均平化後における各ブロックの予備率が不足するエリアで対策を実施

(1) 供給信頼度評価（EUE評価）と需給検証等（予備率評価）について

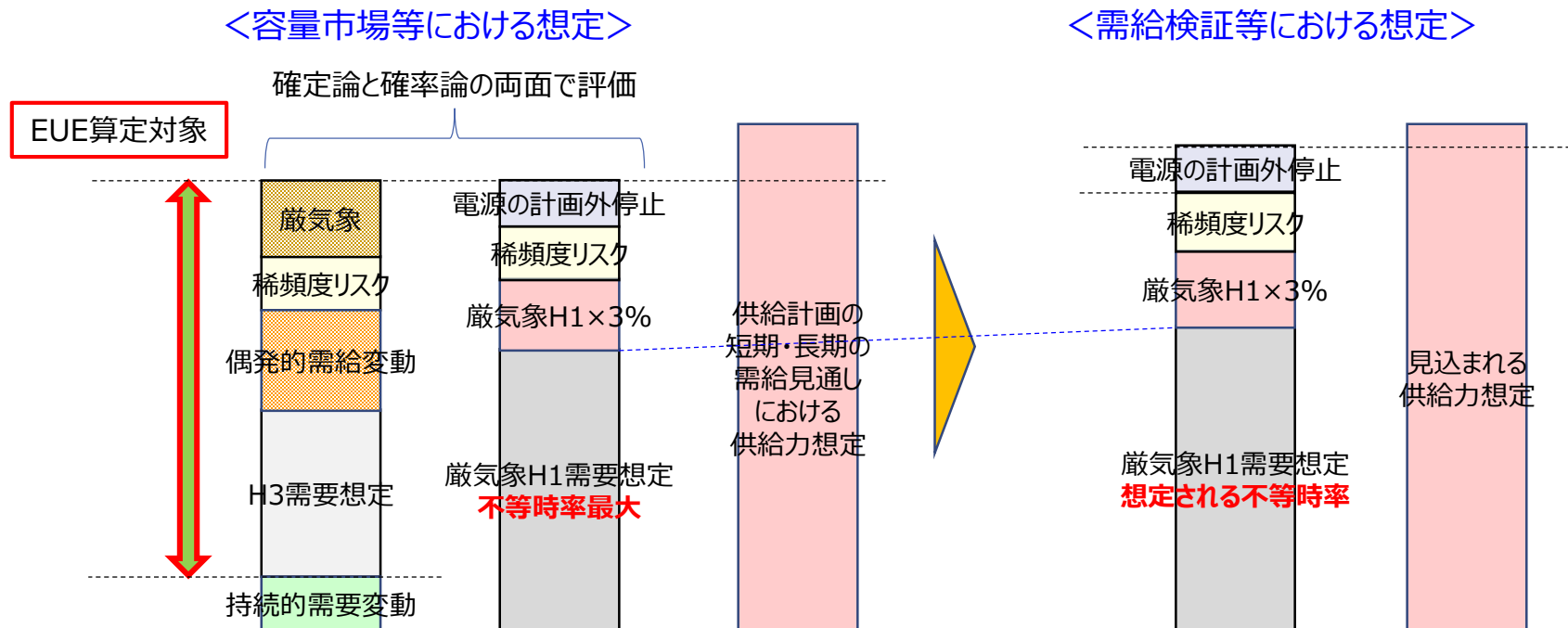
- ・現状整理
- ・論点1
- ・論点1まとめ

(2) 供給信頼度評価の精度向上について

- ・課題意識
- ・対応方針検討
- ・論点2
- ・論点3
- ・論点2・3まとめ

論点1：供給信頼度評価（EUE評価）と需給検証等（予備率評価）の必要性について 22

- 容量市場から需給検証まで厳気象H1需要に対する必要供給力の充足を確認するという考え方は整合している。
- 容量市場や供給計画においては、年度全体を対象として、安定電源として必要な供給力を算出するとともに、再エネや揚水などの供給力を適切に評価可能なEUE評価が有用である。
- 一方、需給検証等の時点では、実需給近傍の最新状況を反映した結果、厳気象H1需要想定や不等時率の見直しに伴い、厳気象H1需要に対する必要供給力も変化する場合がある。これを踏まえると、実需給近傍である需給検証等については、電源トラブル等により頻繁に変わり得る需給状況を適宜反映可能であり、厳気象H1需要に対する必要供給力を確保していることの確認が容易な、各コマに対する予備率評価が適している。
- このため、容量市場・供給計画におけるEUE評価だけでなく、需給検証等における予備率評価も継続することで
どうか。



(1) 供給信頼度評価（EUE評価）と需給検証等（予備率評価）について

- ・現状整理
- ・論点1
- ・論点1まとめ

(2) 供給信頼度評価の精度向上について

- ・課題意識
- ・対応方針検討
- ・論点2
- ・論点3
- ・論点2・3まとめ

- 過去の電力レジリエンス等に関する小委員会の整理に基づき、必要供給予備力は確率論と確定論の大きい方で決定している。また、H3需要に対する厳気象H1需要の比率が大きい至近の状況を踏まえると、**安定供給の観点から、厳気象H1需要に対する必要供給力を確保することは引き続き必要である。**
- **容量市場から需給検証まで、厳気象H1需要に対する必要供給力の充足を確認するという考え方は整合している。** その中でも、容量市場・供給計画などの年間評価については、年度全体を対象として、安定電源として必要な供給力を算出するとともに、再エネや揚水などの供給力を適切に評価可能なEUE評価が、実需給近傍での需給検証等においては、頻繁に変わり得る需給状況を適宜反映可能な予備率評価が適している。このため、**容量市場・供給計画におけるEUE評価だけでなく、需給検証等における予備率評価も継続することでどうか【論点 1】。**
- また、容量市場等における必要供給予備力算定において確率論と確定論の両面で判断しているうち、厳気象H1需要に関して確定論に基づいた見方をしていることについては、今後、厳気象H1需要も含めた確率論的な評価（EUE評価）が可能かどうかについて継続的に検討を実施していく。

