

第72回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料3の一部修正について

【資料3：将来の再生可能エネルギー導入拡大に伴う調整力の検討について】

- 第72回本委員会（2022年4月12日）資料3（将来の再生可能エネルギー導入拡大に伴う調整力の検討について）において、誤記があったため、修正を行いました。
- 修正箇所は6ページと45ページの内容です。
 - 5ページの誤記内容 【誤】：将来の調整力必要量（電源 I -a相当）
【正】：将来の調整力必要量（電源 I 相当）
 - 45ページの誤記内容 【誤】：調整力必要量（電源 I -a相当）
【正】：調整力必要量（電源 I 相当）
- 以降では、修正内容を反映した資料を掲載しております。

将来の再生可能エネルギー導入拡大に伴う 調整力の検討について

2022年 4月12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

- 広域連系系統のマスタープラン及び系統利用ルールの在り方等に関する検討委員会（以下、マスタープラン検討委員会）にて取り纏めた、マスタープラン検討に係る中間整理において、「再エネ導入に伴う調整力の検討」については、北海道エリアを事例とし、調整力の必要量や対策等を本委員会と連携し検討することと整理された。
- これを受け、第67回本委員会（2021年11月16日）にて、2040年～2050年といった将来を想定した調整力の必要量や対策等の検討については、北海道エリアを事例として、東北および東京エリアも含めた東エリアでの広域的な検討として進めることとし、その検討項目や検討スケジュールについて御議論いただいた。
- 本日は各検討項目における検討状況について、御確認いただきたい。

- 検討項目および検討スケジュールについては、第67回本委員会（2021年11月16日）にて御議論いただいた。
- 今回は、5つの検討項目の検討結果について、御確認いただきたい。

将来(2040年～2050年)における調整力に係る検討項目およびスケジュール案

17

- 将来（2040年～2050年）の調整力に係る検討について、調整力必要量および確保可能量を想定したうえで、新たな調整力リソースの検討やHVDC設備を活用した広域運用等について検討を進め、改めて本委員会で報告したい。
- なお、来年度以降についても、マスタープラン検討委員会での検討とも連携し、引き続き検討が必要な内容については、継続して検討することとしたい。

検討項目	検討概要	2021年度						
		9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
(1)調整力必要量の推計	足下の必要量から、将来の再エネ導入を踏まえた各エリアの必要量を推計	再エネ増加時の必要量を推計						
(2)調整力の確保可能量の検討	将来の電源構成を踏まえた調整力確保可能量を算定	マスプランナリオの需給SIM実施						
(3)新たな調整力リソースの検討	上記検討結果を踏まえ、新たな調整力リソースの確保などについて検討 ・蓄電池 ・再エネ ・DSR	・蓄電池:導入実績及び報告書等から活用の可能性を検討 ・再エネ:再エネ電源自体の制御についての検討状況の確認、グリッドコードとの整合（要件追加要否、変更要否等）を整理 ・DSR:導入実績及び報告書等から活用の可能性を検討						
(4)HVDC設備の活用検討	調整力の広域運用としての活用方法、広域運用に必要な機能などについて検討	調整力の観点から必要な機能・スペックを検討						
(5)調整力の調達方法	広域調達、マージンの扱い・必要性等の整理	広域調達、マージンの扱い等を整理						
調整力及び需給バランス評価等に関する委員会		検討の方向性 検討状況報告						

今回

- それぞれの検討項目について、次スライド以降で検討状況をご報告する。

【検討項目】

- (1) 調整力必要量の推計について
- (2) 調整力の確保可能量の検討について
- (3) 新たな調整力リソースの検討について
- (4) HVDC設備の活用検討について
- (5) 調整力の調達方法（広域調達、マージンの扱い等の整理）について

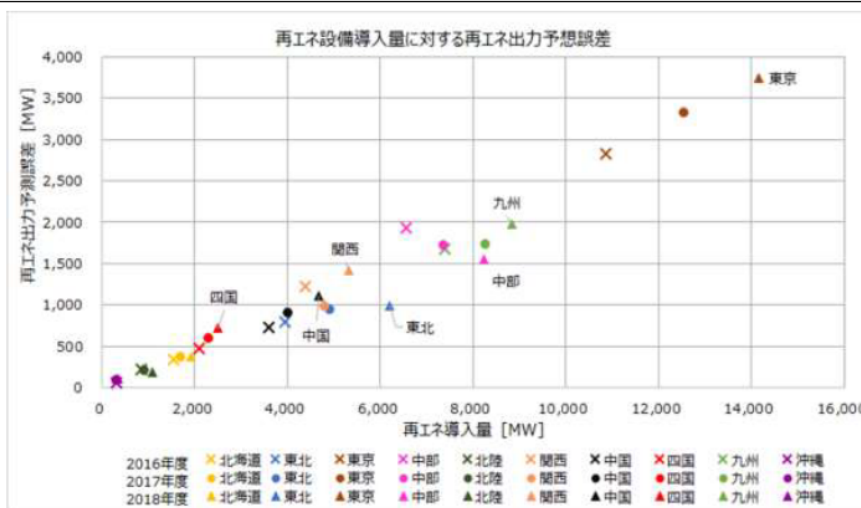
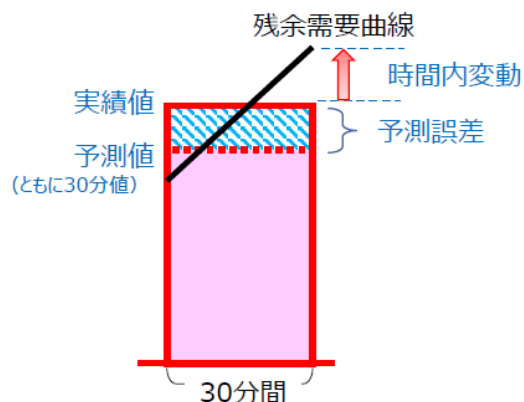
- 再エネの増加に伴う予測誤差や時間内変動の増加を想定し、現在の調整力必要量算定方法の考え方にに基づき、将来の調整力必要量（電源 I 相当）を推計することとしていた。

(1) 調整力必要量の推計について

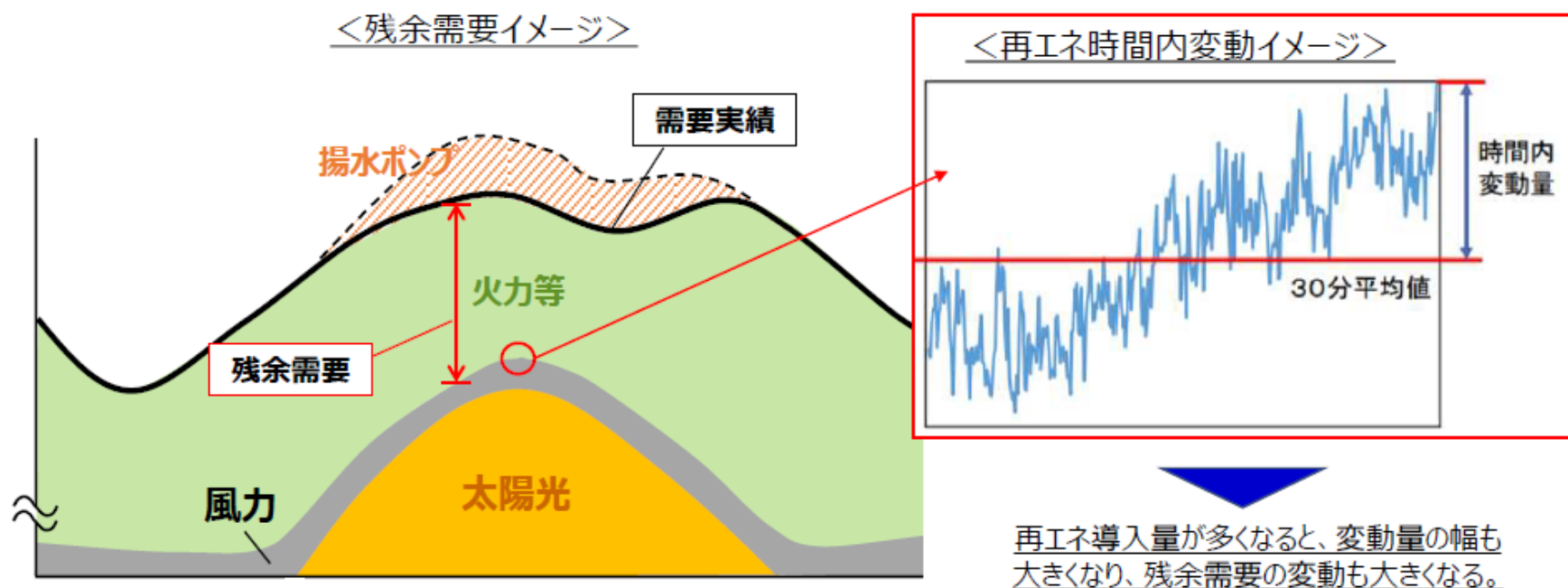
11

- 現状、調整力必要量は、「残余需要予測誤差」、「残余需要の時間内変動」、「電源脱落」の3つの事象への対応の必要量として算定している。
- 右下の図のとおり、再エネ（太陽光・風力）の導入量が増えると再エネ出力予測誤差が増加する傾向が見られることから、将来的には予測誤差に対応する調整力必要量についても増加すると想定される。
- また、時間内変動は再エネの出力に応じて増加する傾向があることから、再エネの増加とともに時間内変動量に対応する調整力必要量についても増加すると想定される。
- 国のエネルギー政策等に基づくマスタープラン検討における再エネ導入量を踏まえ、現在の調整力算定方法の考え方にに基づき、将来の調整力必要量を推計することとしてはどうか。

<残余需要予測誤差、時間内変動>



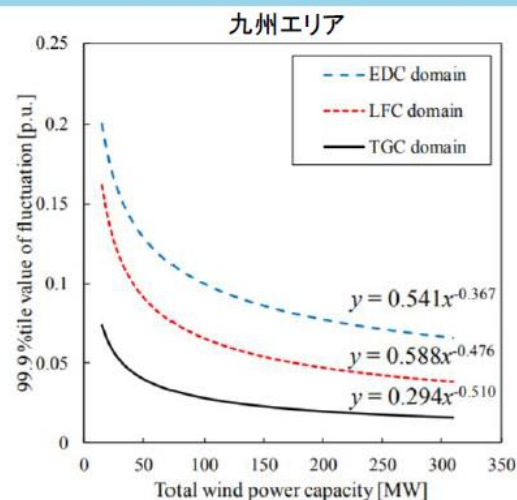
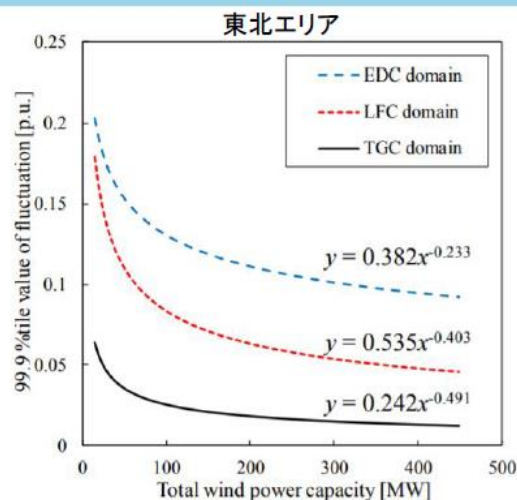
- 残余需要とは、需要電力（太陽光発電の自家消費分を除いたもの）から、太陽光発電（自家消費分を除く）及び風力発電の出力を控除した需要のことである。（本委員会 定義集より）
- 調整力必要量は、残余需要の実績から抽出した予測誤差と時間内変動をもとに算出している。
- 再エネ導入量の増加に伴い、再エネの出力予測誤差および時間内変動が増加し、連動して残余需要の予測誤差と時間内変動も増加するため、調整力必要量は増加すると想定される。
- 現在のデータをもとに、再エネ導入量と再エネの出力予測誤差および時間内変動の傾向を確認したうえで、将来（2040年～2050年）の調整力必要量について推計する。



- 将来の再エネの時間内変動と予測誤差を推計するにあたり、再エネ設備導入量と時間内変動および予測誤差の相関については、「平滑化（ならし）効果」も含めて確認が必要。

【参考】平滑化効果について

- 一般的に、風力発電等の導入が拡大すると、出力変動について「平滑化効果（ならし効果）」が働き、設備容量に対する変動割合は小さくなる。
- 特に、短周期の変動成分（ガバナフリー相当等）であるほど、狭い範囲においても、異なる風力発電の変動は無相関に近く、平滑化効果が大きい。一方で、長い変動成分になるほど、平滑化効果は相対的に小さくなり、風力の立地の分布状況が重要となる。



※黒線＝ガバナフリー（一次調整力相当）、赤線＝LFC（二次調整力①相当）、青線＝EDC（三次調整力①・②相当）
※ $y=ax^{-0.5}$ で示される場合、合成された変動要素が無相関であると考えられる。

（出所）Enomoto, et. al., Geographical smoothing effects on wind power output variation in Japan, Int. J. SGCE, 7(3), 188–194, 2018.

(1) 調整力必要量の推計について
【再エネ設備導入量と時間内変動の相関について】

- 各エリアの再エネ設備導入量と時間内変動率の相関について、再エネ設備導入量が一定程度進んだ至近3年間（2018年度～2020年度）の傾向を確認した。
- 設備導入量の増加に対して、時間内変動率が一定、もしくは負の相関傾向とも読み取れるものの、データの散らばり等もあり、明確な相関は確認できなかった。
- 設備導入量との相関については、平滑化効果の有無も含めて継続して分析していく必要があるか。

＜時間内変動の確認結果＞

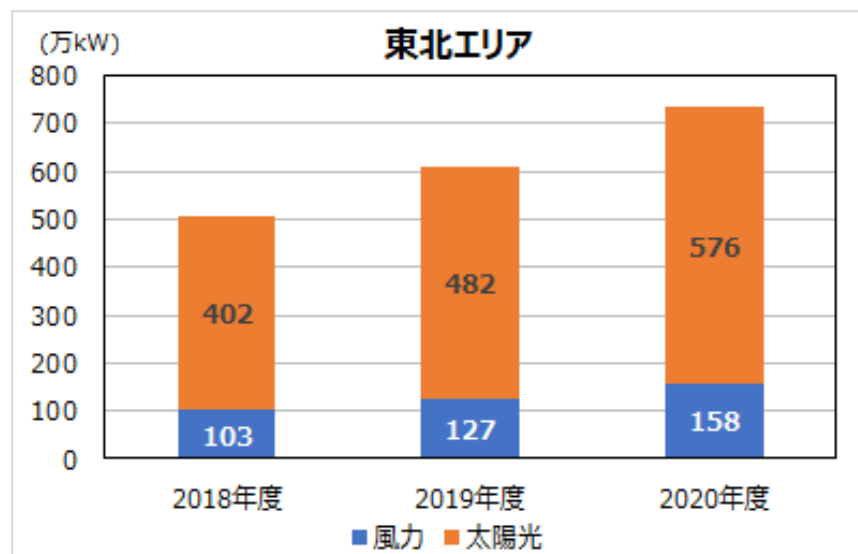
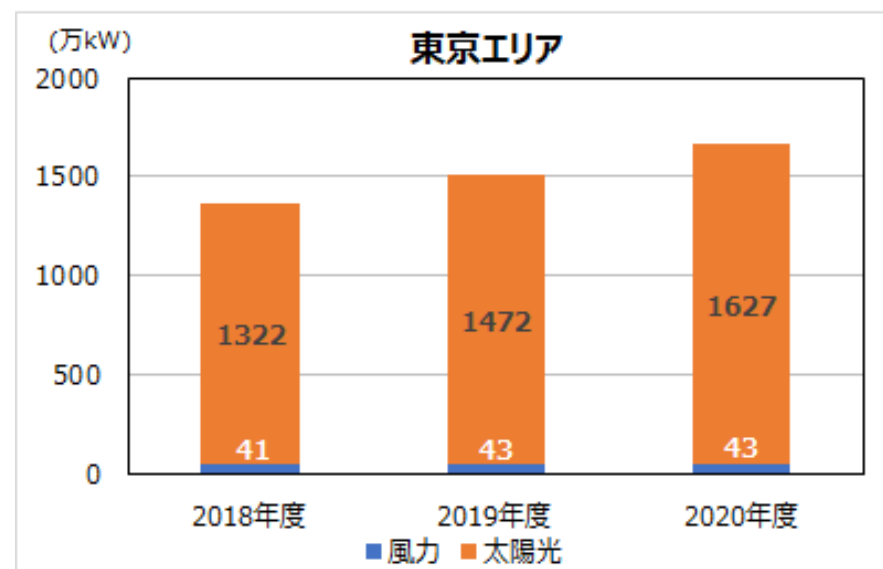
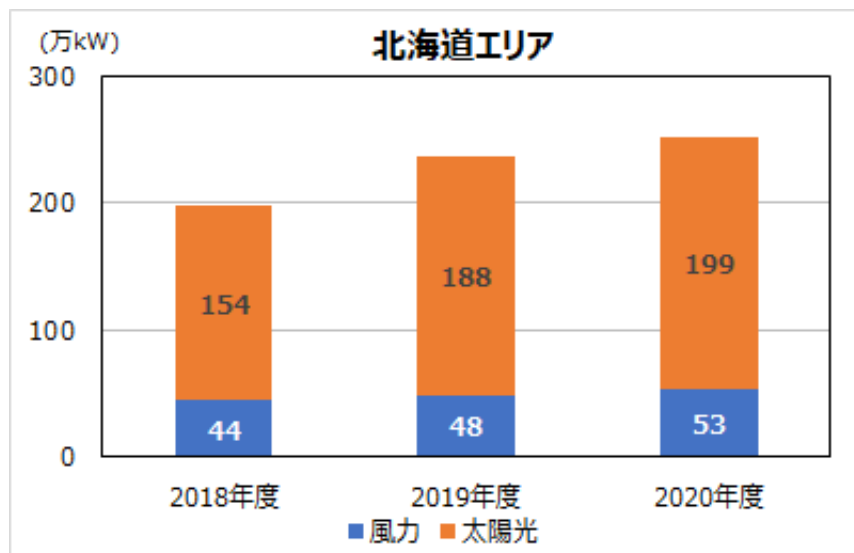
種別	北海道エリア	東北エリア	東京エリア
太陽光	負の相関？	ほぼ横ばい？	ほぼ横ばい？
風力	負の相関？※	確認できず？	負の相関？

※ 出力変動緩和対策（蓄電池）による変動緩和後のデータも含む



明確な相関は確認できず

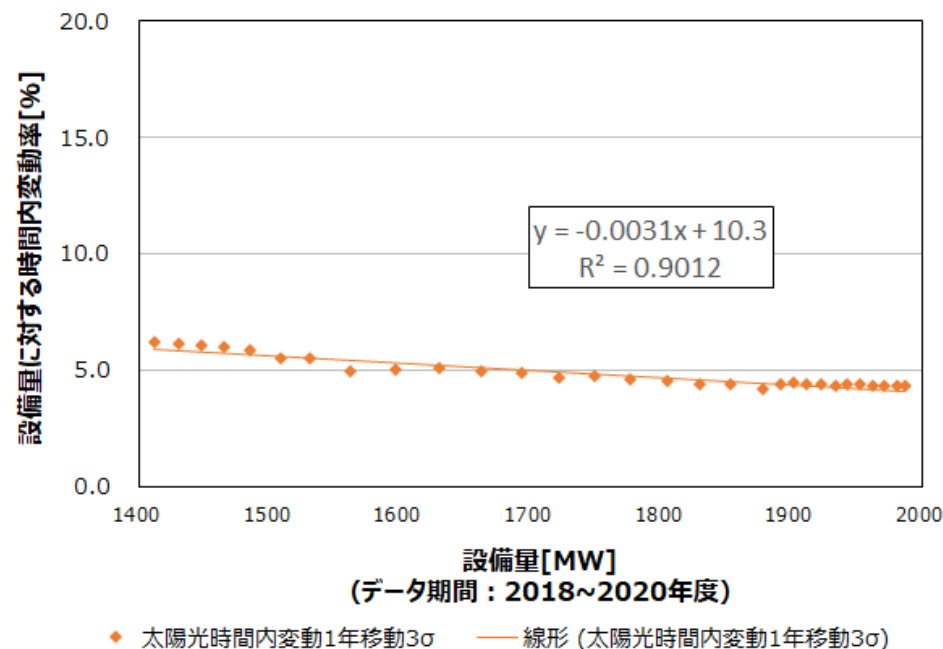
- 再エネの設備導入量の推移については、各エリアとも至近3年で増加しており、東北、東京エリアでは太陽光が増加しており、風力については北海道、東北エリアにおいて増加している。



- 北海道エリアの太陽光および風力の時間内変動率と設備量の相関について確認したところ、設備量増加に伴い時間内変動率が減少する傾向も読み取れるものの、風力については出力変動緩和対策後のデータであること等から明確な相関を確認することはできなかった。

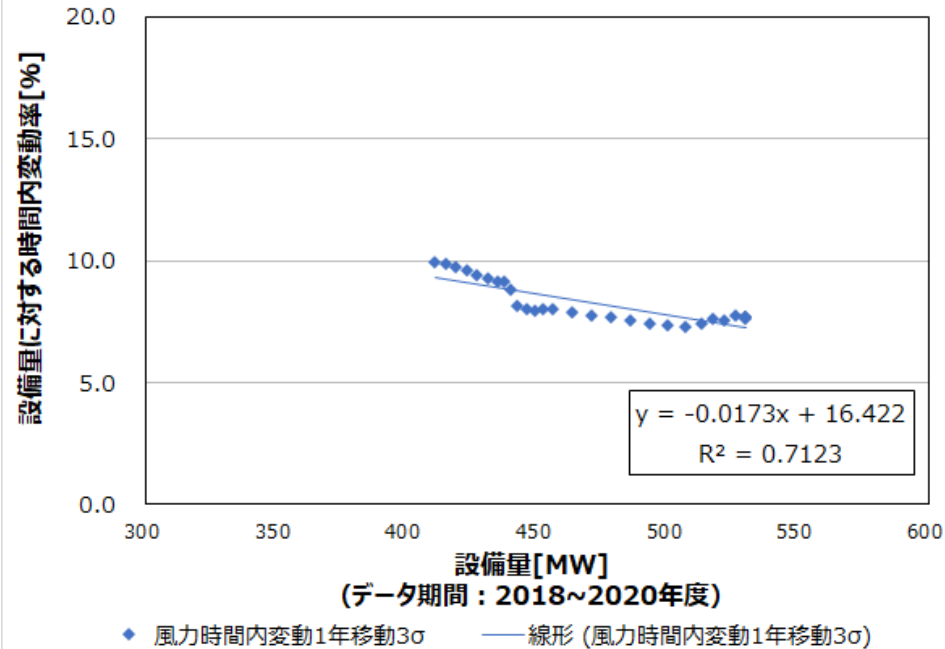
太陽光 時間内変動率と設備量の相関

(下振れの変動)



