

飛騨信濃周波数変換設備の 調整力広域運用への活用について

2023年3月22日

調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 事務局

- 飛騨信濃周波数変換設備（以降、飛騨信濃FC）は、2021年3月31日の運転開始以降、調整力の広域運用のため、15分毎にエリア間で調整力をやり取りする設定としていたが、連系線潮流変化の頻度および、それに伴う電圧変動が当初想定より増加している。
- これにより電圧調整のための調相設備*の使用頻度が当初想定より増加し、同設備の開閉器の開閉回数が運転開始後1年程度で、メーカー保証値を超過する見込みとなった。
※電圧を調整する設備であり、適正電圧を維持することを目的に、必要に応じて電力系統に接続する設備
- メーカー保証値の超過前に飛騨信濃FC調相設備の開閉器臨時点検が必要となるため、臨時点検に伴う飛騨信濃FCの停止が増加し、電力市場分断の増加や緊急時における電力融通可能量が減少することとなる。
- 上記の飛騨信濃FCの停止回避対策として、第29回需給調整市場検討小委員会（2022年6月24日）において、早期に実現可能な対策として飛騨信濃FCに連系線潮流の段差制約を設けることとし、恒久対策については将来的な設備対策の要否なども含めて検討することとされた。
- これを受けて、恒久対策の費用便益評価を踏まえた上で、飛騨信濃FCの調整力広域運用への活用について検討した。

- FCに潮流が流れると潮流量に応じて電圧低下が生じるため、電圧を一定に維持するように、FC潮流がある閾値を超える毎に調相設備を投入量を変更している。
- 広域需給調整（調整力の広域運用）により、FCの潮流は15分間隔で変化することとなり、潮流変化に伴う調相設備の開閉も高頻度化し、開閉器臨時点検の追加が必要となる。
- 開閉器の点検にはFCの停止が必要となるため、FCの停止も増加する。

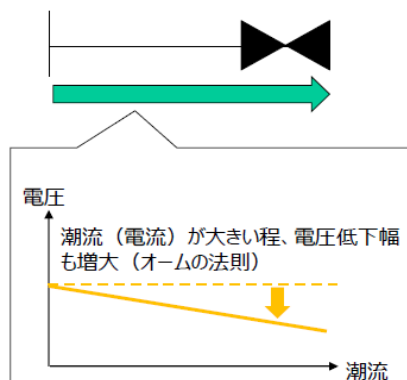
FCの潮流と調相設備の開閉

3

- FCに潮流が流れると、潮流量に応じた電圧低下が生じるため、これを調相設備で補償する。電圧を一定に維持するために、FC潮流がある閾値を超える毎に調相投入量を変更している。
- 広域需給調整により、連系線の潮流は15分間隔で変化する。飛騨信濃FCは唯一、15分間隔で運用するFC※であり、潮流変化頻度が多い。これにより調相設備の開閉も高頻度化している。

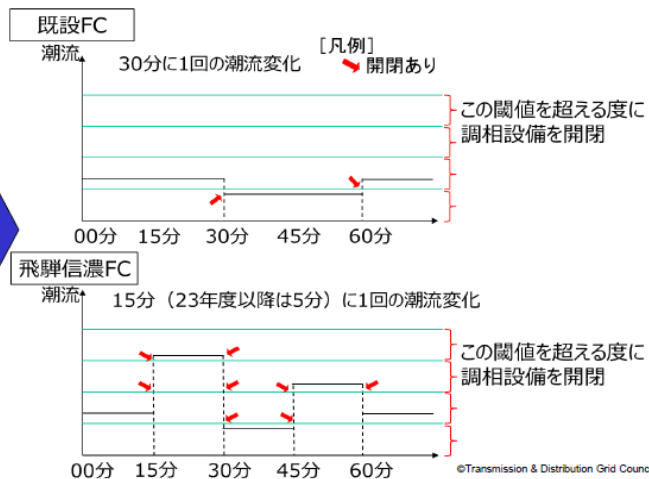
※他FCは30分単位の潮流変化。各FCの運用制約は9スライド参照

【FC潮流量に応じた電圧低下（イメージ）】



送配電網協議会

【FC潮流量に応じて調相投入量を変更（イメージ）】



- 第29回需給調整市場検討小委員会（2022年6月24日）において、早期に実現可能な対策として飛騨信濃FCに段差制約を設けることで審議された。

経緯・審議事項

2

【経緯】

- 飛騨信濃FCは、東日本大震災を受け、大規模災害発生に伴う需給ひっ迫時等の電力の安定供給のために建設したが、平常時の電力取引の活性化や再エネの導入拡大、需給調整のための調整力の広域的な調達・運用にも活用※することとした。

※ 三次①・②及び二次②の広域運用にあたり、同FCは、調相設備の開閉頻度が極端に増加しない潮流変化（段差制約）内で運用すると需給調整市場検討小委員会で整理済

- 同FCは、2021年3月31日の運転開始以降、三次①・②の広域運用のため15分毎に調整力をやり取りする設定としていたが、融通電力変化の頻度が当初想定より増加。

運転開始後1年程度で同FC調相設備の開閉器の開閉回数がメーカー保証値を超過する見込みとなり、2022年3月12日から開閉器の臨時点検を実施していたが、3月22日、23日の東北・東京エリアの需給ひっ迫と重なり、点検を早期に切り上げて対応したところ。

- 2023年4月以降、二次②の広域運用が開始され、5分毎に調整力をやり取りする設定となるため、更に融通電力変化の頻度及び開閉器の開閉回数の増加が懸念され、臨時点検により、毎年40日程度の飛騨信濃FC片極停止が必要※となる見込みのため、安定供給面から同FC停止を回避する必要がある。

※ 今後、各FCの長期的な作業停止が複数計画されており、飛騨信濃FC調相設備の開閉器臨時点検の追加に伴い、FCの重複停止や重負荷期停止が必要となり、電力市場分断の増加や緊急時における電力融通可能量の減少に繋がるおそれ

【審議事項】

- 調相設備の開閉器点検に伴う飛騨信濃FCの作業停止回避対策として、早期に実現可能な飛騨信濃FCの段差制約※を設けることを検討したため、ご審議いただきたい。

(恒久対策については、将来的な設備対策の要否など、将来の系統の在り方も含めて今後検討)

※ 広域運用における潮流変化に制約を設けることで調相設備の動作回数低減を目指すもの他方で、それに付随して広域調達にも制約を設けるのか否かについては、制約を設ける場合におけるΔkW調達コスト増加への影響や、制約を設けない場合における非ひっ迫時に広域運用できない調整力を調達することの合理性、あるいはそれによるエネルギー市場や小売供給力への影響等について、実運用開始後の実績を踏まえて、一般送配電事業者も含めた関係者で総合的に検討を行うこととしたい



- 飛騨信濃FCの調相設備の開閉が不要な範囲で潮流制約を設け、その範囲内で潮流制御するような暫定対策を設けた。

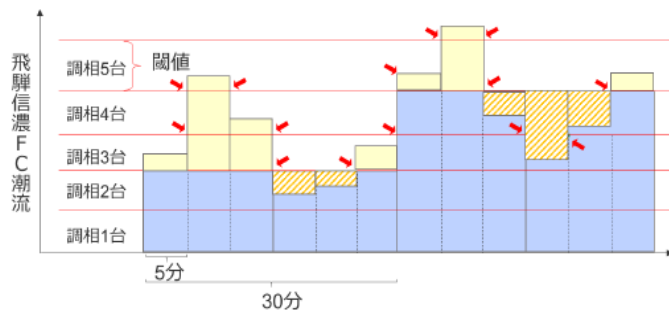
段差制約の概要：FC潮流制約の付与

4

- 3スライドの閾値を極力超えない範囲でFCの潮流制御を行うことが開閉回数の抑制に効果的である。これにより開閉器の点検周期を延長することができ、FC本体の定検周期（3年）に合わせる事が可能で、毎年40日間程度のFC停止を回避できる。
- このため、基準となる連系線目標値に対して、飛騨信濃FCの調相開閉が不要な範囲で潮流制約（段差制約）を付与し、その制約内で調整量 α を演算する新たな仕組みを構築する。
- なお、卸電力市場取引に影響を与えないように30分単位で運用制約を講じることとし、毎時00分、30分は段差制約の対象外とする。

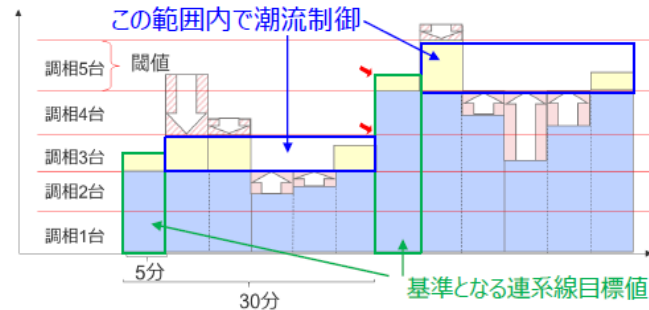
FCの潮流制約（段差制約）なし

調相開閉回数：14回



FCの潮流制約（段差制約）あり

調相開閉回数：2回



送配電網協議会

■ 計画潮流 ■ 調整量 α ■ 調相の開閉

©Transmission & Distribution Grid Council

- 暫定対策（段差制約）の実施に伴い、影響額が試算したところ、暫定対策実施が一番影響額が小さくなるという結果であった。

5
<参考> FCの利用方法の違いによる影響額の試算（2021年度実績ベース）

○ 一定の条件下で影響額を試算した結果は下表の通り。

【FCの利用方法の違いによる影響額】

広域運用中止	段差制約あり	段差制約なし
約138～177億円※1/年	約8～12億円※2 + α /年 <small>α : 広域調達の制限有無による影響額</small>	約33～34億円※3/年

※1 広域調達・運用の影響額

※2 広域運用の影響額

※3 片極停止40日/年による広域調達・運用の影響額 + 当該期間のJEPX取引の影響額 + 点検コストの増額分

<留意事項>

各影響額については、2021年度の約定実績や過去の点検実績等を踏まえ、一定の条件下で簡易的に試算したものである点に留意



送配電網協議会

©Transmission & Distribution Grid Council

- 需給ひっ迫時において、暫定対策（段差制約）は解除することで整理された。

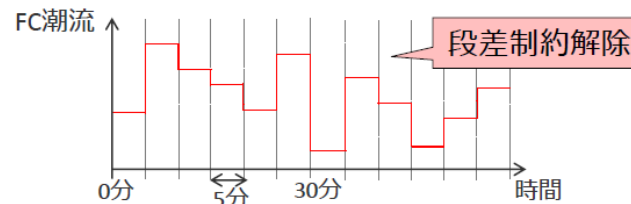
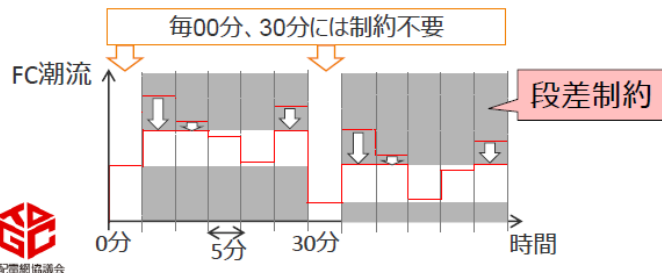
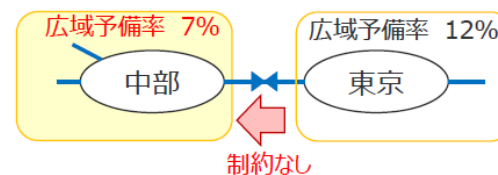
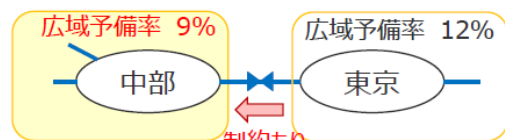
段差制約の概要：広域予備率低下時の対応

6

- 2024年度からは広域予備率運用に必要な融通をKJCが担うことになるが、段差制約を設けるとこの融通が行えない場合がある。
- しかし、本件は飛騨信濃FCの調相開閉回数の抑制により点検周期を長期化できればよく、需給ひっ迫時など一時的に高頻度で開閉されることは問題ない。
- したがっていずれかの広域ブロックで広域予備率が閾値※を下回った場合はFC潮流制約を解除することとし、これにより安定供給面に影響を及ぼすことなく運用が可能。

平常時 両者の広域予備率が閾値※以上なら
需給ひっ迫融通の必要なし
※便宜上8%と仮置き（運用者で設定）

広域予備率低下時 いずれかの広域予備率が閾値以下の場合、制約を解除する



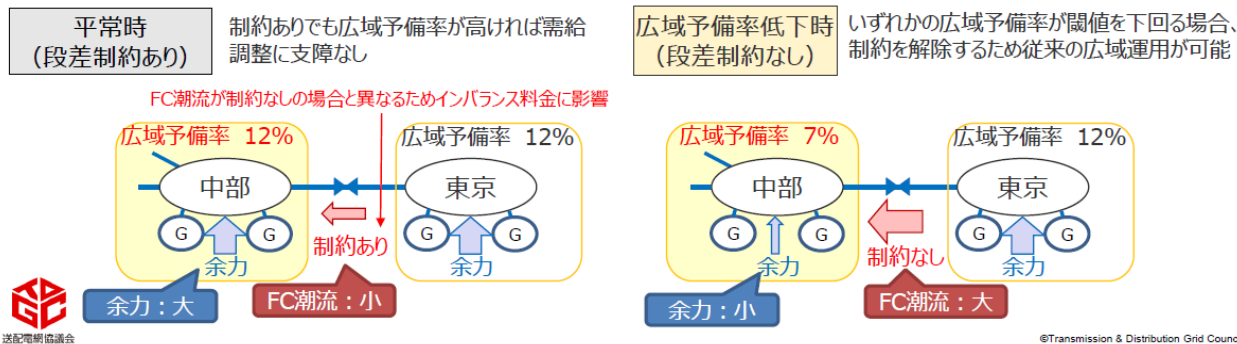
©Transmission & Distribution Grid Council

- 段差制約内の融通量で、広域予備率が低下するような需給ひっ迫の際は、段差制約を解除し広域調達した調整力は全量送電可能となるため、飛騨信濃FCを介した調整力の広域調達に制限をかけなくとも運用は可能であると整理された。

段差制約設定時の広域調達・運用への影響

7

- 段差制約によりFCの広域運用に制限をかけることで、広域調達した調整力が調達エリアに届かない懸念があるものの、KJCは従来より余力活用電源も含めて運用していることから、広域予備率が高いケース（平常時）では、需給調整に支障はない。
- また、6スライドの通り、制約以内の融通量で広域予備率が低下する場合は、段差制約を解除するため、最終的に広域調達した調整力は全量送電可能。
- このため、**FCを介した調整力の広域調達に制限をかけなくとも運用は可能**と考えられる。
- 但し、段差制約の有無によりFC潮流に差が生じることから、インバランス料金への影響は少なからず発生する点に留意が必要。
- なお、広域調達の制限の有無によって、システム改修内容は変わらない。



- 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。

【項目】

- (1) 今回の検討内容について
- (2) コストメリットの試算について
- (3) 恒久対策案における費用便益評価について

(1) 今回の検討内容について

(2) コストメリットの試算について

(3) 恒久対策案における費用便益評価について

- 飛騨信濃FCについては、交流・直流の変換器が他励式であり、無効電力制御ができないことから、電圧変動に対応するために別途、調相設備が必要となる。
- 一方で、2027年度末の運用開始に向け建設が進められている、新佐久間FC新設分と東清水FC増強分については自励式を採用し、無効電力制御が可能な設備設計となっていることから、潮流変化に伴う電圧変動への特段の考慮は不要となる。
- 調整力の広域運用を、飛騨信濃FC（90万kW）に代わり、自励式の新佐久間FC新設分と東清水FC増強分（合計90万kW）で運用する場合には、飛騨信濃FCの恒久対策は不要となる。
- 以上から、調整力の広域運用において、新佐久間FC新設分と東清水FC増強分に加えて飛騨信濃FCも活用する場合（調整力の広域運用を90万kWから180万kWに拡大する場合）のコストメリットを確認し、設備対策費用と比較することで、飛騨信濃FCの調整力広域運用の要否について確認した。

