

# 中長期の調整力確保状況の確認結果（2035年度まで） について（報告）

2026年6月22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

- 今後の電力業界の情勢を鑑みると、自然変動電源の増により調整力必要量が増加する一方で、既存の主要な調整力リソースである火力発電の退出により、調整力設備量が減少し、将来的に調整力が不足することも考えられる。
- 調整力リソースの新規開発には一定のリードタイムが必要であることを踏まえ、10年先までの中長期的な調整力必要量に対する調整力設備量の充足状況を確認することとし、第111回本委員会（2025年9月24日）において2034年度までの調整力設備の充足状況についてお示した。
- その結果、東北や九州ではエリア内のみでは調整力が確保できない断面があったものの、広域運用を考慮すれば全エリアで調整力を確保できていることが確認できている。
- 今回は、2029年度・2035年度の調整力設備の状況について確認を行ったため、その結果を報告する。

## 論点①～③まとめ

31

- 自然変動電源の増加や、主要な調整力リソースである火力発電の退出などに伴う中長期的な調整力リソースの設備量不足を見据え、中長期の調整力確保の在り方に関しての3つの論点を挙げ検討した結果は以下のとおり。
- 論点①については今後の中長期的な調整力の不足状況も鑑みながら、容量市場の在り方に関する検討会等において具体的な方策を検討していくと共に、他論点についても今後詳細な検討を進めていくなかで課題が顕在化する場合は、市場制度の検討状況等を踏まえたうえで、必要に応じて適宜考え方について見直しを行うこととする。
- また、調整力の不足状況等も鑑みながら、グリッドコードでの要件化についてもグリッドコード検討会と連携して引き続き検討を深めていくことしたい。

論点	論点の概要	対応の方向性
① 中長期の調整力設備の確保方法	容量市場、調整力設備(kW)公募、調整力設備(kW)相対契約といった手段が考えられるがどのように確保するか	✓ 容量市場の枠組みを活用することを基本に、今後の調整力の不足状況の確認を行い、不足状況も鑑みながら容量市場の在り方に関する検討会等において具体的な方策を検討
② 中長期に確保する調整力の機能	需給調整市場の要件（一次～三次②）、機能毎（GF、LFC、EDC）といった案が考えられるがどのような区分で確保するか	✓ 需給調整市場の要件とすることを基本スタンスとする
③ 中長期に確保する調整力の設備量	③-1. 中長期の調整力必要量はどのように算定するか	✓ 需給調整市場における算定方法と整合をはかることを基本とする（再エネ導入量と時間内変動、予測誤差について相関分析を行う）
	③-2. 計画停止・計画外停止を考慮した調整力必要量の考え方をどうするか	✓ 停止調整前後においてそれぞれ以下の考え方を基本とする <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 停止調整前（実需給2年前以前）においては、計画停止＋計画外停止を考慮</li> <li>・ 実需給1年前の調整力の確保に関する計画では、計画外停止のみ考慮</li> </ul>

### 今後の調整力設備量を確認する仕組みの全体像

21

- 以上を踏まえた調整力設備量を確認する仕組みの全体像は下図のとおりであり、**足元から中長期にかけての調整力設備量を確認する仕組みを構築すること**としたい。
- **そのうえで、調整力必要量に対する設備量の充足状況については、本委員会において継続的に報告していく。**また、調整力の不足状況等も鑑みながら、グリッドコードでの要件化についてもグリッドコード検討会と連携して引き続き検討を深めていくこととしたい。



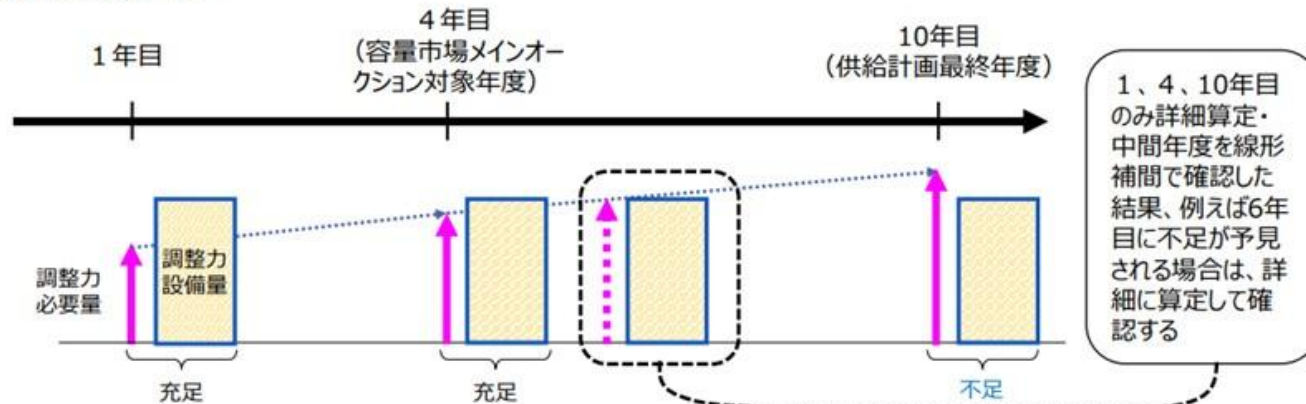
- 今回確認するのは2035年度までの10年間が対象となるが、ここでは、2029年度（2025年度容量市場メインオークション実需給対象年度）、2035年度（2026年度供給計画最終年度）の2カ年分について詳細確認を行った。

【その他】中長期の調整力設備の充足状況確認方法について

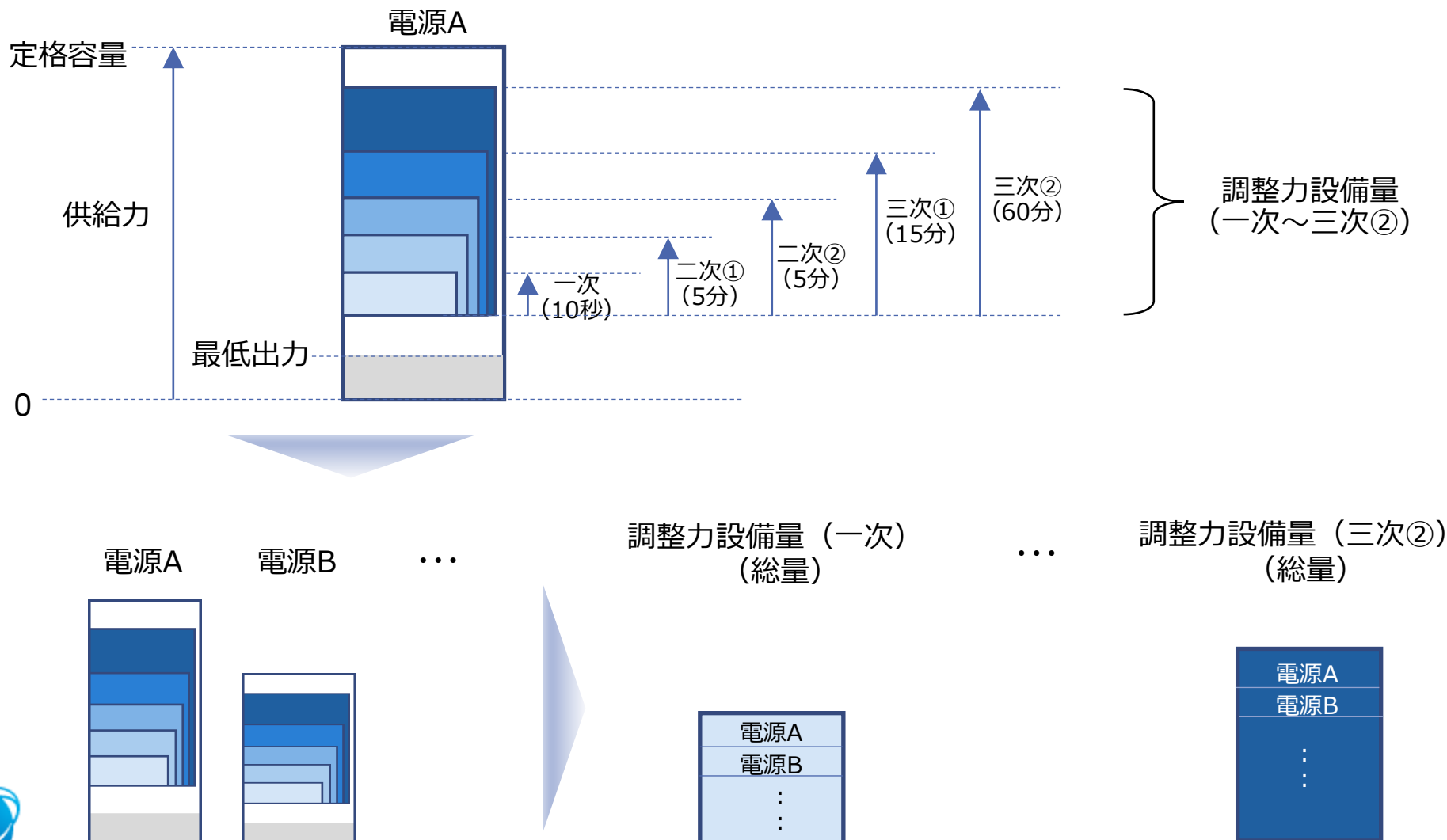
27

- なお、足元から10年先までの調整力設備量の充足状況確認のために、10年先までの調整力必要量算定が新たに必要となるが、算定にかかる労力も踏まえ、1年毎に精緻に算出するのではなく、1、4、10年目などポイントとなる年度について詳細に算定し、他の年度分については線形補間等の簡易な方法で確認したうえで、調整力不足が予見される場合等の状況に応じて詳細に確認することとしたい。（下図イメージ）

(充足確認イメージ)



- 本資料では、電源等の容量 (kW) のうち、調整力としての供出が可能な容量 (kW) を調整力設備量と定義。



## 1. 中長期の調整力設備量の充足確認方法

1 – 1. 調整力必要量について

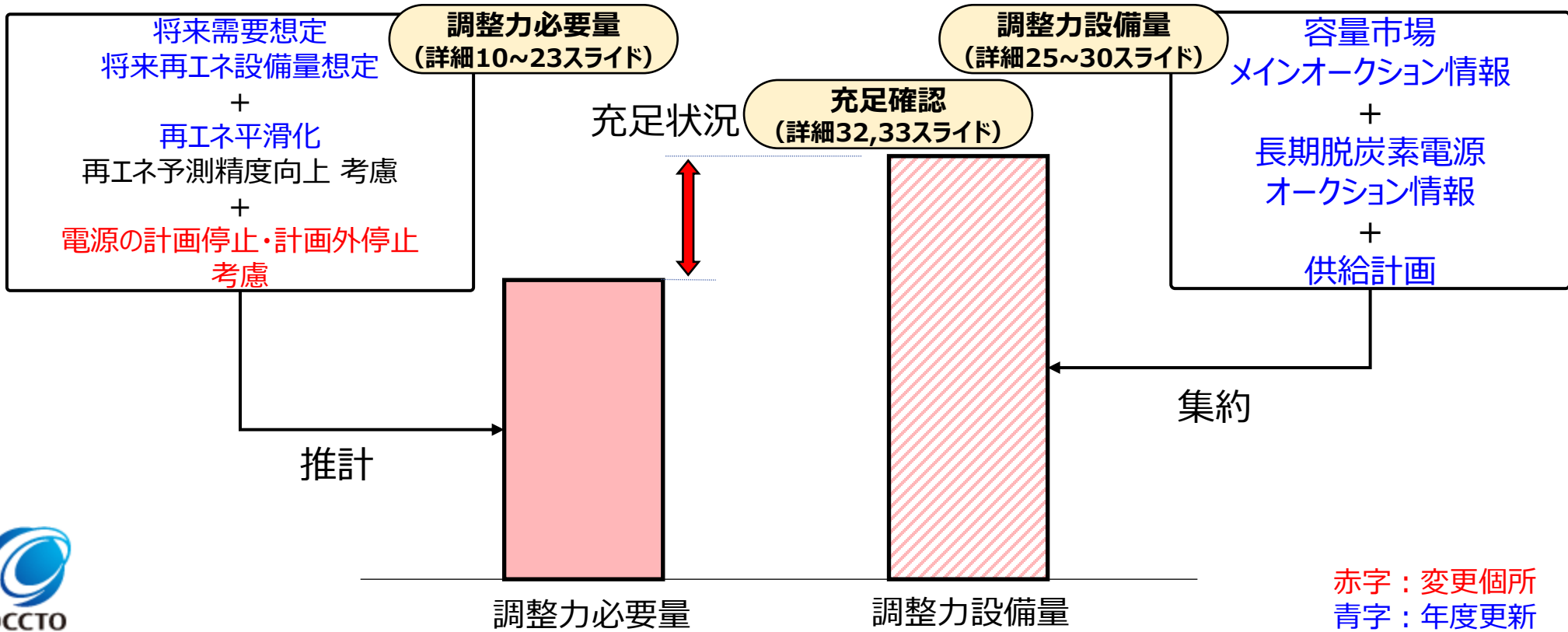
1 – 2. 調整力設備量について

1 – 3. 充足確認方法について

## 2. 確認結果

## 3. まとめ

- 調整力の充足確認方法の全体像（イメージ）は以下のとおり。
- 調整力必要量については、現在の需給調整市場の算定方法の考え方に基づき、将来の需要想定、再エネ設備量想定などを考慮するとともに、再エネの平滑化効果や予測精度向上、電源の計画停止・計画外停止も考慮した量として推計した。
- 調整力設備量については、容量市場メインオークション、長期脱炭素電源オークションの情報に加えて、供給計画における電源開発および休廃止の状況等を踏まえて集計した。
- 次スライド以降に調整力必要量、設備量の詳細な推計方法を示す。



## 1. 中長期の調整力設備量の充足確認方法

1 – 1. 調整力必要量について

1 – 2. 調整力設備量について

1 – 3. 充足確認方法について

## 2. 確認結果

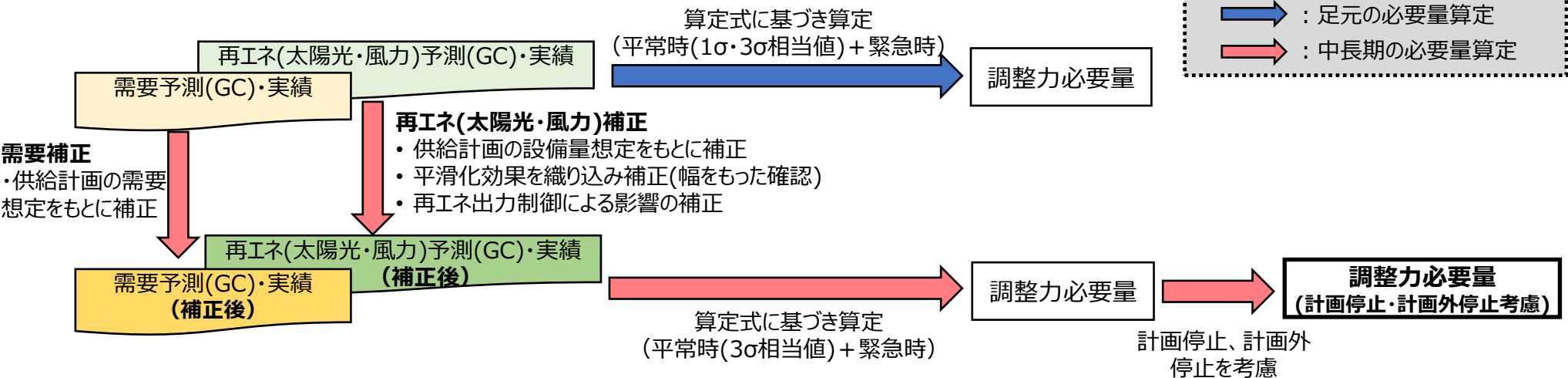
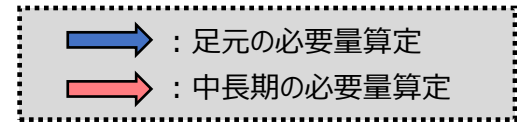
## 3. 確認結果を踏まえた今後の対応について

