

# 2023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

2022年6月28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、公募等の公平性かつ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2023年度を調整力の提供対象期間として、2022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」（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）

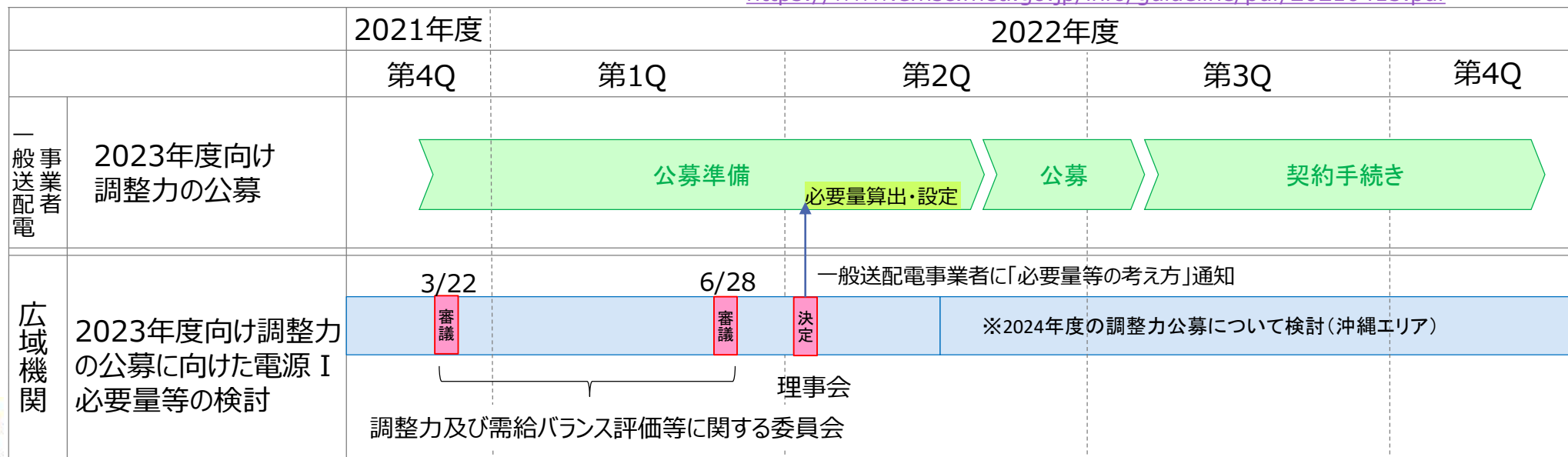
### 4. 公募調達実施時

#### (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」

<https://www.emsc.meti.go.jp/info/guideline/pdf/20210415.pdf>



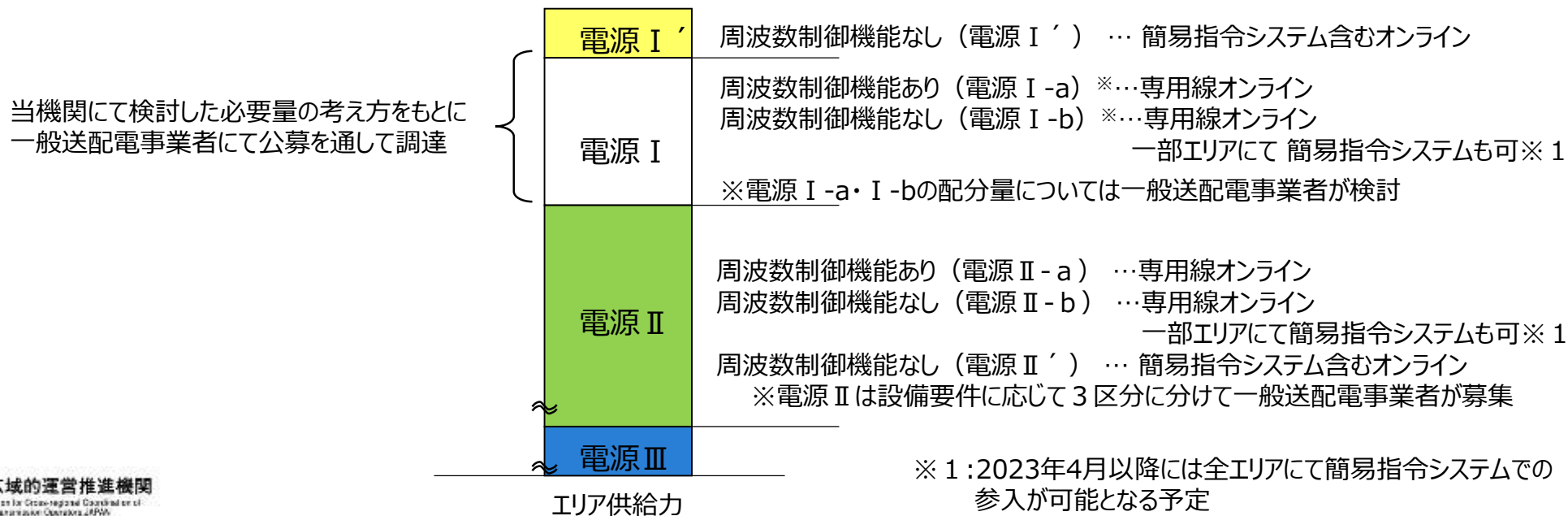
- 国の「一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る考え方」（以下、「調達の考え方」）において、一般送配電事業者による電源等の確保の形態は次の通り区分されている。