- 自励式は無効電力制御が可能であるが、他励式の電力変換器は無効電力制御が不可であるため、電圧対策として別途調相設備が必要となる。

議題② 直流送電の基本事項
～他励式と自励式の違い～



比較項目	他励式	自励式
半導体素子 (代表例)	サイリスタ	IGBT
同 素子の駆動	ターンONのみ	ターンON, OFF可能
制御方式	外部励磁(電源)による ターンOFF・転流が必須	外部励磁(電源)に依存せず ON/OFF可能
容量	半導体素子の定格通電量大 大容量(大電流)可 過負荷耐量有	半導体素子の定格通電量に制約有 要: 並列接続 過負荷耐量小
受電側交流系統	必要(安定した系統)	不要(Blackスタート、停電時送電可能)
高調波/歪	大きい・要フィルタ	小さい・フィルタ不要
制御特性・運用	限定的 (単純な電力輸送目的に最適)	柔軟性が高い運用 (多端子など高度・複雑な構成に最適)
無効電力制御	不可 (別途、調相設備が必要)	可 (力率、電圧調整可能)
設備構成と価格	シンプルで安価	複雑で高価
設備の設置面積	フィルタや調相設備にスペースを要す	他励式の50~60%程度
技術成熟度	成熟・過去からある技術	開発・進展(成長)中の技術

国立研究開発法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構

8

- 東京中部間における三次①および二次②調整力は飛騨信濃FCのみを活用して広域運用をしている。

【参考】飛騨信濃FCにおける広域需給調整運用

3

- 飛騨信濃FCは、三次①・②及び二次②の広域運用にあたり、設備の制約事項として、調相設備の開閉頻度が極端に増加しない潮流変化（段差制約）内で運用すると広域機関の委員会で整理済。

2021年度以降における各直流設備を用いた三次②、三次①、二次②の広域運用可否について

4

- 三次②、三次①、二次②については、一部の直流設備が対応困難。その他の設備も制約事項を有すものの、これを考慮したうえで地点ごとの設備群として扱うことで運用可能となる。

<凡例> ○：運用可能、×：運用困難

連系名	設備名<通称名>	三次②	三次①	二次②	三次①と二次②における主な制約事項等
北海道本州間 連系設備	北本連系設備	○	○	○	・原則、比較的制約が少ない新北本連系設備を対象として、制約の範囲内で運用する。 新北本連系設備：段差制約 北本連系設備：段差制約、最低潮流制約、潮流反転制約
	新北本連系設備	○	○	○	
東京中部間 連系設備	新信濃1FC	×	×	×	・補助リレー接点摩耗やマージン運用からのソフト変更等の理由により、 多頻度の潮流変更が困難である。 （三次②も同様の理由）
	佐久間FC	×	×	×	・運用者が潮流を現地で設定をするため、 多頻度の潮流変更が困難である。 ・なお、現時点のマージン設定対象設備である。（三次②も同様の理由）
	東清水FC	○	×	×	・計画潮流量変化の大きい30分コマに合わせて、上位系統で事前に手動で電圧調整を実施する必要があるため、 多頻度の潮流変更が困難である。
	新信濃2FC	○	×	×	・潮流頻度が多すぎると補助リレー接点が摩耗するため、 多頻度の潮流変更が困難である。
	飛騨信濃直流連系設備（HVDC FC）	○	○	○	・調相設備の開閉頻度が極端に増加しない潮流変化（段差制約）内で運用する。
中部北陸間 連系設備	南福光BTB	○	○	○	・全て対応可能であるが、直流設備には最低潮流制約や周辺系統電圧調整等の課題があるため、 原則、迂回ルートである交流設備を優先して運用する。
関西四国間 連系設備	阿南紀北連系設備	○	○	○	・同上

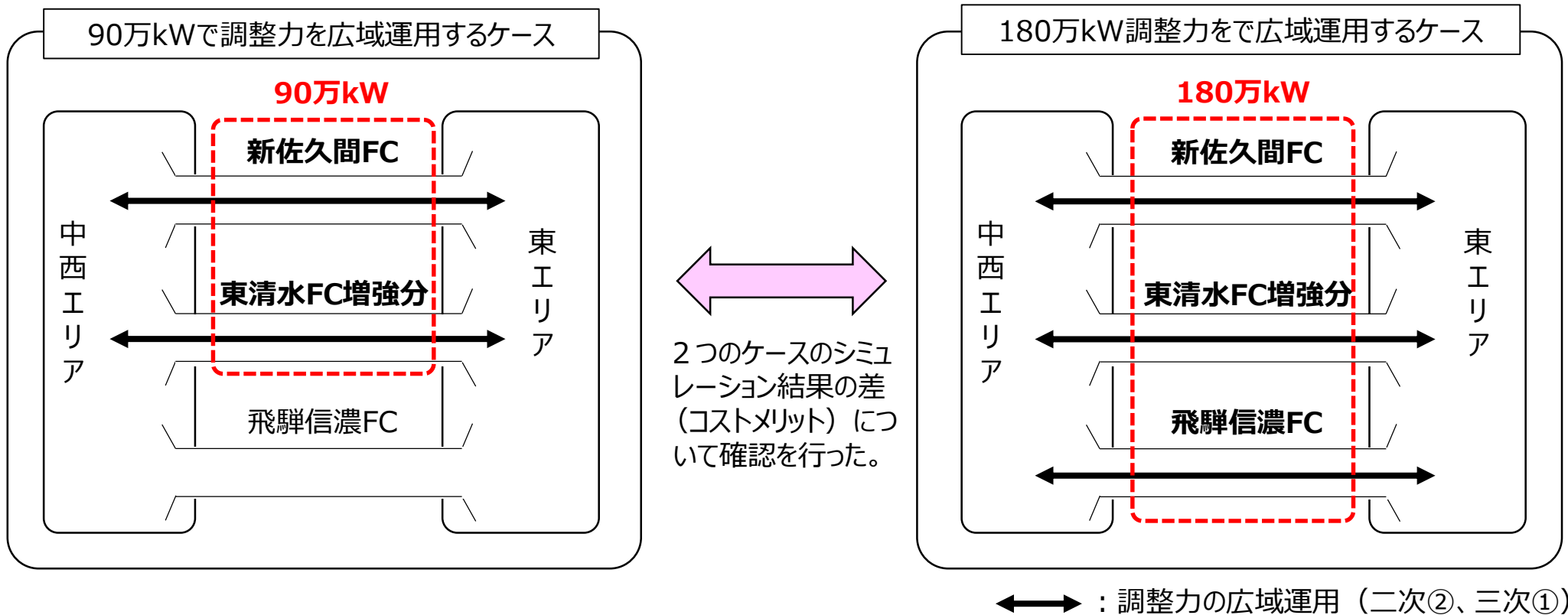
第9回需給調整市場検討小委員会（2019.3.5）資料6より



- (1) 今回の検討内容について
- (2) コストメリットの試算について**
- (3) 恒久対策案における費用便益評価について

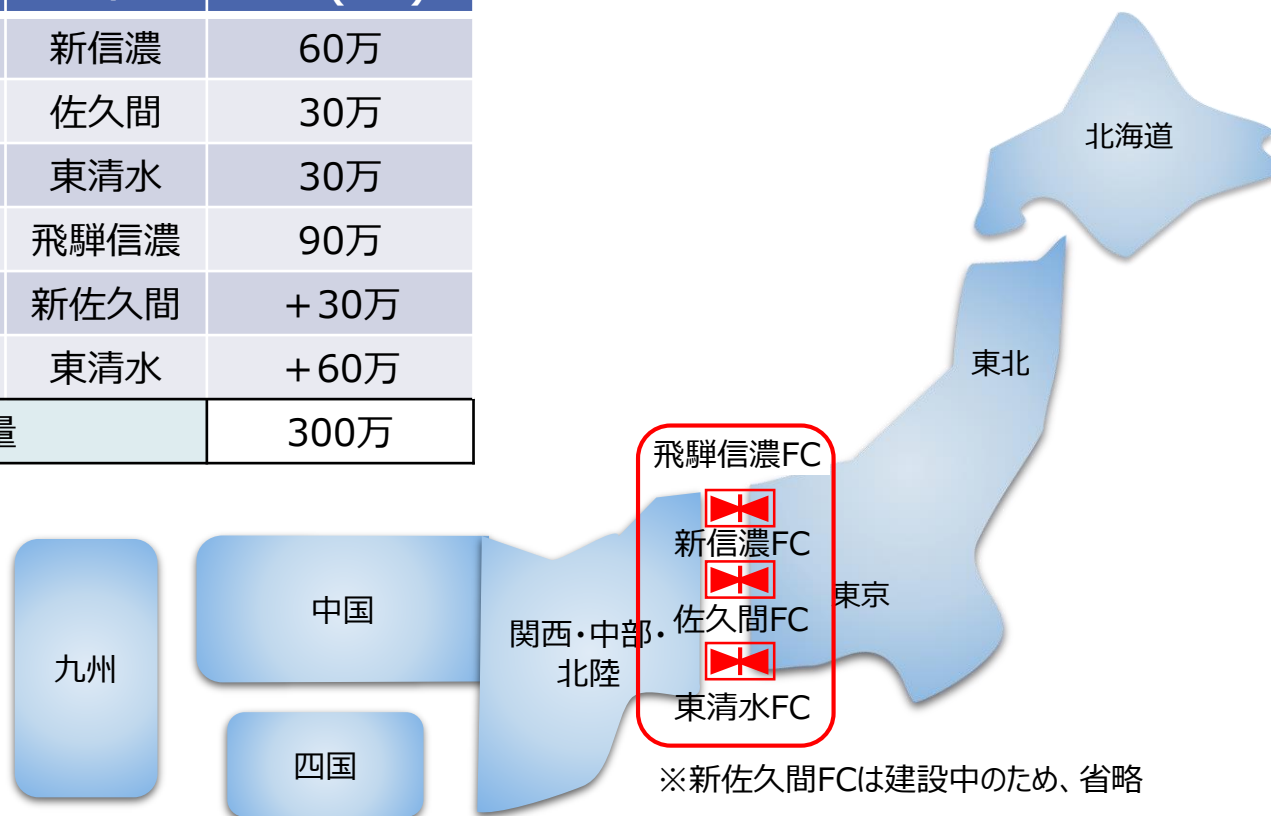
【飛騨信濃FCを活用することで発生するコストメリットの試算方法について】

- 2027年度末には、自励式で建設予定の新佐久間FC新設分と東清水FC増強分（90万kW）の運開が控えており、東西エリア間の調整力の広域運用は、90万kWのみが担う選択肢もあるなかで、**90万kWで広域運用する場合と更に飛騨信濃FCも活用する場合（180万kW）と2つのケースで需給シミュレーション（広域メリットオーダーシミュレーション）を実施し、シミュレーション結果の燃料費等の差を飛騨信濃FCを活用することのコストメリットとして算定する。**
- 東西エリア間における調整力の広域運用については、EDC制御に該当する二次調整力②と三次調整力①の広域運用を模擬し、コストメリットを算定する。



- 東京中部間の連系設備 (FC) については、2021年3月に飛騨信濃FCが運開し、FCの合計容量が120万kWから210万kWとなっている。
- 今後のFC増強については、新佐久間FC新設分で+30万kW、東清水FC増強分で+60万kW、計90万kW (210万kW→300万kW) の増強が予定されている。

ステータス	設備	容量(kW)
既設	新信濃	60万
既設	佐久間	30万
既設	東清水	30万
既設	飛騨信濃	90万
2027年度末予定	新佐久間	+30万
2027年度末予定	東清水	+60万
合計容量		300万



- 二次②と三次①調整力は予測誤差に対応する調整力であるため、今回は予測誤差に対応する調整力を広域運用するという前提を置き試算する。

事象		調整力の商品区分			
		一次	二次①	二次②	三次①
残余需要の予測誤差				○	○
残余需要の時間内変動		○	○		
電源脱落		○	○		○
商品の 主な要件	指令・制御	オフライン (自端制御)	オンライン (LFC信号)	オンライン (EDC信号)	オンライン (EDC信号)
	応動時間	10秒以内	5分以内		15分以内
	継続時間	5分以上	30分以上		商品ブロック時間 (3h)
	並列要否	必須	必須	任意	任意
	指令間隔	- (自端制御)	0.5～数十秒	1～数分	1～数分

- 電圧変動の設備対策は、相応の年数が必要となること、および、新佐久間FC新設分と東清水FC増強分は2027年度末の運用開始を予定していることから、2030年度時点の想定でシミュレーションを実施した。
- 具体的には、第6次エネルギー基本計画における2030年度想定需要や再エネ導入量（2030年度の野心的水準）を使用し、再エネ以外の設備量は供給計画における2030年度の値を使用した。

2030年度の再生可能エネルギー導入見込量

- 2030年度の再生可能エネルギー導入量は、足下の導入状況や認定状況を踏まえつつ、各省の施策強化による最大限の新規案件形成を見込むことにより、3,130億kWhの実現を目指す（政策対応強化ケース）。
- その上で、2030年度の温室効果ガス46%削減に向けては、もう一段の施策強化等に取り組むこととし、その施策強化等の効果が実現した場合の野心的なものとして、合計3,360～3,530億kWh程度（電源構成では36～38%）の再エネ導入を目指す。
- なお、この水準は、上限やキャップではなく、今後、現時点で想定できないような取組が進み、早期にこれらの水準に到達し、再生可能エネルギーの導入量が増える場合には、更なる高みを目指す。

GW(億kWh)	2030年度の野心的水準	H27策定時
太陽光	103.5~117.6GW (1,290~1,460)	64GW (749)
陸上風力	17.9GW (340)	9.2GW (161)
洋上風力	5.7GW (170)	0.8GW (22)
地熱	1.5GW (110)	1.4~1.6GW (102~113)
水力	50.7GW (980)	48.5~49.3GW (939~981)
バイオマス	8.0GW (470)	6~7GW (394~490)
発電電力量	3,360~3,530億kWh	2,366~2,515億kWh

※2030年度の野心的水準は概数であり、合計は四捨五入の関係で一致しない場合がある

※改訂ミックス水準における各電源の設備利用率は、「総合エネルギー統計」の発電量と再エネ導入量から、直近3年平均を試算したデータ等を利用
総合エネルギー調査会 再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会（第31回）資料2参照

30

- 今回の検討における電力需要については、以下のとおり。
- 第6次エネルギー基本計画における2030年度の電力需要は**省エネの野心的な深掘りにより8640億kWh程度**と想定されている。
上記の値をもとに自家発の自家消費を除くため、送電端需要（自家消費除く）から総需要を除算したものを乗じて試算し設定。
- 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）
 - 東京中部間連系線増強（210万kW⇒300万kW）

項目	設定内容
需要	<ul style="list-style-type: none">■ 第6次エネルギー基本計画の需要（8,640億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。 $8,640\text{億kWh} \times (\text{送電端需要:自家消費を除き}) / (\text{総需要}) = 7,681\text{億kWh}$ (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	<ul style="list-style-type: none">■ 2021年度長期計画の運用容量を基本とする。※ 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

(2) コストメリットの試算について 【検討断面の前提条件について（調整力必要量）】

- 需給シミュレーションに設定する調整力必要量については、検討断面の再エネ導入量を踏まえ、再エネの予測誤差と時間内変動を算出した上で想定する。
- 検討断面の再エネの予測誤差と時間内変動については、第72回本委員会（2022年4月12日）で整理した「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」で用いた推計方法と同様に算定した。

