

出力制御の長期見通しの 算定方法・前提条件について

2025年6月27日

資源エネルギー庁

出力制御長期見通し算定に関する考え方

第2回次世代電力系統WG（2025年3月17日）資料1
より一部編集

- 「8,760時間の実績ベース方式」による見通しのみ算定。
- 過去3年の年度毎に見通しを算定後、過去3年間の平均値を採用
- また、上記の試算とは別に、直近の単年度実績を基にして※¹出力制御対策を追加的行った場合の試算結果についても提示する。

項目		諸元
算出諸元の対象年度（直近過去3年）		2022年度～2024年度
電力需要		各年度（2022年度～2024年度）のエリア実績を「供給計画」の“2034年度見通し”を踏まえて補正※ ²
太陽光発電・風力発電の供給力		各年度（同上）の発電実績を「供給計画」の“2034年度見通し”を踏まえて補正
ベース電源（原子力、地熱、一般水力）の供給力		東日本大震災前過去30年間の平均設備利用率に設備容量を乗じて算出
火力・バイオマス発電の供給力		過去実績や一般送配電事業者・発電事業者間の協議状況を踏まえた最低出力までの引下げを反映
揚水・需給調整用蓄電池の活用		再エネの余剰電力吸収のため最大限活用
地域間連系線の活用		各エリアの受電可能量を考慮した数値を採用（現在建設中の地域間連系線増強を考慮）
追加的な出力制御対策	①需要対策	各エリアの最低需要の10%分について、蓄電池が6時間分の需要創出と仮定
	②供給対策	火力等発電設備の最低出力を30%（火力）及び50%（バイオマス）まで一律引き下げたと仮定
	③系統対策	マスタープランを踏まえ、計画策定中の地域間連系線が整備・増強されたと仮定（北海道→東北+200万kW、東北→東京+200万kW、九州→中国+100万kW）
	④FIP移行ケース	太陽光発電および風力発電の25%がFIPに移行し、併設蓄電池容量は太陽光発電1kWに対し3kWh、風力発電1kWに対し0.64kWhと仮定※ ³

※¹ 試算難易度の都合上
※² 今後の電力需要の見通しにおけるデータセンターや半導体工場の新増設等の需要想定等が供給計画に反映されていることを踏まえ、足元の系統接続の申込み状況等を踏まえた補正は行っていない。
※³ 発電コスト検証ワーキンググループ報告書(令和7年2月6日)に記載の「蓄電池併設再エネ設備」のモデルプラントにおける想定値を基に算定
蓄電池併設太陽光（事業用）： 太陽光発電 750kWh／併設蓄電池 250kW
蓄電池併設陸上風力： 風力発電 19,200kWh／併設蓄電池 30,000kW

(参考) 全国エリアを模擬した最適化計算について

- 太陽光・風力については、供給計画における今後の導入量見通しも踏まえ、複数のケースに分けて出力制御量を算定する。
- その際、代表的なケースについて、出力制御の抑制に向けた対策※を踏まえた出力制御の試算結果を公表する。
※例) 需要対策：蓄電池の導入、供給対策：火力最低出力引下げ、系統対策：連系線増強

●無制限・無補償ルール事業者に対して、見込まれる導入量における出力制御の見通し

エリア	2025年2月末 時点導入量 [万kW]		最小需要 [万kW] (※1)	ケース①(※2)					ケース②(※2)													
				導入量 [万kW]		出力制御率 (制御時間)			導入量 [万kW]		出力制御率 (制御時間)			需要対策(※3)			供給対策(※3)			系統対策(※3,4)		
														出力制御率 (制御時間)			出力制御率 (制御時間)			出力制御率 (制御時間)		
〇〇	太陽光	〇〇	〇〇	太陽光	〇〇	〇%	太陽光	+〇	太陽光	+〇	〇%	太陽光	〇%	〇%	太陽光	〇%	〇%	太陽光	〇%	〇%	太陽光	〇%
	風力	〇〇		風力	〇〇	(〇〇)	風力	+〇	風力	+〇	(〇〇)	風力	〇%	(〇〇)	風力	〇%	(〇〇)	風力	〇%	(〇〇)	風力	〇%

※1 最小需要とは、4,5月（GW期間除く休日）の需要に占める変動再エネの割合（＝（太陽光＋風力）／需要）が最大となる日の需要。需要は2025年度供給計画2034年度の数字をベースに試算。

