

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8月23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（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。
- それを受け、第67回本委員会（2021年11月16日）において、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、第72回本委員会（2022年4月12日）において、調整力必要量の推計方法等について整理のうえ、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」での調整力必要量の推計結果等をお示したところ。
- 今回は、第72回本委員会で整理した推計方法に従い、マスタープラン基本シナリオにおける連系線増強前のケース（2050Without）における調整力必要量について推計した。
- 合わせて、基本シナリオ（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も試算したので、結果についてご確認いただきたい。

- それぞれの検討項目について、次スライド以降で検討結果をご報告する。

【検討項目】

- (1) 基本シナリオ（2050Without）における調整力必要量の推計について
- (2) 調整力確保可能量の試算について
- (3) 再エネ増加に伴う調整力の費用試算について
 - (3)－1： Δ kW費用
 - (3)－2：調整力kWh費用

(1) 基本シナリオ（2050Without）における調整力必要量の推計について

(2) 調整力確保可能量の試算について

(3) 再エネ増加に伴う調整力の費用試算について

(3)－1： Δ kW費用

(3)－2：調整力kWh費用

- 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。

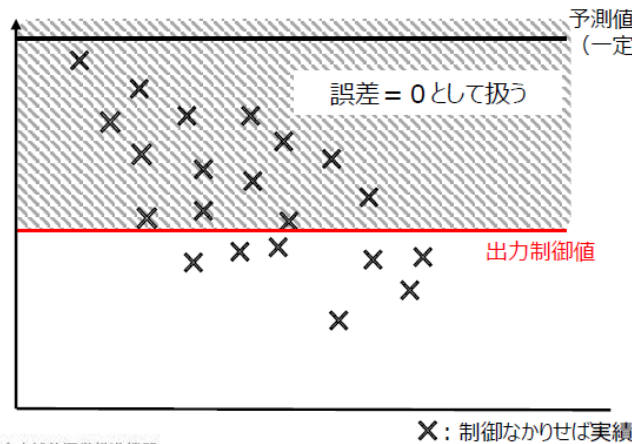
(1) 調整力必要量の推計について

【再エネ出力制御に伴う調整力必要量への影響について】

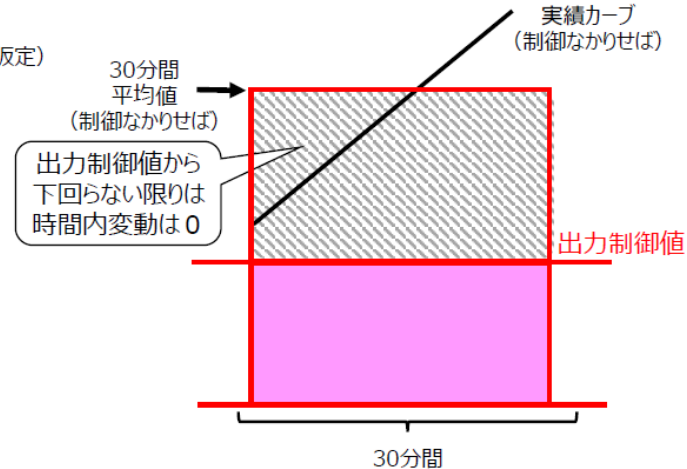
26

- 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】



- マスタープラン基本シナリオ (2050Without) の各時間帯、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>)】

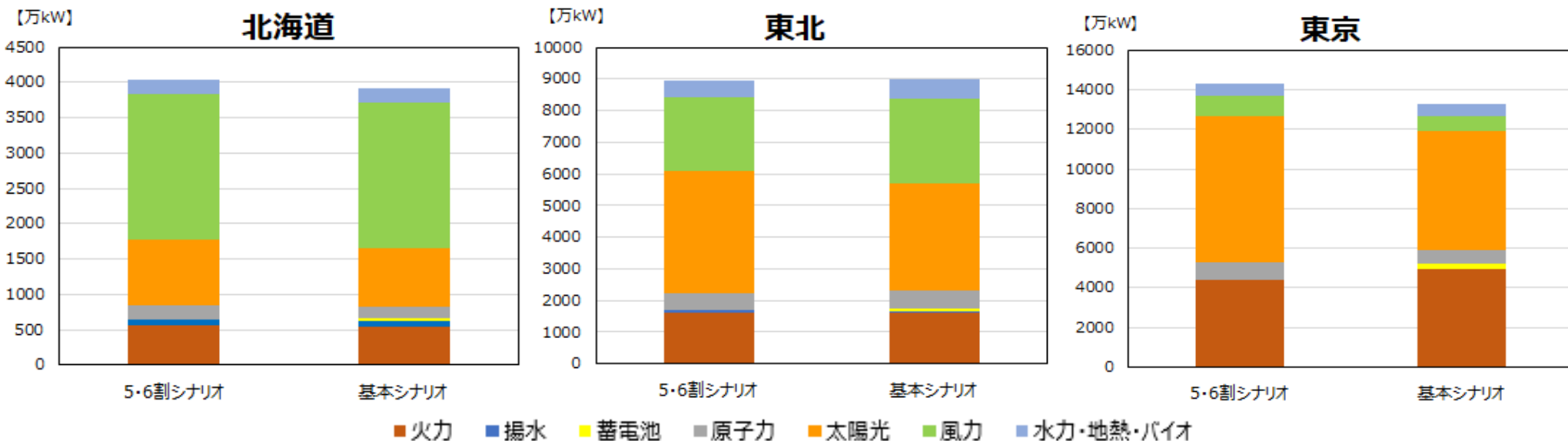
各時間毎に区分

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) 基本シナリオ (2050Without) における東3社の発電設備の構成について 8

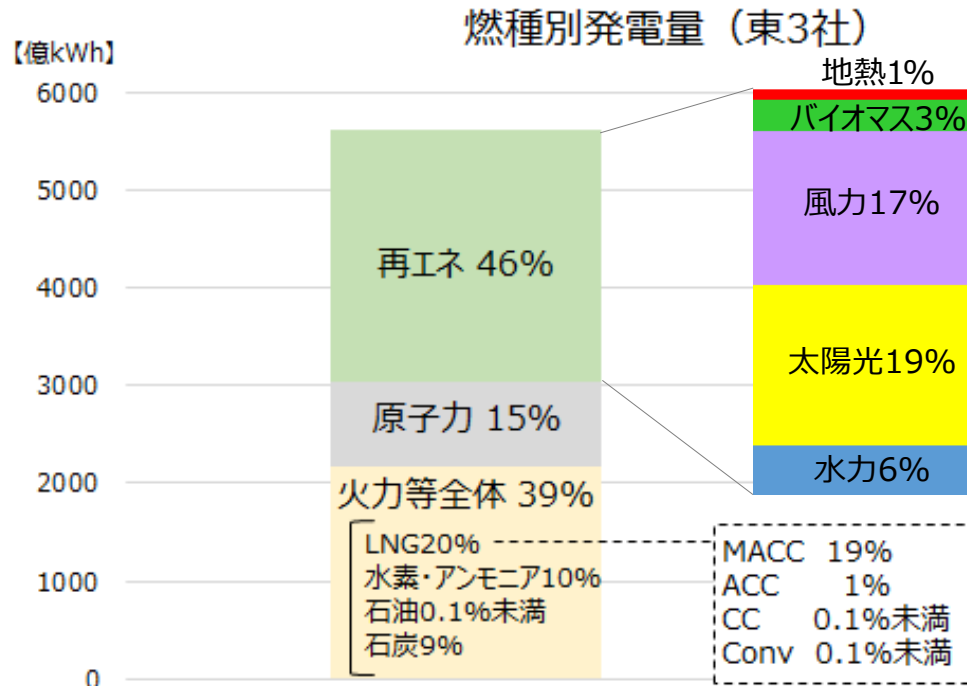
設備構成 【万kW】	北海道		東北		東京	
	再エネ5・6割	基本シナリオ	再エネ5・6割	基本シナリオ	再エネ5・6割	基本シナリオ
火力	560	550	1636	1610	4373	4935
水素・アンモニア	0	99	0	120	0	759
原子力	207	149	552	552	931	711
太陽光	936	831	3864	3378	7388	6023
風力	2057	2063	2327	2707	993	754
水力・地熱・バイオ	191	206	529	624	610	585
揚水	80	80	46	46	1165	1165
蓄電池	0	42	0	100	0	255



(参考) 基本シナリオ (2050Without) 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 9

エリア需要 【万kW】	北海道		東北		東京	
	再エネ5・6割	基本シナリオ	再エネ5・6割	基本シナリオ	再エネ5・6割	基本シナリオ
年間平均	344	554	915	1348	3210	4475
H3需要	508	801	1435	2034	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	基本シナリオ	再エネ5・6割	基本シナリオ	再エネ5・6割	基本シナリオ
出力制御率	56%	52%	42%	25%	20%	1%



(参考) 再エネ5～6割シナリオ (再エネ導入量等について)

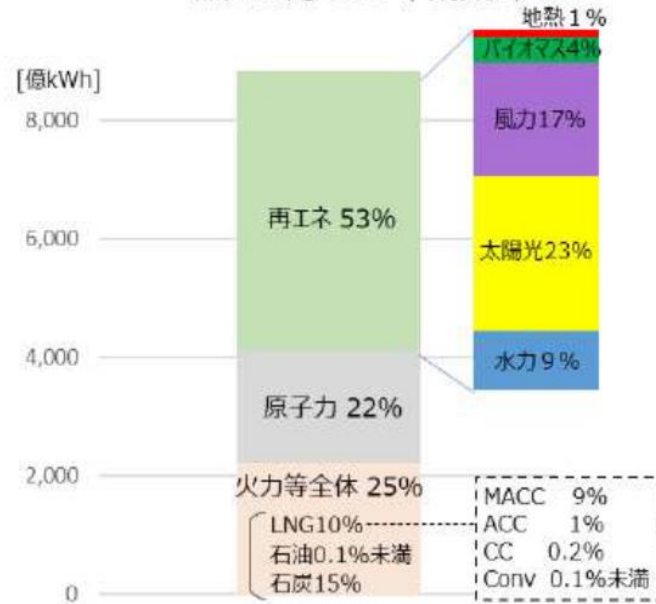
33

■ 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

燃種別発電量 (増強後)



