

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

2022年 6月28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

- 今般の電力需給ひっ迫等を受けて、今後、対応策の必要性等の課題の整理が求められている。
- 本日は、今後整理が必要と考えられる供給信頼度評価の課題整理を行ったため、ご議論頂きたい。

今般の電力需給ひっ迫の発生に至る直接的な要因を踏まえた今後の検討

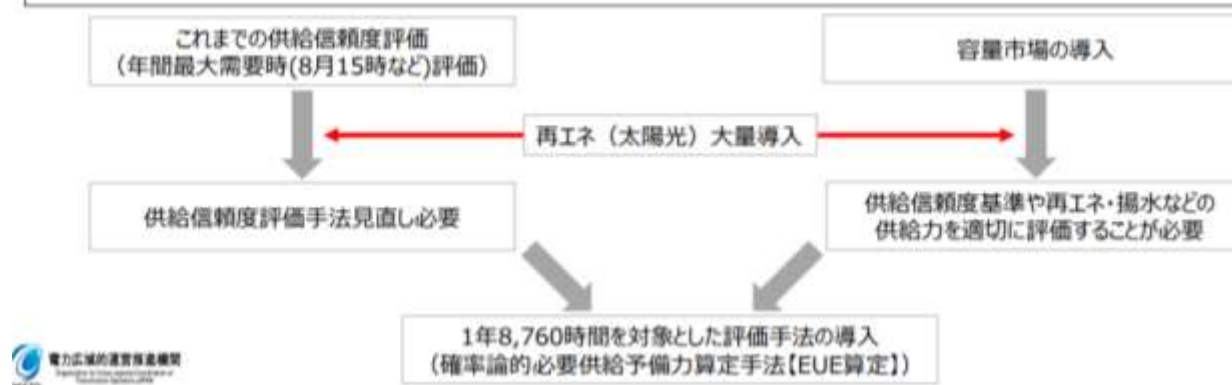
- 電力・ガス基本政策小委員会における今般の電力需給のひっ迫の検証により、要因の分析が行われたが、供給信頼度評価のあり方に影響がある事象・論点は以下のとおり。
 - **高需要期への対応のための補修点検時期の調整に伴う供給力の減少**
高需要期に供給力を確保するため、補修点検を端境期に行う調整が行われ、種々の要因が重なり、3月という高需要期以外の時期において、電力需給ひっ迫が発生するに至った。
→補修点検を考慮した上で、必要な設備量が設定されているが、その設定は十分か。
 - **地震に起因する火力発電所の計画外停止に伴う供給力の減少と、地域間連系線の運用容量の低下**
複数の火力発電所が停止したことにより、同期安定性制約のため、地域間連系線の運用容量が低下していた。
→地震に起因する計画外停止などのリスクをどこまで考慮すべきか。
→現状、地域間連系線の運用容量低下については、供給信頼度評価に反映されていないが、連系線トラブル等による影響を織り込むべきか。
 - **気温低下に伴う需要増**
10年で一度の厳しい寒さを想定した場合の3月の最大需要を上回る、極めて高い水準の需要だった。
→現状、供給信頼度の基準には、高需要期のみ厳気象対応・稀頻度リスク対応を考慮しているが、端境期の対応についてはどのように考えるか。
→景気変動等による需要変動対応分（持続的需要変動対応分1%）について、電力需要構造の変化や新型コロナ等による想定外の実績などを踏まえて、この扱いについても検討が必要ではないか。
- このような供給信頼度評価の考え方については、容量市場の募集量等のみならず供給計画等にも影響するものであるが技術的・専門的観点からの検討が必要。そのため、広域機関において具体的な検討を進めることとしてはどうか。なお、検討には一定の期間を要するため、整理が行われた内容から順次、来年度以降の供給計画や容量市場における対応を進めることとしてはどうか。 10

- 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)に必要な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時間を対象とした評価手法を導入した。

(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)に必要な供給力(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。



