

東北東京間連系線（東京向） 下げ代不足が想定される場合の運用容量の反映について

2021年3月26日

- 東北東京間連系線（東京向）については、下げ代不足が想定される期間の運用容量算出方法を再エネ自動抑制システム運開後の2021年4月以降に適用することとしている。
- 2021年度の年間運用容量算出においては、2020年度の東北エリア需給バランス実績から、GWを特殊日設定し、需給バランスを想定した上で、運用容量を設定した。
- 今回、東北エリアが年間の想定以上に下げ代不足となる場合を考慮し、月間以降で下げ代不足が想定される場合の運用容量の反映方法について検討を行った。

<参考> 下げ代不足が想定される特殊日

8

- 2021、2022年度の東北東京間連系線の下げ代不足が想定される特殊日は、2020年度運用容量（熱容量限度値）における相馬双葉幹線2回線事故時に必要な電源制限対象分が再エネ出力増加により低下した実績から想定して設定する。

再エネ出力の実績と想定

太陽光及び風力の想定出力は設備量の想定値と2020.5.2の実績の出力比率から算出した

	2020年5月2日実績	2021年度GW想定	2022年度GW想定
太陽光出力	434万kW	502万kW	569万kW
風力出力	83万kW	88万kW	115万kW
合計	517万kW	590万kW	684万kW

運用容量（熱容量限度値）の実績と想定

特殊日設定

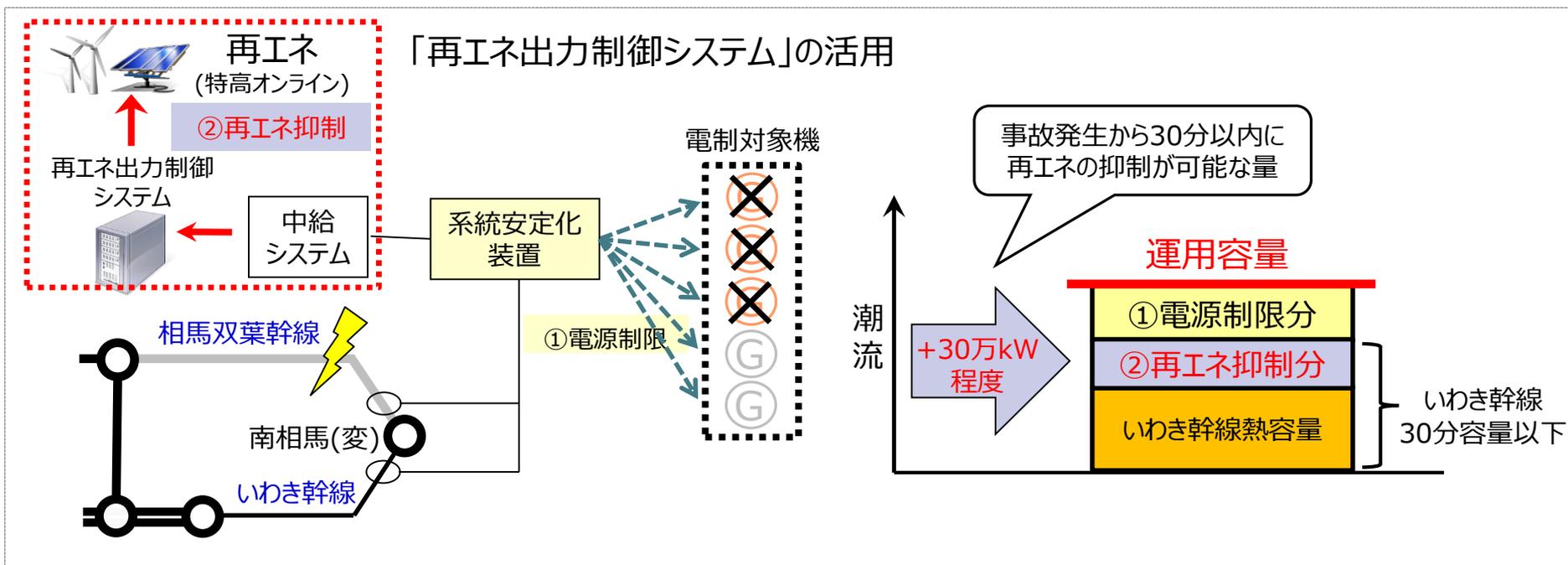
特殊日設定

	2020年5月2日実績	2021年度GW想定	2022年度GW想定
①電源制限対象分	271万kW	234万kW	186万kW
②再エネ抑制分	0万kW	30万kW	30万kW
③いわき幹線熱容量	236万kW	236万kW	236万kW
運用容量（熱容量限度値） ①+②+③	507万kW	500万kW	452万kW
特殊日と設定しない場合の 運用容量	-	530万kW	505万kW

