

沖縄エリアの調整力公募の見直しについて

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

- 沖縄エリア以外は2024年度以降は調整力公募が終了し、一般送配電事業者は全ての調整力を需給調整市場から調達することとなるが、沖縄エリアにおいては2024年度以降も調整力公募が継続される。
- 今回は、沖縄エリアの調整力公募の募集内容について、改めて整理したのでご確認ください。

		2022年度	2023年度			
		第4Q	第1Q	第2Q	第3Q	第4Q
一般送配電事業者	2024年度向け調整力の公募（沖縄エリア）	公募準備 公募 契約手続き				
本委員会	2024年度向け調整力の公募に向けた電源Ⅰ必要量等の検討（沖縄エリア）	審議 必要量、要件等の検討 審議 ※2025年度の調整力公募について検討（沖縄エリア）				

※昨年度の公募スケジュールをもとに記載。
一般送配電事業者の公募スケジュールに合わせて、本委員会で審議を行えるように検討を進める予定。

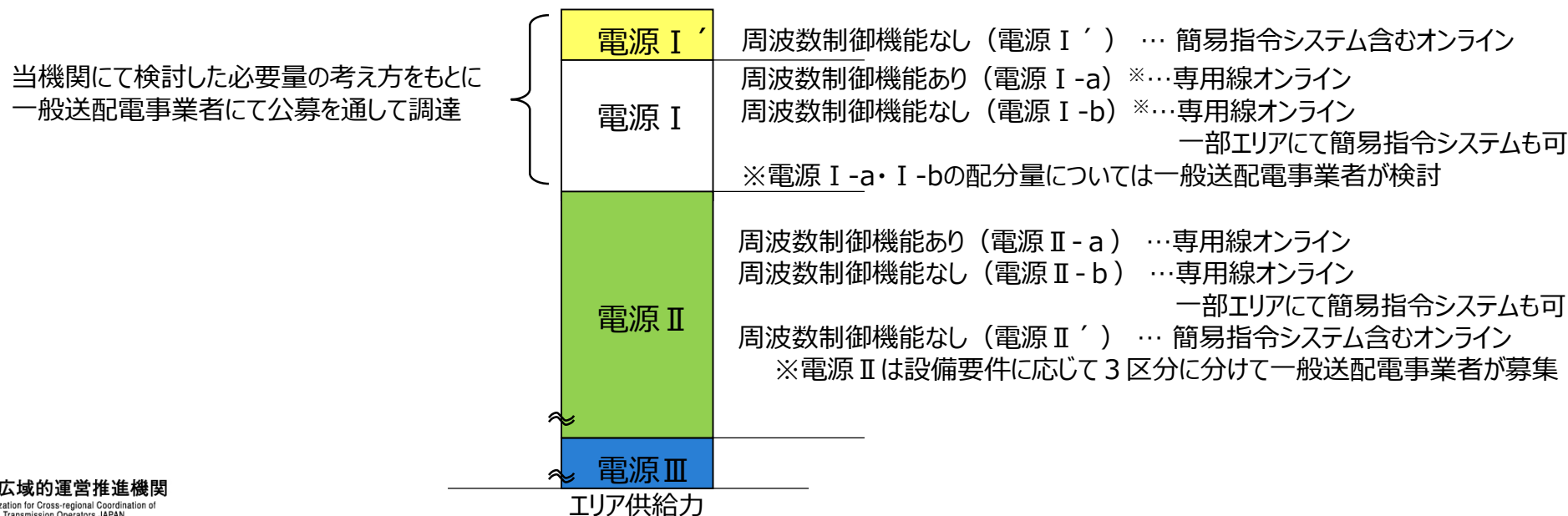
- 国の「一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る考え方」（以下、「調達の考え方」）において、一般送配電事業者による電源等の確保の形態は次の通り区分されている。

電源Ⅰ：一般送配電事業者の専用電源として、常時確保する電源等

電源Ⅱ：小売電気事業者の供給力等と一般送配電事業者の調整力の相乗りとなる電源等

- 調達の考え方の中で、電源Ⅱは「必要量の上限等を設定せずに募集する」と整理されていることから、当機関では電源Ⅰの必要量にかかる検討を行う。
- さらに、当機関は猛暑や厳寒に対応するための調整力（以下「電源Ⅰ′」）について、確保の必要性と必要量等について検討を行う。

※ 電源Ⅰ′は上述の「調達の考え方」の区分では電源Ⅰに該当すると考えられるが、確保の目的が異なることから、電源Ⅰ′として区別して記載する。



- 翌年度の調整力公募に向けて、毎年度この時期に公募の必要量の考え方等について整理している。
- 沖縄エリア以外は2024年度以降は調整力公募が終了し、一般送配電事業者は全ての調整力を需給調整市場から調達することとなるが、沖縄エリアにおいては2024年度以降も調整力公募が継続される。
- 今回は、沖縄エリアの調整力公募の募集内容について、改めて整理したのでご確認ください。

調達時期	2022年度	2023年度	2024年度以降
年初	調整力公募（電源Ⅱ）		余力活用契約
	調整力公募（電源Ⅰ）		
前週	需給調整市場（三次①）		需給調整市場（一次～三次①）
前日	需給調整市場（三次②）		