(1) 供給信頼度評価（EUE評価）と需給検証等（予備率評価）について

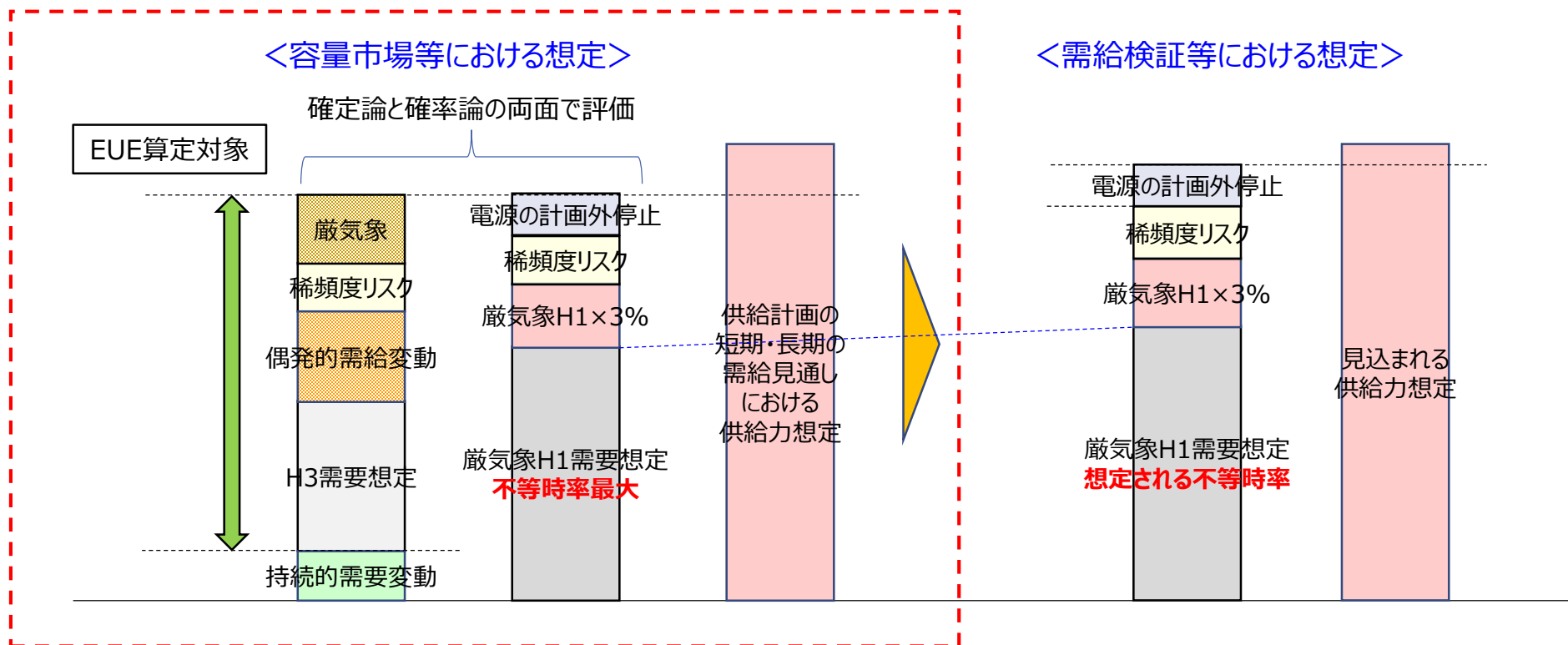
- ・現状整理
- ・論点1
- ・論点1まとめ

(2) 供給信頼度評価の精度向上について

- ・課題意識
- ・対応方針検討
- ・論点2
- ・論点3
- ・論点2・3まとめ

- 前章にて、実需給近傍では不等時率等の影響により厳気象H1需要に対する必要供給力が増加する可能性があることを明らかにした。

このため、**容量市場や供給計画で必要供給予備力をより確実に調達・確認するという観点から、更に精度高く想定することは重要である。**

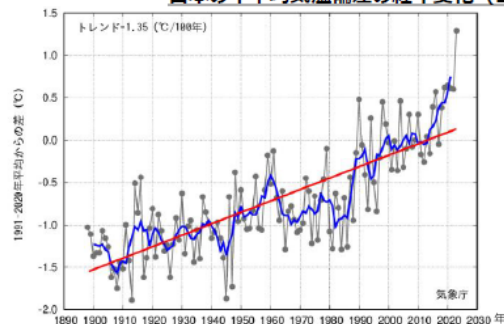


- 第69回電力・ガス基本政策小委員会では、調達すべき供給力の変化の兆候を見過ごすリスクを防ぐため、必要供給力算定における算定諸元において、随時見直されるべき諸元を検討するとともに、今後は算定諸元についても随時見直すことを基本的な方向性として示された。

容量市場における必要供給力算定諸元の見直しについて

- **容量市場のメインオークションを通じた必要供給力の評価**は、今後10年間の電力需給見通しを評価する供給計画取りまとめや、電力需給が厳しくなる夏・冬の直近3ヶ月前を目安に、猛暑・厳寒需要に対する需給バランスを評価する電力需給検証報告とは異なり、**リクワイアメントと共に確保された供給力を評価できる点**、また、**実需給期間における特定の時点ではなく、年度全体を通じた評価ができる点**において重要な評価である。
- 必要供給力の評価の算定を行う諸元は、これまで、**必要に応じて見直しを提起する形であったが**、最近では、2022年3月の東日本における電力需給ひっ迫等を受け、**必要供給力算定方法の見直しが提起され、それを受けて算定方法について整理**がなされている。
- 一方、**直近の平均気温の変化を確認すると大きく変動している様子が見られる等**、見直しの検討を行わないままでは、**調達すべき供給力の変化の兆候を見過ごすリスク**もある。
- こうしたことから、随時見直されるべき諸元の検討と共に、**今後は算定諸元（需要や電源構成等を踏まえた厳気象対応等）についても随時見直すことを基本的な方向性として**検討してはどうか。

日本の年平均気温偏差の経年変化（1898～2023年）



(出典) 気象庁ホームページ「日本の年平均気温偏差の経年変化」

<正偏差の大きかった年>

上位	年	偏差(°C)
1	2023	+1.29
2	2020	+0.65
3	2019	+0.62
4	2021	+0.61
5	2022	+0.60

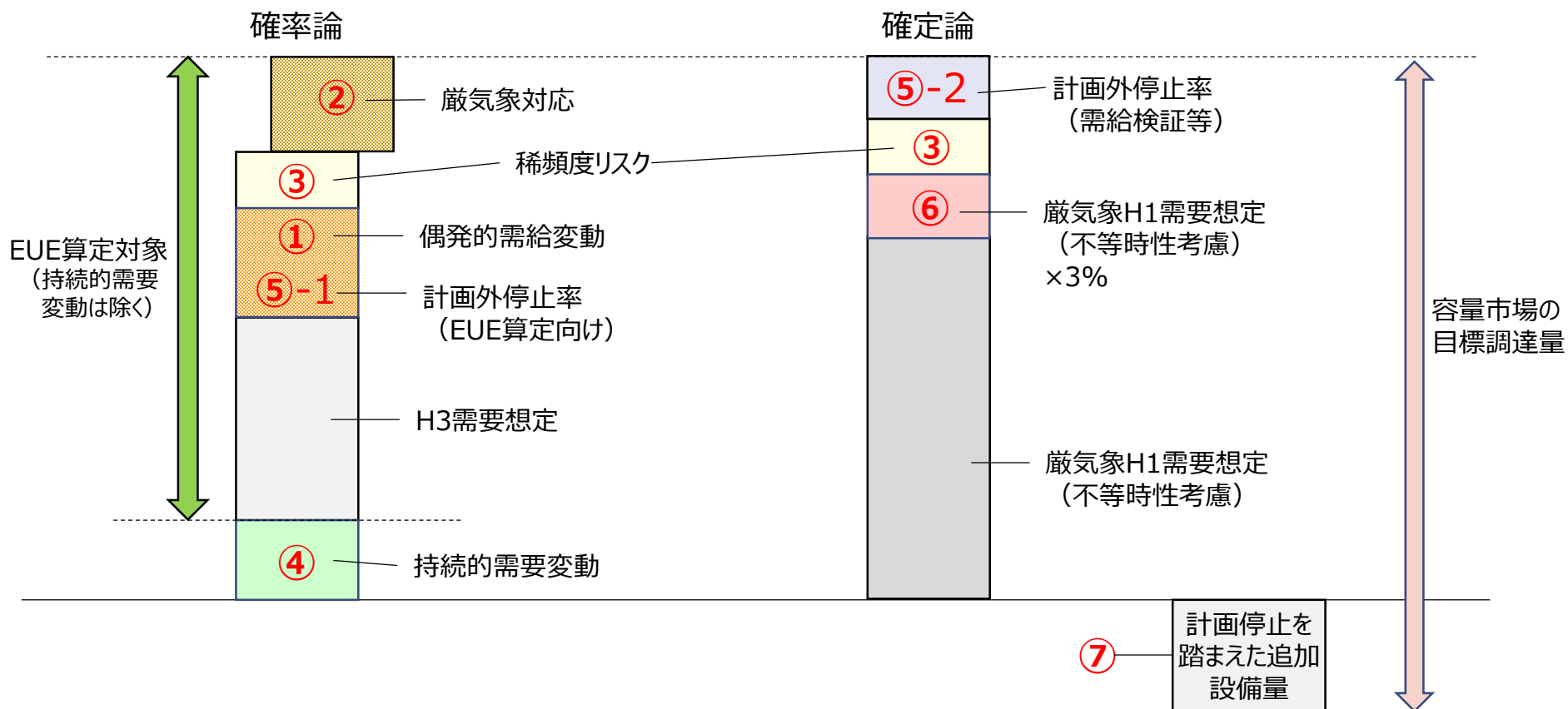
(1) 供給信頼度評価（EUE評価）と需給検証等（予備率評価）について

- ・現状整理
- ・論点1
- ・論点1まとめ

(2) 供給信頼度評価の精度向上について

- ・課題意識
- ・対応方針検討
- ・論点2
- ・論点3
- ・論点2・3まとめ

- 必要供給予備力を構成する各要素（下図番号）は、過去の実績データや想定断面における系統構成を踏まえて定められており、**その必要量（H3需要に対する割合）を適切に見直すことでより精緻な必要供給予備力想定が可能になると考えられる。**
- ただし、これらの各要素の必要量見直しの頻度および必要性については、その算定方法などを考慮したうえで検討する必要がある。そこで、**これらの要素（下図番号）の必要量見直しに関する考え方について整理を行った。**



