

年間・月間計画断面の運用容量算定における 電制電源の出力想定について

2019年12月13日

九州電力株式会社（幹事会社）
電力広域的運営推進機関

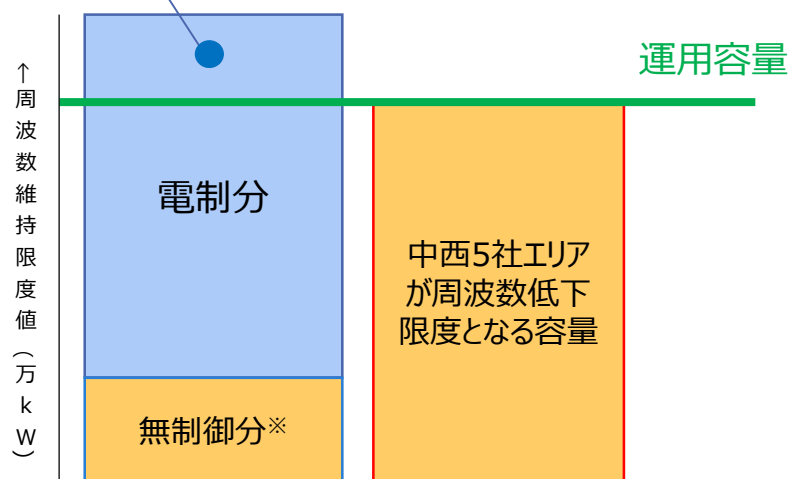
- 近年、再エネ接続量の増加等に伴い、電制電源が定格出力で運転しているとは限らなくなってきた。
- このため、電制電源の出力が運用容量に影響を与える連系線において、電制電源が年間計画策定時の想定よりも低い出力で運転した場合、**年間・月間計画より運用容量が減少する可能性**がある。
- 2018年10月より運用開始された間接オークションにより、年間～週間計画断面における送電可否判定が廃止されたため、スポット前（翌々日計画）までの運用容量変更が連系線利用者に与える影響は小さくなった。
- 他方、2019年4月より月間計画をベースに間接送電権の発行が開始されたため、翌々日計画の運用容量が、
 - ・ 月間計画より増加する場合は、発行可能であったはずの間接送電権が発行されない
 - ・ 月間計画より減少する場合は、発行された間接送電権が抑制されることになる。
- また、「発行可能であったはずの間接送電権が発行されない」よりも、「発行された間接送電権が抑制される」方が、リスクヘッジするための猶予が少なく、連系線利用者に与える影響が大きいと考えられるため、**翌々日計画の運用容量が、極力、「年間・月間計画より減少せず」かつ「年間・月間計画との乖離が少ない」ことが望ましい。**
- これらを踏まえ、年間・月間計画断面における「電制電源の適正な出力想定方法」について検討する。

- 連系線の運用容量への電制電源出力の織込み方に関する調査結果は以下のとおり。
- 電制対象は定格出力としている連系線が多いものの、中国九州間（中国向）を除いては、現時点では必要量が確保されており、出力想定を見直す必要性は低い。
- このため、望ましい電制電源の出力想定方法の検討については、**まずは中国九州間連系線（中国向）を対象とする。**

連系線	方向	電制を織込む制約要因	現行の電制電源の出力想定方法	電制電源の出力想定方法を検討する必要性
東北東京間	東京向	熱容量・同期安定性	電源調整による各制約限度値算出時点の出力をメリットオーダーで想定	電制電源が出力抑制される状況ではなく、出力想定方法を見直す必要性は低い
中部関西間	関西向	周波数	主要な発電機が電制対象になっており、必要量は確保可能（制約要因に影響しない）	低い
北陸関西間	関西向	周波数	同上	同上
関西中国間	関西向	同期安定性	同上	同上
中国四国間	中国向	周波数	同上	同上
中国九州間	中国向	周波数	系統安定化装置による電制電源（今回出力想定） ：定格出力（作業停止等考慮） OFR電制：供計ベース 転送遮断：最低限見込める量	電制電源の出力が低い場合、出力想定方法を検討する必要性がある
60Hz連系系統	東向	同期安定性	主要な発電機が電制対象になっており、必要量は確保可能（制約要因に影響しない）	低い

