

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

～東京電力パワーグリッド編～

2026年4月28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) 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
 6. 再エネの出力抑制を行う必要性
- (参考1) 東京電力パワーグリッドの再エネ出力抑制量の低減のための取り組み
- (参考2) 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。

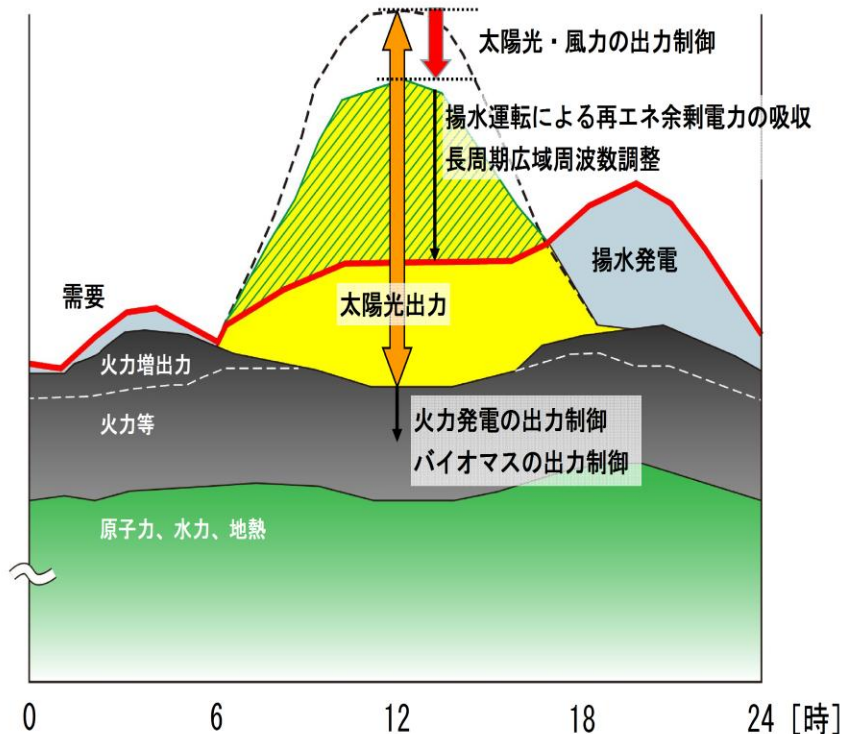
（※2）下げ調整力とは、火力電源などにおいて、出力を下げるこができる余地をいう。

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号イからロより、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①から③に掲げる措置を講じる。

① 発電機出力抑制、② 揚水式発電機の揚水運転、③ 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

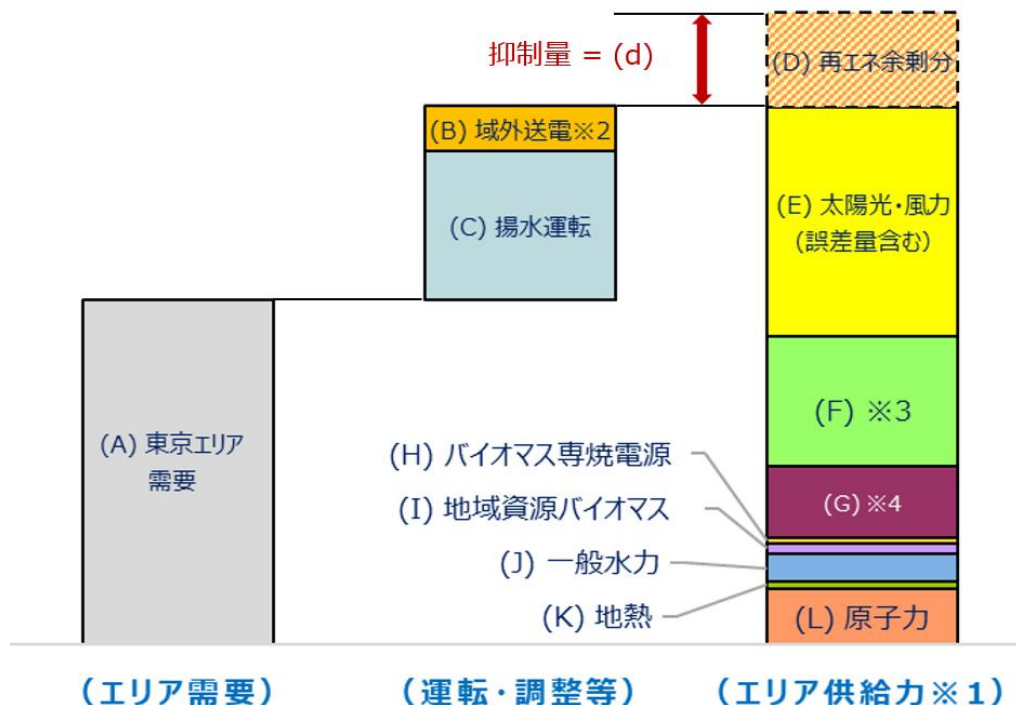
⑥ 業務規程第111条に定める本機関の指示に基づく措置

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 : 東北東京間連系線（相馬双葉幹線, いわき幹線）, 東京中部間連系設備（新信濃FC, 佐久間FC, 東清水FC、飛騨信濃FC）の運用容量相当。
- ※ 3 : 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等
- ※ 4 : 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。）