(1) 調整力必要量の推計について

27

【将来の時間内変動および予測誤差の推計方法について】

- 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でどうか。

【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**ことでどうか。（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**ことでどうか。
- 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。

- 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おいては、2040～2050年までに気象予測精度向上の取り組みが4サイクル実施されると仮定していた。(0.9の4乗=0.66倍)
- 2030年頃には2サイクル程度実施されると仮定し、予測誤差は現在から19%改善(0.9の2乗)するという前提を置き試算する。

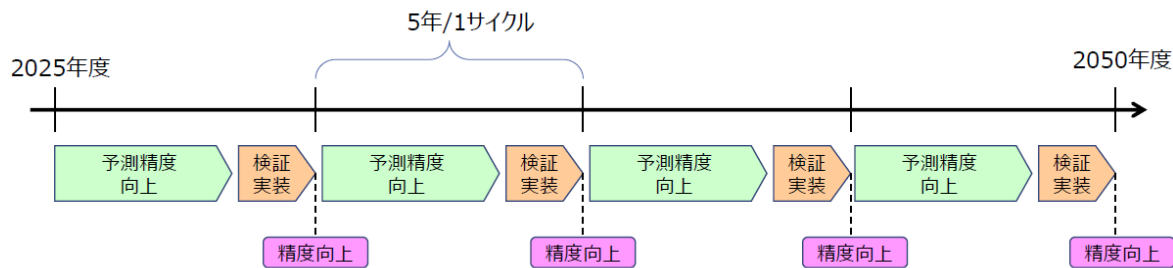
(参考) 気象予測精度向上の技術開発について

30

- 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)>



- 今回の調整力必要量の推計については、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。

(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

7

- 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
【再エネ5~6割シナリオを用いた調整力必要量の推計】

32

- 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

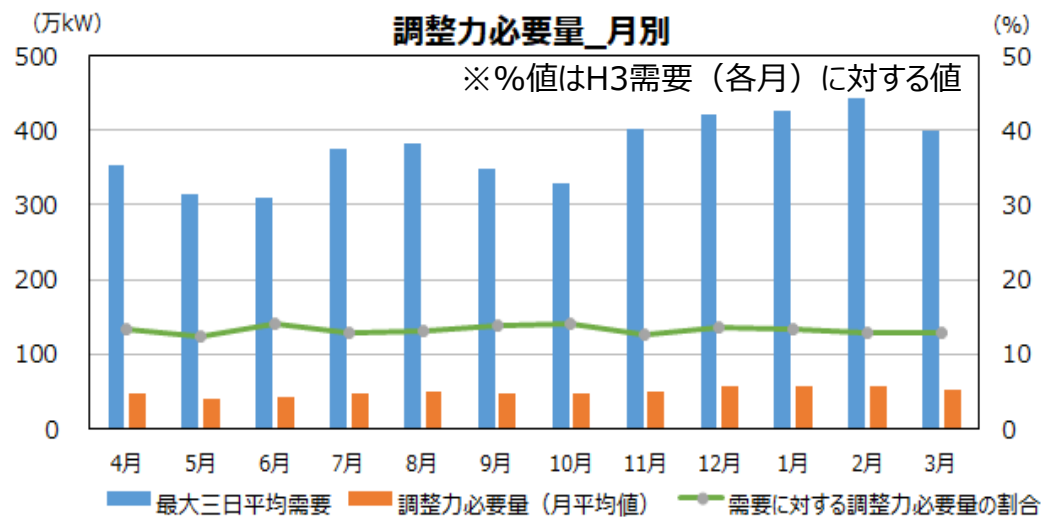
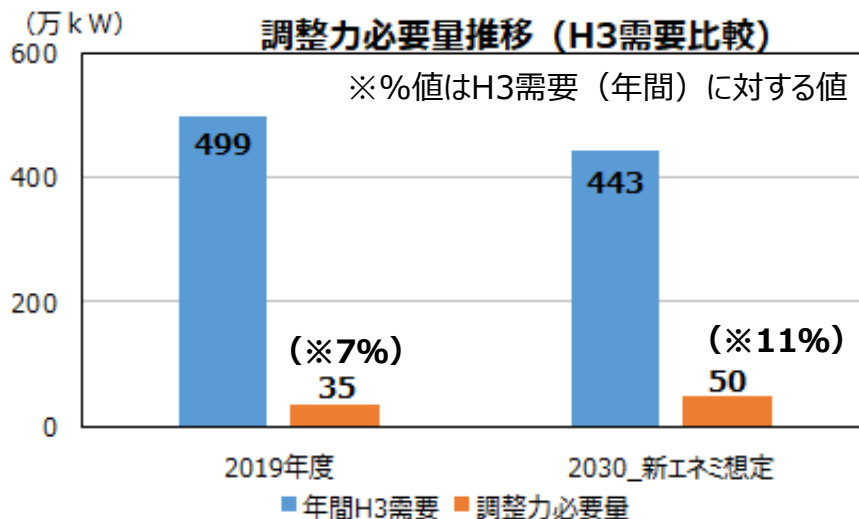
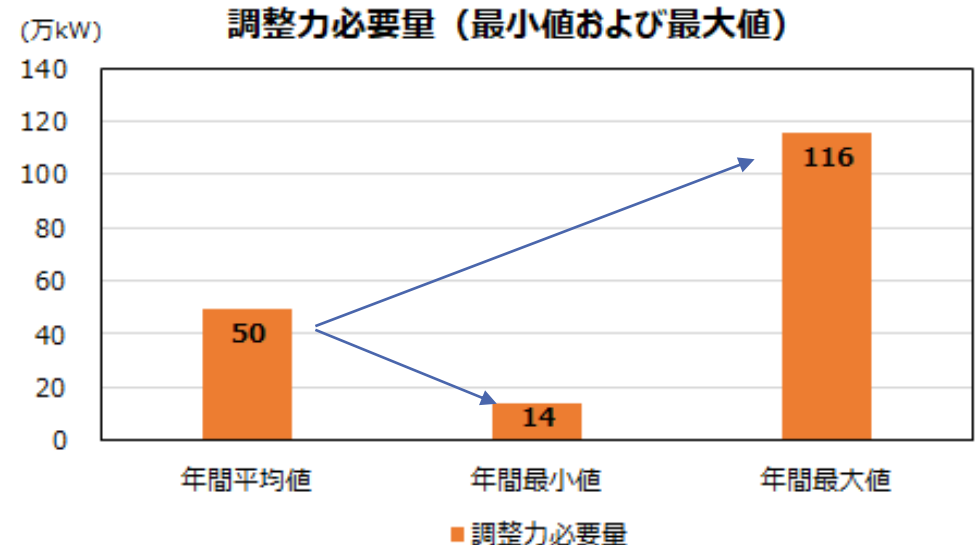
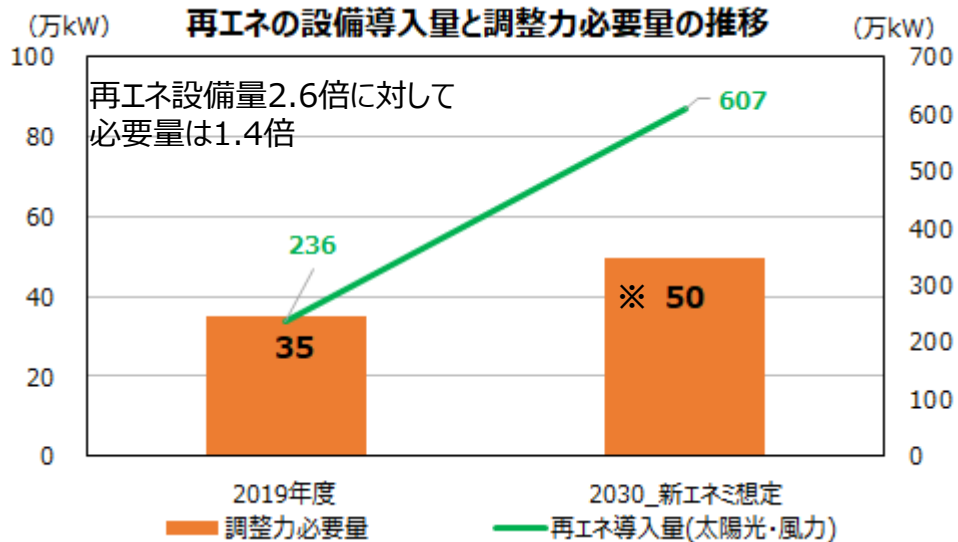
【調整力必要量推計イメージ (調整力必要量テーブル<3σ値>)】

各時間毎に区分

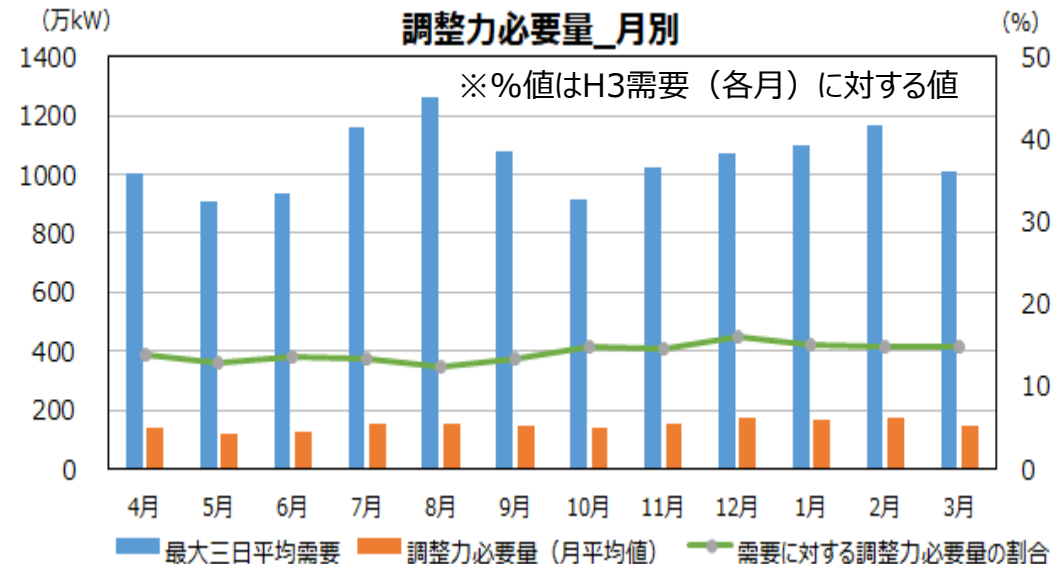
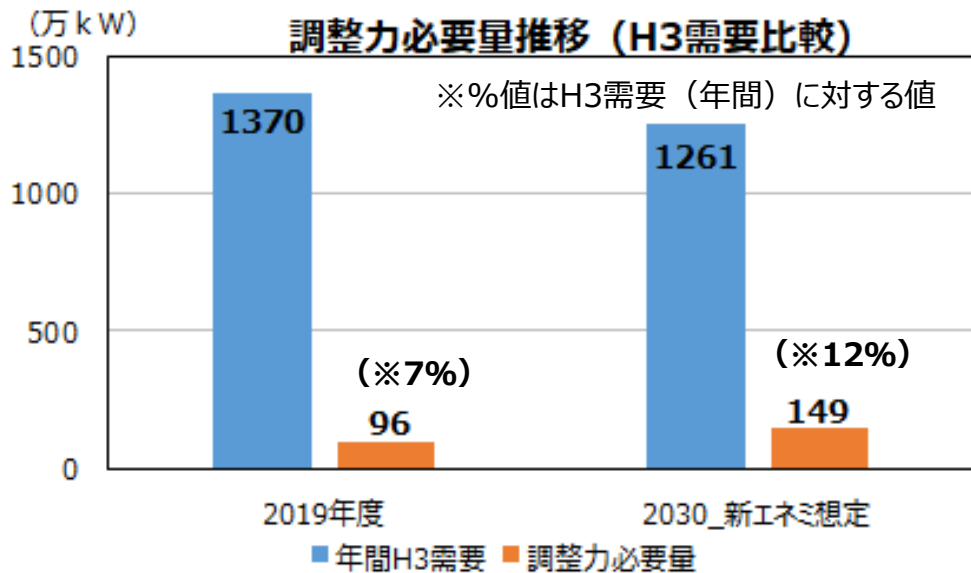
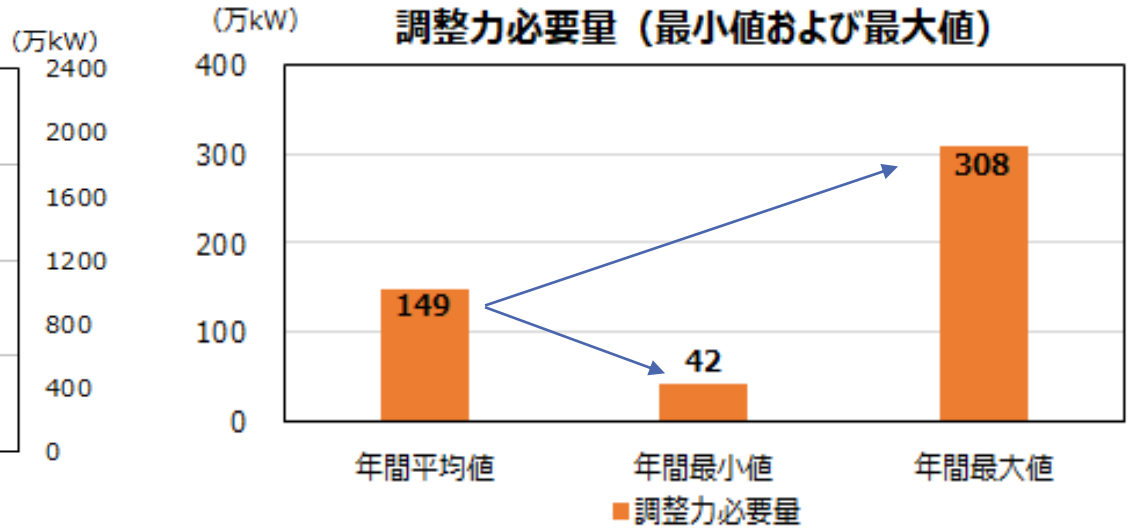
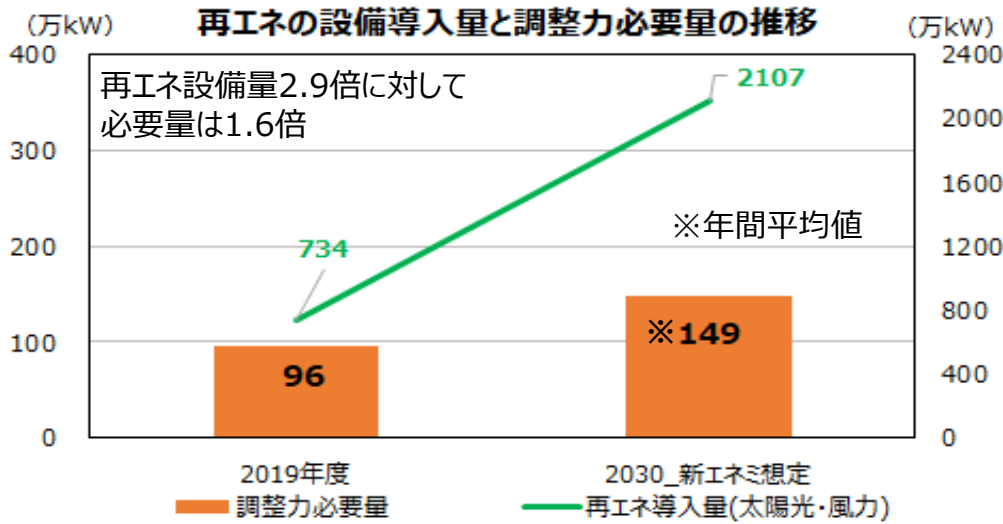
再エネ出力制御率毎にテーブルを作成

