

中国九州間連系線（九州向き）運用容量拡大の検討について

2024年12月5日
九州電力送配電株式会社

- 容量（kW）市場の約定処理過程において、九州エリアの信頼度が未達となり、電源等の追加処理が行われている状況にある中、周波数低下側での制約がある中国九州間連系線（九州向き）運用容量の拡大に関する検討が「第3回 将来の運用容量等の在り方に関する作業会」においてタスクアウトされた。
- これを受け、負荷制限を考慮することによる運用容量拡大についての技術的検証を踏まえ、システム改修が不要であり、至近年で実現可能な負荷側UFRを活用する方策等の検討結果を報告する。

中国九州間連系線（九州向き）の状況（1／2）

- 現状、中国九州間は基本は中国向き潮流※であり、卸電力（kWh）市場が九州向きで分断することは殆どない。
- 一方（あくまで現在ではなく）将来断面の状況変化として、容量（kW）市場の約定処理において、九州エリアが約定処理過程で信頼度未達となり、電源等の追加処理が行われている状況。

※ 中国向きの市場分断率は下落傾向ではあるものの、一定程度あることから、今後の負荷制限の在るべき姿の検討において引き続き取り扱う。

＜参考＞ 約定処理上の市場分断について 16

■ 需要曲線と供給曲線の交点における全国の供給信頼度は0.029 kWh/kW・年となった。

■ 全国の供給信頼度をもとに約定処理上の市場分断の判断を行い、全国市場の約定処理後に北海道・東北・東京・中部、九州が不足ブロック（エリア）となり、その他が充足ブロックとなった。

■ 不足ブロック（エリア）で、全国の供給信頼度を満たすまで電源の追加処理を行い、追加量は合計828万kW（内訳：北海道97万kW、東北、116万kW、東京489万kW、九州126万kW）となった。

■ 北海道、九州エリアが不足エリアのまま追加できる電源がなくなったため、減少処理は行わなかった。

単位：追加量(万kW)、供給信頼度(kWh/kW・年)

エリア	全国約定処理後		追加処理1後		追加処理2後		追加処理3後		追加処理(結果)	
	供給信頼度	追加量	供給信頼度	追加量	供給信頼度	追加量	供給信頼度	追加量	供給信頼度	追加量
北海道	20.371		19.970	+41	4.581		4.543		+56	0.463
東北	0.445	+116	0.054		0.020		0.003			0.002
東京	0.928	+152	0.289	+98	0.149	+239	0.029			0.027
中部	0.043		0.021		0.014		0.006			0.006
北陸	0.006		0.004		0.004		0.003			0.002
関西	0.004		0.003		0.002		0.001			0.000
中国	0.004		0.003		0.002		0.001			0.000
四国	0.003		0.002		0.001		0.001			0.000
九州	2.860		2.836		2.825		2.805	+126		0.359

※ 表の補欄を、不足エリアについては赤、充足エリアについては青で色分け
※ 供給信頼度は四捨五入による表記上、零になる場合があるが、要請には停電量(kWh/年)が発生している。

検討の進め方（中国九州間（九州向き））

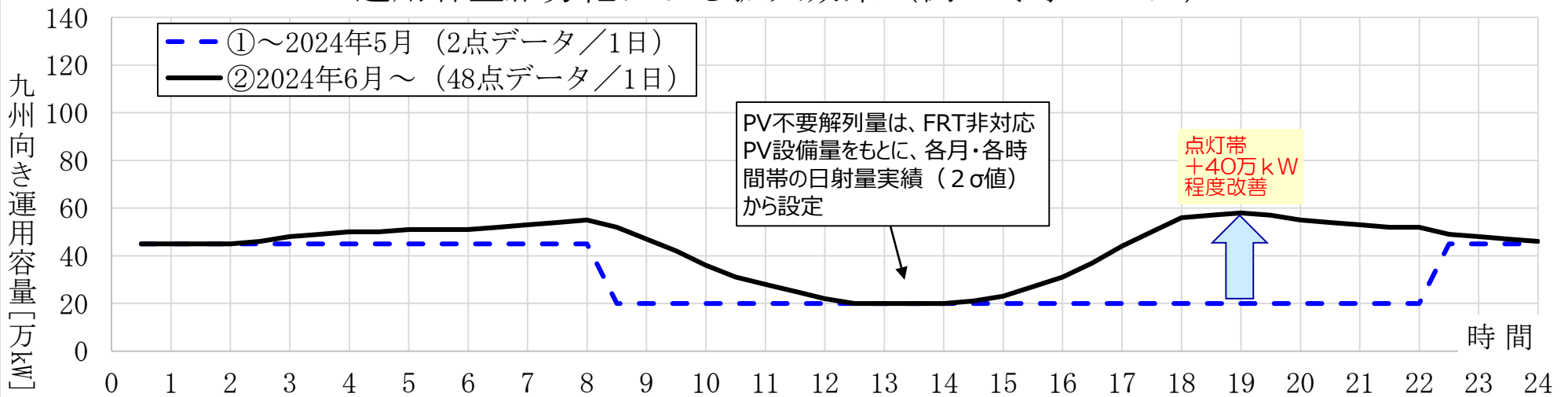
- 負荷制限織り込みについては2つの類型（①（解消）or ②（緩和））が考えられるところ、必要以上に織り込むことは（「系統安定化装置」あるいは「負荷側UFR」をこれから新規に設置することを考えると）実現時期の長期化ならびにコスト高が懸念される。
- また、前述の中部エリア同様、昨今の変動性再エネ（逆潮）増加に伴い負荷制限量が確保できない可能性など、いくつか技術的な課題が存在する（平常時の運用容量を無制限に拡大できる訳ではない）ことも考えられる。
- 上記を踏まえると、中国九州間連系線（九州向き）の負荷制限織り込みは「類型②（緩和）」を基本とした上で、技術的にどこまで運用容量拡大可能か、九州電力送配電とも連携の上、引き続き検討を進めることとしたい。

