

# 沖縄エリアの調整力必要量の考え方について

2021年6月18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51回本委員会(2020年7月9日)において、沖縄エリアにおける、電源 I 確保量について周波数シミュレーションなどにより詳細に確認することとし、第58回本委員会(2021年3月3日)において、3つの論点を整理し、以下のとおり論点1と論点2についてご議論いただいたところ。
  - 論点1:調整力に係る制約の再整理  
 これまで電源脱落時の周波数低下対応として制約していた電源 I -a必要量57MWおよび最低5台運転については、中央制御方式UFR(SSC)を活用することで、制約の考慮は不要と整理した。
  - 論点2:需給運用等についての再確認  
 沖縄エリアの供給信頼度基準として、沖縄エリアにおける供給信頼度の考え方を整理し、供給信頼度基準として需要1kWあたりの年間EUE:0.498[kWh /kW・年]と整理した。
- **今回、論点3「沖縄エリアの調整力の必要量の考え方の再検討」として、沖縄エリアにおける電源 I -a、電源 I -bの募集量について整理したため、ご議論いただきたい。**

検討事項および進め方		具体的な検討内容
論点1	沖縄エリアの調整力の必要量、調達方法に係る制約の再整理	<ul style="list-style-type: none"> <li>• I -a必要量(最低限必要な57MW)の考え方・必要性</li> <li>• 最低運転台数(5台)の考え方・必要性</li> <li>• 年間一定の電源 I 調達の必要性(301MW=57MW+244MW)</li> </ul>
↓	論点2	沖縄エリアの需給運用等について再確認
↓	論点3	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 調整力必要量の考え方</li> <li>• 調整力の商品区分とその要件</li> <li>• 調整力の調達方法</li> </ul>

**本日の論点**

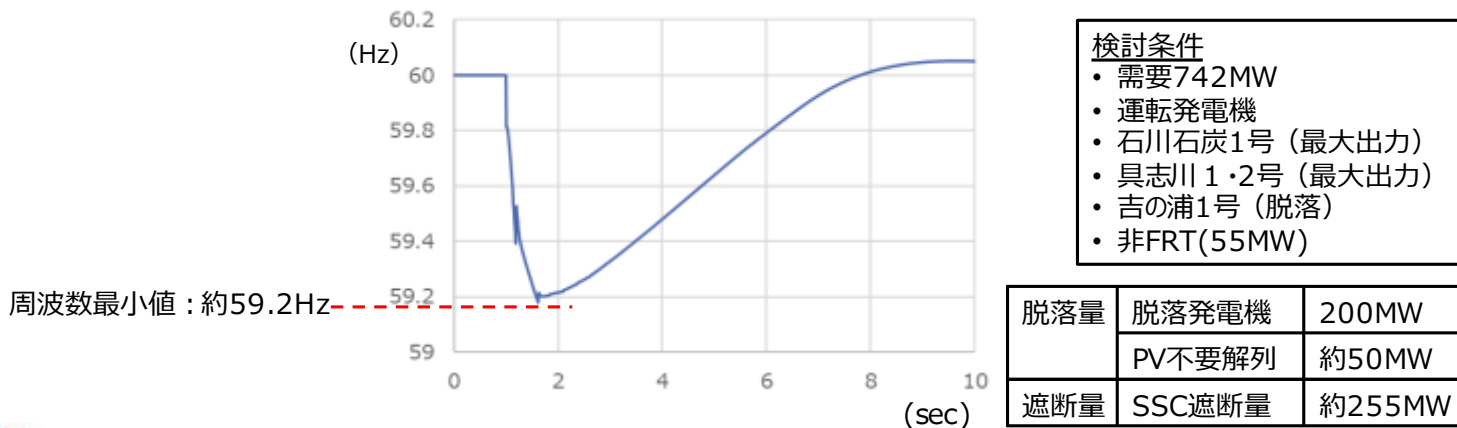
■ これまで電源脱落時の周波数低下対応として制約していた電源 I -a必要量57MWおよび最低5台運転については、中央制御方式UFR(SSC)を活用することで、制約の考慮は不要と整理した。

電源脱落時の周波数低下に対応する調整力 再検討結果

11

～電源 I -a(最低限必要な57MW)、最低運転台数(5台)の必要性の再確認～

- 前述の中央制御方式UFR(SSC)を活用した場合の、沖縄エリアにおける電源脱落時の周波数低下に対応する調整力の制約(電源 I -a(最低限必要な57MW)、最低運転台数(5台))の影響を確認するため、上げ調整力0MW・発電機運転台数4台にて、電源脱落時の周波数状況を試算することとした。
- 周波数シミュレーション結果として、**上げ調整力0MWかつ4台運転においても、中央制御方式UFR(SSC)により負荷遮断を行うことで、周波数を一定値以上に維持でき、発電機の連鎖脱落が発生しない**という試算結果が得られた\*。  
※運転台数減少に伴う周波数変化率RoCoFの増加などについては、慣性力に係る対応策として別途検討
- このことから、上げ調整力確保という観点からは、**電源脱落時の周波数低下に対応する調整力の制約(電源 I -a(最低限必要な57MW)、最低運転台数(5台))については考慮する必要はないと考えられる**がどうか。
- なお、5台未満(4台)運転については、これまで運用実績がないため、**今後、実運用での検証**を沖縄電力にて実施する予定である。



周波数の時間推移(4台運転時、発電機脱落後、上げ調整力0のケース)

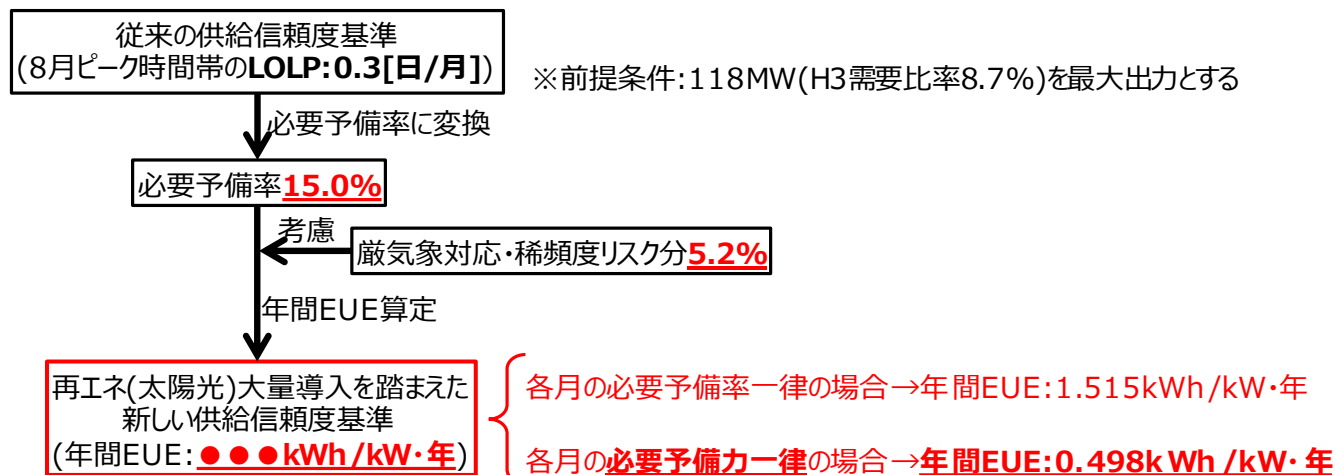
- 沖縄エリアの供給信頼度基準として、沖縄エリアにおける供給信頼度の考え方を整理し、供給信頼度基準として需要1kWあたりの年間EUE:0.498[kWh /kW・年]と整理した。

