

○第83回広域系統整備委員会後、事務局にて以下を訂正
・全国における再給電費用試算値（P.24）

2029年度の系統混雑に関する中長期見通し （報告）

2024年9月10日

広域系統整備委員会 事務局

- 第78回本委員会（2024年4月10日）では、2027年度以降、年間の代表的な3つの需要断面（昼間ピーク、点灯ピーク、その他）で不特定多数の系統混雑が発生する見通しを踏まえ、**系統混雑見通しの精緻化**とともに、**系統混雑に伴う課題と対応の検討を進める必要性**をお示した。
- 系統混雑見通しの精緻化としては、第50回系統ワーキンググループ（2024年3月11日）で示された算出方針等に基づくこととし、2024年夏頃を目途に、系統混雑に関する中長期見通しの算出作業を進めていくこととした。
- 今回、新たな算出方法により、**2029年度の系統混雑に関する中長期見通しを算出**したため、結果をご報告する。
- なお、報告結果の内、再エネ出力制御を伴う系統混雑に関する中長期見通しについては、本委員会でのご確認結果を踏まえ、国へ報告する。

1. 背景・目的
2. 前提条件および算出方法
3. 2029年度の系統混雑に関する中長期見通し結果
4. 情報公表
5. まとめ

1. 背景・目的
2. 前提条件および算出方法
3. 2029年度の系統混雑に関する中長期見通し結果
4. 情報公表
5. まとめ

- コネクト&マネージの取組みにより、平常時の系統制約による出力制御を前提とした設備形成へ転換したことにより、**再生可能エネルギーの導入量は着実に拡大**している。
- そのため、ノンファーム型接続の導入に伴う地内系統混雑の拡大を見据え、これらが**供給信頼度や需給運用へ与える影響評価の前提となる系統混雑の見通しを本委員会へ定例的に報告**してきた。
- 具体的には、わが国では、2027年度頃から端境期での系統混雑が発生し始め、**2028年度には混雑設備数の増加とともに、ピーク需要断面で全国最大20万kW程度の系統混雑が発生する見通し**をお示した。

3. 2028年度時点の系統混雑想定結果（混雑設備数）

6

■ 混雑設備数※1は、一般送配電事業者における運用対策等※2の対応により、昨年度の想定結果と比べ、**断面Ⅰ・Ⅱでは同程度（混雑箇所は変化）、断面Ⅲにおいては減少**することを確認した。

※1 今後の電源の稼働状況や系統の運用状況の変化によっては、混雑想定結果が変わる場合がある。
※2 N-1電制の本格適用ほか

全国合計

	混雑が想定される設備数		
	断面Ⅰ	断面Ⅱ	断面Ⅲ
基幹系統	1	1	25
ローカル系統	3	2	95

※設備数は各社公表している空き容量マップ一覧表の設備単位でカウント。
Ⅰ：昼間ピーク需要断面（太陽光が発電しない断面）
Ⅱ：点灯ピーク需要断面（軽負荷期等）
Ⅲ：Ⅰ、Ⅱ以外の断面（供給区域内の最上位電圧が250kV未満のときは最上位電圧。変圧器の分類は一次電圧による）、ローカル系統はそれ未満の電圧階級（配電用変圧器及び配電設備を除く）とした。

北海道

	設備数		
	Ⅰ	Ⅱ	Ⅲ
基幹系統	0	0	10
ローカル系統	0	0	19

東北

	設備数		
	Ⅰ	Ⅱ	Ⅲ
基幹系統	1	1	6
ローカル系統	1	1	28

関東

	設備数		
	Ⅰ	Ⅱ	Ⅲ
基幹系統	0	0	3
ローカル系統	0	0	1

中部

	設備数		
	Ⅰ	Ⅱ	Ⅲ
基幹系統	0	0	1
ローカル系統	0	0	8

近畿

	設備数		
	Ⅰ	Ⅱ	Ⅲ
基幹系統	0	0	0
ローカル系統	0	0	0

四国

	設備数		
	Ⅰ	Ⅱ	Ⅲ
基幹系統	0	0	1
ローカル系統	0	0	6

九州

	設備数		
	Ⅰ	Ⅱ	Ⅲ
基幹系統	0	0	0
ローカル系統	0	0	15

沖縄

	設備数		
	Ⅰ	Ⅱ	Ⅲ
基幹系統	0	0	0
ローカル系統	0	0	0

中国

	設備数		
	Ⅰ	Ⅱ	Ⅲ
基幹系統	0	0	1
ローカル系統	0	0	1

3. 2028年度時点のピーク需要断面における系統混雑想定結果（混雑系統、混雑量）8

- 基幹系統では、昨年度に混雑が確認された九州エリアは運用対策等※1により解消される見込みである。一方、東北エリアにて新たに混雑が見込まれる箇所が追加となった。
- ローカル系統では、運用対策等※1により昨年度から混雑が解消される一方で、東京・東北エリアにて混雑が想定される箇所が追加となった。
- なお、ピーク需要断面において発生する系統全体の最大の混雑想定量※2は、昨年度の想定結果と比べて減少することを確認した。

<基幹系統>

エリア	電圧 [kV]	設備名称	断面Ⅰ：昼間ピーク需要断面			断面Ⅱ：点灯ピーク需要断面		
			想定潮流／運用容量 [MW]	混雑量 [MW]	主な混雑要因（現在との差分）	想定潮流／運用容量 [MW]	混雑量 [MW]	主な混雑要因（現在との差分）
東北	275/154	A送電所	354/285	69	風力の連系増加	317/285	32	風力の連系増加

<ローカル系統>

エリア	電圧 [kV]	設備名称	断面Ⅰ：昼間ピーク需要断面			断面Ⅱ：点灯ピーク需要断面		
			想定潮流／運用容量 [MW]	混雑量 [MW]	主な混雑要因（現在との差分）	想定潮流／運用容量 [MW]	混雑量 [MW]	主な混雑要因（現在との差分）
東京	154	C線	343/328	15	風力の連系増加	343/328	15	風力の連系増加
		D線	258/247	11	太陽光の連系増加	-	-	-
東北	154	A線	853/732	121	風力の連系増加	915/732	179	風力の連系増加

※1 N-1電制の本格適用ほか
※2 今後の電源の稼働状況や系統の運用状況の変化によっては、混雑想定結果が変わる場合がある

- 地内系統混雑が発生した場合、容量市場で確保された必要供給力（kW）の供出が制限されることから、需給ひっ迫や計画停電等にいたることが懸念されている。
- この点、2028年度の昼間ピーク需要断面における系統混雑の見通し（最大20万kW程度）を踏まえ、**供給信頼度へ与える影響は限定的**であり、2028年度における容量市場メインオークションへの**ノンファーム型接続電源の参加を制限するものではないと整理**されている（2029年度以降は、引き続き系統混雑見通しを踏まえて整理）。

2028年度実需給向けオークションにおけるノンファーム電源の取扱い

- 2023年9月22日に開催された第70回広域系統整備委員会において、2028年度の系統混雑の想定結果が取りまとめられた。
- **2028年度のピーク需要断面において発生する系統全体の混雑想定量は、2027年度を対象としたものよりも減少**する結果となった（昼間ピーク断面と点灯ピーク断面のうち、基幹系統とローカル系統の合計混雑量の大きいいずれかの断面において、2028年度：226MW [点灯ピーク断面]、2027年度：438MW [点灯ピーク断面]）。
- 2027年度実需給向けメインオークションにおけるノンファーム型接続が適用される電源の取扱いは、2027年度における系統混雑想定結果に基づき、参加を制限するものではないと整理されている。
- **2028年度の混雑想定量が2027年度よりも減少していることを踏まえ、2028年度実需給向けメインオークションにおいても、引き続きノンファーム型接続が適用される電源の参加を制限するものではないと整理することとしてはどうか。**
- なお、ノンファーム電源の接続を踏まえた各電源の供給力の取扱いについては、引き続き電力広域的運営推進機関や関連の委員会等と連携し、検討を行うものとする。

- 現行の需給調整市場では、発動制限 ΔkW の予見性が得られた可能な限り早いタイミングで一般送配電事業者が非混雑系統から代替 ΔkW を確保することで需給運用に必要な調整力を確保することと整理されている。
- そのため、2026年度頃までは**ノンファーム型接続電源の需給調整市場への参加が認められているが**、現行の発動制限 ΔkW への対応は、**不特定多数の箇所で系統混雑が生じるフェーズでは、対応が難しくなることも考えられることから、将来的な ΔkW 確保の在り方が検討**されているところ。

論点②：ノンファーム電源の扱いについて（1 / 2）

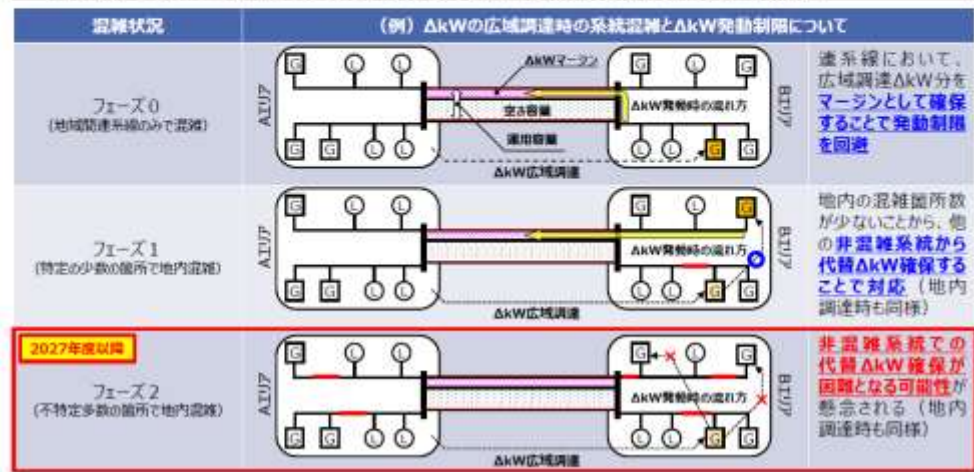
- 新規接続申込の増加等の状況変化はあるが、2026年度までの系統混雑に関する再評価を踏まえても、混雑発生初期はその影響は小さく、混雑処理用 ΔkW の確保（課題①）や需給調整用 ΔkW の代替（課題②－1）については、余力の範囲で対応可能である見通しである。
- **そのため、基幹系統起因のノンファーム電源については、従来通り、需給調整市場の参加に必要なその他の要件を満たしていることを前提に、当面（2026年度程度まで）の間は需給調整市場に参加できることとしたい。**
- **ローカル系統起因のノンファーム電源についても、需給調整市場の全商品の取引が開始され、かつローカル系統の混雑発生が見込まれる2024年度以降から当面（2026年度程度まで）は認めることとしたい（課題③）。**
- そのうえで、2027年度以降の対応については、混雑見通し等を踏まえつつ別途検討することとしてはどうか。

34

将来的な ΔkW 確保の在り方を検討することの必要性

9

- 現行の地域間連系系統および地内送電線における発動制限 ΔkW への対応は、あくまでも地域間連系系統のみで混雑が発生するフェーズ0、ならびに特定の少数の箇所で地内混雑が発生するフェーズ1を前提としている。
- 2027年度以降、不特定多数の箇所で系統混雑が発生するフェーズ2が想定され、現行の対応方法では、対応が難しくなることも考えられることから、あらかじめ**将来的な ΔkW 確保の在り方を検討する必要がある。**



出所) 第73回制度検討作業部会（2022年12月21日）資料4より一部抜粋

https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/seido_kento/pdf/073_04_00.pdf

出所) 第2回将来の運用容量等の在り方に関する作業会（2024年8月29日）資料4より一部抜粋

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2024/files/unyouyouryousagyoukai_2_04.pdf

- 地内系統混雑が生じるフェーズにおいては、発電事業者自らが事業収益性を見通すことの困難性が高まることから、再エネの導入拡大を推進するにあたり、中長期的な系統混雑に関する情報は極めて重要であり、この点、第78回本委員会（2024年4月10日）でもご意見をいただいたところ。
- また、中長期的な系統混雑の情報公表により、**立地誘導インセンティブが働くことも期待**されており、**現状では、各種制度**（混雑管理、需給調整市場、発電側課金など）においては、系統混雑に伴い一部特定負担となる仕組みや、非混雑系統に連系する電源への負担額軽減措置などが導入されている。
- これらを踏まえ、前述の供給信頼度や需給運用への影響評価の前提だけでなく、新たに**発電事業者自らが一定の確度を以て事業収益性を判断できる環境整備**、あるいは**発電所等の立地を非混雑系統へ誘導することによる経済合理的な設備形成**に資することを新たな目的として、中長期の混雑見通しを公表していく。

第78回 広域系統整備委員会（2024年4月10日）抜粋

（高見委員）

系統混雑に関するきめ細かな情報は、今、ノンファーム型の接続について金融機関から見ているところでは、事業の立ち上げの相談が結構たくさん来ていて、その**事業の経済性に極めて重要な影響を与える部分だ**と考えている。**このようなきめ細かなデータが出てくるとことは非常に大事なことで、ひいては事業の成立可能性に影響を与える**と思っているので、ぜひ進めていただきたいと感じる。

