

沖縄エリアの確率論的必要供給予備力算定手法(EUE算定) における諸課題の検討について

2023年4月19日

調整力及び需給バランス評価等に関する委員会事務局

- 第74回(2022年6月28日)本委員会にて課題提起した検討事項①～④および、持続的需要変動対応分の必要供給予備力について検討が完了したため、**沖縄エリアへ適用要否を検討し、沖縄エリアの必要供給予備力について改めて算定した。**

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ける検討結果であり、今回の一連の検討については、**下表のとおり見直しを行うことを基本方針とし、容量市場における具体的な対応については、国の審議会や容量市場検討会で確認することでどうか。**
- **また、今後、供給力不足の課題が顕在化する場合には、下表も参考に改めて見直しを検討することとしたい。**

供給信頼度における検討事項	これまで	見直し後	今回の見直しによる必要供給力への影響	一定の割り切り※ (今後必要に応じて見直し)
① 稀頻度リスク 厳気象対応	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
	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か年の供給計画における計画停止量は2.1ヶ月相当であるが、1.9ヶ月で据え置き
③ 発電機計画外停止率	火力2.5% (代表で火力数値を記載)	算定方法変更 EUE算定向け計画外停止率と定義し 火力4.3%	変化なし (信頼度基準の見直し)	厳気象対応等に用いている計画外停止率は当面従来の2.6%と整理
④ 連系線の計画外等停止の影響織り込み	健全な状態(年間運用容量)にて算定	健全な状態(年間運用容量)にて算定	変化なし	必要供給力への影響はそれほど大きくないことから、連系線計画外停止等の影響は見込まない

※青字：必要供給力過少評価の可能性

赤字：必要供給力過大評価の可能性

黒字：過小方向か過大方向か現時点では不明

【出典】第81回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2023/1/24) 資料1

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2022/chousei_jukyuu_81_haifu.html

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

～ 新たな厳気象対応・稀頻度リスクの織り込みの考え方 ～

10

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



※ 持続的需要変動分除く

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

新たな厳気象対応の試算結果(まとめ)

20

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



※ 持続的需要変動分除く

- 第80回(2022年12月26日)本委員会にて、**EUE算定上適切と考えられる供給計画時点から実需給までの供給力減少率をEUE算定向け計画外停止率と定義し、調査した結果下表のとおり**となった。

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、**純粹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
	火力	2.5%	4.3%	事業者データによる分析結果より
水力	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%

- また、**持続的需要変動の必要供給予備力は**、暫定的に必要な最低限な1%と整理されていたが、第77回本委員会(2022年9月28日)において、当委員会の下に設置した「持続的需要変動に関する勉強会」での分析、検討を踏まえ、**2%とすることで整理された。**

持続的需要変動対応についての今後の進め方について

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。

- なお、2023年度については引き続き1%の予備力確保。2024年度以降の扱いについては、容量市場における持続的需要変動分の扱いとの整合も踏まえつつ、供給計画において小売電気事業者が確保する予備率の在り方について、国と連携して検討していくとしている。

②供給計画

小売電気事業者が確保する予備率への影響

18

- 持続的需要変動分を小売電気事業者が確保すべき予備力とする従来の整理に則れば、持続的需要変動分の2%への見直しに伴い、供給計画の様式第32第1表において、小売電気事業者に2%の予備率確保を求めることが考えられる。
- 一方で、事業者の準備期間や容量市場との整合も考慮する必要があることから、2023年度供給計画においては、従来の対応を継続し、引き続き1%の予備率確保を求めることとしてはどうか。
- また、2024年度以降の扱いについては、容量市場における持続的需要変動分の扱いとの整合も踏まえつつ、供給計画において小売電気事業者が確保する予備率の在り方について、国と連携して検討していくことかどうか。

- 現在の沖縄エリアの供給信頼度基準(年間EUE基準値)は、最大発電機出力118MWを前提とした必要予備率15%(203MW=TSO確保分)に、**厳気象・稀頻度リスク分(電源I') 5.2%**を考慮して、予備力を一律とした場合の計算結果より、**0.498kWh/kW・年**としている。

(参考) 沖縄エリアの供給信頼度基準について

12

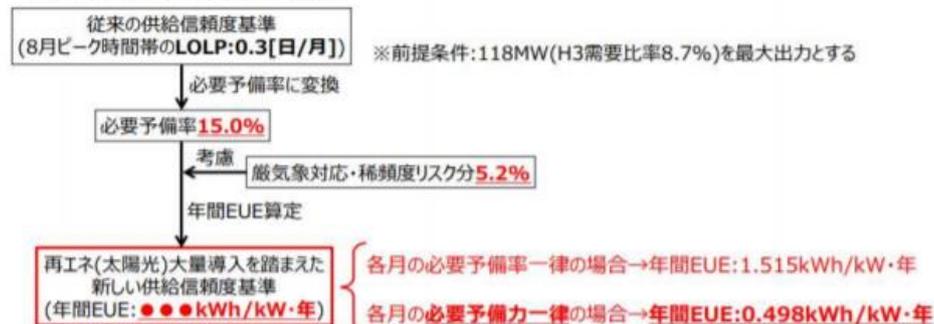
- 沖縄エリアの供給信頼度基準は、LOLP0.3日/月に相当する必要予備率15%と厳気象・稀頻度対応分5.2%を加えた予備力一定かつ発電機最大118MWを元に算定され、その結果0.498kWh/kW・年と定められた。

沖縄エリアの供給信頼度基準(年間EUE基準値)の算定

31

- 以上のことから、沖縄エリアにおいて、再エネ(太陽光)大量導入に伴う確率的評価手法としてEUEを適用することとし、従来の供給信頼度基準(8月ピーク時間帯のLOLP:0.3[日/月])に相当する必要予備率15.0%に対して、**厳気象対応・稀頻度リスク分の5.2%を考慮して、各月の必要予備率を一律とする場合、および各月の必要予備力を一律とする場合の年間EUEを算定することとする。**なお、この場合、発電機出力**118MW(H3需要比率8.7%)**を最大出力として算定することとする。
- 上記条件による算定の結果、各月の必要予備率を一律とする場合は年間EUE:1.515kWh/kW・年となり、各月の必要予備力を一律とする場合は年間EUE:0.498kWh/kW・年という算定結果が得られた。
- 前述のとおり、沖縄エリアの供給信頼度は**需要変動よりも電源脱落の影響が大きいこと**、また、現状の沖縄エリアの需給運用では予備力一律により管理していることを考慮すると、**沖縄エリアの供給信頼度基準(年間EUE基準値)は各月の必要予備力を一律とした「需要1kWあたりの年間EUE:0.498kWh/kW・年」で定めることどうか。**