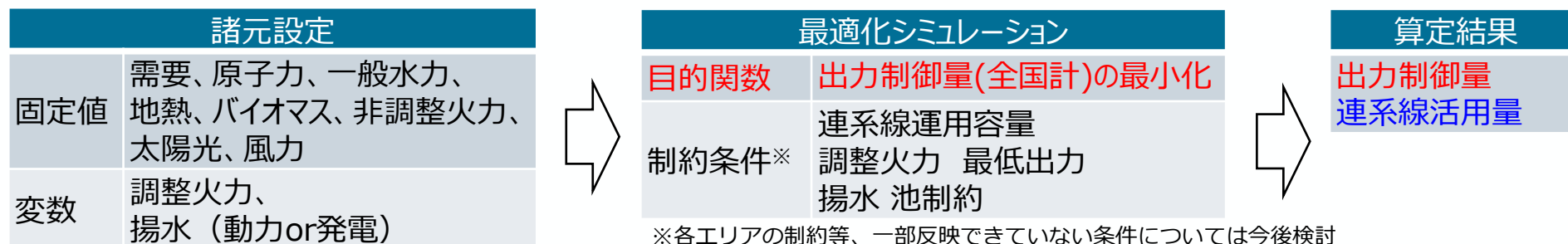
※2 太陽光と風力について、足元から2025年度供給計画2034年度の導入量の伸びの1.0倍（ケース①）及び1.3倍程度（ケース②）まで導入されたケースごとに、出力制御の見通しを算定。

※3 出力制御量抑制対策については、2024年度の日照等を基礎にして試算。

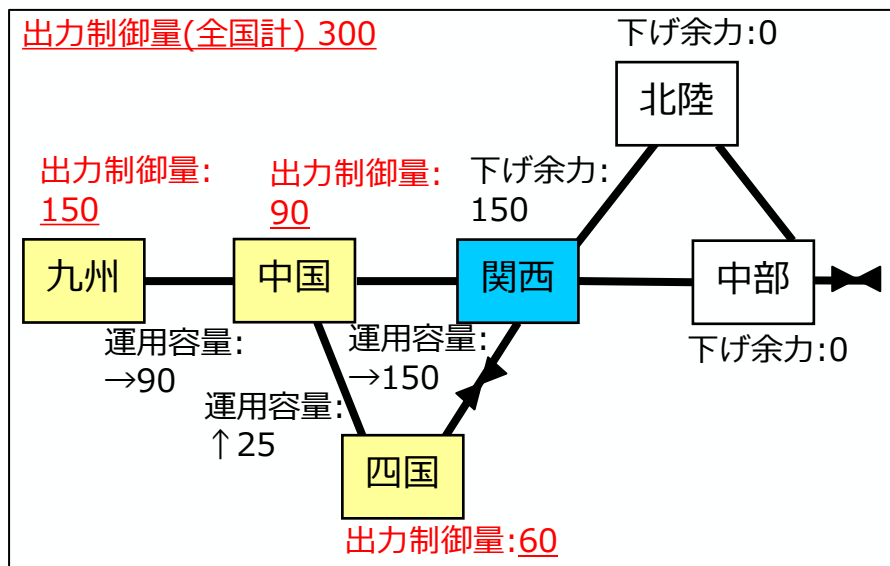
※4 現在建設中及びマスタープランも踏まえ計画策定中の地域間連系線が増強されたと仮定。