(参考) 需給調整市場における商品の要件

	一次調整力	二次調整力①	二次調整力②	三次調整力①	三次調整力②
英呼称	Frequency Containment Reserve (FCR)	Synchronized Frequency Restoration Reserve (S-FRR)	Frequency Restoration Reserve (FRR)	Replacement Reserve (RR)	Replacement Reserve-for FIT (RR-FIT)
指令・制御	オフライン (自端制御)	オンライン (LFC信号)	オンライン (EDC信号)	オンライン (EDC信号)	オンライン
監視	オンライン (一部オフラインも可※1)	オンライン	オンライン	オンライン	オンライン
回線	専用線のみ (オフライン監視の場合は不要)	専用線のみ	専用線 または 簡易指令システム※2	専用線 または 簡易指令システム	専用線 または 簡易指令システム
入札時間単位	3時間※3	3時間※3	3時間※3	3時間※3	3時間※4
応動時間	10秒以内	5分以内	5分以内	15分以内	45分以内※5
継続時間	5分以上	30分以上※3	30分以上※3	3時間※3	3時間※4
並列要否	必須	必須	任意	任意	任意
指令間隔	－ (自端制御)	0.5～数十秒	専用線：数秒～数分 簡易指令システム※2：5分※6	専用線：数秒～数分 簡易指令システム：5分※6	30分
監視間隔	1～数秒※1	1～5秒程度	専用線：1～5秒程度 簡易指令システム※2：1分	専用線：1～5秒程度 簡易指令システム：1分	1～30分※7
供出可能量 (入札量上限)	10秒以内に出力変化可能な量 (機器性能上のGF幅を上限)	5分以内に出力変化可能な量 (機器性能上のLFC幅を上限)	5分以内に出力変化可能な量 (オンラインで調整可能な幅を上限)	15分以内に出力変化可能な量 (オンラインで調整可能な幅を上限)	45分以内※5に出力変化可能な量 (オンラインで調整可能な幅を上限)
最低入札量	5MW※8 (オフライン監視の場合は1MW)	5MW※8	専用線：5MW※8 簡易指令システム※2：1MW	専用線：5MW※8 簡易指令システム：1MW	専用線：5MW※8 簡易指令システム：1MW
刻み幅 (入札単位)	1kW	1kW	1kW	1kW	1kW
上げ下げ区分	上げ／下げ	上げ／下げ	上げ／下げ	上げ／下げ	上げ／下げ

※1 事後に数値データを提供する必要有り。

※2 休止時間を反映した簡易指令システム向けの指令値を作成するための中給システム改修の完了後に開始

※3 将来「30分」に変更予定。システム改修内容を踏まえ、変更時期は別途整理予定。

※4 2025年度より「30分」に変更予定。

※5 2025年度より「60分以内」に変更予定。

※6 広域需給調整システムの計算周期となるため当面は15分。

※7 30分を最大として、事業者が収集している周期と合わせることも許容。

※8 将来「1MW」に変更予定。システム改修内容を踏まえ、変更時期は別途整理予定。

出所) 一次調整力～二次調整力②、複合商品、三次②のルール見直し等に関する市場設計案」に対する意見募集の参考資料より抜粋

https://www.occto.or.jp/iken/2021/files/ikenboshuu_jukyuchouseishijou_2021_4_sankou.pdf

- 沖縄エリアにおいては、調整力公募は継続されるものの、公募方法の見直しについて検討を進めることとされていた。
- 今回の検討は、必要な調整力を公募にて確実に調達するように、調整力公募の募集内容について検討を行った。

4. まとめ

8

- 沖縄エリアにおいては、容量市場や卸電力取引市場がなく、また、他系統と連系していない独立系統であるため、電力の広域調達、広域運用が出来ないという、他エリアと異なる状況がある。
- 需給調整市場を開設した場合と調整力公募を継続した場合を比較検討したところ、沖縄エリアでは、調整力公募を継続することの方がより効果的であることから、需給調整市場を開設せず、公募による調整力調達を継続したいと考える。
- なお、電源 I の必要量の検討において、沖縄エリアの調整力の公募方法の見直しを実施することで、より効率的で柔軟な調達ができるよう、広域機関と相談させていただきながら、引き続き検討を進めていきたい。

Copyright © The Okinawa Electric Power Company, Incorporated. All Rights Reserved.

- 電源Ⅰのうち、電源Ⅰ-aは5分以内の応動および周波数調整機能(GF・LFC)を求めているものであり、電源Ⅰ-bは15分以内の応動を求めているもの(周波数調整機能は不要)である。