### 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論的評価手法として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**でどうか。

#### 沖縄エリアの供給信頼度基準の見直し



■ 沖縄エリアの供給信頼度基準の算定にあたり、本土9エリアに比べて沖縄エリアについては系統規模が小さいことから、需要変動の影響よりも、発電機1台脱落の影響が大きく、発電機容量の影響を受けることを確認した。

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)



- 沖縄エリアの供給信頼度については発電機容量の大小の影響を受けるため、沖縄エリアの本来あるべき発電機容量について検討し、牧港発電所9G・石川発電所2Gの最大出力118MW(H3需要比率8.7%)と整理した。

沖縄エリアの供給信頼度基準の算定にあたっての検討条件  
～供給信頼度で考慮する発電機容量(発電機出力)の最大出力～

26

- 前述のとおり、**沖縄エリアの本来あるべき供給信頼度(必要供給予備力)は、どのような発電機容量(発電機出力)を最大出力として検討すべきか整理することとした。**今回、「**本土9エリアとの比較**」、「**運用実績(出力実績)**」、「**系統の特性**」の3点から具体的な発電機容量(発電機出力)を検討した。
  - 現在の沖縄エリアの最大単機容量は吉の浦発電所であり、その発電機出力は244MWでH3需要比率18%程度である。これに対して、**本土9エリア平均の最大単機容量はH3需要比率8%程度<sup>※1</sup>であり、沖縄エリアのH3需要比率で算出すると約110MW<sup>※1</sup>となる。**
    - ※1 2020年度供給計画のH3需要(沖縄エリアは本島需要)および連系線容量から算出
  - 各発電機の**至近の運用実績**(2020年4月～2021年1月)を確認したところ、各発電機の出力実績の平均値は約50MW～160MWで、**各発電機を単純平均すると、110～115MW**となる。
  - 沖縄エリアでは、発電機脱落時にUFR負荷遮断により周波数58Hz以上を維持することで連鎖脱落を回避しているが、**UFR負荷遮断なしでも58Hz以上に維持可能な発電機脱落量は約93～175MW以下<sup>※2</sup>**である。
    - ※2 算出式：1352MW(H3需要(本島))×3.43～6.49%MW/Hz(沖縄エリア系統定数)×(60-58Hz)≒93～175MW
- また、沖縄エリアの供給信頼度基準の算定にあたって設定すべき発電機容量(発電機出力)については、仮想の発電機ではなく、現状設置されている発電機の中から設定することが現実的と考えられるかどうか。
- 以上のことから、沖縄エリアの供給信頼度基準の算定にあたっては、**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定すること**としてはどうか。

<沖縄エリアの主な発電機の出力実績の平均値(2020年4月～2021年1月実績)>

単位：MW

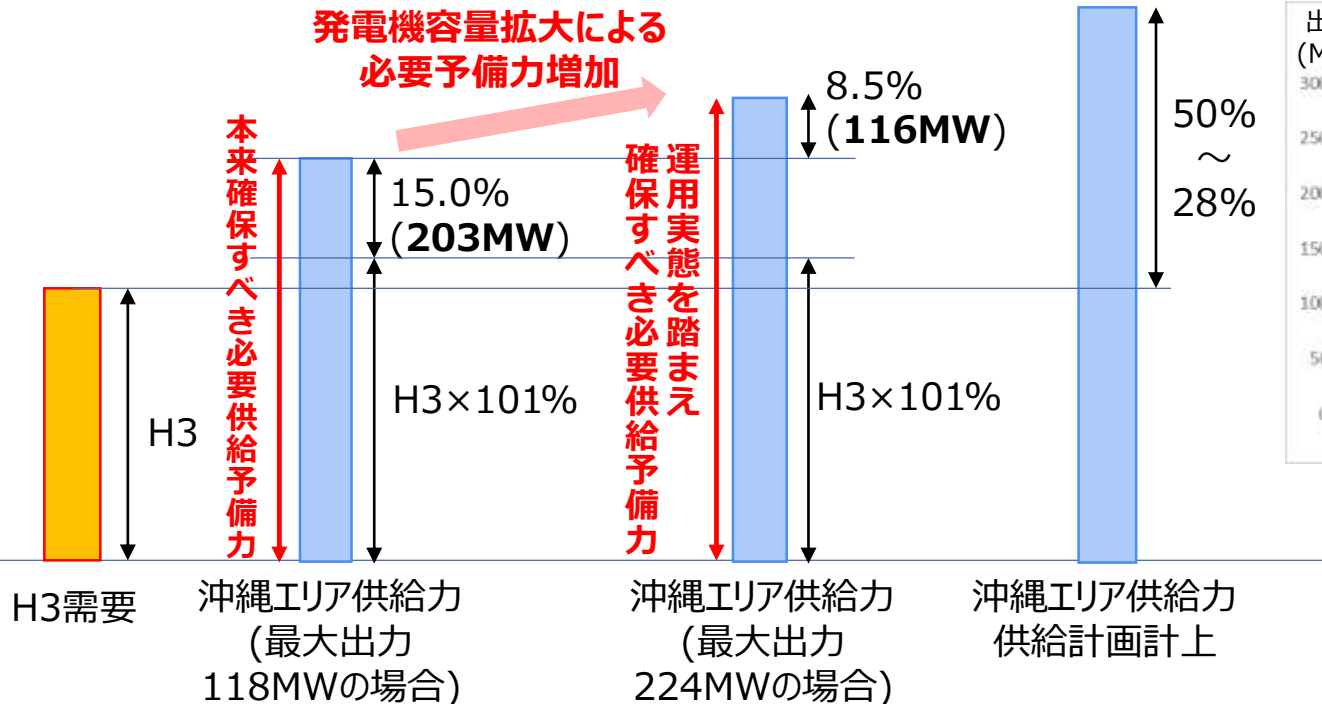
発電機	牧港9G	石川2G	具志川1G	具志川2G	金武1G	金武2G	吉の浦1G	吉の浦2G	石炭石川1G	石炭石川2G	単純平均
最大出力	118	118	141	141	200	200	244	244	141	141	169
全時間帯	51	51	81	92	140	146	130	160	123	123	110
9時～23時	52	52	89	102	155	158	129	164	125	125	115

