

再生可能エネルギー出力制御の 短期見通し等について

2025年12月24日

資源エネルギー庁

本日の御報告

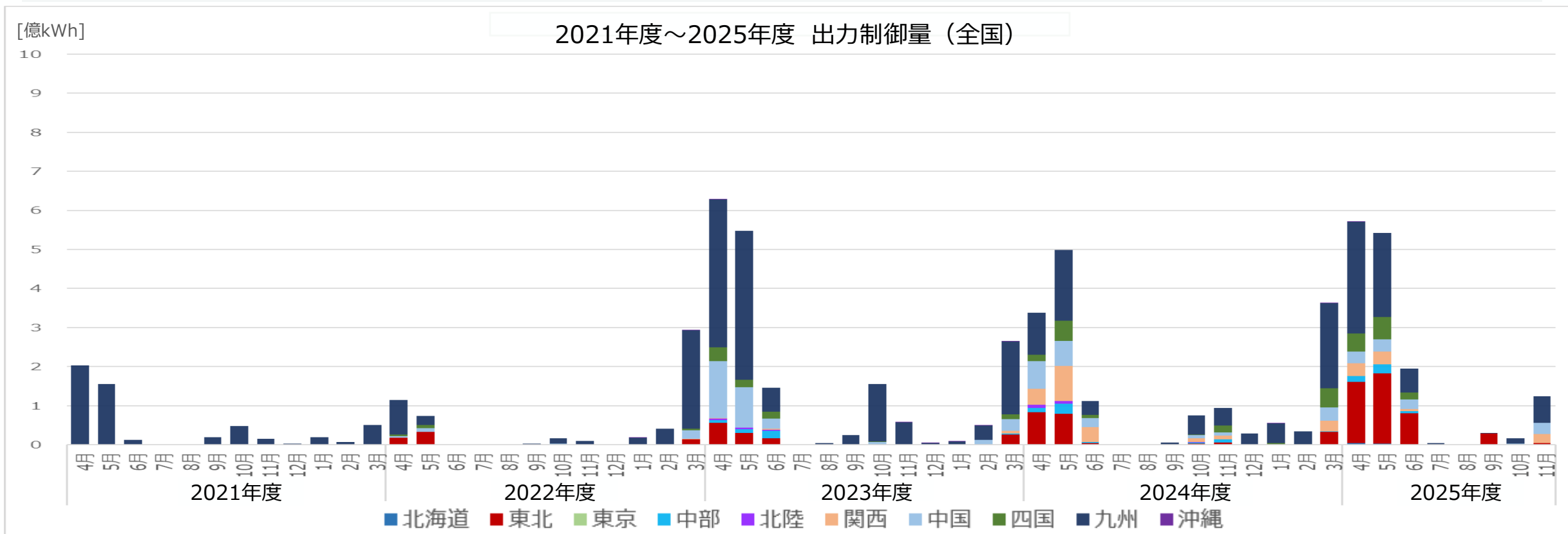
本日は、以下について御議論いただきたい。

1. 再エネ出力制御の実施状況について
2. 再エネ出力制御の短期見通しについて
3. 出力制御順の変更に向けた対応状況について
4. 再エネ電制電源の拡大に向けた進捗状況について

1. 再エネ出力制御の実施状況について

再エネ出力制御の実施状況について

- 再エネの導入拡大により出力制御エリアは全国に拡大、複数エリアでの同時出力制御の増加による域外送電量の減少や電力需要の減少等もあり、足元の出力制御量は増加傾向。
- 今秋の全国の出力制御量は昨年度と同程度。



（出所）各一般送配電事業者提出資料を元に資源エネルギー庁が作成（2025年12月時点）

※ 淡路島南部地域は四国から電気を供給される関係から、出力制御は四国エリアと同様に行われるが、数字は関西に含む。

【参考】再エネ出力制御の実施状況等

上段：[年間制御電力量(kWh)]、下段：[年間総需要(kWh)]

	九州							北海道		
	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度	2022年度	2023年度	2024年度
年間の出力 制御率※2	0.9% [1.0億] [864億]	4.0% [4.6億] [844億]	2.9% [4.0億] [837億]	3.9% [5.3億] [853億]	3.0% [4.5億] [845億]	8.3% [12.9億] [849億]	4.8% [7.5億] [880億]	0.04% [191万] [301億]	0.01% [81万] [301億]	0.04% [269万] [296億]

	東北			中部		北陸		関西	
	2022年度	2023年度	2024年度	2023年度	2024年度	2023年度	2024年度	2023年度	2024年度
年間の出力 制御率※2	0.5% [6,379万] [813億]	0.8% [1.3億] [797億]	1.3% [2.1億] [792億]	0.2% [3,782万] [1,299億]	0.3% [5,099万] [1,300億]	0.6% [1,043万] [278億]	0.9% [1,652万] [279億]	0.1% [0.087万※5] [1,399億※5]	2.1% [2.0億※5] [1,345億※5]

	中国			四国			沖縄		
	2022年度	2023年度	2024年度	2022年度	2023年度	2024年度	2022年度	2023年度	2024年度
年間の出力 制御率※2	0.5% [3,988万] [585億]	3.6% [3.2億] [569億]	2.3% [2.1億] [580億]	0.4% [1934万※5] [274億※5]	1.8% [9,229万※5] [267億※5]	3.2% [1.6億※5] [269億※5]	0.08% [34.9万] [69億]	0.27% [137万] [74億]	0.15% [70万] [79億]

2025年度	北海道	東北	東京※6	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
太陽光・風力 接続量※1 [上段：太陽光] [下段：風力]	372万kW [236万kW] [136万kW]	1,158万kW [933万kW] [225万kW]	2,149万kW [2,100万kW] [49万kW]	1,238万kW [1,202万kW] [36万kW]	148万kW [131万kW] [17万kW]	785万kW [769万kW] [17万kW]	761万kW [726万kW] [35万kW]	379万kW [350万kW] [29万kW]	1,308万kW [1,245万kW] [63万kW]	47.6万kW [46.2万kW] [1.4万kW]
年間の出力制御率※2 (見込み)※3、4	0.3%	2.2%	0.009%	0.4%	2.1%	0.4%	2.8%	2.4%	6.1%	0.2%