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結果を示す。
- 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>

**電源 I = 周波数制御機能あり調整力（電源 I - a）必要量**

**+ 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、最大7%を上限に確保することし、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2022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。

※ 2023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2023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。

**電源 I -a = 最大3日平均電力 × 各エリア必要量算出値 (%)**

※各エリア必要量算出値とは2021年度残余需要ピーク95%以上のコマにおける、「時間内変動」と「30分内残余需要予測誤差」の合成値の3σと事故時対応調整力の合計を2022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。

**電源 I -b = 三次調整力①調達量×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の一部を年間調達として、電源 I -bを調達する。

※三次調整力①の調達不足率は、需給調整市場における2021年度の三次調整力②の取引実績から算出する。

- 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。

- 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>

$$\text{電源 I '} = \text{最大3日平均電力} \times 5.2\%$$

※「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2022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。

※2023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2023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

電源 I ' の主な確保目的

6

- 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※1。
- 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。

※1 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

# 電源 I 必要量の考え方について

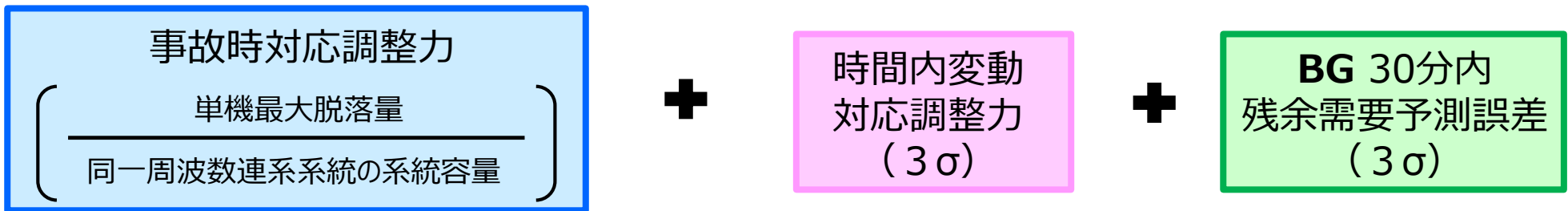


## 2023年度に向けた電源 I -a必要量の考え方について

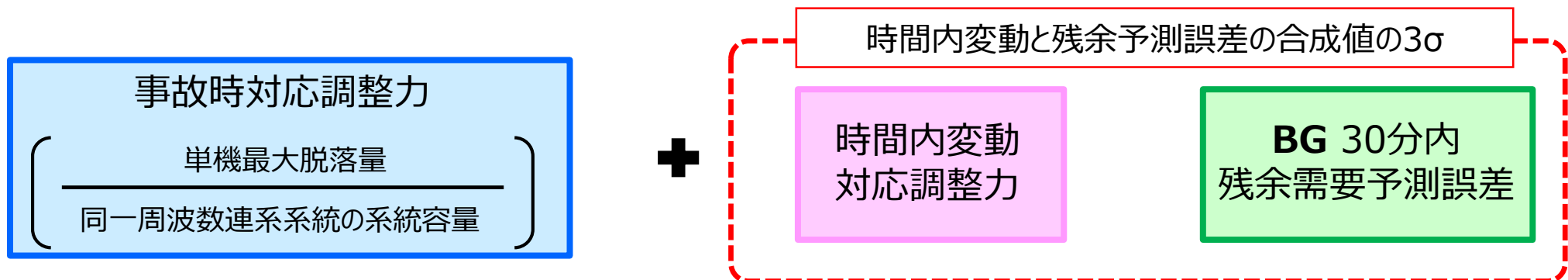
第71回委員会 資料4

- これまで、電源 I -aの必要量は、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。
- 一方、需給調整市場では電源 I に相当する一次～三次調整力①において、各商品の不等時性を考慮した合成値として必要量を算定することで整理しているところ。
- 今後、需給調整市場に移行していくことも踏まえて、**電源 I -aの必要量についても「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どうか。**