- 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。

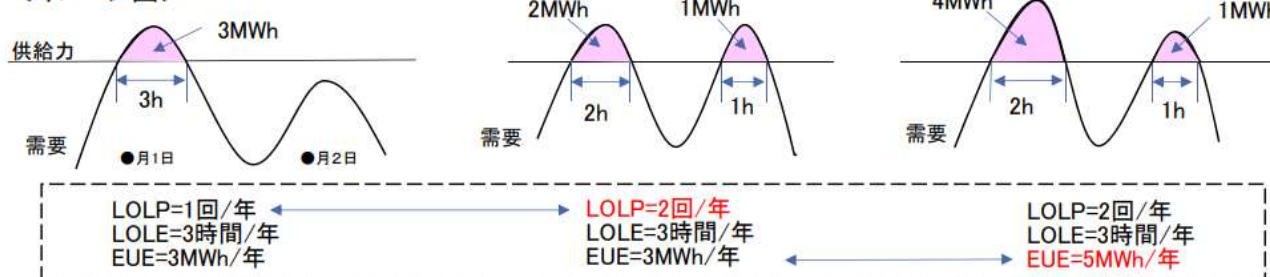
(参考1-1) 供給信頼度の指標

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>



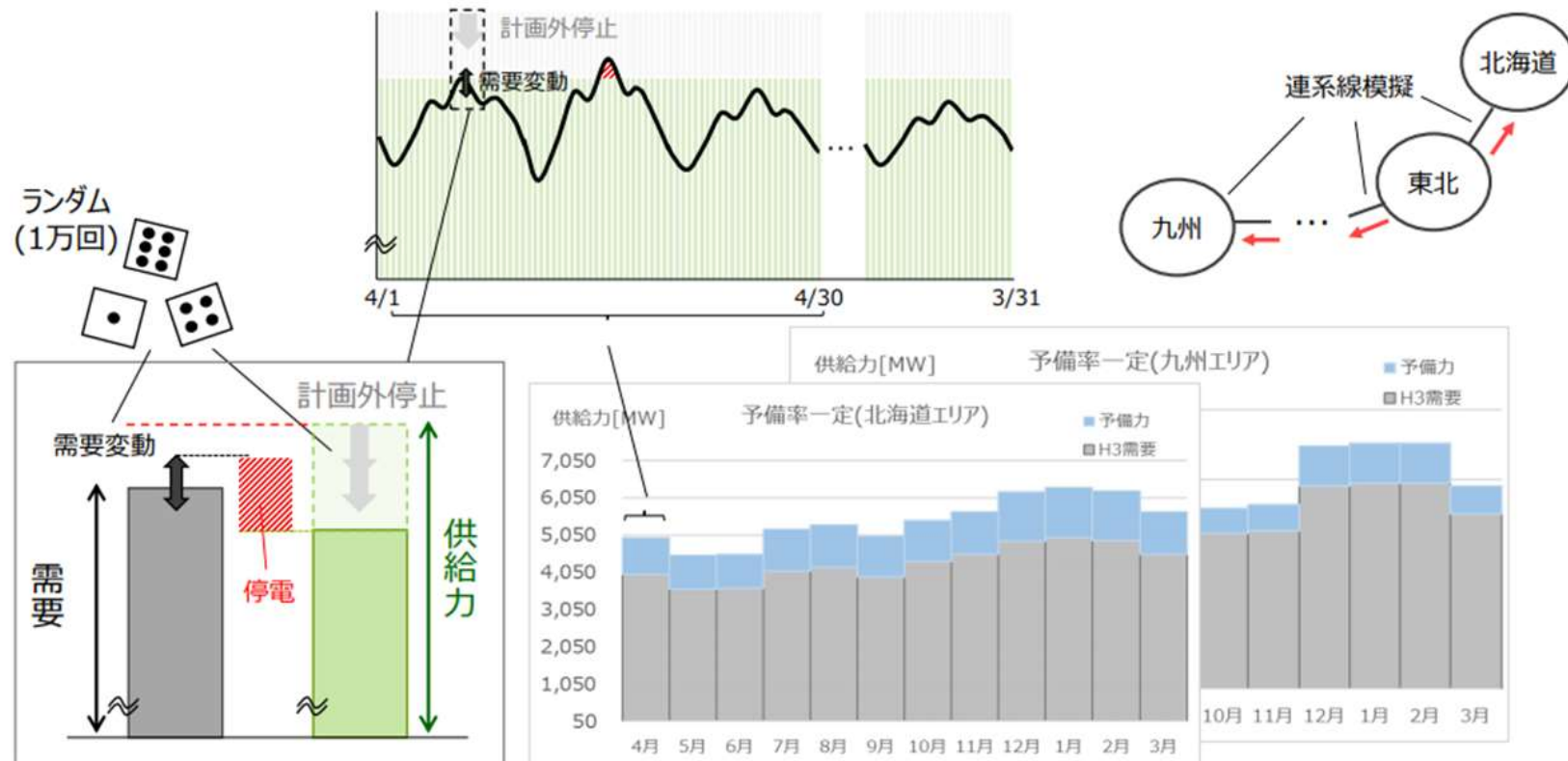
【出典】第14回 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2017年3月23日) 資料3参考資料別冊1

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2016/chousei_jukyu_14_haifu.html

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

- 今般の電力需給のひっ迫等を踏まえ、確率論的必要供給予備力算定手法（EUE算定）において改めて検討が必要と考えられる項目を以下の通り抽出した。

供給信頼度における検討事項	EUE算定における現状整理
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

- 過去の調整力等委員会において、供給信頼度評価(EUE算定)の検証として、EUE算定結果と需給実績との整合性を継続的に確認することとしている。
- 至近の需給状況では、EUE基準を満たしているにもかかわらず、H1需要評価では基準の予備率3%を確保できていない状況が続き、実需給においても厳しい需給運用が続いている。

(1) 感度分析によるEUE算定の妥当性検証について

24

- 第43回本委員会(2019年9月30日)においてEUE算定内容の検証として、下記の3つの観点を取り上げ、まずは、②について検討条件の変化に伴う感度分析を実施していくこととしていた。なお、①については本委員会における議論状況を今後整理していくこととし、③については一定の期間の需給実績データの蓄積含めて継続的に整理していくこととしていた。
 - ① 算定手法・諸元データの妥当性(手法の妥当性)
 - ② 算定結果の感度分析(結果の妥当性)
 - ③ 算定結果と需給実績との整合(アデカシーの妥当性)
- 下表のうち、再エネ導入量変化時および連系線容量変化時における、再エネ供給力(kW価値)評価および揚水供給力(kW価値)評価の変化について分析した。

<実施項目案>

目的	検討項目	検討事項
供給計画への適用	再エネ供給力(kW価値)評価【各月評価】	- 再エネ導入量拡大による供給力(kW価値)の変化とその要因分析 - 連系線容量変更による供給力(kW価値)の変化とその要因分析
	揚水供給力(kW価値)評価【各月評価】	- 設備量変更による供給力(kW価値)の変化とその要因分析 - 再エネ導入量拡大による供給力(kW価値)の変化とその要因分析 - 連系線容量変更による供給力(kW価値)の変化とその要因分析
容量市場 初回メインオークション	今後検討	今後検討
その他	適宜検討	適宜検討

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は、これまでの供給信頼度を維持するという観点から、**夏季・冬季は厳気象対応と稀頻度リスクを考慮したH3需要の10%**に対して、**春季・秋季の端境期はH3需要の7%のみ考慮し、0.048kWh/kW・年が算定された。**

1 課題の検討状況

12

(1) EUE基準値の算定条件（各月の必要供給予備力の考え方）

- 前回の本委員会において、供給信頼度評価にあたっては、厳気象対応および稀頻度リスクを考慮した各月の必要供給予備率※を春季・秋季は8%、夏季・冬季は11%と整理し、この予備率をもとに、年間停電量の期待値（年間EUE）を算定することを確認した。
※EUE算定にあたっては持続的需給変動分(1%)は除く
- 今回上記条件のもと、年間停電量の期待値（年間EUE）を算定したので報告する。

