

今後の供給信頼度評価の 課題整理について

2024年10月23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

- これまで本委員会において、再エネ大量導入を踏まえた供給信頼度評価（EUE評価）を元に、容量市場の必要供給力の考え方や供給計画・需給検証での需給バランス評価の整理を進めてきた。
- また加えて、2022年3月等の高需要期以外の需給ひっ迫に備えた供給力確保や年々変化する需給状況に対応するための考え方の整理を進めてきた。
- 他方、端境期の高需要（2022年6月の猛暑による高需要）の取扱いは継続検討することにした。また供給計画において一部のエリアで供給信頼度基準を満たさない事例がある。
- さらに将来的には地内系統の混雑が拡大することが想定されるものの、現状の供給信頼度評価ツールでは混雑影響を適切に評価できていない課題もある。
- これらの課題より、今後の供給信頼度評価の課題整理が必要と考えられるため、ご議論いただきたい。

これまでの
本委員会
の対応

✓ 8760時間評価の
供給信頼度手法
（EUE）の導入

✓ 容量市場の必要
供給力の考え方
の整理

✓ 供給計画・需給検証
の考え方の整理

✓ 需給状況の変化を
捉えた供給信頼度
評価の整理

現状

✓ 端境期の高需要（6月）の
取扱いを継続検討にした

✓ 連系線運用容量の制約による
一部エリアの信頼度低下

✓ 現行の供給信頼度評価ツール
では地内系統の混雑影響を考
慮できていない

今後の供給信頼度評価に向けた課題整理が必要ではないか

【参考】供給力の見通しと確保するための仕組み（2024年度以降）

	中長期（1年超）	短期（1年以内）
	供給計画	電力需給検証
需要	一般送配電事業者が、電力広域機関が公表する経済見通し、その他の情報、直近の需要動向、過去の需要の実績、供給区域の個別事情等を考慮し需要を想定	供給計画のH3需要をベースに 猛暑・厳寒H1需要を想定
供給力	供給力は、(a-b-c-d)等による1時間平均電力の合計 a:発電所及び蓄電所の設備容量 b:大気温及びダム水位低下等の影響による能力減分 c:計画補修等による停止電力 d:最大需要電力発生時に必要となる所内消費電力 （自家消費電力がある場合はそれも含む）	供給計画をベースに、至近の状況を反映
電力需給 バランス検証	全国大及び各エリアの前年度及び第一・二年度の電力需給バランスを評価（短期） 全国大及び各エリアの第三年度～第十年度の電力需給バランスを評価（長期）	猛暑・厳寒H1需要に対して 予備率3%の確保の確認

	容量市場 （メインオークション）	長期脱炭素電源 オークション	予備電源	電源入札		容量市場 （追加オークション）	kW公募
目的	中長期的な 供給力の確保	脱炭素電源による 供給力の確保	大規模災害等に 備えた供給力の予備	供給力確保を担保する セーフティネット		中長期的な供給力 確保の補完	追加の供給力対策
供給時期	4年後	電源種別※	2～3年後	（不定期）		実需給1年前	実需給数ヶ月前
費用負担	容量拠出金（小売） （一部託送料金）		託送料金			容量拠出金（小売） （一部託送料金）	託送料金

※原子力：17年、水力：12年、水素・アンモニア混焼改修：11年 等



- 北海道～東京においては、2025～2029年度までの間に、目標停電量を超過している期間がある。
- 九州においては、2025年度以降、目標停電量を超過している。
- なお、2025年度については、至近の状況変化を踏まえると、東京のみが目標停電量を超過しており、これは補修停止調整による対応を進めている。

	(kWh/kW・年)									
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
北海道	0.024	0.085	0.035	0.214	0.024	0.021	0.014	0.011	0.012	0.010
東北	0.001	0.004	0.104	0.002	0.029	0.027	0.010	0.008	0.009	0.008
東京	0.009	0.043	0.612	0.047	0.029	0.027	0.011	0.009	0.009	0.008
中部	0.001	0.017	0.022	0.010	0.006	0.006	0.003	0.005	0.006	0.006
北陸	0.009	0.000	0.004	0.004	0.004	0.004	0.002	0.003	0.003	0.004
関西	0.000	0.000	0.004	0.004	0.004	0.004	0.002	0.003	0.004	0.005
中国	0.000	0.000	0.004	0.004	0.004	0.004	0.002	0.003	0.004	0.005
四国	0.000	0.000	0.003	0.003	0.003	0.003	0.001	0.002	0.002	0.003
九州	0.002	0.039	0.803	0.701	0.726	0.567	0.240	0.234	0.213	0.193
9エリア計	0.005	0.024	0.303	0.093	0.085	0.068	0.029	0.028	0.027	0.025
沖縄	0.069	0.094	3.385	1.163	3.745	1.276	1.364	1.462	1.521	1.354
<容量市場・供給計画における目標停電量>										
9エリア	0.033	0.033	0.028	0.027	0.016	0.016	0.015	0.015	0.015	0.015
沖縄	1.996	1.996	1.996	1.996	1.996	1.996	1.996	1.996	1.996	1.996

出所) 2024年度供給計画の取りまとめより引用

https://www.occto.or.jp/kyoukei/torimatome/files/240329_kyoukei_torimatome.pdf

- 広域系統整備委員会において、供給信頼度や需給運用へ与える影響評価の前提となる系統混雑の見通しを定例的に報告されている。
- 第83回広域系統整備委員会（2024年9月10日）において2029年度の系統混雑の見通しが報告されており、全国のピーク需要断面では約0.4%（前年比+約35万kW）の出力制御電力の発生が見込まれている。

2029年度における全国の混雑状況（昼間ピーク／点灯時間帯）

27

- 全国のピーク需要断面では、最大^{※1}で約57万kW（当該需要の約0.4%^{※2}）の出力制御電力の見通しであり、2028年度の想定結果（約22万kW）よりも約35万kW増となる見通し。
- また、足元で予備率最小となる点灯時間帯（16:00～20:00）では、最大^{※3}で約20万kW（当該需要の約0.2%^{※2}）の出力制御電力の見通しであり、2028年度の想定結果（約23万kW）と同程度。

エリア	ピーク需要における出力制御電力 ^{※1} （万kW）			点灯時間帯の最大出力制御電力 ^{※3} （万kW）		
	広域系統内訳			広域系統内訳		
	基幹	ローカル		基幹	ローカル	
全国	56.9	56.6	0.3	20.4	0.0	20.4
北海道	0.3	0.0	0.3	0.0	0.0	0.0
東北	0.0	0.0	0.0	20.4	0.0	20.4
東京	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
中部	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
北陸	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
関西	56.6	56.6	0.0	0.0	0.0	0.0
中国	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
四国	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
九州	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
沖縄	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

※1 全国総需要（沖縄除く）の最大需要を上位から3日選択し、各日の出力制御電力（万kW）を平均した値

※2 あくまでも発電計画に対して出力制御されるものであり、系統制約により発電が制限される予備力の制限量を示すものではないことに留意

※3 点灯時間帯における最大出力制御電力を上位から3日選択し、各日の出力制御電力（万kW）を平均した値

2029年度における基幹系統の最大出力制御電力について

29

- 基幹系統混雑に対する再給電方式（一定の順序）に基づく最大出力制御電力は下表の通りであり、エリアH3需要比^{※1}の8%未満の見通しである。
- なお、ローカル系統における系統混雑に対しては、調整電源および非調整電源のファーム電源^{※2}に限り、再給電方式で出力制御されるため、基幹・ローカル系統の最大出力制御電力も参考として同表の括弧内に示す。

各エリア基幹系統における最大出力制御電力（括弧内は、基幹・ローカル系統合わせた出力制御電力・H3需要比を記載）

エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
最大出力制御電力 ^{※3} （万kW）	38.3 (38.3)	55.2 (85.0)	20.3 (20.3)	10.6 (10.6)	0.0 (0.0)	83.8 (83.8)	3.3 (3.3)	0.0 (0.1)	0.0 (0.0)
H3需要比（%）	7.3 (7.3)	4.1 (6.4)	0.4 (0.4)	0.4 (0.4)	0.0 (0.0)	3.1 (3.1)	0.3 (0.3)	0.0 (0.1未満)	0.0 (0.0)

