

再生可能エネルギーの出力制御見通し（2023年度） の算定結果について

2023年12月6日

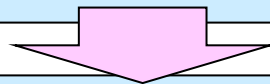
東北電力ネットワーク株式会社

- 再生可能エネルギーの出力制御見通しは、優先給電ルールに基づき、安定供給に必要なものを除き、火力（電源Ⅰ～Ⅲ）、バイオマスを停止又は抑制、揚水動力や蓄電池並びに連系線を最大限活用することを前提に算定する。
- 算定にあたっては、旧ルール事業者の制御日数が上限30日に達するまでは、「旧ルール・新ルール・無制限無補償ルール」間、および「太陽光・風力」間に対して、出力制御の機会が均等となるように制御することを前提とする。
- 2023年3月末時点の連系量である太陽光814万kW，風力216万kWを前提として、太陽光・風力が追加的に接続された場合の無制限無補償ルール事業者の出力制御見通しを算定する。
- また、追加ケースとして、出力制御低減策「需要対策：蓄電池の導入」「供給対策：火力・バイオマスの最低出力引下げ」「系統対策：連系線増強」を実施した場合の出力制御見通しの算定を行う。

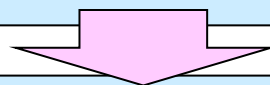
	今回の算定条件	前回の算定条件
需要断面	2020～2022年度エリア実績	2019～2021年度エリア実績
太陽光想定	2020～2022年度の太陽光・風力発電の実績値より利用率を算定し、それを基に出力を想定	2019～2021年度の太陽光・風力発電の実績値より利用率を算定し、それを基に出力を想定
風力想定		
バイオマス想定	71.9万kW (設備容量143.6万kW × 利用率50.1%)	76.9万kW (設備容量136.6万kW × 利用率56.3%)
地熱想定	20.5万kW (設備容量31.8万kW × 利用率64.6%)	23.4万kW (設備容量36.3万kW × 利用率64.6%)
水力想定※1	流れ込み式：81.1万kW (設備容量91.6万kW × 利用率88.5%)	流れ式：81.0万kW (設備容量91.5万kW × 利用率88.5%)
	調整池式：108.3万kW (設備容量223.5万kW × 利用率48.5%)	
	貯水池式：7.5万kW (設備容量12.0万kW × 利用率62.5%)	
原子力想定	200.3万kW (設備容量284.1万kW × 利用率70.5%)	
火力想定 (電源Ⅰ・Ⅱ)	安定供給に必要な調整力を確保した上で、可能な限り停止	
火力想定 (電源Ⅲ)	171.0万kW (設備容量503.8万kW)	
揚水想定	ポンプ動力46万kW：1日最大8時間活用を見込む	
蓄電池想定	系統用蓄電池の活用を考慮	
連系線活用	東北東京間連系線運用容量から他エリア間の送電可能量および長期固定電源の他エリア送電分を控除した量の0%～100%	

(※1) 水力の発電出力は月毎に設定。本表には、昼間最低需要日の発電出力(5月値)を記載

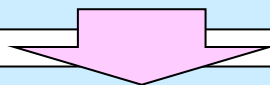
ステップ1：2023年度算定の検討断面の設定



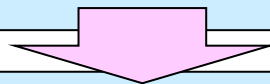
ステップ2：検討断面における需要想定の設定



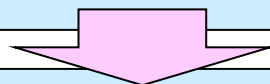
ステップ3：検討断面における出力の設定
(一般水力, 原子力, 地熱, バイオマス)



ステップ4：再エネ導入量に応じた出力の想定



ステップ5：優先給電ルールに基づく需給解析
(火力発電の抑制, 揚水運転, 再エネ出力制御の反映等)

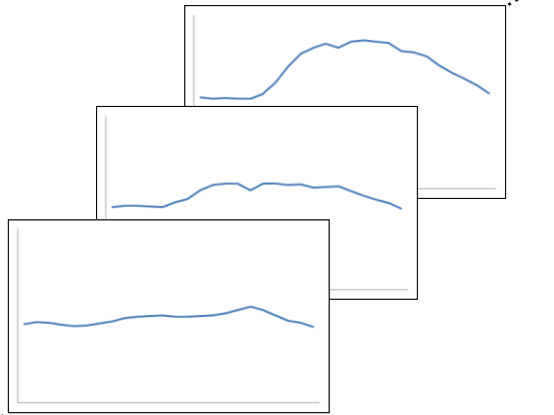


出力制御見通しの算定

1年間【24時間×365日（366日）=8,760時間（8,784時間）】を通じた各時間を検討の対象とする。これを2020～2022年度の3年分検討する。

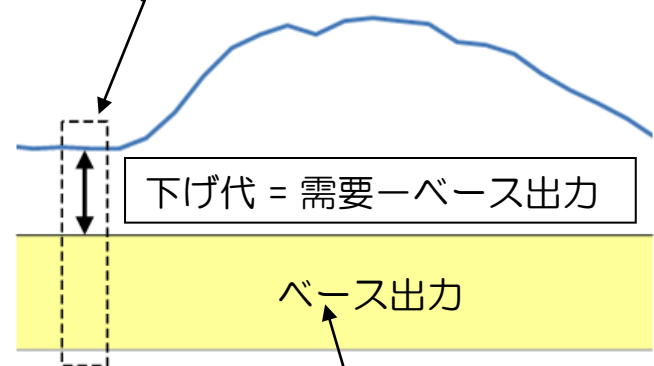
3年分検討

《《365日分の需要を想定》》
(1日あたり24点)