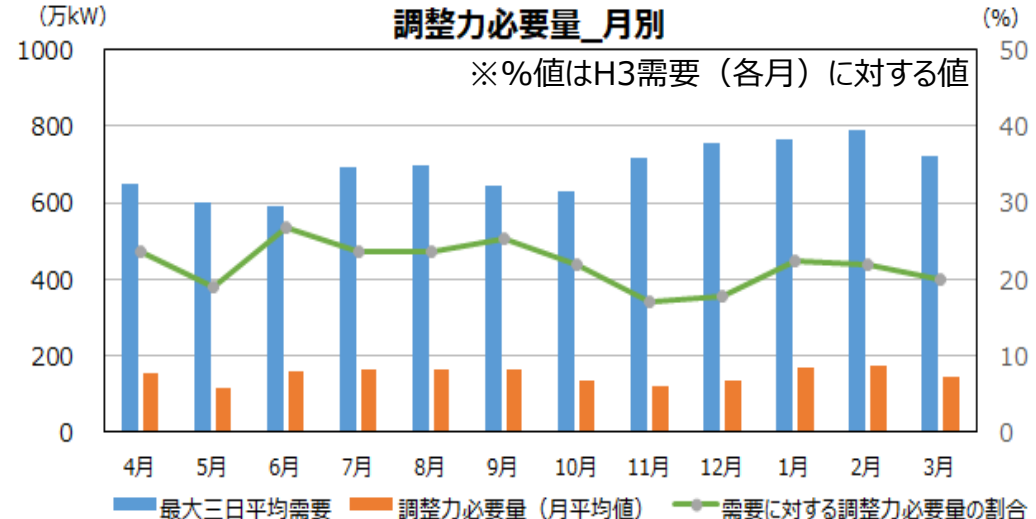
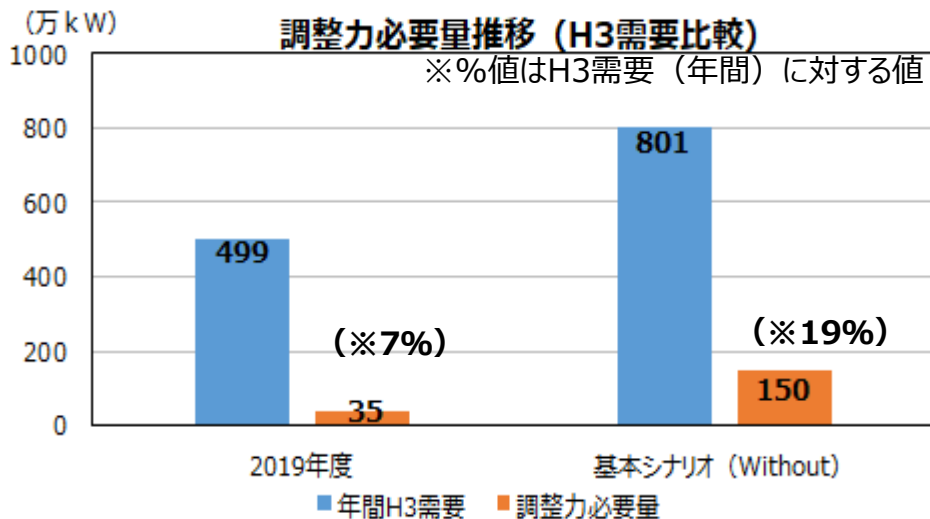
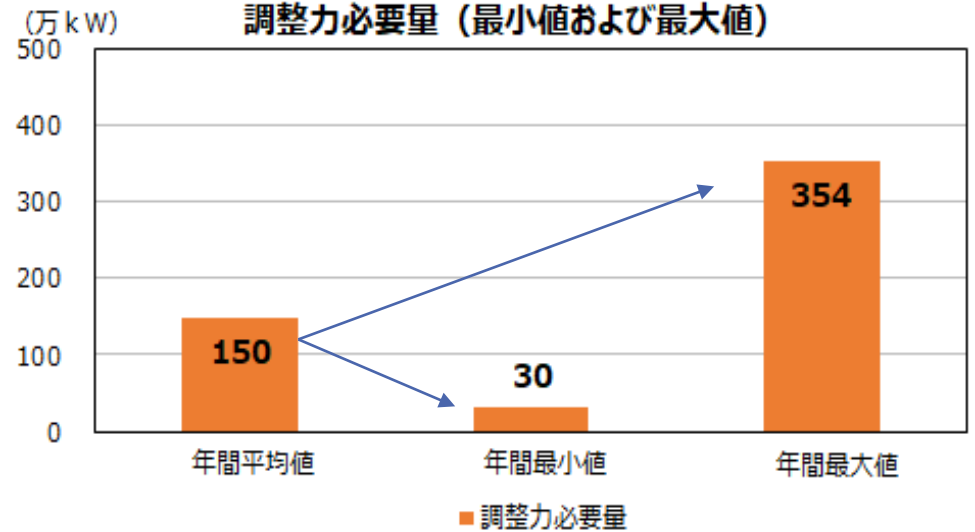
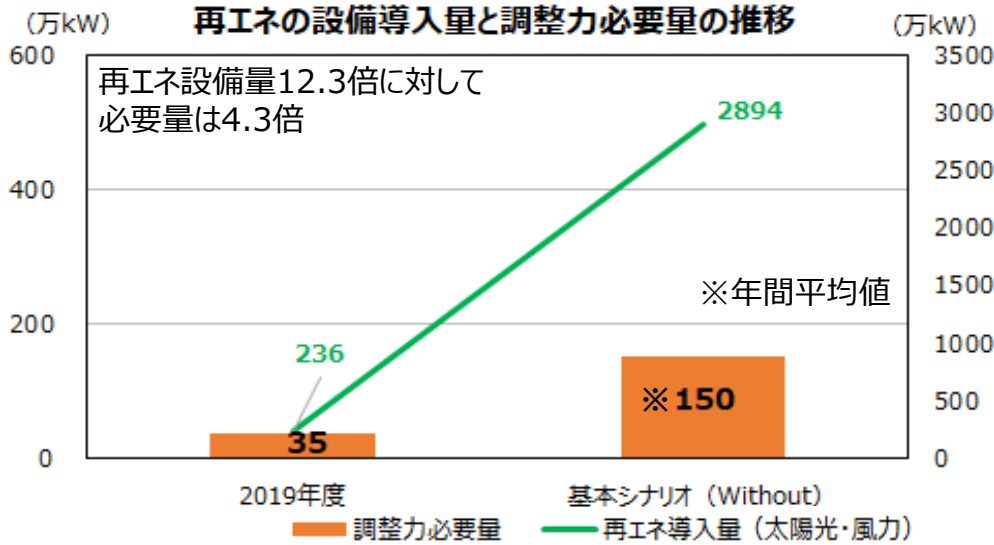
※1 一般送配電事業者聞き取り値とエネルギーミックス2030年度の導入量は、都道府県別包蔵水力 (未開発分) を考慮してエリア配分したうえで、エリア内は既存容量でノード配分
 ※2 一般送配電事業者聞き取り値とエネルギーミックス2030年度の導入量は、既存容量でノード配分
 ※3 エネルギーミックス2030年度の導入量 (155万kW) に対し、2020年度稼働済の案件に資源量調査を実施している地点の情報を加味して補正

出所) マスタープラン検討に係る中間整理 (2021年5月20日)

https://www.occto.or.jp/iinkai/masutapuran/2021/files/masuta_chukan.pdf

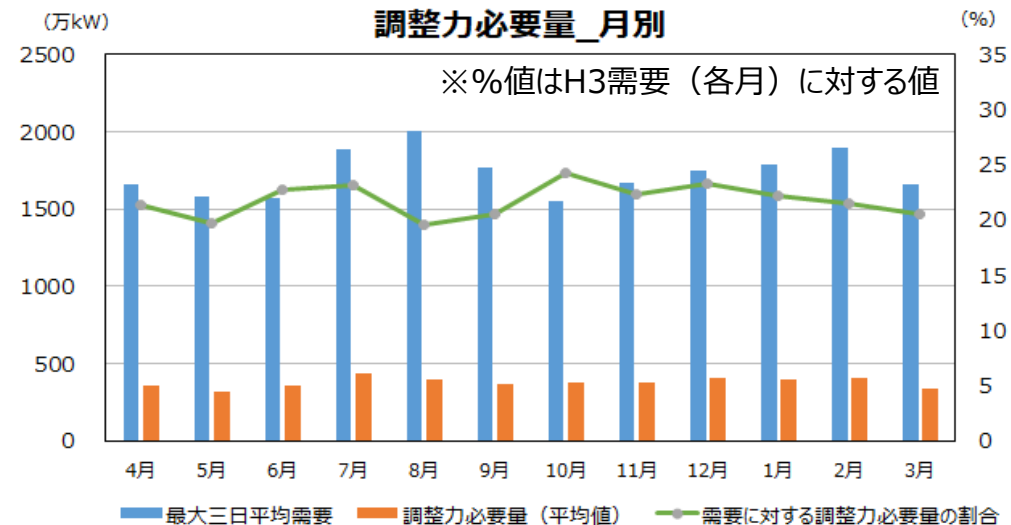
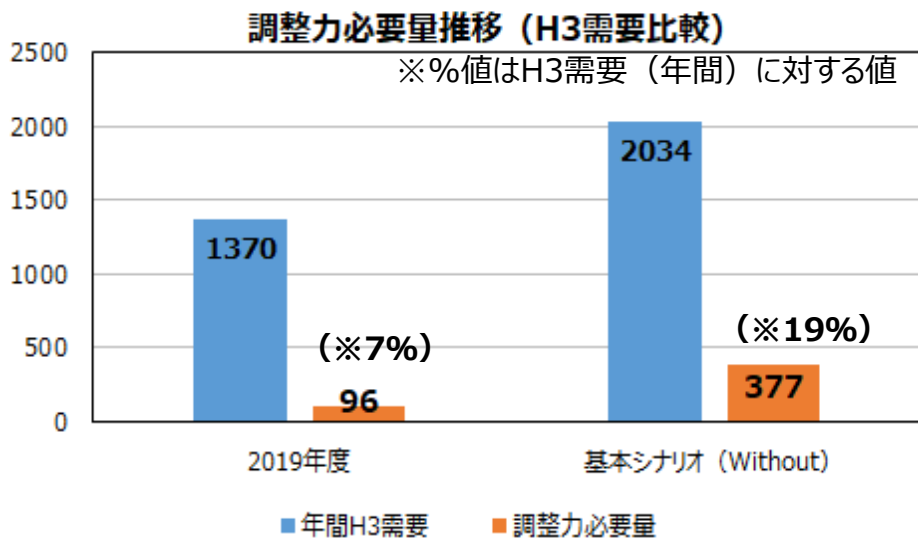
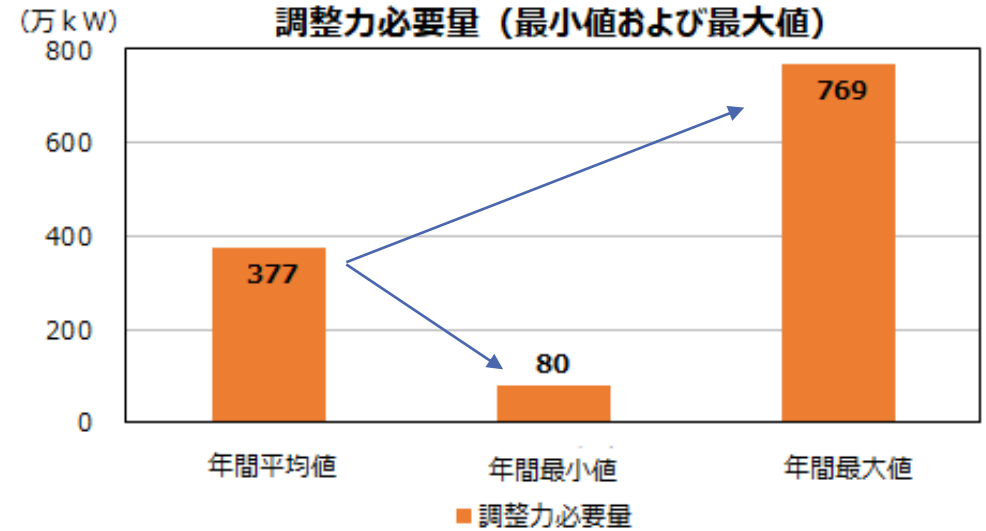
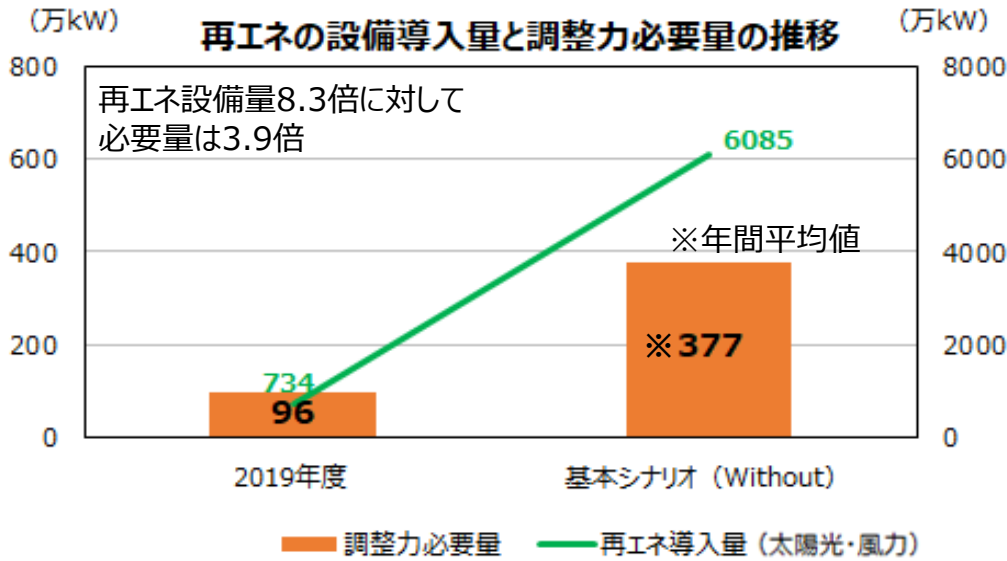
(1) 基本シナリオ (2050Without) における調整力必要量の推計について
 【調整力必要量の推計結果 (北海道エリア)】

- 以降、基本シナリオ (2050Without) 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、19%という結果となった。



