

# 2020年度向け調整力公募に向けた課題整理について

2019年7月10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

		2019年度第1Q	2019年度第2Q	2019年度第3Q	2019年度第4Q
一般送配電事業者	2020年度向け調整力の公募	公募準備	RFC / 要綱案見直し	公募	契約手続き
本委員会	2020年度向け調整力の公募に向けた電源 I 必要量等の検討	必要量、要件等の検討	5/23 審議 6/14 審議 本日 審議	※2021年度以降の調整力公募について検討 (需給調整市場に関する議論等と連携をとりながら検討)	

※一般送配電事業者が公表した今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。

1. 電源 I ' のエリア外調達について
  - (1) エリア外調達時の連系線確保量上限値について
  - (2) 直流設備の制約を考慮したエリア外調達
2. 2020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
3. 周波数制御機能付き調整力 (電源 I - a) 必要量について

1. 電源 I ' のエリア外調達について
  - (1) エリア外調達時の連系線確保量上限値について
  - (2) 直流設備の制約を考慮したエリア外調達
2. 2020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
3. 周波数制御機能付き調整力（電源 I - a）必要量について

- 前回本委員会にて電源 I ' のエリア外調達について、そのメリットを評価し、エリア外調達に伴う連系線確保量の上限値を最小空容量実績以上とする案をまとめ、国でも議論いただいた。

## 電源 I ' のエリア外調達の対象連系線と上限値 ( 1 )

123

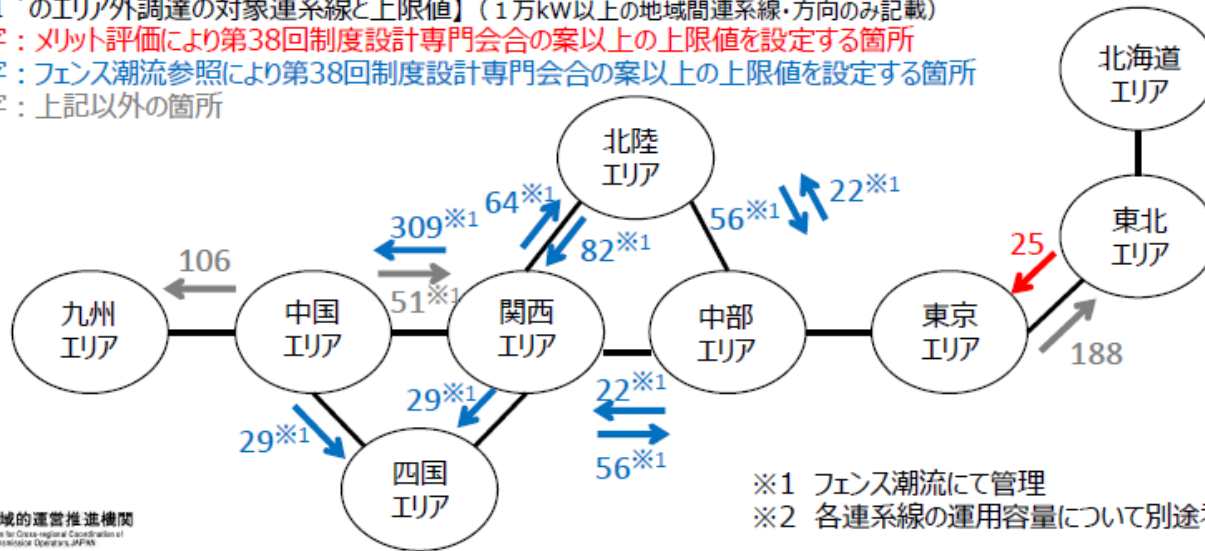
- 今回、2018年度実績の数値（連系線状況、スポット市場状況、電源 I ' 公募状況）をもとに、電源 I ' をエリア外調達するメリットと卸電力市場への影響について検討を行った。
- 最小空容量実績がゼロの連系線であっても、エリア間で電源 I ' の価格に差がある場合には、連系線容量を確保して電源 I ' をエリア外調達することに、社会的にはメリットがある場合があることを示した。
- 具体的には、社会コストを低減する観点から、電源 I ' のエリア外調達に伴う電源 I ' の調達コストの低減見込みと発電コスト増加見込みの差が最大となるエリア外調達量が、最小空容量実績を上回る場合には、その量をエリア外調達の上限とすることが考えられるのではないかと【東北東京間連系線（東北→東京向き）】
- 今回の検討結果に基づき設定する場合の、エリア外調達（連系線確保容量）の上限値を下図※2に示す。これにより、2018年度実績からは、東北→東京および中部→関西においてエリア外調達されることが期待される。