《《365日分の電源バランスを想定》》

1時間単位で下げ代を算出



下げ代 = 需要 - ベース出力

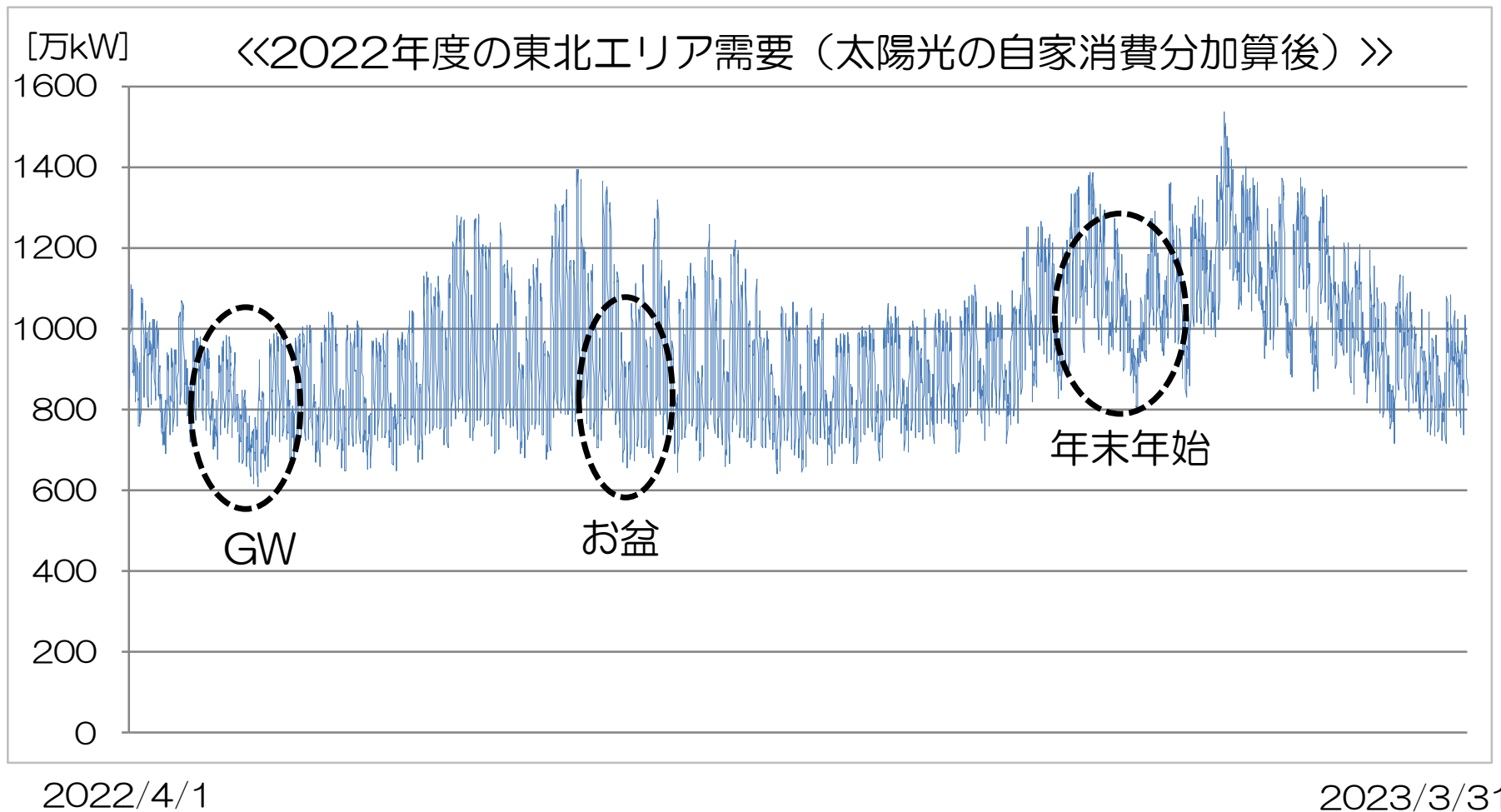
ベース出力

需要・季節に応じた電源バランスによりベース出力を想定

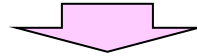
下げ代 < 風力・太陽光出力 ⇒ 出力抑制が必要
下げ代 ≥ 風力・太陽光出力 ⇒ 制約なし（抑制不要）

各年度の制御見通しの平均により制御見通しを算定

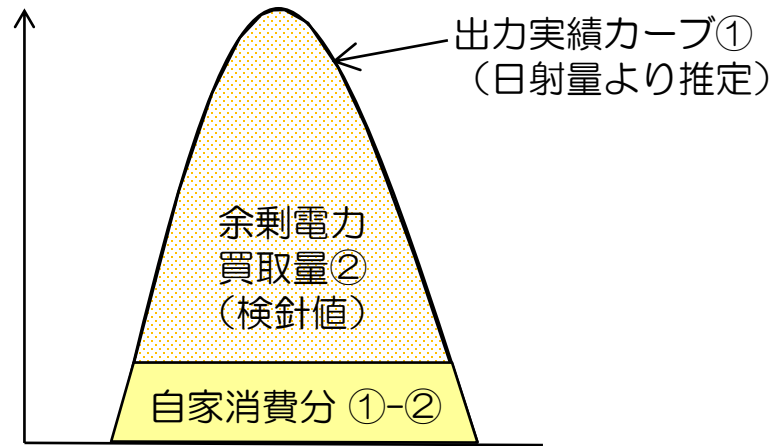
2020～2022年度の東北エリア需要実績（発電端）を使用する。
なお、需要実績には余剰買取契約の自家消費分電力を加算する。



日射量から想定する合計出力では、余剰買取である住宅用太陽光発電（低圧10kW未満）の自家消費分が考慮されていない。



- 余剰買取分の太陽光発電の出力実績カーブを日射量データから推定し、実際に受電した余剰電力買取電力量の差分を自家消費量とし、太陽光発電が発電する時間帯で平均的に消費していたと仮定する。
- この自家消費分を各時間の需要実績へ加算し算定に用いる需要実績とする。



自家消費分のイメージ

2022年度の自家消費率および自家消費電力の想定値

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
自家消費率 (%)	8.3	7.4	7.1	7.0	7.5	6.7	5.2	4.4	3.3	3.8	5.6	7.8
自家消費電力 (万kW)	8.2	7.4	7.1	7.0	7.6	6.8	5.4	4.5	3.4	4.0	5.9	8.3

原子力，一般水力，地熱については，長期的な傾向を反映することとし，震災前過去30年（30年経過していない場合は運転開始後の全期間）〔1981年度～2010年度〕の設備利用率平均を用いる。

電源種別	設備容量 (万kW)	利用率 (%)	発電出力 (万kW)
原子力	284.1	70.5	200.3

- 最小需要日※¹の水力出力（万kW）

	設備容量※ ² （万kW）	利用率 （%）	発電出力 （万kW）
流れ込み式	91.6	88.5	81.1
調整池式	223.5	48.5	108.3
貯水池式	12.0	62.5	7.5

平水ベースで想定

調整池式および貯水池式は、池容量・貯水量を活用して、太陽光のピーク時に出力を最大限下げることが想定
なお、貯水池式については、農業用水等に必要な責任放流量分の発電を出力として考慮

※¹ GWを除く4月～5月の晴れた休日のうち需要に占める太陽光発電出力の割合が大きい日

※² 将来連系分として2023年3月時点の接続契約申込量を加算

- 月別の水力の最低出力（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
流れ込み式	75.6	81.1	66.6	62.4	50.4	48.5	48.5	55.5	49.9	35.2	32.0	43.3
調整池式	117.3	108.3	68.0	61.0	44.4	42.3	31.2	49.3	56.9	38.3	42.2	70.1
貯水池式	3.9	7.5	6.5	5.8	5.7	2.8	2.0	1.8	1.3	1.9	2.7	2.5
合計	196.8	196.9	141.1	129.2	100.5	93.6	81.7	106.6	108.1	75.4	76.9	115.9