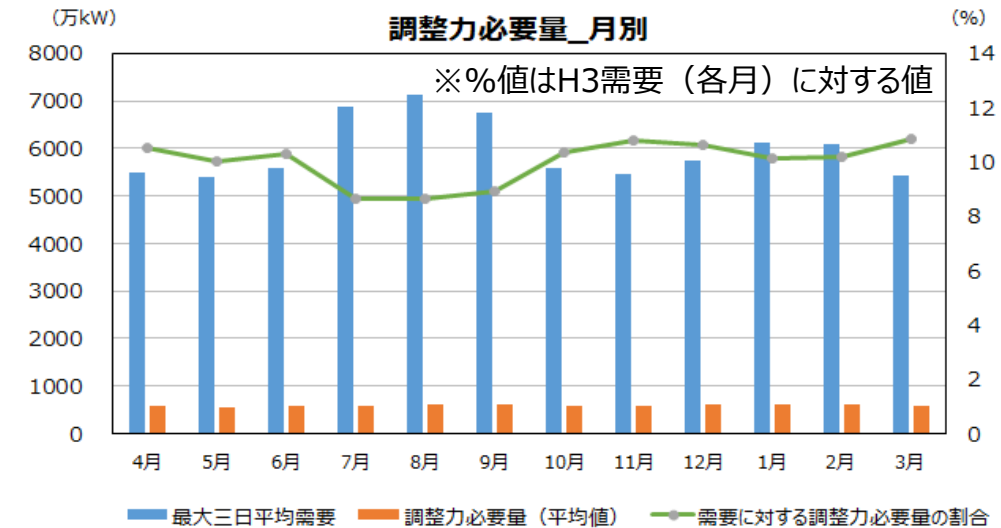
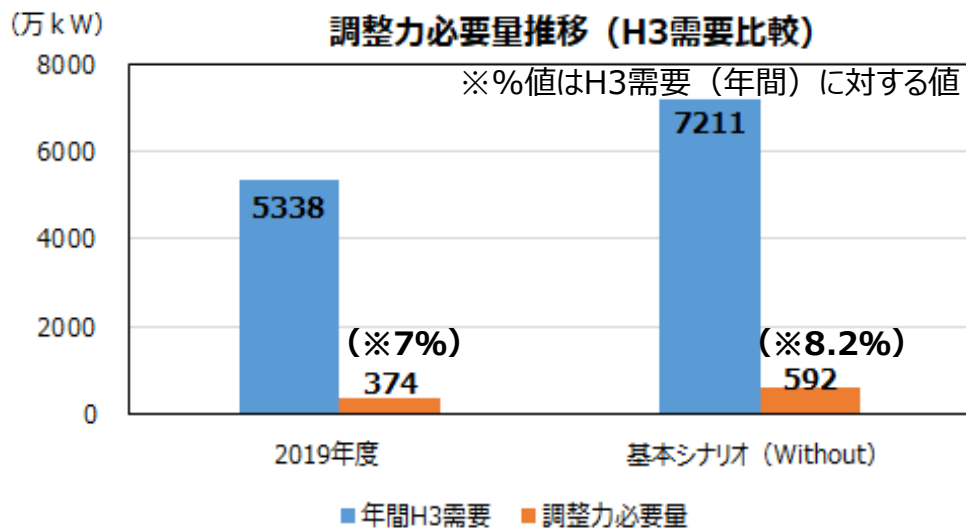
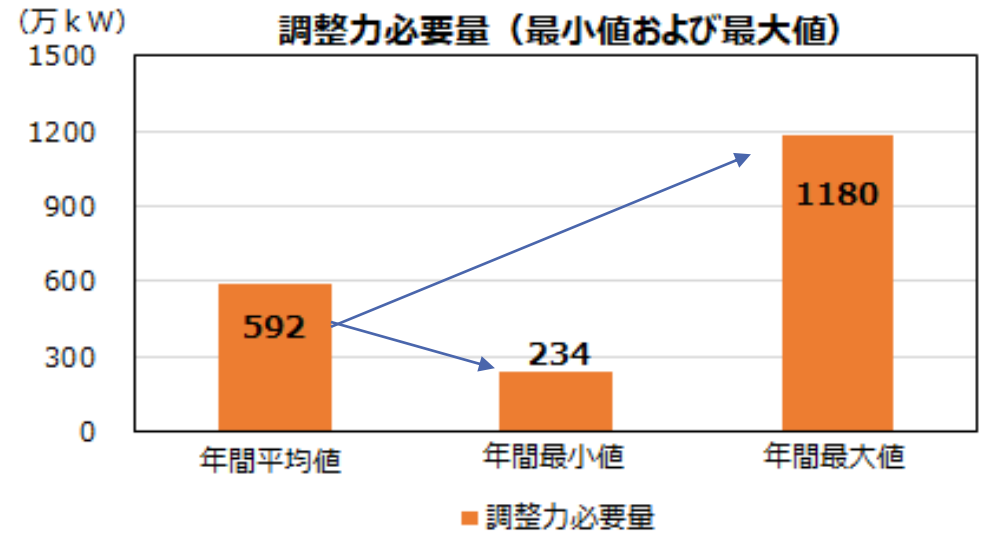
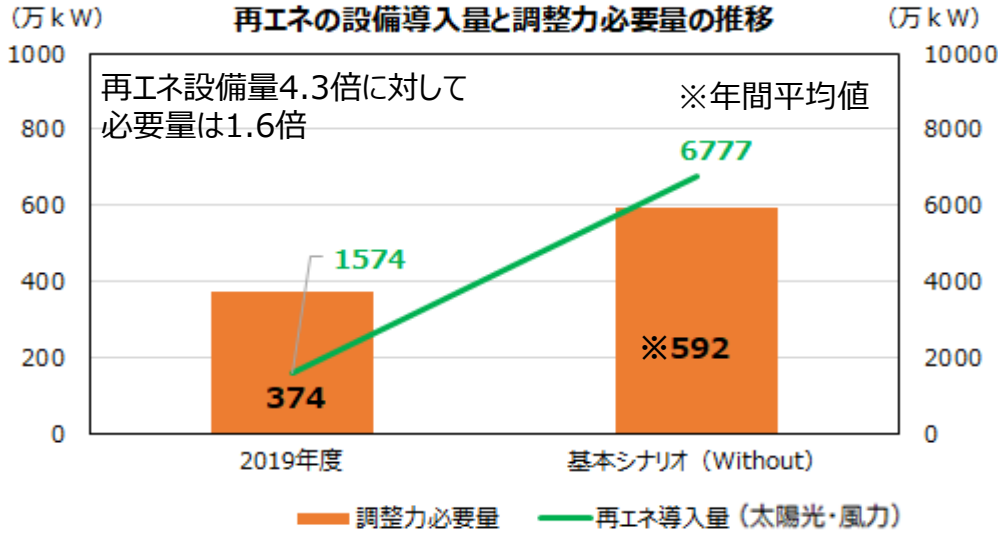
(1) 基本シナリオ (2050Without) における調整力必要量の推計について
 【調整力必要量の推計結果 (東北エリア)】

■ 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、19%という結果となった。

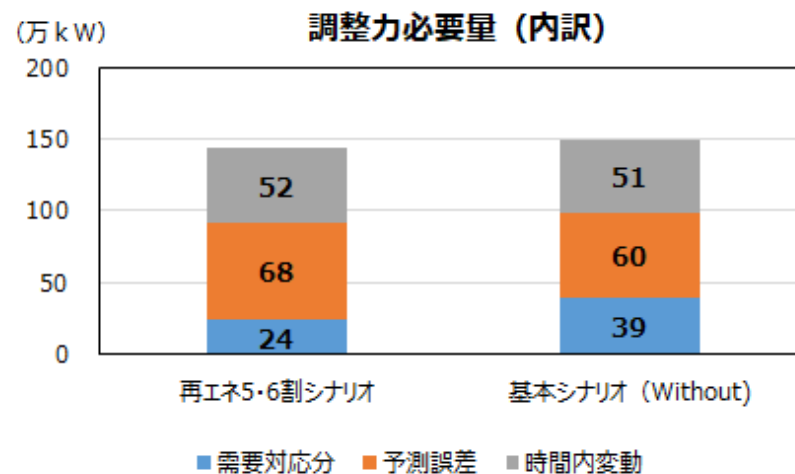
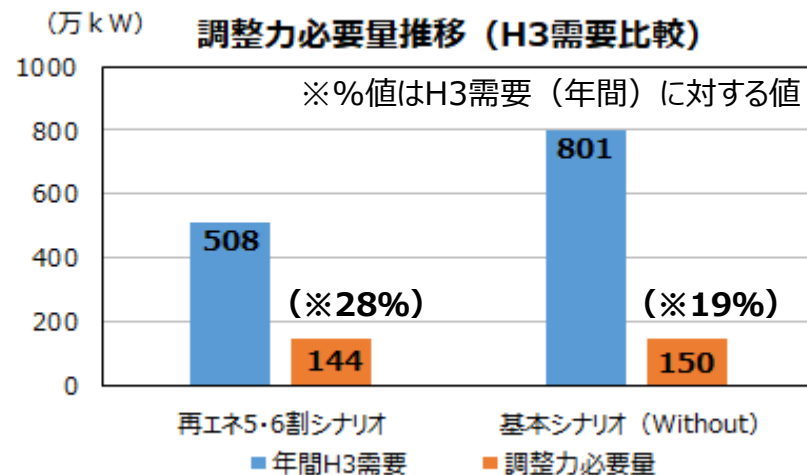
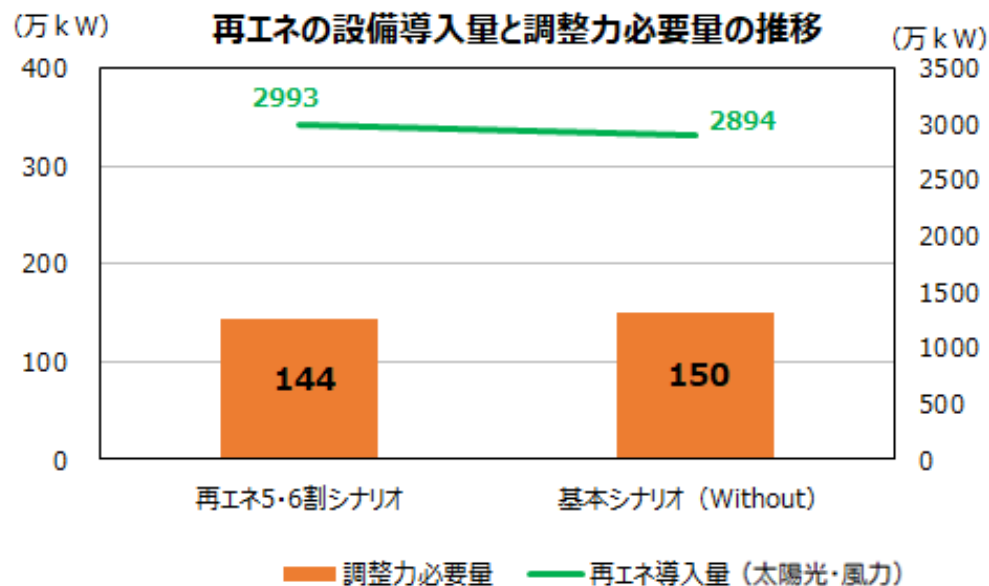


(1) 基本シナリオ (2050Without) における調整力必要量の推計について
 【調整力必要量の推計結果 (東京エリア)】

■ 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。



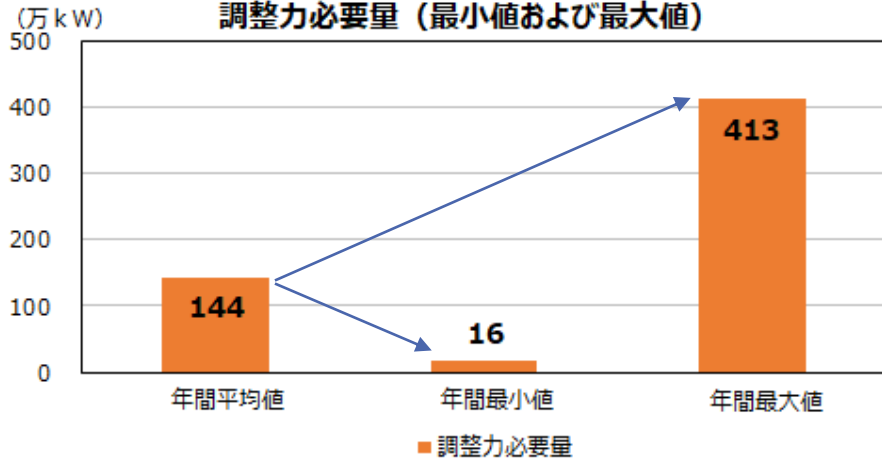
- 年間平均値で見ると、**150万kW**となり、基本シナリオの方が**6万kW多い**結果となった。
- 内訳をみると、需要が増えたことにより需要対応分の数値が増加している。一方、再エネの予測誤差、時間内変動は再エネ出力制御率減少に伴う増加も考えられるが、再エネ導入量減少に伴う影響が大きく、年間平均で見ると減少したと推定される。



- 最小値は、再エネ出力制御率が高い時間帯であり、再エネの予測誤差、時間内変動対応分よりも需要対応分が占める割合が大きいことから、需要の大きい基本シナリオの方が値が大きくなった。
- 一方、最大値は再エネ出力制御率減少による再エネの予測誤差と時間内変動の増加よりも、再エネ設備量減少による再エネの予測誤差と時間内変動の減少の方が大きく、結果して基本シナリオの方が小さくなったと推定される。

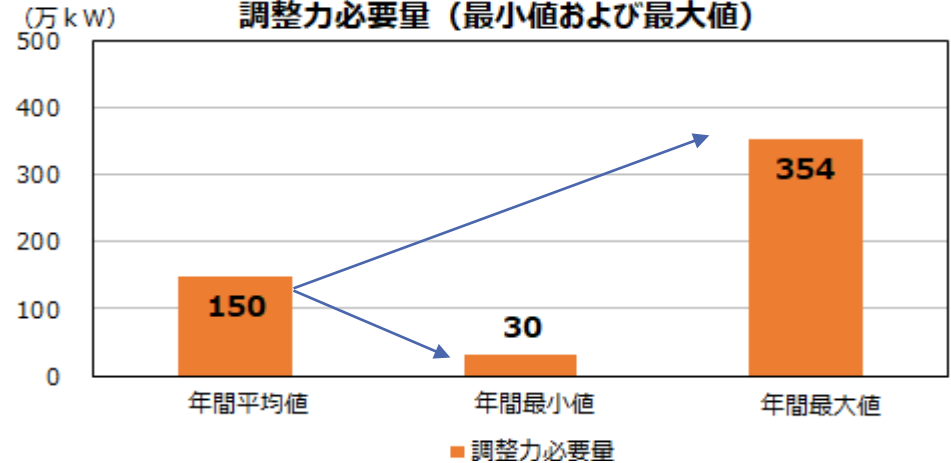
【再エネ5・6割シナリオ】

調整力必要量 (最小値および最大値)



