第74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

# 沖縄エリアの必要予備力算定における前提条件見直し および調整力必要量の考え方について

2022年 6月28日

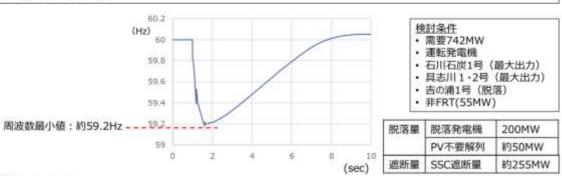
調整力及び需給バランス評価等に関する委員会事務局



- 第58回調整力等委員会(2021年3月3日)において、沖縄エリアの中央制御方式UFR(SSC)の導入を踏まえ、これまでのガバナフリー(以降、GF)最低運転台数5台運転の制約は不要と整理され、今後4台運転の実運用での検証を行うこととされていた。
- 今回、沖縄電力による検証試験の結果、最低運転台数4台による運用とともに、常時確保するGF量としても4台分で問題ないことが確認され、沖縄電力にて常時GF4台運転を開始することされた。
- これに合わせて、必要予備力算定の前提条件の見直しや調整力必要量の考え方を再整理したので報告する。

#### 電源脱落時の周波数低下に対応する調整力 再検討結果 ~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、上げ調整力のMW・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、信性力に係る対応策として別法検討
- 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)

■ 沖縄エリアにおいては、小規模独立系統などの理由から、並列電源(5台~)を原則GF運転とし運用されてきた。

## 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。
- 〇そのため、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
- 電源脱落時に需給パ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おります。
- ・送電線事故に伴う需要の減少や周波数上昇に備えて、<u>下げ代確保</u>のため<u>並列電源間の出力持ち替え</u>や、<u>電源の入れ替え(並解列)</u> を行っております。

- 第31回系統WGでは、沖縄電力より、再エネ出力抑制が必要となる断面においては並列発電機台数を4台に見直すこととした。
- 今回、再エネ出力抑制が必要となる断面以外でも、GF運転台数4台で運用可能か、沖縄電力にて検証を行った。

# ①供給対策:火力の最低出力(電源 Ⅰ・Ⅱ)

- 運転台数の見直し
- ▶ 沖縄エリアは独立系統であることから、発電機1台(N-1)脱落事故が発生した場合に、大規模停電や並列発電機の連鎖脱落を回避するために、軽負荷期においても運転台数5台(最低運転台数)で運用していた。
  - ✓ 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、慣性が大きい大容量 火力機を3台
- ➤ 2021年3月3日の「調整力及び需給バランス評価等に関する委員会」において、沖縄エリア は中央制御方式UFR(SSC)の導入を踏まえ、最低運転台数(5台運転)制約は不要と整 理がなされた。
- ➤ 2021年3月~5月GWの期間において実施した運転台数を4台とした検証試験を踏まえ、 今後は再エネ出力抑制が必要となる断面においては並列発電機台数を4台に見直すことと した。
  - ✓ 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、慣性が大きい大容量 火力機を2台
  - ※今年度実施した検証試験期間中に電源脱落事故や系統事故に関する事項は検証できていないことから、今後も継続した検証が必要。また、今後の再エネ連系量の増加による調整力(需要変動幅・速度の拡大に伴う影響)についても継続した確認・検討が必要。

- 1. GF4台運転の検証試験結果について
- 2. 必要予備力について
- 3. 調整力必要量について
- 4. まとめ



- 実証試験のユニット構成は再エネ抑制時の4台運転と同様のユニット構成(吉の浦,金武,電発石川,牧港)とし、実証 試験を行った。
- 試験期間は、周波数変動が大きくなる軽負荷期を選定し、従来運用との比較を行った。

#### 1. 原則GF見直しに伴う実運用確認について

沖縄電力提供資料

- ▶ 実運用確認時のユニット構成は悪天候時等を除き、再エネ抑制時の4台運転と同様のユニット構成とし確認を行った。(ユニット構成:吉の浦、金武、電発石川、牧港9号)
- ▶ 上記のユニット構成にて、周波数変動等について従来運用(GF5台・6台以上)と比較し確認を行った。



