

# 2022年度向け調整力の公募にかかる 必要量等の考え方について

2021年6月30日

電力広域的運営推進機関

一般送配電事業者による調整力の確保は、原則として、公募等の公平性及び透明性が確保された手続により実施するものとされているが、その公募量については、当機関の検討結果を基本として一般送配電事業者が設定することとされている。本資料は、当機関が設置した中立者を含む委員会「調整力及び需給バランス評価等に関する委員会」（以下、単に「委員会」という。）における議論を踏まえた当機関の検討結果を示すものである。

なお、本資料の内容は2022年度を調整力の提供対象期間として、2021年度に一般送配電事業者が実施する調整力の公募における必要量等の考え方を示したものであり、今後の当機関による検討結果や電力需給の状況等によって、次回以降の公募においては内容が異なり得ることに留意いただきたい。

- 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（2016年10月17日）」（以下、「調達の考え方」）において、「調整力の要件及び要件ごとの必要量については、広域機関による検討の結果を基本として、各一般送配電事業者が適切に設定するもの」とされている。
- 本資料は、ここまでの調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（以下、「調整力等委員会」）にて、議論されてきた内容をとりまとめ、審議いただいた後に、本機関の理事会の決議を経て、要件ごとの必要量の考え方等について、一般送配電事業者に通知するものである。

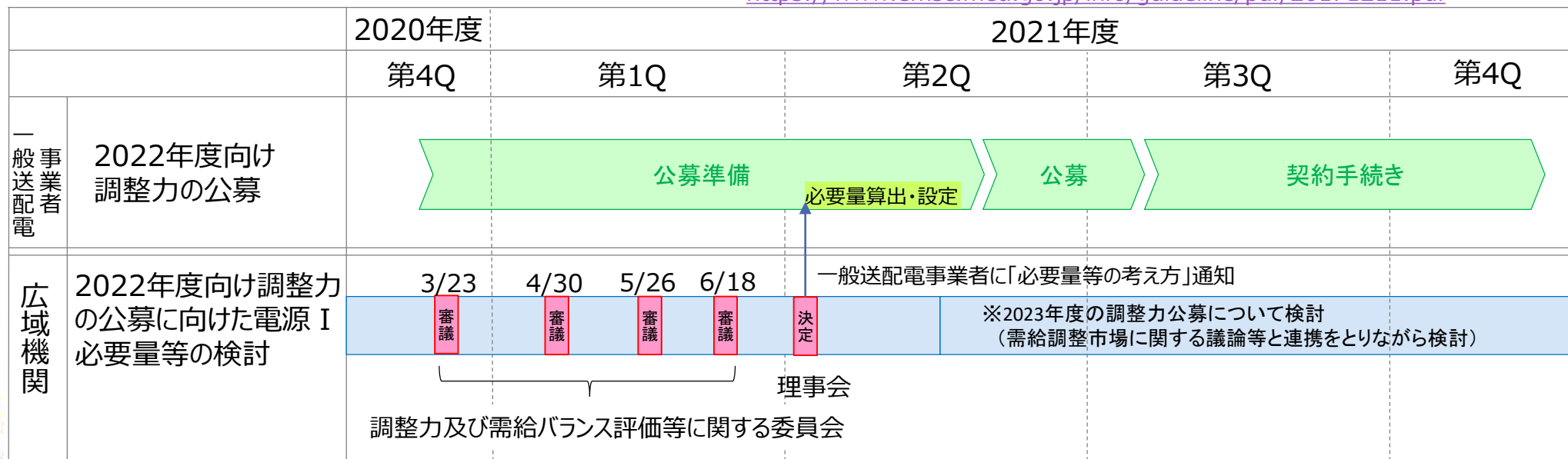
一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る考え方（抜粋）

4. 公募調達実施時

(2) 調整力の要件に関連する事項 ① 調整力の要件（スペック）について

…（前略）…調整力の要件及び要件ごとの必要量については、広域機関による検討の結果を基本として、一般送配電事業者が適切に設定するものである …（後略）…

出所) 「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（2016年10月17日）」  
[https://www.emsc.meti.go.jp/info/guideline/pdf/202171211.pdf](https://www.emsc.meti.go.jp/info/guideline/pdf/20171211.pdf)



## 調整力の区分

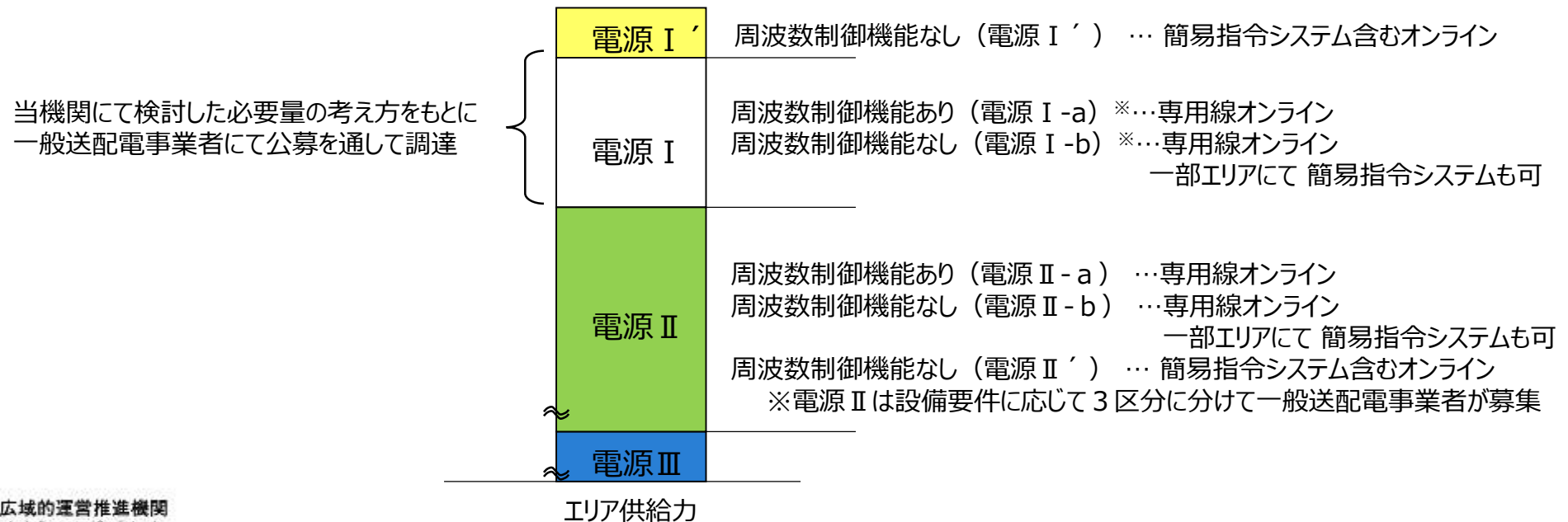
- 国の「一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る考え方（2016年10月17日）」（以下、「調達の考え方」）において、一般送配電事業者による電源等の確保の形態は次の通り区分されている。

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結果を示す。
- さらに、後述（p.4）のとおり、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結果を示す。

※ 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。



## ■ 沖縄以外のエリアの電源 I 必要量は次式による。

<沖縄以外のエリア>

$$\text{電源 I} = \text{周波数制御機能あり調整力 (電源 I - a) 必要量} \\ + \text{周波数制御機能なし調整力 (電源 I - b) 必要量}$$

※電源 I -aと電源 I -bの合計が「最大3日平均電力」の7%を超過する場合は、7%まで確保することし、優先的に電源 I -aを確保する。

※ 「最大3日平均電力」の定義は当機関の需要想定要領によるものとし、上式においては2021年度供給計画の第2年度における想定需要とすることを原則とする。

※ 2022年度供給計画の第1年度における想定需要が著しく増加する場合、最大3日平均電力を2022年度供給計画の第1年度における想定需要に置き換える。

$$\text{電源 I -a} = \text{最大3日平均電力} \times \text{各エリア必要量算出値 (\%)}$$

※各エリア必要量算出値とは2020年度残余需要95%以上のコマにおける、「時間内変動」3σと「30分内残余需要予測誤差」3σと事故時対応調整力の合計を2021年度供給計画の第2年度における最大3日平均電力（離島除き）で除した値。

$$\text{電源 I -b} = \text{三次調整力①相当量} \times \text{調達不足率 (\%)}$$

※需給調整市場の売り応札量が十分に供出されるまでの間の暫定的な対応として、透明性・公平性の観点および需給ひっ迫リスク回避の観点から、三次調整力①の一部の年間調達として、電源 I -bを調達する。

※三次調整力①相当量は2020年度データにおける「残余需要予測誤差30分平均値のコマ間で連続する量」の年間3σ相当値とする。

※調達不足率は、需給調整市場における三次調整力②の取引実績(入札開始至近までの実績) における調達不足率とし、「調達不足量」÷「募集量」にて算出する。

- 沖縄エリアの電源 I 必要量は次式による。

<沖縄エリア>

$$\begin{aligned} \text{電源 I} &= \text{沖縄エリアの供給信頼度基準(年間EUE:0.498kWh/kW・年)を満たす必要予備力} \\ &= 203\text{MW} \end{aligned}$$

※沖縄エリアの供給信頼度基準算出は発電機出力118MWを最大出力として算定した値とする。

- 容量市場が開設されるまでの供給力確保策として、過去10年の中で最も猛暑・厳寒であった年度並みの気象を前提とした需要（厳気象H1需要）において、平均的な電源トラブルやそれを一定程度上回る供給力低下が発生しても、国からの特別な要請に基づく節電に期待する（場合によっては計画停電に至る）といった状況に陥らないようにすることを主な目的とした供給力等として、原則、一般送配電事業者による調整力の調達を通じて確保する※<sup>1</sup>。
- 猛暑時や厳寒時の需要に対する供給力等の不足は1年間の限られた時間に発生すると考えられ、また、天気予報や当日の需要動向によりある程度の予見が可能であると考えられることから、電源 I ' は電源に限らずネガワット等の需要抑制の中でも発動時間が数時間であるものや回数制限があるものも含む手段として、公募のうえ確保する。

※<sup>1</sup> この措置によって猛暑等の発生時の小売電気事業者の供給力確保義務が免除される訳ではないことに留意が必要

- 各エリアの電源 I ' 必要量は次式による。

## <沖縄以外のエリア>

$$\text{電源 I '} = \text{最大3日平均電力} \times 3\%$$

## <沖縄エリア>

$$\begin{aligned} \text{電源 I '} &= \text{最大3日平均電力} \times 5.2\% \\ &= 70\text{MW} \end{aligned}$$

- ※ 「最大3日平均電力」の定義は当機関の需要想定要領によるものとし、上式においては2021年度供給計画の第2年度における想定需要とすることを原則とする。
- ※ 2022年度供給計画の第1年度における想定需要が著しく増加する場合、最大3日平均電力を2022年度供給計画の第1年度における想定需要に置き換える。
- ※ 次年度に電源 I または電源 II として契約される蓋然性の高い電源において、火力電源の過負荷運転等による増出力運転分が期待できる場合においては、電源 I ' の募集量から控除できる。

※ 算定においては、離島分を除いて算定する

■ 昨冬(2020年度冬季)のkWh不足を踏まえ、電源 I および電源 I'において、その提供者に対し、長時間(24時間以上6日程度)の継続時間について可能な範囲で協力依頼を行うこととする。