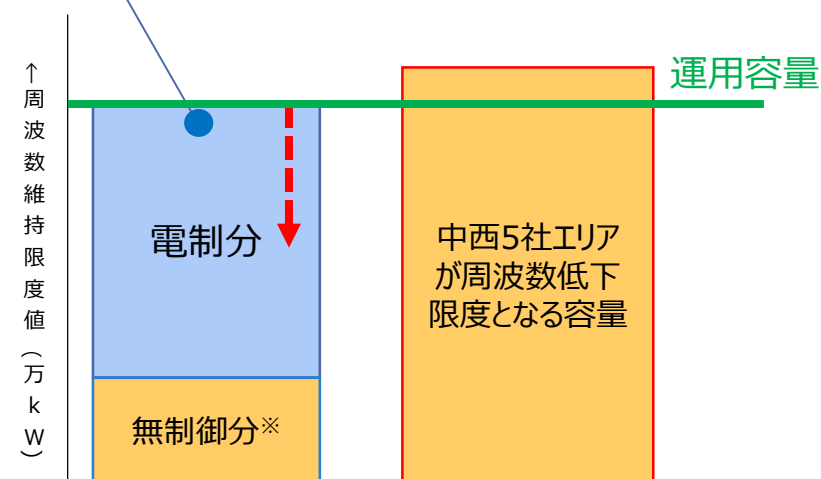
- 中国九州間連系線（中国向）の運用容量は、下図のように**中西5社エリアの周波数低下限度値**（以下、「中西低下限度」と）と**九州エリアの周波数上昇限度値**（以下、「九州上昇限度」と）の**いずれか小さい方の値**となる。
- このため、電制量を十分確保できれば中西低下限度が運用容量の決定要因となり、十分確保できなければ九州上昇限度が決定要因となる。
- また、電制電源の出力減少により、九州上昇限度が中西低下限度を下回ると運用容量が低下する。

運用容量が中西低下限度で定まる場合は、電制電源を抑制しても運用容量は減少しない



中西低下限度により運用容量が決定

運用容量が九州上昇限度で定まる場合は、電制電源を抑制すると運用容量が減少する



九州上昇限度により運用容量が決定

※ ルート断故障が発生しても原則、電制や負荷制限を伴わない潮流

- 中国九州間連系線（中国向）の運用容量の考え方を踏まえると、**年間・月間計画が翌々日計画で見直された場合の組み合わせは下表の6ケース**となる。
- 翌々日計画断面において、**中西低下限度が決定要因となる限りは系統安定化装置による電制電源を抑制しても運用容量は減少せずケース①④**となるが、**九州上昇限度が決定要因となる場合は運用容量が減少しケース③⑥**となる場合があり得る。
- このため、直近の再エネの出力抑制期間を含む直近 1 年間の実績を基に系統安定化装置による電制電源の出力を変化させ電制電源の適正な出力想定について検討を行う。（以下、特に記載のない場合、電制電源とは「系統安定化装置による電制電源」のことを指す）

年間・月間計画	翌々日計画	運用 容量	増減の要因	ケース
中西低下限度が決定要因 (九州上昇限度 > 中西低下限度)	中西低下限度が決定要因 (九州上昇限度 > 中西低下限度)	増加	細分化※による増加	①
	九州上昇限度が決定要因 (九州上昇限度 < 中西低下限度)	増加	細分化※による増加 > 電制分の減少	②
		減少	細分化※による増加 < 電制分の減少	③
九州上昇限度が決定要因 (九州上昇限度 < 中西低下限度)	中西低下限度が決定要因 (九州上昇限度 > 中西低下限度)	増加	電制分の増加および細分化※	④
	九州上昇限度が決定要因 (九州上昇限度 < 中西低下限度)	増加	電制分の増加および細分化※	⑤
		減少	細分化※による増加 < 電制分の減少	⑥