## 4. まとめ

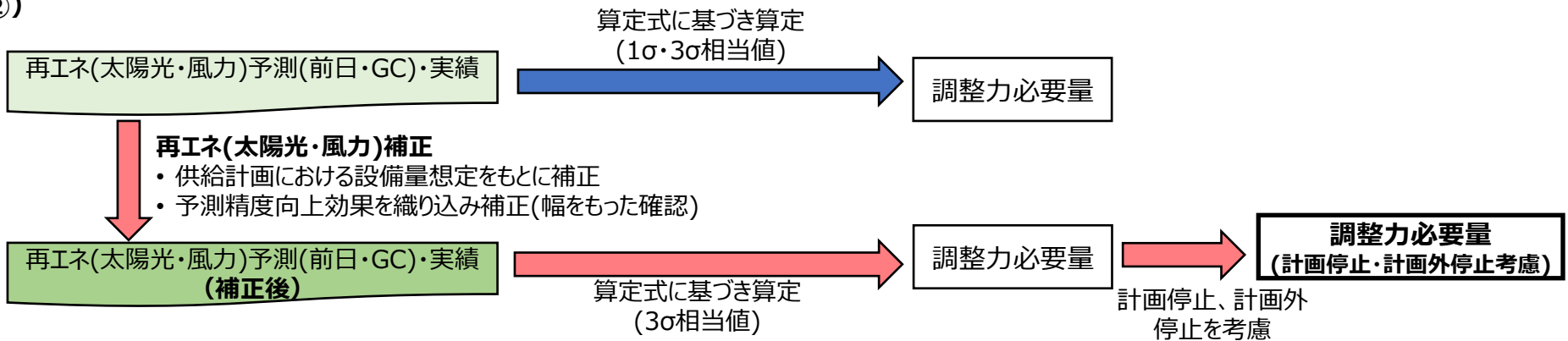
- 調整力必要量は、需給調整市場2025年度向けの必要量算定に用いた、各エリア毎の需要・再エネ（太陽光・風力）データ※を、算定対象年度（2029年度・2035年度）想定値となるよう補正後、算定式に基づき3σ相当値を算定したうえで、更に、計画停止・計画外停止分を考慮した値とした。
- 平滑化効果や予測精度向上については織り込む・織り込まないパターンで必要量算定を行い、**幅を持った必要量見通しとして示して評価した。**

※一次～三次①および複合は2024年度実績、三次②算定は2023年度・2024年度実績を使用

### （一次、二次①、二次②、三次①および複合）



### （三次②）



■ 将来の需要や再エネ想定は、2026年度供給計画における2029年度および2035年度断面の需要、設備量想定を踏まえて設定した。

項目	前提条件※1		データ諸元年度(2024年度)との比較
	2029年度	2035年度	
需要※2	約8,495億kWh	約8,782億kWh	<需要> 
太陽光設備量	約9,322万kW	約1億866万kW	<太陽光> 
風力設備量	約1,356万kW	約1,791万kW	<風力> 

※1 : 沖縄除く9エリア合計  
 ※2 : 2035年度は閏年のため366日分



- 調整力必要量（一次、二次①、二次②、三次①、一次～三次①複合および三次②）の算定式は以下のとおり。調整力設備としての充足性を確認する観点で、調整力必要量はすべて各時間帯の必要量（3σ相当値）を算定。

商品区分	対応する事象	必要量の考え方（算定式）
一次	時間内変動（極短周期成分） + 電源脱落	「残余需要元データ - 元データ10分周期成分」の3σ相当値 + 単機最大ユニット容量からEPPS期待量（600MW）を控除した量の系統容量按分値
二次①	時間内変動（短周期成分） + 電源脱落	「元データ10分周期成分 - 元データ30分周期成分」の3σ相当値 + 単機最大ユニット容量からEPPS期待量（600MW）を控除した量の系統容量按分値
二次②	需要・再エネ予測誤差	「残余需要予測誤差のコマ間の差」の3σ相当値
三次①	需要・再エネ予測誤差 + 電源脱落	「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 + 単機最大ユニット容量からEPPS期待量（600MW）を控除した量の系統容量按分値
複合商品 (一次～三次①)	上記すべて	「残余需要元データ - (BG計画 - GC時点の再エネ予測値)」の3σ相当値 + 単機最大ユニット容量からEPPS期待量（600MW）を控除した量の系統容量按分値
三次②	FIT特例①③の予測誤差	「前日予測値-実績値」の3σ相当値 - 「GC予測値-実績値」の3σ相当値

- 異常時（電源脱落）対応調整力については、従来は「50Hzおよび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」としていたが、第55回需給調整市場検討小委員会（2025年4月15日）にて、**異常時対応調整力必要量に関しては、EPPS動作分を考慮（控除）することが可能**との検討結果が示され、必要量の考え方が見直されている。

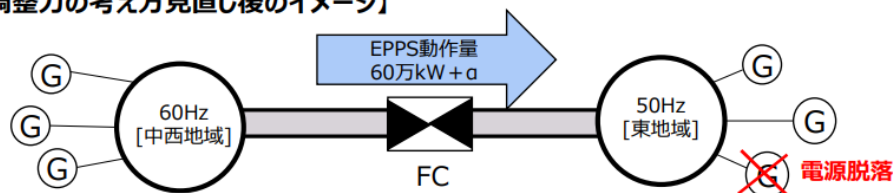
異常時（電源脱落）対応調整力必要量の考え方について（1/2）

35

- 前述のとおり、異常時（電源脱落）対応調整力の全成分（一次・二次①・三次①）において、EPPS動作分を考慮（控除）することができるため、続いて、具体的にどのように控除するかについて検討を行った。
- 控除の方法（必要量の算定方法）としては、50Hz・60Hzそれぞれで確保している単機最大ユニット脱落分から、固定のEPPS動作量（通常は600MW※）を引くことが考えられる。
- 一方、控除後の異常時対応調整力が固定のEPPS動作量未滿となった場合、健全側エリアとしてEPPS融通することで平常時対応調整力まで使ってしまう、健全側エリアの通常の需給運用に支障をきたすことが考えられる。
- そのため、**50Hzおよび60Hz毎の同一周波数連系系統の単機最大ユニット容量からEPPS動作期待分を控除した量が、EPPS動作期待分を上回る場合は「単機最大ユニット容量-EPPS動作期待分」、下回る場合は「EPPS動作期待分固定」とし、これを同一周波数連系系統の各エリア系統容量を元に按分した量としてはどうか。**

※ 複数のFC故障等により、固定EPPS動作量600MWが確保できない場合もある。

【異常時対応調整力の考え方見直し後のイメージ】



異常時調整力確保量：単機最大ユニット容量

60Hzの単機最大ユニット容量-EPPS動作分 $\geq$ EPPS動作分  
→単機最大ユニット容量-EPPS動作分（通常600MW）  
60Hzの単機最大ユニット容量-EPPS動作分<EPPS動作分  
→EPPS動作分固定（通常600MW）

異常時調整力確保量：単機最大ユニット容量

50Hzの単機最大ユニット容量-EPPS動作分 $\geq$ EPPS動作分  
→単機最大ユニット容量-EPPS動作分（通常600MW）  
50Hzの単機最大ユニット容量-EPPS動作分<EPPS動作分  
→EPPS動作分固定（通常600MW）

- 第100回本委員会（2024年9月3日）において、再エネ時間内変動や予測誤差の分析結果をもとに、平滑化効果や予測精度向上の織り込み方を示した。
  - 再エネの時間内変動については、太陽光、風力共に平滑化効果を織り込み。  
→一次、二次①、二次②および複合必要量に影響有
  - 再エネ予測誤差については、太陽光の前日～GC分で予測精度向上（10年で0.81倍）を織り込み。  
→三次②必要量に影響有
- 今回の算定では平滑化効果や予測精度向上を織り込む・織り込まないパターンで必要量算定を行い、**幅を持った必要量見通しとして示して評価**した。

まとめ

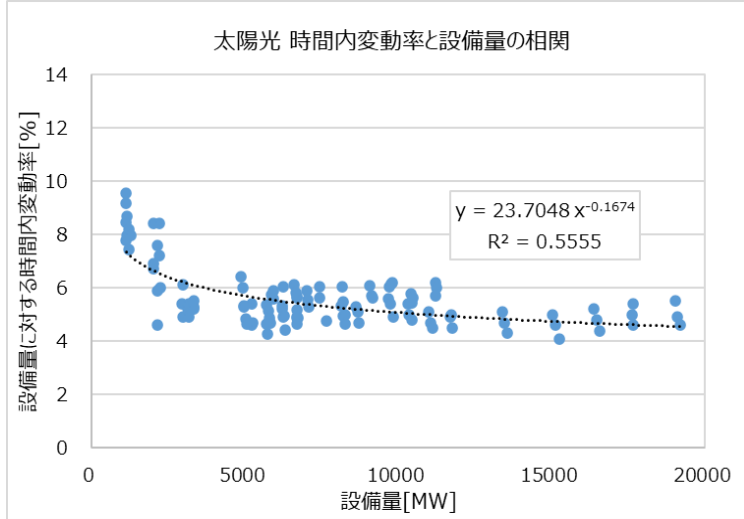
25

- 中長期の調整力必要量を算定するための事前検討として、自然変動再エネ（太陽光、風力）の設備量増加を踏まえた時間内変動、予測誤差の推計方法について検討した。その結果、以下については必要量算定にあたって織り込むこととしたい。
  - 再エネ時間内変動について、太陽光、風力両方に**平滑化効果分**を織り込むこととしてはどうか
  - 再エネ予測誤差について、**GC以降の予測誤差については精度向上による低減は見込まず、太陽光の前日～GC分では予測精度向上効果（10年で0.81倍）を織り込む**こととしてはどうか
- 再エネ設備導入量と時間内変動、予測誤差の相関については、将来の情勢変化(太陽光におけるFIP設備量割合の増加、気象予測技術の開発動向など)により、傾向が変わる可能性があるため、今後も中長期の調整力必要量算定時に分析を行い、適切に調整力必要量算定に反映していくこととする。
- 今後は、この推計方法を踏まえて中長期の調整力必要量算定を行ったうえで、中長期の調整力設備の充足状況確認を行う。

■ 2024年度の諸元が出揃ったことから、太陽光および風力設備量と時間内変動率の相関について下図の通り見直しを行った。

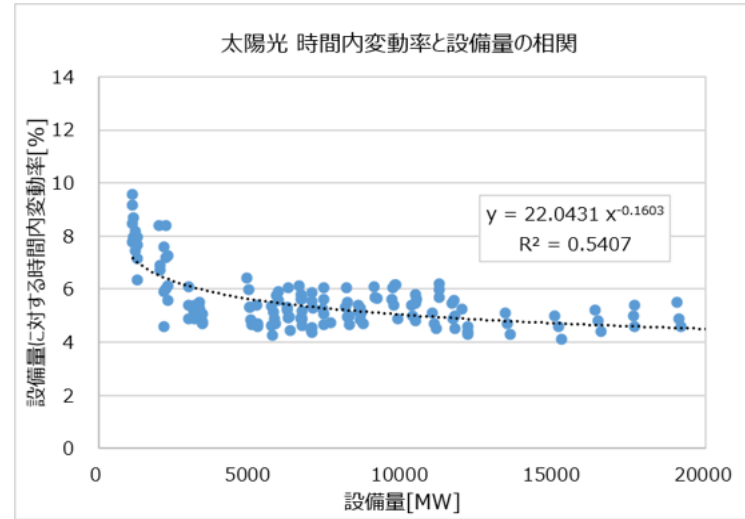
<前回算定結果>

(2019-2023年度データを基に算定)

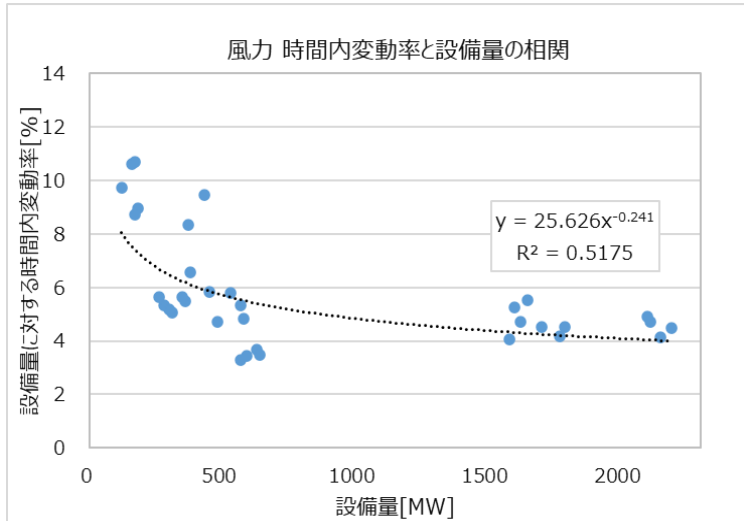


<今回算定結果>

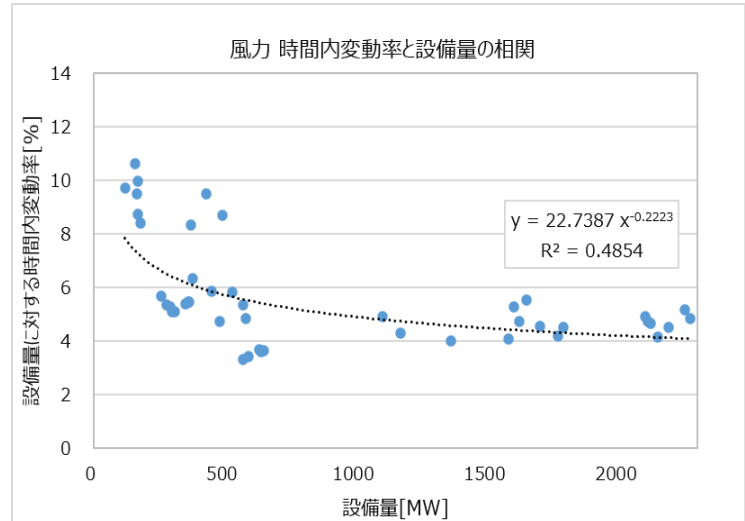
(2019-2024年度データを基に算定)



風力 時間内変動率と設備量の相関



風力 時間内変動率と設備量の相関



- 前スライドの近似式から導出される2035年度の平滑化効果は下表Bのとおり。
- 参考として設備量の伸び率 (A) に平滑化効果 (B) を乗じた値 (A×B) を下表に示す。

<太陽光、風力の平滑化効果について※1>

エリア	2024→2035 の太陽光設備量 の伸び率※2 (A)	平滑化効果 (2035の変動率/ 2024の変動率) (B)	2024→2035の 太陽光の時間内 変動の想定比率 =A×B※3
北海道	1.52	<b>0.93</b>	1.42
東北	1.80	<b>0.91</b>	1.63
東京	1.39	<b>0.95</b>	1.32
中部	1.38	<b>0.95</b>	1.31
北陸	1.26	<b>0.96</b>	1.22
関西	1.43	<b>0.94</b>	1.35
中国	1.46	<b>0.94</b>	1.37
四国	1.24	<b>0.97</b>	1.19
九州	1.29	<b>0.96</b>	1.23