風力 時間内変動率と設備量の相関

(下振れの変動) ※1

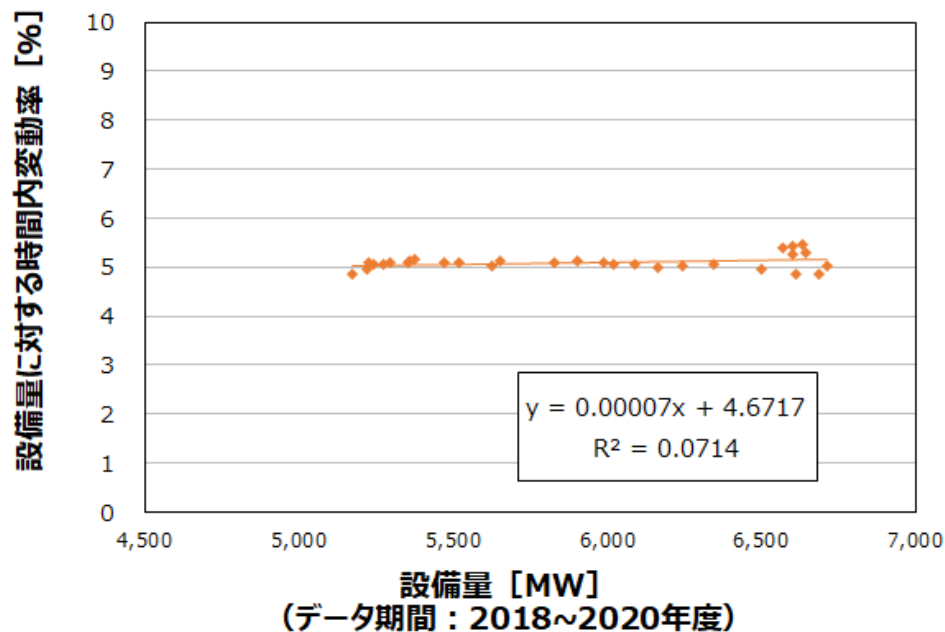


※1：出力変動緩和対策（蓄電池）による変動緩和後のデータも含む

時間内変動率は、変動実績の1年間を母数とした3σ値より算定

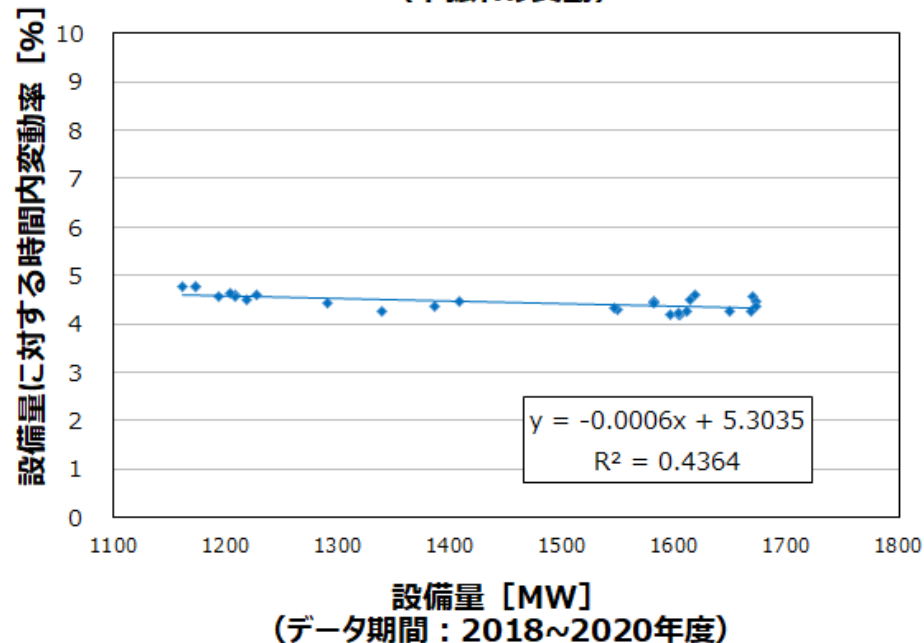
- 東北エリアの太陽光および風力の時間内変動率と設備量の相関について確認したところ、明確な相関を確認することはできなかった。

太陽光 時間内変動率と設備量の相関
(下振れの変動)



◆ 太陽光時間内変動率1年移動3σ — 線形 (太陽光時間内変動率1年移動3σ)

風力 時間内変動率と設備量の相関
(下振れの変動)

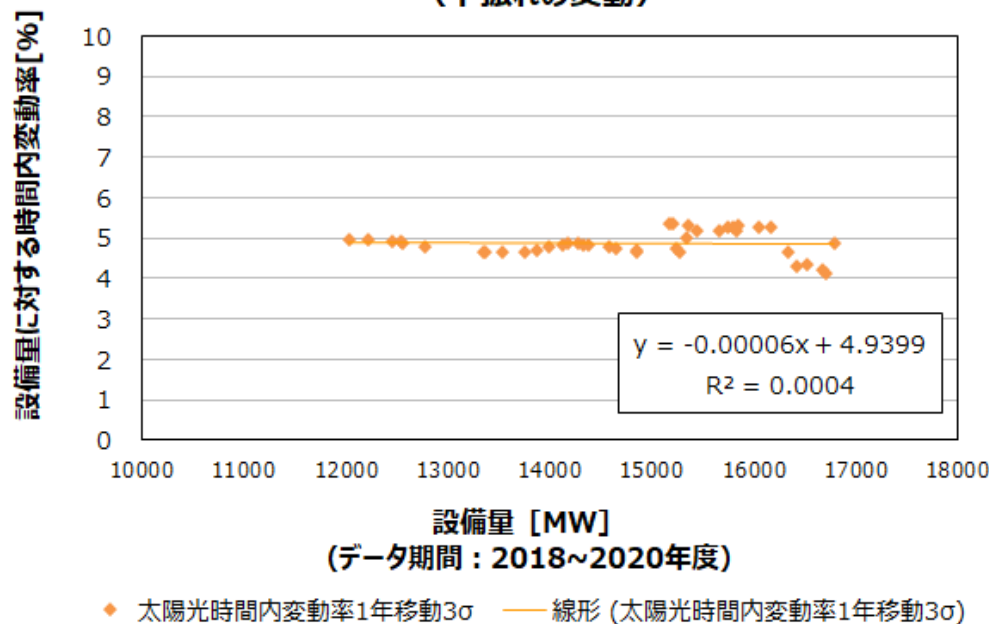


◆ 風力時間内変動率1年移動3σ — 線形 (風力時間内変動率1年移動3σ)

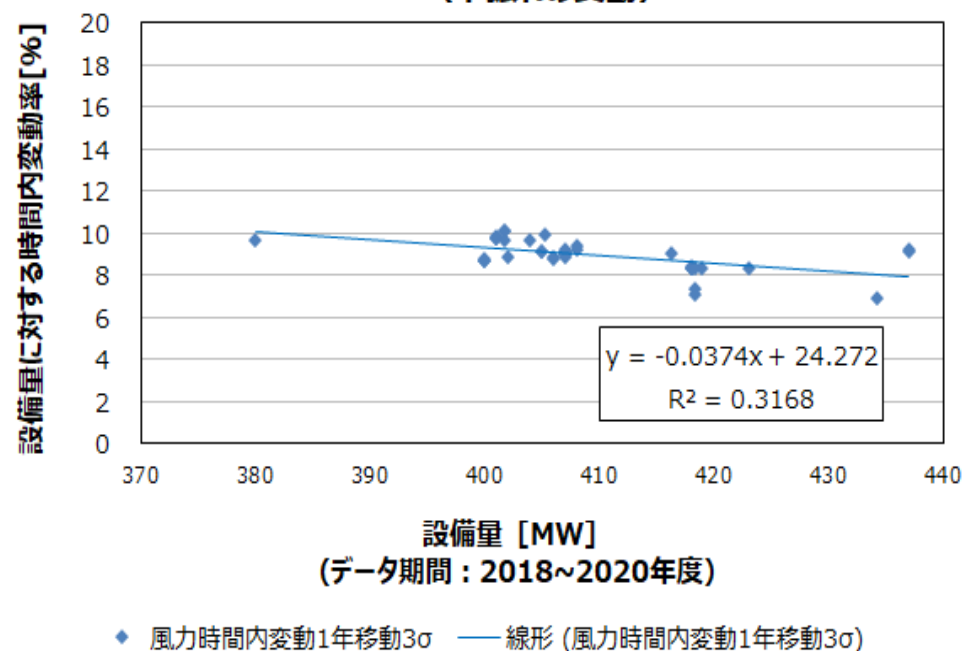
時間内変動率は、変動実績の1年間を母数とした3σ値より算定

- 東京エリアの太陽光および風力の時間内変動率と設備量の相関について確認したところ、明確な相関を確認することはできなかった。

太陽光 時間内変動率と設備量の相関
(下振れの変動)



風力 時間内変動率と設備量の相関
(下振れの変動)



時間内変動率は、変動実績の1年間を母数とした3σ値より算定

- 再エネの設備導入量と予測誤差の相関について、時間内変動と同様に至近3年間（2018年度～2020年度）の傾向を確認した。
- 設備導入量の増加に対して、予測誤差率が一定、もしくは負の相関傾向になったところや、データの散らばり等もあったこともあり、明確な相関は確認できなかった。
- 予測誤差については予測手法の見直しなども変化要因として考えられ、時間内変動と同様に平滑化効果の有無も含めて継続して分析していく必要があるか。

＜予測誤差率の確認結果＞

種別	北海道エリア	東北エリア	東京エリア
太陽光	相関なし？	相関なし？	相関なし？
風力	負の相関？※	相関なし？	相関なし？

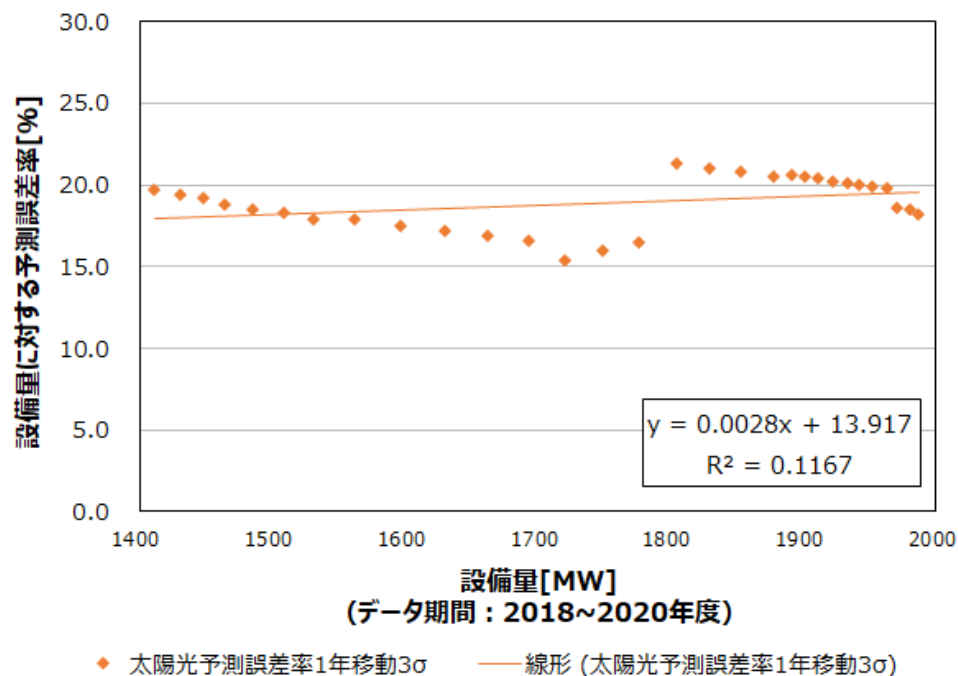
※ 出力変動緩和対策（蓄電池）による変動緩和後のデータも含む



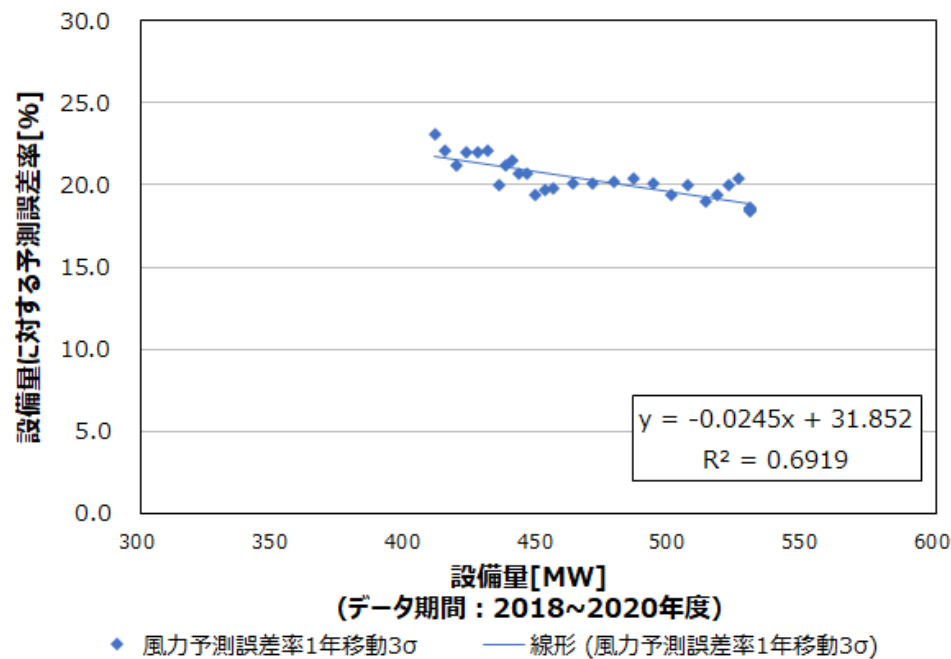
明確な相関は確認できず

- 北海道エリアにおける再エネの設備量と予測誤差の相関について確認したところ、明確な相関を確認することはできなかった。

太陽光 予測誤差率と設備量の相関
(下振れの予測誤差)



風力 予測誤差率と設備量の相関※1
(下振れの予測誤差)

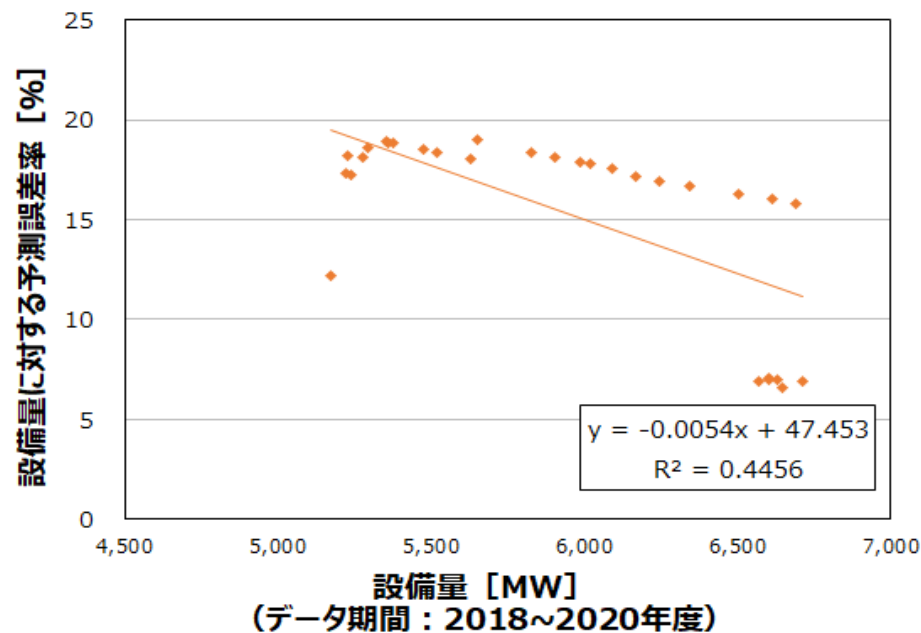


※1：出力変動緩和対策（蓄電池）による変動緩和後のデータも含む

予測誤差率は、誤差実績の1年間を母数とした3σ値より算定

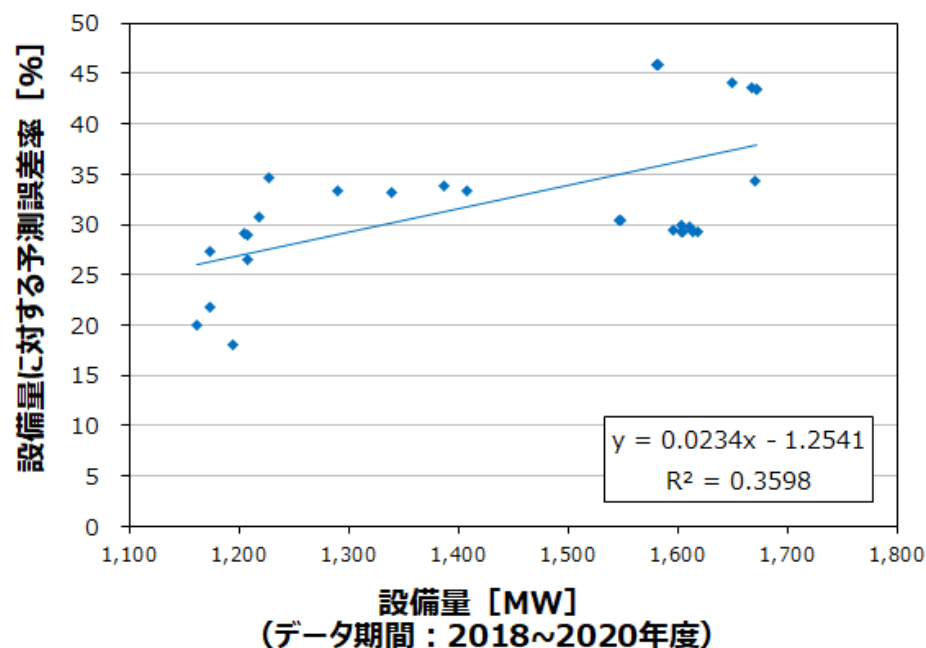
- 東北エリアにおける再エネの設備量と予測誤差の相関について確認したところ、明確な相関を確認することはできなかった。

太陽光 予測誤差率と設備量の相関
(下振れの予測誤差)



◆ 太陽光予測誤差率1年移動3σ — 線形 (太陽光予測誤差率1年移動3σ)

風力 予測誤差率と設備量の相関
(下振れの予測誤差)

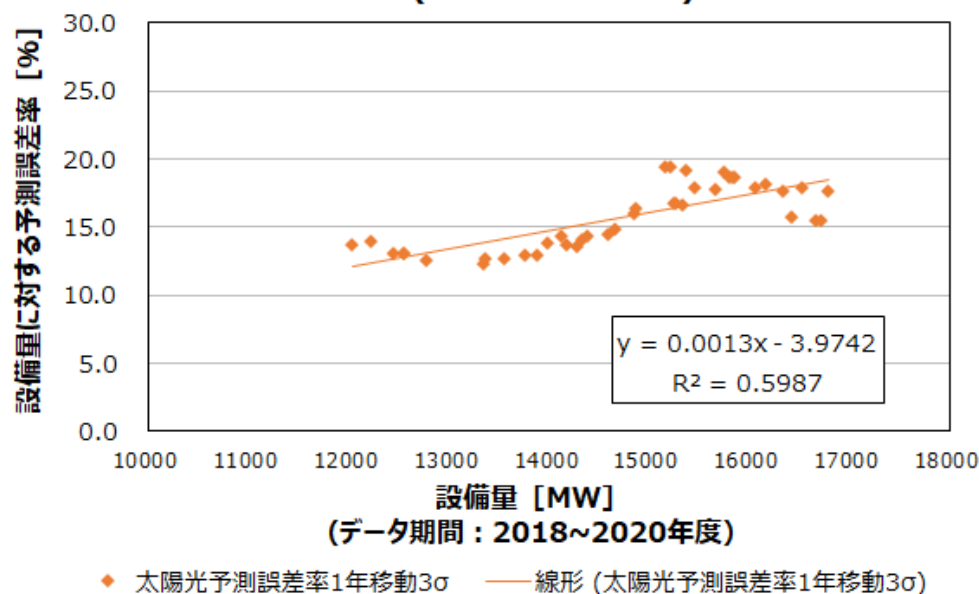


◆ 風力予測誤差率1年移動3σ — 線形 (風力予測誤差率1年移動3σ)

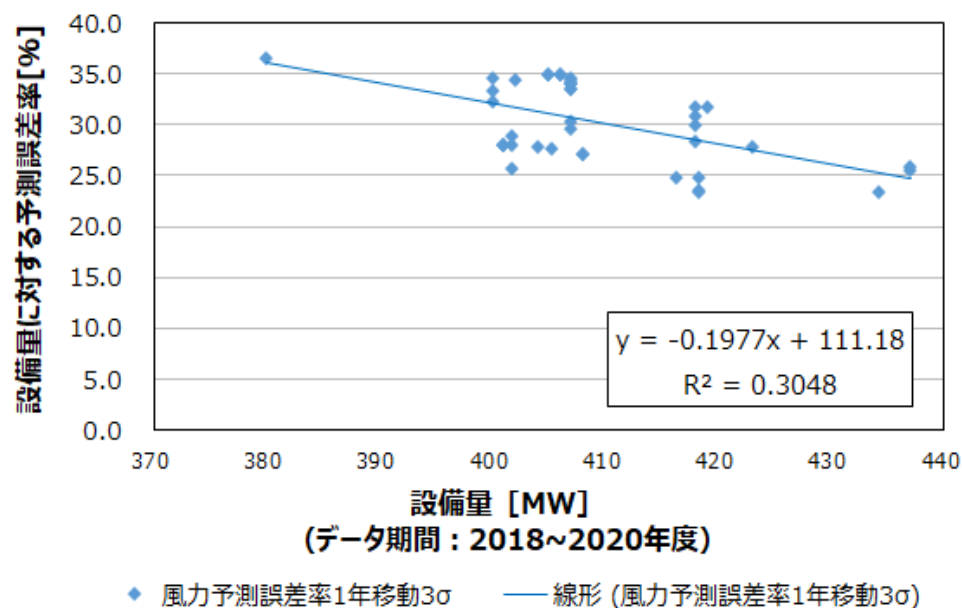
予測誤差率は、誤差実績の1年間を母数とした3σ値より算定

- 東京エリアにおける再エネの設備量と予測誤差の相関について確認したところ、明確な相関を確認することはできなかった。

太陽光 予測誤差率と設備量の相関
(下振れの予測誤差)



風力 予測誤差率と設備量の相関
(下振れの予測誤差)

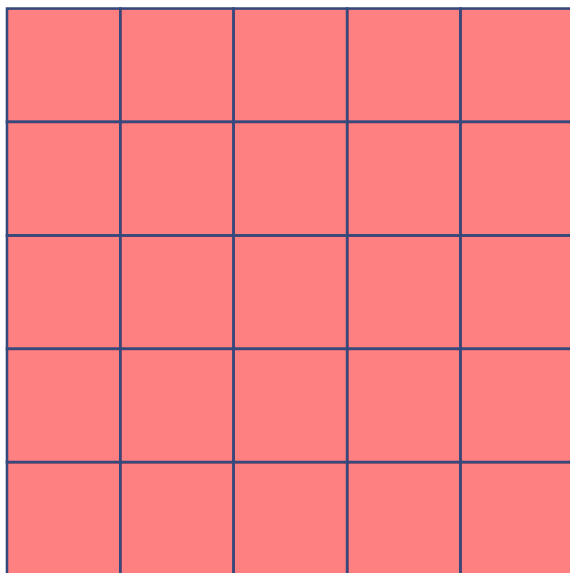


予測誤差率は、誤差実績の1年間を母数とした3σ値より算定

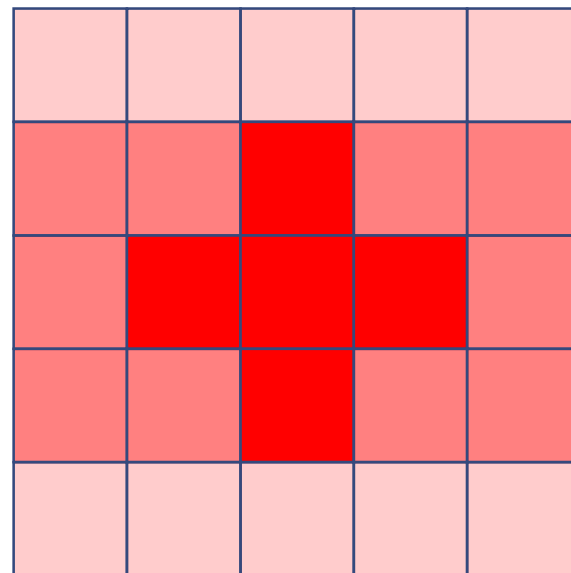
- 平滑化効果を確認する上で、参考として各エリアにおける再エネ設備導入の傾向について確認した。
- 各エリアの再エネ設備導入量の推移を確認したところ、次ページ以降に示すとおり、日照・風況が良い特定の地域を中心に集中して導入されていることが確認できる。

- 「分散の加法性」という統計学の定理を使用すると、あるエリアをメッシュ（正方形）状で考えた場合、メッシュ間の変動は無相関であると仮定され、各メッシュに一律に再エネが導入された場合の変動は $\sqrt{N}$ 倍となる。（設備量が2倍になると変動は $\sqrt{2}$ 倍。）
- 各メッシュ一律ではなく、エリアの中心に再エネが集中して導入された場合の変動は線形（ N 倍）となる。（設備量が2倍になると変動も2倍。）