1. 沖縄エリアの必要予備力について

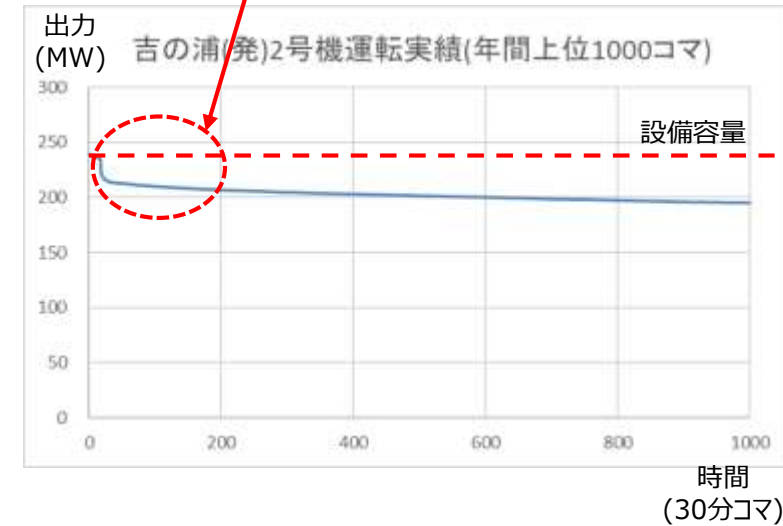
2. 沖縄エリアの電源 I -aの募集量と電源 I -bの募集量について

- 第58回本委員会(2021年3月3日)では、沖縄エリアにおける発電機の最大出力を118MWとすることを前提として、供給信頼度基準(年間EUE:0.498[kWh/kW・年])を満たす「**本来確保すべき必要予備力**」を**203MW**と算定した。
- 他方で、運用実態としては、吉の浦発電所の発電出力実績は118MWよりも大きい224MW(最大出力244MWに対してGF分控除)という実績があることから、これを最大出力とした場合の、供給信頼度基準を満たす「**運用実態を踏まえた必要予備力**」を**319MW**と算定し、上述の203MWとの**ギャップ(116MW)**を確認していたところ。
- 以上のことから、**運用実態を踏まえると、沖縄エリアとしては上記の319MWの必要予備力を確保すべき**と考えられるかどうか。なお、その場合のギャップ(116MW)分等の扱い(調達主体等)については後述する。

沖縄エリアの必要供給力イメージ  
※厳気象対応・稀頻度リスク分除く



吉の浦発電所は設備容量244MWに対してGF分確保のため、最大出力は224MW程度





- 沖縄エリアは小規模独立系統であり、全ての並列電源で需給調整を行い、並列電源を原則GF運転としている。

### 3. 当社の系統運用の基本的な考え方

第1回会合  
指摘事項への回答

- 小規模独立系統である当社は、連系線による電力の融通を受けられないため、当社管内の電源のみで周波数調整等を行い、安定供給を図る必要があります。
- そのため、並列電源は原則ガバナフリー(GF)運転、電源脱落事故時には並列電源の上げ代と停止待機中のガスタービンにより対応、重負荷地域の電圧調整のためのマストラン運転、悪天候時の潮流調整を実施することで、日々変化する系統の安定運用に努めております。

- ▶ 当社系統は小規模独立系統であり、常時並列台数も少ない(5~9台)ことから、全ての並列電源で需給調整を行っています。また、日々の需給運用において、下記の事象に対応するため、並列電源のGF、AFC機能を最大限活用する必要があり、並列電源を原則GF運転としております。

- ・連系線による電力の融通を受けられないことによる、エリア需給のアンバランス時に発生する大幅な周波数の変動
- ・電源脱落事故が発生した場合の著しい周波数低下及び停電の発生
- ・送電線事故が発生した場合の、急峻な需要減少による周波数上昇

- ▶ 電源脱落時に需給バランスが崩れて大幅な周波数低下が発生した場合、瞬時のGF(周波数制御)が応動して周波数低下を抑制しますが、それでも足りない場合は、負荷制限(停電)を余儀なくされる場合があります。最大単機容量の電源脱落事故に備え、並列電源の上げ代と停止待機のガスタービンの組み合わせにより最大単機容量分を確保しており、事故時にはこれらを活用して停電の早期復旧に努めております。

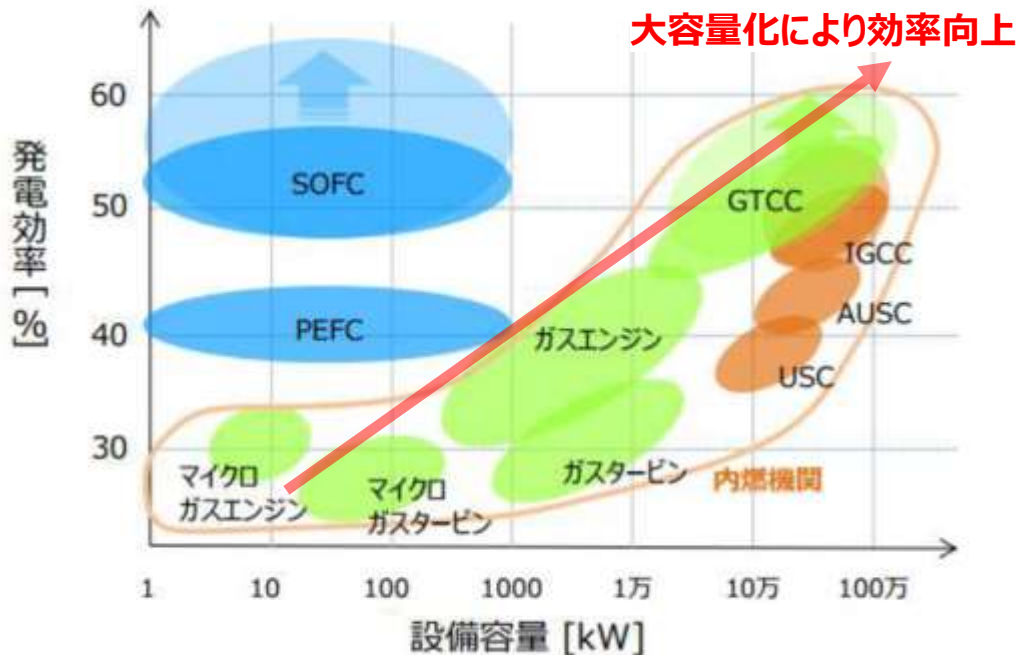
- ▶ 送電線事故の発生に伴う瞬間的な電圧変動は重負荷地域ほど大きくなることから、発電機の電圧調整機能により電圧変動を抑制するため、重負荷地域に近い牧港火力電源をマストラン運転(連続運転)としており、電力の安定供給や品質維持に努めております。