①偶発的需給変動対応の見直しについて

- 偶発的需給変動対応は、前述の通り、LOLP：0.3日/月に相当する必要供給予備力7%からEUEを設定し、そのEUEに基づき各エリアのH3需要想定や電源ラインナップ、連系線の運用容量などの諸元から算定するものであり、これら諸元は毎年・算定年度ごとに変わり得るので、偶発的需給変動対応の量も変わり得る。
- したがって、**偶発的需給変動対応の必要量は毎年・算定年度ごとに算定する必要がある。**

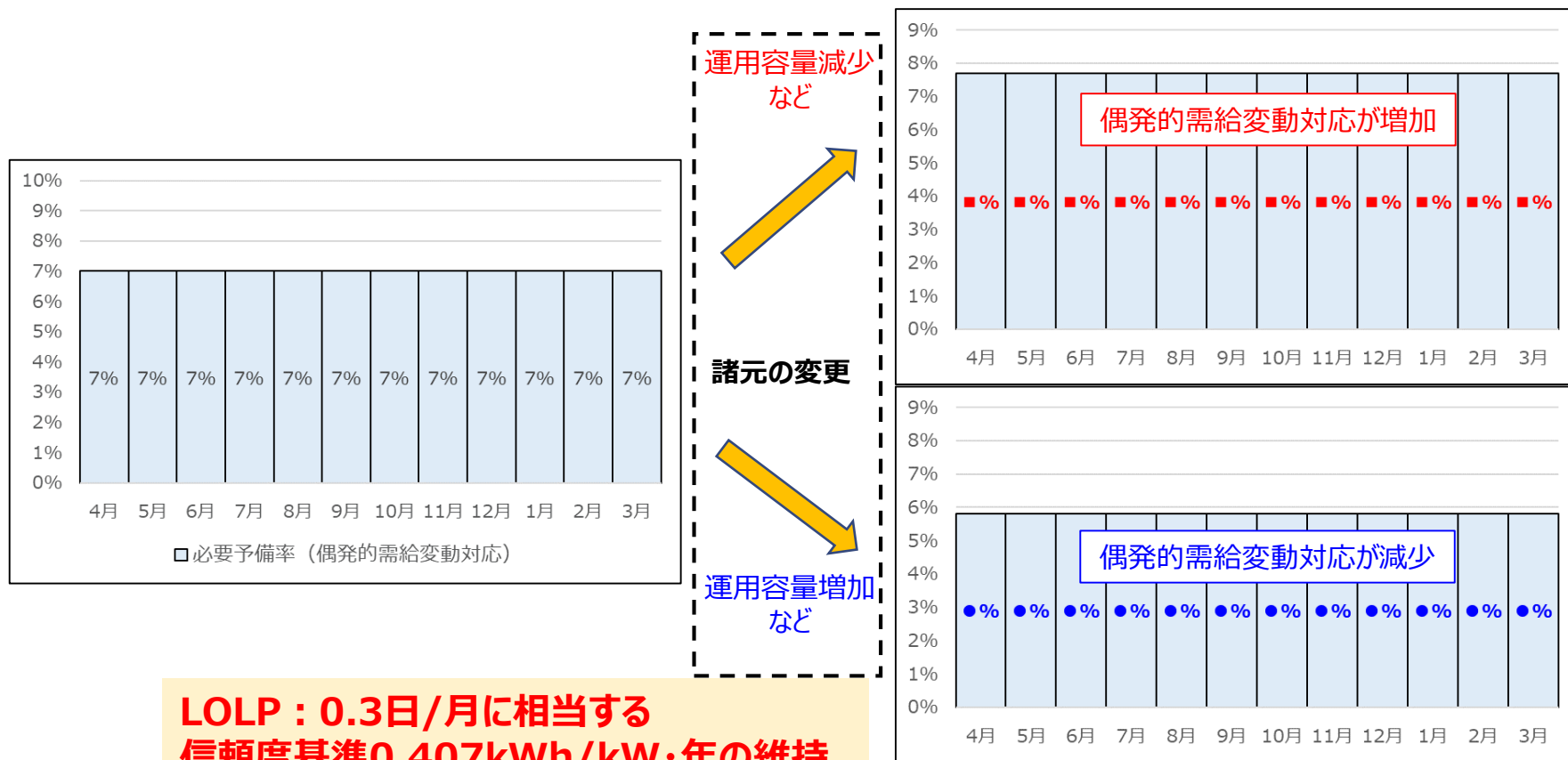
4 指標算定の前提条件

11

(2) 今後の全国の供給信頼度基準の考え方

- 全国の供給信頼度基準の考え方は、以下のとおり整理してはどうか。なお、各エリアの供給信頼度基準の整理によって、改めて議論を行うことも考えられる。
- 全国の供給信頼度基準
 - 従来は供給信頼度基準を各エリアでLOLP0.3日/月とし、地域間連系線を活用した他エリアからの応援を考慮した上で、各エリアの必要供給予備力（偶発的需給変動対応分）を7%と整理している。
 - 今後は「需要1kWあたりのEUE」を供給信頼度の指標として、再エネ導入量拡大の影響などを必要供給予備力に評価することが必要である。
 - 今回の前提条件における経済性分析の試算結果は、適切な供給予備力5.8～7.8%程度であり、現在の必要供給予備力7%と概ね同じ水準であった。
 - 現在の必要供給予備力7%は、これまでの長年に亘る安定供給の実績があること、また至近の再エネ導入が一定程度進んでいることを踏まえると、「現状レベル（7%）」を下回らないことが妥当と考えられるのではないか。他方で経済性分析から導かれる適切な供給予備力には幅（5.8～7.8%）があることから、直ちには7%を引き上げることは不要ではないか。
 - 以上から、現時点では、全国の供給信頼度基準は「現状レベル」を下回らないことと整理し、現状の全国の必要供給予備力7%に相当する「需要1kWあたりのEUE」として設定することとしてはどうか。
- 各エリアの供給信頼度基準（次回以降整理）
 - 各エリアの供給信頼度基準については、間接オークションによる供給力や連系線空容量の設定方法等を含めて次回以降整理する。

- 偶発的需給変動対応については、当時のLOLP : 0.3日/月 (EUEでは0.407kWh/kW・年) を下回らないこと (維持する事) を基本的な考え方としているため、**EUE評価における系統諸元 (連系線の運用容量や電源ラインナップなど) が見直されることで、偶発的需給変動対応の必要量は毎年変化する可能性がある。**
- ただし、偶発的需給変動対応の必要量が変化した場合においても、**LOLP : 0.3日/月に相当する信頼度基準 0.407kWh/kW・年は不変である。**

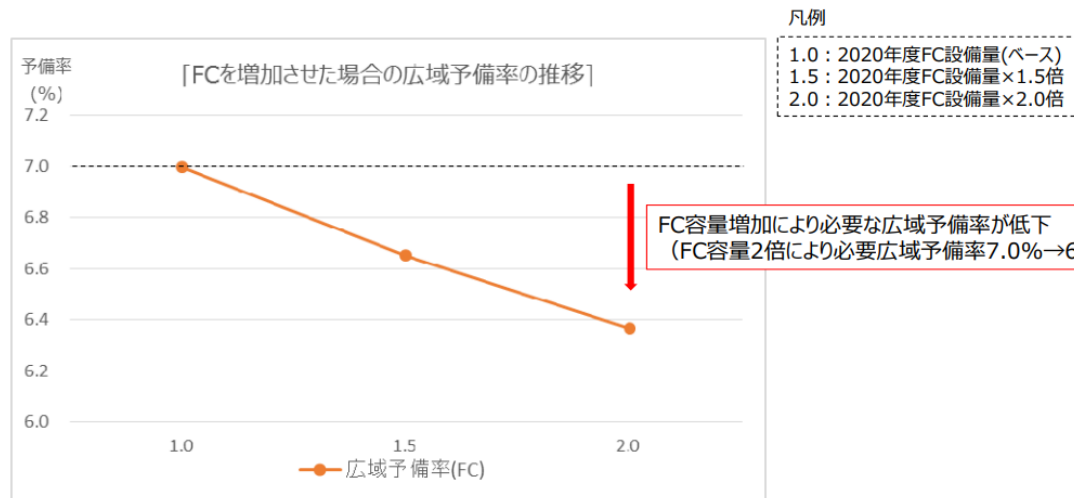


- 第46回本委員会（2019年12月20日）では、連系線容量の変化による必要供給予備率の感度分析を行っており、連系線容量が増加することで必要供給予備率が低下することが報告されている。
- このため、特に連系線増強などの運用容量の大幅な変更があると、偶発的需給変動対応が大きく変わることとなる。なお、厳気象分算定における厳気象H1需要想定においては、前述の通り、連系線分断のない最大の不等時率で見込んでいるため、運用容量の大幅な変更があっても、厳気象H1需要想定が今以上に下がることはない。