<各メッシュ一律に導入された場合>

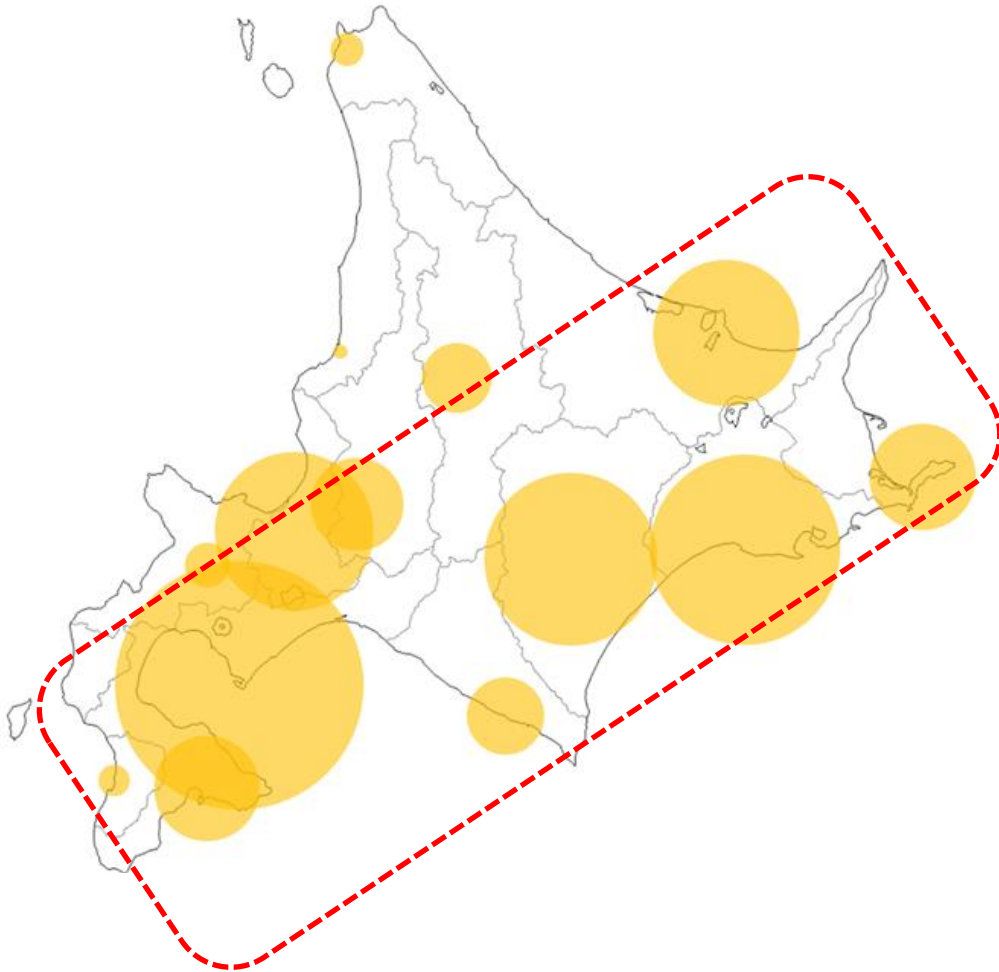


<エリアの中心に集中して導入された場合>

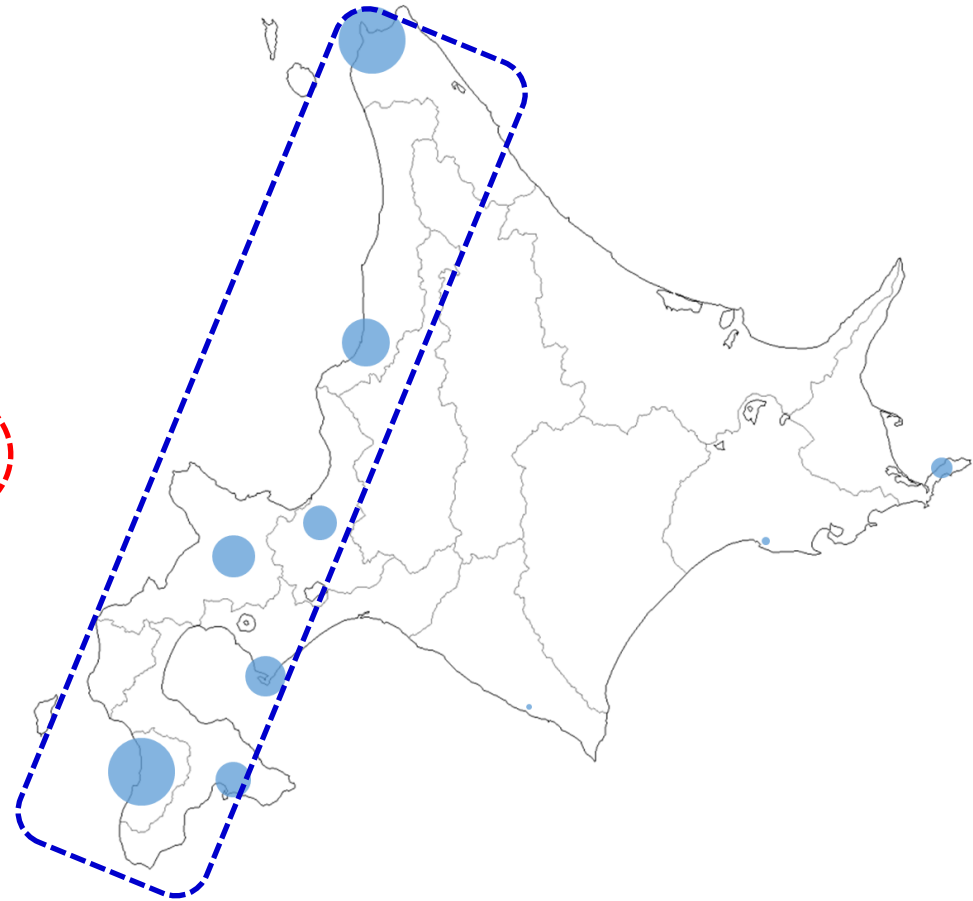


- 太陽光については、日照環境が良い太平洋側を中心として集中して導入されており、風力については風況が良い日本海側を中心に集中して導入されている。

【地域別導入状況 太陽光】



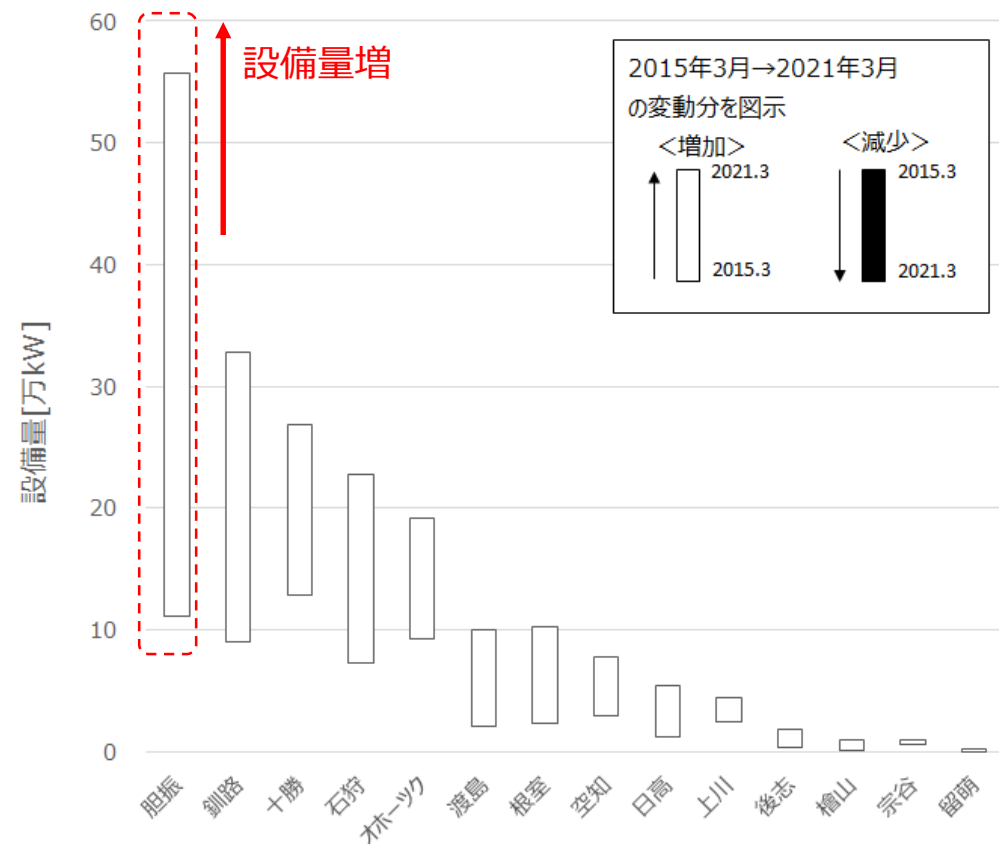
【地域別導入状況 風力】



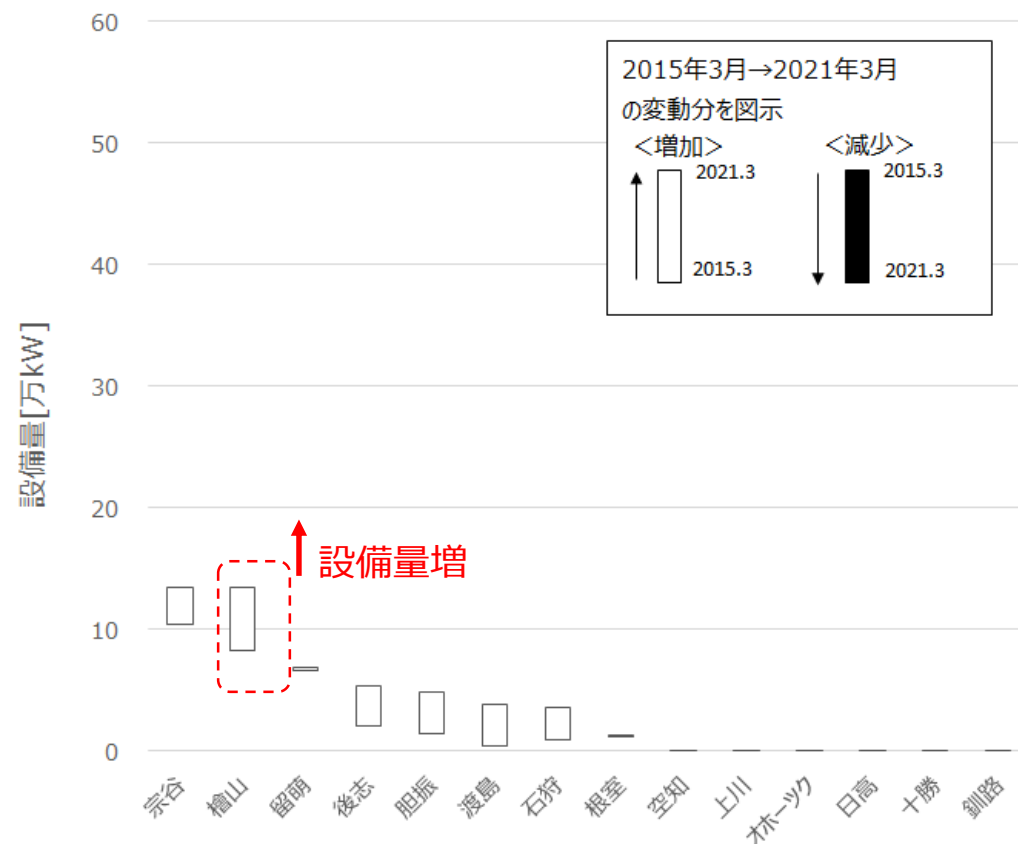
※各エリア毎に円のスケール
を変更している

- 太陽光は日照環境が良い太平洋側である胆振地方を中心に増加しており、風力については、風況が良い日本海側の檜山地方を中心に増加している。

再エネ設備量推移 (太陽光)

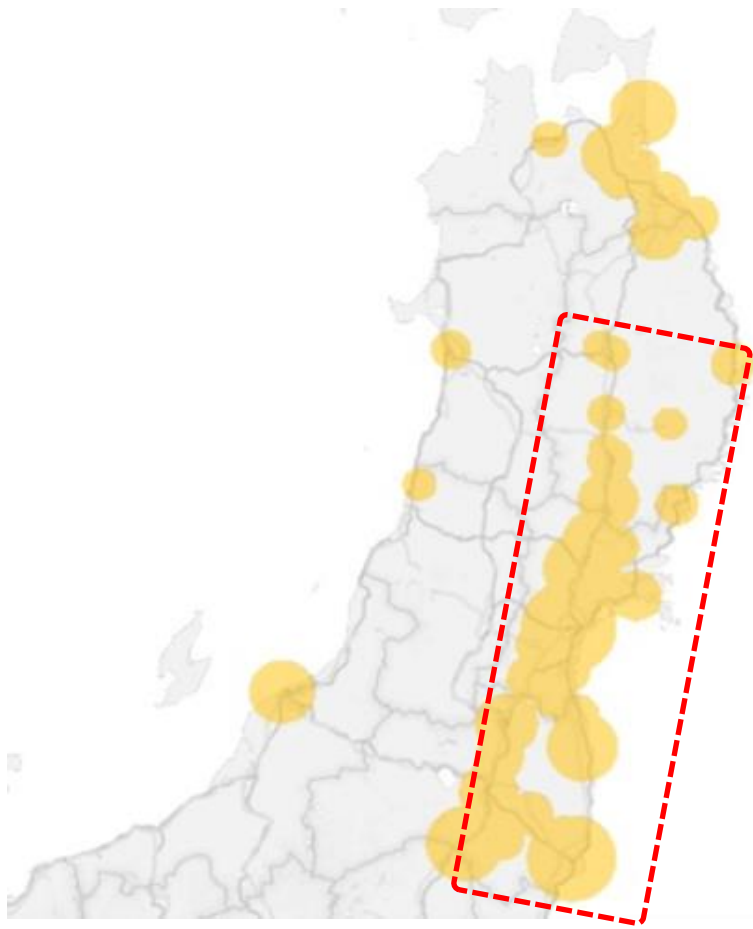


再エネ設備量推移 (風力)

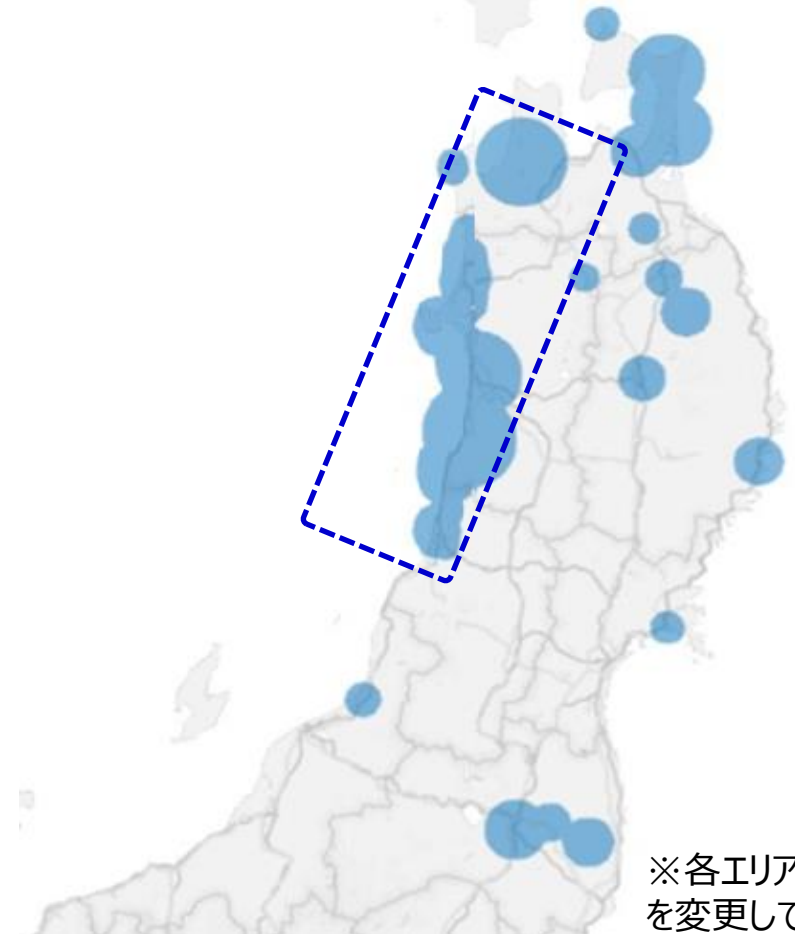


- 東北エリアの太陽光についても、日照環境が良い太平洋側を中心に集中して導入されており、特に宮城県、福島県を中心に集中して増加している。
- 風力については風況が良い日本海側を中心に集中して導入されており、特に青森県、秋田県を中心に集中して増加している。

【地域別導入状況 太陽光】



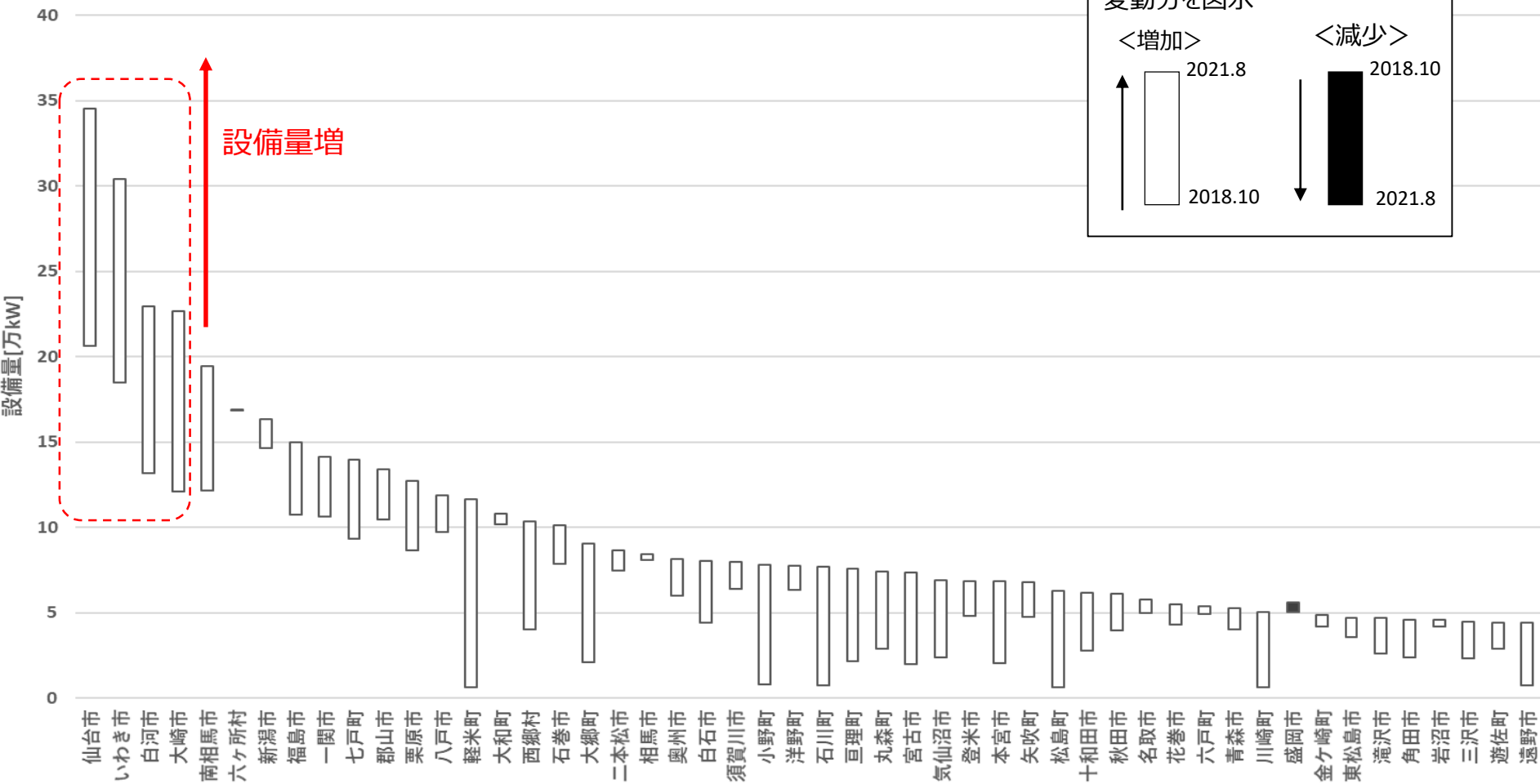
【地域別導入状況 風力】



※各エリア毎に円のスケール
を変更している

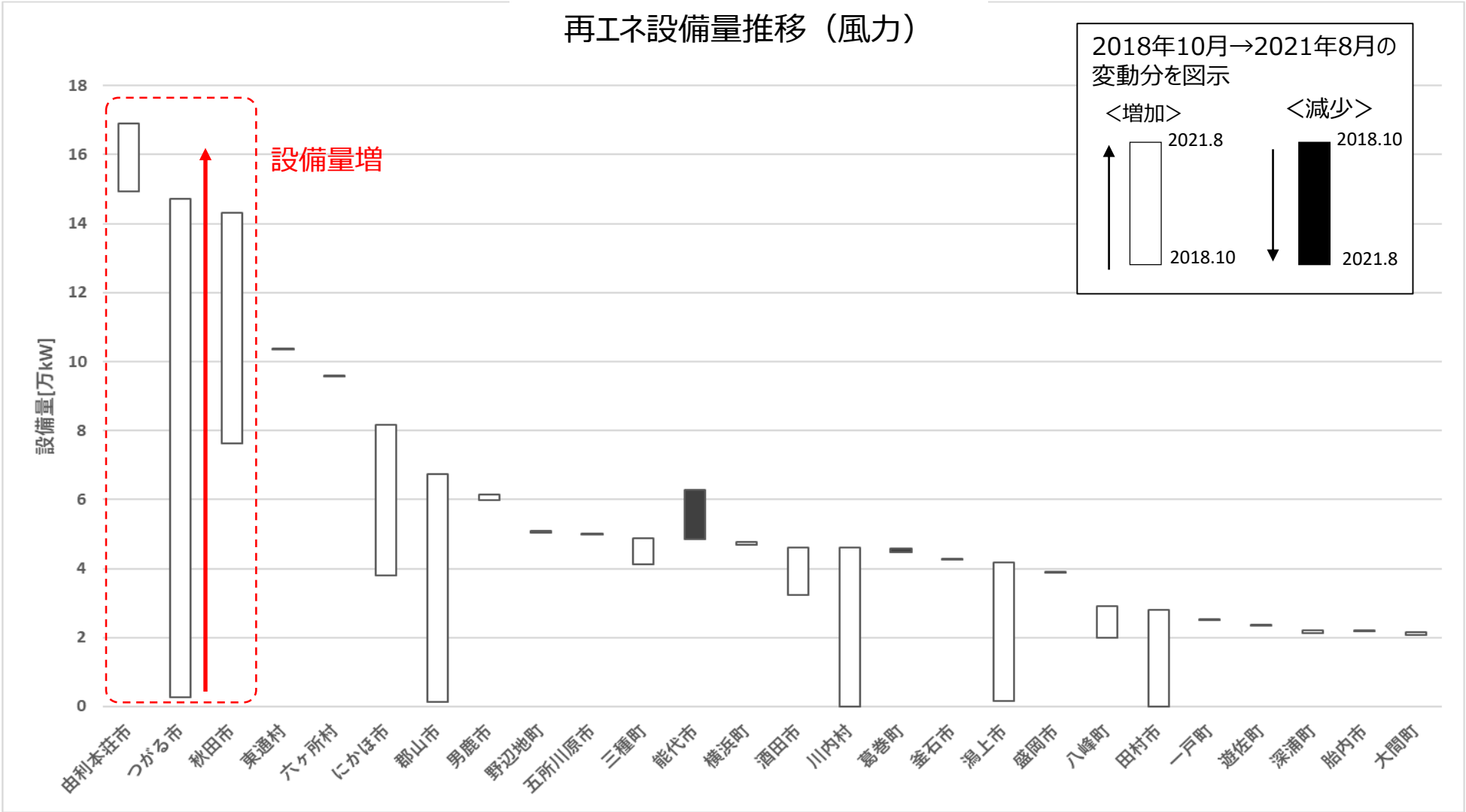
- 日照環境が良い太平洋側を中心に集中して導入されており、特に太平洋側の宮城県、福島県を中心に集中して増加している。

再エネ設備量推移 (太陽光)



