

将来断面の調整力必要量等の試算について（報告）

2023年1月24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

- 第76回本委員会（2022年8月23日）では、第72回本委員会で整理した推計方法に従い、マスタープラン検討のベースシナリオ※における系統整備が行われないケース（2050Without）の調整力必要量について推計し、合わせて、ベースシナリオ（2050Without）における再エネの予測誤差と時間内変動に対応するための調整力費用の試算結果についてご確認いただいた。
- 今回は、ベースシナリオにおける系統整備が行われるケース（2050With）の調整力必要量について推計し、合わせて、ベースシナリオ（2050With）における再エネの予測誤差と時間内変動に対応するための調整力費用を試算したので、結果についてご確認いただきたい。
- 合わせて、参考としてベースシナリオ（2050Without）において、需要リソースを考慮した際の Δ kW費用の試算も行ったので、合わせてご報告する。

※第21回 広域連系システム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にてシナリオ呼称の見直し（基本シナリオ⇒ベースシナリオ）があったため、基本シナリオからベースシナリオに呼称変更した。

- それぞれの項目について、次スライド以降で検討結果をご報告する。

【報告項目】

- (1) 需要リソースを考慮した Δ kW費用の試算について
- (2) ベースシナリオ（2050With）における調整力必要量の推計について
- (3) 調整力確保可能量の試算について
- (4) 再エネ増加に伴う調整力の費用試算について
 - (4)－1： Δ kW費用
 - (4)－2：調整力kWh費用

(1) 需要リソースを考慮した ΔkW 費用の試算について

(2) ベースシナリオ (2050With) における調整力必要量の推計について

(3) 調整力確保可能量の試算について

(4) 再エネ増加に伴う調整力の費用試算について

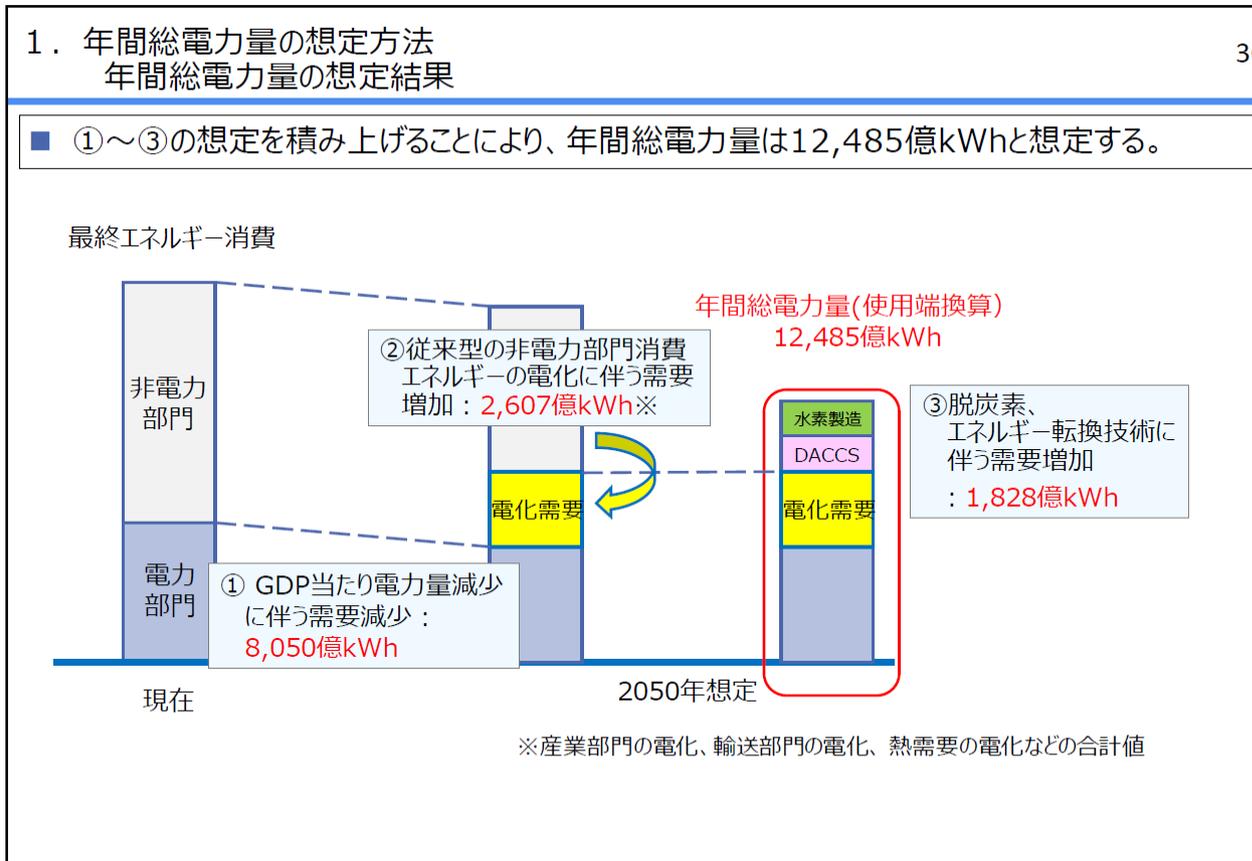
(4) - 1 : ΔkW 費用

(4) - 2 : 調整力kWh費用

需要リソースを考慮した ΔkW 費用の試算について

- 第76回本委員会（2022年8月23日）において、ベースシナリオ（2050Without）における再エネの予測誤差および時間内変動に対応する調整力費用の試算結果をご報告したが、その際、需要リソースによる調整力を含めた調整力費用の試算についてもご要望いただいた。
- 今回は、ベースシナリオ（2050Without）のケースを使用し、需要リソースによる調整力を考慮した際の ΔkW 費用の試算を行ったので、試算結果についてご報告する。

- ベースシナリオにおける需要想定については、非電力部門消費エネルギーの電化に伴う需要増加や脱炭素、エネルギー転換技術に伴う需要増加で、年間総電力量は12,485億kWhを想定している。
- 2050年においては充電時間のシフトなどで需要制御が可能なEV、水素製造等の制御可能な需要リソースが増加していくことが想定されることから、今後増えていく非電力部門消費エネルギーの電化に伴う需要や脱炭素、エネルギー転換技術に伴う需要については、制御可能であると仮定することができるのではないかと。



需要リソースにて確保する調整力の量について

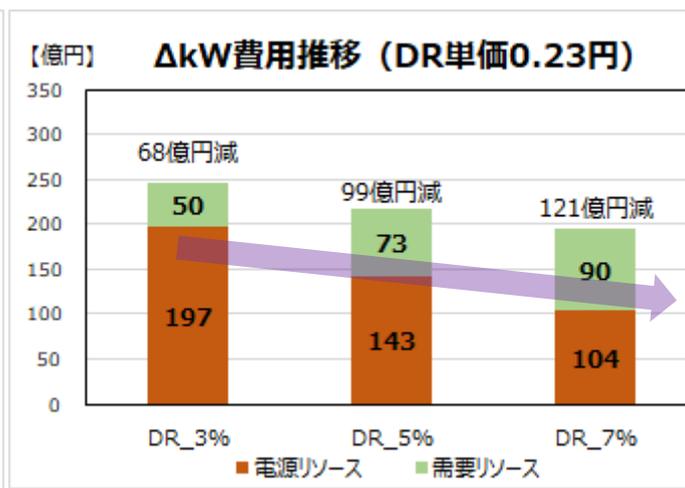
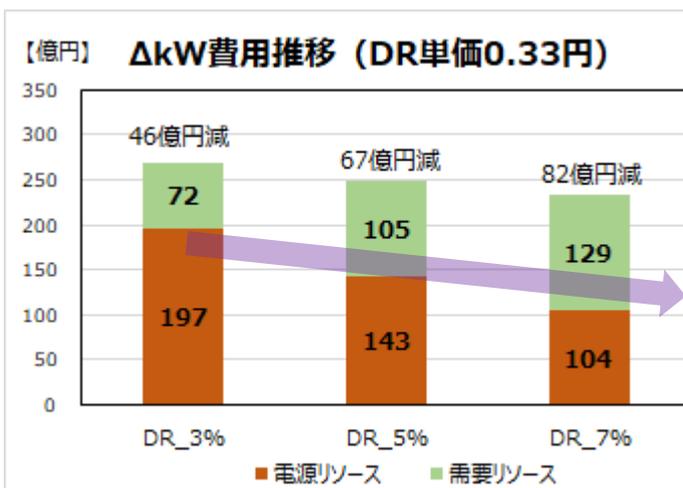
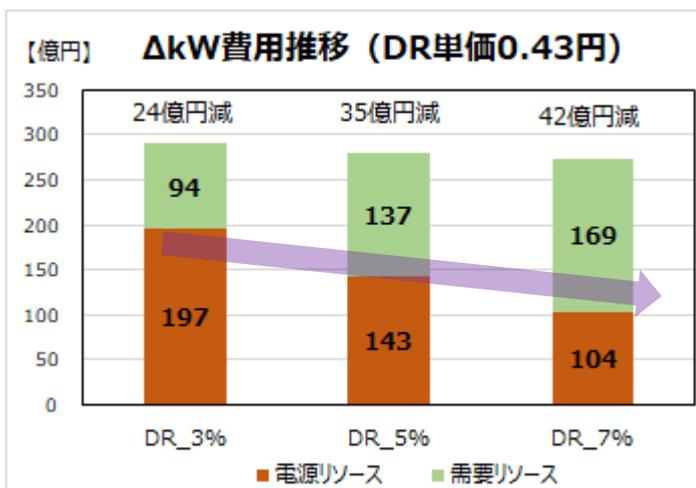
- 需要リソースとして供出量を設定する上で、まずベースシナリオの需要と現在の需要について、8760時間の各時間で需要を比較し、どの程度需要が増加しているかを確認した。
- 増加量の最小値については、北海道では119万kW（H3需要の15.0%）、東北では278万kW（H3需要の13.7%）、東京では1065万kW（H3需要の14.8%）であった。
- 上記の結果をもとに、現在需要からの増分の半分程度は少なくとも制御可能であり、いずれの時間帯でもH3需要の7%程度は需要リソースとして供出可能と仮定し、 Δ kW費用を試算した。
- また、H3需要の7%を基準に5%と3%についても試算を行い、どの程度 Δ kW費用が変化するかを試算した。
- 試算にあたっては、需要リソースで確保できない残りの必要量については、火力や揚水等の発電リソースで確保することとし、 Δ kW費用を試算したので、結果について次頁以降に記す。

【現在需要からの増分について（現在需要からの最小増分量の確認）】

	北海道	東北	東京
ベースシナリオ H3需要	793万kW	2029万kW	7211万kW
現在需要からの 最小増分	119万kW	278万kW	1065万kW
ベースシナリオ H3需要との割合	15.0%	13.7%	14.8%

調整力の $\Delta k W$ 費用について（需要リソースを考慮した試算結果）

- 需要リソースの $\Delta k W$ 単価は、電源リソースの $\Delta k W$ 単価よりも安価であるという仮定のもと試算を行う。
- 具体的には、前回の $\Delta k W$ 費用の試算結果から算出した $\Delta k W$ 単価（0.53円/kWh）を基準に、仮に0.43円、0.33円、0.23円で供出可能とした際の価格影響について試算を行った。
- 今回の試算結果は、電源リソースの $\Delta k W$ 単価から仮の価格差を設けての試算結果であり、需要リソースの導入量も仮定を置いた上での結果であるため、前提条件が見直されれば算定結果も異なることに留意が必要である。



- 前回、再エネの予測誤差と時間内変動に対応するための、 $\Delta k W$ 費用を試算した。(試算結果：315億円)
- 試算した315億円から再エネの予測誤差と時間内変動の調整力必要量 (589億kWh) を除算し、 $\Delta k W$ 単価を試算したところ、0.53円/kWhとなった。
- 今回の価格については、ベースシナリオにおける燃料価格から算出した結果であることに留意。

(3) 再エネ増加に伴う調整力の費用試算について
【(3)-1: ΔkW 費用 (試算結果)】

26

- 東3社の再エネ導入量増加に伴う調整力確保費用 (ΔkW 費用) について、ベースシナリオ (2050Without) における再エネの予測誤差・時間内変動対応分を含めた調整力必要量を確保した場合と、再エネの予測誤差・時間内変動対応分を控除した調整力必要量を確保した場合の発電費用の差分を試算した。
- なお、調整力の確保状況などは東3社でのシミュレーションとしているものの、発電費用は全国での需給シミュレーションとしていることから、中西エリアでの持ち替え費用も含めている。
- 上記を踏まえ、概算金額を試算した結果、**315億円 (年間)** となった。

【 ΔkW 確保費用 (年間) の概算値 [億円]】

※1※2	起動費	燃料費	合計
北海道	25	150	175
東北	21	441	462
東京	-13	-578	-591
中西エリア	5	264	269
全国	38	277	315

- ※1 ベースシナリオ (2050Without) 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、結果が変わることに留意
- ※2 発電費用 (起動費、燃料費) についてはベースシナリオ (2050Without) の規定値を使用

- ベースシナリオで使用している燃料費（CO2対策コスト含む）について、石炭とLNGの価格差は0.2～2円/kWh程度となっている。（今回の試算で使用している中央値では1.1円/kWh程度）

(参考) 需給シミュレーションの燃料費について

28

- 今回の検討で使用した燃料費について、以下のベースシナリオの値（燃料費+CO2対策コスト）を使用しており、今回は中央値を使用している。

3. 費用便益評価で扱う「燃料費+CO2対策コスト」について【論点2】 11

- 燃料費+CO2対策コストについては、2021年9月発電コスト検証ワーキンググループの検討結果を踏まえつつ、足下の燃料価格高騰などの影響も考慮して改めてご議論いただくこととしていた。
- 燃料費については、世界情勢等の変化により大きく変動することから、単一の燃料単価をそのまま使用すると、シナリオが実感と乖離する可能性がある。マスタープランにおける費用便益評価においては、感度分析ではなく、各シナリオ（基本・複数シナリオ）において幅を持たせることによって、将来の系統増強の可能性について、適切に評価を行うこととしたい。
- このため、燃料価格については、足下の燃料価格の実勢を踏まえ、WG検討結果で採用している2019年平均値から2倍程度の幅を想定することとしてはどうか。

発電コスト検証ワーキンググループ (2021年9月) [円/kWh]

	石炭 (CCS)	LNG MACC 1500℃級 (CCS)	LNG ACC 1350℃級 (CCS)	水素 (実用)	LNG CC 1100℃級 (CCS)	LNG CT 1000℃級 (CCS)	石油
燃料費+CO2対策コスト	7.7	7.9	8.0	9.0	9.3	10.9	16.6
燃料費	4.9	6.7	6.8	7.3	7.9	9.2	12.9
CO2対策コスト	0.7	0.3	0.3	1.7	0.3	0.4	3.7
	CO2捕逃 & 貯留費用	2.1	0.9	0.9	—	1.0	1.2

不確実性を考慮し2倍程度の幅で検討

燃料費+CO2対策コストの範囲 [円/kWh]

	石炭 (CCS)	LNG MACC 1500℃級 (CCS)	LNG ACC 1350℃級 (CCS)	水素 (実用)	LNG CC 1100℃級 (CCS)	LNG CT 1000℃級 (CCS)	石油
燃料費+CO2対策コスト	7.7~12.5	7.9~14.6	8.0~14.8	9.0~16.3	9.3~17.2	10.9~20.1	16.6~29.4
燃料費	4.9~9.7	6.7~13.4	6.8~13.6	7.3~14.6	7.9~15.9	9.2~18.5	12.9~25.8
CO2対策コスト	0.7	0.3	0.3	1.7	0.3	0.4	3.7
	CO2捕逃 & 貯留費用	2.1	0.9	0.9	—	1.0	1.2

出所)第18回広域連系システム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(2022年6月23日) 資料1 (赤枠追記)
https://www.occto.or.jp/iinkai/masutapuram/2022/files/masuta_18_01_01.pdf

- (1) 需要リソースを考慮した ΔkW 費用の試算について
- (2) ベースシナリオ（2050With）における調整力必要量の推計について**
- (3) 調整力確保可能量の試算について
- (4) 再エネ増加に伴う調整力の費用試算について
 - (4)－1： ΔkW 費用
 - (4)－2：調整力kWh費用