- 現在、地内基幹系統の混雑に対しては再給電方式（一定の順序）が導入されているが、基幹系統の混雑処理費用は一般負担と整理されているため、制御対象である基幹系統およびローカル系統の電源に対しては基本的に立地誘導インセンティブは働かないと考えられる。
- ただし、ノンファーム型接続の再エネ電源のうちFIP電源は、混雑処理費用自体は一般負担となるものの、出力制御により発電量が減少するため、電気供給量×プレミアム単価で得られるはずであったプレミアムが交付されない。
- このため、ノンファーム型接続の再エネ電源に対してはある程度の立地誘導インセンティブが働くものと考えられる。

基幹系統の混雑管理について ～出力制御時の精算～

25

- 混雑系統での出力制御の対象となる電源は、一般送配電事業者に出力制御された場合の精算単価を登録する必要があります。（調整電源については、調整力に関する契約をしているため不要です。）
- ファーム型接続の非調整電源（詳細はP20参照）は、需給調整市場ガイドラインで示された以下の式に基づき、出力制御時の精算に関する契約をしていただきます。
出力制御時の精算単価 ≥ 当該電源等の限界費用 - 一定額
一定額 = 限界費用 × 一定割合
- ノンファーム電源については、スポット市場価格にて出力制御時の精算を行うことを基本とします。
- 出力制御時は、出力制御量と出力制御時の精算単価に基づき、一般送配電事業者に精算していただきます。

<出力制御時の各事業者間の精算イメージ>



<出力制御時の精算単価>

電源種別	ファーム型接続	ノンファーム型接続 ^{※6}
調整電源	調整単価（限界費用ベース） 給電指令時補給単価（限界費用ベース）	調整単価（限界費用ベース） 給電指令時補給単価（スポット市場価格）
非調整電源	火力電源等 ^{※1} 、電力貯蔵システム ^{※2} 自然変動電源、長期固定電源 ^{※3} 、 バイオマス電源 ^{※4} （専焼、地域資源）	給電指令時補給単価（スポット市場価格） 給電指令時補給単価（スポット市場価格）
	－（原則、出力制御なし ^{※5} ）	

※1 混焼バイオマス電源^{※4}、陸水式発電機を含む

※2 系統充電をしない併設用蓄電設備の場合は併設発電設備と同等に扱う

※3 長期固定電源：水力（揚水式を除く）・原子力・地熱

※4 ファーム型接続のFIT電源は原則出力制御なし（P54参照）のため、上記に加えてファーム型接続でFITの設備バイオマス電源についても原則出力制御なし

※5 出力制御対象のファーム電源およびノンファーム電源を全て出力制御しても混雑が解消されない場合を除く

※6 東北北部エリア電源接続案件募集プロセスで実施した暫定ノンファーム型接続（入札対象工事増強完了後は系統を制約なしに利用できるファーム型接続が、混雑時の出力制御を回避し、入札対象工事増強完了前に接続するスキーム）を含む

- ローカル系統の系統混雑に対しては、ノンファーム電源の制御は無補償で行うこととしているため、一律制御が行われた際には、発電契約者は、発電計画を出力制御値にあわせて変更することと整理されている。
- このように、**混雑処理費用が特定（事業者）負担となることから、ローカル系統に連系するノンファーム電源（調整電源除く）に対してある程度の立地誘導インセンティブは働く**と考えられる。

（１）制御対象・制御方法

- 基幹系統においては、S+3Eを考慮したメリットオーダーによる混雑処理を実施する再給電方式が行われる。一方、ローカル系統においては、第62回 広域系統整備委で検討が行われ、基幹系統と異なる特徴を有している点を踏まえ、ノンファーム型接続適用電源（以降ノンファーム電源）のみを制御対象とする一律制御を基本としつつ、国と広域機関で連携して更に検討していくこととされた。
- これを受けて、第45回 再エネ大量導入小委において、ローカル系統においても、調整電源（火力等）が接続する系統では、基幹系統と同様、S+3Eを考慮したメリットオーダーによる混雑処理を行うことが適切であり、引き続き混雑処理方法を検討することとした。
- そこで、基幹系統と比べて調整電源が少なく、再エネの接続が多いという固有の特徴を持つローカル系統においても、S+3Eを考慮したメリットオーダーによる混雑処理方法として、本小委員会で決定した基幹系統の再給電方式（一定の順序）と同様の出力制御順、出力制御方法で制御することを基本としてはどうか。
- その上で、ノンファーム電源については、再給電方式による実需給断面での出力制御でなく、計画断面での計画値変更による出力制御を採用した上で、ローカル系統及び配電系統（ただし、低圧10kW未満除く）に接続する電源を制御対象とすることを基本としてはどうか。

【再給電方式（一定の順序）による出力制御ルール】

出力制御順	出力制御方法
① 調整電源の出力制御	メリットオーダー
② ノンファーム型接続の一般送配電事業者からオンラインでの調整ができない電源の出力制御	一律
③ ファーム型接続の一般送配電事業者からオンラインでの調整ができない電源の出力制御	メリットオーダー
④ ノンファーム型接続のバイオマス電源（専焼、地域資源（出力制御困難なものを除く））の出力制御	一律
⑤ ノンファーム型接続の自然変動電源（太陽光、風力）の出力制御	一律
⑥ ノンファーム型接続の地域資源バイオマス電源（出力制御困難なもの）及び長期固定電源の出力制御	一律

【出所】広域機関：2023年12月再給電方式（一定の順序）の導入について（2022年7月29日）一部修正

- 需給調整市場では、系統混雑の影響により約定した ΔkW 価値が発揮できない場合、代わりとなる調整力（代替 ΔkW ）を確保する必要があるが生じる。
- この場合、**約定 ΔkW 費用は特定負担**、代替 ΔkW 費用は一般負担とする方法（下図における対応案C）が整理されており、事業者から見れば約定 ΔkW 費用を受け取れないため、混雑系統内の電源に対し、ある程度の立地誘導インセンティブが働くと考えられる。

対応案Cについて

- 案Cについては、混雑系統に属する事業者Aは、代替 ΔkW の費用を負担する必要はないものの、約定 ΔkW の費用は受け取れないため、**ある程度立地誘導インセンティブは働くと考えられる。**
- 約定費用が受領できないため、**案Bより発電事業者の売入札インセンティブは低いものの、差額負担が発生する案Aより高いと考えられる。**
- 社会費用は、代替 ΔkW の価値が反映されることとなる。

<案Cのイメージ>

一般送配電事業者

60円
調整力

エリアB

エリアA

事業者B

事業者A

非混雑系統

混雑系統

<各論点への対応方針>

①代替 ΔkW 確保主体	一般送配電事業者
②約定 ΔkW の費用	支払わない(特定負担)
③代替 ΔkW の費用負担	一般送配電事業者(一般負担)

<各事業者の費用負担>

	一般送配電事業者	事業者A	事業者B
約定 ΔkW	0円	0円	—
代替 ΔkW	▲60円	0円	60円
合計	▲60円	0円	60円

12

約定 ΔkW と代替 ΔkW の費用負担を踏まえた対応方針について

- 電源の立地誘導インセンティブや、発電事業者の売入札インセンティブ、社会費用の増減等を踏まえば、一定程度立地誘導インセンティブも働き、発電事業者の売入札インセンティブも案Aほど低くはない、**案Cが最も望ましいと考えられる。**
- 社会費用については、混雑によって約定 ΔkW の価値から代替 ΔkW の価値へ増加することとなるが、その点は混雑の結果を反映したものであるとも考えられる。
- 本整理は、**需給調整市場の全商品の取引が開始され、かつローカル系統の混雑発生が見込まれる2024年度から、適用することとしたい。**また、案Cをもとに対応する場合の実務面についても、引き続き確認することとしたい。
- あわせて、**事業者の予見性を高めるような情報開示等を進めることが重要**であると考えられる。また、将来的な市場主導型の導入等、引き続き検討を進めていく必要がある。

<費用負担の対応案>

	案A	案B	案C
※前回議論時の案	案2	案3	
①代替 ΔkW 確保主体	一般送配電事業者	一般送配電事業者	一般送配電事業者
②約定 ΔkW の費用	支払う(一般負担)	支払う(一般負担)	支払わない(特定負担)
③代替 ΔkW の費用負担	発電事業者(特定負担)	一般送配電事業者(一般負担)	一般送配電事業者(一般負担)
立地誘導インセンティブ	高い	低い	中程度
売手の入札インセンティブ	低い	高い	中程度
社会費用	▲50円	▲110円	▲60円

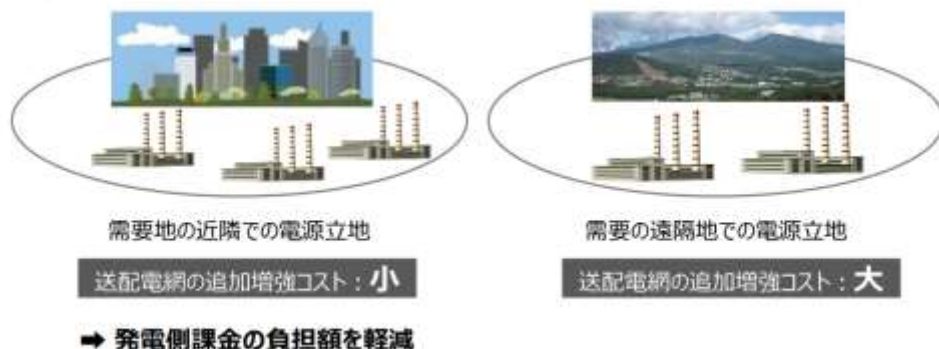
13

- 発電側課金では、需要地近傍等の送配電網の追加増強コストが小さいと考えられる地域に立地している電源に対して、発電側課金の負担額を軽減する措置が講じられることとなり、これによって、**電源に対してある程度立地誘導インセンティブが働くことが期待**される。
- なお、10kW未満の小規模電源（住宅用太陽光発電等）は当面の間対象外とされており、加えて、再エネの導入拡大を妨げないという観点から、FIT電源などにも優遇措置が設けられているため、これらの**再エネ電源には立地誘導インセンティブは働かない**と考えられる。

送配電関連費用に与える影響に応じたインセンティブ設計

- 電源の需要地近郊や既に送配電網が手厚く整備されている地域など、送配電網の追加増強コストが小さい地域の電源については、**送配電関連費用に与える影響に応じて、発電側課金の負担額を軽減する措置を講じることと整理**している。これにより、**発電側に関連した送配電関連費用を抑制することが期待**される。

<イメージ>



6

① 課金対象

- 発電側課金については、**系統に接続し、かつ、系統側に逆潮流させている電源全てを課金対象とすることを基本**とする。ただし、系統側への逆潮流が10kW未満と小規模な場合は、当面の間、課金対象外とする。
- 発電側課金の導入が再エネの最大限の導入を妨げないよう、FIT電源等の取扱いについて、資源エネルギー庁の審議会において整理がなされた。**既認定FIT/FIPについては、調達期間等が終了してから発電側課金の対象**にすること、また、新規FIT/FIPについては、調達価格等の算定において考慮し、非FIT/卒FITについては、事業者の創意工夫（相対契約等）の促進及び円滑な転嫁の徹底を行うこととされた。

発電側課金の対象に関する基本的な考え方

ただし、以下については課金対象外



系統に接続し、かつ、系統側に逆潮流させている電源全てを課金対象とする



系統側への逆潮流が10kW未満の電源



調達期間等内の既認定FIT/FIP

9

1. 背景・目的
2. 前提条件および算出方法
3. 2029年度の系統混雑に関する中長期見通し結果
4. 情報公表
5. まとめ

■ 2029年度の系統混雑に関する中長期見通しにおける前提条件は、第78回本委員会（2024年4月10日）で
ご報告した通りであり、**2029年度末の電源・需要および系統構成を前提**とした。

系統混雑に関する中長期見通しの算出方法・前提条件			11
■ 系統混雑に関する中長期見通しについて、第50回系統ワーキンググループで示された方針等に基づき、以下の方法・前提条件にて、算出を進めることとしてはどうか。			
		前提条件	
算出対象	算出項目	・混雑系統、混雑電力量、出力制御電力量等をエリア・系統毎に算出	
	対象系統	・全ての基幹系統およびローカル系統を対象 ・対象年度までに使用開始する系統増強等を考慮	
	対象年度	・5年度先を対象 （2024年度においては、2029年度の系統混雑を算出）	
	評価断面	・年間8,760時間で算出	
需 要		・最新の供給計画における当該年度をベースに蓋然性の高い新規需要として、算出対象年度末までに供給開始が想定される需要を考慮	
電 源		・最新の供給計画における当該年度をベースに蓋然性の高い新規電源として、算出対象年度末までに運用開始が想定される電源の導入量を考慮	
再エネ設備利用率		・エリア毎に過去の出力実績より想定	