10%抑制	0h-1h	1h-2h	2h-3h	...	22h-23h	23h-24h	4h	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%	4612.766	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%

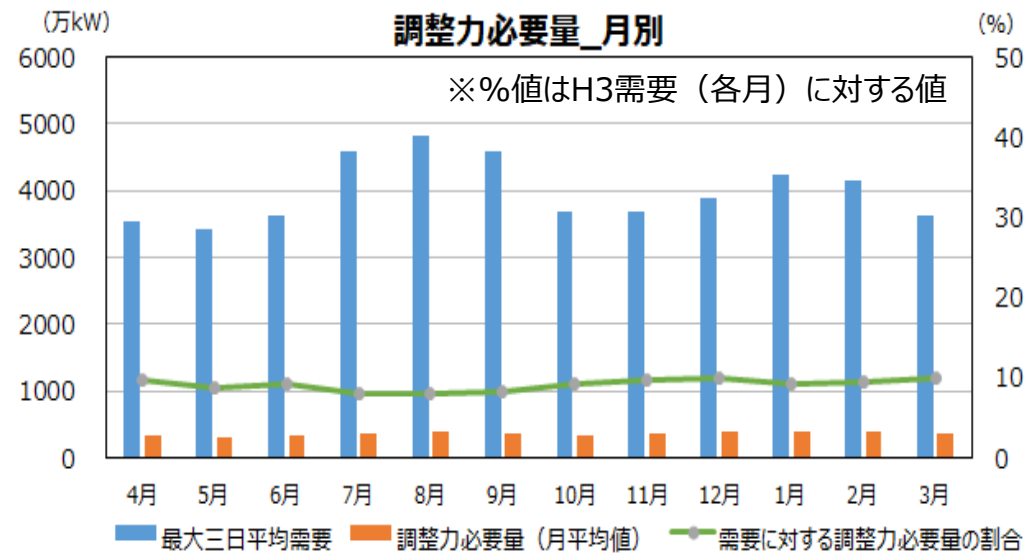
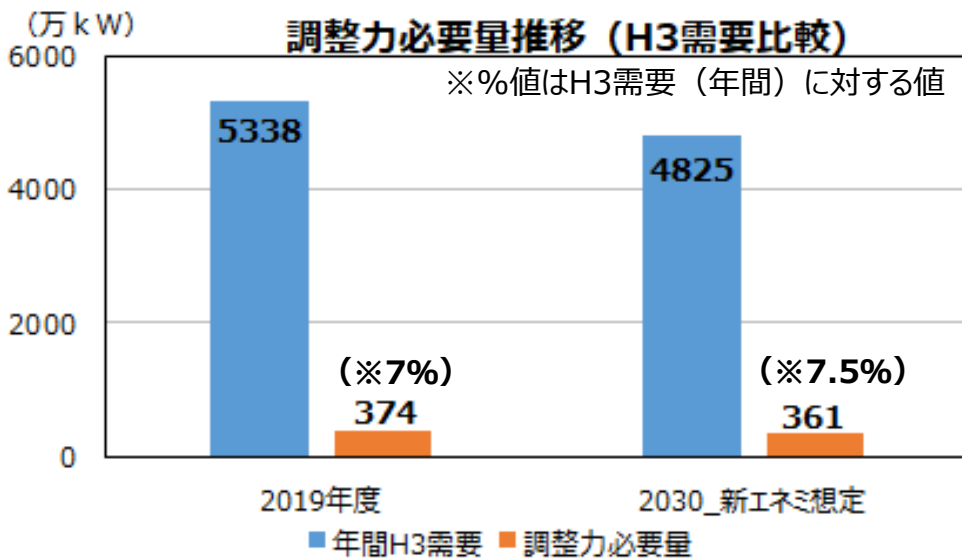
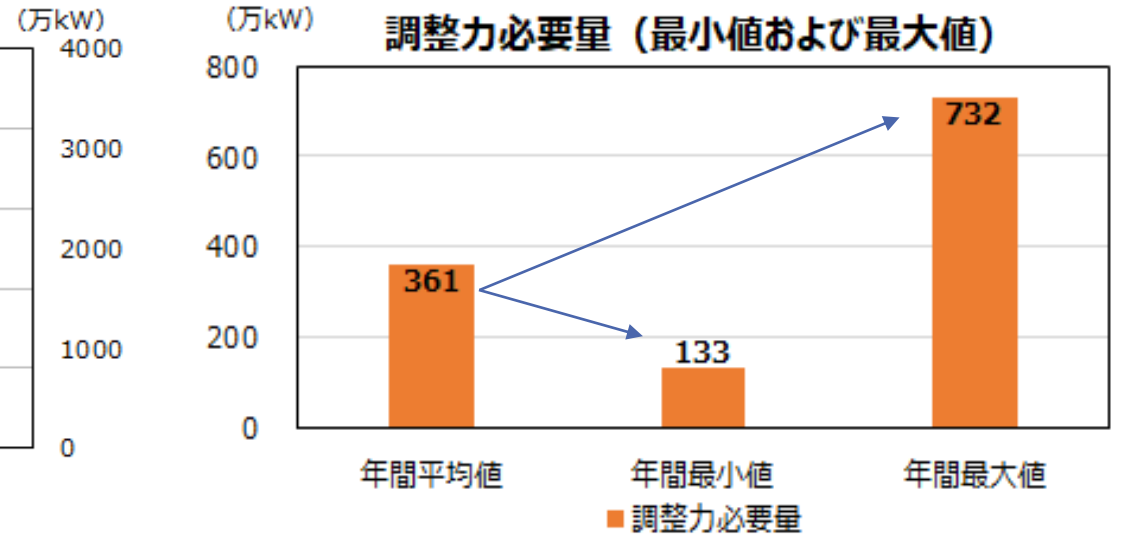
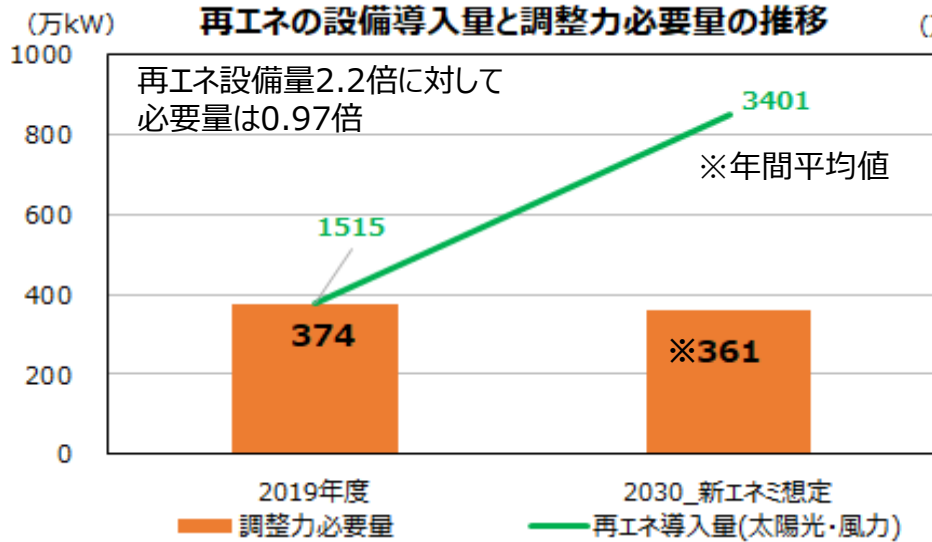
- 以降、シミュレーションに設定する各エリアの調整力必要量を記載する。
- 北海道エリアの調整力必要量 (年間平均値) はH3需要に対して、11%となっている。



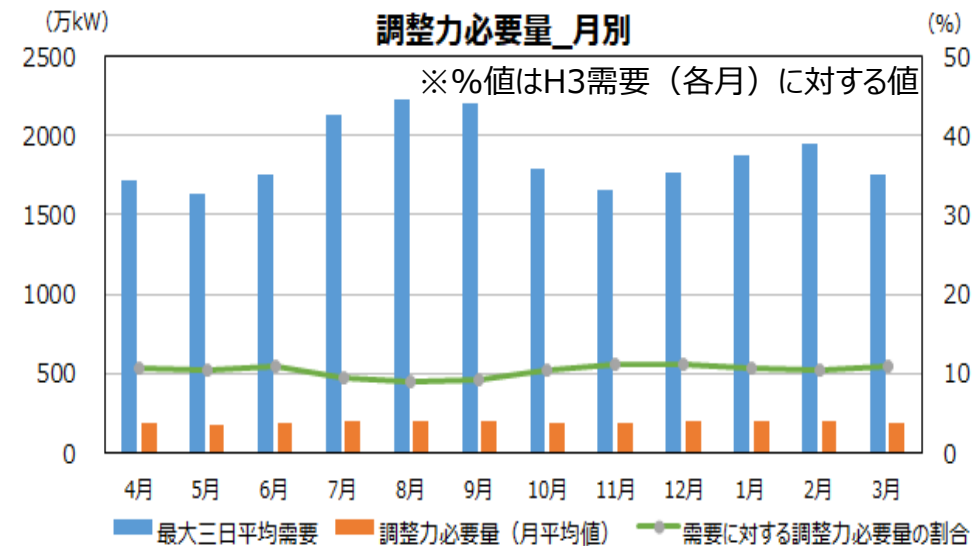
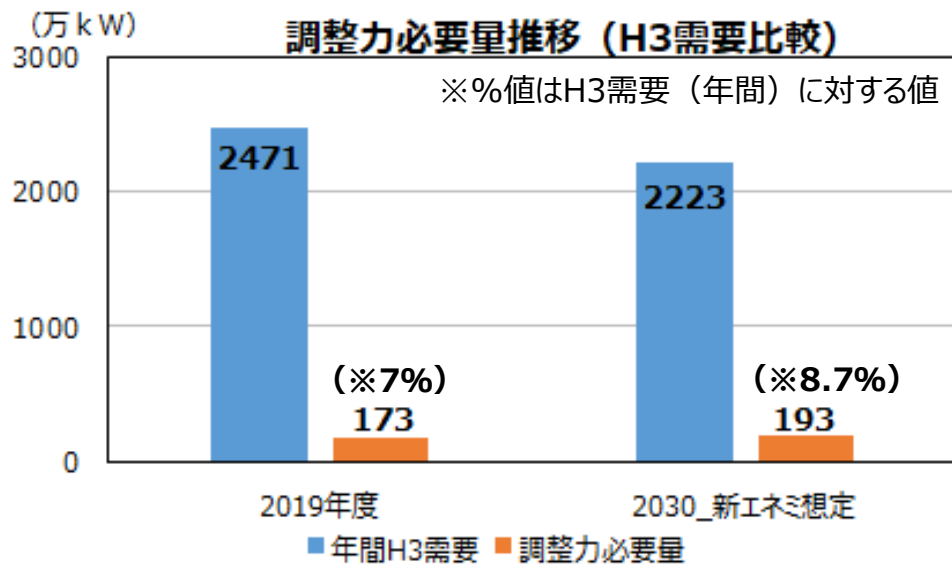
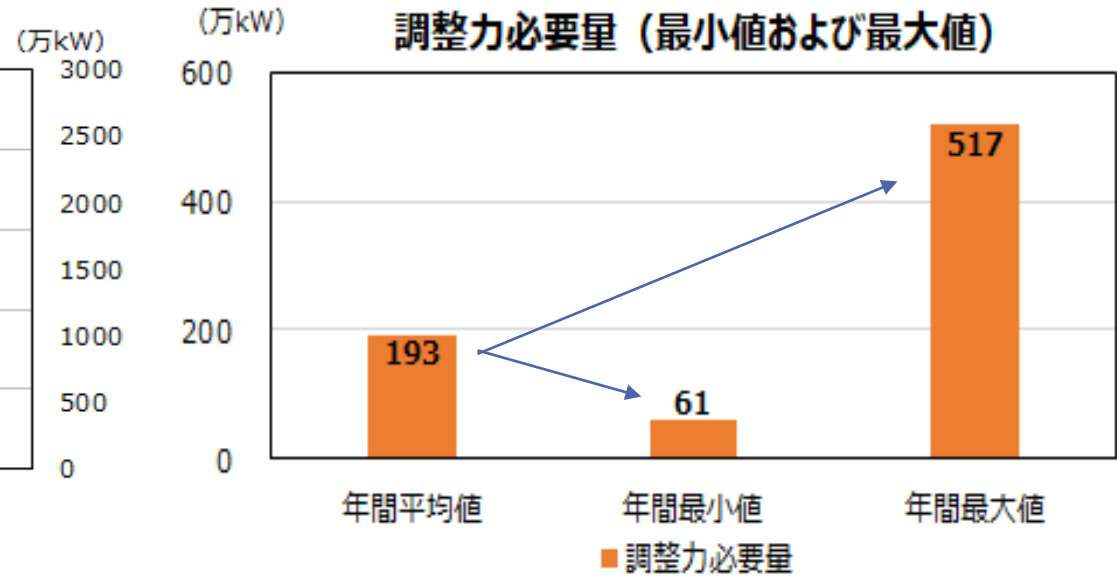
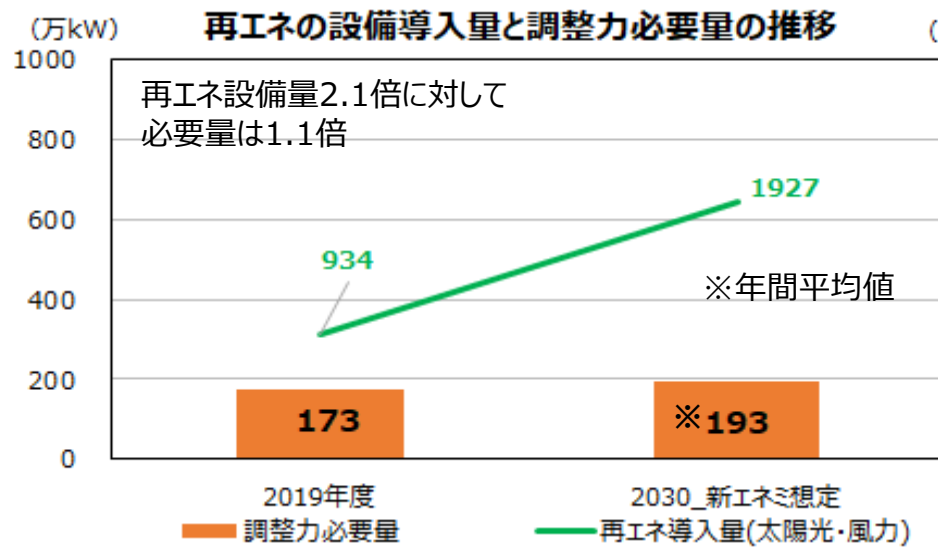
■ 東北エリアの調整力必要量 (年間平均値) はH3需要に対して、12%となっている。



