

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

～北海道電力ネットワーク編～

2026年9月30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) 揚水発電設備の揚水運転
 - (3) 需給バランス改善用の蓄電設備
 - (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）
 - (5) 長周期広域周波数調整
 - (6) バイオマス専焼電源
 - (7) 地域資源バイオマス
 5. 想定誤差量
 - (1) 再エネ・エリア需要
 - (2) 時間前市場取引
 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等の出力抑制に関する調整状況

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。

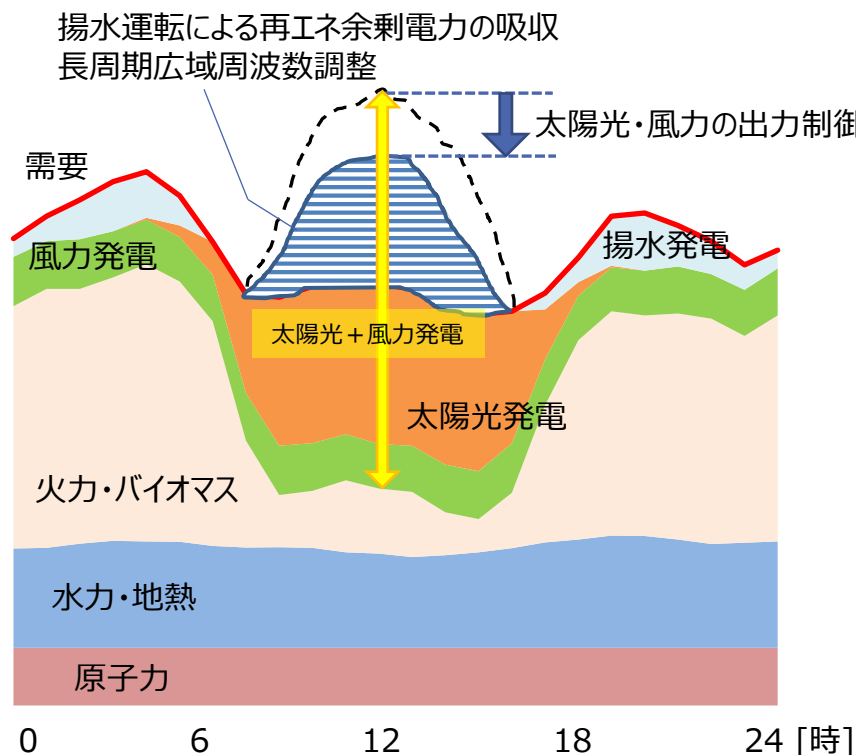
（※2）下げ調整力とは、火力電源などにおいて、出力を下げるができる余地をいう。

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



エリア需要想定

太陽光・風力の出力想定

①需給状況
(別紙1)

火力電源等の出力抑制

+

揚水発電機の揚水運転 等

+

長周期広域周波数調整

②優先給電
ルールに基づく
抑制、調整
(下げ調整力
確保)

(別紙2)

再エネの出力抑制

③必要性
(別紙1)

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(ア)から(ウ)に掲げる措置を講じる。

(ア) 発電設備等の出力抑制、(イ) 揚水式発電設備の揚水運転、(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)に掲げる方法

(以下の③、④、⑤、および⑦に掲げる方法を除く)

- (ア) 火力電源等の発電設備等の出力抑制、(イ) 揚水式発電設備の揚水運転、(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