※ 細分化により運用容量が増加する理由は次スライド参照

- 運用容量は算出断面の最小値としていることから、年間・月間計画から翌々日計画と実運用に近づく、想定の高度を高めて断面を細分化するため、その部分の運用容量は増加する。

2019年5月 第2回運用容量検討会 資料1より抜粋

■ 運用容量算出断面

運用容量の算出断面は、送配電等業務指針第197条に規定されている。

広域機関設立前

年度を通じて
1断面を原則※

設立後

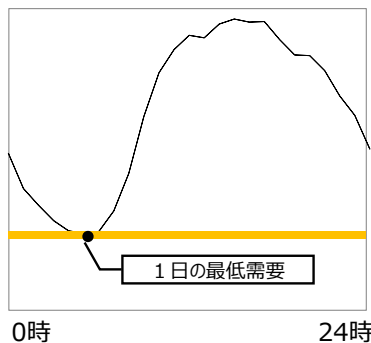
30分毎
を原則

※一般電気事業者の送電部門が混雑の解消または緩和を図ることが可能と判断する場合は関係箇所と協議のうえ断面を複数化

算出断面を
細分化すると

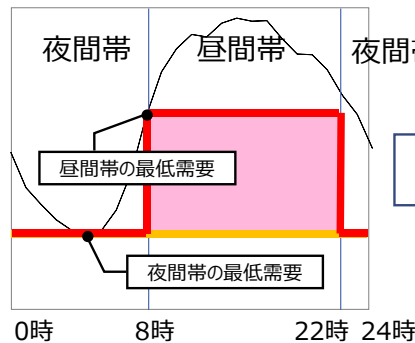
【算出断面の細分化による運用容量の増加イメージ（週間計画以降の例）】

【1断面／日の運用容量】



・運用容量を1日の最低需要から算出し、運用容量として設定する。

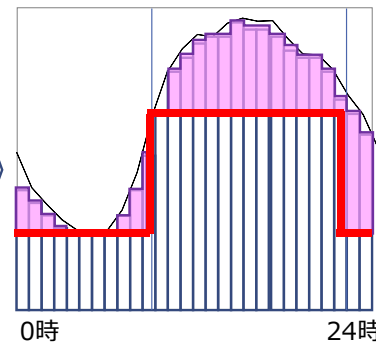
【2断面／日の運用容量】



・1日を昼間帯※1と夜間帯※2に区分し、昼間帯の最低需要から運用容量を算出することで、昼間帯の運用容量が増加する。

※1 昼間帯：8時～22時
※2 夜間帯：昼間帯以外の時間帯

【30分毎の運用容量】