沖縄エリアの供給信頼度基準の見直し



【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3

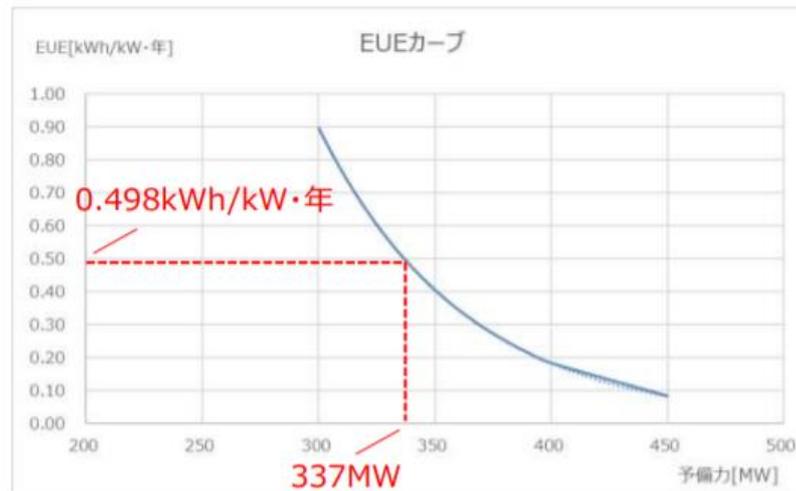
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2020/chousei_jukyu_58_haifu.html

- 一方、沖縄エリアの**必要供給予備力は、運用実態を考慮し、最大発電機出力（最大244MW）からGF対象ユニットのGF分を減少**させ、供給信頼度基準（年間EUE:0.498kWh/kW・年）を満たす必要供給力を算定し、**予備力337MW**としている。

必要予備力の再算定（結果）

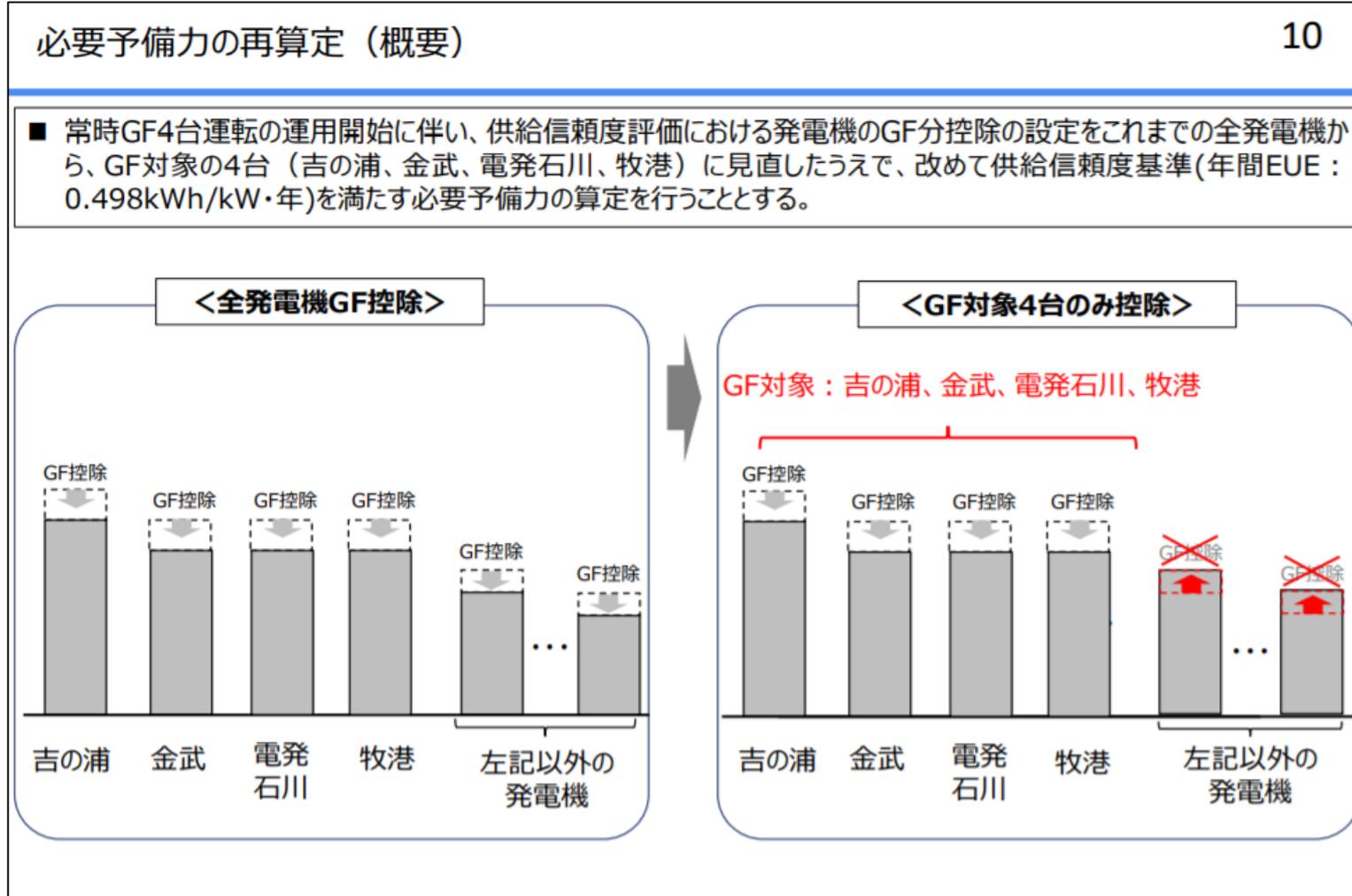
11

- GF対象ユニット（吉の浦、金武、電発石川、牧港）のみ最大出力からGF分を減少させ、供給信頼度基準(年間EUE:0.498kWh/kW・年)を満たす必要供給力を算定したところ、予備率約25%、**予備力337MWと算定**された。
- 全発電機をGF控除で算定された319MWに対して、必要供給力18MW増の337MWと算定されたが、これは1機当たりの発電機の容量が大きくなり、計画外停止の影響が大きくなる分、必要供給予備力が増加したと推定される。



