

再生可能エネルギー発電設備（自然変動電源）の 出力抑制の検証における基本的な考え方

～関西電力送配電編～

2026年6月3日
電力広域的運営推進機関

1. 検証方法
 2. 下げ調整力不足時の対応順序
 3. 需給状況
 - (1) エリア需要等・エリア供給力
 - (2) エリア需要想定
 - (3) 太陽光の出力想定
 - (4) 風力の出力想定
 4. 優先給電ルールに基づく抑制、調整
 - (1) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力）
 - (2) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（揚水）
 - (3) 需給バランス改善用の蓄電設備の充電
 - (4) 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（火力等）
 - (5) 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（揚水）
 - (6) 長周期広域周波数調整
 - (7) バイオマス専焼電源
 - (8) 地域資源バイオマス
 5. 想定誤差量
 6. 再エネの出力抑制を行う必要性
- (参考 1) 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備の出力抑制に関する調整状況

1. 検証方法（1）

本機関は、再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則（以下、「再エネ特措法施行規則」という。）、出力制御の公平性の確保に係る指針、および送配電等業務指針（以下、「業務指針」という。）に照らして、抑制前日の指令時点における以下の①～③の項目を確認し、抑制が不可避であったか否かを検証する。

① 再エネ（※1）の出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況

② 優先給電ルールに基づく抑制、調整（下げ調整力（※2）確保）の具体的内容

③ 再エネ（※1）の出力抑制を行う必要性

（※1）本検証資料でいう「再エネ」とは、自然変動電源（太陽光・風力）をいう。

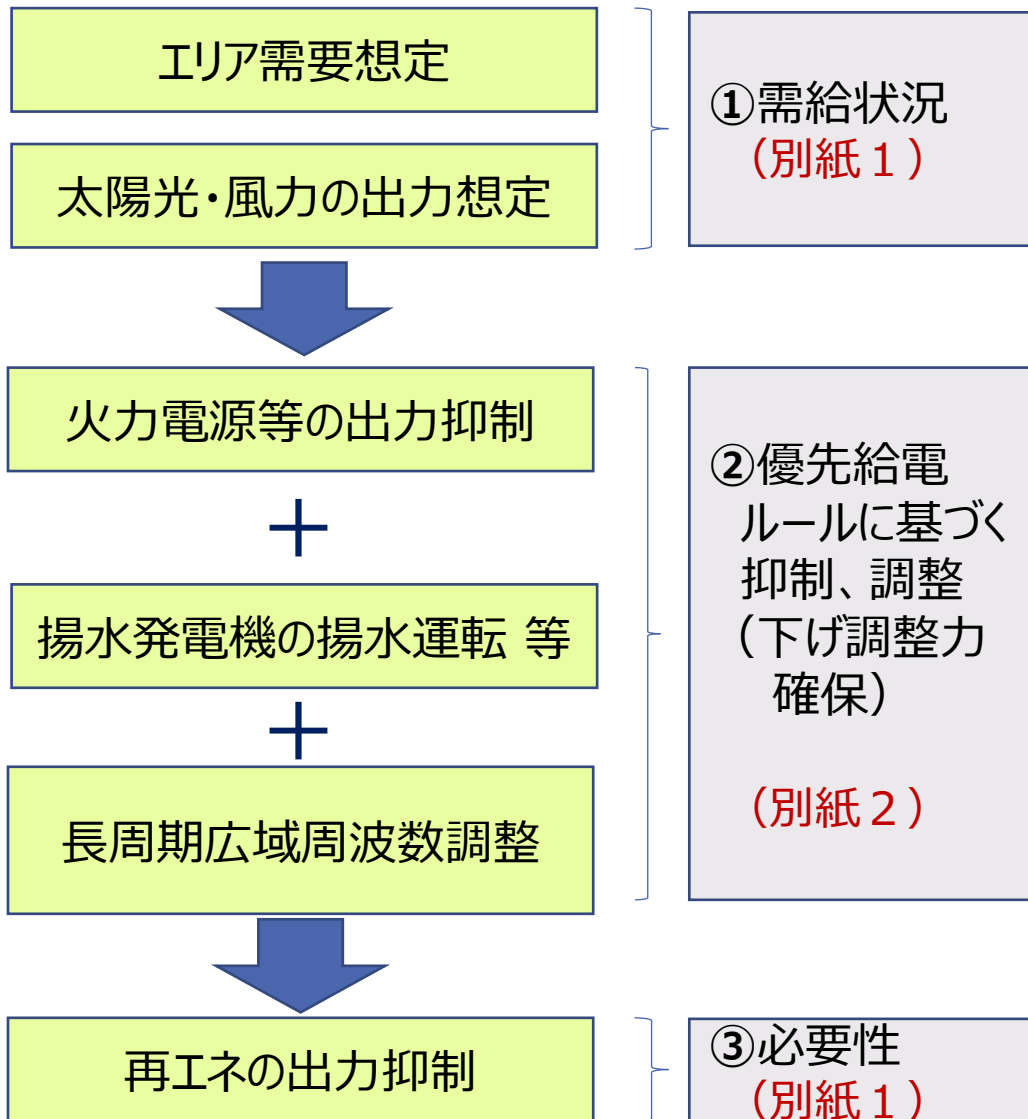
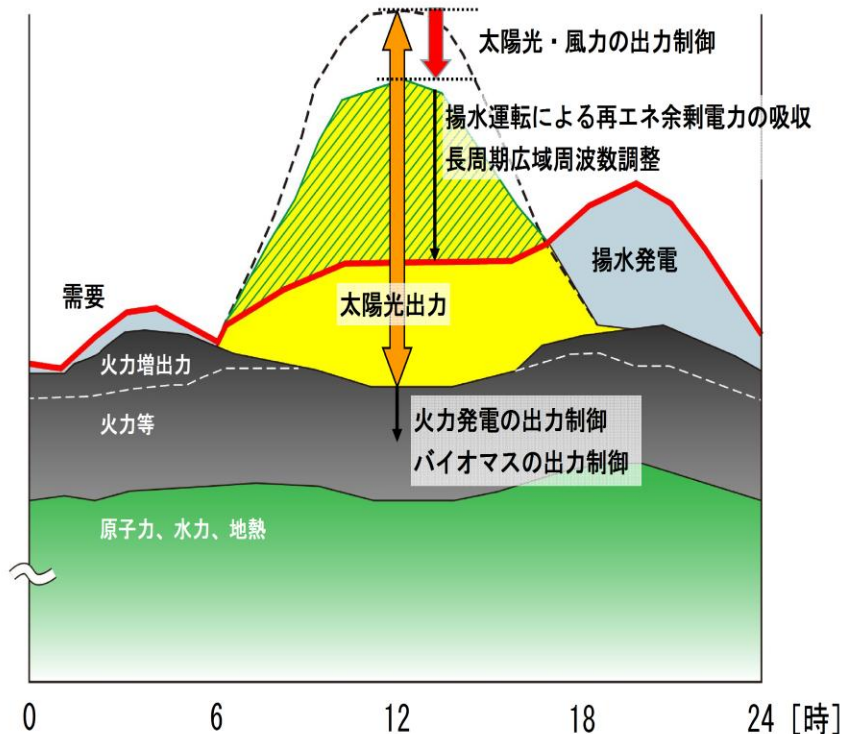
（※2）下げ調整力とは、火力電源などにおいて、出力を下げるこができる余地をいう。