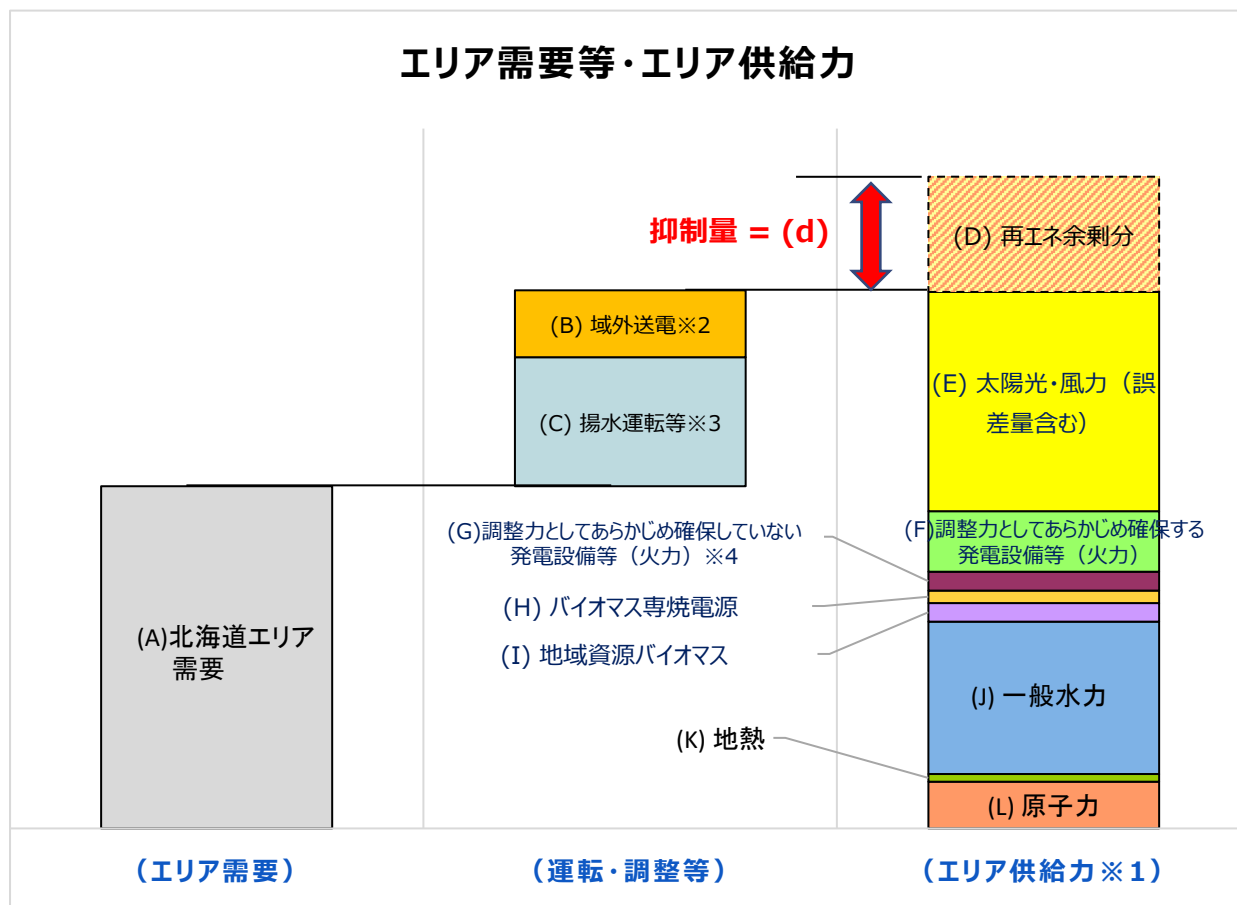
⑥ 業務規程第111条に定める本機関の指示に基づく措置

⑦ 長期固定電源の出力抑制

3. 需給状況（1）エリア需要等・エリア供給力

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



※ 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：北海道本州間連系設備（北海道・本州間電力連系設備，新北海道本州間連系設備）の運用容量相当。

※ 3：電力貯蔵装置の充電を含む。 ※ 4：バイオマス混焼電源を含む。

3. 需給状況（2）エリア需要想定

エリア需要は、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 需要予測モデル作成
（過去の気象実績・需要実績に基づき、気象予測値と需要予測値に適用する相関係数の作成）

予測対象日の直近数十日と、過年度同時期の数十日における実績を用いて相関係数を作成

相関係数作成に使用する要素(例)

・気温[℃]・湿度[%]・日射量[W/m²]・降雪量[cm]等

② 需要予測
（需要予測モデル作成で算出された相関係数と気象予測値を用いて需要予測値を算出）

需要予測に使用する気象要素(例)

・気温[℃]・湿度[%]・日射量[W/m²]・降雪量[cm]等

予測対象地点：旭川, 札幌, 帯広, 室蘭, 函館

予測粒度：30分

需要想定計算イメージ

需要予測値 = { 気温瞬時値 × A + 湿度瞬時値 × B
+ 30分積算日射量 × C + 30分降雪量 × D } × 補正率

A, B, C, D: 需要予測モデル作成で過去実績から算出した各気象予報値と需要の相関係数

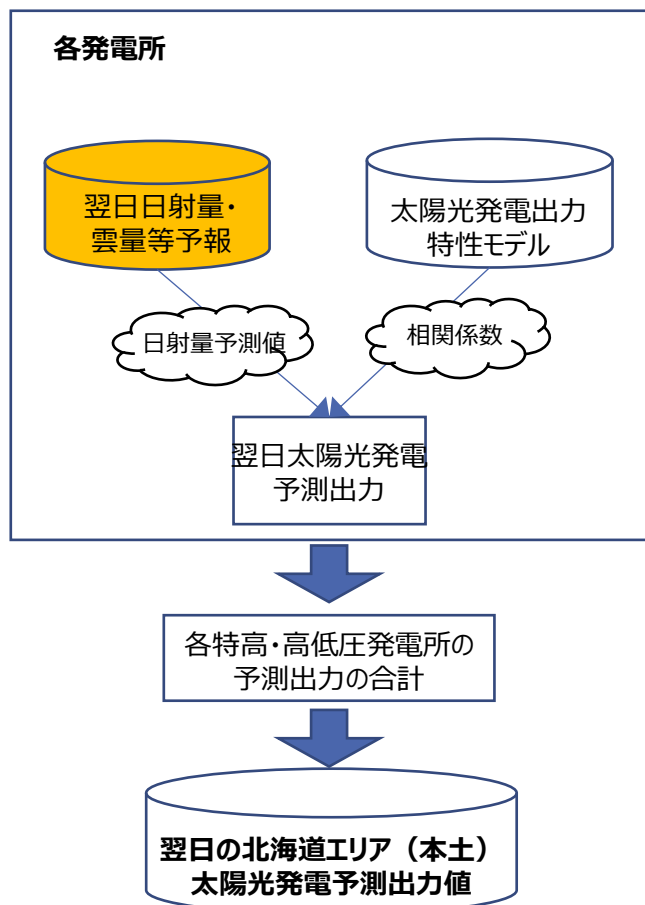
③ 需要補正
（平日以外（土日祝、GW、年末年始）の場合、過去実績から算出した補正率を適用）