※沖縄エリアは、必要予備力を一律にした供給信頼度評価により算定

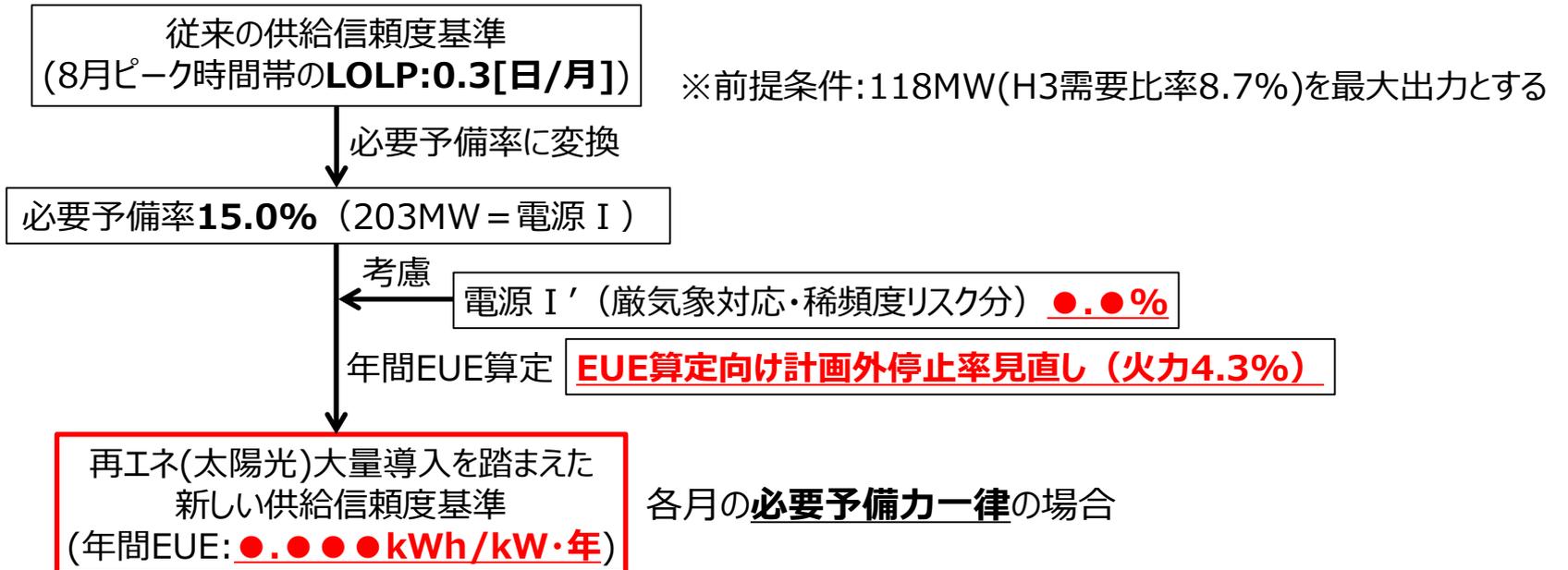
- 供給信頼度評価においては、常時GF 4 台運転の運用開始に伴い、GF対象の 4 台についてはGF分を最大出力から控除した上でEUE計算を行い、必要予備力算定を実施している。



沖縄エリアのEUE算定見直し箇所について

- 沖縄エリアの必要供給予備力算定における見直し検討項目は、EUE算定向け計画外停止率および、電源 I' (厳気象・稀頻度リスク対応分) と考えられる。
- EUE算定向け計画外停止率については沖縄エリアも含めた全国電源の調査結果であることから、従来同様、**沖縄エリアについても本土エリアと同一の停止率 (火力4.3%)** とすることが適当と考えられる。なお、本数値は本土エリアと同様に信頼度基準の再算定に用いることとする。
また、**厳気象対応に用いる計画外停止率**についても、これまでの検討結果を踏まえ**当面は従来の2.6%**を用いることとする。
- これらの見直しを反映することで、沖縄エリアの供給信頼度評価基準が見直されることとなる。