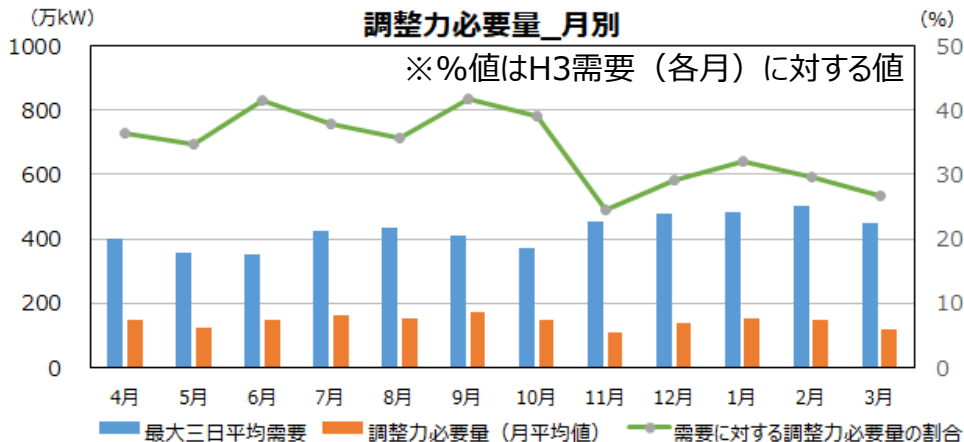
【基本シナリオ (2050Without)】

調整力必要量 (最小値および最大値)



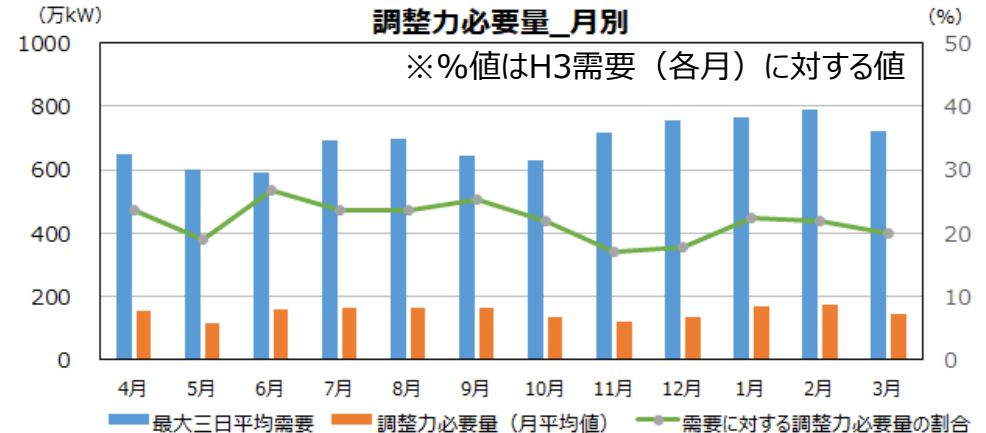
調整力必要量_月別

※%値はH3需要 (各月) に対する値

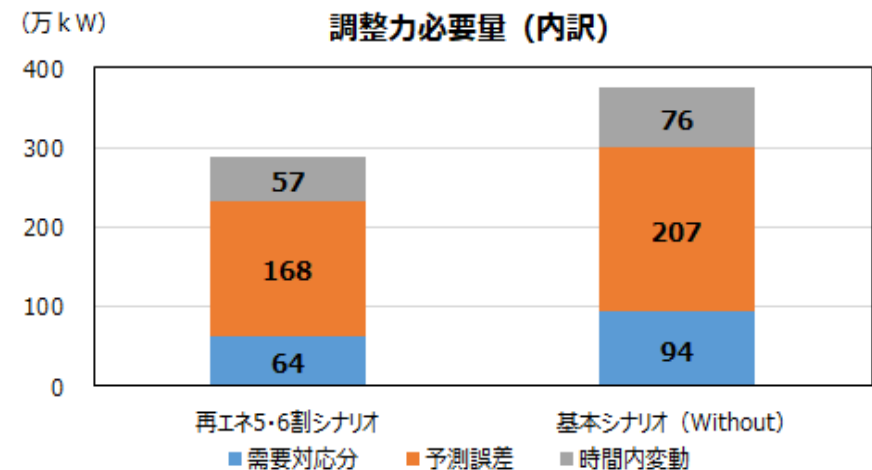
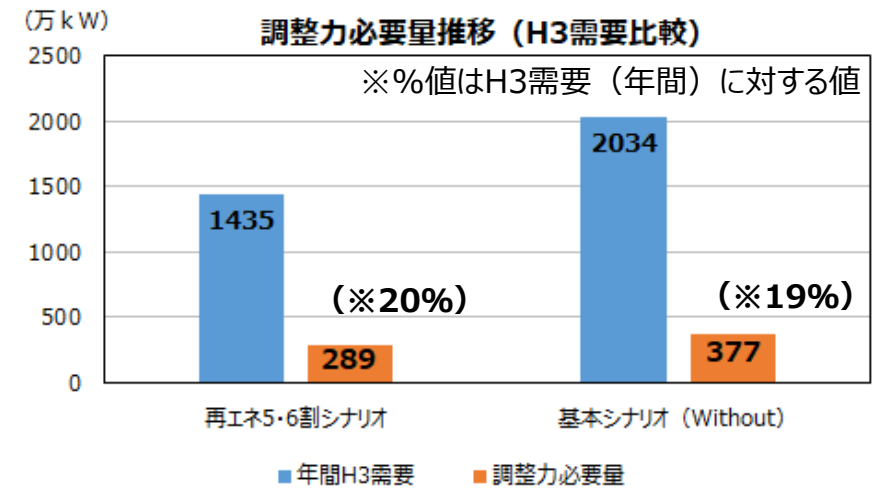
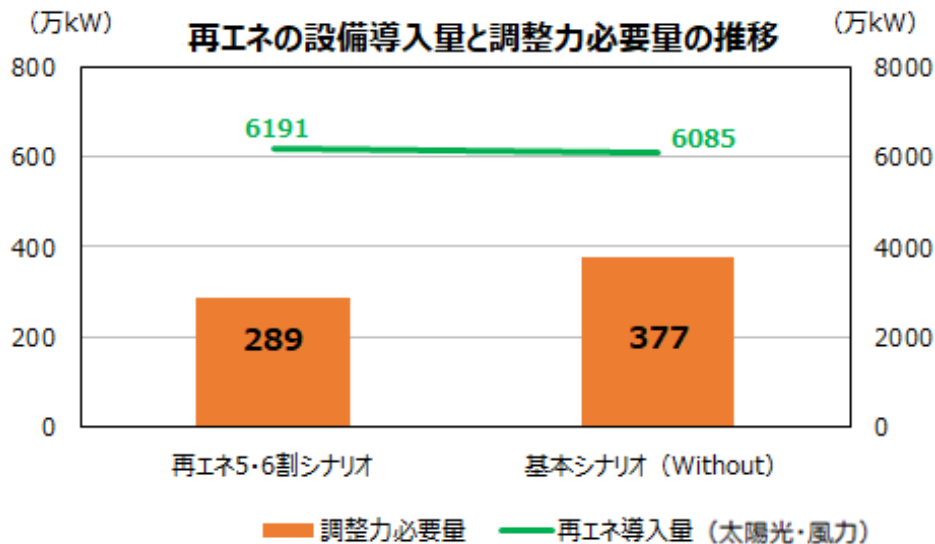


調整力必要量_月別

※%値はH3需要 (各月) に対する値



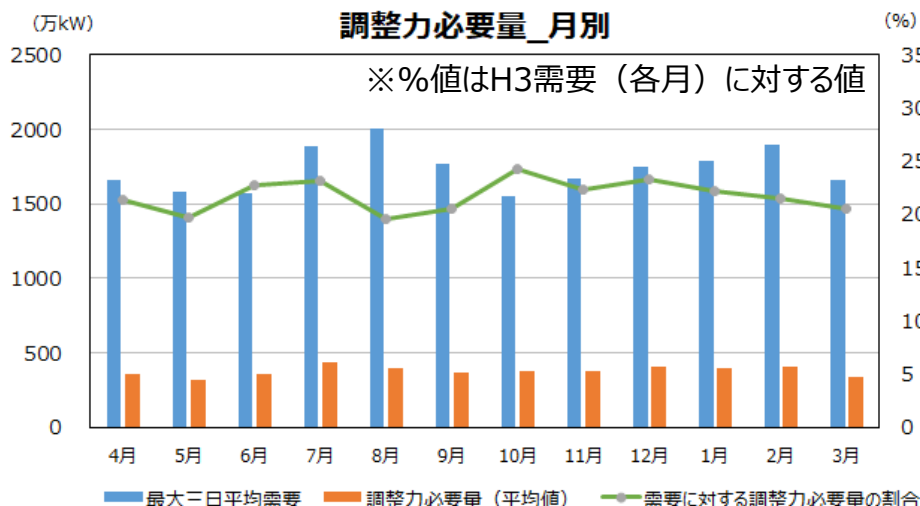
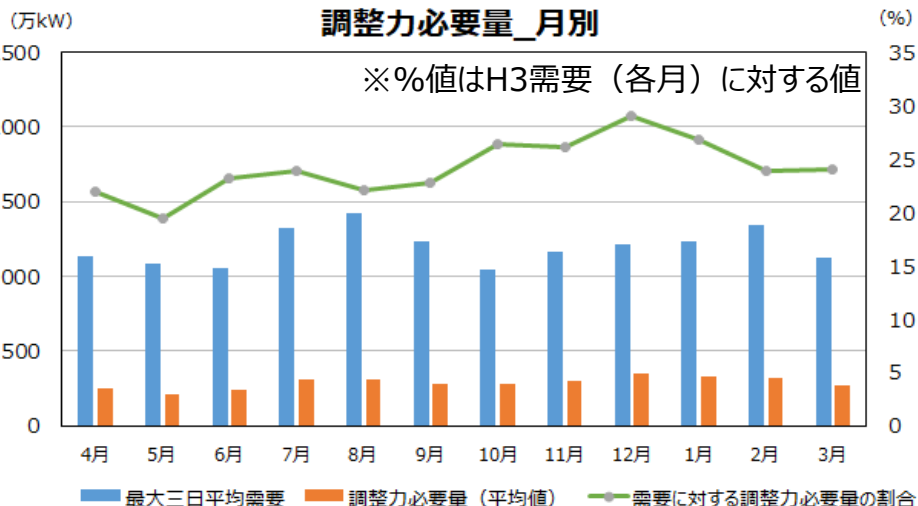
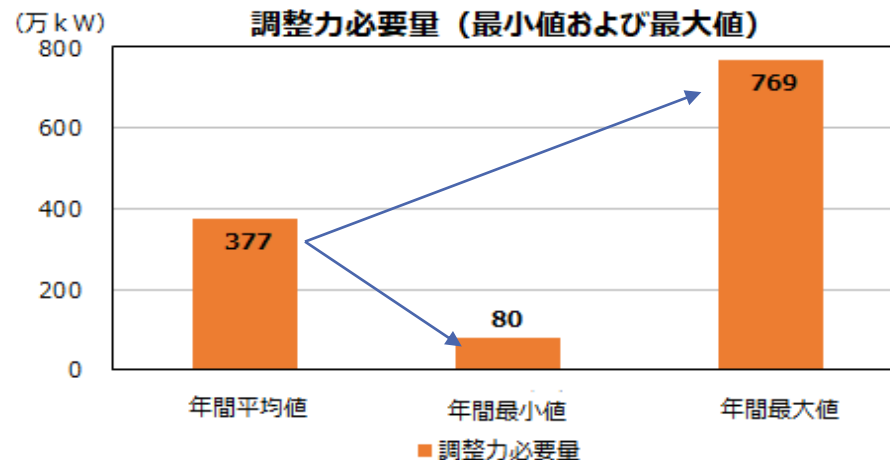
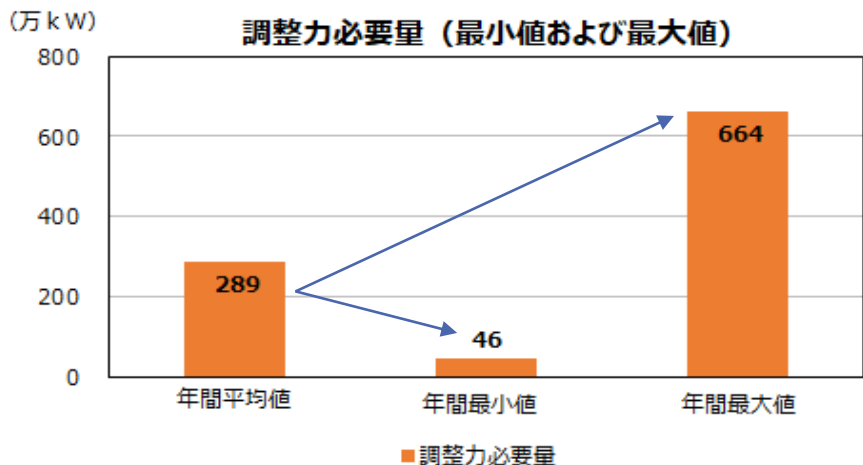
- 年間平均値で見ると、**377万kW**となり、基本シナリオの方が**88万kW多い**結果となった。
- 内訳をみると、北海道と同様、想定需要増により需要対応分が増加している。再エネの予測誤差、時間内変動は再エネ設備量減少による影響も考えられるが、再エネ出力制御率が低下したことによる再エネの予測誤差と時間内変動の増加の方が大きく、結果して基本シナリオの方が大きくなったと推定される。