④ 24時間の需要想定値を決定し、下げ調整力
最小時刻の需要想定を作成

3. 需給状況（3）太陽光の出力想定

太陽光発電は、日射量予測値を基に出力を想定したか確認する。日別の状況は「別紙1」参照。

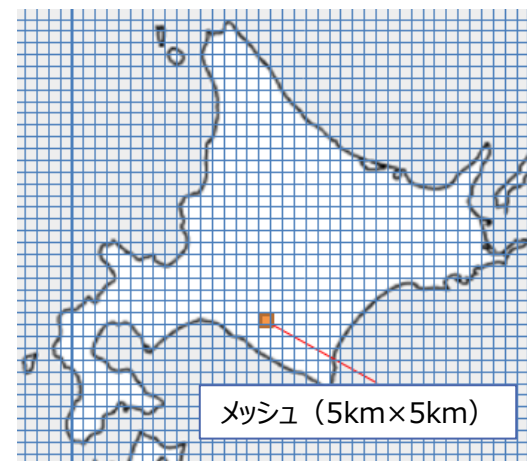
各発電所の予測出力は、「翌日日射量・雲量等予報」で作成した日射量予測値と「太陽光発電出力特性モデル」で作成した日射量予測値と発電予測出力の相関係数との積で算出する。



〔各発電所予測出力〕（※1,2）

$$= \text{日射量予測値（※3）} \times \text{相関係数（※4）}$$

- （※1）特高出力（39箇所）は各発電所単位で想定し、高低圧出力はメッシュ単位（5km×5km）で予測値を算出した後、設備量比率で按分した値を想定値とする
- （※2）10kW未満の発電所については想定自家消費量を反映した値とする
- （※3）気象会社から前日に提供された、抑制当日の発電所単位（高低圧ではメッシュ単位）の日射量予測値（30分値）
- （※4）下記項目から算出した発電所単位（高低圧ではメッシュ単位）の日射量と出力の相関係数
 - ・定格出力
 - ・日射量実績
 - ・太陽光発電出力実績（初期モデルで使用する項目）
 - ・定格出力
 - ・方位角、仰角
 - ・変換効率