## 【従来の電源 I -a必要量の考え方】



## 【2023年度に向けた電源 I -a必要量の考え方】

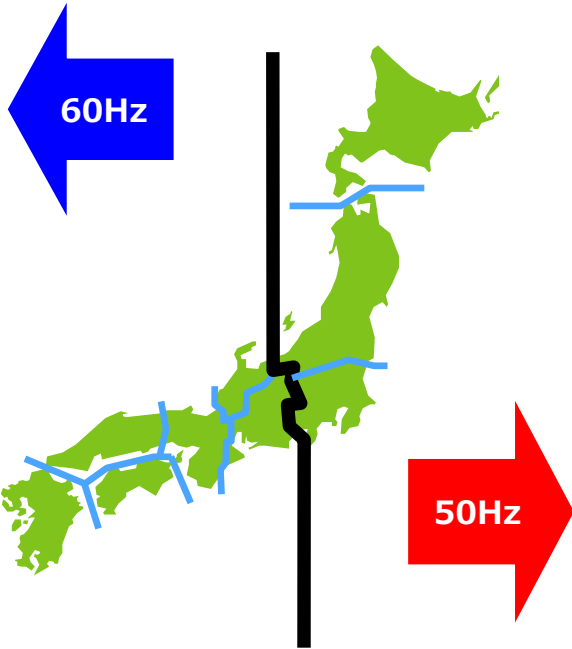


(参考) 電源 I-a必要量の算定諸元  
 ～「事故時対応」の必要調整力の算出～

■ 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（2022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：8,766万8千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：7,142万3千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2022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  
 2022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)

## 2023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74回委員会 資料4

- 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5.1%～8.1%となった。
- 不等時性を考慮した合成値での算定により、必要量が低減する結果となった。

## 【電源 I -a算出結果（合成値）】

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
内訳	事故時対応	1.41			1.36					
	時間内変動と残余予測誤差の合成値の3σ	6.66	4.91	4.16	5.09	4.72	3.98	5.03	5.09	3.65
合計		8.1	6.4	5.6	6.5	6.1	5.4	6.4	6.5	5.1

## 【参考\_電源 I -a算出結果（棒足し）】

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
内訳	事故時対応	1.41			1.36					
	時間内変動	3.12	2.47	1.76	2.38	2.58	1.91	3.52	2.24	2.20
	予測誤差	5.94	4.05	3.56	3.64	3.49	2.82	3.45	6.05	2.91
合計		10.5	8.0	6.8	7.4	7.5	6.1	8.4	9.7	6.5

※ 2022年度供給計画第2年度のH3需要(離島除き) に対する%値

## 2023年度に向けた電源 I -b必要量の考え方について

第71回委員会 資料4

- 電源 I -bの必要量について、予備力としての観点と調整力としての観点から、それぞれ以下のとおり整理できると考えられるかどうか。

【予備力としての観点】

- 調整力公募においては、供給信頼度評価（年間EUE評価）において供給信頼度を満たすのであれば、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整理された。
- 更に2022年度向け調整力公募において、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の調整力の調達ではなく、電源入札等や公募の供給力の調達により対応する方針が整理された。
- 2023年度向け調整力公募についても、2022年度と同様に、**供給信頼度を満たしていない場合においても、電源入札等や公募の供給力の調達により対応することになると考えられるため、予備力の観点からは一般送配電事業者の占有電源となる電源 I -bは原則調達しない**こととしてはどうか。

【調整力としての観点】

- 2022年度向け調整力公募においては、需給調整市場での三次調整力①の調達不足リスク対応として、電源 I の量を7%上限に、三次調整力①の一部を電源 I -bとして年間公募することとした。
- 2023年度向け調整力公募についても、2022年度と同様に、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こととし、調達不足リスク量の算定については2022年4月より取引が開始される三次調整力①の市場の状況を踏まえて算定する**こととしてはどうか。
- また、市場の状況等において考慮すべき事項が発生した場合には、その対応についても検討していく。

# 調整力の観点からの電源 I -b必要量検討 ～三次調整力①の調達不足リスクについて～

第74回委員会 資料4

- 三次調整力①については、取引開始以降、複数のエリアで調達不足が発生していることから、第71回本委員会（2022年3月22日）の方針どおり、三次調整力①の一部を電源 I -bとして年間公募することとどうか。
- 三次調整力①の調達不足リスク量の算定については、2022年4月より取引が開始される三次調整力①の市場の状況を踏まえて算定することとしていたが、4月、5月の取引実績をみると、両月とも募集量がないエリア、募集が4月分のみエリアがあり、三次調整力①の調達実績をもとに調達リスク量を算出するにはデータ数不足と考えられる。
- また、4月、5月の取引実績は取引開始当初の実績であり、調達不足の要因分析や対策について、現在検討している状況であるものの、検討・対策には一定の期間を要すると考えられることから、**三次調整力①の調達不足率の算定にあたっては、昨年度と同様に三次調整力②の調達不足率を代用**することとどうか。
- 2022年度公募時は2021年4月分の三次調整力②取引実績から調達不足率を算出していたが、今回は1年間の取引実績があることから、**各月および各ブロック別に不足率を算出し、リスク量を決定**した。