自然変動電源は、短時間に出力が上下するため、対応して火力電源等の出力調整を行うことが必要となる。このような調整のうち、電源の出力を下げる調整を行うことのできる範囲を、一般的に「下げ調整力」という。

- 検証の対象は、業務指針第183条第1号より、「自然変動電源の出力抑制に関する指令を行った時点で予想した供給区域の需給状況」。
- 出力抑制は、再エネ特措法施行規則第14条第1項第8号イからニより、原則として抑制を行う前日までに指示を行うこととなっている。

本機関は、以下の流れで再エネ出力抑制の適切性の検証を行う。

需要バランスのイメージ図



2. 下げ調整力不足時の対応順序

本機関は、業務指針に基づいて必要な出力抑制が計画されているかを確認および検証する。

○下げ調整力不足時の対応順序

(1) 業務指針第173条による

- ・ 一般送配電事業者が調整力としてあらかじめ確保する発電設備等について下記①から③に掲げる措置を講じる。

(ア) 発電機出力抑制、(イ) 揚水式発電機の揚水運転、(ウ) 需給バランス改善用の蓄電設備の充電

(2) 上記(1)を講じても下げ調整力が不足または不足するおそれがあると判断した場合に、同指針第174条により、以下①から⑦の順で、抑制等の措置を講じる。

- ① 一般送配電事業者が調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等について
下記(ア)から(ウ)に掲げる措置

(以下の③、④、⑤、および⑦に掲げる方法を除く)

(ア) 火力電源等の発電機出力抑制、(イ) 揚水式発電機の揚水運転、

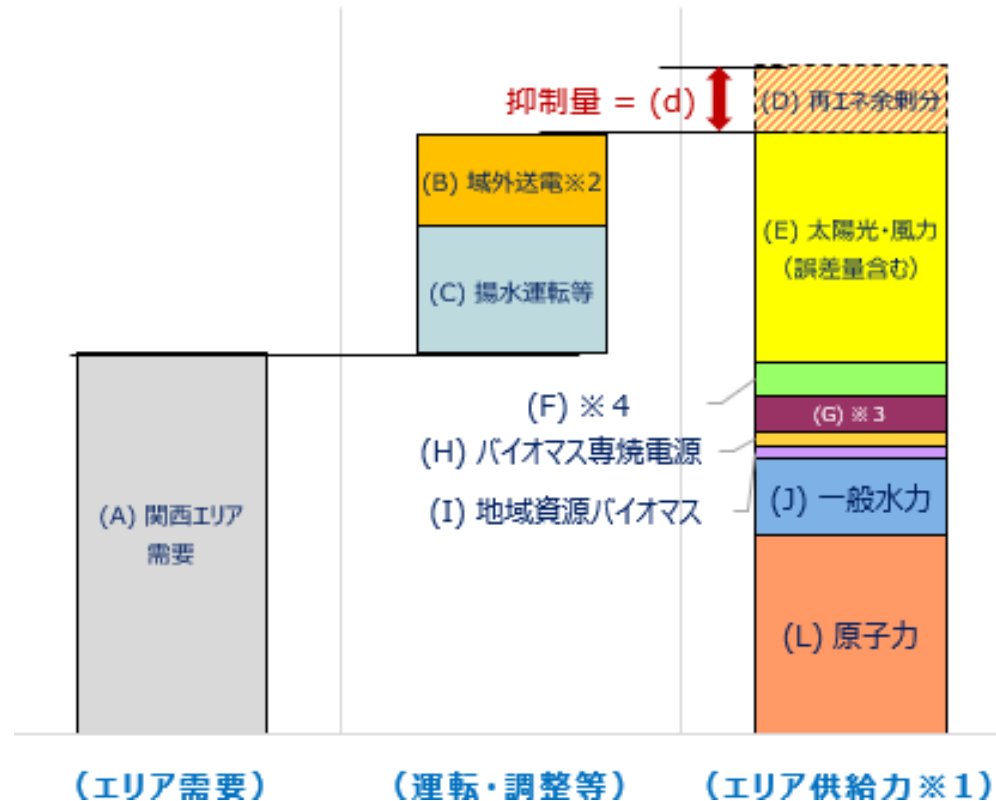
(ウ) 需給バランス改善用の蓄電設備の充電

- ② 長周期広域周波数調整
③ バイオマスの専焼電源の出力抑制
④ 地域資源バイオマス電源（地域に賦存する資源を活用する発電設備）の出力抑制
⑤ 自然変動電源の出力抑制
⑥ 業務規程第111条に定める本機関の指示に基づく措置
⑦ 長期固定電源の出力抑制