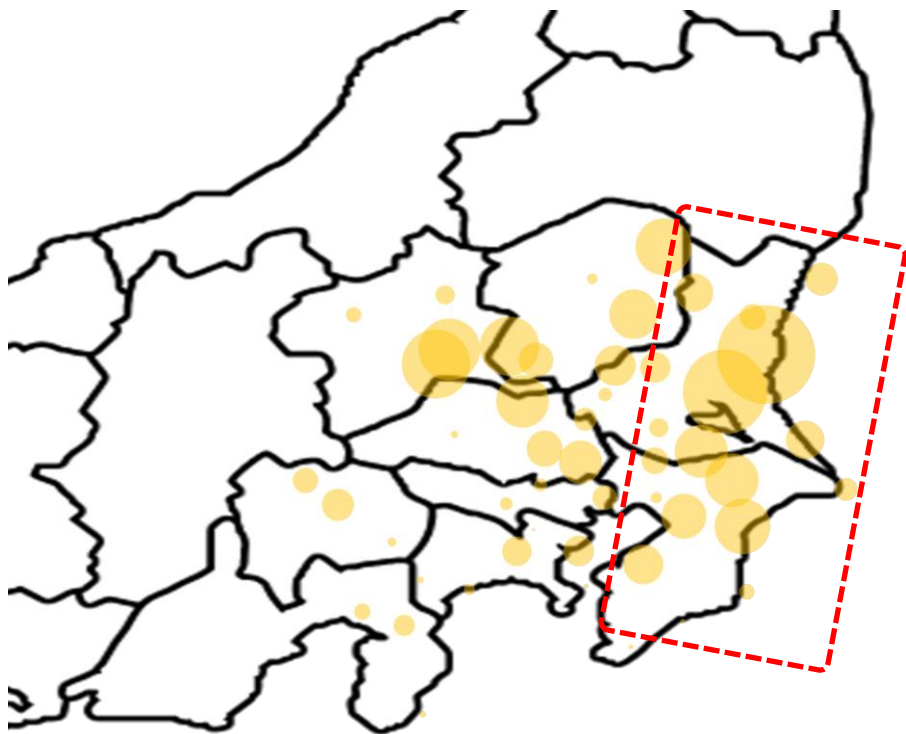
■ 風況が良い日本海側を中心に集中して導入されており、特に青森県、秋田県を中心に集中して増加している。

再エネ設備量推移 (風力)



- 東京エリアの太陽光についても、日照環境が良い太平洋側を中心に集中して導入されており、平野部を中心に集中して増加している。東京エリアの風力については、北海道、東北エリアと比較すると導入量も少なく、至近年においては横ばいの状況。

【地域別導入状況 太陽光】

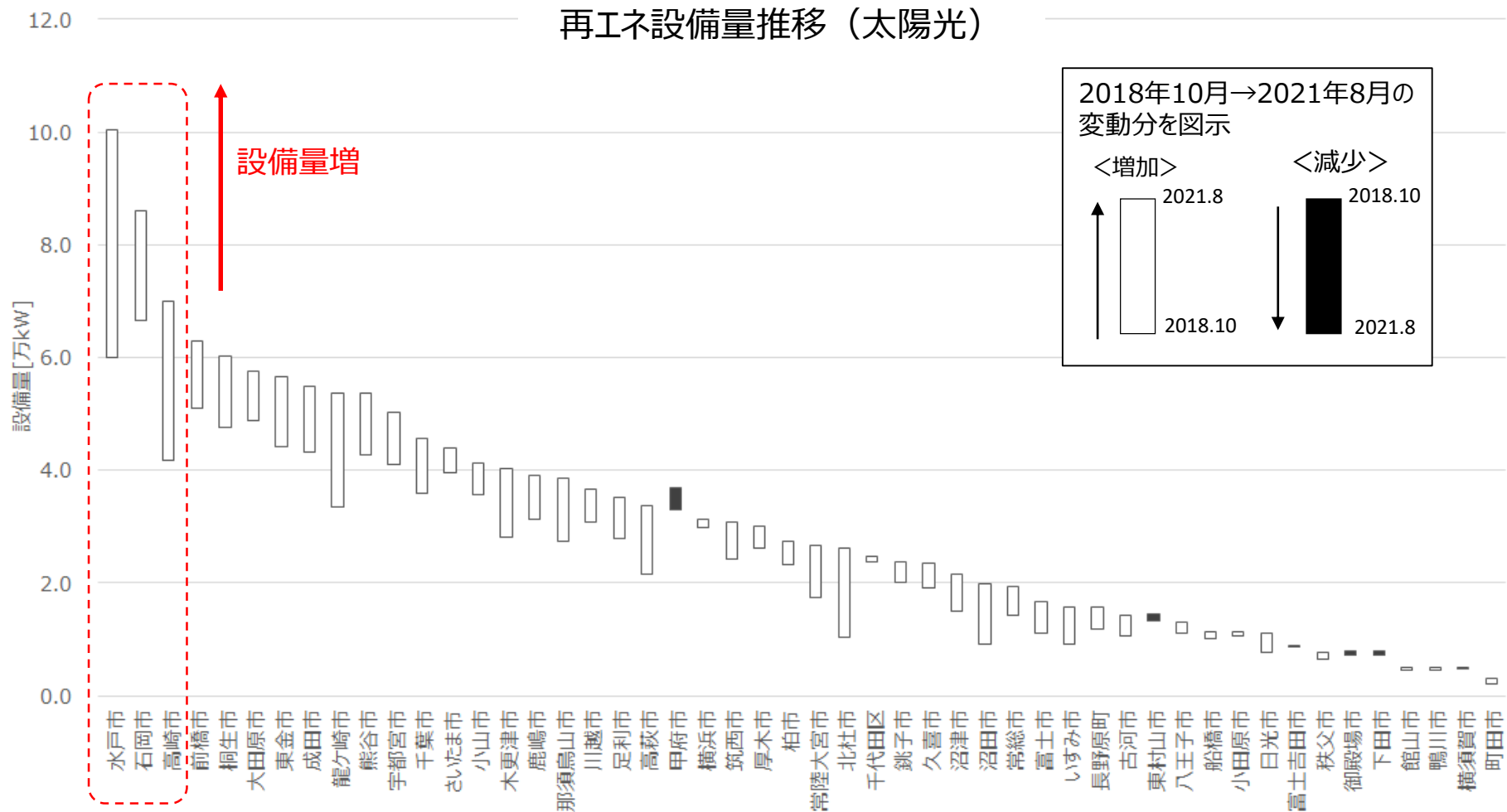


【地域別導入状況 風力】

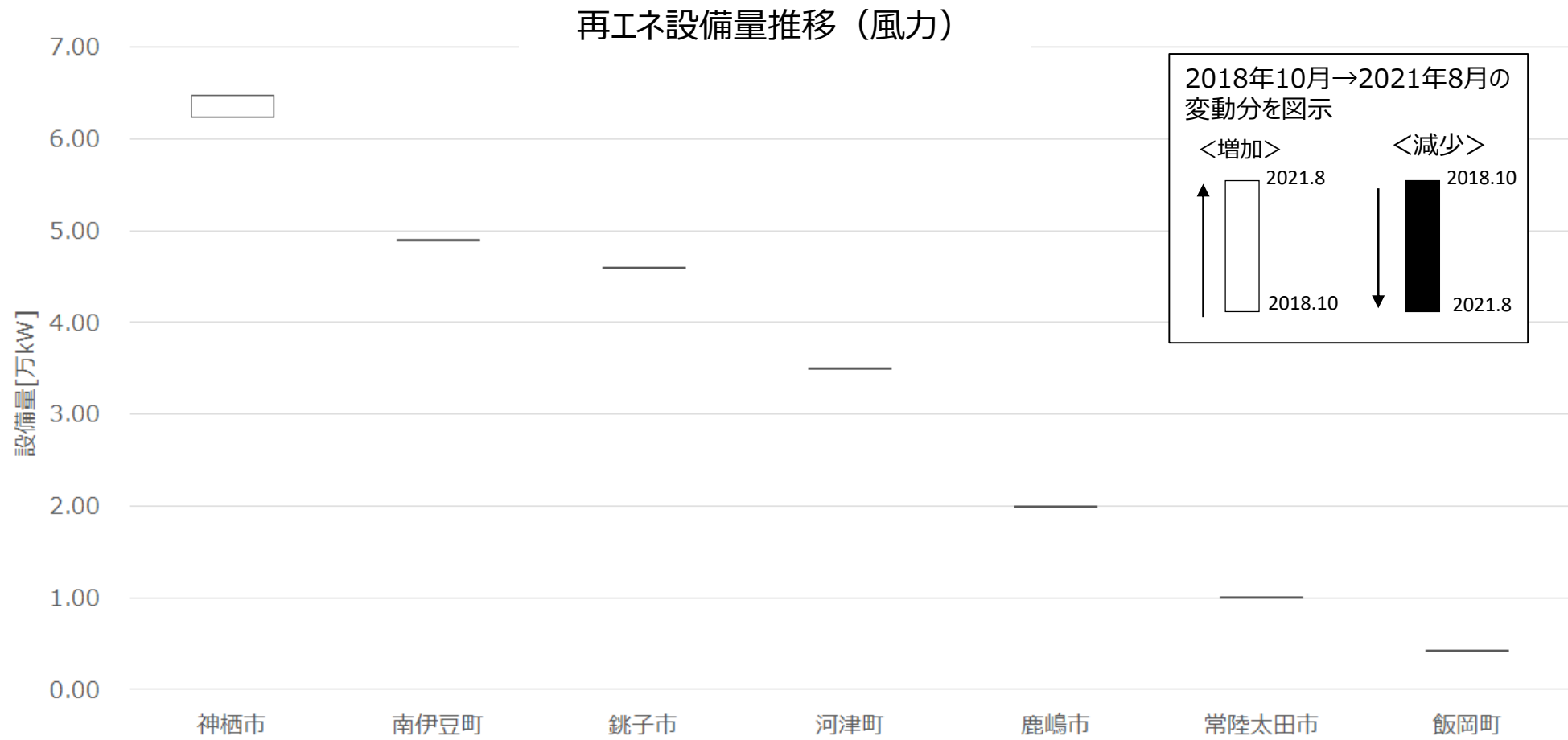


※各エリア毎に円のスケールを
変更している

■ 日照環境が良い太平洋側を中心に集中して導入されており、平野部を中心に集中して増加している。



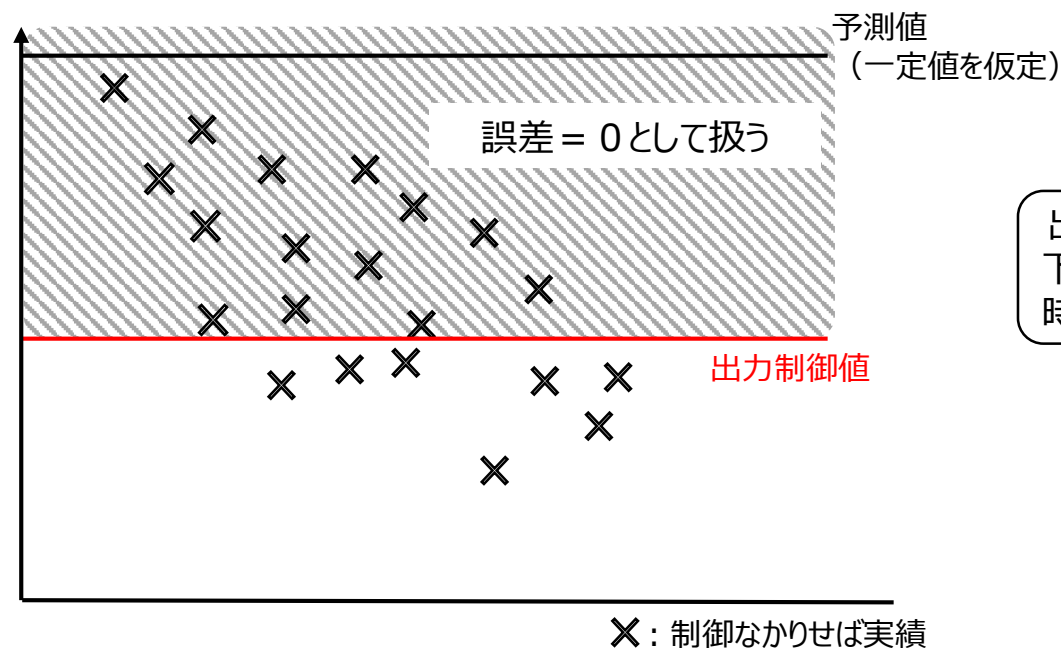
■ 東京エリアの風力については、北海道、東北エリアと比較しても導入量が少なく、設備導入量の伸びについての傾向は分からなかった。



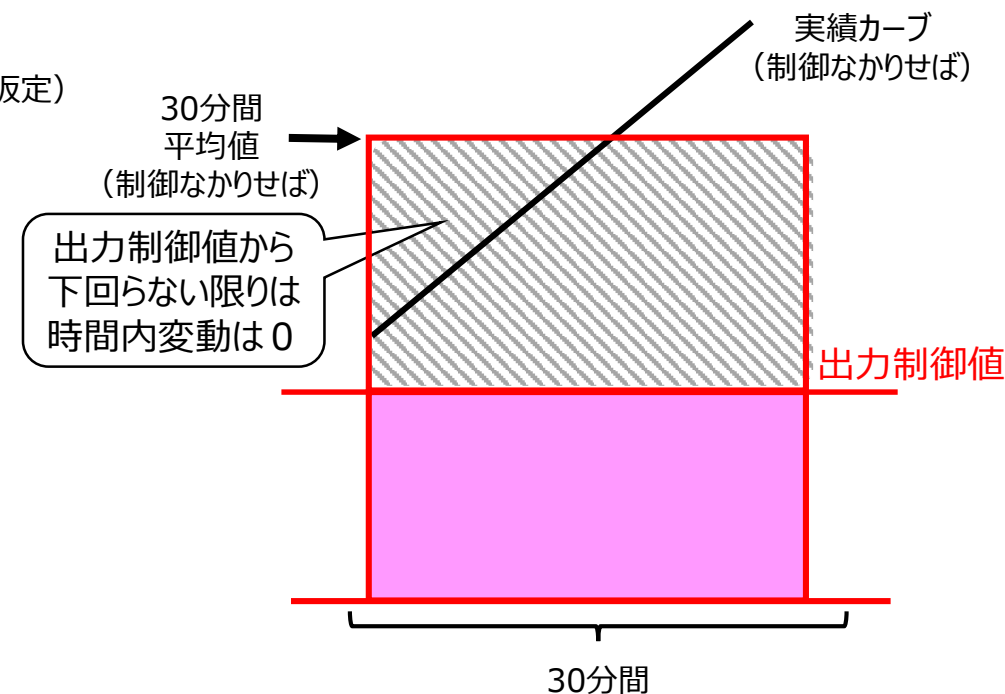
【再エネ出力制御に伴う調整力必要量への影響について】

- 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】



- 将来（2040～2050年）の調整力必要量を推計については、以下の前提を置き推計することとしたい。

【再エネの時間内変動】

- 将来の時間内変動の推計では、保守的な仮定を置くという前提のもと、**N倍の相関**を仮定し推計することとどうか。

【再エネの予測誤差】

- 将来の予測誤差の推計についても、保守的な仮定を置くという前提のもと、N倍の相関を仮定。
- さらに、2040～2050年までの予測精度向上の更なる進展を想定した上で、再エネの設備導入量の増加と予測誤差の相関は、**0.66×N倍と仮定する**こととどうか。（次々スライド以降参照）

【再エネの出力制御】

- **再エネの出力制御による影響も考慮した上で、調整力必要量を推計する**こととどうか。
- 具体的には、予測誤差、時間内変動ともに、出力制御値を超える下振れが発生した場合のみを変動として扱い、それ以外は変動0と扱う。

- 三次調整力②においては、過去の予測値および実績値を、当時の設備量に対する取引年度の設備量の比率で引き延ばす (N倍) 補正をした上で、必要量テーブルを作成している。

(参考) 三次②必要量テーブルの作成について (2 / 2)

15

- 三次②必要量テーブルの作成にあたり、母集団となる再エネ予測誤差に関するデータは、再エネの設備導入量および気象予測の精度※に影響を受けることが考えられる。このうち、再エネの設備導入量は年々変化していることから、母集団に登録する母集団データは、こうした設備量の変化を当該年度相当量に補正処理を実施する。
- また、三次②必要量テーブルを作成するための母集団データとして、月別・予測出力帯・時間帯別に分類するにあたり、十分なデータが蓄積できていない区分において特異値が発生しているため、テーブル内で隣接する予測誤差発生状況を用いて補正処理を実施する。

※気象情報の精度向上に向けた取り組みは調整力等委員会で検討中。

再エネ設備導入量の補正

- 過去の予測値および実績値を、当時の設備量に対する取引年度の設備量の比率で引き延ばす補正処理をしてテーブルを作成

【N年前】

(設備導入量)
3,000MW

日時	予測	実績
4/1 00:00~00:30	9	5
4/1 00:30~01:00	25	15
⋮	⋮	⋮
4/1 03:00~03:30	20	10
⋮	⋮	⋮

【取引年度】

(設備導入量)
4,000MW

日時	予測	実績
4/1 00:00~00:30	12	7
4/1 00:30~01:00	33	20
⋮	⋮	⋮
4/1 03:00~03:30	27	13
⋮	⋮	⋮

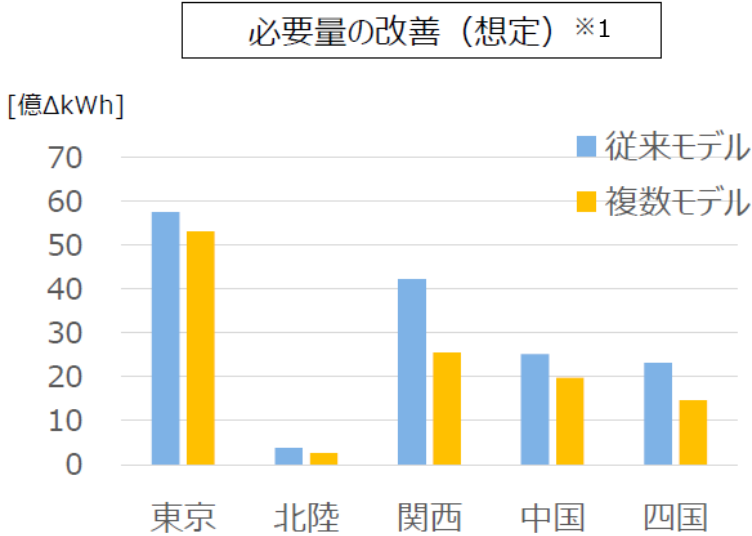
× 4,000
3,000

テーブル内で隣接する予測誤差を用いた補正

- データ欠損等に対して、上下 (予測出力帯)、左右 (時間帯) の予測誤差値を平均した値に線形補正

6月	ブロック1 (0時~3時)	ブロック2 (3時~6時)	ブロック3 (6時~9時)	ブロック4 (9時~12時)	ブロック5 (12時~15時)	ブロック6 (15時~18時)	ブロック7 (18時~21時)	ブロック8 (21時~24時)
0~10%	0	0	0	0	0	0	0	0
10~20%	0	0	0	188	0	98	0	0
20~30%	0	0	0	0	20	80	0	0
30~40%	0	0	0	1784	2374	320	0	0
40~50%	0	0	1033	1473	1830	683	32	0
50~60%	0	0	45	2316	2220	1081	18	0
60~70%	0	48	301	2133	2476	1803	0	0
70~80%	0	37	1029	3614	332	3371	29	0
80~90%	0	52	1949	4261	5491	1437	33	0
90~100%	0	55	1201	2376	1822	1273	114	0

- 将来の予測誤差の推計にあたっては、予測手法の見直しなども変化要因として考えられる。
- 気象予測精度向上の取組みについては、三次調整力②必要量算出において、複数の気象モデル活用の実績があり、概ね10%以上の改善が見られた。
- 将来の予測誤差の推計にあたっては、一定の予測精度向上を仮定したうえでの算定が必要となる。



エリア	従来モデル	複数モデル※2	改善率
東京	57.51	53.13	8%
北陸	3.75	2.57	31%
関西	42.24	25.51	40%
中国	25.15	19.79	21%
四国	23.15	14.64	37%

※2 同一の気象条件と仮定した場合の推計値

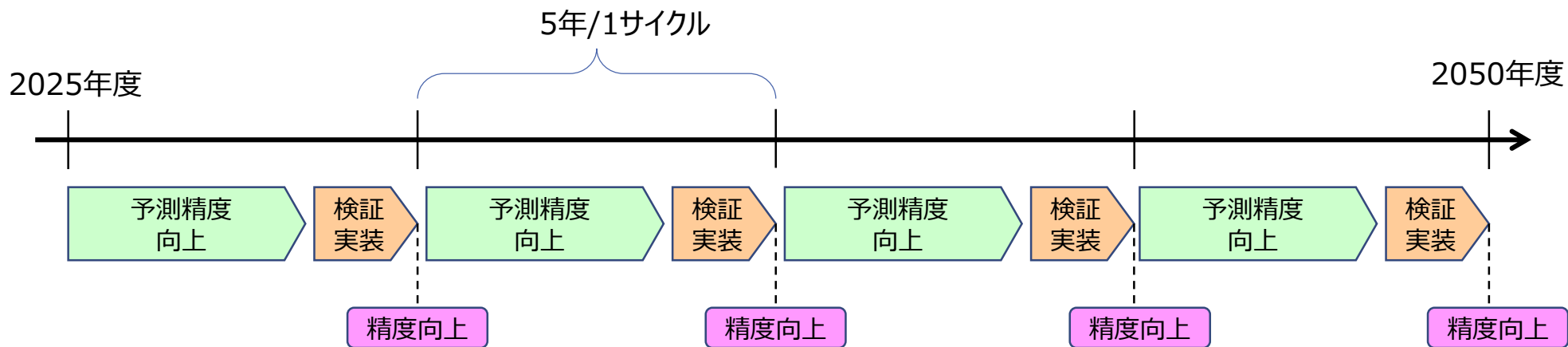
※1 年間の全ての調達を複数モデル予測を反映した三次②必要量テーブルで実施した場合の改善効果

出所) 第65回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 (2021年9月22日) 資料5
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2021/files/chousei_65_05.pdf

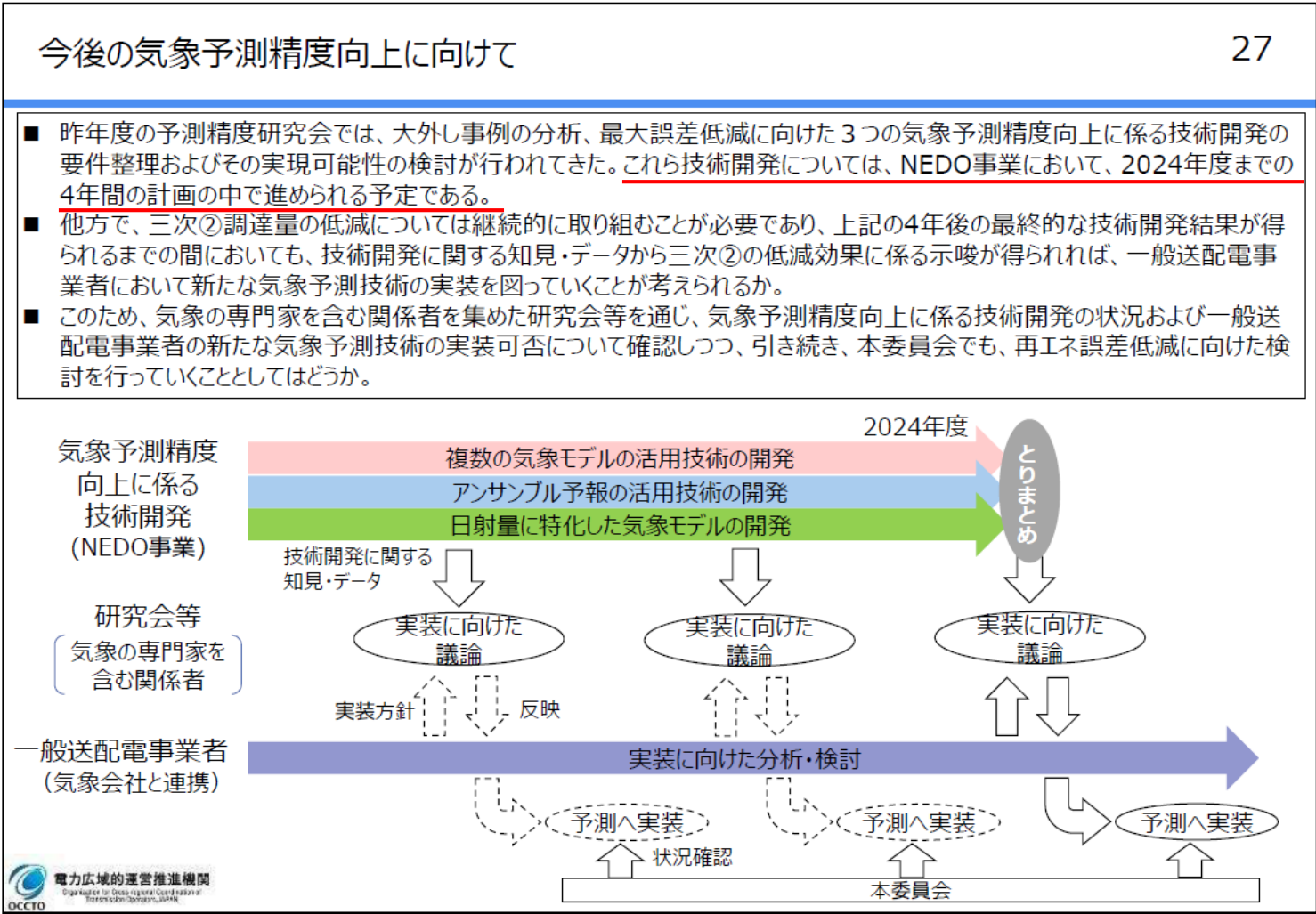
- 気象予測精度向上の技術開発について、NEDO事業において2024年度までの4年間の計画として進められている。
- 技術開発4年間に1年の検証・実装期間を加え、1サイクル5年と仮定し、今後も同様の取り組みが継続することを想定すると、2050年度までには4サイクル実施されることとなる。
- これを前提とし、継続して10%精度向上すると仮定すると、将来（2040～2050年）の予測誤差は現在から34%改善（ 0.9 の4乗＝ 0.66 倍）すると試算される。