2. 運用容量細分化による拡大（ステップ1）

2

- 中国九州間連系線（九州向き）運用容量は、同ルート断時に九州エリアの周波数低下が許容範囲内に収まること、その際の周波数（電圧）変化に伴うPV不要解列量を考慮し、**0～45万kW程度**と設定。
- なお、これまで九州向きの市場分断の実績がほぼなかったことから、運用容量は実運用で2点データ（48コマの昼間帯・夜間帯の最小値）を使用（下図①）。
- 2024年4月以降、九州向き潮流による市場分断が散見されたことから、広域機関の送配電等業務指針第197条に基づき、**2024年6月1日より2点データから48点データに細分化し、運用容量拡大を図っている**（下図②）。

運用容量細分化による拡大効果（例：冬季ピーク）



送配電等業務指針（運用容量の算出断面）

第197条 連系線の運用容量は、次の各号に掲げる場合を除き、30分ごとの値を算出する。

- 一 週間計画より前の断面の運用容量を算出する場合
- 二 市場分断の発生が見込まれない場合
- 三 第195条第2項第1号から第3号までの規定により運用容量が定まる場合

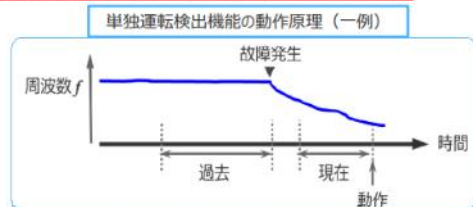
- 2016年度に発生した275kV幸田碧南線、および275kV上越火力線のルート故障において、一部のPCSの単独運転検出機能（受動的方式、FRT非対応）が、系統故障時の周波数変化を敏感に検出し、太陽光発電を解列することが判明した。
- このため、運用容量設定においてPV不要解列量を、**天候に関わらず発電実績の設備容量比2σ値で月毎に一律で控除している。**

調査結果

3

①単独運転検出機能の動作

- 一部のPCSの単独運転検出機能（受動的方式、FRT非対応）が、系統故障時の周波数変化を敏感に検出し、太陽光発電が解列することが判明した。



○PCSの単独運転検出機能（受動的方式）の動作原理（一例）は「過去」と「現在」の平均周波数の差が整定値を超えた際に動作する。

- なお、平成23年8月の系統連系規程の改定で、周波数変化率2Hz/s以内を運転継続範囲とするFRT（事故時運転継続）要件が追加されており、幸田碧南線および上越火力線のルート断故障時の周波数変化は、FRT要件の運転継続範囲であることを確認した。

②周波数低下リレー（UFR）の整定値

- 周波数低下時に、安定的に単独運転に移行するための条件となっている場合など、お客さま個々の事情により、一部の自家発電においてUFRの整定値が59.0Hz以上であった。
- また、調査の過程において、一部のPVについては単独運転を検出するためのUFRが、整定刻みの制約がある場合に、単独運転の防止を考慮して59.0Hzに整定されていることが判明した。

目的外使用禁止 電気事業連合会 流通技術委員会

3. 周波数維持限度値の算出式（2）

6

◆周波数維持限度値の算出式

周波数維持限度値（①）＝系統容量（②）×系統特性定数（③）＋EPPS見込み量（④）
－発電機解列量（⑤）

⑤発電機解列量【0万kW→下表の通り】

以下の(a)、(b)の合計とする。

(a) 自家発電：解列する発電機の設備容量×55%※1相当とする。

(b) PV（太陽光発電）：解列する発電機の設備容量×発電実績の設備容量比※2とする。

発電機解列量の例

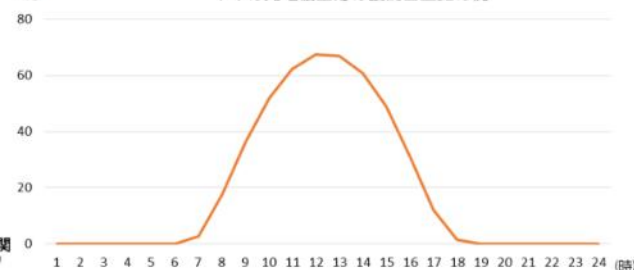
月	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
4月	9	9	9	9	9	10	18	38	59	76	90	96	96	89	79	63	43	21	10	9	9	9	9	9