※1 2025年3月末時点。

※2 出力制御率 [%] = 変動再エネ出力制御量 [kWh] ÷ (変動再エネ出力制御量 [kWh] + 変動再エネ発電量 [kWh]) × 100

※3 各エリア一般送配電事業者による見込み。あくまでも試算値であり、電力需要や電源の稼働状況等によって変動することがあり得る。

※4 連系線活用率は右のとおり。北海道:50%、東北:85%、東京:-80%、中部・関西:-20%、北陸:5%、中国:20%、四国:35%、九州:80%

※5 淡路島南部地域は四国に含む。

※6 2025年6月時点では、東京エリアにおいて再エネ出力制御は実施していない。

出典：各エリア一般送配電事業者

【参考】最小需要日（GW含む）のエリア需給バランス（2025年）

第3回次世代系統WG（2025年6月27日）資料1

- 需要に占める変動再エネの割合は増加傾向。
- 100%を超える又は100%近い数字のエリアも多く、再エネの導入が着実に進んでいる。

【単位：万kW】

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
	2025年	5月6日 11時半	4月27日 11時半	5月3日 11時半	5月3日 11時	5月5日 13時	5月5日 12時	5月3日 11時半	5月4日 13時	5月4日 12時半	3月22日 13時
発電出力	原子力・水力・地熱	80	303	153	118	116	575	104	109	334	0.1
	火力	60	296	779	257	52	108	142	79	109	44.4
	バイオマス	17	53	36	42	7	44	20	20	47	0.7
	太陽光	192	732	1,579	955	120	609	567	264	968	33.6
	風力	34	137	9	11	1	0	4	16	10	0
	揚水	△42	△22	△745	△303	△12	△361	△173	△31	△189	－
	蓄電池	△0.5	0	0	0	－	0	0	－	△4	－
	連系線	△60	△356	477	△27	△84	393	△120	△129	△134	－
	その他	0	0	20	0	6	0	0	0	21	－
	再エネ出力制御	－	△478	－	△86	－	△236	△98	△128	△509	△0.1
	【下げ代余力】	【5.7】 〈－〉	－	【132】 〈－〉	－	【21】 〈62〉	－	－	－	－	－
	合計	281	665	2,308	967	206	1,133	446	200	653	78.7
需要		281	665	2,308	967	206	1,133	446	200	653	78.7
需要に占める変動再エネ（太陽光・風力）の割合※4		80.1%	130.7%	68.8%	99.9%	58.4%	53.8%	128.1%	140.0%	149.8%	42.6%

※ 1 最小需要日（GW含む）とは、4月から5月6日までの休日（GWを含む）の需要に占める変動再エネの割合（＝（太陽光＋風力）／需要）が最大となる日時とする。沖縄は3月。

30分コマの数字（例：12時＝11時半～12時）

※ 2 【下げ代余力】における〈〉は連系線空き容量を含めた値。

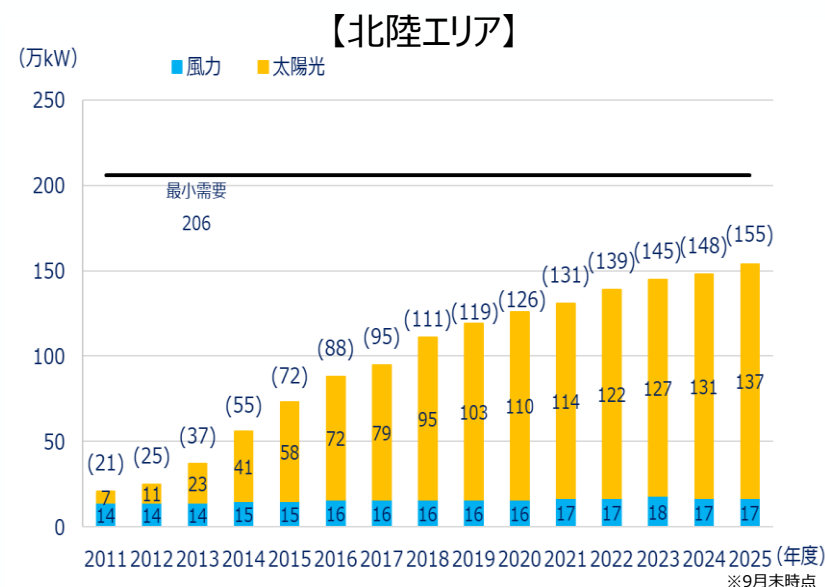
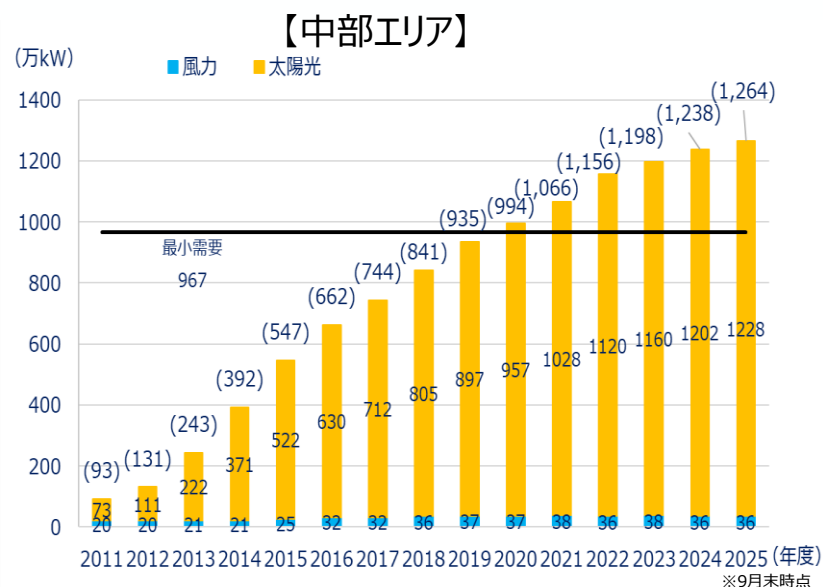
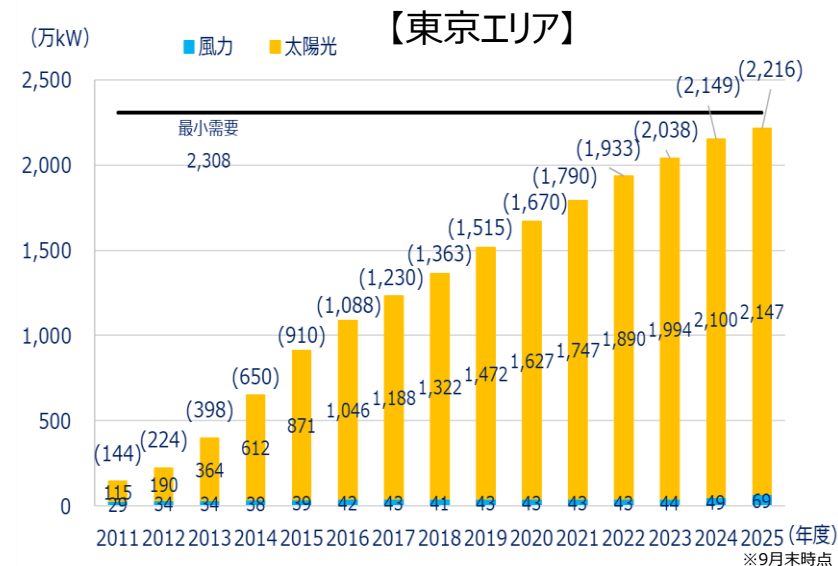
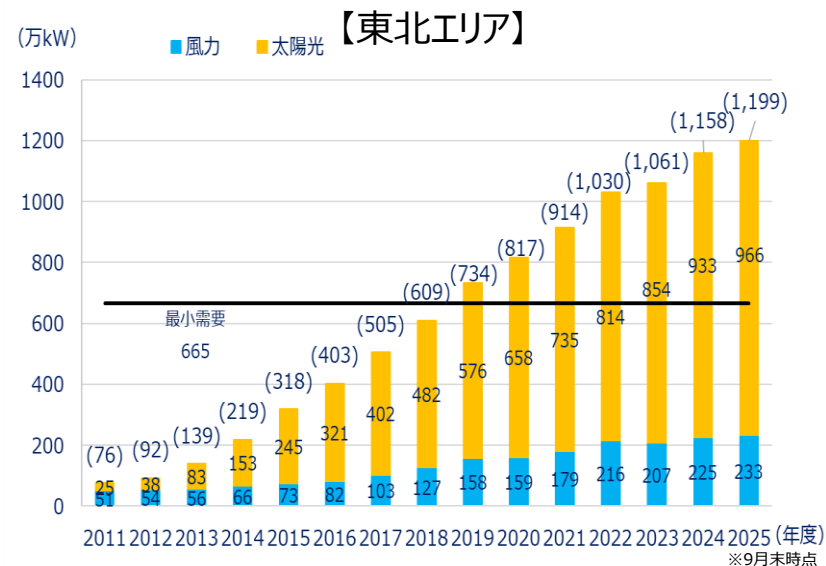
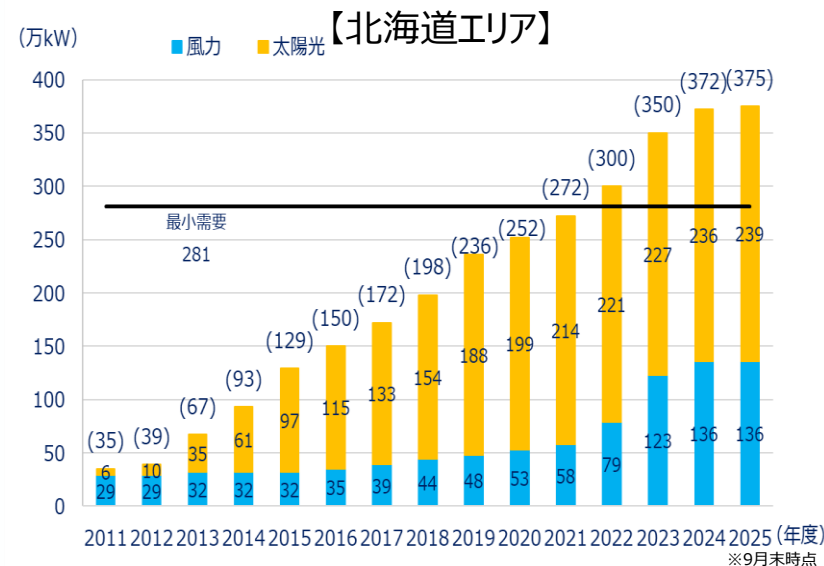
※ 3 バイオマスには、地域資源バイオマスと専焼バイオマスを含む。火力には混焼バイオマスを含む。