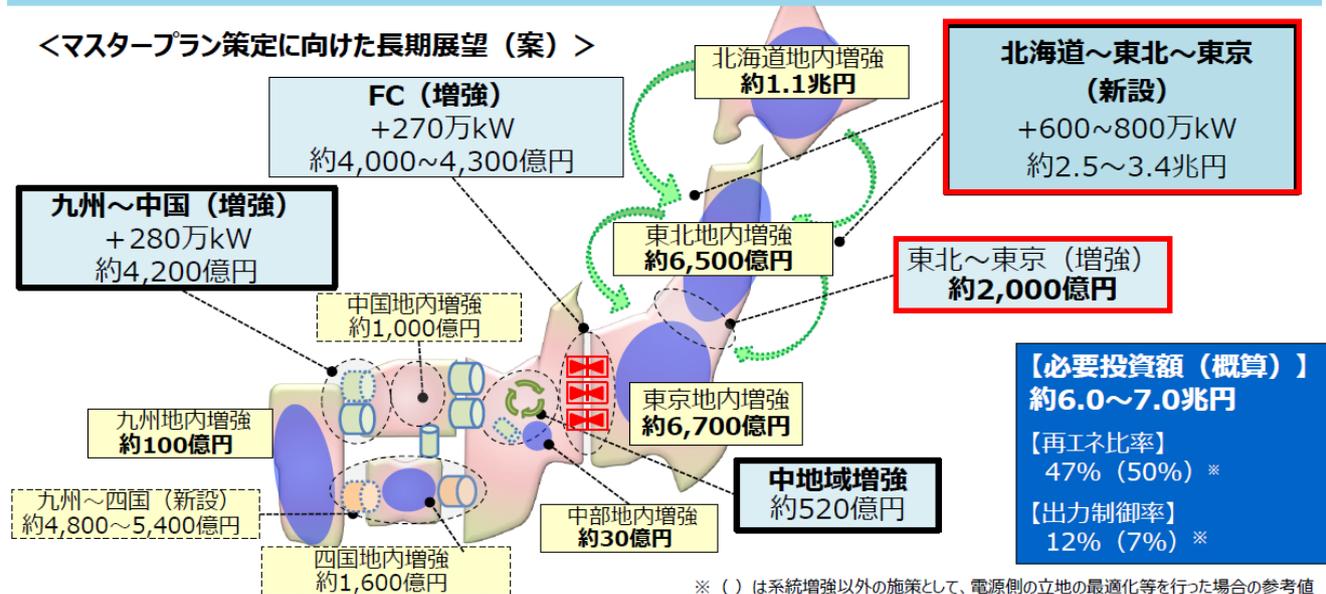
(2) ベースシナリオ (2050With) における調整力必要量の推計について
 ベースシナリオ (2050With) における系統整備の内容について【東地域】

- 今回はベースシナリオの系統整備が行われるケース (2050With) についての試算を行った。
- 2050Withにおける東地域の地域間連系線の系統整備の内容については、日本海ルートで北海道東北間および東北東京間は400万kW増強、太平洋ルートで北海道東北間で200万kW、東北東京間で400万kWが増強されている前提で計算している。

対応の方向性 1 - 1 : マスタープランの策定

- 再エネ大量導入とレジリエンス強化のため、我が国の電力ネットワークを次世代化していく必要がある。そのため、電力広域機関において、2050年カーボンニュートラルも見据えた、広域連系系統のマスタープランを検討中であり、2022年度中に策定予定。
- 一部系統については既に検討を開始しており、今後、マスタープランで示された将来的な複数の増強方策も踏まえ、個別の系統整備計画について検討を進める。

<マスタープラン策定に向けた長期展望 (案) >



□ : 地域間連系線系統整備 (東地域)

※ () は系統増強以外の施策として、電源側の立地の最適化等を行った場合の参考値

(出典) 第21回 広域連系系統のマスタープラン及び系統利用ルール在り方等に関する検討委員会 資料1 地域間連系線および地内増強の全体イメージ (ベースシナリオ) より事務局作成 4

- 時間内変動については、再エネ設備量と**N倍**の相関を仮定し、予測誤差については、再エネ設備量と**0.66×N倍**の相関を仮定し、推計することとした。
- 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した。

(1) 調整力必要量の推計について
【将来の時間内変動および予測誤差の推計方法について】

27

- 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かどうか。

【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**ことかどうか。（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**ことかどうか。
- 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。

- 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、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。

(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】

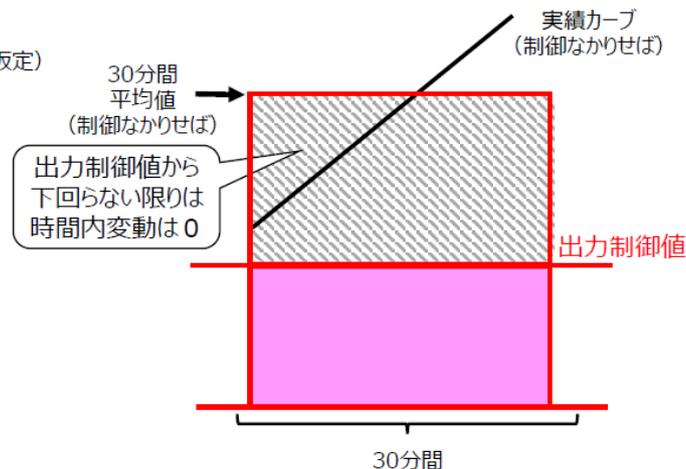
26

- 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】



- これまでの試算時と同様に、各時間帯、各出力帯、各出力制御率ごとに調整力必要量テーブルを作成し、各時間の調整力必要量を推計した。

※需要に対する調整力必要量は7%と仮定

(1) 調整力必要量の推計について

32

【再エネ5～6割シナリオを用いての調整力必要量の推計】

- 前述の考え方にに基づき、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。

※需要に対する調整力必要量は7%と仮定

【調整力必要量推計イメージ（調整力必要量テーブル<3σ値>）】

各時間毎に区分

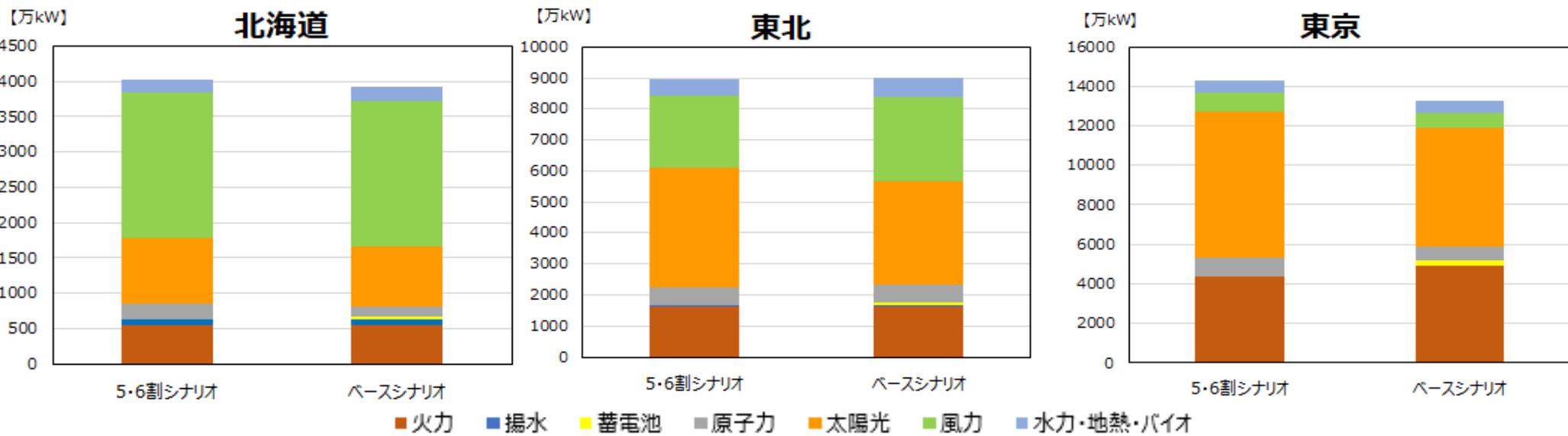
再エネ出力制御率毎にテーブルを作成

各出力帯毎に区分	10%抑制	0h-1h	1h-2h	2h-3h	...	22h-23h	23h-24h	4h
	0~10%		1196.683	1208.293	1371.148	...	1637.672	1446.701
10~20%		2289.096	2582.945	2495.036	...	2977.262	2661.547	...
20~30%		3491.503	4121.307	3401.287	...	2696.912	3470.745	...
30~40%		3588.092	1967.628	4405.266	...	2462.493	3196.095	...
40~50%		5669.615	5056.082	5064.132	...	4207.639	4960.587	...
50~60%		3378.696	3724.26	3955.129	...	2868.122	5136.652	...
60~70%		4812.768	4190.593	3576.407	...	3932.331	3060.946	...
70~80%		3297.795	3035.757	4721.337	...	3929.257	4424.775	...
80~90%		2976.167	4247.003	3415.898	...	1607.444	2183.028	...
90~100%		3653.587	3676.583	4021.372	...	3377.817	3771.067	...
	90~100%
	90~100%

(参考) ベースシナリオ (2050With) における東3社の発電設備の構成について 16

※ベースシナリオ (2050Without) と同値

設備構成 【万kW】	北海道		東北		東京	
	再エネ5・6割	ベースシナリオ	再エネ5・6割	ベースシナリオ	再エネ5・6割	ベースシナリオ
火力	560	550	1636	1610	4373	4935
水素・アンモニア	0	99	0	120	0	759
原子力	207	149	552	552	931	711
太陽光	936	831	3864	3378	7388	6023
風力	2057	2063	2327	2707	993	754
水力・地熱・バイオ	191	206	529	624	610	585
揚水	80	80	46	46	1165	1165
蓄電池	0	42	0	100	0	255



(参考) ベースシナリオ (2050With) における東3社の需要、再エネ出力制御率 および燃種別発電量について 17

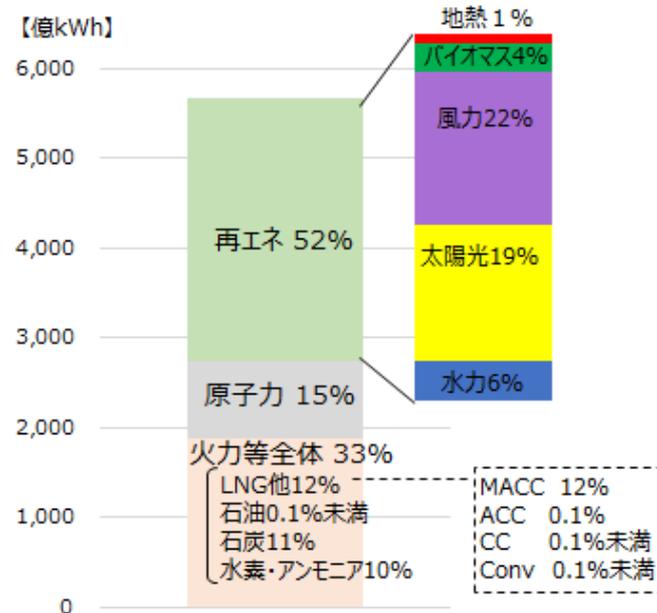
※エリア需要はベースシナリオ (2050Without) と同値

エリア需要 【万kW】	北海道		東北		東京	
	再エネ5・6割	ベースシナリオ	再エネ5・6割	ベースシナリオ	再エネ5・6割	ベースシナリオ
年間平均	344	554	915	1348	3210	4475
H3需要	508	793	1435	2029	5438	7211

再エネ出力制御率 (年間平均)	北海道	東北	東京
再エネ5・6割	56%	42%	20%
ベースシナリオ (2050Without)	52%	25%	1%
ベースシナリオ (2050With)	23%	12%	1%

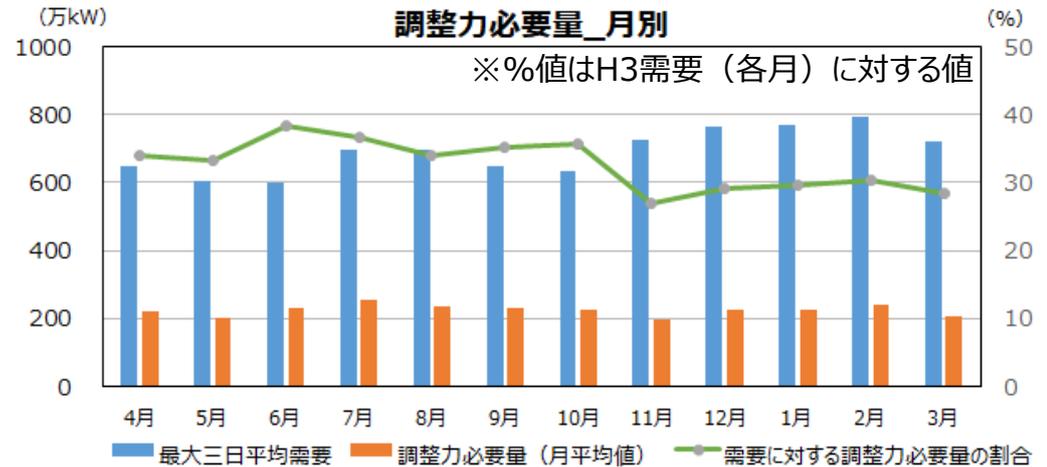
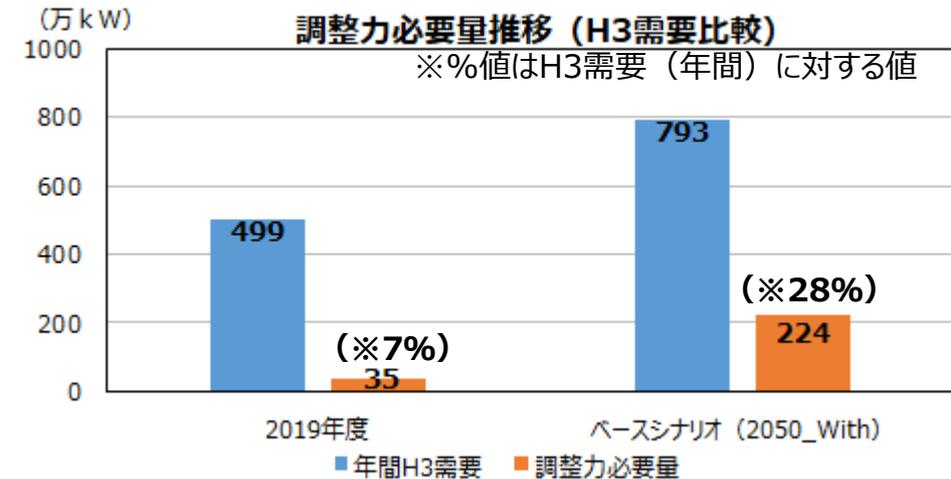
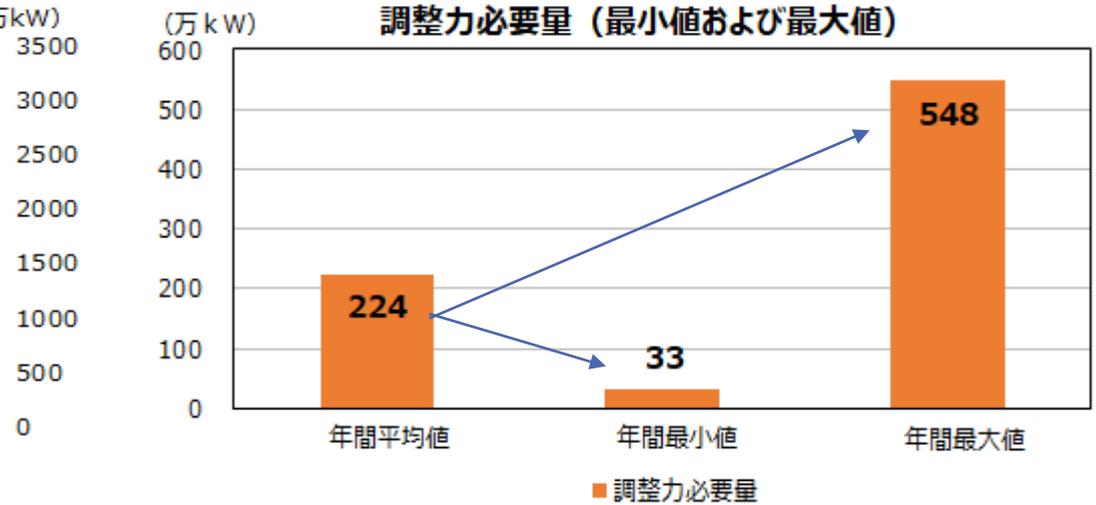
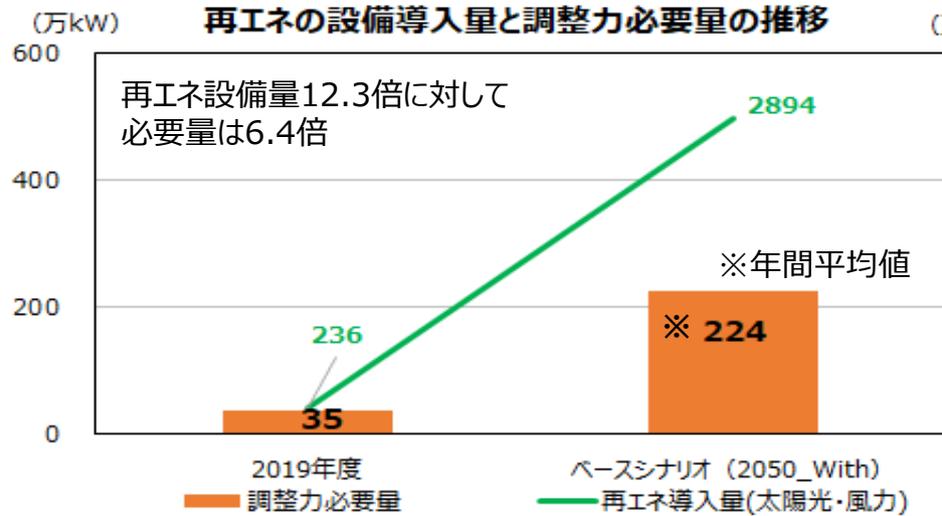
← 今回