・1日を30分毎に区分し、30分毎の想定需要から運用容量を算出することで、運用容量が増加する。

【凡例】

— 需要
— 1断面／日の運用容量
— 2断面／日の運用容量
— 30分毎の運用容量
■ 運用容量増加分

【周波数維持の制約要因で運用容量が定まる場合の例】

・周波数維持の限度値は、一般的に需要が大きいと高く、需要が小さいと低い。

■ 検討は以下の条件で運用容量を試算し、翌々日計画の実績と比較する。

(1) 年間計画段階での運用容量（試算）

年間計画においては電制電源を

① 定格出力

② 最低出力

とした場合で試算する

(2) 翌々日計画との比較

(1)で試算した運用容量の年間計画と翌々日計画の実績における直近1年間の差を評価

(3) 翌々日計画における決定要因が何であったかについて直近1年間の実績を用いて調査する。

前提条件

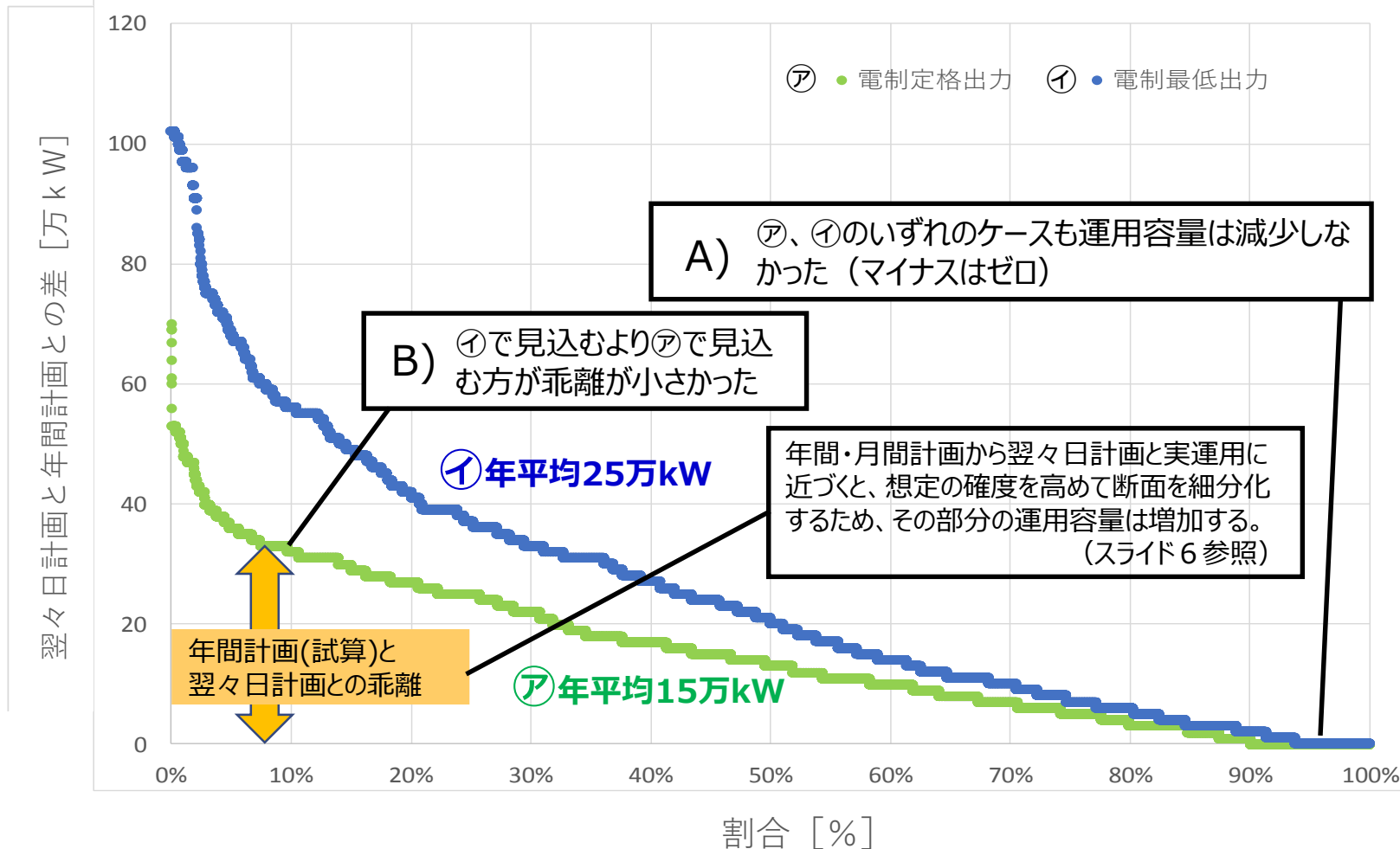
・分析期間：直近1年間（2018年11月～2019年10月）

・電制電源以外の出力想定：現行どおり

なお、転送遮断による電制電源出力は、装置運用開始前の期間（2018年11月～2019年3月）についても現行同様織り込み

■ 運用容量の年間計画と翌々日計画の実績を比較した結果、以下のことが分かった。

- A) ㊦定格出力、㊩最低出力のいずれのケースも運用容量は減少しなかった。
- B) ㊩最低出力で見込むより㊦定格出力で見込む方が翌々日計画との乖離が小さかった。