※1 2029年度におけるエリアの最大3日平均電力（H3需要）に占める最大出力制御電力（※3）の割合

※2 自然変動電源、長期固定電源（水力（揚水式を除く）・原子力・地熱）、バイオマス電源（専売、地域資源、FIT型他）

※3 エリアの出力制御電力が最大となる断面を上位から3日選択し、各日の出力制御電力（万kW）を平均した値

出所) 第83回広域系統整備委員会（2024年9月10日開催）資料3

https://www.occto.or.jp/iinkai/kouikikeitouseibi/2024/files/seibi_83_03_01.pdf

(参考) 近年の主な電力需給ひっ迫

- 電力自由化以降の供給力の低下や再エネの導入拡大等によって、足元では電力需給のひっ迫が発生。主な事象とその原因等は以下のとおり。

時期と主な要因	主な要因	主な対応策
1 2020年度冬期 【継続的な寒波/LNG在庫減少】	① 継続的な寒波による電力需要の増加。 ② 石炭火力のトラブル停止（約550kW）や天候不順による太陽光発電量の減少が発生。 ③ 海外のLNG供給設備の停止等に起因したLNG在庫減少により、LNG火力の稼働抑制。	【ひっ迫時】 自家発電き増し、他エリアからの電力融通、連系線の運用容量拡大 【ひっ迫後】 燃料モニタリングの仕組みの導入 需給ひっ迫を予防するための発電用燃料に係るガイドラインの策定
2 2022年3月 【真冬並の寒波/福島県沖地震】	① 地震等による発電所の停止 〔3/16 広野火力等（合計335万kW） 3/22 磯子火力 等（合計134万kW）〕 ② 東京-東北間の送電線の運用容量低下（500万kW⇒250万kW） ③ 太陽光の出力変動（月内で最大1,257万kW）	【ひっ迫時】 - 火力発電所の出力増加、自家発電き増し、補修点検中の発電所の稼働、他エリアからの電力融通 - 小売電気事業者から大口需要家への節電要請 - 電力需給ひっ迫警報発令（2022年3月） - 電力需給ひっ迫注意報発令（2022年6月） 【ひっ迫後】 - 需給ひっ迫注意報の創設 - 発電所の休廃止に関する事前届出制の導入 - 予備電源制度の導入 ※2024年度夏頃の初回募集に向けて準備中
3 2022年6月 【異例の暑さ/発電設備の補修】	① 平年より22日早い梅雨明け（6月27日に梅雨明け）により、6月末時点で異例の暑さにより需要が大幅に増加（27日の東電管内の想定最大需要は東日本震災以降、最大（5,276万kW）） ② 平年より大幅に早い梅雨明けにより、複数の火力発電所が補修点検により稼働停止	

- 2022年3月の需給ひっ迫等をふまえ、端境期の厳気象・稀頻度対応リスク分の考え方や計画停止可能量の考え方など、供給信頼度評価における課題整理を行った。

今般の電力需給ひっ迫を踏まえた供給信頼度評価における検討事項

6

- 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。	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

これまでの議論内容のまとめ

25

- 前述のとおり検討事項①～④について、基本的に供給力の重複は無く、これまでの検討結果をまとめると下表の通り。
- 必要最低限の量を設定するなど、一定の割り切りを行っている項目も多いが、それぞれの項目においての検討結果であり、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)
稀頻度リスク	夏季冬季 平年H3需要に対して1%	年間通して 平年H3需要に対して1%	供給力増加方向	0.7～1.4%の低下率をもとに1%と設定
① 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ヶ月 (継続して状況を注視)	変化なし	至近3年の供給計画における計画外停止量は2.1ヵ月相当であるが、1.9ヵ月で覆え置き
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：必要供給力減少評価の可能性
赤字：必要供給力増大評価の可能性
黒字：過小方向か過大方向か現時点では不明

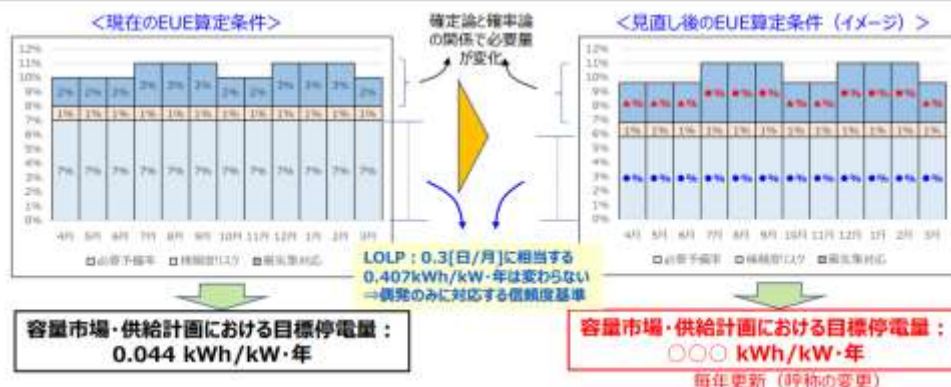
出所) 第81回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2023年1月24日開催) 資料1
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2022/files/chousei_81_01r.pdf

- 安定供給に必要な供給力を適切に評価・調達していくために、至近の実績を随時反映した精度の高い必要供給力を算定することに関与する評価の考え方を整理した。

論点2・3まとめ

50

- 必要供給予備力想定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が【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。



出所）第94回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会
（2024年1月24日開催）資料1
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2023/file/s/chousei_94_01.pdf

試算結果について＜2024年度～2028年度＞

27

- 今回の提案を反映した容量市場・供給計画における目標停電量や目標調達量の試算した結果は下表の通り。
- 2027年度の目標調達量について、メインオークション目標調達量と比較すると216kWの増加となった。
（当初試算結果からは231万kW増加量は減少）

<2023年度供給計画とりまとめ時の諸元を用いた容量市場目標調達量の試算結果※1>

想定年度	全国H3需要 (離島除き) [万kW]	偶発的 需給変動 対応 [%]	厳気象対応 [%]	稀頻度リスク 対応 [%]	容量市場・供給計画 における目標停電量 [kWh/kW・年]	持続的需給 変動対応 [%]	追加設備量 [%] ^{※2} (1.9ヶ月)	目標調達量 (万kW)
2024年度	16,167	6.6	3.5	3.1	0.028	2	3.0	18,738
2025年度	16,136	6.6	3.5	3.1	0.027			
2026年度	16,099	6.4	3.7	3.3	0.022			
2027年度	16,060	6.4	3.7	3.3	0.022			
2028年度	16,025	5.8	4.2	3.7	0.013			

※1 本結果は、2023年度供給計画とりまとめ時の諸元を用いた試算であり、今後、諸元の更新等により数値が変わることに留意

2024年度は追加AXまで終了しているため、目標調達量については未算定

※2 春季・秋季の厳気象対応・稀頻度リスク対応を定常電源の補修調整で対応する場合の試算値

【再掲】 当初試算値 (2027年度)	16,060	6.4	4.3	4.7	1	0.013	2	4.0	18,894
【参考】 2023年度 メインオークション (対象2027年度)	16,060	6.5	3	2	1	0.044	2	2.4	18,447

出所）第95回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会
（2024年2月20日開催）資料1
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2023/file/s/chousei_95_01.pdf

- 足元の需給状況、各委員会での議論状況、また今後想定される環境変化をもとに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。

検討事項		現状の取扱い
①	端境期のうち特異な傾向である6月の厳気象対応の考え方の整理が必要ではないか	特に高需要となった2022年6月の状況を踏まえ、6月の厳気象H1需要想定の考え方を検討することにした
②	供給信頼度評価の考え方の詳細について、改めて見直すべき事項、反映すべき運用実態はあるか	必要供給力算定の諸元となる需要実績や連系線増強等の変化を速やかに反映している
③	年間EUEが供給信頼度基準（目標停電量）を超えている主な要因が連系線運用容量の場合の考え方について整理が必要ではないか	運用容量検討会で定められた年間運用容量をもとに供給信頼度評価を行っている
④	地内系統の混雑を考慮した供給信頼度評価の考え方の整理が必要ではないか	現行供給信頼度評価ツールでは簡易的に混雑状況を想定する機能しか具備できていないため、地内系統の混雑影響は考慮できていない（現時点では実運用でも混雑は顕在化していない）

<①端境期の厳気象対応> 2022年6月の電力需要（異例の高水準）

10

- 2022年6月に東京エリアを中心に記録的な猛暑となったことから、6月としては異例の高水準となる最大需要が発生した。（全国的にも2022年6月は過去10年で比較して高需要であった。）

【参考】東京エリアにおける6月の最大需要電力

- 6月27日（月）の前日時点の想定最大需要電力は5,186万kW、実際の最大需要電力は5,254万kW（13時台）と、**東日本大震災以降の6月の最大需要電力（4,727万kW）より500万kW程度高い異例の水準。**
- 7月前半（1～15日）の過去の最大需要電力と比較しても、東日本大震災後最大となっていた。



5

<①端境期の厳気象対応>

異例な高水準の需要実績を受けた必要供給力の現状の取扱い

- 第95回本委員会（2024年2月20日）において、至近の需要実績をもとに厳気象対応の必要量を算定したところ、2022年の影響を受けて、6月については従来よりも大幅に必要量が拡大する試算値が得られた。
- この点については、まずは現状の端境期の厳気象H1需要想定方法の妥当性評価を改めて行うことにしていた。

論点②：6月の厳気象対応の扱いについて

24

- これまでの春季・秋季の厳気象H1需要想定は、気象条件と需要の相関が小さい等、気温影響が主要因ではないという考え方のもと、過去のH1実績・H3実績の比率を用いて想定していたが、H1実績・H3実績から機械的に将来の厳気象H1需要想定を行うことは、過大（もしくは過小）な需要想定になっている可能性がある。したがって、更なる合理的な厳気象H1需要想定を行っていくために、今後一般送配電事業者とも連携しながら想定方法を検討することにしたい。
- それまでの間の暫定的な取り扱いとして、6月の厳気象対応の必要量は、**2022年6月の実績は反映せずに、春季・秋季の厳気象対応必要量を算定することでどうか。**その場合、6月の必要量は3.9%となる。（偶発的需給変動対応を7%に固定しないことの影響により、従来の必要量からは増加。）
- ただし、過去に異例な高需要が発生した実績があることから、厳気象H1需要想定方法を再検討したうえでも、6月の厳気象分について12%のような大きな数値となる可能性や、6月以外の月においても現状より大きな数値となる可能性があるため、その反映方法についても今後の検討結果を踏まえながら検討を進めたい。
- なお、暫定的な取り扱いとする間においても、過去の需給ひっ迫の事例を踏まえ、端境期に高需要が発生するおそれがある場合には、電源および流通設備の計画停止の調整等※の必要な対応を講じることで安定供給が維持できるよう、一般送配電事業者及び発電事業者と連携して対応してまいりたい。