## 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	75.1%	58.0%	33.0%	46.6%	36.8%	15.0%	11.5%	4.7%	56.9%
調達不足リスク量[MW]	274	648	777	587	82	153	60	24	280
調達不足リスク量[%]*	5.5%	4.8%	1.5%	2.4%	1.7%	0.6%	0.6%	0.5%	1.9%

\* 2022年度供給計画第2年度のH3需要(離島除き)に対する%値

**調達不足リスク量 [%] を電源 I -bとして確保する。**

# (参考) 三次①募集量について (4月、5月実績)

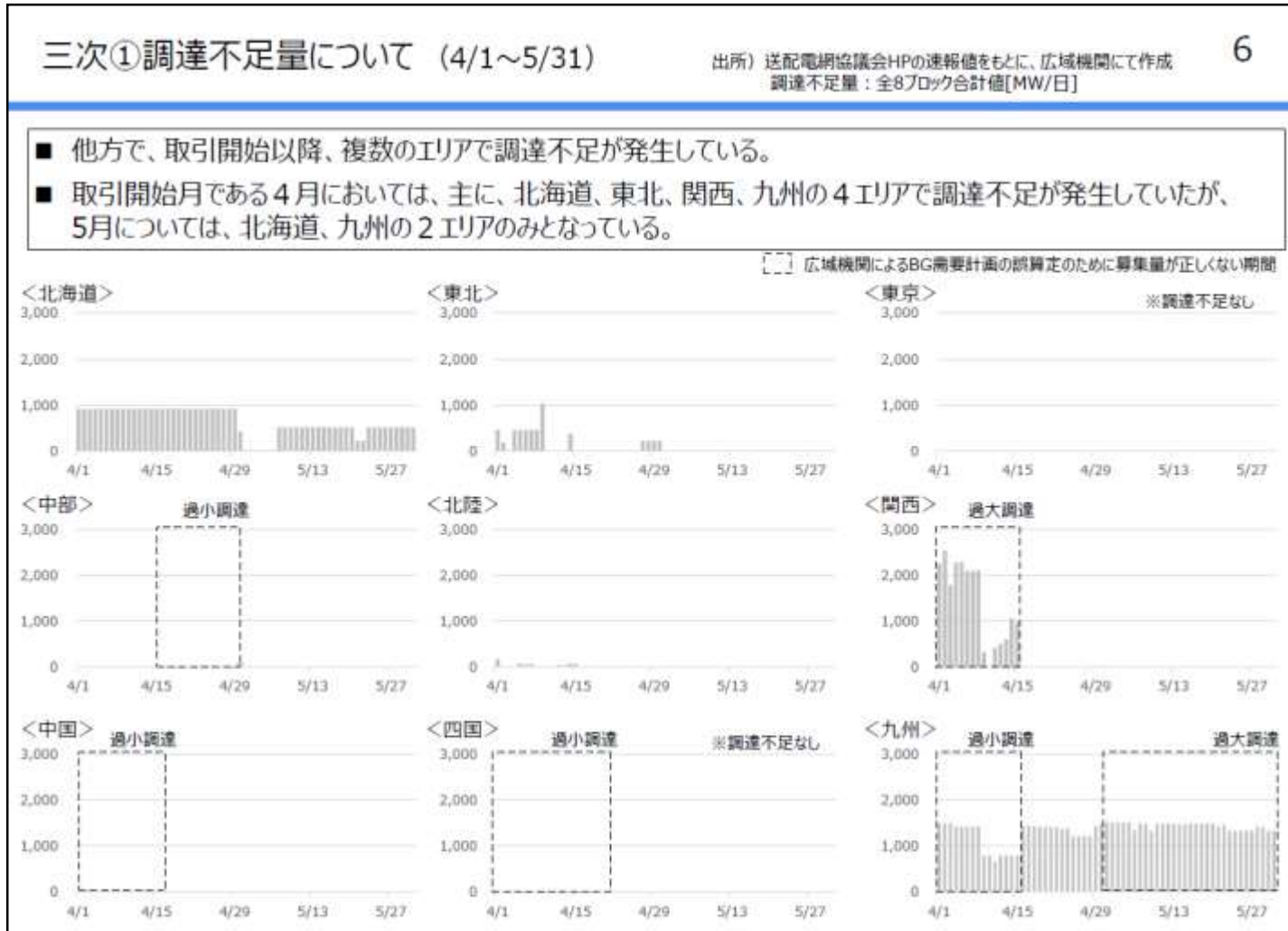
- 三次①募集量について、最新の補修計画等を反映し、設備量補正を実施している。補正した結果、5月においては北海道、九州エリアを除く、7エリアで募集量は0となった。