出力抑制指令計画時の下げ調整力最小時刻におけるエリア需要等・エリア供給力のイメージ図

日別の状況は「別紙1」参照

エリア需要等・エリア供給力



- ※ 1 : 優先給電ルールに基づく出力抑制後のエリア供給力
- ※ 2 : 中部関西間連系線、北陸関西間連系線、関西中国間連系線、関西四国間連系線運用容量相当
- ※ 3 : 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等 バイオマス混焼電源を含む
- ※ 4 : 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等

エリア需要は、過去の需要実績、および気温実績、ならびに最新の気象データ（気象予測）に基づき想定したか確認する。日別の状況は「別紙1」参照。

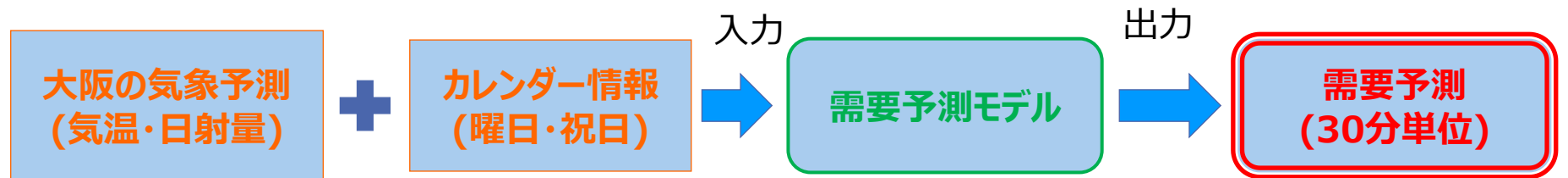
1. 【モデル学習】

- 大阪の気象情報とカレンダー情報、過去の需要実績から、需要予測モデルを作成



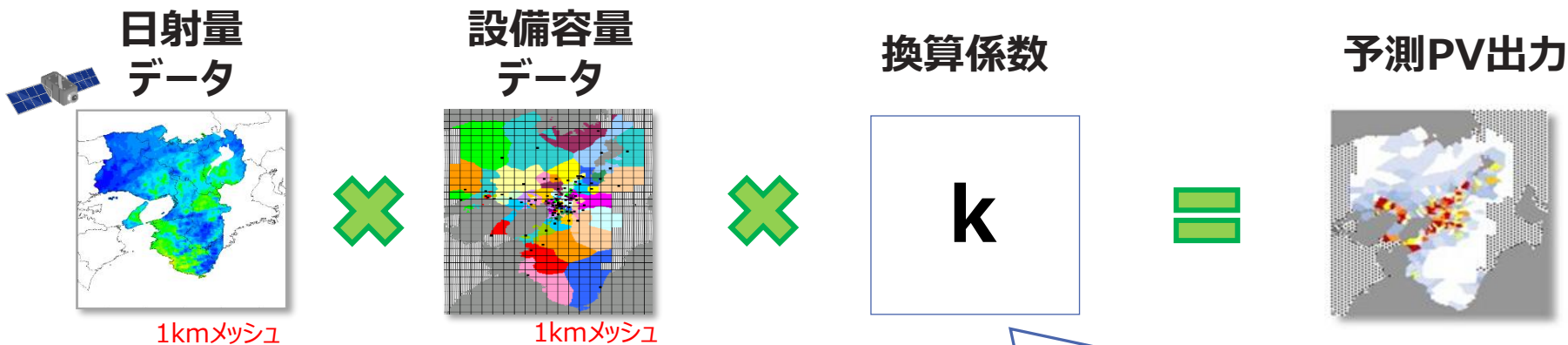
2. 【需要予測】

- 需要予測では、気象予測とカレンダー情報を需要予測モデルへ入力することで需要予測値(30分単位)を作成している。



3. 需給状況（3）太陽光の出力想定

- 日射量予測値と設備容量データおよび換算係数 k を掛け合わせることで、太陽光発電の出力予測値を算出したか確認する。
 - ✓ 日射量データは、衛星画像や数値解析モデルを用いて気象会社にて予測
 - ✓ 換算係数は、過去の発電実績データ（スマメ）と日射量および設備容量から、**時間帯、電圧階級毎で一つの値**を算出
 - ✓ 換算係数を**毎月算出する**ことにより、太陽高度や方角などの月ごとに変化する要素に対応
 - ✓ 設備容量データは、実績から伸び率を考慮し、毎月更新
- 日別の状況は「別紙1」参照。