- ▶ 悪天候時(雷や台風)の対応

- ・GF不使用とせざるを得ない作業などがある場合においても、作業を中止して並列中の全電源をGF運転として送電線事故に備えた運用を行っています。
- ・送電線事故に伴う需要の減少や周波数上昇に備えて、下げ代確保のため並列電源間の出力持ち替えや、電源の入れ替え(並解列)を行っています。

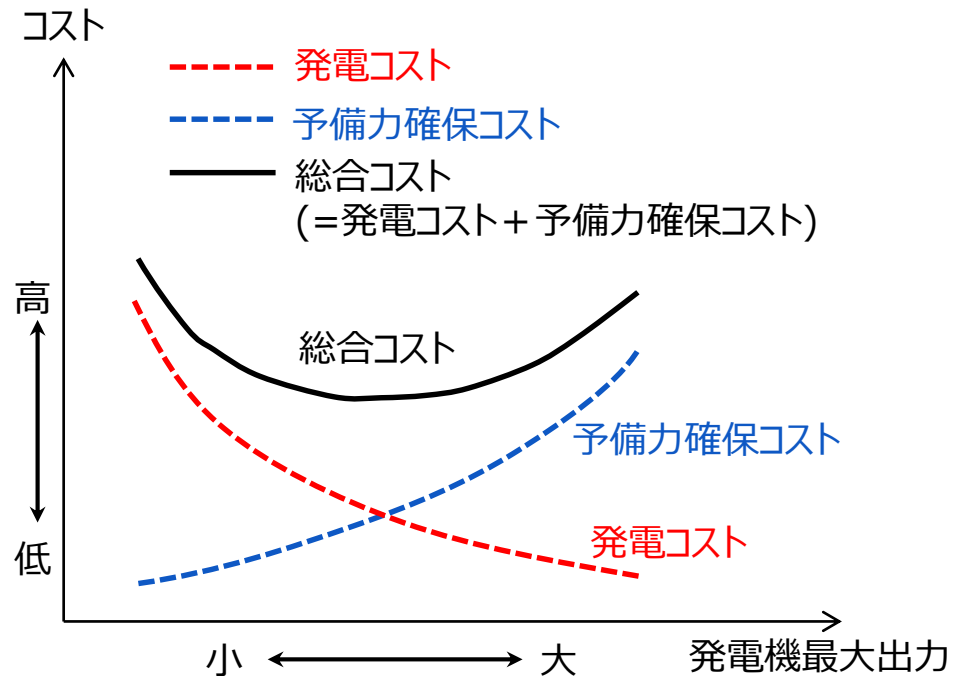
- 前述のとおり、沖縄エリアにおいて大容量の発電機を運転する場合、必要予備力が増加することとなるため、必要予備力を最小化する観点からは、発電機の小容量化を指向することが望ましい。
- 他方で、大容量の発電機は、小容量の発電機よりも効率が高く、発電単価が低くなる傾向がある。
- **したがって、沖縄エリアにおいては、発電機の大容量化による必要予備力が増加する(予備力確保コストが増加する)デメリットと、発電単価が減少する(発電コストが減少する)メリットを総合的に判断して、どの程度の容量の発電機を設置すべきかを検討することが必要**である。

## 発電機の容量と効率の関係



[出典] 各種資料より資源エネルギー庁作成

## <発電機最大出力とコストの関係イメージ>



# 必要予備力の扱いについて ～TSO調達とするかBG調達とするか～

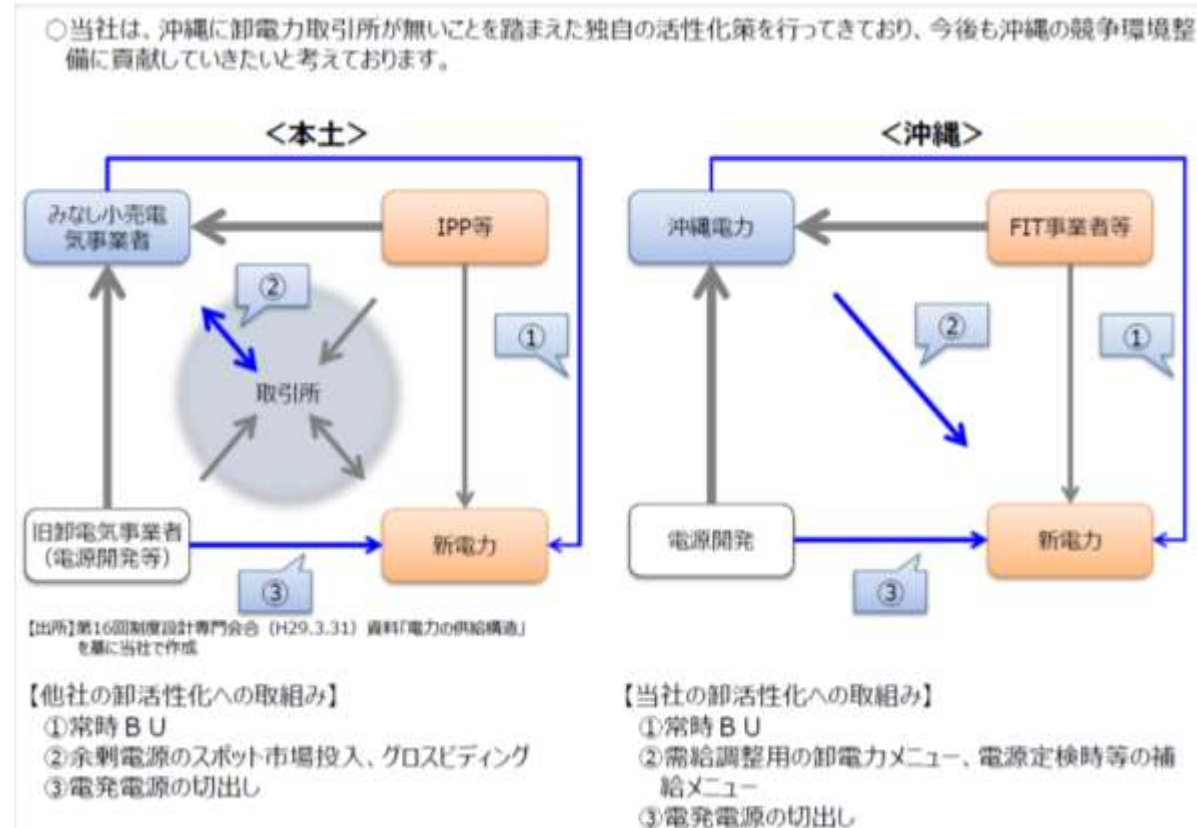
- 発電機最大出力118MWを前提として算出される必要予備力203MWは、沖縄エリアにおいて、本来確保すべき偶発的需給変動対応の予備力(本土エリアの7%に相当)である。したがって、これまで本土エリアで7%をTSOが電源 I として確保していたのと同様に、**沖縄エリアの必要予備力203MWはTSOが確保すべき**(託送料金として全ての需要家の負担とする)と考えられるがどうか。
- 他方で、運用実態としての発電機最大出力224MWを踏まえた必要予備力319MWにおける「本来確保すべき必要予備力203MW」との**ギャップ(116MW)分については、大容量発電機を運転するために増加する必要予備力であり、その大容量発電機の運転により発電コスト低減のメリットを享受している事業者がいると考えられることから、受益者負担の考え方から調達主体を整理すべき**ではないか。
- 具体的には、224MW の(118MWを上回る)大容量発電機の運転により発電コスト低減のメリットを享受している**沖縄電力BGがギャップ(116MW)分を予備力として確保すべき**(沖縄電力BGの販売電力料金(沖縄電力BGからの卸契約を含む)としての契約需要家の負担とする)と考えられるがどうか。