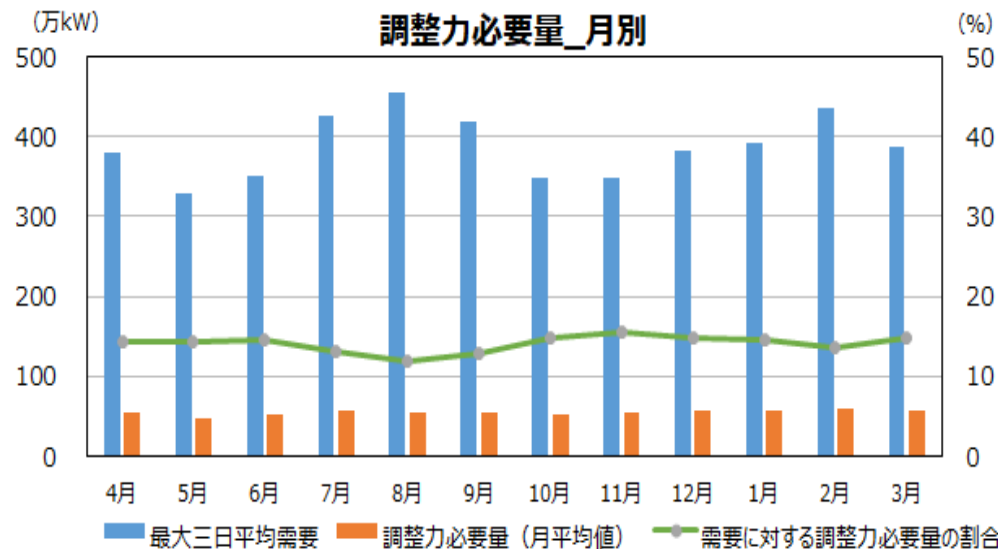
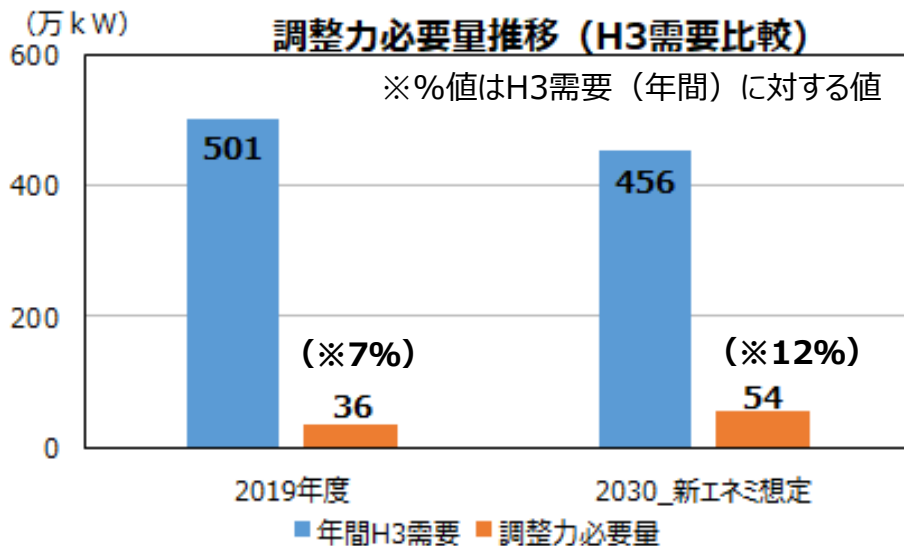
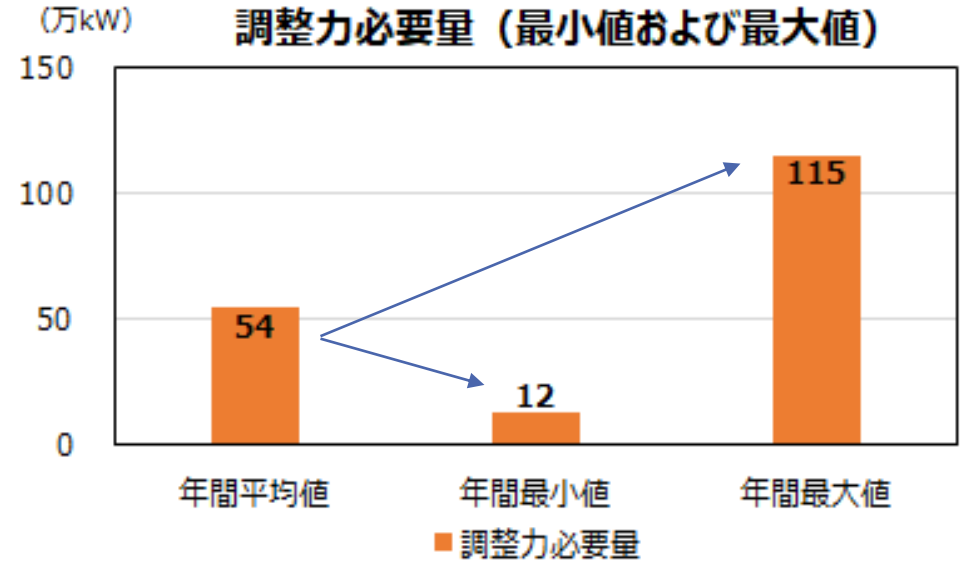
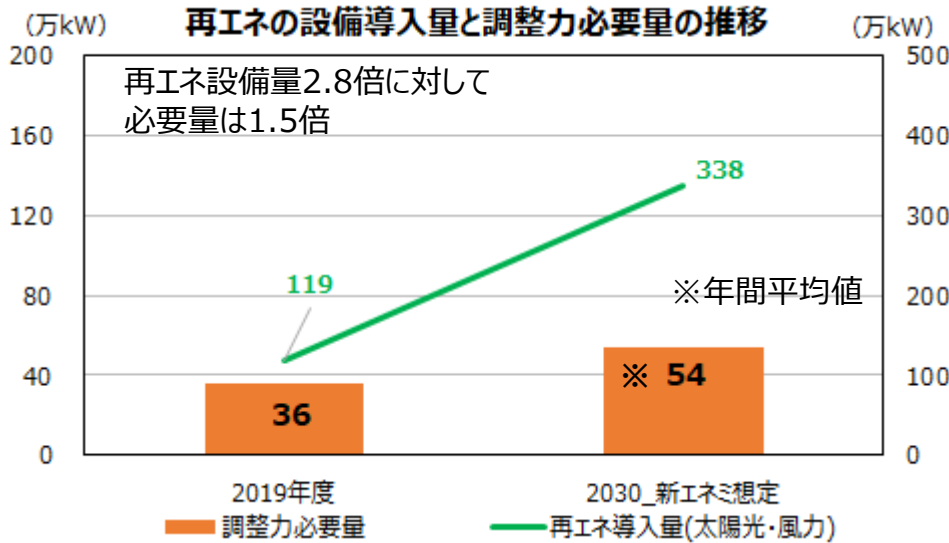
■ 東京エリアの調整力必要量 (年間平均値) はH3需要に対して、7.5%となっている。



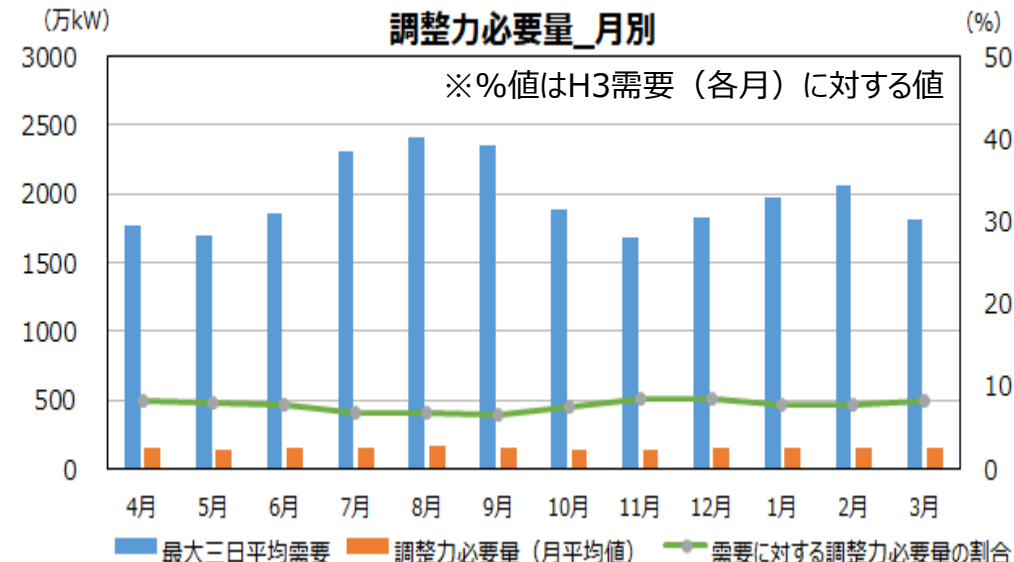
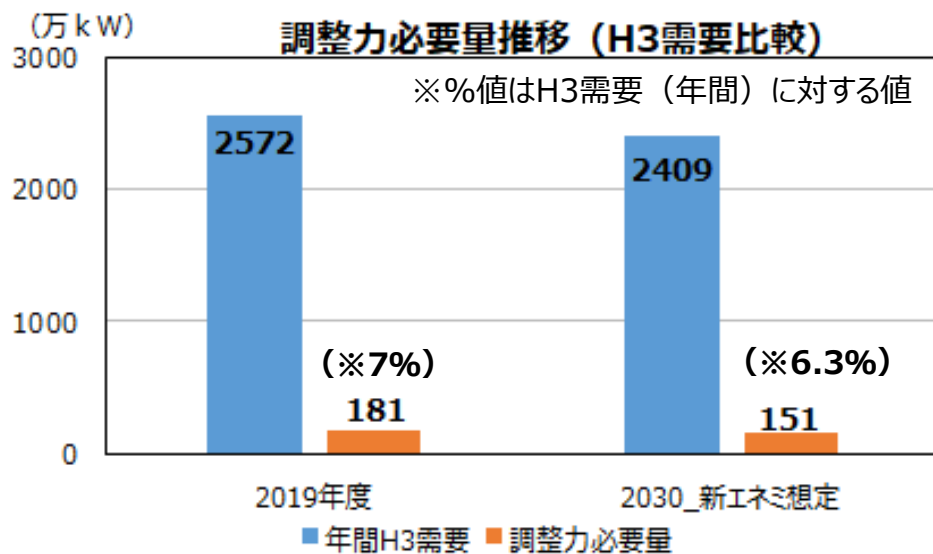
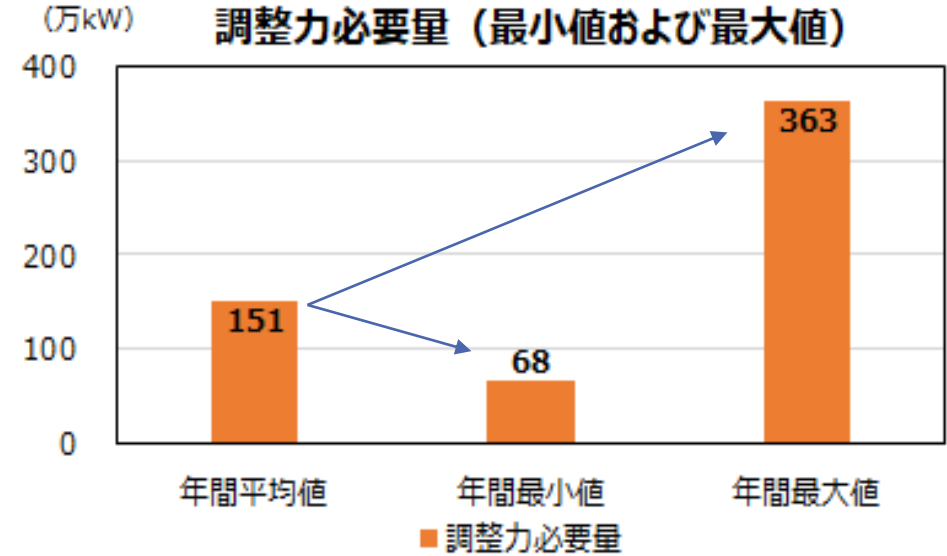
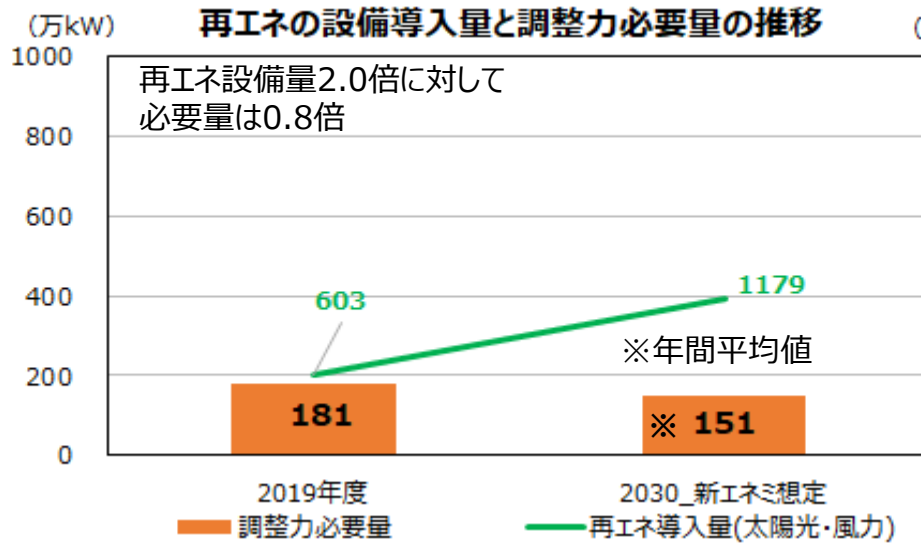
■ 中部エリアの調整力必要量 (年間平均値) はH3需要に対して、8.7%となっている。