## (参考) 三次調整力① 調達不足量 (4月、5月)

第74回委員会 資料4

- 取引開始以降、複数のエリアで調達不足が発生している。5月においては取引があった北海道、九州エリアにて調達不足が発生している。



出所) 第29回 需給調整市場検討小委員会 (2022年6月24日) 資料2 抜粋

[https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2022/files/jukyu\\_shijyo\\_29\\_02.pdf](https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2022/files/jukyu_shijyo_29_02.pdf)

## (参考) 三次①調達量について (取引前試算結果)

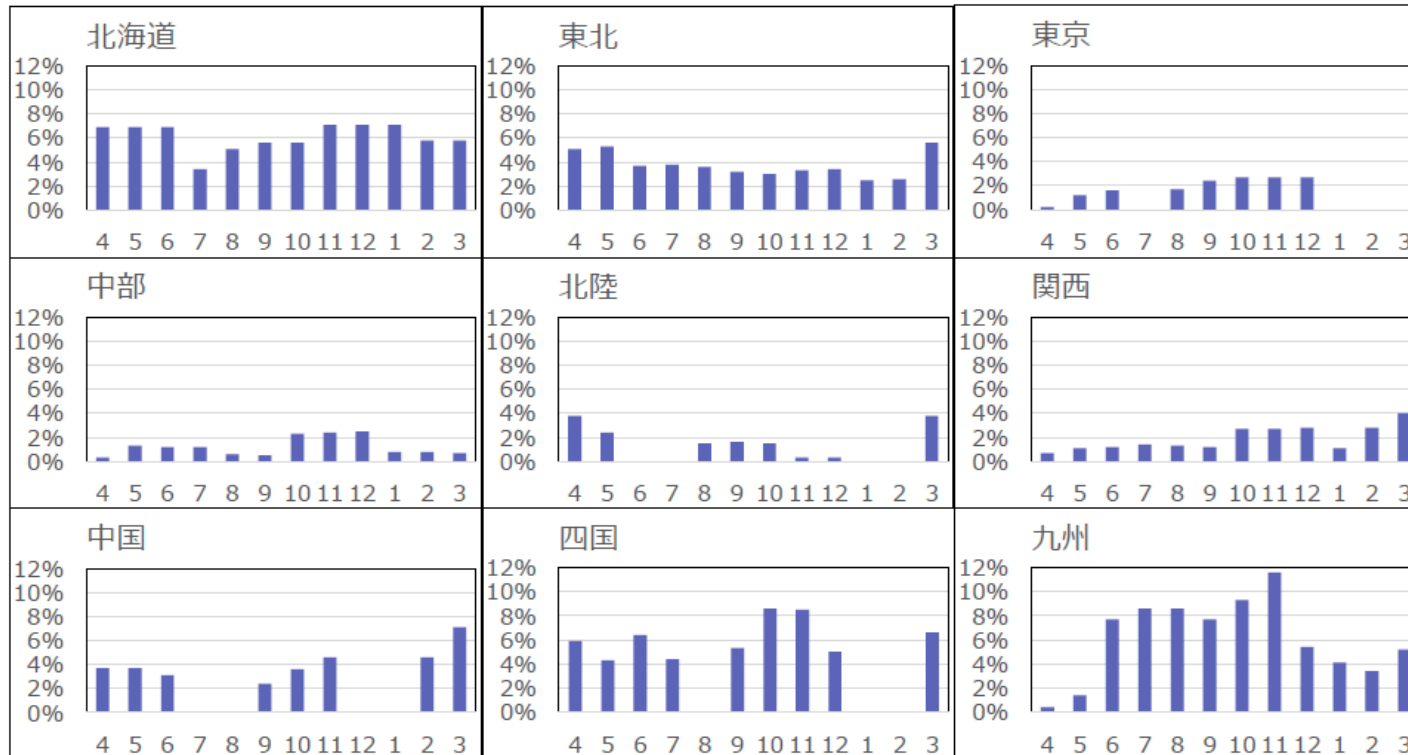
第74回委員会 資料4

- 取引開始前に試算した三次①調達量については、4月、5月ともに数値があり、三次調整力①を調達する予定となっていた。

(参考) 三次①調達量の試算値 (今回提案の補正実施後)  
～4 B (9～12時) について～

16

参考として4ブロックのみ抜粋





## (参考) 三次調整力① 調達量の補正について

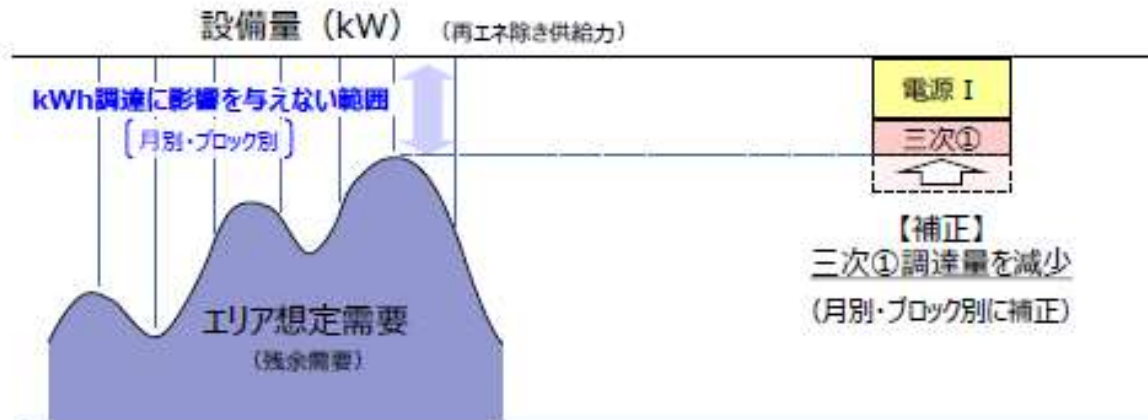
第74回委員会 資料4

- 最新の作業停止内容等を踏まえて設備量の数値を見直し、三次調整力①調達量の補正を実施している。
- 補正した結果、5月においては北海道、九州エリアを除く、7エリアで募集量は0となった。