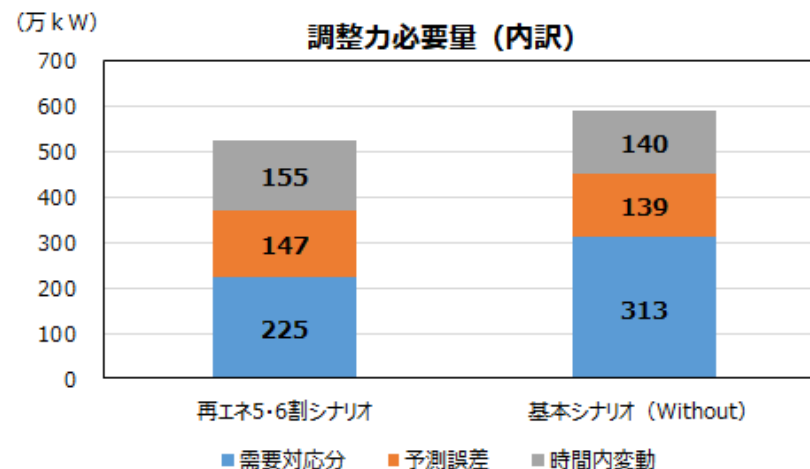
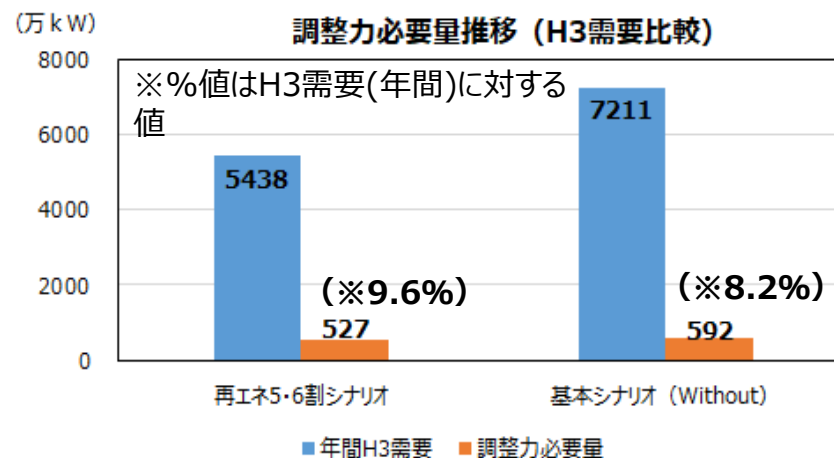
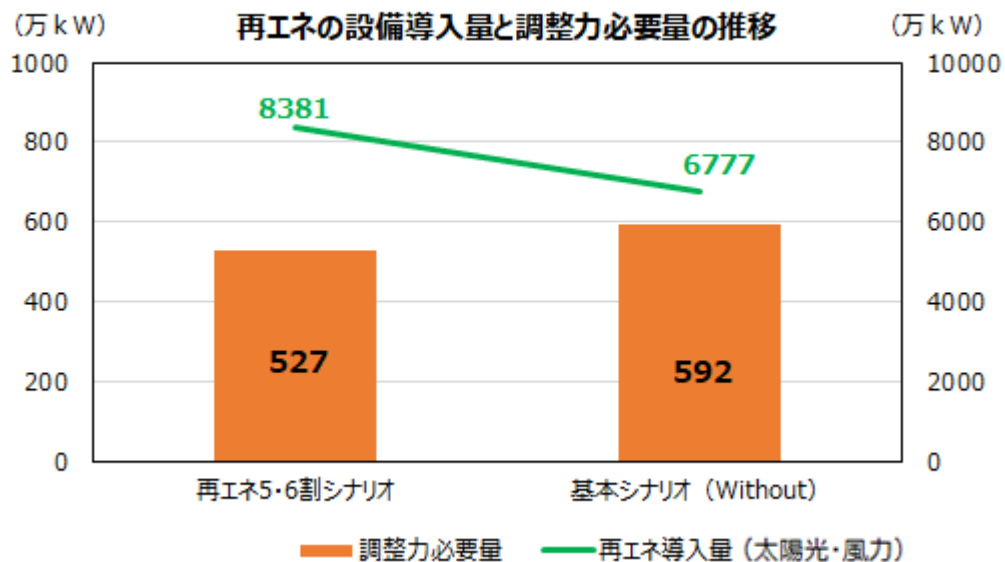
- 最小値は再エネ出力制御率が高い時間帯であり、北海道同様、需要が大きい基本シナリオの方が値が大きくなった。
- 最大値は、風力の予測誤差、時間内変動が大きい時間帯であり、再エネ5・6割シナリオと比較すると風力の設備量が増加 (380万kW増) しているため、基本シナリオの方が大きくなったと推定される。

【再エネ5～6割シナリオ】

【基本シナリオ (2050Without)】

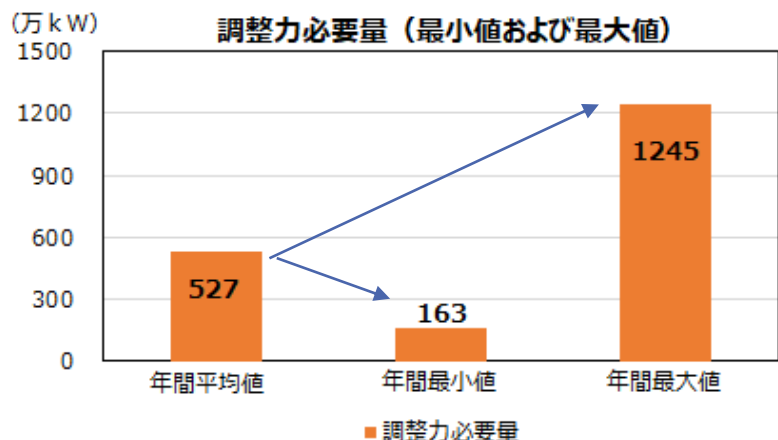


- 年間平均値で見ると、**592万kW**となり、基本シナリオの方が**65万kW増加**する結果となった。
- 内訳をみると、北海道、東北エリアと同様に、需要が増えたことにより需要対応分の数値が増加している。再エネの予測誤差と時間内変動は再エネ出力制御率の減少による増加も考えられるが、再エネ設備量減に伴う減少の方が大きく、結果して基本シナリオの方が小さくなったと推定される。

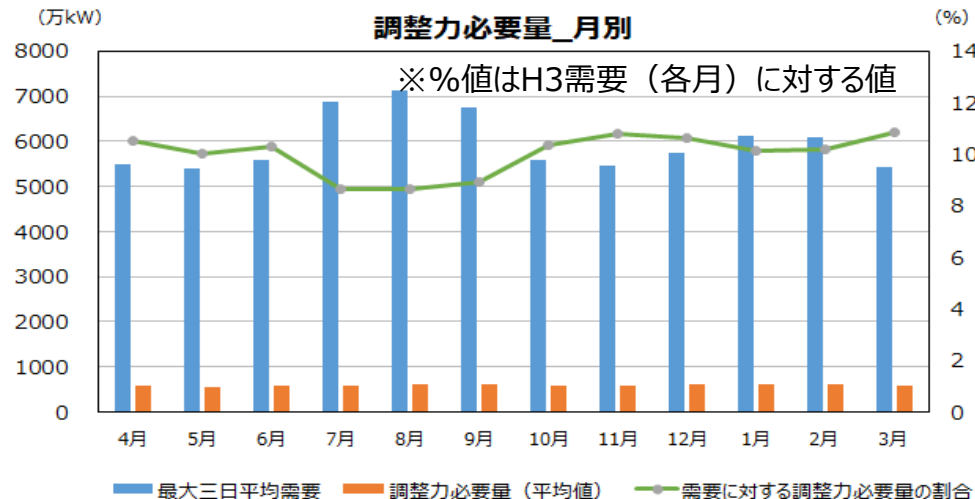
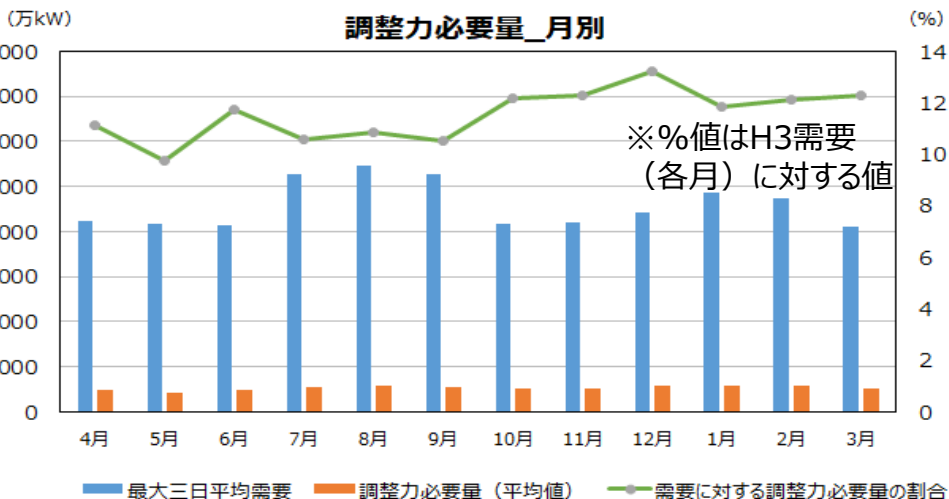
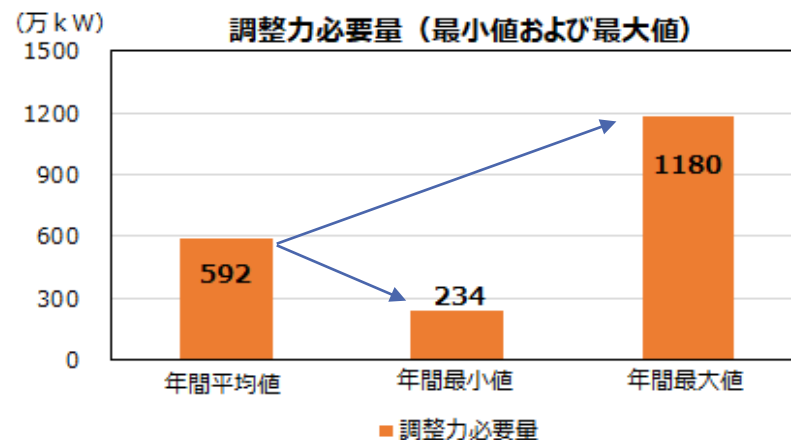


- 最小値は北海道、東北エリア同様、需要が大きい基本シナリオの方が値が大きくなった。
- 一方、最大値の時間帯はどちらのシナリオも再エネ出力制御が無い時間帯であり、再エネ設備量減少に伴う、再エネの予測誤差と時間内変動分の減少分が差分として表れていると推定される。