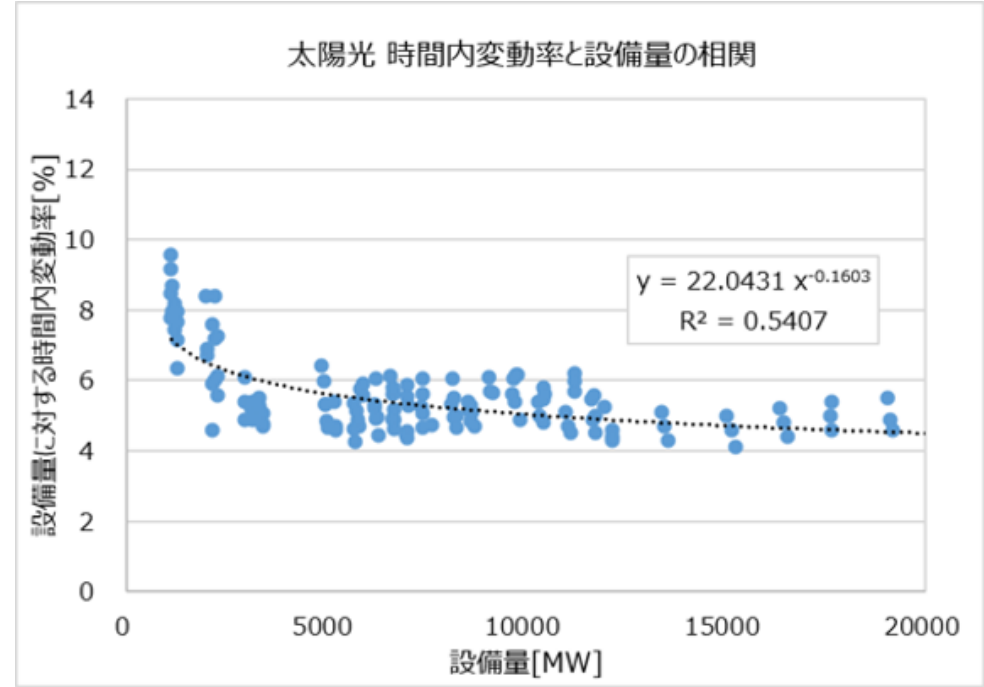
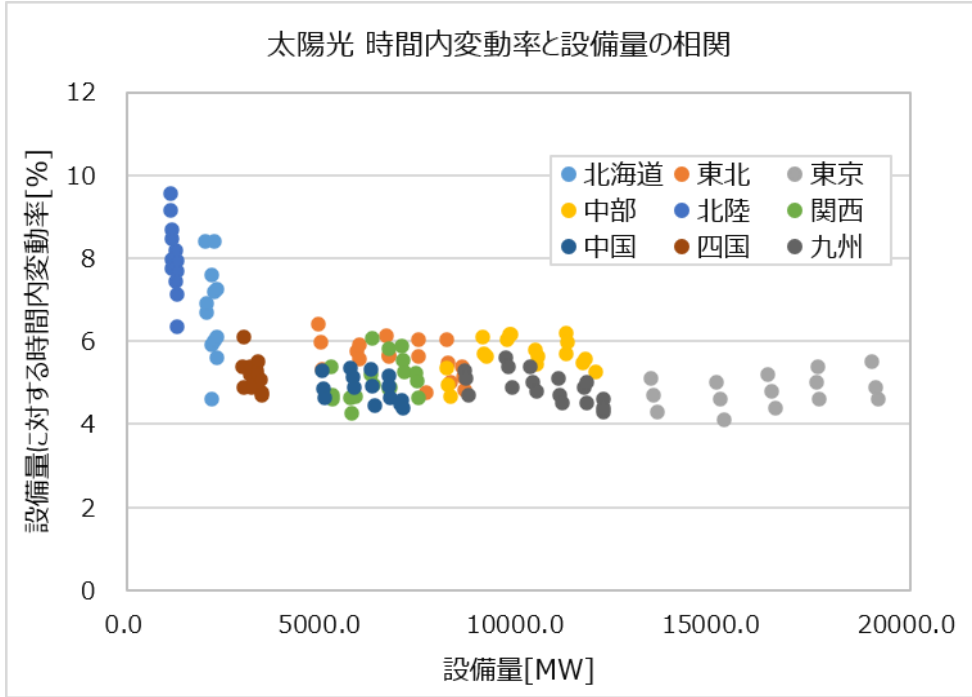
エリア	2024→2035の 風力設備量の伸 び率※2 (A)	平滑化効果 (2035の変動率/ 2024の変動率) (B)	2024→2035の 風力の時間内変 動の想定比率 =A×B※3
北海道	2.01	<b>0.86</b>	1.72
東北	3.26	<b>0.77</b>	2.51
東京	2.01	<b>0.86</b>	1.72
中部	1.07	<b>0.99</b>	1.05
北陸	14.70	<b>0.55</b>	8.09
関西	1.09	<b>0.98</b>	1.07
中国	3.76	<b>0.74</b>	2.80
四国	2.78	<b>0.80</b>	2.22
九州	4.90	<b>0.70</b>	3.44

※1 2019-2024年度データを基にした算定結果であり、今後相関が変わり得ることに留意  
 ※2 設備量は2026年度供給計画をもとに算定  
 ※3 端数処理を四捨五入により行っていることから、A×Bと一致しない場合がある



- 昨年度と同様にエリア毎の確認では設備量の増加幅が小さいことから、今年度も9エリア分をまとめてプロットし相関を確認した。
- 太陽光の設備量と時間内変動率の相関について、昨年度と同様に設備量が相対的に少ないエリアでは変動率が大きく、設備量の多いエリアでは小さくなる傾向が見られた。

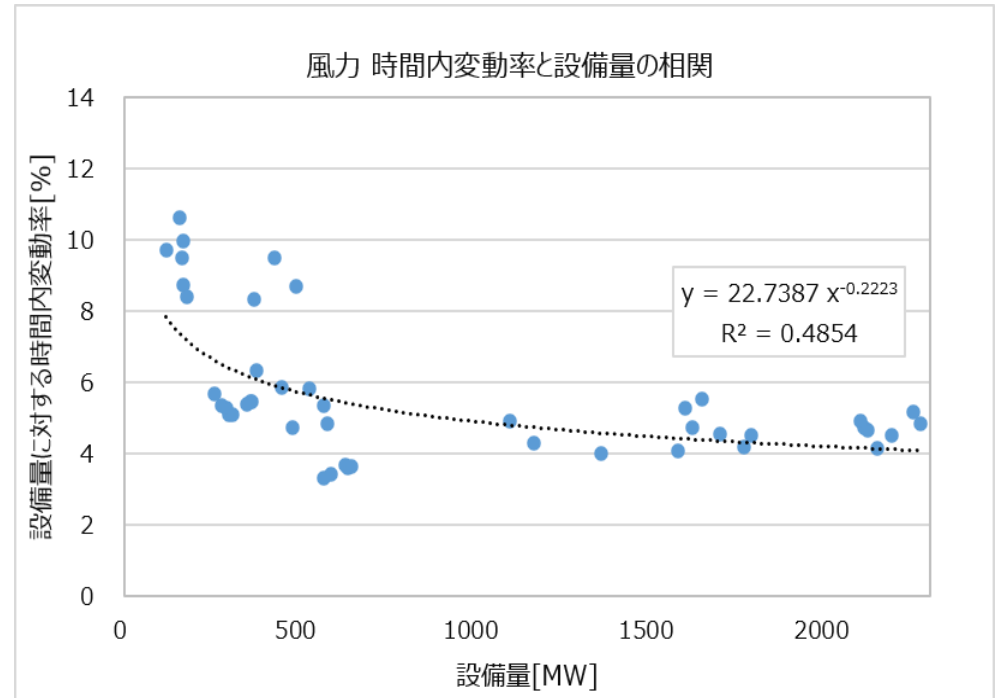
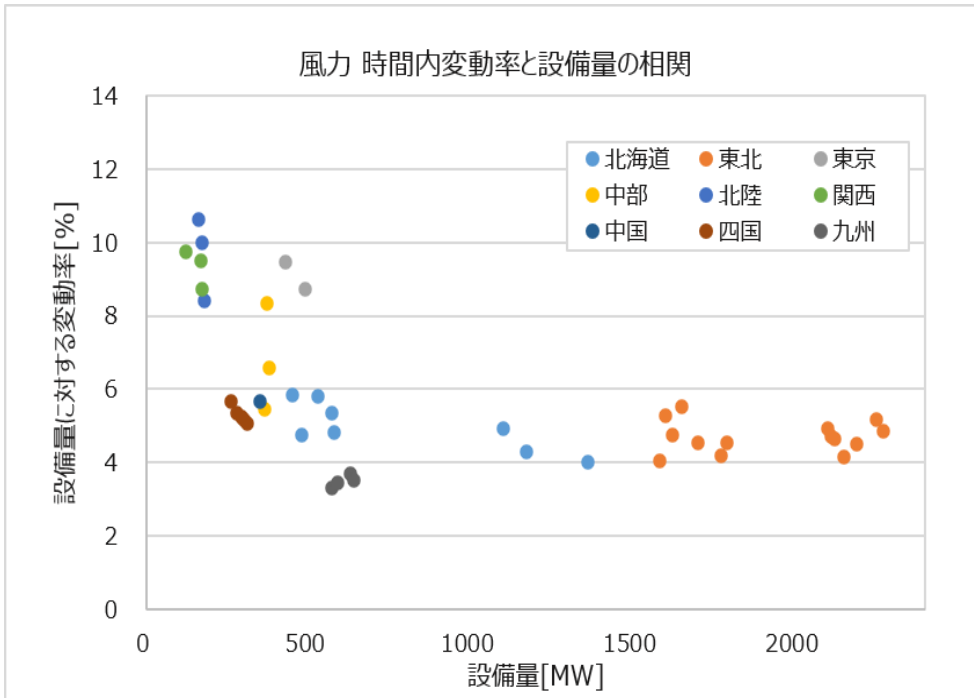
<太陽光時間内変動の確認結果※>



※\_2019-2024年度データを基にした算定結果であり、今後相関が変わり得ることに留意

- 昨年度と同様にエリア毎の確認では設備量の増加幅が小さいことから、今年度も9エリア分をまとめてプロットし相関を確認した。
- 風力の設備量と時間内変動率の相関について、昨年度と同様に設備量が相対的に少ないエリアでは変動率が大きく、設備量の多いエリアでは小さくなる傾向が見られた。

＜風力時間内変動の確認結果※＞



※\_2019-2024年度データを基にした算定結果であり、今後相関が変わり得ることに留意

■ 本確認にあたり、データについては以下の処理を実施している。

(設備量の補正)

- 風力はエリアによって設備導入の進展に大きく差異があり、数ヶ月～1年以上設備の増減がないケースがあることから、1ヶ月毎に1点をプロットするのではなく、導入量が同じ月全体を母集団とした3σ相当値をプロットした。

(季節性による特性補正)

- 時間内変動の大小には、太陽光・風力出力の大小による季節性があると考えられるため、その傾向が近いデータで相関をみるために、太陽光・風力それぞれについて出力上位3か月のデータのみを抽出し使用した。  
(太陽光は4,5,6月、風力は11,12,1月)

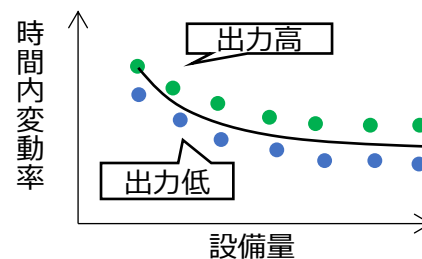
補正前



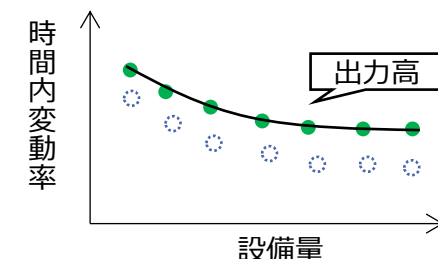
補正後



補正前



補正後



- 再エネ出力制御がなかったとしたときの実績値が再エネ出力制御値を超えている場合は、再エネの予測誤差および時間内変動に対応する調整力は不要と考えられる。このため、将来断面における再エネ出力制御量について広域メリットオーダーシミュレーションを実施し確認のうえ、太陽光・風力データの補正を行った。

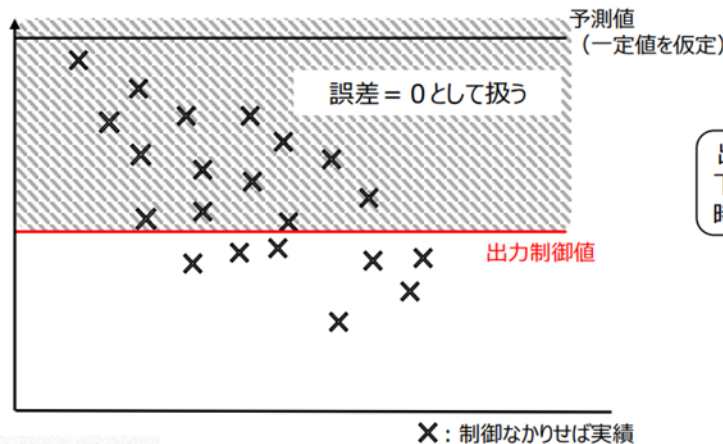
(1) 調整力必要量の推計について

【再エネ出力制御に伴う調整力必要量への影響について】

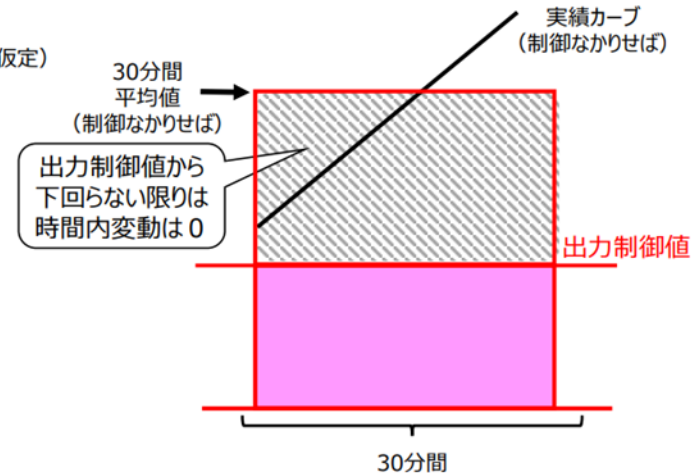
26

- 再エネ導入の拡大にともない出力制御（出力抑制）が増加していくことも想定されるため、再エネ出力制御を実施した場合の調整力必要量への影響についても検討した。
- 予測誤差については、制御なかりせば実績値が出力制御値を超えている場合は、気象の変動が発生しても、再エネの出力は変動しないため、再エネの予測誤差に対応する調整力は不要になると考えられる。
- 時間内変動対応についても同様に、気象の変動が発生しても、制御なかりせば実績値が出力制御値を超えている場合は、再エネの出力としては変動しないため、再エネの時間内変動に対応する調整力は不要になると考えられる。

【予測誤差のイメージ図】



【時間内変動のイメージ図】



- 広域メリットオーダーシミュレーションの前提条件については、**第92回広域系統整備委員会（2025年9月2日）において2030年度混雑見通し想定に用いた条件設定を参考とした。**本想定では2029年度、2035年度断面のシミュレーションを行うことから、需要や電源構成、連系線条件については2026年度供給計画や長期運用容量等の値をもとに設定。

項目		主な条件設定 (第92回広域系統整備委員会での条件設定との差分を下線・太字で表記)
需要		<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 2024年度のエリア毎需要実績（1時間値）を元に、<b>2026年度需要想定</b>の2029年度、2035年度送電端需要電力量合計(kWh) / <b>2024年度の需要実績(kWh)</b>を乗じて算定。</li> </ul>
電源構成	再エネ・バイオ、水力	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ <b>2026年度供給計画の2029年度、2035年度想定値</b>を使用。</li> </ul>
	火力	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ <b>2026年度供給計画にて2029年度および2035年度に運用開始を予定している電源を想定（2029年度、2035年度に長期計画停止の電源は非稼働で想定）</b></li> </ul>
	原子力	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 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16基について稼働想定。</li> <li>■ 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。</li> </ul>
	揚水・蓄電池	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ <b>2026年度供給計画における2029年度、2035年度末設備量を設定</b>（1週間単位で上池水量4割に戻す経済運用）</li> <li>■ <b>揚発は2026年度調整力確保計画をもとに想定した補修等による停止率（平均23.4%）を差し引いた稼働設定。</b></li> </ul>
連系線		<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 下記の連系線・設備の増強計画等を反映                             <ul style="list-style-type: none"> <li>➢ 北海道本州間連系設備増強：900→1,200MW（使用開始：2028年3月）</li> <li>➢ 東北東京間連系線（使用開始：2027年11月）</li> <li>➢ 東京中部間連系設備：2,100MW→3,000MW（使用開始：2027年度）</li> <li>➢ 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）</li> <li>➢ 中部関西間連系線増強（使用開始：2030年度）</li> </ul> </li> <li>地域間連系線の運用容量は、2029年度および2035年度の長期運用容量を使用。ただし中部関西間連系線増強後の運用容量については、現時点では算出条件等検討中とされていることから、第78回広域系統整備委員会（2024年4月10日）資料3-1で示された試算値を基に設定した。</li> <li>■ 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。</li> </ul>

- 中長期的な調整力必要量においては、電源の計画停止・計画外停止を考慮することとしている。
  - 計画停止：年間計画停止可能量を踏まえた目標調達量を用い、各月の停止可能量の割合分を考慮
  - 計画外停止：EUE算定向け計画外停止率（調整電源の設備量で加重平均）分を考慮
- 第115回本委員会（2026年1月28日）において年間計画停止可能量（1.9ヶ月から2.4ヶ月）および計画外停止率（調整電源設備量の加重平均※で3.6%から4.9%）を見直したため、本検討にも反映した。
- 結果として、調整力必要量に対する計画停止・計画外停止の補正值は増加している。

※加重平均については、第115回本委員会の燃種別の見直しを受け、第118回本委員会で見直し。

各年度供給計画における確認結果 27

■ 至近3か年の供給計画諸元において、計画停止量の確認及び、見直す場合の新たな基準の試算を行った結果、**年間を通しての計画停止量も1.9か月を超えており、見直しを行う場合は、3か年平均で2.4か月程度の基準**となった。

■ 年間の計画停止量は増加傾向であり、また計画停止可能量は余裕分を織り込む必要があることも踏まえ、今後は**年間計画停止可能量2.4か月を確保するための追加設備量を算定**することで何か。

■ なお、EUE算定断面細分化により、スタッキングレシオ確保のために必要な年間計画停止可能量が増加することも考えられるため、今後の実績等を踏まえ、改めて見直しを検討する。