(参考) 受電可能量を考慮した算出方法について

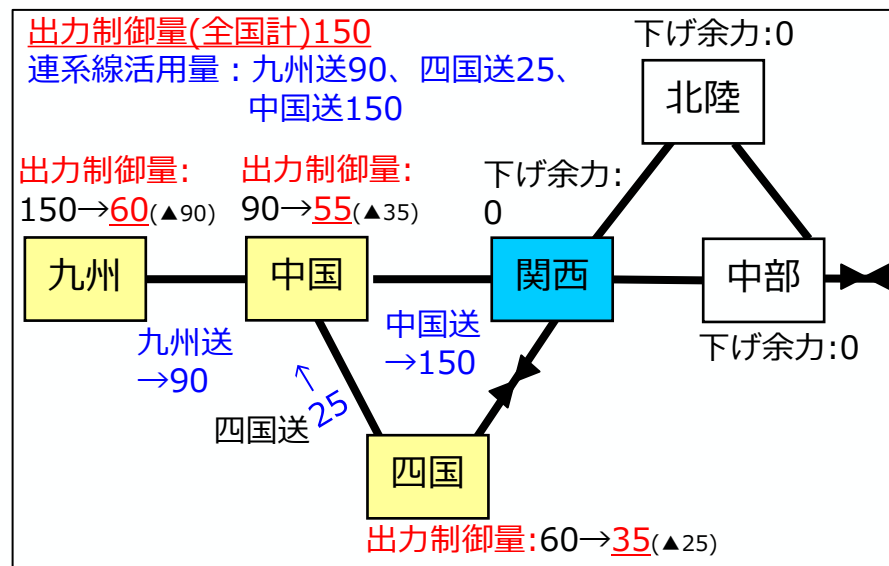
- 長期見通しの試算においては、全国エリアと地域間連系線を模擬したデータを作成し、各エリアの連系線を介した受電可能量を考慮することで最小化された出力制御量を算定する。



【初期値】



【算定結果】



(参考) 「出力制御見通し」の算定方法①

【需給バランス断面のイメージ図】

【A】需要

需要については、各年度のエリア需要実績に、余剰買取による太陽光発電の自家消費分を考慮した需要を用いる。
また、最低需要については、4月又は5月の休日（GWを除く）の晴天日昼間の太陽光発電の出力が大きい時間帯の需要とする。