※ 4 需要に占める変動再エネ（太陽光・風力）の割合＝発電出力の内、太陽光と風力/需要。

※ 5 関西は淡路島南部地域を除く、四国は淡路島南部地域を含む。

【参考】再エネ導入量の増加

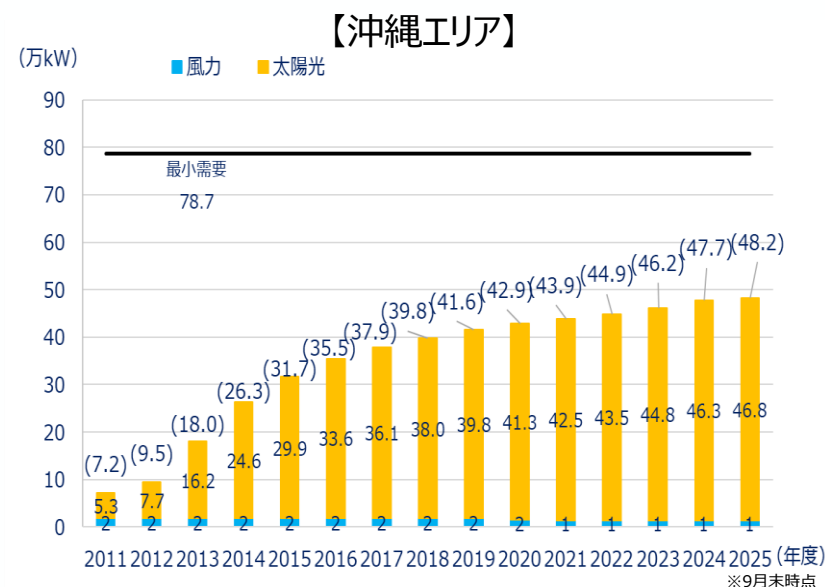
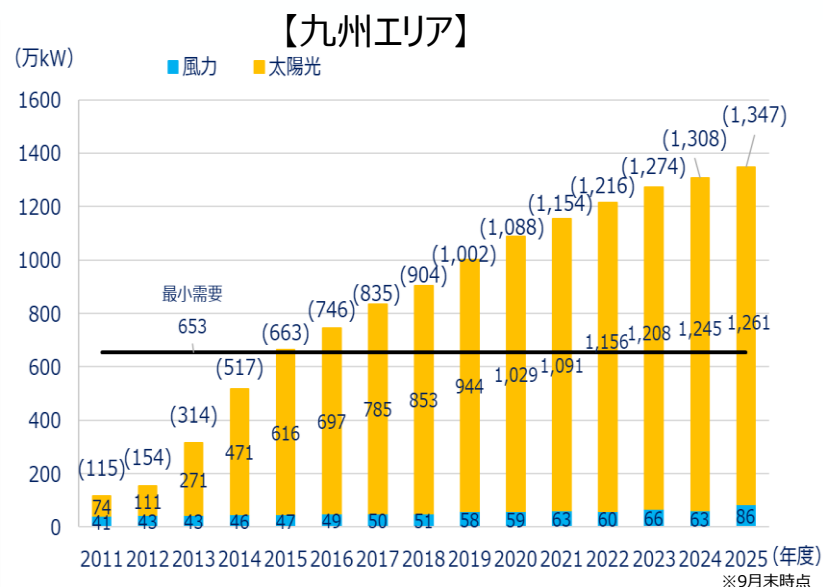
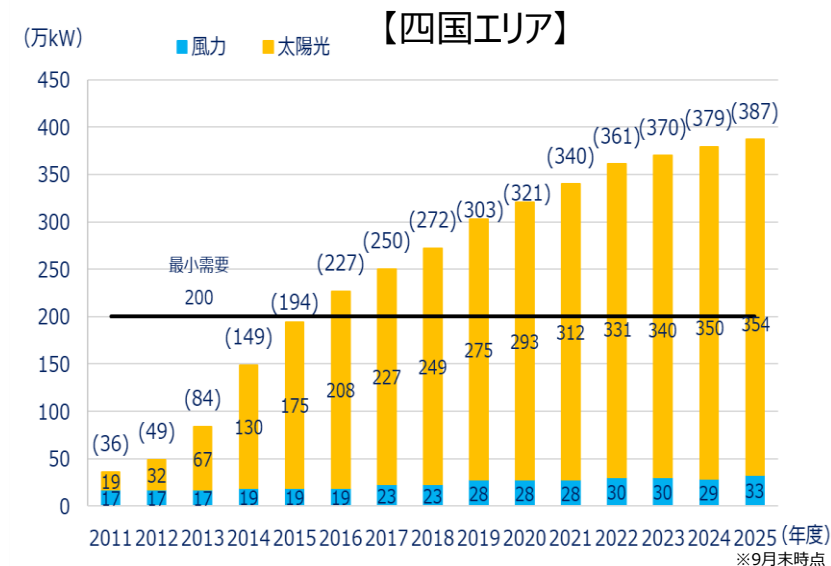
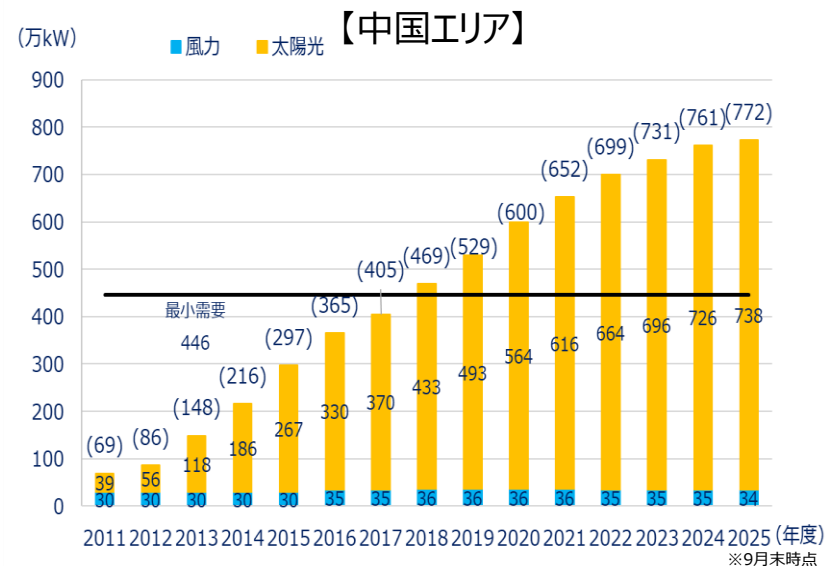
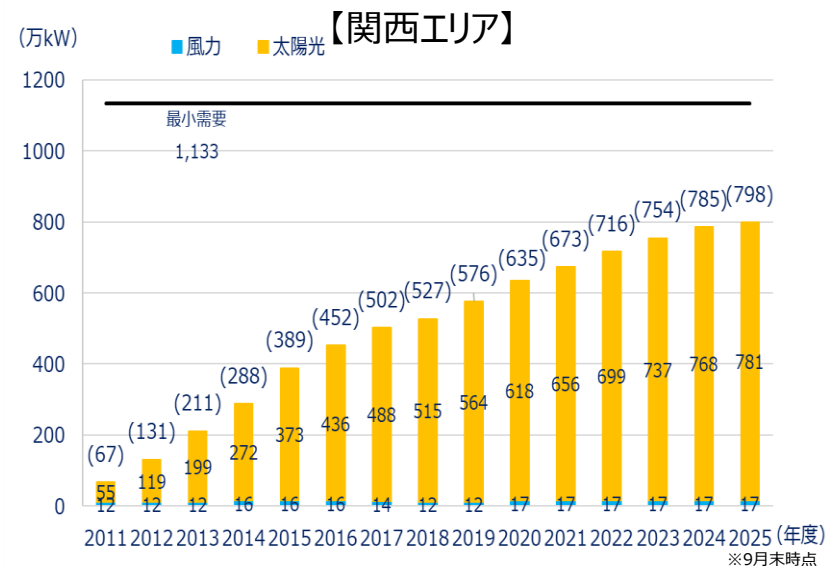
出典：各エリア一般送配電事業者