※ 発動指令電源の発動や火力の増出力運転などによる対応も考えられる。

<2027年度における春季・秋季の厳気象対応分の試算結果※1>

2027年度	4月	5月	6月	10月	11月	3月	平均
今回の試算値[%]※2	4.4	0.9	12.6 ⇒3.9	4.3	3.7	2.6	3.3
従来の必要量 [%]	3.8	1.2	3.5	3.0	2.4	1.5	2.6※3

※1 本結果は、2023年度供給計画とりまとめ時の諸元を用いた試算であり、今後、諸元の更新等により数値が変わりうることに留意
夏季(8月)H3需要に対する比率

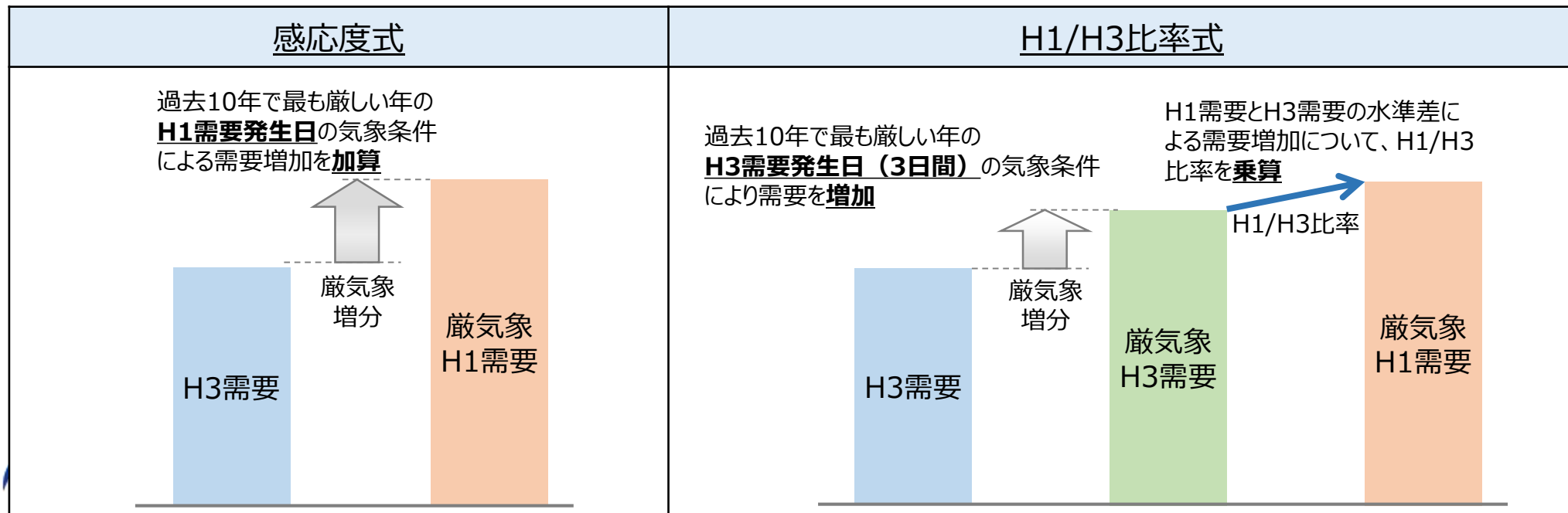
※2 偶発的需給変動対応の減少分の反映を含む

※3 従来の春季・秋季の厳気象対応分は小数点以下は切り捨てて2%としていた

<①端境期の厳気象対応> 端境期の厳気象H1需要想定について

- 現状の厳気象H1需要想定は以下のように実施している。
 - 高需要期：一般送配電事業者において需給検証時に想定（「感応度式」や「H1/H3比率式」）
 - 端境期：広域機関において供給信頼度評価に向けて想定（「H1/H3比率式」に相当）
- 端境期においては、気温と需要の相関が小さいといったことから、気象影響が主要因と限らないと考えられることから、H1/H3比率に基づく厳気象H1需要想定を行っている。
- この点について、改めて定量的な評価を行いながら、端境期（6月）の厳気象H1需要想定の考え方を整理する。
- そのうえで、端境期の厳気象対応の必要量の考え方を整理する。

一般送配電事業者の厳気象H1需要想定方法



<①端境期の厳気象対応>

(参考) 現状の端境期の厳気象H1需要想定方法

①春季・秋季の厳気象対応の考慮

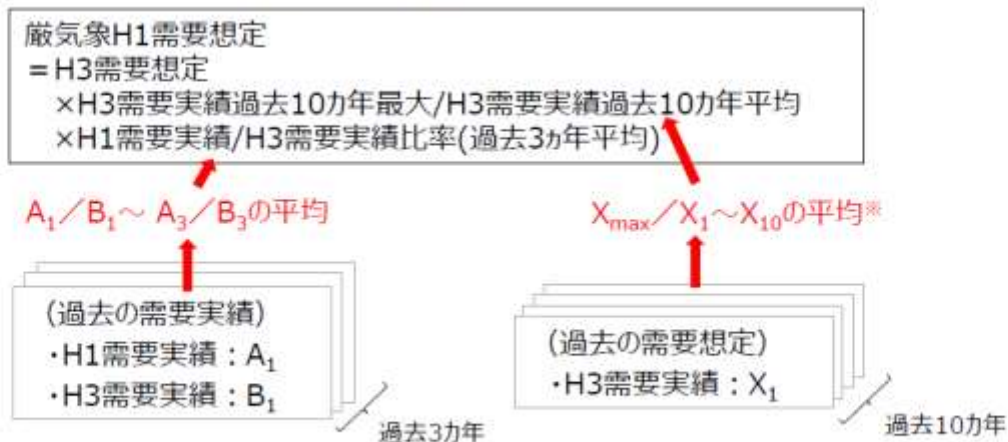
厳気象対応に考慮する春季・秋季の厳気象H1需要想定の試算

8

- 春季・秋季の厳気象H1需要想定については、これまで需給検証において厳気象H1需要想定の対象としていないことから、今回新たに算定を行う必要があるが、夏季・冬季は、気象影響が需要増加の主要因である一方で、**春季・秋季は、気温と需要の相関が小さい等、気象影響が主要因とは限らない。**
- このため、夏季・冬季と同様の算出式を使用できないことから、夏季・冬季の厳気象需要想定における「過去10 年の中で最も猛暑・厳寒であった年並の気象を前提とした需要」と平仄を合わせ、「**過去10年の中で最も厳しい需要**」の考え方にて試算を行った。
- 具体的には、H3需要想定に、過去10力年のH3需要実績の平均に対する過去10力年で最も高いH3需要実績の比率を乗じ厳気象H3需要とし、過去3か年のH3需要実績に対するH1需要実績の比率の平均を乗じて厳気象H1需要を想定した。