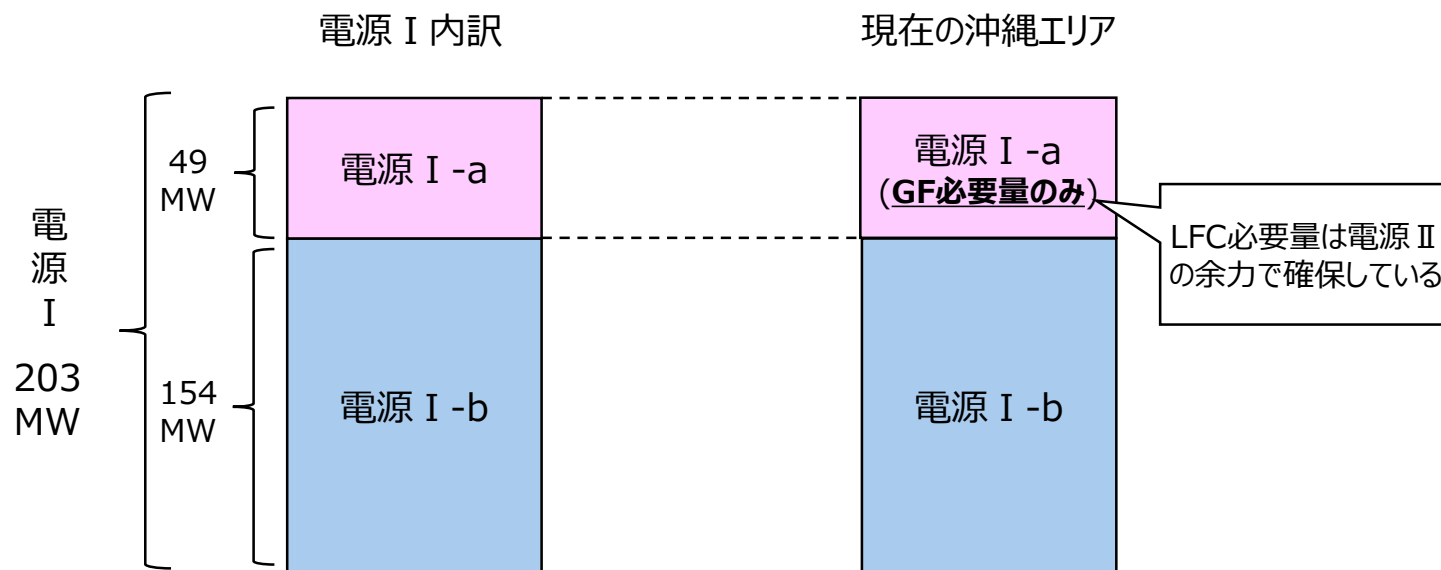
(参考) 2023年度向け調整力公募の要件

	周波数制御用	需給バランス調整用	
	ハイスパック・高速発動	ロースパック・低速発動	
電源Ⅰ	【Ⅰ-a】 周波数制御用 ・発動時間：5分以内 ・周波数制御機能（GF・LFC）あり ・専用線オンラインで指令・制御可 ・最低容量：0.5万kW	【Ⅰ-b】 <u>3次①調達不足への対応として暫定的に調達</u> ・発動時間：15分以内 ・周波数制御機能（GF・LFC）なし ・専用線オンラインで指令・制御可※ ・最低容量：0.5万kW	【Ⅰ'】 <u>厳気象対応用</u> ・発動時間：3時間以内 ・周波数制御機能（GF・LFC）なし ・簡易指令システムで指令 ・最低容量：0.1万kW
電源Ⅱ	【Ⅱ-a】 ・発動時間：5分以内 ・周波数制御機能（GF・LFC）あり ・専用線オンラインで指令・制御可 ・最低容量：0.5万kW	【Ⅱ-b】 ・発動時間：15分以内 ・周波数制御機能（GF・LFC）なし ・専用線オンラインで指令・制御可※ ・最低容量：0.5万kW	【Ⅱ'】 ・発動時間：45分以内 ・周波数制御機能（GF・LFC）なし ・簡易指令システムで指令 ・最低容量：0.1万kW

※一部エリアは簡易指令システム（最低容量0.1万kW）も対象。

- 沖縄エリアの電源 I 必要量については、最大発電機出力118MWを前提としたLOLP0.3日/月に相当する必要予備率15%（必要予備力203MW）としている。
- 電源 I （203MW）の内訳について、最低限必要な周波数調整分としてGF必要量49MWを電源 I -a必要量とし、電源 I 必要量203MWから電源 I -a必要量（49MW）を差引いた154MWを電源 I -b 必要量としている。
- 沖縄エリアは独立系統であり、供給力（電源 II の余力を含む）がエリア外に流出することではなく、当面の間はGC前に見込んでいた電源 II の余力が実需給でも調整力として期待できることもあり、LFC必要量については、現状は電源 II の余力のみで確保している。

【沖縄エリアにおける電源 I 公募の内訳について】



- 2023年度の電源 I -a必要量については、第74回本委員会（2022年6月28日）において、常時GF4台運転と整合させ、最低限必要なGF量の49MWと整理した。

沖縄エリアにおける電源 I -a必要量について

18

- 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3 σ 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3 σ (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
点灯帯: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

- 沖縄エリアにおいては、悪天候を除き、常時GF4台運転を開始することとされた。
- GF4台については、小規模独立系統の沖縄エリアにおいて、周波数維持する上で、常時必要な量となる。

GF4台運転の実運用確認結果

7

- 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 $\pm 0.3\text{Hz}$ 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。

周波数	GF4台		GF5台		GF6台以上	
	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	23,774	2.27	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	0.00
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

Copyright © The Okinawa Electric Power Company, Incorporated. All Rights Reserved.

沖縄エリアの調整力に係る課題について (1/3)
～電源 I (I-a、I-b) の必要量～

3

- 沖縄エリアの電源 I-aおよび電源 I-bの必要量については、2017年度向け調整力公募より変わらず、それぞれ I-aを57MWおよび I-bを244MW (合わせて電源 Iとして301MW) としている。
- 至近の需給状況を踏まえて、数値を再精査することが必要ではないか。

2020年度向け調整力公募までの沖縄エリアの電源 I、電源 I-a必要量の考え方 32

- 2020年度向け調整力公募まで、沖縄エリアについては、独立系統であることを踏まえ、一般送配電事業者 (沖縄電力) が算定する電源 I-a 必要量に、単機最大ユニット相当量を加算した量を電源 I 必要量としている。
- 具体的には、電源 I-a必要量は、2017年度向け調整力公募より変わらず、57MWとしている。

沖縄エリアの電源 I の考え方 (他エリア ; 各月最大3日平均電力 (離島除く) $\times 7\%$)

電源 I 必要量 = エリア内単機最大ユニット分 + 周波数制御機能付き調整力 (電源 I-a) 必要量

沖縄の2020年度電源 I 確保量 ; 301MW (年間一定)

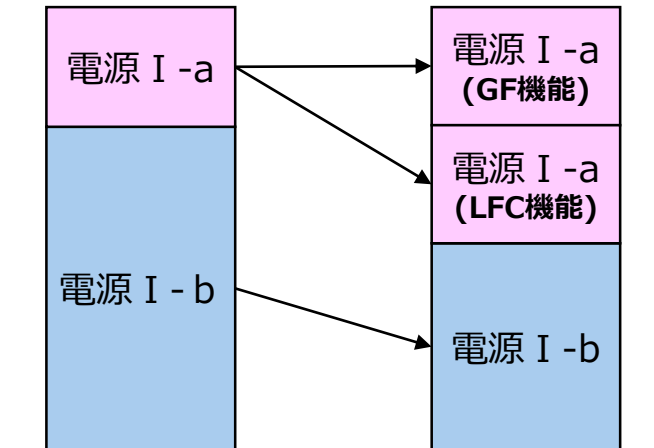
沖縄エリアの電源 I-aの必要量・・・57MW

【沖縄エリアの考え方】

第9回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 (資料3-2) において、「沖縄エリアは独立系統であるため、供給力 (電源 II の余力を含む) がエリア外に流出することはない、当面の間はGC前に見込んでいた電源 II の余力が実需給でも調整力として期待できる。」よって、実需給運用実績を踏まえ、年間をととして最低限必要な調整力となる57MW (送電端) を募集する。」ことを示した。今年度の募集においてもこれまでの実需給運用実績を踏まえ、昨年と同様に57MWを募集量とする。(57MWは送電端値。発電端は60MW。)