- 期間は軽負荷となる2022年3月~4月とする。
- 2、期間中は以下の項目について確認する。
  - ①GF台数4台の断面における周波数変動を従来運用と比較。
  - ②その他原則GFの見直しが系統にあたえる影響など運用に関する事項。

#### ● 最低GF台数4台の運用方法

- ✓ 最低GF4台運用時に確保するGF量は基本ユニット構成時の49MWとする。
- ✓ 期間中において対象のユニット構成の発電機が定検停止中の場合、代替発電機によりGF量を確保する。
- ✓ 中間負荷帯ではGF「入」で運用し、需要に応じてメリットオーダー(MO)配分する中でGF「入」での出力上限に達した 発電機から順次GF「切」として定格運転する。

■ 沖縄電力での確認の結果、従来運用(GF5台・6台以上)と比較し、同等の電力品質が確保可能と確認できたことから、悪天候時を除き、常時GF4台運転を開始することとされた。

## 2. 原則GF見直しに関する実運用確認結果

沖縄電力提供資料

3

- ▶ 2022年3~4月(2ヶ月間)のうち、全体の56%(約34日分)の期間についてGF4台による実運用確認を実施した。
- ▶ 下表のとおり、周波数滞在率より、GF4台時に周波数が運用目標値±0.3Hzを逸脱するケースが発生しているが、従来運用(GF5台・6台以上)と比較しても原則GF見直し(GF台数の減少)に伴う電力品質への影響は大きくないことを確認した。
- ➤ GF4台時に周波数変動は従来運用(GF5台・6台以上)と比較しても、有意な差は確認されず、電力品質への大きな影響はない。よって最低GF4台運転は実運用において特段の問題は無いことから、悪天候時を除き、常時GF4台運転を開始する。

EST 2 do 19 de	GF4	4台	GF	5台	GF6台以上			
周波数	発生回数	発生率(%)	発生回数	発生率(%)	発生回数	発生率(%)		
60.30< f	7	0.00	0	0.00	0	0.00		
60.20< f ≤60.30	93	0.01	28	0.00	0	0.00		
60.10< f ≤60.20	2,244	0.15	1,730	0.17	96	0.10		
60.00< f ≤60.10	717,213	48.34	492,765	47.03	47,880	47.87		
f = 60.00	35,259	2.38 - <u>99</u>	<b>82%</b> 23,774	2.27 <b>- 9</b>	9.82% 1,897	1.90		
59.90≤ f <60.00	728,600	49.11	529,484	50.53	50,145	50.13		
59.80≤ f <59.90	255	0.02	80	0.01	2	0.(99.909		
59.70≤ f <59.80	3	0.00	0	0.00	0	0.00		
f <59.70	0	0.00	0	0.00	0	0.00		
合計	1,483,674	100.00	1,047,861	100.00	100,020	100.00		

〈周波数滞在率の算定諸元〉 系統周波数:2秒サンプリング

- 1. GF4台運転の検証試験結果について
- 2. 必要予備力について
- 3. 調整力必要量について
- 4. まとめ

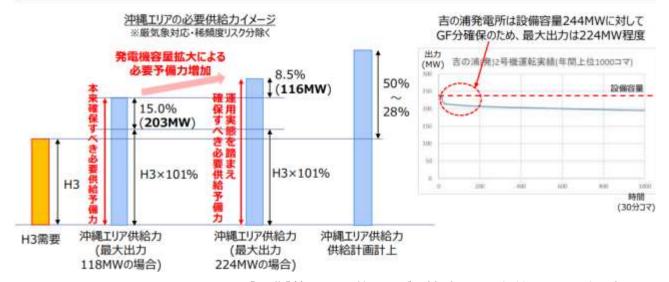


- 沖縄エリアの必要予備力は、並列電源の原則GF運転の運用を踏まえて、全発電機をGF分控除し、供給信頼度評価を行い、その結果319MWと算定された。
- 常時GF4台運転の運用開始に伴い、改めて供給信頼度評価の前提条件(発電機の設定条件)を見直し、必要予 備率の再算定を行ったので、報告する。