(7) 連系線容量変化による必要広域予備率の変化（検証結果）

38

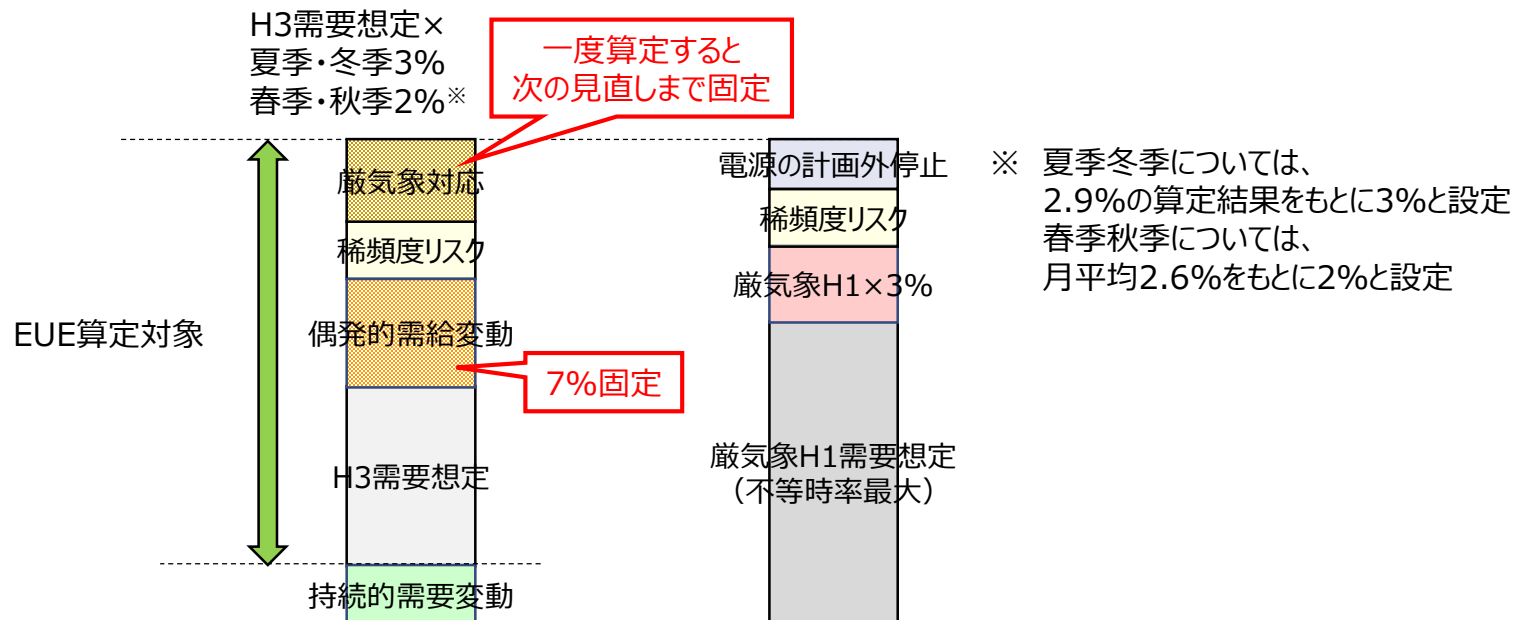
- 需要1kWあたりのEUEを0.048kWh/kW・年とするために必要な広域予備率を検証した結果、FCの容量が現状容量の2倍に増加すると必要広域予備率は7.0%から6.3%(▲0.7%)に減少する結果となった。
- このことから、EUE算定において、FCでは連系線混雑が一定程度発生しており、連系線容量増加に伴う連系効果が拡大したと考えられる。



② 厳気象対応の見直しについて

- これまで、**厳気象対応の必要量は大きく数値が変わらない性質のものとして、定期的に数値を見直すことはしていなかった**。また、厳気象対応の**必要量算定においては偶発的需給変動対応を7%で固定**していた。
- 現在の厳気象対応の必要量は、第78回本委員会（2022年10月19日）における見直し結果から、夏冬：3%、春秋：2%としている（なお、夏季・冬季については、2.9%の算定結果をもとに3%と設定。春季・秋季については、各月平均2.6%をもとに2%と設定するなど、数値の切り上げ・切り捨ても実施している）。
- しかし、前述のとおり**偶発的需給変動対応の必要量が年度ごとに変わり得るものだと考えれば、本来ならば厳気象対応の必要量についても毎年・算定年度ごとに見直す必要がある**（都度算定するため、従来実施していた数値の切り上げ・切り捨ても不要か）。

＜現在の厳気象対応見直しの考え方＞



③稀頻度リスクの見直しについて

- 稀頻度リスクは単機最大ユニット脱落やN-1送電線故障時における対応として定められている。このため、電源ラインナップや系統構成の大きな変化がなければ、その必要量も変わらない。
- したがって、**稀頻度リスクの必要量は、系統状況の大きな変化が生じたタイミングで適宜見直す**こととする。

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、対応が来ているのだと思うが、**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）

④持続的需要変動対応の見直しについて

- 持続的需要変動対応は第77回本委員会（2022年9月28日）の本委員会にて1%⇒2%への見直しを実施。その後第89回本委員会（2023年8月18日）にて最新のデータで確認を実施したが、変動率に大きな差はなく、継続して2%を採用することとした。
- こうした結果を踏まえ、**持続的需要変動の必要量については、引き続き傾向を確認したうえで、必要に応じて適宜見直す**こととする。

DECOMP法による分析結果（まとめ）

19

- 分析期間の検討の結果、分析期間11ヶ年とした時の最大値は2.09%、分析期間を10ヶ年とした時の最大値は2.11%であり、概ね結果に差は無く、いずれのケースでも2%をやや上回る結果となった。
- DECOMP法についてはT成分、C成分、S成分、I成分をそれぞれ直接抽出していることから、C成分の形状はほとんど変わらないことも確認できた。
- 以上より、**持続的需要変動対応分の必要予備力は昨年度と変わらず2%と整理することでどうか。**
- また、**分析期間については、電力需給検証の考え方と整合を図り、至近過去10ヶ年を基本とすることでどうか。**
- なお、昨年度結果と比較すると若干の増加傾向が見られたことから、引き続き次年度以降の傾向を確認し、必要に応じ本委員会でご議論いただくこととする。
- 今後も継続的にデータを収集することで、コロナ以降のデータのみでの分析も可能となることから、分析期間についても必要に応じて見直していくこととする。

outlier：需要想定と整合

データ期間	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 (C成分/H3需要)	変動率最大年月
2012～2022年度	⑧2:2:2	2020/5	無し	2502	2489	2.09%	2021年11月
2013～2022年度	⑧2:2:2	2020/5	無し	2280	2267	2.11%	2021年11月
2012～2021年度 (前回分析結果)	⑧2:2:2	2020/5	無し	2269	2252	2.01%	2013年10月

- 持続的需要変動対応は、H3需要に影響するものの想定に織り込むことが困難な要素である循環的変動要素であり、H3需要想定と実績ぶれの対応に必要となる供給予備力である。