4, 5月は、毎年山間部の融雪により出水が多くなる

- 地熱発電の将来連系分として、2023年3月末時点の接続契約申込量を加算。

電源種別	設備容量 (万kW)	利用率 (%)	発電出力 (万kW)
地熱	31.8	64.6	20.5

STEP3：検討断面における出力の設定（バイオマス）

- ▶ バイオマスの将来連系分として、2023年3月末時点の接続契約申込量を加算。
- ▶ 地域資源バイオマスの既連系設備の利用率は、過去の発電実績をもとに算定。また、導入見込み設備の利用率は、80%※1と想定。
- ▶ 専焼バイオマスは、設備の保全維持や保安上の問題が生じない出力まで抑制する。

電源種別	区分	設備容量 (万kW)	利用率 (%)	発電出力 (万kW)
地域資源 バイオマス	既連系設備	23.1	61.0	14.1
	導入見込み設備	16.4	80.0※1	13.1
	合計	39.5	68.9	27.2

電源種別	区分	設備容量 (万kW)	最低出力比率 (%)	発電出力 (万kW)
専焼 バイオマス※2	既連系設備	61.1	52.0	31.8
	導入見込み設備	43.0	30.0	12.9
	合計	104.1	42.9	44.7

※1 コスト等検証委員会報告書（2011年12月19日）の値を使用。

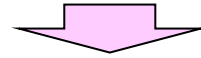
※2 化石燃料を主燃料とするバイオマスは火力発電として整理し、バイオマスの設備容量には含めていない。

- 設備容量で約203.8万kW分の風力発電設備の発電実績を蓄積
- 既連系設備の実績データを拡大することで、連系量増加時の合成想定出力を作成

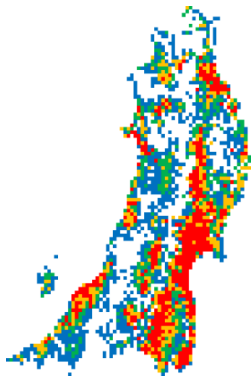
データ	サイト数	設備容量（万kW）	期間
風力発電出力	96サイト※	203.8※	2020年4月 ～2023年3月

※2023年3月末時点の値

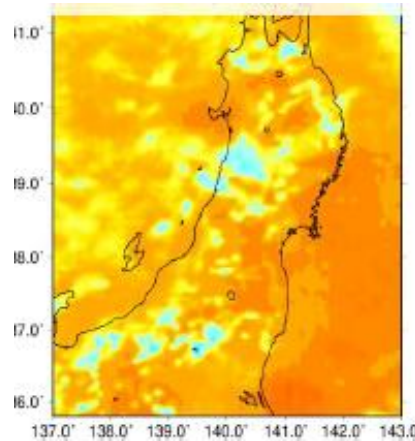
連系済の太陽光の大部分は低圧および高圧であり，発電出力の把握が困難



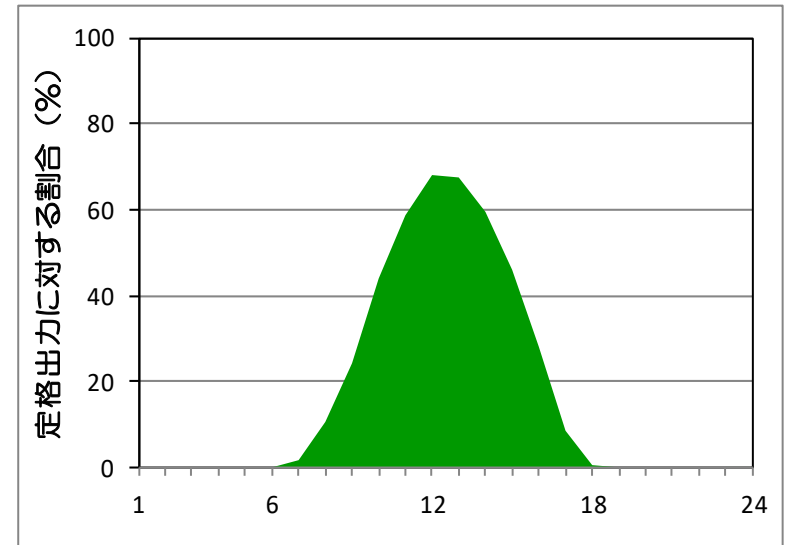
- 東北エリア5kmメッシュ毎の太陽光設備容量と日射量データをもとに，メッシュ毎の太陽光出力を想定し，集約することで東北エリアの合計想定出力を作成



設備容量



日射量データ



東北エリアの
合計想定出力
※1年分の波形を作成

STEP5：回避措置（火力の出力抑制）

- 火力発電（電源Ⅰ・Ⅱ）は、再エネを含めた需給変動を調整する観点から、下記の点を考慮し、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。
 - ピーク時予備力8%を確保するのに必要な火力ユニットを並列
 - 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
 - LFC容量の確保にあたっては西仙台変電所に設置した系統用蓄電池（定格2万kW）を考慮
 - LNGの最低消費制約を考慮
 - 最低出力の運転制約を考慮
- 火力発電（電源Ⅲ）は、設備の保全維持の問題が生じない出力まで抑制※¹する。
- 最小需要日※²（5月29日）12時（11～12時の1時間平均）の火力発電の発電出力想定は下記のとおり。

		設備容量（万kW）	発電出力（万kW）
電源Ⅰ・Ⅱ	石油	60.0	0
	LNG	672.1	106.1
	石炭	468.7	0
電源Ⅲ	石油	0	0
	LNG	157.4	42.6
	石炭	346.4	128.4

※¹ 電源Ⅲは事業者と合意した最低出力値まで抑制するものとする。また、至近3年の軽負荷期における電源Ⅲの需給停止・点検停止の実績を踏まえ、電源Ⅲの40%は停止するものとして発電出力を設定。