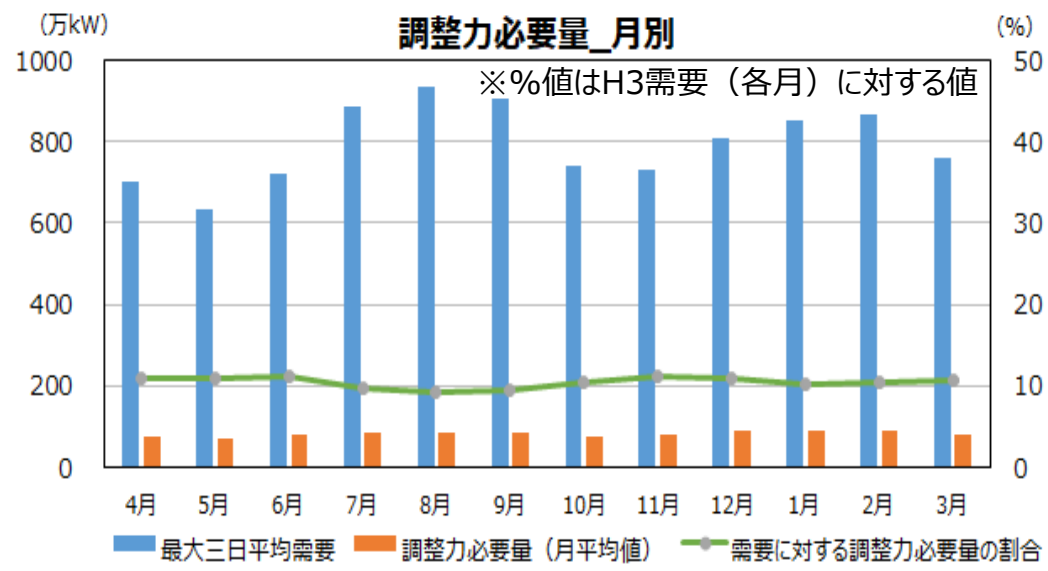
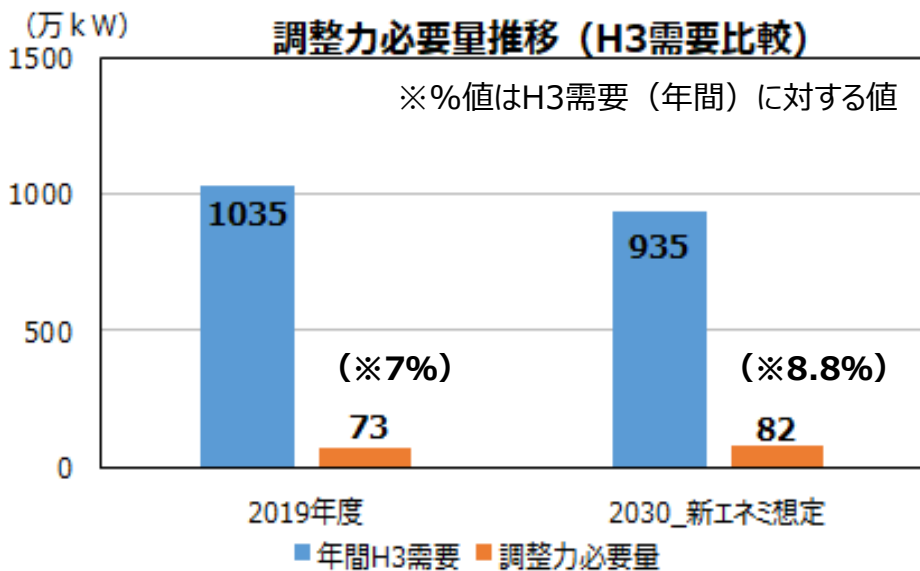
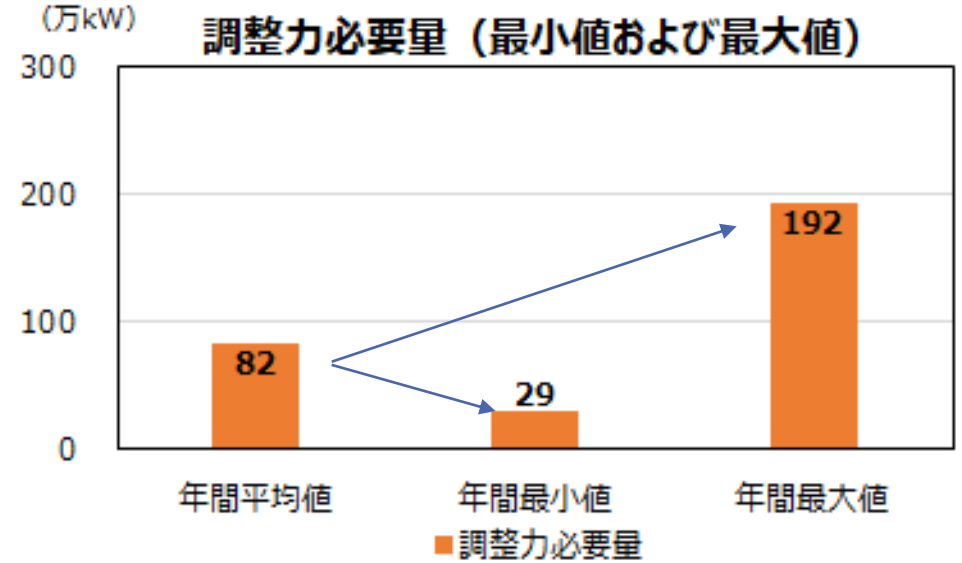
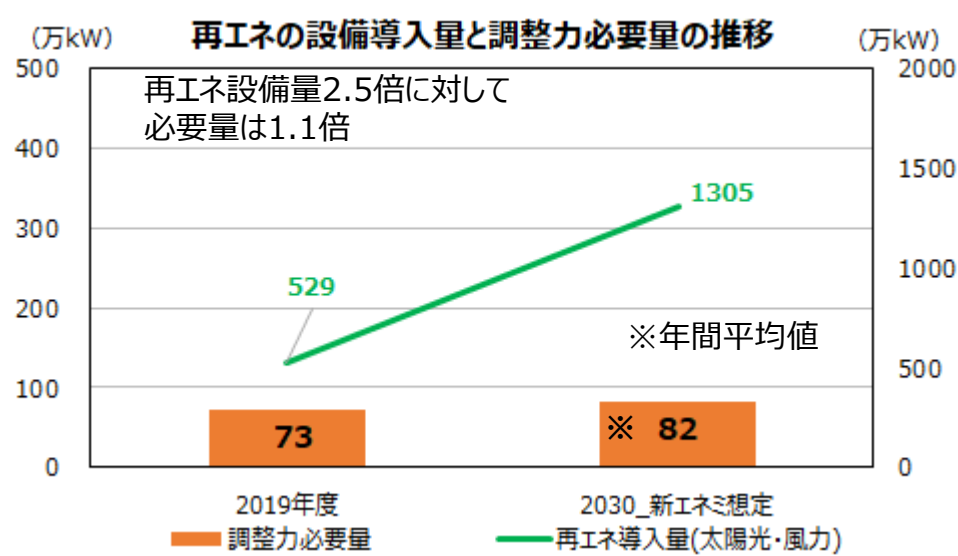
■ 北陸エリアの調整力必要量 (年間平均値) はH3需要に対して、12%となっている。



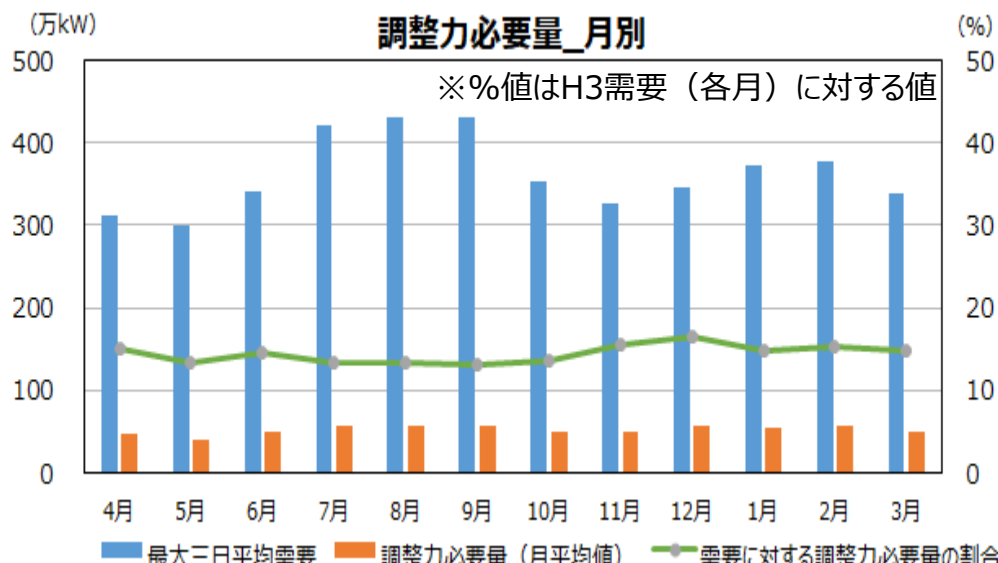
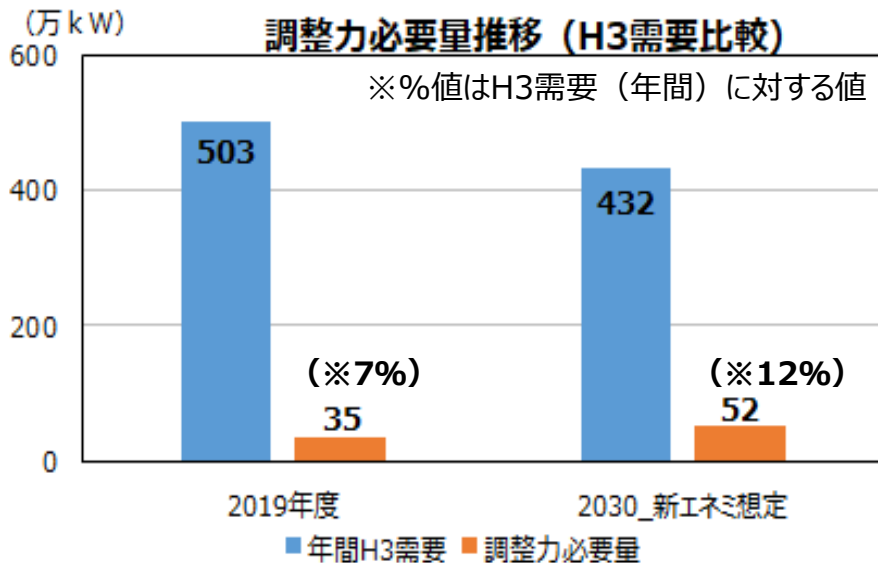
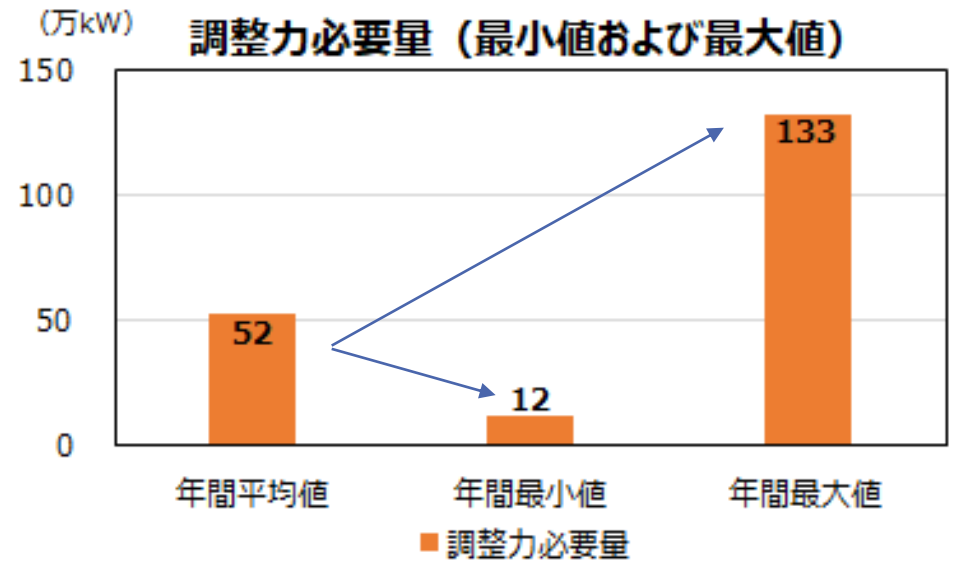
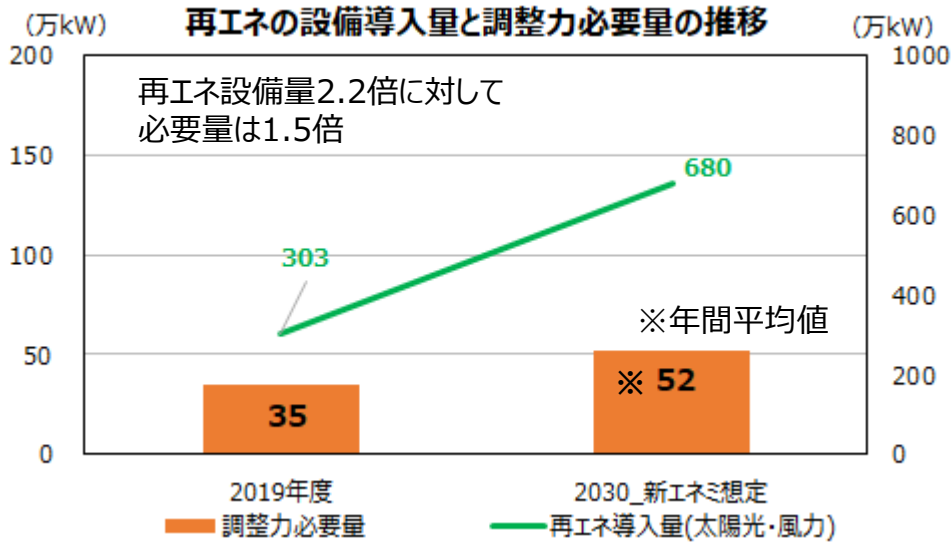
■ 関西エリアの調整力必要量 (年間平均値) はH3需要に対して、6.3%となっている。



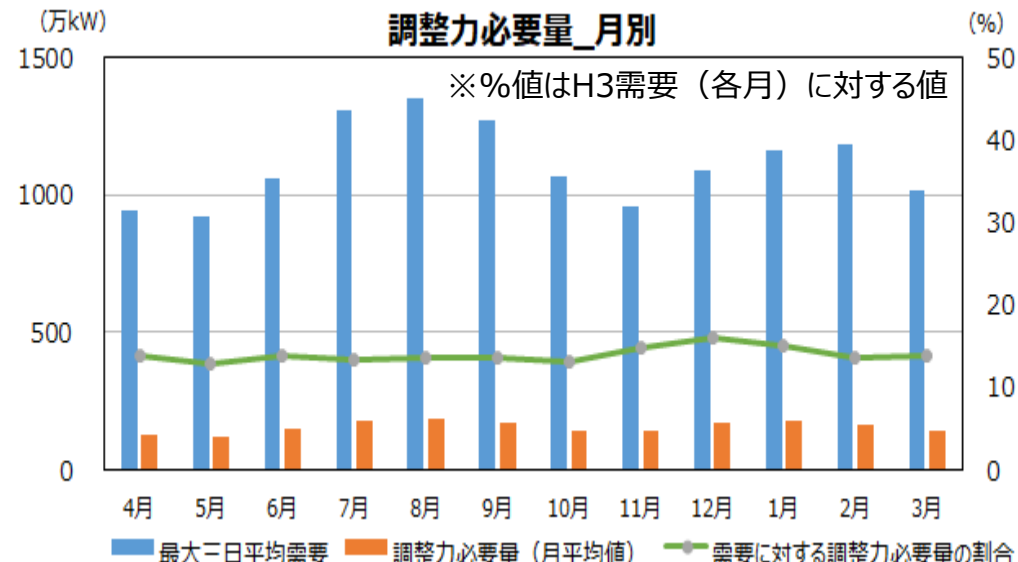
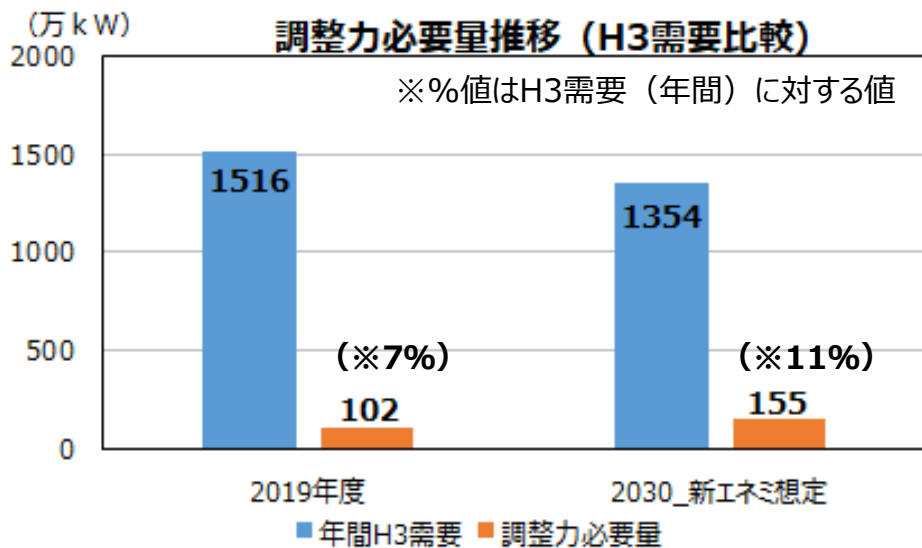
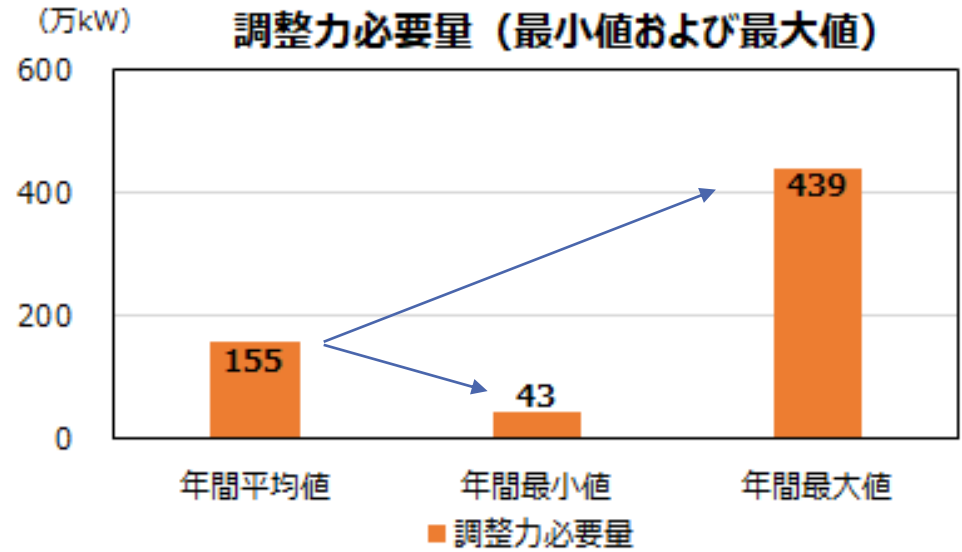
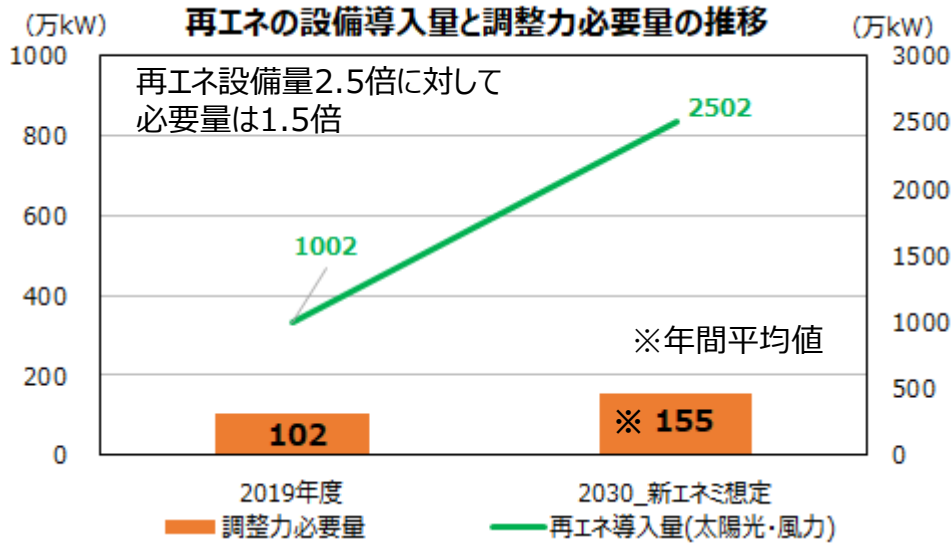
■ 中国エリアの調整力必要量 (年間平均値) はH3需要に対して、8.8%となっている。