1 課題の検討状況

30

(3) EUE基準値の算定条件（各月の必要供給予備力の考え方）

- 前ページの整理から、厳気象対応および稀頻度リスクを考慮した必要供給予備率※1については、季節毎に異なり、春季・秋季は8%となり、夏季・冬季は11%となる。
※1 持続的需給変動分(1%)含む
- 上記の必要供給予備率をもとに、年間停電量の期待値（年間EUE）を算定※2することで、供給信頼度基準を算定してはどうか。
※2 EUE算定にあたっては持続的需給変動分(1%)を除く

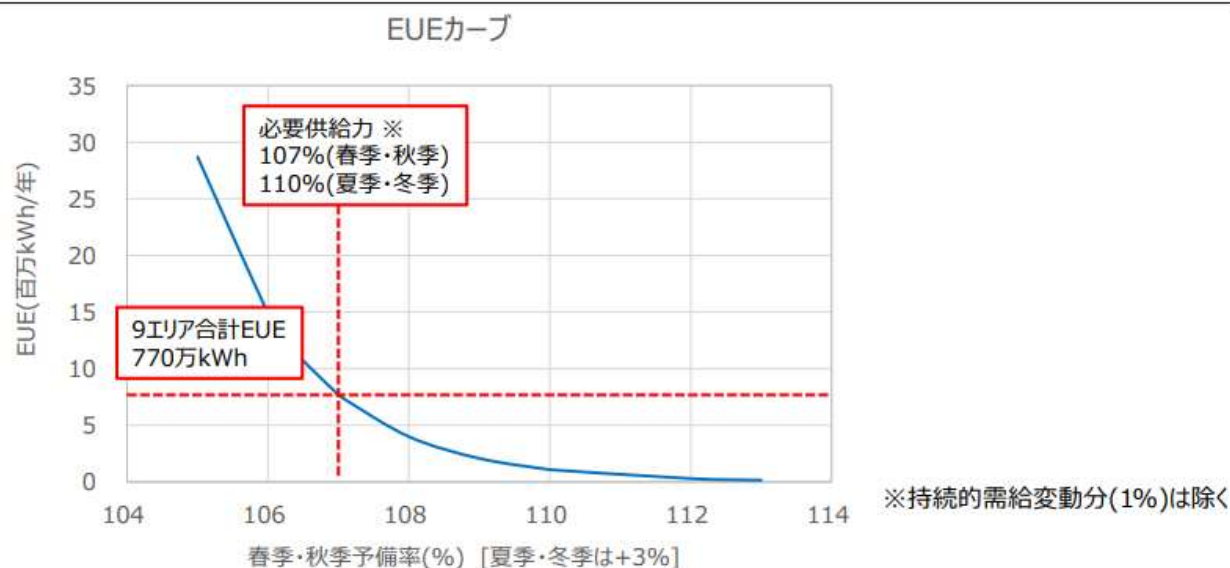


1 課題の検討状況

15

(1) EUE基準値の算定 (全国の供給信頼度の基準値の算定結果)

- 全国の必要供給予備力の春季・秋季7%と夏季・冬季の10%に相当する信頼度基準を算定した結果、EUEで「770万kWh/年」程度(需要1kWあたりのEUEでは0.048kWh/kW・年)となった。
- 今回算出した現状の供給信頼度に相当する需要1kWあたりのEUEを供給信頼度基準としてはどうか。



	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)	24	66	258	119	25	127	51	24	76	(770)
需要1kWあたりの EUE(kWh/kW・年)	0.048									(0.048)

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 ～

- 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。**

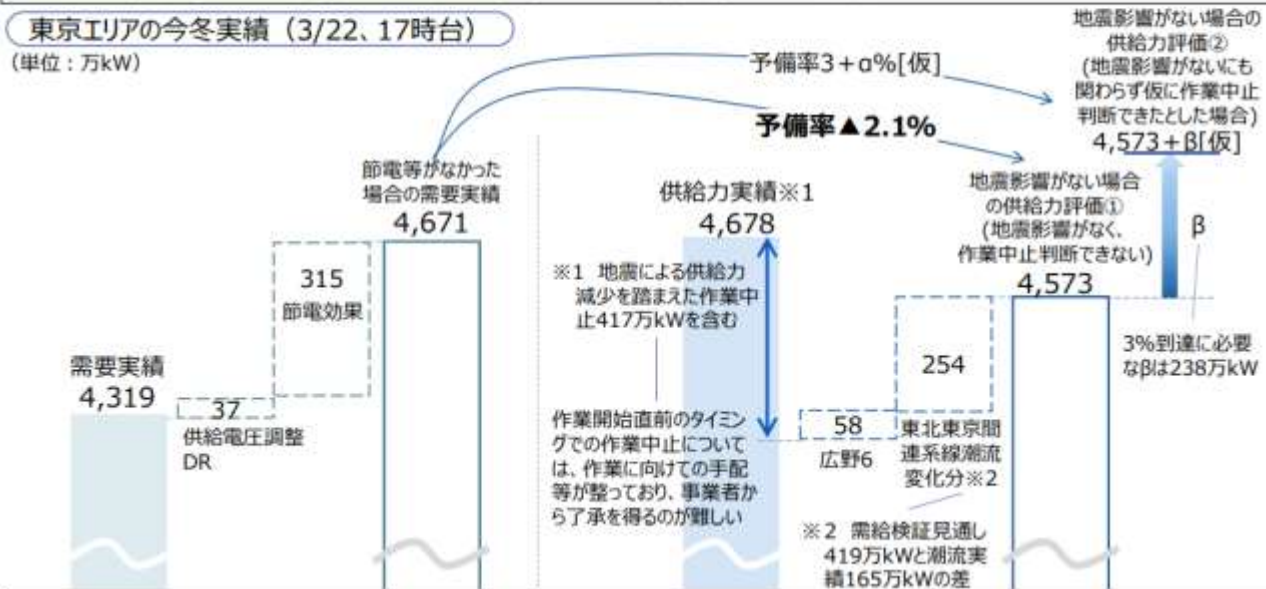
東京エリアの3/22の需給実績の評価【地震なかりせば評価】

77

- 東京エリアの3月22日の需要は、3月としては稀な寒気により節電等がなければ4,671万kWと3月の厳寒H1需要を25万kW上回っていたと評価される。
- 他方で、供給力に関しては、3月後半は電源等の補修停止計画の開始時期であるところ、地震の影響を踏まえ、予めその補修計画を最大限中止することで供給力を確保したが、本来こうした判断を行うことは難しく、供給力対策として日頃から期待できるものではない。
- 今後、東京電力PGと連携のうえ、今回の事象を踏まえた課題等について整理していくこととしたい。