<参考> 再エネ抑制を考慮した運用容量低下緩和策について

- 再エネ高稼働時に運用容量が下がることを緩和させるため、「再エネ出力制御システム」を活用し、相馬双葉幹線2回線事故時において、再エネを抑制することを織り込み、運用容量を増加（30万kW程度※）させる。
- これにより、**運用容量（相馬双葉幹線2回線事故時の熱容量限度値）の低下を緩和することができ、再エネ高稼働時における需給バランス上の余剰解消のための再エネ出力制御を回避・低減することが**できる。

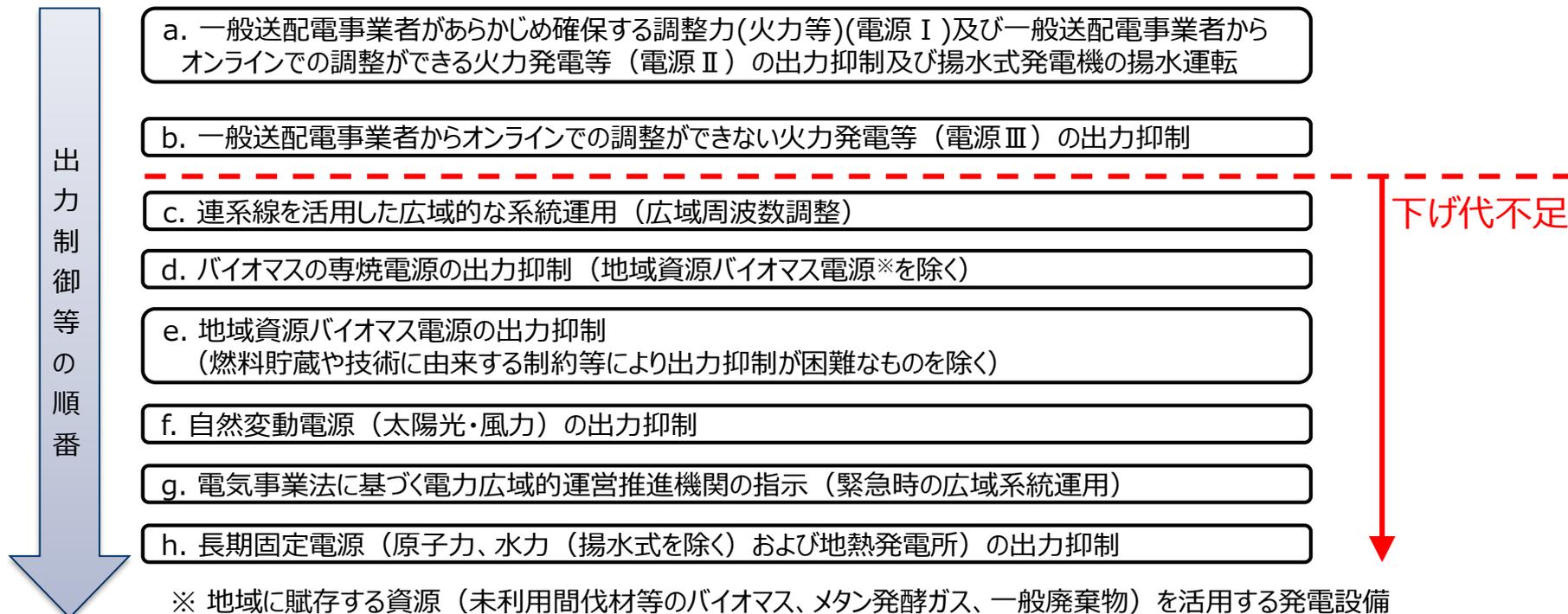
※ 再エネ抑制は瞬時遮断ではなく抑制開始から完了まで10分程度を要するため、再エネ抑制量は、相馬双葉幹線2回線事故後のいわき幹線潮流が30分熱容量以下となるように設定