・現況値～3時間半先予測

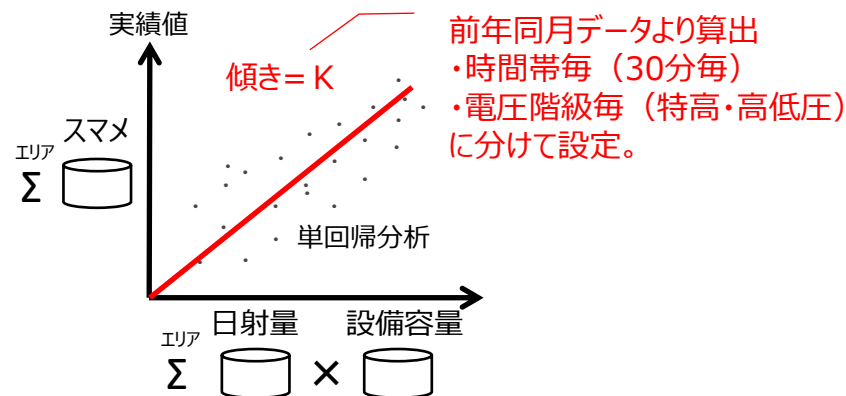
主に衛星画像を用いた予測を実装

・3時間半～72時間先予測

日射量観測データを用いた予測値の統計補正や複数気象モデルを活用した統合予測を実装

(N-2)月末実績からの予測

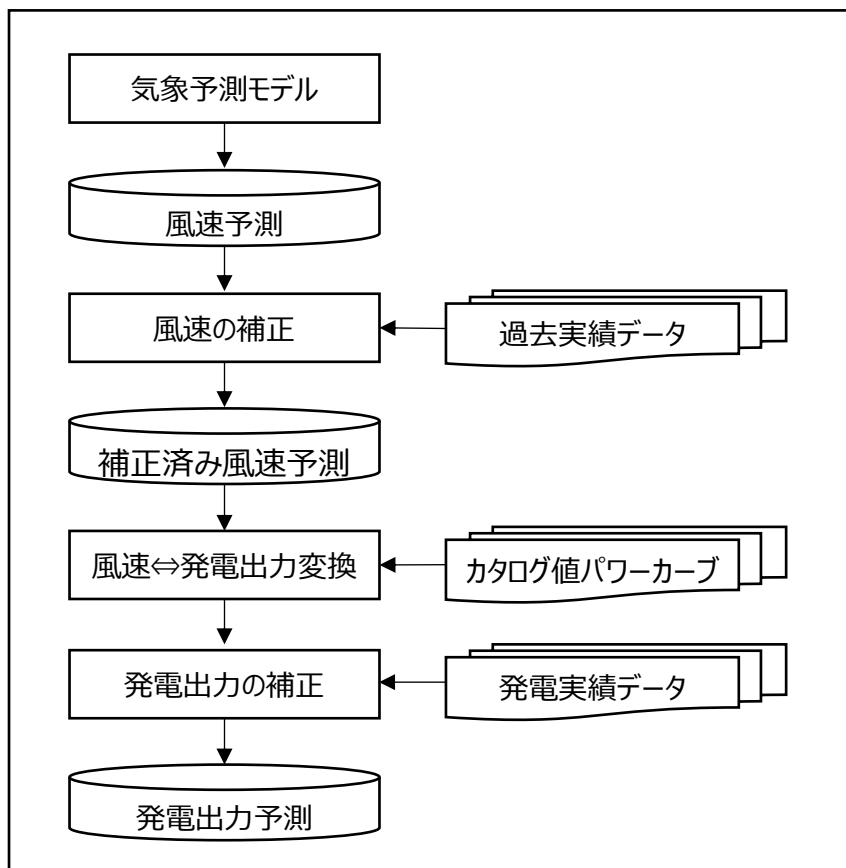
(N-2)月末の設備量の実績から伸び率を考慮し予測（毎月更新）



3. 需給状況（4）風力の出力想定

- 予測対象地点の風速を予測し、各発電所のパワーカーブをもとに予測した風速データを発電出力に変換できているか確認する。
 - ✓ 風速予測は、過去の実績データを活用した風速予測の統計補正および複数気象モデルを活用した統合予測を実装
 - ✓ 発電出力の変換においては、リアルタイム観測データの活用による発電出力の逐次補正を実装
- 日別の状況は「別紙1」参照。

● 風力発電出力予測の概要



● 関西の風力発電所（参考）



● オンラインTMを受信している発電所
(エリアの風力発電設備容量の87%)

調整力としてあらかじめ確保する発電設備等の火力発電所は、必要調整力および点灯需要帯（太陽光出力なし）の供給力を確保しつつ、関西電力送配電が公表している「給電運用・運転業務要綱 第3章 平常時の運用」の規定に基づき、常時の系統容量に対する下げ代調整力2%を確保したうえで、最低出力運転又は停止する計画としたか確認する。日別の状況は「別紙2」参照。

○ 下げ調整力不足時における調整力としてあらかじめ確保する発電設備等火力の対応

① 石油火力は全台停止

② 石炭火力

点灯帯の供給力確保のため、必要最低限の運転台数とする。

可能な限り毎日起動停止（D S S : Daily Start Stop）で対応する。

L F C 調整力は、L N G で確保することから、最低出力とする。

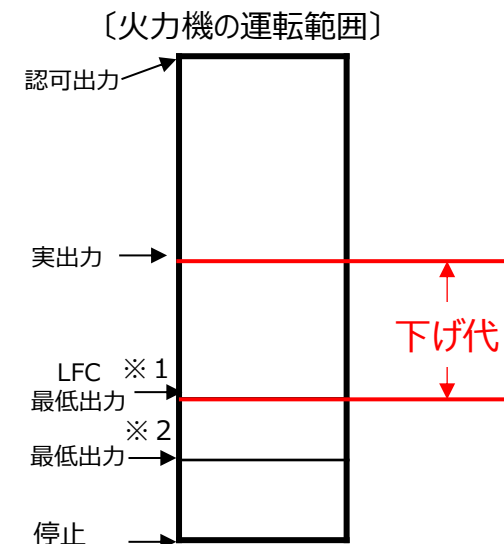
③ L N G 火力

負荷追従性に優れているため、下げ代調整力(2%)を確保したうえで、BOG(Boil Off Gas)消費に最低限必要な発電機のみを最低出力運転とし残りは停止する。