燃種別発電量 (東3社)



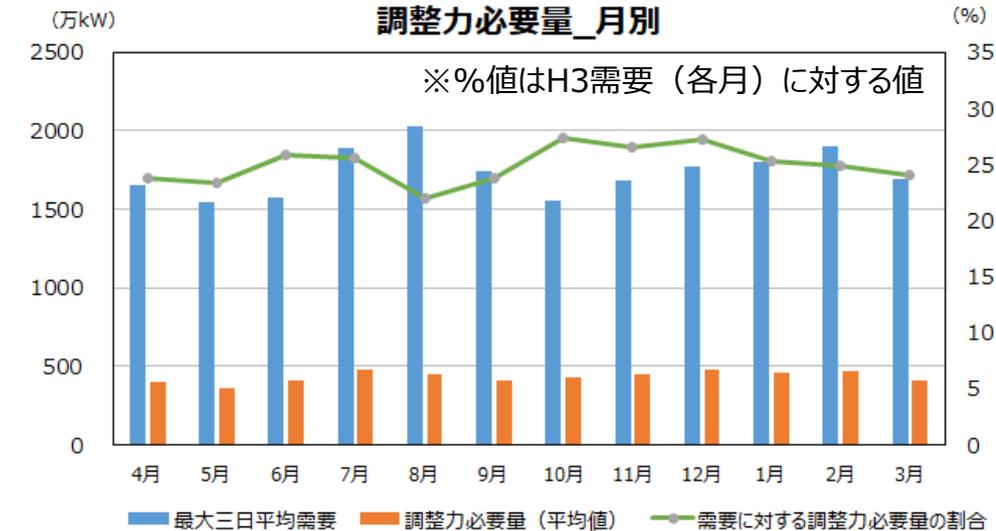
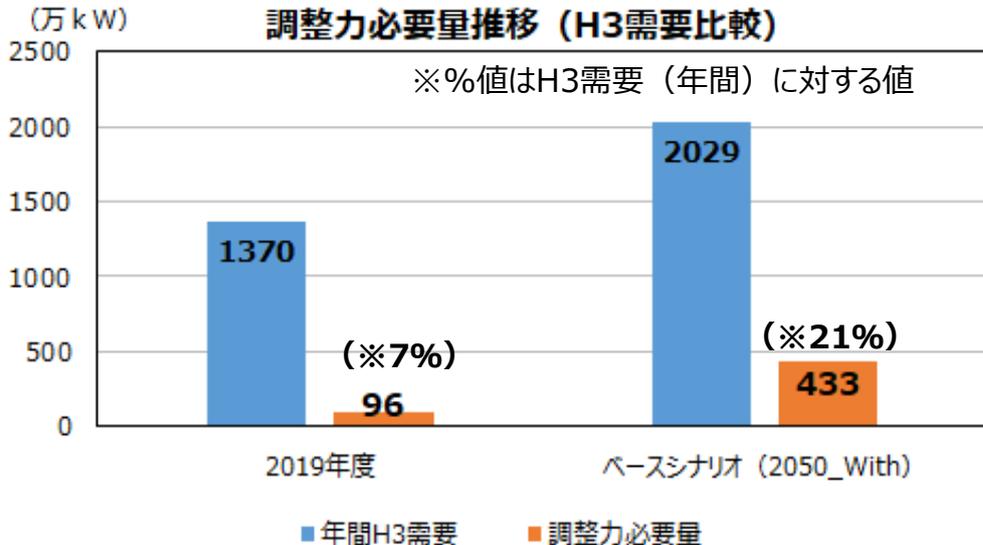
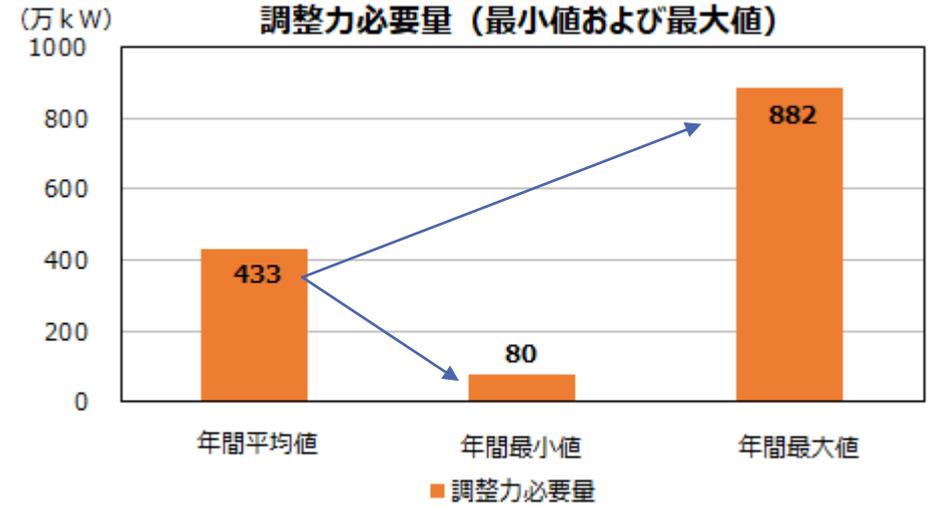
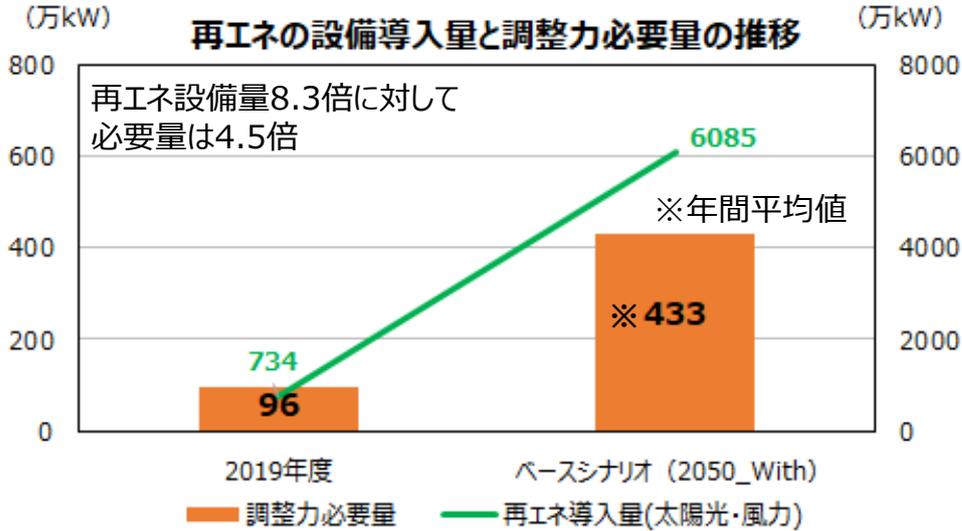
(2) ベースシナリオ (2050With) における調整力必要量の推計について
【調整力必要量の推計結果 (北海道エリア)】

- 以降、ベースシナリオ (2050With) 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。



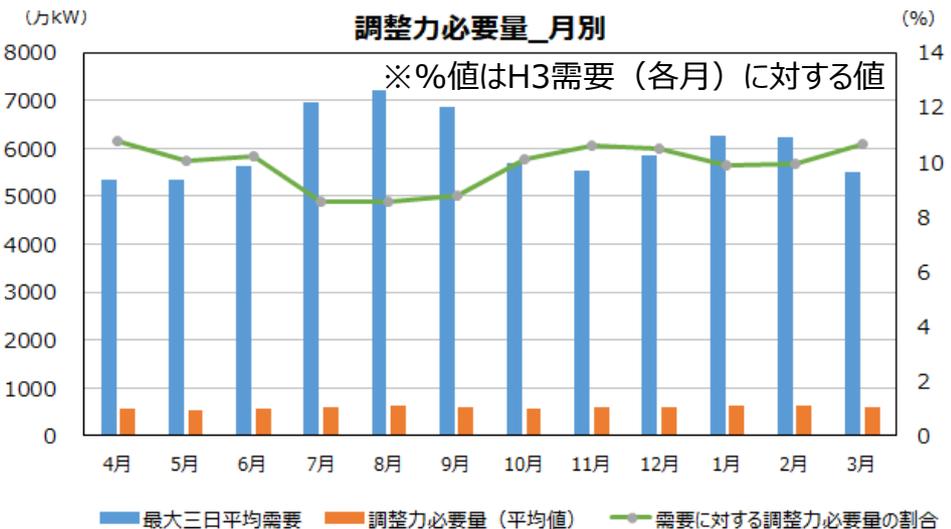
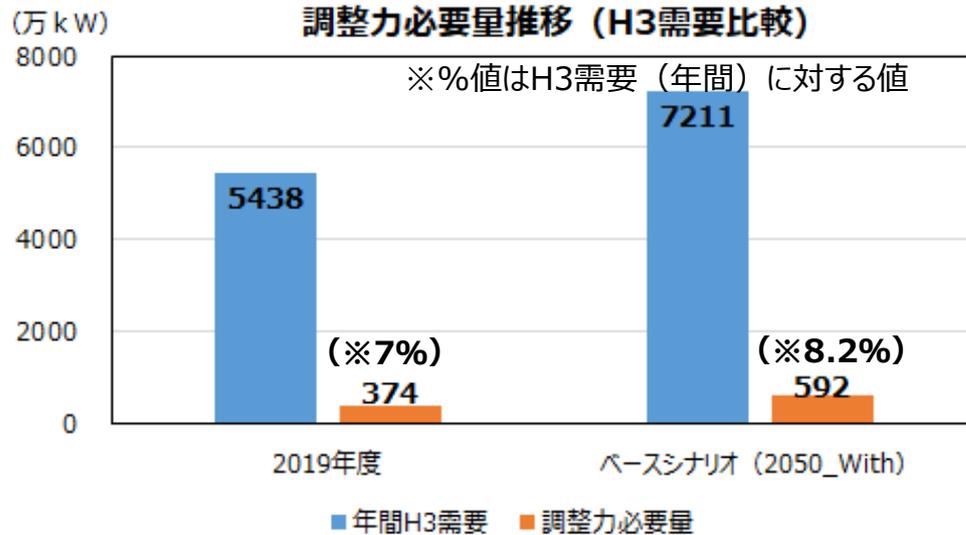
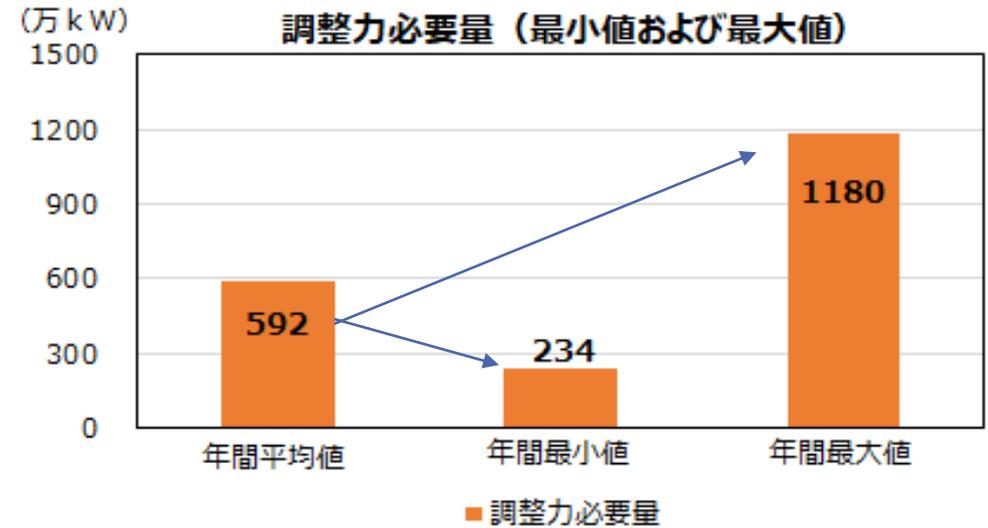
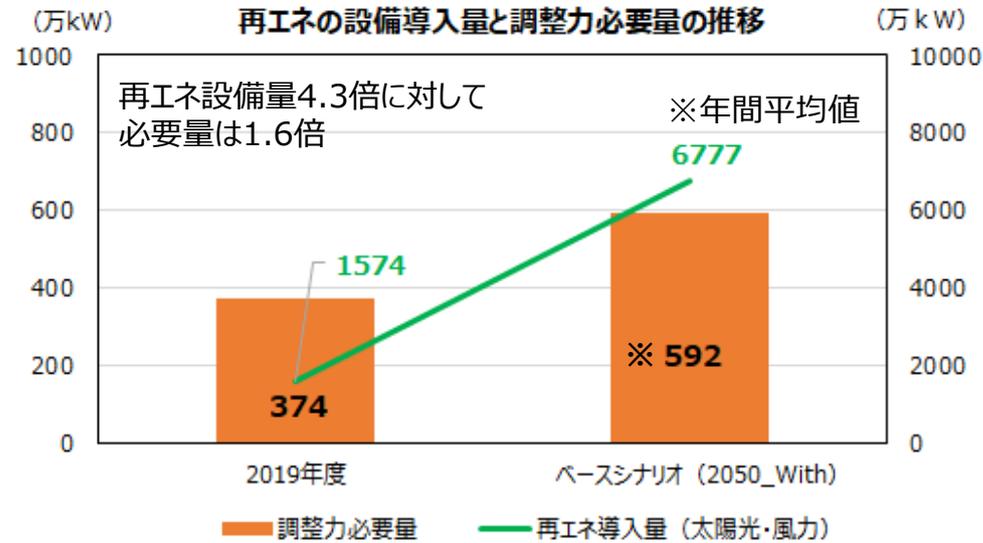
(2) ベースシナリオ (2050With) における調整力必要量の推計について
 【調整力必要量の推計結果 (東北エリア)】