1. 「下げ代不足が想定される場合」とは

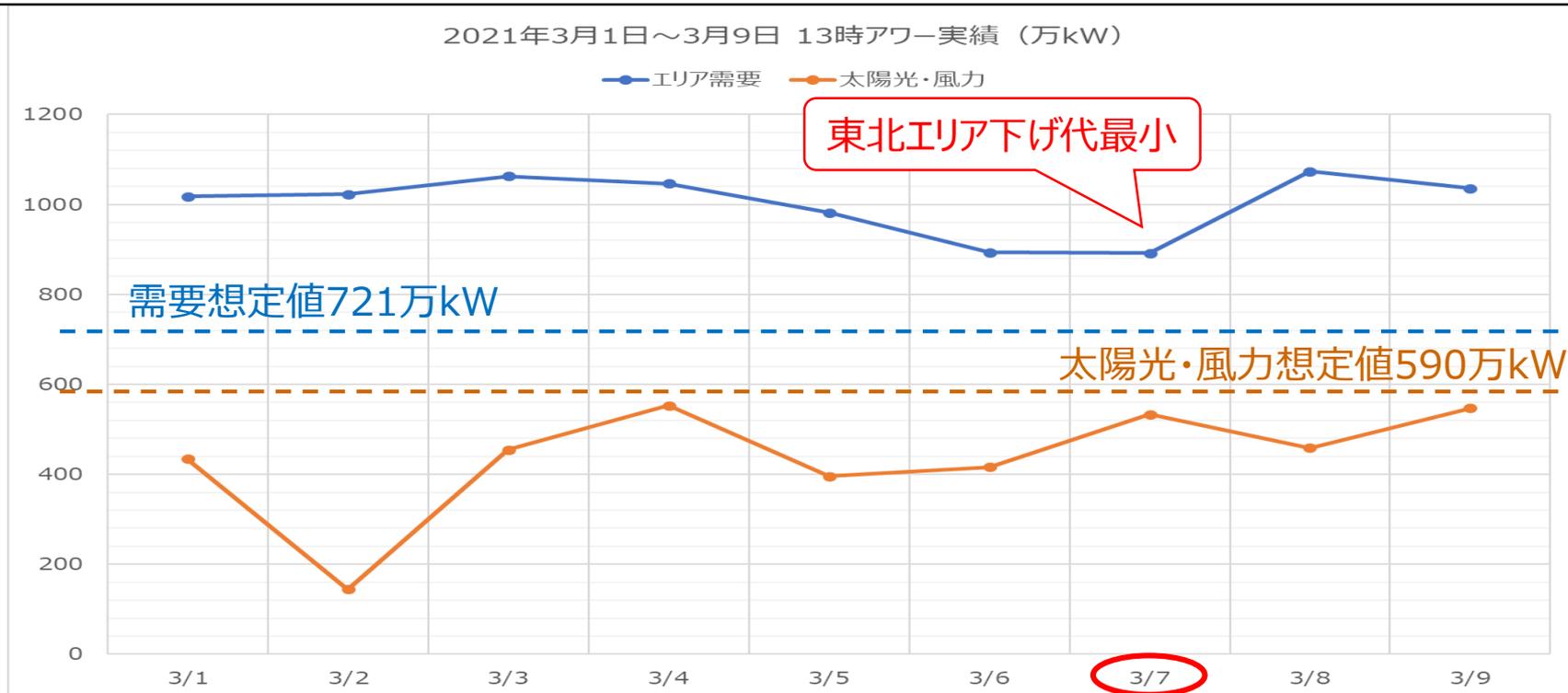
- 「下げ代不足」とは、業務規程第2条、送配電等業務指針第173条、174条から、下げ調整力（電源Ⅰ・Ⅱ）が不足し、一般送配電事業者がオンラインで調整ができない発電機（電源Ⅲ）の出力抑制によっても電気の余剰が解消できない場合である。
- 優先給電ルールから、電源Ⅰ・Ⅱ出力抑制及び揚水式発電機の揚水運転後、電源Ⅲの出力抑制を実施する場合は、下げ代不足が想定される。

（参考）優先給電ルール



2. 東北エリアにおける至近の需給バランスの傾向

- 東北東京間連系線（東京向）の運用容量を設定するにあたっては、東北エリアの需要、太陽光・風力の出力、電源Ⅰ・Ⅱ出力、電源Ⅲの至近の運用実績を加味する必要がある。
- 2021年3月上旬においては、電源Ⅰ・Ⅱを抑制することが可能であり、下げ代不足が想定された断面はなく、東北エリアの需要や太陽光・風力の出力は年間で想定した値の範囲内であった。