#### 「本来確保すべき必要予備力」と「運用実態を踏まえた必要予備力」について

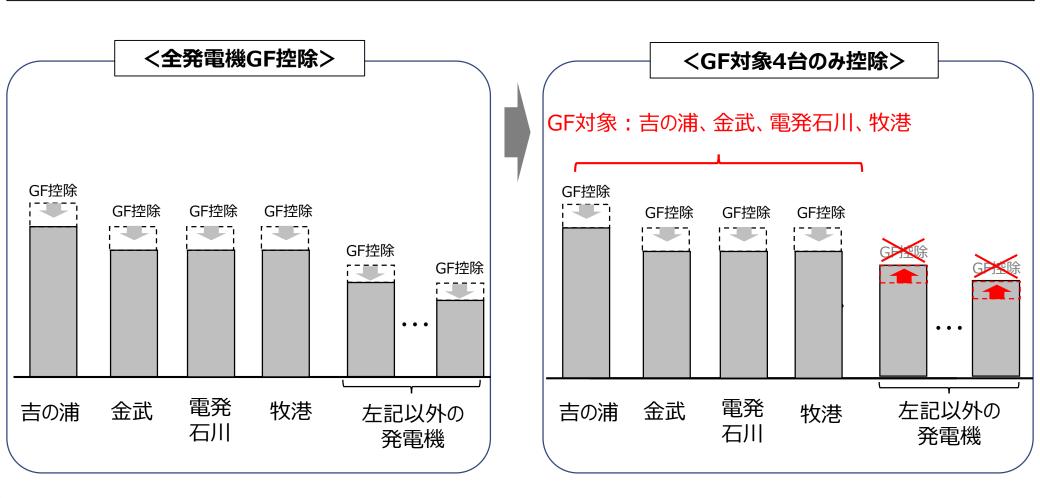
8

- 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が 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。

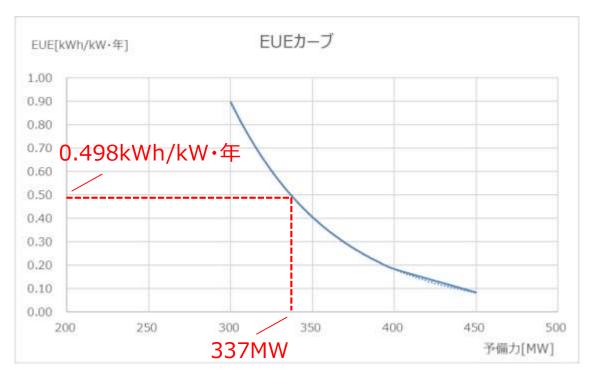


【出典】第62回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2021/6/18) 資料4 <a href="https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2021/chousei-jukyu-62-haifu.html">https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2021/chousei-jukyu-62-haifu.html</a>

■ 常時GF4台運転の運用開始に伴い、供給信頼度評価における発電機のGF分控除の設定をこれまでの全発電機から、GF対象の4台(吉の浦、金武、電発石川、牧港)に見直したうえで、改めて供給信頼度基準(年間EUE: 0.498kWh/kW・年)を満たす必要予備力の算定を行うこととする。



- 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

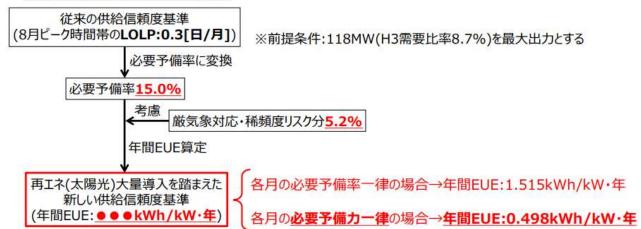
■ 沖縄エリアの供給信頼度基準は、LOLP0.3日/月に相当する必要予備率15%と厳気象・稀頻度対応分5.2%を加えた予備力一定かつ発電機最大118MWを元に算定され、その結果0.498kWh/kW・年と定められた。