※精度向上については具体的な目標値ではなく、改善率の見通しが立っているものではないことに留意

<気象予測精度向上の期間設定について（イメージ）>



- 以下のNEDO事業の気象予測精度向上に係る技術開発の期間（4年間）を参考に、検証・実装期間の1年を加えた5年を1サイクルとして仮定する。



- 前述の考え方に基づき、マスタープラン中間整理における再エネ5～6割シナリオ（系統増強後）における調整力必要量を推計した。
- 推計にあたっては、再エネ5～6割シナリオの各時間帯、各出力帯、各出力制御率ごとに調整力必要量のテーブルを作成し、再エネ出力値および再エネ出力制御率に応じた、各時間の調整力必要量を推計した。

【調整力必要量推計イメージ（調整力必要量テーブル<3σ値>）】

再エネ出力制御率毎
にテーブルを作成

[illegible]

■ 再エネ5～6割シナリオ（系統増強後）の電源構成については、以下のとおりであり、再エネ比率は53%となっている。

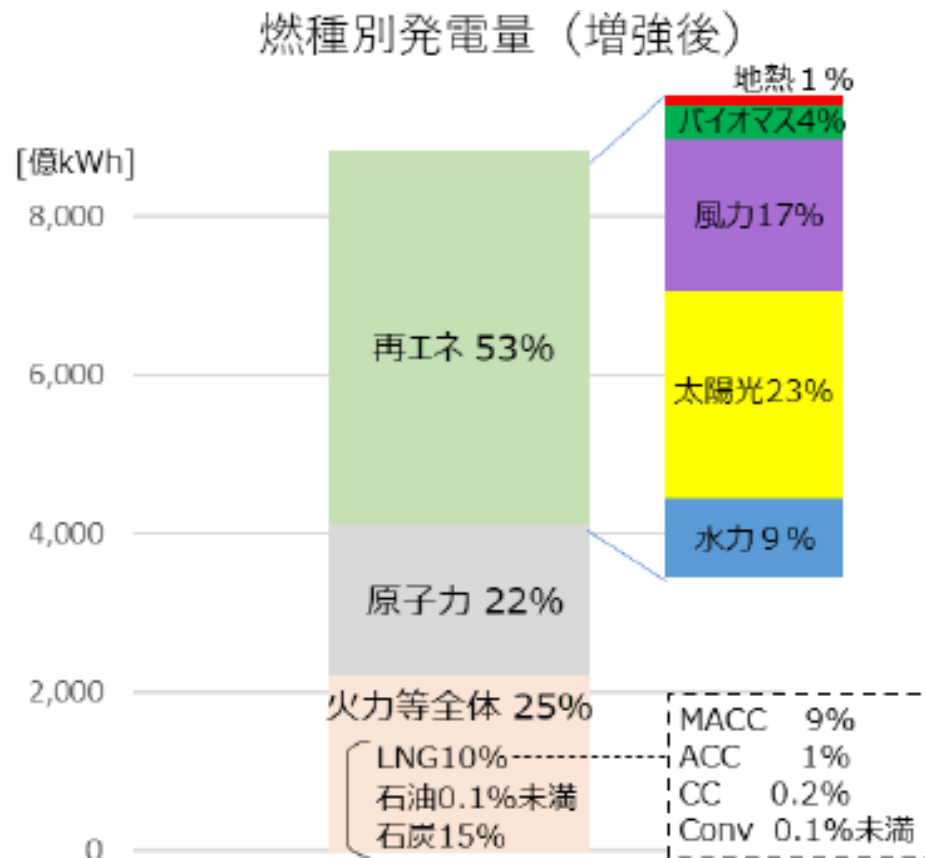
単位：万kW

	北海道	東北	東京
陸上風力	592	1,427	623
洋上風力	1,465	900	370
太陽光	936	3,864	7,388
水力 ※1	140	358	428
バイオ ※2	36	97	174
地熱 ※3	15	74	8
揚水	80	46	1,165
原子力	207	552	931
石炭（40年以上）	120	155	40
石炭（40年未満）	99	654	872
LNG（MACC）	114	455	1,599
LNG（ACC）	0	69	982
LNG（CC）	0	169	256
LNG（コンベ）	18	124	400
石油	209	10	224

※1 一般送配電事業者聞き取り値とエネルギーミックス2030年度の導入量は、都道府県別包蔵水力（未開発分）を考慮してエリア配分したうえで、エリア内は既存容量でノード配分

※2 一般送配電事業者聞き取り値とエネルギーミックス2030年度の導入量は、既存容量でノード配分

※3 エネルギーミックス2030年度の導入量（155万kW）に対し、2020年度稼働済の案件に資源量調査を実施している地点の情報を加味して補正



- 再エネ 5～6 割シナリオの需要の設定内容については、以下のとおり。
- 需要は2019年度実績とほぼ同等の値となっている。
 - マスタープラン中間整理時のエネルギー基本計画（第 5 次）にて示されているエネルギーミックスの需要をもとに、自家発の自家消費を除くため、送電端需要（自家消費を除く）から総需要を除算したものを乗じて試算。
- 連系線については、以下の増強を反映している。
 - 北海道本州間連系設備増強（90万kW⇒120万kW）
 - 東北東京間連系線増強（573万kW⇒1028万kW）
 - 北海道本州間のHVDC増強（400万kW）
（北海道本州間については、北海道東北間および東北東京間の容量をともに400万kW増加することで模擬）

項 目	設定内容（詳細は次スライド以降を参照）
需 要	■ 現行エネルギーミックスの需要（9,808億kWh）に電力調査統計の2019年度実績から求めた送電端需要/総需要の比（離島分除く）を乗じて試算。 $9,808\text{億kWh} \times (\text{送電端需要:自家消費を除き})/(\text{総需要}) = 8,721\text{億kWh}$ （各ノード需要は2019年度実績で按分、2019年度の需要カーブを採用し、長期エネルギー需給見通しの需要に合うように補正）
連系線	■ 2020年度長期計画の運用容量を基本とする。（北本、FCはマージン確保） ※ 北海道本州間連系設備増強、東北東京間連系線増強、東京中部間連系設備増強は反映 ■ 系統増強やそれに伴う電源構成の変化による運用容量・マージンは、個別に検討して設定

- 再エネ 5～6 割シナリオ (系統増強後) における再エネ出力制御率は約39%となっている。

3-6 まとめ

(1) 分析結果まとめ

106

- 電源偏在シナリオ (30GW、45GW) は、国の「洋上風力の産業競争力強化に向けた官民協議会」で示された現実的なエリア別導入量に基づいて増強案を検討したもの。
- ケーススタディの2シナリオについては、電源立地を既設備・需要に基づく設定としており、**実際は追加コスト等が発生する可能性**がある。また、再エネ5～6割シナリオでは**再エネの余剰活用を含めた需要側対策も今後検討する必要がある**。

シナリオ 分析項目	官民協議会ベース (電源ポテンシャル考慮)		ケーススタディ	
	電源偏在シナリオ (30GW)	電源偏在シナリオ (45GW)	電源立地変化 シナリオ (45GW)	再エネ5～6割 シナリオ
系統増強の投資額※1 (NW増強コスト※2)	約2.2～2.7兆円 (約0.2～0.26兆円/年)	約3.8～4.8兆円 (約0.36～0.45兆円/年)	約1.5～1.7兆円 (約0.13～0.16兆円/年)	約2.0～2.6兆円 (約0.19～0.24兆円/年)
(参考) 燃料費※3 CO2対策コスト	約3.21兆円/年 約1.67兆円/年	約2.81兆円/年 約1.57兆円/年	約2.82兆円/年 約1.57兆円/年	約2.17兆円/年 約1.16兆円/年
費用便益比 (B/C)	1.07 ～ 1.35	1.13 ～ 1.44	1.29 ～ 1.53	0.95 ～ 1.21
純便益 (B-C)	約200～800億円/年	約600～1,500億円/年	約500～800億円/年	約▲100～400億円/年
再エネ出力制御率 (増強後、太陽光・風力)	約2%	約4%	約4%	約39% (需要側の対策が必要)
再エネ比率	37%	42%	42%	53%
CO2削減量 (うち系統増強によるもの)	約3,500万t (約500万t)	約5,400万t (約1,200万t)	約5,300万t (約400万t)	約1億2,600万t (約1,300万t)

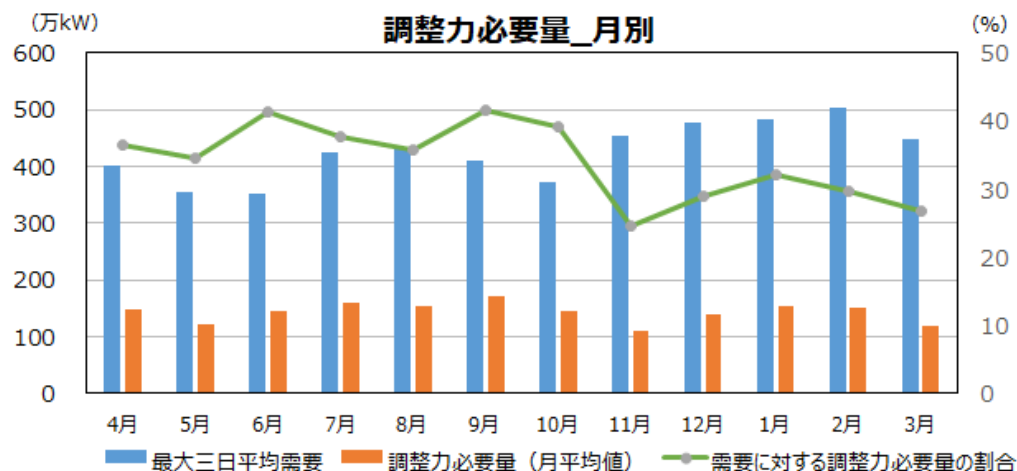
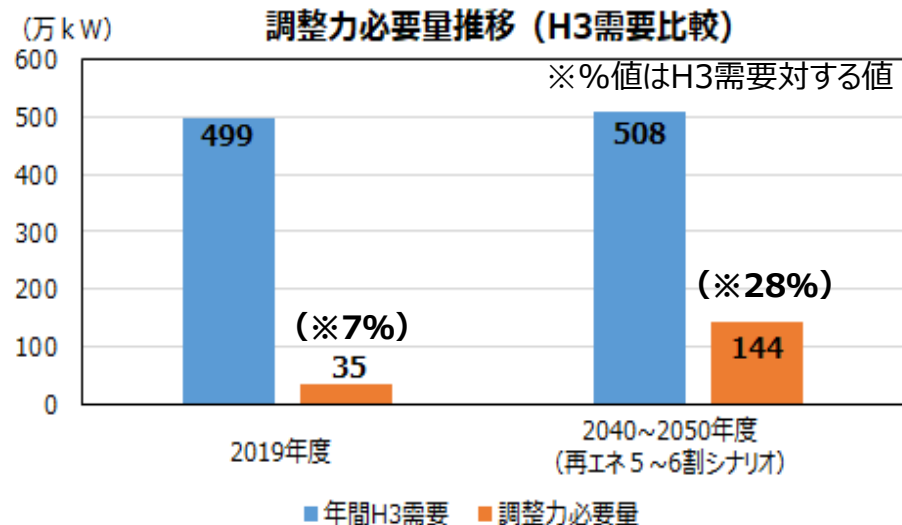
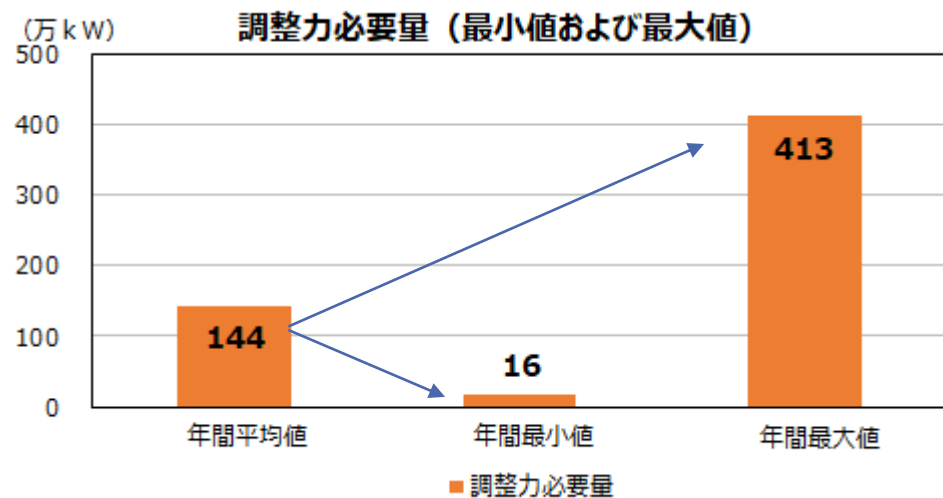
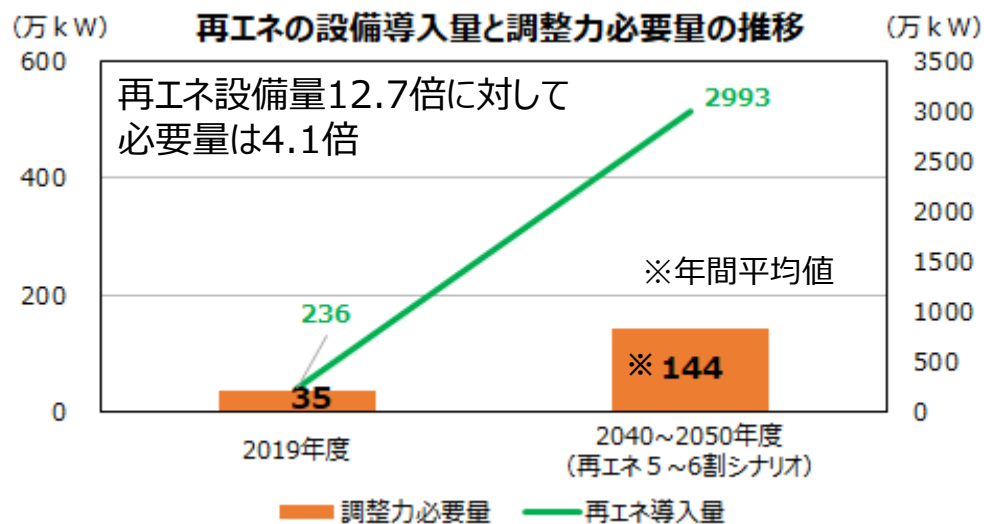
※1 偏在する電源等を大消費地に送電するための連系線等の背骨系統の増強コストのみを記載しており、再エネ増加に伴う、調整力確保、慣性力・同期化力低下等の対策コストは含んでいない。
また、HVDC送電コストは、2050年頃におけるスケールメリットや技術革新のコスト低減を先取りした単価を採用、海底ケーブル工事は漁業補償費を含みます、水深等を考慮したルート変更によるコスト増の可能性あり。

※2 系統増強を行うことで毎年発生する費用 (減価償却費、運転維持費など)

※3 燃料費は、シミュレーションで計算された発電量のみを計上

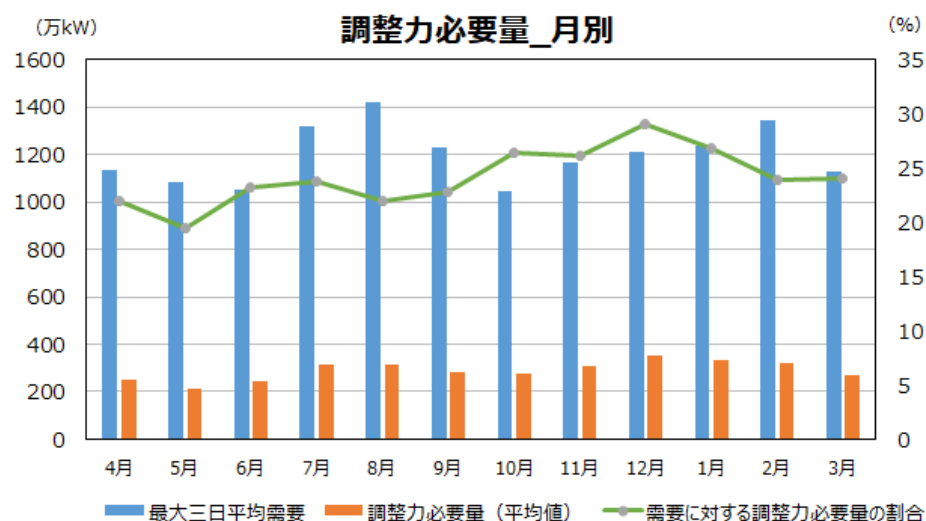
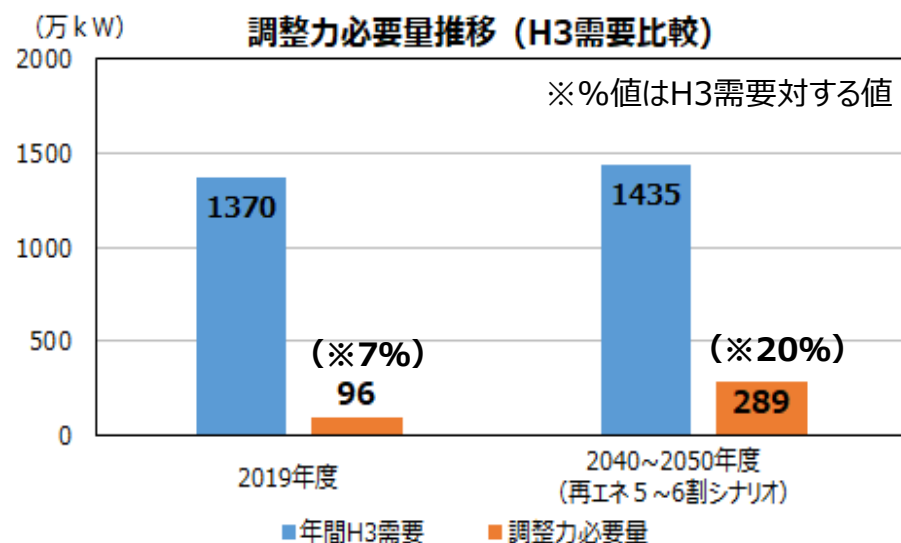
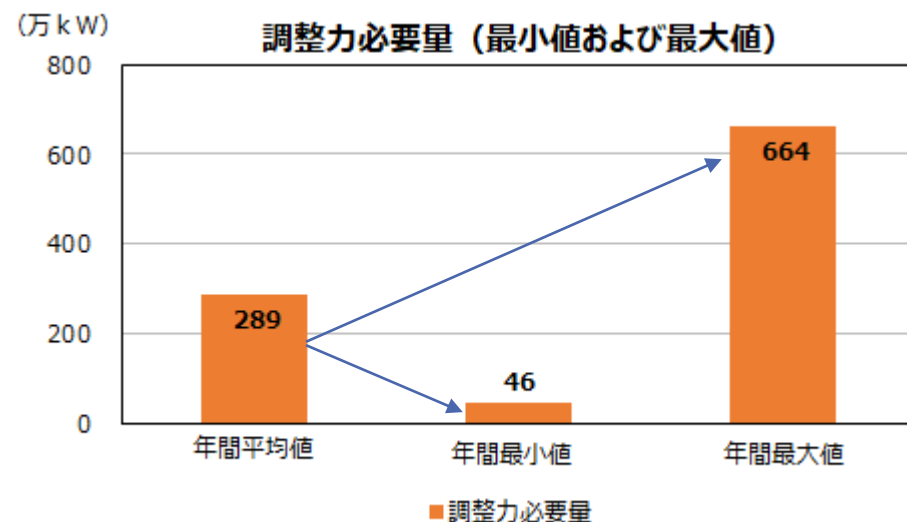
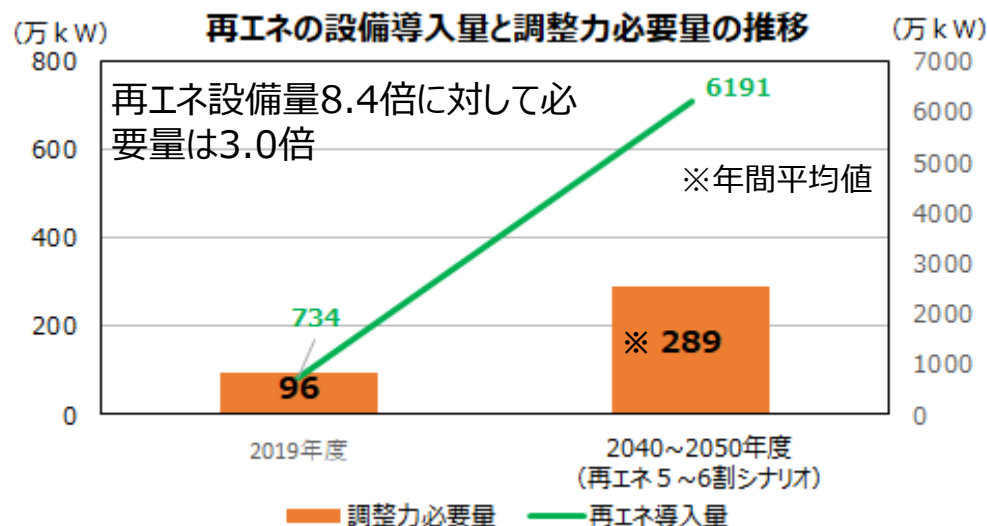
(1) 調整力必要量の推計について 【調整力必要量の推計結果（北海道エリア）】

- 以降、再エネ5～6割シナリオにおける各エリアの調整力必要量を推計した結果を記載する。
- 北海道エリアの調整力必要量（年間平均値）はH3需要に対して、28%という結果となった。