- 2018年11月～2019年10月における中国九州間連系線（中国向）の翌々日計画における運用容量の決定要因を調査した結果、以下のことが分かった。

C) ほぼ全て（99.8%）が中西低下限度であった。

D) 九州上昇限度が決定要因となったコマについても、年間計画より翌々日計画の方が運用容量が増加していた。（運用容量が減少するケースはなし）

運用容量	増加		減少	合計
決定要因	中西低下限度 (ケース①④)	九州上昇限度 (ケース②⑤)	九州上昇限度 (ケース③⑥)	
コマ数	17,493 コマ	27 コマ	0 コマ	17,520 コマ
割合	99.8 %	0.2 %	0.0 %	100 %

C)

D)

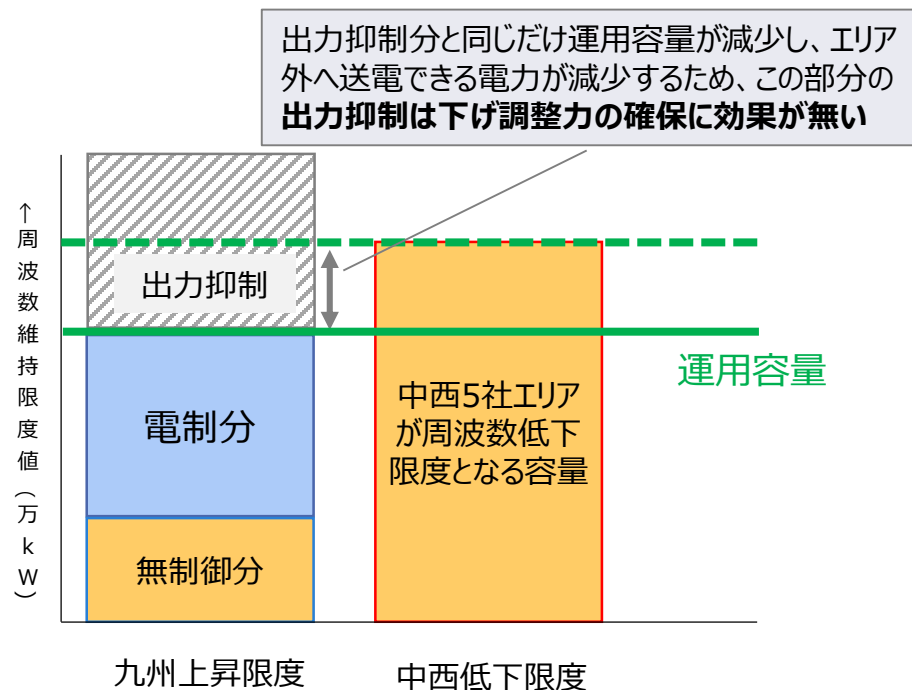
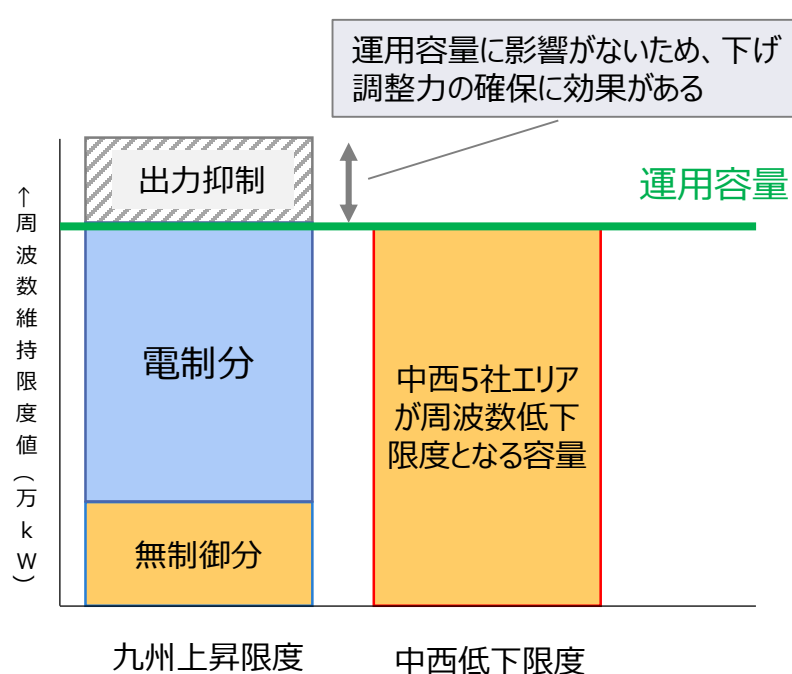
■ 以上より、