3. 需給状況（2）エリア需要想定

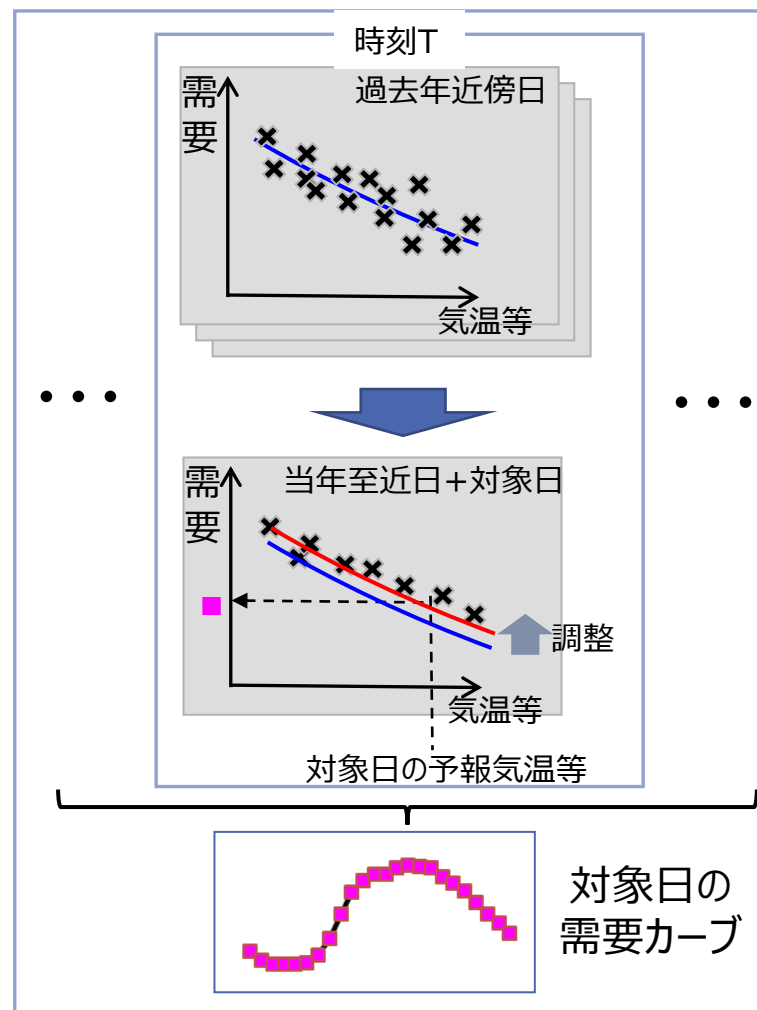
エリア需要は、過去の需要実績、および気温実績、ならびに最新の気象データ（気象予測）に基づき、想定したか確認する。日別の状況は「別紙1」参照。

- ① 各時刻毎の過去年実績から、暦も考慮しつつ、気象と需要の関係を重回帰によりモデル化

天候・気温・湿度・風速等
（気象会社データ：30分値）
関東主要都市の加重平均値を利用
予測対象日と同日±数十日分

- ② 当年過去実績をふまえて、過去のモデルを調整
予報気象をモデルに入力し、対象日の需要を予測

当年度予測対象日の数十日前まで

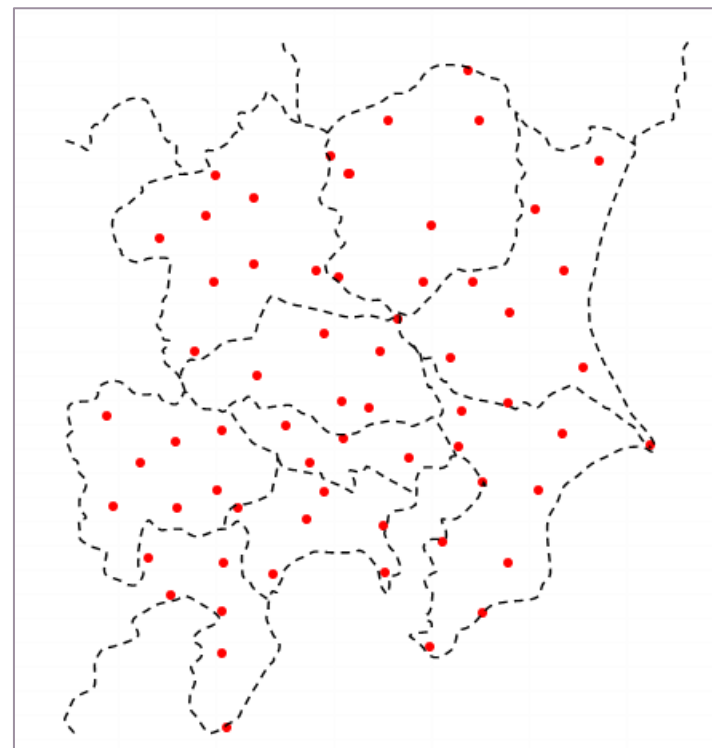
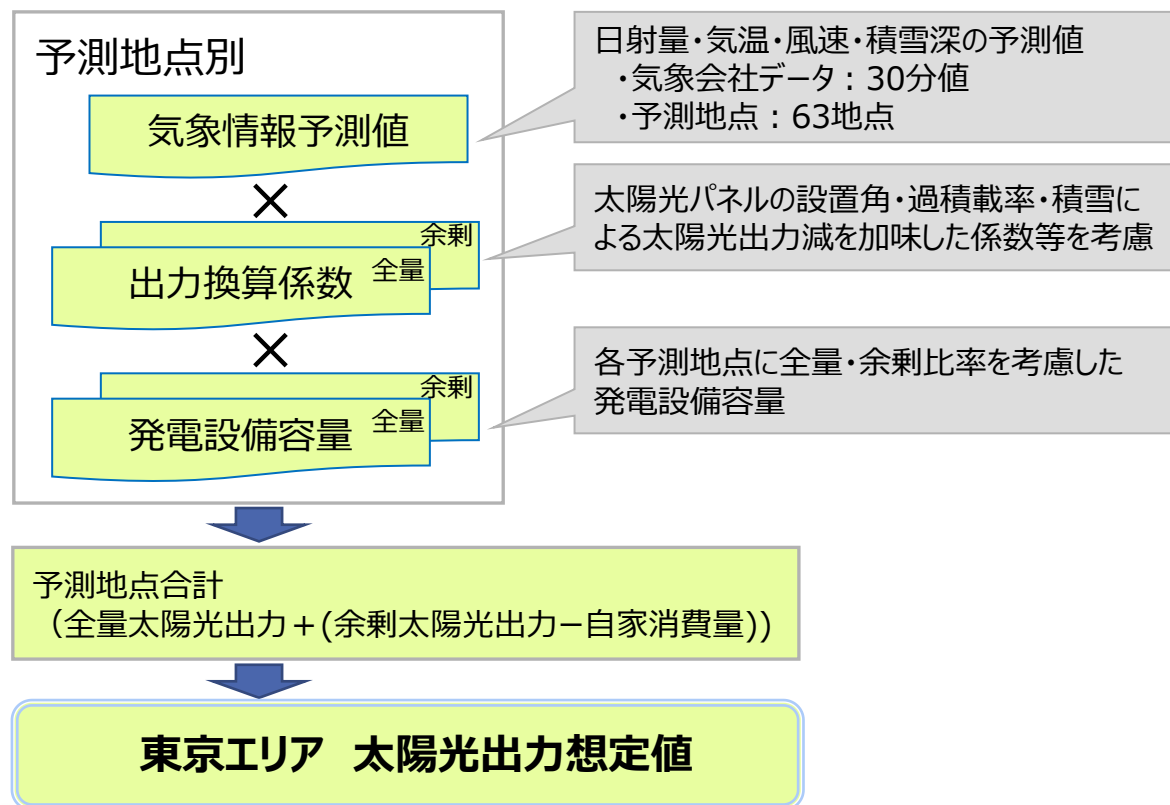