(1) 調整力必要量の推計について 【調整力必要量の推計結果（東北エリア）】

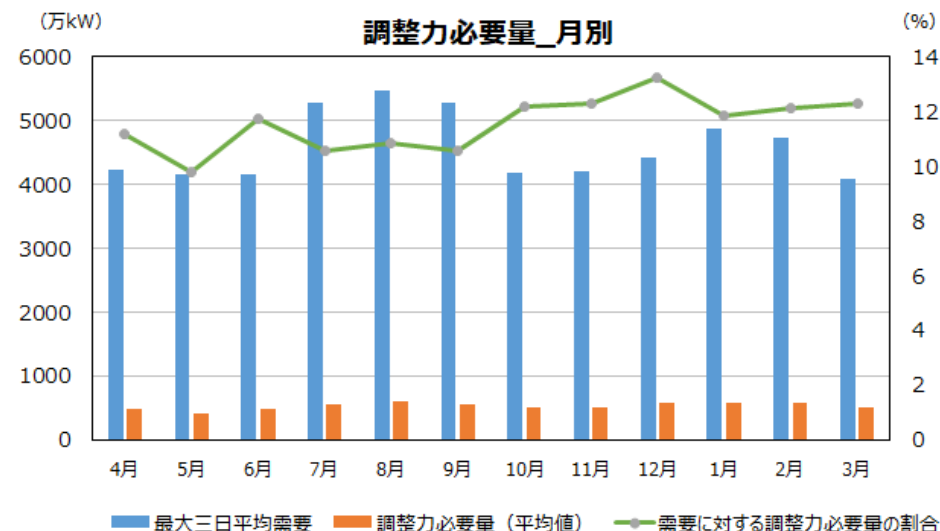
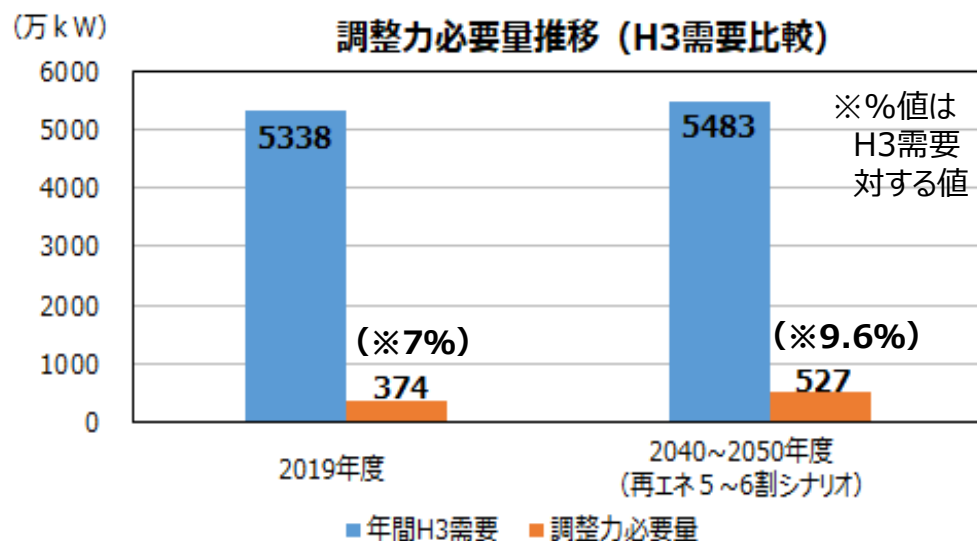
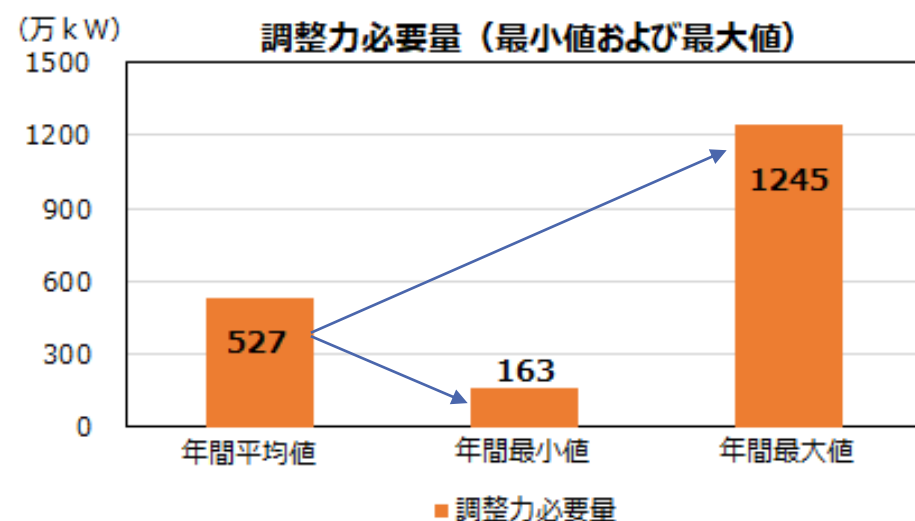
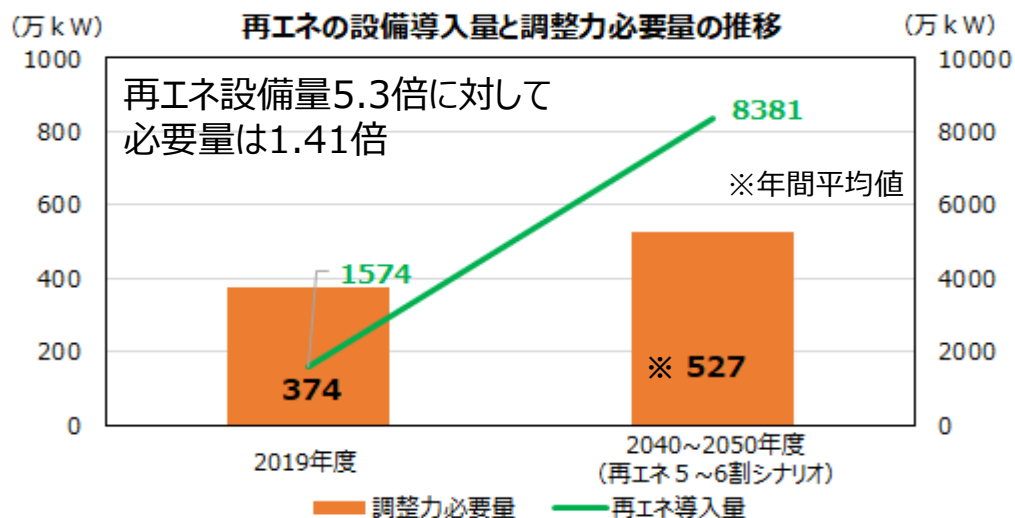
■ 東北エリアの調整力必要量（年間平均値）はH3需要に対して、20%という結果となった。



(1) 調整力必要量の推計について
【調整力必要量の推計結果（東京エリア）】

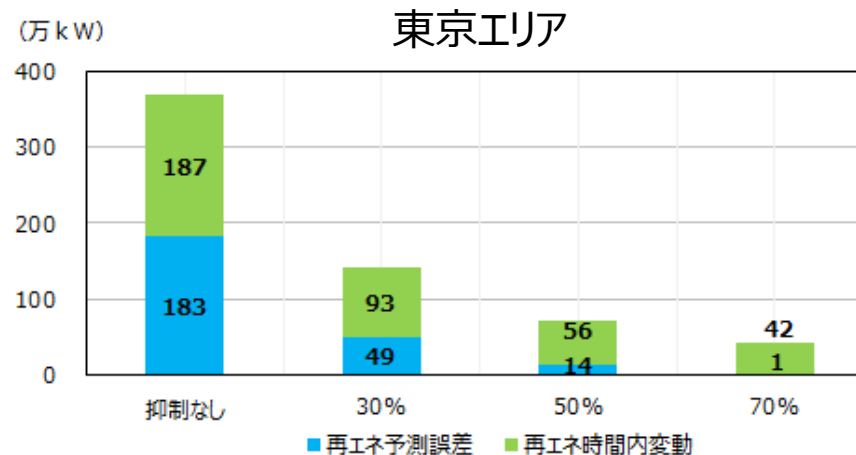
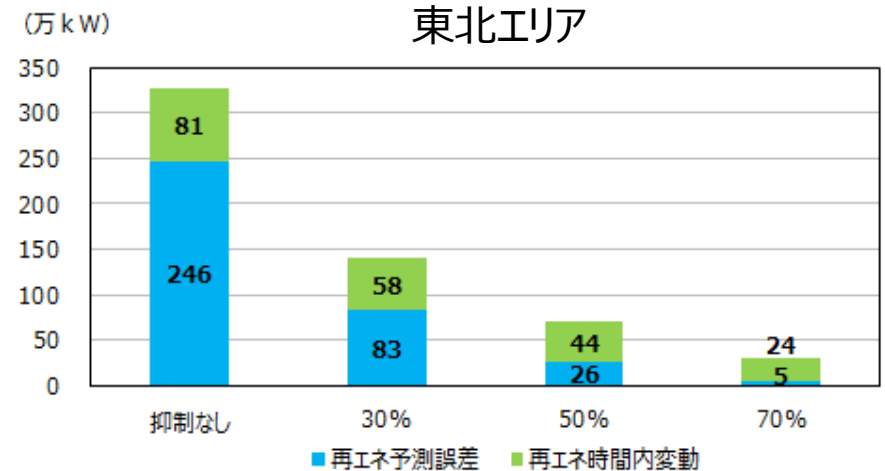
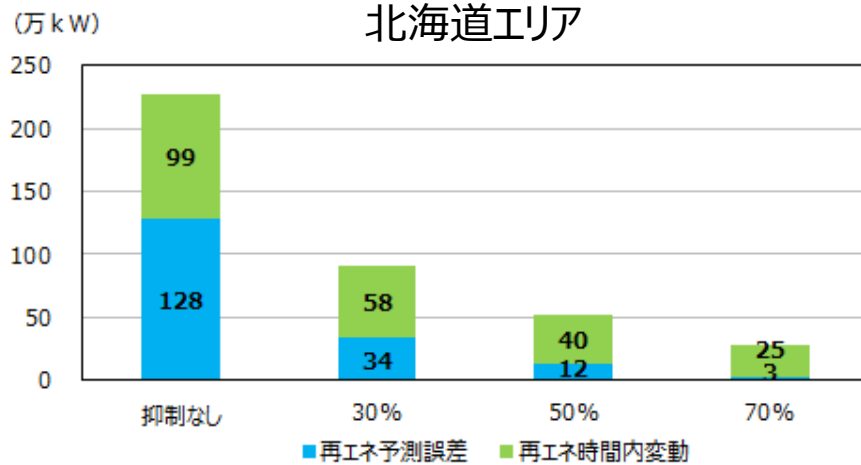
39

■ 東京エリアの調整力必要量（年間平均値）はH3需要に対して、9.6%という結果となった。



(参考) 再エネ出力制御に伴う調整力必要量への影響について

- 出力想定に対して、常時一律の制御率にて出力制御した場合の、再エネ5～6割シナリオにおける再エネ予測誤差・時間内変動の年間平均値を算出した。
- 出力制御の増加とともに、再エネの出力変動が減少することが確認できる。



- (1) 調整力必要量の推計について
- (2) 調整力の確保可能量の検討について
- (3) 新たな調整力リソースの検討について
- (4) HVDC設備の活用検討について
- (5) 調整力の調達方法（広域調達、マージンの扱い等の整理）について

(2) 調整力の確保可能量の検討について

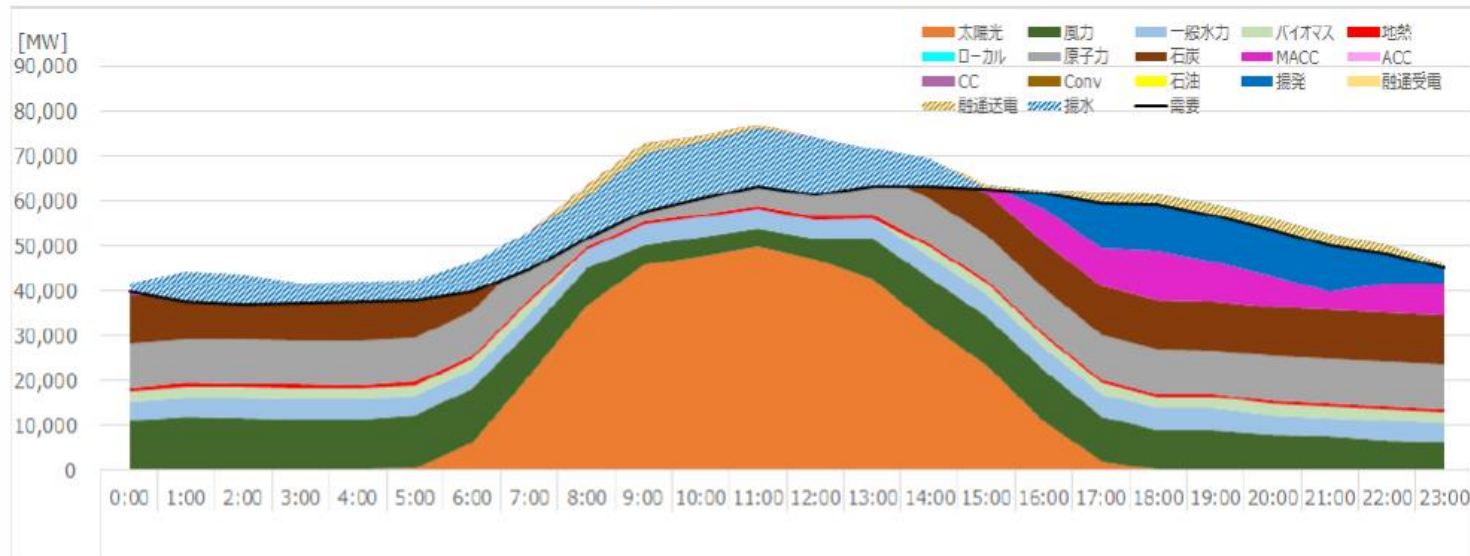
- 推計した調整力必要量に対して、現在の調整力提供主体である火力等の電源にて、必要な調整力を確保できるか、確認することとしていた。

(2) 調整力の確保可能量の検討について

13

- 将来（2040年～2050年）において、再エネが主力電源となり、現状、調整力を提供している主力である火力等の運転台数が減少した場合に、必要な調整力を確保できるか、確認することが必要と考えられる。
- 具体的には、将来の電源バランスにおいて、現状の調整力提供主体である火力等の電源で、将来の調整力必要量をどの程度確保できるかを確認することとしてはどうか。

＜将来（2040年～2050年）の東エリアのエリアバランスイメージ図＞



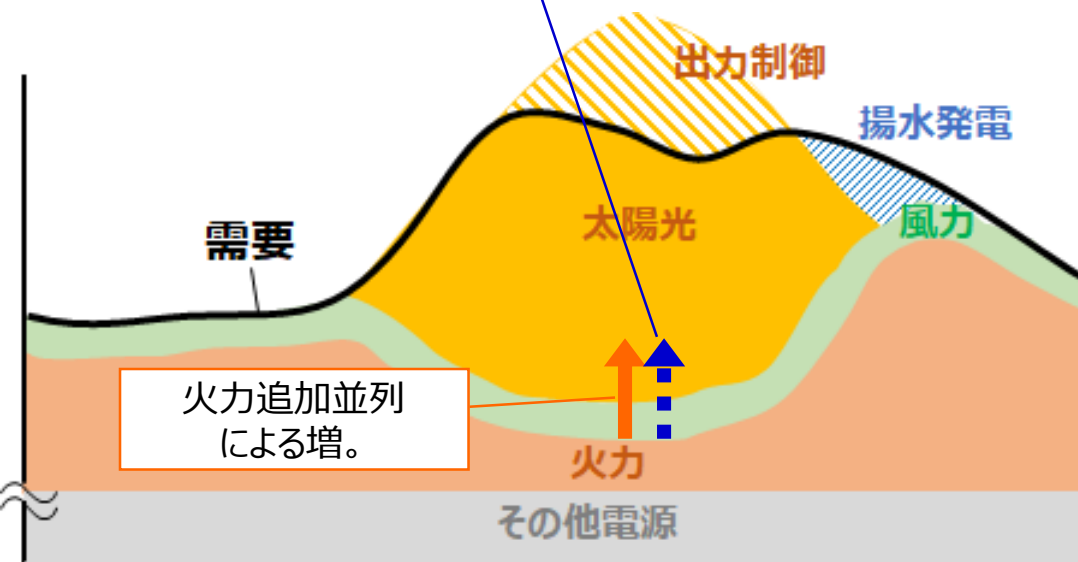
【補足】

- ・ 2019年8月29日の出力実績をもとにシナリオの設備導入量の比率に応じて、再エネ等の出力を増加させたエリアバランス。（マスタープランの中間整理で示された、系統増強後のシミュレーション結果（再エネ5～6割シナリオ）をもとにグラフ化したもの）

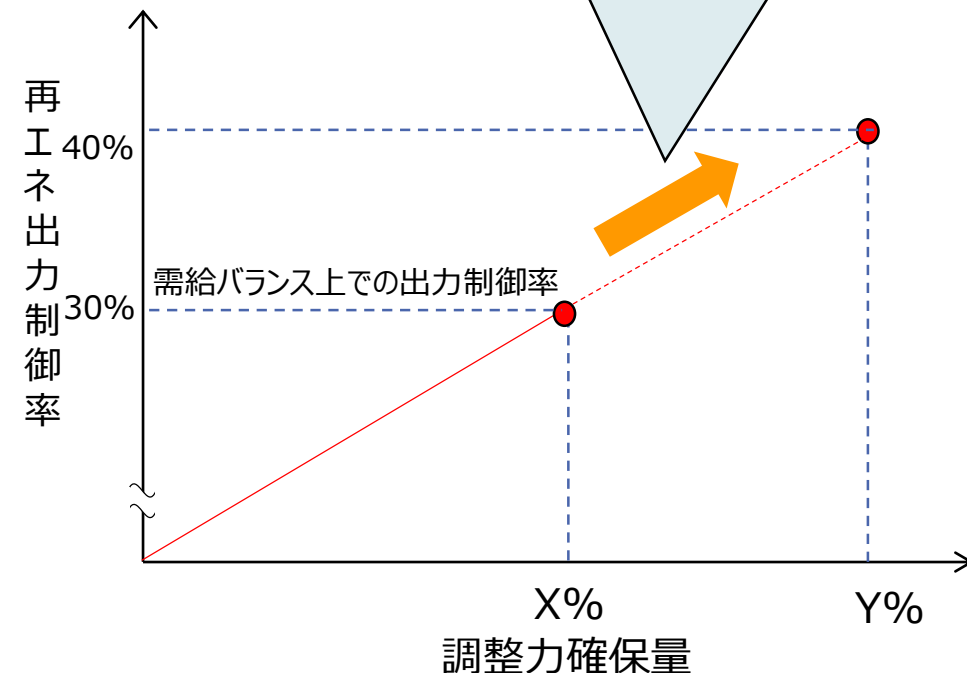
【(2)－1：既存調整力リソースの限界値の試算について】

- 調整力確保を優先し火力を追加並列すると、追加する火力の最低出力運転分、再エネの出力を下げる必要がある。
- 前述した調整力必要量に対して、再エネ出力制御が増加しない範囲で火力の並列台数を最大限確保したうえで、確保できる調整力量を試算した。

調整力確保のため最低出力運転が必要な火力を追加並列すると、その分再エネの出力制御が増加する

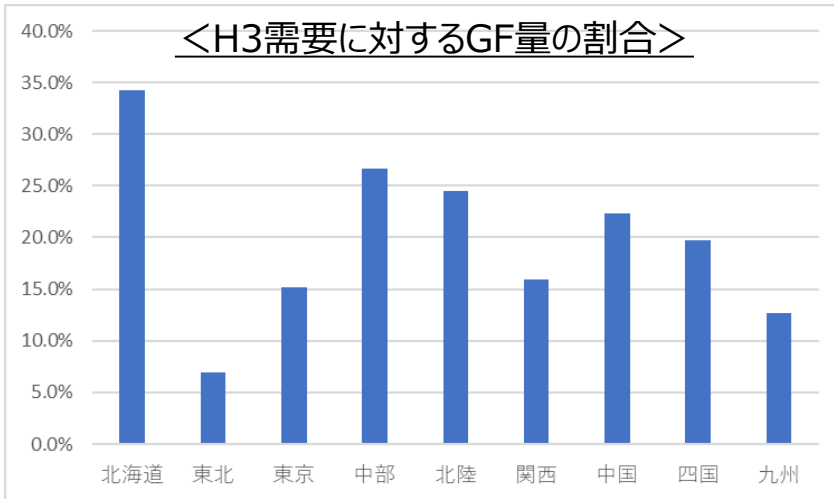


調整力確保のために、火力を追加並列すると、最低出力運転が必要になる分、再エネ出力制御が増え、調整力確保による出力制御が発生する

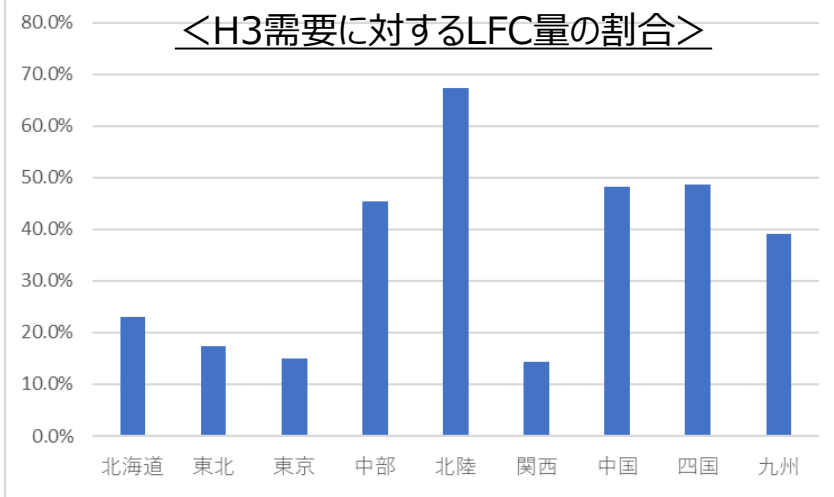
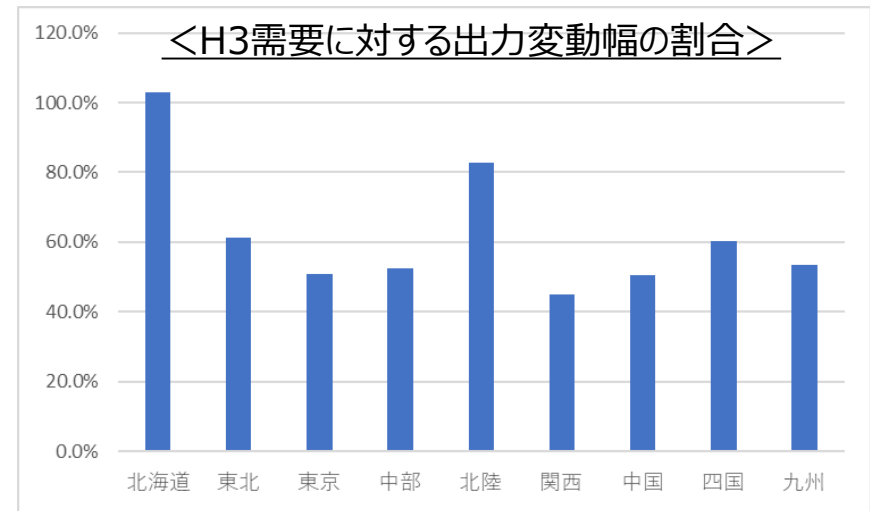


(参考) 2021年度における各エリア別のGF・LFC容量および出力変動幅について

- 各エリア別の電源Ⅰおよび電源Ⅱにおけるガバナフリー・LFCの設備量、出力変動幅は以下の通りであり、設備量としては十分に確保できていると言えるか。
- 一方、設備量としては十分に確保しているものの、発電機が解列している状態では活用できないため、実運用における確保量については、並列状態も考慮したうえで確認する必要がある。



2021年度 調整力の確保に関する計画 の提出データより集計



【(2)－1：既存調整力リソースでの調整力確保状況の確認について（結果）】

- 再エネ5～6割シナリオにおいて、再エネ主力化（再エネ5・6割）を維持しつつ、既存リソースにて調整力を確保する場合、北海道エリアでは平均197万kW、東北エリアでは559万kW、東京エリアでは2771万kW程度確保できるという結果となった。
- エリア単体で見ると、北海道および東北エリアにおいては火力等の既存調整力リソースのみでは必要調整力が確保できない時間帯が多く発生する結果となった。
- 一方、調整力の広域運用が可能という前提を置き、連系線の制約も無いと仮定した場合、東エリア全体で見れば調整力必要量は確保可能という結果となった。

※1 ※2	北海道	東北	東京
平均確保可能量 (H3需要比)	197万kW (38.8%)	559万kW (39.0%)	2771万kW (50.5%)
調整力不足時間数 (年間)	3303時間	850時間	なし
H3需要	508万kW	1435万kW	5483万kW
太陽光設備量	936万kW	3864万kW	7388万kW
風力設備量	2057万kW	2327万kW	993万kW