実施方法案	案A 可能な範囲の協力依頼	案B 公募の追加オプション	案C 公募の新たな商品 (電源 I'の機能追加)	案D 公募の新たな商品 (kWh対応特化商品)
概要	電源 I'の契約交渉において、kWh不足対応への可能な範囲での協力を依頼する(公募要綱に記載)	電源 I'公募において長時間の継続時間の対応を追加オプションとし、落札時の評価点に加算する	電源 I'の要件を一部見直した新たな商品(例えば、電源 I'-xなど)として必要量を調達する	これまでのkWを調達していた調整力公募に対し、kWh対応に特化した新たな商品として必要量を調達する
メリット	<ul style="list-style-type: none"> <li>調整力費用が殆ど増加しない</li> <li>一送が調達する調整力は増加しない(小売の供給力確保への影響は小さい)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>電源 I'のkW対応にkWh不足対応を加えた調整力を調達することができる</li> <li>一送が調達する調整力は増加しない(小売の供給力確保への影響は小さい)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>電源 I'のkW対応にkWh不足対応を加えた調整力を調達することができる</li> <li>一送が調達する調整力は増加しない(小売の供給力確保への影響は小さい)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>kWh対応という目的のみに沿った調整力を調達することができる</li> <li>これまで電源 I'に参画していなかった新たなリソースを発掘できる可能性がある</li> </ul>
デメリット	<ul style="list-style-type: none"> <li>需給ひっ迫時のリスク対応としての蓋然性が低い</li> <li>→kWhモニタリングなどの新たな取り組みにより需給ひっ迫リスクが軽減される効果が得られることも考えられるか</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>追加オプションに係る落札状況が分かりにくい(需要家にメリットが伝わりにくい)</li> <li>評価点の大小が事業者のインセンティブに影響する</li> <li>調整力費用が増加する(評価点の影響を受ける)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>電源 I'に参画する事業者に限定した商品(寡占市場)となることから約定価格が高額となる可能性がある(調整力費用が増加する)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>電源 I'と同一リソースであることを許容しない場合、一送が調達する調整力が増加することとなる(小売の供給力確保への影響の可能性あり)</li> <li>事業者の受容性が不明(状況によっては寡占市場となり、調整力費用が増加)</li> </ul>



## 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会における議論資料

調整力及び需給バランス評価等に関する委員会における配布資料および議事録は当機関ウェブサイトに掲示しています。

<https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/index.html>

※今回追加分も含む

# 電源 I 必要量の考え方について

# 2022年度向け調整力公募に係る状況変化

- 一般送配電事業者が、調整力をより効率的に調達・運用するための需給調整市場において、**三次調整力②は2021年度から、三次調整力①は2022年度から広域調達・広域運用が行われる** 予定である。
- したがって、2022年度においては、需給調整市場で調達される**三次調整力①②以外の調整力は、電源Ⅰ、電源Ⅰ'、電源Ⅱを公募にて確保し、運用していく**必要がある。
- 今回、**2022年度向け調整力公募の検討の方向性について整理**したため、ご議論いただきたい。



# 電源 I -aの必要量の考え方

第61回委員会 資料5

- これまで、電源 I -aの必要量の考え方としては、周波数制御機能を有する調整力にて対応すべき、「事故時対応」、「時間内変動対応」、「30分内残余需要予測誤差対応」のそれぞれの調整力の必要量を算定し、その合計値を算定してきた。
- 2022年度向け調整力公募においても、これまでと同様に、電源 I -aの必要量を算定した。

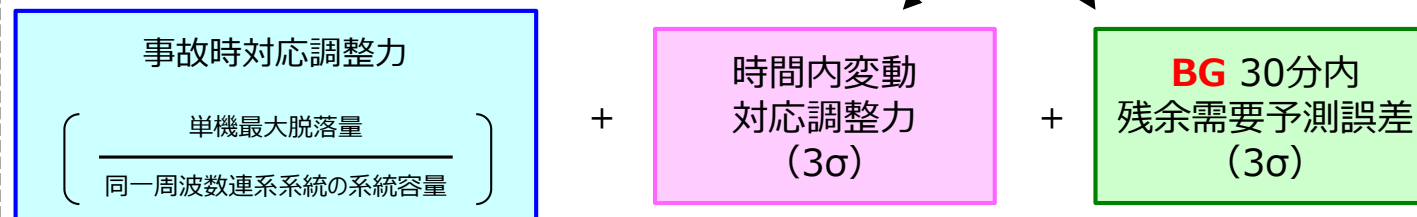
## (参考) 2019年度年間データに基づく必要量試算と2021年度募集量の考え方

- 2019年度データを用いて電源 I -a必要量を算出。なお、昨年度から計算方法は変更無し。
- 今年度より電源 I 必要量算出方法に合わせ、需要想定にBG計画を使用。

① 2019年度データ（需要想定・需要実績・再エネ想定・再エネ推定実績）に更新

### 電源 I -aの算出方法

(残余需要ピーク95%以上の30分コマを対象)



② 系統容量を2020年度供給計画の当該年度見通し（離島を除く）に更新

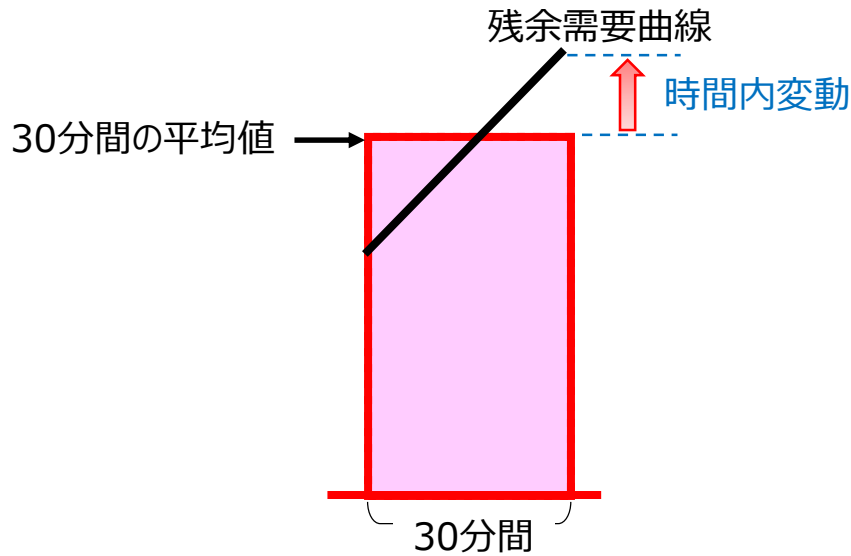
50Hz地域の電源脱落時の必要量を1.45%から**1.42%**に更新  
60Hz地域の電源脱落時の必要量を1.38%から**1.37%**に更新

(参考) 電源 I-a 必要量の算定諸元

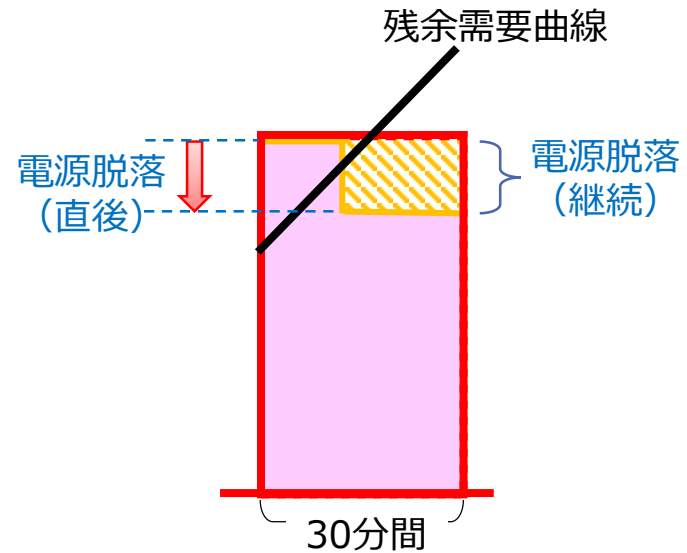
～「時間内変動対応」、「事故時対応」の必要調整力算定イメージ～

- 「時間内変動対応」に必要な調整力は、計画値同時同量の単位となる30分の時間幅(30分コマ)において、残余需要曲線(1分値)と30分間の平均値との差分により算定する。
- 「事故時対応」に必要な調整力は、電源脱落が発生した直後とその後継続する供給力不足対応のため、最大単機の容量から算定する。
- なお、「需要変動」と「再エネ出力変動」は「残余需要の時間内変動」として合成して分析する。

時間内変動  
(残余需要の時間内変動)



事故時対応  
(電源脱落直後・継続)



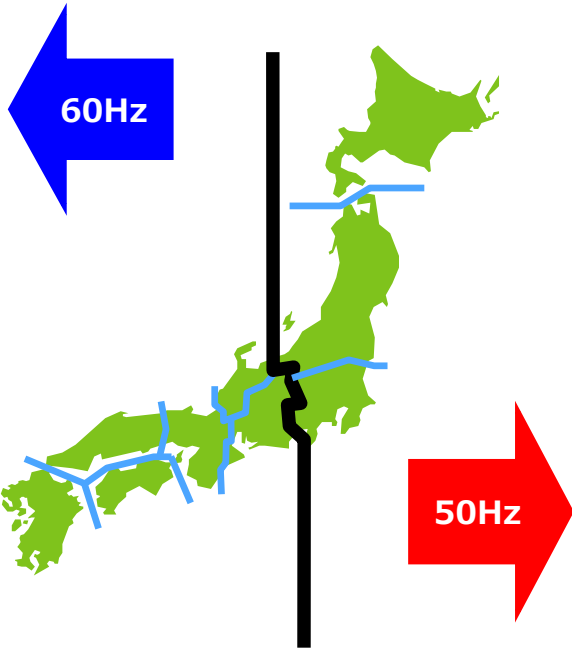
(参考) 電源 I-a必要量の算定諸元  
～「事故時対応」の必要調整力の算出～

- 事故時における電源脱落に対応する量は、各エリアで分担することができるため、50Hz及び60Hz毎の同一周波数連系系統の単機最大ユニット容量を同一周波数連系系統の各エリアの系統容量※をもとに按分した量とする。

同一周波数系統における単機最大ユニット容量（2021年度供給計画（第2年度）で計上されたユニットでの試算例

**【60Hz地域】**  
 系統容量：8,738万kW  
 単機最大ユニット容量：118万8千kW  
 系統容量に占める割合：1.36 %

60Hz地域	単機最大ユニット容量
中部エリア	118万8千kW
北陸エリア	70万kW
関西エリア	118万kW
中国エリア	100万kW
四国エリア	105万kW
九州エリア	118万kW



50Hz地域	単機最大ユニット容量
北海道エリア	70万kW
東北エリア	100万kW
東京エリア	100万kW

**【50Hz地域】** ※1  
 系統容量：7,098万9千kW  
 単機最大ユニット容量：100万kW  
 系統容量に占める割合：1.41 %

系統容量は2021年度供給計画における当該年度見通しより

電源脱落の試算においては  
2021年度供給計画の当該年度見通しより

※1：北海道本州間連系設備は、緊急時AFC等を考慮

出所) 第7回 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2016.9.26） 資料2をもとに作成  
[http://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2016/chousei\\_jukyuu\\_07\\_haifu.html](http://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2016/chousei_jukyuu_07_haifu.html)