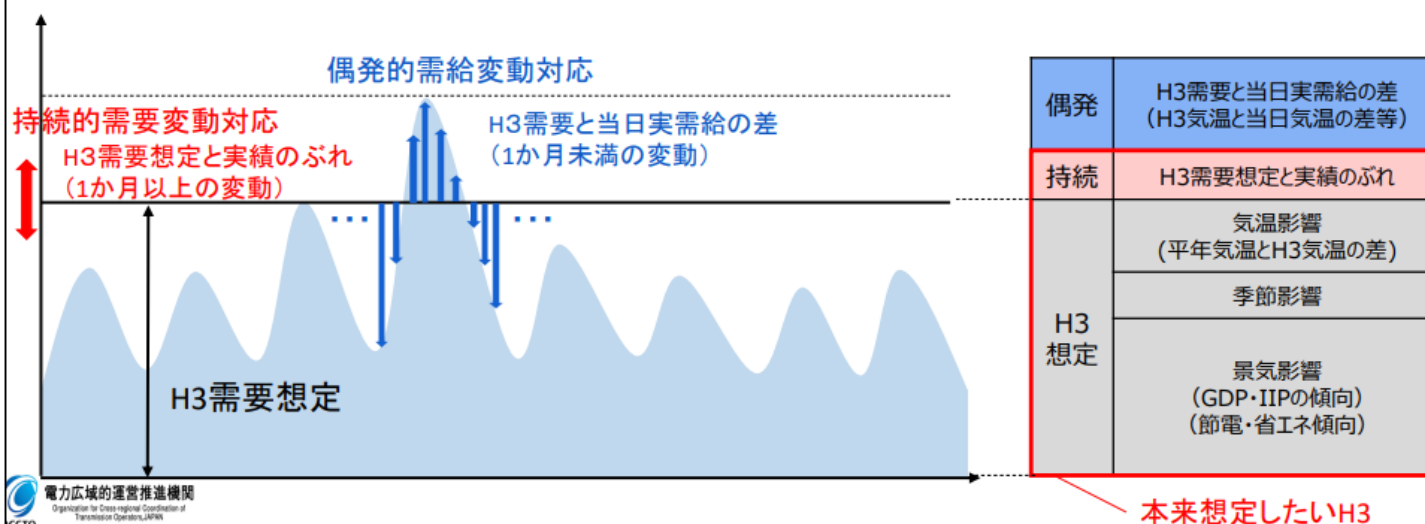
2. 持続的需要変動の定義と分析の考え方

25

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。

電力需要想定



⑤-1 EUE算定向け計画外停止率の見直しについて

- **EUE算定向け計画外停止率**については、年度ごとに数値のばらつきがあることを踏まえ、**3年周期でデータを集約・分析すること**としていることも踏まえ、**今後の分析結果も踏まえたうえで適宜見直す**こととする。

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%	
再エネ	原子力	2.5%	4.3%	火力の計画外停止率を準用
	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%	火力の計画外停止率を準用

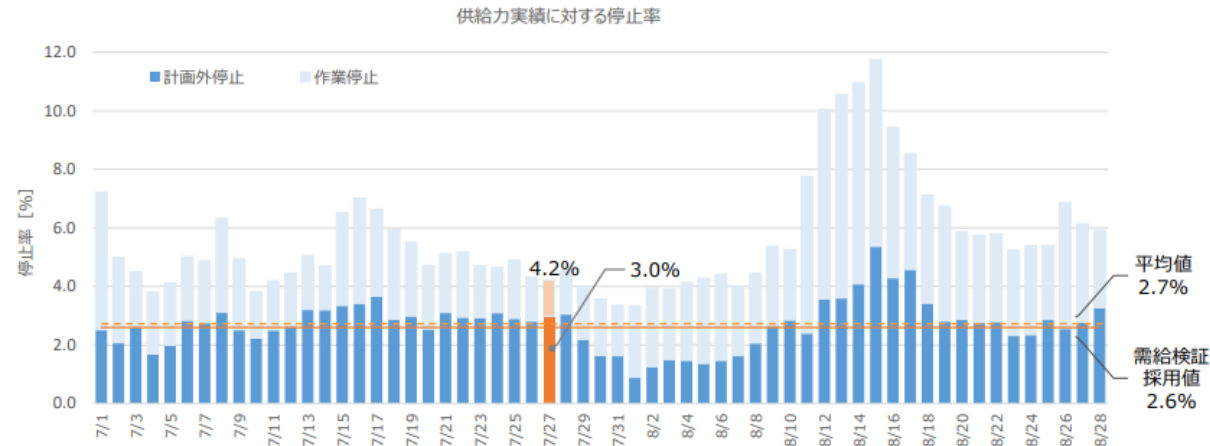
⑤-2 需給検証等で用いる発電機の計画外停止率の見直しについて

- **需給検証等で用いる発電機の計画外停止率**については、前日計画からの当日計画にかけて発生した計画外停止という考え方の違いがあり、需給検証では2.6%を採用している。
- 2023年度夏季データでは平均2.7%であり、**引き続きデータ収集のうえ検証を行っていく**こととしている。

(参考) 2023年度夏季の発電所停止状況 (7月1日～8月31日)

10

- 計画外停止率は最大需要発生日 (7月27日) で3.0%、平均で2.7%であった。
- なお、厳気象が予見される場合でも実施しなければならない作業もあることから、前回の需給検証から追加となった作業停止分も含めた供給力減少は最大需要発生日で4.2%であった。
- 計画外停止率については、引き続きデータを収集していき、検証を行っていく。



※ 全電源種の供給力に対する計画外停止量および前回の需給検証報告書 (2023年5月) において計画されていない作業に伴う供給力の変化量

- 電源の計画外停止率については、第2回電力レジリエンス等に関する小委員会にて、当面の需給検証等において考慮する計画外停止率は2.6%とし、全国の供給力計から一律で控除することとした。