東京エリアの今冬実績（3/22、17時台）

(単位：万kW)



【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

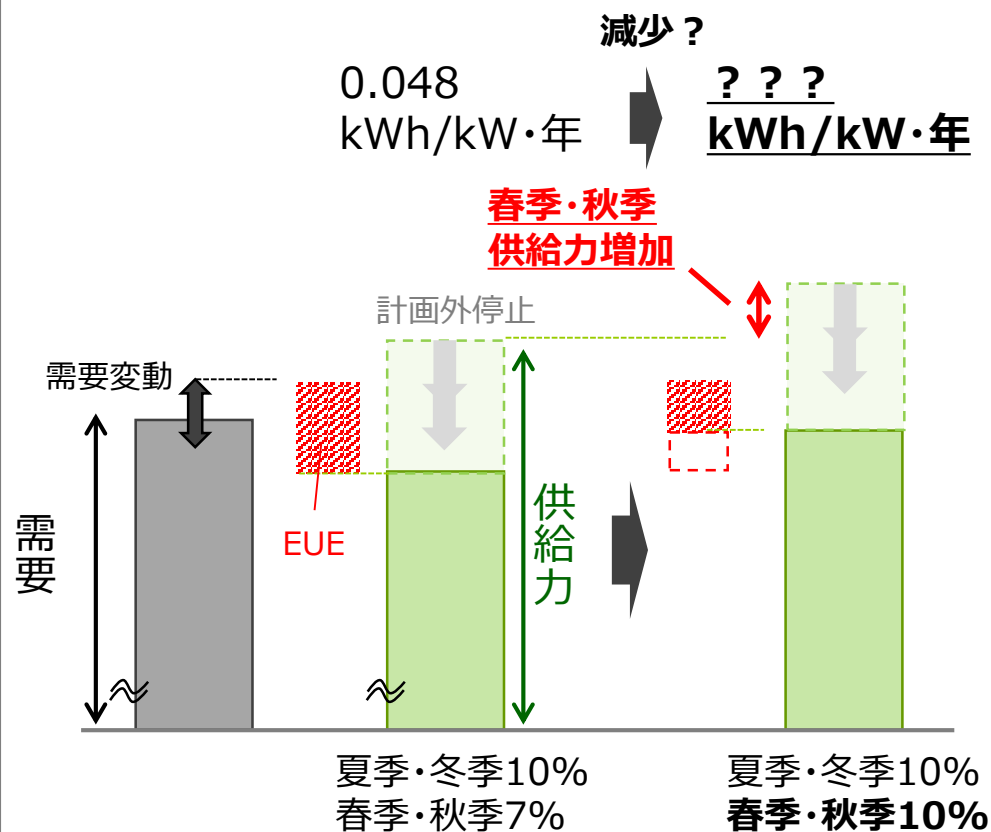
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2022/chousei_jukyu_73_haifu.html

①春季・秋季の厳気象・稀頻度対応リスク分の考慮

～ 春季・秋季の厳気象・稀頻度対応リスク分見直しの具体例～

- 春季・秋季にも厳気象・稀頻度リスクを考慮する場合、現状の信頼度基準0.048kWh/kW・年を見直すこととなる。
- また、春季・秋季の必要供給力の増分を安定電源で対応する場合、補修計画調整による対応が考えられ、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の増加が必要となるか。
- 具体的な考慮方法および対応方法などについて、今後詳細検討を進めることとしたい。