■ 四国エリアの調整力必要量 (年間平均値) はH3需要に対して、12%となっている。



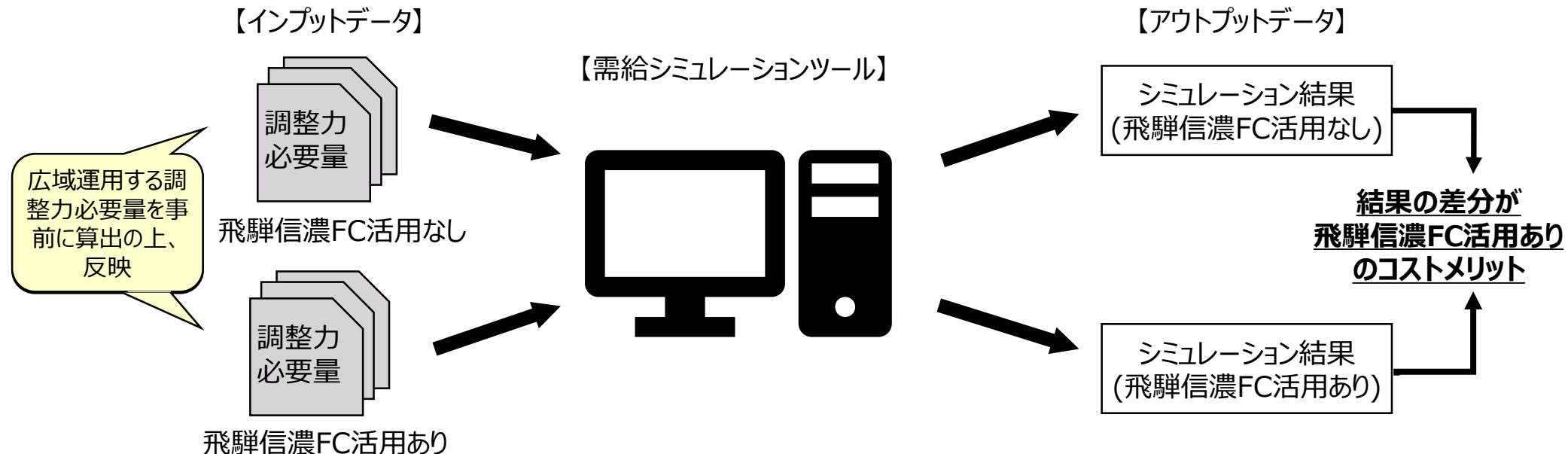
■ 九州エリアの調整力必要量 (年間平均値) はH3需要に対して、11%となっている。



(2) コストメリットの試算について

【需給シミュレーションにおける調整力の広域運用の模擬方法について】

- 今回の需給シミュレーションで調整力の広域運用を模擬するにあたり、別途、広域運用する調整力の量を算出の上、事前にインプットデータに反映する必要がある。
- 広域運用する調整力の量を算出するにあたっては、調整力向けの連系線確保量（以下、連系線利用枠）を設定する必要があり、調整力の連系線活用のメリットと、卸電力市場で連系線が活用できなくなることのデメリットを考慮し、社会便益が最大となるよう、調整力の連系線利用枠が設定されている。
- また、需給調整市場検討小委員会において、連系線に一定量の想定潮流を設定し、想定潮流に対する相殺分も加味することで、調整力の連系線利用枠を拡大することが検討されている。
- 今回の検討にあたっては、2030年以後が対象であることも踏まえ、上記の調整力の連系線利用枠の拡大についても考慮し、広域運用する調整力の量を算出することとする。

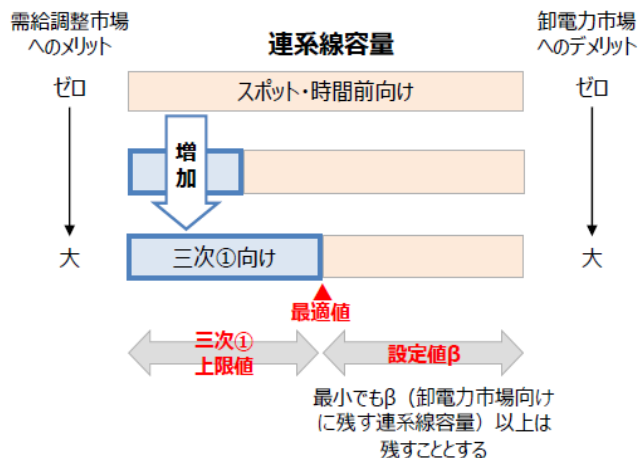


- 調整力の連系線利用枠（連系線確保量）の上限値については、調整力の広域運用のメリットと卸電力市場への影響（デメリット）の合計が最適値になるところを上限値としている。

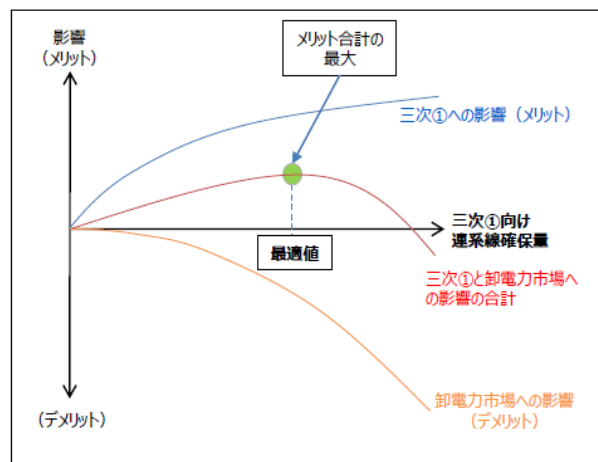
参考：三次①向け連系線確保量の上限値の設定の考え方

2020年3月 第46回制度設計
専門会合 資料8を一部加工

- 三次①向けの連系線確保量を増加させると、三次①の広域的な調達によるメリットが増加する一方、スポット・時間前においてエリア間の取引を制限することによるデメリットが増加する。
- 両者の影響額（メリット）の和が最大となる点（社会便益が最大となる点）が最適な連系線確保量と考えられる。この量を、最小でもスポット・時間前向けに残す連系線容量（ β ）とし、残余分を三次①向けの連系線確保量の上限とする。



三次①向け連系線確保量の上限値の設定の考え方



- 需給調整市場での取引に利用できる連系線容量（連系線利用枠）について、社会便益を損なうことなく利用枠を拡大すべく、一定量の想定潮流を設定し、その想定潮流に対する相殺分を加味することでの利用枠増加について検討が進められている。

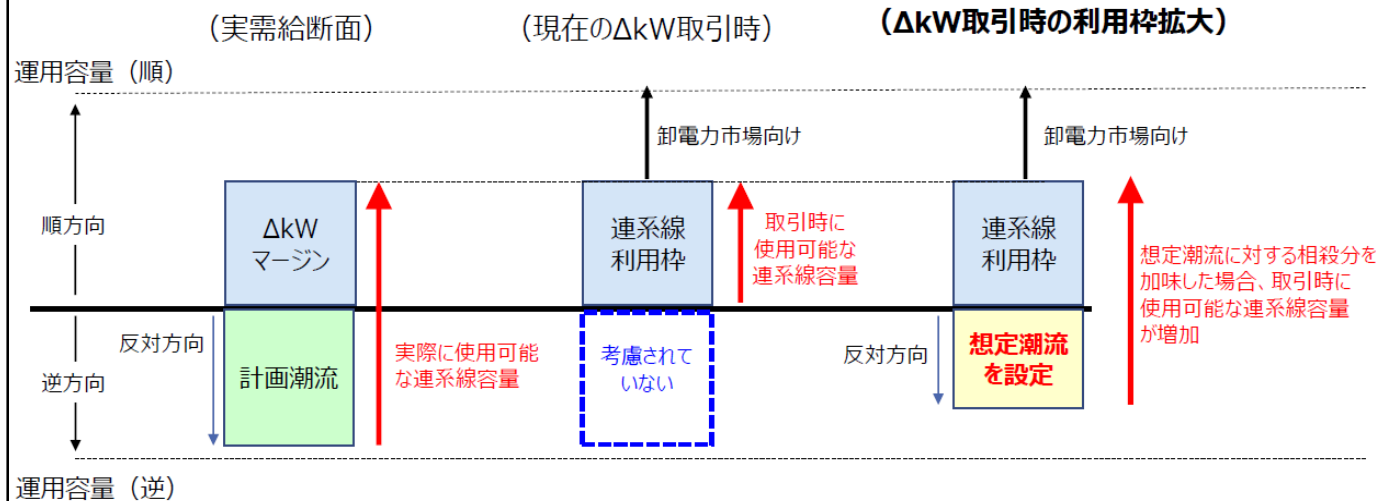
連系線利用枠の拡大方法について

週間取引 一次～三次① 前日取引 三次②

49

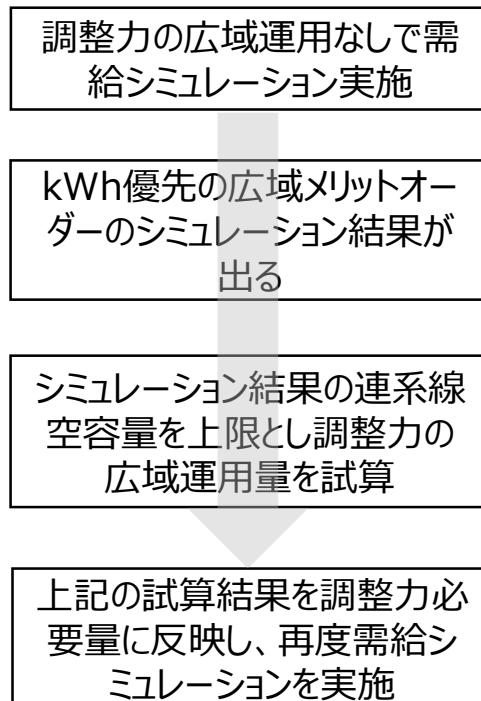
- 現在、連系線利用枠はマージンとして扱うことから、運用容量の範囲内で設定されている。需給調整市場においては、その範囲内で取引が行われている。
- 一方、想定される潮流が ΔkW の約定の方向と反対方向の場合、実際に使用できる連系線容量については大きくなるとも考えられるところ。
- 現在の ΔkW 取引においては、この想定潮流が加味されていないことから、需給調整市場の取引時に一定量の想定潮流を設定することで、連系線利用枠を拡大する方法について検討を行った。

順方向の取引を想定した場合のイメージ

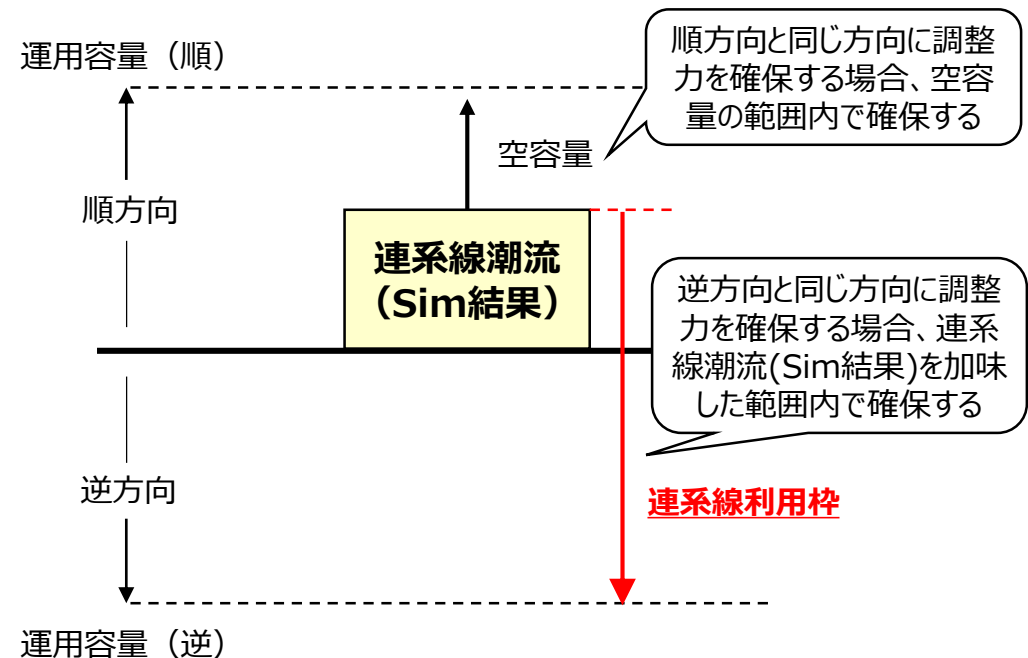


- 広域運用する調整力を算出するにあたり、kWh（卸電力市場）への影響および想定潮流を考慮した連系線利用枠拡大について考慮し、連系線利用枠を設定する。
- 連系線利用枠については、エリア内のみで調整力を確保した場合の需給シミュレーション結果における連系線空容量を連系線利用枠とし、連系線潮流値の相殺分も加味する。
- エリア内のみで調整力を確保した場合のシミュレーション結果は、kWhのメリットを最優先にした広域メリットオーダーの結果であり、この空容量の範囲内で調整力を広域運用するという前提は、kWh（卸電力市場）には影響しない計算結果になると考えられる。