- 再エネ導入の最新状況が織り込まれている直近1年間の実績でも、電制電源の出力減少により**運用容量の翌々日計画が年間計画より減少することは無かった**
- 年間・月間計画においては中西低下限度が主な決定要因となる㊦**定格出力で見込む方が、翌々日計画との乖離が小さくなり、より現実的な計画となる**

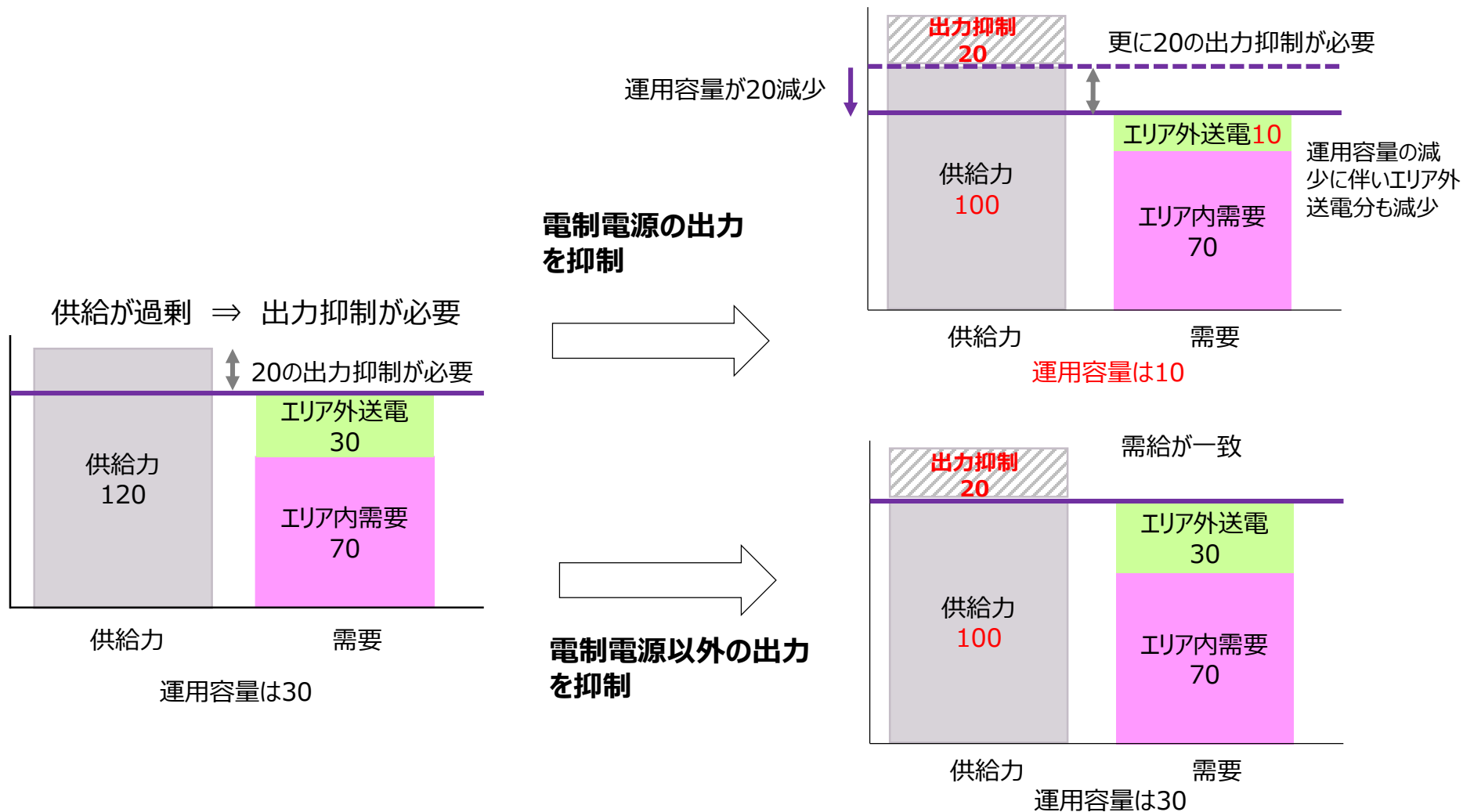
ことが分かった。

- このため、年間～月間計画における**中国九州間連系線（中国向）の電制電源は、当面、定格出力で見込む**こととし、毎年、運用容量算出における検討条件の設定時（5月頃）に「翌々日計画で運用容量が減少する事象がどのような場合に発生しているか」を確認していく。
- なお、翌々日計画以降に運用容量が減少するような電制電源の出力抑制は、下げ調整力不足の解消への効果が低いことから行われ^{ない}。(スライド11以降参照)

- 需要が小さく再エネが高出力の断面においては、供給力が需要を上回り、送配電等業務指針第173、174条に基づき「下げ調整力が不足する場合の措置」として発電機の出力が抑制される場合がある。
- このような状況では、再エネより優先して、まず①エリア内火力の出力抑制を行うが、次に②連系線を運用容量まで最大限活用して再エネを供給（長周期広域周波数調整）し、エリア外の火力等を抑制する。
- このとき、火力の出力を抑制しても運用容量が同じだけ減少してしまえば、エリア外に送電できる再エネが減少し、下げ調整力不足の解消への効果が低いため、運用容量に影響を与えない範囲で電制電源の出力を抑制する必要がある。



- **電制電源の出力抑制を行った場合**：出力抑制と共に運用容量が減少し、エリア外送電分も減少する。このため供給過剰は解消せず更なる出力抑制が必要となる。
- **電制電源以外の出力抑制を行った場合**：需給が一致しこれ以上の出力抑制は不要となる。



(下げ調整力の活用)