【B】原子力、地熱、水力

原子力、地熱、水力の出力については、震災前過去30年間の設備平均利用率を用いて評価。また、地熱、小水力については、導入が見込まれる案件を織り込む。

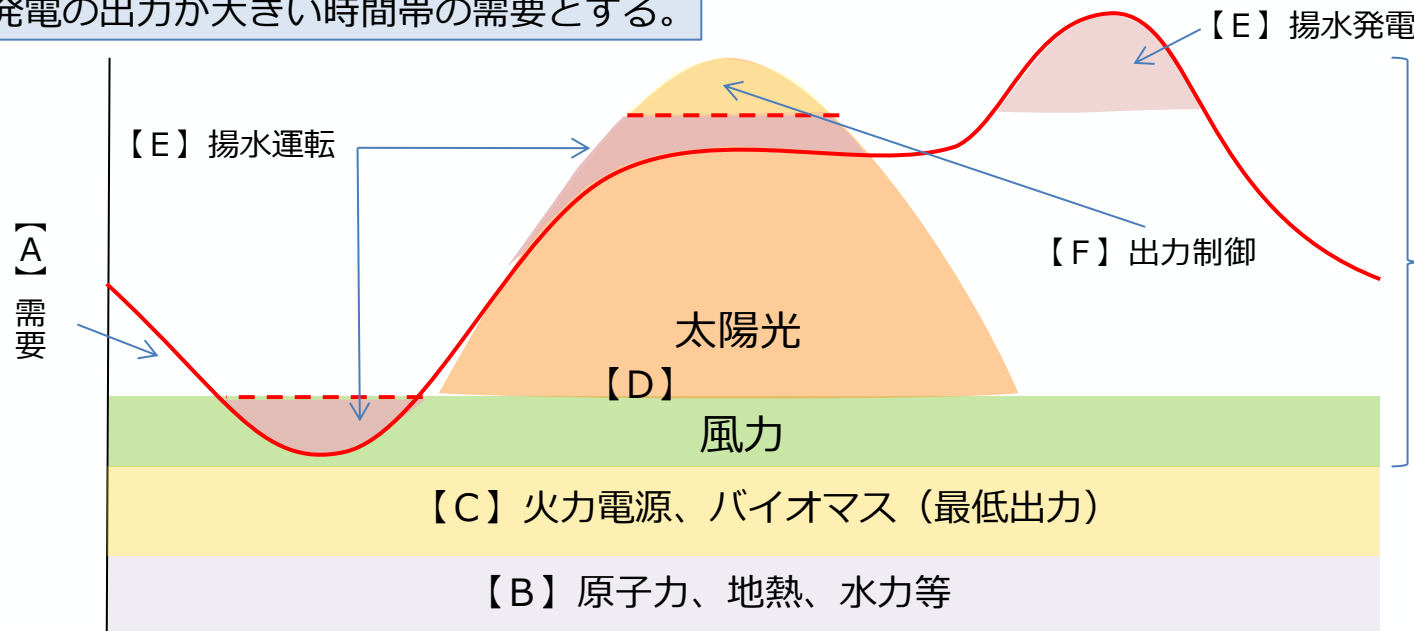
【C】火力、バイオマス

LFC調整力の確保や、夕方ピーク時の需要に対応するために必要な量も含め、最大限に出力が制御される。
なお、バイオマスについて、制御可能な場合は事業者との協議値、制御不可な場合は過去の実績等を用いる。
(原則、最低出力30% (火力)、50% (バイオマス) 以下)。

【D】太陽光・風力

太陽光・風力発電の出力については、供給計画をベースに今後見込まれる導入量に基づき出力を算定。

※ 風力発電については、JWPAより「風力発電の出力制御の実施における対応方針」において示された部分制御考慮時間により算定する。



【E】揚水式水力

揚水式水力については、再エネ余剰時に揚水運転を行い、再エネ受け入れのために最大限活用する。その際には、以下の3点を考慮。

1. kW：再エネの出力（上図の高さ）に対して、揚水運転が対応可能か
2. kWh：揚水可能量が、余剰再エネ量（上図の面積）に対して十分か
3. 週間運用：揚水した水を、夜間等に放水（揚水発電）が可能か