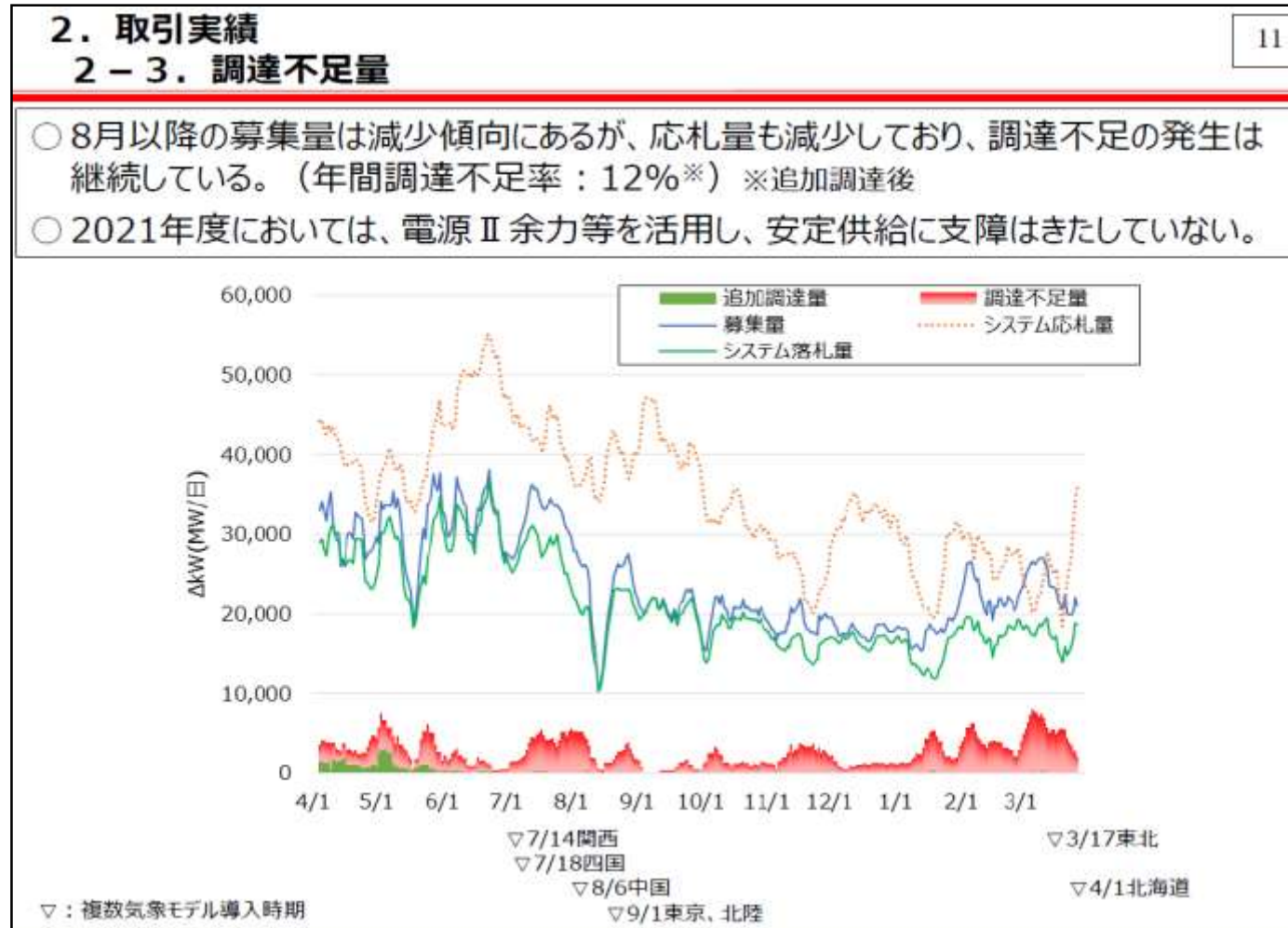
## (参考) 第27回本小員会で提案した三次①調達量について

3

- 2022年度における三次①調達量として、一次～三次①の複合約定時の必要量から電源Ⅰ確保量を控除した量を調達する方法を採用したうえで、小売電気事業者の供給力確保を考慮した補正を施すことをご提案した。
- 具体的には、2022年度の供給可能設備量（kW）からエリア想定需要を差し引いたものを、電源Ⅰ＋三次①調達量の上限とし、調達量の減少補正は三次①調達量で実施する案とした。



- 三次調整力②の調達不足については、1年を通じて調達不足が発生している。



## (参考) 2022年度公募における三次調整力①調達不足リスク量について

第74回委員会 資料4

- 2022年度公募時においても、調達不足率は三次調整力②の取引実績を代用し、三次調整力①の調達リスク量を算出していた。

## 調整力の観点からの電源 I -b 必要量検討

【P.11】

～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[%] <sup>※2</sup>	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 <sup>※3</sup>	3%	24% <sup>※4</sup>	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[%] <sup>※2</sup>	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

## 2023年度向け調整力公募における電源Ⅰ 募集量について

第74回委員会 資料4

- 電源Ⅰ 必要量を算出した結果、7%を上回っているエリアもあるが、7%以上を確保することは**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もあることから、これまでどおり7%を上限として、調達すること**でどうか。
- これまでも電源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状況には陥っていない。これは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ためと考えられる。
- 2024年度以降は、調整力公募が終了し、全ての調整力を需給調整市場から調達するとされており、その調達量は商品毎の必要量から算出されることとなる。需給調整市場における調達量の上限については、今後の市場の課題整理のなかで検討することとしたい。

## 電源Ⅰ 必要量について

※1 沖縄エリアは別途整理

※2 2022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-a必要量[%]※2	8.1%	6.4%	5.6%	6.5%	6.1%	5.4%	6.4%	6.5%	5.1%
電源Ⅰ-b必要量[%]※2	5.5%	4.8%	1.5%	2.4%	1.7%	0.6%	0.6%	0.5%	1.9%
電源Ⅰ 必要量[%]※2	13.6%	11.2%	7.1%	8.9%	7.8%	6.0%	7.0%	7.0%	7.0%