- 系統混雑に関する中長期見通しでは、**全国大のメルिटオーダーシミュレーション（以下、広域SIM）を元にした年間8,760時間の系統混雑等の算出を基本とした。**
- なお、上記の算出方法は、メルिटオーダーにより稼働状況が左右される電源が多く連系する基幹系統※1を対象にすることとし、**その他ローカル系統※2では、需要・発電出力の積み上げにより、年間8,760時間の算出**を行った。

※1 火力電源が連系する系統やループ系統を構成する一部ローカル系統を含む場合がある
※2 基幹系統の一部（配下に大規模火力等がない一次電圧が上位2電圧の変圧器など）を含む場合がある

当委員会におけるこれまでの系統混雑想定からの変更点13

- **これまで、当委員会においては、5年度先の代表3断面(重負荷期、軽負荷期等)における系統混雑の想定結果を報告してきた。今後は、算出対象を年間8,760時間として想定を行うことで、混雑状況の把握がより精緻化するものと考えられる。**
- また、全国メルिटオーダーシミュレーションを元にした年間8,760時間の系統混雑等の想定に加えて、期待される供給力※に対する系統制約等も別途算定を検討することとしたい。

※2028年度までの系統混雑想定結果を踏まえ、現時点において容量市場等で期待される供給力には系統制約を考慮していない。

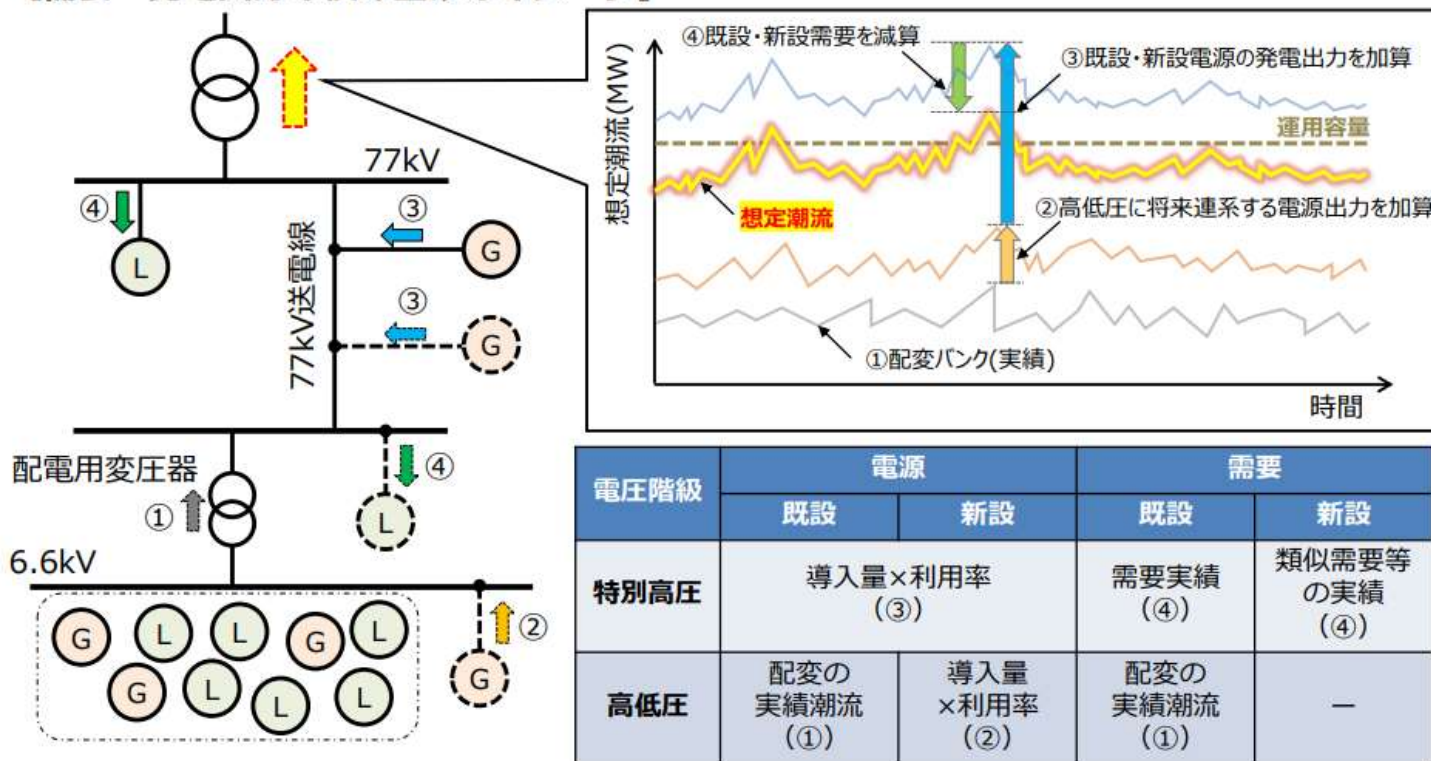
	これまでの混雑想定	今回の方法
対象年度	5年後	5年後
基幹系統	・想定潮流合理化ガイドラインに基づき代表3断面(重負荷期・軽負荷期等)を対象に混雑を想定(期待される供給力への制約等も考慮)	・全国メルिटオーダーシミュレーションを基に年間8,760時間の系統混雑等を想定(実需給段階の系統混雑量) ・上記に加えて、期待される供給力への制約等も別途算出を検討
ローカル系統	同 上	・年間8,760時間の系統混雑等を想定(実需給段階の系統混雑量) ・必要に応じて、期待される供給力への制約等も別途算出を検討

- ローカル系統（広域SIMに含まれるローカル系統は除く）では、**第50回系統ワーキンググループ（2024年3月11日）**にて示された既設・新設の需要や発電出力の積み上げ方法にて算出した。

（参考）ローカル系統における混雑想定の算出方法

- ローカル系統においては、既設・新設の需要や発電出力の積み上げで混雑を想定し、算出された結果を基に混雑を想定する。

【需要・発電出力の積み上げのイメージ】



7

- ローカル系統の多くは放射状系統で構成されており、また、メルिटオーダーの対象となる火力電源の連系が少ないことから、一部のローカル系統を除き※、**需要・発電出力の積み上げにより効率的に系統混雑を算出**することとした。

※ 火力電源が連系する系統やループ系統を構成するローカル系統は広域SIMにより算出する場合がある

2.ローカル系統の特徴について

6

- 電圧階級別の電源構成、設備数等の調査を行った。
- 下位（77kV以下系統）のローカル系統は、再エネ中心で限界費用が0円の電源が多く、調整電源および火力電源が少ない。こうした系統においては、メルिटオーダーに基づく系統利用とした場合の社会コスト低減の効果が小さいと考えられる。
- また、設備数※¹が多いため、混雑管理システムの開発期間や開発費用が膨大になる可能性がある。
- 放射状系統が基本であるため、混雑系統におけるどの電源を出力制御しても基本的に混雑解消効果は変わらない。

【ローカル系統の特徴】

（電源構成） 77kV以下系統では再エネ中心
（設備数） 基幹系統と比較して設備数が多い
（系統構成） 放射状系統が基本

【基幹系統とローカル系統の比較（全国計）】

項目	基幹系統	ローカル系統	
		154,110kV	77kV以下
電源構成※ ²	調整電源・電源Ⅲ：56.6% 再エネ他：43.4%	調整電源・電源Ⅲ：29.6% 再エネ他：70.4%	調整電源・電源Ⅲ：11.7% 再エネ他：88.3%
設備数※ ¹ （ループ系統設備数、割合）	516 (276、53.5%)	964 (162、16.8%)	6437 (89、1.4%)
系統構成	過半数がループ系統	主に放射状系統	放射状系統が基本

※¹ 変電所母線数

※² 当該系統以下に連系する電源の容量ベースの割合。調整電源は現状の電源Ⅰ、電源Ⅱ。再エネ他は、バイオマス、自然変動電源および長期固定電源



1. 背景・目的
2. 前提条件および算出方法
3. 2029年度の系統混雑に関する中長期見通し結果
4. 情報公表
5. まとめ

■ 今回報告する「2029年度における系統混雑に関する中長期見通し」では、下記の点にご留意いただきたい。

（共通）

- 今回の見通しは、第78回広域系統整備委員会（2024年4月10日）で報告した一定の仮定（前提条件・算出方法）に基づき試算されたものであるため、**今後の電源稼働状況や系統の運用状況の変化によっては、系統混雑の見通しは変わり得、本試算結果が2029年度における絶対的な見通しではない。**
- 一般送配電事業者が公表する「空容量」および「予想潮流」は、「電源接続や設備形成の検討における前提条件（送配電等業務指針第62条）としての想定潮流の合理化の考え方について」（以下、想定潮流合理化ガイドライン）に基づき算出されたものであり、前提条件や算出方法が異なる。

（基幹系統※算出結果）

- 広域SIMの都合上、**「需給バランス制約を考慮した想定」**となる。現行の混雑管理ルールでは、系統制約による出力制御の後に需給制約による出力制御がなされるため、本算出結果が過小評価となる可能性がある。
- 算出期間の制約（約4カ月程度）により、ローカル系統における混雑処理結果を考慮できていないことから、ローカル系統から基幹系統へ突き上がる潮流を多めに見積もっているため、過大な評価となる可能性がある。

（基幹系統※以外のローカル系統算出結果）

- 高・低圧の既設電源・需要は、配電用変圧器の実績潮流により推定していることから、これらの想定値は**「需給バランス制約を考慮した想定」**となっている。そのため、本算出結果が過小評価となる可能性がある。

※ 火力電源が連系する系統やループ系統を構成する一部ローカル系統を含む場合、基幹系統の一部（配下に大規模火力等がない一次電圧が上位2電圧の変圧器など）を除く場合がある

- 2029年度の系統混雑は、全国基幹・ローカル系統の約60設備（総設備数の約0.5%）の見通しであることを確認。
- なお、エリア毎に2028年度の見通しと比較すると、新たに混雑箇所が増加・減少しているが、いずれも算出方法の違いによるものが大半であり、2028年度からの傾向を示すものではない点に留意が必要。

全国合計

	基幹系統	ローカル系統	合計
混雑設備数	24	39	63
総設備数比率	2.0 %	0.3 %	0.5%

【備考】

- 混雑設備数は各一般送配電事業者が公表している「空き容量マップ一覧表」の設備単位で集計。
- 基幹系統は最上位電圧から2階級（供給区域内の最上位電圧が250kV未満のときは最上位電圧。変圧器の分類は一次電圧による）、ローカル系統はそれ未満の電圧階級（配電用変圧器及び配電設備を除く）。

北海道

	基幹	ローカル
混雑設備数	12	17
総設備数比率	9.7 %	1.8 %

沖縄

	基幹	ローカル
混雑設備数	0	0
総設備数比率	0.0 %	0.0 %

中国

	基幹	ローカル
混雑設備数	1	2
総設備数比率	1.3 %	0.3 %

北陸

	基幹	ローカル
混雑設備数	0	0
総設備数比率	0.0 %	0.0 %

東北

	基幹	ローカル
混雑設備数	3	13
総設備数比率	2.9 %	0.6 %

九州

	基幹	ローカル
混雑設備数	0	0
総設備数比率	0.0 %	0.0 %

四国

	基幹	ローカル
混雑設備数	0	1
総設備数比率	0.0 %	0.2 %

関西

	基幹	ローカル
混雑設備数	4	2
総設備数比率	2.2 %	0.1 %

中部

	基幹	ローカル
混雑設備数	1	1
総設備数比率	0.6 %	0.0 %

東京

	基幹	ローカル
混雑設備数	3	3
総設備数比率	1.8 %	0.2 %

3. 2028年度時点の系統混雑想定結果 (混雑設備数)

6

- 混雑設備数※¹は、一般送配電事業者における運用対策等※²の対応により、昨年度の想定結果と比べ、断面Ⅰ・Ⅱでは同程度 (混雑箇所は変化)、断面Ⅲにおいては減少することを確認した。

※¹ 今後の電源の稼働状況や系統の運用状況の変化によっては、混雑想定結果が変わる場合がある。

※² N-1電制の本格適用ほか

全国合計

	混雑が想定される設備数		
	断面Ⅰ	断面Ⅱ	断面Ⅲ
基幹系統	1	1	25
ローカル系統	3	2	95

※設備数は各社公表している空き容量マップ一覧表の設備単位でカウント。

Ⅰ：昼間ピーク需要断面

Ⅱ：点灯ピーク需要断面 (太陽光が発電しない断面)

Ⅲ：Ⅰ、Ⅱ以外の断面 (軽負荷期等)

基幹系統は最上位電圧から2階級 (供給区域内の最上位電圧が250kV未満のときは最上位電圧。変圧器の分類は一次電圧による)、ローカル系統はそれ未満の電圧階級 (配電用変圧器及び配電設備を除く) とした。