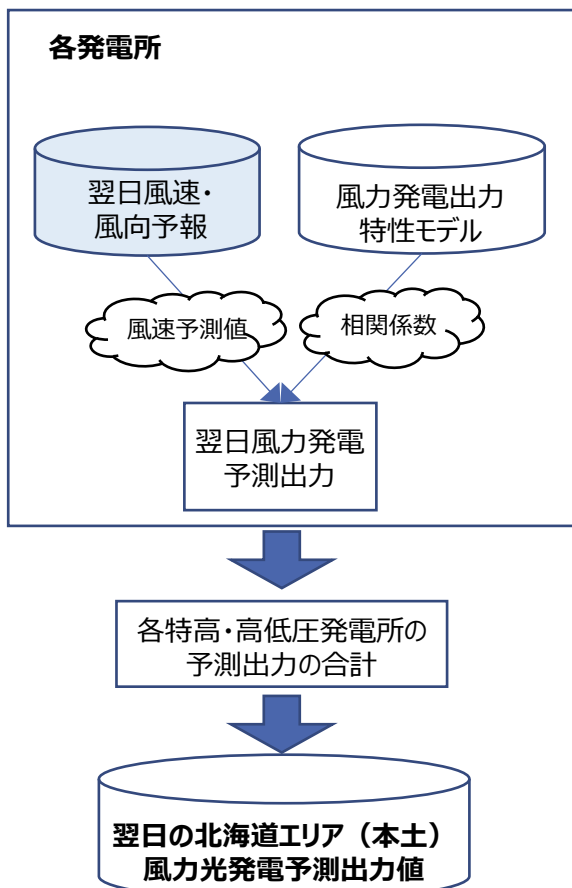


3. 需給状況（４）風力の出力想定

風力発電は、風速予測値を基に出力を想定したか確認する。**日別の状況は「別紙 1」参照。**

各発電所の予測出力は、「翌日風速・風向予報」で作成した風速予測値と「風力発電出力特性モデル」で作成した風速予測値と発電予測出力の相関係数との積で算出する。

※風力実証サイトについてはスポット約定量を出力予測値とする（参考 1）



〔各発電所予測出力〕（※1）

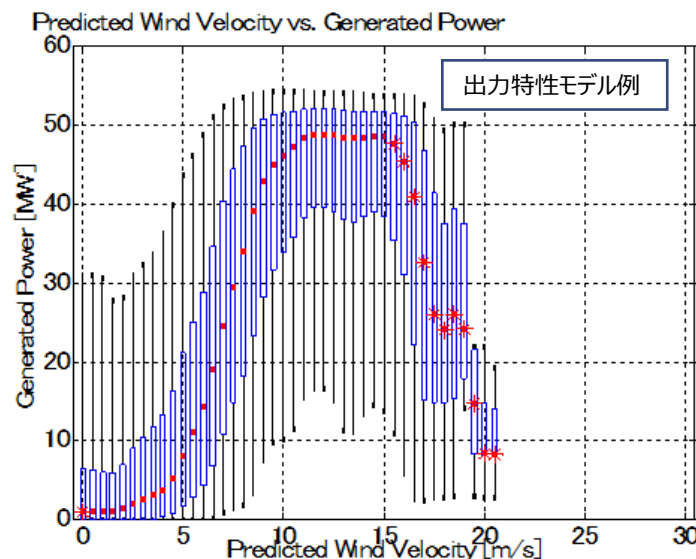
$$= \text{風速予測値}（※2） \times \text{相関係数}（※3）$$

（※1） 特高出力（38箇所）は各発電所単位で想定し、高低圧出力はメッシュ単位（5km×5km）で予測値を算出した後、設備量比率で按分した値を想定値とする

（※2） 気象会社から前日に提供された、抑制当日の発電所単位（高低圧ではメッシュ単位）の風速・風向予測値（30分値）

（※3） 下記項目から算出した発電所単位（高低圧ではメッシュ単位）の風速と出力の相関係数

- ・定格出力
- ・風速
- ・風向実績
- ・風力発電出力実績
（初期モデルで使用する項目）
- ・定格出力
- ・定格風速
- ・カットイン
- ・カットアウト風速



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、点灯需要帯（太陽光出力なし）の供給力を確保しつつ、北海道電力ネットワークが公表している「周波数調整マニュアル」の規定に基づき、常時の系統容量に対するLFC（※1）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。**

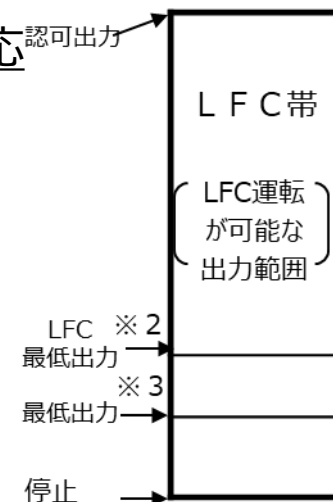
※1 負荷周波数制御（Load Frequency Control）のこと。電力系統の周波数維持を目的として、数分から数十分程度までの需要の短時間の変動を対象とした制御をいう。

〔火力機の運転範囲〕

○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

石油火力・石炭火力・LNG火力

- ・需給調整（負荷追従）や系統運用（電圧調整）を考慮して、マストラン電源として系統の最低限の維持に必要な3台の運転を確保し、その他の発電所は停止する。
- ・当日必要な予備力を確保する（北海道本州間連系設備からの受電を最大限考慮の上、最大機相当の予備力を確保）



※系統容量2%分の調整力を加算するユニットは、オンライン制御の可否や負荷変化率を考慮し決定する

※2 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

※3 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

揚水発電設備の揚水運転は、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		揚水動力 (万 kW)
発電所名	号機	
京極	1	▲23.5
	2	▲23.5
高見	1	▲10.0
	2	▲14.0
新冠	1	▲10.0
	2	▲10.0
合計： 6台		▲91.0

○下げ調整力不足時における揚水発電設備の揚水運転の対応

- ①京極発電所 2 台揚水
- ②高見・新冠発電所 最大 3 台揚水

4 台目揚水は同期安定度上の制約から不可※
下げ調整力確保のため、揚水動力の大きい高見 2 Gを
含む 3 台揚水とする。
※高見・新冠発電所は立地が近く近傍の送電線事故を考慮

北海道電力ネットワークが保有する需給バランス改善用の蓄電設備は、南早来変電所に設置している大容量蓄電池が該当する。大容量蓄電池は、当日の出力抑制時間帯において、余剰電力を最大限充電する計画としたか確認する。**日別の状況は「別紙2」参照。**

北海道電力ネットワークの 大容量蓄電池	充電最大電力 (万kW)
南早来変電所蓄電池	▲1.5

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）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）の対応