(参考) 電源 I - a 必要量の算定諸元

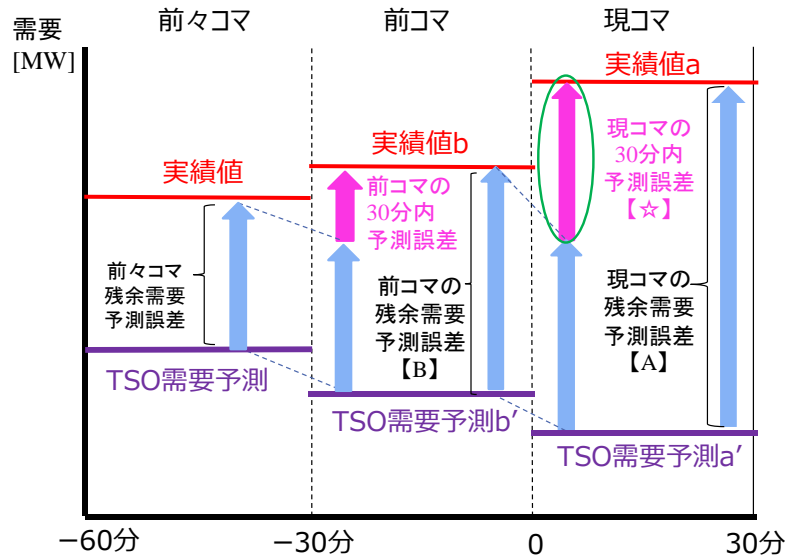
～ 「30分内残余需要予測誤差対応」 の必要調整力算定イメージ～

- 30分コマ内で発生する予測誤差（30分内残余需要予測誤差）は、30分コマの中でいつどのように発生するか予測できないため、周波数制御機能を有する調整力で対応する。（30分内残余需要予測誤差対応）
- したがって、「30分内残余需要予測誤差対応」の調整力必要量は、該当の現30分コマの予測誤差からその前の30分コマにおける予測誤差を減算することを基本として算定する。なお、前の30分コマの予測誤差が負の値の場合は、減算せず、該当の現30分コマの予測誤差の値をそのまま30分内残余需要予測誤差として算定する。

【電源 I - a の30分内残余需要予測誤差算定イメージ】

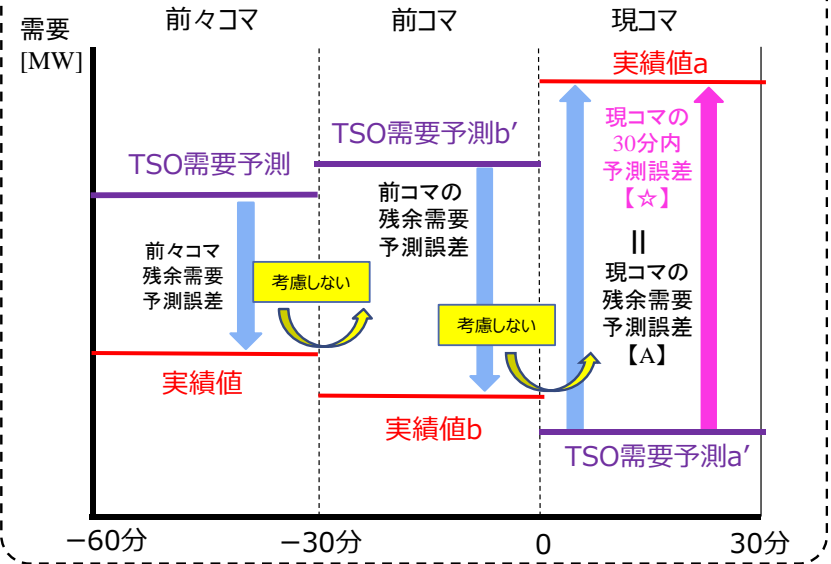
TSO 30分内残余需要予測誤差【☆】

$$\begin{aligned}
 &= (\text{現コマ実績}a - \text{前コマ実績}b) - (\text{現コマ予測}a' - \text{前コマ予測}b') \\
 &= (\text{現コマ実績}a - \text{現コマ予測}a') - (\text{前コマ実績}b - \text{前コマ予測}b') \\
 &= (\text{現コマ予測誤差}A) - (\text{前コマ予測誤差}B)
 \end{aligned}$$



左記の計算式を基本として、  
**仮に前コマ予測誤差がマイナスの場合**  
**（下げ調整力を発動していた場合）**

$$\begin{aligned}
 \text{TSO 30分内残余需要予測誤差【☆】} \\
 &= (\text{現コマ実績}a - \text{現コマ予測}a') \\
 &= (\text{現コマ予測誤差}A)
 \end{aligned}$$



## 2022年度向け調整力公募における電源 I -a必要量算定結果

第61回委員会 資料5

- 前述のとおり、今年度の電源 I -aの必要量を算定した結果、各エリアの必要量は5.7%～9.5%の範囲となった。
- 多数のエリアにおいて、昨年度と比較し、数値(電源 I -a必要量)が大きくなっている。これは、冬季需給ひっ迫時における小売電気事業者の30分内残余需要予測誤差が大きかったことによるものと推定される。

※ 2021年度供給計画第2年度のH3需要(離島除き) に対する%値

各エリア必要量 [%]※		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
内訳	事故時対応	1.41			1.36						—
	時間内変動 (3σ)	2.54	2.36	1.99	2.22	2.76	1.87	3.39	2.26	2.25	2.93
	30分内残余需要 予測誤差 (3σ)	4.43	3.99	3.58	3.99	3.80	2.46	4.74	5.58	3.70	6.35
合計		8.4	7.8	7.0	7.6	8.0	5.7	9.5	9.3	7.4	9.3

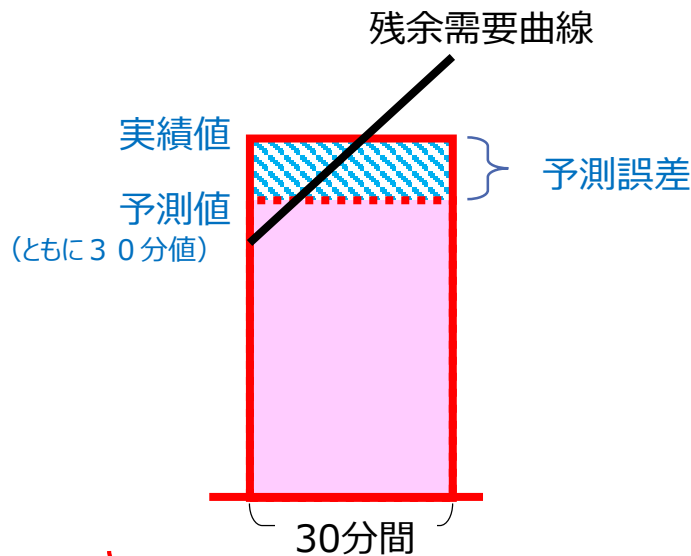


# 昨冬(2020年度冬季)の需給ひっ迫が調整力必要量の検討へ与える影響について

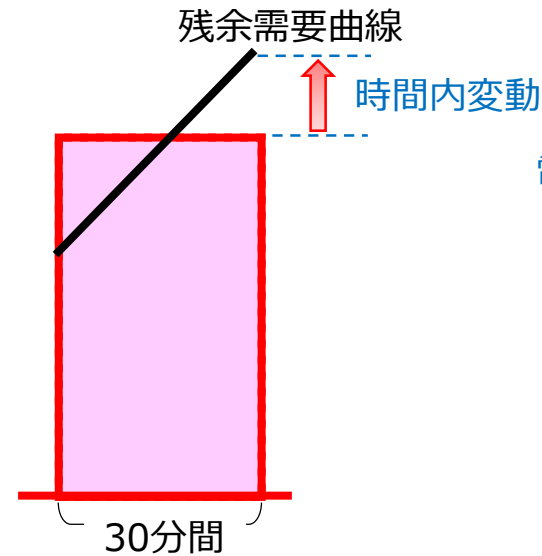
第62回委員会 資料5

- 調整力の必要量の算定における昨冬(2020年度冬季)の需給ひっ迫の影響について整理を行った。
- 電源 I 必要量検討における各諸元データは、以下のとおり、需要予測値データ、需要実績データ、最大単機容量データをもとに算定している。
  - 30分内残余需要予測誤差データは、需要予測値と需要実績値をもとに算定
  - 時間内変動データは、需要実績値をもとに算定
  - 電源脱落データは、50Hzエリア・60Hzエリアそれぞれの最大単機容量をもとに算定
- 昨冬(2020年度冬季)の需給ひっ迫については、断続的な寒波による電力需要の大幅な増加とLNG供給設備のトラブル等に起因したLNG在庫減少によるLNG火力の稼働抑制が主要因であり、これらの事象は、需要予測誤差データや時間内変動データとは直接的な関係がないため、昨冬(2020年度冬季)の需給ひっ迫については調整力の必要量の算定に影響がないと考えられる。

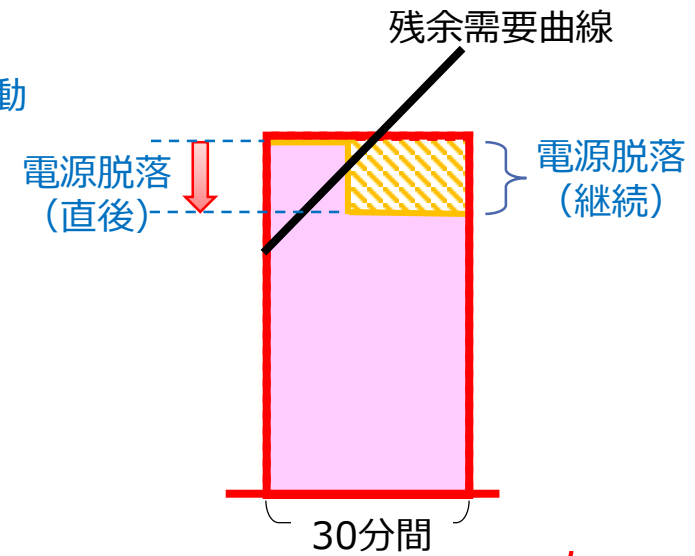
残余需要の予測誤差



残余需要の時間内変動



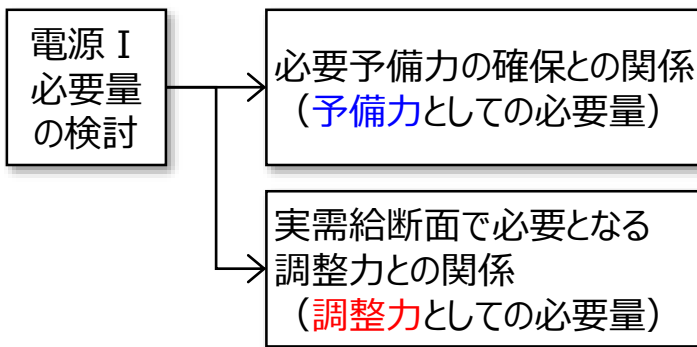
電源脱落 (直後・継続)