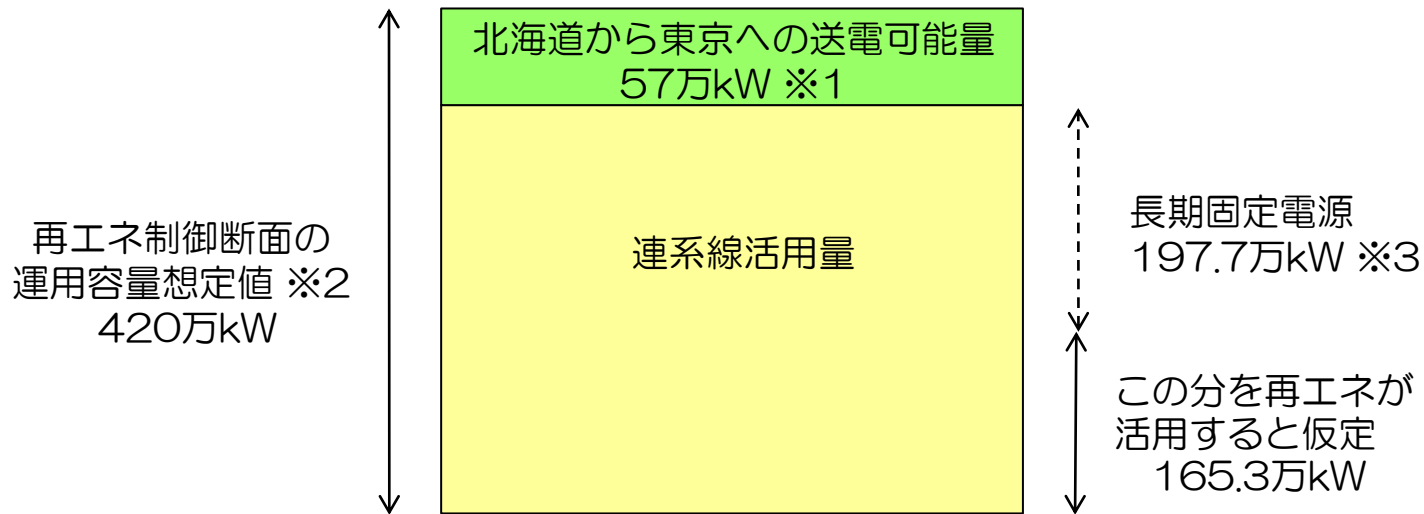
※² GWを除く4月～5月の晴れた休日のうち需要に占める太陽光発電出力の割合が大きい日

- 揚水式水力発電は，余剰電力発生時にポンプ運転を行う。
- 揚水発電機については，長期点検やトラブルリスクも考慮し，最大機の1台停止を織込む。
 - 下げ代の確保にあたっては南相馬変電所に設置した系統用蓄電池を考慮する。

発電所等	発電出力 (万kW)	揚水動力 (万kW)	揚水可能量 (万kWh)
揚水発電	71.2 (46※)	71.2 (46※)	3,413
南相馬蓄電池	4	4	4

※ 最大機一台停止および農業用水調整のための揚水不可分を考慮した発電出力・揚水動力の想定値

- 地域間連系線の活用については、間接オークションの導入などにより長期的な送電量を想定することが難しいため、出力制御の見通し算定にあたっては、活用量を0%、100%の2パターンとして算定を行う。
- 活用量の算定にあたっては、他エリア間の送電可能量および長期固定電源の他エリアへの送電分を控除する。



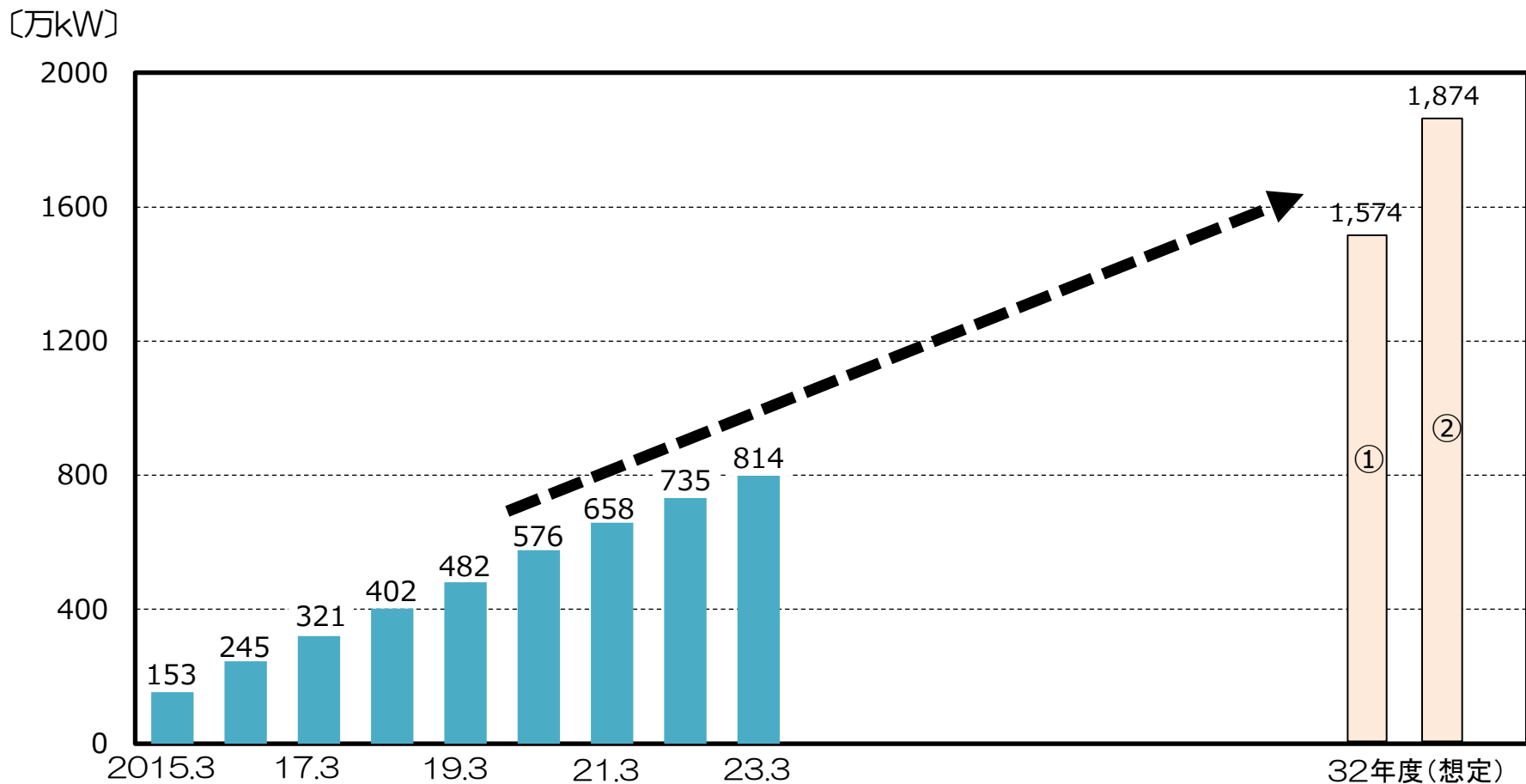
【東北東京間連系線活用100%のイメージ】

- ※1 北海道から東京への送電可能量は、北本連系設備のマージン（月別、平日/休日別、昼間/夜間別の値）を考慮して設定。記載値はマージンが33万kWの断面における送電可能量。
- ※2 第27回系統WGで示した下げ代不足時の運用容量低下と、低下緩和策を考慮して設定。今回の算定では、全ての再エネ制御断面で上記の運用容量を適用して算定する。なお、運用容量は電源の稼働状況等により変動するため、実際の運用容量を保証するものではない。
- ※3 長期固定電源が稼働していない場合、再エネや他電源が活用することが可能。