## 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



【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 <a href="https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2020/chousei-jukyu-58-haifu.html">https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2020/chousei-jukyu-58-haifu.html</a>

■ 沖縄エリアの供給信頼度基準である0.498kWh/KW・年を定めた際に適用した2020年/2020年度供給計画を元に、改めて算定した。

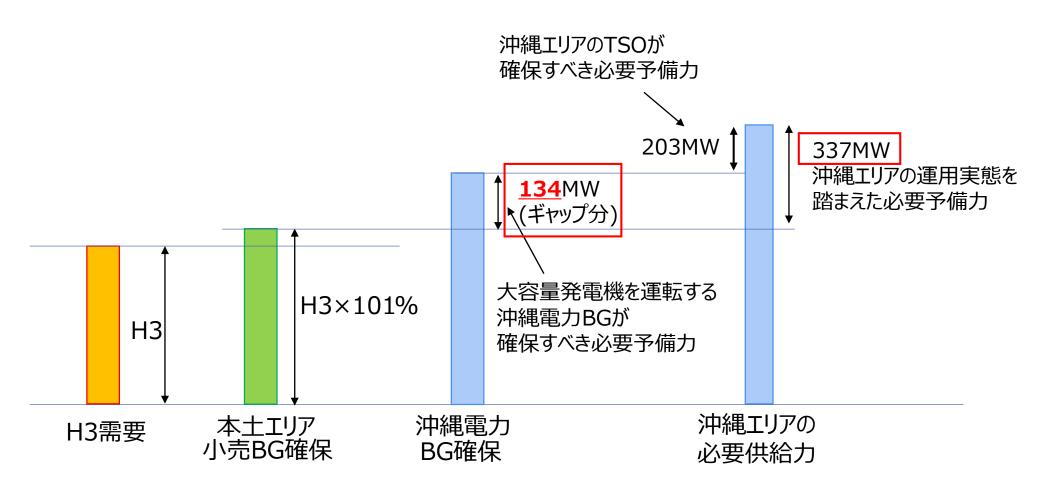
(参考) 沖縄エリアのEUE算定諸元について

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 ′	<ul> <li>・電源 I 'の算定式に基づき必要量を算出</li> <li>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}</li> <li>※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</li> </ul>

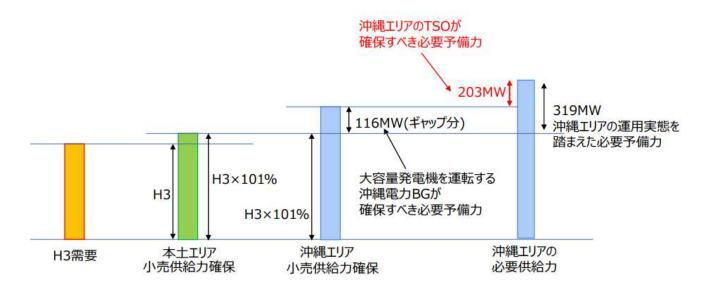
- 第62回本委員会(2021年6月18日)では、TSOが確保すべき203MWと沖縄エリアとして確保すべき319MWとのギャップ分(116MW)を沖縄電力BGが確保すると整理された。
- 今回、沖縄エリアとして確保すべき必要予備力が337MWと改めて算定されたことから、**沖縄電力BGが確保すべき必 要予備力は134MW**となる。



■ 沖縄エリアでは、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116MWと整理された。(116MWは、沖縄エリアとして確保すべき必要予備力319MWとTSO予備力203MWとのギャップ分)