(万kW)

※1 平成28年度第4回運用容量検討会資料1-1 P.8にて資源エネルギー庁電力調査統計等より算出した「全期間通じて同出力で運転した場合54.82%」を切り上げて55%と想定した。

※2 過去実績（前年度1年分）より月単位で発電機出力合計の2σ値を算出し、発電機接続量で割った値。系統WGの再生エネルギー接続可能量算出時の2σ値の考え方を採用。（詳細は次頁参照）

（%） PVの発電機出力の設備容量比の例



電力広域的運営推進機関
Organization for Cross-regional Coordination of
Transmission Operators, JAPAN

出典：第21回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会
資料4（2017.9.8）

出典：第2回運用容量検討会 資料2-1（2017.9.22）

3. 運用容量に負荷制限を織り込むことによる拡大（ステップ2）

4

- 至近年で実現可能な対応策として、レジリエンス対応で設置している59.1Hz負荷側UFRを活用し、負荷制限量として織り込むことで運用容量が拡大可能であるかを検討。
- 北海道エリアのブラックアウトを機に、中西エリアでは大規模電源脱落時のレジリエンス対応として、「負荷遮断を59.1Hzで実施」するために、負荷側UFRを中西各社で一律設定のうえ設置。

59.1Hzにおける負荷側UFRによる負荷遮断について

3

- 北海道エリアのブラックアウトを機に、大規模な電源脱落に対しても、広域的な対策により強靱な電力システムの構築を目指すべく、中西エリアにおいて「負荷側UFRの整定変更」を以下のとおり実施することとした。

■ 対策

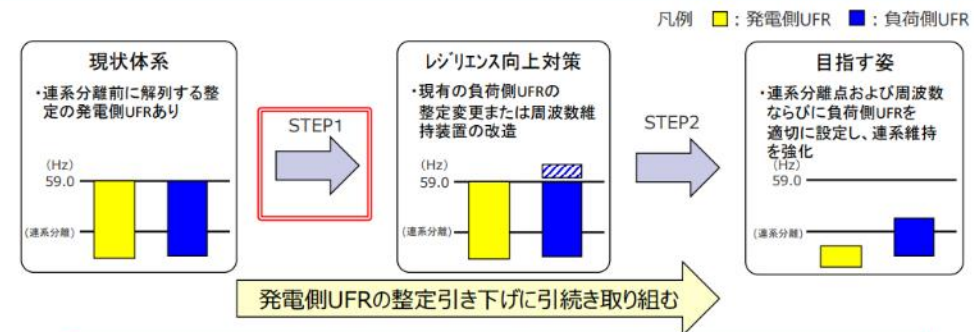
太陽光・自家発等が59.0Hz以下で大量解列する現状を踏まえ、当該事象解消までの暫定対策とし、中西エリアの各一般送配電事業者が分担し、負荷側UFRによる負荷遮断を59.1Hzで実施する。（次スライド参照）

■ 開始時期

2019年4月26日

（参考）負荷側UFRの整定変更について（中西エリア）

4



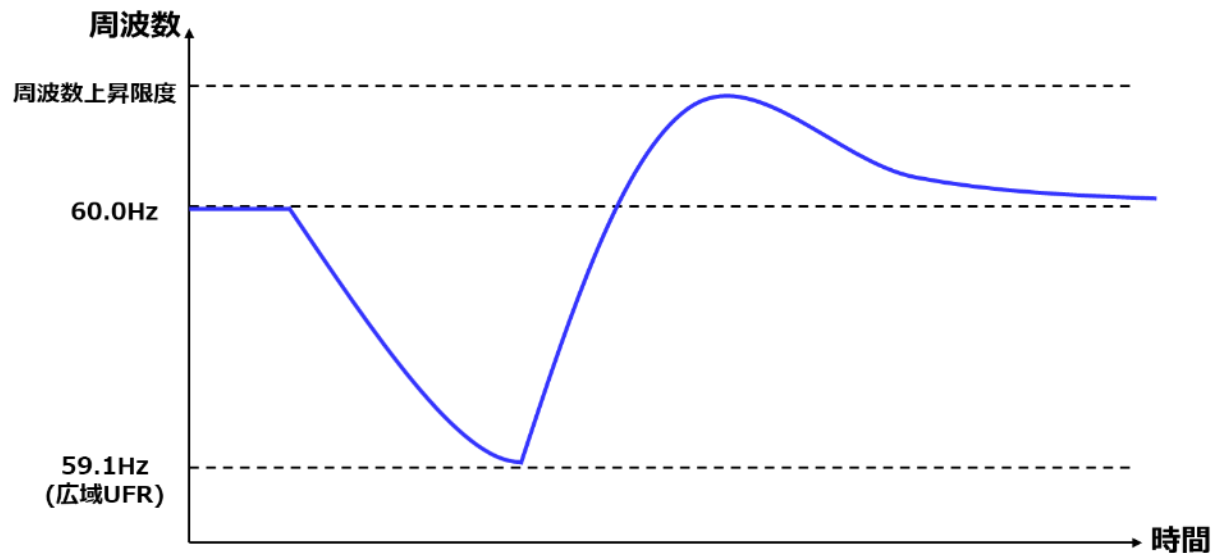
【STEP 1】

- ・PV、自家発等が59.0Hz以下で大量解列する現状を踏まえ、現有設備の活用による早期に実現可能な対策である負荷側UFRの整定変更または周波数維持装置の改造により、「負荷遮断を59.1Hzで実施」する。