3. 需給状況 (3) 太陽光の出力想定 (4) 風力の出力想定

太陽光予測手法は東京エリア内に予測地点を設定し、その予測地点に設定した設備量および気象会社から配信される気象予測値（日射量・気温・風速・積雪深）を基に出力予測モデルで想定したか確認する。

風力予測手法は風力発電所の設備量と緯度経度を示し気象会社にて風向および風速予測に基づいた発電出力を算出し供給力に計上している。日別の状況は「別紙1」参照。

太陽光予測の概要



東京 気象情報予測地点イメージ (63地点)

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、東京電力パワーグリッドが公表している「周波数調整・需給運用ルール - 第8章需給運用」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。

○ 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

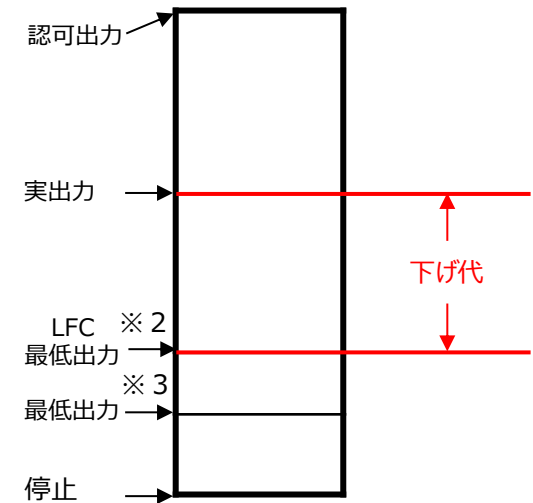
② 石炭火力

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 (DSS : Daily Start Stop) で対応する。
LFC調整力は、LNGで確保することから、最低出力とする。

③ LNG火力

負荷追従性に優れているため、LFC調整力(2%)を確保したうえで、BOG(Boil Off Gas)消費や補助蒸気確保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。

〔火力機の運転範囲〕



※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。**
 なお、東京エリアには需給バランス改善用の蓄電設備はなし。

揚水発電所		揚水動力 (万 kW)
発電所名	号機	
玉原	1	28.5
	2	28.5
	3	28.5
	4	28.5
今市	1	33.1
	2	33.1
	3	33.1
塩原	1	28.5
	2	28.5
	3	31.3
葛野川	1	40.3
	2	40.3
	4	43.2

揚水発電所		揚水動力 (万 kW)
発電所名	号機	
神流川	1	42.7
	2	42.7
矢木沢	1	7.8
	3	7.8
安曇	3	9.8
	4	9.8
	5	9.8
水殿	6	9.8
	2	5.8
	4	5.8

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。**
 なお、東京エリアには需給バランス改善用の蓄電設備はなし。

揚水発電所		揚水動力 (万 kW)
発電所名	号機	
新高瀬川	1	29.5
	3	29.5
	4	29.5
新豊根	1	23.9
	5	23.9
沼原	1	23.0
	2	23.0
	3	23.0
奥清津	1	25.8
	2	25.8
	3	25.8
	4	25.8

揚水発電所		揚水動力 (万 kW)
発電所名	号機	
奥清津第二	1	29.4
	2	32.2
下郷※	1	25.8
	2	25.8
	3	25.8
	4	25.8
城山	1	6.7
	2	6.7
	3	6.6
	4	6.6
合計： 45台		1,077.1

※東京エリアに4台あり、うち1台については他エリアの権利分である。他エリ
 アにて揚水を実施しない場合、東京で揚水を行うことができる。

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（※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。

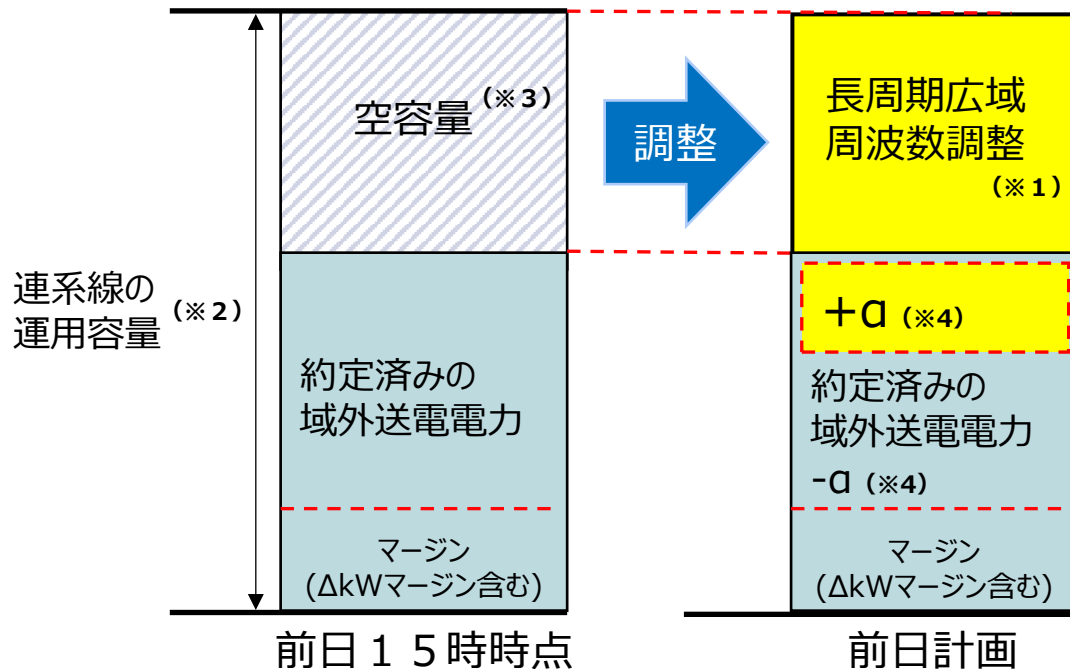
（※1）東京電力パワーグリッドと各発電事業者との間で運用に関する覚書または申合書を締結した最低出力。

（※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。

東北東京間連系線（相馬双葉幹線，いわき幹線）および東京中部間連系設備（新信濃FC，佐久間FC，東清水FC，飛騨信濃FC）（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