④ 可変速揚水

可変速揚水にて火力で確保している下げ代調整力(2%)を持ち替え

L F C 2%の調整力を確保する。



※1 負荷変動に対して、ボイラーやタービンが安定して追従（動的運転）できる出力範囲の下限

※2 出力一定運転を前提として、ボイラーやタービンが安定的に運転を維持（静的運転）できる出力範囲の下限

揚水発電機の揚水運転は、当日の出力抑制時間帯において揚水動力により上池にくみ上げること
 で、余剰電力を最大限吸収する計画としたか確認する。

なお、関西エリアには需給バランス改善用の蓄電設備に該当する設備はない。

日別の状況は「別紙2」参照。

揚水発電所		揚水動力 (万kW)
発電所名	号機	
大河内	1	33.6
	2	33.6
	3	39.3
	4	39.3
奥多々良木	1	32.2
	2	32.2
	4	32.2
	5	40.3
	6	40.3
小計		323.0

揚水発電所		揚水動力 (万kW)
発電所名	号機	
喜撰山	1	24.3
	2	24.3
奥吉野	1	21.5
	2	21.5
	3	21.5
	4	21.5
	5	21.5
	6	21.5
小計		177.6

合計 : 500.6 (万kW)

調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（バイオマス混焼電源を含む）の火力発電所等を、最低出力（※1）まで抑制する計画としたか確認する。日別の状況は「別紙2」参照。

○下げ調整力不足時における調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等の対応

火力電源等（※2）

最低出力（※1） > 翌日発電計画 の場合は、翌日発電計画の発電出力を採用する。
試運転に伴う運転パターンを考慮する。

（※1）関西電力送配電と各発電事業者との間で運用に関する覚書または申合書を締結した最低出力。

（※2）最低出力は、発電設備の補修停止等を考慮する。なお、発電事業者に対する調整状況は「参考2」参照。

揚水発電機の揚水運転は、当日の出力抑制時間帯において揚水動力により上池にくみ上げること
で、余剰電力を最大限吸収する計画としたか確認する。

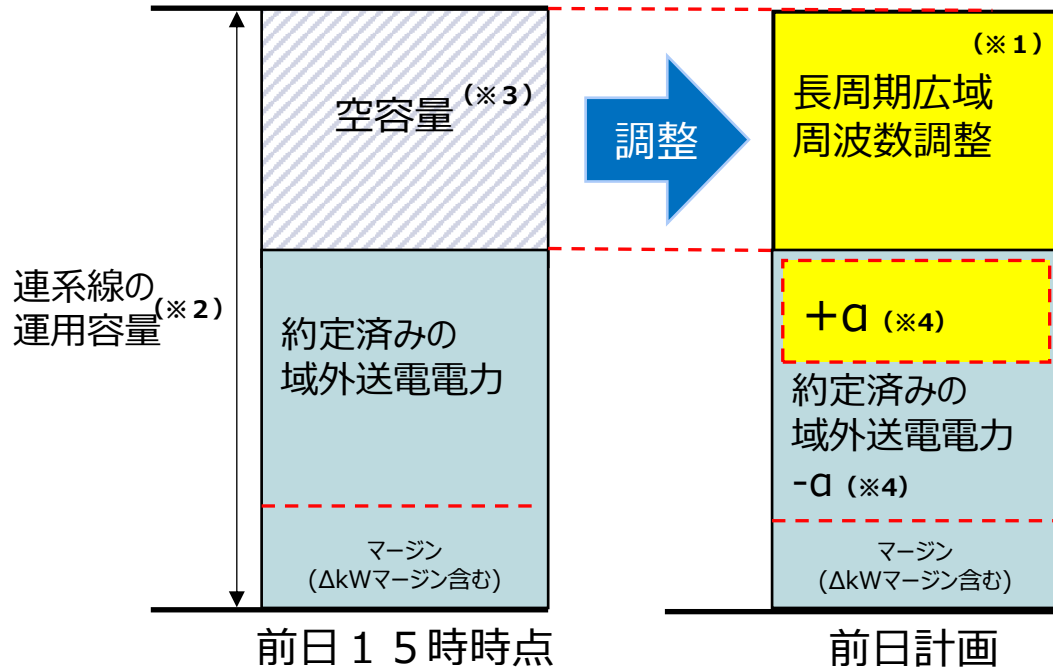
日別の状況は「別紙2」参照。

揚水発電所 発電所名	揚水動力 (万kW)
A発電所	▲10.7

中部関西間連系線（三重東近江線）、北陸関西間連系線（越前嶺南線）、関西中国間連系線（山崎智頭線、東岡山幹線）、関西四国間連系線（阿南紀北直流幹線）（以下、「連系線」という。）の空容量が、前日15時時点において残存する場合には、長周期広域周波数調整（※1）によって、再エネ電力を**空容量の範囲内で、他エリアが受電可能な量を最大限域外送電**する計画としたか確認する。

日別の状況は「別紙2」参照。

（※1）供給区域の下げ調整力が不足し、又は、下げ調整力が不足するおそれのある場合に、連系線を介して他の供給区域の一般送配電事業者たる会員の調整力を活用して行う周波数調整をいう。