月日	需要	再エネ出力			下げ代		
		太陽光	風力	合計	電源Ⅰ・Ⅱ	電源Ⅲ	合計
3月7日（日）	892	520	13	533	177	16	193

想定範囲内

想定範囲内

抑制が可能

単位：万kW

3. 需給バランスの想定条件

- 東北エリアにおける需給バランスの想定条件には、運用容量を算出する時点で最新の気象予報（天候、気温、日射量、風速）を用いる。
- 週間段階で取得可能な気象予報を用いた再エネ出力想定値は確度が高いとは言えず、不要に運用容量を見直すことになることから、翌々日段階における運用容量算出時に下げ代不足が想定される場合に運用容量を反映する。
- 市場取引後に運用容量を低下させないよう、太陽光・風力の上振れ、需要の下振れを想定誤差量として織込む。

項目	想定条件
需要	過去実績、気温実績、最新の気象データより想定
電源Ⅰ・Ⅱ	系統運用上必要な調整力を確保したうえで、最低出力運転又は停止として想定
電源Ⅲ バイオ	発電計画を基に想定需給バランスを策定し、下げ代不足が想定される場合は余剰分を減少させる
地熱	発電計画を基に想定
太陽光	日射量予測値、過去実績、最新設備量を基に想定
風力	風速予測値、過去実績、最新設備量を基に想定
水力	至近3日間の発電実績と降雨状況に基づき想定
蓄電池	計画停止を考慮し最大限充電する値
揚水	計画停止を考慮し最大限見込む
連系線	至近3日間のスポット約定結果の平均値（平・休日別）
想定誤差量	太陽光・風力の過去実績出力比率を基に算出した太陽光・風力とエリア需要の誤差量合計値

- エリア需要は、再エネ出力抑制の検証における基本的な考え方を踏襲して、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（天候・天気図・気温）に基づき、過去の類似日から想定する。