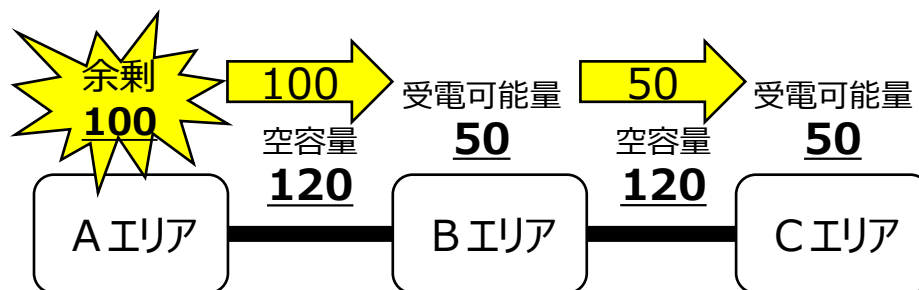
$$= \text{運用容量} - \text{約定済みの域外送電電力} - \text{マージン (需給調整市場による連系線確保量} \Delta \text{kWマージン含む)}$$

（※4）約定済みの域外送電電力は、前日15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。（ $= \alpha$ ）

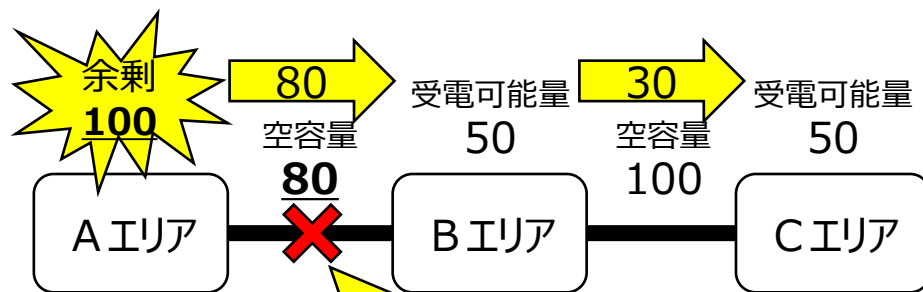
再エネ余剰電力が他エリアで全量受電可能であれば、出力抑制を回避し再エネ電力を最大限活用することができるが、余剰電力に対して連系線の空容量が不足する場合や、他エリアの受電可能量（※1）が不足する場合は再エネ出力抑制に至ることがある。

（※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事で、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

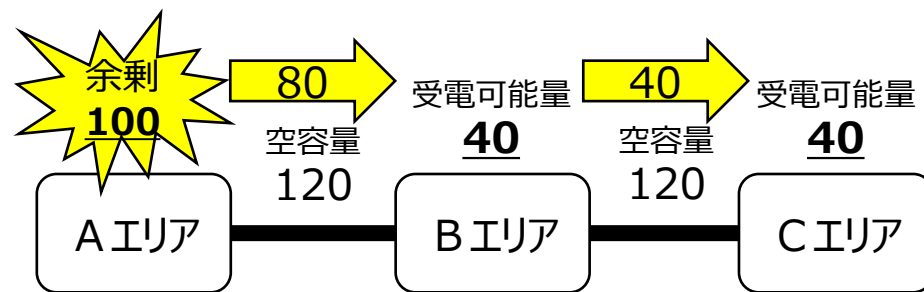


○再エネ出力抑制に至る例



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

バイオマス専焼電源

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。

（※）東京電力パワーグリッド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、東京電力パワーグリッドが各事業者に対し、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。

（※）東京電力パワーグリッド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、東京エリアの発電所数

【理由】	【発電所数】
A 発電形態の特質により、燃料貯蔵が困難（ゴミ焼却発電等）	7 2
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	1
C 出力制御を行うことで、周辺環境に悪影響を及ぼす	3 5

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#seigyō

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、対象コマの各出力帯および需要帯における最大誤差量（表1）を、当該日の残余需要に適用した場合に、過去最小残余需要未滿とならないように織り込む。

適用する出力帯および需要帯は、当日の想定出力率および想定需要率を算出して決定（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15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および需要率を算定し、①の出力帯および需要帯に当てはめて想定誤差量を決定する。

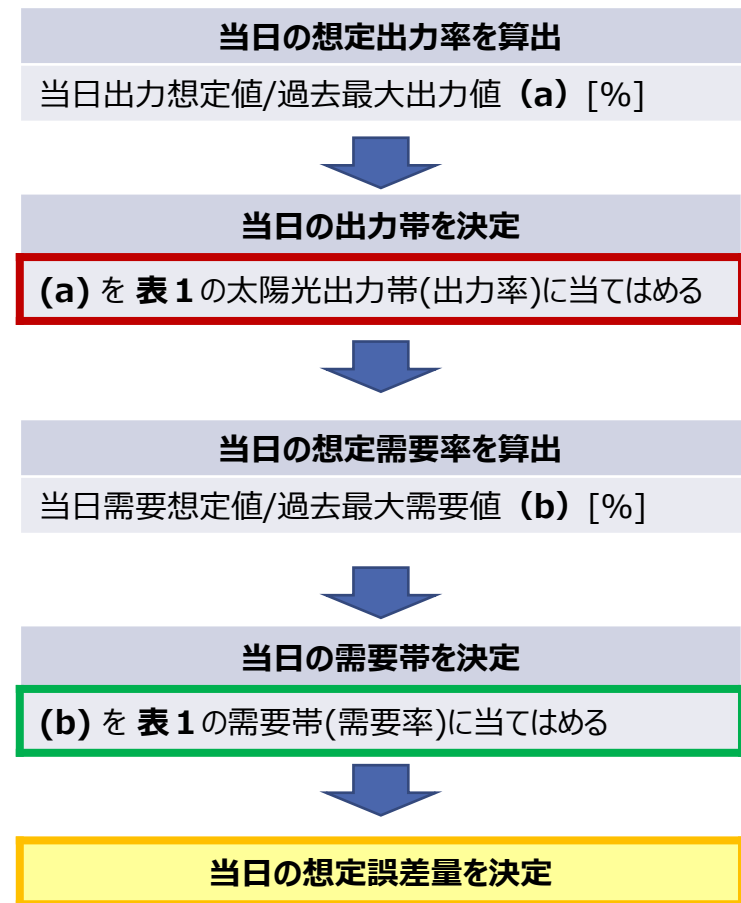
一方、実際の再エネ発電所への出力抑制量は、上記の想定誤差量の範囲内で、気象条件等を考慮した発生確率が比較的高い誤差相当量をオフライン発電所に優先して割り当てるとともに、最大誤差量との差分相当をオンライン発電所に割り当てることとなる。