- 周波数制御にはGF機能とLFC機能が必須であり電源 I -aの要件とされているものの、沖縄エリアにおける電源 I -aの必要量は最低限必要なGF必要量としており、LFC必要量については電源 II の余力のみで確保している。
- 周波数制御にはGF機能およびLFC機能の双方を適切な量確保する必要がある、**LFC必要量を今後も確実に確保するためにも、LFCについても電源 I として確保することが望ましいと考えられる。**
- 以上から、**電源 I -aを細分化し、GF機能とLFC機能それぞれを電源 I として確保すること**としてはどうか。

現在の電源 I 公募

沖縄エリア公募
(見直し後)

(参考) 2023年度向け調整力公募の要件

	周波数制御用	需給バランス調整用	
	ハイスピーク・高速発動	ロースペック・低速発動	
電源 I	【I -a】 周波数制御用 ・発動時間：5分以内 ・周波数制御機能（GF・LFC）あり ・専用線オンラインで指令・制御可 ・最低容量：0.5万kW	【I -b】 3次①調達不足への対応として暫定的に調達 ・発動時間：15分以内 ・周波数制御機能（GF・LFC）なし ・専用線オンラインで指令・制御可※ ・最低容量：0.5万kW	【I'】 廠気象対応用 ・発動時間：3時間以内 ・周波数制御機能（GF・LFC）なし ・簡易指令システムで指令 ・最低容量：0.1万kW
電源 II	【II -a】 ・発動時間：5分以内 ・周波数制御機能（GF・LFC）あり ・専用線オンラインで指令・制御可 ・最低容量：0.5万kW	【II -b】 ・発動時間：15分以内 ・周波数制御機能（GF・LFC）なし ・専用線オンラインで指令・制御可※ ・最低容量：0.5万kW	【II'】 ・発動時間：45分以内 ・周波数制御機能（GF・LFC）なし ・簡易指令システムで指令 ・最低容量：0.1万kW

【I -a (GF機能)】

- ・発動時間：〇〇
- ・周波数制御機能（GF）あり
- ・自端制御

【I -a (LFC機能)】

- ・発動時間：〇〇
- ・周波数制御機能（LFC）あり
- ・専用線オンラインで指令・制御可

※

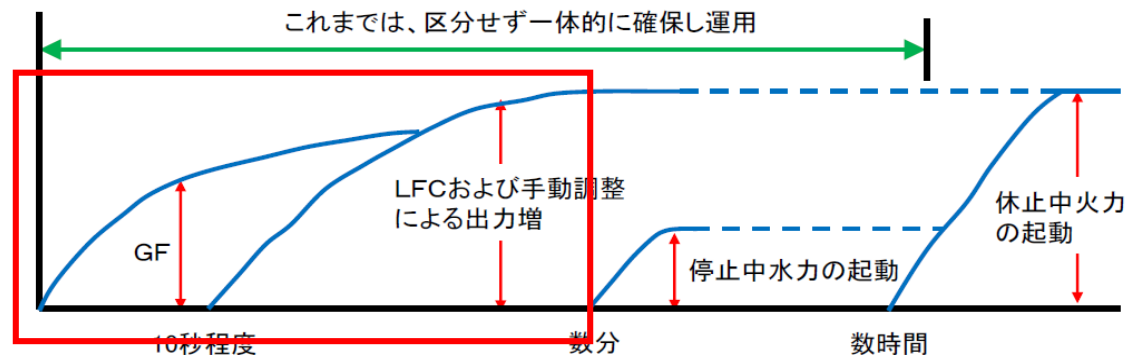
※事務局にて作成
要件の詳細につい
ては、今後検討

- 周波数変動を検出してGF機能で発電機出力を増出力し、周波数低下を一定の範囲内に抑えた後、LFC機能の指令に追従し発電機が応動することにより、周波数を回復させる。