（※2）流通設備を損なうことなく、供給信頼度を確保した上で、流通設備に流すことのできる電力の最大値をいう。

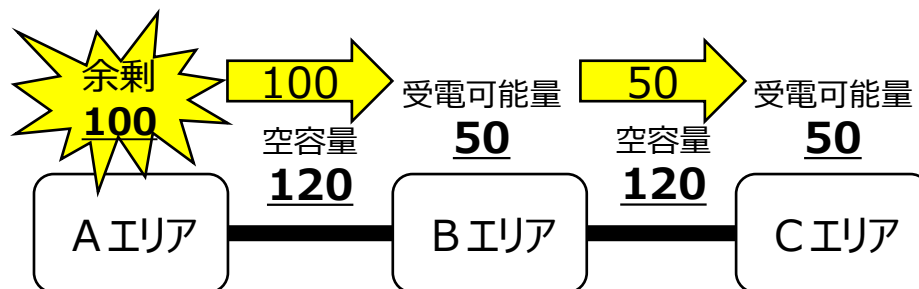
（※3）空容量
 = 運用容量 - 約定済みの域外送電電力 - マージン（需給調整市場による連系線確保量ΔkWマージン含む）

（※4）約定済みの域外送電電力は、前日12時時点で決定済みのため、調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等の抑制によって、約定済みの域外送電電力の一部の原資が、調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等から再エネに差し替わる（=α）

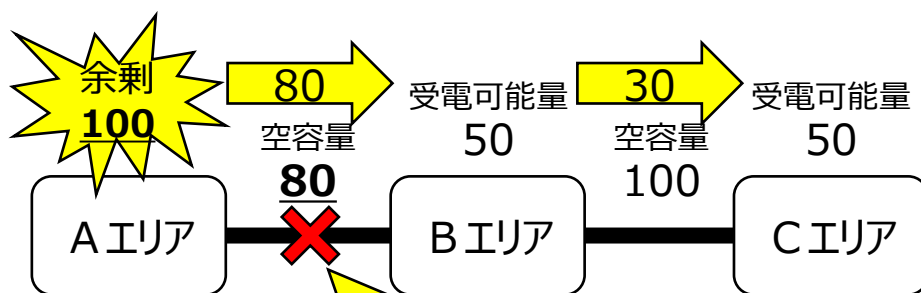
再エネ余剰電力が他エリアで全量受電可能であれば、出力抑制を回避し再エネを最大限活用することができるが、余剰電力に対して連系線の空容量が不足する場合や、他エリアの受電可能量（※1）が不足する場合は再エネ出力抑制に至ることがある。

（※1）一般送配電事業者からオンラインで調整できる範囲で、火力電源の出力抑制や揚水式発電所の揚水運転等の措置を実施することで、他エリアの再エネ余剰電力の受電に協力可能な電力量。

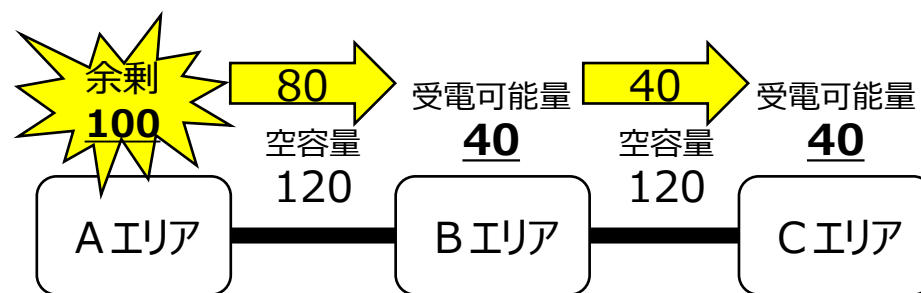
○再エネ出力抑制を回避



○再エネ出力抑制に至る例



連系線の空容量不足
(他エリアは再エネ余剰電力を受電可能だが、連系線の空容量が不足し送電できない)



他エリアの受電可能量不足
(連系線に空容量はあるが、他エリアに再エネ余剰電力の受け皿がない)

バイオマス専焼電源を、最低出力（※）まで抑制する計画としたか確認する。
日別の状況は「別紙2」参照。

○下げ調整力不足時におけるバイオマス専焼電源の対応

最低出力（※） > 翌日発電計画 の場合は、翌日発電計画の発電出力を採用する。
試運転に伴う運転パターンを考慮する。

（※） 関西電力送配電と各発電事業者との間で運用に関する覚書または申合書を締結した最低出力。

地域資源バイオマス電源を、最低出力（※）まで抑制する計画としたか確認する。
出力抑制不可な電源については、関西電力送配電が各事業者に対し、設備実態を把握する資料を提出又は聞き取りを行ったうえで、抑制困難と認定する通知書を提示していることを確認する。
これらの地域資源バイオマスは、下記 A～C の理由に該当する場合には、再エネ特措法施行規則第14条第1項第8号二に照らして、出力抑制の対象外とする。

日別の状況は「別紙2」参照。

○ 下げ調整力不足時における地域資源バイオマス電源の対応

最低出力（※） > 翌日発電計画 の場合は、翌日発電計画の発電出力を採用する。
試運転に伴う運転パターンを考慮する。

（※） 関西電力送配電と各発電事業者との間で運用に関する覚書または申合書を締結した最低出力。

○ 地域資源バイオマスの出力抑制を困難と判断する理由（異臭、有害物質などの発生）と、関西エリアの発電所数

【理由】	【発電所数】
A 発電形態の特質により、燃料貯蔵等が困難（ゴミ焼却発電等）	72
B 出力制御に応じることにより、燃料調達体制に支障を来たす	5
C 出力制御を行うことで、周辺環境に悪影響を及ぼす	3