【シミュレーションの流れ】



【今回の検討時における連系線利用枠のイメージ図】



(2) コストメリットの試算について 【広域運用する調整力の算出方法について】

- 広域運用する調整力は、連系線利用枠の範囲内を前提とし、以下の内容を踏まえ算出する。
- 調整力の余力の多いエリアには、より安価な調整電源が残っていると想定されるため、調整力の余力量に応じて、調整力必要量を各エリアに配分することで、広域的に調整電源が稼働するよう模擬する。
- 余力按分により各エリアの限界費用が同一になれば最適な調整力の広域運用になると考えられるが、実際には各エリアで差があるため最適解とはならないものの、最低限のコストメリットは算定できると考えられる。

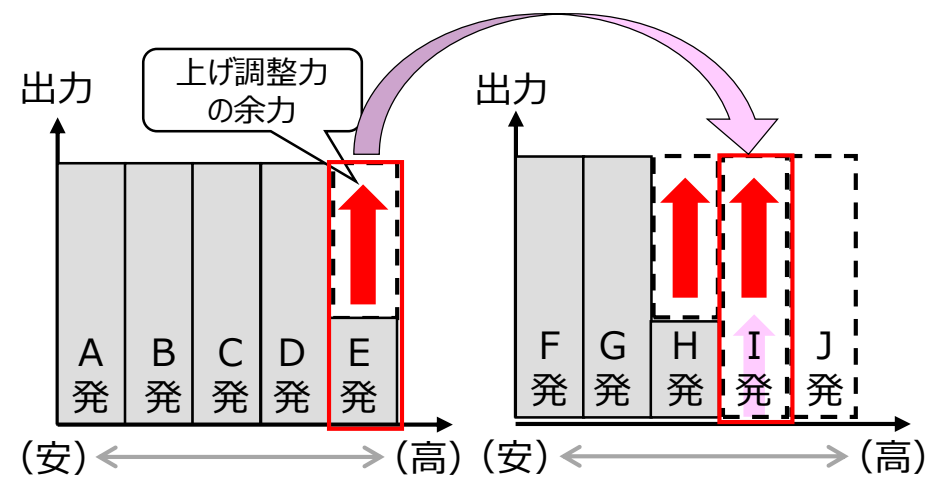
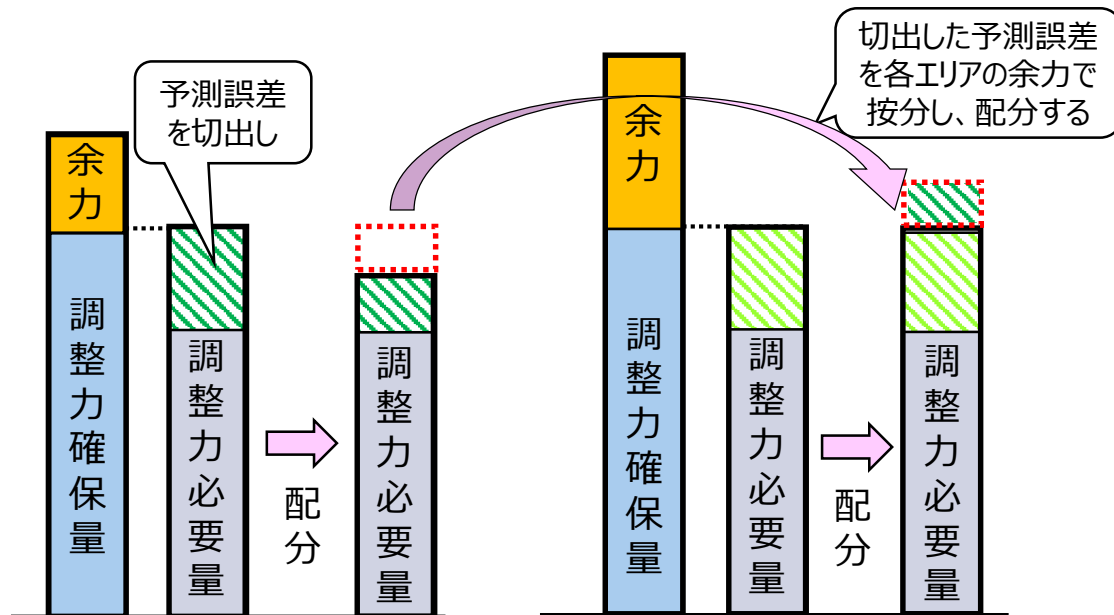
【調整力必要量の配分イメージ】

<上げ余力の少ないAエリア>

<上げ余力の多いBエリア>

<上げ余力の少ないAエリア>

<上げ余力の多いBエリア>



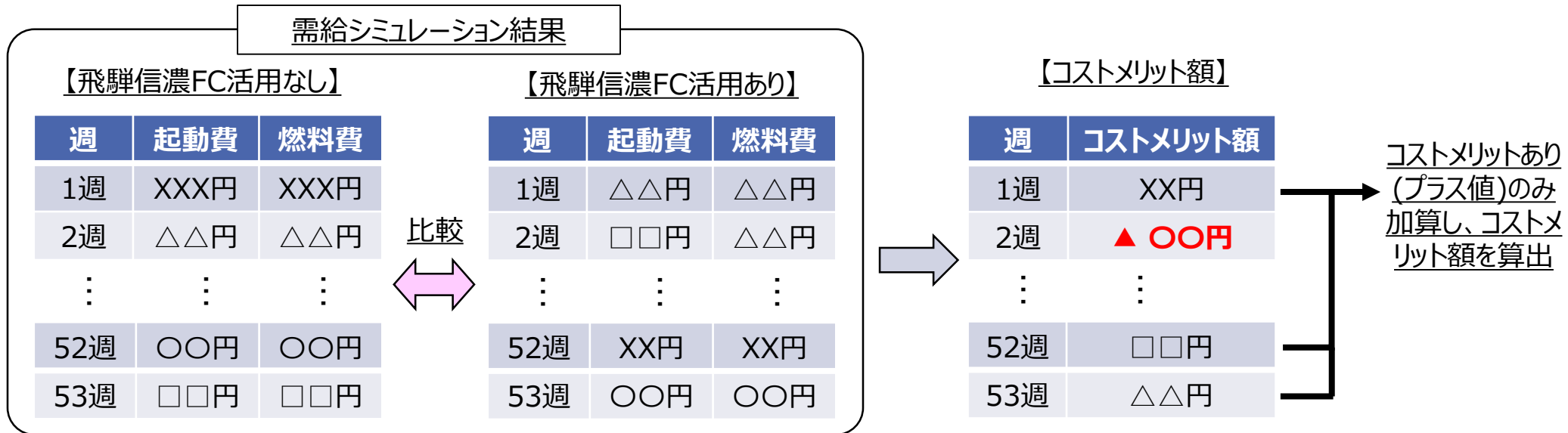
Aエリアの調整力必要量を上げ余力の多いBエリアに付替えることで、E発ではなく、Bエリアの費用の安いI発電所を追加並列し、BエリアにてAエリアの調整力を確保するよう模擬する。(Aエリアよりも安価な調整電源で確保)

エリア内の調整力のみで確保した場合の需給シミュレーション結果から調整力の余力を確認し、按分した上で配分する。

(2) コストメリットの試算について 【コストメリットの確認方法】

- 需給シミュレーションについては週間単位で算定されており、今回、模擬した調整力の広域運用（調整力の余力按分で調整力必要量を配分する方法）については、簡易的な方法であるため、飛騨信濃FCの活用により需給コストが増加している週もある。
- 飛騨信濃FCの活用により需給コストが増加する週については、週間単位であれば発電機の起動停止調整は可能であり、需給コストが増加するような調整力の広域運用はしないという前提のもと、コストメリット額の算出対象から除外した。

【コストメリット額 算出イメージ図】



(2) コストメリットの試算方法について 【需給シミュレーションで使用する燃料費について】

- 今回の需給シミュレーションの燃料費は、マスタープランの値（燃料費 + CO2対策コスト）を使用する。
- 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、主に持ち替えが多い石炭とLNGの価格差を最大にするケースなど、4 ケースについてシミュレーションを実施した。

【マスタープランの燃料費（CO2コスト込み）】

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 コンベンショナル (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	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	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

【今回の需給シミュレーションの燃料費（4ケース）】

[円/kWh]

	石炭	LNG MACC	LNG ACC	水素 (混焼)	LNG CC	LNG CT	石油
中間値ケース	10.1	11.2	11.4	12.6	13.3	15.5	23.0
石炭-LNG 価格差最大ケース	7.7	14.6	14.8	12.6	17.2	20.1	29.4
燃料費最大ケース	12.5	14.6	14.8	16.3	17.2	20.1	29.4
燃料費最小ケース	7.7	7.9	8.0	9.0	9.3	10.9	16.6

- 今回の検討における燃料費は、以下のマスタープランの値（燃料費 + CO2対策コスト）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

- 今回の検討で使用した起動費についても、マスタープラン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			1.0~1.8百万円 (10~85万kW)	4時間	2回
CC (CCS)	9.3			4時間	2回	
Conv (CCS)	10.9			0.7~5.0百万円 (20~100万kW)	8時間	1回
石油	16.6			8.0~16.4百万円 (25~70万kW)	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

- 飛騨信濃FCも調整力の広域運用に活用することで、年間で約20億円から30億円の需給コスト低減効果が確認された。

【コストメリット試算結果（年間）】

[単位：億円]

※1

燃料費パターン	コストメリット額
中間値ケース	20.2
石炭-LNG 価格差最大ケース	27.1
燃料費最大ケース	29.4
燃料費最小ケース	30.6

- ※1 様々な前提を置いた上での2030年断面を想定した試算結果であり、需要見通しの変化等の状況変化によっては、結果が変わることに留意

- (1) 今回の検討内容について
- (2) コストメリットの試算について
- (3) 恒久対策案における費用便益評価について**

(3) 恒久対策案における費用便益評価について 【電圧対策の恒久対策案の内容について】

- 飛騨信濃FCの電圧変動対策として、現時点で挙げられる対策案は以下のとおり。
- 今回は、現在設置している調相設備の容量相当での対策を仮定しており、設備量・コスト等については、変更となる可能性があることに留意。
- また、2023年4月から、5分毎の調整力の広域運用が始まり、電圧変化など今後の状況変化も想定される。

恒久対策案	STATCOM設置		SVC設置		ShR設置	
	東京	中部	東京	中部	東京	中部
容量	160MVA ×1台×2極※1	160MVA ×1台×2極※1	160MVA ×1台×2極※1	160MVA ×1台×2極※1	80MVA ×1台×2極※2	80MVA ×1台×2極※2
工期[年]	6.5	7.5	7	8	4	4.5
コスト※3 [億円]	246		225		208	
特徴	<ul style="list-style-type: none"> ・調相設備の開閉器動作回数の低減可能 ・進相容量の増加が無く、既設系統特性の変化は無し 		<ul style="list-style-type: none"> ・調相設備の開閉器動作回数 は低減可能 ・進相容量が増加し、既設系統特性の変化により共振性過電圧発生のおそれがあり、追加の設備対策が必要となる可能性あり ・新規実績が少なく、今後の撤退リスク大 		<ul style="list-style-type: none"> ・調相設備の開閉器の動作回数は既設から変化無し ・進相容量の増加が無く、既設系統特性の変化は無し ・想定以上の動作頻度となった場合はランニングコスト増となる可能性有り 	

※1 SVC/STATCOM：東京・中部ともに現状のShR容量である160MVA×1台×2極と仮定

※2 ShR：常時、ShR80MVA×2台×2極を確保できるように、現状のShR容量に加え東京・中部ともに1台新規設置80MVA×1台×2極

※3 コストはイニシャルコストとランニングコスト（22年間）の合計値

- 2023年4月から二次②の広域運用が開始され、5分毎の調整力の広域運用が始まる予定。

1 需給調整市場における対象調整力の拡大対応（二次調整力②）

4

- 二次調整力②の広域運用は、広域需給調整システム（KJC）の演算間隔を5分化することで対応。KJCは5分間隔の演算機能を実装済みであり、現在、各社中給システムの改修を実施中。
- 今年度下期からKJCと各社中給システムの対向試験を実施。
- KJCの切替・運用試験は、2023年4月の本格運用開始に向け、冬季の需給ひっ迫リスクと不可抗力による遅延リスクを考慮し、2月を避け、運開までの期間を確保した3月6日から開始予定。

	2020年度	2021年度		2022年度		
	下期	上期	下期	現在	上期	下期
広域需給調整システム改修	5分間隔の演算機能を実装済み					
中給システム改修※		要件定義	仕様検討	詳細設計	システム改修・試験	対向試験
						運開★
						3/6~3/13 切替・運用試験

※中給システム改修については各社で開発状況が異なるが、遅くとも今年度下期までに改修完了予定



送配電網協議会

©Transmission & Distribution Grid Council

- 飛騨信濃FCも活用する便益と恒久対策に伴う費用で、費用便益評価 (B/C) を確認したところ、どのケースでも「1」を超える結果となった。
- どの対策案でもB/Cは「1」を超えるため、新佐久間FC新設分、東清水FC増強分に加えて、飛騨信濃FCについても、引き続き調整力の広域運用に活用する方針としてはどうか。
- また、今後の電圧状況の変化や各FCの運用方法の検討等で対策不要となることも考えられることから、具体的な対策案や設備容量等については、電力系統および機器の特性等を踏まえ、一般送配電事業者にて検討を進めることでどうか。

【費用便益評価 結果】

※ 1	①	イニシャル+ランニング [億円]	208~246
	②	算定対象期間	22年
	③	C (①/②) [億円/年]	9.45~11.18
	④	B [億円]	20.2~30.6
	⑤	B/C (④/③)	1.81~3.24

※ 1 コスト等については、現状想定の数値であるため、今後の状況変化で変更となる可能性があることに留意。

- 地域間連系線の費用対便益評価における各諸元（算定期間等）を参考に、費用便益評価（B/C）を実施した。

2 - 7. 費用対便益評価の各諸元（まとめ）

21

- 地域間連系線の費用対便益評価における各諸元については、以下の通り設定し評価する。

(各検討段階における前提条件の考え方および諸元の案)

検討諸元	①検討開始適否判断	②計画実施判断
費用対便益評価の算定期間	主要な工事の法定耐用年数（例：送電36年、変電22年）	
割引率	4% (公共事業の費用対便益と同等)	市場金利や借入金の利率等から必要により見直し
評価方法	基本的に費用便益比（その他の評価指標も必要により活用）	
判断基準	• 基本シナリオで1.0以上を基本 (その他のシナリオケースでは総合的に1.0以上)	将来のリスクを考慮し 個別に判断基準を設定
年経費率	変電設備：10.7% 送電設備：7.9% (その他は個別に設定)	

- 飛騨信濃FCの調整力広域運用を検討するため、新佐久間FC新設分、東清水FC増強分に加えて、飛騨信濃FCも活用する便益と恒久対策に伴う費用で、費用便益評価（B/C）を確認した。
- 飛騨信濃FCも調整力の広域運用に活用することで、年間で約20億円から30億円の需給コスト低減効果が確認された。
- 費用便益評価を確認したところ、B/Cはどの対策案でも「1」を超えることから、新佐久間FC新設分、東清水FC増強分に加えて、飛騨信濃FCについても、引き続き調整力の広域運用に活用する方針としてはどうか。
- 2023年4月から、5分毎の調整力の広域運用が始まり、電圧状況の変化も想定される。
また、各FCの運用方法の検討等で対策不要となることも考えられることから、具体的な対策案や設備容量等については、電力系統および機器の特性等を踏まえ、一般送配電事業者にて検討を進めることでどうか。