<各年度供給計画における確認結果>

項目	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
計画停止量[万kW・月]	20,837	22,687	20,920	23,965	26,874	31,619	31,014
計画停止量[月換算]	1.33	1.44	1.34	1.56	1.72	2.02	2.02
計画停止可能量超過量(最大)[万kW]	-	293	361	289	491	810	900
超過月(最大)	-	12月	2月	2月	12月	11月	1月
計画停止可能量 [月換算]	1.90	2.08	2.13	2.09	2.21	2.40	2.46
(参考)基準となる月	2月	12月	2月	2月	12月	11月	1月
追加設備量 [万kW]	712	918 (+293)	865 (+361)	691 (+289)	808 (+491)	1,032 (+810)	1,174 (+900)
年間計画停止可能量 [万kW・月] ※追加設備量考慮後	29,922	33,344 (+3,504)	33,934 (+4,331)	32,734 (+3,469)	35,549 (+5,887)	39,520 (+9,725)	40,038 (+10,802)

( )は、各年度において、1.9か月基準で算定した場合との差分  
 \* 計画停止量は、供給計画の対象となっている10万kW以上の電源を対象としているため容量市場とは、母数が異なる

計画外停止率の見直しについて 10

■ 第96回本委員会（2024年3月19日）において、本検討で使用する計画外停止率は、EUE算定向け計画外停止率に対し調整電源の設備量で加重平均をとった3.6%を通年設定し、EUE算定向け計画外停止率の更新に合わせて見直ししていくことが整理された。

■ 第115回本委員会（2026年1月28日）において、EUE算定向け計画外停止率を更新したため、あらためて調整電源の設備量による加重平均をとり、今回より4.9%に見直すこととする。

1. 計画停止・計画外停止を考慮した調整力必要量の考え方（停止調整前）  
計画外停止の考慮について 24

■ 次に、計画外停止については、停止調整以前に生じる停止変更であるため、計画停止と同様に対応する電源にのみ必要な調整力が必要となる。そのため、**計画外停止についても、停止による減少分を考慮することが必要**と考えられる。

■ EUE算定においては、供給計画時点から実需給に於ける設備トラブル・作業延長等による供給力の増加・減少の実績より算定した計画外停止率を、EUE算定向け計画外停止率と設定している。

■ 計画外停止を考慮した調整力設備の必要量を推計する場合には、計画外停止時の取り扱いは連続性の観点から、**EUE算定向け計画外停止率を適用**することが考えられる。

■ 現在用いている**EUE算定向け計画外停止率（電源種別）は、下表のとおりとなっており、この計画外停止率と既存の調整力の設備量で加重平均をとると3.6%になることから、この値を算定することで計画外停止を考慮した調整力必要量にすることができ、なお、計画外停止率は3年間で更新しており、随時更新を本件においても反映していくこととする。**

電源種別	今年度結果 (2019-2021)	今年度結果 (2022-2024)
火力	4.3%	5.6%
風力	1.2%	2.5%
水力	4.3%	3.4%
貯水式	2.1%	1.7%
原子力	4.3%	5.6%
太陽光	—	—
風力	—	—
揚水・バイオマス	4.3%	5.6%

加重平均 3.6% (2022年12月26日)

EUE算定向け計画外停止率の分析結果まとめ 14

■ EUE算定向け計画外停止率の分析結果をまとめた下表のとおり。

■ 大規模な設備故障がある停止率は著しく増加する一方、需給影響などによる作業停止の発生等も多く発生する停止率は減少する。年度による数値のばらつきあり。今後も複数年度に亘って分析することが重要。

■ EUE算定向け計画外停止率については、引き続き3年周期でデータを集約・分析することとされた。

■ なお、本数値は供給計画時点からの停止・制御の発生率であり、継続トラブル外停止率ではないことから、**基準としてEUE算定に用いる数値であり、他の用途で用いる場合には注意が必要。**

電源種別	EUE算定向け計画外停止率 (2019-2021)	今年度結果 (2022-2024)	備考
火力	4.3%	5.6%	事業データによる分析結果より
風力	1.2%	2.5%	
水力	4.3%	3.4%	
貯水式	2.1%	1.7%	
原子力	4.3%	5.6%	
太陽光	—	—	EUE算定の出力比により、計画外停止率を考慮して見直し
風力	—	—	計画外停止率は低い
揚水・バイオマス	4.3%	5.6%	火力の計画外停止率を準用

出所) 第96回 調整力及び需給(バランス)評価等に関する委員会(2024年3月19日)資料1 抜粋 [https://www.occto.or.jp/assets/iinkai/chouseiryoku/2023/files/chousei\\_96\\_01.pdf](https://www.occto.or.jp/assets/iinkai/chouseiryoku/2023/files/chousei_96_01.pdf)

出所) 第115回 調整力及び需給(バランス)評価等に関する委員会(2026年1月18日)資料2 抜粋 [https://www.occto.or.jp/assets/chousei\\_115\\_01\\_2.pdf](https://www.occto.or.jp/assets/chousei_115_01_2.pdf)

- 足元と将来の調整力必要量の変化について、各エリア別の割合は下表のとおりとなり、エリア毎に変化割合に差異はあるが、全てのエリアで増加傾向がみられる結果となった。

## 調整力必要量の推移（複合必要量+三次②必要量の平均値）

（前半の数値は平滑化・予測精度向上を織り込んだもの、後半の数値は織り込まないもの）

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	全国
調整力必要量の変化割合 (2029年度/2025年度※)	112～ 116%	121～ 126%	107～ 111%	100～ 106%	129～ 132%	101～ 105%	106～ 112%	96～ 101%	102～ 107%	<b>106～</b> <b>111%</b>
調整力必要量の変化割合 (2035年度/2025年度※)	126～ 132%	147～ 157%	111～ 121%	103～ 114%	162～ 167%	104～ 113%	110～ 122%	97～ 105%	104～ 115%	<b>113～</b> <b>123%</b>

※データ諸元年度を揃えるため2025年度必要量と比較。

1. 中長期の調整力設備量の充足確認方法

1 – 1. 調整力必要量について

1 – 2. 調整力設備量について

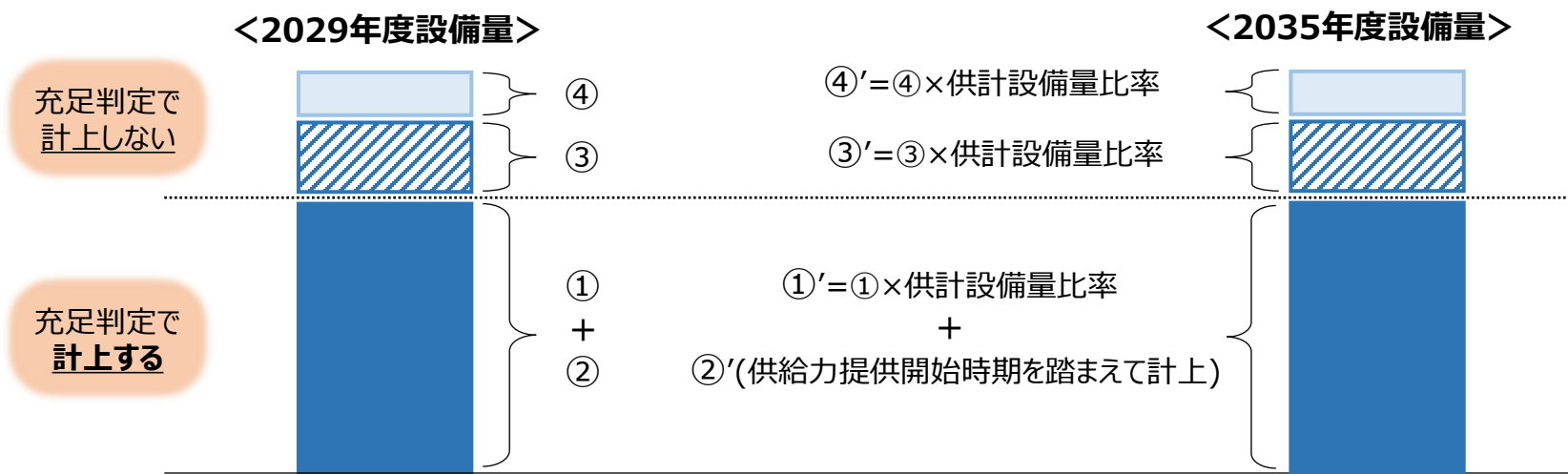
1 – 3. 充足確認方法について

2. 確認結果

3. まとめ

- 2029年度分の調整力設備量は、**容量市場メインオークション約定結果（対象実需給年度：2029年度）および長期脱炭素電源オークション約定結果（応札年度：2025年度まで）**等をもとに以下①②のとおり計上した。
  - ① 容量市場落札電源（調整機能有）の調整力設備量を計上（ただし揚水ポンプ分は運用実績をもとに三次②のみ一定量を計上）
  - ② 長期脱炭素電源オークション落札電源（調整機能有）は供給力提供開始時期を踏まえて調整力設備量を計上
- 以下③④のような電源については、実需給断面において調整力を活用できる可能性はあるが確度が高いとはいえないため、充足状況の判定にあたっては計上しないものとした（確認結果では参考掲載）。
  - ③ 容量市場落札電源（調整機能無）のうち仮に制御回線を設置すれば調整力となりうる量（ポテンシャル）
  - ④ 容量市場未応札・非落札電源（調整機能有）の調整力設備量
- 2035年度分の調整力設備量については、2029年度の設備量をもとに、**供給計画における電源種別毎の設備量比率(2035年度/2029年度)を乗じることで想定した**※。

※供給計画では、提出時点での新設や休廃止計画が計上されているため、今後実需給年度近傍になってから休廃止計画が増えることもありうる。



- 2025年度容量市場メインオークションより、安定電源のうち、発電方式が「火力、水力、再生可能エネルギー（バイオマス（専焼）、バイオマス（混焼）、地熱）、およびその他（蓄電池）」の電源を対象に、調整機能の詳細情報（調整力として供給可能な容量、潜在的な容量※）の集計を行っており、結果は以下のとおり。

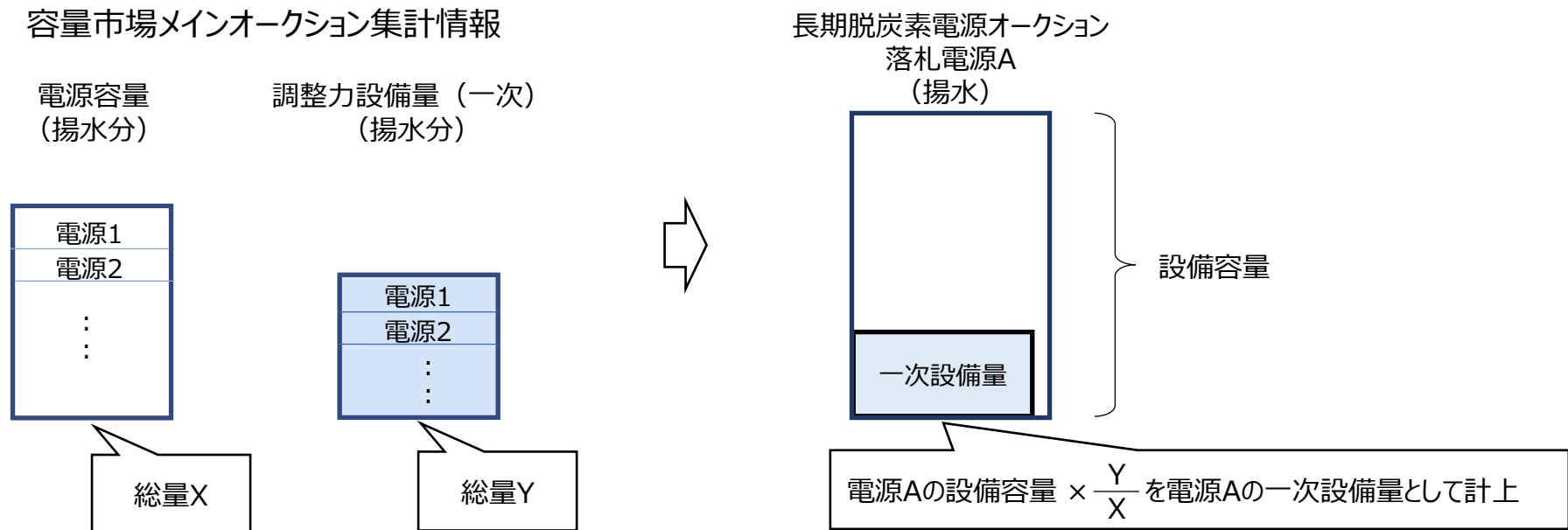
※ 発電設備自体は調整機能を有しているが、制御回線が設置されていない設備量

※3 未応札電源：電源等情報の登録はあるが、応札を行っていない電源。

エリア	落札電源										未応札電源※3・非落札電源									
	設備容量 [万kW]	調整力供出可能量[万kW]					仮に制御回線を設置すれば 供出可能となる調整力設備量 [万kW]				設備容量 [万kW]	調整力供出可能量[万kW]					仮に制御回線を設置すれば供出 可能となる調整力設備量[万 kW]			
		一次	二次 ①	二次 ②	三次 ①	三次 ②	二次 ①	二次 ②	三次 ①	三次 ②		一次	二次 ①	二次 ②	三次 ①	三次 ②	二次 ①	二次 ②	三次 ①	三次 ②
北海道	595	103	121	140	232	361	6	9	14	26	88	10	10	10	10	10	0	0	0	0
東北	1,950	80	121	275	481	631	35	34	96	145	122	54	54	56	56	57	3	3	5	13
東京	5,906	228	819	1,675	2,734	2,922	42	139	216	282	278	36	29	67	125	182	7	3	2	2
中部	2,455	262	515	548	1,068	1,300	8	28	36	53	292	30	39	40	81	107	4	5	4	1
北陸	409	28	106	106	166	223	1	6	11	11	215	16	24	24	39	84	1	1	1	0
関西	2,255	167	325	468	818	965	21	72	161	281	205	20	13	24	59	92	5	5	5	20
中国	872	115	218	245	377	440	8	14	13	81	5	4	3	3	3	3	2	1	1	1
四国	710	74	101	129	197	321	8	8	8	22	45	5	10	10	22	33	0	0	0	0
九州	1,411	125	330	437	628	732	26	36	40	157	177	46	43	43	43	46	3	3	3	0
合計	16,562	1,181	2,657	4,022	6,701	7,894	156	347	594	1,058	1,428	221	226	279	438	616	25	21	22	37
設備容量比		7.1%	16.0%	24.3%	40.5%	47.7%	0.9%	2.1%	3.6%	6.4%		1.3%	1.4%	1.7%	2.6%	3.7%	0.2%	0.1%	0.1%	0.2%

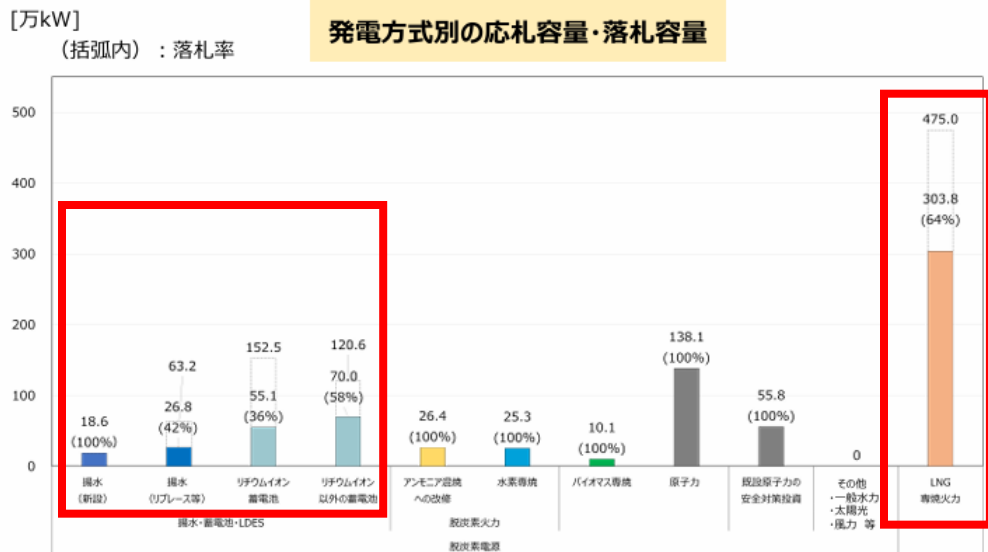
- 長期脱炭素電源オークションにおいては、火力電源、水力電源（揚水式のみ）、蓄電池については、「調整機能を具備し、制度適用期間中はその機能を維持すること」が必要とされているため、これらの電源種別の落札電源に関しては調整力設備量を計上した。
- ただし、長期脱炭素電源オークション落札電源については、具体的な調整力設備量が未定の電源が多い※ことから、前回と同様、設備容量に容量市場メインオークションの集計情報から求めた平均的な調整力供出可能割合（電源種別毎の調整力供出可能量／設備容量）を乗じた値を調整力設備量として計上した。