北海道

	設備数		
	Ⅰ	Ⅱ	Ⅲ
基幹系統	0	0	10
ローカル系統	0	0	19

沖縄

	設備数		
	Ⅰ	Ⅱ	Ⅲ
基幹系統	0	0	0
ローカル系統	0	0	0

中国

	設備数		
	Ⅰ	Ⅱ	Ⅲ
基幹系統	0	0	1
ローカル系統	0	0	1

北陸

	設備数		
	Ⅰ	Ⅱ	Ⅲ
基幹系統	0	0	3
ローカル系統	0	0	1

東北

	設備数		
	Ⅰ	Ⅱ	Ⅲ
基幹系統	1	1	6
ローカル系統	1	1	28

九州

	設備数		
	Ⅰ	Ⅱ	Ⅲ
基幹系統	0	0	0
ローカル系統	0	0	15

四国

	設備数		
	Ⅰ	Ⅱ	Ⅲ
基幹系統	0	0	1
ローカル系統	0	0	6

関西

	設備数		
	Ⅰ	Ⅱ	Ⅲ
基幹系統	0	0	0
ローカル系統	0	0	0

中部

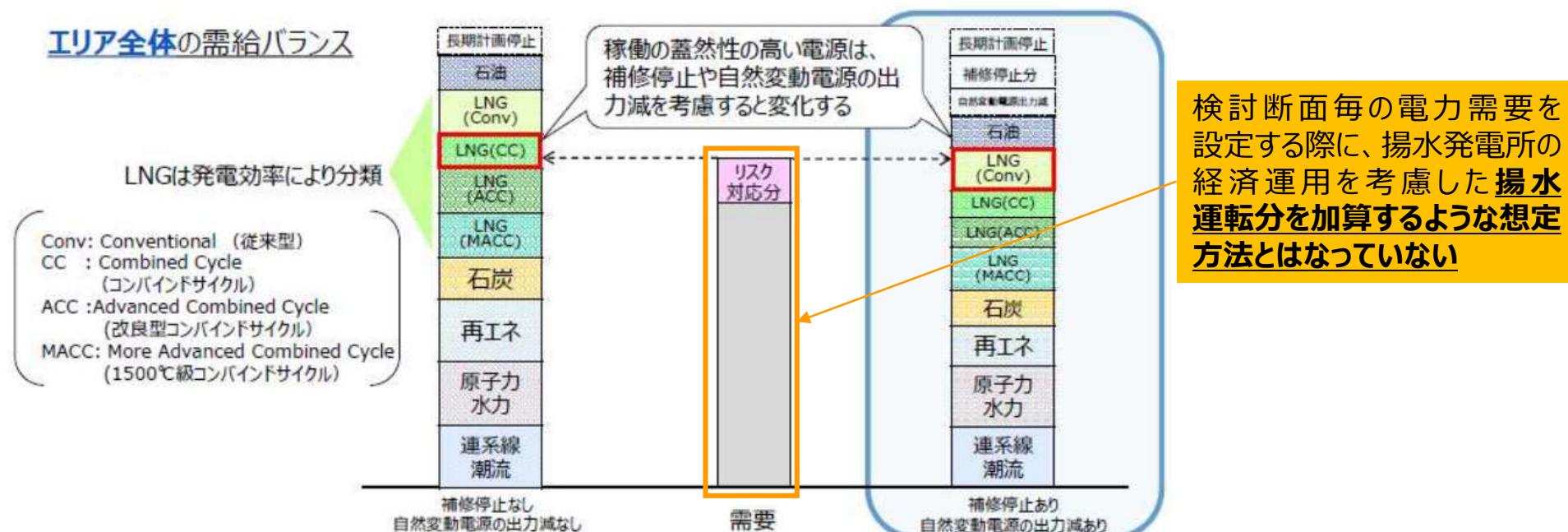
	設備数		
	Ⅰ	Ⅱ	Ⅲ
基幹系統	0	0	1
ローカル系統	0	0	8

東京

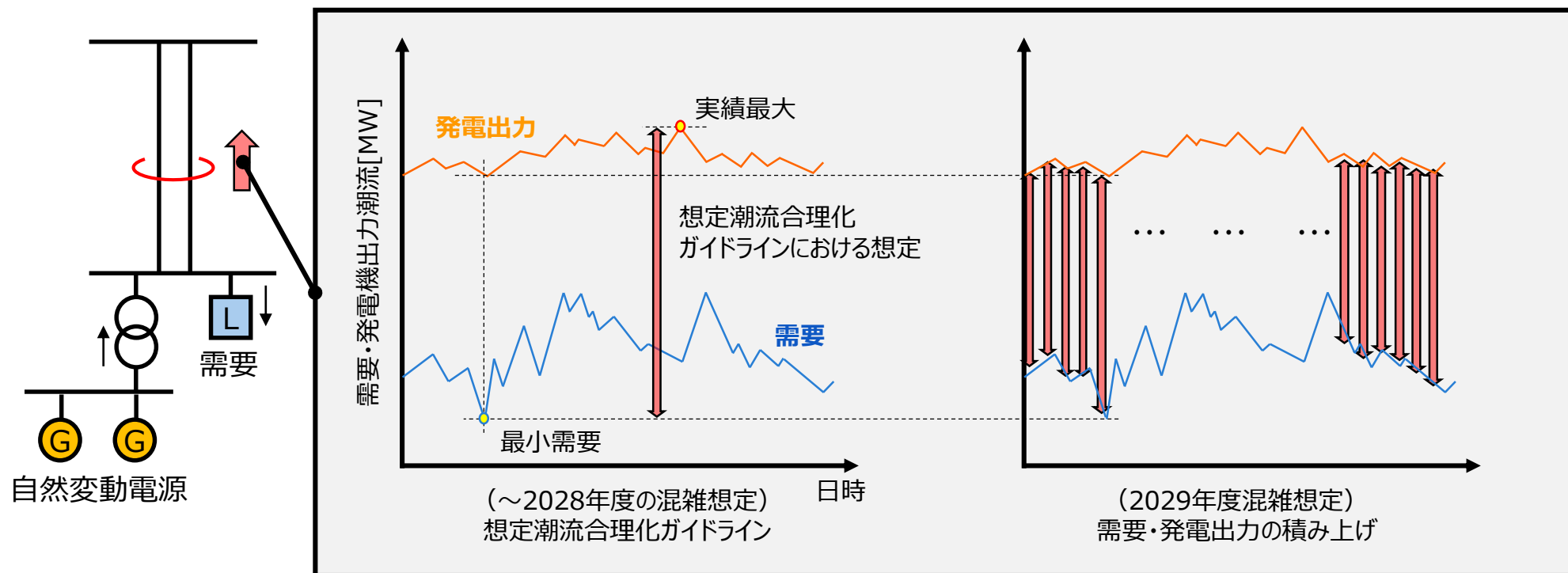
	設備数		
	Ⅰ	Ⅱ	Ⅲ
基幹系統	0	0	3
ローカル系統	2	1	17

- 2028年度までの系統混雑の見通しは、「想定潮流合理化ガイドライン」に基づき算出されたものである。
- ここでは、年間の特徴的な需要に一定のリスクを加味した値に一致するよう供給力をメリットオーダー順に積み上げる※1が、この際、**揚水発電所の限界費用の想定が困難であるため、需給バランス調整や調整力確保以外で稼働想定となることは基本的になかった。**
- 他方、広域SIMでは、週間単位で休日等の市場価格が安価な時点で揚水運転し、市場価格が高価な平日昼間帯等に発電運転する**経済運用を表現できることから、これまで把握できなかった箇所の系統混雑が確認された。**

※1 揚水起因での系統混雑は基幹ループ系統で確認されていることから、想定潮流合理化ガイドラインにおける系統A【想定方法①】を参照する



- 2028年度の想定までは、「想定潮流合理化ガイドライン」に基づき、個別系統に接続する電源が稼働する時間帯において、需要規模は**最も需要が低い断面を想定し、電源は実績に基づく最大出力時の潮流を想定**する方法により系統混雑を想定してきた。
- 他方、今回の「需要・発電出力の積み上げによる算出方法」は、2023年度の需要や設備利用率の8760時間の実績を積み上げて、1時間毎の系統混雑を想定した。
- そのため、**より実需給に近い系統混雑の見通しの算出が可能となったことで、大宗のエリアで昨年度の混雑設備数が大幅に減少**したと考えられる。



- 全国の系統制約に伴う出力制御電力量は約310GWhであり、そのうち**再給電電力量※1は約240GWh**の見通し（上げ・下げ調整の値差を2円/kWhと仮定した場合、全国で約5億円/年の再給電費用が発生する規模）。
- なお、この再給電電力量は、第60回制度設計専門会合（2021年4月27日）で一般送配電事業者により試算された2027年度の見通し（77GWh）の約3倍にあたり、算出方法や需要・供給力の見通しの違いはあるものの、**2027年度から2029年度にかけて再給電電力量（再給電費用）は増加傾向にあると考えられる。**
- この点、第32回再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会において示されている通り、再給電はあくまでも暫定的な措置であり、**できるだけ速やかに市場主導型（ゾーン制・ノードル制）に移行するよう検討を進めることが重要**と考えられる。

※1 本試算では、あくまでも再給電方式（一定の順序）により出力制御される基幹系統混雑に伴う再給電電力量を試算

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	合計
延べ 混雑時間※2 (時間)	基幹系統	891	429	907	6	0	277	9	0	0	0	2,216
	ローカル系統	1,513	1,982	221	2	0	7	367	2	0	0	3,324
	(合計) ※3	1,919	2,190	1,128	8	0	284	376	2	0	0	4,516
出力制御 電力量 (GWh)	基幹系統	51.8	74.2	67.9	0.4	0.0	48.3	0.2	0.0	0.0	0.0	242.7
	ローカル系統	10.2	57.6	3.0	0.0	0.0	0.0	0.4	0.0	0.0	0.0	71.2
	(合計)	62.0	131.8	70.9	0.4	0.0	48.3	0.6	0.0	0.0	0.0	313.9

※2 全国あるいはエリアにおいて、系統制約による出力制御が発生している時間の合計値

※3 基幹系統・ローカル系統で同時に系統混雑が発生している時間は1時間とするため、必ずしも基幹系統とローカル系統の延べ混雑時間とならない

今後の混雑発生及びそれを再給電で対応する場合の費用の見通し

- 今後の混雑発生の量及びそれを再給電で対応した場合の費用について、一定の仮定をおいて試算した結果は以下の通り。

再給電の費用の見通し（2027年度／全国計）

再給電の電力量の見通し
(全国計)

77 GWh



※一般送配電事業者による試算

	上げ指令と下げ指令 値差が2円の場合	上げ指令と下げ指令 値差が6円の場合
再給電の費用 の見通し	約1.5億円	約4.6億円

参考：エリア毎の2027年度の再給電の電力量見通し（試算値）

	北海道	東北	東京	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	合計
延べ混雑時間[h]	1,965	17	797	0	26	0	1	149	0	2,967
再給電電力量[GWh]	39.5	1.6	34.4	0.0	0.3	0.0	0.0	0.7	0.0	76.6

- ✓ 再給電電力量については、第44回広域系統整備委員会で示された「短期間かつ簡易に評価できる想定潮流の算定方法」を参考に、各一般送配電事業者が試算した。
- ✓ 今回、将来の混雑頻度・費用について、一定の前提条件のもと試算したが、現状において再給電方式の導入などを踏まえた再エネ等の導入見通し等を想定するにあたっては様々な前提が考えられ、前提において結果は大きく変動する。

今後の市場主導型への移行等について（電取委における検討結果）

- 再給電はあくまでも暫定的な措置であり、できるだけ速やかに市場主導型（ゾーン制・ノードル制）に移行するよう早急に検討を進めるべき。（今回、再給電費用の負担のあり方について、一般負担とすることを結論としたのも、いずれ市場主導型に移行することが前提）
 - － 仮に何らかの事情で市場主導型への移行が遅れ、再給電が長期に運用されることとなり、また、その期間において混雑の頻度が大きく増えることとなった場合には、課金システムの開発を行って案②の仕組みを導入することが合理的な選択肢となることもあり得る。
 - － したがって、仮に、再給電の運用期間の長期化や混雑の頻度・量に関する見通しの大幅増などにより、案②を導入する便益がその社会全体へのコストを上回る見通しとなるなど、大きな状況変化があった場合には、案②の仕組みの導入も含め、あらためて再給電の費用負担の在り方を検討することが適当。
- なお、将来的に市場主導型あるいは案②のような特定負担に移行した場合、既存の電源に対する経過措置の取扱いが論点となるが、少なくとも再給電開始以降に工事費負担金契約を締結した電源については、仮に経過措置を導入することとなった場合にも、その対象外とすることを基本とすることが適当と考えられる。