EUE基準値の見直し



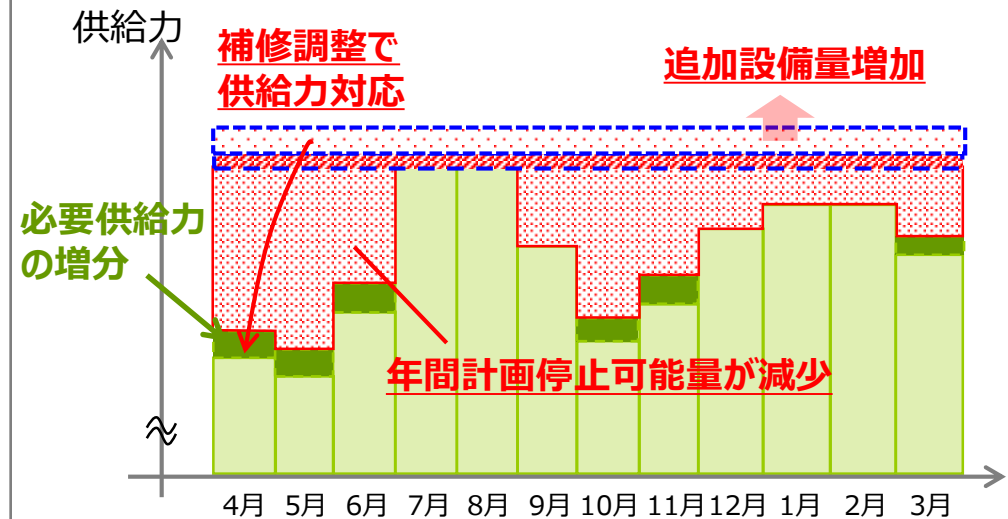
対策案例：追加設備量の見直し

春季・秋季の必要供給力の増分を安定電源で対応する場合

年間計画停止可能量が減少

追加設備量が増加

1.9ヶ月を満たす



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）



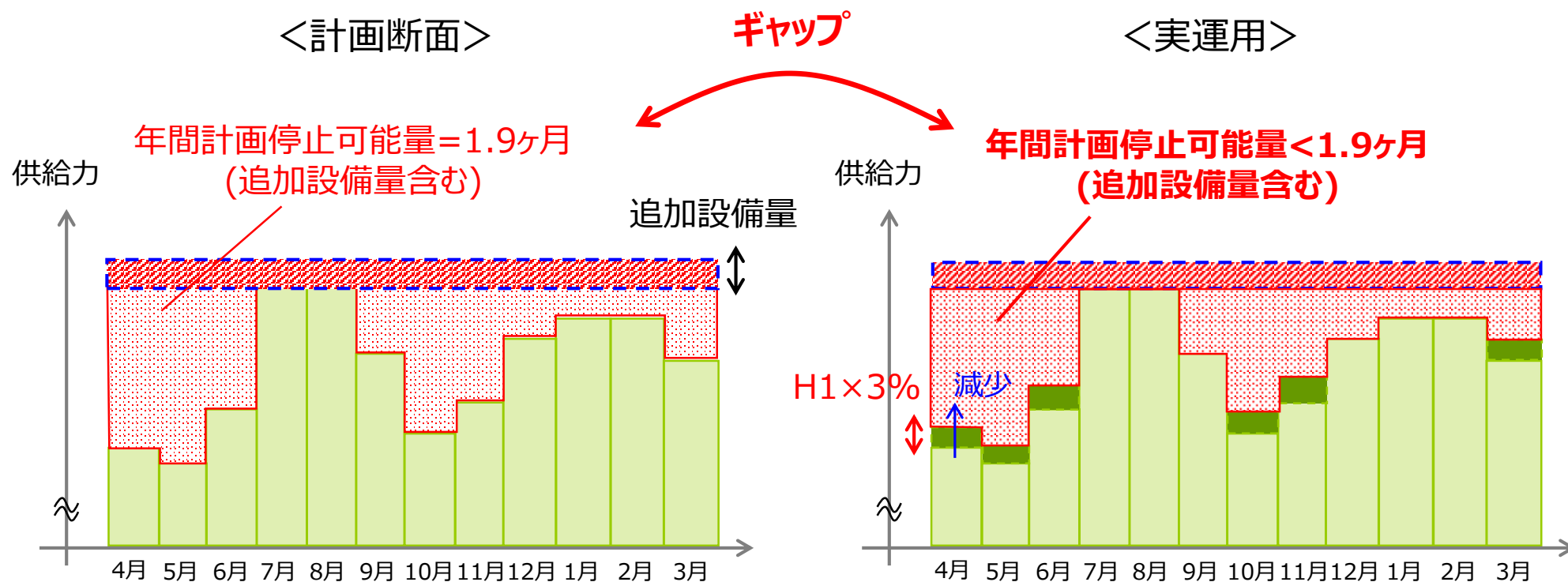
【出典】第5回電力レジリエンス等に関する小委員会(2019/3/27) 資料2 一部修正

https://www.occto.or.jp/iinkai/kouikikeitouseibi/resilience/2018/resilience_05_shiryuu.html

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か。
- 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 ～ 年間計画停止可能量1.9ヶ月の妥当性確認について～

14

- また、年間計画停止可能量の月換算1.9ヶ月については、2019年度供給計画における計画停止量から整理されているが、これ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、**追加設備量が恒常的に不足する場合には再検討**することとされていた。
- 年間計画停止可能量及び追加設備量の再整理と並行して、**至近の供給計画における計画停止量を確認するなど、1.9ヶ月の妥当性の確認を進めること**としたい。

電源の計画停止を考慮した設備量の算定方法の考え方 (7) 今後確保する年間計画停止可能量の考え方

17

- 2019年度供給計画では、当機関から要請文書を発行し、さらに直接協力を依頼したため、各事業者が最大限の停止計画変更を実施した結果、計画停止量が極端に減少したと考えられる。
- 一方で、2019年度供給計画取りまとめにあたっての各事業者へのヒアリングでは、以下のような意見を受領しているところ。
 - 計画停止自体を翌年度以降に繰り延べて対応したもの、今回の停止調整の要請に応じることができるのは2019年度のみとなる可能性が高い（2020年度以降は計画停止が増加するおそれ）
 - 設備改修による計画停止期間の長期化（半年程度）により夏季・冬季に計画停止をせざるを得ない
 - 工事業者の制約（取り合い）により、夏季・冬季に計画停止をせざるを得ない
- よって、2019年度供給計画の計画停止量をもとに算定した「H3需要の4.5%」は、追加設備量として最低限確保すべき量と考えられるか。
- なお、計画停止調整の結果、追加設備量が恒常的に不足することとなった場合には、再検討することとしてはどうか。
- ただし、追加設備量分を、計画停止に関わらず、発電に支払うことについては検討が必要である。
- 具体的には、容量市場の在り方等に関する検討会において、電源の計画停止調整の実効性を高める方法や費用負担のあり方について、容量市場のリクワイアメントおよびペナルティを見直すとともに、支払いの考え方や方法等についても検討を行うこととする。

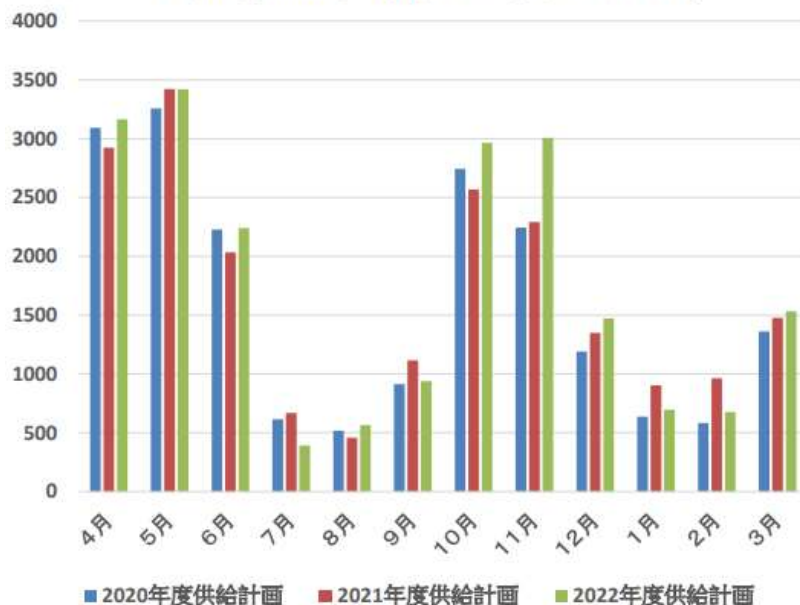
【出典】第5回電力レジリエンス等に関する小委員会(2019/3/27) 資料2

https://www.occto.or.jp/iinkai/kouikikeitouseibi/resilience/2018/resilience_05_shiryou.html