需給ひっ迫については調整力の必要量の算定に影響がないと考えられる

# 電源 I -bの扱いについて

- 第59回本委員会(2021年3月23日)において、2022年度向け調整力公募において、電源 I -bの扱いは、供給信頼度評価結果において供給信頼度を満たさない場合に検討することとしていた。そして、前回本委員会(2021年4月30日)において、その後の需給バランスの変化を踏まえ、電源入札等の検討開始の可否を議論いただいた。また、今年度4月以降は需給調整市場の三次調整力②の取引が開始され、その取引結果が確認されているところ。
- 以上のことから、今回、その後の供給信頼度評価の状況および需給調整市場取引の状況を踏まえて、電源 I -bの扱いについて、あらためて、「予備力」の観点および「調整力」の観点それぞれから検討を行った。

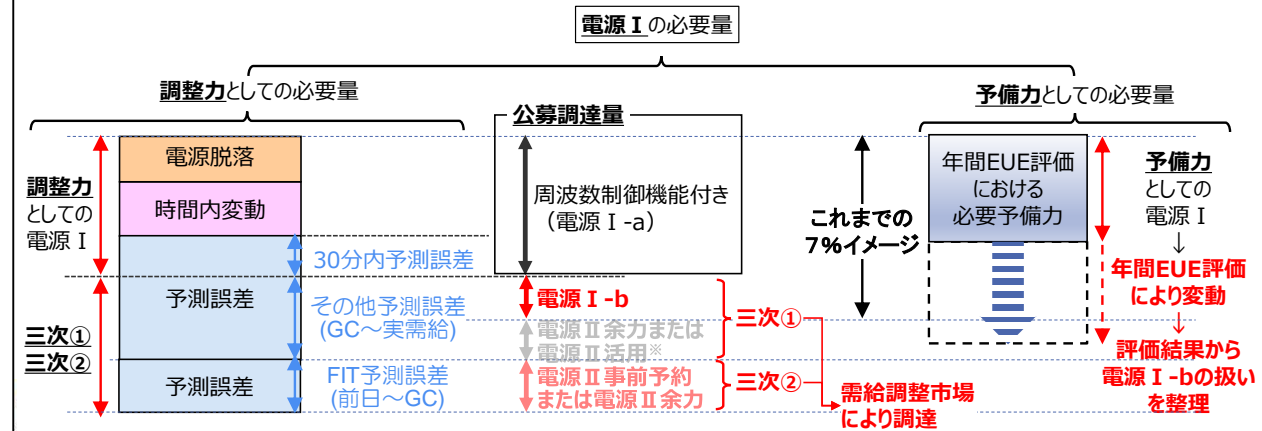


出所) 第30回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2018年7月4日)資料3修正  
[https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2018/chousei\\_jukyu\\_30\\_haifu.html](https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2018/chousei_jukyu_30_haifu.html)

## 2022年度向け調整力公募に向けた電源 I -bの必要量の検討の方向性 13

- 電源 I -bの必要量について、予備力および調整力としての観点から、以下のとおり整理できると考えるがどうか。
  - **予備力としての観点から**は、供給信頼度評価が予備率(7%)評価から、年間EUE評価に変更となり、その評価結果において、仮に**供給信頼度を満たすのであれば**、これまでの**予備力としての電源 I (電源 I -aと電源 I -bの合計)7%を確保することは必ずしも必要ということにはならない**ということとなる。(供給信頼度を満たさない場合の扱いは別途検討する。)
  - **調整力としての観点から**は、2022年度より需給調整市場の三次調整力①の取引が開始されることから、これまで**電源 I -bおよび電源 II 活用により対応していた「予測誤差」は、三次調整力①の調達により対応することとなる。**
- **以上のことから、2022年度向けの調整力公募では電源 I -aを調達することを基本に検討を進めることとし、電源 I -bの扱いは、供給信頼度評価結果において供給信頼度を満たさない場合に検討することとしてはどうか。**

※その他予測誤差対応としての燃料制約発生時の電源 II 活用については次ページにて補足



出所) 第59回 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2020年3月23日) 資料6 赤枠追記  
[https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2020/2020\\_chousei\\_jukyu\\_59\\_haifu.html](https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2020/2020_chousei_jukyu_59_haifu.html)

## 予備力の観点からの電源 I -b必要量検討 ～電源 I -bによる対応策について～

第61回委員会 資料5

- 仮に供給信頼度を満たさず供給力不足が生じていることに対して、電源 I -bにより、調整力(予備力)を確保した場合、一般送配電事業者の専有電源(調整力)として確保することとなる。
- この場合、調整力を含めた供給力は増加し、安定供給を維持できるものの、一般送配電事業者の専有電源である電源 I -bは、小売電気事業者の供給力として活用できず、結果として小売電気事業者の需給バランスは不足インバランスとなり、一般送配電事業者が電源 I -b等を活用して不足インバランスを補給することとなる可能性がある。
- これに対して、第60回本委員会(2021年4月30日)では、**2021年度冬季に向けた電源入札等の検討においては、今冬の需給ひっ迫のようなkWh面でのひっ迫やスポット価格の高騰を考慮し、一般送配電事業者が専有する調整力の調達ではなく、卸市場等でkWhの取引可能となる供給力を調達する方向で検討を進める**こととしている。
- 同様な考え方から、2022年度の供給力不足への対応策においても、一般送配電事業者の専有電源となる「**電源 I -b**」の調整力の調達による対応ではなく、**電源入札等や公募（詳細は別途検討）の供給力の調達により対応することと考えられるかどうか。**

### 2021年度冬季を対象とした電源入札等の検討開始における「募集電源の使い方」について

#### <募集電源の使い方>

- 応札する電源の種類・出力によっては、H1の調整力としてだけでなく、供給力として期待できる場合も想定される。供給力として期待できる電源を募集対象とする場合には、今冬の需給ひっ迫のようなkWh面でのひっ迫やスポット価格の高騰を考慮し、**一般送配電事業者が占有するのではなく落札した電源が卸市場等でkWhの取引可能となる制度**としてはどうか。

## 調整力の観点からの電源 I -b 必要量検討

～2022年度より取引開始となる三次調整力①の調達不足リスクについて～

第61回委員会 資料5

- 三次調整力①の必要量は、平常時対応分の「残余需要予測誤差30分平均値のコマ間で連続する量」の3σ相当値と、事故時対応分の電源脱落分の合計値としている。（後述の参考スライドを参照）
- 前述の三次調整力①の調達不足リスクに対しては、2022年度は電源 I -aを確保していることから、事故時対応分の電源脱落分は電源 I -aにて対応可能であり、平常時対応分の「残余需要予測誤差30分平均値のコマ間で連続する量」の3σ相当値が調達不足リスクの対象と考えられる。
- そして、上記に**至近(2021年4月1日～30日)の三次調整力②の取引実績(調達不足実績)を踏まえた、三次調整力①の調達不足リスク量としては、下表のとおり、各エリア0.1～2.6%程度となると推測される**がどうか。

三次調整力①相当量について（年間3σにて試算※1）

各エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
必要量[MW]	536	1,418	4,083	2,106	368	2,097	853	675	1,902
必要量[%]※2	10.8%	10.5%	7.7%	8.5%	7.4%	7.7%	8.3%	13.7%	12.6%

市場調達不足リスク（=三次調整力①必要量×調達不足率）

三次調整力①調達不足リスク量について

各エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
調達不足率※3	3%	24%※4	3%	30%	21%	6%	7%	1%	1%
調達不足リスク量[MW]	16	340	122	632	77	126	60	7	19
調達不足リスク量[%]※2	0.3%	2.5%	0.2%	2.6%	1.6%	0.5%	0.6%	0.1%	0.1%

※1 2020年度実績データより調達不足リスク量を算定するために今回試算したものであり、三次調整力①の需給調整市場の各月各時間帯の調達量については、引き続き需給調整市場検討小委員会にて議論いただく予定

※2 2021年度供給計画第2年度のH3需要(離島除き)に対する%値

※3 2021年4月1日～30日の三次調整力②の取引実績

※4 福島県沖地震(2/13)により、複数の電源が計画外停止したことも影響

## 調整力の観点からの電源 I -b 必要量検討

～暫定的な三次調整力①の調達不足リスク対応としての電源 I -bの調達について～

第61回委員会 資料5

- 前述のとおり、至近(2021年4月1日～30日)の三次調整力②の取引実績(調達不足実績)から、各エリアの三次調整力①の調達不足リスク量を、0.1～2.6%程度と算出した。これに対して、需給調整市場の売り応札量が十分に供出されるまでの間の暫定的な対応として、透明性・公平性の観点および需給ひっ迫リスク回避の観点から、三次調整力①の一部の年間調達として、電源 I -bを調達するということが考えられる\*。
- なお、このリスク量については、今後の三次調整力②の取引状況、調達量不足の改善策の実施状況等を踏まえて、分析を継続する必要があるものの、2022年度向け調整力公募のスケジュール(7月より募集要綱(案)の意見募集(RFC)を実施し、9月より公募の応札を開始する予定)を踏まえ、現時点で、一定程度の見通しを確認しておくこととする。

\* 電源 I -bは三次調整力①の調達不足リスク対応として調達するものであり、これまで第6回需給調整市場検討小委員会(2018年10月9日)等にて議論していた2022年度の電源 I -bの調達内容とは異なる。

## 三次調整力①調達不足リスク量について

※ 2021年度供給計画第2年度のH3需要(離島除き) に対する%値

各エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
調達不足率	3%	24%	3%	30%	21%	6%	7%	1%	1%
調達不足リスク量[MW]	16	340	122	632	77	126	60	7	19
調達不足リスク量[%]*	0.3%	2.5%	0.2%	2.6%	1.6%	0.5%	0.6%	0.1%	0.1%

**電源 I -bの必要量 (= 調達不足リスク量)**

## 電源 I -b必要量について

※ 2021年度供給計画第2年度のH3需要(離島除き) に対する%値

各エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
電源 I -b必要量[%]*	0.3%	2.5%	0.2%	2.6%	1.6%	0.5%	0.6%	0.1%	0.1%

## 2022年度向け調整力公募における電源 I 募集量について

第61回委員会 資料5

- 前述のとおり、今回、電源 I -aと電源 I -bの必要量をそれぞれ検討した。そして、その合計の電源 I の必要量は、関西エリア以外は、これまで一般送配電事業者が調整力公募により調達していた電源 I の量の7%を上回っている。
- これに対して、一般送配電事業者が年間通して専有する電源 I の量をこれまでの7%よりも多く調達することは、小売電気事業者が活用できる供給力を減少させる可能性があり、慎重に考える必要があるのではないかと。
- また、これまで電源 I の量を最大7%としていたが、実運用においては、上げ調整力が不足するといった状況に陥っていないことから、小売電気事業者と一般送配電事業者間で電源 II を適切に共用することで、H3需要の7%を超えるような変動があっても、電源 II 余力が十分に活用できていると考えられる。そして、需給調整市場の調達不足発生時は、透明性・公平性の観点の課題はあるものの、電源 II 余力から追加調達しているところ。
- したがって、2022年度向け調整力公募における電源 I 募集量は、これまで同様に最大で7%とし、引き続き、三次調整力①・三次調整力②の売り応札量不足を解消できるように継続検討することとしてはどうか※1。