※ノンファーム型接続電源に対する経過措置の取扱いなども論点となる。（ノンファーム型接続の開始時期は再給電導入の以前以後問わない。）

- 全国のピーク需要断面では、最大※¹で約57万kW（当該需要の約0.4%※²）の出力制御電力の見通しであり、**2028年度の想定結果（約22万kW）よりも約35万kW増**となる見通し。
- また、足元で予備率最小となる点灯時間帯（16:00～20:00）では、最大※³で約20万kW（当該需要の約0.2%※²）の出力制御電力の見通しであり、**2028年度の想定結果（約23万kW）と同程度**。

エリア	ピーク需要における出力制御電力※ ¹ （万kW）			点灯帯の最大出力制御電力※ ³ （万kW）		
		混雑系統内訳			混雑系統内訳	
		基幹	ローカル		基幹	ローカル
全国	56.9	56.6	0.3	20.4	0.0	20.4
北海道	0.3	0.0	0.3	0.0	0.0	0.0
東北	0.0	0.0	0.0	20.4	0.0	20.4
東京	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
中部	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
北陸	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
関西	56.6	56.6	0.0	0.0	0.0	0.0
中国	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
四国	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
九州	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
沖縄	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

※¹ 全国総需要（沖縄除く）の最大需要を上位から3日選択し、各日の出力制御量（万kW）を平均した値

※² あくまでも発電計画に対して出力制御されるものであり、系統制約により発動が制限される予備力の制限量を示すものではないことに留意

※³ 点灯時間帯における最大出力制御量を上位から3日選択し、各日の出力制御量（万kW）を平均した値

3. 2028年度時点のピーク需要断面における系統混雑想定結果 (混雑系統、混雑量) 8

- 基幹系統では、昨年度に混雑が確認された九州エリアは運用対策等※¹により解消される見込みである。一方、東北エリアにて新たに混雑が見込まれる箇所が追加となった。
- ローカル系統では、運用対策等※¹により昨年度から混雑が解消される一方で、東京・東北エリアにて混雑が想定される箇所が追加となった。
- なお、ピーク需要断面において発生する系統全体の最大の混雑想定量※²は、昨年度の想定結果と比べて減少することを確認した。

<基幹系統>

エリア	電圧 [kV]	設備 名称	断面Ⅰ：昼間ピーク需要断面			断面Ⅱ：点灯ピーク需要断面		
			想定潮流/ 運用容量 [MW]	混雑量 [MW]	主な混雑要因 (現在との差分)	想定潮流/ 運用容量 [MW]	混雑量 [MW]	主な混雑要因 (現在との差分)
東北	275/ 154	A変電所	354/285	69	風力の連系増加	317/285	32	風力の連系増加

<ローカル系統>

エリア	電圧 [kV]	設備 名称	断面Ⅰ：昼間ピーク需要断面			断面Ⅱ：点灯ピーク需要断面		
			想定潮流/ 運用容量 [MW]	混雑量 [MW]	主な混雑要因 (現在との差分)	想定潮流/ 運用容量 [MW]	混雑量 [MW]	主な混雑要因 (現在との差分)
東京	154	C線	343/328	15	風力の連系増加	343/328	15	風力の連系増加
		D線	258/247	11	太陽光の連系増加	—	—	—
東北	154	A線	853/732	121	風力の連系増加	915/732	179	風力の連系増加

- 基幹系統混雑に対する再給電方式（一定の順序）に基づく最大出力制御電力は下表の通りであり、エリアH3需要比※1の8%未満の見通しである。
- なお、ローカル系統における系統混雑に対しては、調整電源および非調整電源のファーム電源※2に限り、再給電方式で出力制御されるため、基幹・ローカル系統の最大出力制御電力も参考として同表の括弧内に示す。

各エリア基幹系統における最大出力制御電力（括弧内は、基幹・ローカル系統合わせた出力制御電力・H3需要比を記載）

エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
最大出力制御電力※3 (万kW)	38.3 (38.3)	55.2 (85.0)	20.3 (20.3)	10.6 (10.6)	0.0 (0.0)	83.8 (83.8)	3.3 (3.3)	0.0 (0.1)	0.0 (0.0)
H3需要比 (%)	7.3 (7.3)	4.1 (6.4)	0.4 (0.4)	0.4 (0.4)	0.0 (0.0)	3.1 (3.1)	0.3 (0.3)	0.0 (0.1未満)	0.0 (0.0)

※1 2029年度におけるエリアの最大3日平均電力（H3需要）に占める最大出力制御電力（※3）の割合

※2 自然変動電源、長期固定電源（水力（揚水式を除く）・原子力・地熱）、バイオマス電源（専焼、地域資源、FIT混焼）

※3 エリアの出力制御電力が最大となる断面を上位から3日選択し、各日の出力制御電力（万kW）を平均した値

- 調整電源等が多く連系する基幹系統では、大半のエリアで自然変動電源の出力制御に至るような系統混雑は確認されなかった一方で、混雑量に対して調整電源等の連系量が少ない基幹系統や、**再エネ連系が支配的なローカル系統では、ノンファーム型接続の再エネ電源の出力制御に至ることが確認された。**

エリア	混雑設備数		最大出力制御電力※ ¹ (万kW)	出力制御電力量 (万kWh)	出力制御時間※ ² (時間)
	基幹	ローカル			
全国 (P20で掲載の混雑設備数)	9 (24)	30 (39)	64.3	10,035.9	2,449
北海道	7	12	17.4	1,789.6	1,048
東北	2	10	52.3	8,076.8	1,635
東京	0	2	4.1	128.4	111
中部	0	1	0.1	0.1	2
北陸	0	0	0.0	0.0	0.0
関西	0	2	0.4	1.2	7
中国	0	2	0.3	39.6	367
四国	0	1	0.1	0.1	2
九州	0	0	0.0	0.0	0.0
沖縄	0	0	0.0	0.0	0.0

※¹ 全国あるいはエリアにおいて、各時間の出力制御電力を合成した値の年間最大値（混雑設備毎の出力制御電力を合計したものではない）

※² 全国あるいはエリアにおいて、系統制約による出力制御が発生している時間の合計値

1. 背景・目的
2. 前提条件および算出方法
3. 2029年度の系統混雑に関する中長期見通し結果
- 4. 情報公表**
5. まとめ

■ 混雑設備毎の算出結果および系統図を各一般送配電事業者にて公表する（参考資料1～7）。

最大混雑（MW）：混雑電力（MW）の年間最大値
混雑電力量（MWh）：混雑電力（MW）の年間積分値
混雑率（％）：「系統制約による混雑がなかった場合に当該設備に流れる電力量（MWh）」に占める「混雑電力量（MWh）」の割合
混雑時間（時間）：混雑が発生している時間
最大出力制御（MW）：出力制御電力（MW）の年間最大値
出力制御量（MWh）：出力制御電力（MW）の年間積分値
出力制御率（％）：「系統制約による出力制御がなかった場合の発電電力量（MWh）」に占める「出力制御量（MWh）」の割合
出力制御時間（時間）：出力制御が発生している時間

■ なお、電源の出力制御には、系統制約に加えて需給バランス制約によるものもあるため、留意が必要である。

(送電線の記載例)

送電線 No.	送電線名	電圧 (kV)	回線数	最大混雑 (MW)	混雑電力量 (MWh)	混雑率 (%)	混雑時間 (時間)	電源種別	最大出力制御 (MW)	出力制御量 (MWh)	出力制御率 (%)	出力制御時間 (時間)
99	●●●線 (AA～BB)	275	2	100	3,000	1.248	80	①②③計	20	1,600	7.000	80
								④	—	—	—	—
								⑤_PV	40	1,200	2.000	30
								⑤_WF	10	200	5.000	20
								⑥	—	—	—	—

(系統混雑状況のマッピング例)



現行の混雑管理における出力制御順（下表）の電源区分を参考に出力制御に関する情報を細分化

	現行の混雑管理ルールにおける出力制御順
①	調整電源
②	ノンファーム電源（再エネ、専焼・地域資源バイオ、長期固定電源以外）
③	ファーム電源（再エネ、地域資源バイオ除く）
④	ノンファーム電源（専焼・地域資源バイオ等）
⑤	ノンファーム電源（太陽光（PV）、風力（WF））
⑥	ノンファーム電源（長期固定、バイオ）

- 参考資料 1 ～ 7 の混雑設備毎の詳細情報については、本委員会以降、一般送配電事業者にてHP公表することとし、2024年9月18日を掲載目途として、準備の整ったエリアから適宜公表する。
- なお、2029年度に系統混雑の見通しがなかったエリアにおいても、その旨の情報を公表する。

【ホームページ掲載先】

北海道電力ネットワーク	: https://www.hepco.co.jp/network/con_service/public_document/bid_info.html
東北電力ネットワーク	: https://nw.tohoku-epco.co.jp/consignment/system/demand/
東京電力パワーグリッド	: https://www.tepco.co.jp/pg/consignment/system/
中部電力パワーグリッド	: https://powergrid.chuden.co.jp/goannai/hatsuden_kouri/takuso_kyokyu/rule/
北陸電力送配電	: https://www.rikuden.co.jp/nw_notification/U_154seiyaku.html
関西電力送配電	: https://www.kansai-td.co.jp/consignment/disclosure/distribution-equipment/index.html
中国電力ネットワーク	: https://www.energia.co.jp/nw/service/retailer/keitou/access/
四国電力送配電	: https://www.yonden.co.jp/nw/line_access/index.html
九州電力送配電	: https://www.kyuden.co.jp/td_service_wheeling_rule-document_disclosure.html
沖縄電力	: https://www.okiden.co.jp/business-support/service/juyo-and-sohaiden/index.html

- 発電事業者は、自らが連系する（あるいは連系予定の）送配電設備の混雑見通しを参考資料1～7で確認することで、**2029年度における出力制御率の見通し※**を把握することが可能。

発電事業者における出力制御見通しの確認方法の一例（ノンファーム型接続の太陽光発電所）

（Step1）混雑管理ルールにおける出力制御順の確認

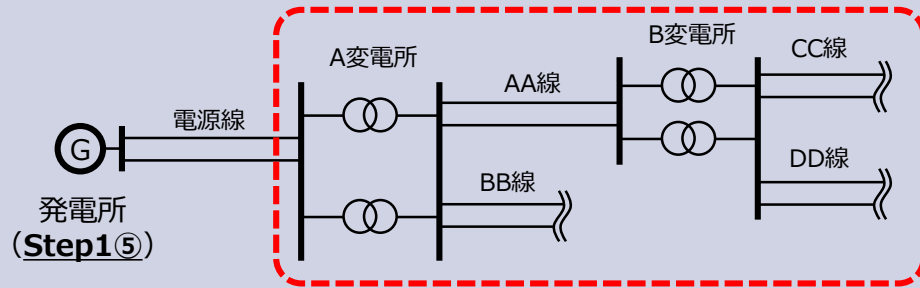
- ・ 現行の混雑管理ルールにおける出力制御順を確認（広域機関HP「[かいせつ電力ネットワーク](#)」参照）

現行の混雑管理ルールにおける出力制御順	
①	調整電源
②	ノンファーム電源（再エネ、専焼・地域資源バイオ、長期固定電源以外）
③	ファーム電源（再エネ、地域資源バイオ除く）
④	ノンファーム電源（専焼・地域資源バイオ等）
⑤	ノンファーム電源（太陽光（PV）、風力（WF））
⑥	ノンファーム電源（長期固定、バイオ）



（Step2）連系系統（送電線・変電所名）の確認

- ・ 一般送配電事業者との給電申合書や[空容量マップ等](#)を参考に上位も含めた連系系統を確認



（Step3）連系系統の混雑状況の確認（連系系統）

- ・ 一般送配電事業者が公表する系統混雑に関する中長期見通し結果から、連系される送変電設備の混雑状況を確認※

送電線 No.	送電線名	電圧 (kV)	回線数	最大容量 (MW)	混雑電力量 (MWh)	混雑率 (%)	混雑時間 (時間)	電源種別	最大出力制御 (MW)	出力制御量 (MWh)	出力制御率 (%)	出力制御時間 (時間)
1	AA線 (A~B)	275	2	100	3,000	1.250	80	①②③計	20	1,600	7,000	80
								⑤_PV	40	1,200	2,000	30
								⑤_WF	10	200	5,000	20
								⑥	—	—	—	—
								⑦	—	—	—	—
2	CC線 (B~C)	500	2	200	60,000	2.670	300	①②③計	200	60,000	20,000	300
								⑤_PV	—	—	—	—
								⑤_WF	—	—	—	—
								⑥	—	—	—	—
								⑦	—	—	—	—