■ 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、21%という結果となった。

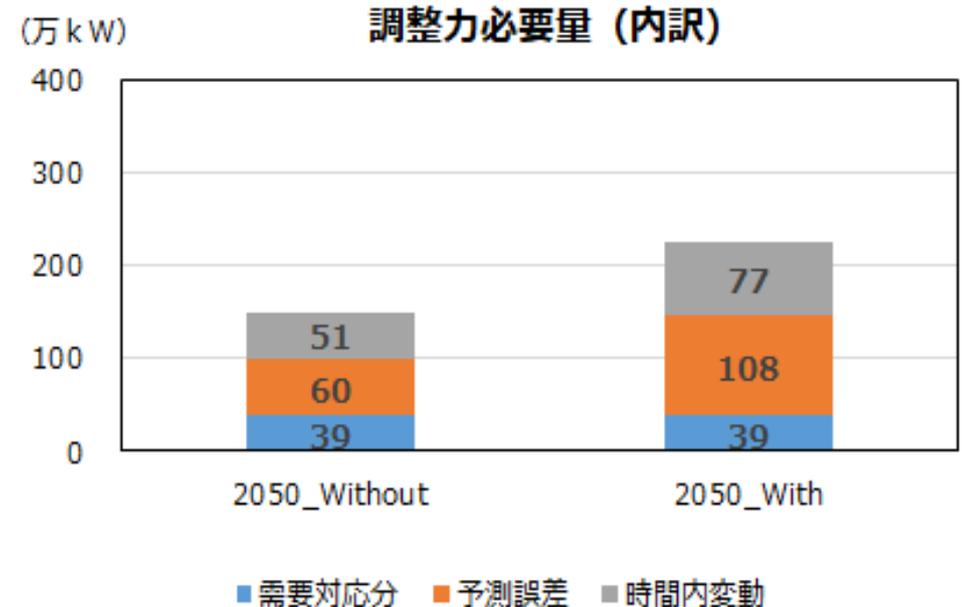
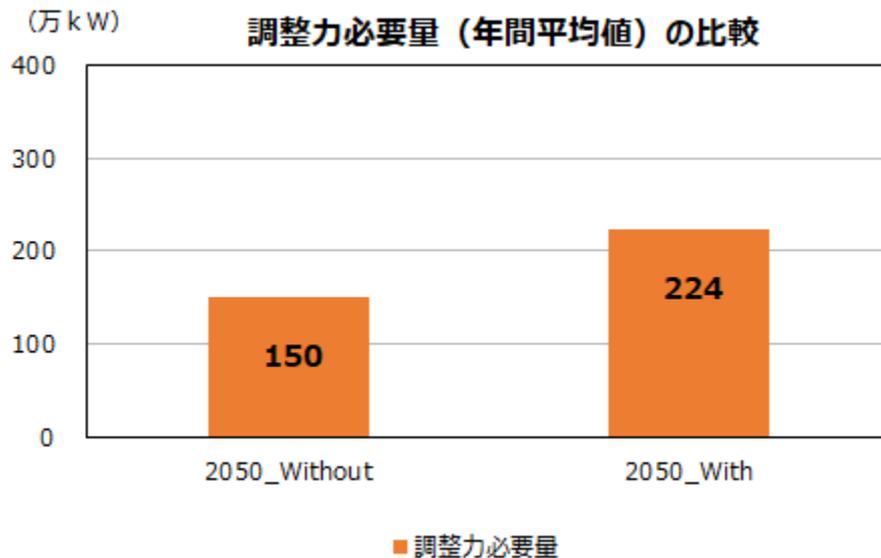


(2) ベースシナリオ (2050With) における調整力必要量の推計について 【調整力必要量の推計結果 (東京エリア)】

■ 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、8.2%という結果となった。



- 年間平均値で見ると、調整力必要量は**224万kW**となり、ベースシナリオ (2050With) の方が**74万kW多い**結果となった。
- 内訳をみると、ベースシナリオ (2050Without) よりも再エネ出力制御率が減少 (52%→23%) したことにより、再エネの予測誤差、時間内変動が増加し、結果してベースシナリオ (2050With) の方が大きくなったと推定される。

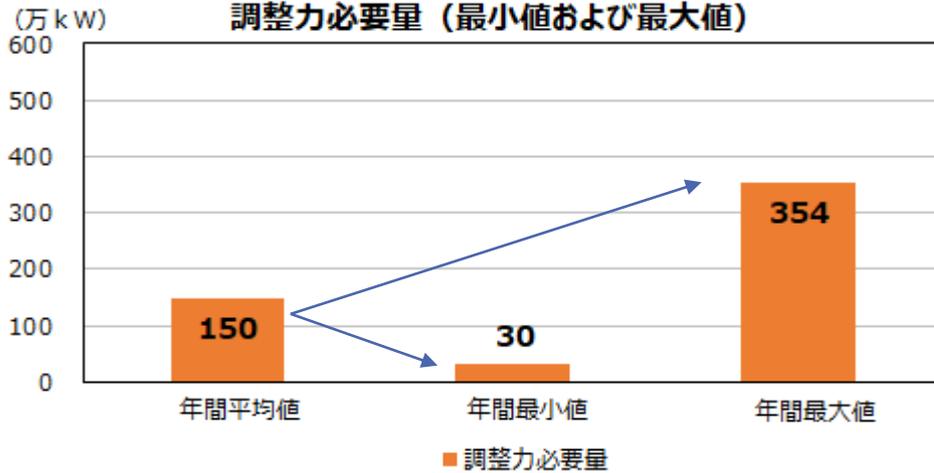


(参考) ベースシナリオ (2050Without) との比較_最小・最大値【北海道エリア】²²

- 最小値は、再エネ出力制御率減少により最小値の発生断面が変わり、最小値が変わった。
- 最大値は再エネ出力制御率減少により最大値の発生断面が変わり、結果してベースシナリオ (2050With) の方が大きくなったと推定される。

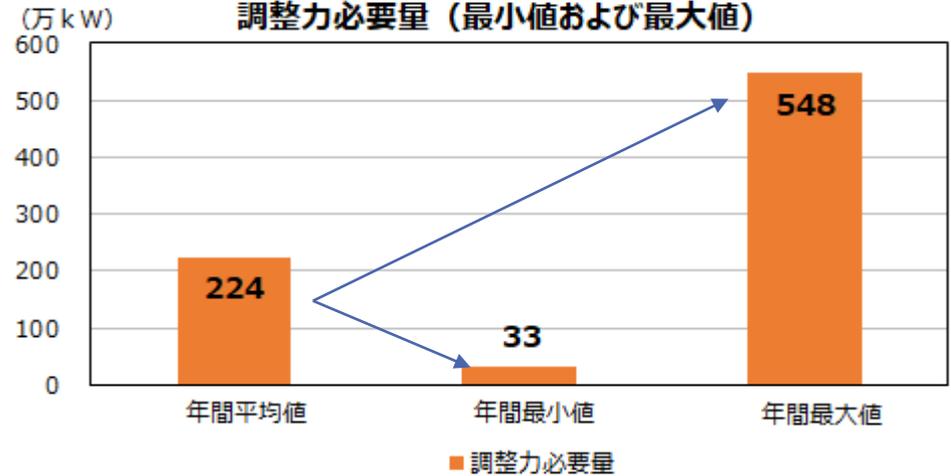
【ベースシナリオ (2050Without)】

調整力必要量 (最小値および最大値)



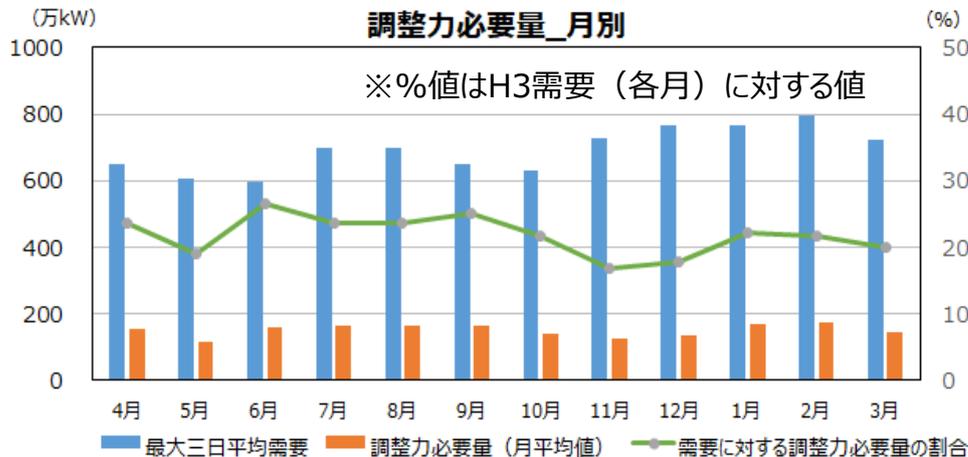
【ベースシナリオ (2050With)】

調整力必要量 (最小値および最大値)



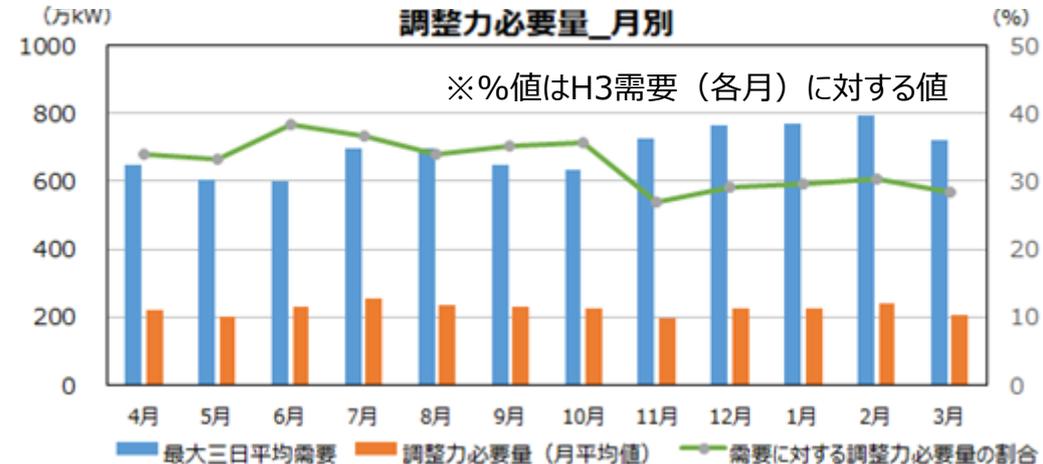
調整力必要量_月別

※%値はH3需要 (各月) に対する値

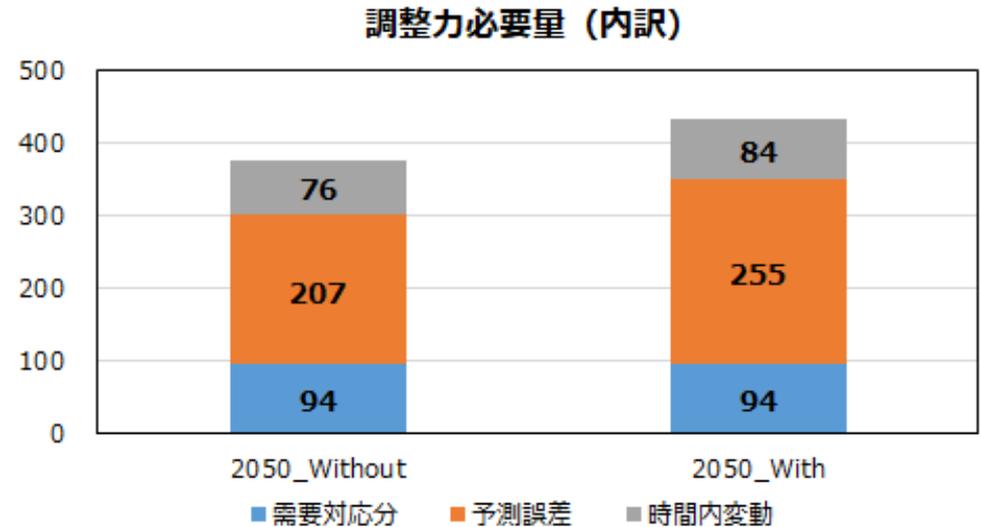
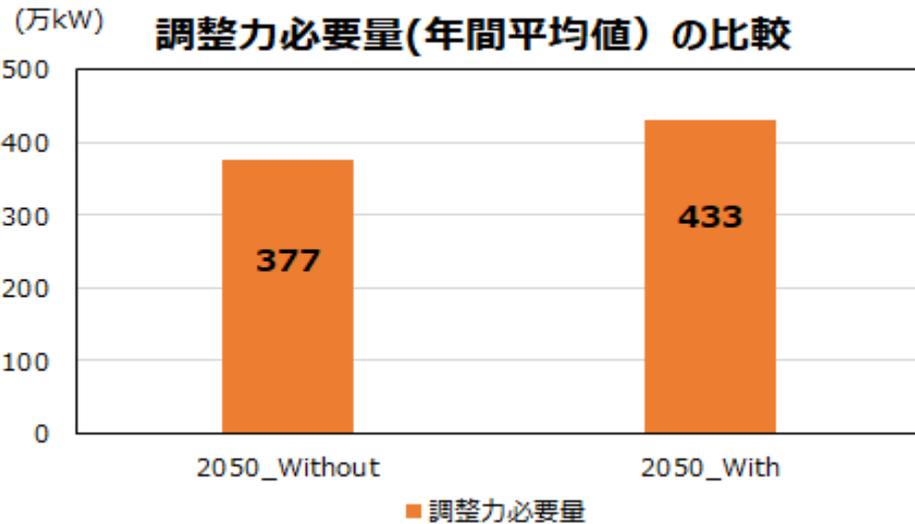


調整力必要量_月別

※%値はH3需要 (各月) に対する値

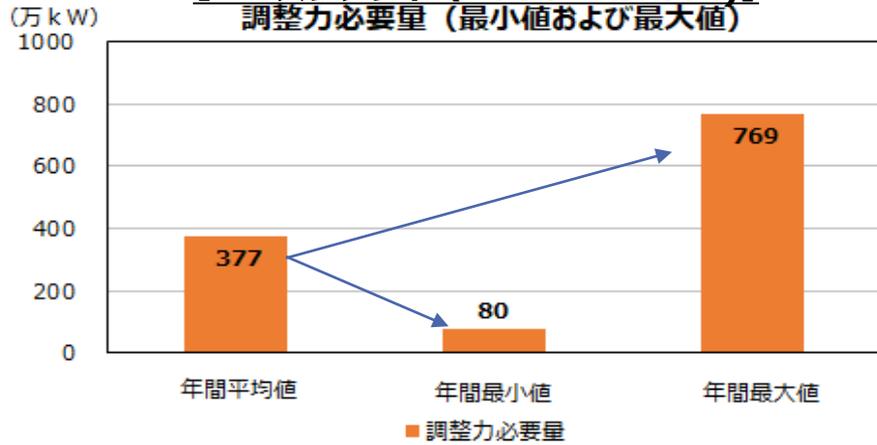


- 年間平均値で見ると、調整力必要量は**433万kW**となり、ベースシナリオ (2050With) の方が**56万kW多い**結果となった。
- 内訳をみると、北海道と同様、ベースシナリオ (2050Without) よりも、再エネ出力制御率が低下 (25%→12%) したことにより、再エネの予測誤差と時間内変動の増加し、結果してベースシナリオ (2050With) の方が大きくなったと推定される。

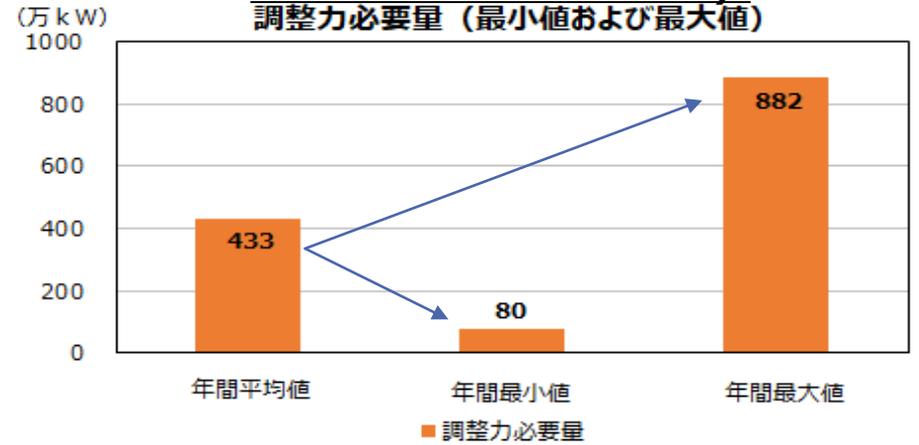


- 最小値の時間帯はベースシナリオ (2050Without) と同じであり、当該時間の再エネ出力制御率も同じであるためベースシナリオ (2050Without) と同値となった。
- 最大値は再エネ出力制御率減少により最大値の発生断面が変わり、結果してベースシナリオ (2050With) の方が大きくなったと推定される。

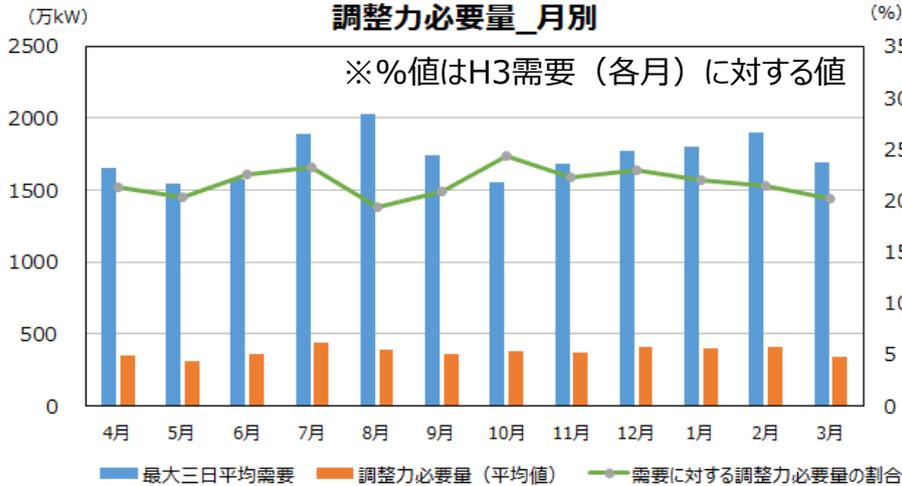
【ベースシナリオ (2050Without)】
調整力必要量 (最小値および最大値)