調整力に関する検討の目指す所について

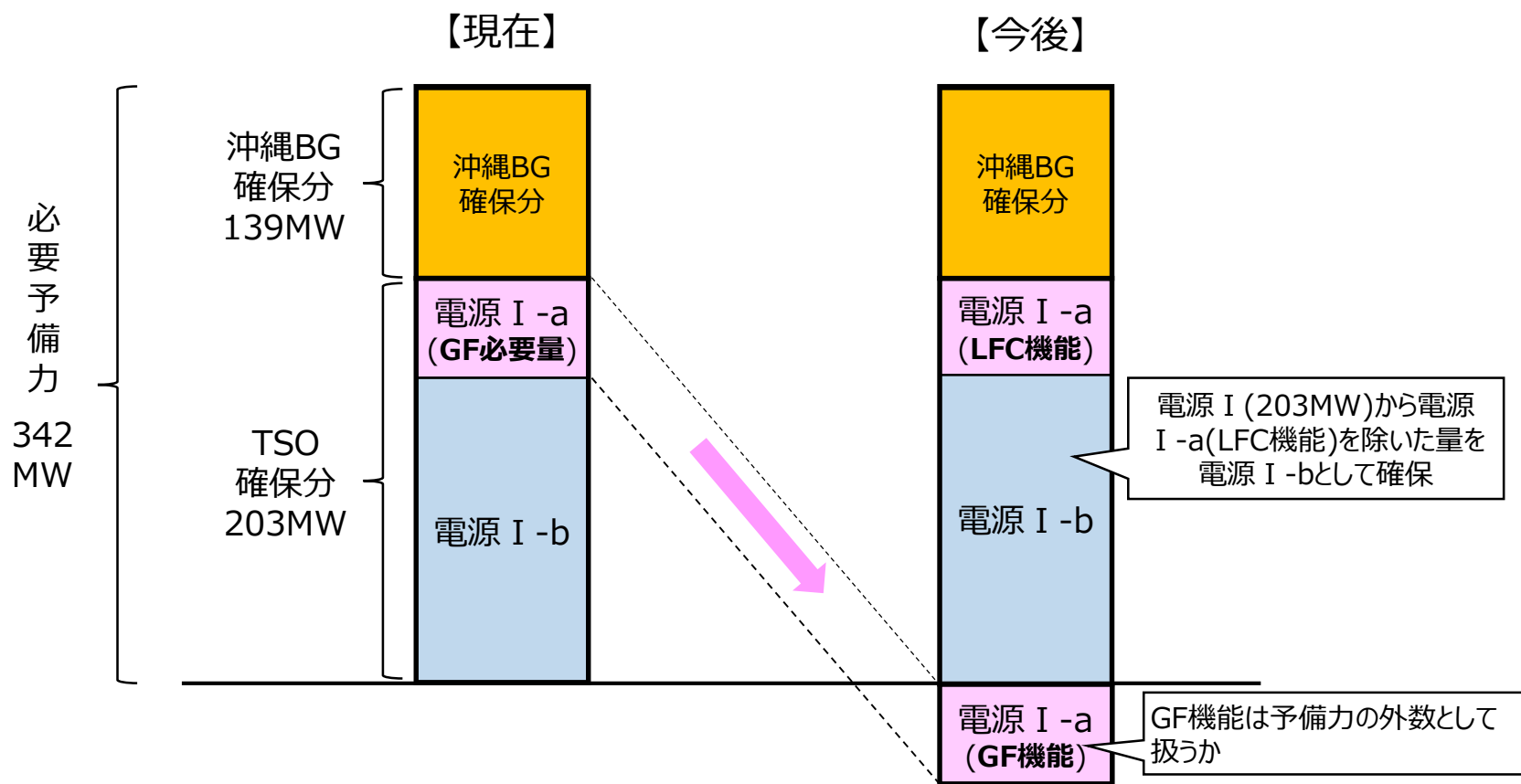
4

- 従来、旧一般電気事業体制のもと、旧一般電気事業者の保有する電源の多く※がGF機能、LFC機能を有し、これらが一体的に活用されてきた。
※第8回制度設計WG資料(H26.9.18)時点では、総発電設備の約58%がGF機能を、約53%がLFC機能を有する(沖縄以外9社)。
- しかし、ライセンス制導入を踏まえた今後の調整力の公募や将来的な調整力調達市場の創設にあたっては、安定供給や品質を確保した中で、公平な参入機会のもと効率的に調整力が確保されるべきであり、そのためには要件や必要量の明確化に取り組んでいく必要がある。
 - 既に調整力の市場調達が行われている欧米各国では、明確に調整力の種別が分かれており、欧州においては、その統一的な考え方について議論が行われている。
 - 日本国内においては、電源以外の資源の活用の観点から、実証事業等が行われているところ。



電気学会技術報告 第869号(2002.3)をもとに事務局にて作成

- 沖縄エリアの必要予備力算定において、GF分を最大出力から控除していることを踏まえると、GF分は予備力として期待せず、電源 I -a（GF機能）は予備力の外数として扱うことも考えられる。
- 予備力の外数として扱った場合、必要な設備量は増加することから、沖縄エリアの運用実態も踏まえ、公募必要量の扱いについて改めて整理した。

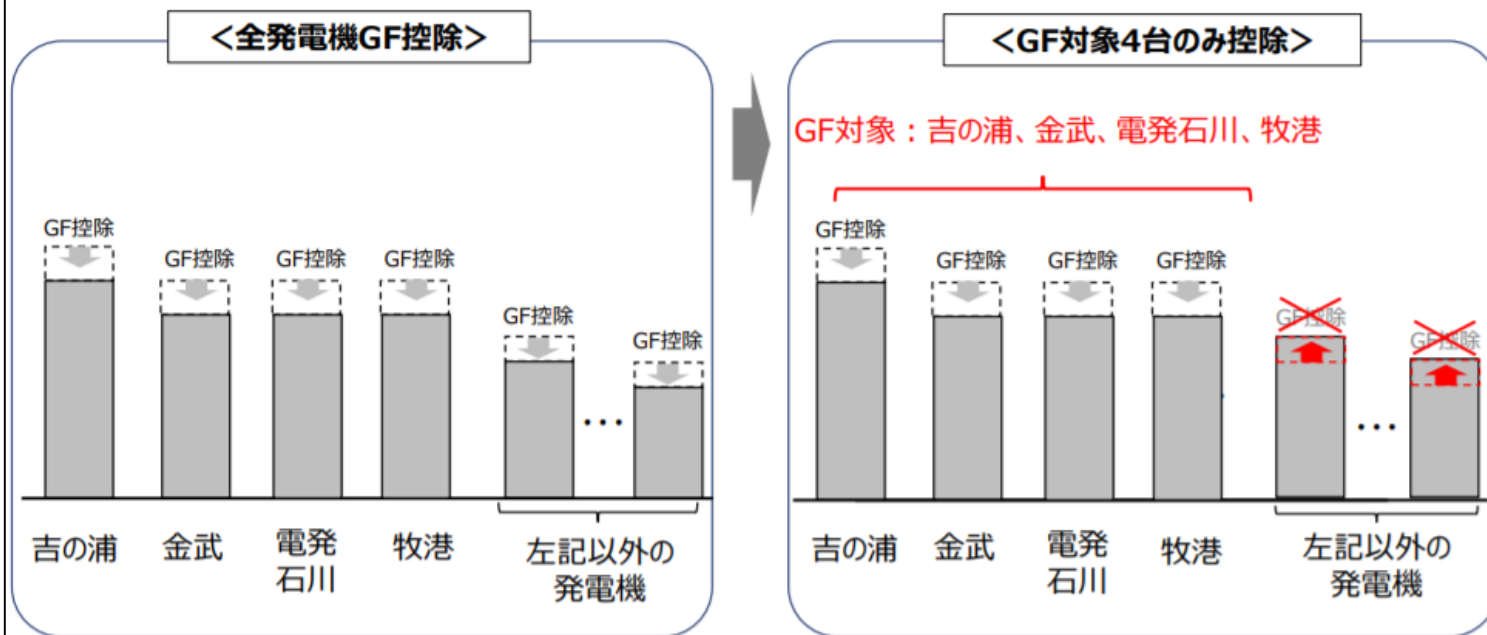


- 供給信頼度評価においては、常時GF 4 台運転の運用開始に伴い、GF対象の4 台についてはGF分を最大出力から控除した上でEUE計算を行い、必要予備力算定を実施している。