【STEP 2】

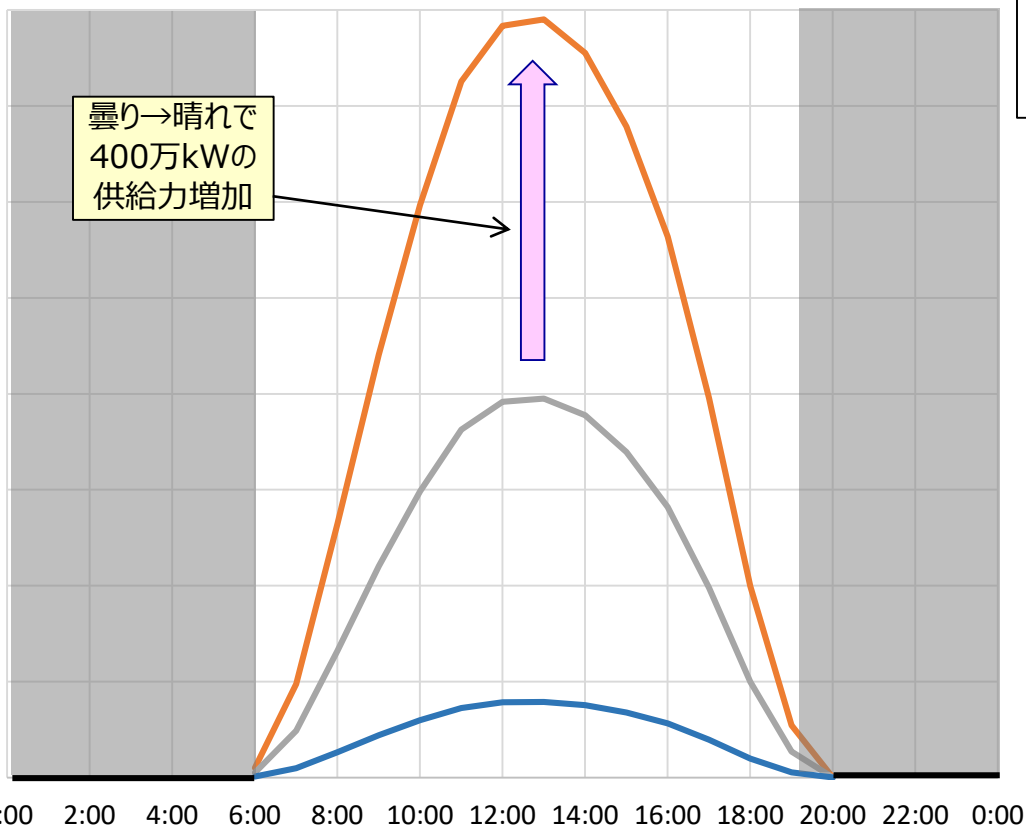
- ・発電側UFR整定引き下げ完了後は、連系分離周波数付近に負荷側UFRを整定する方向。
・連系分離点、連系分離周波数についても適切な設定の検討を進めていく。

- 今回、大規模電源脱落時のレジリエンス対応として、中西各社で一律設定の59.1Hz負荷側UFR設定量を所与のものとして検討を実施。
- 具体的には、中国九州間連系線ルート断による九州エリア単独系統において、負荷側UFR動作後の周波数変動をシミュレーションし、反動により周波数上昇Ryが動作しないことを確認。
- 負荷側UFRを59.1Hzで設定した場合、負荷制限量は系統容量（負荷）によって異なるため、系統容量（負荷）に応じた運用容量の拡大量となる。
- なお、負荷制限は、変電所単位など一定の規模をUFRで遮断するが、昼間帯においてはPV出力によるアップ潮流により負荷制限量が減少する。