補修計画量の推移

- 供給計画の策定に当たり、火力・水力発電所の補修計画は、夏季、冬季の高需要期を避けていただくよう発電事業者に対して依頼している。
- 年間の合計の補修量は2020年度からは増加傾向。2022年度については、2021供給計画策定時から、更なる補修時期調整を実施しており、高需要期の補修が減少し、低負荷期の補修が増加。

＜火力・水力発電所の月別補修量（単位：万kW）＞



（出典）供給計画とりまとめ

＜火力・水力発電所の年間補修量（単位：万kW）＞



＜2022年度供給計画と2021年度供給計画における2022年度の月別補修量の差＞



48

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算出式や期間について ～

- 計画外停止率は、8760hの発電可能量(分母)に対する、計画外停止及び出力抑制により減少した発電可能量(分子)の割合で算定している。
- また、供給信頼度評価における計画外停止率は、**至近3カ年の実績を採用し、3年周期で見直している。**

1 これまでの検討状況

30

(2) 確率論的必要供給予備力算定手法の検討諸元 (供給力変動データ)

- 下記算定式により求めた電源種別ごとの計画外停止率をもとに、二項分布にて計画外停止分布を模擬する。

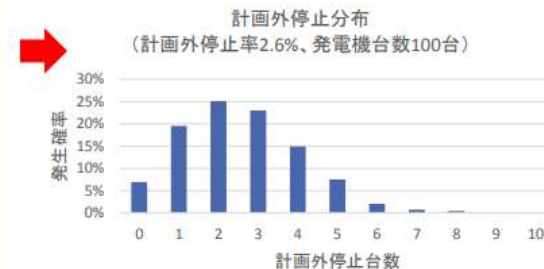
$$\text{計画外停止率(火力)} = \frac{\text{認可出力} \times \text{計画外停止時間} + \text{出力抑制量} \times \text{出力抑制時間}}{\text{認可出力} \times (\text{運転時間} + \text{計画外停止時間})} \times 100\%$$

- ・対象設備：認可出力 100MW以上の火力設備とし、発電所内の原因による故障のみでなく、関連変電設備の故障など、ほかの原因により停止または出力制限した場合も含む
- ・対象期間：2017年度諸元(2014～2016年度)

(参考) 計画外停止率

		2016年度諸元	2017年度諸元
水力	自流式・調整池式	0.5%	3.7%
	貯水式		0.7%
	揚水	1.0%	1.0%
火力	初期期間 (運転後3年以内)	5.0%	
	325MW未満 (運転後4年以降)	2.0%	2.6%
	325MW以上 (運転後4年以降)	2.5%	
	原子力	2.5%	2.6%
再生 エネ	風力	—	—
	太陽光	—	—
	地熱	2.0%	2.6%

【火力の例】
計画外停止率をもとに、
二項分布にて確率分布を模擬



【出典】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に追記
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2017/chousei_jukyu_25_haifu.html

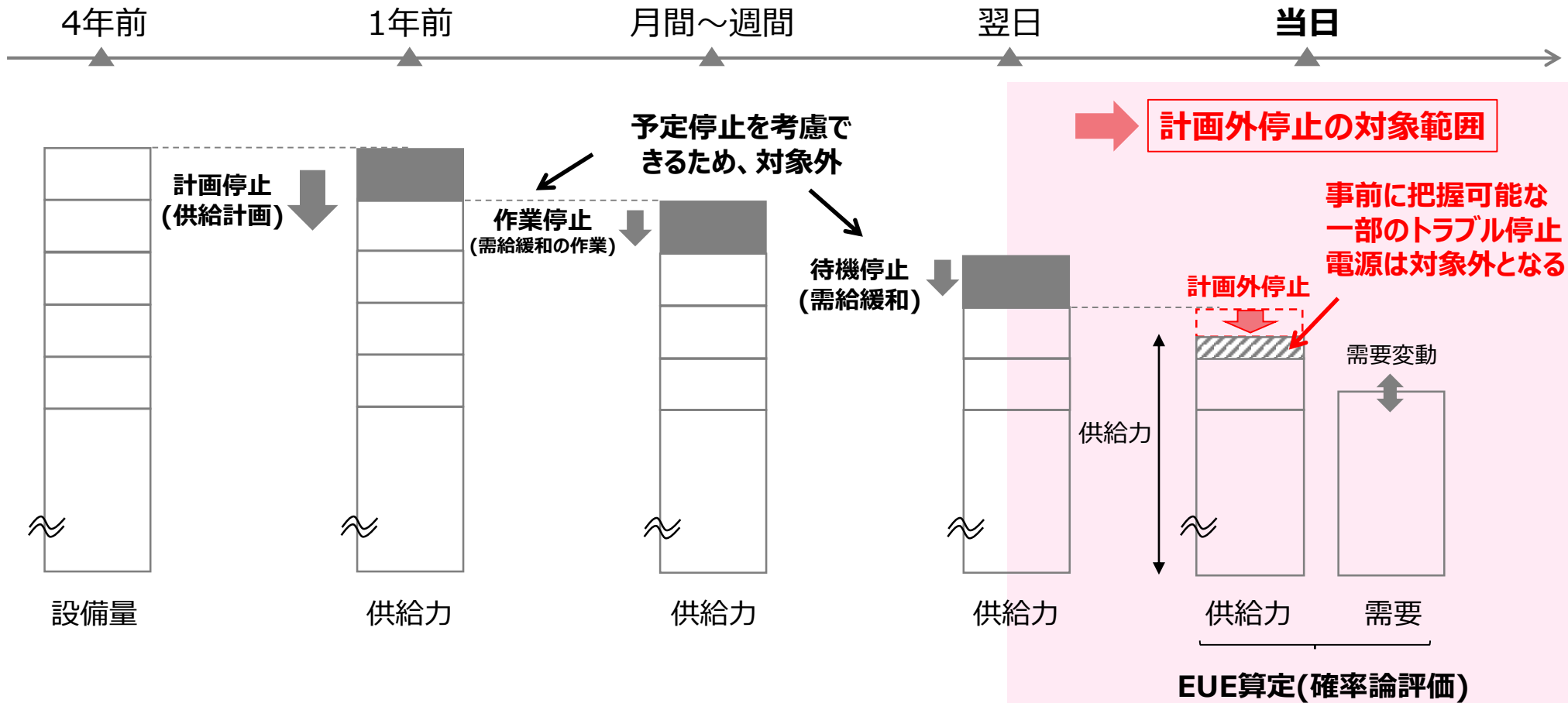
【出典】第40回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2019/6/10) 資料3
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2019/2019_chousei_jukyu_40_haifu.html