【電源 I ' のエリア外調達の対象連系線と上限値】（1万kW以上の地域間連系線・方向のみ記載）

赤字：メリット評価により第38回制度設計専門会合の案以上の上限値を設定する箇所

青字：フェンス潮流参照により第38回制度設計専門会合の案以上の上限値を設定する箇所

黒字：上記以外の箇所



※1 フェンス潮流にて管理

※2 各連系線の運用容量について別途考慮

- 第39回制度設計専門会合（2019年6月25日）において、2020年度向け公募における電源 I ' のエリア外調達に伴う連系線確保量の上限については、本委員会の検討結果を用いることとなった。

## まとめ

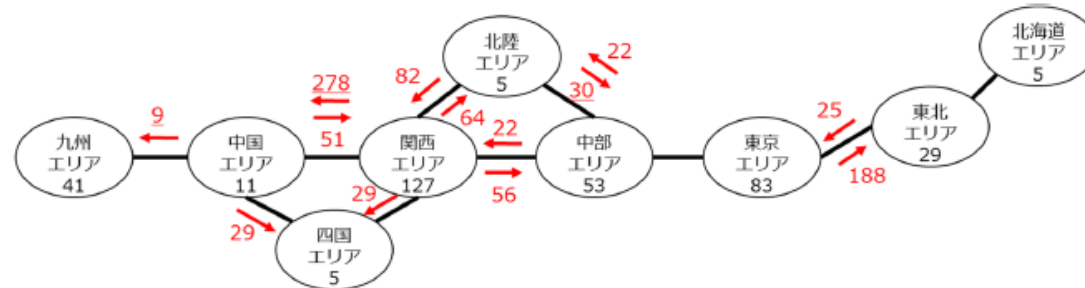
- 2020年度向け電源 I ' の調達について、広域的調達により隣接エリアの電源等と契約する場合、それが確実に活用できるよう、それと同量の連系線容量を確保することとする。その連系線確保量の上限は、広域機関から示された値（2020年度連系線運用容量考慮後）を用いることとする。
- 広域的調達における落札者の選定において、域外からの応札については、それを落札することによるコスト削減効果が連系線の容量を確保することによるコスト増を上回ると評価されるケースのみ落札することとする。（連系線の容量を確保することによるコスト増については、広域機関の手法により試算する。）
  - ※大規模電源や系統等の状況変化により、前提となる連系線の潮流に大きな変化が生じることが具体的に想定されることとなった場合には別途対応を検討する。
- 2021年度以降については、運用実績等の関連するデータを基に電源 I ' の広域的調達の経済メリット等を評価し、連系線確保量のあり方を検討する。
  - ※市場分断がエリアの小売市場の競争に与える影響も考慮する必要がある。

### 電源 I ' のエリア外調達の対象連系線と上限値（単位：万kW）【再掲】

赤字：広域機関が示した連系線確保量の上限値：2020年度運用容量考慮後

黒字：2020年度の電源 I ' 募集量の推計値（電力・ガス取引監視等委員会が推計。実際の募集量は未定）

※東北東京間及び中国九州間連系線以外はフェンス潮流にて管理。複数ルートの合計値で管理されるので各連系線の上限値はこれより小さい場合がある。



- 上限値の範囲内で公募を行い、公募結果に基づき、エリア外で落札された電源 I ' の容量と同量の地域間連系線容量を確保することとし、対象となる地域間連系線および方向について、区分 A 0 のマーヅンとして設定することとする。  
 ※電源 I ' の必須稼働時間帯である、夏期（7～9月）及び冬期（12～2月）の平日9時～20時に設定することを基本とする

【予備力・調整力に関連したマーヅン】

内は当該区分に該当する現状のマーヅン

マーヅンの目的 マーヅンの分類	通常考慮すべきリスクへの対応			稀頻度リスクへの対応
	(参考) エリアが確保する調整力分※1	左記のうち、エリア外調達分	エリア外期待分	エリア外期待分
「需給バランスに対応したマーヅン」 需給バランスの確保を目的として、連系線を介して他エリアから電気を受給するために設定するマーヅン	電源 I 電源 I '	A0  (該当なし) 電源 I '	A1 旧① 旧②  ・最大電源ユニット相当 ・系統容量3%相当※2	A2 旧⑤  ・系統容量3%相当※3
「周波数制御に対応したマーヅン」 電力系統の異常時に電力系統の周波数を安定に保つために設定するマーヅン  ※周波数制御(電源脱落対応を除く)のためにマーヅンを設定する場合は、「異常時」の表現の見直しが必要。		電源 I - a	B0  ・北海道風力実証試験	B1 旧③  ・東京中部間連系設備 (EPPS: 逆方向) ・北海道本州間連系設備 (緊急時AFC: 逆方向)