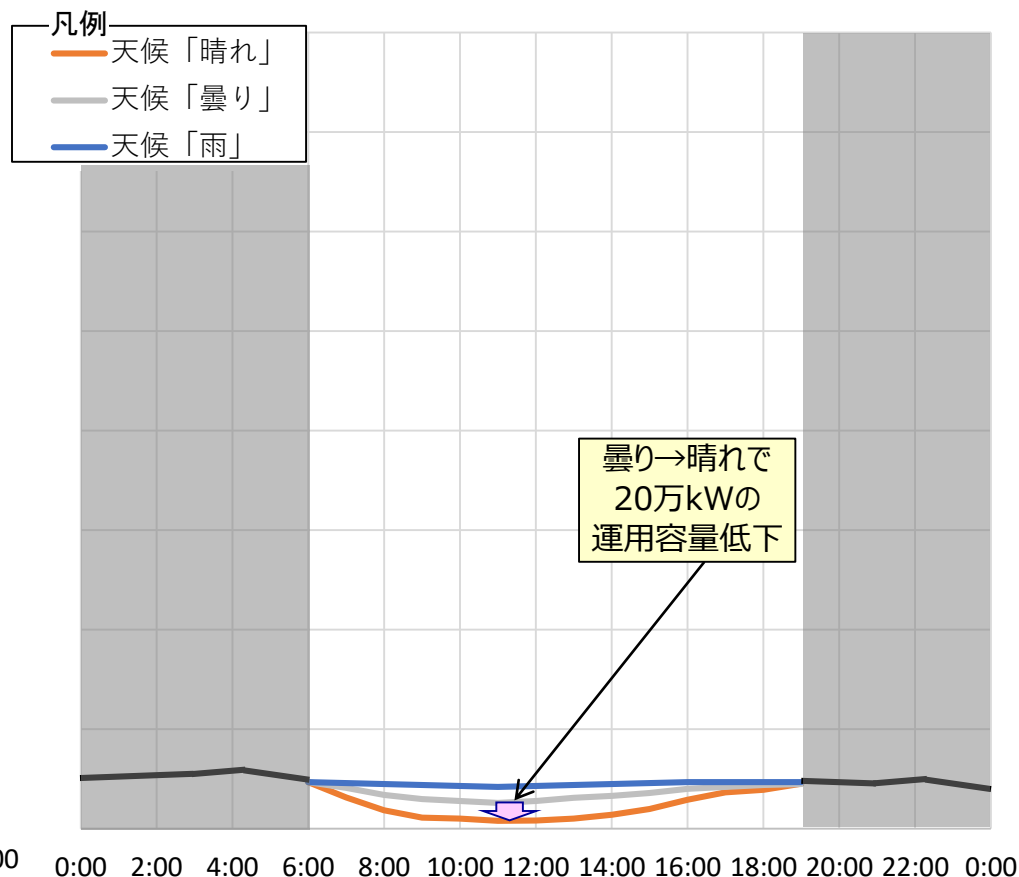


- PV出力は天候により変動するため、晴天時においてはPVによるアップ潮流の影響でUFR対象負荷制限量が減少する一方で、供給力は大幅に増加する。
- UFR対象負荷は天候・時間によるPV出力の影響を受けるため、昼間帯の運用容量算出においてはこの影響を考慮する必要がある。

PV出力カーブ（イメージ）



UFR対象負荷カーブ（イメージ）



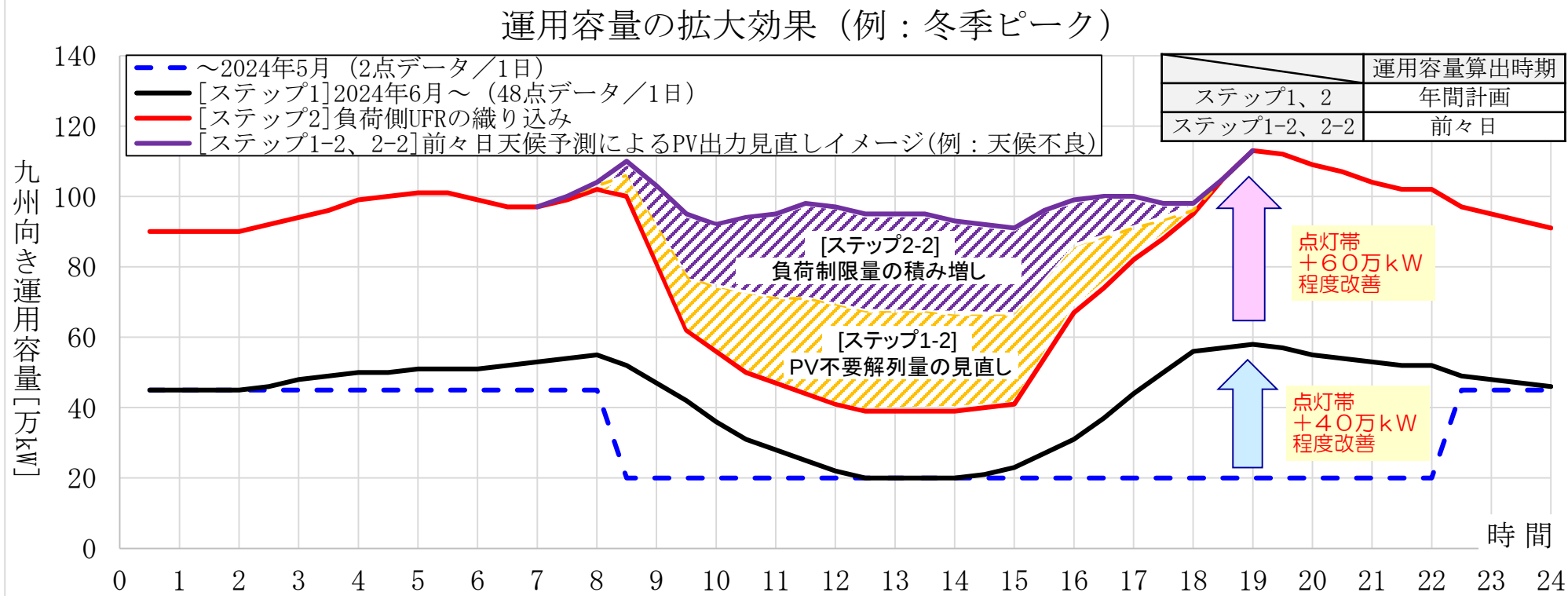
- 九州内に設置している負荷側UFRはアナログ型とデジタル型が混在し、アナログ型は整定ステップが0.25Hz刻みであることから、59.1Hz整定はデジタル型を使用する必要がある。
- 59.1Hz負荷側UFRは公平性の観点から動作後に対象回線を変更させることで考えているが、現状九州内のデジタル型の設置数は限定的であることなどから、計画的にデジタル型の新規設置及びアナログ型の老朽更新を実施しているところ。
- このため、**59.1Hz負荷側UFRの負荷制限量を織り込んだ運用容量拡大時期は、これらの設備対策並びに後述する運用対策検討（昼間帯の拡大：ステップ1－2、2－2）を踏まえ、2026年度頃を目指す。**