沖縄エリアの供給信頼度基準の見直し



※朱書きの数値●●は後述

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

③計画外停止の考え方

～ EUE算定向け計画外停止率変更による供給信頼度評価への影響について ～

40

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



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

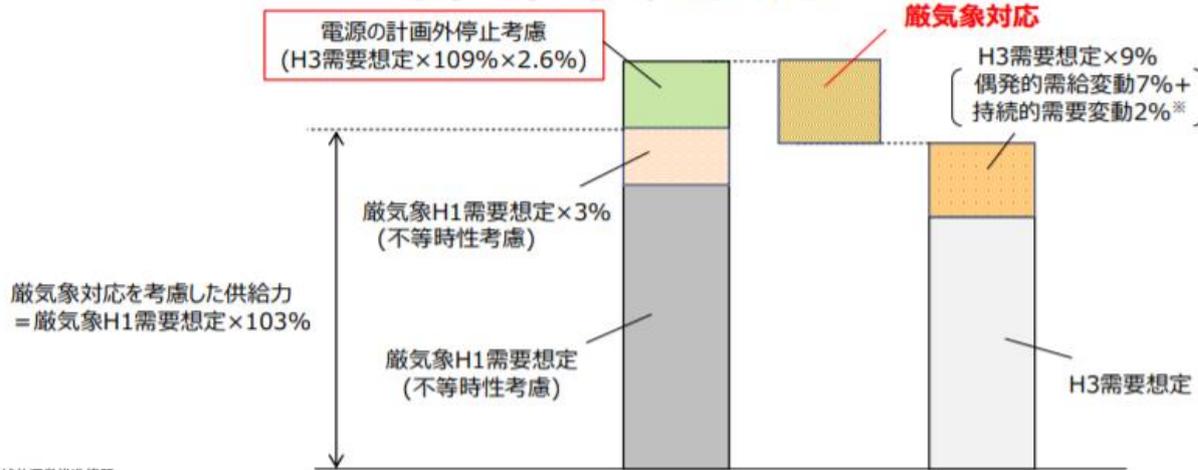
③計画外停止の考え方

～ EUE算定向け計画外停止率変更による厳気象対応分への影響について ～

41

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

＜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

- 沖縄エリアの厳気象対応・稀頻度リスク分については、電源 I '必要量として算定され、**持続的需要変動の必要量が1%⇒2%に見直され、従来整理のとおり小売電気事業者にて調達すると仮定した場合、下式となる。**
 また、前述の通り電源 I '算定に用いる計画外停止率については、当面従来の2.6%のままとする。
 - 電源 I '必要量
 - = 厳気象H1需要×103%
 - { (H3需要×**102%**+電源 I 必要量) × (1 - 計画外停止率) - 稀頻度リスク分}
- 第58回の本委員会の算定条件※1と同様に、稀頻度リスク分として、牧港発電所9G・石川発電所2Gの発電機出力118MWを最大出力として算出すると**電源 I '必要量はH3需要比率4.2%**（57MW※2）となる。
 - ※1：H1需要、H3需要は2020年度の電源 I '算定諸元に整合させ2019年度供給計画の2020年度のデータを用いて算定
 - ※2：2024年度電源 I '公募量については、本需要比率を用いて、2024年度の想定H3需要にて改めて算定を実施する
- なお、持続的需要変動の必要量見直しに伴う費用負担については国で議論中のため、2024年度向け公募の必要量については、次回以降改めて提示予定。

持続的需要変動1%⇒2%に見直し

沖縄エリアの厳気象対応・稀頻度リスク分の必要量について

30

- 沖縄エリアの厳気象対応・稀頻度リスク分については、下記の式に基づき、現状の電源 I '必要量として算定される。
 - 電源 I '必要量
 - = 厳気象H1需要×103%
 - { (H3需要×**101%**+電源 I 必要量) × (1 - 計画外停止率) - 稀頻度リスク分}
- 前述のLOLP:0.3日/月を満たす必要供給予備率の算定と同様に、牧港発電所9G・石川発電所2Gの発電機出力**118MW(H3需要比率8.7%)**を最大出力として算出すると、**厳気象対応・稀頻度リスク分は70MW(H3需要比率5.2%)**と算定される。

論点③ 費用負担の在り方

- 容量市場において、容量確保に必要な費用は、その一部（H3需要の7%）を一般送配電事業者が負担し、残り（約106%）を小売電気事業者が負担することとしている。
- これは、電気事業法上、小売電気事業者に供給力確保義務が課せられていることを踏まえ、供給力の確保費用は基本的に小売電気事業者の負担としつつ、一般送配電事業者による需給調整の費用として託送料金で認められた分を控除しているものである。
- ただし、現行制度においても、kW公募や電源入札のような容量市場以外の供給力確保策については、その費用を一般送配電事業者（託送料金）の負担としている。
- 今回の供給信頼度評価の見直しによる必要供給力の増加（H3需要の3～4%）のうち、持続的需要変動分（+1%）は、景気の長期トレンドに基づく需要の差分であり、これまでの整理に沿って、小売電気事業者の負担としてはどうか。
- 厳気象対応の増加分（+1%）についても、これまでの整理にならえば、小売電気事業者の負担となる。
- 他方、現行制度においても、厳気象対応分の一部（電源Ⅰ'）は一般送配電事業者（託送料金）負担としている。また、現状、稀頻度リスク（1%）を小売電気事業者の負担としていることは、小売電気事業者にとって過大な負担であるとの考え方もある。
- こうした中で、小売電気事業者の供給力確保義務の観点から、供給力確保費用に関する小売電気事業者の負担の在り方について、どのように考えるか。例えば、小売電気事業者の負担を、予見可能性の高い需給変動対応分に限定することは考えられるか。

29

- 本土エリアの稀頻度リスクについては、年間を通して1%を考慮することとされた。
- 沖縄エリアにおいては、電源脱落の影響が大きいことから予備力を一律とする考え方を採用しており、現状でも必要供給予備力の中に発電機 1 台脱落の影響が年間を通して考慮されている。
- また、電源 I '必要量においても追加的に稀頻度リスク分を考慮していることから、**沖縄エリアにおいては引き続き電源 I 'の募集月に限定して稀頻度リスク分を考慮することでどうか。**

沖縄エリアにおける各月の予備力(予備率)管理の考え方

23

- 本土9エリアのEUEの供給信頼度基準0.048kWh/kW・年を算定するにあたっては、8月ピーク時間帯のLOLP:0.3 [日/月]に相当する必要予備率7%を、各月の必要予備率に準用して、各月の予備率7%一律にて算定した。
- 沖縄エリアでの供給信頼度基準を算定する際も同様の考え方(各月の必要予備率一律)とすることが考えられる。
- 他方で、**本土9エリアと沖縄エリアでは、系統規模に大きな乖離があり、系統規模に対しての**発電機1台脱落の影響と需要変動の影響が異なる。****
- 具体的には、本土9エリアでは、発電機1台脱落の影響はH3需要の1%程度に対して、需要変動の影響は平年気温に対する1℃変化としても2%以上と大きい。したがって、**本土9エリアでは、需要の大きさに対して予備率管理することにより供給信頼度評価することに一定の合理性がある**と考えられる。
- これに対して、沖縄エリアでは、発電機1台脱落の影響はH3需要の9～18%に対して、需要変動の影響は平年気温に対する1℃変化として2%程度と小さい。したがって、**沖縄エリアでは、本土9エリアと同様に各月の必要予備率を一律とする考え方とともに、各月の必要予備力を一律とすることも考えられる**がどうか。
- また、上記を踏まえると、沖縄エリアの供給信頼度(必要供給予備力)は発電機容量(発電機出力)の影響を受けることから、**どのような発電機容量(発電機出力)において、本来あるべき供給信頼度(必要供給予備力)を検討すべきか整理することが必要**ではないか。