5. 想定誤差 (2/6)

表1 各出力帯・需要帯における最大誤差量 [万kW]

出力帯・需要帯 (最大出力・需要に対する出力率・需要率)		3月1日(日) 12:00~12:30 最大誤差量	
太陽光	需要	残余誤差	採用誤差
高出力帯 (88%~)	(90%~)	191	225
	(85%~90%)	319	
	(78%~85%)	288	
	(70%~78%)	235	
	(~70%)	234	
中出力帯1 (84%~88%)	(90%~)	141	
	(85%~90%)	275	
	(78%~85%)	255	
	(70%~78%)	242	
中出力帯2 (76%~84%)	(~70%)	225	
	(90%~)	267	
	(85%~90%)	291	
	(78%~85%)	233	
	(70%~78%)	177	
低出力帯1 (51%~76%)	(~70%)	241	
	(90%~)	300	
	(85%~90%)	520	
	(78%~85%)	302	
	(70%~78%)	391	
低出力帯2 (~51%)	(~70%)	508	
	(90%~)	532	
	(85%~90%)	410	
	(78%~85%)	750	
	(70%~78%)	139	
	(~70%)	26	

表2 想定誤差量の決定フロー



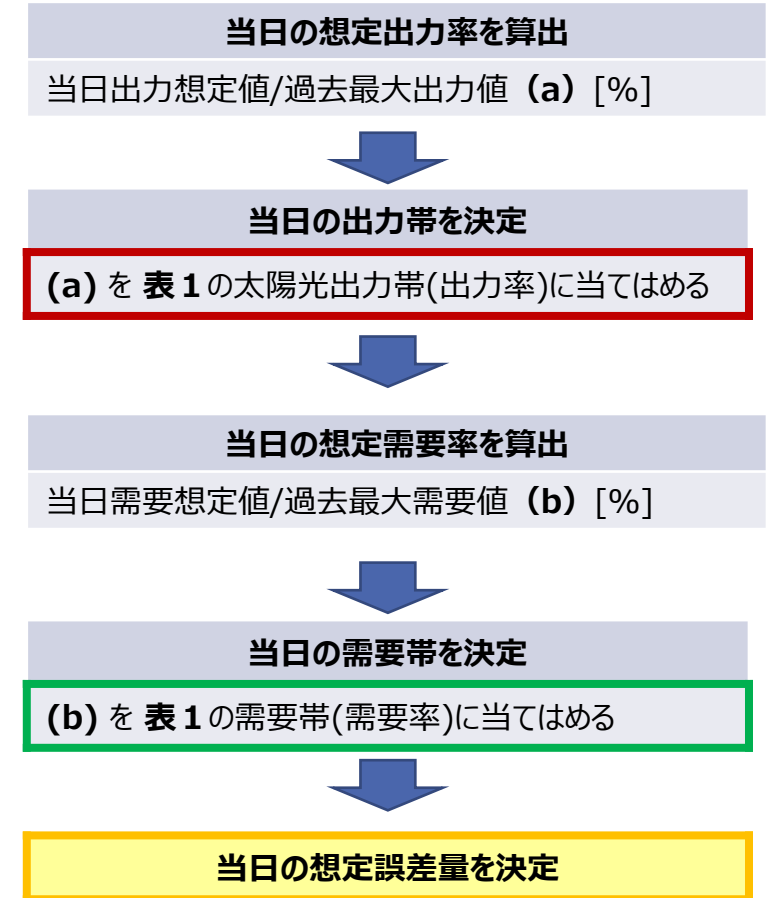
- ・ データ収集期間：2022/2 ~ 2026/2
- ・ 太陽光・需要の想定誤差で太陽光誤差は至近の設備量に応じて換算

5. 想定誤差 (3/6)

表1 各出力帯・需要帯における最大誤差量 [万kW]

出力帯・需要帯 (最大出力・需要に対する出力率・需要率)		3月8日(日) 11:30~12:00 最大誤差量	
太陽光	需要	残余誤差	採用誤差
高出力帯 (92%~)	(86%~)	230	157
	(81%~86%)	235	
	(74%~81%)	304	
	(68%~74%)	235	
	(~68%)	157	
中出力帯1 (86%~92%)	(86%~)	319	
	(81%~86%)	186	
	(74%~81%)	256	
	(68%~74%)	227	
	(~68%)	295	
中出力帯2 (75%~86%)	(86%~)	206	
	(81%~86%)	307	
	(74%~81%)	78	
	(68%~74%)	210	
	(~68%)	248	
低出力帯1 (48%~75%)	(86%~)	622	
	(81%~86%)	407	
	(74%~81%)	401	
	(68%~74%)	265	
	(~68%)	595	
低出力帯2 (~48%)	(86%~)	432	
	(81%~86%)	835	
	(74%~81%)	528	
	(68%~74%)	183	
	(~68%)	326	

表2 想定誤差量の決定フロー



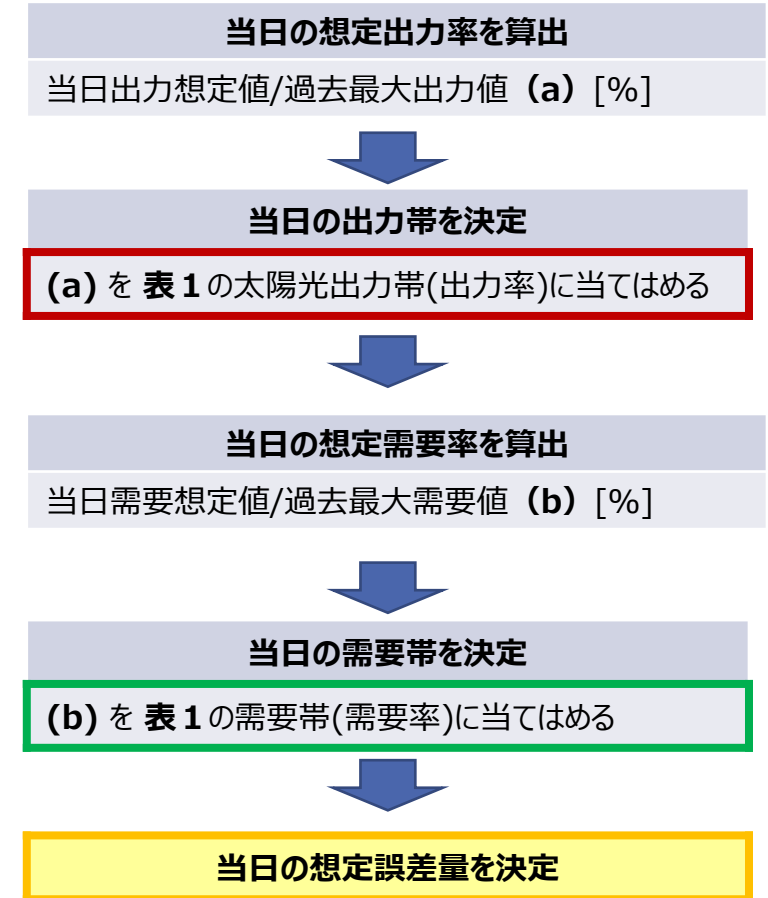
- ・ データ収集期間：2022/2 ~ 2026/2
- ・ 太陽光・需要の想定誤差で太陽光誤差は至近の設備量に応じて換算