【F】出力制御

今後の出力制御対象範囲の拡大を考慮した上で、見込まれる再エネの導入量における出力制御量を算定する。

(参考) 「出力制御見通し」の算定方法②

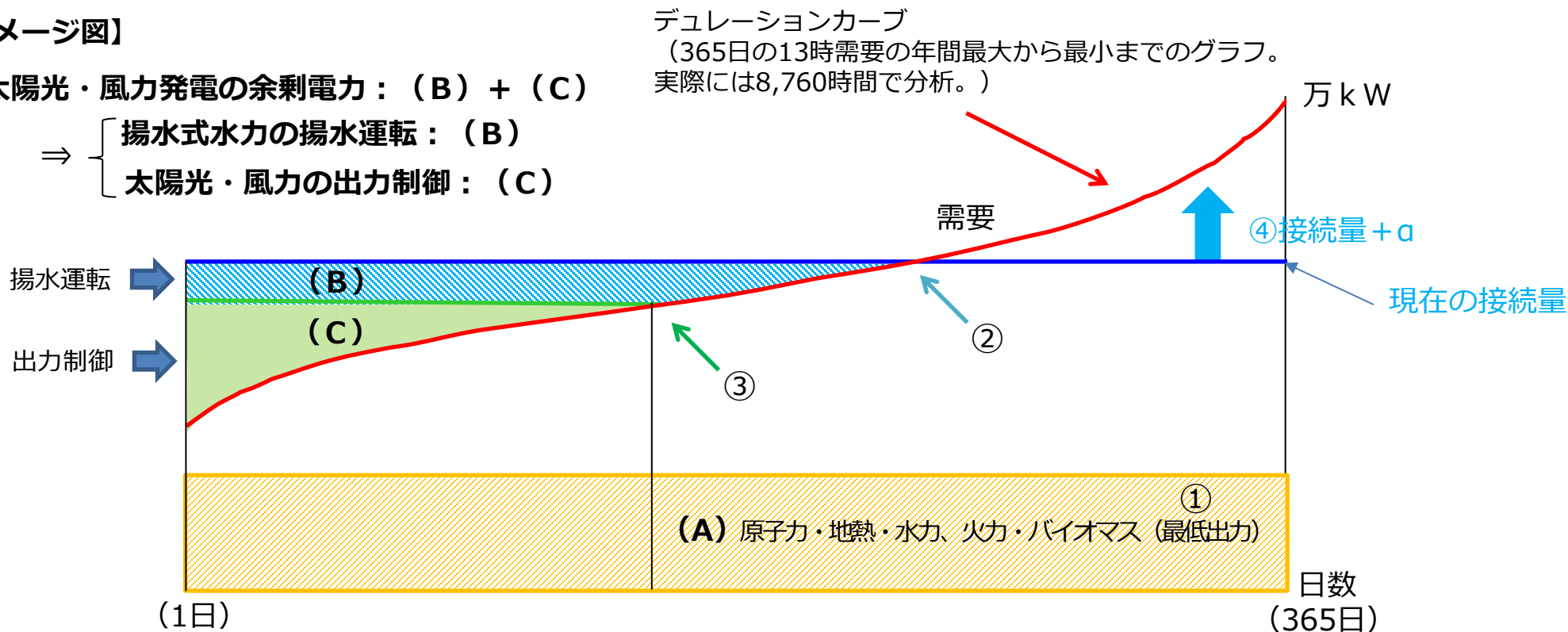
● 年間を通しての「出力制御見通し」算定のイメージ

- ① 太陽光・風力の出力が大きい状況では、火力電源等を安定供給に必要な最低出力とする。・・・ (A)
- ② その上で、電気の供給量が需要量を超過する場合、まずは揚水運転を実施し、できる限り余剰の再エネ電気を吸収。・・・ (B)
- ③ それでもなお、太陽光・風力の余剰電力が発生する場合は、出力制御を実施（ルール毎の出力制御上限を考慮）。・・・ (C)
- ④ 現状の接続量をベースとし、今後見込まれる導入量における出力制御量を算定。

【イメージ図】

太陽光・風力発電の余剰電力：(B) + (C)

⇒ { 揚水式水力の揚水運転：(B)
太陽光・風力の出力制御：(C)

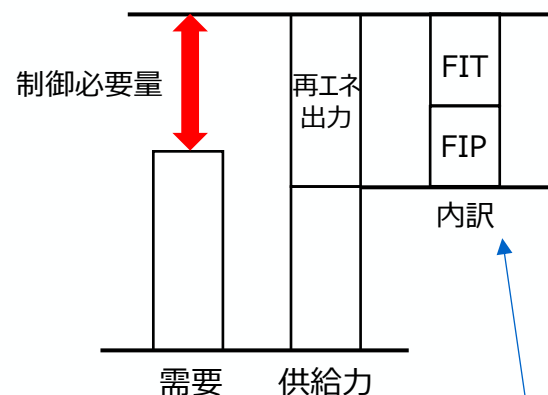


（参考）「出力制御見通し」の算定方法③

● FIP電源への供給シフト反映のイメージ

- ① 再エネ設備量・出力をFIP比率に基づきFIP移行分・FIT分に分割する。
- ② 出力制御順位に則り、先ずはFIT分を制御。ここで需給ギャップが解消する場合、FIP移行分の出力制御は不要。
- ③ FIT分の制御量を反映し、残存する制御必要量がFIP移行分の再エネ設備で対応する量となる。
- ④ FIP電源に併設する蓄電池を需要対策可能量として考慮し、シミュレーションを実施する。
- ⑤ 蓄電余力がある場合、蓄電により需要を増加させることで、FIP移行した再エネの出力制御は不要。
蓄電余力がない場合、供給力を減少させる必要があり、FIP移行した再エネの出力制御を実施。