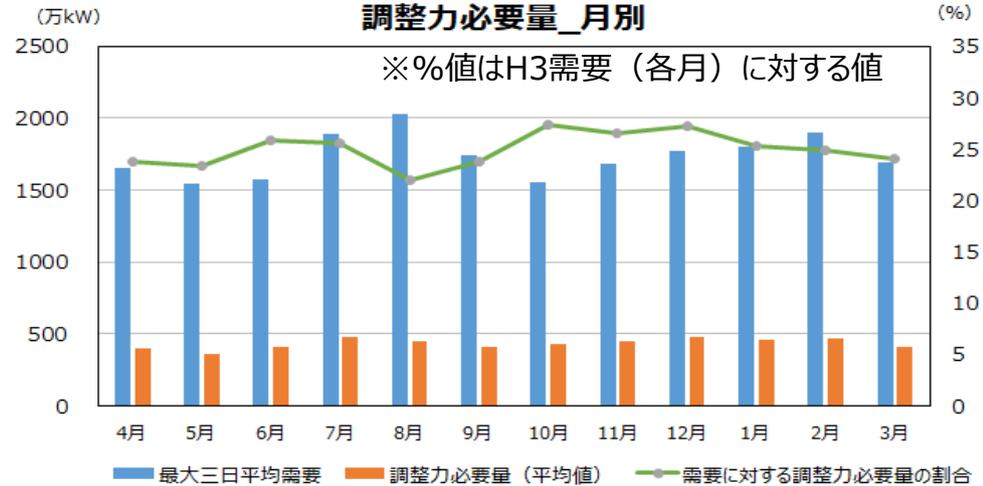
【ベースシナリオ (2050With)】
調整力必要量 (最小値および最大値)



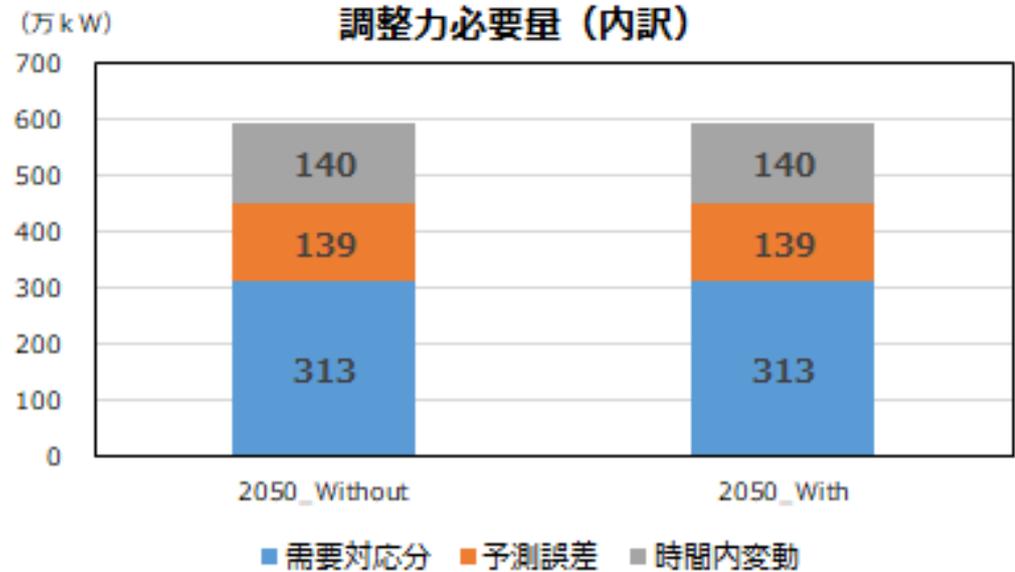
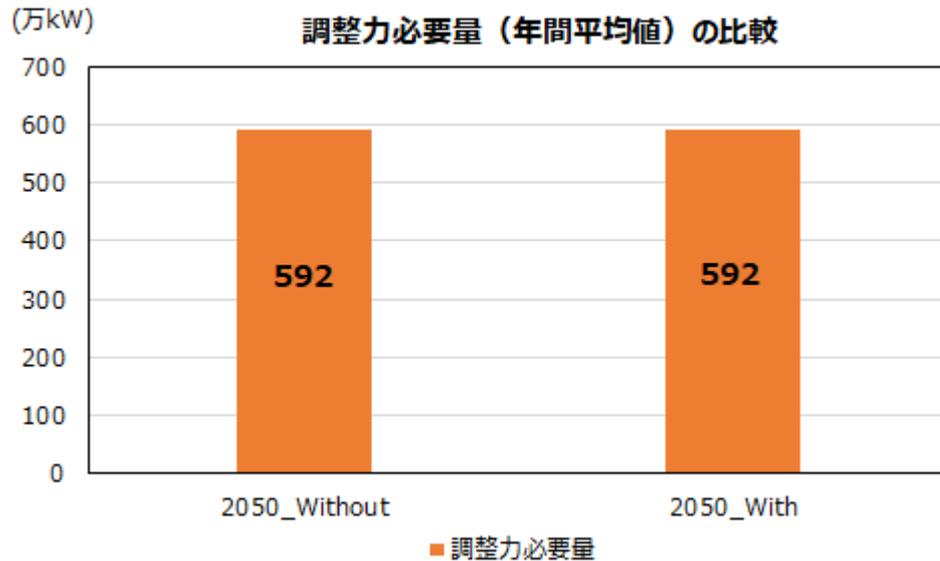
調整力必要量_月別



調整力必要量_月別

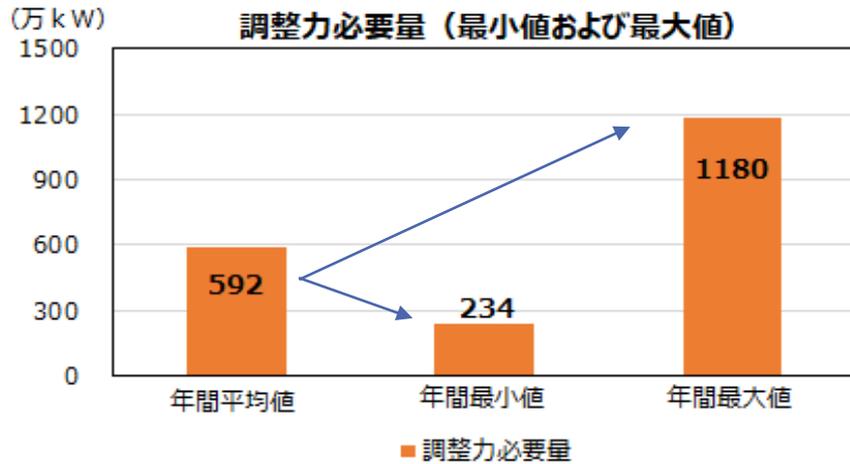


- 年間平均値で見ると、ベースシナリオ (2050Without) と同様、**592万kW**となった。これは調整力必要量試算の要素である、需要、再エネ設備導入量、再エネ出力制御率がベースシナリオ (2050Without) と同値であったためと推定される。
- 調整力必要量の内訳も上記の理由から、ベースシナリオ (2050Without) と同値であったと推定される。

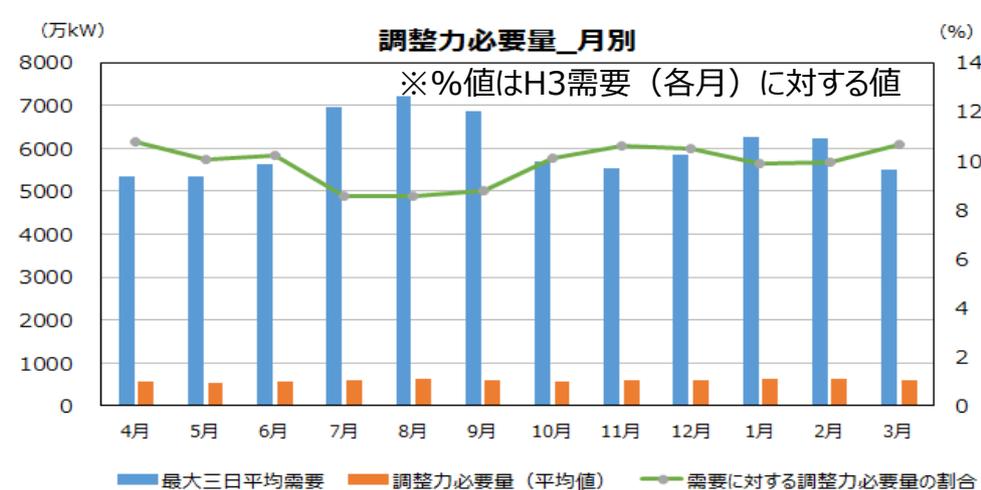
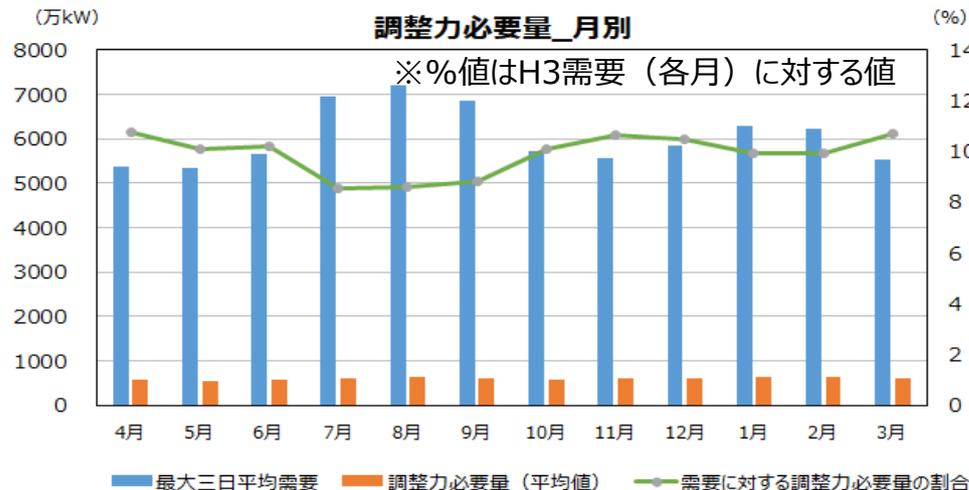
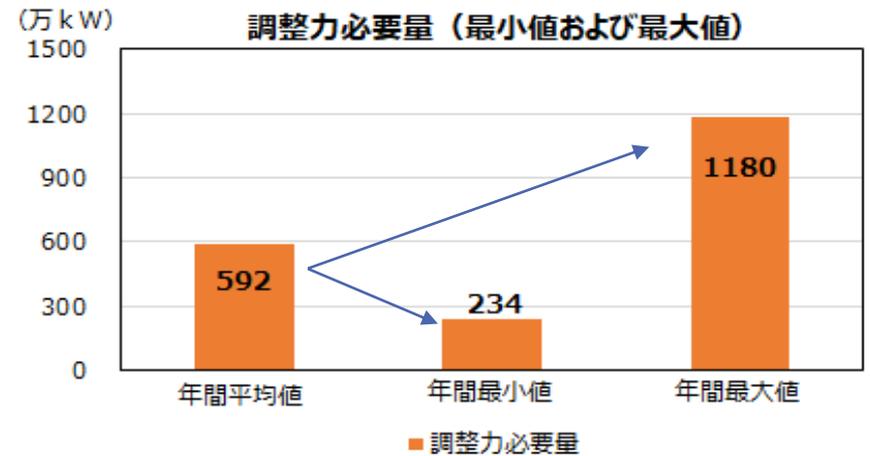


■ 調整力必要量試算の要素である、需要、再エネ設備導入量、再エネ出力制御率がベースシナリオ(2050Without)と同値であったため、最大値も最小値もベースシナリオ (2050Without) と同値となった。

【ベースシナリオ (2050Without)】



【ベースシナリオ (2050With)】



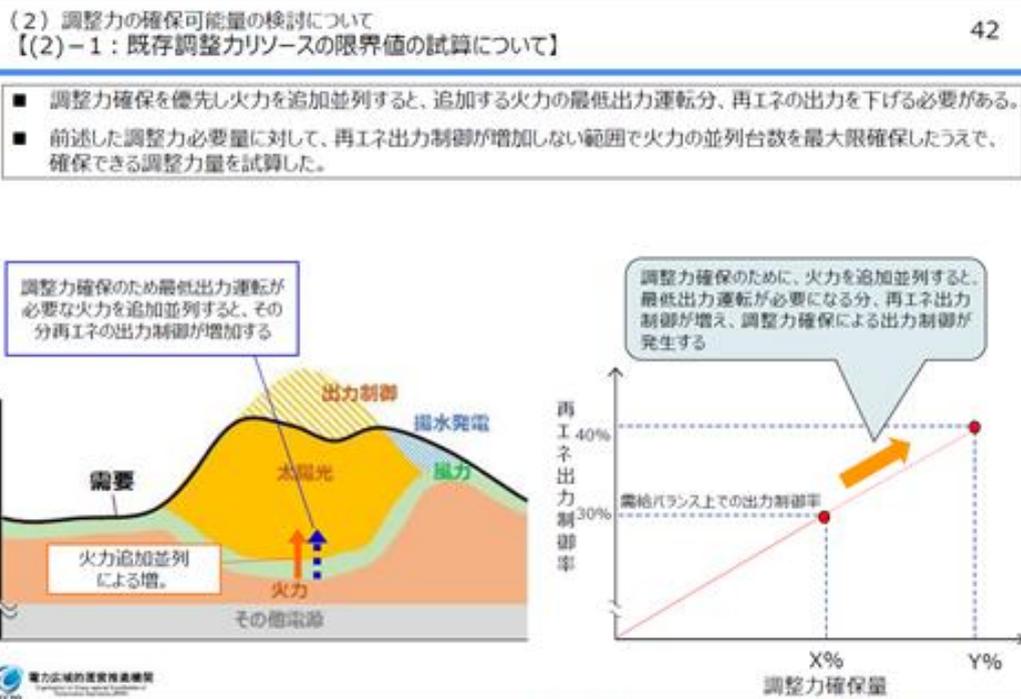
- (1) 需要リソースを考慮した ΔkW 費用の試算について
- (2) ベースシナリオ（2050With）における調整力必要量の推計について
- (3) 調整力確保可能量の試算について**
- (4) 再エネ増加に伴う調整力の費用試算について
 - (4)－1： ΔkW 費用
 - (4)－2：調整力kWh費用

- 前回の検討時と同様に、再エネの出力制御率を増加させない範囲で、ベースシナリオ（2050With）で想定している発電設備にて確保できる調整力の量について確認した。

(2) 調整力確保可能量の試算について

21

- 再エネの出力制御率を増加させない範囲で、ベースシナリオ（2050Without）で想定している発電設備にて確保できる調整力の量について確認した。



(3) 調整力確保可能量の試算について
 【調整力確保可能量の試算について (結果)】

- ベースシナリオ (2050With) において、再エネの出力制御率を増加させない範囲※1で、ベースシナリオで想定している発電設備にて調整力を確保する場合※2、北海道エリアでは平均327万kW、東北エリアでは743万kW、東京エリアでは3360万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、東北エリアにおいてはベースシナリオで想定している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発生する結果となった。
- 一方、**一次調整力まで調整力の広域運用が可能という前提を置き、系統整備後の連系線の運用容量の範囲内で、調整力の広域運用した場合、必要な調整力を確保可能**という結果となった。

※1 年間の再エネ出力制御率を増加させない範囲での前提であり、各時間の出力制御率は変化していることに留意
 ※2 現状の調整契約の有無は考慮せず、火力、揚水、蓄電池の余力を調整力として扱っている
 またDSRやDERといった需要制御による調整力は含んでいないことに留意

※3 ※4	北海道	東北	東京
平均確保可能量 (H3需要比)	327万kW (41.2%)	743万kW (36.6%)	3360万kW (46.6%)
調整力不足時間数 (年間)	92時間	1時間	なし
H3需要	793万kW	2029万kW	7211万kW
太陽光設備量	831万kW	3378万kW	6023万kW
風力設備量	2063万kW	2707万kW	754万kW