※1 沖縄エリアは別途整理

※2 2021年度供給計画第2年度のH3需要(離島除き) に対する%値

## 電源 I 必要量について

各エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
電源 I -a必要量[%]※2	8.4%	7.8%	7.0%	7.6%	8.0%	5.7%	9.5%	9.3%	7.4%
電源 I -b必要量[%]※2	0.3%	2.5%	0.2%	2.6%	1.6%	0.5%	0.6%	0.1%	0.1%
電源 I 必要量[%]※2	8.7%	10.3%	7.2%	10.2%	9.6%	6.2%	10.1%	9.4%	7.5%

## 電源 I 募集量 最大7%

## 電源 I 募集量について

各エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
電源 I -a募集量[%]※2	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	5.7%	7.0%	7.0%	7.0%
電源 I -b募集量[%]※2	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.5%	0.0%	0.0%	0.0%
電源 I 募集量[%]※2	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	6.2%	7.0%	7.0%	7.0%

## (参考) 電源 I -bと三次調整力①の主要要件項目について

第62回委員会 資料5

- 電源 I -bと三次調整力①の主要要件は下表のとおり、応動時間がともに15分であることから、2022年度から取引開始となる週間の需給調整市場における三次調整力①の調達不足リスク対応として、三次調整力①の一部を電源 I -bとして年間公募する。

項目	三次調整力①	電源 I -b (関西エリアの例)
継続時間	3時間	8時間
発電機起動権	無	無 (電源 II 契約で有)
三次①応札	応札する	応札しない
停止調整	無 (落札後、計画外 停止時は代替拠出)	50日まで可 (代替電源供出対応可)
アセスメント	<ul style="list-style-type: none"> <li>・<math>\Delta</math>kW供出可否確認</li> <li>・指令応動実績確認</li> </ul>	TSOが求める場合実施。 <ul style="list-style-type: none"> <li>・EDC機能</li> <li>・起動時間</li> <li>・給電情報自動伝送</li> </ul>
応動時間 (出力増加)	15分	15分
指令・制御	オンライン (簡易指令含む)	オンライン (簡易指令含む) ※簡易指令は一部エリアのみ

# 電源 I ' 必要量の考え方について



## 第59回本委員会での議論状況

## ～供給信頼度評価との整合を踏まえた電源 I ' の必要量の考え方～

第60回委員会 資料4

- 今回、第59回本委員会(2021年3月23日)において整理した論点②「電源 I ' の必要量の考え方」について、以下の2つの観点から検討したため、ご議論いただきたい。
  - 供給信頼度評価方法の見直しの観点から全体としての電源 I ' の必要量をどのように考えるか
  - 需給運用状況等から各エリアの電源 I ' の必要量をどのように考えるか
- なお、事業者の予見性への影響については、上記検討結果を踏まえて確認することとした。

## 供給信頼度評価との整合性を踏まえた電源 I ' の必要量の考え方

18

- 各エリアの電源 I ' は、厳気象H1需要において、平均的な電源トラブルやそれを一定程度上回る供給力低下が発生しても、国からの特別な要請に基づく節電に期待する（場合によっては計画停電に至る）といった状況に陥らないようにするように必要量を算定している。具体的には、夏季と冬季のそれぞれについて、次式により算定していた。  
**電源 I ' = 厳気象 H 1 需要 × ( 1 - 需要減少率 ) × 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}
- 今後の供給信頼度評価(予備率評価から年間EUE評価への見直し)との整合性を踏まえると、電源 I ' の必要量は年間EUE評価において考慮されるものであることから、**電源 I ' の算定式を見直すことが必要**ではないか。
- また、上式により算定した結果、**電源 I ' の必要量は、各年度のH1需要想定・H3需要想定の変化の影響を受けるため、各年度の公募量が数万kW～数十万kW変動**している。このことは、電源 I ' に参入する**事業者の予見性に影響**を与えていると考えられないか。
- さらに、容量市場後においては、厳気象対応・稀頻度リスク分として発動指令電源を3%程度調達しているところ。
- 以上のことから、**調整力公募における電源 I ' の必要量の考え方について再確認**することとしてはどうか。

## 検討の方向性

全体の電源 I ' の必要量をどう考えるか

各エリアの電源 I ' の必要量をどう考えるか

各エリア電源 I ' 公募量(電源 I ' 必要量からOP分などを控除)

(万kW)

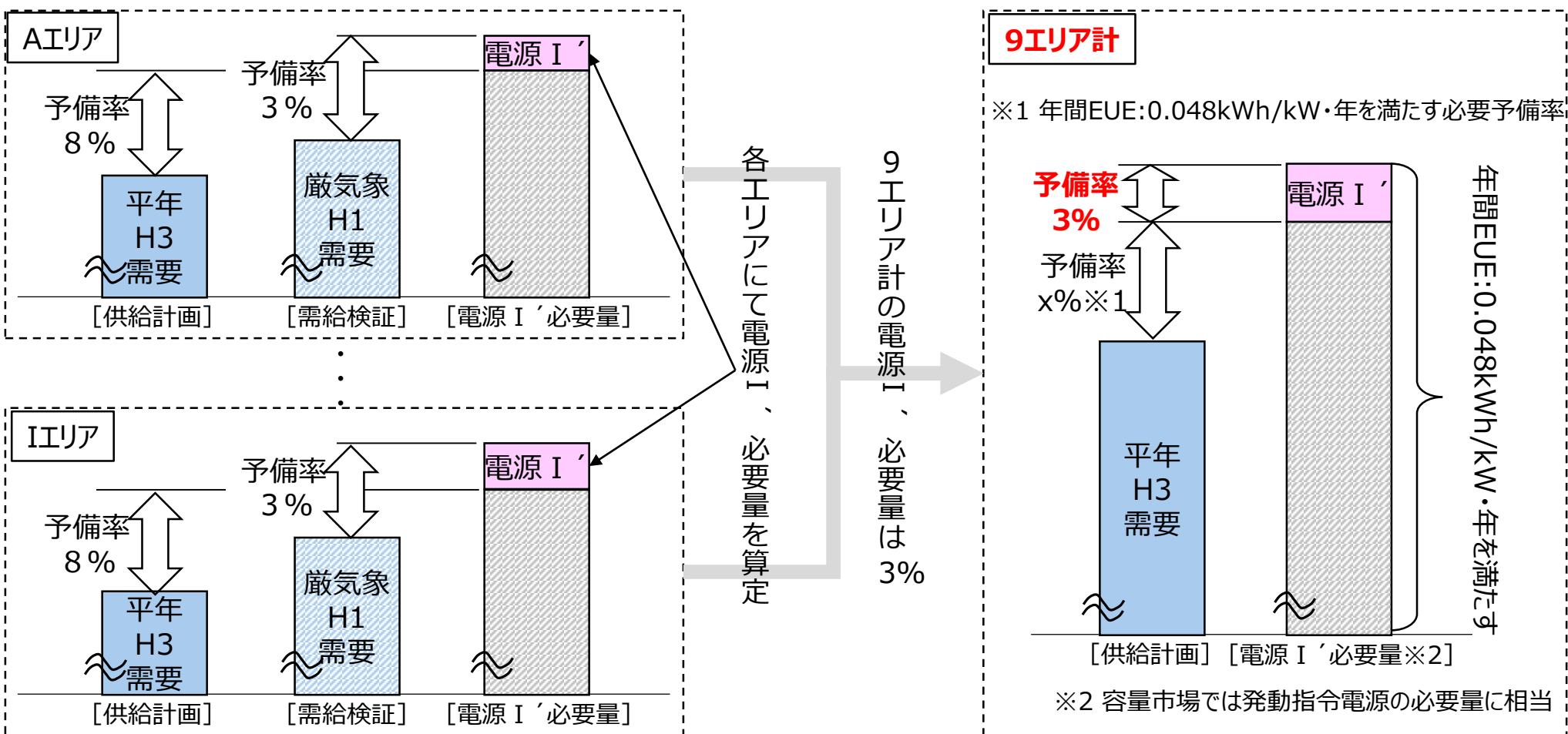
年度\エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
2017	-	9.1	59.0	19.2	-	17.0	-	-	28.4	-
2018	-	8.2	34.0	31.2	-	27.0	-	-	31.8	-
2019	-	15.0	30.0	27.7	-	101.0	-	-	25.4	-
2020	77.0	26.2	70.4	44.9	5.0	122.6	10.6	12.2	49.7	10.1
2021	74.2	47.9	73.1	46.5	5.6	82.7	26.7	7.2	48.9	10.6

出所) 第59回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2021年3月23日)資料6

[https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2020/chousei\\_jukyuu\\_59\\_haifu.html](https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2020/chousei_jukyuu_59_haifu.html)

# 供給信頼度評価の見直しを踏まえた 全体としての電源 I' の必要量の考え方について

- これまでの調整力公募では、電源 I' の必要量については、各エリアのH3需要およびH1需要等を踏まえてエリア毎に算定していたところ。他方で、容量市場においては、電源 I' 相当の発動指令電源を3%として、年間EUE基準を踏まえた供給信頼度を満たす範囲で、必要供給力を全国(9エリア)で調達している。
- 供給信頼度評価方法を、各エリアのピーク時の予備率評価から、年間EUE基準を踏まえた評価に見直したことを踏まえ、**電源 I' の必要量としては、年間EUE基準を満たす範囲にて全国(9エリア計)で3%となる**と考えられるか。



# 今後の供給信頼度評価方法における各エリアの電源 I' 量の設定について

- 今後の供給計画の需給バランス評価(年間EUE評価による供給信頼度評価)における電源 I' 量の設定は、第2年度以降は容量市場後の発動指令電源の調達量の考え方と合わせて、各エリアH3需要の3%とすることとしている。
- したがって、供給計画において年間EUE評価における供給信頼度を満たすのであれば、**各エリアの電源 I' 量として各エリアH3需要の3%を調達することで、供給信頼度を確保することができる**こととなる。

## 【論点1】今後の供給信頼度評価方法 (1/3)

論点1 14

～作業停止調整後の供給計画の**短期**見通し(第1～2年度)～

- 今後の供給計画の**短期**需給バランス評価としては、**作業停止を考慮した供給計画に計上されている供給力に、電源 I' ※を加算した各月・各エリアの予備率をもとに、各エリアの年間のEUEを算定**してはどうか。そして、**年間EUEの供給信頼度を満たしているかを評価(年間EUE評価)**することとしてはどうか。
- なお、**電源 I' 量※**としては、現状の供給計画では届出対象ではないことから、**第1年度については、各エリアの調整力公募結果の契約(予定)容量を用いる**こととし、**第2年度以降については、容量市場後の発動指令電源の調達量の考え方と合わせて、各エリアH3需要の3%として算定**することとしてはどうか。

図2-2 各月別の需給バランス見通し(全国合計<sup>17</sup>、送電端)



※容量市場後は発動指令電源の落札量(契約量)を考慮

出所) 2020年度 供給計画の取りまとめ  
[https://www.occto.or.jp/kyoukei/torimatome/200331\\_kyokuyukeikaku\\_torimatome.html](https://www.occto.or.jp/kyoukei/torimatome/200331_kyokuyukeikaku_torimatome.html)