5. 想定誤差 (4/6)

表1 各出力帯・需要帯における最大誤差量 [万kW]

出力帯・需要帯 (最大出力・需要に対する出力率・需要率)		3月21日 (土) 12:30~13:00 最大誤差量	
太陽光	需要	残余誤差	採用誤差
高出力帯 (83%~)	(83%~)	191	200
	(77%~83%)	65	
	(72%~77%)	12	
	(68%~72%)	145	
	(~68%)	200	
中出力帯1 (77%~83%)	(83%~)	268	
	(77%~83%)	228	
	(72%~77%)	224	
	(68%~72%)	199	
	(~68%)	314	
中出力帯2 (72%~77%)	(83%~)	303	
	(77%~83%)	327	
	(72%~77%)	233	
	(68%~72%)	137	
	(~68%)	472	
低出力帯1 (68%~72%)	(83%~)	592	
	(77%~83%)	561	
	(72%~77%)	329	
	(68%~72%)	306	
	(~68%)	408	
低出力帯2 (~68%)	(83%~)	728	
	(77%~83%)	432	
	(72%~77%)	427	
	(68%~72%)	354	
	(~68%)	6	

表2 想定誤差量の決定フロー



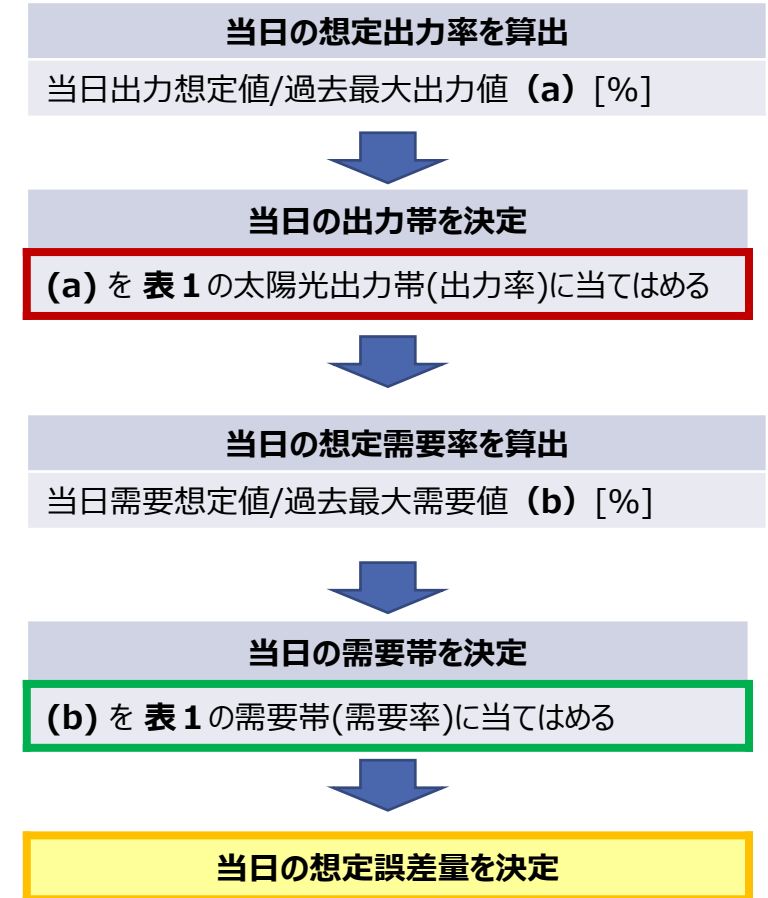
- ・ データ収集期間：2022/2 ~ 2026/2
- ・ 太陽光・需要の想定誤差で太陽光誤差は至近の設備量に応じて換算

5. 想定誤差 (5/6)

表1 各出力帯・需要帯における最大誤差量 [万kW]

出力帯・需要帯 (最大出力・需要に対する出力率・需要率)		3月28日 (土) 12:00~12:30 最大誤差量	
太陽光	需要	残余誤差	採用誤差
高出力帯 (92%~)	(80%~)	284	210
	(73%~80%)	65	
	(70%~73%)	155	
	(66%~70%)	152	
	(~66%)	210	
中出力帯1 (85%~92%)	(80%~)	319	
	(73%~80%)	235	
	(70%~73%)	155	
	(66%~70%)	314	
	(~66%)	176	
中出力帯2 (67%~85%)	(80%~)	400	
	(73%~80%)	336	
	(70%~73%)	244	
	(66%~70%)	544	
	(~66%)	269	
低出力帯1 (41%~67%)	(80%~)	776	
	(73%~80%)	457	
	(70%~73%)	358	
	(66%~70%)	599	
	(~66%)	349	
低出力帯2 (~41%)	(80%~)	728	
	(73%~80%)	440	
	(70%~73%)	362	
	(66%~70%)	132	
	(~66%)	9	