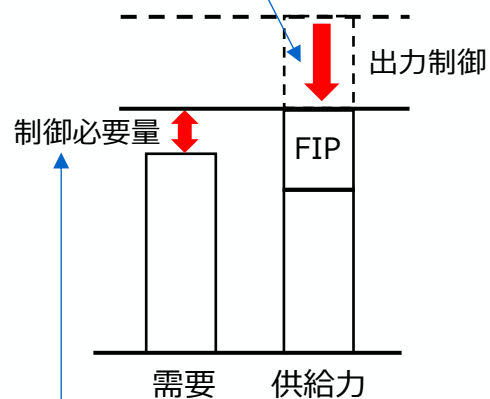
＜シミュレーションの流れ＞



※ 再エネ出力制御までの対策を実施済みと仮定

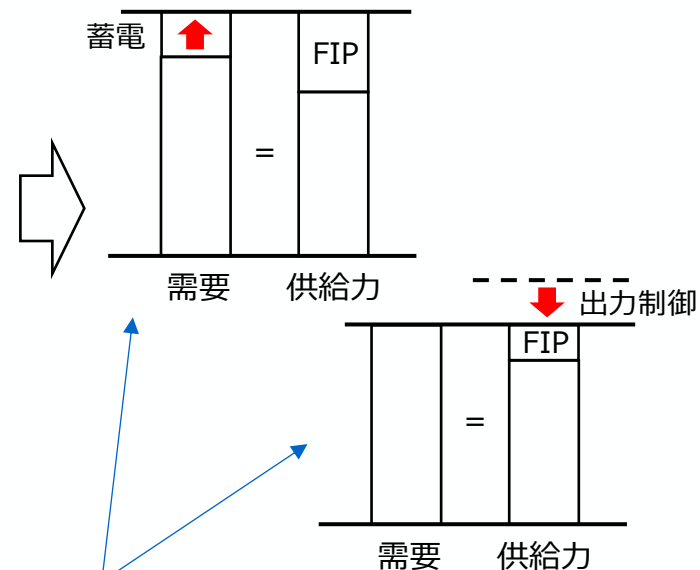
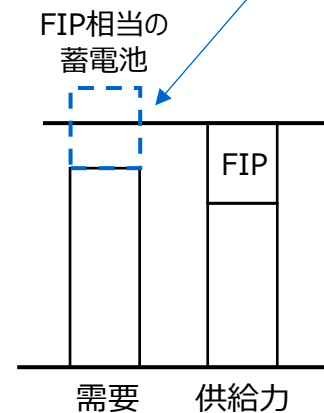
① 再工ネをFIP移行分・FIT分に分割

② 優先給電ルールに従い、まずはFIT分を制御



③ 残りの需給ギャップがFIP移行分での対応量

④ FIP相当の蓄電設備を需要対策可能として追加



⑤ 蓄電・出力制御により、需給ギャップを解消

(参考) 前提条件

＜再エネ導入量（設備容量）＞

[万kW]

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	合計
太陽光※1	234	919	2,089	1,205	130	762	723	348	1,238	40	7,688
ケース①	+62	+541	+586	+342	+27	+449	+332	+87	+378	+7	+2,811
ケース②※2	+81	+703	+762	+445	+35	+584	+432	+113	+491	+9	+3,655
風力※1	136	225	49	36	18	17	35	29	64	1	610
ケース①	+97	+518	+65	+5	+165	▲1	+94	+46	+313	+0	+1,302
ケース②※2	+126	+673	+85	+7	+215	▲2	+122	+60	+407	+0	+1,693

※1 2025年2月末時点。 ※2 ケース①足元から2025年度供給計画2034年の導入量の伸びの1.0倍程度まで導入量が入った場合を想定したもの。
ケース②足元から2025年度供給計画2034年の導入量の伸びの1.3倍程度まで導入量が入った場合を想定したもの。

＜評価出力※1、2＞

[万kW]

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
最小需要	334	748	2,900	1,140	220	1,286	518	214	791	79.7
調整火力※3	39	103	609	240	41	68	71	14	79	40.9
非調整火力※3	17	138	528	70	5	294	111	50	69	－
バイオマス※3	34	87	82	88	16	85	30	19	76	2.9
一般水力※4、5	81	197	212	152	114	111	43	22	50	0.1
地熱※5	5	20	1	2	0	0	0	0	25	0
原子力※5	168	200	768	287	156	550	167	78	332	0
揚水動力※6 蓄電池充電	0	▲46	▲1,118	▲370	0	▲445	▲176	▲30	▲224	0
連系線活用※7	▲45	▲94	107	122	▲134	196	0	▲145	0	－

※1 最小需要となる昼間帯(GWを除く晴れた休日昼間の需要が最も小さい日)の発電出力。 ※2 数値は送電端値に統一したもの。 ※3 安定供給が維持可能な最低出力。 ※4 沖縄は小水力。
※5 震災前過去30年間の稼働率平均に設備容量を乗じて算定。 ※6 最大活用時。補修作業・計画外停止による1台停止を考慮。
※7 運用容量から、①マージン、②他エリアから受電し、自エリアを通過し別の他エリアに送電される量、③長期固定電源・電制電源の他エリア送受電分を控除した量。