## 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%	6.4%	5.6%	6.5%	6.1%	5.4%	6.4%	6.5%	5.1%
電源Ⅰ-b募集量[%]※2	0.0%	0.6%	1.4%	0.5%	0.9%	0.6%	0.6%	0.5%	1.9%
電源Ⅰ 募集量[%]※2	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	6.0%	7.0%	7.0%	7.0%

【P.13】

## 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。

## 電源 I 必要量について

※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

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%

# 電源 I ' 必要量の考え方について

## 2023年度向け調整力公募における電源 I ' 募集量について

- 2022年度向けの調整力公募時は、H3需要の3%を調達することで、供給信頼度を確保できることから、各エリアの電源 I ' の必要量を各エリアH3需要の3%とし、各エリアの供給信頼度を満たす範囲でのエリア外調達を可能とした。
- 2023年度についても、昨年度の整理と同様に、**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**ことかどうか。

(参考) 2022年度向け調整力公募における議論状況 (電源 I')

- 供給計画の電源 I' 量の設定は各エリアH3需要の 3%としており、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、電源 I' 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。
- 上記を踏まえ、調整力公募における電源 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整理した。

- 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。





# 電源 I ' の長時間発動 (kWh不足対応) について

- kWh不足への対応として、2022年度については、電源 I ' の契約交渉において、長時間の発動について可能な範囲で協力依頼を行うとの方針が整理されている。
- 電力・ガス取引監視等委員会にて実施された調整力公募に関するアンケートにおいて、電源 I ' の長時間発動を別商品として公募してほしいという意見もあったものの、一般送配電事業者が公募により小売電気事業者に先んじて供給力を確保することについては、慎重な議論が必要と考えられる。
- 一方、電源 I ' については厳気象の期間において、一般送配電事業者の専有電源となることから、電源 I ' 長時間発動の協力依頼については、小売事業者の供給力確保を妨げるものではないと言える。
- 以上から、電源 I ' の仕組みが残る2023年度までについては、電源 I ' の契約交渉において、長時間発動についての可能な範囲での協力依頼を継続することとしてはどうか。