(参考) 軽負荷期の昼間最低需要日のkWバランス

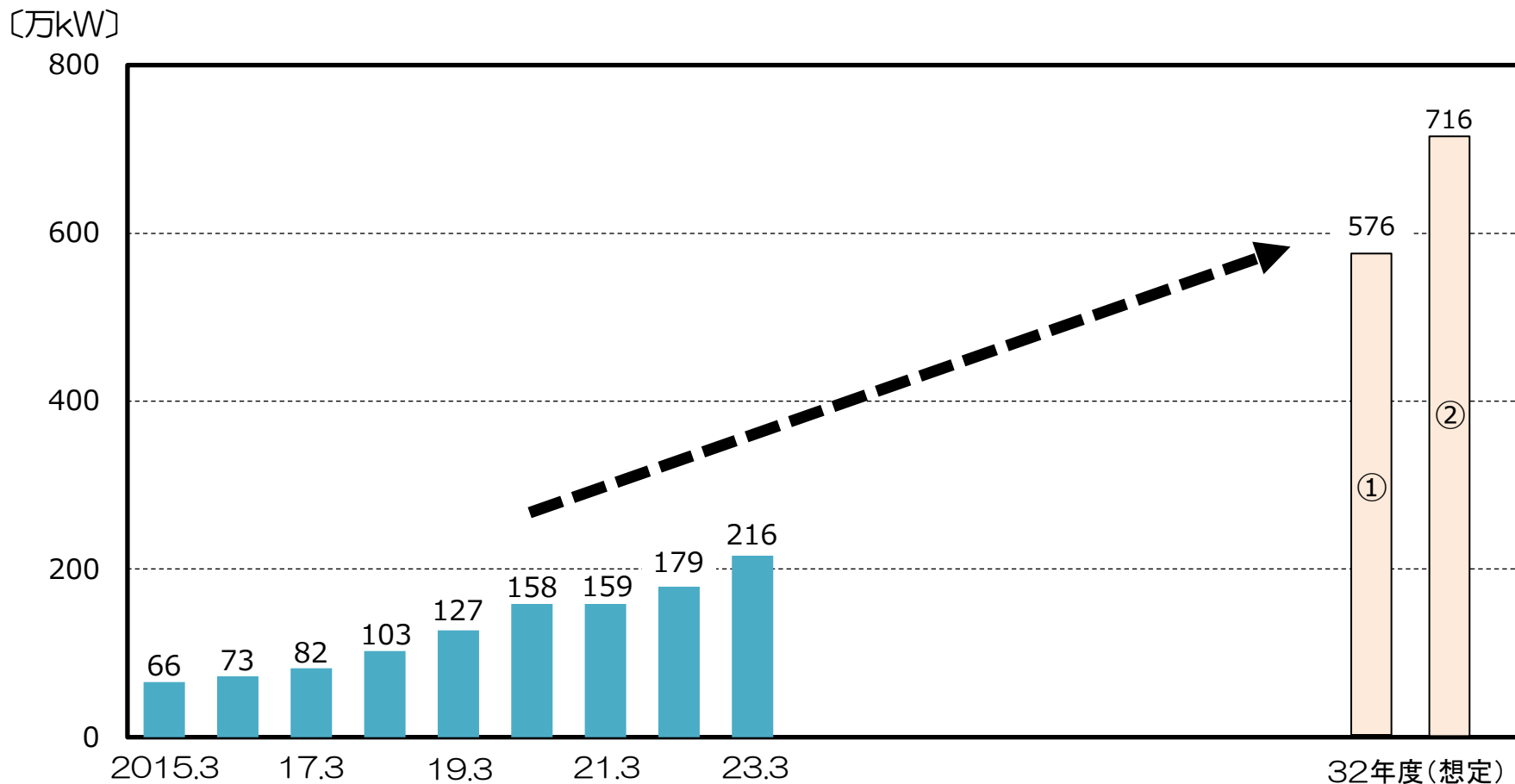
<2022年5月29日の12時, 20時(ピーク需要断面)の需要実績において, 太陽光の連系量を1,574万kW, 風力の連系量を576万kW(算定ケース①)とした場合の需給バランス想定>

		連系線活用100%	
		12時	20時
発電出力 (万kW)	原子力	200.3	200.3
	火力(電源Ⅰ・Ⅱ)	106.1	102.2
	火力(電源Ⅲ)	171.0	171.0
	再エネ	1909.7	457.4
	(内訳) 水力	196.9	288.1
	地熱	20.5	20.5
	バイオ	71.9	71.9
	太陽光	1361.0	0
	風力	259.4	76.9
	揚水・蓄電池	-50	25.8
	地域間連系線活用	-165.3	-149.0
	出力抑制必要量	-1354.1	0
	合計	817.7	807.7
需要(万kW)	817.7	807.7	



算定に用いる太陽光発電の連系量は以下のとおり設定。

- ✓ 算定ケース① 1,574万kW (足元814万kW + 増分760万kW)
足下の導入量から、2023年度供給計画2032年度の導入想定量 (増分) 程度
- ✓ 算定ケース② 1,874万kW (足元814万kW + 増分1,060万kW)
足下の導入量から、2023年度供給計画2032年度の導入想定量 (増分) の1.4倍程度



算定に用いる風力発電の連系量は以下のとおり設定。

- ✓ 算定ケース① 576万kW (足元216万kW + 増分360万kW)
足下の導入量から、2023年度供給計画2032年度の導入想定量 (増分) 程度
- ✓ 算定ケース② 716万kW (足元216万kW + 増分500万kW)
足下の導入量から、2023年度供給計画2032年度の導入想定量 (増分) の1.4倍程度

太陽光・風力の出力制御見通し【算定結果】

【無制限無補償ルール太陽光・風力の出力制御見通し：2020～2022年度算定結果※1 平均】

2023年 3月時点 導入量	最小需要 ※2	連系線 活用量※3	① 太陽光+760万kW 風力 +360万kW	② 太陽光+1,060万kW 風力 +500万kW
太陽光 814万kW 風力 216万kW	817.7万kW	0万kW <0%>	64.7% (5,910時間) 〔太陽光：72.9%〕 〔風力：51.4%〕	71.0% (6,512時間) 〔太陽光：79.1%〕 〔風力：58.9%〕
		165.3万kW <100%>	46.9% (3,427時間) 〔太陽光：60.0%〕 〔風力：25.4%〕	54.0% (4,196時間) 〔太陽光：67.8%〕 〔風力：33.1%〕