第173条 一般送配電事業者は、電力設備の故障、需要予測又は発電予測の誤差等によって、供給区域の需要に対する電気の供給が余剰になると見込まれる場合は、次の各号に掲げる措置を講じる。

一 一般送配電事業者が調整力としてあらかじめ確保した次のアからウに掲げる方法

ア 発電機出力抑制

イ 揚水式発電機の揚水運転

ウ 需給バランス改善用の電力貯蔵装置の充電

二 一般送配電事業者からオンラインで調整ができる次のアからウに掲げる方法

ア 発電機出力抑制

イ 揚水式発電機の揚水運転

ウ 需給バランス改善用の電力貯蔵装置の充電

(下げ調整力が不足する場合の措置)

第174条 一般送配電事業者は、前条の措置を講じても供給区域の電気の余剰を解消できず、下げ調整力不足又は下げ調整力不足の発生するおそれがあると判断した場合には、次の各号の順位にしたがって同号に掲げる措置を講じる。

一 一般送配電事業者からオンラインで調整できない次のアからウに掲げる方法（第3号、第4号、第5号及び第7号に掲げる方法を除く。）

ア 火力電源等（出力制御が困難な電源及び下げ調整力不足の解消への効果が低い電源は除く。以下同じ。）の発電機出力抑制

イ 揚水式発電機の揚水運転

ウ 需給バランス改善用の電力貯蔵装置の充電

二 長周期広域周波数調整

三 バイオマスの専焼電源（ただし、次号の地域バイオマス電源を除く。以下同じ。）の出力抑制

四 地域資源バイオマス電源（地域に賦存する資源（未利用間伐材等のバイオマス、メタン発酵ガス、一般廃棄物）を活用する発電設備（ただし、燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力抑制が困難なものを除く。）をいう。

以下同じ。）の出力抑制

五 自然変動電源の出力抑制

六 業務規程第111条に定める本機関の指示に基づく措置

七 長期固定電源の出力抑制

2 一般送配電事業者は、前項各号の措置の実施に要する時間等を考慮した上で、関係する電気供給事業者に対し、実施に必要となる要請又は指令を行う。