① 過去の類似日検索

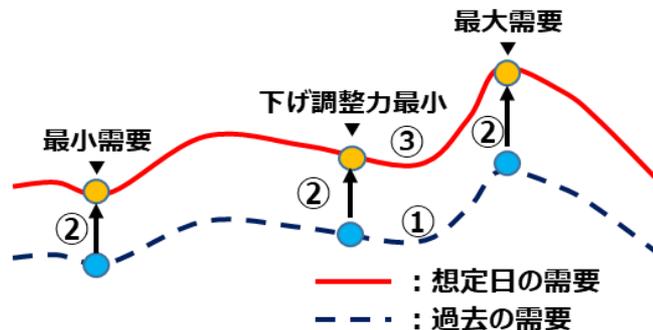
気象データ（天候・天気図・気温）を基に過去の類似日を検索。

② 気温補正 （最大需要，最小需要，下げ調整力最小）

代表地点の気温予想平均と、①の気温実績との気温差を算出し、気温感応度から①の需要実績を補正する。

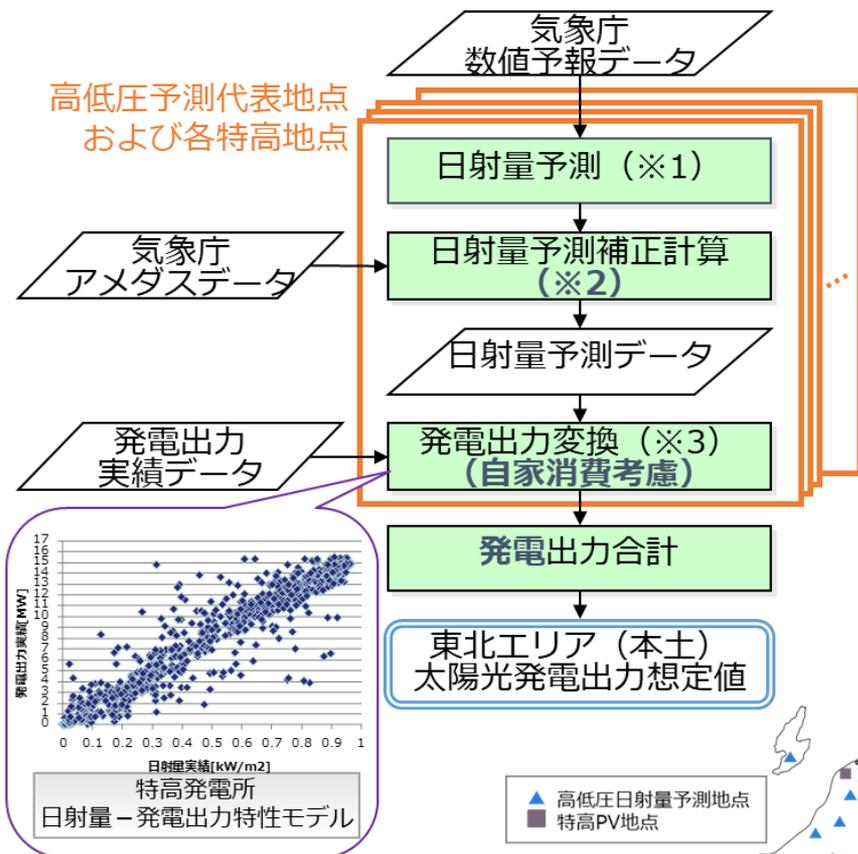
③ 24時間の需要想定

需要想定イメージ図



<参考> 太陽光の想定条件

- 太陽光は、再エネ出力抑制の検証における基本的な考え方を踏襲して、最新の予報データから日射量予測値を算出し、過去の実績と最新の発電設備容量を用いて想定する。



(※1) 気象会社から提供された数値予報をもとに日射量予測値を算出。

日射量予測値 = (雲量×係数1 + 湿度×係数2...) × 大気外日射量
(過去実績の重回帰分析により各係数は適宜更新)

気象庁配信の日射量予測値も併用し、日射量予測値(30分値)を算出。

(※2) 過去の日射量予測値と実績値の関係をモデル化し、予測値を補正。

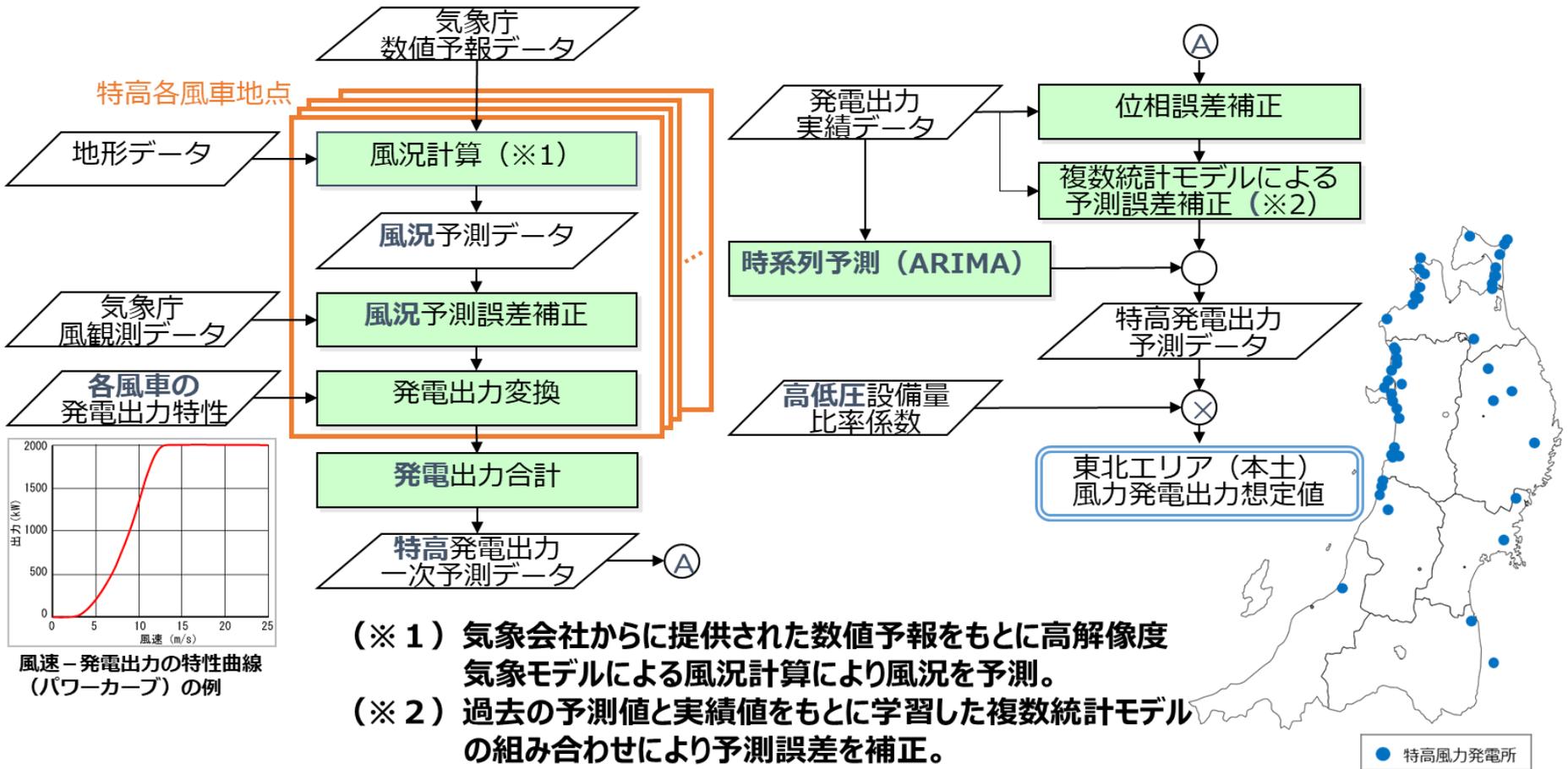
(※3) 特高発電所については、発電所毎に日射量と発電出力の関係を過去実績よりモデル化し、発電出力に変換