【(参考) 無制限無補償ルール太陽光・風力の出力制御見通し：2022年度算定結果※1】

2023年 3月時点 導入量	最小需要 ※2	連系線 活用量※3	① 太陽光+760万kW 風力 +360万kW
太陽光 814万kW 風力 216万kW	817.7万kW	受電会社の 受電可能量考慮	48.9% (3,568時間) 〔太陽光：62.1%〕 〔風力：25.1%〕

※1 数値は上から「太陽光+風力(太字)」「太陽光」「風力」の制御率を記載

「太陽光+風力(太字)」の制御時間は、太陽光・風力それぞれの制御時間のうち大きい値を記載

※2 最小需要については、GWを除く4月または5月の晴れた休日昼間の太陽光発電の出力が大きい時間帯の需要に、余剰買取による太陽光発電の自家消費分を加算。

※3 北本連系設備のマーヅン設定値等により変動する。

(注)・無制限無補償ルールの太陽光・風力は電源種別を区別せず、同一時間に一律の制御指令値で制御を実施。

・出力制御見通しは一定の前提条件に基づいた算定結果であり、実際の制御率、制御時間を保証するものではない。

【無制限無補償ルール太陽光・風力の出力制御見通し※1：2022年度実績を基に算定】

2023年 3月時点 導入量	最小需要 ※2	連系線 活用量※3	① 太陽光+760万kW 風力 +360万kW	② 太陽光+1,060万kW 風力 +500万kW
太陽光 814万kW 風力 216万kW	817.7万kW	0万kW <0%>	65.8% (5,915時間) 〔太陽光：73.3%〕 〔風力：52.2%〕	72.0% (6,487時間) 〔太陽光：79.5%〕 〔風力：59.5%〕
		165.3万kW <100%>	47.8% (3,299時間) 〔太陽光：60.9%〕 〔風力：24.2%〕	54.9% (4,110時間) 〔太陽光：68.6%〕 〔風力：32.2%〕

※1 数値は上から「太陽光+風力（太字）」「太陽光」「風力」の制御率を記載
「太陽光+風力（太字）」の制御時間は、太陽光・風力それぞれの制御時間のうち大きい値を記載

※2 最小需要については、GWを除く4月または5月の晴れた休日昼間の太陽光発電の出力が大きい時間帯の需要に、余剰買取による太陽光発電の自家消費分を加算。

※3 北本連系設備のマージン設定値等により変動する。

(注) ・無制限無補償ルールの太陽光・風力は電源種別を区別せず、同一時間に一律の制御指令値で制御を実施。
・出力制御見通しは一定の前提条件に基づいた算定結果であり、実際の制御率、制御時間を保証するものではない。

【無制限無補償ルール太陽光・風力の出力制御見通し※1：2021年度実績を基に算定】

2023年 3月時点 導入量	最小需要 ※2	連系線 活用量※3	① 太陽光+760万kW 風力 +360万kW	② 太陽光+1,060万kW 風力 +500万kW
太陽光 814万kW 風力 216万kW	815.9万kW	0万kW <0%>	62.8% (5,744時間) 〔太陽光：71.2%〕 〔風力：49.1%〕	69.3% (6,343時間) 〔太陽光：77.8%〕 〔風力：56.6%〕
		165.3万kW <100%>	44.7% (3,293時間) 〔太陽光：57.7%〕 〔風力：23.6%〕	52.0% (4,088時間) 〔太陽光：66.0%〕 〔風力：31.0%〕

- ※1 数値は上から「太陽光+風力（太字）」「太陽光」「風力」の制御率を記載
「太陽光+風力（太字）」の制御時間は、太陽光・風力それぞれの制御時間のうち大きい値を記載
- ※2 最小需要については、GWを除く4月または5月の晴れた休日昼間の太陽光発電の出力が大きい時間帯の需要に、余剰買取による太陽光発電の自家消費分を加算。
- ※3 北本連系設備のマージン設定値等により変動する。
- (注) ・無制限無補償ルールの太陽光・風力は電源種別を区別せず、同一時間に一律の制御指令値で制御を実施。
・出力制御見通しは一定の前提条件に基づいた算定結果であり、実際の制御率、制御時間を保証するものではない。

【無制限無補償ルール太陽光・風力の出力制御見通し※1：2020年度実績を基に算定】

2023年 3月時点 導入量	最小需要 ※2	連系線 活用量※3	① 太陽光+760万kW 風力 +360万kW	② 太陽光+1,060万kW 風力 +500万kW
太陽光 814万kW 風力 216万kW	767.3万kW	0万kW <0%>	65.6% (6,070時間) 〔太陽光：74.2%〕 〔風力：52.8%〕	71.9% (6,705時間) 〔太陽光：80.2%〕 〔風力：60.6%〕
		165.3万kW <100%>	48.2% (3,689時間) 〔太陽光：61.4%〕 〔風力：28.5%〕	55.0% (4,391時間) 〔太陽光：68.9%〕 〔風力：36.1%〕

※1 数値は上から「太陽光+風力（太字）」「太陽光」「風力」の制御率を記載
「太陽光+風力（太字）」の制御時間は、太陽光・風力それぞれの制御時間のうち大きい値を記載

※2 最小需要については、GWを除く4月または5月の晴れた休日昼間の太陽光発電の出力が大きい時間帯の需要に、余剰買取による太陽光発電の自家消費分を加算。

※3 北本連系設備のマージン設定値等により変動する。

(注) ・無制限無補償ルールの太陽光・風力は電源種別を区別せず、同一時間に一律の制御指令値で制御を実施。
・出力制御見通しは一定の前提条件に基づいた算定結果であり、実際の制御率、制御時間を保証するものではない。