＜長期脱炭素電源オークション落札電源の調整力設備量の考え方（例）＞

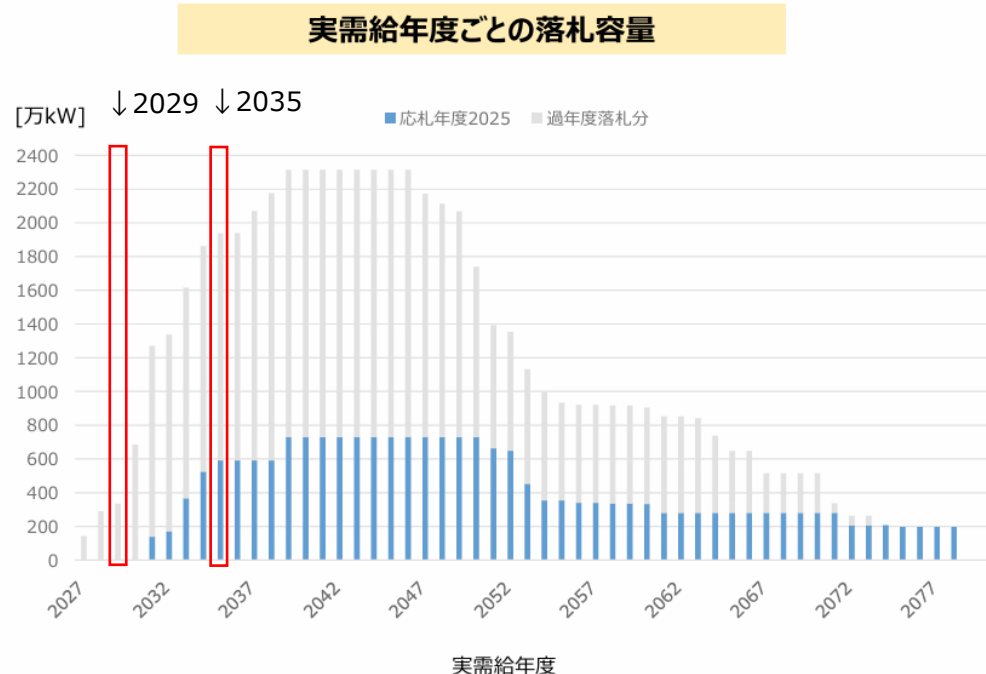


※2025度から長期脱炭素電源オークション落札電源の提出書類に調整機能の詳細情報を追加  
ただし、詳細が判明次第提出となっており、未定の電源がいることを踏まえた計上方法については今後検討する

- 長期脱炭素電源オークション約定結果（応札年度：2025年度）において、落札容量ベースで全容量の約65%程度が参加要件として調整機能の具備を求めている電源であった。
- 落札電源毎に供給力提供開始時期や制度適用期間が異なるが、2035年度までには約8割の電源が運用開始する見通しが示されている。



☐：参加要件として調整機能の具備を求めている電源



- 25スライドの方法にて調整力設備量を集計した場合、設備量の最も多い三次②設備量としては2029年度と2035年度の調整力設備量（25スライドの①②と①'②'の比較）は増加傾向となる見通しである。

## 調整力設備量の変化割合（三次②設備量）

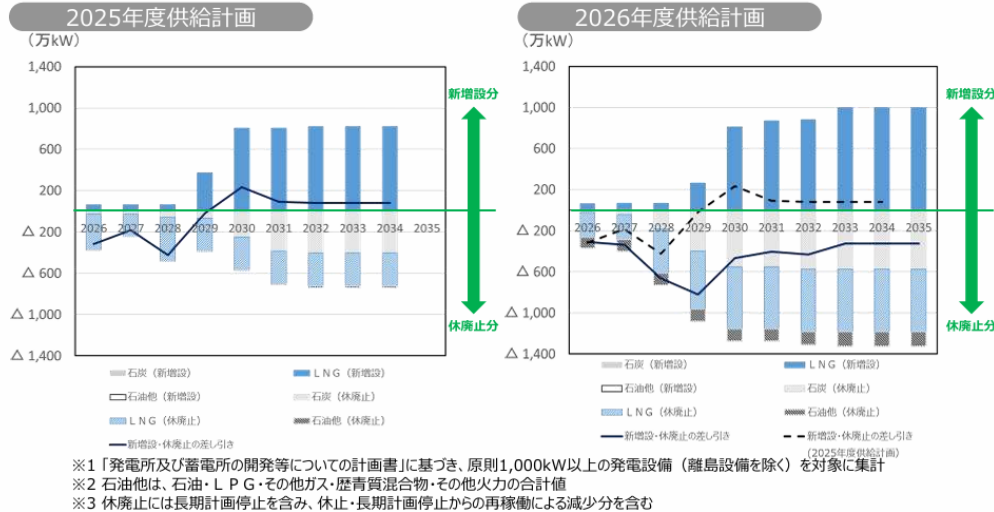
	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	全国
調整力設備量の変化割合 (2035年度/2029年度)	116%	113%	102%	103%	120%	108%	111%	113%	102%	<b>106%</b>

- 2026年度供給計画の取りまとめ結果においても、向こう10年間で火力について休廃止の増加により新增設から休廃止を差し引いた設備量は減少するものの、調整能力を有する電源全体としては2025年度実績から年々増加傾向の見通しが示されている。

4. 電源構成の変化に関する分析：火力発電の新增設及び休廃止計画の推移 24

- 2025・2026年度供給計画との比較において、**長期脱炭素電源オークションによるLNG火力のリプレース及び石炭火力のフェードアウトの影響により状況は大きく変化。**
- 全体として、休廃止が増加することから、新增設から休廃止を差し引いた設備量は減少。

● 長期の電源開発及び休廃止計画（設備量ベース、2026年度からの累計値）



4. 電源構成の変化に関する分析：調整能力の推移 25

- 先行き10年間の調整能力に関して、電源等の休廃止・新增設に応じて、電源種別によっては年度毎に増減はあるが、2025年度実績から**年々増加傾向の見通し。**
- 石炭火力・LNG火力・揚水が大部分を占めており、その構成は先行きも同水準となる。

● 調整能力の推移（全国計・8月断面）



1. 中長期の調整力設備量の充足確認方法

1 – 1. 調整力必要量について

1 – 2. 調整力設備量について

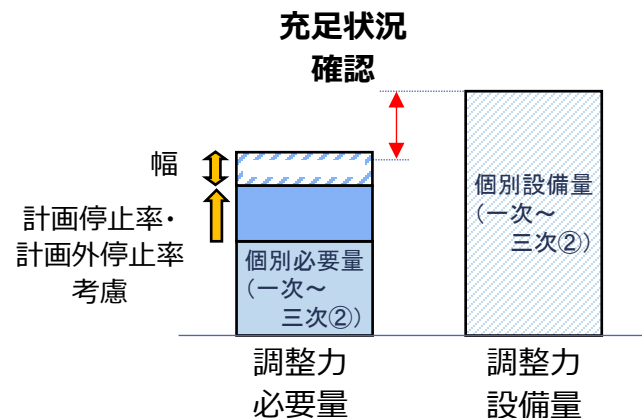
1 – 3. 充足確認方法について

2. 確認結果

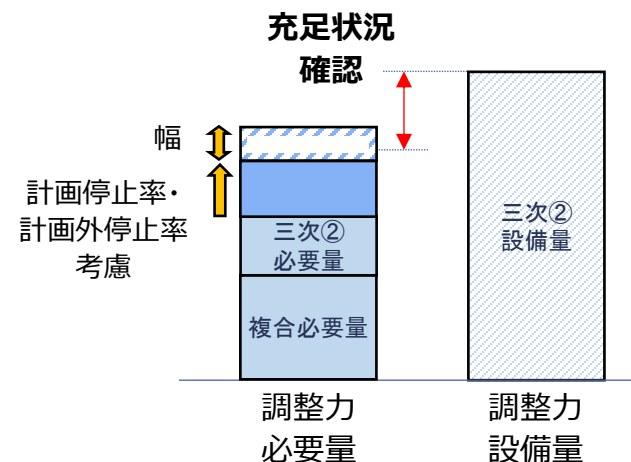
3. まとめ

- 本確認においては、調整力設備としての充足性を確認する観点で、調整力必要量（各時間帯の必要量(3σ)の各月最大値）に対して設備量が充足しているか確認する。複合約定ロジックを踏まえた約定については、複合必要量を充足し、かつ各商品毎の必要量も充足している必要があることから、以下手法で充足状況を確認する。
  - 各商品毎の充足状況：需給調整市場の区分毎（一次、二次①、二次②、三次①、三次②）の必要量に対して、それぞれ調整力設備量が充足しているか確認
  - 複合を考慮した充足確認：一次～三次①と三次②では対応する誤差の時間軸が異なることから、必要量は一次～三次①複合必要量と三次②必要量を単純加算した量とし、それと比較する設備量は、最も供出可能な容量の多い三次②設備量とする
- また、既述のとおり、調整力必要量については計画停止率および計画外停止率を考慮するとともに、再エネの平滑化効果や予測精度向上織り込みの有無により幅を持たせた量として示している。

商品毎の必要量  
(一次、二次①、二次②、三次①、三次②の3σ値)

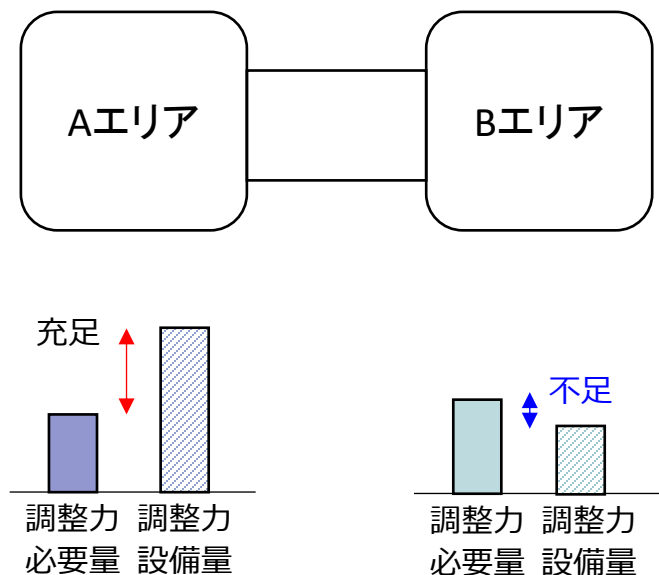


複合必要量  
(一次～三次①複合3σ値 + 三次②3σ値)

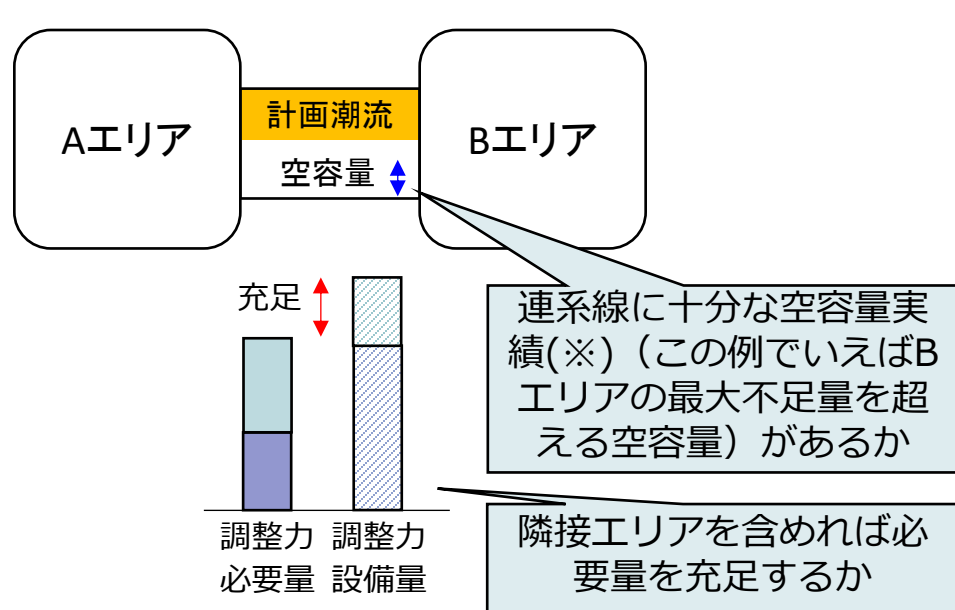


- 本確認では、まずエリア毎に充足状況を確認し、その結果、エリア単独では調整力不足の状況がみられた場合は、広域運用を考慮して隣接エリアを含めた充足状況を確認した。

① エリア毎の確認  
（全エリア・全商品区分対象）



② 広域運用を考慮した確認  
（①の確認で不足が生じたエリア・商品区分対象）



## 1. 中長期の調整力設備量の充足確認方法

1 – 1. 調整力必要量について

1 – 2. 調整力設備量について

1 – 3. 充足確認方法について

## 2. 確認結果

## 3. まとめ

- 調整力確保状況の確認結果一覧については以下のとおり。
- 2029・2035年度ともに、全エリア・商品で広域運用を考慮すれば調整力必要量に対して充足する見通しとなった。

○：必要量に対してエリア内で充足  
 ●：必要量に対して広域的に充足  
 △：幅の間に収まる状況

## 2029年度

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
一次	○	○	○	○	○	○	○	○	○
二次①	○	○	○	○	○	○	○	○	○
二次②	○	●	○	○	○	○	○	○	○
三次①	○	○	○	○	○	○	○	○	○
三次②	○	○	○	○	○	○	○	○	○
複合+三次②	○	●	○	○	○	○	○	○	●

## 2035年度

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
一次	○	○	○	○	○	○	○	○	○
二次①	○	○	○	○	○	○	○	○	○
二次②	○	●	○	○	○	○	○	○	○
三次①	○	○	○	○	○	○	○	○	○
三次②	○	○	○	○	○	○	○	○	○
複合+三次②	○	●	○	○	○	○	○	○	●

調整力確保見通しの確認結果

8

- 2024年度長期脱炭素オークション約定結果の反映により、九州エリアの複合+三次②について広域的に充足する見通しが得られた。また、東北エリアの2028年度一次以外についても、エリア内のみで充足に改善した。
- 2028・2034年度ともに、全エリア・商品で広域運用を考慮すれば調整力必要量に対して充足する見通しとなった。

○：必要量に対してエリア内で充足  
 ●：必要量に対して広域的に充足  
 △：幅の間に収まる状況

2028年度

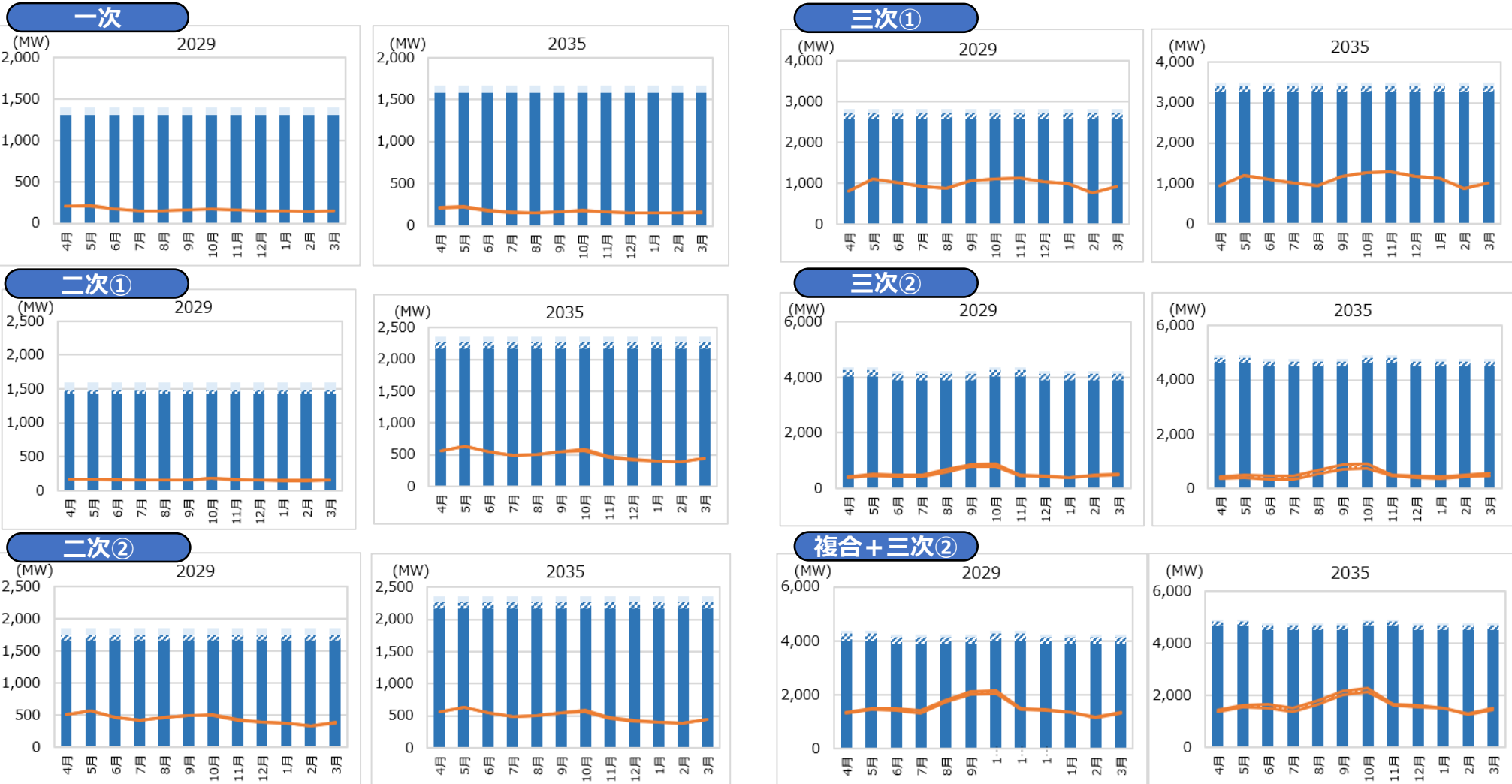
	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
一次	○	●	○	○	○	○	○	○	○
二次①	○	○	○	○	○	○	○	○	○
二次②	○	○	○	○	○	○	○	○	○
三次①	○	○	○	○	○	○	○	○	○
三次②	○	○	○	○	○	○	○	○	○
複合+三次②	○	○	○	○	○	○	○	○	○