※1: 表中には記載を省略しているが、電源 II の余力も含む。

※2: 従来区分①の系統容量3%相当マーヅンについては、長期計画断面では区分Dのマーヅンのほうが大きいため必要性を検討する必要性が無くなっている。一方、現在、前々日時点でエリア予備力不足時にはマーヅンを確保していることから、ここに記載している。

※3: ESCJの整理において、系統容量3%相当マーヅンに従来区分⑤(稀頻度リスク対応)に該当する観点が含まれることから記載

(余白)



1. 電源 I ' のエリア外調達について
  - (1) エリア外調達時の連系線確保量上限値について
  - (2) 直流設備の制約を考慮したエリア外調達
2. 2020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
3. 周波数制御機能付き調整力 (電源 I - a) 必要量について

- 第39回制度設計専門会合（2019年6月25日）において、「フェンス潮流で管理している連系線については、直流設備の制約を踏まえた上で落札者選定において一般送配電事業者間で連系線利用量を確認し、合計値を超えないようにする」こととしており、今回、直流設備の制約を踏まえた対応について検討を行った。

### 連系線確保量の上限値に係る評価の考え方

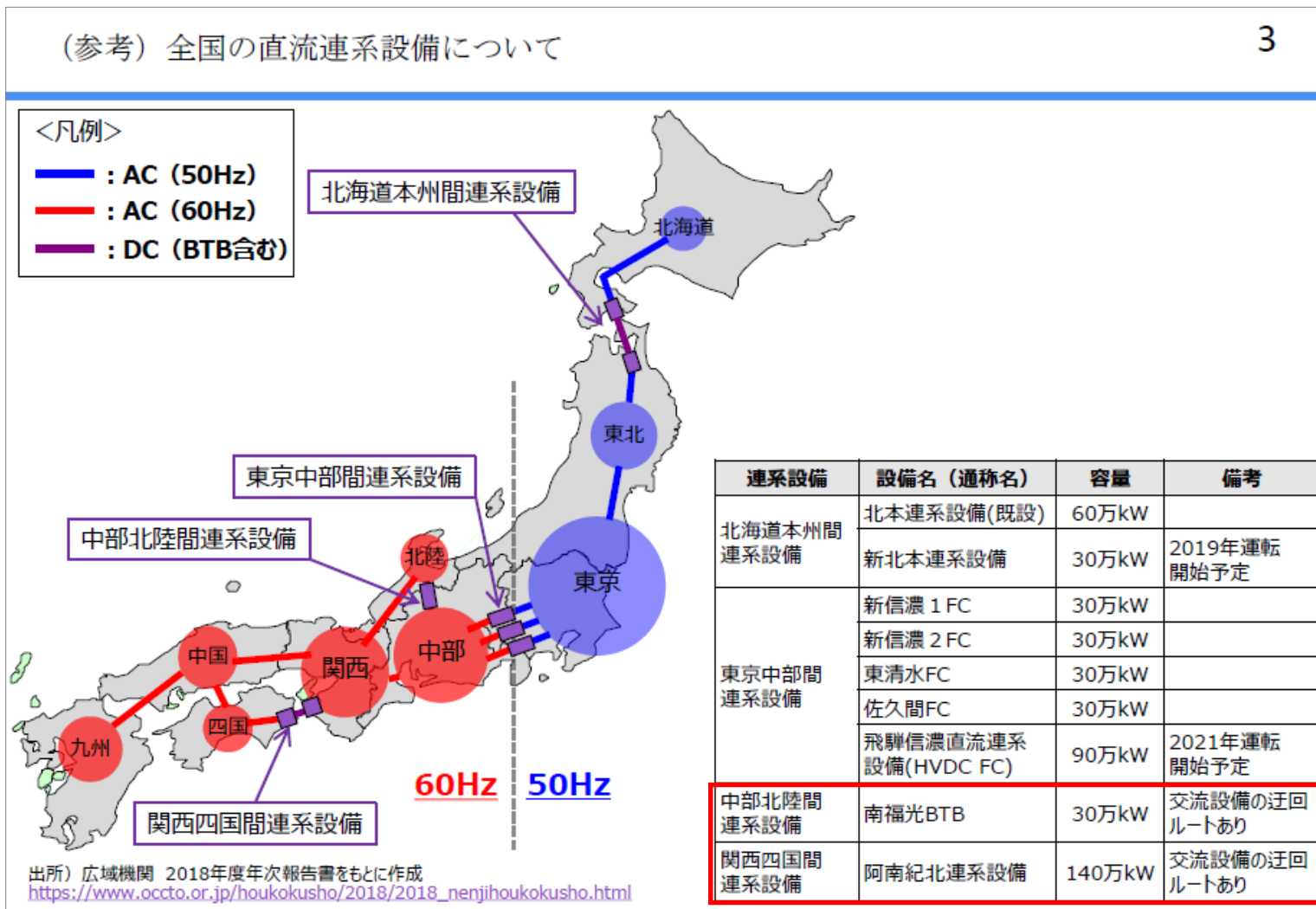
- 広域機関の評価結果は、電源 I' をエリア外から調達することによるコスト削減効果と、連系線容量を確保することによる市場分断の影響を、昨年度のデータから一定の仮定を置いて試算して比較したものであり、一定の妥当性があると考えられる。
- 2020年度については実施初年度であり、精緻な評価は困難と考えられることから、電源 I' 向けの連系線確保量の上限は、広域機関の値を用いることとしてはどうか。（注1）
- なお、実際の応札価格が本試算から大きく異なった場合には、電源 I' をエリア外から調達することによるコスト削減効果が本試算より大幅に縮小する可能性がある。したがって、域外からの応札については、それを落札するメリットが連系線容量を確保することによるコスト増を上回ると評価されるケースのみ調達対象とすることとしてはどうか。（注2、3）