なっとく！再生エネルギー－新制度に関するよくある質問－FAQ 5-9、5-10

https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/fit_faq.html#seigyo

5. 想定誤差量（2月）

太陽光の出力抑制指令は、原則、前日に行うことから、当日需給断面において、太陽光出力が増加した場合や、エリア需要が減少した場合は、下げ調整力が不足する。このため、前日計画時点において、適切な想定誤差量（※1）を織り込んでいたか確認する。**日別の状況は「別紙2」参照。**

（※1） 想定誤差量は、各出力帯における最大誤差量（表1）を、過去最大出力を超過しない範囲で織り込む。
適用する出力帯は、当日の想定出力率を算出して決定（表2）する。

- ① 最大誤差量は、5段階の出力帯毎に、統計データ（前日12時の予測と当日実績との差）を基に決定する。
- ② 前日計画時点における当日の出力率を算出し、①の出力帯に当てはめて当日の想定誤差量を決定する。

一方、出力抑制量は上記の想定誤差量の範囲内で、発生確度が比較的高い誤差相当量（平均誤差量）をオフライン発電所に優先して割り当て、自ら手動による出力制御を実施する事業者（オフライン本来）のみ出力制御を指示。当日オンライン制御量の不足が見込まれる場合は、不足分をオフライン発電所へ追加で割り当てる。

表1 各出力帯における最大誤差量

[万kW]

出力帯 (最大出力に対する出力率)		2月の最大誤差量 (11:30~12:00)		
		太陽光	エリア需要	合計
高出力帯	(90%~)	▲4.0	69.2	65.2
中出力帯1	(67.5%~90%)	65.6	56.4	122.0
中出力帯2	(45%~67.5%)	37.7	149.3	187.1
低出力帯1	(22.5%~45%)	140.0	48.5	188.4
低出力帯2	(~22.5%)	67.2	8.3	75.4

表2 想定誤差量の決定フロー

当日の想定出力率を算出

当日出力想定値/過去最大出力値 (a) [%]

↓

当日の想定誤差量を決定

(a) を表1の出力帯(出力率)に当てはめる。

↓

当日の想定誤差量を決定

- ・ データ収集期間：2021/6 ~ 2025/5
- ・ 太陽光・需要の想定誤差で太陽光誤差は至近の設備量に応じて換算

5. 想定誤差量（3月）

太陽光の出力抑制指令は、原則、前日に行うことから、当日需給断面において、太陽光出力が増加した場合や、エリア需要が減少した場合は、下げ調整力が不足する。このため、前日計画時点において、適切な想定誤差量（※1）を織り込んでいたか確認する。日別の状況は「別紙2」参照。

（※1） 想定誤差量は、各出力帯における最大誤差量（表1）を、過去最大出力を超過しない範囲で織り込む。適用する出力帯は、当日の想定出力率を算出して決定（表2）する。

- ① 最大誤差量は、5段階の出力帯毎に、統計データ（前日12時の予測と当日実績との差）を基に決定する。
- ② 前日計画時点における当日の出力率を算出し、①の出力帯に当てはめて当日の想定誤差量を決定する。

一方、出力抑制量は上記の想定誤差量の範囲内で、発生確度が比較的高い誤差相当量（平均誤差量）をオフライン発電所に優先して割り当て、自ら手動による出力制御を実施する事業者（オフライン本来）のみ出力制御を指示。当日オンライン制御量の不足が見込まれる場合は、不足分をオフライン発電所へ追加で割り当てる。

表1 各出力帯における最大誤差量

[万kW]

表2 想定誤差量の決定フロー

出力帯 (最大出力に対する出力率)		3月の最大誤差量 (12:00~12:30)		
		太陽光	エリア需要	合計
高出力帯	(90%~)	14.6	73.3	87.9
中出力帯1	(67.5%~90%)	88.2	42.8	131.0
中出力帯2	(45%~67.5%)	134.4	78.3	212.8
低出力帯1	(22.5%~45%)	165.1	11.7	176.8
低出力帯2	(~22.5%)	▲10.6	61.7	51.1

当日の想定出力率を算出
当日出力想定値/過去最大出力値 (a) [%]

↓

当日の想定誤差量を決定

(a) を表1の出力帯(出力率)に当てはめる。

↓

当日の想定誤差量を決定

- ・ データ収集期間：2021/6 ~ 2025/5
- ・ 太陽光・需要の想定誤差で太陽光誤差は至近の設備量に応じて換算

2024年4月に当日の見直しにおいて出力制御が必要となった事例があり、需要の下振れに加えて、時間前市場取引による連系線受電潮流が増加したことが要因であった。

このような時間前市場取引の影響による連系線を通じた供給力の増加状況を踏まえ、前日段階での出力制御量の算定において時間前市場取引の約定分を考慮するよう、想定誤差に時間前市場取引による連系線受電潮流増加量（想定）を追加した。