#### TSOが調達すべき必要予備力(電源 I 必要量)

- 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。



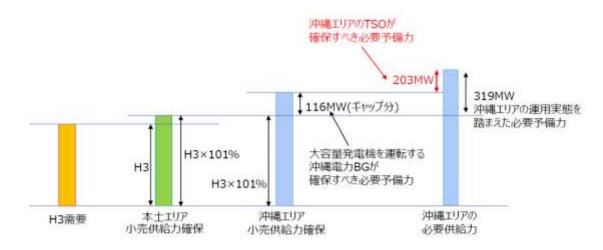


- 1. GF4台運転の検証試験結果について
- 2. 必要予備力について
- 3. 調整力必要量について
- 4. まとめ



- 第58回本委員会(2021年3月3日)では、本来あるべき信頼度評価として発電機容量118MWを前提とした 供給信頼度基準(年間EUE:0.498[kWh/kW・年])を満たす必要予備力は、203MWと算定されていた。
- また、必要予備力203MWは偶発的需給変動対応の予備力(本土エリアの7%に相当)であり、沖縄エリアにおいてTSOが確保する電源 I 必要量であると整理した。
- 次ページ以降にGF最低運転台数4台を踏まえた、電源 I -aおよび電源 I -bの必要量について整理した。

# TSOが調達すべき必要予備力(電源 I 必要量) 「P.33】 第62回奏員会 資料4 ■ 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。







- 電源 I -aの必要量として、昨年度と同様に3ヶ年(2019年度~2021年度)を昼間帯・点灯帯・夜間帯に分け、時間内変動と残余予測誤差の合成値の3σを算出した。
- 確認結果としては、下表のとおり、時間帯によって41MW~133MWと変化することが確認された。
- 他方で、GF4台運転時のGF確保量は49MWであることから、GF量を最低限49MW確保していれば実運用上問題ないことが確認されたと言える。
- 常時GF4台運転と整合させ、4台運転時のGF量49MWは一般送配電事業者が確保することとし、2023年度向け調整力公募における電源 I -aの必要量は49MWとすることとしてはどうか。

# 各時間帯別の「時間内変動」と「30分内残余需要予測誤差」の合成値の3σ (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	92	116	117	133	102	132	98	90	112	100	109	113	114
点灯带:18時~22時	59	41	56	53	58	63	55	43	41	43	62	50	57
夜間帯:22時~9時	66	84	81	90	79	68	62	55	54	64	59	58	73

■ 2022年度においては、電源 I -a必要量を試算したところ64MWであったが、これまで57MWで運用してきたなかで、周波数維持ができなくなったという事象も発生していないことから、電源 I -aの必要量は57MWとすることで整理した。

2022年度向け調整力公募における電源 I -a必要量について

[P.34]

第62回委員会 資料4

- 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、<u>沖</u> **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」3gと「30分内残余需要予測誤差」3gの合計値 (MW)

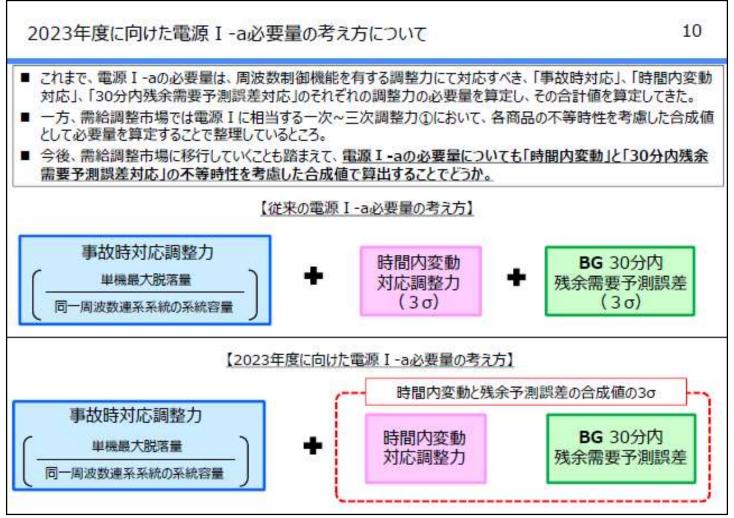
	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	年間
昼間帯:9時~18時	151	155	165	168	133	170	127	118	143	128	120	136	153
点灯帯:18時~22時	72	67	71	80	75	90	70	64	64	70	91	68	81
夜間帯:22時~9時	78	96	114	109	87	88	82	82	78	82	78	77	97