注1）フェンス潮流で管理している連系線については、直流設備の制約を踏まえた上で落札者選定において一般送配電事業者間で連系線利用量を確認し、合計値を超えないようにする。

注2）昨年度の電源 I' の公募は、エリアによって契約期間等の募集条件が異なっていた。2020年度向け公募において契約期間が統一されるなどの変更があった場合には、エリアによって応札価格が大きく変化する可能性がある。

注3）連系線の容量を確保することによるコスト増については、広域機関の手法により試算することとし、具体的な評価方法は、電力・ガス取引監視等委員会事務局から一般送配電事業者に通知する。

- 2020年度向け公募における電源 I ' のエリア外調達の対象となる直流連系設備は、中部北陸間連系設備と関西四国間連系設備となる。



- 第9回需給調整市場検討小委員会（2019年3月5日）において、直流設備における調整力の広域運用可否について検討した結果、中部北陸間連系設備および関西四国間連系設備については、最低潮流制約や周辺系統電圧調整等の課題があるため、「原則、迂回ルートである交流設備を優先して運用する」こととしている。
- 今回、2020年度向け公募においても、運用制約を考慮して「迂回ルートである交流設備を優先して運用する」ことを前提として電源 I 'エリア外調達について検討を行った。

2021年度以降における各直流設備を用いた三次②、三次①、二次②の広域運用可否について

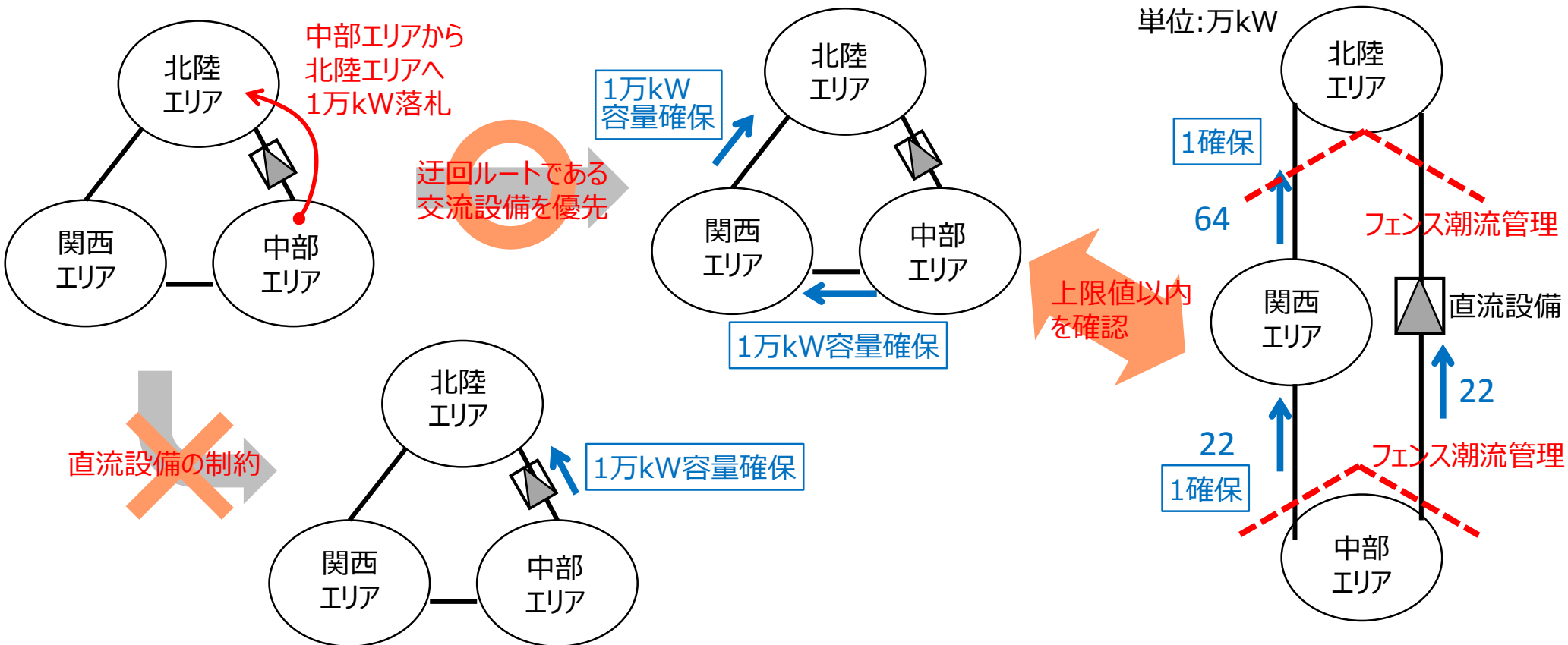
4