2034年度

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
一次	○	○	○	○	○	○	○	○	○
二次①	○	○	○	○	○	○	○	○	○
二次②	○	○	○	○	○	○	○	○	○
三次①	○	○	○	○	○	○	○	○	○
三次②	○	○	○	○	○	○	○	○	○
複合+三次②	○	○	○	○	○	○	○	○	●



■ 2035年まで全商品で必要量に対して充足。



----- : 調整力必要量

上実線は平滑化・予測精度向上を見込まない必要量

下実線は平滑化・予測精度向上を見込んだ必要量

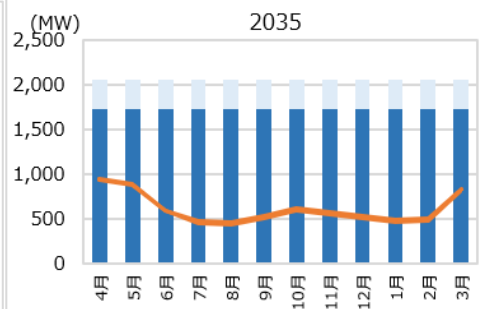
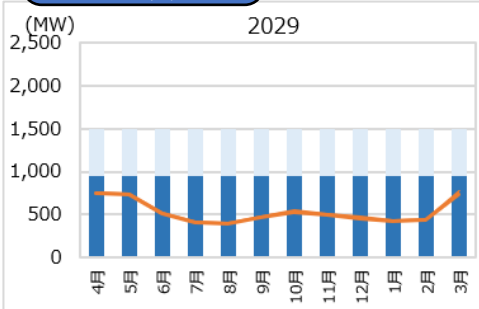
▒ : 容量市場未応札・非落札電源 (調整機能有) の設備量

▨ : 仮に制御回線を設置すれば調整力となりうる設備量 (ポテンシャル)

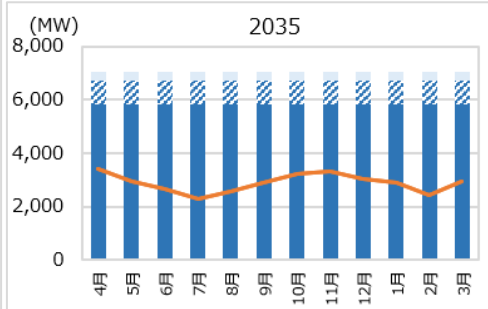
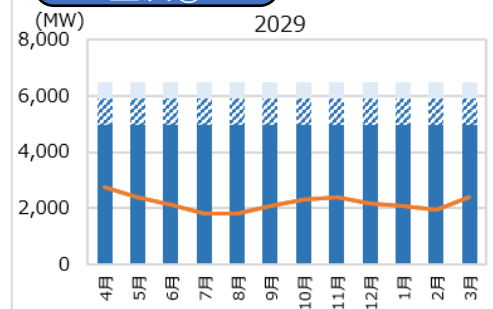
■ : 容量市場落札電源 (調整機能有) の設備量

■ 二次②および複合+三次②について、平滑化・予測精度向上を考慮してもエリア単独では一部未充足となった。

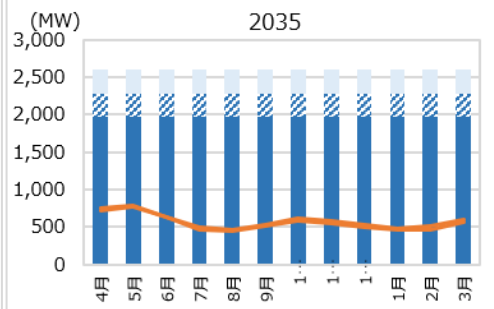
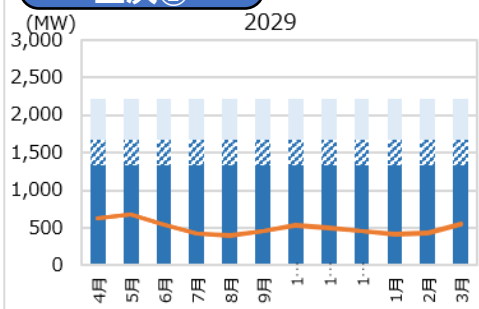
一次



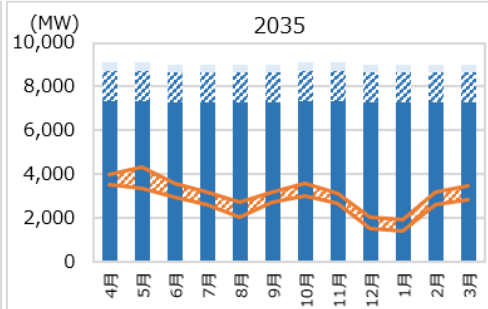
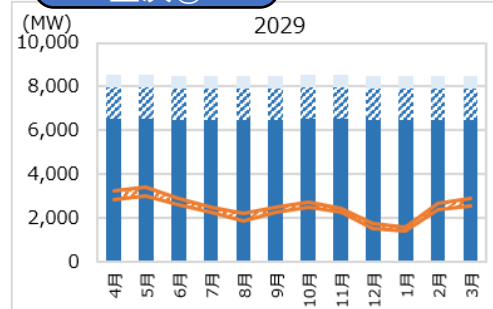
三次①



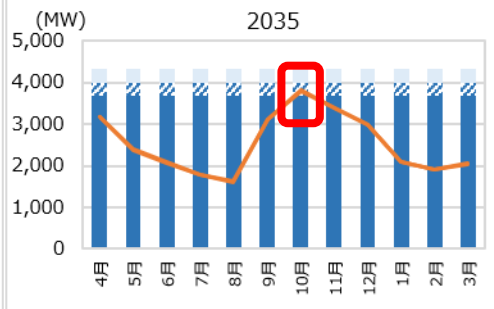
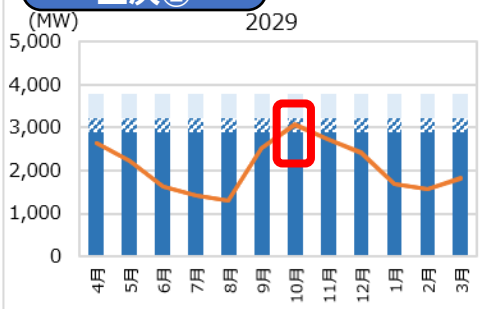
二次①



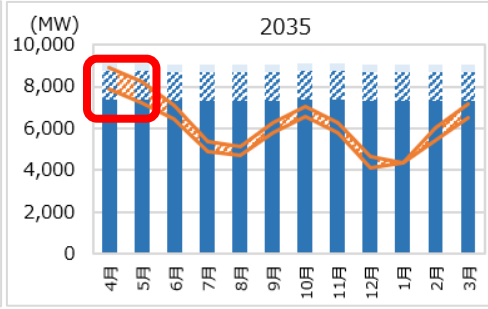
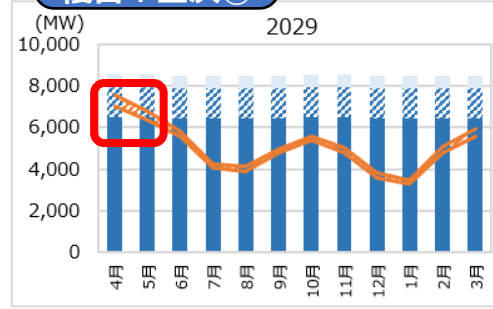
三次②



二次②



複合+三次②



調整力必要量

上実線は平滑化・予測精度向上を見込まない必要量

下実線は平滑化・予測精度向上を見込んだ必要量

容量市場未応札・非落札電源 (調整機能有) の設備量

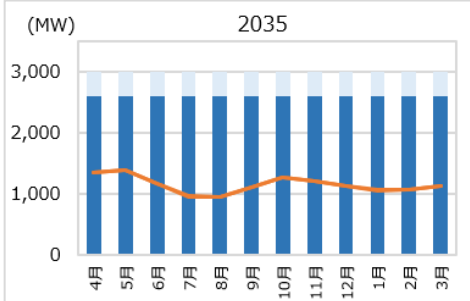
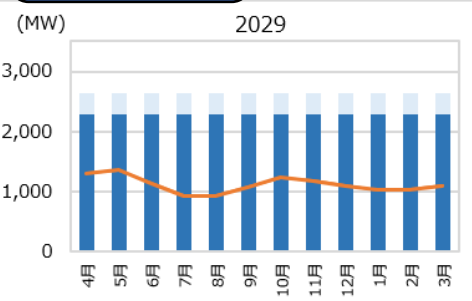
仮に制御回線を設置すれば調整力となりうる設備量 (ポテンシャル)

容量市場落札電源 (調整機能有) の設備量

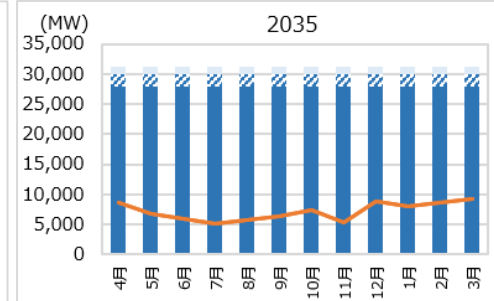
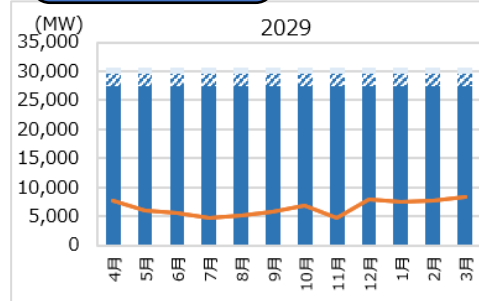


■ 2035年まで全商品で必要量に対して充足。

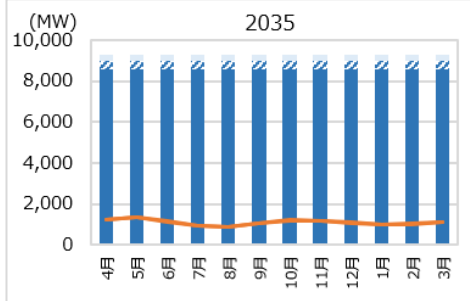
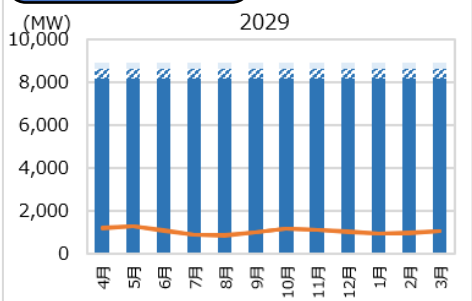
一次



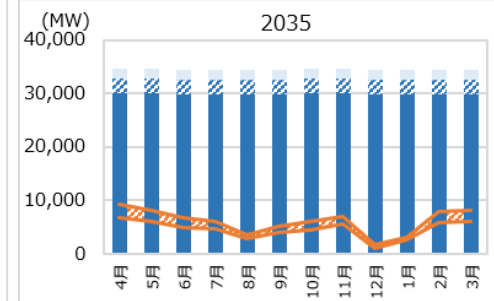
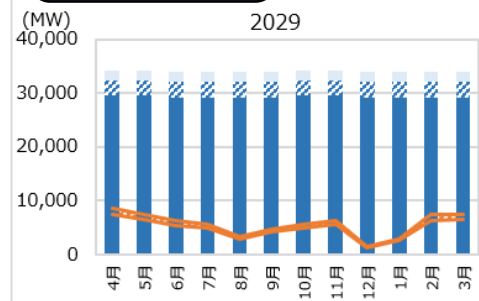
三次①



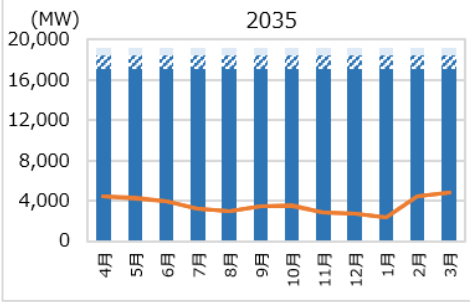
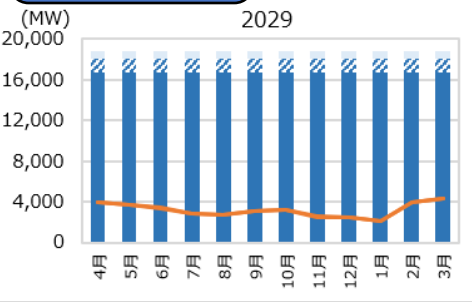
二次①



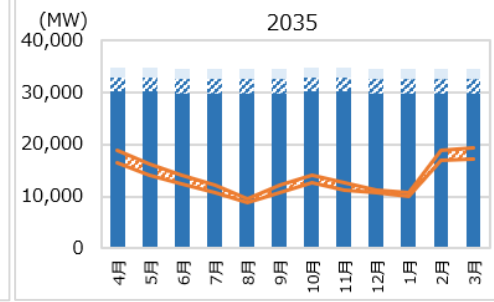
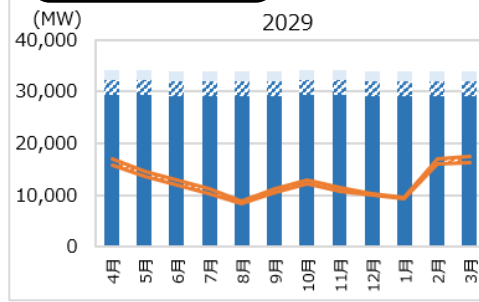
三次②



二次②



複合+三次②



▨ : 調整力必要量

上実線は平滑化・予測精度向上を見込まない必要量  
下実線は平滑化・予測精度向上を見込んだ必要量

■ : 容量市場未応札・非落札電源 (調整機能有) の設備量

▨ : 仮に制御回線を設置すれば調整力となりうる設備量 (ポテンシャル)

■ : 容量市場落札電源 (調整機能有) の設備量

■ 2035年まで全商品で必要量に対して充足。



: 調整力必要量  
 : 容量市場未応札・非落札電源（調整機能有）の設備量  
 : 仮に制御回線を設置すれば調整力となりうる設備量（ポテンシャル）  
 : 容量市場落札電源（調整機能有）の設備量  
 上実線は平滑化・予測精度向上を見込まない必要量  
 下実線は平滑化・予測精度向上を見込んだ必要量