【再エネ5～6割シナリオ】



【基本シナリオ (2050Without)】



(1) 基本シナリオ（2050Without）における調整力必要量の推計について

(2) 調整力確保可能量の試算について

(3) 再エネ増加に伴う調整力の費用試算について

(3)－1 : Δ kW費用

(3)－2 : 調整力kWh費用

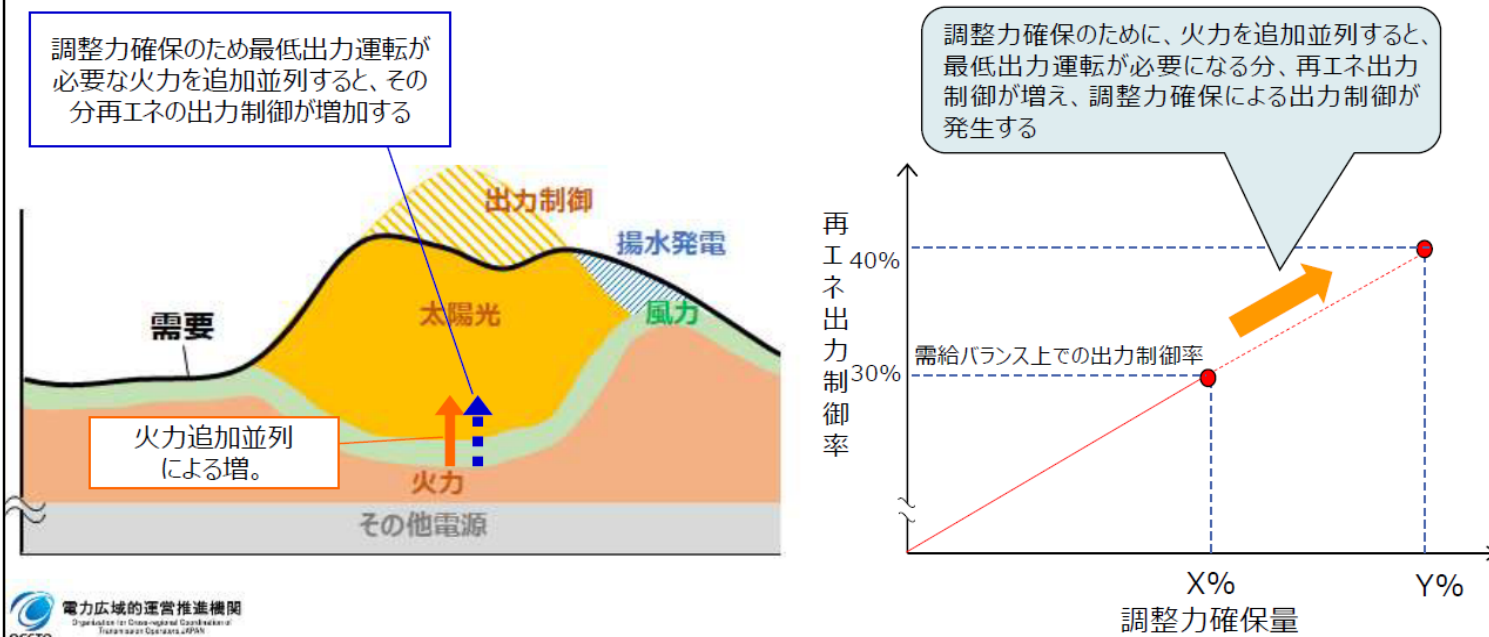
- 再エネの出力制御率を増加させない範囲で、基本シナリオ（2050Without）で想定している発電設備にて確保できる調整力の量について確認した。

(2) 調整力の確保可能量の検討について

42

【(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。



(2) 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）】

- 基本シナリオ（2050Without）において、再エネの出力制御率を増加させない範囲※¹で、基本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217万kW、東北エリアでは583万kW、東京エリアでは3139万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、北海道エリアにおいては基本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。
また、上記の時間帯は連系線の空容量も無く、他エリアからの調整力の調達が不可であるため、別途調整力リソースを調達する必要がある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)	217万kW (27.1%)	583万kW (28.7%)	3139万kW (43.5%)
調整力不足時間数 (年間)	1時間	なし	なし
H3需要	801万kW	2034万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

※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

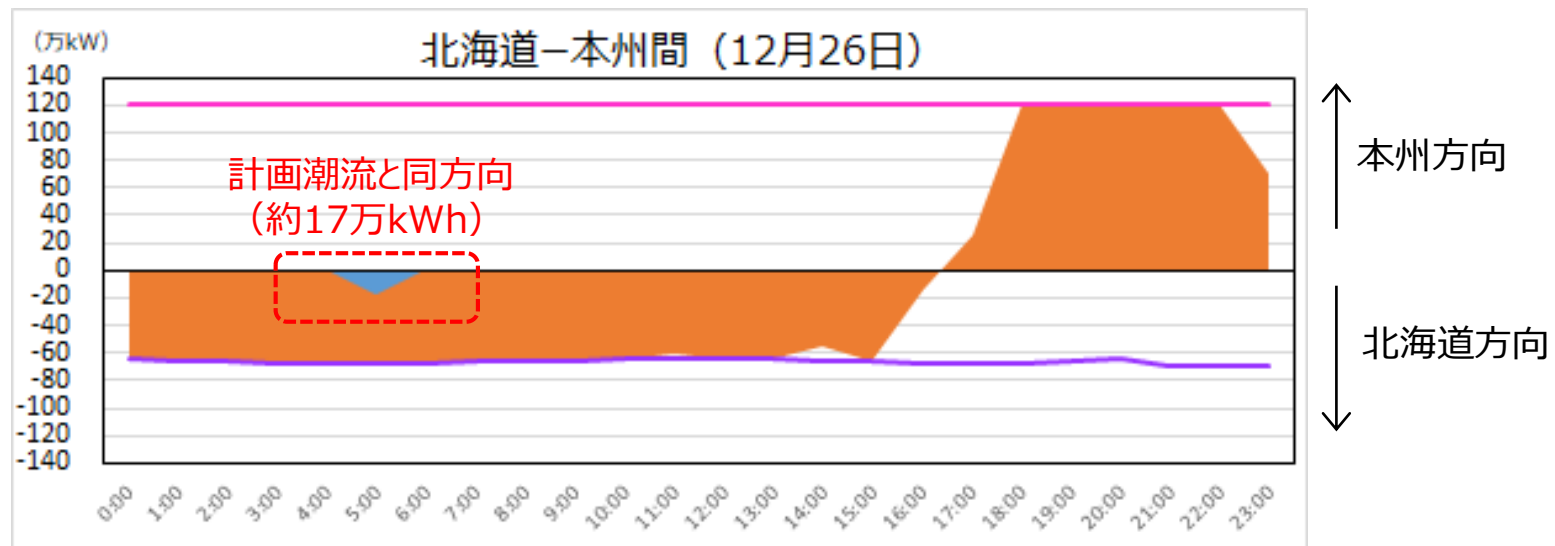
※⁴ 基本シナリオ（2050Without）での試算結果であり、需要見通しの変化や再エネ出力制御の状況変化によっては、確保できない可能性があることに留意

(2) 調整力確保可能量の試算について

【確保できなかった時間について（連系線の潮流状況）】

- ほとんどの時間において、調整力を確保できる結果となったが、北海道エリアにおいて、1時間のみ調整力必要量を確保できない時間があった。
※2019年度の再エネの変動実績をもとに調整力必要量のテーブルを作成しているが、この当該時間における2019年度の風力の変動実績が大きく、その結果、調整力必要量も大きくなったことが影響したと推察される。
- 当該時間は下記の連系線潮流状況が示すとおり、北海道向きに最大限計画潮流が流れている状況であり、エリア外の調整力にも期待できない状況であった。
- 基本シナリオ（2050Without）では蓄電池の導入（北海道エリアで45万kW）も想定されており、この蓄電池も調整力リソースとして活用可能との前提においても調整力が不足するという状況であったため、この不足分に対しては、想定している発電設備に加え、北海道エリアの別の調整力リソースで対応する必要がある。

【連系線潮流状況】



■ : 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）

- (1) 基本シナリオ（2050Without）における調整力必要量の推計について
- (2) 調整力確保可能量の試算について
- (3) 再エネ増加に伴う調整力の費用試算について**
 - (3)－1： Δ kW費用**
 - (3)－2：調整力kWh費用**

(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】

- 将来の再エネ増加に伴う調整力の費用試算として、基本シナリオ（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の費用を試算する。
- 試算としては、基本シナリオ（2050Without）において、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ことでどうか。
- 上記の算定は、再エネ変動対応分の調整力を確保するために電源を持ち替えた費用を算定することとなり、この持ち替え費用が調整力の調達費用（ ΔkW 費用）相当と考えられる。

【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

- 発電事業者がメリット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のメリット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

(3) 再エネ増加に伴う調整力の費用試算について

【(3)－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、基本シナリオ（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。

【 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	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 基本シナリオ（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）についてはマスタープラン基本シナリオ（2050Without）の想定値を使用

- 今回の検討で使用した起動費については、マスタープラン基本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%-過去五年年平均補修率。

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、以下のマスタープラン基本シナリオの値（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 (コンボイナル) (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	1.7	0.3	0.4	3.7
	CO2輸送 & 貯留費用	2.1	0.9	0.9	—	1.0	—

不確実性を考慮し2倍程度の幅で検討

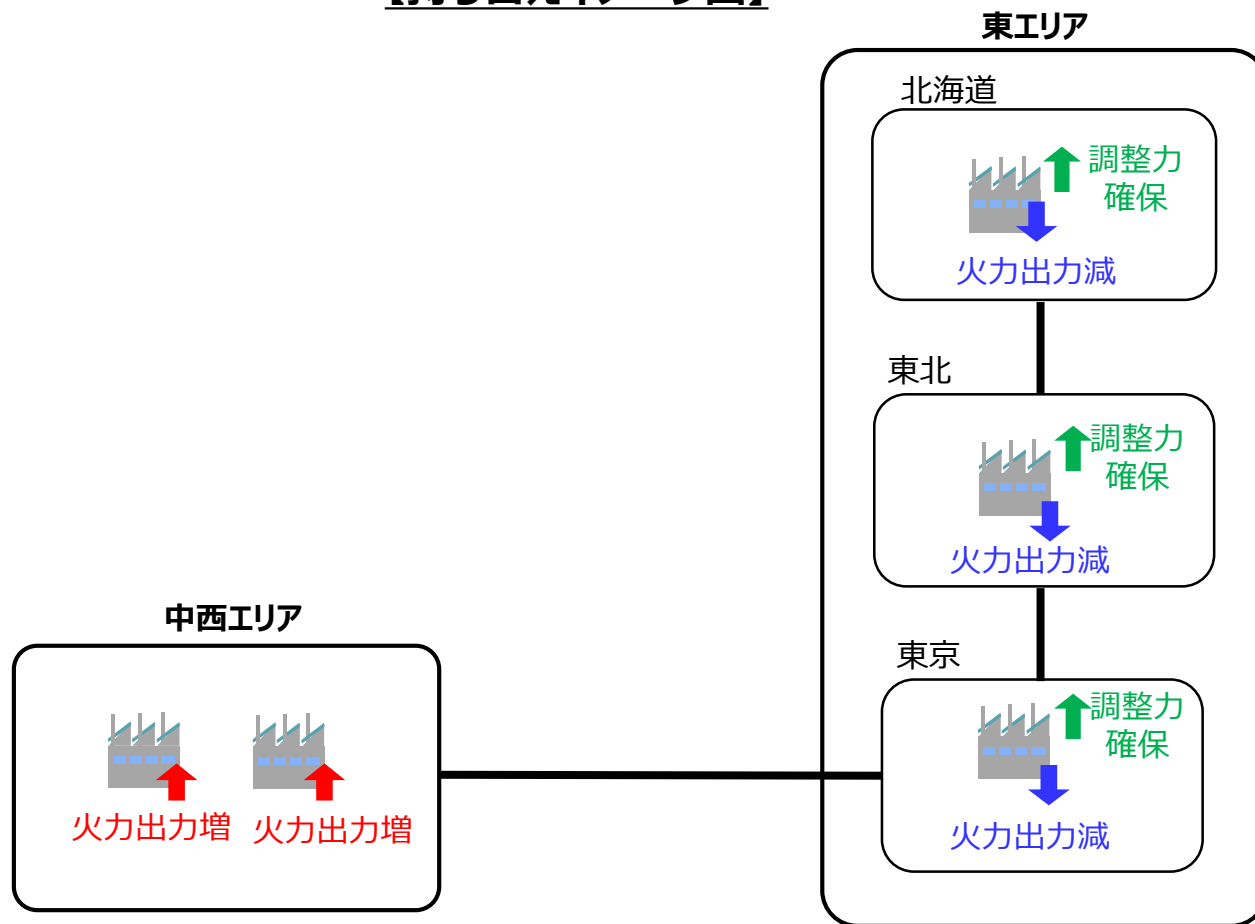
燃料費 + CO2対策コストの範囲

[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 (コンボイナル) (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	1.7	0.3	0.4	3.7
	CO2輸送 & 貯留費用	2.1	0.9	0.9	—	1.0	—

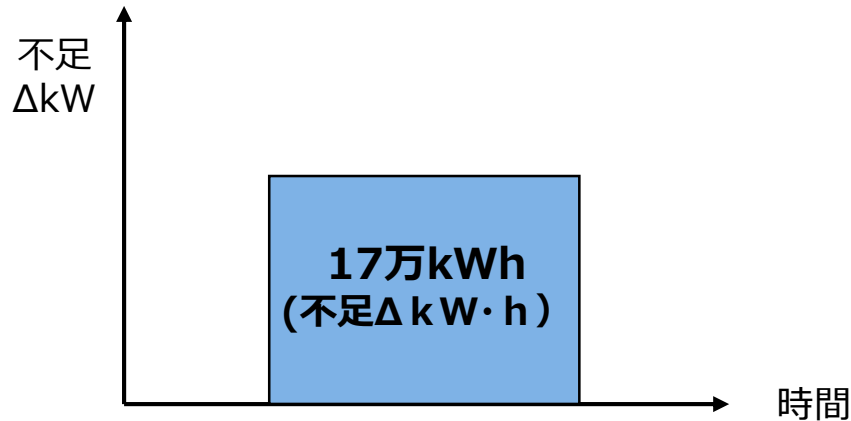
- 持ち替え費用算出のために使用した需給シミュレーション結果は全国での結果であり、中西エリアも含めて調整力確保に伴う発電機の持ち替えが発生することから、中西エリアの持ち替え費用についても、今回の費用試算に含めた。