- 計画外停止率のデータ集計、対象期間、適用する容量市場は、以下の通りとなっている。
- 発電事業者から計画外停止の実績データを提出いただき、広域機関にて集計のうえ計画外停止率を算定し、EUE算定の諸元に適用している。

データ集計	対象期間	容量市場
2017年度	2014～2016年度	2020年度メインオークション (2024年度実需給向け)
2020年度	2017～2019年度	2021～2023年度メインオークション (2025～2027年度実需給向け)
2023年度	2020～2022年度	2024～2026年度メインオークション (2028～2030年度実需給向け)

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、供給計画時点から実需給までには補修計画の工期見直しや、発生した計画外停止に対応するための追加補修を予定された補修計画に同調する等、多くの調整がなされており、計画外停止の増減が一定程度相殺されていると考えられる。
- また、需給状況に応じたバランス停止等との仕分けも必要であり、事業者の実務負担等も考慮し、翌日計画において稼働予定の電源を対象として計画外停止実績を集約している。

③現状の計画外停止率の算定方法の見直し

～ 今般の電力需給ひっ迫と今後の論点(大規模電源脱落リスクの反映) ～

- 2022/3/16の福島沖地震発生に伴い、東北及び東京エリアで約648万kWが停止し、3/22に東北及び東京エリアで電力需給ひっ迫が発生した。
- このような**自然災害等による大規模電源脱落リスク**をどの程度まで織り込むべきか。
- また、現状の計画外停止率は**至近3カ年の実績を採用しているが、集計期間における大規模電源脱落の有無によって計画外停止率が大きく増減する可能性もあり、算定方法の整理も必要となるか。**

<参考> 地震による電源の停止

14

- 地震により14基、約648万kWの発電設備が停止。

エリア	ユニット名	種別	出力[万kW]
東北	相馬共同火力発電所 新地1号	石炭	100
	原町火力発電所 1号	石炭	100
	福島天然ガス発電所 1号	LNG	59
	福島天然ガス発電所 2号	LNG	59
	新仙台火力発電所 3 - 2号	LNG	52.3
	新仙台火力発電所 3 - 1号	LNG	52.3
	石巻雲雀野発電所 1号	石炭	14.9
	日本製鉄㈱ 釜石火力発電所		13.6
	相馬石炭バイオマス発電所 単独	石炭	11.2
	仙台パワーステーション 単独	石炭	11.2
東京	広野火力発電所 5号	石炭	60
	広野火力発電所 6号	石炭	60
	根岸 ガス化複合発電所	石油	43.1
	日立造船茨城工場第一 3号	LNG	11.2

地震発生以降の停止 (一部)

エリア	ユニット名	種別	出力[万kW]
東京	電源開発磯子火力発電所新1号	石炭	60
	電源開発磯子火力発電所新2号	石炭	60
	JFEスチール株式会社東日本製鉄所(千葉地区) 西発電所	LNG	14.4

③現状の計画外停止率の算定方法の見直し

～ 今般の電力需給ひっ迫と今後の論点(燃料調達リスクの反映) ～

- 2020年度冬季にLNG燃料不足による電力需給ひっ迫が発生し、今年度はウクライナ情勢等の影響からLNG燃料調達リスクが高まりを見せており、kWh公募等の対策が講じられている。
- 供給信頼度評価は揚水発電所については発電可能量を定めたうえで算定しているが、火力発電所等の燃料制約による発電可能量の制約は考慮していない。
- **燃料制約の考慮方法として、計画外停止率への織り込みが考えられるが、発電設備としての必要量を算定する供給信頼度評価において、燃料調達リスクを織り込むべきかどうか。**

2022年度夏季に向けた燃料対策（kWh公募）

- 2021年度冬季においては、燃料ガイドラインに沿って各発電事業者が必要な燃料確保を行うことを前提とした上で、日本全体で燃料調達リスクに備える観点から、一種の社会的保険としての燃料対策（kWh公募）を初めて全国で行った。
- その結果、約4.2億kWhに相当する燃料が追加的に確保され、それらによる発電量全量が冬季中に市場取引を通じて小売電気事業者に提供された。
- ウクライナ情勢等の影響により、世界的にLNG等の燃料調達リスクが高まりを見せていることを踏まえると、2022年度夏季に向けても、kWh公募を行うこととしてはどうか。
- その際、具体的な募集量については、費用対効果を見極めながら判断していくこととなるが、燃料調達リスクの高まりを踏まえると、昨冬の募集量（3億kWh：冬季の高需要期の電力需要10日分の約1%）を上回る規模を基本として検討を深めていくこととしてはどうか。

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～

- 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。**

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。**
- 一方で、連系線の運用容量の増減は、供給信頼度評価に大きく影響を及ぼすことを確認している。