3. 需給検証における需給バランスの評価方法の見直し

46

(1) 計画外停止

(1) 供給力評価時における計画外停止

【現状】 未考慮

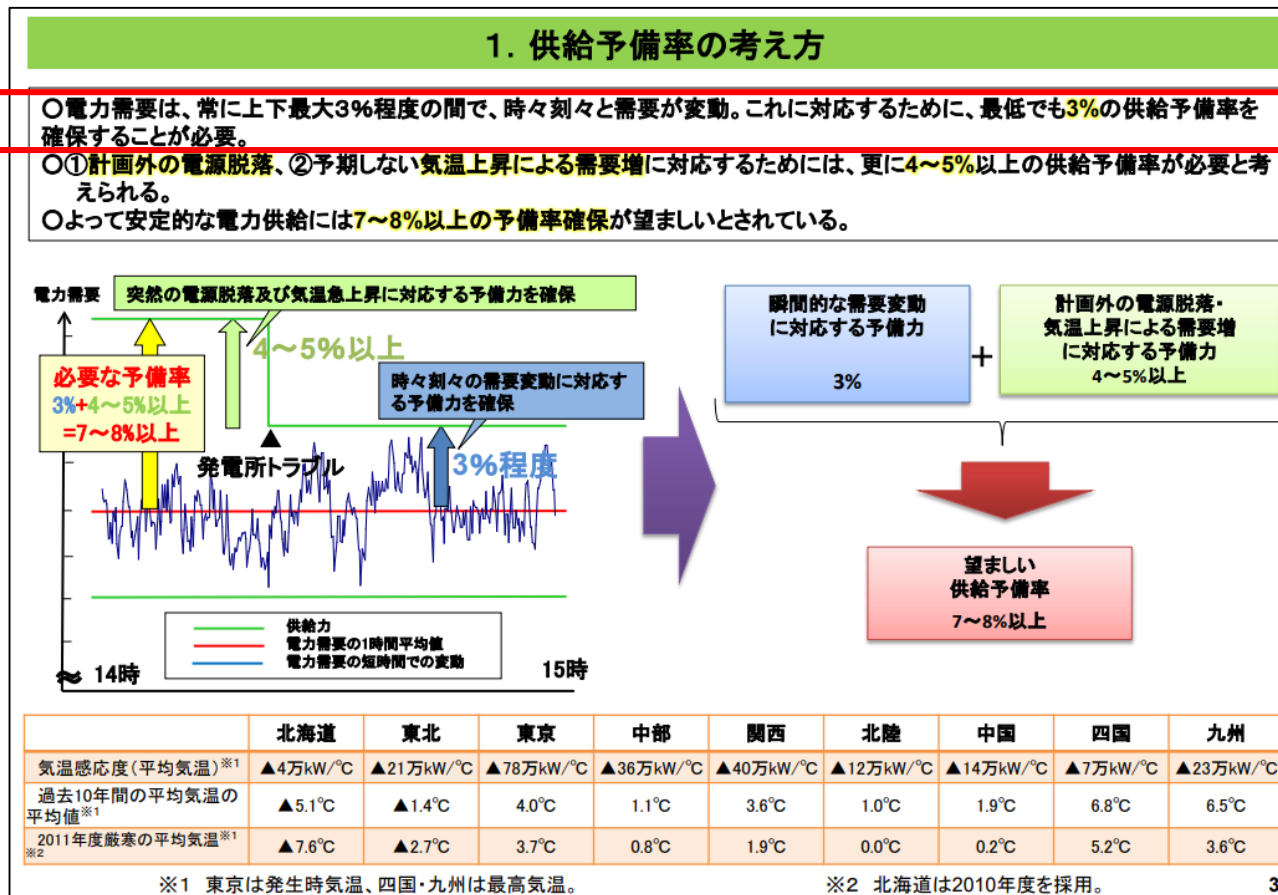
【見直し案】 全エリアで計画外停止率を考慮

(考え方)

- ✓ 計画断面で計上した供給力のうち、幾何かは、計画外停止等を要因に、実運用断面では供給力に見込めなくなると考えられる。また、連系線活用により供給力をエリア間で移動して評価していることも踏まえれば、全エリアあらかじめ計画外停止率を考慮し、供給力を減じて評価すべきではないかと考えられる。
- ✓ 当面の需給検証において考慮する計画外停止率は主要な電源である火力発電の2.6%とし、全国の供給力計から一律で控除した上で需給バランスを評価することとしてはどうか。
- ✓ これまで追加的に稀頻度リスク評価として、各エリア追加的電源脱落時の需給バランス評価を実施してきた。国の制度検討作業部会においても、稀頻度リスク対応について検討していくこととされたことを踏まえて、稀頻度リスクに備えた調達について本小委での検討事項としているところ。従来の追加的電源脱落時の需給バランス評価については、今後、本小委員会で検討・整理いただく稀頻度リスクに包含すると考えられるため、上記の計画外停止率の反映と重疊的に実施することは不要ではないか。

⑥ 厳気象H1需要想定の3%の見直しについて

- 厳気象H1需要想定に対して確保すべき3%の供給力は、時々刻々と変動する常時の需要変動に対応するための予備力であるとされている。**今後需要変動についての大きな状況変化が生じた場合においては、適宜見直すこととする。**



- 電源の計画外停止（過去の電源故障率）についても、稀頻度リスクと同様に追加確保すべき予備力に位置付けられており、厳気象対応の算定の中で考慮されている。

2 稀頻度リスク対応の基本的な考え方

57

- ここでは、国の制度検討作業部会において示された「各エリアで最大の電源または送電線故障が単一に発生した際に全エリアの予備力に対応すること（下記予備力のイメージにおける案①）」について、具体的に算定を行うこととした。
※なお、案②「過去の電源故障率と同等の予備力を確保」については、厳気象対応分の算定の中で考慮済み（P23スライド参照）

第27回制度検討作業部会 資料4 抜粋

暫定的に追加確保すべき予備力のイメージ

- 今後電源廃止などが進み、全国的に予備率が低下していく可能性も鑑みると、各エリアに存在する余剰供給力に頼るのではなく必要な予備力は制度的に確保すべきではないか。
- 現行の需給検証においては、各エリアで最大の電源または送電線故障が単一に発生した際に全エリアの予備力に対応することを前提に予備率を検証している(案①)。しかし、現実においては大小問わず1つまたは複数の電源・送電故障がランダムに発生しており、過去の電源故障率を参照し(案②)、現行の需給検証の考え方で十分か検証する必要があるのではないか。
- 他方、自エリア内の最大電源・送電線故障に対応する予備力をエリアごとに確保することも考えられるが(案③)、全エリアの最大電源・送電線故障が同時に起こることは考えにくいのではないか。
- 従って、広域機関において案①・②における必要量を再精査し、これらを追加確保すべき予備力の目安とした上で、停電コスト等を精査の上追加確保量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エリアにおける必要量を広域機関において更に精査してはどうか。
- また、現行の需給検証においては、全エリアでH1需要が同時に発生することを想定しているが、現実においてはエリアごとに異なるタイミングで発生しているため、H1需要想定も需要の不等時性を考慮し適宜広域機関において検証を行い見直してはどうか。

	基本的な考え方	想定しているリスク
案①: 全国最大供給力減少リスク	各エリアで最大の供給力減少リスクに対応するための予備力を全国で確保	各エリアで最大の電源または送電線故障が単一に発生
案②: 電源故障率	過去の電源故障率と同等の予備力を確保	大小問わず電源または送電線故障が全国で同時に一つまたは複数発生
案③: エリアごと最大供給力減少リスク	エリアごとに自エリア内の最大供給力減少リスクに対応するための予備力を確保	各エリア内の最大電源または送電線故障が全エリアで同時に発生

これらを追加確保すべき供給力の目安とした上で、停電コスト等を精査の上追加確保量を検討

※案②電源故障率については、厳気象対応分の算定の中で考慮済み(P23スライド参照)

9

⑦追加設備量の見直しについて

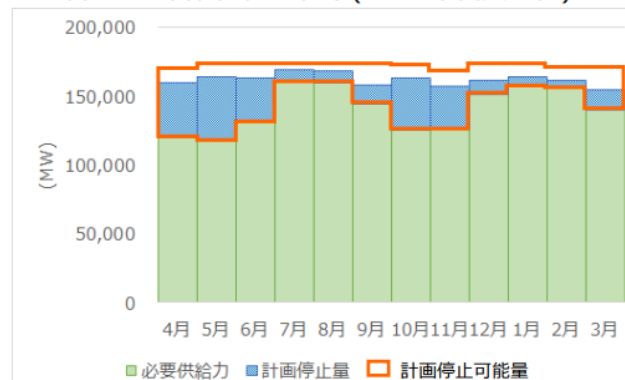
- 年間計画停止可能量および追加設備量については、容量停止計画調整の制度が始まったばかりであり、年間計画停止可能量の妥当性については、引き続き検討していく必要がある。
- こうした状況を踏まえ、**追加設備量の考え方についても、今後の調整状況を注視しつつ、必要に応じて随時見直す**こととする。