高低圧発電所については、エリア共通の出力換算係数と、各代表地点に集約した発電設備容量をもとに、発電出力に変換。その際、低圧10kW未満の発電所については、自家消費による発電量減少を考慮。

発電出力 = 日射量 × 設備容量 × 変換係数
- 自家消費量 (低圧10kW未満のみ)

- 風力は、再エネ出力抑制の検証における基本的な考え方を踏襲して、最新の予報データから風速予測値を算出し、過去の出力実績と最新の発電設備容量を用いて想定する。

特高出力は、発電所の各風車地点の風速予測データと各風車のパワーカーブをもとに、各発電所単位で想定する。また、高低圧出力は、特高の想定出力合計を設備量比率で按分して算出する。



(※1) 気象会社から提供された数値予報をもとに高解像度気象モデルによる風況計算により風況を予測。

(※2) 過去の予測値と実績値をもとに学習した複数統計モデルの組み合わせにより予測誤差を補正。

<参考> 想定誤差量の想定条件

- 需給断面において太陽光・風力出力が増加した場合やエリア需要が減少した場合は、下げ代が不足する可能性があるため、想定誤差量を織込む。太陽光・風力・エリア需要の誤差を足し合わせることで上振れ、下振れが相殺されることを考慮し、合計したものを平日・休日別の各出力帯に応じて適用する。

平日・休日別の各出力帯における最大誤差量（表1）を太陽光・風力の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。

表1 各出力帯における最大誤差量（サンプル例：3月平日12時30分コマ）

出力帯 (最大出力に対する出力率)		3月の最大誤差量（平日） [万kW]			
太陽光	風力	太陽光	風力	エリア需要	合計
高出力帯 (90%~)	(90%~)	-	-	-	0
	(60%~90%)	-2.3	+23.7	-1.8	+19.6
	(30%~60%)	+44.2	+45.9	-0.4	+89.7
	(~30%)	+71.9	+1.6	-40.9	+32.6
中出力帯1 (60%~90%)	(90%~)	-57.5	+3.7	+69.6	+15.8
	(60%~90%)	-	-	-	0
	(30%~60%)	+124.1	+11.2	-17.7	+117.6
	(~30%)	+100.3	-4.9	-46.4	+49.0
中出力帯2 (30%~60%)	(90%~)	-	-	-	0
	(60%~90%)	+109.3	+3.8	+46.4	+159.5
	(30%~60%)	+122.8	+23.2	+29.6	+175.6
	(~30%)	+195.0	+17.9	-39.6	+173.3
低出力帯 (~30%)	(90%~)	-	-	-	-
	(60%~90%)	-	-	-	-
	(30%~60%)	-	-	-	-
	(~30%)	-	-	-	-