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

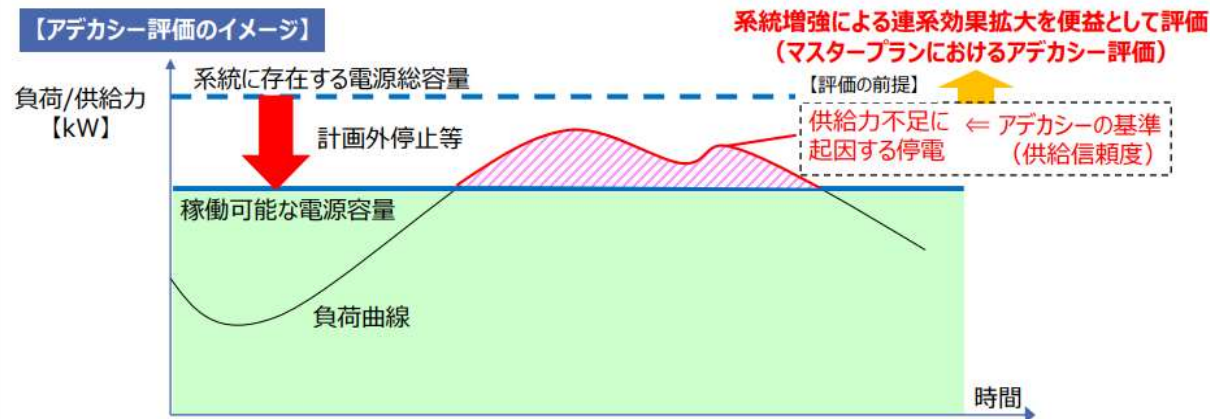
- 電力システムにおける供給信頼度には、アデカシーとセキュリティがあり、それぞれについて一定の基準を満たす必要がある。

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

- 連系線の運用容量は供給信頼度評価に大きく影響を与え、下記例では連系線の運用容量を増加すると、必要供給力が減少し、供給信頼度が向上する。
- 現状の供給信頼度評価では、連系線の計画外停止等を考慮していないため、実運用で運用容量減少が発生すると、計画時点の評価と比較し、供給信頼度が低下することが想定される。

(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。



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

- 前述の通り、供給信頼度評価では連系線の計画外停止等は考慮せず健全状態として算定しており、容量市場での落札処理も同様となる。
- 2024、2025容量市場の落札結果を確認すると、各エリアは全国の供給信頼度を満たしているものの、**エリア毎で供給力が偏在する結果となっており、実需給断面において連系線の運用容量が減少すると、供給信頼度が低下し、需給ひっ迫に至る可能性**がある。

エリア	2024年度		2025年度	
	調達量	H3比率	調達量	H3比率
北海道	650万kW	131%	635万kW	128%
東北	2,011万kW	149%	1,973万kW	148%
東京	5,534万kW	105%	5,914万kW	111%
中部	2,703万kW	111%	2,736万kW	112%
北陸	582万kW	119%	660万kW	133%
関西	2,935万kW	111%	2,785万kW	103%
中国	889万kW	85%	1,219万kW	118%
四国	775万kW	158%	859万kW	176%
九州	1,868万kW	123%	1,958万kW	130%

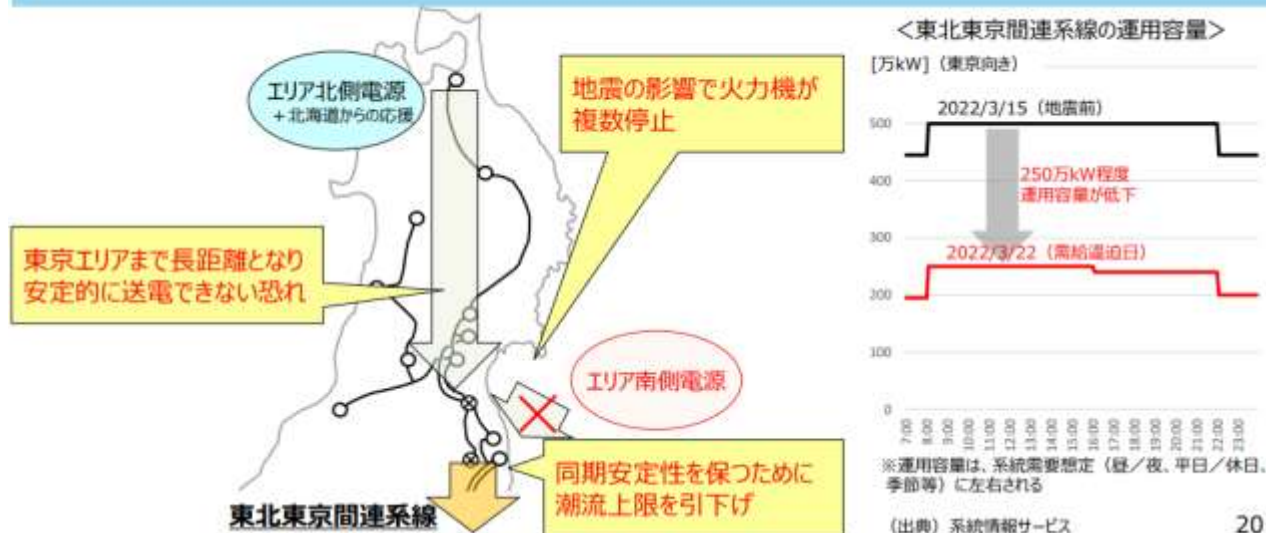
※持続的需要変動、厳気象・稀頻度、追加設備量を含んだ設備量

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

- 3月の電力需給ひっ迫では、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、東京エリアが需給ひっ迫となった。
- 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。**



20

④供給信頼度評価における連系線計画外停止等の考慮 ～ 連系線トラブル停止の反映方法について～

- 連系線の計画外停止等の考慮については、電源の**計画外停止率と同様に、停止率を算出し、運用容量から一律で減少させる等の対応が考えらえる。**
- **具体的な反映方法について、今後詳細検討を進めることとしたい。**
- また、**自然災害などのリスクをどの程度まで織り込むかについては、電源の計画外停止率における扱いと並行して検討を進めることとしたい。**

- 供給信頼度評価における検討事項について、順次検討を開始し、本委員会で議論を進めることでどうか。
- なお、相互に関係する事項などもあるため、対策案の重複などには注視しながら検討を進めることとしたい。