出所：各エリア一般送配電事業者

検討断面における出力の設定（バイオマス）

	既連系設備						導入見込み設備※ ¹					
	専焼バイオマス			地域資源バイオマス			専焼バイオマス			地域資源バイオマス		
	設備容量 (万kW)	利用率※ ² (%)	出力 (万kW)	設備容量 (万kW)	利用率※ ² (%)	出力 (万kW)	設備容量 (万kW)	利用率※ ² (%)	出力 (万kW)	設備容量 (万kW)	利用率※ ² (%)	出力 (万kW)
北海道	28	71	20	9	77	7	14	50	7	0.5	60	0.3
東北	81	42	34	26	61	16	37	50	19	23	80	19
東京	47	70	33	46	43	20	29	50	15	29	50	15
中部	49	90	44	29	45	13	50	50	25	11	50	5
北陸	8	96	8	5	57	3	10	49	5	1	51	0
関西	51	58	29	39	37	15	32	50	15	32	80	25
中国	36	51	18	15	55	8	5	50	2	2	55	1
四国	28	50	14	5	51	3	8	50	4	1	58	1
九州	71	55	39	51	42	21	27	50	14	5	42	2
沖縄	4.5	50	2.2	1.8	34	0.6	—	—	—	0.4	34	0.1

- ・出力は送電端値
- ・対象断面は、4、5月（GW除く休日）の晴天日昼間の太陽光発電の出力が大きい時間帯の需給バランスを想定
※沖縄は年間を通して晴天日昼間の太陽光発電の出力が大きい時間帯の需給バランスを想定
- ・将来連系分として、2025年2月末時点の接続契約申込分を設備容量に加算

出所：各エリア一般送配電事業者

- ※¹ バイオマスは混焼バイオマスを含まず、導入見込みのバイオマスは専焼バイオマスと地域資源バイオマスが既設の設備量按分または専焼バイオマスと地域型バイオマスが1/2ずつ導入されると想定
- ※² 設備運用上、支障のない出力まで抑制した値（既設は事業者確認した最低出力または過去実績、新設は50%）
- ※³ 導入見込み分は各社の状況に応じて設定

検討断面における出力の設定（一般水力）

	流れ込み式			調整池式			貯水池式		
	設備容量 (万kW)	利用率 (%)	出力 (万kW)	設備容量 (万kW)	利用率 (%)	出力 (万kW)	設備容量 (万kW)	利用率(%)	出力 (万kW)
北海道	21	84	18	77	82	63	28	0	0
東北	92	89	81	224	49	108	12	63	8
東京	93	58	54	334	43	142	91	18	16
中部	92	64	59	136	52	71	65	34	22
北陸	87	67	58	61	67	41	124	35	43
関西	60	74	45	259	26	67	112	0	0
中国	29	55	16	74	35	27	1	0	0
四国	17	50	9	41	27	11	27	8	2
九州	62	42	26	100	24	24	39	0	0
沖縄	0.2	50	0.1	—	—	—	—	—	—

- ・出力は送電端値
- ・対象断面は、4、5月（GW除く休日）の晴天日昼間の太陽光発電の出力が大きい時間帯の需給バランスを想定
※沖縄は年間を通して晴天日昼間の太陽光発電の出力が大きい時間帯の需給バランスを想定
- ・将来連系分として、2025年2月末時点の接続契約申込分を設備容量に加算
- ・震災前過去30ヵ年（30年経過していない場合は運転開始後の全期間）の利用率の平均を原則とし、エリアごとの特徴がある場合はそれを反映した値
- ・貯水池式・調整池式水力は、昼間帯は可能な限り出力を抑制した値
- ・沖縄は小水力を「流れ込み式」へ記載

出所：各エリア一般送配電事業者

検討断面における出力の設定（原子力・地熱）

＜原子力＞

	設備容量(万kW)	利用率(%)	出力(万kW)
北海道	207	85	168
東北	284	71	200
東京	1,199	66	768
中部	398	72	287
北陸	227	72	156
関西	696	79	550
中国	219	80	167
四国	89	88	78
九州	414	84	332
沖縄	—	—	—

＜地熱＞

	設備容量(万kW)	利用率(%)	出力(万kW)
北海道	8	60	5
東北	31	65	20
東京	2	50	1
中部	4	63	2
北陸	—	—	—
関西	—	—	—
中国	—	—	—
四国	—	—	—
九州	30	83	25
沖縄	—	—	—

- ・出力は送電端値
- ・対象断面は、4、5月（GW除く休日）の晴天日昼間の太陽光発電の出力が大きい時間帯の需給バランスを想定
※沖縄は年間を通して晴天日昼間の太陽光発電の出力が大きい時間帯の需給バランスを想定
- ・将来連系分として、2025年2月末時点の接続契約申込分を設備容量に加算
- ・震災前過去30カ年（30年経過していない場合は運転開始後の全期間）の利用率の平均を原則とし、エリアごとの特徴がある場合はそれを反映した値
- ・8,760時間一定運転を前提