制約を考慮
しない合成値

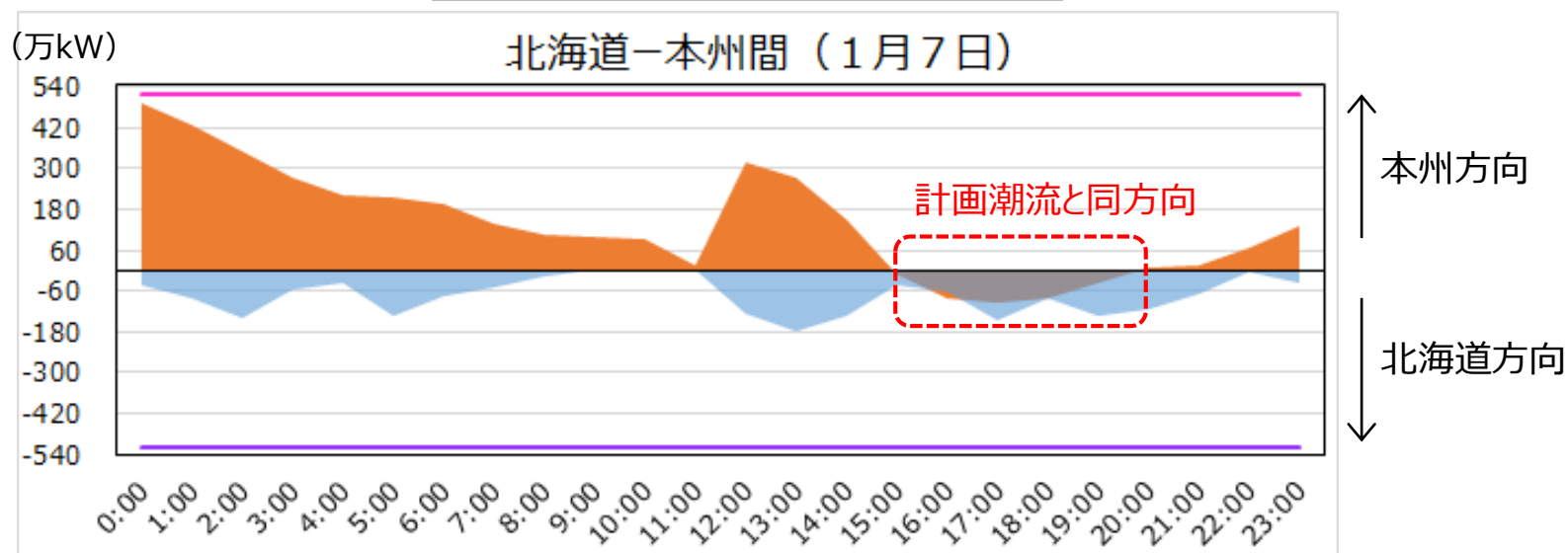


東エリア
3527万kW (48.2%)
なし

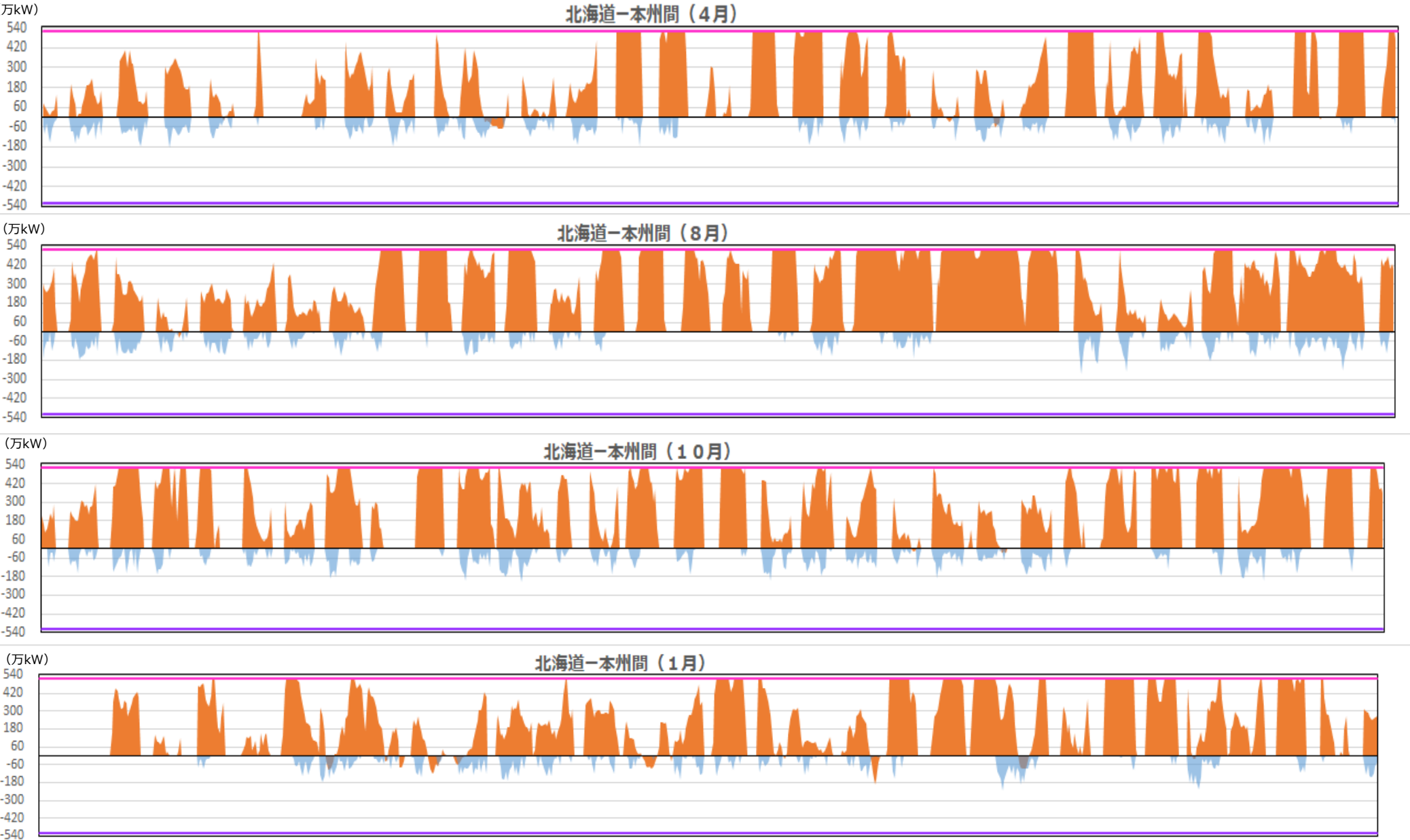
- ※1 調整力必要量（電源Ⅰ相当）の総量が確保できるかの確認であり、時間内変動・予測誤差それぞれに対する確保可能量の確認については考慮されていないことに留意
また、ゲートクローズ（実需給1時間前）までの予測誤差への対応等についても考慮されていないことに留意
- ※2 再エネ5～6割シナリオでの試算結果であり、需要見通しの変化や再エネ出力制御の状況変化によっては、既存リソースのみでは確保できない可能性があることに留意

- 再エネ5～6割シナリオでの調整力確保状況の試算における、連系線の潮流状況について確認を行った。
- 北海道本州間、東北東京間の連系線の潮流状況を確認した結果、北海道から本州方向および東北から東京方向の潮流が基調となっていることが確認できる。
- 北海道および東北エリアが、エリア内で不足する調整力を東京エリアに期待する場合、基調となっている潮流方向とは逆方向となり、連系線の空容量は十分にあることから、不足分の調達が可能と考えられる。
- 一方、北海道本州間においては、短時間ではあるが計画潮流と同方向に調整力を調達する時間帯が確認されたものの、計画潮流および調整力不足量の数値も小さく、空容量の範囲内で不足分を調達することは可能と考えられる。

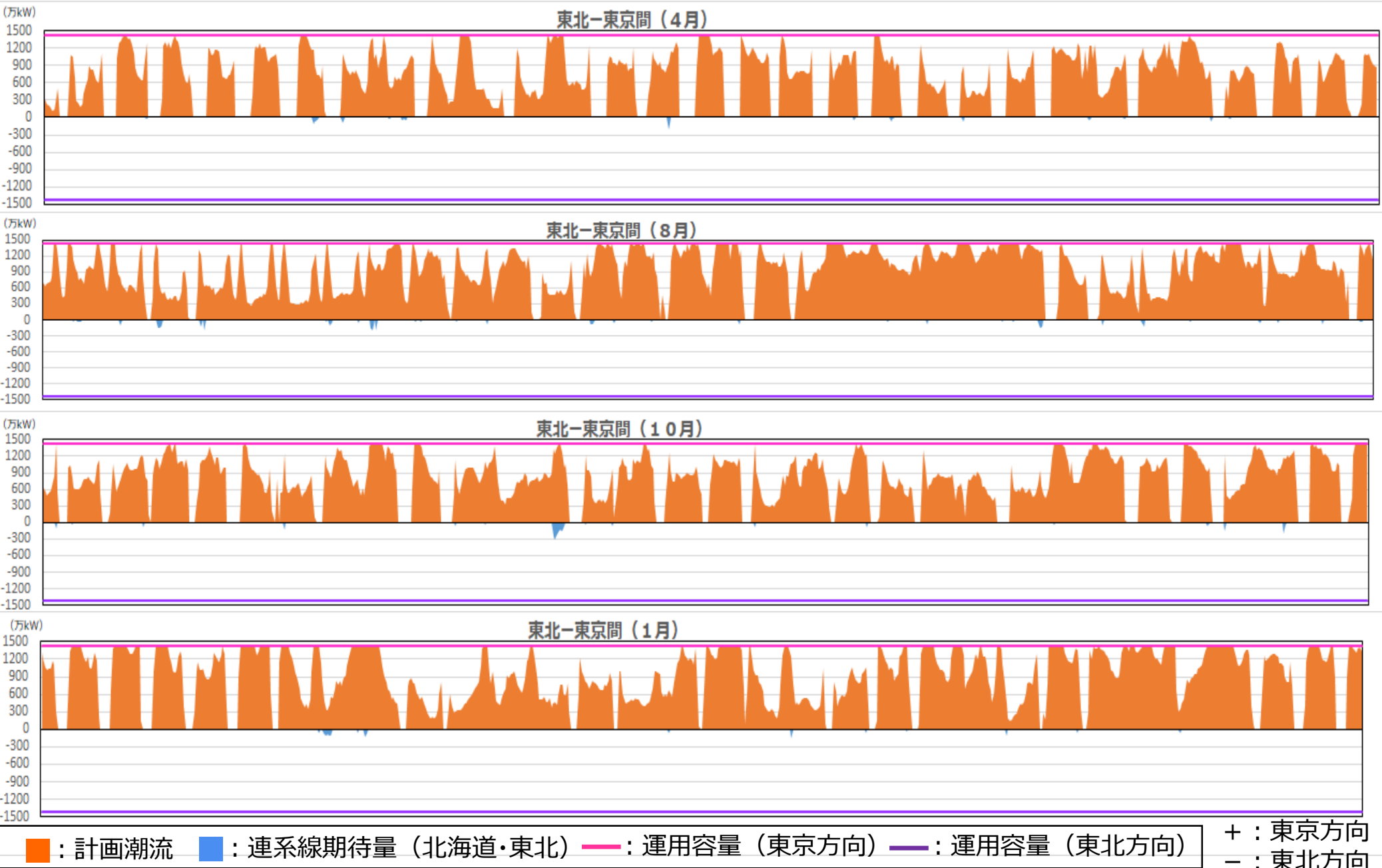
【連系線潮流状況（代表日抜粋）】



■ : 計画潮流 ■ : 連系線期待量（北海道） — : 運用容量（本州方向） — : 運用容量（北海道方向）

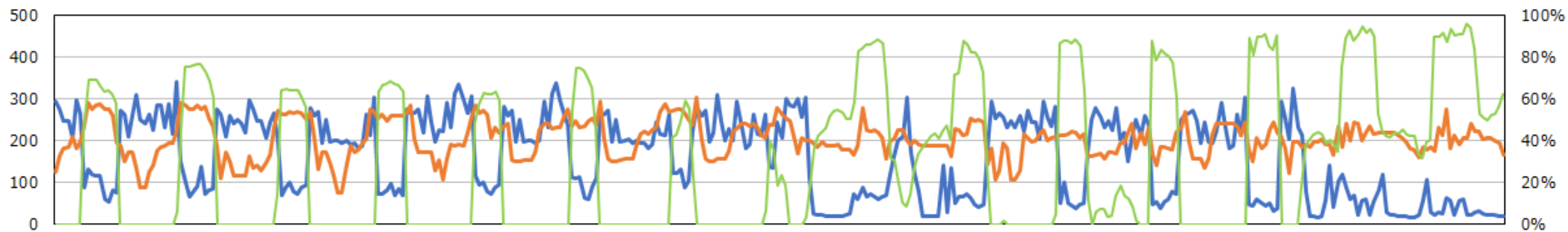


: 計画潮流
 : 連系線期待量 (北海道)
 : 運用容量 (本州方向)
 : 運用容量 (北海道方向)
 + : 本州方向
- : 北海道方向



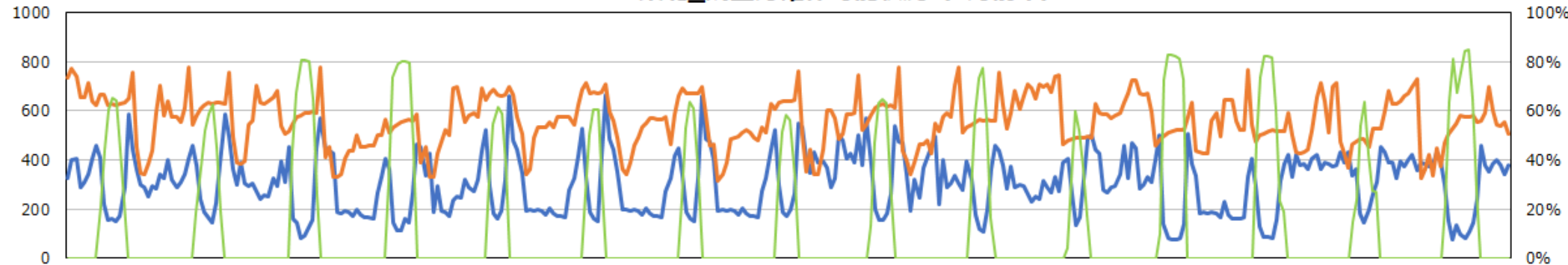
(万kW)

北海道_調整力確保可能状況 (8月前半)



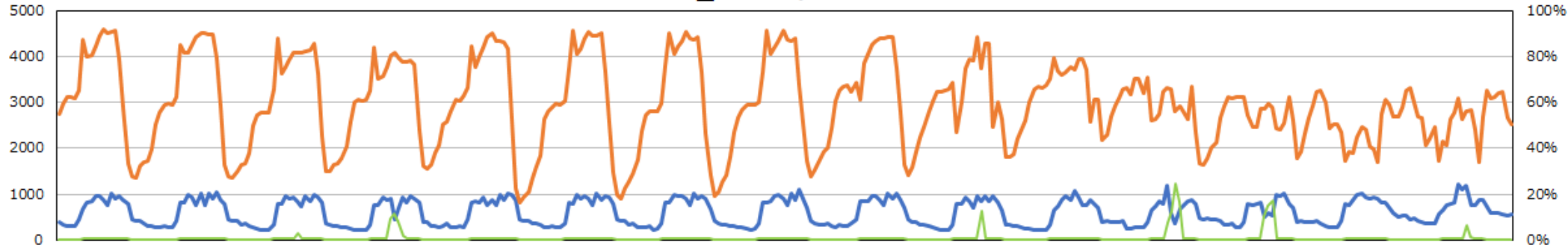
(万kW)

東北_調整力確保可能状況 (8月前半)



(万kW)

東京_調整力確保可能状況 (8月前半)



■ : 調整力必要量

■ : 調整力確保可能量

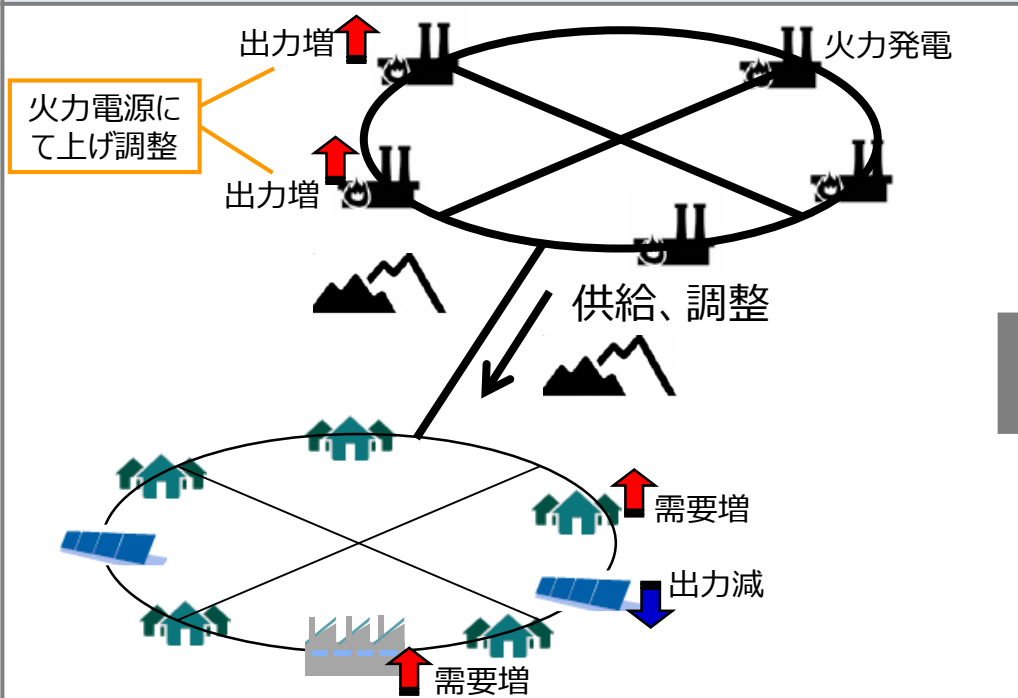
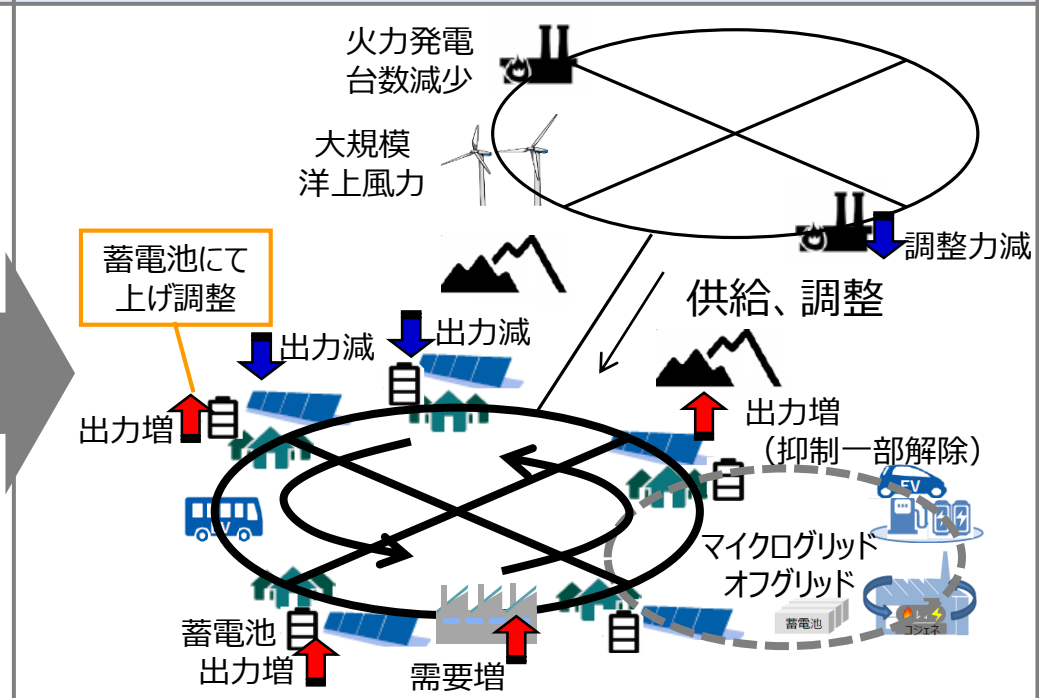
■ : 再エネ制御率

- (1) 調整力必要量の推計について
- (2) 調整力の確保可能量の検討について
- (3) 新たな調整力リソースの検討について
- (4) HVDC設備の活用検討について
- (5) 調整力の調達方法（広域調達、マージンの扱い等の整理）について

- 再エネ 5 ～ 6 割シナリオでは、調整力の広域運用を前提とすれば既存の調整力リソースのみで必要量を確保できるという試算結果となったが、需要見通しの変化や再エネ出力制御の状況変化によっては、既存リソースのみでは確保できない可能性もあることから、新たな調整力リソースの可能性について以下のとおり纏めた。
- 調整力必要量が増えていくという将来想定においては、新たなリソースの活用の可能性を継続して確認していくことが必要か。

リソース	活用方法
DSR・DER	自家発の並列や電池の活用、需要リソースのコントロールにより、上げ調整力として活用
系統用蓄電池	蓄電システムとしては、リチウムイオン、ナトリウム硫黄（NAS）レドックスフロー型、フライホイール等があり、上げ調整力が必要な際に放電し、再エネの余剰電力が多く、下げ調整力が必要な際に充電することで下げ調整力として活用
バイオマス発電機 (地熱含む)	火力発電設備と同等の調整機能を有しているバイオマス発電であれば、火力発電と同様に活用可能。
アンモニア・水素火力 (混焼含む)	設備的には既存火力発電とほぼ同様。燃料が脱炭素となっており、調整力の機能としては既存火力と同様。
太陽光、風力発電	出なりでの出力上昇ではなく、出力上昇を制御することで上げ調整力としても活用可能か。

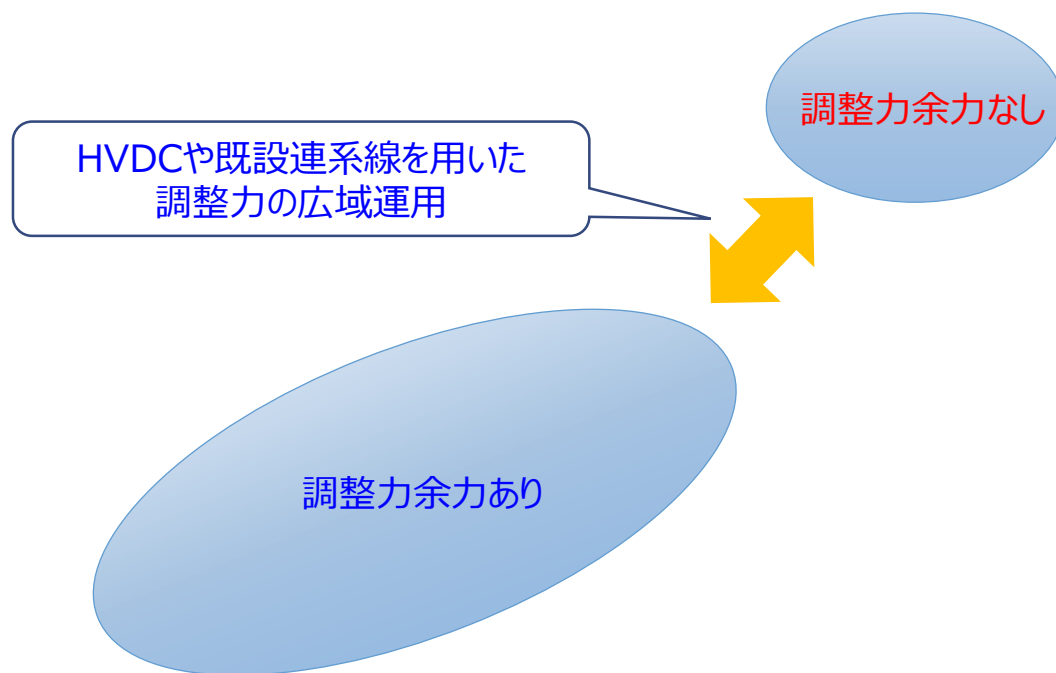
■ 新たな調整力リソースの候補としては、蓄電池やDR等が考えられ、再エネ主力化となった場合、火力電源以外の新たなリソースが調整力の主体となり、火力電源についてはバックアップ的な要素が強くなると考えられるか。