※3月については、需給検証における厳気象H1需要想定を使用

<春季・秋季の厳気象H1需要想定のイメージ>



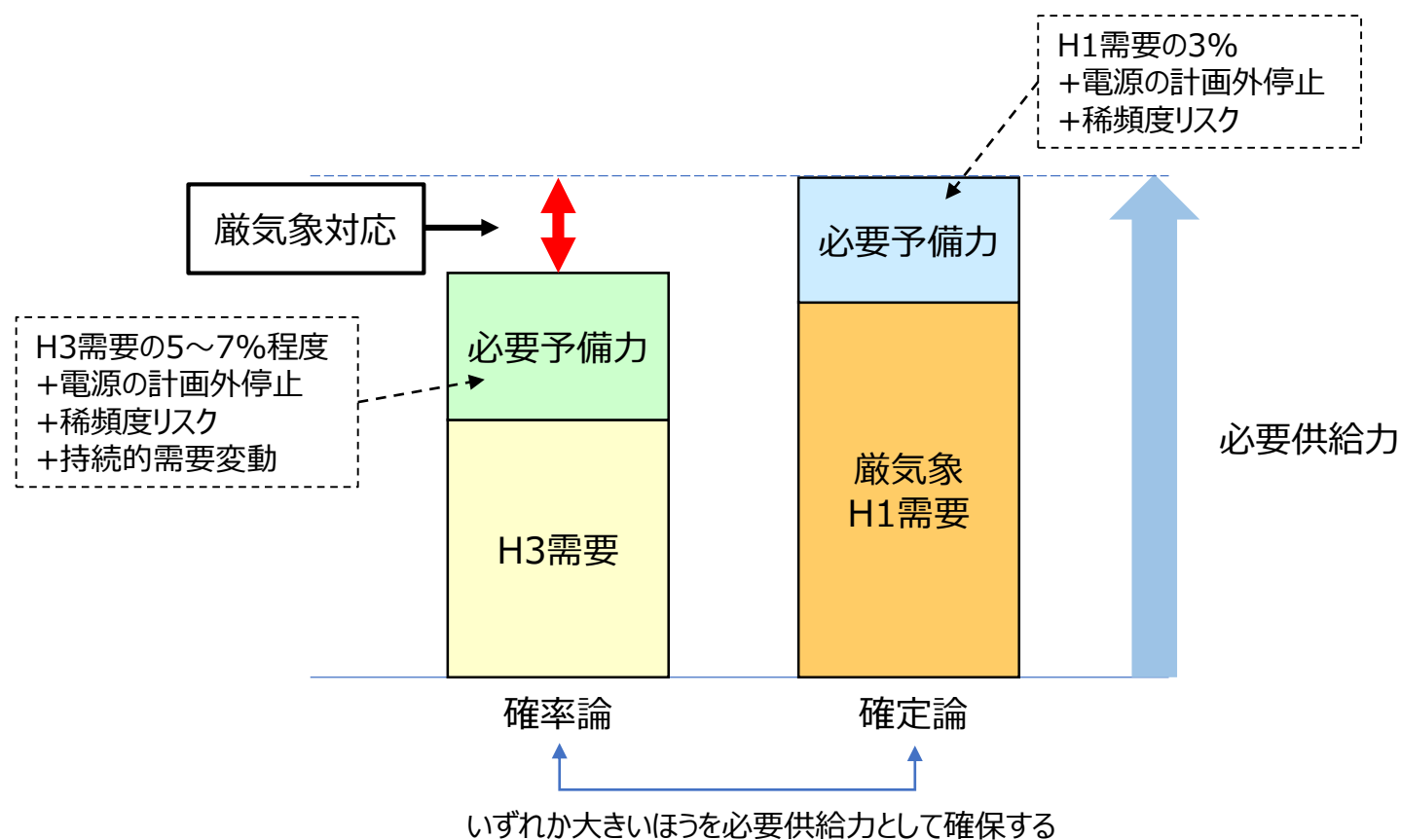
* 過去10力年におけるH3需要の傾向変化の考慮方法は課題となり得るものの、至近10力年においては、急激な経済状況等の変動は発生しておらず、当面は本手法にて10年に1度相当の高需要を捕捉できると考えられる

<①端境期の厳気象対応>

(参考) 供給信頼度評価における厳気象対応の必要量の考え方

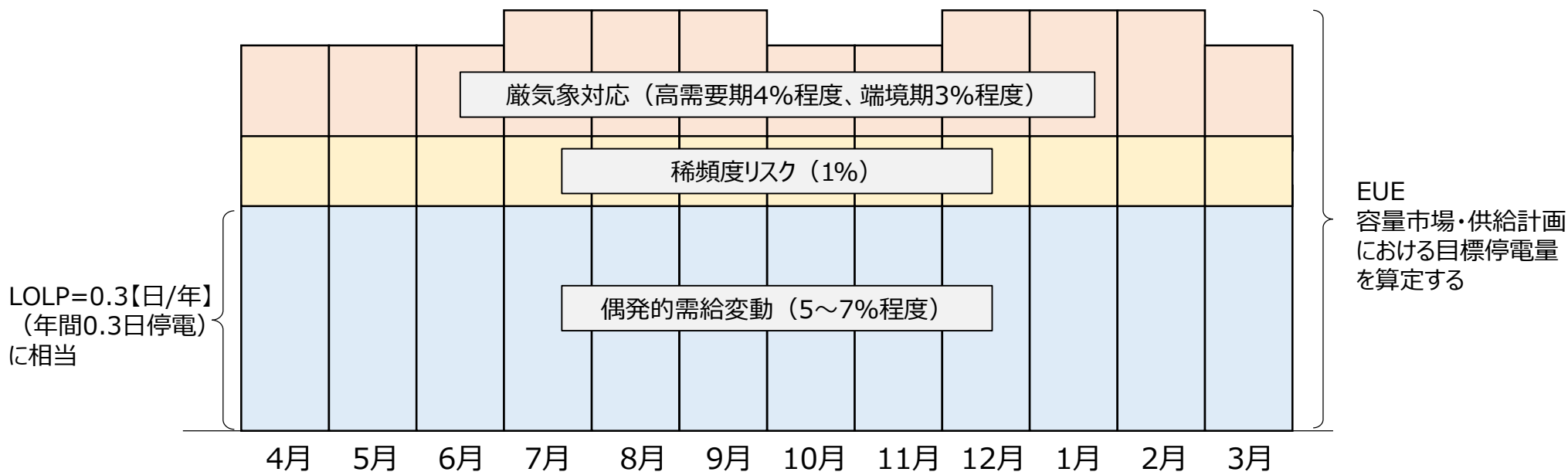
14

- H3需要に対する供給力（確率論的な必要供給力）と厳気象H1需要に対する供給力（確定論的な必要供給力）のいずれにも対応できるような供給力を確保することになっている。
- そのうえで、確率論的必要供給予備力算定（EUE評価）を行うにあたって、確率論的な必要供給力と確定論的な必要供給力の差を厳気象対応として定めている。



- 偶発的需給変動・稀頻度リスク・厳気象対応の必要供給予備力をもとに、EUEの供給信頼度基準 (容量市場・供給計画における目標停電量) を定めている。

必要供給予備力と供給信頼度のイメージ



補足

偶発的需給変動は各月H3需要に対する比率

厳気象対応と稀頻度リスクは年間H3需要に対する比率

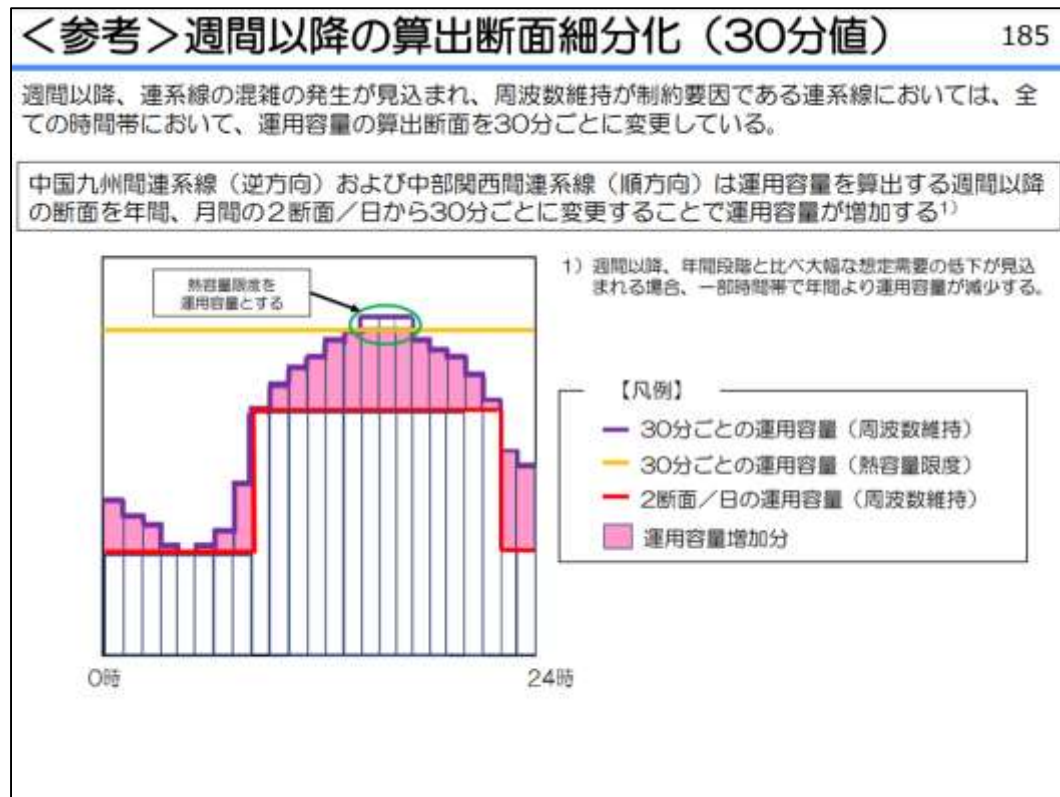
＜②供給信頼度評価の詳細事項＞ 現状の整理内容の精査について

- これまで本委員会において、EUE算定の具体的な実施方法を整理してきた。
- 現状の整理内容について、改めて改善の余地があるか、検証を進めていく。

供給信頼度評価での現在の算定条件

項目	内容
需要	- 過去のH3需要比率の実績と供給計画のH3需要想定に基づきベースライン需要を作成している - 需要変動量として実績から得られた気温感応度に基づく気温影響とその他影響を考慮している
供給力	- 必要供給力は確率論的な必要供給力と確定論的な必要供給力のいずれか大きいほうとしている - 算定の諸元は至近の実績を都度反映している
電源構成	直近の供給計画に基づく電源の構成（新增設・休廃止の反映）としている
再エネ	直近の供給計画に基づく導入想定量を反映し、安定電源代替価値（調整係数）を算定している
連系線	- 運用容量検討会で定める年間運用容量を用いている - マージンはB、Cマージンを考慮している - 連系線作業停止による運用容量減少は考慮していない
電源の計画外停止	3か年実績を元に算定し、3年周期で更新する（現在は2019年～2021年実績による）
目的関数	各エリアの供給予備率が1年間を通して一律となる条件で信頼度基準（目標停電量）を算出している
エリア間の電力融通	運用容量の範囲内で、全てのエリアの供給力不足率が一定になるようにしている