①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。

②自家発電余剰分（※２）

発電機の運用上、多少の逆潮流は避けられないものの、可能な限り逆潮流しない運用を要請。

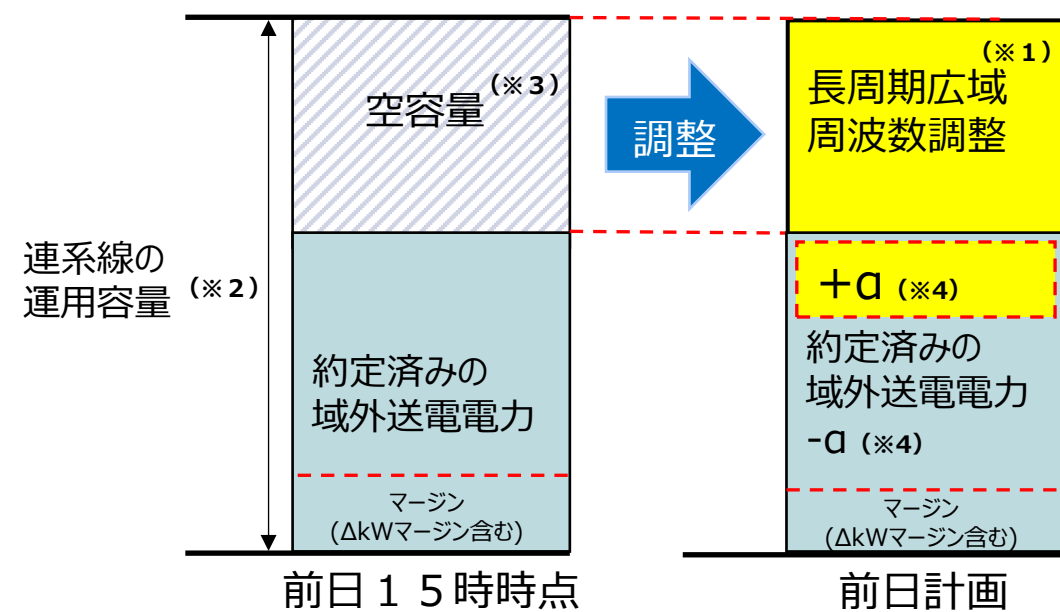
（※１）北海道電力ネットワークと各発電事業者との間で運用に関する覚書または申合書を締結した最低出力。

（※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。

北海道本州間連系設備（北海道・本州間電力連系設備，新北海道本州間連系設備）（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。

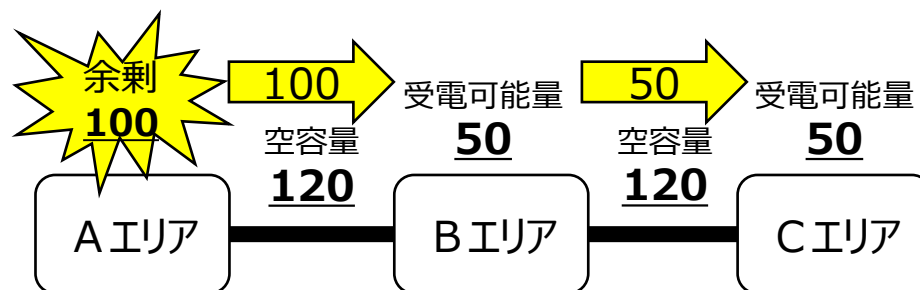
（※ 3）空容量
 = 運用容量 - 約定済みの域外送電電力
 - マージン（需給調整市場による連系線確保量ΔkWマージン含む）

（※ 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）

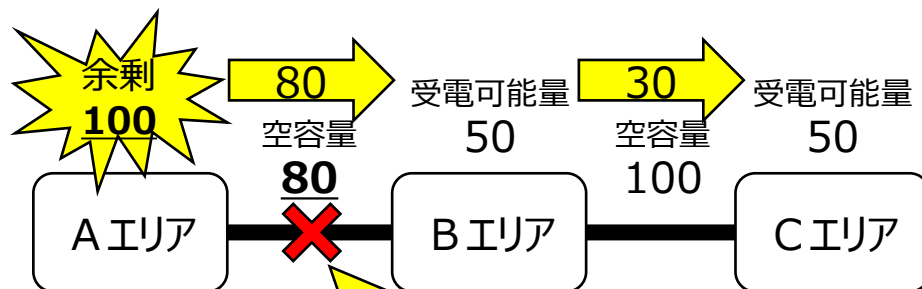
再エネ余剰電力が他エリアで全量受電可能であれば、出力抑制を回避し再エネ電力を最大限活用することができるが、余剰電力に対して連系線の空容量が不足する場合や、他エリアの受電可能量（※1）が不足する場合は再エネ出力抑制に至ることがある。