※最小需要とは、2025年の4月から5月6日までの休日（GWを含む）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。
沖縄エリアは3月。※FIT制度開始（2012.7～）※淡路島南部地域は四国に含む。※再エネ導入量は2025年9月末時点の実績。

【参考】再エネ導入量の増加

出典：各エリア一般送配電事業者



※最小需要とは、2025年の4月から5月6日までの休日（GWを含む）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。
 沖縄エリアは3月。※FIT制度開始（2012.7～）※淡路島南部地域は四国に含む。※再エネ導入量は2025年9月末時点の実績。

(参考) 再エネ設備のオンライン化の状況 (2025年9月末時点)

(万kW)

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
太陽光	①オンライン化率 ((②+④)/(②+③+④))	77.4% (+1.5)	77.2% (+4.4)	55.2% (+2.8)	65.3% (+2.5)	89.8% (+1.0)	78.4% (+4.0)	86.9% (+1.3)	86.3% (+4.5)	90.8% (+0.3)	71.0% (+0.3)
	②新・無制限無補償ルール、 オンライン事業者	53.5	376.9	469.3	272.4	54.9	188.5	261.8	121.3	387.6	4.9
	③旧ルール(30日)、 オフライン事業者	42.2	177.8	453.5	173.0	9.2	77.8	63.9	28.7	73.8	2.7
	④オンライン制御可能な旧ルール事 業者	91.4	225.0	89.6	53.2	26.5	93.6	160.2	60.0 (予定含む)	341.4	1.7
	⑤旧ルール事業者の オンライン切替え率 (④/(③+④))	68.4% (+1.6) 【+2.0】	55.9% (+7.0) 【+15.2】	16.5% (+4.5) 【+6.5】	23.5% (+3.3) 【+7.9】	74.2% (+2.0) 【+2.0】	54.6% (+7.3) 【+21.8】	71.5% (+2.0) 【+7.2】	67.6% (+9.1) 【+16.2】	82.2% (+0.1) 【+1.1】	38.6% (+0.0) 【+25.0】
風力	⑥オンライン化率 ((⑦+⑨)/(⑦+⑧+⑨))	89.2% (+0.6)	93.8% (+0.8)	41.2% (+21.7)	10.3% (+0.2)	33.9% (+0.0)	58.9% (+0.5)	0.6% (+0.4)	48.2% (+7.9)	63.0% (+18.6)	0.0% (+0.0)
	⑦新・無制限無補償ルール、 オンライン事業者	127.1	182.2	28.6	2.6	4.4	10.4	0.2	7.7	41.2	-
	⑧旧ルール、オフライン事業者	15.4	14.9	39.4	33.2	11.5	7.3	33.8	17.3	31.6	1.0
	⑨オンライン制御可能な旧ルール事業 者	0.4	44.4	0.0	1.2	1.5	0	-	8.3	12.8	-
	⑩旧ルール事業者の オンライン切替え率 (⑨/(⑧+⑨))	2.5% (+0.0) 【+0.0】	74.9% (+0.3) 【+4.6】	0.0% (+0.0) 【+0.0】	3.5% (+0.1) 【+0.1】	11.8% (+0.0) 【+0.1】	0.0% (-28.8) 【-28.8】	0.0% (+0.0) 【+0.0】	32.6% (+0.3) 【+0.5】	28.8% (2.0) 【+0.9】	0.0% (+0.0) 【+0.0】

(備考) 当面の出力制御対象者(旧ルール高圧500kW以上・特別高圧の事業者。新ルール・無制限無補償ルール事業者(太陽光は、10kW以上))について算定。

オンライン代理制御対象となる旧ルール(一部新ルール)500kW未満の太陽光は除く。

()内は2025年3月末時点からの差分。【】内は2024年9月末時点からの差分。

出典：各エリア一般送配電事業者

(参考) 再エネ設備のオンライン化の状況 (2025年3月末時点)

(万kW)