	必要予備力	算定条件 (発電最大出力)	調達主体	費用回収	理由
全体として 319MW	203MW	118MW	TSO	託送料金	沖縄エリアにおいて本来確保すべき偶発的需給変動対応の必要予備力(本土エリアの7%に相当)であり、これまでの本土エリアで7%をTSOが電源 I を確保していたのと同様な考え方による
	上記とのギャップ 116MW	224MW	沖縄電力BG	販売電力料金 (沖縄電力BGからの卸契約を含む)	大容量発電機を運転するために増加する必要予備力であり、その大容量発電機の運転により発電コスト低減のメリットを享受していると考えられるため



- 沖縄エリアの新電力BGの供給力の一部については、沖縄電力BGから電力(卸電力)を購入し、確保されている。
- 本契約(卸電力メニュー)の費用については、沖縄電力BGの供給力に係るコストに依存すると考えられ、前述のとおり、大容量発電機の運転による発電コスト低減のメリットとともに、沖縄電力BGが確保すべき予備力に係る費用についても含まれると考えられる。(詳細は事業者間の契約事項となる。)

新電力の課題	必要な対応・論点	沖縄電力の取組状況
電源調達	常時バックアップ契約	・ 特高・高圧の新電力の獲得需要の3割程度を超えて供出(低圧は実績なし)
	部分供給契約	・ 「適正な電力取引についての指針」に従い対応
	電発電源の切出し	・ 石川石炭火力発電所から1万kW(送電端)切出し(平成28年4月)
需給調整	卸電力メニュー	・ 2018年4月供給開始予定(本日の議論事項)
	事故時又は定検時補給契約	・ 定期検査時補給電力メニューが用意されている

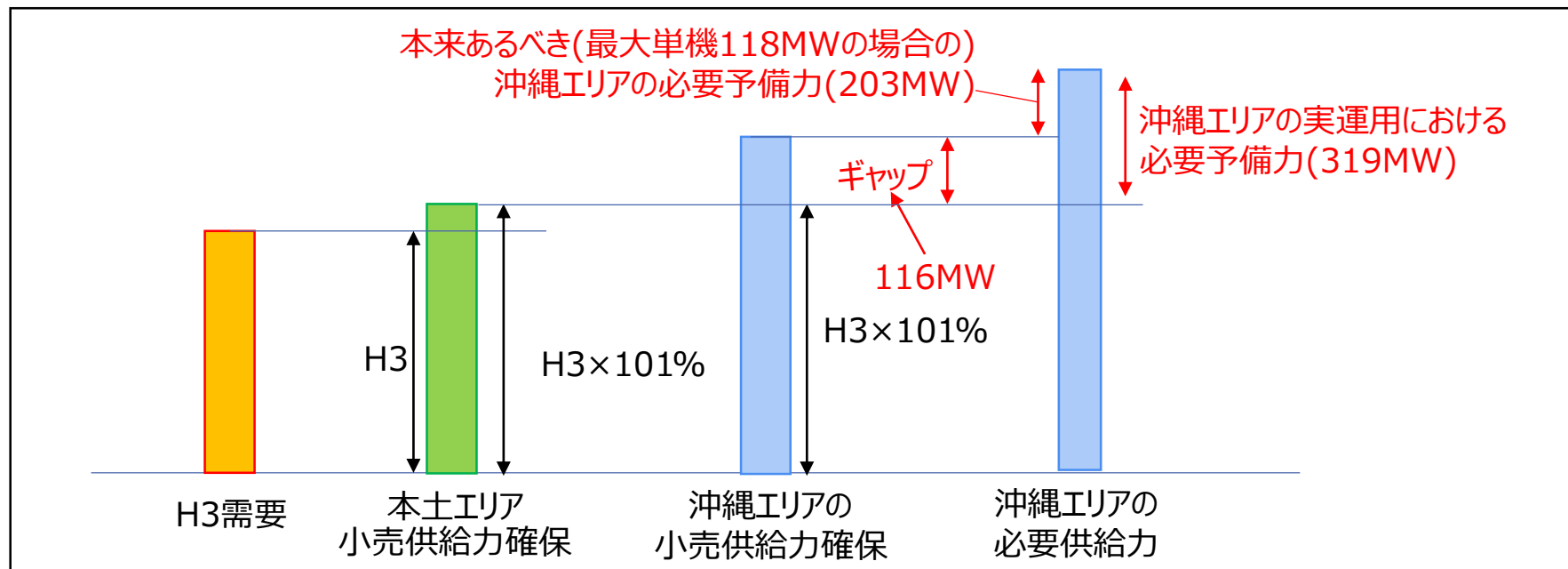


【出典】第27回制度設計専門会合 資料6 一部抜粋  
[https://www.emsc.meti.go.jp/activity/emsc\\_system/027\\_haifu.html](https://www.emsc.meti.go.jp/activity/emsc_system/027_haifu.html)