整備後の運用容量の範囲内で広域運用

※5	東エリア
	4430万kW (44.8%)
	なし

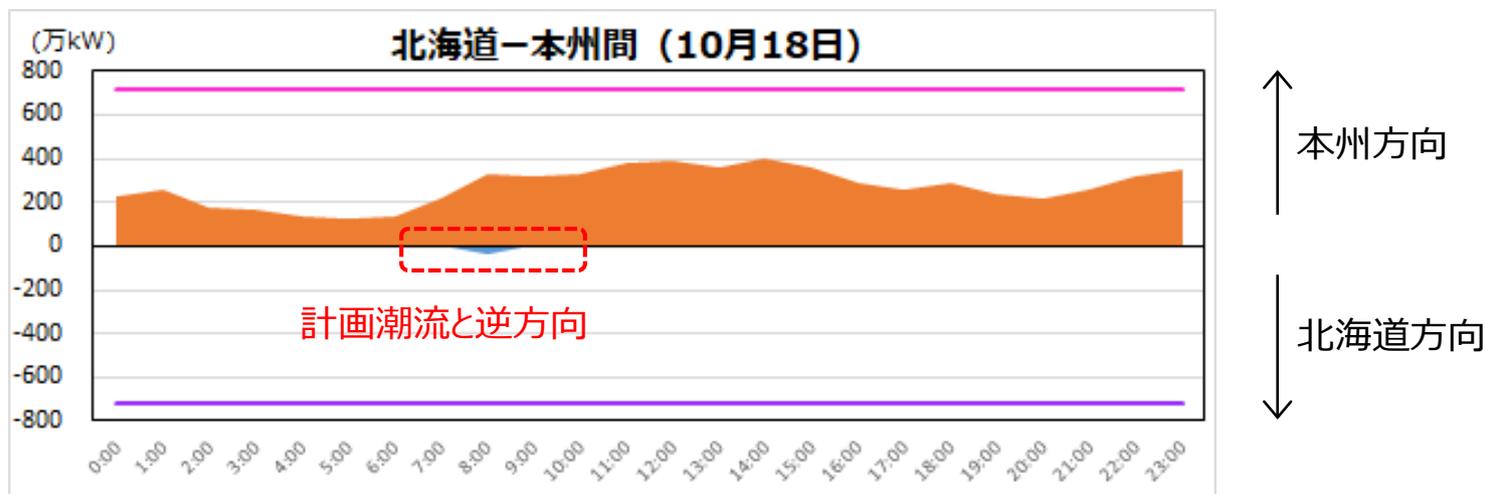
※5 一次調整力まで調整力の広域運用が可能という仮定を置いていることに留意

※3 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

※4 ベースシナリオ (2050With) 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、確保できない可能性があることに留意

- ベースシナリオ（2050With）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。
- 北海道エリアが、エリア内で不足する調整力をエリア外から確保する場合、 ΔkW マージンは計画潮流の基調潮流とは逆方向となっており、連系線の空容量は十分にあることから、不足分の調整力はエリア外から調達可能と考えられる。

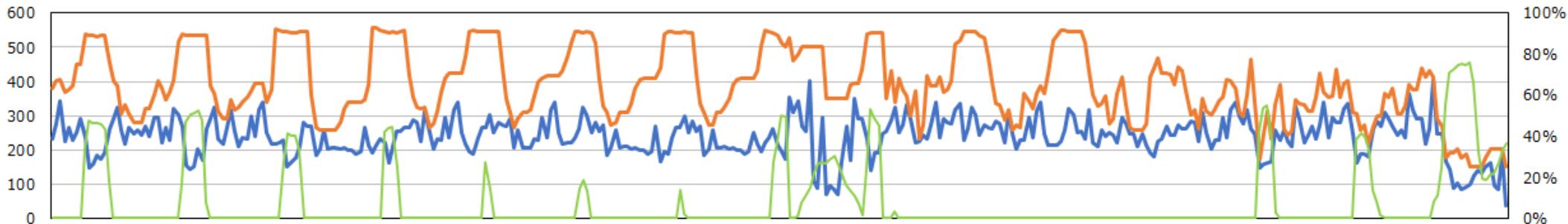
【連系線潮流状況（代表日抜粋）】



■ : 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）

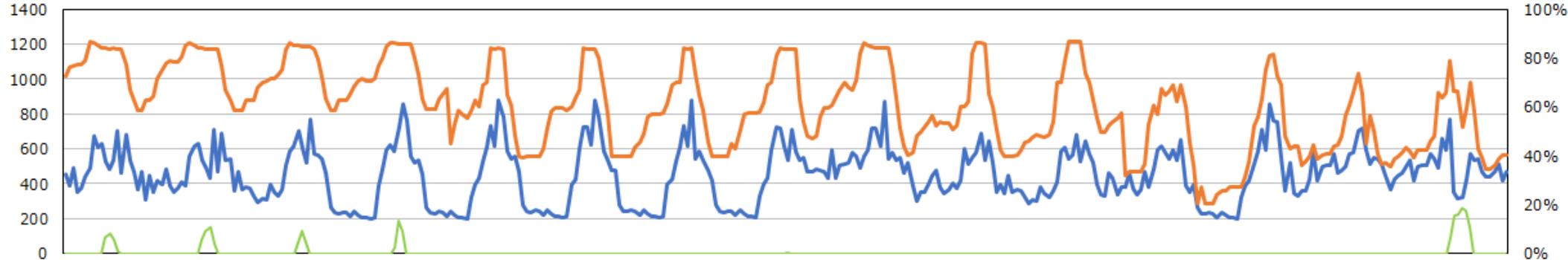
(万kW)

北海道_調整力確保可能状況 (8月前半)



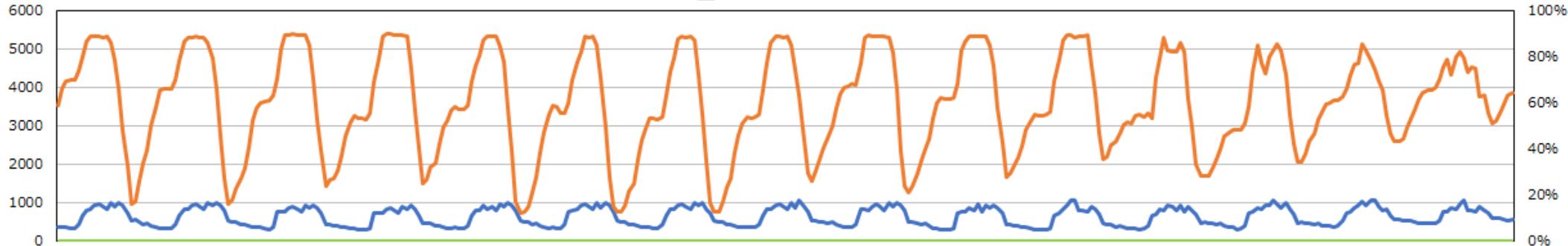
(万kW)

東北_調整力確保状況 (8月前半)

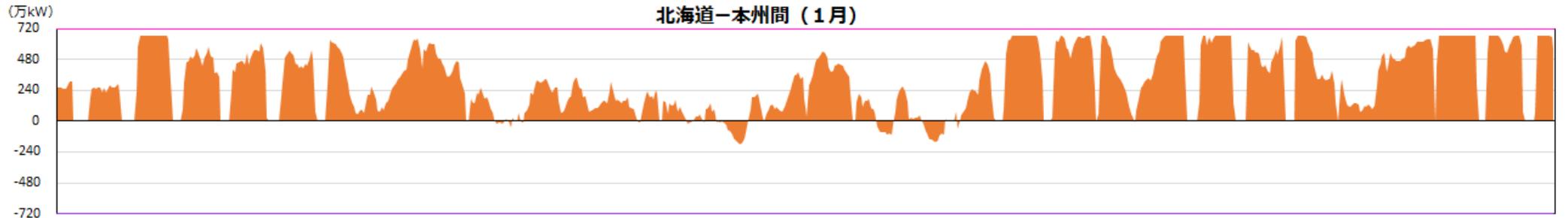
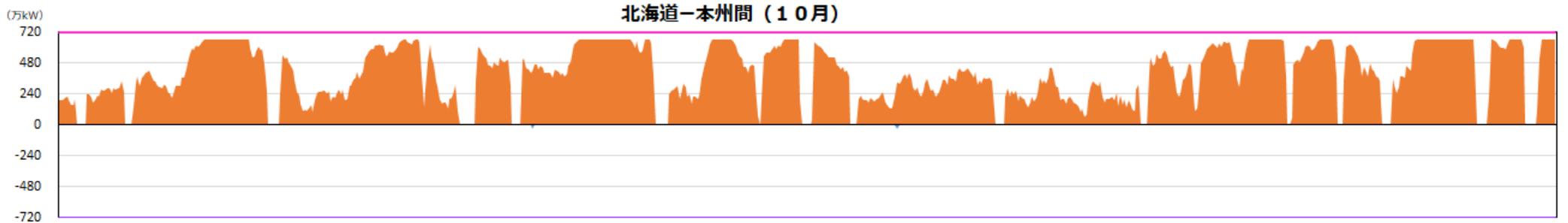
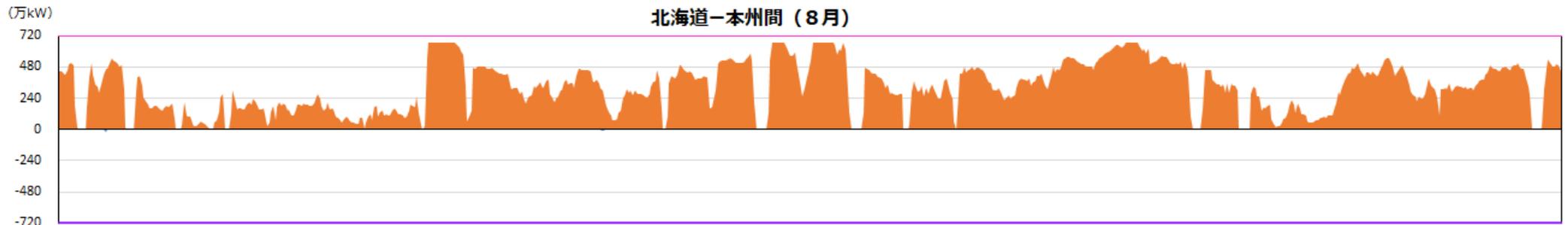
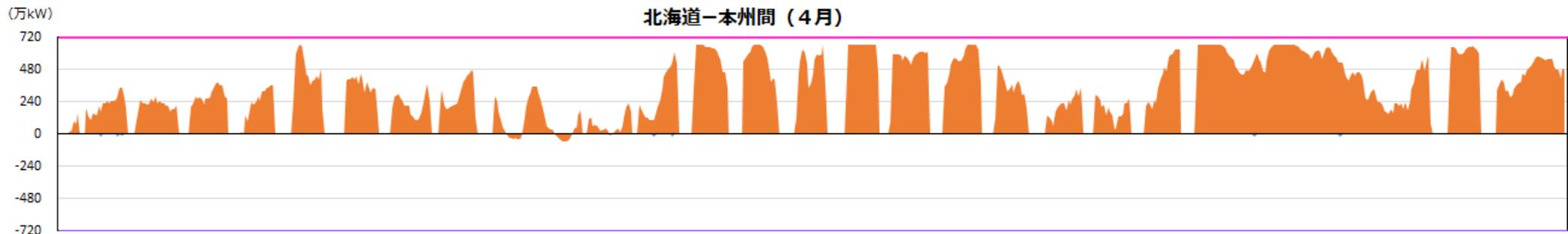


(万kW)

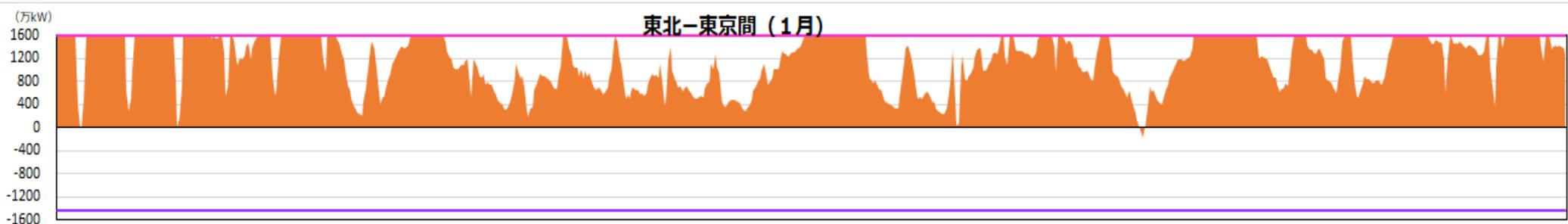
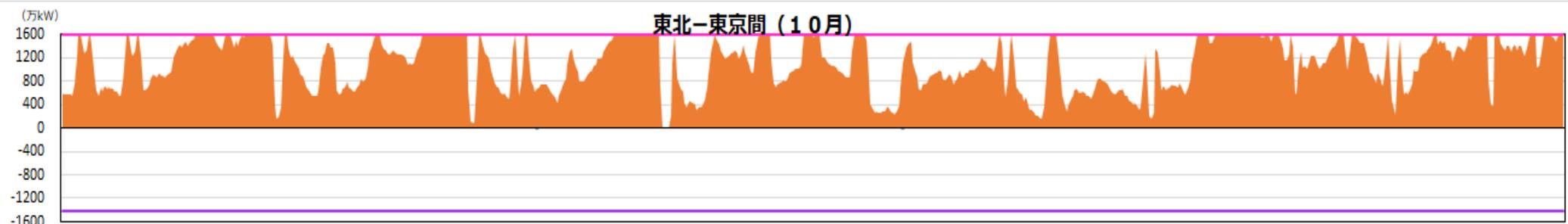
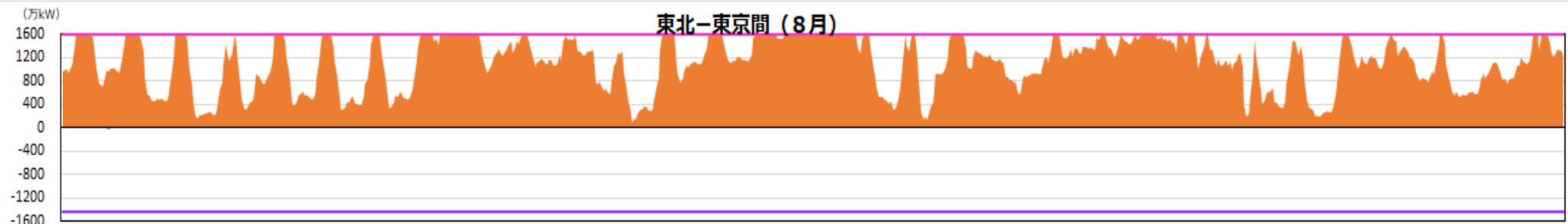
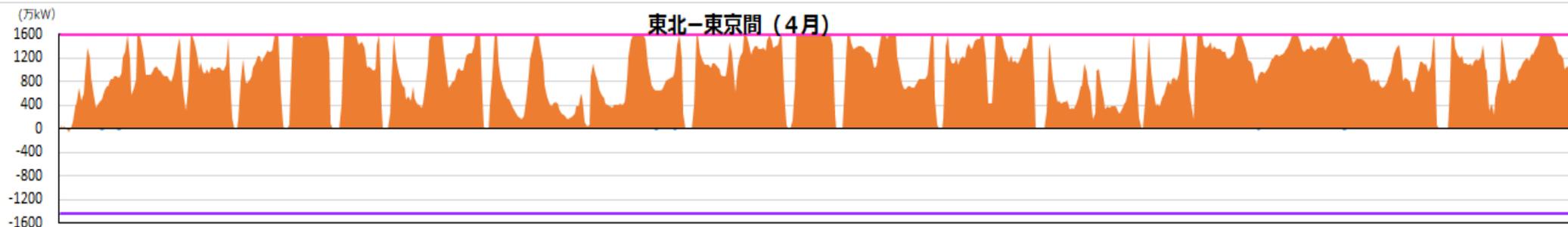
東京_調整力確保可能状況 (8月前半)



■ : 調整力必要量 ■ : 調整力確保量 ■ : 再エネ制御率



■ : 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



: 計画潮流
 : 連系線期待量 (北海道)
 : 運用容量 (東京方向)
 : 運用容量 (東北方向)
 + : 東京方向
- : 東北方向

- (1) 需要リソースを考慮した ΔkW 費用の試算について
- (2) ベースシナリオ（2050With）における調整力必要量の推計について
- (3) 調整力確保可能量の試算について
- (4) 再エネ増加に伴う調整力の費用試算について**
 - (4)－1： ΔkW 費用**
 - (4)－2：調整力kWh費用**