- 第62回本委員会（2021年6月18日）において、電源 I' の長時間発動については、電源 I' 提供者に対し、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ことと整理した。

kWh不足による需給ひっ迫への対応について				
8				
<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 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。</li> </ul>				
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了商品(専占市場)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(状況によっては専占市場となり、調整力費用が増加)</li> </ul>

- 調整力の分野における新規参入促進に向けた方策を検討するため、電力・ガス取引監視等委員会にて、小売、発電、DR事業者を対象にアンケートを実施。

### アンケート結果概要（電源 I' の長時間発動）

- 2020年度冬季の継続的なkWh不足による需給ひっ迫を受けて、2021年度冬季の対策として、電源 I' の長時間発動が措置された。
- これは、既存の電源 I' 契約事業者に対し、長時間発動が可能か事前に任意で協力を求めるものであるが、実際に契約に応じたのは2社だけであった。
- 今回、一般送配電事業者から各審議会で整理された内容を踏まえた協力提案を受けた事業者に対し、協力に応じられなかった理由等を調査したところ、申し出の時期的な困難性、価格面・採算上での困難性、といった理由が大半を占めた。
- 電源 I' の長時間発動については、広域機関と連携のうえ一般送配電事業者において、実施に向けた準備等を進めているところ。今回のアンケート結果についても、今後の実施検討の参考に共有することとしたい。

	主な意見概要
①申し出の時期的な困難性	・送配電事業者からの提案（依頼）から回答までの期間が短期間（10日間以内）であり、回答期限までの需要家との契約交渉が困難であったため 等
②価格面・採算上での困難性	・送配電事業者から提示された価格が著しく低く、需要家の採算に見合わなかったため ・需要抑制で生産設備を停止する需要家について、長時間停止では採算上赤字になってしまうケースが多かったため ・発動対応換算日数のインセンティブについても、需要家にとってメリットが少ない条件であったため 等
③その他要望等	・電源 I' と電源 I'（長時間発動）を別商品として公募してほしい。工場の需要家の中には、バックアップ機として大型発動機をもつ需要家もいる。電源 I' と同様な3時間前予告では対応できないが、数日前予告であれば対応できるため 等

# 沖縄エリアの電源 I 必要量の考え方について

# 沖縄エリアにおける電源 I -a必要量について

第74回委員会 資料3

- 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 $\sigma$ 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 $\sigma$  (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

## (参考) 2022年度 調整力公募における沖縄エリアの電源 I -a必要量について

第74回委員会 資料3

- 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、**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

# 沖縄エリアにおける電源 I - b 必要量について

第74回委員会 資料3

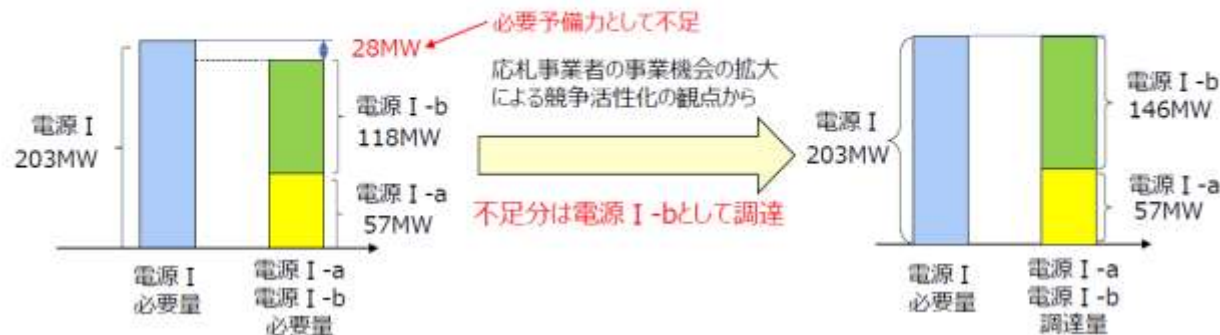
- 電源 I 必要量が電源 I -aと電源 I -bの必要量合計より大きい場合の対応については、第62回本委員会(2021年6月18日)にて、その差分は電源 I - bとして確保することで整理された。
- 沖縄エリアにおける電源 I -a必要量を49MWとすると、**電源 I 必要量203MWから49MWを差引いた、154MWを電源 I -bとして調達することになる。**

## 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。

### 電源 I -a、電源 I -bの主な要件

電源 I -a	電源 I -b
・発動時間：5分以内	・発動時間：30分以内
・周波数制御機能（GF・LFC）あり	・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	・専用線オンラインで指令・制御可



【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](https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2021/chousei_jukyu_62_haifu.html)



# 沖縄エリアの電源 I ' 必要量について

第74回委員会 資料3

- 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、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。**

【P.37】

## 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

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

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かどうか。
- 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」を考慮することかどうか。

【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](https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2021/chousei_jukyu_62_haifu.html)