表2 想定誤差量の決定フロー



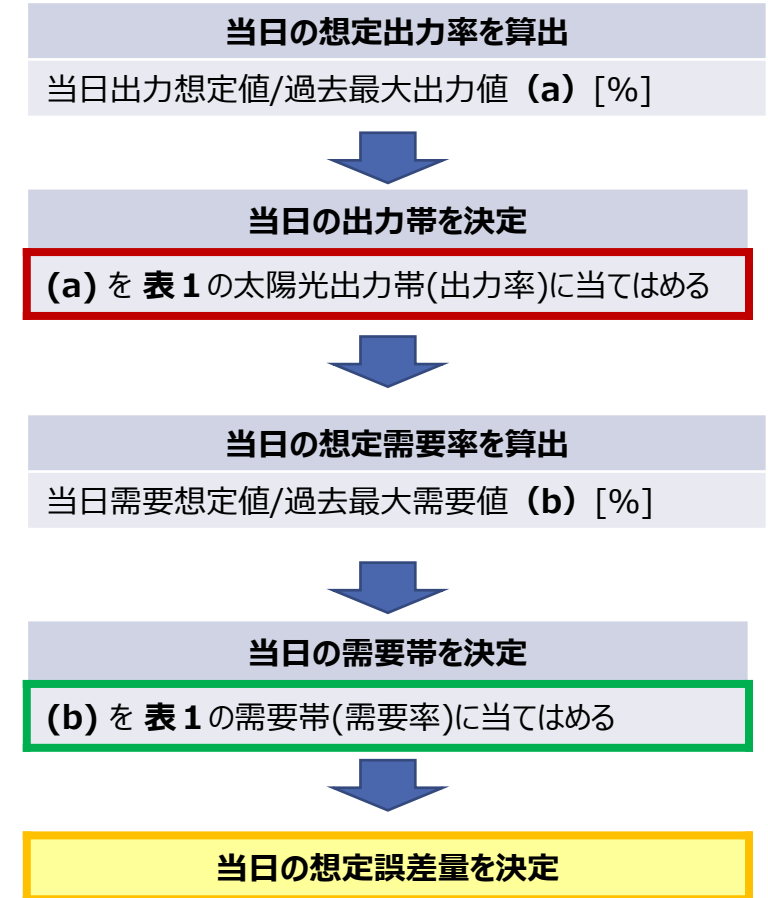
- ・ データ収集期間：2022/2 ~ 2026/2
- ・ 太陽光・需要の想定誤差で太陽光誤差は至近の設備量に応じて換算

5. 想定誤差 (6/6)

表1 各出力帯・需要帯における最大誤差量 [万kW]

出力帯・需要帯 (最大出力・需要に対する出力率・需要率)		3月29日 (日) 10:30~11:00 最大誤差量	
太陽光	需要	残余誤差	採用誤差
高出力帯 (90%~)	(80%~)	77	136
	(73%~80%)	91	
	(70%~73%)	108	
	(65%~70%)	122	
	(~65%)	136	
中出力帯1 (82%~90%)	(80%~)	327	
	(73%~80%)	232	
	(70%~73%)	175	
	(65%~70%)	193	
	(~65%)	216	
中出力帯2 (65%~82%)	(80%~)	355	
	(73%~80%)	416	
	(70%~73%)	388	
	(65%~70%)	201	
	(~65%)	231	
低出力帯1 (40%~65%)	(80%~)	762	
	(73%~80%)	458	
	(70%~73%)	467	
	(65%~70%)	575	
	(~65%)	666	
低出力帯2 (~40%)	(80%~)	762	
	(73%~80%)	501	
	(70%~73%)	350	
	(65%~70%)	213	
	(~65%)	93	

表2 想定誤差量の決定フロー



- ・ データ収集期間：2022/2 ~ 2026/2
- ・ 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

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）を追加する。

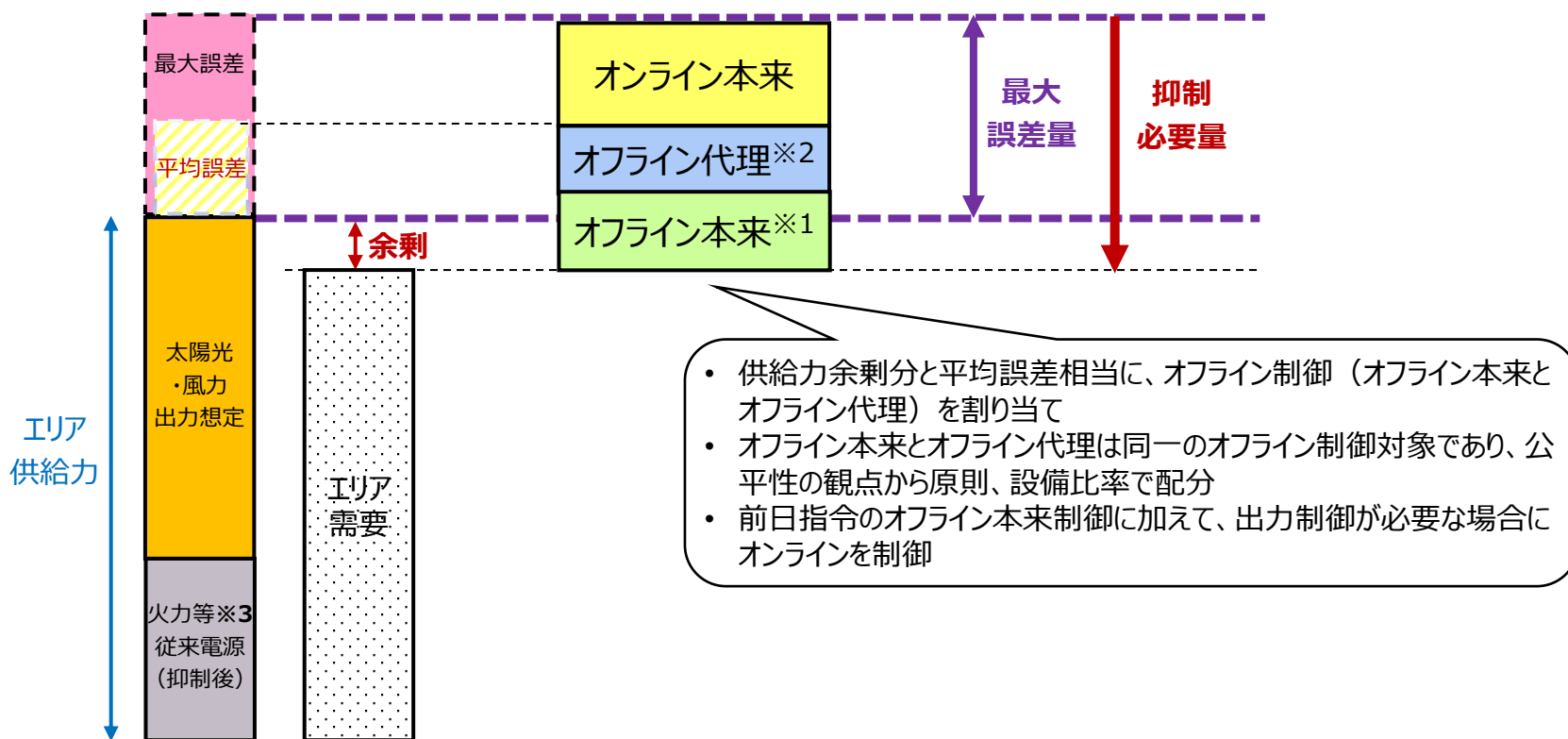
時間前取引における連系線受電想定潮流（2025年度）

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
43	43	43	-	-	66	66	66	-	-	43	43