電源 I' ※  
 第1年度以降: 各エリア契約(予定)容量  
 第2年度以降: 各エリアH3需要の3%

供給計画に計上される電源等

年間EUE評価イメージ

エリア	2021年度
A	0.040
B	0.049
⋮	⋮
I	0.038
全国	0.041

⋮: 年間EUEの供給信頼度を満たさないエリア

各月・各エリア予備率(供給力)を設定し、各エリアの年間のEUEを算定  
 ⇒年間EUEの供給信頼度を満たしているかを評価

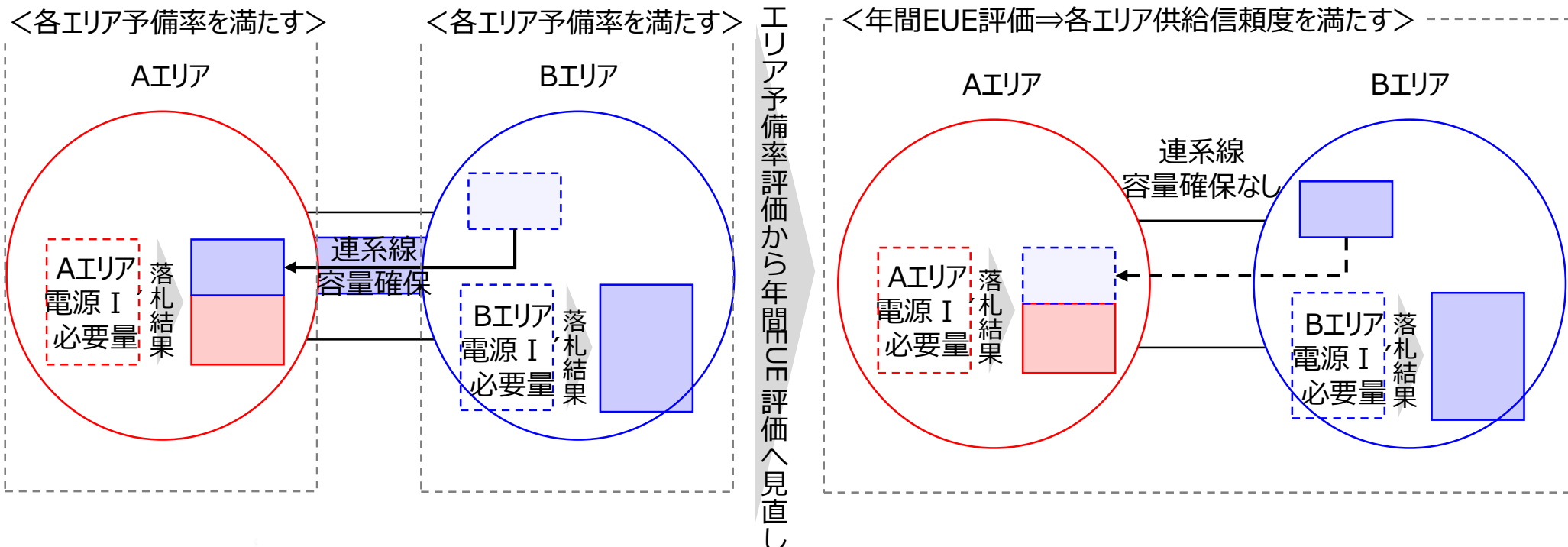
電源 I ' のエリア外調達における連系線容量の確保について

全体の電源 I ' の必要量をどう考えるか

各エリアの電源 I ' の必要量をどう考えるか

第60回委員会 資料4

- これまで、供給信頼度評価は、各エリアのピーク時の予備率を評価していたことから、電源 I ' をエリア外(隣接エリアから)調達する場合は、連系線の容量(マージン)を確保することが必要であった。(左下図のイメージ)
- 他方で、今後の供給信頼度評価は、各エリアの予備率評価から年間EUE評価へ見直しとなり、年間EUE評価では、連系線制約を考慮して、各エリアの年間EUEが供給信頼度を満たすことを確認することとなる。つまり、**各エリアの年間EUEが供給信頼度を満たす範囲で、各エリアにて電源 I ' をエリア外調達することとなるため、容量市場の約定処理※と同様に、連系線の容量(マージン)を確保する必要はない。**(右下図のイメージ)
- **したがって、9エリア計の電源 I ' の必要量3%を、各エリアの年間EUEが供給信頼度を満たす範囲で、各エリアにどのように配分しても、連系線の空き容量が減少する等の影響は生じない**と考えられる。



※容量市場の約定処理については、第23回容量市場の在り方等に関する検討会(2020年1月31日)資料5を参照  
[https://www.occto.or.jp/iinkai/youryou/kentoukai/2019/youryou\\_kentoukai\\_haihu23.html](https://www.occto.or.jp/iinkai/youryou/kentoukai/2019/youryou_kentoukai_haihu23.html)

## まとめ：電源 I ' の必要量の考え方について

- 前述のとおり、2022年度向け調整力公募における電源 I ' の必要量の考え方を検討するにあたり、2022年度以降の電源 I ' の広域的な運用を前提に、供給信頼度評価内容およびひっ迫時の需給状況について整理した。
  - 全体としての電源 I ' の必要量をどのように考えるか
    - ・ 電源 I ' の必要量は、年間EUE基準を満たす範囲にて全国(9エリア計)で3%となる。
  - 各エリアの電源 I ' の必要量をどのように考えるか
    - ・ 調整力公募は各エリアの一般送配電事業者が実施することから、上記の9エリア計の電源 I ' の必要量3%を、各エリアにどのように配分するかについて整理することが必要となる。
    - ・ kWh不足時のBG不足インバランスによる需給ひっ迫に対しても、広域的に対応していくことが必要である。
    - ・ 各エリアの電源 I ' 量として各エリアH3需要の3%を調達することで、供給信頼度を確保することができる。
    - ・ 9エリア計の電源 I ' の必要量3%を、各エリアの年間EUEが供給信頼度を満たす範囲で、各エリアにどのように配分しても、連系線の空き容量が減少する等の影響は生じない。
- 以上のことから、供給信頼度評価内容および需給ひっ迫時における広域的な運用を踏まえて、2022年度向け調整力公募における電源 I ' の必要量の考え方としては、全国(9エリア計)で3%の電源 I ' の必要量を、各エリアに均等に配分することとし、具体的には、**各エリアの電源 I ' の必要量を各エリアH3需要の3%とし、各エリアの年間EUEが供給信頼度を満たす範囲でのエリア外調達を可能とすることとしてはどうか。**
- なお、上記の電源 I ' の必要量の考え方の見直しにより、これまでの各エリアのH3需要とH1需要等を踏まえて電源 I ' の必要量を算定する方法と比べて、各年度の電源 I ' の必要量の変動は一定程度抑制されると想定されることから、事業者の予見性への影響も緩和されると考えられるか。(容量市場後の発動指令電源とも整合する。)

# 2020年度冬季の需給ひっ迫を受けてのkWh不足対応

## (1)電源 I による対応

対応手段	調整力公募			需給調整市場
	(1)電源 I	(2)電源 II	(3)電源 I'	(4)三次調整力①等
第60回委員会 資料4				

- 電源 I によりkWh不足に対応する場合、今冬の需給ひっ迫はkW不足ではなかったことから、電源 I のkW調達量を増やすのではなく、電源 I によるkWh供出可能量を増加させるべく、**電源 I に対して長時間の継続時間を依頼**することが考えられる。
- **具体的には、現状の電源 I 契約の運用要件において、継続時間は7～11時間である。そして、kWh不足に対応するために、24時間などの長時間の継続時間を依頼**することが考えられる。
- 本来、電源 I は、電源脱落時や時間内変動などの時々刻々の需給変動に対応すべく周波数制御機能を具備しているものであり、電源 I に対して長時間の継続時間を依頼するにあたっては、燃料枯渇等により周波数制御機能が無効とならないように留意することが必要である。他方で、電源 I として契約する火力等については、燃料状況によっては長時間の継続時間に協力いただける可能性があると期待される。
- したがって、電源 I に対する長時間の継続時間の依頼については、**事業者の受容性を確認しつつ、実施していくことが必要**ではないか。

継続時間：7時間～11時間⇒長時間(例えば24時間)の継続時間を依頼

	周波数制御用 ハイスピーク・高速発動	需給バランス調整用 ロースピーク・低速発動	
電源 I	<b>【I-a】</b> ・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	<b>【I-b】</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	<b>【I'】</b> ・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	<b>【II-a】</b> ・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	<b>【II-b】</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	<b>【II'】</b> ・発動時間：1時間未満 ・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 I -bは現在調達可否を信頼度の面から検討中のため、電源 I -aを対象として記載

## (3)電源 I' による対応

対応手段	調整力公募			需給調整市場
	(1)電源 I	(2)電源 II	(3)電源 I'	(4)三次調整力①等

- 電源 I' によりkWh不足に対応する場合、今冬の需給ひっ迫はkW不足ではなかったことから、電源 I' のkW調達量を増やすのではなく、電源 I' によるkWh供出可能量を増加させるべく、**電源 I' に対して長時間の継続時間を依頼することが考えられる。**
- **具体的には、現状の電源 I' 契約の運用要件において、継続時間は3時間である。そして、kWh不足に対応するために、24時間などの長時間の継続時間を依頼することが考えられる。**
- 今冬の需給ひっ迫対応として、自家発の焚き増しをお願いするにあたり、電源 I' のリソースとして活用する自家発に対しても、緊急的に長時間のkWh供出を求めて対応していたことを確認している。また、国の審議会(第32回電力・ガス基本政策小委員会(2021年3月26日))において、自家発ではなく、工場等の操業調整を行うDRについて、一週間であれば長時間の対応も可能と考えられるとの事業者の見解をいただいているところ。
- 他方で、DRの一部については、今冬の需給ひっ迫対応において、1日複数回及び連日発動があったが、継続的なkWh不足に対して応動し続けるのは難しい面があったことも確認している。
- したがって、電源 I' に対する長時間の継続時間の依頼については、**事業者の受容性を確認しつつ、実施していくことが必要**ではないか。

## ● 緊急時確保自家発の稼働要請に対する運用・精算ルール

- 一般送配電事業者は、緊急的な供給力確保の必要性から自家発保有者に対し、急遽、稼働要請を行ったが、その精算については事後に協議が行われている。また、今回稼働した自家発の中には、電源 I' のリソースと重複しているものもあり、電源 I' の発動指令に対するペナルティやインバランス料金の精算において事後調整が発生している。緊急時の自家発の稼働要請に対する約款等の規程類の整備を含めた運用・精算ルールの検討が必要ではないか。

【出所】第58回制度設計専門会合（2021年3月24日）資料6-1

[https://www.emsc.meti.go.jp/activity/emsc\\_system/pdf/058\\_06\\_01.pdf](https://www.emsc.meti.go.jp/activity/emsc_system/pdf/058_06_01.pdf)