- 三次②、三次①、二次②については、一部の直流設備が対応困難。その他の設備も制約事項を有すものの、これを考慮したうえで地点ごとの設備群として扱うことで運用可能となる。

<凡例>○：運用可能、×：運用困難

連系名	設備名<通称名>	三次②	三次①	二次②	三次①と二次②における主な制約事項等
北海道本州間連系設備	北本連系設備	○	○	○	・原則、比較的制約が少ない新北本連系設備を対象として、制約の範囲内で運用する。 新北本連系設備：段差制約 北本連系設備：段差制約、最低潮流制約、潮流反転制約
	新北本連系設備	○	○	○	
東京中部間連系設備	新信濃1FC	×	×	×	・補助リレー接点摩耗やマージン運用からのソフト変更等の理由により、多頻度の潮流変更が困難である。（三次②も同様の理由）
	佐久間FC	×	×	×	・運用者が潮流を現地で設定をするため、多頻度の潮流変更が困難である。 ・なお、現時点のマージン設定対象設備である。（三次②も同様の理由）
	東清水FC	○	×	×	・計画潮流流量変化の大きい30分コマに合わせて、上位系統で事前に手動で電圧調整を実施する必要があるため、多頻度の潮流変更が困難である。
	新信濃2FC	○	×	×	・潮流頻度が多すぎると補助リレー接点が摩耗するため、多頻度の潮流変更が困難である。
	飛騨信濃直流連系設備（HVDC FC）	○	○	○	・調相設備の開閉頻度が極端に増加しない潮流変化（段差制約）内で運用する。
中部北陸間連系設備	南福光BTB	○	○	○	・全て対応可能であるが、直流設備には最低潮流制約や周辺系統電圧調整等の課題があるため、原則、迂回ルートである交流設備を優先して運用する。
関西四国間連系設備	阿南紀北連系設備	○	○	○	・同上

