

2024年度出力制御見通しについて

2024年9月18日

東北電力ネットワーク株式会社

算定の前提条件

- 2024年4月から7月までの出力制御実績を反映し、2024年度の出力制御見通しについてシミュレーションを実施
- 太陽光・風力は、2022年4月～2023年3月の前日想定・実績データに至近の設備増加および連系予定を考慮
- 需要は、至近実績を踏まえて、2022年4月～2023年3月の想定・実績データに対して6%減を考慮（前回算定から3%減）
- バイオマス・水力・地熱は、2022年4月～2023年3月のデータを使用
- 火力は、エリア需給運用において必要最小限を想定
- 火力の最低出力引き下げを考慮
- 発電事業者の公表にもとづき、女川原子力2号機の再稼働を反映（2024年11月～）
- 域外送電は至近の連系線活用実績を踏まえて、東北東京連系線は80%程度送電、北本連系線は50%程度受電を想定

〈2024年度出力制御見通し〉

	出力制御率（制御電力量）〔太陽光・風力それぞれの出力制御率〕 ※1					
	旧ルール		新ルール	無制限・無補償 ルール	制御対象 設備計	全設備※3
	オフライン※2	オンライン				
2024年度 見込み	6.49% (31,902万kWh) 〔太陽光：6.99%〕 〔風力：2.94%〕	0.60% (1,606万kWh) 〔太陽光：0.66%〕 〔風力：0.47%〕	0.44% (1,149万kWh) 〔太陽光：0.00%〕 〔風力：0.44%〕	0.73% (2,968万kWh) 〔太陽光：0.73%〕 〔風力：0.71%〕	2.63% (37,624万kWh) 〔太陽光：3.51%〕 〔風力：0.80%〕	2.11% (33,422万kWh) 〔太陽光：2.66%〕 〔風力：0.80%〕
(参考) 2024年度 I/A全体オンライン化	1.42% (10,796万kWh) 〔太陽光：1.54%〕 〔風力：0.94%〕		0.94% (2,467万kWh) 〔太陽光：0.00%〕 〔風力：0.94%〕	1.47% (5,977万kWh) 〔太陽光：1.54%〕 〔風力：0.94%〕	1.35% (19,240万kWh) 〔太陽光：1.54%〕 〔風力：0.94%〕	1.22% (19,240万kWh) 〔太陽光：1.33%〕 〔風力：0.94%〕

※1 各区分の出力制御量／各区分の総発電量(出力制御量含み)にて算出。全設備は出力制御対象外設備を含む総発電量（出力制御量含み）に対する出力制御量の割合を示す。

※2 オフライン代理制御分を含む。（オフライン相当の8時間停止に換算した値で算出）

※3 実際の制御時間で評価した値。（オフライン本来制御およびオンライン本来制御・代理制御の合計）

〈2024年度出力制御見通し(全設備)の内訳〉

	実績	見通し	
	4～7月	8～3月	年度合計
全設備	2.80% (16,418万kWh) 〔太陽光：3.19%〕 〔風力：1.25%〕	1.71% (17,004万kWh) 〔太陽光：2.28%〕 〔風力：0.64%〕	2.11% (33,422万kWh) 〔太陽光：2.66%〕 〔風力：0.80%〕

〈2024年度出力制御見通し〉

第50回系統WG報告資料(抜粋)

	出力制御率 (制御電力量) [太陽光・風力それぞれの出力制御率] ※1					
	旧ルール		新ルール	無制限・無補償 ルール	制御対象 設備計	全設備※3
	オフライン※2	オンライン				
2024年度 見込み	7.09% (44,907万kWh) 〔太陽光：7.71%〕 〔風力：4.73%〕	0.28% (754万kWh) 〔太陽光：0.31%〕 〔風力：0.20%〕	0.20% (438万kWh) 〔太陽光：0.00%〕 〔風力：0.20%〕	0.31% (1,085万kWh) 〔太陽光：0.31%〕 〔風力：0.20%〕	3.20% (47,185万kWh) 〔太陽光：3.98%〕 〔風力：1.49%〕	2.47% (40,266万kWh) 〔太陽光：2.86%〕 〔風力：1.48%〕
(参考) 2024年度 I/A全体オンライン化	1.69% (15,312万kWh) 〔太陽光：1.87%〕 〔風力：1.15%〕	1.15% (2,487万kWh) 〔太陽光：0.00%〕 〔風力：1.15%〕	1.83% (6,440万kWh) 〔太陽光：1.87%〕 〔風力：1.15%〕	1.64% (24,239万kWh) 〔太陽光：1.87%〕 〔風力：1.15%〕	1.49% (24,239万kWh) 〔太陽光：1.62%〕 〔風力：1.14%〕	