（※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。

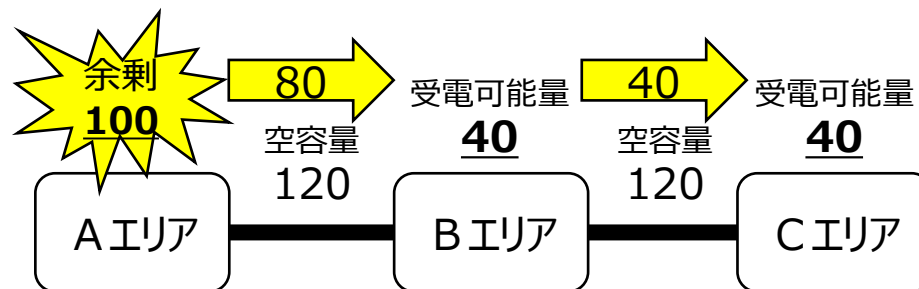
○再エネ出力抑制を回避



○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。

（※）北海道電力ネットワーク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、北海道電力ネットワークが各事業者に対し、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。

（※）北海道電力ネットワーク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、北海道エリア（本土）の発電所数

【理由】

- A 発電形態の特質により、燃料貯蔵が困難（ゴミ焼却発電等）
- 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
- C 出力制御を行うことで、周辺環境に悪影響を及ぼす

【発電所数】

1 1 1
5
0

なっとく！再生可能エネルギー－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#seigyos

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（※）を織り込んでいたか確認する。

日別の状況は「別紙2」参照。

（※） 想定誤差量は、各出力帯における最大誤差量（表1～表4）を、当日想定 of 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5）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11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定し、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、実際の再エネ発電所への出力抑制量は、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、最大誤差量と平均誤差量の差分相当をオンライン発電所に割り当てることとなる。

5. 想定誤差量（1）再エネ・エリア需要（2 / 3）

19

表1 各出力帯における最大誤差量（8月25日[前日]）

[万kW]

出力帯 (最大出力に対する出力率)		8月 12:30～13:00コマの 最大誤差量		
		太陽光	エリア需要	合計
高出力帯	(90%～)	5.8	7.3	13.1
中出力帯①	(67.5%～90%)	31.0	27.6	58.6
中出力帯②	(45%～67.5%)	43.9	24.5	68.4
低出力帯①	(22.5%～45%)	55.4	29.5	84.9
低出力帯②	(～22.5%)	12.4	14.1	26.5

- ・ データ収集期間：2023/4 ～ 2026/3
- ・ 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

表2 各出力帯における最大誤差量(8月25日[当日])

[万kW]

出力帯 (最大出力に対する出力率)		8月 14:00～14:30コマの 最大誤差量		
		太陽光	エリア需要	合計
高出力帯	(90%～)	0.0	9.1	9.1
中出力帯①	(67.5%～90%)	9.1	20.1	29.2
中出力帯②	(45%～67.5%)	21.4	44.3	65.7
低出力帯①	(22.5%～45%)	39.7	34.3	74.0
低出力帯②	(～22.5%)	12.4	14.1	26.5

- ・ データ収集期間：2023/4 ～ 2026/3
- ・ 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

表3 各出力帯における最大誤差量(8月28日)

[万kW]

出力帯 (最大出力に対する出力率)		8月 12:00～12:30コマの 最大誤差量		
		太陽光	エリア需要	合計
高出力帯	(90%～)	12.2	11.2	23.4
中出力帯①	(67.5%～90%)	31.8	32.2	64.0
中出力帯②	(45%～67.5%)	45.6	24.6	70.2
低出力帯①	(22.5%～45%)	58.4	25.5	83.9
低出力帯②	(～22.5%)	12.4	14.1	26.5

- ・ データ収集期間：2023/4 ～ 2026/3
- ・ 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

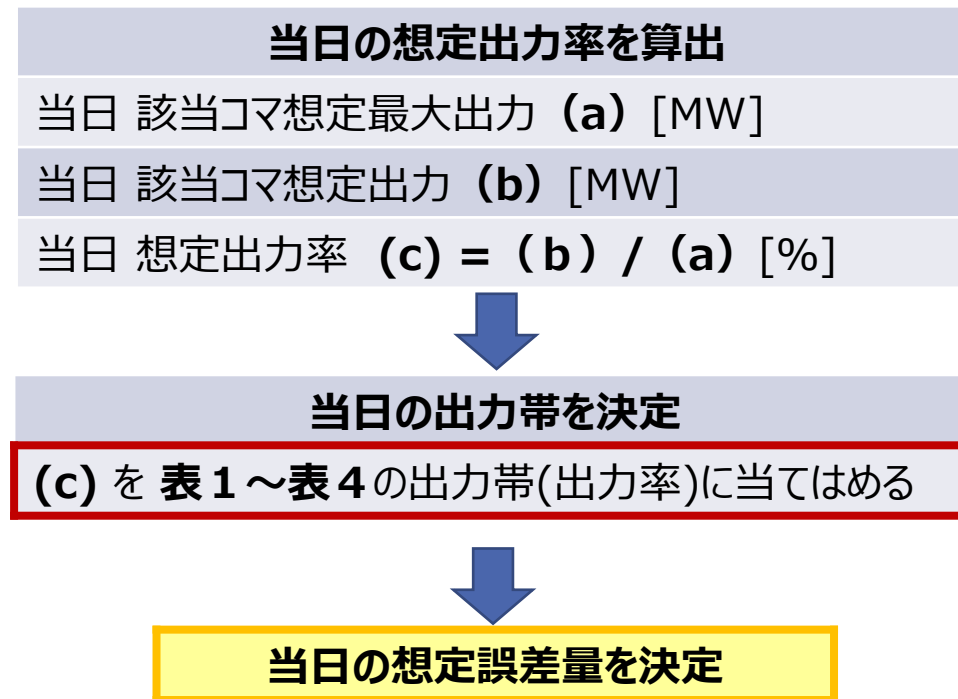
表4 各出力帯における最大誤差量(8月30日)