必要予備力の再算定（概要）

10

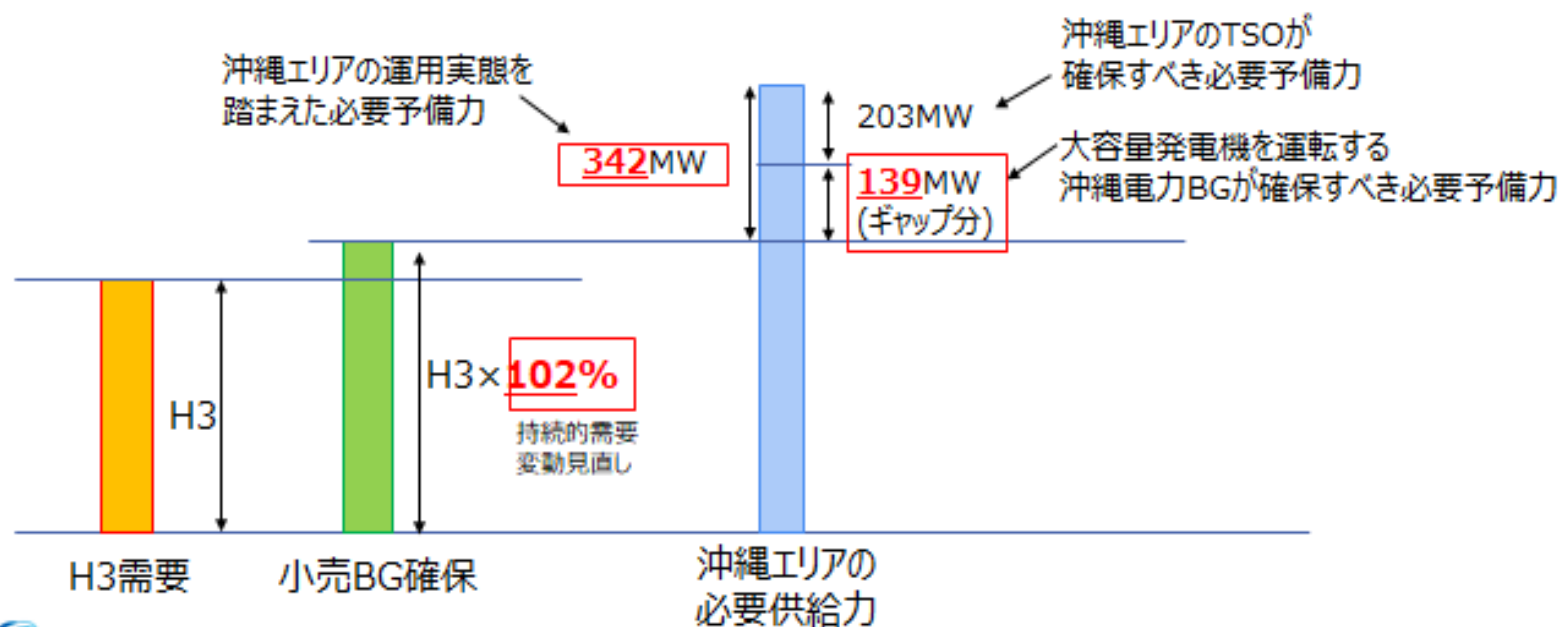
- 常時GF4台運転の運用開始に伴い、供給信頼度評価における発電機のGF分控除の設定をこれまでの全発電機から、GF対象の4台（吉の浦、金武、電発石川、牧港）に見直したうえで、改めて供給信頼度基準(年間EUE：0.498kWh/kW・年)を満たす必要予備力の算定を行うこととする。



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)

23

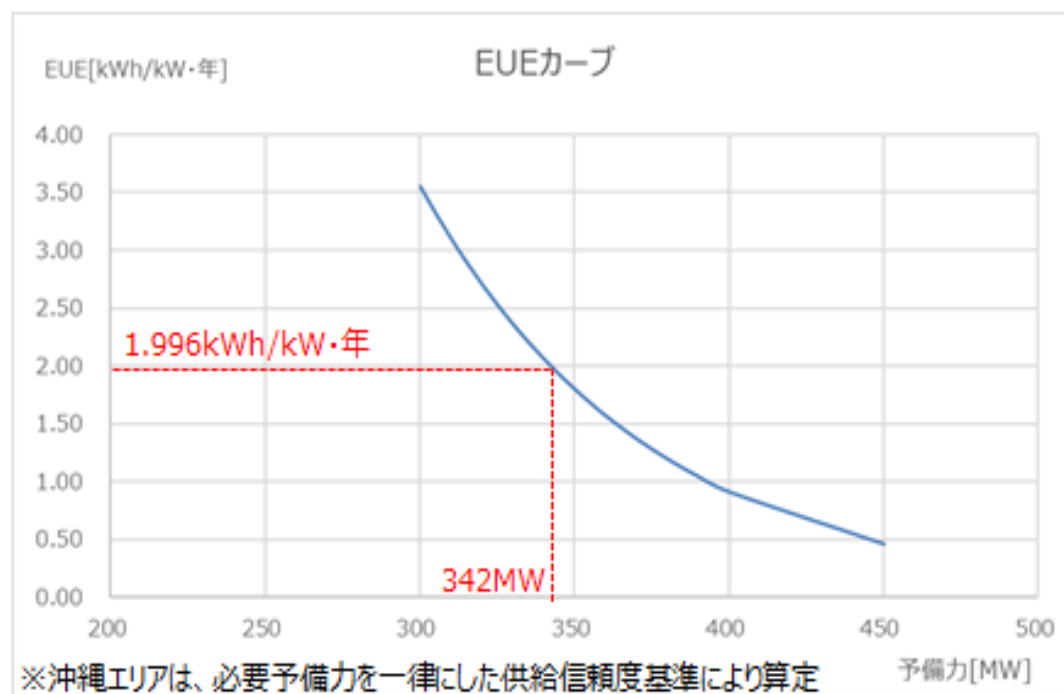
- 今回の見直しにより、沖縄エリアとして確保すべき必要予備力が342MWと算定された。
- 第62回本委員会（2021年6月18日）にて、沖縄エリアとして確保すべき予備力とTSOが確保すべき予備力とのギャップは沖縄電力BGが確保すると整理されている。
- 仮に従来の整理の通り、持続的需要変動は小売電気事業者にて調達するという整理に則ると、沖縄TSOが確保すべき必要予備力は203MW、沖縄電力BGが確保すべき必要予備力は、持続的需要変動の2%に加えて139MWとなる。