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

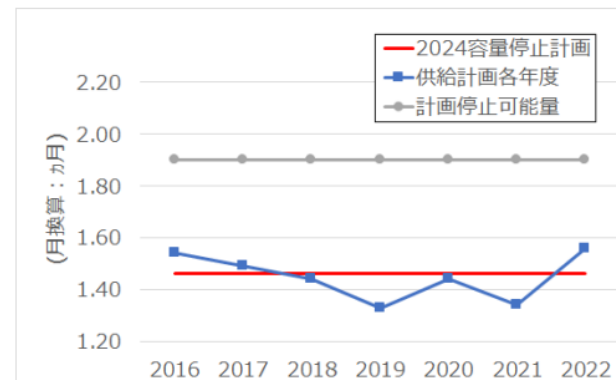
10

- 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)>

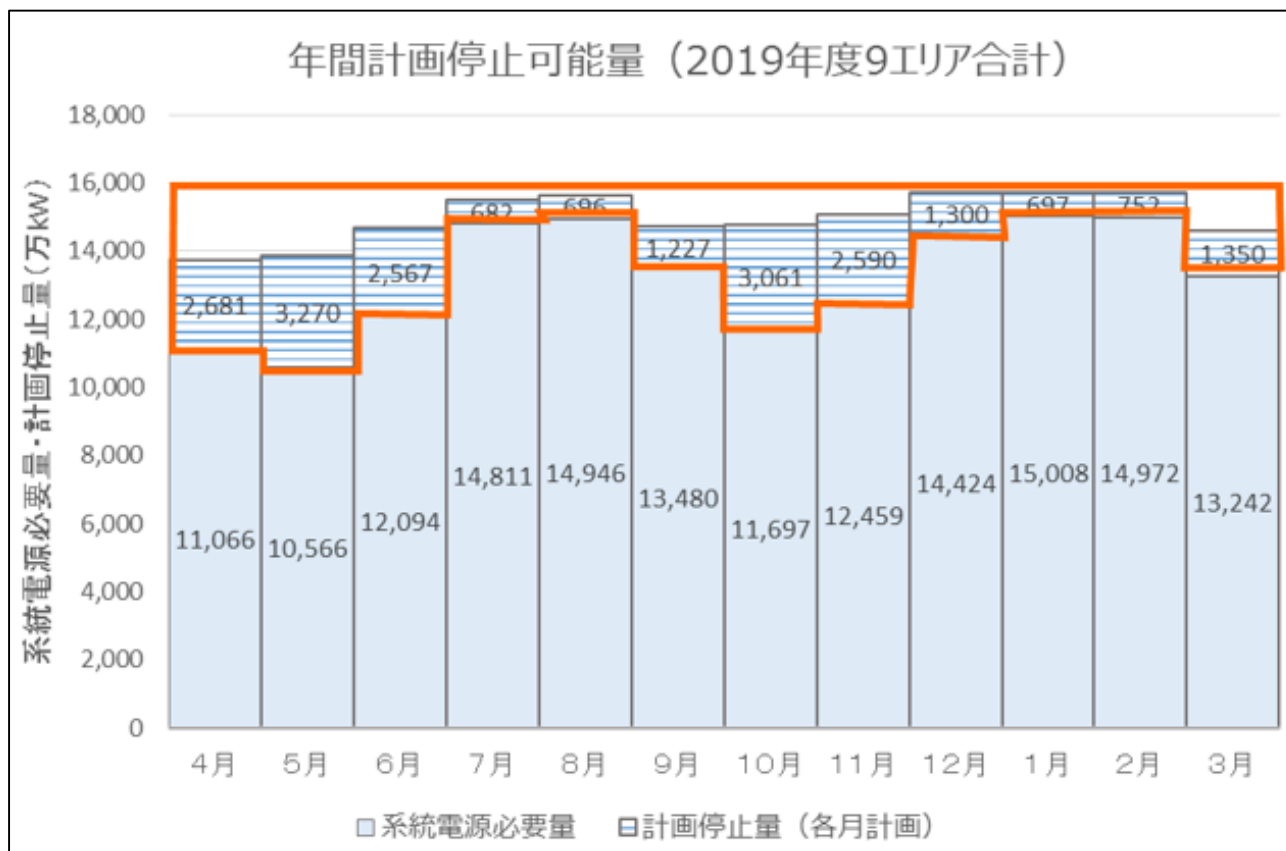


<計画停止量>



【出典】第83回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2023.2.20）参考資料

- 第5回レジリエンス小委（2019年3月27日）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か月必要であると整理され、1.9か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か月は、**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。**



【出典】 第5回電力レジリエンス等に関する小委員会（2019.3.27）資料2抜粋

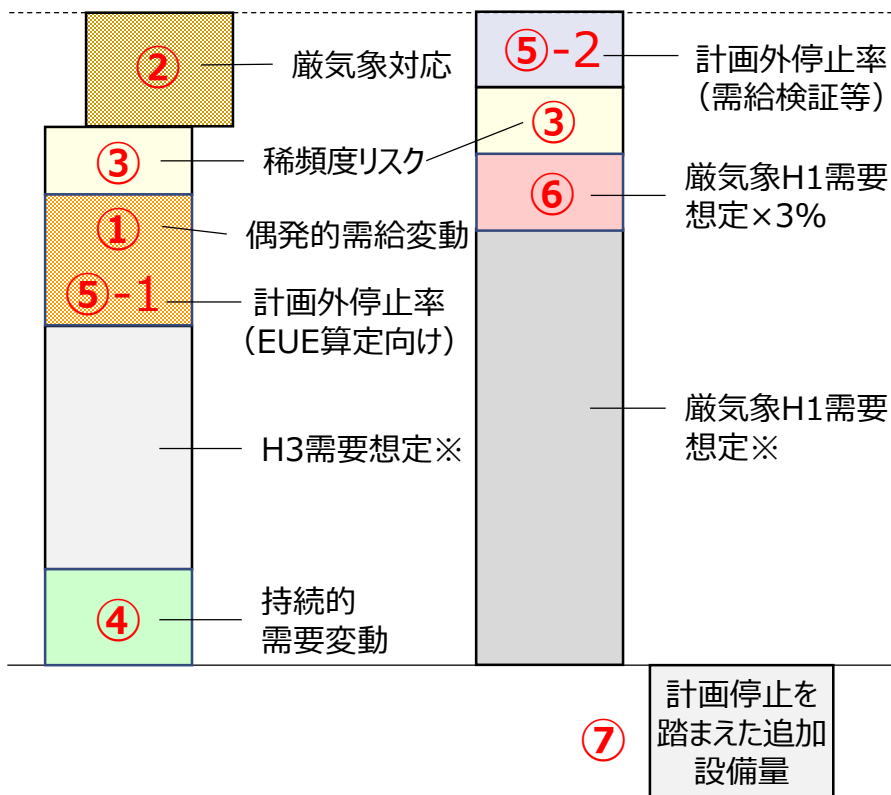
(1) 供給信頼度評価（EUE評価）と需給検証等（予備率評価）について

- ・現状整理
- ・論点1
- ・論点1まとめ

(2) 供給信頼度評価の精度向上について

- ・課題意識
- ・対応方針検討
- ・論点2
- ・論点3
- ・論点2・3まとめ

- 必要供給予備力を構成する各要素について、毎年・算定年度ごとに見直しが必要なものと、今後の状況変化などを踏まえて必要に応じて適宜見直すべきものに分類した。
- **必要供給予備力想定の精度向上を図るため、今後は①偶発的需給変動対応、②厳気象対応について、毎年・算定年度ごとに最新データを用いて算定していくこと**どうか。
- なお、それ以外の項目についても、必要に応じて適宜見直していくこととする。



	現在の設定	見直しの方向性
① 偶発的需給変動	LOLP : 0.3日/月に相当する予備力	毎年・算定年度ごとに見直し
② 厳気象対応	夏季・冬季 : 3% 春季・秋季 : 2%	毎年・算定年度ごとに見直し
③ 稀頻度リスク	年間通して1%	必要に応じて適宜見直し
④ 持続的需要変動	年間通して2%	必要に応じて適宜見直し
⑤ 計画外停止率	EUE算定向け:4.3% 需給検証等:2.6% ※代表で火力数値を記載	必要に応じて適宜見直し
⑥ 厳気象H1需要想定 の3%	H1需要想定 の3%	必要に応じて適宜見直し
⑦ 追加設備量	1.9か月	必要に応じて適宜見直し