- 例えば、中部エリアから北陸エリアへ電源 I ' が1万kW落札した場合、中部北陸間連系設備に1万kWの連系線容量を確保することが考えられるが、直流設備の制約を踏まえ、迂回ルートである中部関西間連系線および関西北陸間連系線にそれぞれ1万kWの連系線容量を確保することとしてはどうか。
- そして、落札評価にあたっては、関係する一般送配電事業者間（中部・北陸・関西間）にてフェンス潮流で管理している各連系線の上限值を超えていないことを確認することとしてはどうか。
- これにより、実需給にて北陸エリアの一般送配電事業者が中部エリアの電源 I ' を発動するときは、中部→関西→北陸の迂回ルートである交流設備にて、電気を供給することとなる。



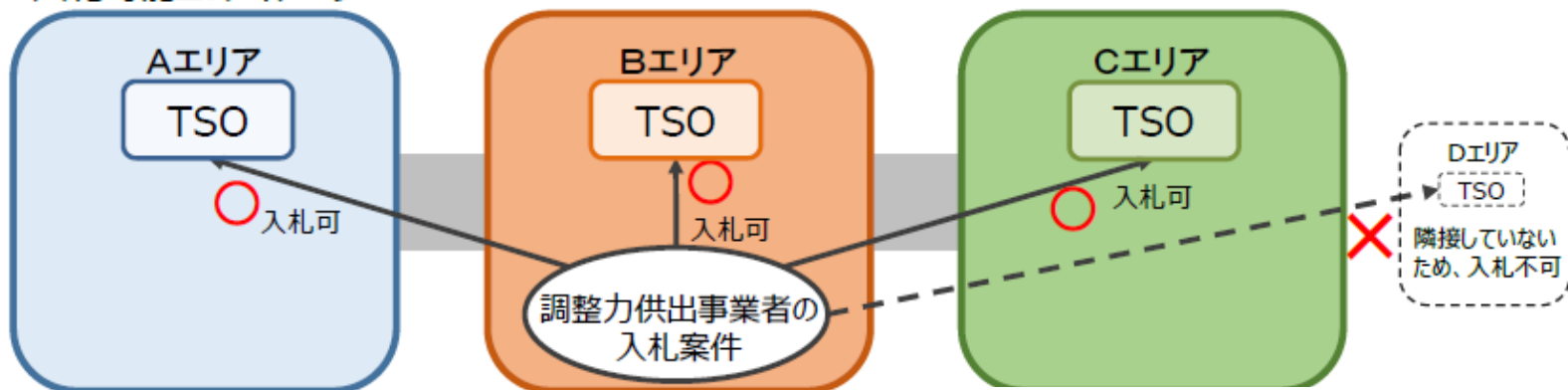
- 以上のことから、直流連系設備における隣接エリア間の電源 I ' エリア外調達については、運用上の制約がある場合には、迂回ルートである交流設備を優先して活用することとしてはどうか。
- その落札評価にあたっては、関係する一般送配電事業者間にてフェンス潮流管理する各連系線の上限值を超えていないことを確認する。（迂回ルートを活用することで、複数の連系線の容量を確保することとなるが、フェンス潮流管理により、市場取引への影響は発生しない。）
- なお、中部北陸間および関西四国間の直流連系設備以外のエリア外調達については、市場取引への影響を踏まえ、2020年度向け調整力公募においては隣接エリア間に限定することとする。

## 「電源 I ' の広域的調達」の連系線運用方法と入札可能エリア

4

- ▶ エリア外からの電源 I ' の調達にあたり、発動指令時の連系線の運用（P0変更）、ならびに調整力供出事業者への指令方法について、一般送配電事業者・広域機関共同で検討しました。
- ▶ その結果、数時間前（2～3時間程度前）までの発動判断であれば、既存のシステム等を活用して連系線を通じた運用が可能となる見通しを得ました。よって、数時間前に発動判断を行う電源 I ' は広域的に調達が可能です。
- ▶ 「電源 I ' の広域的調達」を行う場合、電源 I ' を調達する一般送配電事業者の募集に、他エリアからの入札も行うこととなります。
- ▶ 複数のエリアが同一の連系線を使った調達を行うと、連系線の使用順序などの課題がありますが、隣接エリアまでを対象とすれば使用順序などの課題はないと考えられます。このため、今回の公募では、電源 I ' の募集を行っていないエリアも含め、隣接エリアからの募集であれば入札が可能と考えています。

## &lt;入札可能エリアイメージ&gt;



(余白)