<供給信頼度への影響>

	系統規模(H3需要)	発電機1台脱落影響	需要変動影響
本土9エリア	15,746万kW	最大単機容量116万kW →H3需要の0.7% (需要変動より影響小)	1℃当りの気温感応度383万kW/℃ →H3需要の2.4% (発電機1台脱落より影響大)
沖縄エリア	135万kW	最大単機容量24万kW →H3需要の18% (需要変動より影響大)	1℃当りの気温感応度3万kW/℃ →H3需要の2.2% (発電機1台脱落より影響小)

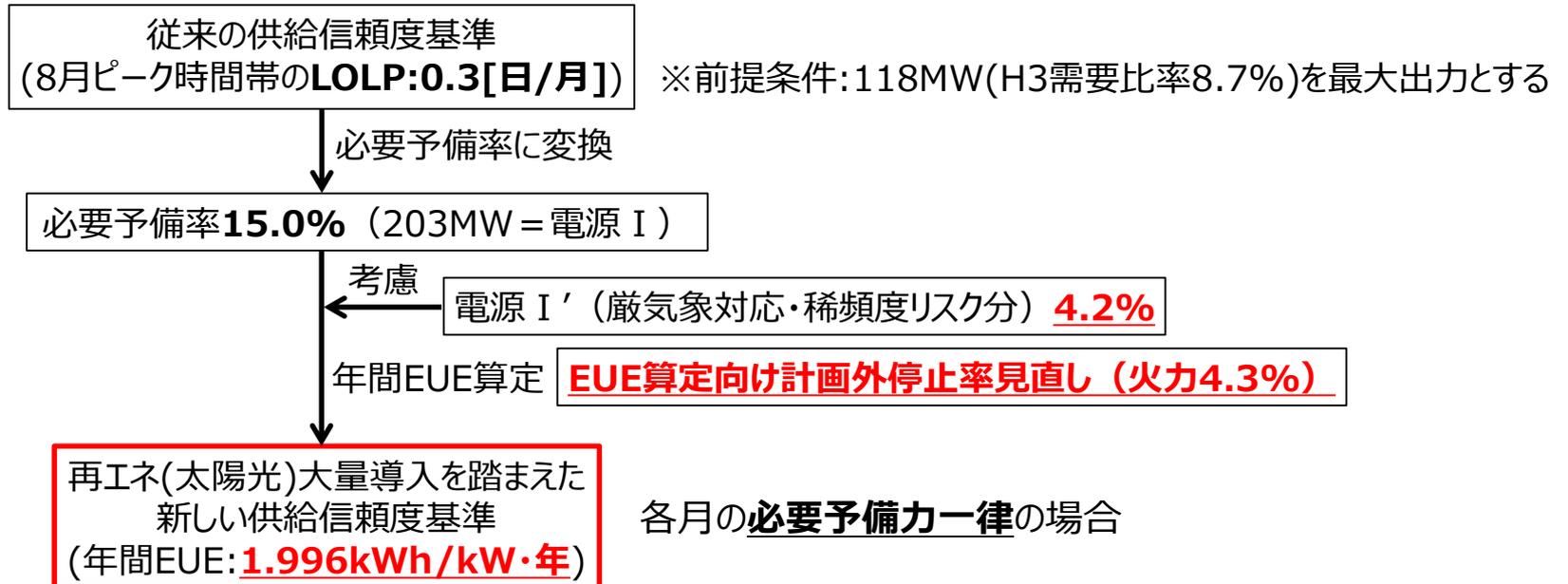
【出典】第58回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料3

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2020/files/chousei_58_03.pdf

沖縄エリアの供給信頼度基準(年間EUE基準値)の見直し結果

- 以上より、EUE算定向け計画外停止率および電源 I' 必要量（厳気象対応・稀頻度リスク分）の見直しを供給信頼度基準に反映した結果、**沖縄エリアの供給信頼度基準(年間EUE基準値)は1.996kWh/kW・年**と算定された。
※第58回本委員会にて沖縄エリアの供給信頼度基準を定めた際に適用した2020年度供給計画の2020年度のデータを用いて算定

沖縄エリアの供給信頼度基準の見直し



(参考) 沖縄エリアのEUE算定諸元について

36

- 沖縄エリアのEUE算定諸元としては、本土エリアのEUE基準値の策定と同様に、2020年度の諸元をベースに作成した。ただし、本土エリアでは2019年度供給計画の2020年度のデータを用いたが、沖縄エリアでは最新の2020年度供給計画の2020年度のデータを用いている。

項目	説明
全般	・2020年度供給計画の2020年度データをベースとして、各諸元を設定
需要	・2020年度供給計画の2020年度H3需要(離島除く)と震災後(2012年～)の需要実績を元に作成し、反映
供給力	・厳気象月(6～9月)を除く、補修後の各月の供給予備力が1年間を通して一律の値になるものと仮定し、算定 ・厳気象月(6～9月)は電源 I' 分を追加し、算定
電源ラインナップ	・2020年度供給計画の2020年度データの電源休廃止計画を反映
電源の計画外停止率	・2017年度(2014～2016年度実績)の調査結果を設定 (火力：2.6%)
(参考)電源 I'	・電源 I' の算定式に基づき必要量を算出 $H1\text{需要} \times 103\% - \{(H3\text{需要} \times 101\% + \text{電源 I' 必要量}) \times (1 - \text{計画外停止率}) - \text{稀頻度リスク分}\}$ ※H1需要、H3需要は2020年度の電源 I' 算定諸元に整合させて2019年度供給計画の2020年度のデータを適用して算出