【持ち替えイメージ図】



- 北海道エリアで調整力が確保できなかった時間について、DSRやDERといった需要制御による調整力での対応も考えられるが、仮に蓄電池にて確保しようとした場合の費用について、参考で試算した。
- 北海道エリアにおける不足 Δ kWhは、**約17万kWh**であり、この不足分に、蓄電池追加費用**0.6万円/kWh**を乗算し、費用を試算した。
- 試算した結果、蓄電池追加費用は**約10億円 (年間)**となった。

【北海道エリアの不足 Δ kWh】



新たな調整力リソース (蓄電池) を追加

追加に伴う費用を試算

※

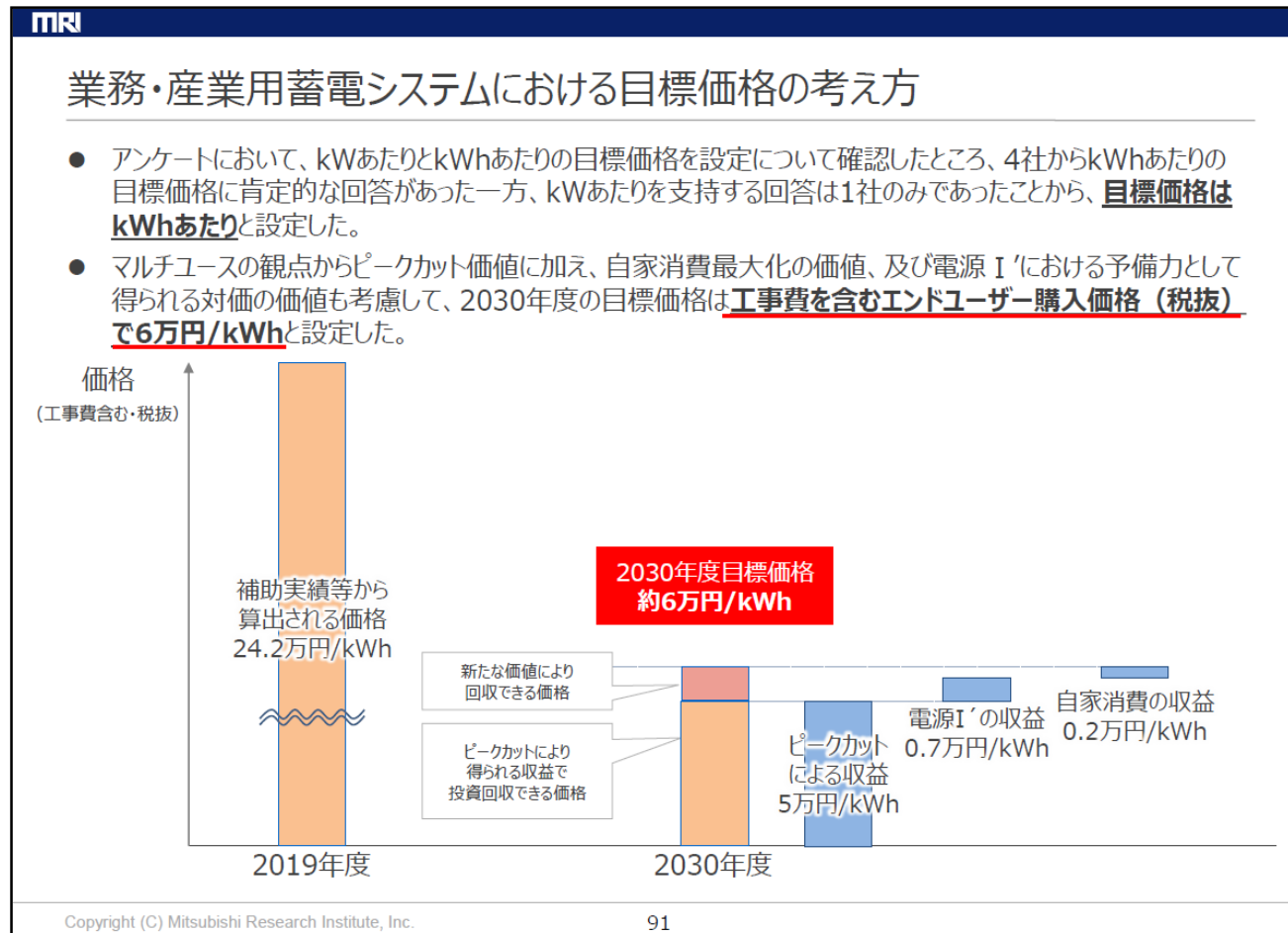
蓄電池追加費用

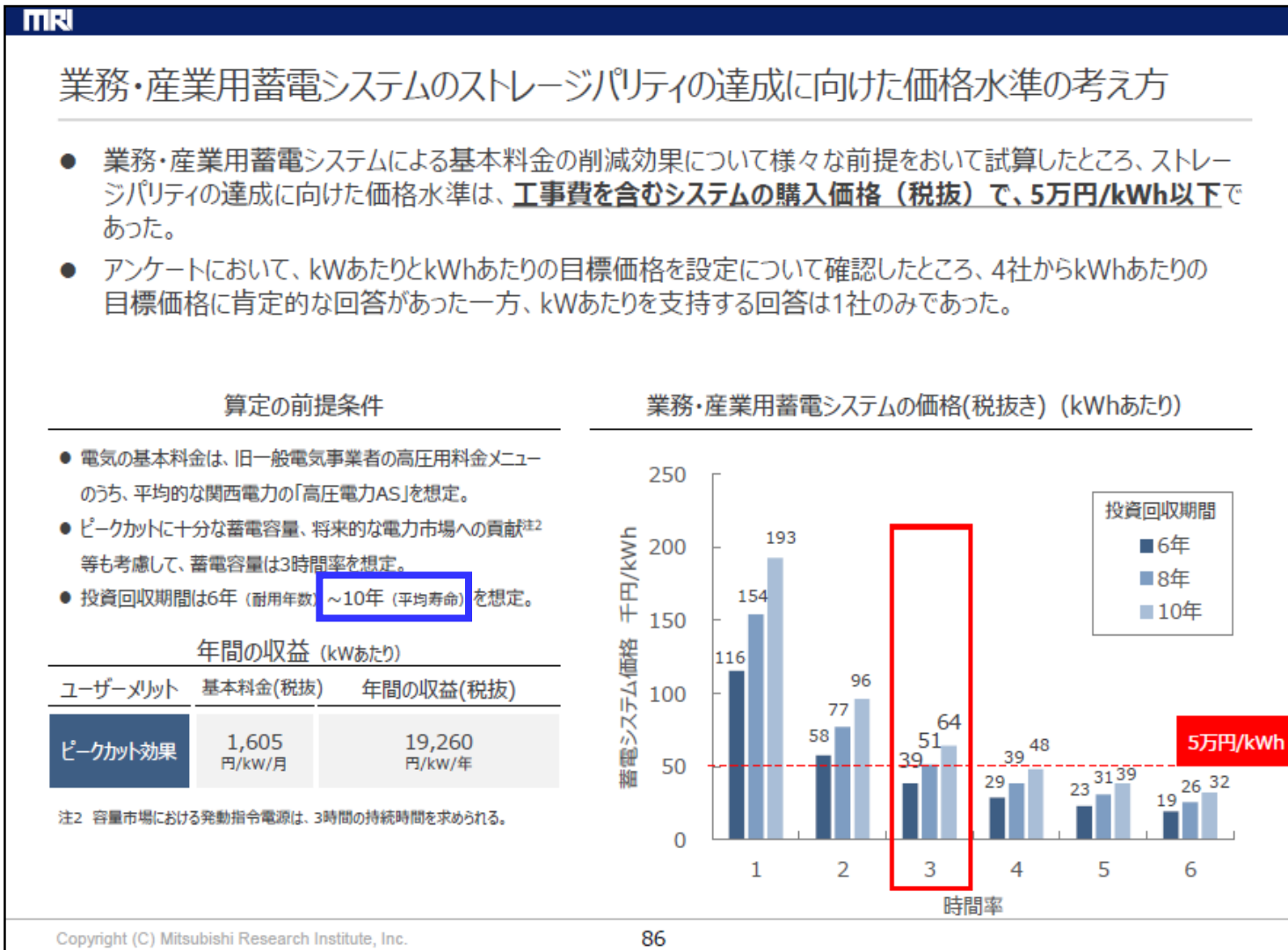
$$17\text{万kWh (不足}\Delta\text{kWh}\cdot\text{h)} \times 0.6\text{万/kWh (1kWhあたりの蓄電池追加費用)} = \text{約10億円}$$

※ 蓄電池追加費用については、定置用蓄電システム普及拡大検討会にて示されていた目標価格を使用

- 蓄電池の追加費用については、定置用蓄電システム普及拡大検討会で設定された **(6万円/kWh)** を参考にし、蓄電池の平均寿命10年*と仮定し、平均寿命で除算した金額 **(0.6万円/kWh)** を使用した。

※定置用蓄電システム普及拡大検討会より

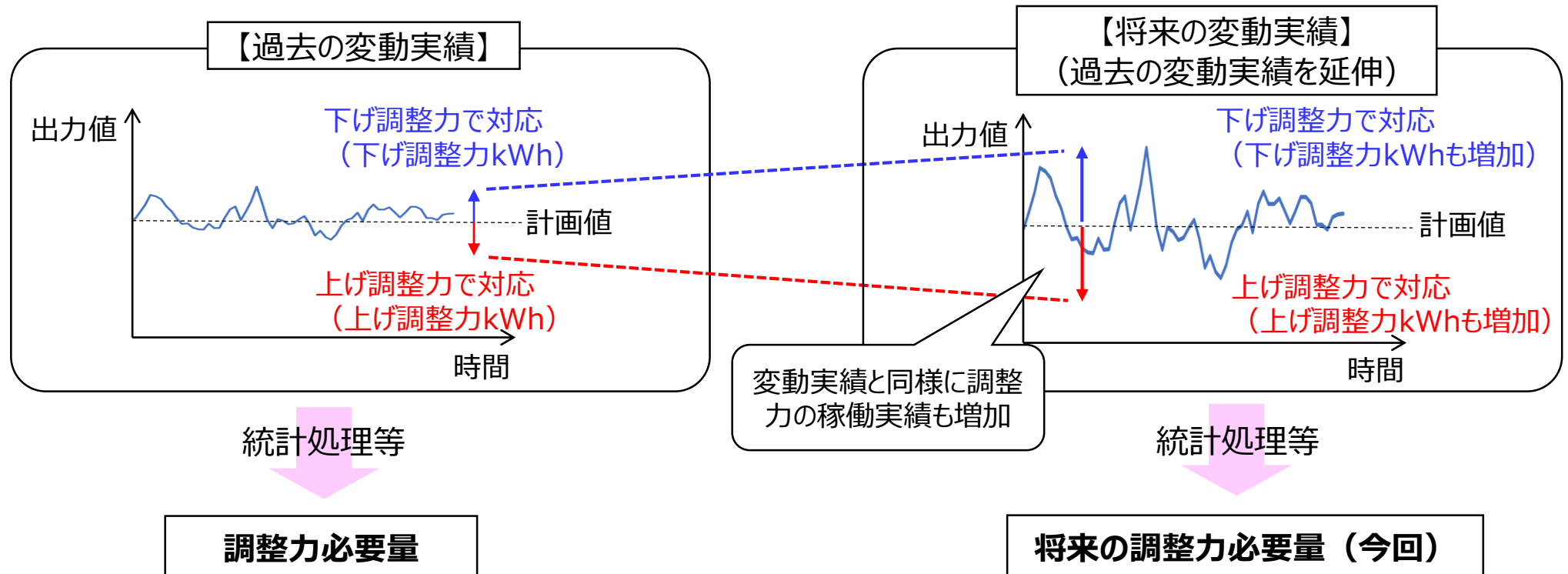




(3) 再エネ増加に伴う調整力の費用試算について

【(3)－2：調整力kWh費用】

- 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ということは、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。



(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（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費用に乘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1,451億円**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

東3社年間総量 【ΔkW・h】※	【万kWh】		倍率
	2019年度	基本シナリオ (Without)	
再エネ予測誤差	841,475	3,472,173	4.1
再エネ時間内変動	420,780	2,416,695	5.7

※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	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）

※ 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

(3) 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1,766億円**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。

【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	315
調整力kWh費用	1,451
合計	1,766