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
太陽光	①オンライン化率 ((②+④)/(②+③+④))	75.9% (+0.8)	72.8% (+6.5)	52.4% (+3.2)	62.8% (+3.0)	88.8% (+0.2)	74.4% (+8.3)	85.6% (+2.7)	81.8% (+3.5)	90.5% (+0.8)	70.7% (+12.0)
	②新・無制限無補償ルール、 オンライン事業者	50.5	345.7	453.6	259.1	53.5	176.7	253.9	116.5	370.6	4.8
	③旧ルール(30日)、 オフライン事業者	44.3	201.7	469.7	180.8	10.1	87.6	68.9	37.6	74.5	2.7
	④オンライン制御可能な旧ルール事 業者	89.3	193.2	63.9	45.8	26.2	78.6	156.7	53.0 (予定含む)	341.6	1.7
	⑤旧ルール事業者の オンライン切替え率 (④/(③+④))	66.8% (+0.4) 【+0.8】	48.9% (+8.2) 【+15.0】	12.0% (+2.0) 【+4.2】	20.2% (+4.6) 【+6.2】	72.2% (+0.0) 【+1.3】	47.3% (+14.5) 【+25.0】	69.5% (+5.2) 【+9.8】	58.5% (+7.1) 【+11.2】	82.1% (+1.0) 【+1.5】	38.6% (+25.0) 【+25.0】
風力	⑥オンライン化率 ((⑦+⑨)/(⑦+⑧+⑨))	88.6% (+0.1)	93.0% (+1.6)	19.5% (+13.8)	10.1% (+0.0)	33.9% (+0.4)	58.4% (+0.0)	0.2% (+0.0)	40.3% (+0.3)	44.4% (+1.9)	0.0% (+0.0)
	⑦新・無制限無補償ルール、 オンライン事業者	119.5	155.4	9.5	2.6	4.4	7.4	0.06	3.5	15.2	-
	⑧旧ルール、オフライン事業者	15.5	15.1	39.4	34.0	11.5	7.4	34.1	17.4	35.0	1.0
	⑨オンライン制御可能な旧ルール事業 者	0.4	44.4	0.0	1.2	1.5	3.0	-	8.3	12.8	-
	⑩旧ルール事業者の オンライン切替え率 (⑨/(⑧+⑨))	2.5% (+0.0) 【+0.0】	74.6% (+4.3) 【+12.6】	0.0% (+0.0) 【+0.0】	3.4% (+0.0) 【+0.0】	11.8% (+0.1) 【-12.0】	28.8% (+0.0) 【+0.0】	0.0% (+0.0) 【+0.0】	32.3% (+0.2) 【+0.7】	26.8% (-1.1) 【+0.7】	0.0% (+0.0) 【+0.0】

(備考) 当面の出力制御対象者(旧ルール高圧500kW以上・特別高圧の事業者。新ルール・無制限無補償ルール事業者(太陽光は、10kW以上))について算定。

オンライン代理制御対象となる旧ルール(一部新ルール)500kW未満の太陽光は除く。

() 内は2024年9月末時点からの差分。【】内は2024年3月末時点からの差分。

出典：各エリア一般送配電事業者

2. 再エネ出力制御の短期見通しについて

【報告】 2026年度の再エネ出力制御の短期見通し

- 再エネ出力制御の短期見通しについて、2026年度の見通しを算定したので御報告する。

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
出力制御率 ※1 [制御電力量]	1.8% [1.1億 kWh]	4.0% [7.5億 kWh]	0.03% [0.08億 kWh]	0.2% [0.3億 kWh]	2.7% [0.5億 kWh]	0.1% [0.2億 kWh]	1.8% [1.9億 kWh]	2.9% [1.5億 kWh]	6.9% [12.2億 kWh]	0.1% [0.008億 kWh]
(エリア全体がオンライン 化した場合) 出力制御率 [制御電力量]	0.8% [0.5億 kWh]	3.9% [7.2億 kWh]	0.01% [0.03億 kWh]	0.1% [0.2億 kWh]	2.3% [0.4億 kWh]	0.09% [0.1億 kWh]	1.6% [1.6億 kWh]	2.7% [1.4億 kWh]	6.9% [12.2億 kWh]	0.05% [0.004億 kWh]
連系線利用率 ※2	65%	90%	-85% (受電)	-20% (受電)	2%	-25% (受電)	4~8月20% 9~3月70%	35%	85%	—
(‘24年度出力制御率 実績)	0.04%	1.3%	-	0.3%	0.9%	2.1%	2.3%	3.2%	4.8%	0.15%
(‘25年度見通し更新) 出力制御率 ※1	0.3%	3.0%	0.042%	0.3%	0.03%	0.6%	1.5%	3.8%	5.9%	0.09%
(‘25年度見通し更新) 連系線利用率 ※2	55%	90%	-80% (受電)	-25% (受電)	5%	-35% (受電)	45%	35%	80%	—

※1 出力制御率 [%] = 変動再エネ出力制御量 [kWh] ÷ (変動再エネ出力制御量 [kWh] + 変動再エネ発電量 [kWh]) × 100

※2 主に（低需要期の）直近実績を踏まえ算定。

※3 関西は淡路島南部地域を除く、四国は淡路島南部地域を含む。

（参考）2026年度短期見通しの試算前提及び変動要因

【試算前提】

- 需要 : 直近実績（2024年度）をベースとしつつ、目下の傾向を反映するなどエリア毎に必要な応じて補正を実施。
- 再エネ出力 : 直近実績（2024年度）をベースとしつつ、2024年度実績の数値が特異なエリアは、過年度実績を活用。また、2025年度直近の設備量を反映。
- 再エネ設備量 : 2025年9月末設備量に直近の増加量及び系統接続予定量を反映。
- その他供給力 : 2026年度の補修計画や需給運用に応じた必要最小限の出力で織り込み。

【出力制御率の主な変動要因（2025年度短期見通し（更新）の諸元と比較）】

- 増加要因 : 再エネ導入量の増加、連系線作業停止、日射量など天候状況の変動(増加)、一部エリア需要減少など。
- 減少要因 : 揚水可能量（調整力）の増加、連系線利用率の向上など。

(参考) 非調整火力・バイオマスの稼働状況の公表

- 第4回次世代系統WG（2025年9月24日）報告分以降、出力制御が行われた各エリアにおいて、出力制御率が最大であった日に稼働《注1》していた非調整火力・バイオマス《注2》の稼働状況を取りまとめたため、「系統情報の公表の考え方」に沿って公表する。

※緑字は専焼バイオマス

エリア	稼働（出力）状況							
	50%を超えて運転		30%を超えて50%以下で運転		30%以下で運転		停止または自家消費相当分まで抑制	
（電源区分）	非調整火力	バイオマス	非調整火力	バイオマス	非調整火力	バイオマス	非調整火力	バイオマス
北海道	0	2	0	0	0	0	0	0
東北	3	9	5	4	7	1	13	3
中部	0	0	0	0	0	0	0	0
北陸	0	0	0	0	0	0	0	0
関西	0	0	0	0	0	0	0	0
中国	3	1	4	2	11	0	9	3
四国	0	0	0	0	0	0	0	0
九州	0	9	1	1	6	0	11	4
沖縄	0	0	0	0	0	0	0	0

《注1》制御率最大の日における最大余剰電力発生時刻30分コマに稼働していた場合。

《注2》設備容量1万kW以上の非調整火力（オフライン火力等）、バイオマス（出力制御に応じることが困難な「地域資源バイオマスを除く」）。

《注3》系統連系要件では、出力制御時の最低出力は発電端ベースで求めるが、集計の都合により送電端ベースで集計。

出典：各エリア一般送配電事業者

(参考) 出力50%超で稼働していた非調整火力・バイオマス

工場の生産調整に基づく稼働

※緑字は専焼バイオマス

エリア	発電所名	FIT/FIP/ その他	同時最大受電電力 [万kW]	当日発電出力 [万kW]	稼働理由
東北	青南RER発電所	その他	0.6	0.3	A,H,L
中国	水島MZ発電所	その他	10.3	6.2	A,H