まとめ：一般送配電事業者がkWh不足の需給ひっ迫に対応するための供給力の整理・検討

- 前述のとおり、一般送配電事業者がkWh不足の需給ひっ迫に対応するための供給力について、現状および将来の不足インバランス対応の調整力をもとに、その方向性を整理・検討した。
- 2022年度向け調整力公募としては、**電源Ⅰおよび電源Ⅰ´における長時間の継続時間の依頼について検討**することとしてはどうか。また、**電源Ⅱにおける燃料先使い運用の電源Ⅱ募集要綱への反映を検討**することとしてはどうか。そして、その他の調整力については、それぞれの課題について継続検討することとしてはどうか。
- なお、電源Ⅰおよび電源Ⅰ´において長時間の継続時間を依頼することの具体的な実施方法については次ページにて整理する。

<一般送配電事業者がkWh不足の需給ひっ迫に対応するための供給力の整理・検討>

2022年度向け調整力公募に向けて検討

対応手段	調整力公募			需給調整市場	追加供給力対策
	(1)電源Ⅰ	(2)電源Ⅱ	(3)電源Ⅰ´	(4)三次調整力①等	(5)自家発電増し等
kWh不足 対応策案	長時間の継続時間	調達量増加	長時間の継続時間	調達量増加	焚き増し量増加
課題	調整力公募として過度な要件となることから事業者の受容性を確認しつつ調達することが必要	kWh不足時は電源Ⅱ余力が減少していた	自家発電提供事業者の受容性はあるものの、DR事業者の受容性を確認しつつ調達することが必要	kWh不足時は需給調整市場の売り応札量が減少するリスクがある	一般送配電事業者が調整力としての調達量を増やすことは小売電気事業者の供給力確保の妨げとなる
対応の 方向性	事業者の受容性を確認しつつ長時間の継続時間を依頼する (具体的な実施方法は次ページに整理)	燃料先使い運用の検討と2022年度電源Ⅱ募集要綱への反映。 なお、市場供出の妨げとならないように留意	事業者の受容性を確認しつつ長時間の継続時間を依頼する (具体的な実施方法は次ページに整理)	市場応札量不足を解消する仕組みを継続検討	ひっ迫時に適切な卸電力市場価格のもと、自主的に焚き増しが実施されるような仕組みについて継続検討

## 電源 I' における長時間の継続時間を依頼することの実施方法比較

- 電源 I' において長時間の継続時間を依頼するにあたり、その具体的な実施方法について、下表の案A～Dの4案を検討し、需給ひっ迫リスク対応の蓋然性、調達費用、小売の供給力確保への影響などの観点から比較整理した。
- 今冬のkWh不足を踏まえ、今後、**kWhバランスのモニタリング等**について整備していくことから、その**新たな取り組みの効果等について確認しつつ、当面は案A(可能な範囲の協力依頼)にて対応することとし、抜本的な対策の必要性が生じた場合に、改めて各案を比較検討すること**としてはどうか。また、**来冬に向けても可能な範囲で協力依頼**することとしてはどうか。

実施方法案	案A 可能な範囲の協力依頼	案B 公募の追加オプション	案C 公募の新たな商品 (電源 I' の機能追加)	案D 公募の新たな商品 (kWh対応特化商品)
概要	電源 I' の契約交渉において、kWh不足対応への可能な範囲での協力を依頼する(公募要綱に記載)	電源 I' 公募において長時間の継続時間の対応を追加オプションとし、落札時の評価点に加算する	電源 I' の要件を一部見直した新たな商品(例えば、電源 I' -xなど)として必要量を調達する	これまでのkWを調達していた調整力公募に対し、kWh対応に特化した新たな商品として必要量を調達する
メリット	<ul style="list-style-type: none"> <li>調整力費用が殆ど増加しない</li> <li>一送が調達する調整力は増加しない(小売の供給力確保への影響は小さい)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>電源 I' のkW対応にkWh不足対応を加えた調整力を調達することができる</li> <li>一送が調達する調整力は増加しない(小売の供給力確保への影響は小さい)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>電源 I' のkW対応にkWh不足対応を加えた調整力を調達することができる</li> <li>一送が調達する調整力は増加しない(小売の供給力確保への影響は小さい)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>kWh対応という目的のみに沿った調整力を調達することができる</li> <li>これまで電源 I' に参画していなかった新たなリソースを発掘できる可能性がある</li> </ul>
デメリット	<ul style="list-style-type: none"> <li>需給ひっ迫時のリスク対応としての蓋然性が低い</li> <li>→kWhモニタリングなどの新たな取り組みにより需給ひっ迫リスクが軽減される効果が得られることも考えられるか</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>追加オプションに係る落札状況が分かりにくい(需要家にメリットが伝わりにくい)</li> <li>評価点の大小が事業者のインセンティブに影響する</li> <li>調整力費用が増加する(評価点の影響を受ける)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>電源 I' に参画する事業者に限定した商品(寡占市場)となることから約定価格が高額となる可能性がある(調整力費用が増加する)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>電源 I' と同一リソースであることを許容しない場合、一送が調達する調整力が増加することとなる(小売の供給力確保への影響の可能性あり)</li> <li>事業者の受容性が不明(状況によっては寡占市場となり、調整力費用が増加)</li> </ul>
	※電源 I も電源 I' と同様に協力依頼とする			

- 電源 I ' の運転継続時間の長時間化の検討については継続時間、24時間×6日間、年間1回（発動した場合は6日間発動ならば通常の発動回数の4回として評価）、応動時間は1週間程度といった形でどうか。

## 広域機関における電源 I ' の運転継続時間の長時間化の検討について

- 前頁の検討のうち、電源 I ' については、kWh不足に対応するための調整力確保にあたり、その運用要件として以下の案を一例として検討を行っている。

電力広域的運営推進機関  
2021年4月 第60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 一部修正

要件	電源 I '	電源 I ' における長時間の継続時間の依頼
継続時間	3時間	24時間×6日間（連続発動）
発動回数	年間12回	年間1回 (発動した場合は年間の発動回数の4回程度として評価)
応動時間	3時間	1週間程度(例;6日間)
その他	—	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 3時間対応と長時間対応とでkWh価格は異なる。</li> <li>• 長時間発動は、kWh不足の需給ひっ迫対応であることから、そのkWh価格については需給ひっ迫時のインバランス料金とすることも考えられる。今後、kWh不足の需給ひっ迫時における電源 I ' の長時間発動の運用について検討し、その検討結果を踏まえて、整理することとする。</li> </ul>

# 沖縄エリアの電源 I・電源 I' 必要量の考え方

# 沖縄エリアの必要調整力の検討の進め方について

第58回委員会 資料3修正

- 前述のとおり、沖縄エリアの調整力については、独立系統であることから、必要量(最低限必要な量57MW)、調達方法(最低運転台数、調達期間)などに制約を設けているところ。
- 沖縄エリアの必要調整力の検討にあたっては、まず、上記制約を維持すべきかどうかについて再整理することが必要である。【論点1】
- そして、再整理した制約内容(論点1)を踏まえ、あらためて沖縄エリアの需給運用等について、その調整力の活用状況および供給信頼度の状況などから再確認することとしてはどうか。【論点2】
- 以上のことから、2022年度向け調整力公募における沖縄エリアの調整力の必要量の考え方について再検討することとしてはどうか。【論点3】

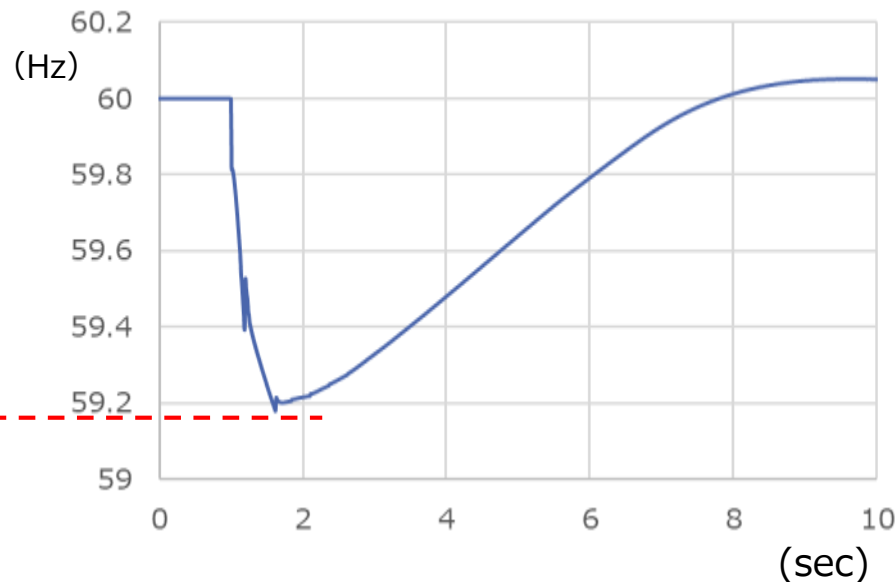
検討事項および進め方		具体的な検討内容
論点1 ↓	沖縄エリアの調整力の必要量、調達方法に係る制約の再整理	<ul style="list-style-type: none"> <li>• I -a必要量(最低限必要な57MW)の考え方・必要性</li> <li>• 最低運転台数(5台)の考え方・必要性</li> <li>• 年間一定の電源 I 調達の必要性(301MW=57MW+244MW)</li> </ul>
論点2 ↓	沖縄エリアの需給運用等について再確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 調整力の活用状況(時間内変動、予測誤差など)</li> <li>• 供給信頼度の状況(需要変動影響、電源脱落影響、厳気象対応、稀頻度リスク対応)</li> </ul>
論点3	沖縄エリアの調整力の必要量の考え方の再検討	<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>

## 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～

第58回委員会 資料3

- 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。



## 検討条件

- 需要742MW
- 運転発電機
- 石川石炭1号（最大出力）
- 具志川1・2号（最大出力）
- 吉の浦1号（脱落）
- 非FRT(55MW)

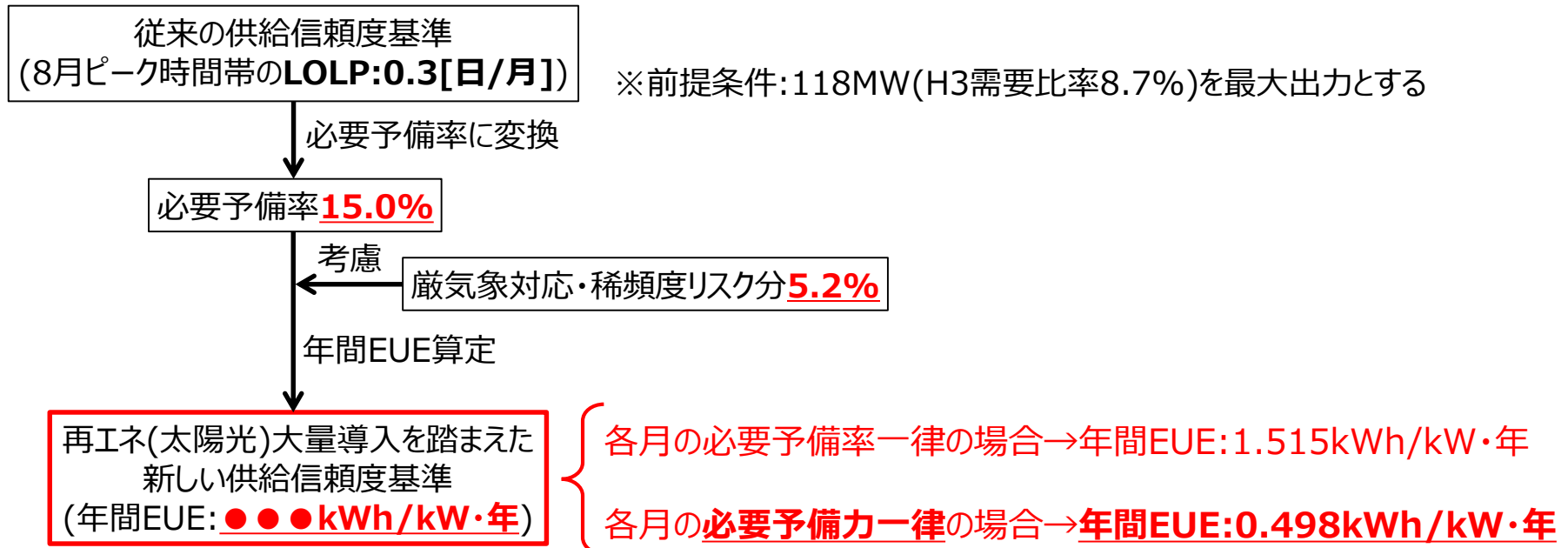
脱落量	脱落発電機	200MW
	PV不要解列	約50MW
遮断量	SSC遮断量	約255MW