現状	将来（再エネ主力化）
	
➤ 集中型電力システム 大規模電源を集中的に発電し、大都市の大消費地に向けて一方向的に供給するネットワーク	➤ 分散型電力システム＋大規模再エネ発電 分散電源の普及により、需要地内でも電源を確保し、需要と電源の一体的なネットワークと大規模再エネ発電を消費地に向けて一方向的に供給するネットワーク
➤ 火力電源が主力となっており、調整力リソースとしても主力となっている。	➤ 再エネ主力化のため、調整力リソースとしても火力電源はバックアップ的な要素が強くなり、蓄電池等の新たなリソースが主力。

- (1) 調整力必要量の推計について
- (2) 調整力の確保可能量の検討について
- (3) 新たな調整力リソースの検討について
- (4) HVDC設備の活用検討について
- (5) 調整力の調達方法（広域調達、マージンの扱い等の整理）について

- 前述の試算においては、北海道エリアでは多くの時間帯でエリア内で確保できる調整力が不足しているものの、調整力の広域運用を前提として考えると、東エリア全体としては調整力が確保できることが確認できた。
- 適地において再エネが大量導入されることにより調整力必要量が多くなり、当該エリアでは調整力不足が想定されることから、調整力の広域運用が必要になると言えるか。
- 調整力の広域運用を前提とし、将来の増強案として示されているHVDC設備も活用した広域運用方法の検討およびその運用に必要となるHVDC設備の機能について検討を行った。

<東エリアにおける調整力の広域運用イメージ>



(4) HVDC設備の活用検討について
 【(4)－1：HVDC設備の広域運用案について】

- 広域的な制御・運用方法として以下の案が想定される。これらの案についての実現性や得失評価等など、今後の制度等の状況変化も踏まえ、継続的に検討を進めていく。

	広域LFC	短周期広域周波数調整	kWh ± ΔkW制御	自端周波数制御
活用方法（案）	- 各エリアの調整力動作可能量からLFC指令値を演算 - 演算結果をHVDC活用分（ΔP：エリア外調整力分）とエリア内の調整力分に切り分け、配分する	- HVDC送電対象とする再エネの出力値からHVDC送電量を演算 - 現在の短周期広域周波数調整の仕組みを活用し、HVDC送電量(再エネP0)を設定	- 再エネ出力予測等に基づく市場取引結果により決定した連系線計画潮流P0（30分単位）を基準とし、再エネ出力変動に合わせてHVDC潮流を増減 - HVDC潮流の増減を調整力（ΔP）に余力があるエリアの調整力にて調整	- 両端の周波数偏差を解消するよう制御（疑似交流） - HVDC潮流は両端エリアの需給バランスに応じて運用容量の範囲で自由に変動（交流送電線と同様の挙動であり、北海道周波数は基本的に本州周波数と同一となる）
イメージ図				

①LFC機能の仕様見直しの方向性

4

- 調整力コストの更なる低減を目指し、現状各社で異なるLFC制御方式・指令間隔等を統一することで、二次調整力①領域でも広域的なメリットオーダー持ち替えを行う広域LFC制御ロジックを検討。
※現状は各社毎に仕様が異なる中、周波数品質のみ考慮したLFC制御としている
- 周波数品質面の影響、LFC動作量の傾向およびkWhコスト低減効果についてシミュレーション分析を実施した結果、**LFC機能の仕様統一により引き続き平常時における周波数品質は確保でき、LFC動作量低減効果およびkWhコスト低減効果が期待できることが確認**できた。

【中西エリアのkWhコスト増減（現状運用との比較）】



※ 将来、再エネが主力電源化し火力等の運転台数の減少が想定されることや発電機制御遅れ増加などの状況変化によって周波数品質の低下が予見される可能性があり、その場合は発電機等スペックに対するリクワイアメントの見直しを検討していく。

※ある一定条件でのシミュレーション結果であり、条件の設定次第で異なる結果が出る可能性あり。

目的外利用禁止 送配電網運用委員会

©Transmission & Distribution Grid Council

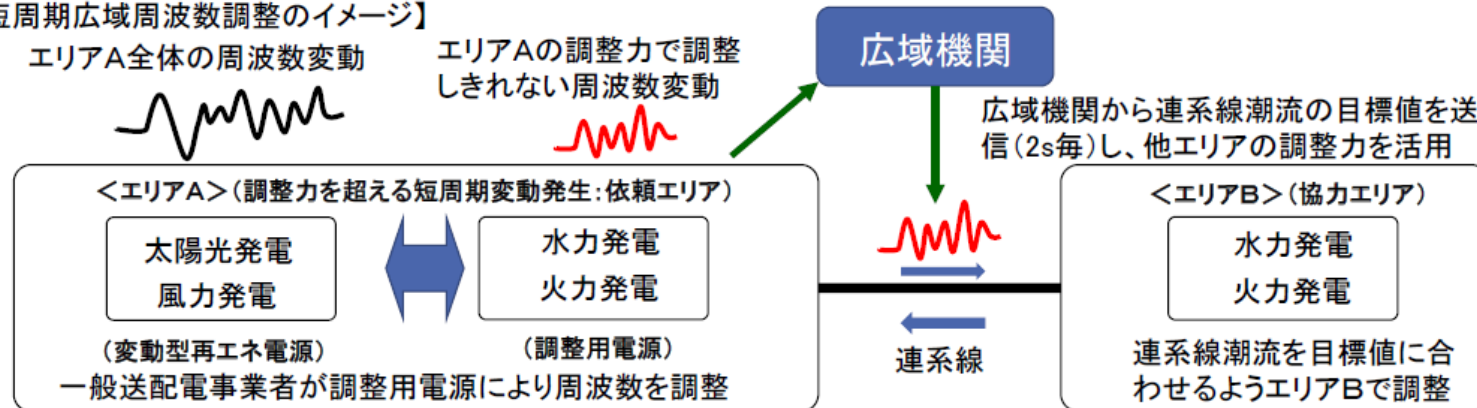
(参考) 短周期広域周波数調整機能の仕組みと短周期変動対策としての活用について

21

- 短周期広域周波数調整とは、あるエリアで短周期周波数調整に必要な調整力（以下「短周期調整力」という。）が不足する又はその恐れがある場合に空容量の範囲内で連系線を介して他エリアの調整力を活用し、周波数調整を行う仕組み。
⇒当該機能を活用することで、常時、短周期調整力をエリア外から調達することが可能となる※。
- 当該機能については、平常時AFC変動幅と同等の±6万kWの調整幅の運用は可能となる。ただし、これ以上の調整幅の拡大については、近接系統の電圧変動への影響を含め検討が必要となる。

※前述の通り、調整力のエリア外調達のためのマージンを他の必要性で設定しているマージンに加算して設定する必要がある。

【短周期広域周波数調整のイメージ】



(参考)【業務規程】(2017/9/6認可分)

第2条第2項第十四号

「短周期広域周波数調整」とは、短周期周波数調整に必要な調整力（以下「短周期調整力」という。）が不足し、又は、不足するおそれがある場合に、連系線を介して他の供給区域の一般送配電事業者たる会員の調整力を活用して行う周波数調整をいう。

【(4)－2：調整力の広域運用として活用する上での必要機能について】

- 調整力の広域運用を前提に考えると、どのような広域制御・広域運用を選択したとしても、以下のような機能が必要となるか。

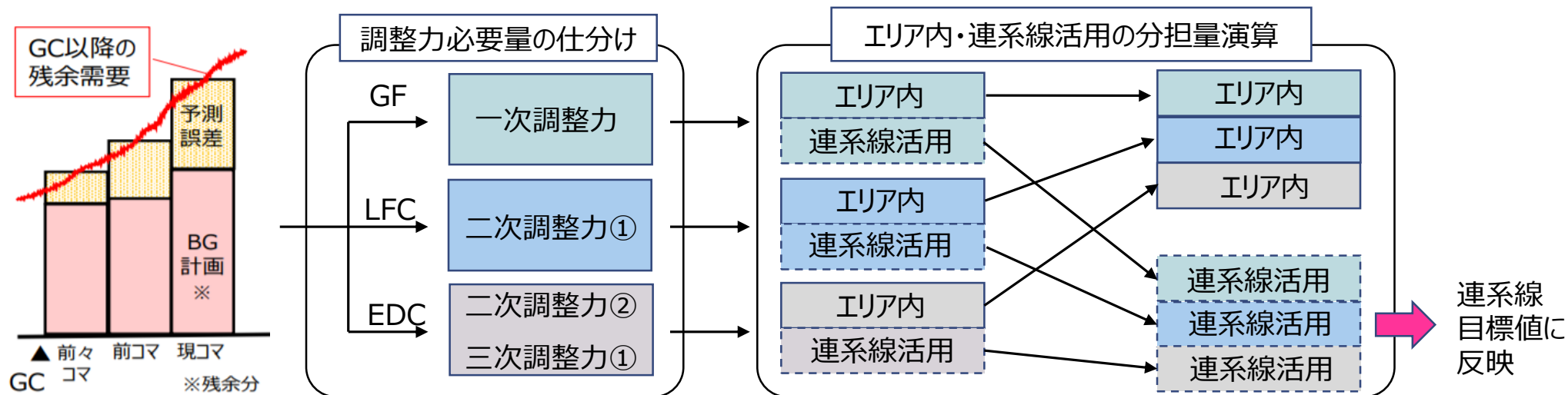
【ハード面】

- 既設設備においてもガバナフリー領域の早い速度で動作しており、変換設備としては既に必要な機能は整っていると考えられるか。
- 一方、潮流変化による地内系統の変動にも対応する必要があり、潮流変動・電圧変動等に対応できるだけの地内系統の対策が必要となる。

【ソフト面】

- 調整力必要量を成分（一次～三次①）ごとに算出のうえ、エリア内調整力と連系線を活用したエリア外調整力の分担等をリアルタイムで演算し、演算結果に応じて連系線の目標潮流を設定する機能の構築が必要となる。

【リアルタイム演算のイメージ図】



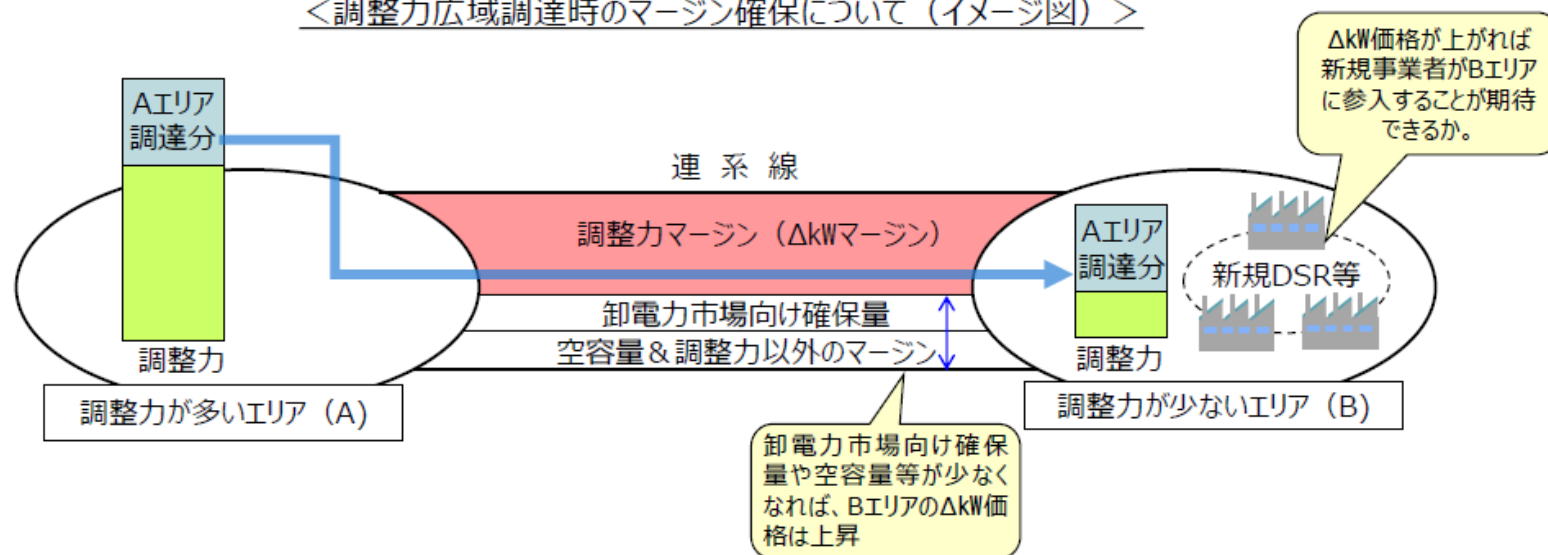
- (1) 調整力必要量の推計について
- (2) 調整力の確保可能量の検討について
- (3) 新たな調整力リソースの検討について
- (4) HVDC設備の活用検討について
- (5) 調整力の調達方法（広域調達、マージンの扱い等の整理）について

(5) 調整力の調達方法 (広域調達、マーシンの扱い等の整理) について

16

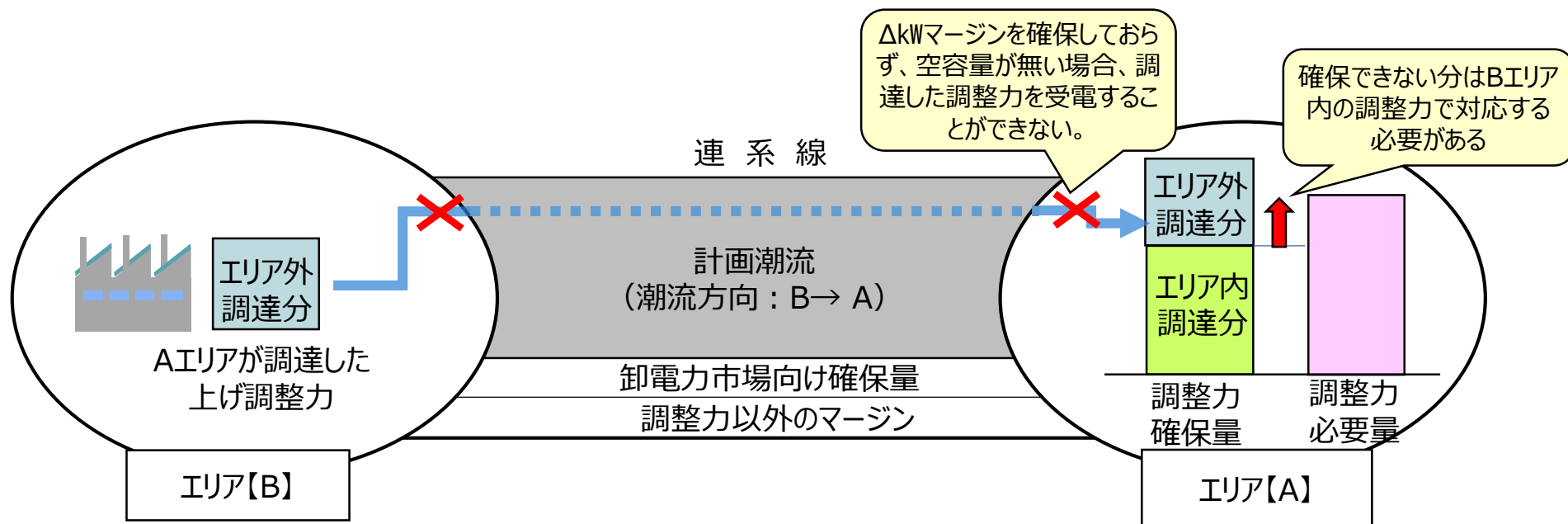
- 現状、需給調整市場を介して、調整力を広域調達した場合、連系線のマーシ (ΔkW マーシ) を確保している。
- 調整力が少ないエリアは、市場を介して他エリアから調整力を広域調達するが、広域調達した分だけ連系線のマーシを確保する必要があり、広域調達量が増える分、連系線の空容量は少なくなる。
- ΔkW マーシの確保量が増えると、卸電力市場向け確保量等にも影響を与えるため、広域的な調整力確保の検討に併せて、将来における調整力広域調達時のマーシの扱いや必要性について整理することとしてはどうか。

<調整力広域調達時のマーシ確保について (イメージ図)>



【(5)－1： ΔkW マージンの必要性について】

- エリア外から調達した調整力を確実に活用するには、 ΔkW マージンの確保は必要となり、この前提は調整力の広域調達・運用から考えると必須条件と言える。
- ΔkW マージンを確保せず、連系線の空容量が計画潮流で埋まった場合、エリア外から調達した調整力を発動できず、エリア内の調整力のみでの対応が必要となる。
- 調整力の広域調達・運用には ΔkW マージンが必要となるが、 ΔkW マージンの確保量が増えると、供給力・卸電力市場としての連系線活用に影響を与えるため、その影響についても考慮が必要となる。



- マージンについては、調整力の供給区域外からの調達のために、連系線の運用容量の一部として本機関が管理する容量とされており、需給調整市場における調整力のために確保する連系線容量はマージンに該当すると、第43回本委員会（2019年9月30日）にて整理された。

業務規程上の取扱

4

- 業務規程（抜粋）は以下のとおり。連系線容量の確保目的は需給調整市場における広域調達・広域運用のためであることから、「マージン」の項目における「調整力の供給区域外からの調達のため」に該当する。
- 需給調整市場における調整力のために確保する連系線容量は「マージン」として取り扱うこととしたい。

業務規程（抜粋）

第一章 総則（用語） （略）

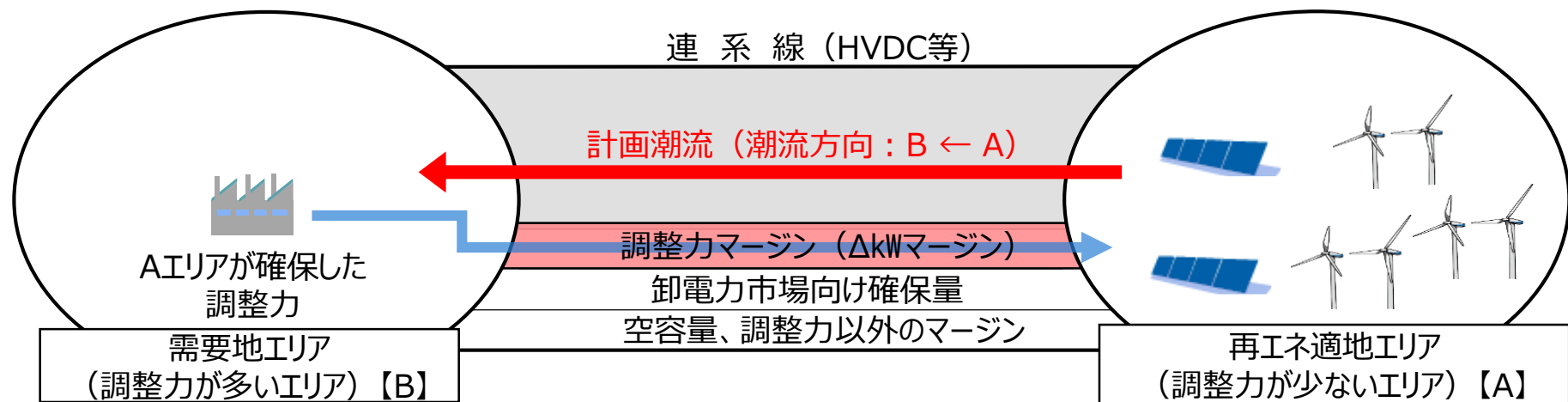
十八「マージン」とは、電力系統の異常時若しくは需給ひっ迫時その他の緊急的な状況において他の供給区域から連系線を介して電気を受給するため若しくは電力系統を安定に保つため、又は調整力の供給区域外からの調達のために、連系線の運用容量の一部として本機関が管理する容量をいう。

（以下略）

連系線容量の確保目的は、需給調整市場における広域調達・広域運用のためであることから、需給調整市場における調整力のために確保する連系線容量はマージンに該当する。

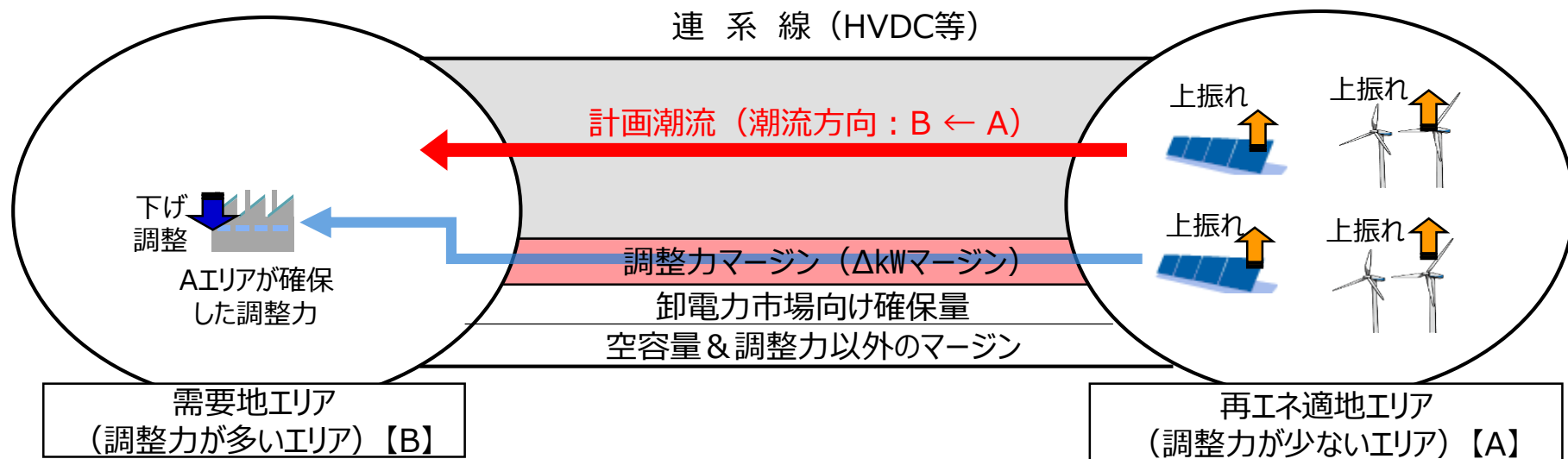
【(5)－2：計画潮流と逆方向の ΔkW マージンについて】

- エリア外から調達した調整力を確実に活用するには、 ΔkW マージンの確保は必要。
- 再エネ5～6割シナリオでの試算においては、再エネ適地に再エネが大量導入され、再エネ適地から需要地に送電する潮流が基調となっている。
- 上記の前提の場合、再エネ適地エリアが確保する ΔkW マージンは計画潮流に対して逆方向となることから、調整力の広域運用に必要な ΔkW マージンを確保しても、供給力・卸電力市場としての連系線活用には影響しないと言える。



【(5)－3：計画潮流と同方向の ΔkW マージンについて】

- 再エネ適地エリアが需要地エリアから下げ調整力を確保すると想定した場合、計画潮流と同方向の ΔkW マージンが必要となる。
- 一方で、将来的にはリアルタイムでの再エネ出力制御により、常時、一定出力上限での制御が可能となると仮定すれば、再エネの上振れに対応するための下げ調整力は不要となり、 ΔkW マージンも不要と考えられる。
- 計画潮流と同方向の ΔkW マージン（下げ調整力）を確保する場合、空き容量が減少し、結果して再エネ出力制御の増加も想定されることから、将来的には上述のような運用を目指すこととなるか。



- 今回は将来の調整力必要量の推計方法の考え方について整理し、参考としてマスタープラン中間整理の再エネ 5 ～ 6 割シナリオのケースで試算を行った。
- 今回整理した考え方をういて、改めてマスタープランシナリオにおける調整力必要量等を算定し、マスタープラン検討委員会と連携していく。
- 今回の試算については、再エネの時間内変動や予測精度の見通しについて一定の仮定を置いている。
また、HVDC設備を用いた調整力の広域運用が可能であり、かつ地内系統の電圧変動等の制約も無い、理想的な広域運用を前提とするなど、様々な前提を仮定したうえでの試算であることに留意が必要。
- また、将来的には調整力の広域運用を前提に置き、HVDC設備の構築にあたっては関連制度の検討状況等も踏まえ、その機能や運用方法について引き続き検討していくこととしたい。