燃料貯蔵困難（一部、石油製品の安定供給のため）

エリア	発電所名	FIT/FIP/ その他	同時最大受電電力 [万kW]	当日発電出力 [万kW]	稼働理由
東北	野田バイオマス発電所	FIT	1.3	1.2	A,F,J
東北	向浜バイオ変電所	FIP	1.8	1.3	A,F,J
中国	ENEOS麻里布製油所	その他	13.7	12.3	F
九州	唐津バイオマス発電所	FIP	4.9	3.0	A,F,J,L
九州	日向バイオマス発電所	FIT	4.5	3.0	A,F,J,L

作業（ばい煙測定等）による稼働

エリア	発電所名	FIT/FIP/ その他	同時最大受電電力 [万kW]	当日発電出力 [万kW]	稼働理由
九州	七ツ島バイオマス発電所	FIT	4.3	4.1	A,I

出典：各エリア一般送配電事業者

※出力について、系統連系要件では出力制御時の最低出力は発電端ベースで求めるが、集計の都合により送電端ベースで集計。

(参考) 出力50%超で稼働していた非調整火力・バイオマス

安定運転確認試験期間

※緑字は専焼バイオマス

エリア	発電所名	FIT/FIP/ その他	同時最大受電電力 [万kW]	当日発電出力 [万kW]	稼働理由
九州	日本海水TTS苅田パワー発電所	FIT	4.8	4.0	A,J,K,L

設備トラブル

エリア	発電所名	FIT/FIP/ その他	同時最大受電電力 [万kW]	当日発電出力 [万kW]	稼働理由
九州	佐伯発電所	FIT	4.5	4.5	A,L

技術的に引下げ困難な発電設備

エリア	発電所名	FIT/FIP/ その他	同時最大受電電力 [万kW]	当日発電出力 [万kW]	稼働理由
北海道	室蘭バイオマス発電所	FIP	7.1	4.7	A,L
北海道	勇払バイオマス発電所	FIT	7.2	4.6	A,L
東北	石巻雲雀野発電所	FIT	14.2	9.6	A,L
東北	AWEP小名浜発電所	FIT	7.0	4.2	A,L
東北	石巻ひばり野バイオマス発電所	FIP	7.2	5.6	A,L
東北	八戸エコエネルギー発電所	FIT	7.1	4.4	A,L
東北	いわき好間バイオマス発電所	FIT	10.4	6.2	A,L
東北	杜の都バイオマス発電所	FIT	7.2	5.6	A,L
東北	八戸バイオマス発電所	FIT	1.1	0.9	A,J,L
東北	相馬石炭・バイオマス発電所	FIT	10.4	7.0	A,D,F,L
東北	釜石火力発電所	FIT	13.6	8.4	A,L

※出力について、系統連系要件では出力制御時の最低出力は発電端ベースで求めるが、集計の都合により送電端ベースで集計。

(参考) 出力50%超で稼働していた非調整火力・バイオマス

技術的に引下げ困難な発電設備

※緑字は専焼バイオマス

エリア	発電所名	FIT/FIP/ その他	同時最大受電電力 [万kW]	当日発電出力 [万kW]	稼働理由
中国	海田バイオマス発電所	FIT	10.5	5.3	A,L
中国	境港バイオマス発電所	FIP	2.2	1.5	A,L
九州	かんだ発電所	FIT	6.9	5.3	A,L
九州	苅田バイオマス発電所	FIT	7.5	5.3	A,J,L
九州	大牟田第一発電所	FIT	2.1	1.4	A,L
九州	大牟田第二発電所	FIT	2.1	2.0	A,L

【稼働理由】	
A) 一般送配電事業者と申合せた出力の範囲内で稼働	G) 試運転試験パターンに基づく稼働
B) 連系線運用容量を維持するための電制量確保	H) 自家発電設備など工場の生産調整に基づく稼働
C) 一般送配電事業者との契約による調整力供出のため	I) 作業（ばい煙測定等）による稼働
D) 小売電気事業者等との契約による供給力供出のため	J) 出力制御を行うことにより、燃料調達体制に支障を来たすため
E) 燃料受入等に伴うボイルオフガス（BOG）消費のため	K) 出力制御を行うことにより、周辺環境に悪影響を及ぼすため
F) 燃料貯蔵が困難であるため	L) その他（いずれにも該当しない場合は理由を備考欄に記入。）

※Aについては、技術的に対応困難な事業者を除き、継続的に新設と同様の基準の遵守について協力を求めている。
※各一般送配電事業者提出資料を元に資源エネルギー庁が作成。

※出力について、系統連系要件では出力制御時の最低出力は発電端ベースで求めるが、集計の都合により送電端ベースで集計。

(参考) 電源Ⅲ火力等の公表方法

第46回 系統WG (2023年5月29日) 資料1

対象者	変動再エネの出力制御が行われている断面で稼働している電源Ⅲ火力、バイオマス（出力制御に応じることが困難である地域資源バイオマスを除く）
対象日	変動再エネの出力制御が発生した日のうち、至近の出力制御率の大きかった日
公表情報	発電所名（事業者名）、出力値※、稼働理由 ※自家発電設備については、系統への逆潮流分のみを対象とする。
公表タイミング	毎年の出力制御の短期見通し算定のタイミング（年2回程度）

電源Ⅲ火力・バイオマスの公表情報イメージ

	電源Ⅲ火力				専焼バイオマス			
	発電所名 (事業所名)	定格出力 [万kW]	当日出力 [万kW]	稼働理由	発電所名 (事業所名)	定格出力 [万kW]	当日出力 [万kW]	稼働理由
定格出力の50%を超えて運転	AA							
	BB							
定格出力の30%を超えて 50%以下で運転	○者							
定格出力の30%以下で運転	○者							
停止又は自家消費相当分 まで抑制	○者							

稼働理由例

A) 一般送配電事業者と申合せた出力の範囲内で稼働
 B) 連系線運用容量を維持するための電制量確保
 C) 一般送配電事業者との契約による調整力供出のため
 D) 小売電気事業者等との契約による供給力供出のため
 E) 燃料受入等に伴うボイラオフガス（BOG）消費のため
 F) 燃料貯蔵が困難であるため

G) 試運転試験パターンに基づく稼働
 H) 自家発電設備など工場の生産調整に基づく稼働
 I) 作業（ばい煙測定等）による稼働
 J) 出力制御を行うことにより、燃料調達体制に支障を来すため
 K) 出力制御を行うことにより、周辺環境に悪影響を及ぼすため
 L) その他（いずれにも該当しない場合は理由を記入。）

3. 出力制御順の変更に向けた対応状況について

経緯

- 第53回系統WG（2024年12月2日）において、FIT電源とFIP電源の間の需給バランスへの貢献という点における公平性を確保するため、優先給電ルール^①の再エネ電源（太陽光・風力・バイオマス）の出力制御の順番を2026年度又は2027年度からFIT電源→FIP電源の順とすることについて御審議いただいたところ。
- また、第77回再エネ大量小委（2025年11月12日）において、その準備状況を系統WGでフォローアップすることとされたことを踏まえ、本日は各一般送配電事業者におけるシステム構築の状況を報告する。