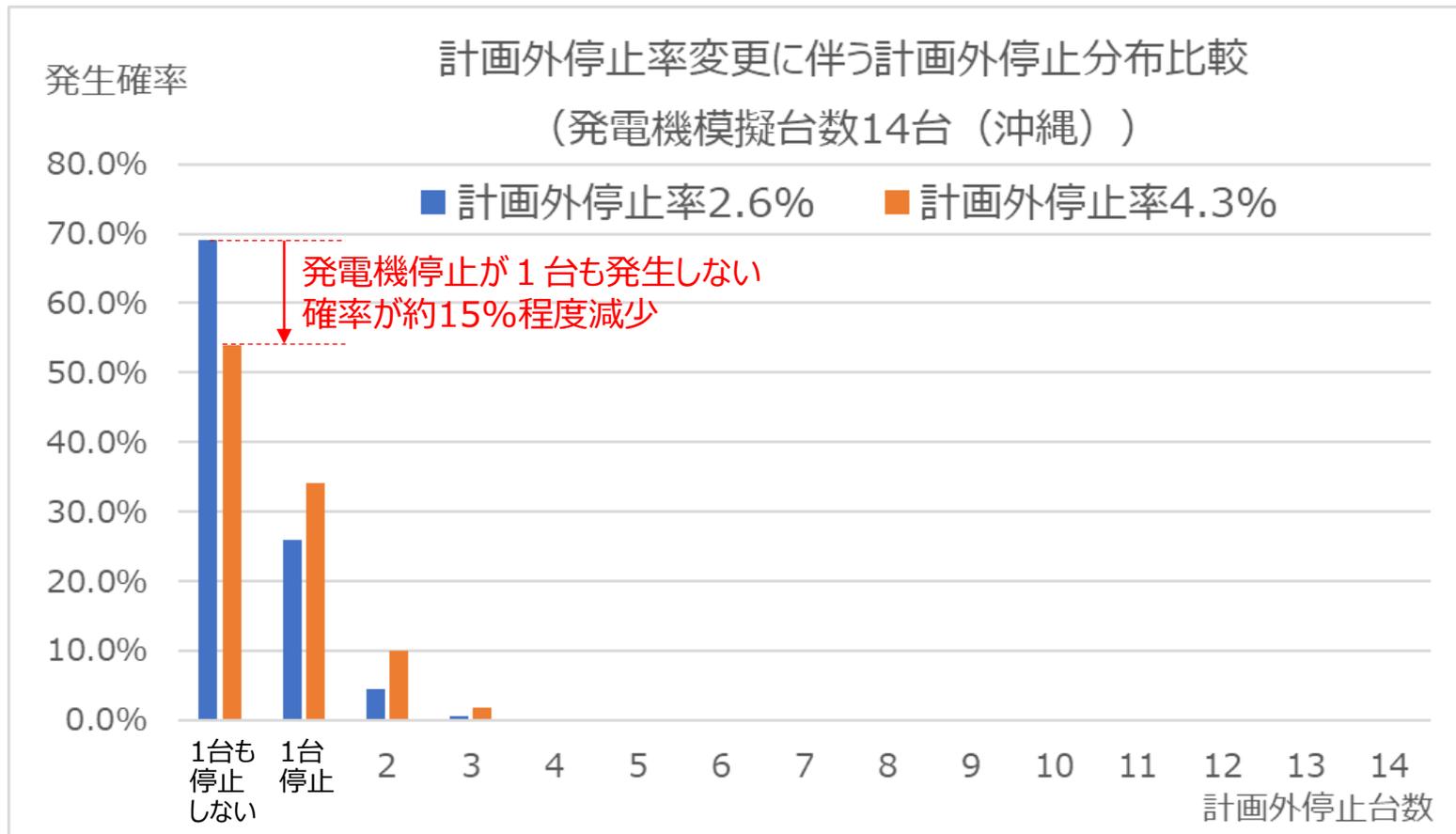
⇒ EUE算定向け計画外停止率の見直し

⇒ 電源 I' 必要分の見直し
持続的需要変動1%⇒2%

【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 資料3

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2020/files/chousei_58_03.pdf

- EUE算定向け計画外停止率は、**EUE算定の中で二項分布にて計画外停止分布を模擬し確率計算を実施している。**
- **沖縄エリアにおいては、EUE算定の発電機模擬は14台のため、今回のEUE算定向け計画外停止率の見直しにより、二項分布における計画外停止分布は下図の通り変化し、1台も計画外停止が発生しない確率が約15%程度減少する。**
- この影響により、年間停電量が増加し、信頼度基準は大きくなったと考えられる。



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。

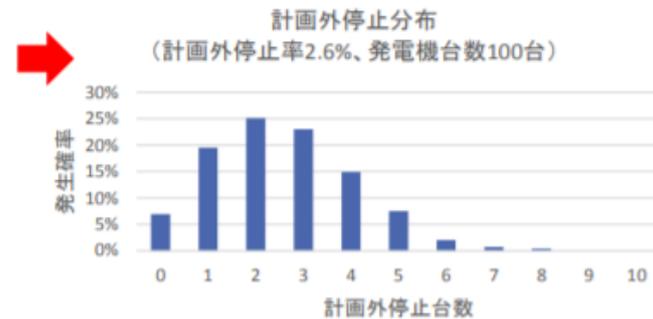
■ 計画外停止率(火力) =
$$\frac{\text{認可出力} \times \text{計画外停止時間} + \text{出力抑制量} \times \text{出力抑制時間}}{\text{認可出力} \times (\text{運転時間} + \text{計画外停止時間})} \times 100\%$$

- ・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%
火力	初期期間 (運転後3年以内)	5.0%	2.6%
	325MW未満 (運転後4年以降)	2.0%	
	325MW以上 (運転後4年以降)	2.5%	
	原子力	2.5%	2.6%
再生 エネルギー	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