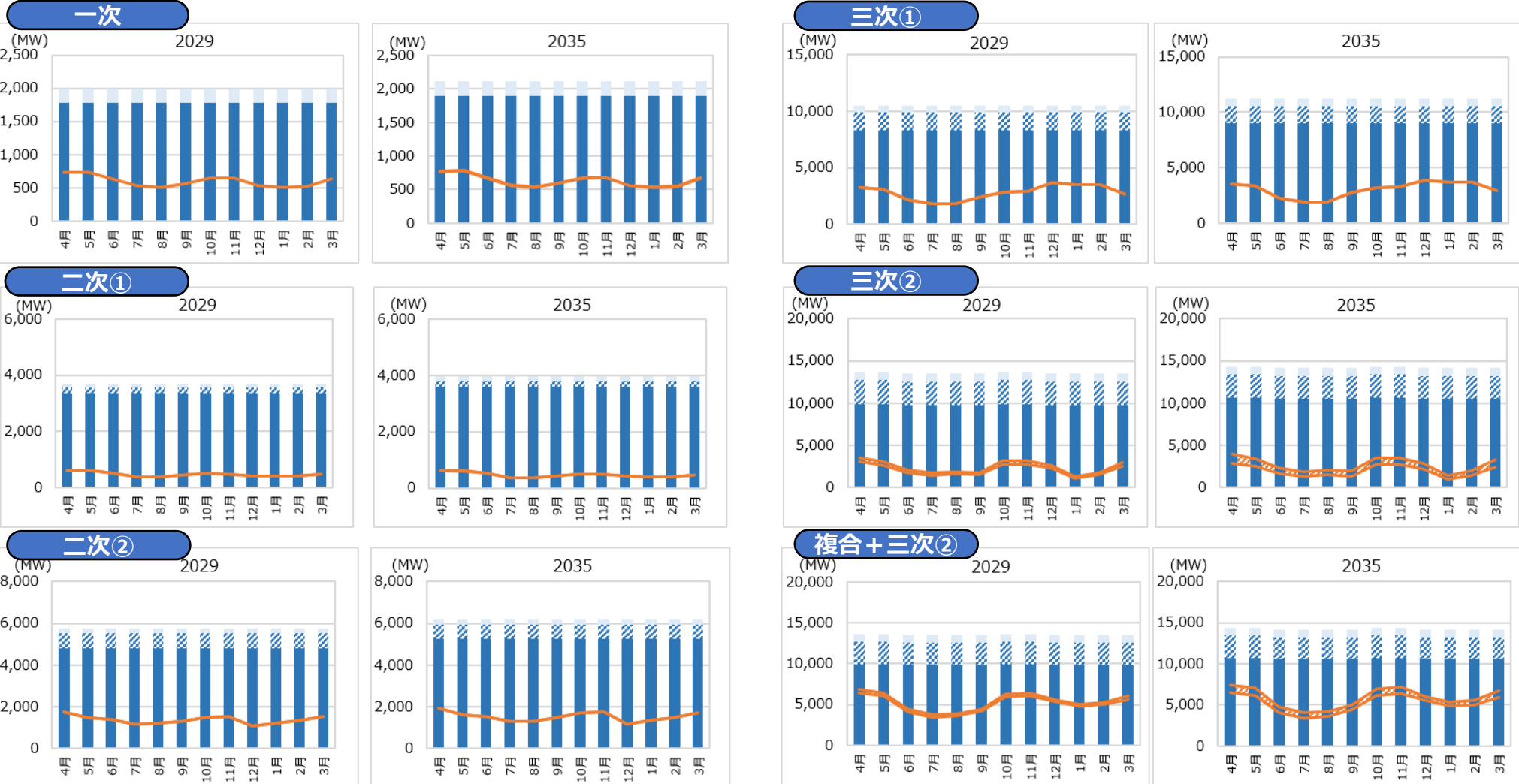
■ 2035年まで全商品で必要量に対して充足。



: 調整力必要量  
 : 容量市場未応札・非落札電源 (調整機能有) の設備量  
 : 仮に制御回線を設置すれば調整力となりうる設備量 (ポテンシャル)  
 : 容量市場落札電源 (調整機能有) の設備量  
 上実線は平滑化・予測精度向上を見込まない必要量  
 下実線は平滑化・予測精度向上を見込んだ必要量



■ 2035年まで全商品で必要量に対して充足。

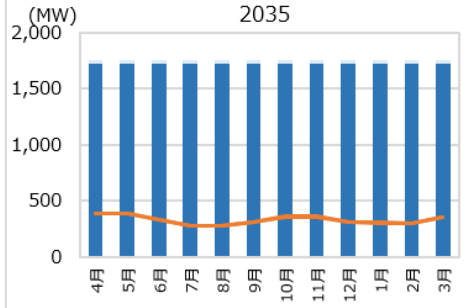
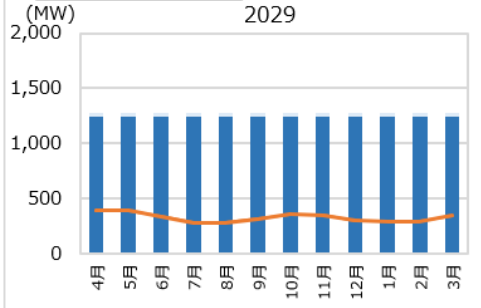


     : 調整力必要量  
     : 調整力必要量 (平滑化・予測精度向上を見込んだ必要量)  
     : 調整力必要量 (平滑化・予測精度向上を見込んだ必要量)  
 : 容量市場未応札・非落札電源 (調整機能有) の設備量  
 : 仮に制御回線を設置すれば調整力となりうる設備量 (ポテンシャル)  
 : 容量市場落札電源 (調整機能有) の設備量

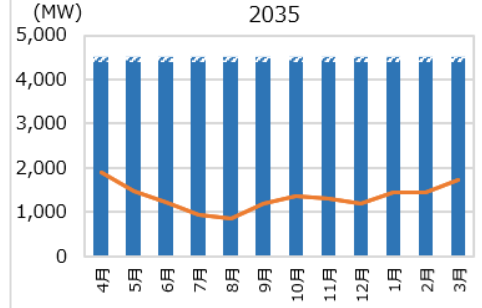
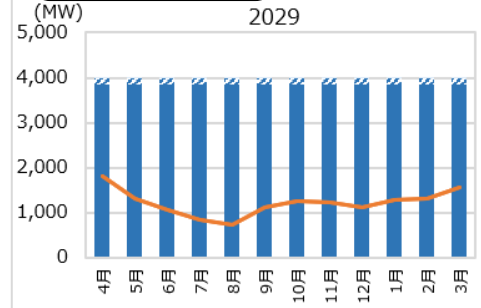


■ 2035年まで全商品で必要量に対して充足。

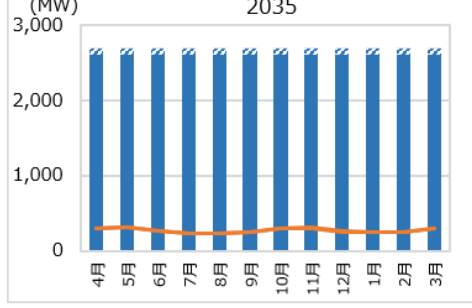
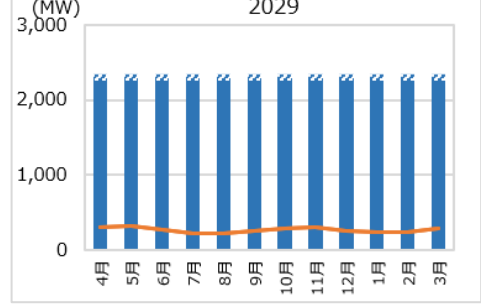
一次



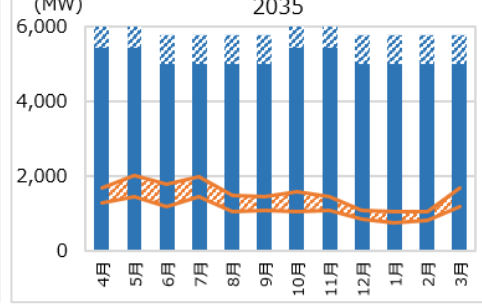
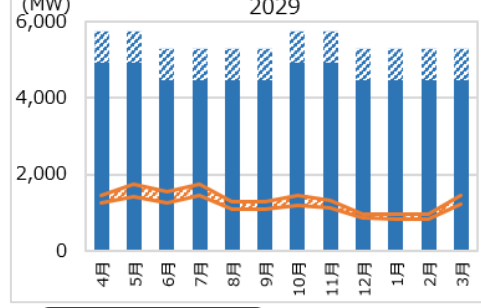
三次①



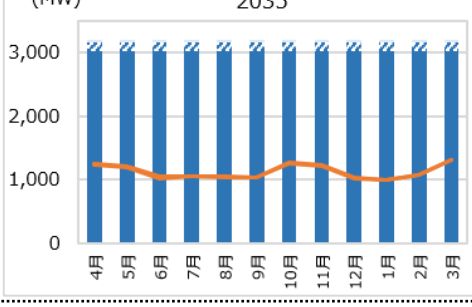
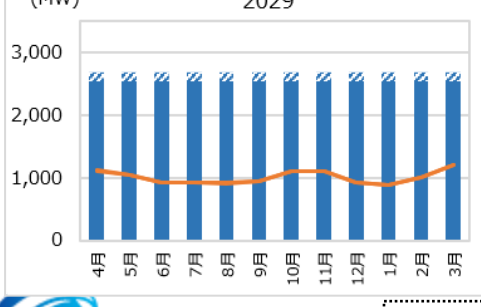
二次①



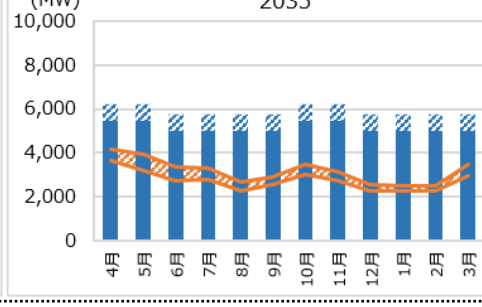
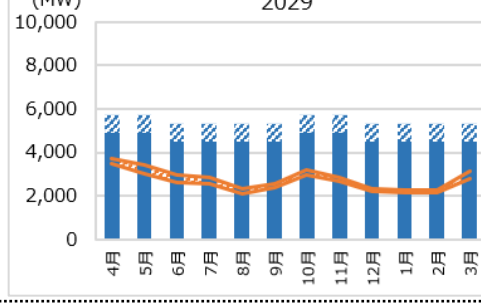
三次②



二次②



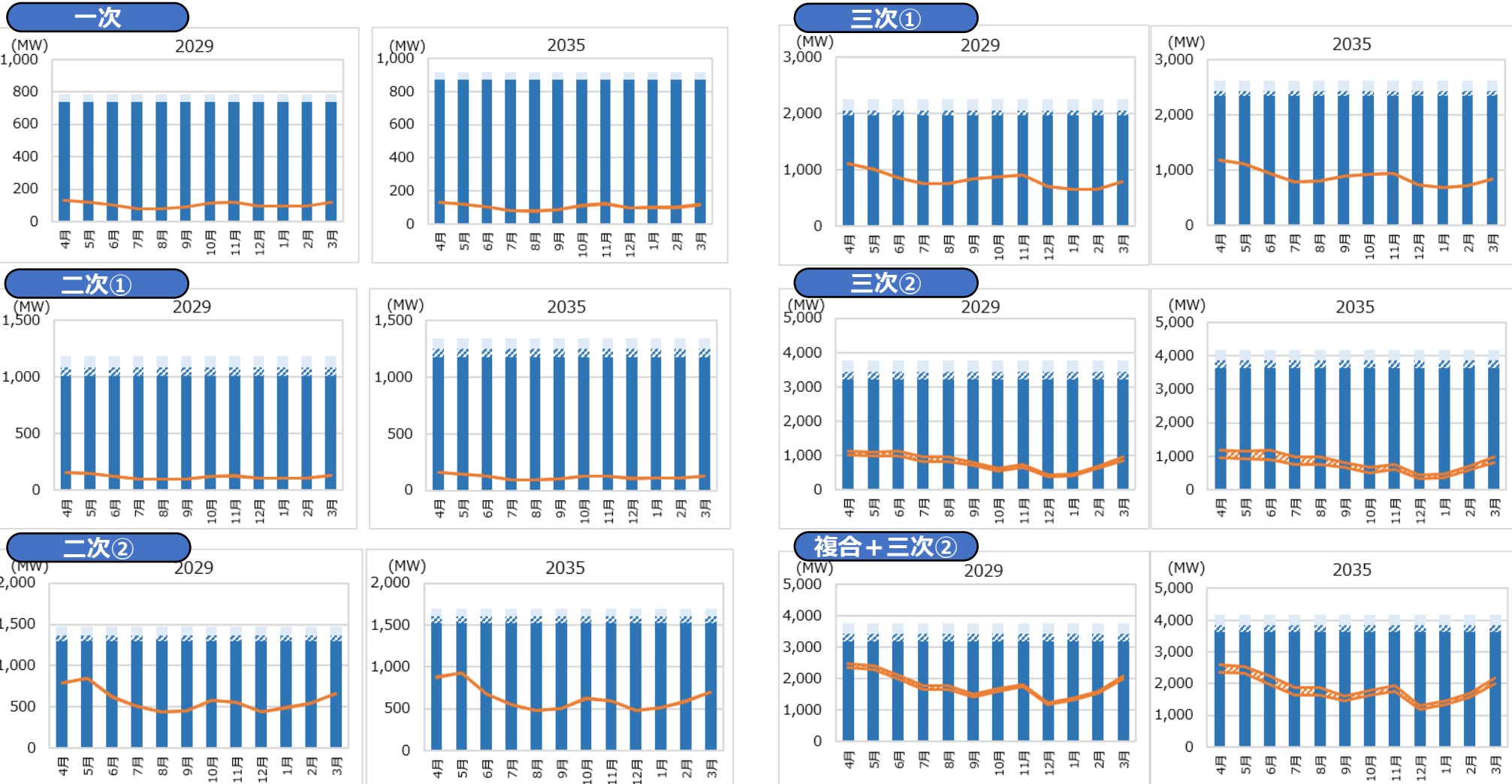
複合+三次②



▨ : 調整力必要量  
▨ : 容量市場未応札・非落札電源 (調整機能有) の設備量  
▨ : 仮に制御回線を設置すれば調整力となりうる設備量 (ポテンシャル)  
■ : 容量市場落札電源 (調整機能有) の設備量  
 上実線は平滑化・予測精度向上を見込まない必要量  
 下実線は平滑化・予測精度向上を見込んだ必要量

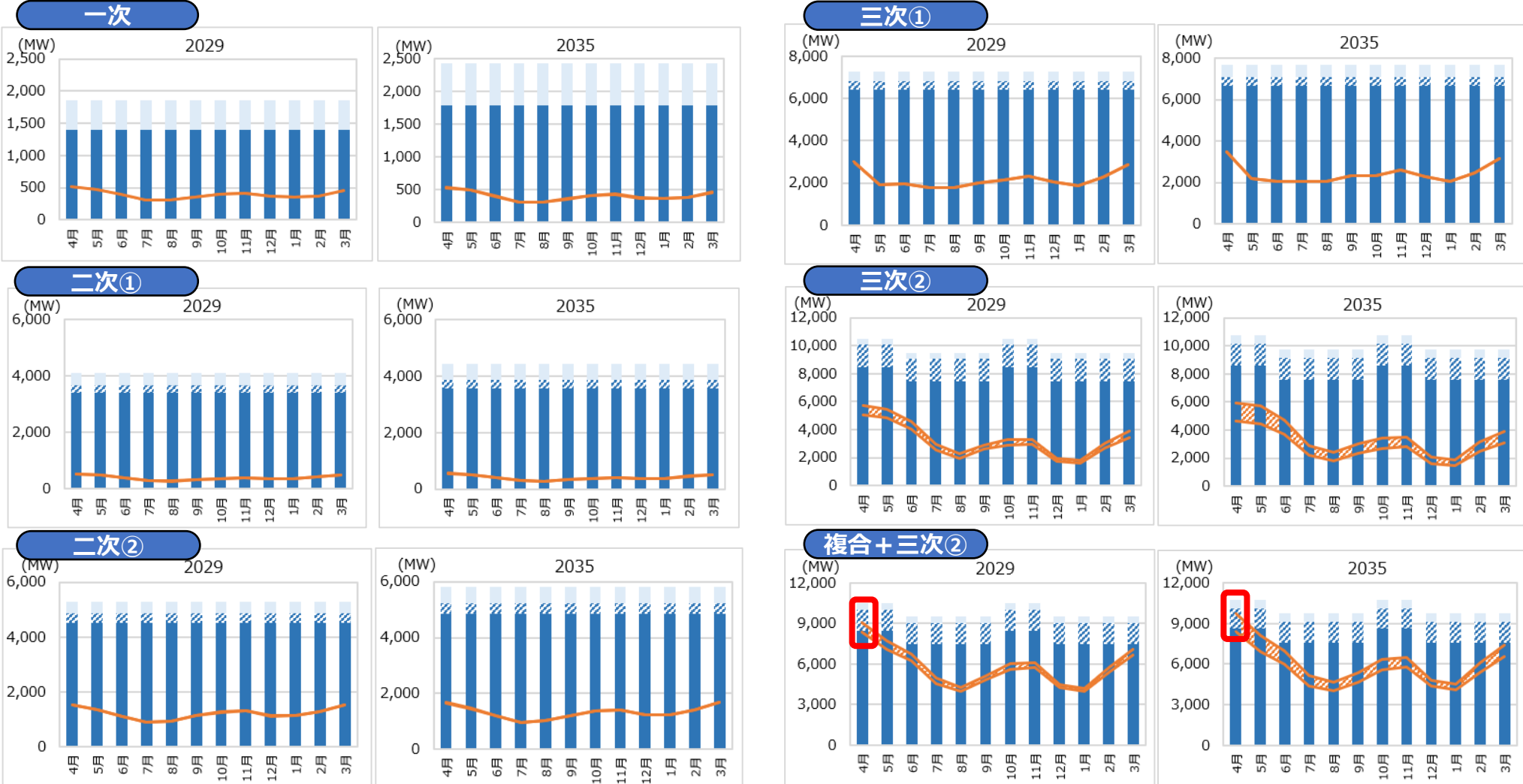


■ 2035年まで全商品で必要量に対して充足。



: 調整力必要量  
 : 容量市場落札電源 (調整機能有) の設備量  
 : 仮に制御回線を設置すれば調整力となりうる設備量 (ポテンシャル)  
 : 容量市場未応札・非落札電源 (調整機能有) の設備量  
 上実線は平滑化・予測精度向上を見込まない必要量  
 下実線は平滑化・予測精度向上を見込んだ必要量