表2 想定誤差量の決定フロー

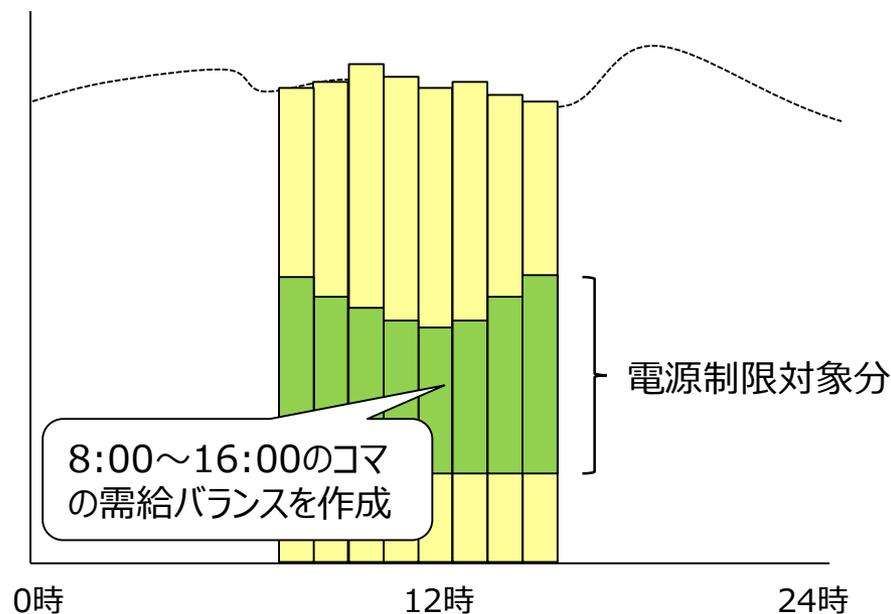


太陽光： [+ (プラス):太陽光上振れ] [- (マイナス):太陽光下振れ]
 風力： [+ (プラス):風力上振れ] [- (マイナス):風力下振れ]
 エリア需要： [+ (プラス):需要下振れ] [- (マイナス):需要上振れ]

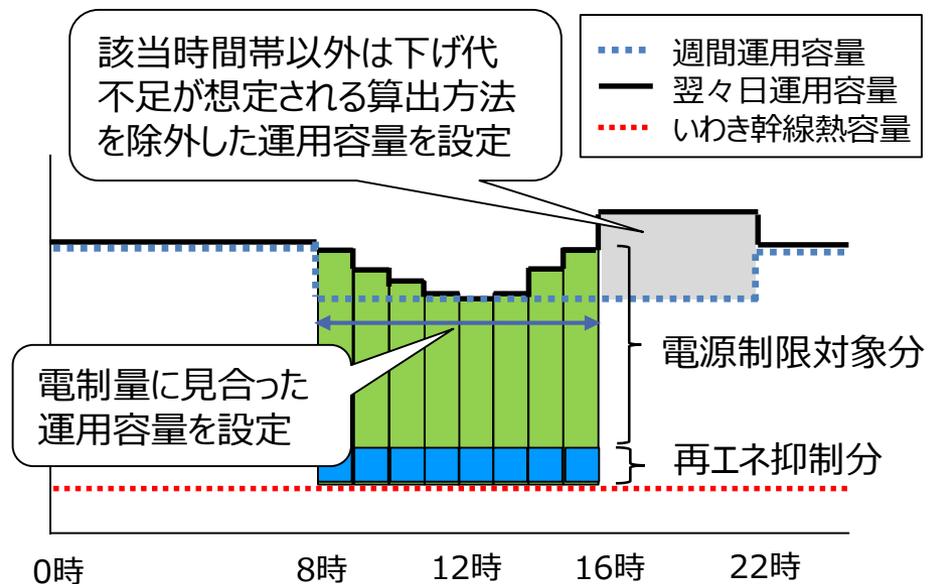
- ・ データ収集期間：2018/3 ~ 2021/2
- ・ 太陽光・風力・需要の想定誤差で太陽光・風力誤差は至近の設備量に応じて換算
- ・ 太陽光の低出力帯において、実績データが無い場合、中出力帯2の最大誤差量を用いる

- 翌々日時点で、下げ代不足が想定される日における8～16時（再エネ出力制御の固定スケジュール設定時間）の需給バランスを作成する。
- 想定した需給バランスから下げ代不足が想定される場合、各コマの電源制限対象分から算出される運用容量を8～16時（再エネ出力制御の固定スケジュール設定時間）の各コマに適用する。