※ 需要想定については算定時点における最新のデータを都度使用する

(1) 供給信頼度評価（EUE評価）と需給検証等（予備率評価）について

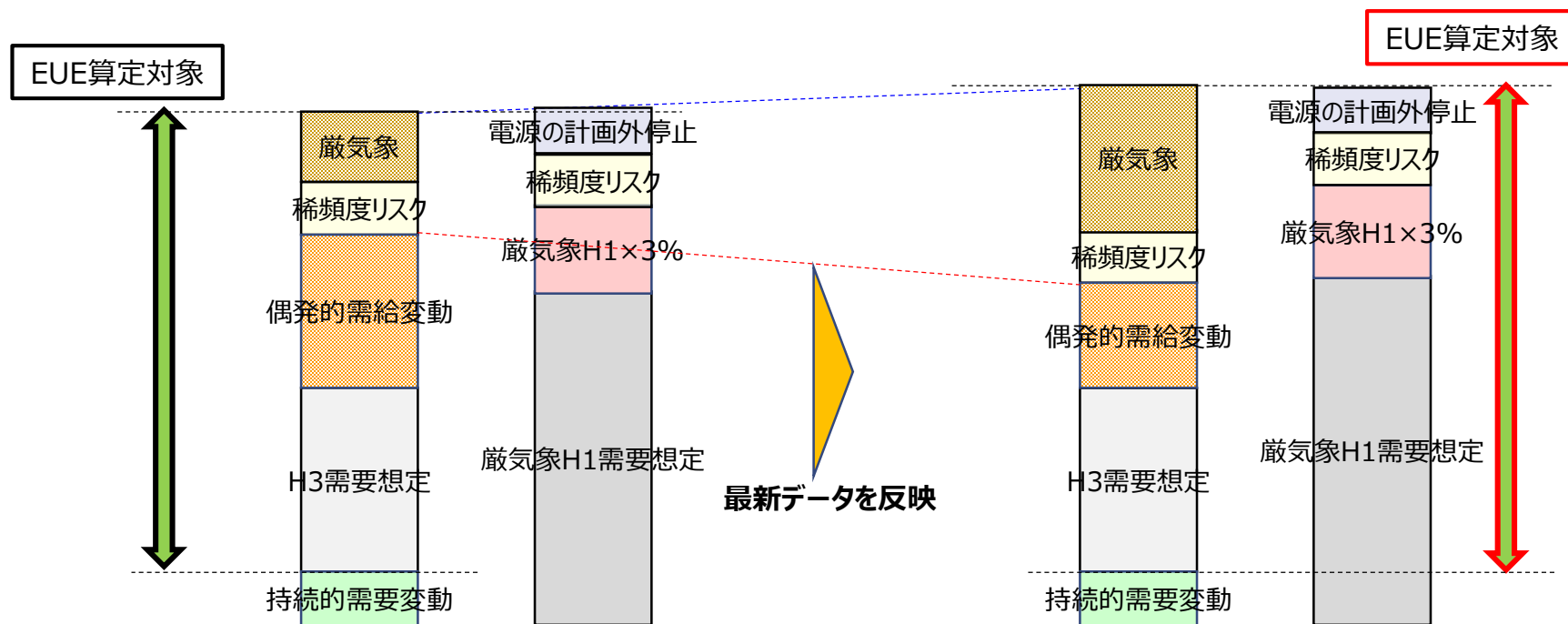
- ・現状整理
- ・論点1
- ・論点1まとめ

(2) 供給信頼度評価の精度向上について

- ・課題意識
- ・対応方針検討
- ・論点2
- ・論点3
- ・論点2・3まとめ

- 論点2で、必要供給予備力算定において偶発的需給変動対応および厳気象対応分について毎年・算定年度ごとに最新のデータを用いて算定することとした場合、**EUE算定における目標の停電量（従来の供給信頼度基準）としていた0.044kWh/kW・年についても毎年・算定年度ごとに変わることとなるため、供給信頼度基準という呼称についても再検討を実施。**

EUE算定の目標停電量も毎年変わり得る



論点3：供給信頼度基準の呼称について

- EUE : 0.407kWh/kW・年はEUE評価導入前の供給信頼度の水準に相当する停電量であり、基本的に更新されない数値である。これを踏まえ、**今後はLOLP : 0.3日/月に相当するEUE : 0.407kWh/kW・年を「偶発的需給変動のみに対応する供給信頼度基準」と定義してはどうか。**
- 一方、**EUE : 0.044kWh/kW・年については、毎年のEUE算定における系統諸元の見直しなどに伴って数値が更新される可能性があるため、容量市場の約定処理や供給計画における信頼度評価で用いることを考慮して、「容量市場・供給計画における目標停電量（EUE）」と定義してはどうか。**

<系統諸元変更前>

偶発的需給変動
7%

偶発的需給変動
7%

+

厳気象対応
夏冬3%/春秋2%
稀頻度 1%



EUE
0.044kWh/kW・年

**容量市場・供給計画における
目標停電量**

<系統諸元変更後>

偶発的需給変動
●%

偶発的需給変動
●%

+

厳気象対応
夏冬■%/春秋▲%
稀頻度 1%



EUE
○○○kWh/kW・年

LOLP
0.3日/月

EUE
0.407kWh/kW・年

**偶発的需給変動のみ
に対応する供給信頼度基準**

(1) 供給信頼度評価（EUE評価）と需給検証等（予備率評価）について

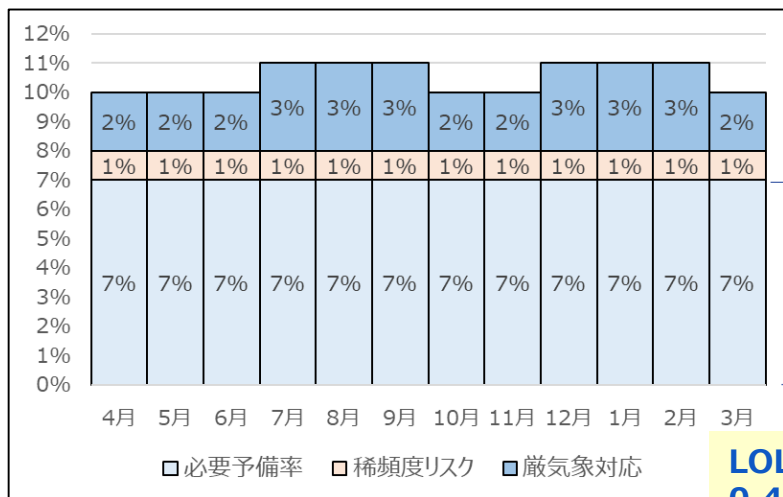
- ・現状整理
- ・論点1
- ・論点1まとめ

(2) 供給信頼度評価の精度向上について

- ・課題意識
- ・対応方針検討
- ・論点2
- ・論点3
- ・論点2・3まとめ

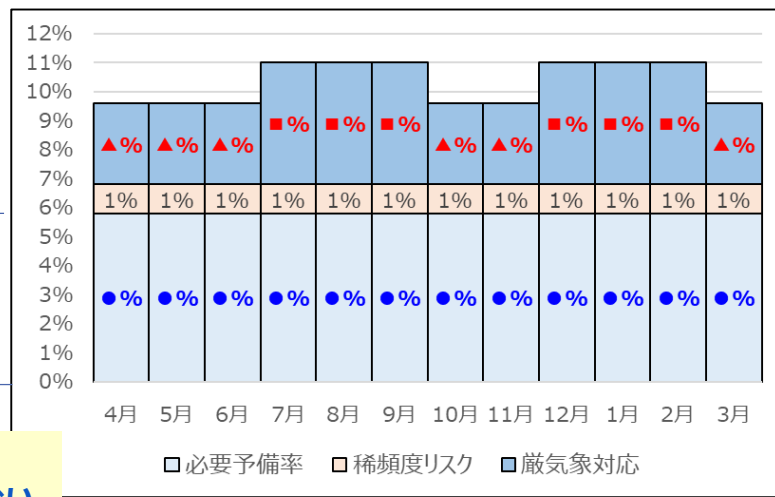
- 必要供給予備力想定の精度向上を図るため、毎年・算定年度ごとに数値が変わりうる**偶発的需給変動対応、厳気象対応**について、毎年・算定年度ごとに最新データを用いて算定していくことどうか【論点2】。
- また、上記の見直しに伴い、従来供給信頼度基準としていた0.044 kWh/kW・年の数値も更新されるため、EUE評価導入前の供給信頼度の水準に相当する**EUE : 0.407kWh/kW・年**は「偶発的需給変動のみに対応する供給信頼度基準」、厳気象対応・稀頻度リスク分を含むEUEは、「容量市場・供給計画における目標停電量（EUE）」と再定義してはどうか【論点3】。
- 今回再整理した考え方に基づき、偶発的需給変動対応や厳気象対応および、容量市場・供給計画における目標停電量の具体的な数値については次回以降報告する。

＜現在のEUE算定条件＞



確定論と確率論
の関係で必要量
が変化

＜見直し後のEUE算定条件（イメージ）＞



LOLP : 0.3[日/月]に相当する
0.407kWh/kW・年は変わらない
⇒偶発のみに対応する信頼度基準

容量市場・供給計画における目標停電量：
0.044 kWh/kW・年

容量市場・供給計画における目標停電量：
○○○ kWh/kW・年

毎年更新（呼称の変更）