■ 複合+三次②について、平滑化・予測精度向上を見込まない条件において、エリア単独では一部未充足となった。

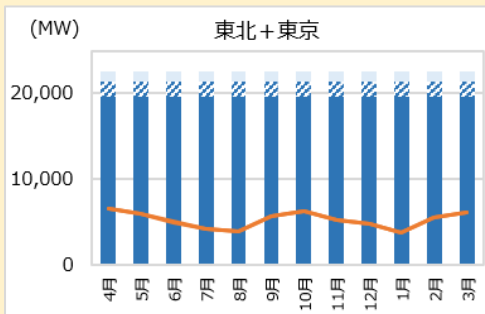
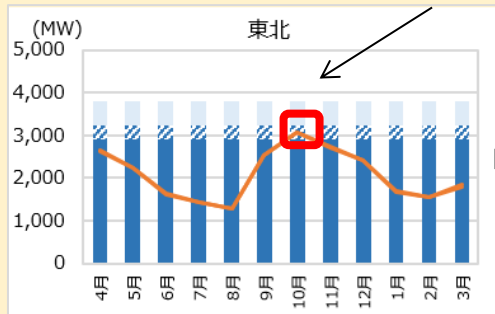


: 調整力必要量  
 : 容量市場未応札・非落札電源 (調整機能有) の設備量  
 : 仮に制御回線を設置すれば調整力となりうる設備量 (ポテンシャル)  
 : 容量市場落札電源 (調整機能有) の設備量  
 上実線は平滑化・予測精度向上を見込まない必要量  
 下実線は平滑化・予測精度向上を見込んだ必要量

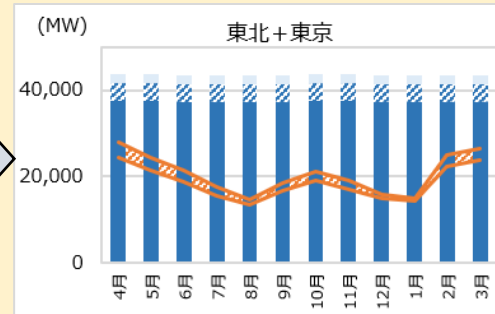
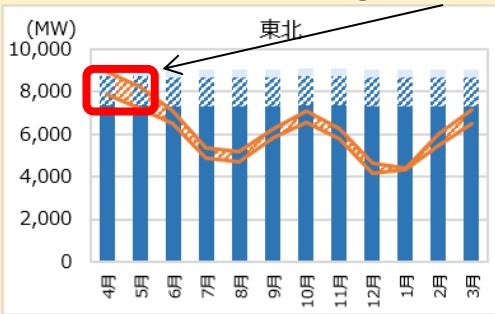


■ 東北エリアにおいてエリア単独では二次②および複合+三次②が未充足となる状況もみられたが、広域運用を考慮すれば調整力必要量に対して設備量が充足することを確認できた。

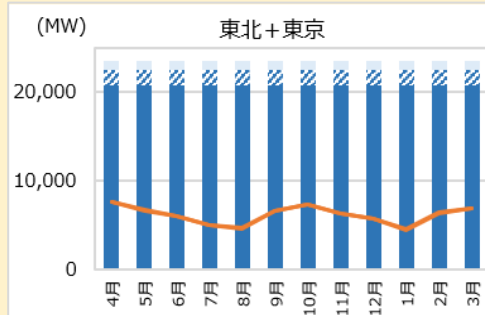
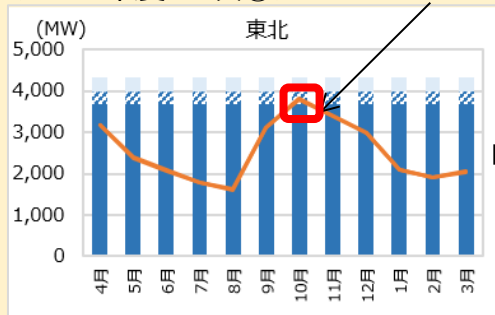
<2029年度 二次②> 最大178MW程度未充足



<2035年度 複合+三次②> 最大1,565MW程度未充足



<2035年度 二次②> 最大131MW程度未充足



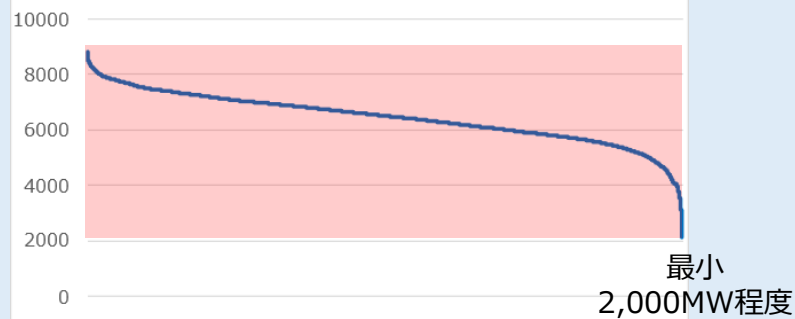
①隣接エリアを含めた確認

- 東北エリア単独で不足となった二次②および複合+三次②分について、隣接エリア（東京）を含めた確認結果、必要量に対して充足。

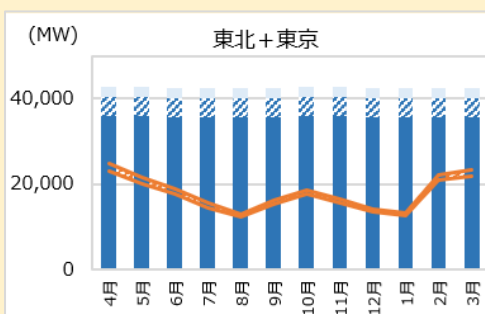
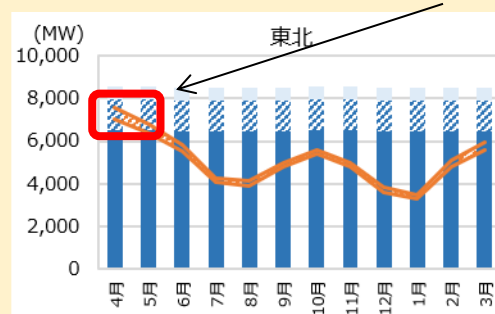
②連系線空容量実績確認

- 東北東京間連系線（東北向き）では最小で2,000MW程度の空容量実績があり、最大不足量(1,565MW)に対して十分な空きがあることを確認。

東北東京間連系線空容量（東北向き）実績  
(2024.4~2026.3)

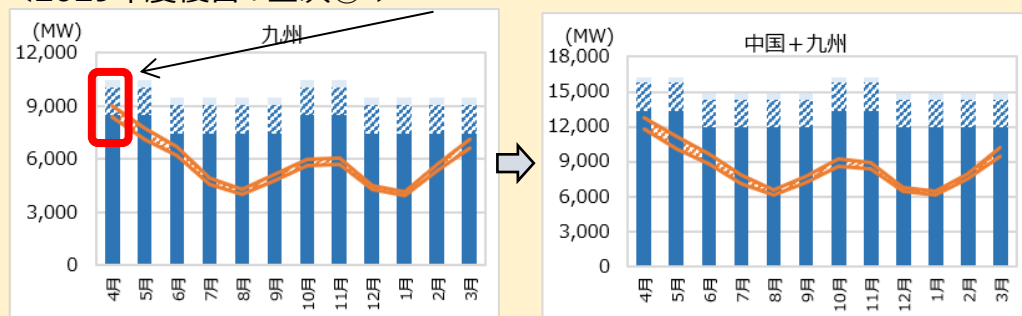


<2029年度 複合+三次②> 最大1,009MW程度未充足

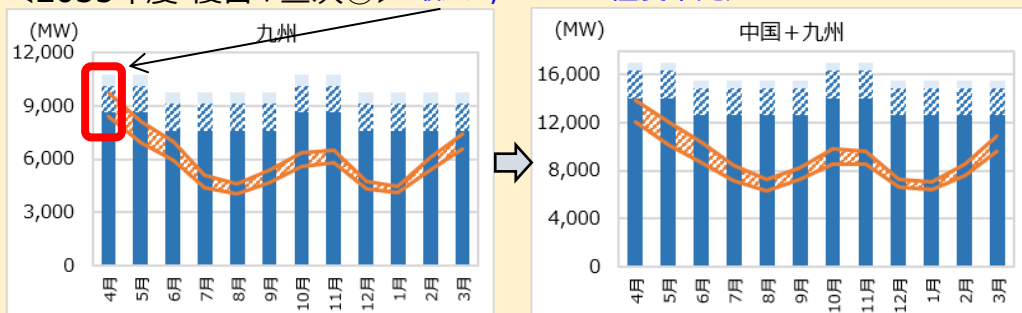


- 九州エリアにおいてエリア単独では複合+三次②が未充足となる状況がみられ、広域運用における充足状況を確認したが、中国九州間連系線（九州向き）の空容量は、東北東京間とは異なり、常に空きがある状況ではなかった。
- 他方、九州エリアで調整力が未充足となる断面は、三次②調整力が必要 = 前日断面では再エネを高出力と見込んでいた日に限られ、そのような日は、連系線計画は九州→中国向きとなっており、空容量がある蓋然性が高い。
- 過去2カ年で、PVの前日予測が当該月の最大に対し90%以上となった日の9-15時に限定して、連系線の空容量を確認した結果、連系線に十分な空きがあることを確認した。なお、三次②必要量テーブルにおいて90%～100%が選ばなければ、複合+三次②がエリア単独で充足することも確認できている。
- 以上より、九州エリアにおいても広域運用を考慮すれば調整力必要量に対して設備量が充足することが確認できた。

<2029年度複合+三次②> 最大562MW程度未充足



<2035年度 複合+三次②> 最大1,111MW程度未充足

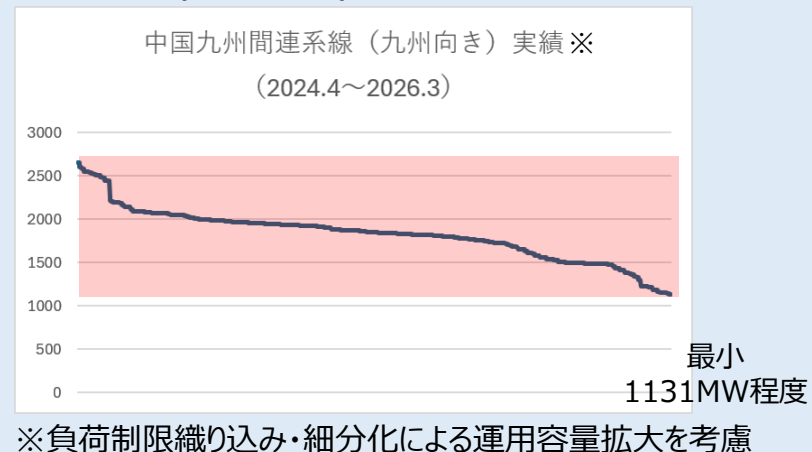


①隣接エリアを含めた確認

- 九州エリア単独で不足となっ複合+三次②分について、隣接エリア（中国）を含めた確認結果、必要量に対して充足。

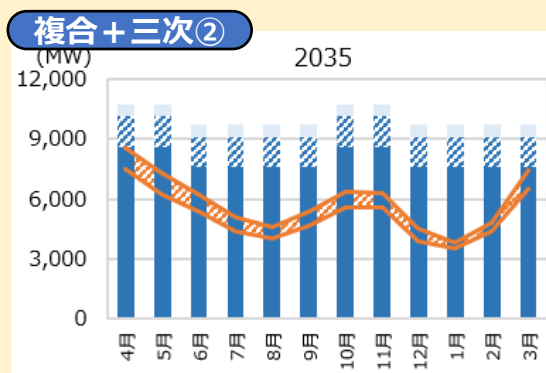
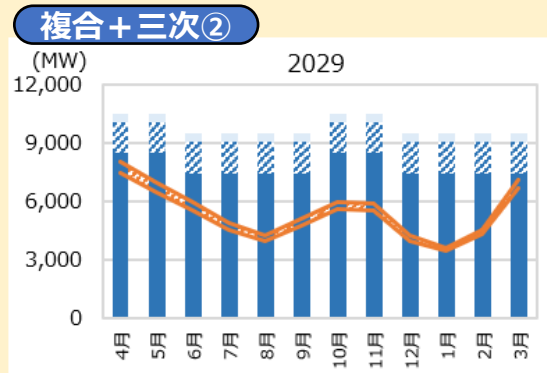
②連系線空容量実績確認

- 中国九州間連系線（九州向き）では、前日断面で再エネを高出力と見込んだ日の空容量実績（9-15時）は最小で1,131MW程度あり、最大不足量(1,111MW)に対して十分な空きがあることを確認。

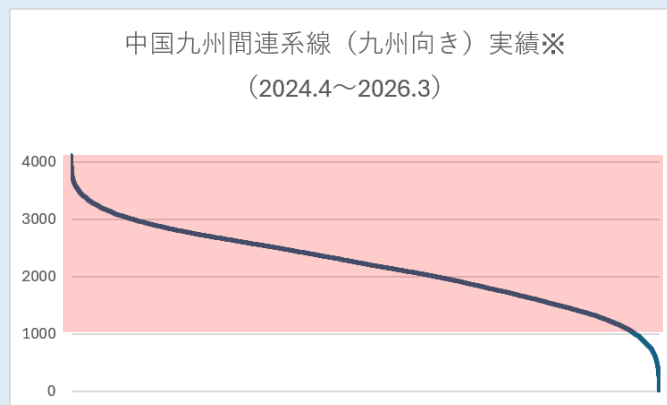


- 九州エリアにおいて、三次②必要量テーブルにおいて90%~100%が選ばれなかった場合の複合+三次②充足状況（エリア単独）および中国九州関連系線の2カ年デュレーションカーブ(全時間帯)は以下のおとり。

【九州エリア単独】（三次②必要量テーブルにおいて90%~100%が選ばれなかった場合）



【連系線空容量実績】（全時間帯）



※負荷制限織り込み・細分化による運用容量拡大を考慮

## 1. 中長期の調整力設備量の充足確認方法

1 – 1. 調整力必要量について

1 – 2. 調整力設備量について

1 – 3. 充足確認方法について

## 2. 確認結果

## 3. まとめ

- 2035年度までの調整力必要量、調整力設備量および充足状況については、以下の確認結果が得られた。
  - (調整力必要量について)
    - 将来の調整力必要量について、エリア毎に変化割合に差異はあるものの多くのエリアで増加傾向がみられた。
    - また、計画停止・計画外停止率の見直しによる増加傾向も見受けられた。
  - (調整力設備量について)
    - 調整力設備量については、年々増加傾向にあるものの、必要量も増加傾向であることを踏まえると余裕があるとは言えない状況であった。
  - (充足状況について)
    - 2029・2035年度ともに、全エリア・商品で広域運用を考慮すれば調整力必要量に対して充足する見通しが得られた。
    - 2035年度については、エリア単独で充足していたとしても2029年度よりも設備量の余裕が小さくなる傾向がみられた。
- 以上より、**中長期的な観点での調整力設備の充足状況見通しについては楽観視できない状況**であると考えられる。
- 容量市場を活用した調整力設備を確保する仕組みの導入について、容量市場の在り方等に関する検討会側と連携して検討しているところであるが、今年度、**海外における中長期的な調整力確保の在り方**について、**調査を行っている**ことから、そこで得られた知見も活用し引き続き検討していく。