AA線の系統混雑では、年間2%程度の出力制御の見通し

CC線の系統混雑では、自然変動電源の出力制御見通しはない

※ 連系系統の複数設備で系統混雑が発生している場合には、次頁の考え方の一例を参考に出力制御量を確認する必要がある

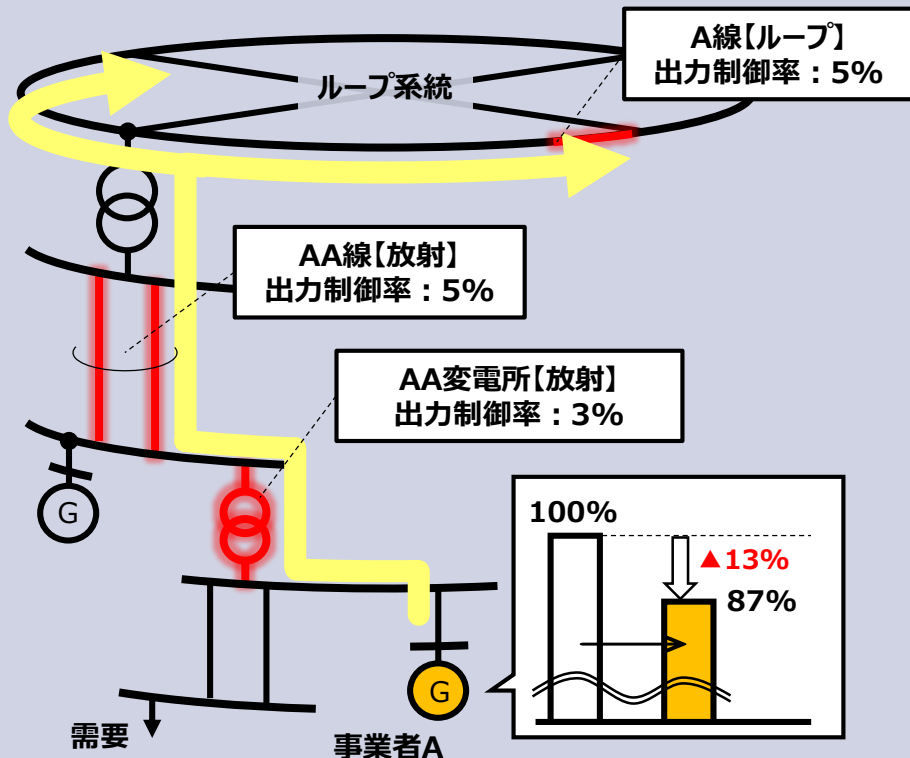
■ 連系系統の複数設備で系統混雑が発生する場合における出力制御率の確認方法の一例は下表の通り。

ループ系統の混雑箇所が単一設備の場合：放射状系統と合わせて、各出力制御率を加算したもの

ループ系統の混雑箇所が複数設備の場合：潮流方向に対して直列する送電線は、出力制御率の大きいものを放射系統のそれに加算する。

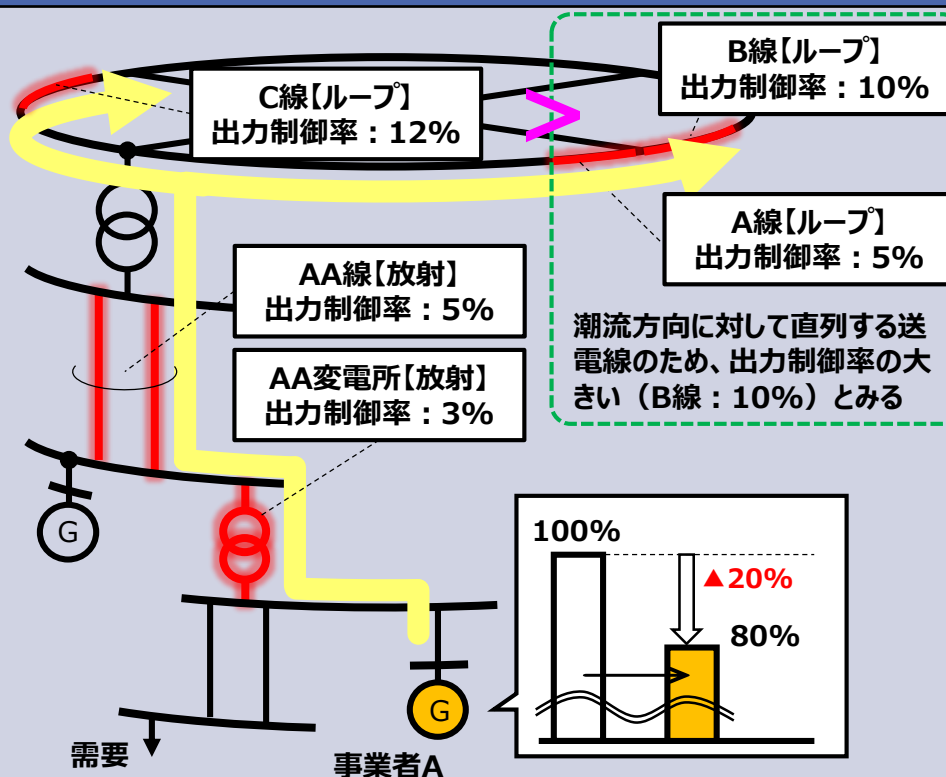
複数の潮流ルートが存在する場合には、出力制御率が最大となるものを放射系統のそれに加算する。

ループ系統の混雑箇所が単一設備の場合



事業者Aの出力制御率：13%/年 (=3+5+5)

ループ系統の混雑箇所が複数設備の場合



事業者Aの出力制御率：20%/年 (=3+5+12)

(参考) 基幹系統とローカル系統の出力制御について

38

- 基幹系統とローカル系統の混雑における出力制御については、①および③については同様となりますが、②および④～⑥については、基幹系統の混雑における出力制御ではP24に記載の再給電方式となり、ローカル系統の混雑における出力制御ではP33に記載の発電計画の変更が必要になります。

出力制御順	出力制御方法		
		基幹系統	ローカル系統
① 調整電源の出力制御※1 (P52参照)	メリットオーダー	再給電方式	
② ノンファーム型接続の非調整電源 (②-1, 2) の出力制御 ②-1 ノンファーム型接続の非調整電源のうち、火力電源等※2の出力制御 ②-2 ノンファーム型接続の非調整電源のうち、電力貯蔵システム※3の出力制御※4	一律	再給電方式	発電計画値変更※9
③ ファーム型接続の非調整電源 (③-1, 2) の出力制御 ③-1 ファーム型接続の非調整電源のうち、火力電源等※5の出力制御 ③-2 ファーム型接続の非調整電源のうち、電力貯蔵システム※3の出力制御※4	メリットオーダー	再給電方式	
④ ノンファーム型接続の非調整電源のうち、バイオマス電源※6の出力制御	一律	再給電方式	発電計画値変更※9
⑤ ノンファーム型接続の非調整電源のうち、自然変動電源 (太陽光、風力) の出力制御	一律	再給電方式	発電計画値変更※9
⑥ ノンファーム型接続の非調整電源のうち、バイオマス電源※7および長期固定電源の出力制御	一律	再給電方式	発電計画値変更※9
⑦ 暫定ノンファーム型接続※8の非調整電源のうち、バイオマス電源※6の出力制御	一律	再給電方式	
⑧ 暫定ノンファーム型接続※8の非調整電源のうち、自然変動電源 (太陽光、風力) の出力制御	一律	再給電方式	
⑨ 暫定ノンファーム型接続※8の非調整電源のうち、バイオマス電源※7および長期固定電源の出力制御	一律	再給電方式	
※1 揚水式発電機の揚水運転、需給バランス改善用の蓄電設備の充電、余力活用に関する契約を締結する電力貯蔵システムの放電抑制を含む ※2 混焼バイオマス電源、揚水式発電機を含む ※3 系統充電をしない併設用蓄電設備の場合は併設発電設備と同等に扱う ※4 放電抑制のみ ※5 混焼バイオマス電源 (FITを除く)、揚水式発電機を含む ※6 専焼、地域資源 (出力制御困難なもの除く) ※7 地域資源 (出力制御困難なもの) ※8 暫定ノンファーム型接続：東北北部エリア電源接続案件募集プロセスで実施した、入札対象工事増強完了後は系統を制約なしに利用できるファーム型接続が、混雑時の出力制御を前提に、入札対象工事増強完了前に接続するスキーム ※9 ノンファーム型接続するFITインバランス特例③電源は、再給電方式に準ずるスキームで対応し、再給電方式と同様に精算する			

1. 背景・目的
2. 前提条件および算出方法
3. 2029年度の系統混雑に関する中長期見通し結果
4. 情報公表
5. まとめ

- 2029年度の系統混雑に関する中長期の見通しでは、広域SIMを用いた8760時間での算出・評価方法へ見直したことで、全国大で不等時性や揚水経済運用を考慮したより精緻な算出が可能となった。
- その結果、2029年度の全国の基幹・ローカル系統の約60設備で系統混雑が発生し、その出力制御量は約310GWh、その内、基幹系統における再給電電力量は約240GWhの見通しであり、算出方法や前提条件の違いはあるものの、2027年度の見通し（約77GWh）から増加傾向にあると考えられる。
- この点、第32回再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会において示されている通り、再給電はあくまでも暫定的な措置であり、できるだけ速やかに市場主導型（ゾーン制・ノードル制）に移行するよう検討を進めることが重要と考えられる。
- また、全国のピーク需要断面では、最大で約57万kW（当該需要の約0.4%）の出力制御電力の見通しであり、足元で予備率最小となる点灯時間帯（16:00～20:00）では、最大で約20万kW（当該需要の約0.2%）の出力制御電力の見通しであることを確認した。
- 加えて、各エリアの最大出力制御電力は、H3需要比の8%未満の見通しであることも確認した。
- 今回報告した2029年度の系統混雑に伴う出力制御見通しを踏まえ、当該系統混雑が供給信頼度へ与える影響や容量市場における混雑系統の電源の扱い、需給調整市場におけるΔkW確保の在り方等について、国の審議会および関連の委員会等と連携し検討を進めていく。
- なお、今回の算出結果は、一般送配電事業者のホームページで公表する（再エネ出力制御に関する情報は国へ報告）。

以下、参考資料

項 目		設定内容
需 要		■ 2029年度想定需要（1時間値）をエリア内の各母線へ配賦（配賦比率：配賦先の母線ピーク需要／エリアピーク需要）。 ■ 2029年度想定需要は、エリア毎の2023年度需実績（1時間値）を「2024年度需要想定※1における2029年度の需要電力量合計（送電端）・最大需要電力（送電端）」となるよう補正した値とする。
電 源 構 成	再エネ 地熱・バイオ	■ 2029年度想定発電量（1時間値）をエリア内の各母線へ配賦（配賦比率：配賦先の母線設備量／エリア内設備量）。 ■ 2029年度想定発電量は、各一般送配電事業者が公表する2023年度の燃種毎の供給実績（1時間値）に設備量比率（2029年度末想定設備量／2023年度設備量）を乗じたものとする。 ■ 2029年度末想定設備量は、連系済み電源＋2029年度末までに運開予定の契約申込済み電源等※2とする。
	火 力	■ 2024年度供給計画にて2029年度末までに運用開始を予定している電源および契約申込済の電源を想定（2029年度中に長期計画停止の電源は非稼働で想定）。 ■ 稼働率、所内率、最低出力、起動費、起動停止時間、燃料費等を燃種単位で設定し、広域メリットオーダーシミュレーションにおける最適化計算の結果として起動停止も含めて発電出力を算出。 ■ 発電単価は、2015年度の発電コスト検証ワーキンググループを参照し、燃種単位で設定。
	原子力	■ 再稼働実績があるか具体的な再稼働時期が示されているユニット計14基について稼働想定。 ■ 設備利用率は、震災前過去30年間の設備平均利用率（72.8%）を設定。 ■ 所内率を考慮した最大出力にて、年間を通してマストラン運転とする。
	揚水・蓄電池	■ 2024年度供給計画にて2029年度末までに運用開始を予定している電源および契約申込済の電源を想定。 ■ 週間単位で上池水量を4割に戻す条件のもと、広域メリットオーダーシミュレーションにおける最適化計算の結果として揚水（充電）出力・発電（揚水）出力を算出。

※1 電力広域的運営推進機関「2024年度 全国及び供給区域ごとの需要想定について（2024年1月24日）」

※2 高・低圧の場合、対策工事や発電所建設に要する期間が特別高圧に比べて短いため、接続契約申込状況からの見通しよりも、地点の推移より想定することの方が蓋然性が高いと考えられるため、過去3年間の導入実績の平均値×年数分で加算

	発電種別	出力計算式	所内率	出力範囲
再エネ 地熱・バイオ	太陽光	時間毎の固定値[MW]（+出力抑制分 該当断面）	—	—
	風力	時間毎の固定値[MW]（+出力抑制分 該当断面）	—	—
	バイオマス	時間毎の固定値[MW]（+出力抑制分 該当断面）	—	—
	一般水力	時間毎の固定値[MW]	—	—
	地熱	時間毎の固定値[MW]	—	—
火力	石炭 (IGCC, USC, SC, SUB-C)	ユニット毎設備量 * (1-所内率) * 稼働率 * 出力範囲	6.4%※1	0,30~100%※3
	LNG (MACC, ACC, CC)		2.0%※1	0,20~100%※3
	LNG (Conv)		4.8%※1	
	石油			0,30~100%※3
原子力	—	ユニット毎設備量 * (1-所内率) * 稼働率 * 出力範囲	4.0%※1	0,100%
蓄電 設備	揚水 ・ 蓄電池	ユニット毎設備量 * (1-所内率) * 出力範囲	0.4%※2	【範囲】 -100%（充電）～100%（放電） ※充放電効率（揚水）：70%※4 ※充放電効率（蓄電池）：90%※5