第53回系統WG（2024年12月2日）資料1

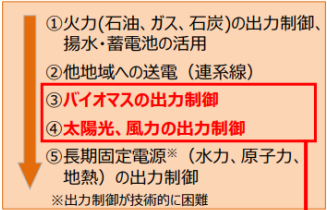
出力制御順番変更の制度開始時期について

- 第66回大量導入小委（2024年8月7日）において、FIT電源とFIP電源の間の需給バランスへの貢献という点における公平性を確保するため、優先給電ルール^①の再エネ電源（太陽光・風力・バイオマス）の出力制御の順番を、早ければ2026年度中から、FIT電源→FIP電源の順とすることについて議論が行われ、第52回系統WG（2024年9月18日）において、その詳細をご議論していただいた。
- 今後検討としていた制度開始時期について、一般送配電事業者の制御システムの具体的な改修時期を算出したところ、他の制度変更対応等で複数のシステム改修が予定されている状況。
- この中で、FIP制度の移行に向けた一定の準備期間を確保しつつも、可能な限り速やかに措置を行う必要がある。こうしたことから、準備ができたエリアから順次運用を開始することとしてはどうか。
- 具体的には、2026年度又は2027年度に運用開始とし、システム改修が終わったエリアから準備が出来次第速やかに運用を開始する。

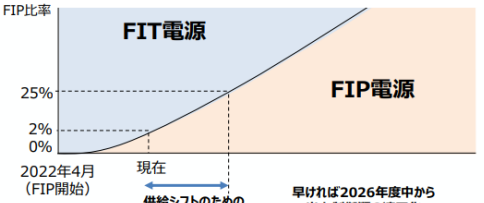
第77回再エネ大量小委（2025年11月12日）資料1

(1) 優先給電ルールにおける出力制御順の見直し

- 再エネ最大導入（kWhベース）を図るため、以下①②を組み合わせ、FIP制度への更なる移行を促していく。
 - ① FIT電源とFIP電源の間の公平性を確保するため、優先給電ルールにおける出力制御の順番を、2026年度又は2027年度に、FIT電源→FIP電源の順とする。2025年4月に出力制御に係るガイドラインを改正し、この点を明確化した。
FIP移行を検討する事業者の予見可能性を高めるため、一般送配電事業者の準備状況について、関係審議会（次世代電力系統WG）においてフォローアップしてはどうか。
 - ② 将来的には全再エネ電源のFIP移行が望ましいが、まずは一定の電源（FIT/FIP全体の約25%（※1））がFIP電源に移行するまでの間、集中的に、FIP電源に係る蓄電池の活用や発電予測などへの支援を強化（※2）し、FIP電源への移行を後押しする。
 - （※1） FIT移行状況や出力制御の状況を踏まえ、施策効果の検証、目標の更なる引上げ等を不断に検討していく。
 - （※2） ①の措置によりFIT電源の出力制御率が増加する（再エネ買取量が減少する）ことに伴う国民負担減少分の範囲内で、バランスコストを増額（2025年度は+1.00円/kWh）。
- これにより、FIP電源（太陽光・風力）は、当面、出力制御の対象とならない（※3）。他方、FIT電源の出力制御確率は増加することとなる。
 - （※3） ただし、余剰が特に大きい日や制御回数が多いエリアでは、FIT電源に対する制御の後、FIP電源が制御される。



③④それぞれのカテゴリでFIT電源→FIP電源の順とする。



各一般送配電事業者の準備状況

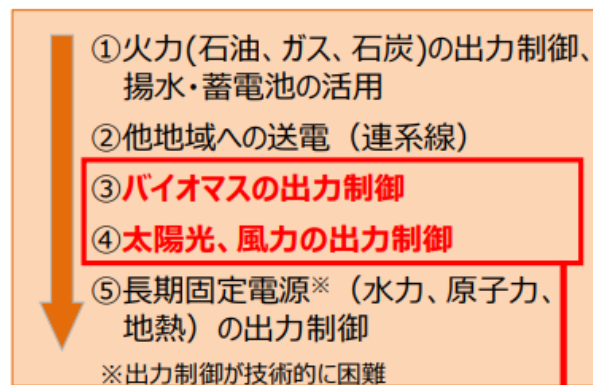
- 下表のとおり、全ての一般送配電事業者で2027年度末までの運用開始見込みが立っていることが確認出来た。
- 発電事業者の予見可能性確保のためにも、引き続き本WGで状況をフォローアップしていくこととしたい。

エリア	現在の準備状況	運用開始
北海道	要件定義・検討中	2027年度末予定
東北	要件定義・検討中	2026年度末予定
東京	要件定義・検討中	2027年度末予定
中部	要求定義・検討中	2027年度当初予定
北陸	要件定義・検討中	2027年度当初予定
関西	要件定義・検討中	2027年度当初予定
中国	要件定義・検討中	2027年度当初予定
四国	要件定義・検討中	2026年度末予定
九州	要件定義・検討中	2027年度当初予定
沖縄	要件定義・検討中	2027年度中頃予定

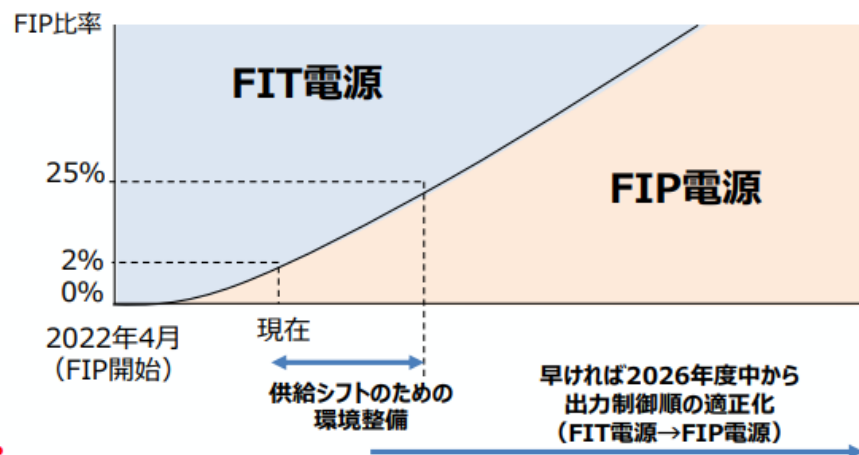
【参考】今般の新たに講じる「市場統合措置」の全体像

(出所) 第66回大量導入小委(2024年8月7日)資料3

- 再エネ最大導入(kWhベース)を図るため、以下①②を組み合わせ、FIP制度への更なる移行を促していく。
 - ① FIT電源とFIP電源の間の公平性を確保するため、優先給電ルールにおける出力制御の順番を、早ければ2026年度中から、FIT電源→FIP電源の順とすることとしてはどうか。
 - ② 将来的には全再エネ電源のFIP移行が望ましいが、まずは一定の電源(FIT/FIP全体の約25%(※1))がFIP電源に移行するまでの間、集中的に、FIP電源に係る蓄電池の活用や発電予測などへの支援を強化(※2)し、FIP電源への移行を集中的に後押することとしてはどうか。
 - (※1) FIT移行状況や出力制御の状況を踏まえ、施策効果の検証、目標の更なる引上げ等を不断に検討していく。
 - (※2) ①の措置によりFIT電源の出力制御率が増加する(再エネ買取量が減少する)ことに伴う国民負担減少分の範囲内で、バランスコストの更なる増額等を検討する。
- これにより、FIP電源(太陽光・風力)は、当面、出力制御の対象とならない(※3)。他方、FIT電源の出力制御確率は増加することとなる。なお、出力制御の順番変更に伴う出力制御の運用や公平性の考え方、システム改修等のスケジュールの詳細は、系統ワーキンググループで議論してはどうか。
 - (※3) ただし、余剰が特に大きい日や制御回数が多いエリアでは、FIT電源に対する制御の後、FIP電源が制御される。