[万kW]

出力帯 (最大出力に対する出力率)		8月 10:30～11:00コマの 最大誤差量		
		太陽光	エリア需要	合計
高出力帯	(90%～)	14.5	5.6	20.1
中出力帯①	(67.5%～90%)	41.0	24.7	65.7
中出力帯②	(45%～67.5%)	49.9	25.5	75.4
低出力帯①	(22.5%～45%)	58.2	20.8	79.0
低出力帯②	(～22.5%)	10.3	5.6	15.9

- ・ データ収集期間：2023/4 ～ 2026/3
- ・ 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

表5 想定誤差量の決定フロー



2022年8月、9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、再エネ出力の上振れに加え、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の一つであったため、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、想定誤差に時間前取引による連系線受電潮流増加量（想定）を追加した。

表 各月における時間前取引における連系線受電想定潮流（2026年度）

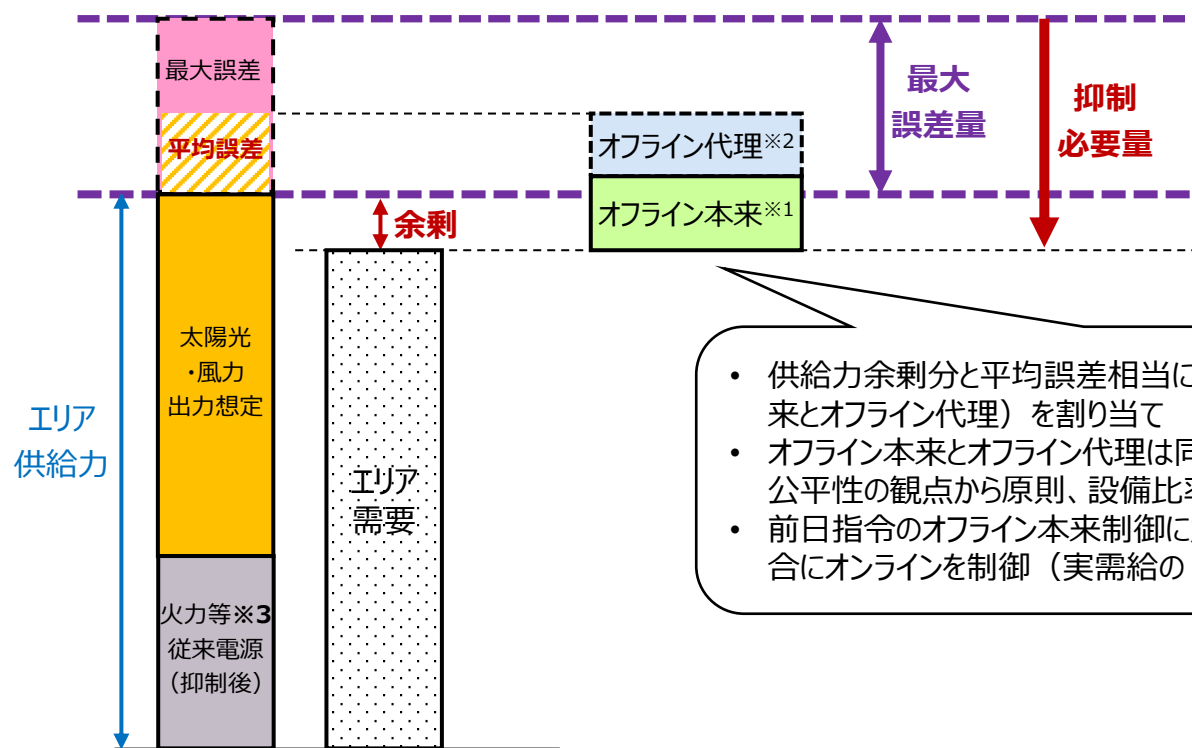
[万 kW]