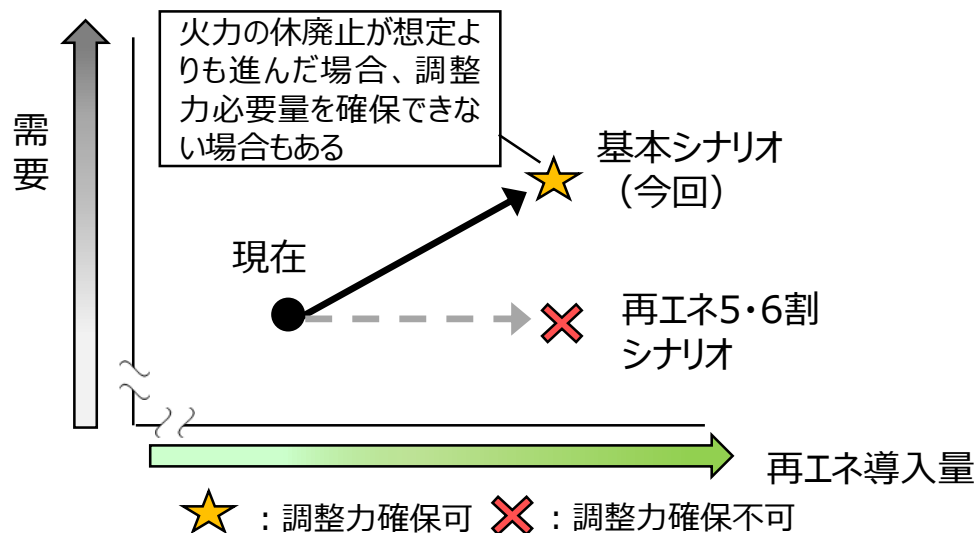
- ※1 基本シナリオ（2050Without）での試算結果であり、需要見通しの変化や再エネ出力制御の状況変化によっては、結果が変わることに留意
- ※2 発電費用（起動費、燃料費）についてはマスタープラン基本シナリオ（2050Without）の想定値を使用
- ※3 上げ調整単価、下げ調整単価は2019年度から変更が無いという前提での試算結果であり、2019年度の調整力kWh費用を将来の変動実績相当で乗算した試算結果であることに留意

(3) 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）】

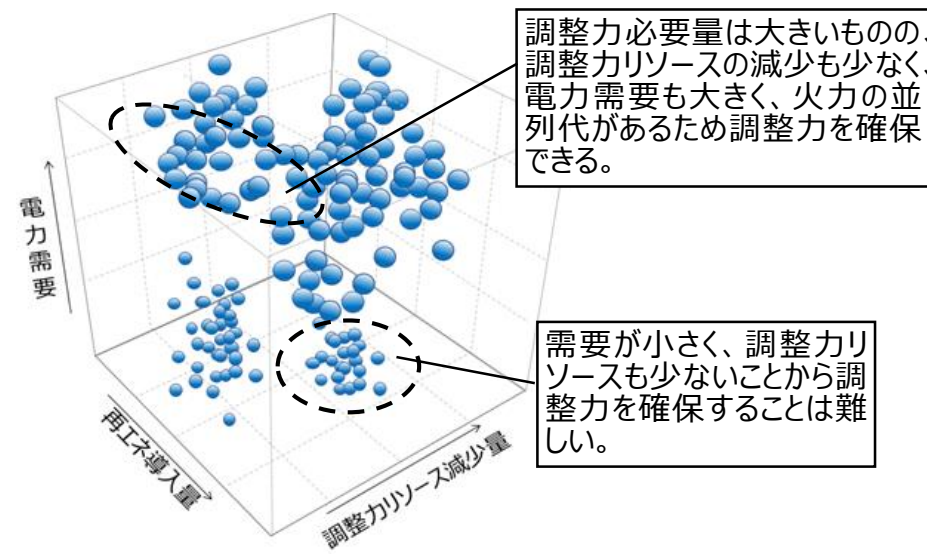
- マスプラ基本シナリオ（2050Without）における東3社の再エネ導入量増加に伴う調整力確保の費用試算については、**1,766億円（年間）**という結果となった。
- マスプラ基本シナリオ（2050Without）における**全国の再エネ設備量は、東3社の約2倍**であることから、東3社の費用試算結果を2倍し全国での費用を概算すると、約**3,532億円（年間）**程度の規模感といえるか。

- 基本シナリオ（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、再エネ導入量は多いものの、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）】

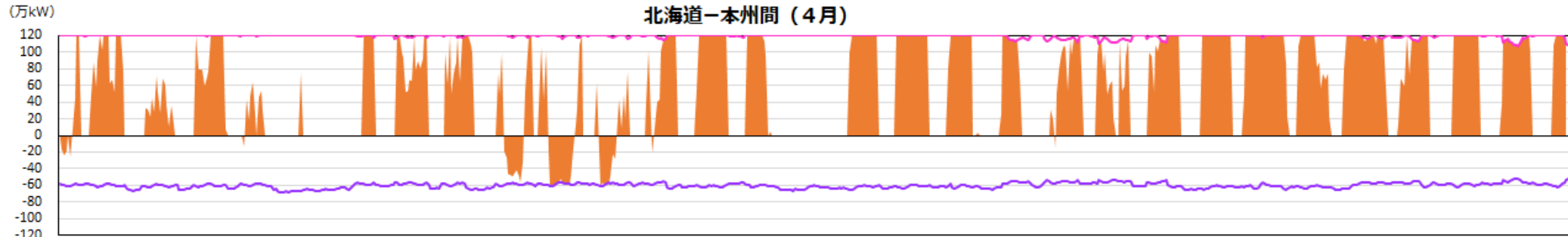


【将来想定毎のイメージ】

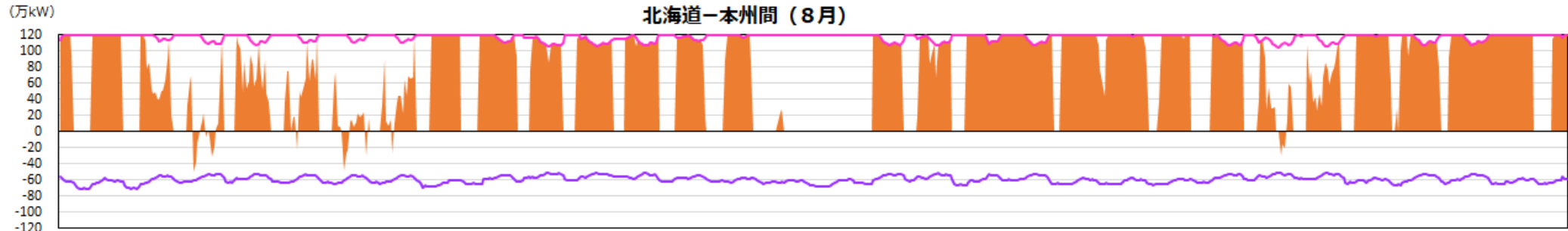


- 今回はマスタープラン基本シナリオ（2050Without）における調整力必要量の推計と、再エネの予測誤差と時間内変動に対応するための調整力費用について試算を行った。
- 今回の試算については、様々な前提を置いた上での試算であることに留意が必要である。
- 今後はマスタープラン基本シナリオの連系線増強後（2050With）について、調整力必要量および調整力確保費用の試算を行う。

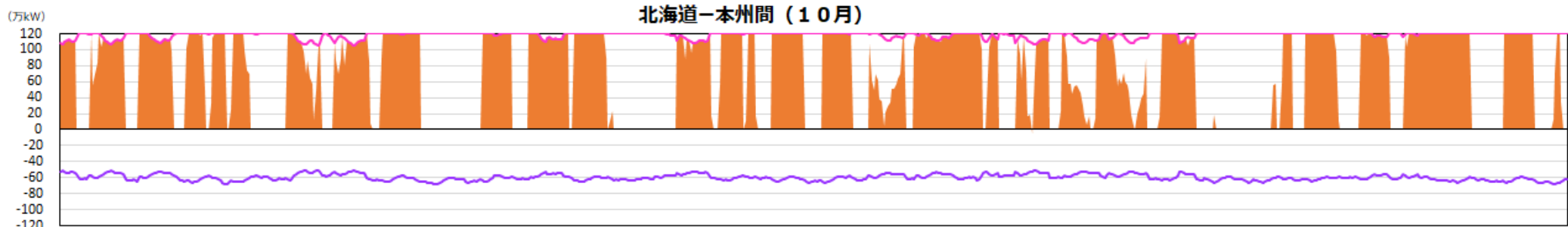
北海道-本州間 (4月)



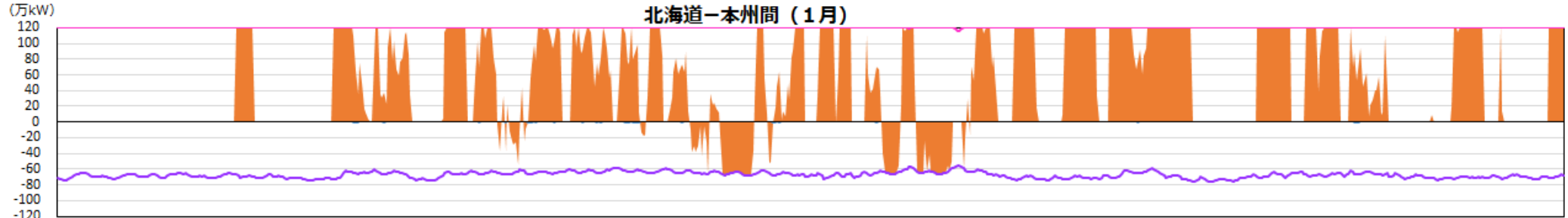
北海道-本州間 (8月)



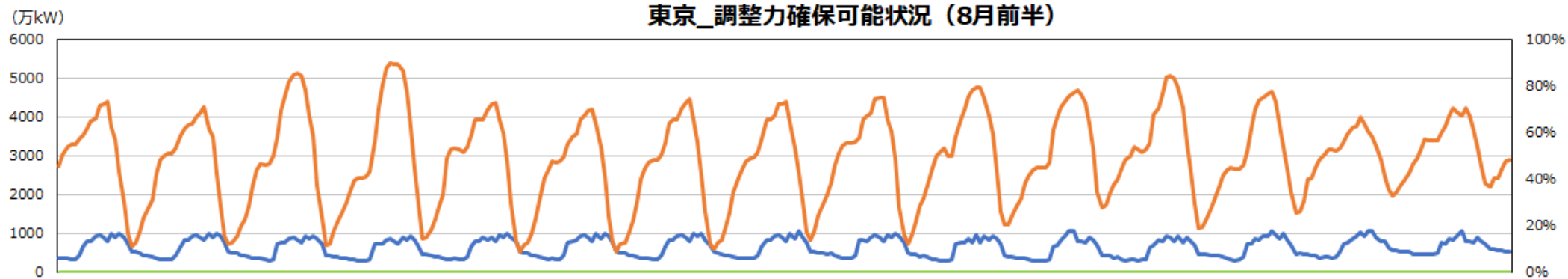
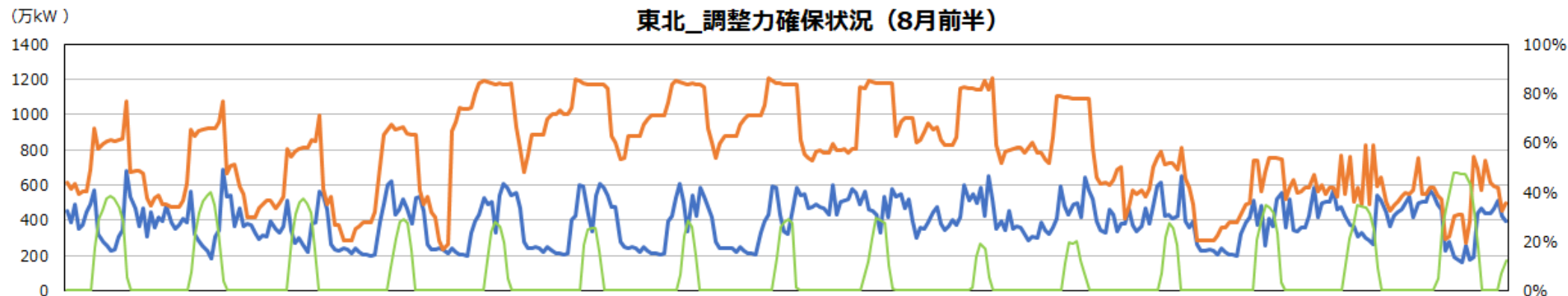
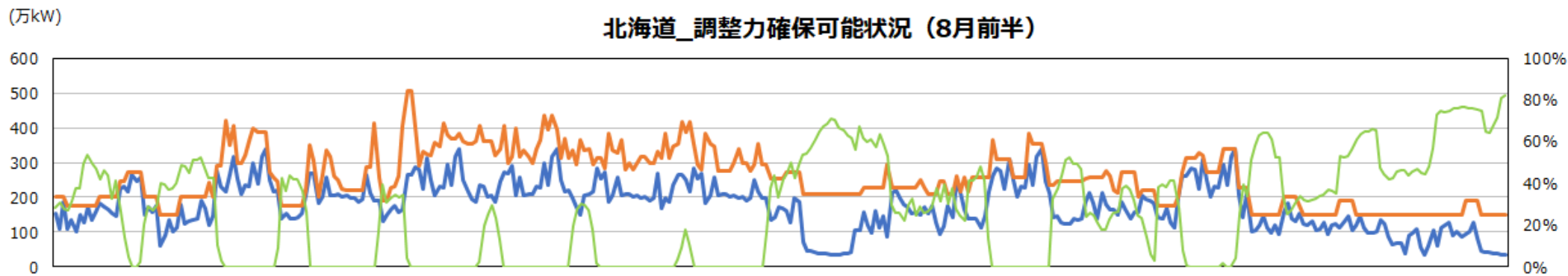
北海道-本州間 (10月)



北海道-本州間 (1月)



■ : 計画潮流 — : 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



■ : 調整力必要量 ■ : 調整力確保量 ■ : 再工不制御率