【出典】第22回制度設計専門会合 資料3-1  
[https://www.emsc.meti.go.jp/activity/emsc\\_system/022\\_haifu.html](https://www.emsc.meti.go.jp/activity/emsc_system/022_haifu.html)

- 現在、供給力確保状況については、供給計画において確認しており、小売電気事業者に対しては、供給能力確保義務の観点からH3需要の101%の供給力確保を求めている。
- 沖縄電力BGについては、上記のH3需要の101%の供給力確保に加えて、前述の必要予備力のギャップ(116MW)分を確保していることを供給計画にて確認することとする。
- また、このギャップ(116MW)分は、最大単機容量の電源脱落による影響を踏まえた必要予備力であることから、TSOが、遅滞なく、その予備力(116MW)を、調整力として活用できるようにすることが必要であり、その確保状況について調整力確保に関する計画の中で確認することとする。

供給計画において沖縄エリアの供給力確保状況を確認※



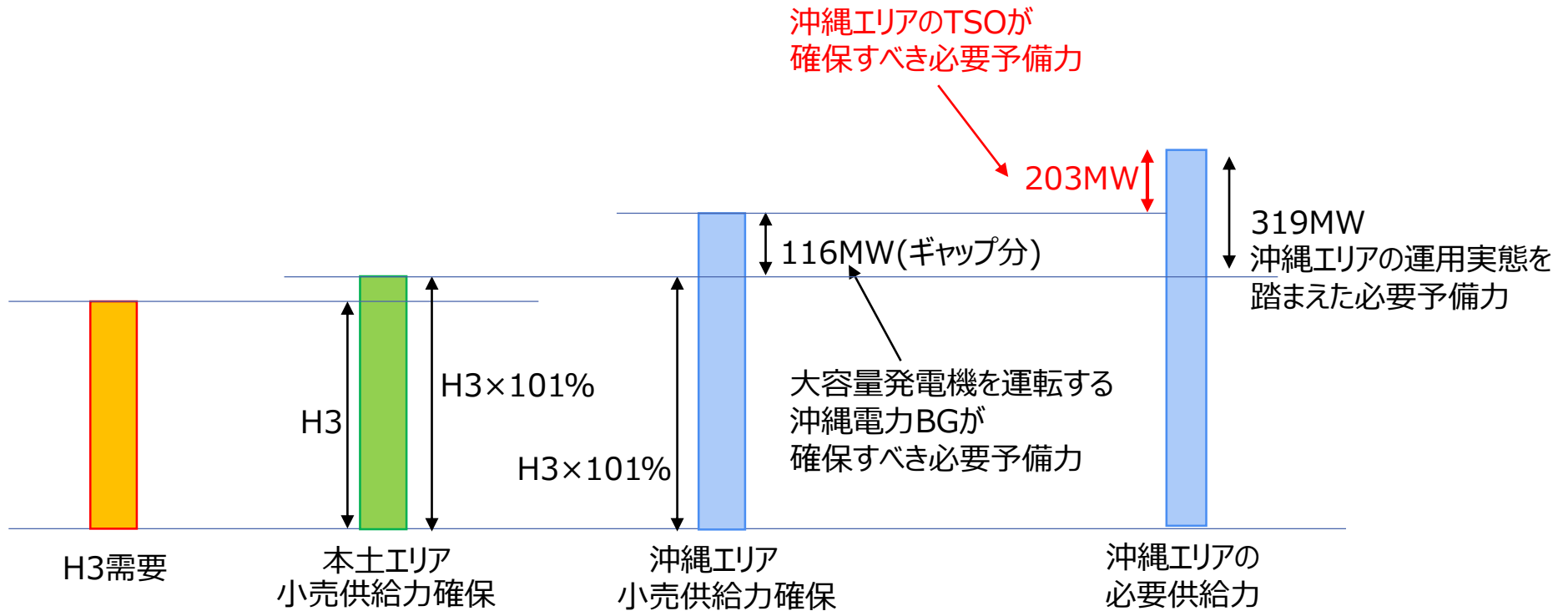
※沖縄エリアの必要供給力の確保状況の確認にあたっては、沖縄エリアTSOが運用する並列電源は原則GF運転であることを踏まえ、GF分を控除した供給力にて確認を行う。なお、第58回本委員会(2021年3月3日)において、これまで電源脱落時の周波数低下対応として制約していた電源 I -a必要量57MWおよび最低5台運転については、中央制御方式UFR(SSC)を活用することで、制約の考慮は不要と整理したことから、沖縄エリアTSOでは、原則GF運転を変更する方向である。その場合は、需給運用の変更によって見直しとなる必要供給力の確保状況を確認することとする。