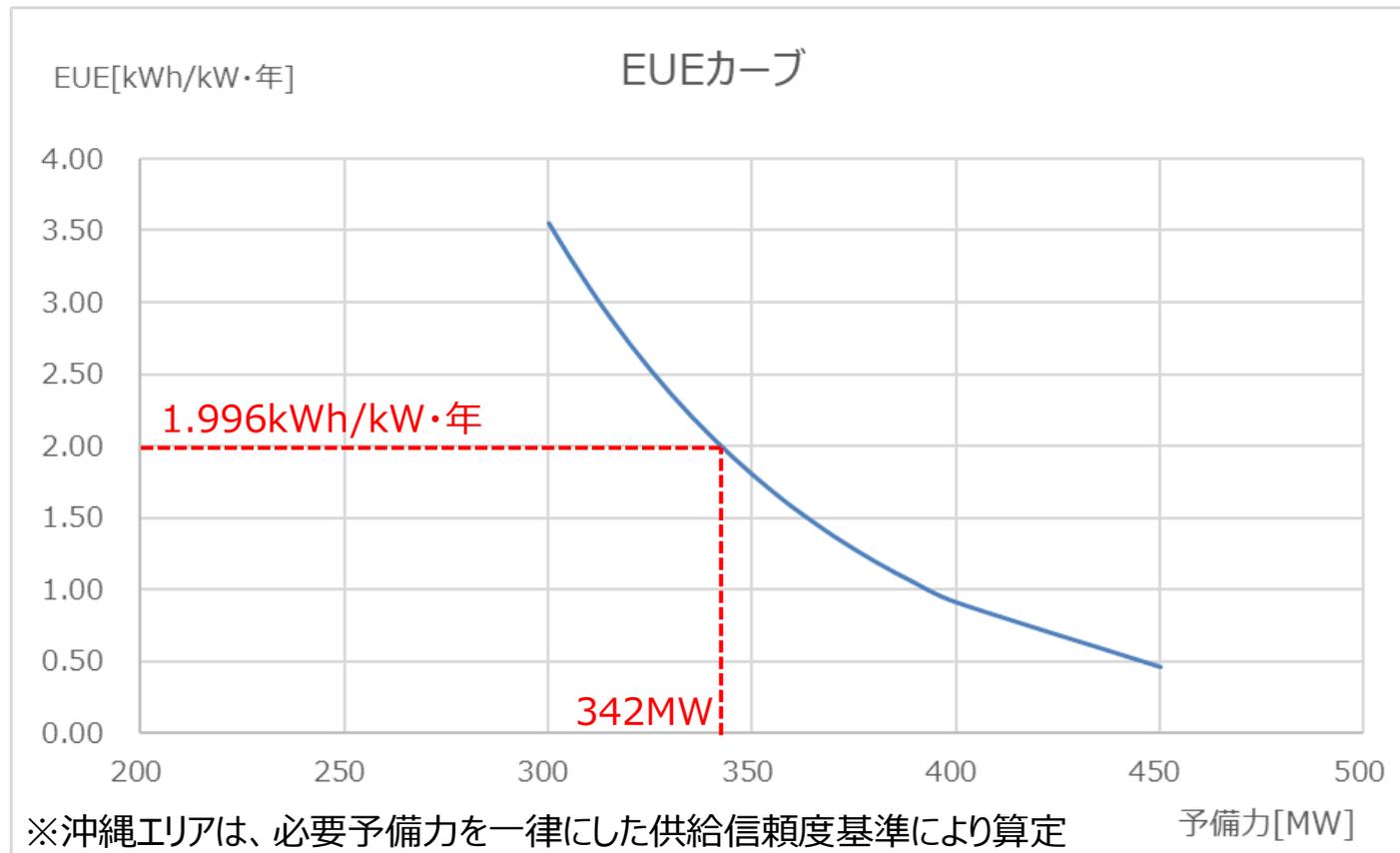


【出典】第25回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料4に追記
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2017/chousei_jukyu_25_haifu.html

【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 資料3
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2019/files/chousei_40_03.pdf

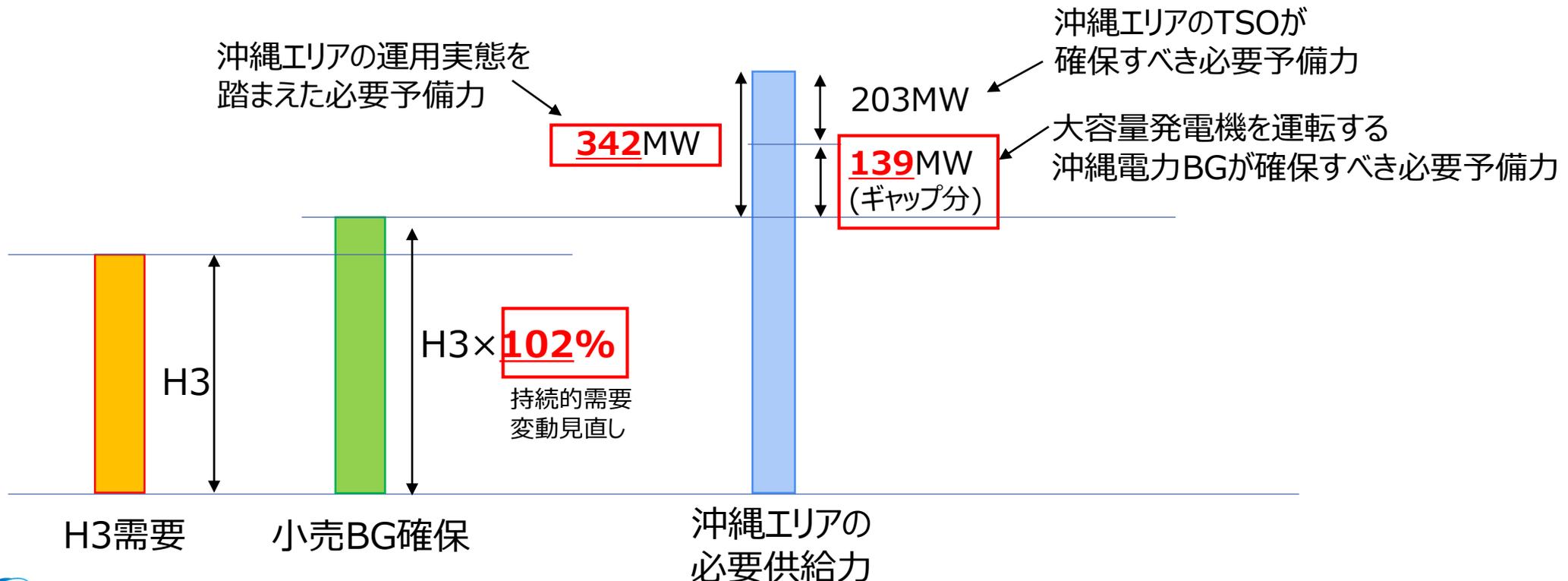
沖縄エリアの必要供給予備力の見直し結果

- 今回新たに算定された信頼度基準（年間EUE:1.996kWh/kW・年）を用いて、改めて運用実態を考慮し、最大発電機出力（最大244MW）からGF対象ユニットのGF分を減少させ、沖縄エリアの必要供給予備力を算定したところ予備力342MW（予備率約25%）と算定された。