(4) 再エネ増加に伴う調整力の費用試算について

【(4)－1： ΔkW 費用】

- 将来の再エネ増加に伴う調整力の費用試算として、ベースシナリオ（2050With）における再エネの予測誤差および時間内変動に対応する調整力の費用を試算する。
- 試算としては、ベースシナリオ（2050Without）と同様、ベースシナリオ（2050With）における、再エネの予測誤差・時間内変動対応分を含めた調整力必要量を確保した場合の発電費用と、再エネの予測誤差・時間内変動対応分を控除した（需要変動対応分のみとした）調整力必要量を確保した場合の発電費用の差分から算定する。

【2023年度以前】

（参考） 上げ調整力の調達（ ΔkW ）

6

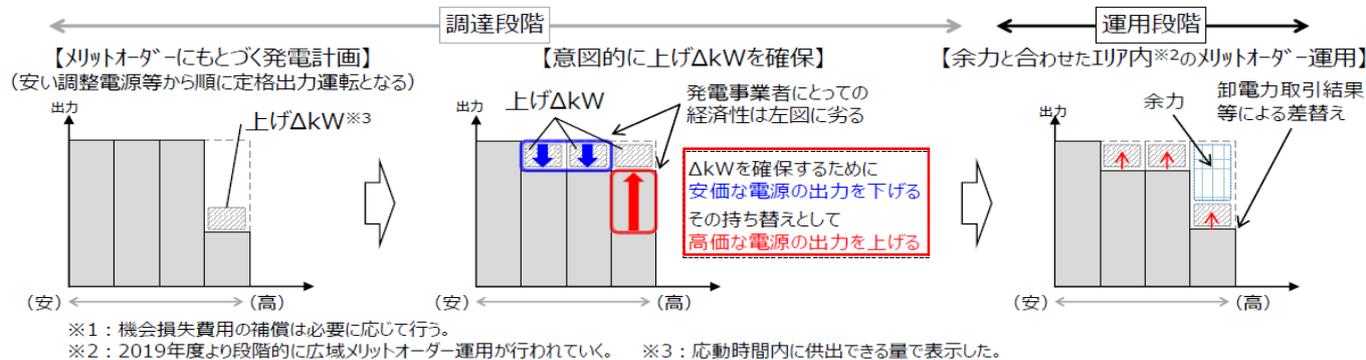
- 実需給時点で上げ調整を行うには、オンラインで調整可能な電源等（以降、調整電源等）が存在すること、調整機能が使用できる状態であること（機能ロックされていないこと）、上げ余力（上げ ΔkW ）が確保されていること、一般送配電事業者が上げ余力を活用できること（例えば、電源Ⅰ契約や電源Ⅱ契約を締結すること）が必要である。

✓ 調達段階

- ・ 発電事業者がMeritオーダーにもとづく発電計画を作成すると、安価な調整電源等から順に定格出力となるため、上げ ΔkW を備えた調整電源等はあまり生じない。このため、上げ ΔkW を確保するには、発電事業者にとっての経済性を阻害してでも電源持替等により意図的に調整電源等に上げ ΔkW を作ることが必要である。
- ・ なお、現状は電源Ⅰおよび電源Ⅱ契約に基づき、一般送配電事業者が指示して上げ ΔkW を確保しており※1、需給調整市場創設後は市場で調達して上げ ΔkW を確保することになる。

✓ 運用段階

- ・ 実需給時点では、事前に確保した上げ ΔkW とGC後の上げ余力を利用して、エリア内※2のMeritオーダーにより上げ調整を行う。



出所)第9回 需給調整市場検討小委員会(2019年3月5日) 資料2 (赤枠追記)

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuhousei/2018/files/jukyu_shijyo_09_02.pdf

(4) 再エネ増加に伴う調整力の費用試算について

【(4)－1： Δ kW費用（試算結果）】

- 東3社の再エネ導入量増加に伴う調整力確保費用（ Δ kW費用）について、ベースシナリオ（2050With）における再エネの予測誤差・時間内変動対応分を含めた調整力必要量を確保した場合と、再エネの予測誤差・時間内変動対応分を控除した調整力必要量を確保した場合の発電費用の差分を試算した。（前回のWithoutと同様）
- なお、調整力の確保状況などは東3社でのシミュレーションとしているものの、発電費用は全国での需給シミュレーションとしていることから、中西エリアでの持ち替え費用も含めている。
- 今回の試算は、運用容量の範囲内で東エリア一体で調整力の広域調達したときの持ち替えコストを試算している。
- 上記を踏まえ、概算金額を試算した結果、**286億円（年間）**となった。

【ベースシナリオ（2050With）の Δ kW確保費用（年間）の概算値〔億円〕】

※1※2	起動費	燃料費	合計
北海道	50	432	482
東北	0	-409	-409
東京	-25	-823	-848
中西エリア	32	1,029	1,061
全国	57	229	286

※1 ベースシナリオ（2050With）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、結果が変わることに留意

※2 発電費用（起動費、燃料費）についてはベースシナリオ（2050With）の想定値を使用

(4) 再エネ増加に伴う調整力の費用試算について
 【(4)－1： ΔkW 費用（試算結果の比較）】

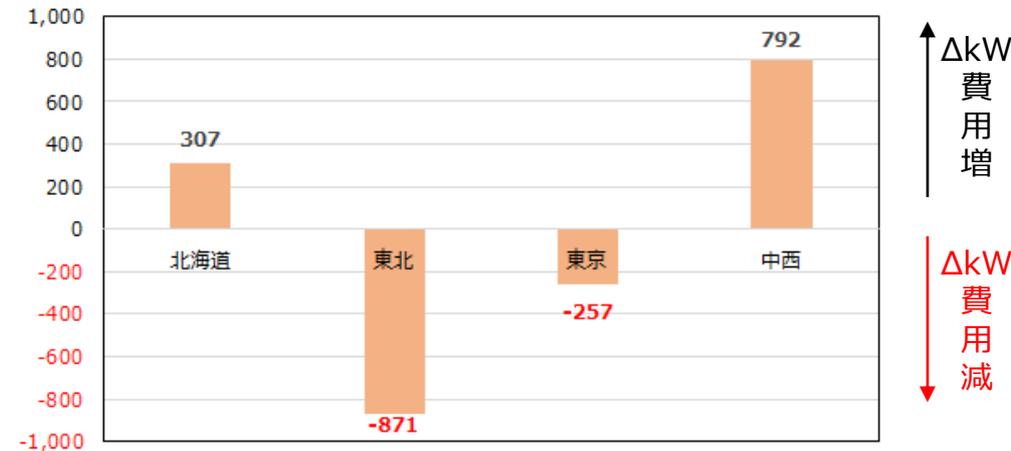
- ベースシナリオ（2050With）はベースシナリオ（2050Without）に比べて、調整力必要量が多いものの、 ΔkW 費用は29億円低い結果となった。
- エリアごとにベースシナリオ（2050With）とベースシナリオ（2050Without）の ΔkW 費用の差を確認したところ、特に東北エリアについて、 ΔkW 費用が小さくなっている傾向にあることが分かった。

【 ΔkW 費用の概算値（試算値） [億円]】

※1※2

	起動費	燃料費	合計
Without	38	277	315
With	57	229	286

【億円】 ΔkW 費用の差額（2050With－2050Without）



- ※1 ベースシナリオ（2050With）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、結果が変わることに留意
- ※2 発電費用（起動費、燃料費）についてはベースシナリオ（2050With）の想定値を使用

(4) 再エネ増加に伴う調整力の費用試算について

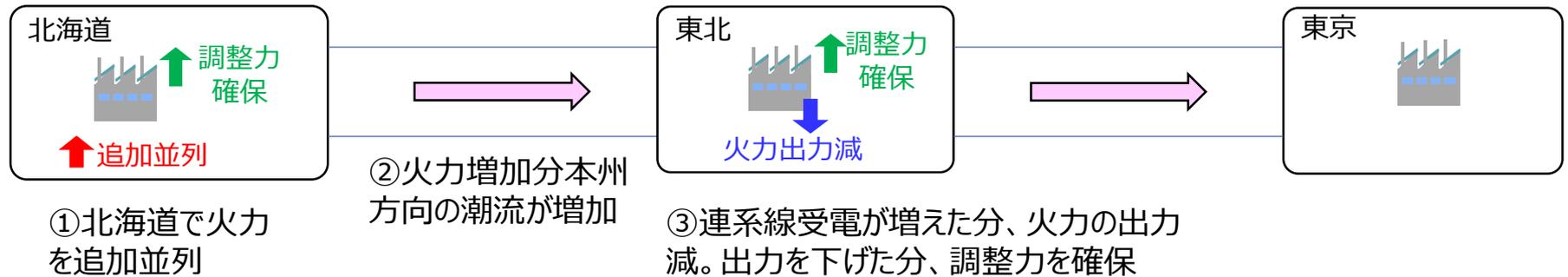
【(4)－1：ΔkW費用（試算結果の比較（連系線潮流の確認結果））】

■ 2050Withシナリオにおいては、2050Withoutシナリオと比較すると東北エリアでの受電が増加した。これは北海道エリア内で調整力確保のために火力が追加並列された分、本州方向の連系線潮流が増加したものであり、連系線潮流の受電に伴う火力出力の下げ調整が調整力確保にも繋がることから、追加の調整力確保コストが小さくなったものと推定される。

※送受電量：エリアに接続されている各連系線の送電、受電を相殺した残りを年間で積上げた数値【億kWh】

調整力必要量 【With】	東北連系線 送受電量	東京連系線 送受電量
再エネの予測誤差と 時間内変動を 含まない	720.9 (送電)	898.7 (受電)
再エネの予測誤差と 時間内変動を 含む	669.6 (送電)	968.3 (受電)
差分	51.3 (受電増)	69.6 (受電増)

調整力必要量 【Without】	東北連系線 送受電量	東京連系線 送受電量
再エネの予測誤差と 時間内変動を 含まない	357.2 (送電)	388.1 (受電)
再エネの予測誤差と 時間内変動を 含む	378.1 (送電)	436.2 (受電)
差分	20.9 (送電増)	48.1 (受電増)



- 今回の検討で使用した起動費については、ベースシナリオの値を使用している。

4. シミュレーションの詳細設定 (火力の運転条件)

41

燃種	燃料費単価*1 (円/kWh)	変化率制約	調整力拠出能力	起動費*2	起動停止時間*3	一日あたりの 起動回数上限*3
石炭 (CCS)	7.7	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 それぞれ拠出可能とする	1.6~15百万円 (20~100万kW)	8時間	1回
MACC (CCS)	7.9			4時間	2回	
ACC (CCS)	8.0			4時間	2回	
CC (CCS)	9.3			4時間	2回	
Conv (CCS)	10.9			8時間	1回	
石油	16.6			8時間	1回	

最大稼働率*4	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
石炭	74.4%	72.4%	79.9%	93.0%	96.3%	91.6%	83.3%	84.8%	91.0%	96.1%	96.0%	88.3%
MACC	85.5%	82.3%	87.5%	95.2%	98.0%	94.0%	86.1%	88.3%	94.0%	97.7%	98.6%	94.3%
ACC	85.2%	82.9%	88.4%	96.0%	96.8%	92.6%	88.5%	91.0%	95.0%	97.3%	96.7%	90.8%
CC	77.9%	75.5%	87.4%	95.3%	97.3%	89.3%	78.0%	81.0%	89.8%	90.3%	90.5%	85.5%
Conv	81.7%	77.9%	83.1%	94.6%	97.1%	89.1%	81.5%	83.7%	91.2%	93.0%	93.1%	87.7%
石油	84.6%	81.9%	81.1%	92.0%	92.4%	87.7%	79.5%	85.0%	92.6%	96.5%	96.7%	91.2%

*1 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

*4 最大稼働率=100%-過去五カ年平均補修率。

出所)第15回広域連系システム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(2022年1月27日) 資料1 (赤枠追記)

https://www.occto.or.jp/iinkai/masutapuram/2021/files/masuta_15_01_01.pdf

- 今回の検討で使用した燃料費について、以下のベースシナリオの値（燃料費 + CO2対策コスト）を使用しており、今回は中央値を使用している。

3. 費用便益評価で扱う「燃料費 + CO2対策コスト」について 【論点2】

11

- 燃料費 + CO2対策コストについては、2021年9月発電コスト検証ワーキンググループの検討結果を踏まえつつ、足下の燃料価格高騰などの影響も考慮して改めてご議論いただくこととしていた。
- 燃料費については、世界情勢等の変化により大きく変動することから、単一の燃料単価をそのまま使用すると、シナリオが実態と乖離する可能性がある。マスタープランにおける費用便益評価においては、感度分析ではなく、各シナリオ（基本・複数シナリオ）において幅を持たせることによって、将来の系統増強の可能性について、適切に評価を行うこととしたい。
- このため、燃料価格については、足下の燃料価格の実勢を踏まえ、WG検討結果で採用している2019年平均値から2倍程度の幅を想定することとしてはどうか。

発電コスト検証ワーキンググループ（2021年9月）

[円/kWh]

	石炭 (CCS)	LNG MACC 1500℃級 (CCS)	LNG ACC 1350℃級 (CCS)	水素 (混焼)	LNG CC 1100℃級 (CCS)	LNG CT コンボイ (CCS)	石油
燃料費 + CO2対策コスト	7.7	7.9	8.0	9.0	9.3	10.9	16.6
燃料費	4.9	6.7	6.8	7.3	7.9	9.2	12.9
CO2対策コスト	CO2対策費用	0.7	0.3	0.3	1.7	0.3	0.4
	CO2輸送 & 貯留費用	2.1	0.9	0.9	—	1.0	1.2

不確実性を考慮し2倍程度の幅で検討

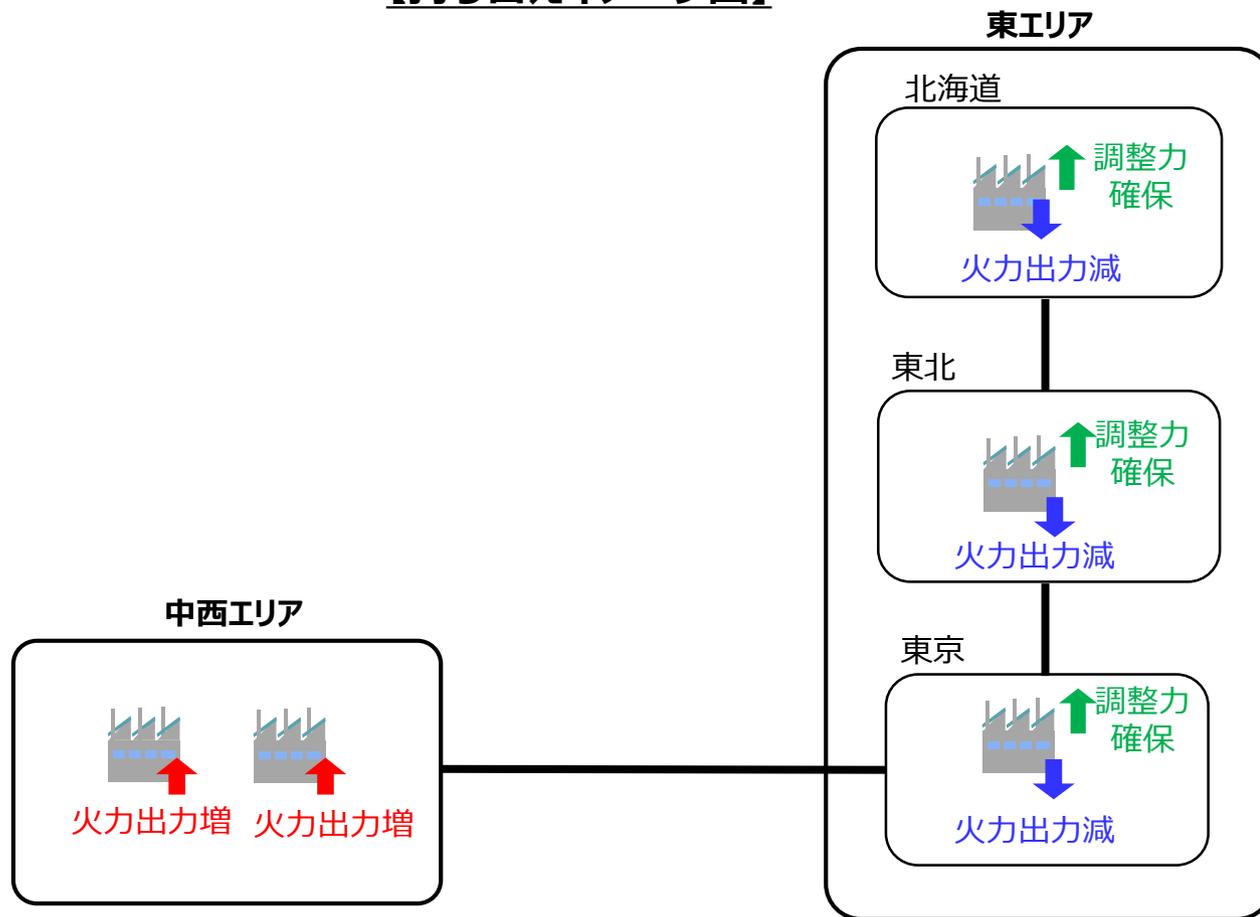
燃料費 + CO2対策コストの範囲

[円/kWh]