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



■ 電源 I -aの必要量については「時間内変動」と「30分内残余需要予測誤差対応」の不等時性を考慮した合成値で算出することで整理した。





- 電源 I 必要量が電源 I -aと電源 I -bの必要量合計より大きい場合の対応については、第62回本委員会(2021年6月18日)にて、その差分は電源 I b として確保することで整理された。
- 沖縄エリアにおける電源 I -a必要量を49MWとすると、**電源 I 必要量203MWから49MWを差引いた、154MW を電源 I -bとして調達することになる**。

電源 I 必要量が電源 I -aと電源 I -bの必要量合計より大きい場合の対応について 19

- 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。



【出典】第62回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2021/6/18) 資料5 https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2021/chousei jukyu 62 haifu.html

- 昨年度算定した、2022年度の沖縄エリアの電源 I '必要量(厳気象対応・稀頻度リスク分)は、70MW、H3需要比率5.2%であった。
- 厳気象対応・稀頻度リスク分は猛暑・厳寒時の需要増加に対しての必要量であり、需要規模に応じて確保する必要があると考えると、2023年度についても**H3需要比率の5.2%**を採用してはどうか。
- 上記の考え方に基づき算出した結果、2023年度における電源 I '必要量については、73MWと算定される。

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

[P.37]

第58回委員会 資料3

- 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。

#### 沖縄エリアの電源 I '必要量の考え方

- 電源 I '必要量の考え方については、確保目的の見直しにあわせて、以下のとおりとすることでどうか。
- 沖縄エリアは単独系統であることから需要の不等時性は考慮する必要がない(考慮できない)。他エリアと同様に電源の計画外停止率※を考慮すると、以下のとおりとなる。
  - ※他エリアで考慮する火力電源の計画外停止率2.6%の算定においては、沖縄エリアの電源も含まれている
  - ▶ 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}
- 他エリアで考慮している稀頻度リスク分は、N-1事象における供給力低下を全国H3需要比率で評価した結果として H3需要の1%程度としたものであり、沖縄エリアの算定に適用するのは適切ではないと考えられる。
- 沖縄エリアでは、電源 I 必要量に「エリア内単機最大ユニット分」を織り込んでいるが、アデカシーの観点からも稀頻度リスク分として「エリア内単機最大ユニット分」を考慮することでどうか。



- 1. GF4台運転の検証試験結果について
- 2. 必要予備力について
- 3. 調整力必要量について
- 4. まとめ



■ 沖縄電力による検証試験の結果、常時GF4台運転が可能なことが確認されたことから、必要予備力算定の前提条件の見直し及び調整力必要量の考え方について以下のとおり整理した。

#### く必要予備力の算定について>

- 常時GF4台運転の開始に伴い、供給信頼度評価における発電機の設定条件について、発電機のGF分控除をこれまでの全発電機からGF対象の4台に見直したうえで、供給信頼度基準(0.498kWh/kW・年)を満たす必要予備力を算定した結果、沖縄エリアの必要予備力は337MWと算定された。
- また、沖縄電力BGが確保すべき予備力についても、沖縄エリアの必要予備力337MWとTSOが確保すべき必要予備力の203MWとのギャップ分の134MWと算定された。

#### く調整力必要量の考え方について>

- 電源 I -aの必要量については、GF4台運転と整合させ、49MWとする。
- 電源 I b の必要量については、電源 I 必要量203MWから電源 I -a必要量(49MW)を差引いた154MWとする。
- 電源 I 'の必要量は、H3需要比率の5.2% (73MW) とする。