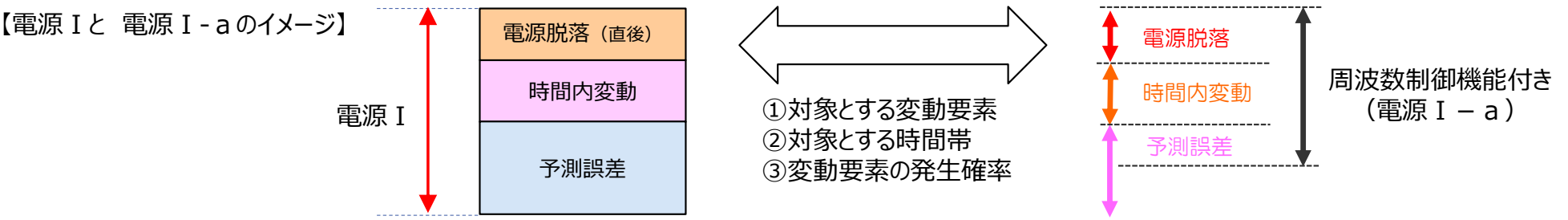
1. 電源 I ' のエリア外調達について
  - (1) エリア外調達時の連系線確保量上限値について
  - (2) 直流設備の制約を考慮したエリア外調達
2. 2020年度向け調整力の公募にかかる必要量等の考え方について
3. 周波数制御機能付き調整力 (電源 I - a) 必要量について

- 前回までの議論および以上の内容を踏まえ、「電源 I 必要量(沖縄エリア以外)」、「電源 I 必要量(沖縄エリア)」、「電源 I '必要量」の検討結果として、資料 2 - 2「2020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（案）」のとおり取りまとめることとしたい。

1. 電源 I ' のエリア外調達について
  - (1) エリア外調達時の連系線確保量上限値について
  - (2) 直流設備の制約を考慮したエリア外調達
2. 2020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
3. 周波数制御機能付き調整力（電源 I - a）必要量について

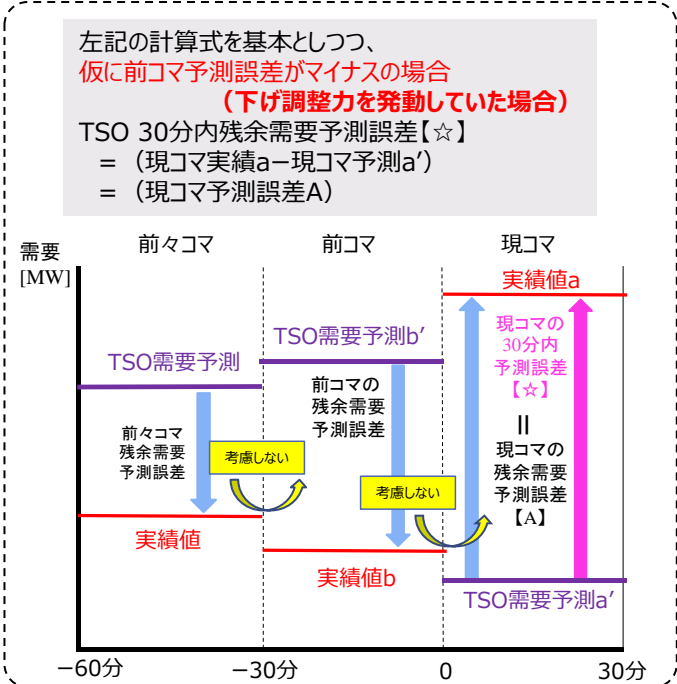
(余白)

- 電源 I のうち、周波数制御機能付き調整力（電源 I - a）の必要量は、「電源脱落(直後)」、「時間内変動」、「残余需要予測誤差の一部」に対応するための量として各一般送配電事業者が算定し、公募調達を行っている。
- 現時点で周波数調整に係る問題は特に生じていないことから、2020年度向けの調整力公募においても、これまでと同様の考え方で電源 I - a 必要量を算定することでどうか。



【電源 I - a の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【☆】  
 = (現コマ実績a - 前コマ実績b) - (現コマ予測a' - 前コマ予測b')  
 = (現コマ実績a - 現コマ予測a') - (前コマ実績b - 前コマ予測b')  
 = (現コマ予測誤差A) - (前コマ予測誤差B)



出所) 第31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25日)  
 資料 2 - 1 参考をもとに作成  
[https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2018/chousei\\_jukyu\\_31\\_haifu.html](https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2018/chousei_jukyu_31_haifu.html)