- 2022年度実績における算定ケース②を基準に、下記ケース②-a~cの対策を実施した場合の出力制御見通しを試算する。

ケース② - a 需要対策（蓄電池導入）

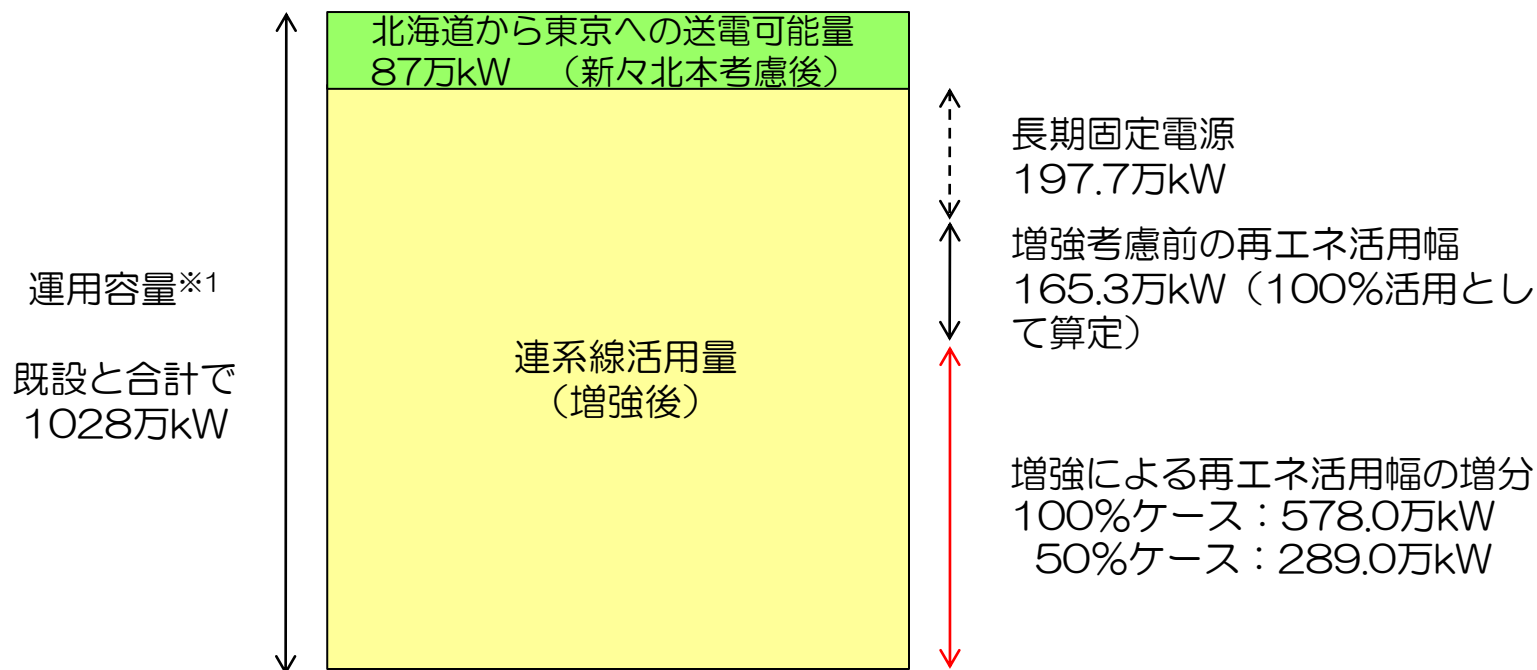
- 定格出力81.8万kW（2022年度エリア最小需要（GWを除く晴れた日）の10%）、6時間容量の蓄電池を導入した場合の出力制御見通しを試算

ケース② - b 供給対策

- すべての火力とバイオマス（地域資源除く）の最低出力を30%へ引下げた場合の出力制御見通しを試算
- 最小需要断面での低減効果は70.4万kW

ケース② - c 連系線増強

- 東北東京間連系線の増強計画（既設と合わせて運用容量1028万kW）および新々北本の増強計画（北海道から東京への送電可能量+30万kW）を織り込んだ場合の制御見通しを試算。
- 既設分の再エネ活用幅は100%で固定し，増強分を100%活用ケース（既設と合計で743.3万kW），50%活用ケース（既設と合計で454.3万kW）の2パターンとして試算を行う。



※1 運用容量は、「2022年度 第4回運用容量検討会 資料1-2 各連系線の運用容量算出方法・結果」を基に設定。

http://www.occto.or.jp/iinkai/unyouyouryou/2022/files/2022_4_1-2.pdf

なお，増強する連系線の運用容量は電源の稼働状況等により変動すると想定されるが，今回は年間を通して一定として算定する。

【出力制御低減策に係る基本的方向性を踏まえた出力制御見通し※1

：2022年度実績を基に試算】

2023年 3月時点 導入量	最小 需要※2	既設 連系線 活用量 ※3	② 太陽光+1,060万kW 風力 +500万kW				
			(再掲) ② 基本ケース	② - a 蓄電池導入 出力81.8万kW 6時間容量	② - b 最低出力引下げ 低減効果 70.4万kW	② - c 連系線増強	
						増強分50%活用 既設との合計で 454.3万kW	増強分100%活用 既設との合計で 743.3万kW
太陽光 814万kW 風力 216万kW	817.7万 kW	165.3万 kW <100%>	54.9% (4,110時間)	50.7% (3,728時間)	46.0% (3,188時間)	26.9% (1,808時間)	11.4% (944時間)
			〔太陽光：68.6% 風力：32.2%〕	〔太陽光：64.1% 風力：28.5%〕	〔太陽光：60.2% 風力：22.5%〕	〔太陽光：38.0% 風力：8.5%〕	〔太陽光：16.7% 風力：2.5%〕

※1 数値は上から「太陽光+風力（太字）」「太陽光」「風力」の制御率を記載
「太陽光+風力（太字）」の制御時間は、太陽光・風力それぞれの制御時間のうち大きい値を記載