沖縄エリアの必要供給予備力の見直し結果

22

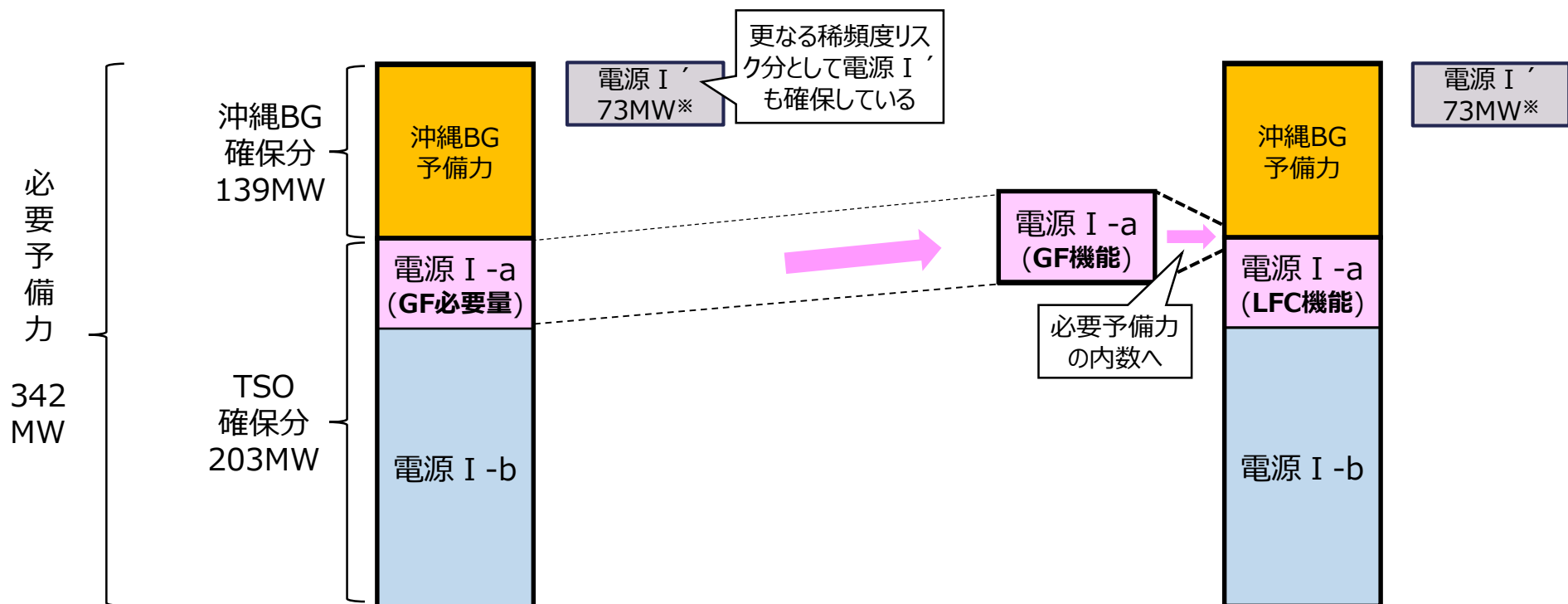
- 今回新たに算定された信頼度基準（年間EUE:1.996kWh/kW・年）を用いて、改めて運用実態を考慮し、**最大発電機出力（最大244MW）からGF対象ユニットのGF分を減少させ、沖縄エリアの必要供給予備力を算定したところ予備力342MW（予備率約25%）と算定された。**



- 沖縄の必要予備力は最大単機容量の電源脱落が考慮されており、加えて更なる稀頻度リスク分として電源 I ' も確保している。
- また、最大単機容量の電源脱落に備えた必要予備力に加え、更なる稀頻度リスク分として電源 I ' も確保しており、需要増加の対応に必要な予備力はこれらに包含されていると言えることから、電源 I -a (GF機能) については、必要予備力の外数にするまでの必要性は無いと考えられる。