1. 沖縄エリアの必要予備力について

2. 沖縄エリアの電源 I -aおよび電源 I -bの募集量について

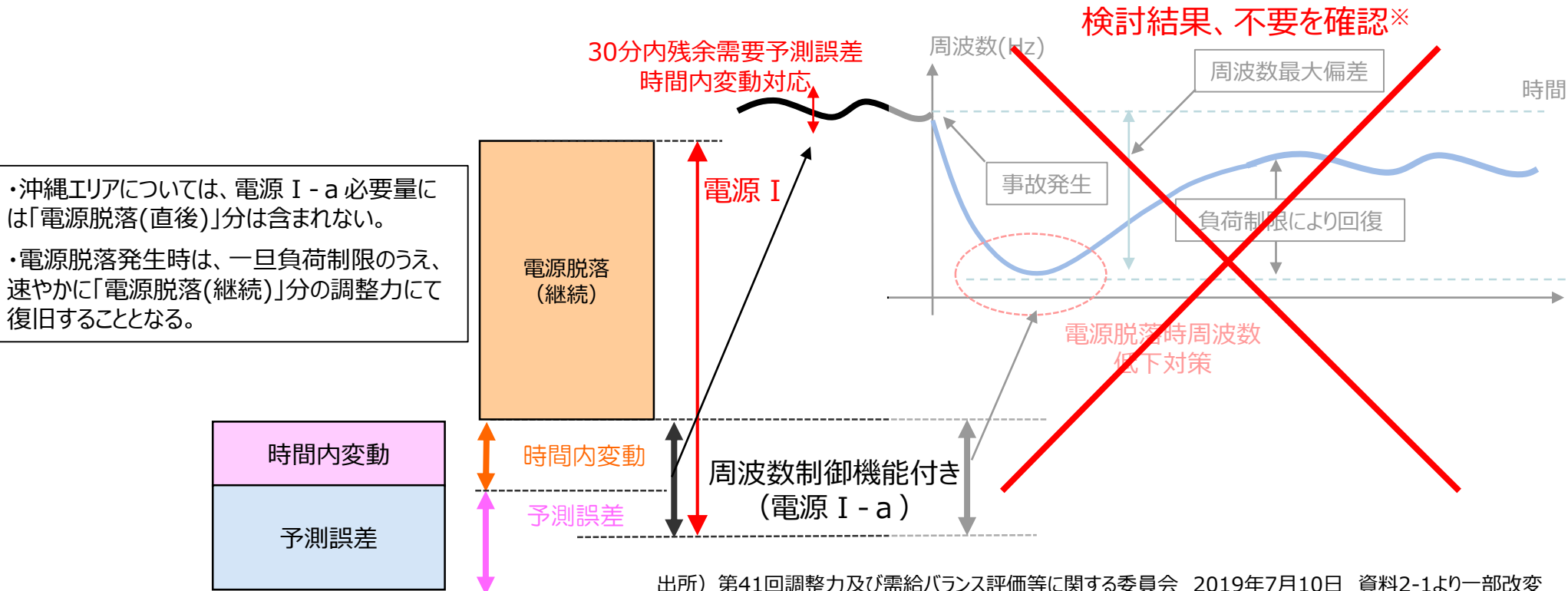


- 前述のとおり、沖縄エリアの供給信頼度基準(年間EUE:0.498[kWh/kW・年])を満たすために、発電機最大出力224MWを前提とした「運用実態を踏まえた必要予備力」の319MWについては、そのうちの「本来確保すべき必要予備力」の203MWを沖縄エリアTSOにて確保することとし、残りの116MWを沖縄電力BGにて確保することとなる。
- したがって、沖縄エリアにおいて**TSOが確保する予備力としての電源 I 必要量は203MWとなる**。次ページ以降に、電源 I 必要量203MWのうち、電源 I -aおよび電源 I -bの必要量について整理した。



- これまでの沖縄エリアの電源 I -a の必要量の考え方としては、他エリアと同様に、沖縄エリアの平常時における「30分内残余需要予測誤差および時間内変動の対応」を考慮するものの、沖縄エリアは独立系統であることから、電源脱落時における周波数低下対応として57MWと算定していた。
- 第58回本委員会(2021年3月3日)において、これまで電源脱落時の周波数低下対応として制約していた電源 I -a 必要量57MWおよび最低5台運転については、中央制御方式UFR(SSC)を活用することで制約の考慮は不要と整理※したことから、**電源 I -a による周波数調整の対象事象は、平常時における「30分内残余需要予測誤差および時間内変動」となる。**

※中央制御方式UFR(SSC)により負荷遮断を行うことで、周波数を一定値以上に維持でき、発電機の連鎖脱落が発生しないことを周波数シミュレーションにより確認

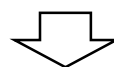


- 沖縄エリアにおける電源 I -a調整力の活用状況として、「時間内変動」および「30分内残余需要予測誤差」について確認を行った。具体的には、2018年度～2020年度における「時間内変動」3σと「30分内残余需要予測誤差」3σの合計を昼間帯・点灯帯・夜間帯に分けて、確認を行った。
- 確認結果としては、下表のとおり、時間帯によって64MW～170MWと変化することが確認された。このことから、**沖縄エリアにおける「30分内残余需要予測誤差および時間内変動」として最低限必要な調整力は64MWと考えることができる。**
- 他方で、**これまで電源 I -aとして57MWを確保**していたが、調整力不足によって周波数維持ができなくなったという事象は発生していない。このことは、**沖縄エリアにおいては電源 II が十分にあり、その電源 II 余力が活用できていることから、運用上支障がなかった**ものと推定される。
- そのため、2022年度向け調整力公募においても、実需給での運用実績を踏まえ、沖縄エリアにおける**電源 I -aの必要量は57MWとする**こととしてはどうか。

各時間帯別の「時間内変動」3σと「30分内残余需要予測誤差」3σの合計値 (MW)

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	年間
昼間帯:9時～18時	151	155	165	168	133	170	127	118	143	128	120	136	153
点灯帯:18時～22時	72	67	71	80	75	90	70	64	64	70	91	68	81
夜間帯:22時～9時	78	96	114	109	87	88	82	82	78	82	78	77	97

沖縄エリアにおける最低限必要な調整力 ; 64MW > これまで確保していた電源 I -aの量 ; 57MW



これまでの実需給での運用実績を踏まえ、沖縄エリアにおける電源 I -aは57MW

- 沖縄エリアは独立系統であり、系統規模が小さいことから、電源脱落時には、負荷遮断によって系統を安定に維持している。そして、これまでの沖縄エリアの電源 I -b必要量の考え方としては、電源脱落後の停電負荷復旧のための待機予備力としている。今回、沖縄エリアにおける供給信頼度は、本来あるべき発電機出力の大きさを最大118 MWとして算出を行っていることから、**電源 I -bの必要量は118MWとすることが考えられる。**

(参考) 沖縄エリアの電源 I 必要量について

33

- 沖縄エリアは独立系統であることから、電源脱落事故等による停電が発生した場合に、供給支障を早期に復旧するため、常に最大単機容量の上げ調整力を確保できるように、電源 I 必要量に「エリア内単機最大ユニット分」を織り込んでいる。 ※電源 I -bとして募集