	石炭 (CCS)	LNG MACC 1500℃級 (CCS)	LNG ACC 1350℃級 (CCS)	水素 (混焼)	LNG CC 1100℃級 (CCS)	LNG CT コンボイ (CCS)	石油
燃料費 + CO2対策コスト	7.7~12.5	7.9~14.6	8.0~14.8	9.0~16.3	9.3~17.2	10.9~20.1	16.6~29.4
燃料費	4.9~9.7	6.7~13.4	6.8~13.6	7.3~14.6	7.9~15.9	9.2~18.5	12.9~25.8
CO2対策コスト	CO2対策費用	0.7	0.3	0.3	1.7	0.3	0.4
	CO2輸送 & 貯留費用	2.1	0.9	0.9	—	1.0	1.2

- 持ち替え費用算出のために使用した需給シミュレーション結果は全国での結果であり、中西エリアも含めて調整力確保に伴う発電機の持ち替えが発生することから、中西エリアの持ち替え費用についても、今回の費用試算に含めた。

【持ち替えイメージ図】



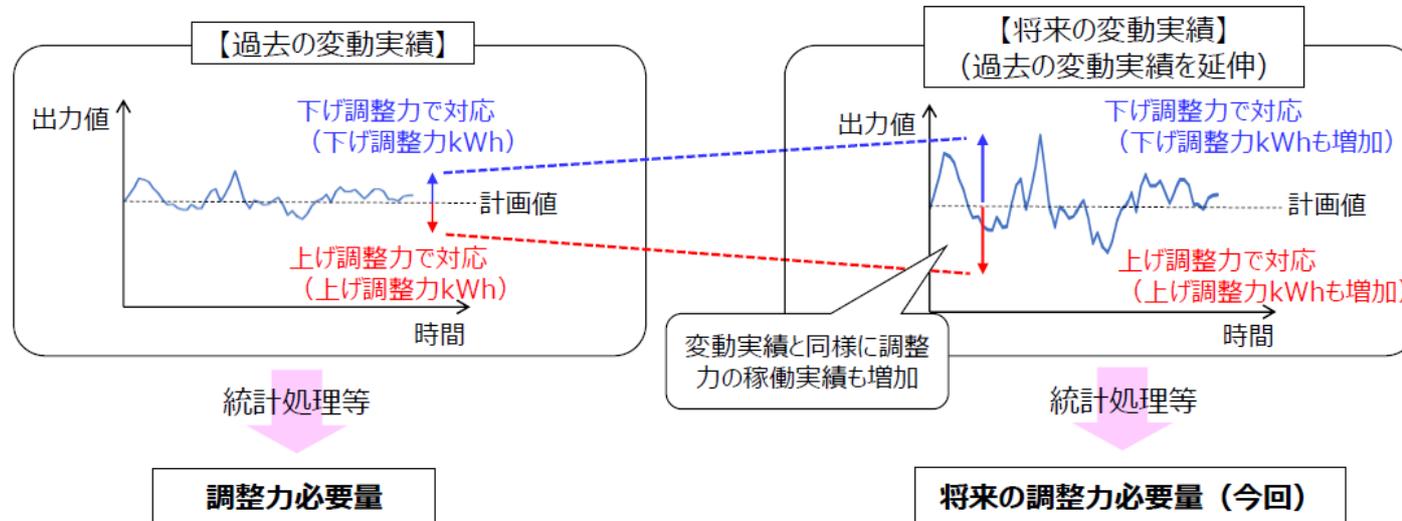
(4) 再エネ増加に伴う調整力の費用試算について 【(4)－2：調整力kWh費用】

- 前回と同様、将来の再エネ増加に伴う調整力の費用試算として、再エネの予測誤差と時間内変動に対応した調整力の稼働に伴う費用（調整力kWh）についても試算する。

(3) 再エネ増加に伴う調整力の費用試算について 【(3)－2：調整力kWh費用】

33

- 将来の再エネ増加に伴う調整力の費用試算として、再エネの予測誤差と時間内変動に対応した調整力の稼働に伴う費用（調整力kWh）についても試算する。
- 将来の調整力必要量を推計する際、過去（2019年度）の再エネの予測誤差と時間内変動を将来の再エネ設備量の比率で乗算し推計しているが、予測誤差と時間内変動が増加することは、調整力の稼働実績も増えるものと推定される。
- 今回の調整力kWh費用の試算にあたっては、再エネの予測誤差と時間内変動が増加した分と等倍で、調整力の稼働も増加するとの前提で試算することどうか。



(4) 再エネ増加に伴う調整力の費用試算について
 【(4)－2：調整力kWh費用（試算結果）】

- 東3社の再エネ増加量に伴う調整力kWhの費用について、東3社の2019年度の調整力kWh費用をもとに試算する。（手順①）
- 将来の調整力必要量推計の際、再エネの予測誤差は0.66×N倍、時間内変動はN倍で推計しているため、2019年度の調整力kWh費用に乗算する倍率もそれぞれ異なる。よって予測誤差と時間内変動を分けて試算する(手順②)。
- 2019年度の調整力kWh費用を2019年度の再エネ予測誤差と時間内変動の比率で按分後、それぞれの年間合計値（ΔkW・h）の倍率にて乗算。その後、2019年度の調整力kWh費用を差引き、再エネの予測誤差と時間内変動に伴う調整力kWh費用を試算した（手順③④）。試算した結果、**年間で約1,826億円**となった。

① 2019年度 東3社調整力費用（実績値）	費用【億円】
上げ調整力費用（支出）	約 1,750
下げ調整力費用（収入）	約 1,350
差額	約 400

調整力kWhについて2019年度の再エネ予測誤差と時間内変動の割合で按分

② 2019年度 東3社の比率	比率	費用【億円】 按分後
再エネ予測誤差	67%	268
再エネ時間内変動	33%	132

③	【万kWh】		
東3社年間総量 【ΔkW・h】※	2019年度	ベースシナリオ (2050With)	倍率
再エネ予測誤差	841,475	4,390,470	5.2
再エネ時間内変動	420,780	2,640,453	6.3

※変動実績からΔkW・hを求めており、ΔkW・hは変動実績相当となっている。

④ ※1	費用按分後	倍率	調整力kWh
再エネ予測誤差	268億円	5.2	1,394億円
再エネ時間内変動	132億円	6.3	832億円

合計値から400億円を差引き

合計：1,826億円（年間）

※1 上げ調整単価、下げ調整単価は2019年度から変更が無いという前提での試算結果であり、2019年度の調整力kWh費用を将来の変動実績相当で乗算した試算結果であることに留意

(4) 再エネ増加に伴う調整力の費用試算について

【(4)－2：調整力kWh費用（試算結果の差異について）】

- 調整力kWh費用については、東3社の2019年度の調整力kWh費用を、将来の再エネ予測誤差と時間内変動をもとに延伸し算出しており、ベースシナリオ（2050Without）のほうが再エネ予測誤差と時間内変動の調整力必要量が多い分、調整力kWh費用もベースシナリオ（2050Without）のほうが375億円増となった。

【ベースシナリオ（2050Without）調整力kWh費用】

※1	費用按分後	倍率	調整力kWh
再エネ予測誤差	268億円	4.1	1,099億円
再エネ時間内変動	132億円	5.7	752億円

合計値から400億円を差引き

合計：1,451億円（年間）

【ベースシナリオ（2050With）調整力kWh費用】

※1	費用按分後	倍率	調整力kWh
再エネ予測誤差	268億円	5.2	1,394億円
再エネ時間内変動	132億円	6.3	832億円

合計値から400億円を差引き

合計：1,826億円（年間）

※1 上げ調整単価、下げ調整単価は2019年度から変更が無いという前提での試算結果であり、2019年度の調整力kWh費用を将来の変動実績相当で乗算した試算結果であることに留意

(4) 再エネ増加に伴う調整力の費用試算について

【再エネ導入量増加に伴う調整力の費用試算結果について（東3社）】

- 東3社の再エネ導入量増加に伴う調整力の費用試算の結果について、 Δ kW費用と調整力kWh費用を合計した結果、**年間で約2,112億円**となった。
- 上記の試算結果については、様々な前提を置いた上での概算であり規模感を示したものであるため、前提の置き方によっては概算金額が変わることに留意が必要である。

【ベースシナリオ（2050With）東3社の再エネ導入量増加に伴う調整力の費用（年間費用概算）】

※1 ※2 ※3	費用【億円】
Δ kW費用	286
調整力kWh費用	1,826
合計	2,112

- ※1 ベースシナリオ（2050With）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、結果が変わることに留意
- ※2 発電費用（起動費、燃料費）についてはベースシナリオ（2050With）の想定値を使用
- ※3 上げ調整単価、下げ調整単価は2019年度から変更が無いという前提での試算結果であり、2019年度の調整力kWh費用を将来の変動実績相当で乗算した試算結果であることに留意

(4) 再エネ増加に伴う調整力の費用試算について
【再エネ導入量増加に伴う調整力の費用試算結果について（全国概算）】

- ベースシナリオ（2050With）における東3社の再エネ導入量増加に伴う調整力確保の費用試算については、**2,112億円（年間）**という結果となった。
- ベースシナリオ（2050With）における**全国の再エネ設備量は、東3社の約2倍**であることから、東3社の費用試算結果を2倍し全国での費用を概算すると、約**4,224億円（年間）**程度の規模感といえるか。

(4) 再エネ増加に伴う調整力の費用試算について
 【再エネ導入量増加に伴う調整力の費用試算結果について（全国概算の比較）】

- 全国概算について、ベースシナリオ（2050Without）とベースシナリオ（2050With）で比較すると、調整力必要量が大きいベースシナリオ（2050With）の方が、約690億円程度の増額となった。

※1※2※3

費用【億円】	2050Without	2050With
ΔkW費用	315	286
調整力kWh費用	1,451	1,826
合計	1,766	2,112
全国概算（年間）	3,532	4,224

- ※1 ベースシナリオ（2050Withoutおよび2050With）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、結果が変わることに留意
- ※2 発電費用（起動費、燃料費）についてはベースシナリオ（2050Withoutおよび2050With）の想定値を使用
- ※3 上げ調整単価、下げ調整単価は2019年度から変更が無いという前提での試算結果であり、2019年度の調整力kWh費用を将来の変動実績相当で乗算した試算結果であることに留意

- 今回はベースシナリオ（2050With）における調整力必要量の推計と、再エネの予測誤差と時間内変動に対応するための調整力費用について試算を行った。
- 調整力費用の試算結果についてベースシナリオ（2050Without）とベースシナリオ（2050With）を比較すると、全国概算でベースシナリオ（2050With）のほうが約690億円程度の増額となった。
- 今回の試算については、様々な前提を置いた上での試算であるため、前提条件が見直されれば算定結果も異なることに留意が必要である。
- 今回の試算結果は、広域運用が可能という前提を置くと、調整力は確保可能という結果となったが、需給状況によっては新たな調整力リソースとして、蓄電池や今回検討した需要リソースの活用も考えられる。さらには調整力の脱炭素化の観点からも蓄電池や需要リソースの活用が考えられる。
- ベースシナリオ（2050Without）とベースシナリオ（2050With）の試算結果については、広域連系システム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においても報告を予定している。

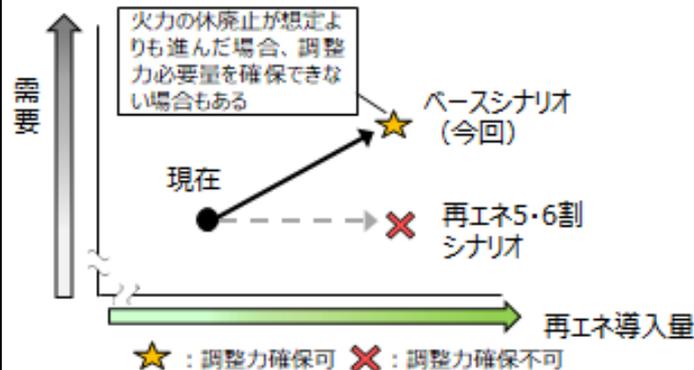
- 調整力確保可能量については、電力需要・再エネ導入量・調整力リソースの3つの状況次第であり、これらのバランスによっては調整力が確保できない状況も考えられる。

今回の確認結果について

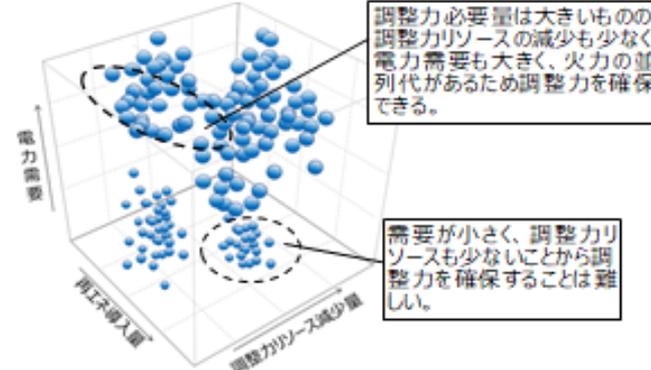
37

- ベースシナリオ (2050Without) は、火力については燃料転換等が進み現状相当の設備量を想定していること、電力需要の増加が想定されていることから、再エネ導入量が多いものの、必要な調整力は比較的確保しやすいシナリオであると推定される。
- 調整力確保可能量については、電力需要・再エネ導入量・調整力リソースの3つ状況次第であり、これらのバランスによっては調整力が確保できない状況となることも考えられる。
- また、火力等の最低出力があるリソースは、再エネ抑制回避を優先すれば調整力として活用できない（並列できない）状況もあることに留意が必要。
なお、将来的に蓄電池等の最低出力を伴わない調整力リソースが増加すれば、再エネ出力制御の回避と調整力確保を両立できることも想定される。一方、慣性力の確保といった点の考慮も必要となるか。
- 以上の観点を踏まえ、電力需要や再エネ導入量の見通し、および火力休廃止等の調整力リソースの動向について、引き続き注視していく必要がある。

【調整力の要因イメージ (調整力リソースは固定)】



【将来想定毎のイメージ】



- カーボンニュートラルの実現に向けては、調整力の脱炭素化として揚水発電や蓄電池、需要リソースの活用が考えられる。

論点⑤ 脱炭素型の調整力の導入・転換支援

- カーボンニュートラル実現に向けて、現在、調整力として重要な役割を担っている火力発電の減少が見込まれる中、今後、新たに確保する調整力はできる限り脱炭素型にするとともに、既存の調整力についても、段階的に脱炭素型に置き換えていくことが重要となる。
- 現状、脱炭素型の調整力として期待の大きい揚水発電は、固定費用が高い一方で稼働率が低いこともあり、中長期的な経済性が必ずしも十分に確保できていない。また、今後導入が進むと考えられる系統用蓄電池についても同様の課題を持つ可能性がある。
- 他方、2024年度から容量市場の運用が開始することで、一定の固定費の回収が可能となるとともに、再エネの導入拡大に伴う卸電力市場価格の変動等により、中期的に稼働率の向上が見込まれる。
- こうした中で、脱炭素型の調整力の導入及び転換を促進するため、足下では、長期脱炭素電源オークション制度の具体的な制度設計を進めるとともに、初期の設備投資や維持管理費の軽減を図るための予算措置等を講じている。
- カーボンニュートラル実現に向けて、今後、脱炭素型の調整力の導入及び転換を更に促進する上で、どのような取組が必要となるか。
- 例えば、長期脱炭素電源オークション制度や需給調整市場等において、脱炭素型の調整力確保を後押しする仕組みとして、どのようなことが考えられるか。