※1 各区分の出力制御量／各区分の総発電量(出力制御量含み)にて算出。全設備は出力制御対象外設備を含む総発電量(出力制御量含み)に対する出力制御量の割合を示す。

※2 オフライン代理制御分を含む。(オフライン相当の8時間停止に換算した値で算出)

※3 実際の制御時間で評価した値。(オフライン本来制御およびオンライン本来制御・代理制御の合計)

短期見通し算定における制御量最大時の需給バランス

【単位：万kW】

		2025年3月 13時 (過去実績にもとづく算定値)	
需要		769	
発電出力	火力	調整電源	172
		非調整電源(※)	164
		計	336
	再エネ	太陽光	714
		風力	106
		一般水力	170
		地熱	13
		バイオマス	46
		計	1049
		原子力	79
	揚水・蓄電池	▲50	
	連系線活用	▲294	
	再エネ出力制御	▲351	
	発電出力計	769	

※混焼バイオマス含む

(注)四捨五入の関係上、合計値が合わない場合がある

- 2024年度当初想定と比較し、出力制御率は、需要減少および供給力の見直しによる増加要因があるものの、気象条件が変わったことや再エネ設備量および発電量が想定より少なかったこと等により、全体としては減少する見込み。

項目	内容
需要	<ul style="list-style-type: none"> ・当初、2022年度ベースより3%減少を想定したが、2024年4月～6月実績で6%減少したため、8月以降の想定においても、同様の減少を仮定し、2022年度ベースより6%程度減少を見込み再算定。
連系線活用率	<ul style="list-style-type: none"> ・4～6月の再エネ出力制御時における平均の連系線活用率は、東北-東京で80%程度、東北-北海道50%程度であった。 ・当初想定と同等の活用率のため、8月以降の想定に変更なし。
太陽光、風力	<ul style="list-style-type: none"> ・当初想定と比較して、4～6月は接続設備量が3%程度少なく、再エネ発電量は月平均で5%程度減少。 ・8月以降の想定において、想定される設備量の減分を考慮して再算定。
供給力（揚水、原子力、火力）	<ul style="list-style-type: none"> ・5月上旬より火力最低出力引下げ（20万kW程度）となり、出力制御量実績の減少に寄与。8月以降の想定においても、引下げ分を反映して再算定。 ・発電事業者の公表にもとづく電源稼働計画に、最新の停止計画を反映し再算定。
その他	—