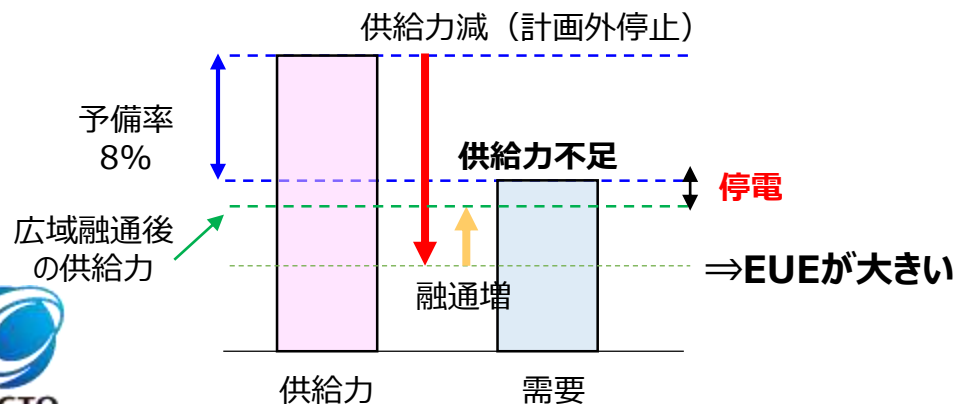
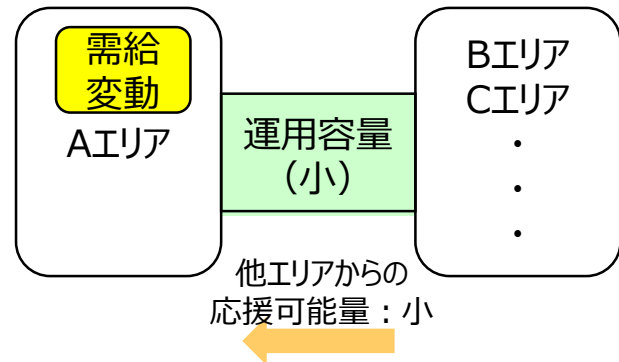
- 見直すべき事項の一つとして、連系線運用容量の取扱いが考えられる。
- 現状においては、連系線運用容量は年間計画で定める運用容量（月ごとに、平日・休日、昼間・夜間の4断面）を採用しているが、実運用においては、30分単位で運用容量の制約要因を詳細に評価することで運用容量を拡大する取り組みも行われている。
- このような取り組みを供給信頼度評価にも反映することについて、運用容量の考え方を確認しつつ、整理していく。



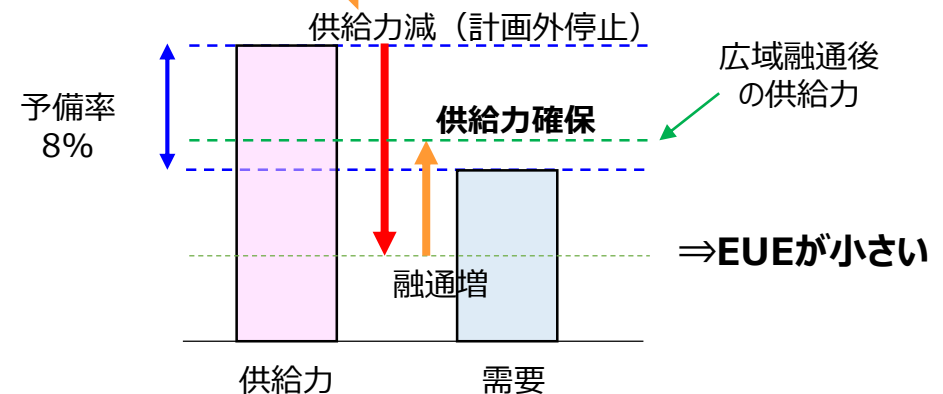
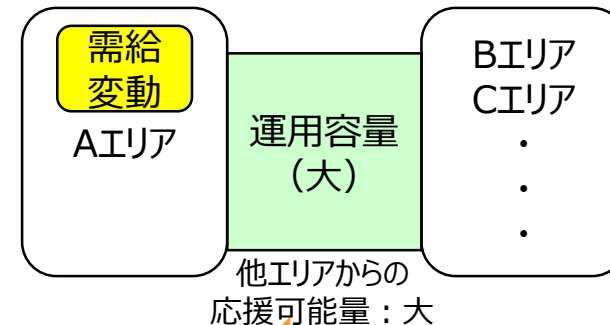
<③年間EUEと連系線運用容量> 年間EUE・予備率・連系線運用容量の関係性

- EUE評価においては、需給変動（供給力低下・需要増加）により停電する場合には、他エリアから応援融通を行う。
- この時に連系線の運用容量が小さいと応援融通できる量が少なくなり、同じ予備率であっても、EUEが大きくなる傾向である。

連系線運用容量が小さい場合



連系線運用容量が大きい場合



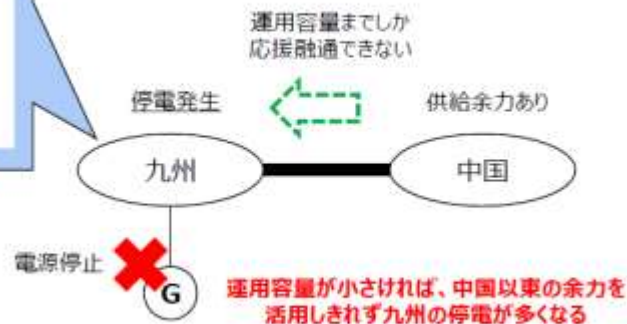
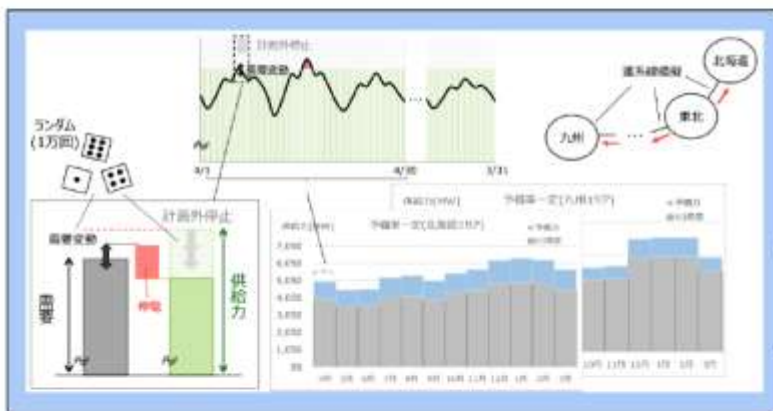
＜③年間EUEと連系線運用容量＞ 中国九州間連系線（九州向き）と九州の年間EUE

- 現状においては、中国九州間連系線（九州向き）の運用容量は周波数維持制約によって小さくなっており、この影響を受けて九州の年間EUEは目標停電量を超過する傾向である。

中国九州間連系線（九州向き）の状況（2 / 2）

24

- 供給信頼度（EUE）評価は、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を算定するもので、連系線が混雑している場合は他エリアからの供給力が期待できず停電期待量が多くなる。
- すなわち、確率論的に九州エリアで電源（計画外）停止が発生した場合、中国以東の供給余力についても、中国九州間連系線（九州向き）運用容量までしか応援融通できないため、九州エリアの停電期待量が多くなり、供給信頼度（EUE）不足と判定されることとなる。



<③年間EUEと連系線運用容量> 周波数維持制約による運用容量の議論状況

- 連系線運用容量を決定する要因の一つとして、周波数維持制約がある。この制約による運用容量は系統制御（負荷制限）の織り込み方によって具体的な運用容量が変わることになる。
- 負荷制限の織り込み方は現状ではいくつかの類型が存在しており、この点について、将来の変化などを踏まえた負荷制限のあるべき姿や個別の連系線における技術的課題について、将来の運用容量等の在り方に関する作業会で検討が行われているところである。
- この議論状況を踏まえつつ、供給信頼度評価における考え方の整理を進めていくことにしたい。

地域間連系線制約の差異（特徴） 3 / 3

18

- 中国九州間連系線では、他の地域間連系線とは異なり、周波数低下限度59.0Hzで運用容量を算出しているため、負荷側UFR動作（59.1Hz）を許容した運用容量となっている。
- また、中国九州間連系線（九州向）では、負荷制限を織り込んでいない（無制御の限界潮流で算出している）ため、N-2故障（1ルート断）時の発電機解列量（PV、自家発等）も相まって、運用容量が小さくなっている。
- 今後の設備増強等を考慮しても、中国九州間連系線では周波数維持制約が継続するため、他の地域間連系線あるいは後述する地内系統と同様に、系統制御（負荷制限）を織り込んだ運用容量算出について、社会便益等も考慮の上、深掘り検討することも考えられる。 ⇒No.5-2-1に反映