※1 発電コスト検証ワーキンググループ報告書（2015年5月）における「各電源の諸元一覧」より

※2 発電コスト検証ワーキンググループ報告書（2021年9月）における「各電源の諸元一覧」より

※3 「再生可能エネルギー技術報告書（第2版）」（NEDO）より

※4 2022年3月の東日本における電力需給ひっ迫に係る検証取りまとめ（2022年7月）より

※5 第2回 定置用蓄電システム普及拡大検討会（2020年12月10日）資料4より

燃 種	燃料費+CO2対策コスト 単価 [円/kWh] ※1	変化率制約	調整力供出能力	起動費[円]※2 ※設備容量[MW]	起動停止時間※3	一日あたりの 起動回数上限※3
IGCC	9.1	制約なし	（稼働時出力－最低出力）を下げ代， （最大出力－稼働時出力）を上げ代として それぞれ抛出可能とする	設備容量×13,000	8時間	1回
USC	10.4					
SC	11.2					
SUB-C	11.5					
MACC	13.0			(設備容量×1,000) + 1,000	4時間	2回
ACC	13.4					
CC	15.7			設備容量×5,000	8時間	1回
Conv	18.3					
石油	27.8			(設備容量×20,000) + 3,000		

※1 2015年度 発電コスト検証ワーキンググループにおける発電コストレビューシートの2030年に熱効率及び所内率を入力して算出

※2 「長期エネルギー需給見通しを前提としたアデカシー確保に関する定量的評価」から設定（2016, 電力中央研究所）

※3 第38回調整力等委員会 資料3-2

項 目	設定内容
調整力	■ 調整力として、各時間断面でエリア需要の14.9%※1分の上げ代/下げ代を火力・蓄電設備で確保。
連系線	■ 2024年度供給計画における2029年度末に運用開始している下記の連系線・設備の増強計画を反映。 ① 北海道本州間連系設備増強：900→1,200MW（使用開始：2028年3月） ② 東北東京間連系線（使用開始：2027年11月） ③ 東京中部間連系設備：2,100MW→3,000MW（使用開始：2027 年度） ④ 中部北陸間連系設備等（廃止（中地域交流ループ）時期：2026 年 4 月） ■ なお、現在計画策定プロセスを進めている「中部関西間連系線」、「中国九州間連系線」、「北海道～東北～東京間HVDC」の増強計画は、工事完了予定時期が2029年度以降となる予定であることを踏まえ、今回の混雑想定では考慮しない。 ■ 地域間連系線の運用容量は、2029年度の長期運用容量を使用することを基本とする。 但し、東北東京間連系線は、足元の電源動向を踏まえ個別に運用容量を設定。 ■ 連系線マージンは、北海道本州間連系設備、東京中部間連系設備について考慮する。

※1「第60回調整力の細分化及び広域調達の技術的検討に関する作業会（2024年2月7日）資料2」における2030年頃の需給調整市場の調整力必要量試算値

- 2029年度における想定設備量は、右下表の通りであり、第50回系統ワーキンググループで示された方針等に基づき、算出対象年度末までに運用開始が想定される電源の導入量を反映することを基本としつつ、特定が困難な場合等は過去実績等を用いて将来的な導入量を想定した。

系統混雑に関する中長期見通しの前提条件

- 中長期見通しの前提条件について、以下のように設定してはどうか。また、この他どのような項目を考慮すべきか。

➢ 算出対象年度：新規電源や系統増強の状況等の蓋然性を考慮し、かつ、電力広域機関の委員会での系統混雑想定の対象年度（5年度先）と統一化することで効率的な算定が可能となることも踏まえ、5年度先を対象とする。

➢ 新規電源：算出時点以降の電源導入量は、算出対象年度末までに運用開始が想定される電源の導入量を反映することを基本としつつ、特定が困難な場合等は過去実績等を用いて将来的な導入量を想定^{*}する。

※具体的には、過去3年間の高低圧電源の導入実績の平均値等を用いて対象年度末までの導入量を想定。

➢ 新規需要：算出対象年度に想定される需要を反映することを基本としつつ、算出対象年度末までに運用開始が予定されている特別高圧の需要家（データセンターや半導体工場など）も考慮する。

➢ 太陽光・風力の設備利用率：過去の出力実績を用いてエリア毎に設備利用率を想定する。

8

	2029年度混雑想定用 [GW]
火力	14,089
原子力	1,325
一般水力	2,235
揚水	2,678
風力	2,280
太陽光	9,074
地熱	59
バイオ	860
蓄電池	257

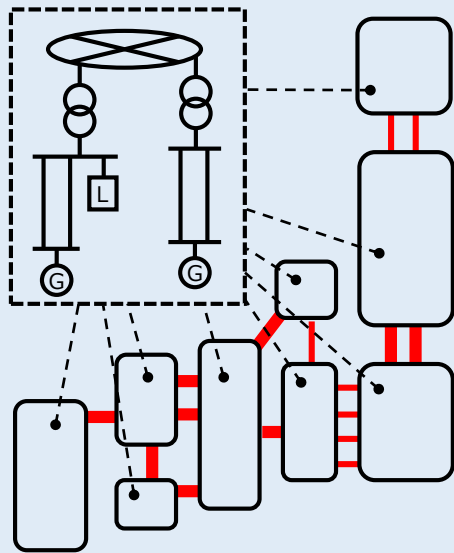
- 広域SIMでは、下位系統から混雑処理する現行制度を踏まえ、**下図のステップにより、段階的に系統混雑に伴う混雑量および出力制御量を算出**（各Stepの詳細は後述の通り）。

Step1

放射状系統の混雑想定
(混雑・出力制御量の算出)

【制約条件】

- ・連系線**制約あり**
- ・地内系統**制約なし**

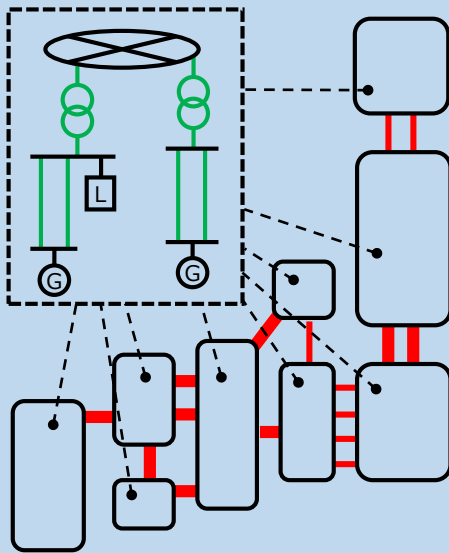


Step2

ループ系統の混雑想定
(混雑量の算出)

【制約条件】

- ・連系線**制約あり**
- ・地内放射状系統**制約あり**
- ・その他、地内系統**制約なし**

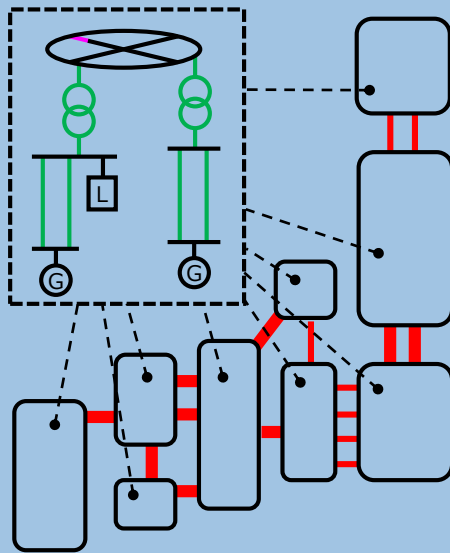


Step3

ループ系統の制御量算出
(混雑設備毎の制御量の算出)

【制約条件】

- ・連系線**制約あり**
- ・地内放射状系統**制約あり**
- ・Step2混雑系統**制約あり**
(混雑設備単位)
- ・その他、地内系統**制約なし**

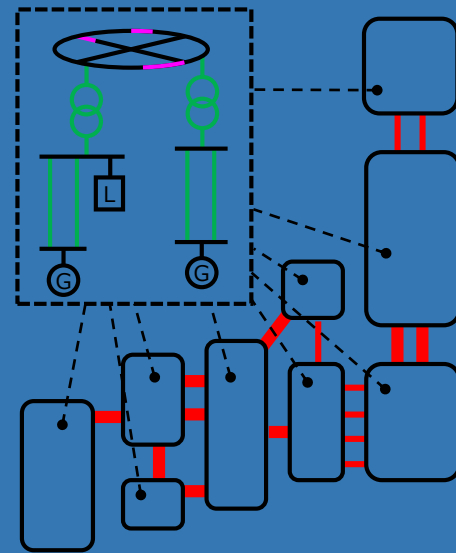


Step4

ループ系統の制御量算出
(エリア毎の制御量の算出)

【制約条件】

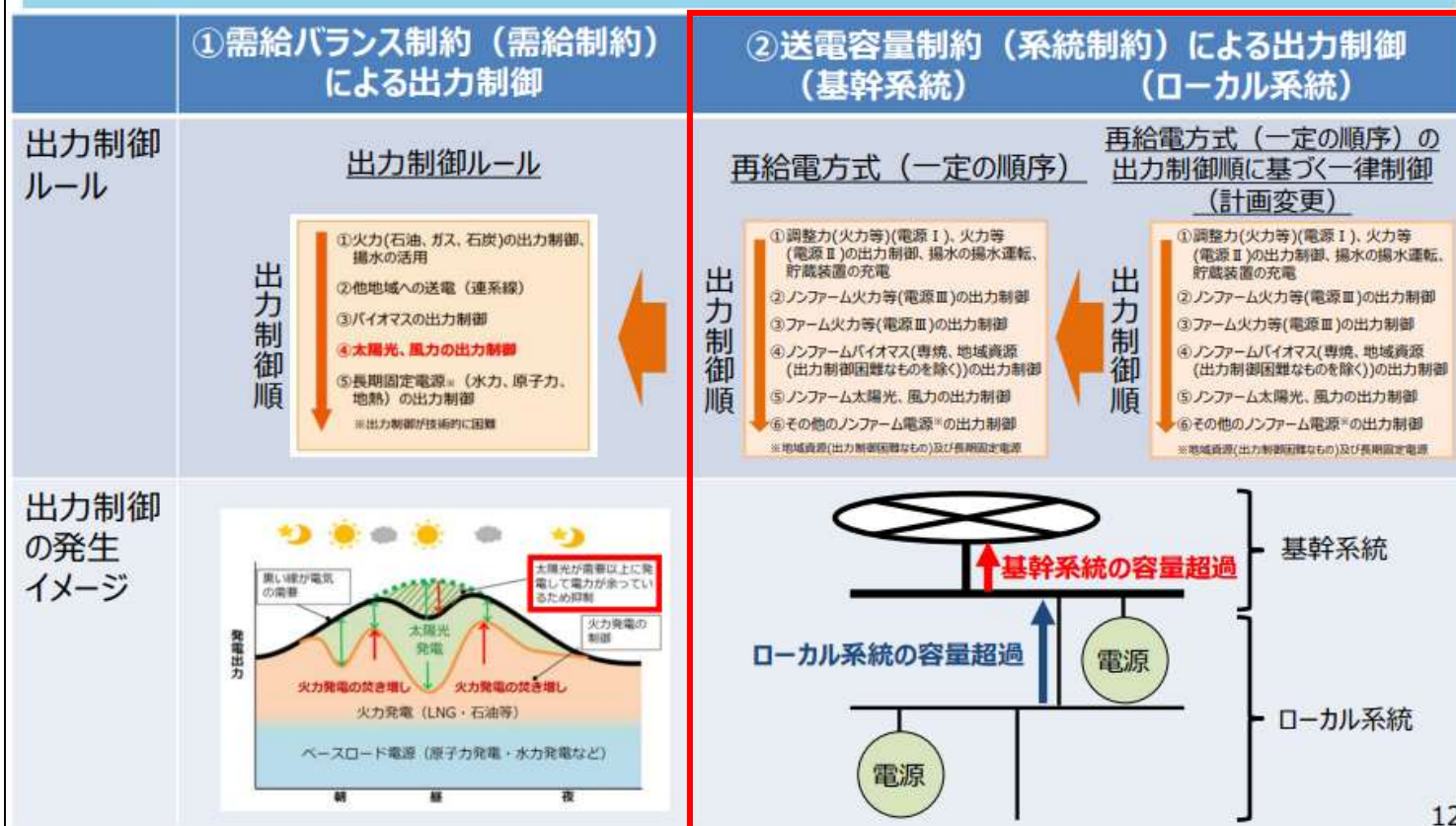
- ・連系線**制約あり**
- ・地内放射状系統**制約あり**
- ・Step2混雑系統**制約あり**
(エリア単位)
- ・その他、地内系統**制約なし**