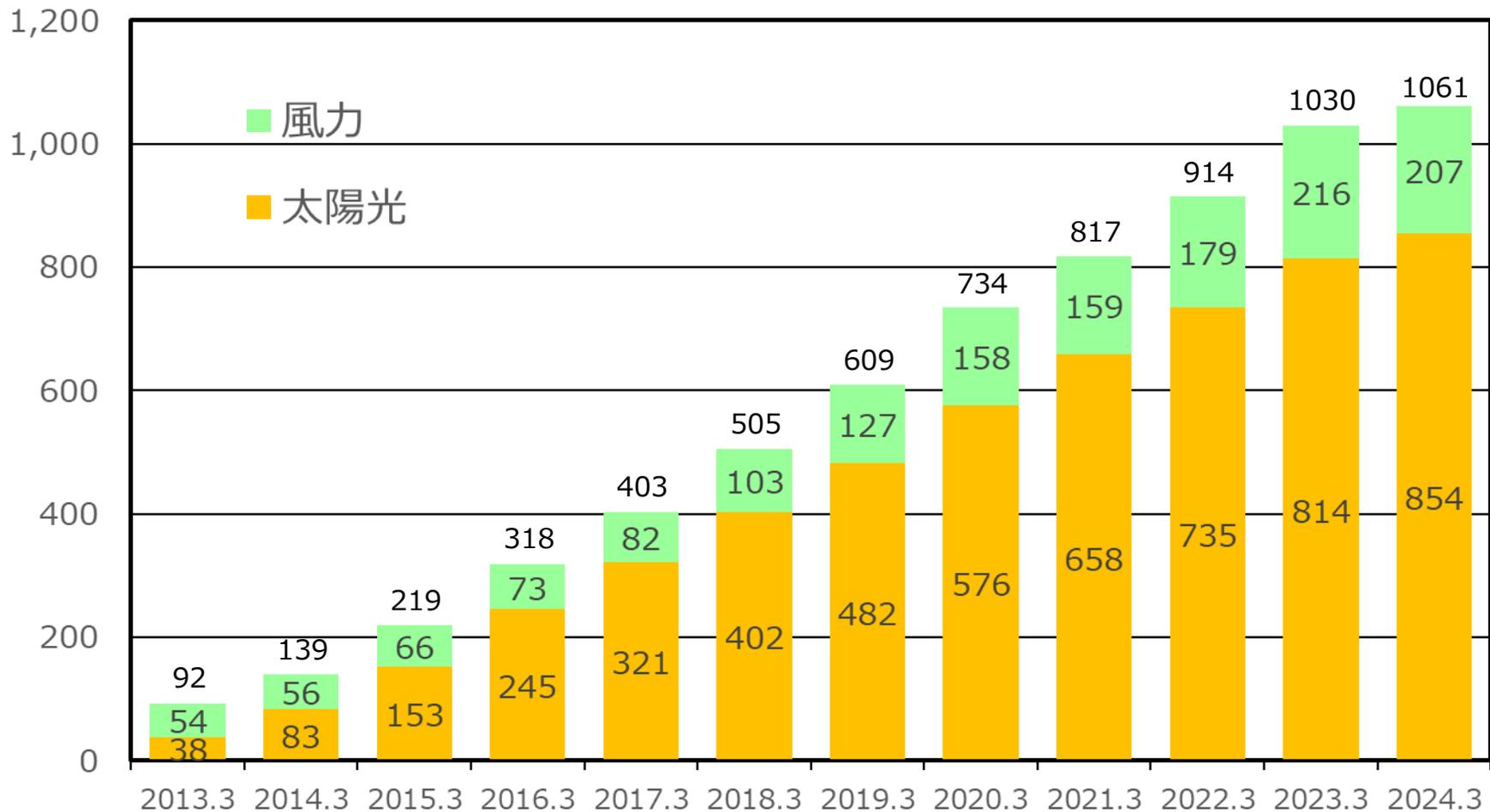
- 当社においては、旧ルール事業者へのダイレクトメールの送付等の機会を活用しオンライン化の推奨を行っている。
- 引き続き、オンライン化のメリットを丁寧に説明し切替を促していく予定。

（オンライン化の状況）

【単位：万kW】

		2024年3月末	(参考)2023年9月末
太陽光	①オンライン化率 ((②+④)/(②+③+④))	61.1%	56.7%
	②新・指定ルール、オンライン事業者	281.0	266.8
	③旧ルール、オフライン事業者	265.7	301.4
	④オンライン制御可能な旧ルール事業者	136.2	128.4
	⑤旧ルール事業者のオンライン切替率 (④/(③+④))	33.9%	29.9%
風力	⑥オンライン化率 ((⑦+⑨)/(⑦+⑧+⑨))	89.1%	88.0%
	⑦新・指定ルール、オンライン事業者	172.7	155.2
	⑧旧ルール、オフライン事業者	26.5	26.9
	⑨オンライン制御可能な旧ルール事業者	43.2	42.6
	⑩旧ルール事業者のオンライン切替率 (⑨/(⑧+⑨))	62.0%	61.3%

(万kW)



(注) 風力における2023.3時点からの減少は、リプレース申込等による一時的な減少。