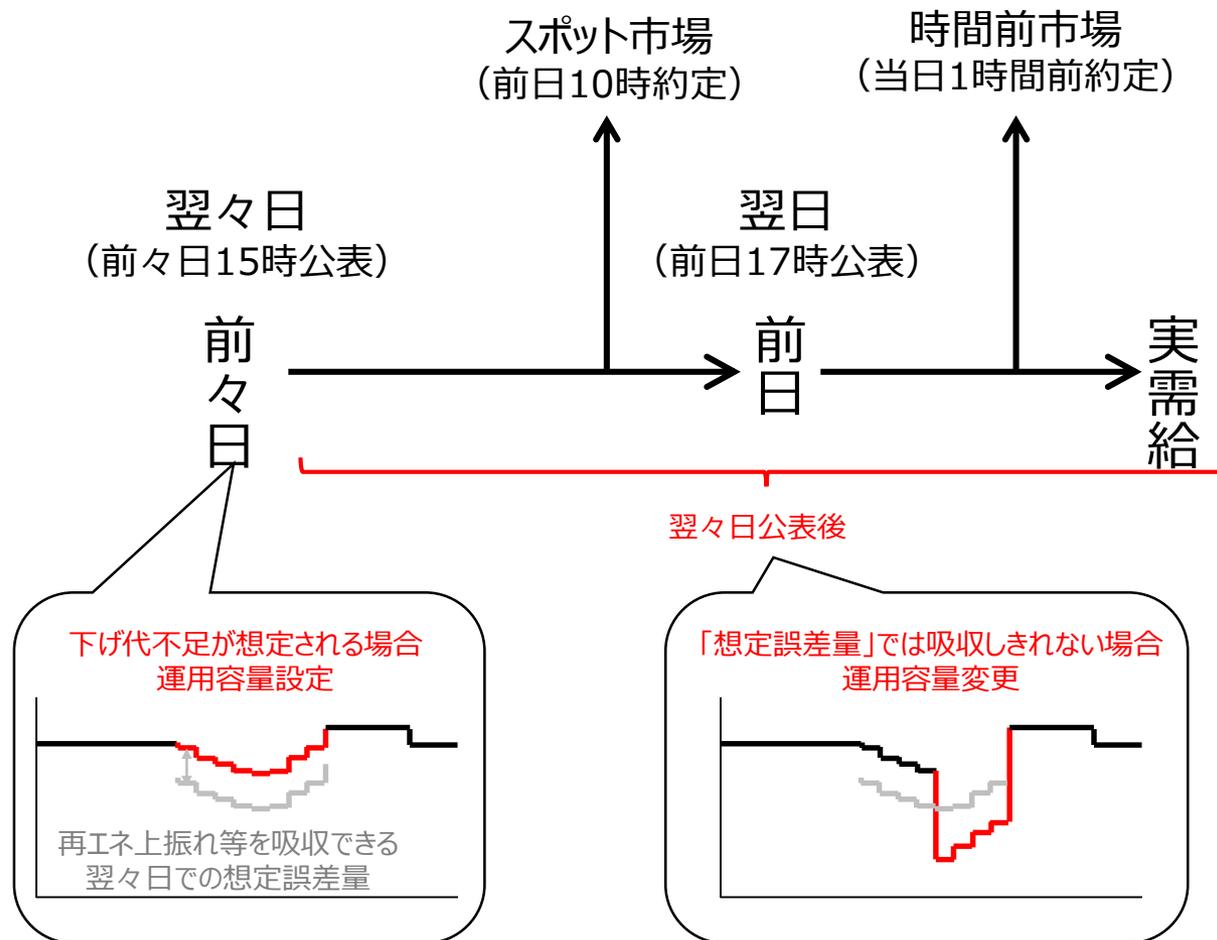
需給バランス



翌々日運用容量



- スポット市場での約定後に運用容量を下げると、取引結果へ影響を与える（混雑処理）または相殺潮流の対応が必要となる可能性がある。
- 翌々日時点において想定誤差量を見込んでいることから、翌々日公表後は、揚水機等のトラブルなど、緊急の事象が発生したことにより想定誤差量では吸収しきれないと判断した場合を除き、運用容量を見直さないこととする。



- 今回、東北エリアにおいて年間の想定以上に下げ代不足となる場合を考慮し、月間以降で下げ代不足が想定される場合の運用容量の反映方法について検討を行った。
 - ✓ 週間段階で取得可能な気象予報を用いた再エネ出力想定値は確度が高いとは言えず、不要に運用容量を見直すことになることから、翌々日段階における運用容量算出時に下げ代不足が想定される場合に運用容量を反映する。
 - ✓ 翌々日公表後は、揚水機等のトラブルなど、緊急の事象が発生したことにより想定誤差量では吸収しきれないと判断した場合を除き、運用容量を見直さない。
 - ✓ 想定誤差量の織込み分については、可能な限り電制対象電源を確保することで、運用容量を極力下げないように努めていただく。なお、今回の想定条件で試行することとするが、想定と実績の差異分析を行い、必要に応じて見直しを行う。
 - ✓ 当面の間、東北エリアにおける需給バランスの傾向を注視するとともに、翌々日時点での想定値と実績値に大きな差異が無いか確認する。
- 今後も太陽光・風力の連系量が増加することに備えて、引き続き、下げ代不足による運用容量低下量を緩和させる対策を検討する。