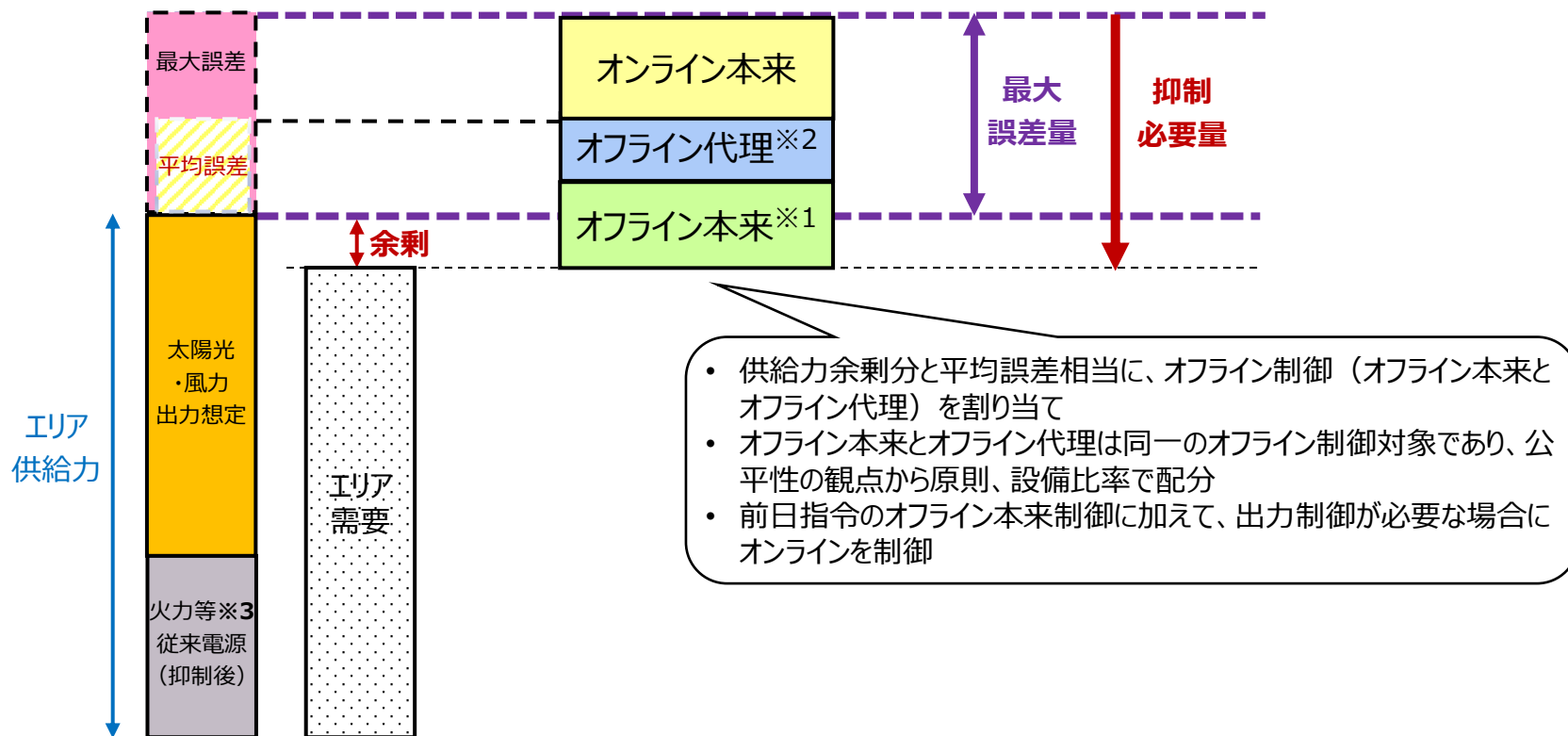
各月における時間前取引における連系線受電想定潮流（2025）年度

時間前約定想定量(万kW)

4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
31.9	33.7	37.5	31.5	0.0	0.0	53.5	65.6	0.0	0.0	0.0	46.7

・ データ収集期間：2023/4 ～ 2025/3

P18のとおり、前日指令時点の想定誤差量は「**最大誤差量**」で評価する。
なお、出力抑制指令は供給力余剰分と平均誤差相当までをオフライン制御に割り付け、当日の出力制御必要量が前日指令した出力制御量を上回る場合は、需給状況に応じオンライン制御量を調整する。



※1:旧ルール500kW以上の太陽光ほか

※2:オンライン制御事業者に代理で出力制御を実施してもらう、本来出力制御すべきオフライン制御事業者 (旧ルール10～500kW未満の太陽光ほか)

※3:前日指令によるバイオマス専焼電源の抑制を含む。

調整力としてあらかじめ確保する発電設備等および調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等(火力)の抑制、揚水式発電機の揚水運転、需給バランス改善用の蓄電設備の充電、および長周期広域周波数調整などの対策を行った後もなお、想定誤差量を考慮したエリア供給力がエリア需要等を上回る結果となっていたか確認する。

日別の状況は「別紙1」参照。

再エネの出力抑制を行う必要性と抑制必要量



関西電力送配電は、優先給電ルールに基づく、関西エリア内の調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等の出力抑制について、70発電所に対して優先給電ルールへの理解を求めるとともに、出力抑制指令への確実な対応を要請している。

[万kW]

抑制時の出力		発電所数	定格出力	最低出力（出力率（%））	
① 定格出力の50%以下	火力等	46	529.2	158.9	（30.0%）
	バイオマス※1	8	1.5	0.4	（28.6%）
② 定格出力の50%超過	火力等	5※2	32.6	22.6	（69.4%）
	バイオマス※1	11	41.5	31.5	（75.8%）
計		70	604.8	213.3	（35.3%） ※3

（※1）地域資源バイオマスであって、燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難な発電者は、優先給電ルールに基づき出力抑制対象外。

（※2）機器の特性上または出力制御時の燃料調達体制に支障を来たさない範囲での最低出力としているが他の事業者との公平性や太陽光・風力の出力制御の低減等の観点から、最低出力50%以下への引下げについて、継続協議を行っていく。

（※3）出力の合計値は①②の合計。