（参考）送電線14—1—線路（N-2）時の系統周波数の使用値

59

- 以下前掲資料は、太陽光や自家発電等が運転可能な周波数範囲等を考慮し、59.0～59.5Hzの範囲で設定。
- 一方、上掲資料は、発電機の長時間運転可能周波数の許容範囲値（60.5～61.2Hz）を考慮し、60.0Hz～60.6Hzで設定されている。

送電方向	周波数低下限度	周波数上昇限度
中部九州 → 関西	59.2 Hz (中部九州側)	60.5 Hz (関西側)
中部九州 → 中国	59.5 Hz (中部九州側)	60.6 Hz (中国側)
中国 → 中部九州	59.2 Hz (中国側)	60.6 Hz (中部九州側)
中国 → 中国	59.2 Hz (中国側)	60.6 Hz (中国側)
中国 → 九州	59.2 Hz (中国側)	60.6 Hz (九州側)
九州 → 中国	59.0 Hz (九州側)	60.6 Hz (中国側)

1. はじめに

3

- 中国九州間連系線（中国側）においては、同連系線にルート（2回線）断事故が発生した場合、受電している中国5エリア（中部～西部）の周波数低下により中国5エリアで広域的な負荷遮断（停電）が発生する可能性があるものの、その事故が非常に稀な確率であることから、運用容量を算出している。
- 中国九州間連系線の1回線作業時においても運用容量を平常時と同水準に維持した場合、単一故障時（N-1故障時）で九州を除く中国5エリアで広域的な負荷遮断（停電）に至る可能性がある。
- このため、現在、1回線作業時には、一般送配電事業者が調整力公募（電源1・重）契約¹の中で、系統保安オプション運用²を行うことで運用容量を維持している。
 - ※1 調整力公募（電源1・重）契約の「調整力公募（調整力提供）」の枠内による。
 - ※2 運用容量確保に必要となる、以下2つがある。
 - ① 中国5エリアの周波数低下に必要となる調整力（以下、調整力公募）。
 - ② 1回線作業時の運用容量を維持するために必要となる調整力（以下、系統保安オプション運用）。
- 一方、2024年度以降は調整力公募による電源1、電源2契約が終了することから、基本運用の主体は基本的に調整力提供者（10G）となり、一送主体の系統保安オプション運用による運用容量維持が難しくなる。
- この状況を踏まえて、本日は、1回線作業時の運用容量の低下への対応の検討状況についてご説明したい。

出所）第1回将来の運用容量等の在り方に関する作業会（2024年7月19日）資料6より抜粋

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2024/2024_unyoyouryousagyoyukai_01_haifu.html

出所）第92回調整力及び電圧バランス評価等に関する委員会（2023年11月17日）資料2

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2023/chousei_jukyuu_92_haifu.html

出所）第2回将来の運用容量等の在り方に関する作業会（2024年8月29日開催）資料5

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2024/files/unyoyouryousagyoyukai_2_05.pdf

<③年間EUEと連系線運用容量> (参考) 運用容量に係る検討体制

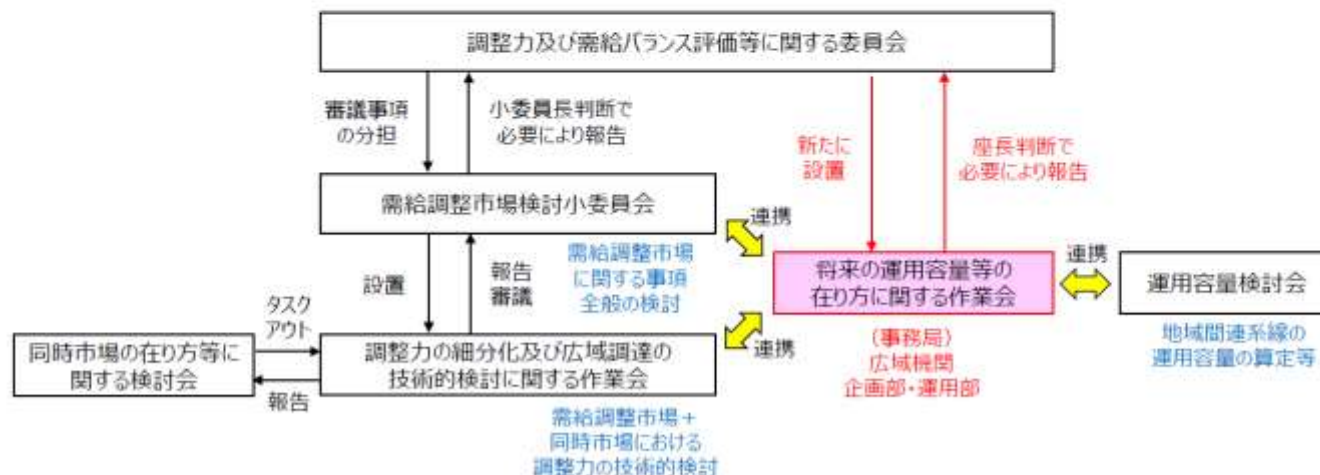
21

- 運用容量検討会において、従来より地域間連系線の運用容量の算定が行われている。
- また加えて、地域間連系線および地内送電線の運用容量に関して、制度と運用が両立した最適な在り方を検討するために、将来の運用容量等の在り方に関する作業会が設けられている。

検討体制について

21

- 検討体制としては、現在（需給調整市場）ならびに将来（同時市場）の調整力に係る制度設計議論、ならびに運用容量算定に係る系統（運用）技術が関係し、現状はこれらを包含した各種委員会・検討会は存在しないことから、新たに調整力等委の下に作業会を立ち上げる（設置する）こととしてはどうか。
- また、上記にあたっては、それぞれの議論を扱っている需給調整市場検討小委、細分化作業会、運用容量検討会とも連携を密にするために、各事務局を担っている、電力広域的運営推進機関の企画部・運用部の共同事務局としたうえで、作業会を進めていくこととしたい。



＜③年間EUEと連系線運用容量＞

（参考）将来の運用容量等の在り方に関する作業会での主要論点

- 将来の運用容量等の在り方に関する作業会では幅広い論点について検討が進められており、その他の論点についても供給信頼度評価の考え方に反映するものがあるか、確認を行っていく。

本作業会における今後の主要論点

32

- 前述の制約要因一覧や前回頂いたご意見等を踏まえ、本作業会で取扱うべき主要論点は、現時点で以下の通り。
- 今後、それぞれの論点について、具体的な進め方の整理や深掘り検討を進めることとしたい。

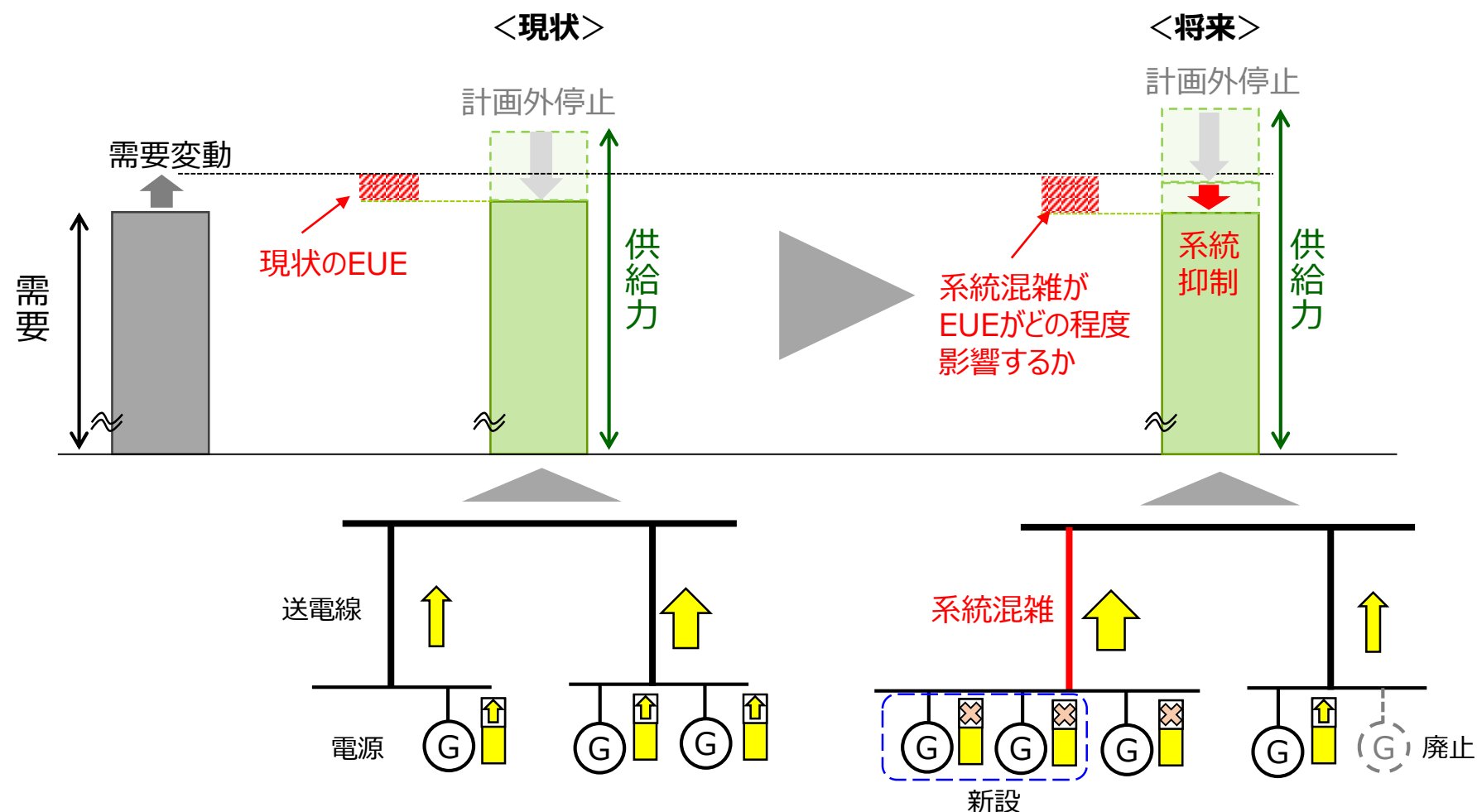
大項目	中項目	No.	論点
共通	想定故障（クライテリア）	1-1-1	N-1,N-2故障の具体的様相や社会的影響の考え方の違いは妥当か
	ブリッジ	1-2-1	各決定要因におけるブリッジの取り扱いをどうするか
		1-2-2	地域間連系線とエリア内送電線のブリッジの取り扱いを統一することが可能か
	緊急的な運用容量拡大	1-3-1	地内混雑の進展を見据え、地内系統における緊急的な運用容量の拡大スキームが必要かどうか
	再エネ導入による影響	1-4-1	再エネ大量導入が運用容量へ与える影響とは何か
熱	短時間容量	2-1-1	地内送電線へ適用している短時間容量を地域間連系線へ適用できない理由は何か
	電源制限	2-2-1	N-1電制量上限の考え方は妥当か
同期安定性	中西安定度	3-1-1	中西θを運用容量の新たな制約として追加する必要があるか
	電源制限	3-2-1	電制対象箇所の考え方の整理が必要か
電圧安定性	判定方法	4-1-1	電圧安定性の妥当な評価方法は何か
	電源制限	4-2-1	電制対象箇所の考え方の整理が必要か
周波数維持	EPPS	5-1-1	周波数品質を踏まえ、考え方の見直しやその影響評価が必要かどうか
	負荷制限	5-2-1	N-2故障時に負荷制限を織り込まないことの（EUE算定への影響も含めて）理由は何か
	電源制限	5-3-1	電制対象箇所の考え方の整理が必要か
	系統特性定数	5-4-1	系統特性定数を用いた判定方法は妥当か
		5-4-2	調整力調達の方法や系統構成、周波数制御方式が変化していく中でも系統特性定数は必要か
		5-4-3	調整力必要量の見直しや負荷特性の変化等を踏まえ、系統特性定数の再算定が必要か