・ データ収集期間：2025/2 ～ 2025/11

P.17～22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。



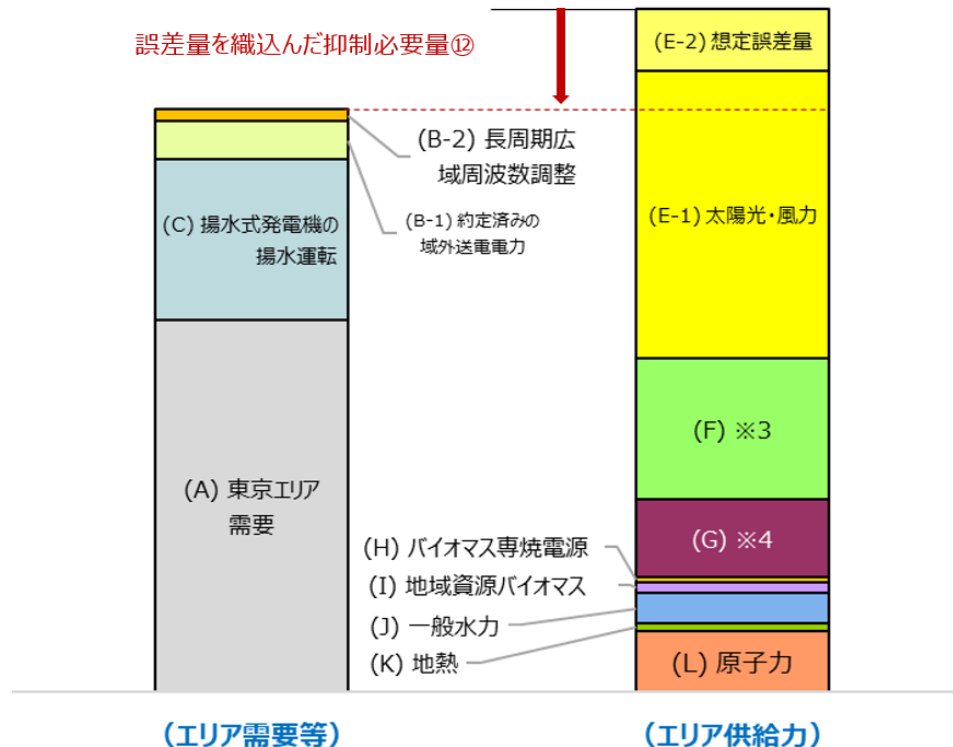
※1:旧ルール500kW以上の太陽光ほか

※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（火力）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



- ※ 3 : 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等
- ※ 4 : 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。）

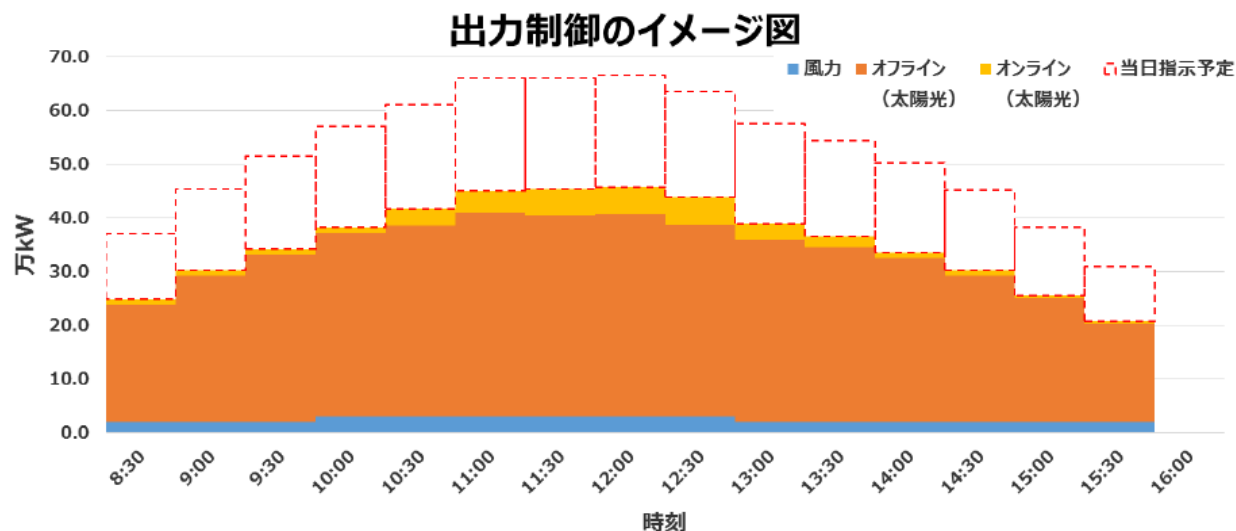
東京電力パワーグリッドは、旧ルール事業者の出力制御上限30 日を最大限活用した上で、実需給断面でのオンライン制御の有効活用を適宜行っている。

① 旧ルール（オフライン）事業者の配分

- 再エネ出力抑制量には、想定誤差量を織込んでおり、太陽光発電出力の低下時等における抑制量を低減するために、前日指令時には、発生頻度が比較的高い「平均誤差相当」を当日の調整ができないオフライン制御に優先して割り当てる。なお、平均誤差相当を加えた制御必要量を代理制御対象と、オフライン制御対象で設備量按分を行い、オフライン制御に前日指令を行う。

② 実需給でのオンライン制御の有効活用

- オンライン制御については、調整用として有効活用し、前日配分したオフライン制御量以上の制御が必要となった場合に、追加制御を実施



東京電力パワーグリッドは、優先給電ルールに基づく、東京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、150者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。

[万kW]

抑制時出力	発電区分	発電者数	定格出力	最低出力（出力（%））
① 定格出力50%以下	火力等	59	795	253（32%）
	バイオマス※1	31	7	1（17%）
② 定格出力50%超	火力等	21※2	407	310（76%）
	バイオマス※1	39	49	28（56%）
合計		150	1,258	592（47%）※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

(※4) 四捨五入の関係で数字が合わない場合がある