**【参考】当社系統における火力発電の運用について**

当社系統は独立系統であり、他系統との連系線がないことから、電力安定供給確保のため、以下のような発電機運用を行っている。

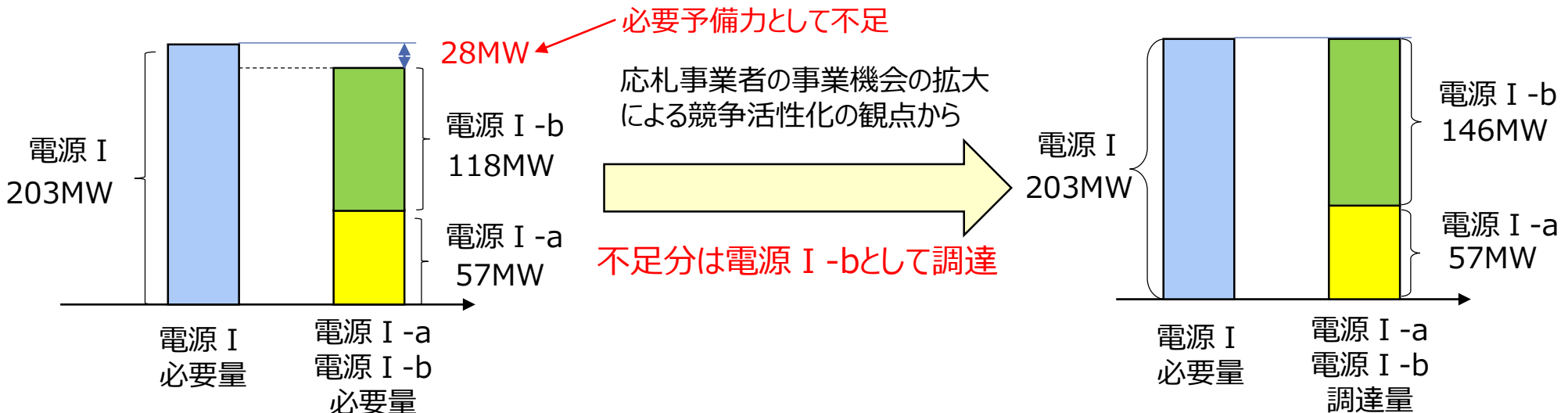
- ①発電機脱落事故が発生した場合、大規模停電や並列発電機の連鎖脱落を回避するため、軽負荷期においても、総需要に対する1台あたりの出力配分を抑えて運用する必要がある。  
発電機1台(N-1)脱落事故時でも系統を安定に保つために、運転台数5台で分担する必要がある。
- ②並列発電機の構成は、調整力の確保や安定供給を考慮し、以下のとおり。
  - ・ 負荷変動に追従するため制御性の良い石油機を1台。
  - ・ LFC調整力確保およびBOG消費のためLNG機を1台。
  - ・ 事故時の周波数低下・上昇を抑制し、系統を安定化するためには、慣性が大きい大容量火力機を3台。
- ③下げ代余力必要量(6.0万kW)の確保について  
系統事故が発生した場合、停電や瞬時電圧低下に伴う負荷脱落等により、瞬時に需要が大幅に減少し、周波数が大きく上昇する可能性がある。このような現象は、悪天候時の落雷による送電線事故に加え、晴れた日中においても事故が発生した実績を踏まえ、並列している発電機で下げ代余力必要量6.0万kW以上を分散保有して対応する必要がある。  
下げ代余力が不足した状況で上記のような系統事故が発生した場合、上昇した周波数を下げることができず、発電機の制御不調やトリップに至る恐れがあり、最悪の場合、大規模停電に至る可能性がある。
- ④発電機脱落事故時には大規模な停電が発生する場合もあるが、その供給支障を早期に復旧するため、並列発電機の上げ代と停止待機のカスタム発電機で、最大単機容量を確保する必要がある。

第18回系統ワーキンググループ (2018年11月12日)  
資料1-7  
[http://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoen/shinene/shin\\_energy/keito\\_wg/pdf/018\\_01\\_07.pdf](http://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoen/shinene/shin_energy/keito_wg/pdf/018_01_07.pdf)

- 前述のとおり、電源 I -aの必要量57MWと電源 I -bの必要量118MWの合計値は175MWであり、沖縄エリアにおいてTSOが確保する予備力としての電源 I 必要量203MWに対して、28MW満たない状況となる。そして、この残りの28MWは調整力として必要な量ではなく、予備力として必要な量となる。
- **したがって、残りの28MWについては、周波数制御機能(GF,LFC)を求める電源 I -aとして調達するのではなく、周波数制御機能を有しない電源 I -bとして調達する方が、応札事業者の事業機会の拡大による競争活性化の観点から望ましい**と考えるがどうか。
- その場合、電源 I -bは必要量118MWに28MWを加算して、146MWを調達することになる。

電源 I -a、電源 I -bの主な要件

電源 I -a	電源 I -b
<ul style="list-style-type: none"> <li>・発動時間：5分以内</li> <li>・周波数制御機能（GF・LFC）あり</li> <li>・専用線オンラインで指令・制御可</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・発動時間：30分以内</li> <li>・周波数制御機能（GF・LFC）なし</li> <li>・専用線オンラインで指令・制御可</li> </ul>





- 沖縄エリアの供給信頼度基準(年間EUE:0.498[kWh/kW・年])を満たすために、発電機最大出力224MWを前提とした「運用実態を踏まえた必要予備力」の319MWについては、そのうちの「本来確保すべき必要予備力」の**203MWを沖縄エリアTSOにて確保し、残りの116MWを沖縄電力BGにて確保すること**としてはどうか。

  - 203MWは、沖縄エリアにおいて本来確保すべき偶発的需給変動対応の必要予備力(本土エリアの7%に相当)であり、これまで本土エリアで7%をTSOが電源 I として確保していたことと同様に、沖縄TSOが203MWを電源 I として確保してはどうか。
  - 116MWは、大容量発電機(GF分を控除した224MW)を運転するために増加する必要予備力であり、その大容量発電機の運転により発電コスト低減のメリットを享受している沖縄電力BGが予備力として116MWを確保してはどうか。
- 2022年度向け調整力公募において、沖縄エリアの電源 I 公募としては、**電源 I -aとして57MW、電源 I -bとして146MWを調達すること**としてはどうか。

  - 「30分内残余需要予測誤差および時間内変動」の確認結果から最低限必要な調整力は64MWと考えられるものの、実需給での運用実績を踏まえ、電源 I -aの必要量は(これまでの確保量である)57MWとすることとしてはどうか。
  - 電源 I -b必要量の考え方としては、電源脱落後の停電負荷復旧のための待機予備力であり、本来あるべき発電機出力の最大値118 MWを確保することが考えられる。さらに、上記電源 I -aの必要量と合わせて、TSOが確保する予備力としての電源 I 必要量203MWに満たない28MWについては、応札事業者の事業機会の拡大による競争活性化の観点から電源 I -bとして確保することとしてはどうか。
- なお、沖縄電力BGについては、小売電気事業者の供給能力確保義務として求められるH3需要の101%の供給力確保に加えて、116MWの必要予備力を確保していることを供給計画にて確認することとする。また、当該予備力は、TSOが電源脱落時に調整力として活用することできるように、調整力確保に関する計画において、電源 II -a、電源 II -bの確保状況を確認することとする。