4. 昼間帯の運用容量の拡大（ステップ1－2、2－2）

8

- ステップ1、2を検討した結果、点灯帯を中心に運用容量が拡大したが、昼間帯はPV出力の影響で拡大幅が小さい。
- 特に冬季は昼間帯に最大需要が発生すること、一般的にPV出力と需要が逆相関であることを考慮すると、PV出力を適切に反映し、PV不要解列量や負荷制限量へのアップ潮流の影響を低減させ、運用容量を更に拡大できる可能性がある。
- 具体的には、実運用において、前々日の出力予測を使用することによりPV出力予測が小さい場合は、以下の図のように昼間帯の運用容量の拡大が図れる。

今回検討した九州向き運用容量算術式 = 系統容量 × 系統特性定数 - 発電機解列量※ + 負荷制限織り込み量※（今回追加）
※前々日の出力予測から算出

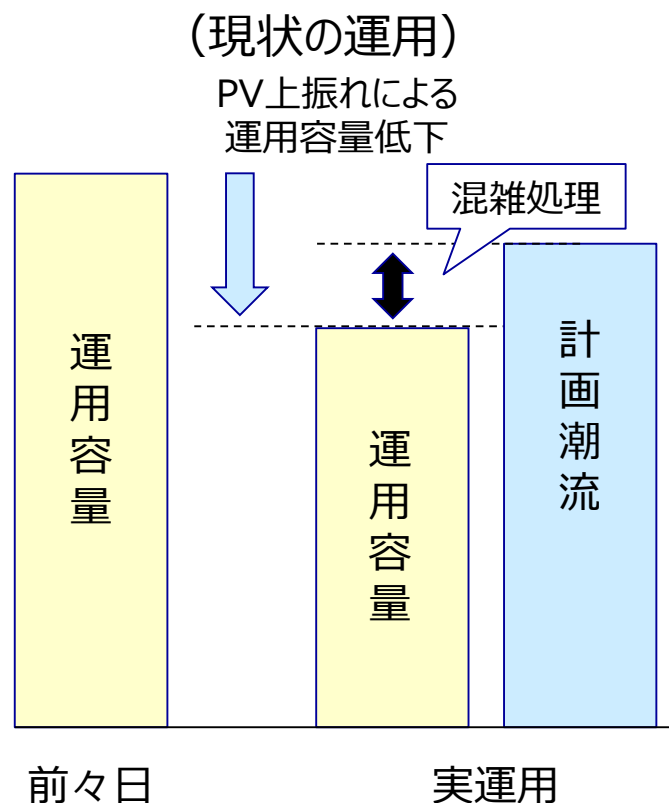


4. 昼間帯の運用容量の拡大（ステップ1－2、2－2）：課題と対応策

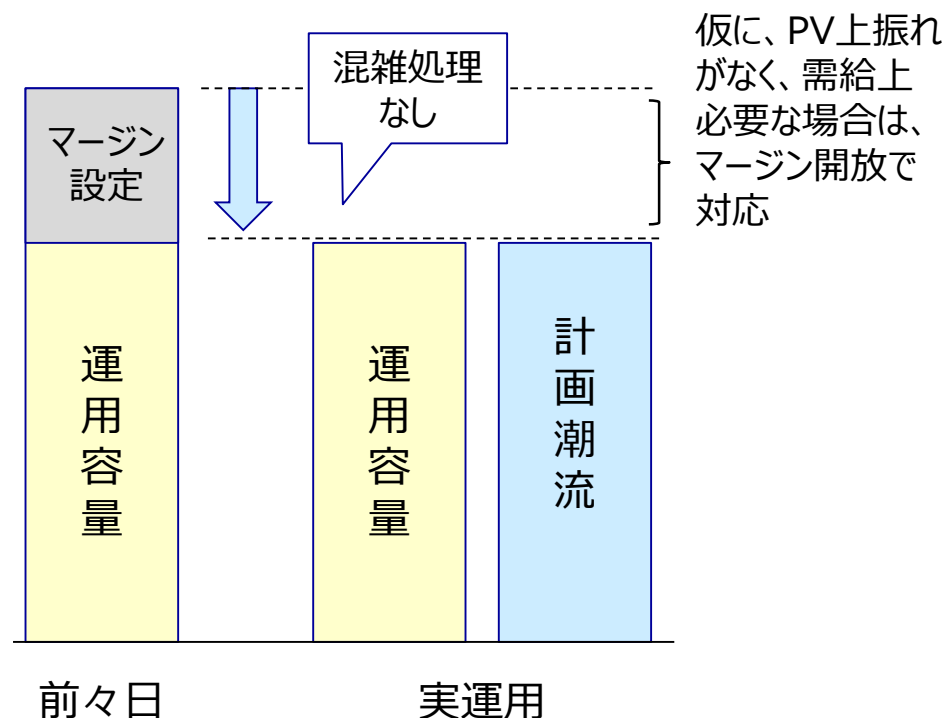
9

- 実運用において、PV出力が前々日予測より上振れする場合、運用容量が低下し、混雑処理が発生する可能性がある。
〔PV上振れにより運用容量低下量を大きく上回る供給力となるため、需給運用上は問題ない〕
- 対応案の1つとしてマージン設定が考えられるが、実運用での適用に向けて、実現の可能性も含め広域機関や一般送配電事業者と協議しながら今後検討を進める。

[PV上振れ時の対応案]



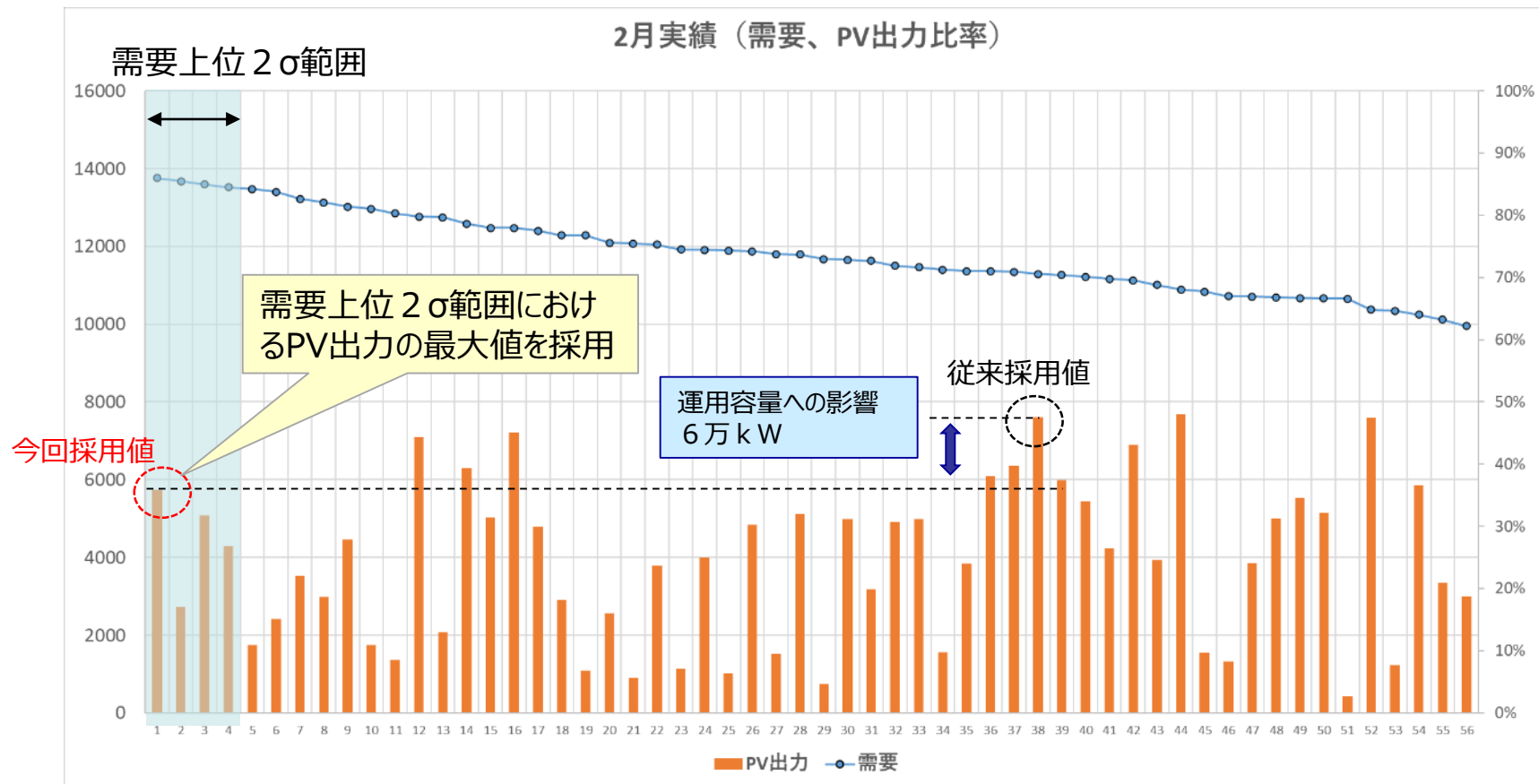
(運用見直し案)