出所）第2回将来の運用容量等の在り方に関する作業会（2024年8月29日開催）資料5

https://www.https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2024/files/unyoyouryousagyokai_2_05.pdf

供給信頼度評価における地内系統混雑の反映の必要性

- 従来においては地内系統で混雑が生じていなかったため、地域間連系線のみ運用容量の制約（発電の制約）を設けて供給信頼度評価を行っていた。
- 他方で、今後は地内系統においても系統混雑が発生することになるため、系統混雑による出力抑制も考慮した供給信頼度評価を行えるような環境整備が必要であると考えられる。

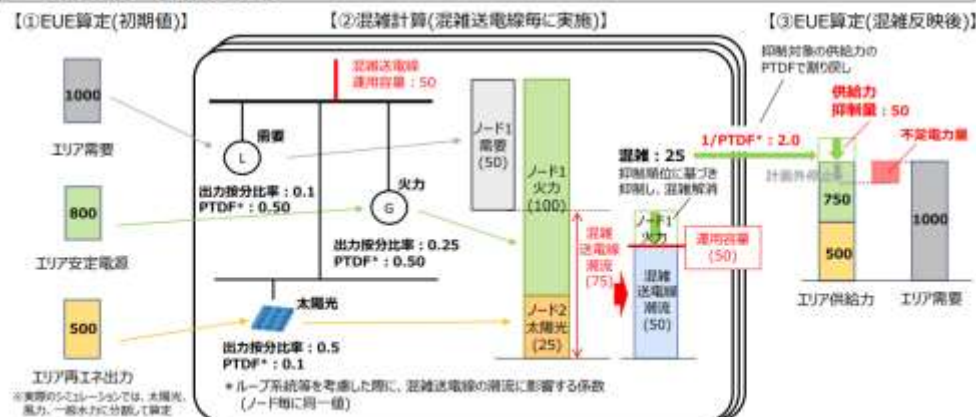


- 第79回本委員会（2022年11月22日）でもご報告の通り、現行の供給信頼度評価のツールにおいても、PTDF（Power Transfer Distribution Factor）という電気の流れ方を指定する係数を用いて、簡易的に一部のローカル系統の混雑状況を加味した供給信頼度評価を行う機能を設けている。
- ただし、現行の供給信頼度評価ツールでは、個別電源ごとの出力配分を模擬していないため、本機能による系統混雑状況の妥当性に課題があり、対応方法を改めて検討することになっていた。

EUE算定における系統混雑模擬の概要

7

- 8,760時間の各断面における、系統混雑に伴う供給力抑制量を考慮するためには、各断面において、各ノード毎の需要・供給力から混雑送電線の潮流を想定し、想定潮流が運用容量を超える量（混雑量）を求める必要があることから、EUE算定で設定するエリア全体の需要・供給力を元に混雑量および供給力抑制量を算出する方法を採用した。
- 具体的には、①エリア需要・供給力を設定した後、②エリア需要・供給力に対する各ノードの需要・供給力の比率（出力按分比率）及び、ループ系統での分流と潮流の向きを考慮した係数（Power Transfer Distribution Factor：以下、PTDF）を乗じて混雑送電線の潮流を求め、混雑量を算出し、③抑制量をエリア供給力から減じて不足電力量を算出している。



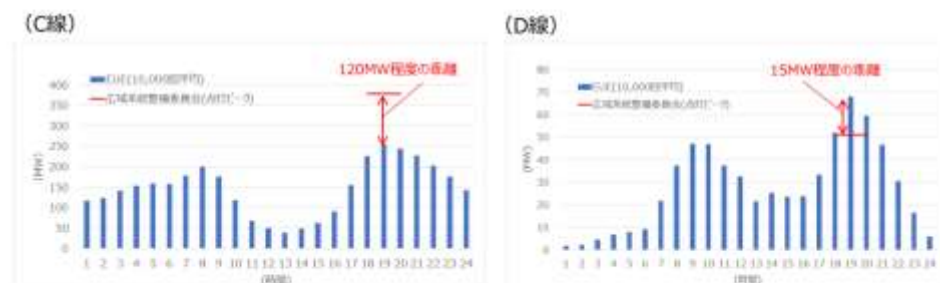
系統混雑模擬機能追加後の混雑量算定結果

10

- 前述の機能を追加し、EUE算定にて混雑量を試算した結果と広域系統整備委員会で示されている点灯ピークの混雑量を比較したところ、C線で120MW、D線で15MW程度の乖離があった。
- 上記を踏まえ、EUE算定における混雑量算定の課題について考察を行ったため、後述する。

※ 広域系統整備委員会では、冬季の点灯ピーク時における混雑量の最大値が示されているため、1月の各時間における混雑量と比較

<1月各時間におけるEUE(10,000回の月平均)と広域系統整備委員会の混雑量比較>



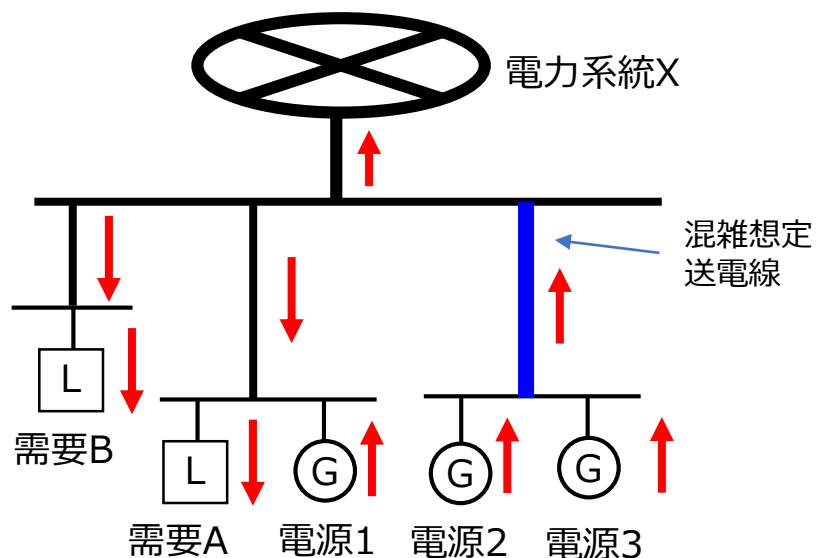
* EUE算定では、エリア内の安定電源が全て最大出力で発電している状況を模擬しており、広域系統整備委員会で示されている想定潮流合理化の考え方(混雑系統内の発電機を最大出力)とは状況が異なる。