見直し結果を反映した必要予備力の扱いについて（TSO調達とBG調達）

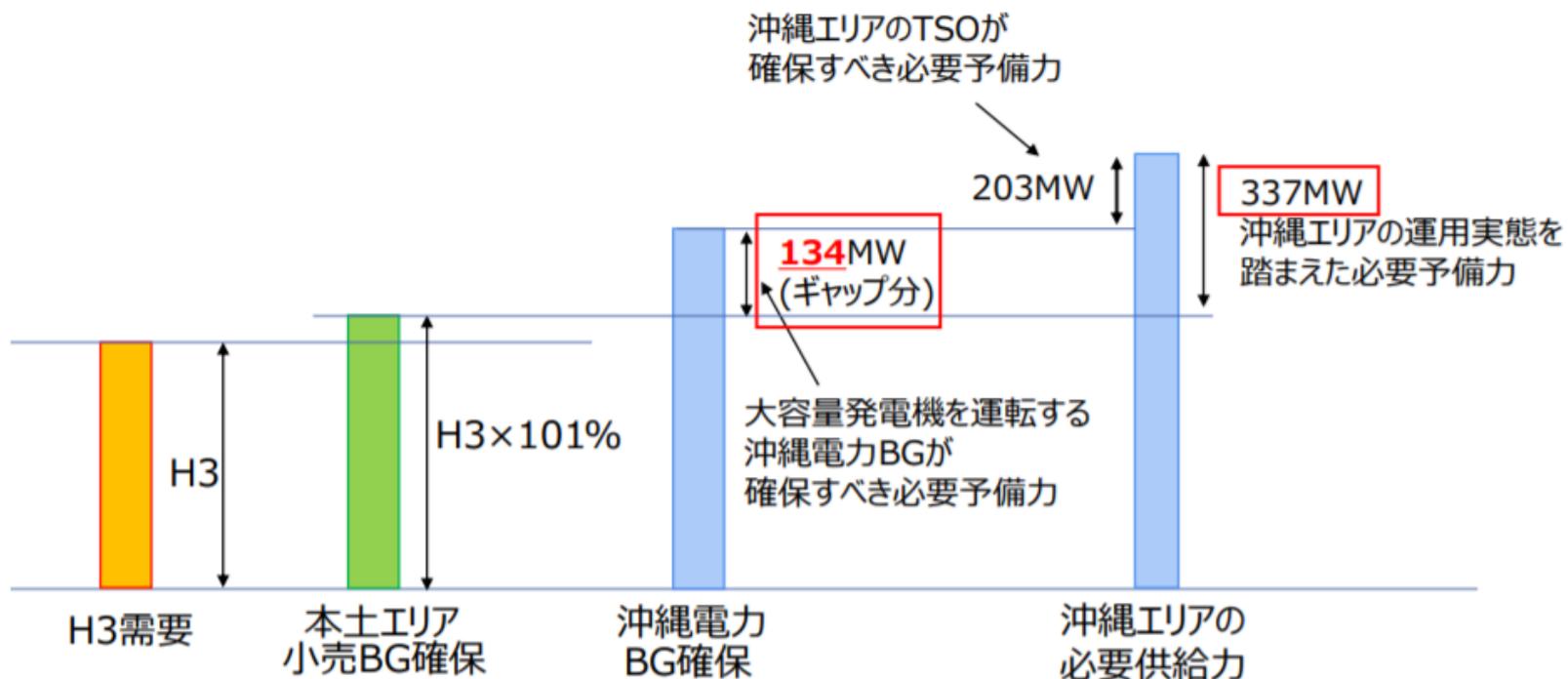
- 今回の見直しにより、沖縄エリアとして確保すべき必要予備力が342MWと算定された。
- 第62回本委員会（2021年6月18日）にて、沖縄エリアとして確保すべき予備力とTSOが確保すべき予備力とのギャップは沖縄電力BGが確保すると整理されている。
- 仮に従来の整理の通り、持続的需要変動は小売電気事業者にて調達するという整理に則ると、**沖縄TSOが確保すべき必要予備力は203MW、沖縄電力BGが確保すべき必要予備力は、持続的需要変動の2%に加えて139MW**となる。



必要予備力の扱いについて (TSO調達とBG調達)

14

- 第62回本委員会 (2021年6月18日) では、TSOが確保すべき203MWと沖縄エリアとして確保すべき319MWとのギャップ分(116MW)を沖縄電力BGが確保すると整理された。
- 今回、沖縄エリアとして確保すべき必要予備力が337MWと改めて算定されたことから、**沖縄電力BGが確保すべき必要予備力は134MW**となる。



- EUE算定における諸課題の検討結果を踏まえ、必要項目を沖縄エリアへ反映し、沖縄エリアの必要供給予備力について再算定を実施した。
 - ✓ 持続的需要変動の必要量が1%⇒2%に見直されたことに伴い、電源 I '必要量（厳気象対応・稀頻度リスク分）はH3需要比率4.2%となった。
 - ✓ EUE算定向け計画外停止率および電源 I '必要量の見直しを供給信頼度基準に反映した結果、沖縄エリアの供給信頼度基準(年間EUE基準値)は1.996kWh/kW・年となった。
 - ✓ 新たに算定された信頼度基準（年間EUE:1.996kWh/kW・年）を用いて、運用実態を考慮した必要供給予備力を算定したところ沖縄エリアの必要供給予備力342MWとなった。
 - ✓ 仮に従来の整理の通り、持続的需要変動は小売電気事業者にて調達するという整理に則ると、沖縄エリアのTSOが確保すべき必要予備力は203MWであるため、沖縄電力BGが確保すべき必要予備力は、持続的需要変動の2%に加えて139MWとなる。
- 新たな信頼度基準の適用タイミングについては、持続的需要変動対応分の扱いなども考慮のうえ、国・沖縄電力と連携し対応を確認していく。