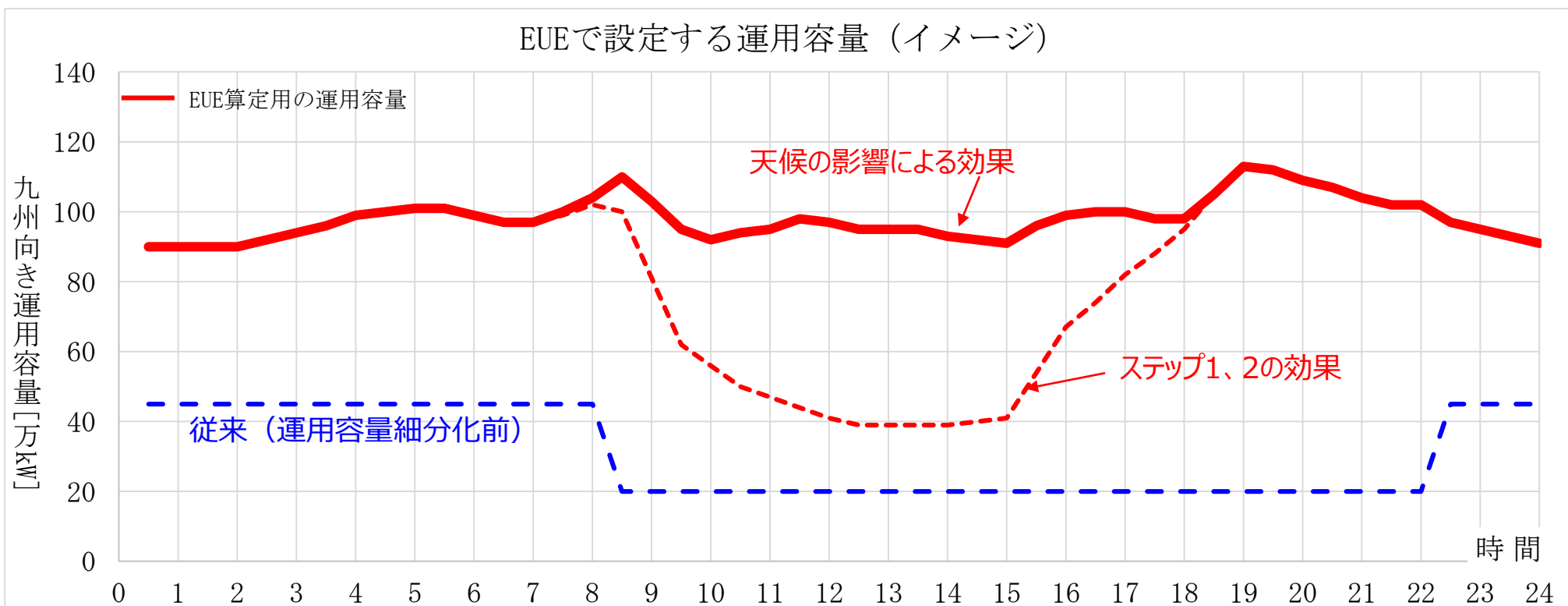
- 現状の電力需給検証の運用容量に反映しているPV不要解列量は、PV出力を需要との相関は考慮せず、月毎の2σの値を採用。
- 一方、冬季などは、需要とPV出力は一般的に逆相関にあり、相関を考慮することが適切と考えれば、需要上位2σの範囲におけるPV出力の最大値を採用するという考え方もある。

〔需要デュレーション及びPV出力比率〕

過去3か年平日実績(2021~2023)、10時断面(需要最大断面)を抽出



- 中長期的な供給信頼度の確率計算を行う際、PV出力は天候の影響を反映した調整係数を用いた供給力として算定されており、運用容量算出においては、このPV出力をもとにPV不要解列量や負荷遮断量を設定するという考え方もある。



- 中国九州間連系線（九州向き）運用容量の拡大方策として、ステップ1（0～40万kW程度）とステップ2（10～60万kW程度）の対策により、点灯帯を中心に最大100万kW程度の拡大が見込まれる。
- また、ステップ1－2、2－2を実現することで、これまで減少していた昼間帯（特に冬季）の運用容量拡大が図れる。
- 今後、広域機関殿と連携し、EUE評価や需給検証などへの効果を確認するとともに、実運用面の課題整理や設備対策を進め、実現性や運用開始時期の見極めを広域機関殿や一般送配電事業者と行っていく。
- さらに、EUE評価を踏まえながら、中長期的な追加対策検討についても必要に応じて広域機関殿と調整することとしたい。