### 予測誤差のうち周波数調整機能が必要な部分について

#### 考え方

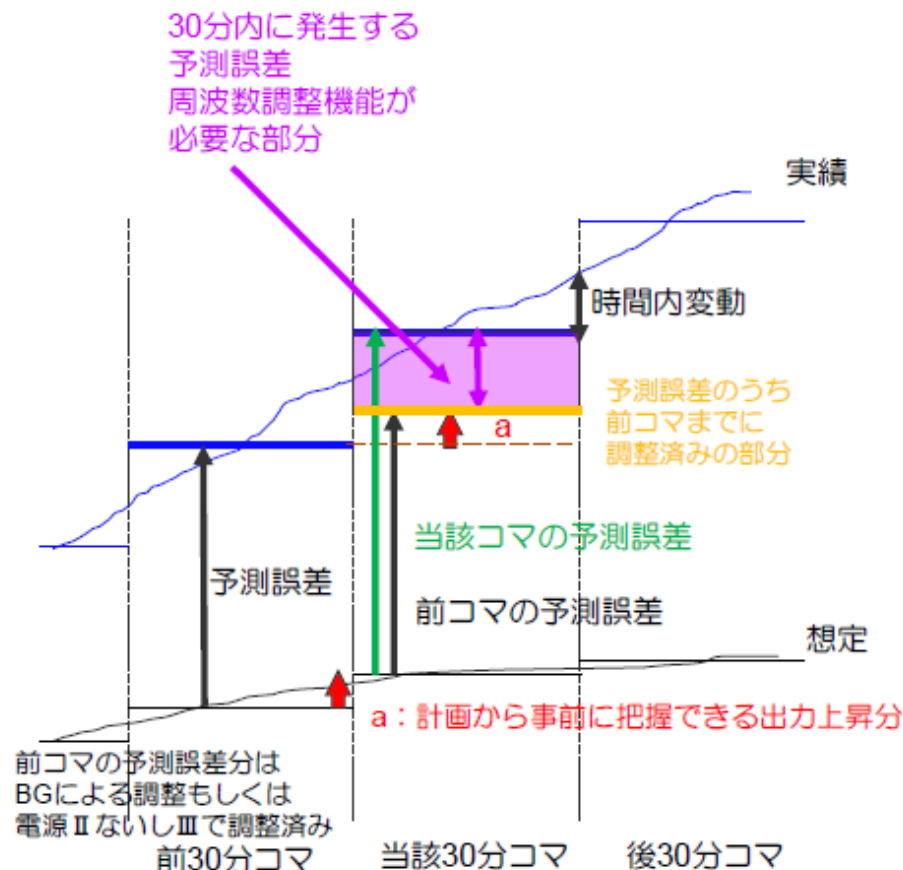
予測誤差は想定したタイミングから実績との差分となっているが、実運用としては、当該コマの時点で前コマの予測誤差の部分は対応済みであると考えられる。このため当該30分コマ内の予測誤差は当該コマの予測誤差から前コマの予測誤差を除いた分となる。

#### 30分コマで発生する予測誤差については周波数調整機能が必要

現状30分コマ以下の計画がないため、これ以上細かい時間で誤差を切り分けることが出来ないが、30分コマ内の予測誤差は30分の中でいつどのように発生するか予測できないもの。

(需要変動や天候・気温の変動で発生するものであり30分コマの最初で発生するかもしれないし、最後の数分で発生する可能性もある)

このため、事前に調整することは不可能。自動で対応せざるを得ない部分であり周波数調整機能が必要となる。



～一般送配電事業者による電源 I - a 必要量の算定結果と募集量～

■ 各一般送配電事業者が算定した電源 I - a 必要量および電源 I 必要量に基づき設定する電源 I - a 募集量は以下のとおり。

エリア	【参考】 2019年度 募集量	2020年度 試算（年間）	2020年度 募集量
北海道	7.0%	7.9%	7.0%
東北	6.7%	7.2%	7.0%
東京	5.6%	5.2%	5.2%
中部	6.0%	7.2%	7.0%
北陸	6.5%	6.0%	6.0%
関西	5.4%	5.8%	5.8%
中国	7.0%	7.9%	7.0%
四国	6.7%	7.6%	7.0%
九州	7.0%	8.2%	7.0%
沖縄 ※1	57MW	—	57MW

※1.沖縄エリアについては「事故時対応調整力」分は含まれない

各エリア、残余需要ピーク95%以上の30分コマを対象として試算