時間前約定想定量											
4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
7.0	11.2	10.7	3.2	5.4	8.5	9.1	11.1	13.3	7.8	5.3	13.3

・ データ収集期間：2023／4 ～ 2026／3

前項のとおり、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。



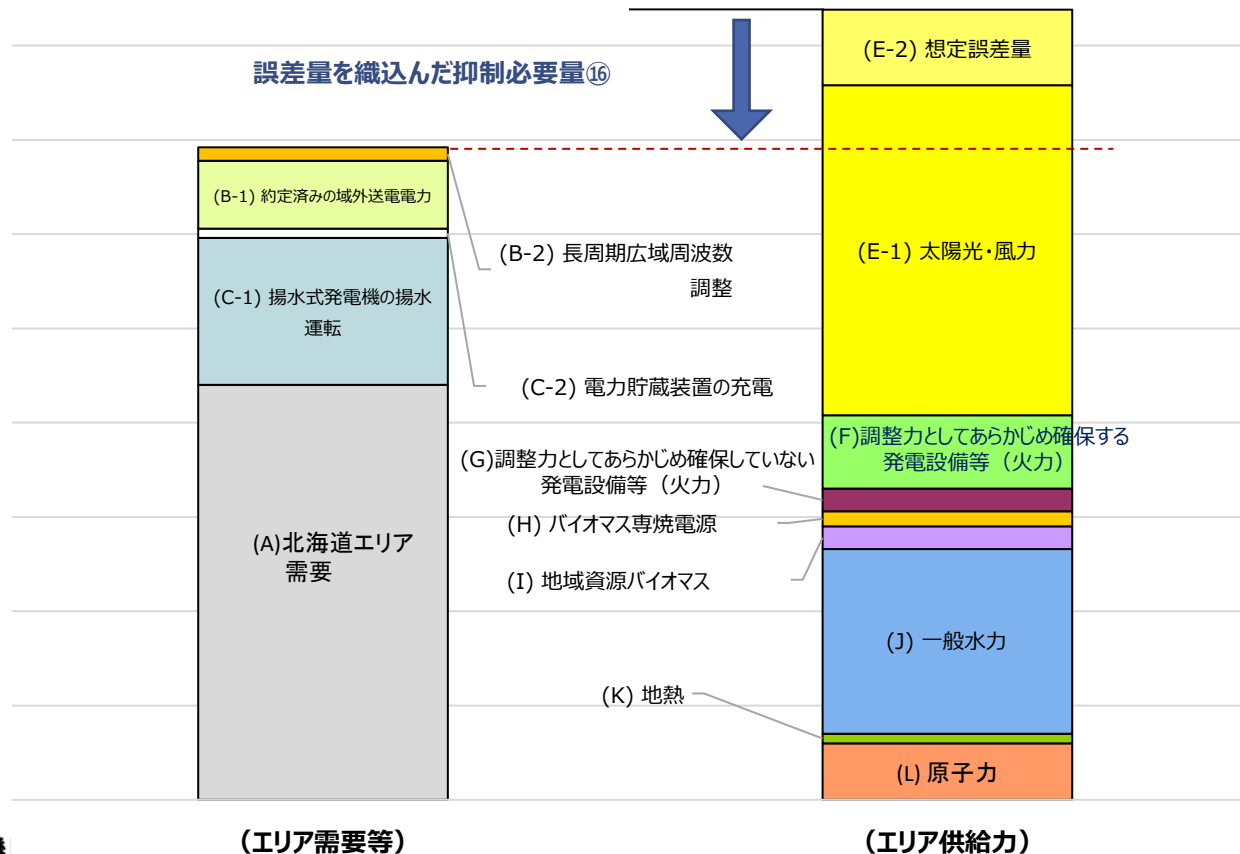
※1：旧ルール500kW以上の太陽光ほか

※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してい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の抑制、揚水式発電機の揚水運転、電力貯蔵装置の充電、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



北海道電力ネットワークは、優先給電ルールに基づく、北海道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、下表の発電事業者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。

区分	事業者数	定格出力[万kW]	最低出力[万kW]	出力率
①定格出力の50%以下	10者（火力※1）	56.8	18.3	32%
	2者（バイオマス※2）	4.8	2.4	50%
②定格出力の50%超過	5者（バイオマス※2）	23.3	16.9	73%※3
③自家消費相当分まで抑制※4	5者（自家発余剰電源）	—	0	—
計	22者	84.9	37.6※5	44%※5

※ 1 混焼バイオマスを含む。

※ 2 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。

※ 3 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・風力の出力制御低減等の観点から最低出力50%以下への最低出力引き下げについて、継続協議を行っていく。

※ 4 自家発電事業者は、発電機の運用上、多少の逆潮流は避けられないものの、可能な限り逆潮流なしの運用を要請。

※ 5 出力の合計は区分①～③の合計、出力率は区分①・②から算出。