出所：各エリア一般送配電事業者

回避措置：火力の抑制

- 調整火力は以下の点を考慮し、再エネを含めた需給変動を調整する観点から、安定供給に支障のない範囲で最低限必要な出力まで抑制または停止する。
 - 安定供給に必要な調整力として下げ代・上げ代ともに需要の2%のLFC容量を確保
 - LNGについては、BOG（Boil off Gas）消費のために必要な発電機を運転
 - 最低出力の運転制約を考慮
- 非調整火力は、太陽光出力の減少する点灯帯の供給力確保を考慮し、昼間帯は連続運転とする。出力は、設備の保全維持や保安の観点から支障のない範囲で最低出力まで抑制する。

	調整電源火力※1		非調整電源火力※1	
	設備容量(万kW)	出力(万kW)	設備容量(万kW)	出力(万kW)
北海道	327	39	78	17
東北	1,241	103	507	138※2
東京	3,557	609	1,164	528
中部	2,113	240	182	70
北陸	143	41	7	5
関西	1,243	68	864	294
中国	610	71	359	111
四国	539	14※3	186	50
九州	716	79	427	69
沖縄	189	41	—	—

- 出力は送電端値
- 対象断面は、4、5月（GW除く休日）の晴天日昼間の太陽光発電の出力が大きい時間帯の需給バランスを想定
※沖縄は年間を通して晴天日昼間の太陽光発電の出力が大きい時間帯の需給バランスを想定
- 将来連系分として、2025年2月末時点の接続契約申込分を設備容量に加算

- ※1 非調整電源火力は事業者を確認した最低出力値まで抑制。それ以外は設備の保全維持や保安などの観点から、支障のない出力までの抑制
- ※2 至近3年の低需要期における非調整電源火力の需給停止・点検停止の実績を踏まえ、40%は停止するものとして発電出力を設定
- ※3 中国四国間連系線ルート断時に電制対象となる電源の発電出力は含まない（連系線活用で考慮）

回避措置：揚水式水力の活用

- 揚水式水力は、出力抑制ルールに従い、昼間の揚水動力として最大限活用する。
- 運転可能台数は、設備トラブル等による最大ユニット1台停止を考慮する。
- 電源脱落等の緊急時のために、貯水池下限に裕度を設定した運用を考慮する。

	発電出力 (万kw)	揚水動力 (万kw)	上池保有量 (万kWh) ※1
北海道	60	68	394
東北	46	46	2,389
東京	1,079	1,126	9,870
中部	380	370	3,400
北陸	11	12	40
関西	422	459	3,781
中国	181	176	1,105～1,118※2
四国	31	30	630
九州	200	219	1,520
沖縄	—	—	—

・出力は送電端値
・対象断面は、4、5月（GW除く休日）の晴天日昼間の太陽光発電の出力が大きい時間帯を想定
※沖縄は年間を通して晴天日昼間の太陽光発電の出力が大きい時間帯の需給バランスを想定

※1 揚水発電量換算で記載

※2 混合揚水については、上池に比べて下池の容量が極端に小さいため、下池容量の制約を踏まえた値としている。また、灌漑・工業用水等の確保のため、月毎の河川への放流分を控除。

出所：各エリア一般送配電事業者

回避措置：需給バランス改善用蓄電池の充電

需給バランス改善用蓄電池は、余剰電力発生時に充電運転を行う。

	放電出力 (万kw)	充電電力 (万kw)	蓄電容量 (万kWh) ※1
北海道	2	2	6
東北	4	4	4
東京	—	—	—
中部	—	—	—
北陸	—	—	—
関西	—	—	—
中国	—	—	—
四国	—	—	—
九州	5	5	30
沖縄	—	—	—

出所：各エリア一般送配電事業者

- ・出力は送電端値
 - ・対象断面は、4、5月（GW除く休日）の晴天日昼間の太陽光発電の出力が大きい時間帯を想定
 - ※沖縄は年間を通して晴天日昼間の太陽光発電の出力が大きい時間帯の需給バランスを想定
- ※1 放電量換算で記載