③④それぞれのカテゴリでFIT電源→FIP電源の順とする。



4. 再エネ電制電源の拡大に向けた進捗状況について

報告概要

- 第52回系統WG（2024年9月18日）において、九州エリアにおける再エネ出力制御量の低減に向けた取組として、再エネ発電設備への電制装置の設置を進めるにあたり、当該設備の設置発電所の出力制御上の取扱いについて、以下の整理をしたところ。
 - 電制装置設置事業者（太陽光）は、原則、電制効果を高めるため出力制御の実制御対象とはせず、オンライン代理制御のスキームを用いて精算で対応※
 - ※ 実制御は実施せず、金銭的精算をもって電制装置設置事業者が本来行うべき出力制御を行ったものとみなす
 - 電制装置設置事業者（風力）は、オンライン代理制御の対象外であるため、原則、運用容量に影響しないように実制御で対応
- 九州電力送配電において、該当発電所への装置設置を進めてきた結果、2025年度末までに全ての該当発電所への設置が完了する見込みとなったことを踏まえ、上記出力制御に係る運用を2026年4月から開始することとなった。
- なお、本運用に関する取扱いや精算方法については、「出力制御の公平性の確保に係る指針」の改正及び資源エネルギー庁ホームページへ反映を本年度内に行う予定。

(参考) 電制電源拡大に向けた動き

(出所) 第47回系統WG(2023年8月3日) 資料1

短期対策 電源制限装置の設置等による関門連系線の再エネ送電量の拡大

- 関門連系線の送電側の周波数制約による再エネ送電可能量（九州→中国）は、2016年度まで45万kW（最小時）であったが、九州エリア内の電源に対する制御装置の設置等により、2018年度以降は135万kWに拡大した。
- その結果、九州エリアの余剰再エネについて、中国エリアへの送電可能量が増加し、九州エリアの再エネの出力制御率の抑制に一定程度寄与している。
- 他方、現時点においてもなお、関門連系線の中国エリア向け運用容量（278万kW：熱容量制約）の限度一杯まで余剰再エネを送電するには至っていない。これは、主たる制約は受電側（中国エリア等）の周波数制約である一方、連系線トラブル時に九州エリアで電源を制御できる装置が再エネに十分設置されていないため、関門連系線に再エネが十分に流せていないことにも起因する。
- このうち、後者の対策として、太陽光や風力等、火力に比べて設備利用率の低い再エネへの制御装置の設置は相対的に費用対効果が低くなるが、再エネの出力制御の抑制に大きな効果を有することから、費用対効果を見極めつつ、具体的方策について検討を深めていくこととしてはどうか。
※例えば、設備利用率が80%の火力の電源制御装置の効果は、20%の再エネの4倍（80万kWの制御量を確保するのに再エネでは400万kW分必要だが、火力では100万kW分で足りる）。
- 例えば、どのような電源や事業者への電源制御装置の設置が効果的か、また、設置費用の費用負担の在り方や設置スケジュールについて、検討していくこととしてはどうか。
- なお、一般送配電事業者においては、新たに再エネ向けの制御システムの設置等も必要となるため、並行して検討を深めていくこととする。

(出所) 第52回再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会（2023年6月21日）資料3

(参考) 電制装置開発・運用に係る予算補助

再生可能エネルギーの出力制御の抑制に向けた電源制御装置の開発及び効率的な運用に関する技術開発事業

資源エネルギー庁
省エネルギー・新エネルギー部
制度審議室

令和5年度補正予算額 **20億円**

事業の内容

事業目的

再生可能エネルギー出力制御の抑制に向けて、電源制限（連系線事故時に即時に発電を止められる電源）の対象となる太陽光・風力発電所を拡大し、効率的に運用するためのシステムを構築する。

これにより、地域間連系線を通る再エネ量を増加させ、再エネの有効活用を図ることを目的とする。

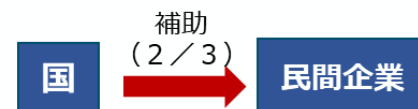
事業概要

電制対象の対象となる再エネ発電設備を拡大する（太陽光発電所：30万kW程度、洋上風力発電所：20万kW程度）

具体的には、以下の装置の設置・システム改造を行う。

- ①中央変電所への保護装置等の設置、システム改造
- ②変電所への保護装置等の設置
- ③発電所への保護装置等の設置

事業スキーム（対象者、対象行為、補助率等）



※地域間連系線を通じたエリア外への再エネ送電量が多く見込まれるエリアに存する事業者に対して補助を行う。

成果目標

電制電源の対象となる再エネ発電設備の拡大により、短期的に、近年増加傾向である再エネの出力制御の最大限の低減を目指す。中長期的には、地域間連系線の整備と合わせて、再エネ電気の更なる効率的・経済的な利用・電力のレジリエンスの強化を目指す。

(参考) 電制電源拡大に伴う取扱いについて

(出所) 第52回系統WG(2024年9月18日) 資料1

【取組②】域外送電量の拡大（再エネ電制電源拡大）

- 再エネ域外送電量拡大のため、九州送配電では再エネ発電設備への電制装置設置を進めている（令和5年度補正予算事業）。今般、設置先候補としていたすべての大規模再エネ発電事業者が参画することとなった。
- 設置事業者は、保全等の経費を一部負担いただくが、設置により九州エリア全体の再エネ出力制御量の低減が実現するもの。太陽光発電協会（JEPA）をはじめ、再エネ発電事業者の協力により再エネ最大導入の取組が進展していることは評価されるべきものである。
- なお、電制装置設置事業者（太陽光）は、原則※、電制効果を高めるため出力制御の実制御対象とはせず、オンライン代理制御のスキームを用いて精算で対応する。工期の関係で電制装置の本格稼働はR8年度となる見込み。 ※関連系統線の運用容量が最大限活用されない場合に出力制御を行うこともある。

設置予定発電所

発電所	設備容量 (MW)	種別
北九州響灘洋上ウインドファーム (西部)	160	風力
鹿屋大崎ソーラーヒルズ太陽光発電所	76	太陽光
鹿児島七ツ島メガソーラー発電所	70	太陽光
パシフィコ・エナジー細江メガソーラー発電所	63	太陽光
大分ソーラーパワー	61	太陽光
北九州響灘洋上ウインドファーム (東部)	60	風力
延岡門川メガソーラーパーク	42	太陽光

精算区分（九州エリア）

- ①旧ルール10kW以上500kW未満のオフライン発電所
- ②旧ルール500kW以上のオフライン発電所
- ③オンライン発電所
- ④電制装置付発電所

※ オンライン代理制御のスキームでは、実制御を伴わなかったオフライン発電所（①②）は、オンライン発電所と比較して出力制御時間帯が長くなることから、出力制御量の補正を行うが、電制装置付発電所（④）はオンライン発電所であるため、補正を行わない。
※ 風力はオンライン代理制御の対象外であるため、運用容量に影響しないように実制御で対応する。