<④地内系統混雑の扱い>

(参考) PTDFによる地内系統の混雑状況の評価

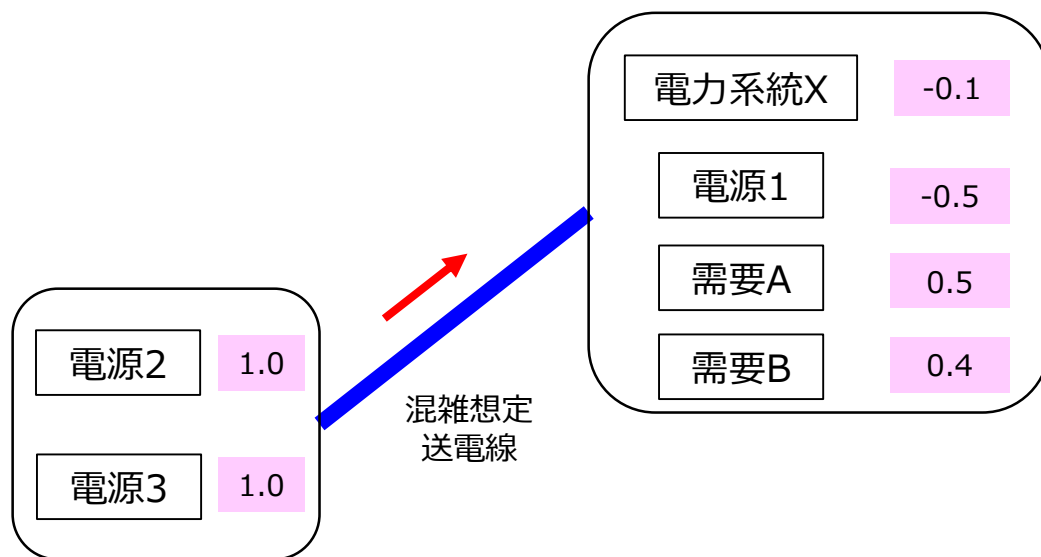
- 電力系統を流れる電気の量はその時々発電量、需要、系統のインピーダンス（電力系統の設備によって定まる電気の流れやすさの度合い）、電圧によって定まり、正確に把握するためにはこれらをシミュレーションによって評価することが必要になる。
- この電気の流れを簡易的に把握する方法がPTDFであり、各ノードの需要・供給力が1MW変化した際の混雑送電線の潮流に与える比率を予め算定し、それを都度適用することで詳細な系統シミュレーションを不要にするものである。

電力系統の詳細模擬



↑ 電気の流れ

PTDFを用いた簡易模擬



PTDF

正の値の場合、発電量（需要）が増加すると混雑が拡大
負の値の場合、発電量（需要）が増加すると混雑が減少
値が大きいほど、影響量が大きい

＜④地内系統混雑の扱い＞ 海外の供給信頼度評価の手法・ツールの状況

- 海外の供給信頼度評価手法の概要は以下の通りであり、たとえば、オーストラリア（AEMO）では地内系統の混雑状況を踏まえた供給信頼度評価を行えるツールを用いている。
- これら諸外国の状況を参考に、日本の供給信頼度評価における具体的な系統混雑の評価方法について、技術検討を進めているところ。

海外の供給信頼度評価ツール

	日本	PJM	CAISO	AEMO	ENTSO-E
供給信頼度 評価指標	EUE※1	LOLE※2	MUCM※3	EUE※1	LOLE※2・EUE※1 (国による)
評価ツール	必要予備力 算定ツール	PRISM	PLEXOS	PLEXOS	PLEXOS・BID3 など
評価期間	年間8760時間 (1時間単位)	年間8760時間 (各週の最大時)	夏季4か月 (1時間単位)	年間8760時間 (30分単位)	年間8760時間 (1時間単位)
供給信頼度評価 における地内混雑	未考慮	未考慮	未考慮	考慮	考慮

※1 Expected Unserved Energy : 1年間の供給力不足量の平均値

※2 Loss of Load Expectation : 1年間の供給力不足時間の平均値

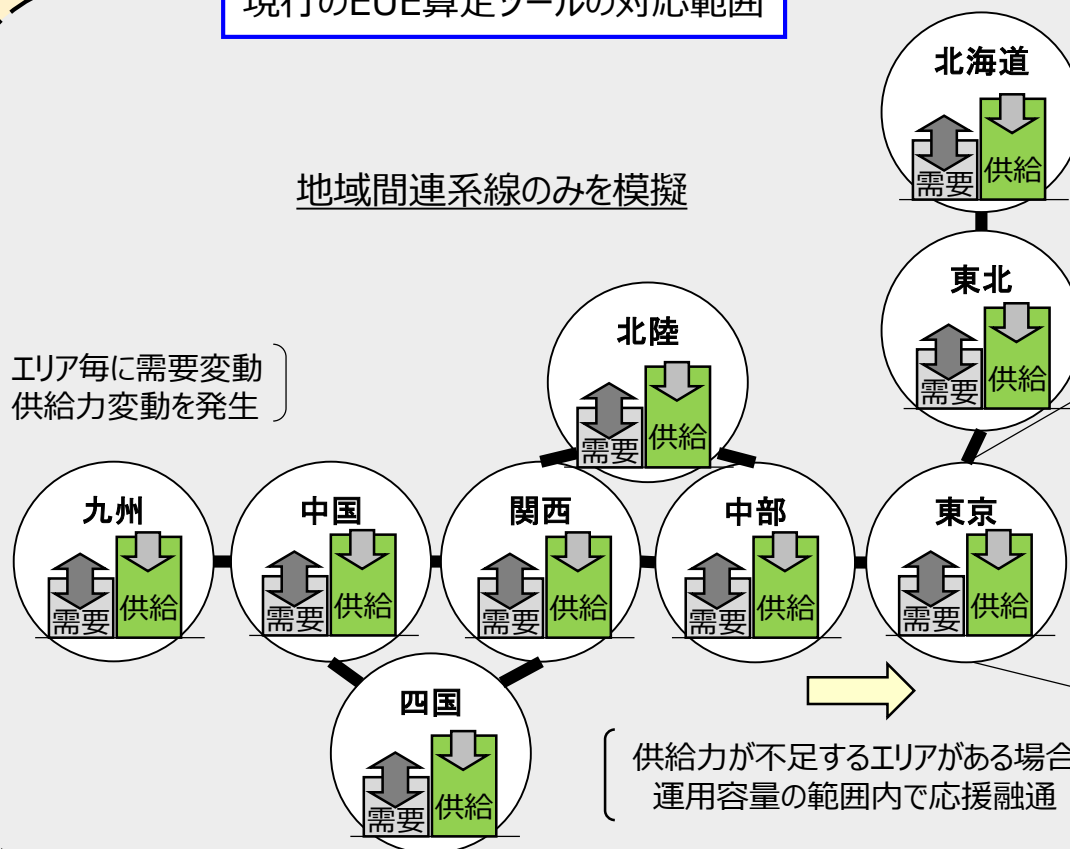
※3 Minimum Unloaded Capacity Margin : 最小予備力に相当

- 海外で用いられているツール（PLEXOS）は地内系統の混雑を反映しながらEUE算定を行う機能を有している。
- このツールによって、現在広域機関において実施している供給信頼度評価と同様の評価を行いつつ、地内系統混雑の影響も反映できるか技術的検討を進めており、進捗状況に応じてご報告する。

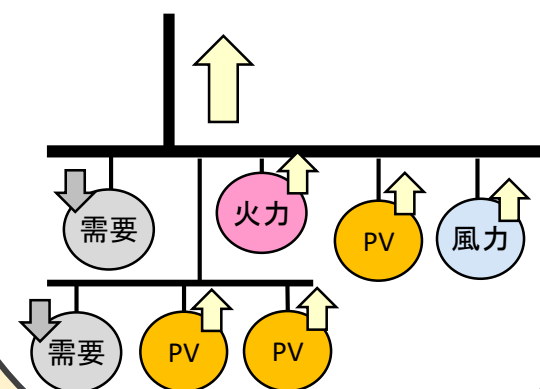
新たなツールでの対応を想定する範囲

現行のEUE算定ツールの対応範囲

地域間連系線のみを模擬



地内系統を個別に模擬



- これらの検討課題について、関係する委員会等も連携しつつ、順次検討を進めることでどうか。
- 特に①～③については足元の課題でもあるため早期に検討を行うことでどうか。

検討事項		検討の進め方					
		10月	11月	12月	1月	2月	3月
①	・ 端境期のうち特異な傾向である 6月の厳気象対応の考え方 の整理が必要ではないか	➤ 需要想定方法を改めて検討のうえで、必要供給力の考え方を整理					
②	・ 供給信頼度評価の考え方の詳細について、 改めて見直すべき事項、反映すべき運用実態 はあるか	➤ 現状の運用実態を確認したうえで、供給信頼度評価での取扱いを整理					
③	・ 年間EUEが供給信頼度基準（目標停電量）を超えている主な要因が連系線運用容量 による場合の考え方について整理が必要ではないか	➤ 将来の運用容量等の在り方に関する作業会での議論状況を踏まえて、供給信頼度評価の考え方を整理					
④	・ 地内系統の混雑を考慮した供給信頼度評価の考え方 の整理が必要ではないか	➤ 新たなツールを含め、地内系統混雑がある場合の供給信頼度評価手法の技術的検討を年度内目途で報告					