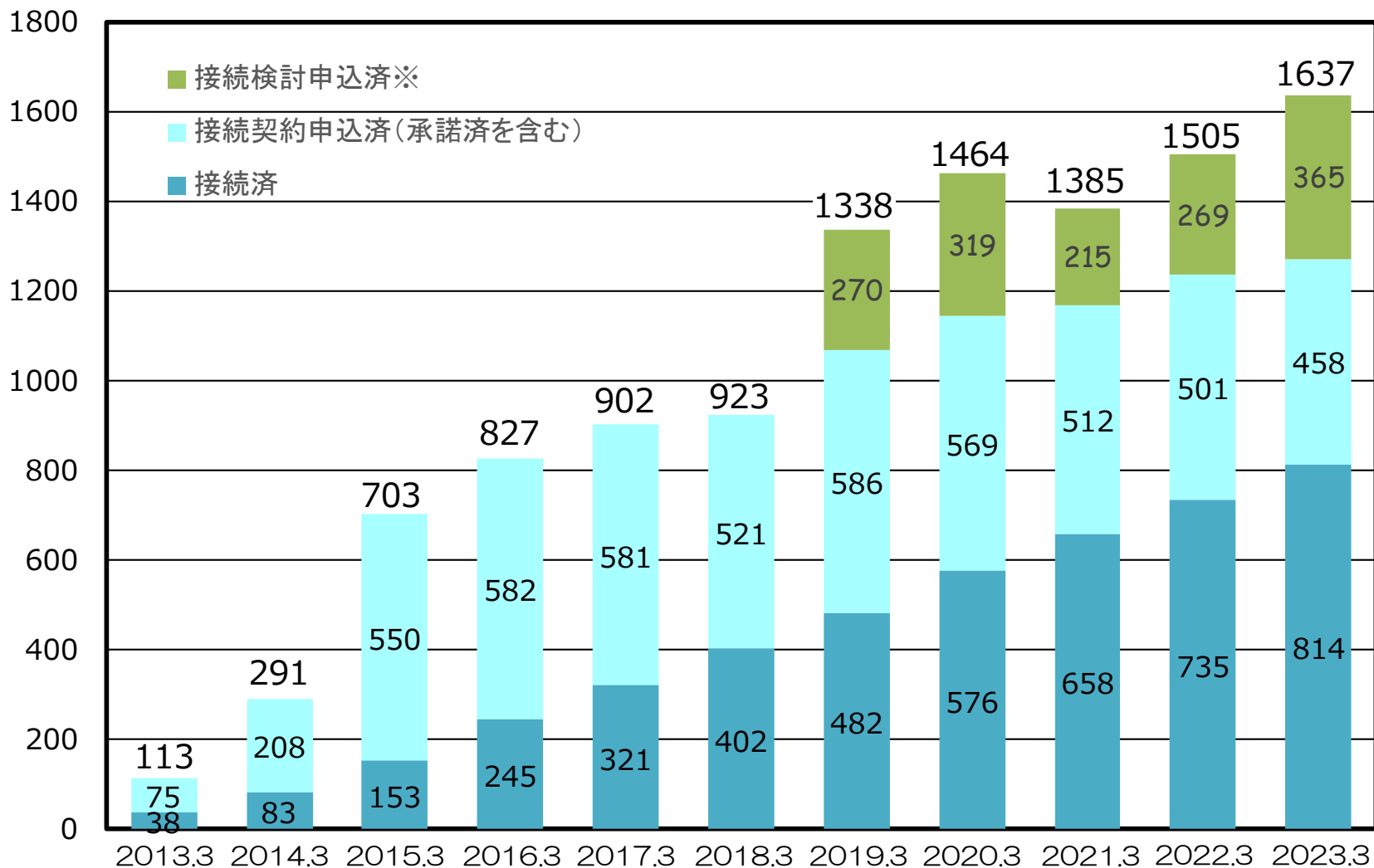
※2 最小需要については、GWを除く4月または5月の晴れた休日昼間の太陽光発電の出力が大きい時間帯の需要に、余剰買取による太陽光発電の自家消費分を加算。

※3 北本連系設備のマージン設定値等により変動する。

(注) ・無制限無補償ルール of 太陽光・風力は電源種別を区別せず、同一時間に一律の制御指令値で制御を実施。
・出力制御見通しは一定の前提条件に基づいた算定結果であり、実際の制御率、制御時間を保証するものではない。

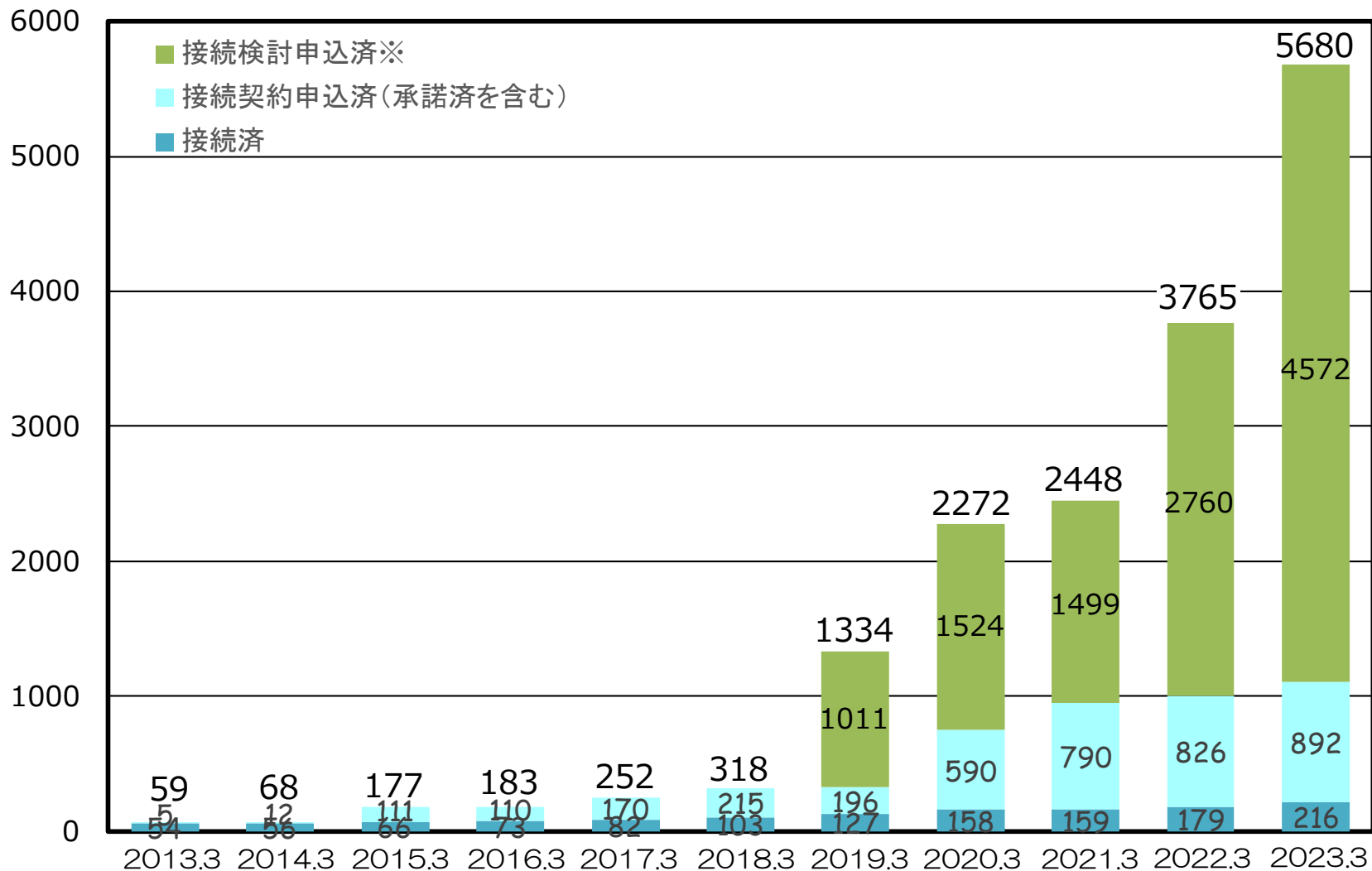
(参考) 太陽光発電の申込状況の推移

(万kW)



※「接続検討申込済」は集計値のある2018年度末からを記載。

(万kW)



※「接続検討申込済」は集計値のある2018年度末からを記載。