【現在】

【今後】



- 第40回本委員会 (2019年6月14日) にて、沖縄エリアの電源 I ' については、アデカシーの観点からも稀頻度リスク分として確保することと整理された。

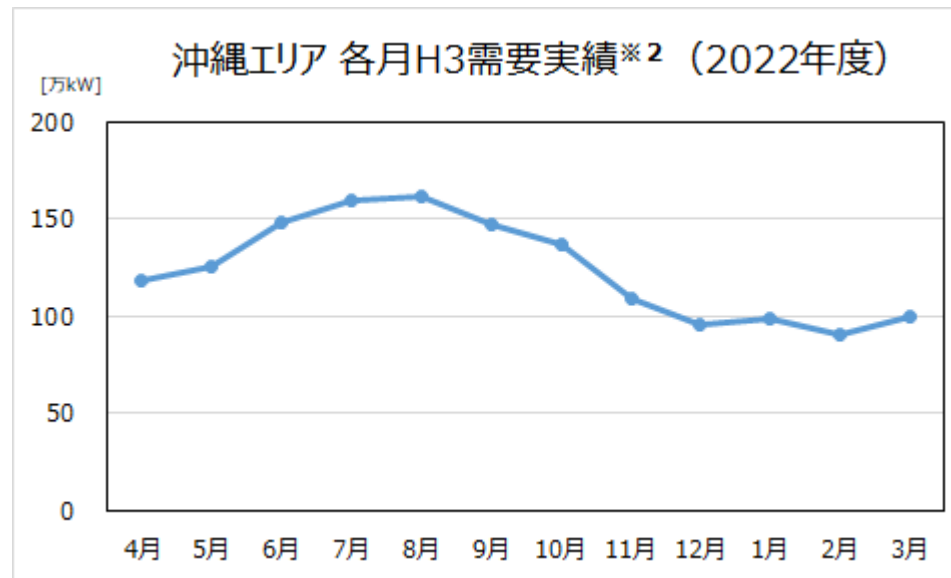
沖縄エリアの電源 I ' 必要量の考え方

132

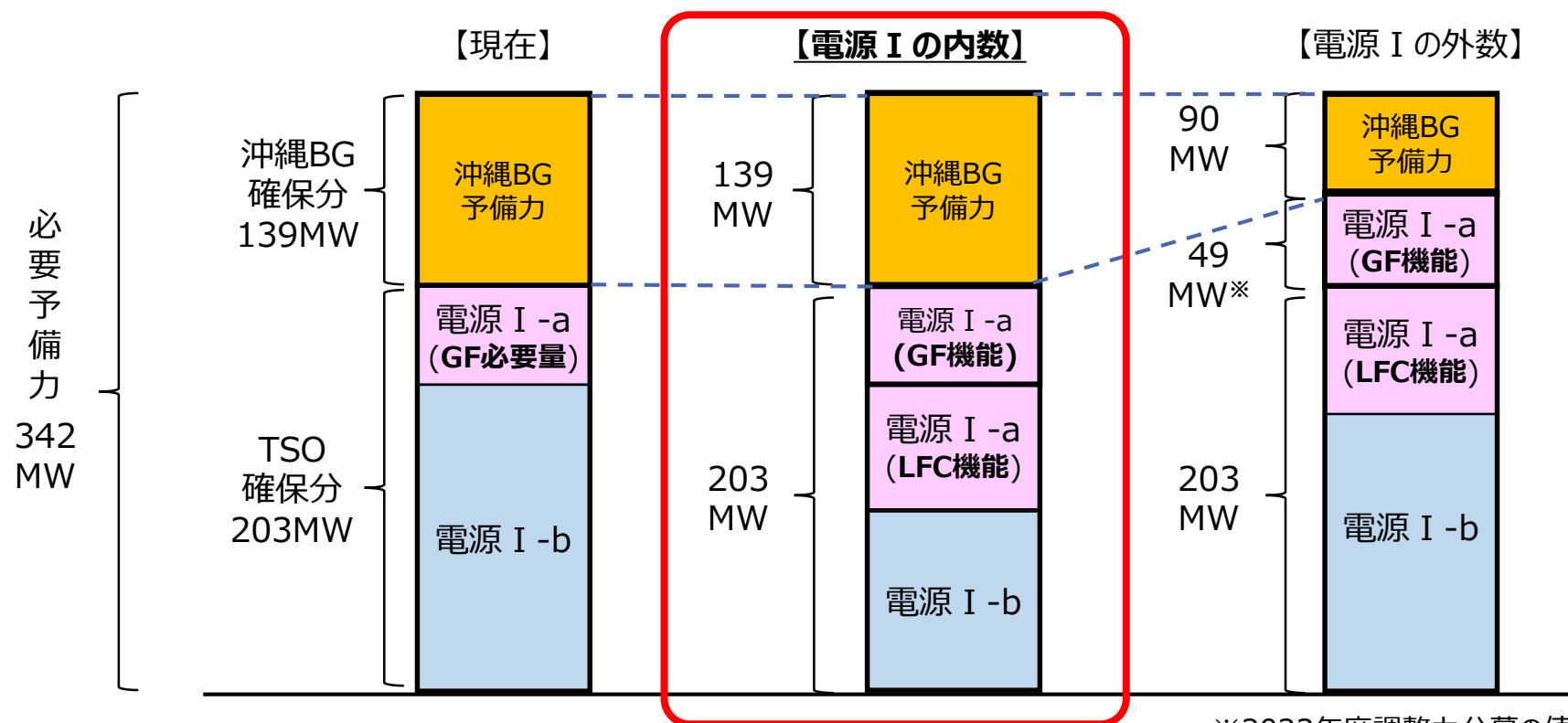
- 電源 I ' 必要量の考え方については、確保目的の見直しにあわせて、以下のとおりとすることでどうか。
- 沖縄エリアは単独系統であることから需要の不等時性は考慮する必要がない (考慮できない) 。他エリアと同様に電源の計画外停止率※を考慮すると、以下のとおりとなる。
※他エリアで考慮する火力電源の計画外停止率2.6%の算定においては、沖縄エリアの電源も含まれている
 - 電源 I ' 必要量
= 厳気象H1需要×103%
- { (H3需要×101% + 電源 I 必要量) × (1 - 計画外停止率) - 稀頻度リスク分}
- 他エリアで考慮している稀頻度リスク分は、N-1事象における供給力低下を全国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。

【沖縄エリア 各月最小予備力※¹（2022年度）】

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
各月最小予備力（MW）	257	272	302	310	300	300	319	294	317	318	313	299
参考 （予備率換算）	34%	29%	25%	25%	21%	23%	40%	33%	35%	38%	38%	39%

※¹ 一般送配電事業者が策定した需給計画（最終計画値）より抜粋※² 広域機関 系統情報サービス（需給実績）より値を参照

- 電源 I -a（GF機能）を沖縄エリア全体の必要予備力の内数として扱う場合、TSOが確保すべき予備力（＝現状の電源 I 必要量）の内数とするか、または外数にするかによっても今後の電源 I 必要量は異なる。
- TSOが確保すべき予備力の外数とした場合は、BGが確保すべき予備力が減少することになるが、大容量発電機の脱落に備えるための予備力については、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が確保するという過去の整理を踏まえると、TSOが確保すべき予備力の内数とすることが適当と考えられる。
- よって、**電源 I 必要量（203MW）は変更せず、電源 I の内訳として電源 I -a（GF機能）と電源 I -a（LFC機能）をそれぞれ確保すること**としてはどうか。



- 必要予備力からTSOが電源Ⅰとして確保する203MWを差引いた残りの予備力については、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が確保することで整理された。

沖縄エリアの必要予備力および電源Ⅰ-a・電源Ⅰ-bの調達量について（まとめ）

20

- 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、電源脱落下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が電源脱落下時に調整力として活用できるように、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。

- LFC必要量を今後も確実に確保するためにも、電源 I -aを細分化し、GF機能とLFC機能それぞれを電源 I として確保することとしてはどうか。
- なお、電源 I 必要量（203MW）は変更せず、電源 I の内訳として電源 I -a（GF機能）と電源 I -a（LFC機能）をそれぞれ確保することでどうか。
- それぞれの調整力公募の詳細な要件については、引き続き沖縄電力にて検討することとし、公募要件も踏まえたそれぞれの必要量については次回以降、改めてご議論いただきたい。