- 現行の出力制御ルールにおいては、下位系統から順に混雑処理を行うこと整理されていることから、前頁の通り、下位系統から混雑処理することを前提に系統混雑量を算出している。

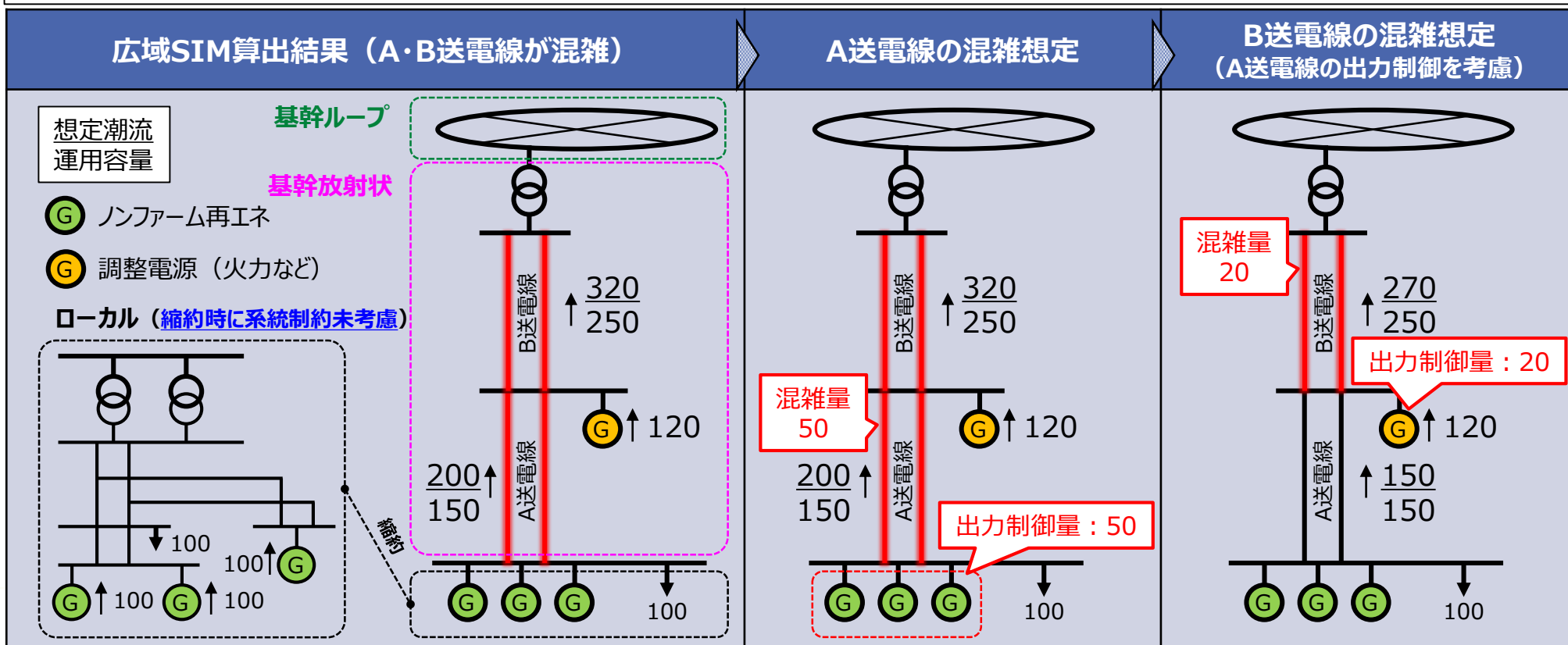
(参考) 出力制御ルール

- 出力制御には、①エリア全体の需給バランスによるものと、②個別の送変電設備（基幹系統、ローカル系統）の容量によるものが存在。



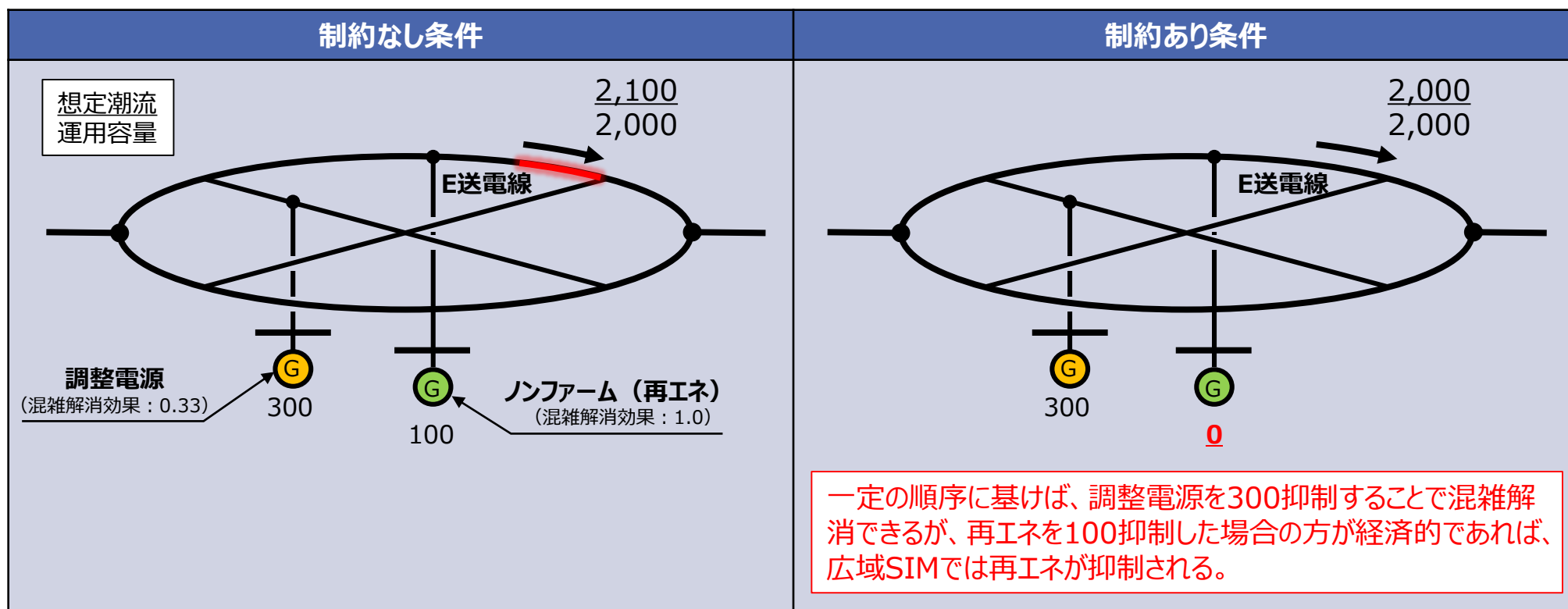
12

- Step1では、地域間連系線のみ運用容量制約を設定した条件（所謂、前日スポット取引を簡易的に表現）にて、広域SIMで算出した想定潮流値を参考に一般送配電事業者にて混雑想定を実施する。
- なお、下表のような直列設備で系統混雑が同時発生する場合、下位系統の混雑処理後の潮流状況で、上位系統の混雑想定を実施する（**混雑量や出力制御量の重複計上を防止**）。
- また、定例的な中長期見通しの算出スケジュールの都合上、基幹・ローカル系統の算出を同時並行で実施せざるを得なかったことから、広域SIMにおいて、**ローカル系統を縮約する際には系統制約を考慮していない**ことに留意が必要（**基幹系統混雑結果は実需給断面よりも過酷側で評価**）。



- ループ系統内で系統混雑が同時発生するような場合、系統混雑発生時の潮流方向に対して末端側の混雑設備から混雑処理したうえで、その上流の混雑設備の混雑想定すれば、放射系統（Step1）と同様に、**混雑量や出力制御量の重複計上を防止**することが可能。
- しかしながら、**基幹ループシステムの潮流方向は変わり得ること、出力制御後の潮流想定には広域SIMによる算出が必要**であることから、算出期間を勘案し、あくまでも設備単位毎に出力制御率を算出したものを公表する。
- そのため、ループ系統における複数の混雑設備の出力制御対象となる発電事業者は、一般送配電事業者が公表する系統混雑に関する中長期見通しの算出結果（参考資料 1 ～ 7）を**単純に加算すると過大な出力制御の見通しになってしまうことから、同一グループの最大値のみを参照するよう留意が必要**。

- 基幹ループ系統混雑に対して、再給電方式（一定の順序）に基づいて出力制御する場合、**混雑解消コストが大きくなる**可能性があることから、例外的に、一般送配電事業者がS+3Eを大前提に一定の順序以外の方法で一般送配電事業者が出力制御することが認められている。
- これを踏まえ、今回の基幹ループ系統の混雑箇所の出力制御量の算出にあたっては、**当該混雑箇所の“運用容量制約なし”“および”制約あり”の電源出力の差分を参考に一般送配電事業者にて出力制御量を算出した。**



- 基幹系統で系統混雑が発生した場合には、再給電方式により予め定められた一定の順序に基づき出力制御がなされるが、**ループ系統の場合には、混雑解消コストが大きくなる**可能性がある。
- そのため、第37回再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会（2021年11月30日）では、上記の場合には、**S+3Eを大前提に、一定の順序以外の方法で出力制御できることと整理**された。

(2) 課題①：出力制御順

- 再給電方式においては、ファーム型接続適用の非FIT電源である火力等について、当面経過措置を設定しない方針とした。このため系統混雑時には、**ファーム型・ノンファーム型を問わず、火力等はまず最初に出力制御される。**
- また、需給バランス維持のための出力制御ルールと同様、ノンファーム型接続適用の非化石電源の中では、当面は**バイオマス電源を制御した上で、自然変動電源を出力制御**することとした。
- その他のノンファーム型接続適用の非化石電源（※）は、上記の非化石電源を全て出力制御した上で、なお混雑解消に必要な場合に限り、出力制御されることとなる。

※地域資源バイオマス電源（出力制御困難なもの）及び長期固定電源（原子力、地熱、水力（揚水式を除く））

【再給電方式（一定の順序）による出力制御のルール】

1. 一般送配電事業者があらかじめ確保する調整力（火力等）（電源Ⅰ）及び一般送配電事業者からオンラインでの調整ができる火力発電等（電源Ⅱ）の出力制御、揚水式発電機の揚水運転及び需給バランス改善用の電力貯蔵装置の充電
2. 一般送配電事業者からオンラインでの調整ができない火力発電等（電源Ⅲ）の出力制御
3. ノンファームバイオマス（専従バイオマス、地域資源バイオマス（出力制御が困難なものを除く））電源の出力制御
4. ノンファーム自然変動電源（太陽光・風力）の出力制御
5. その他のノンファーム電源（※）の出力制御

※地域資源バイオマス電源（出力制御困難なもの）及び長期固定電源（原子力、地熱、水力（揚水式を除く））

- **S+3Eを大前提に、例えば、以下の場合においては、一定の順序以外の方法で出力制御できるものとしてはどうか。**

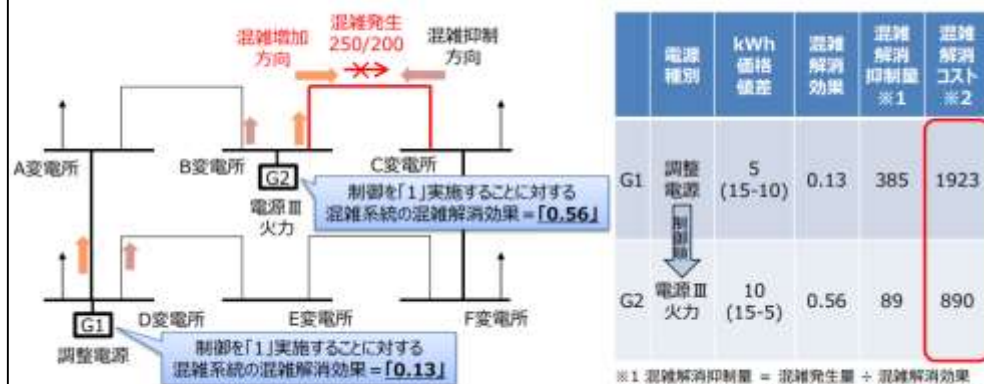
- ・ 混雑解消に効果の低い電源を先に制御する場合（例：ループ系統の場合）
- ・ 安定供給に支障が生じる可能性がある場合

25

(参考) ループ系統における混雑解消のイメージ

- ループ系統において、混雑解消のために一定の順序に基づく出力制御を適用する場合、混雑解消効果が小さい調整電源が制御された後に、電源Ⅲや非化石電源が制御されることで、かえって、混雑解消コストが大きくなる可能性がある。
- このため、ループ系統における出力制御ルールとしては、一定の順序によらず、混雑解消コストを最小とするような電源を制御する方法も考えられる。

<ループ系統における混雑解消のイメージ（調整電源と電源Ⅲ火力の比較）>



28