周波数の時間推移（4台運転時、発電機脱落后、上げ調整力0のケース）

# 沖縄エリアの供給信頼度基準(年間EUE基準値)の算定

- 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

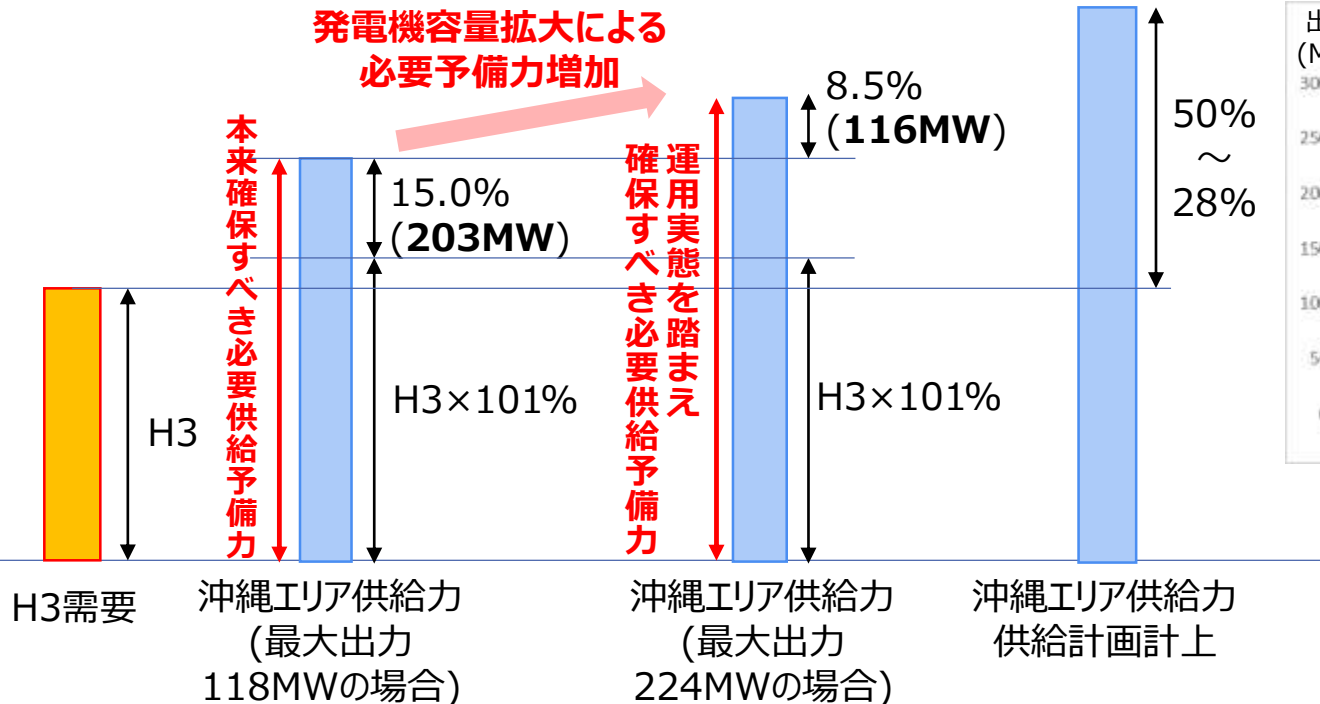


## 「本来確保すべき必要予備力」と「運用実態を踏まえた必要予備力」について

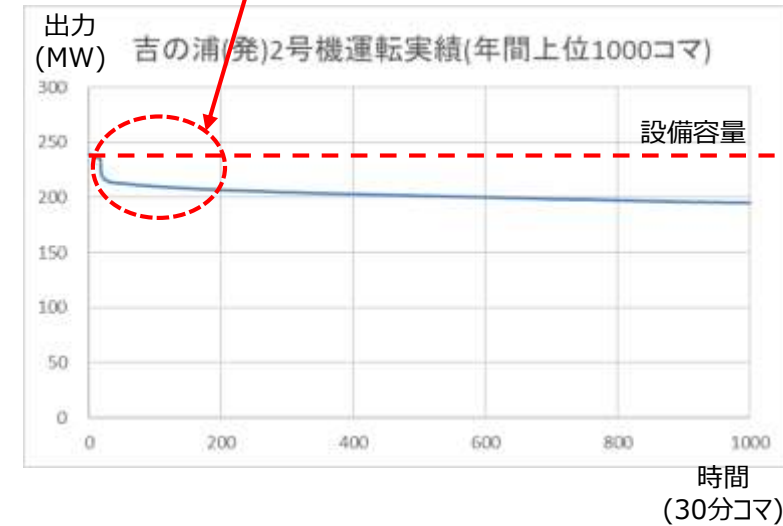
第62回委員会 資料4

- 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





# 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～

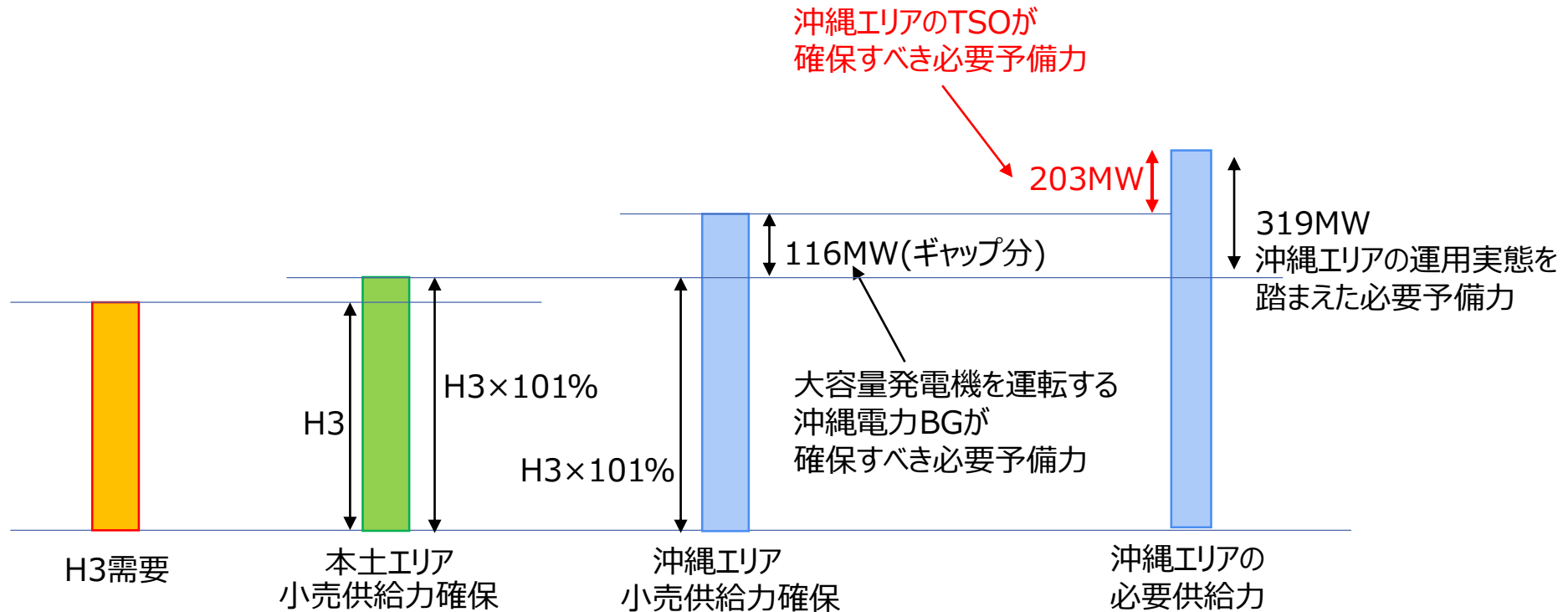
第62回委員会 資料4

- 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

# 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。



## 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

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、**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)

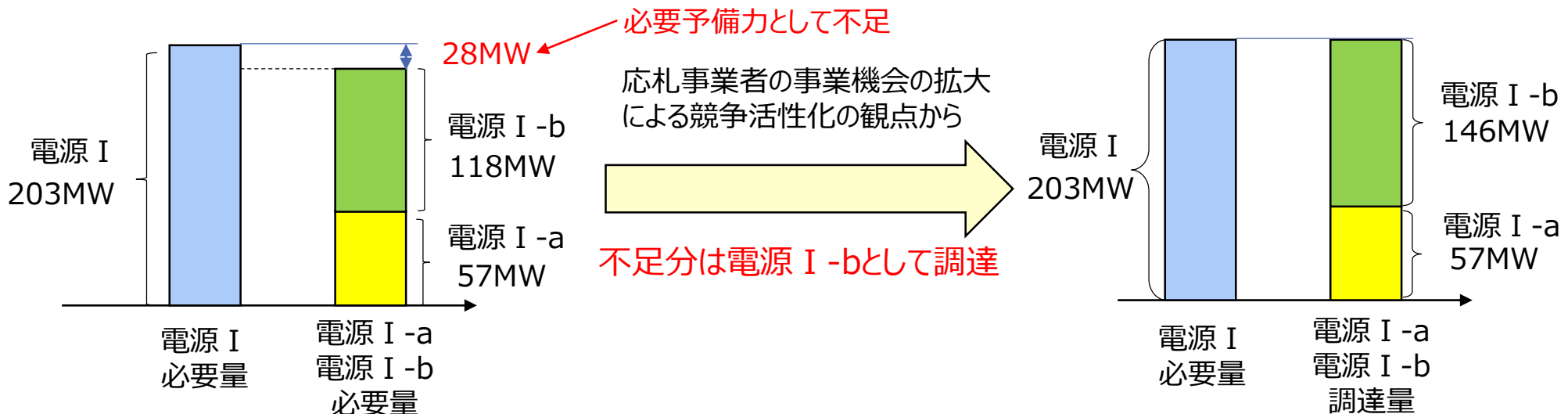
## 電源 I 必要量が電源 I -aと電源 I -bの必要量合計より大きい場合の対応について

第62回委員会 資料4

- 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

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。