

再生可能エネルギーの出力制御見通し（2021年度） の算定結果について

2022年3月14日

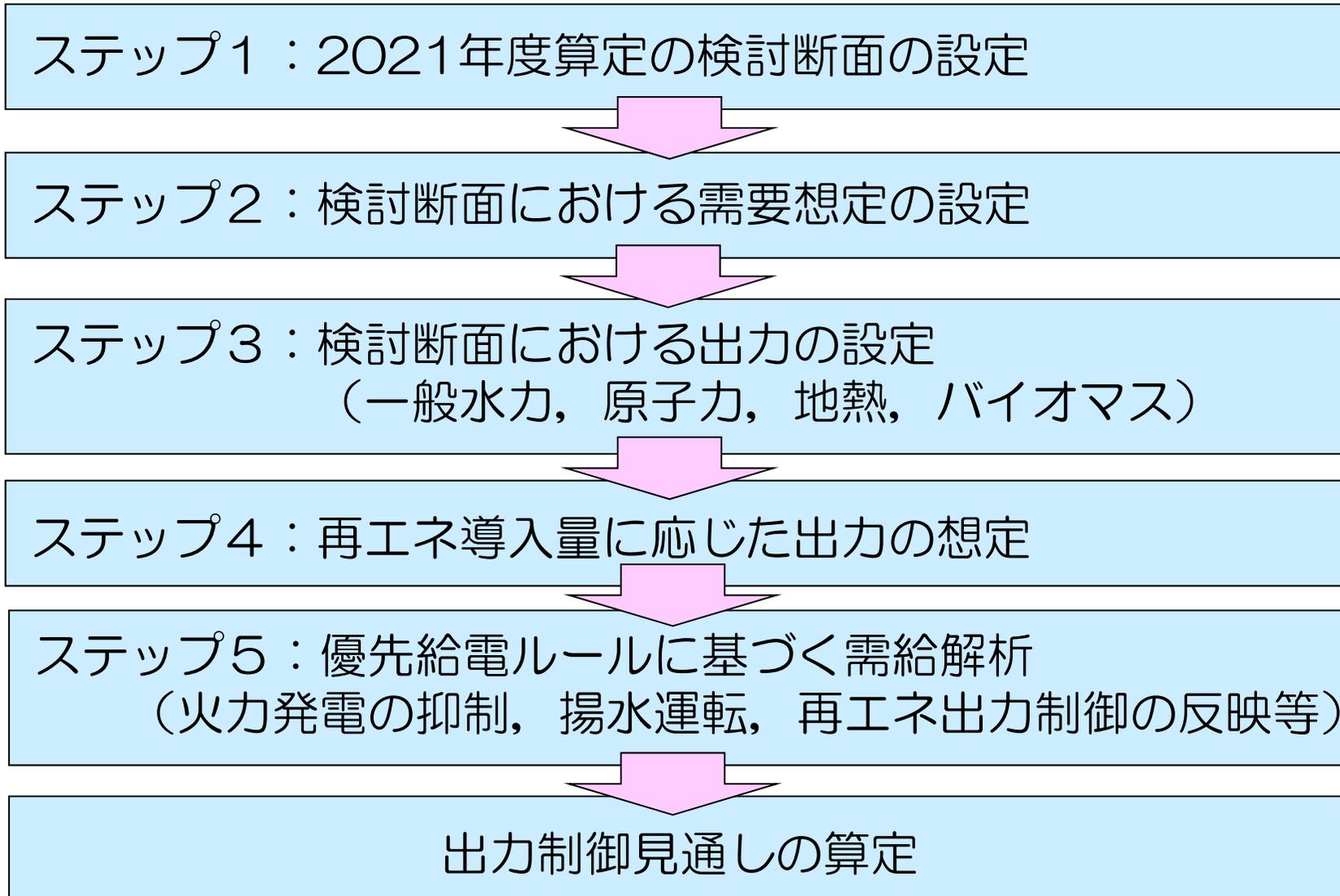
東北電力ネットワーク株式会社

- 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。
- 2021年9月末時点の連系量である太陽光705万kW、風力170万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。

算定条件の一覧表

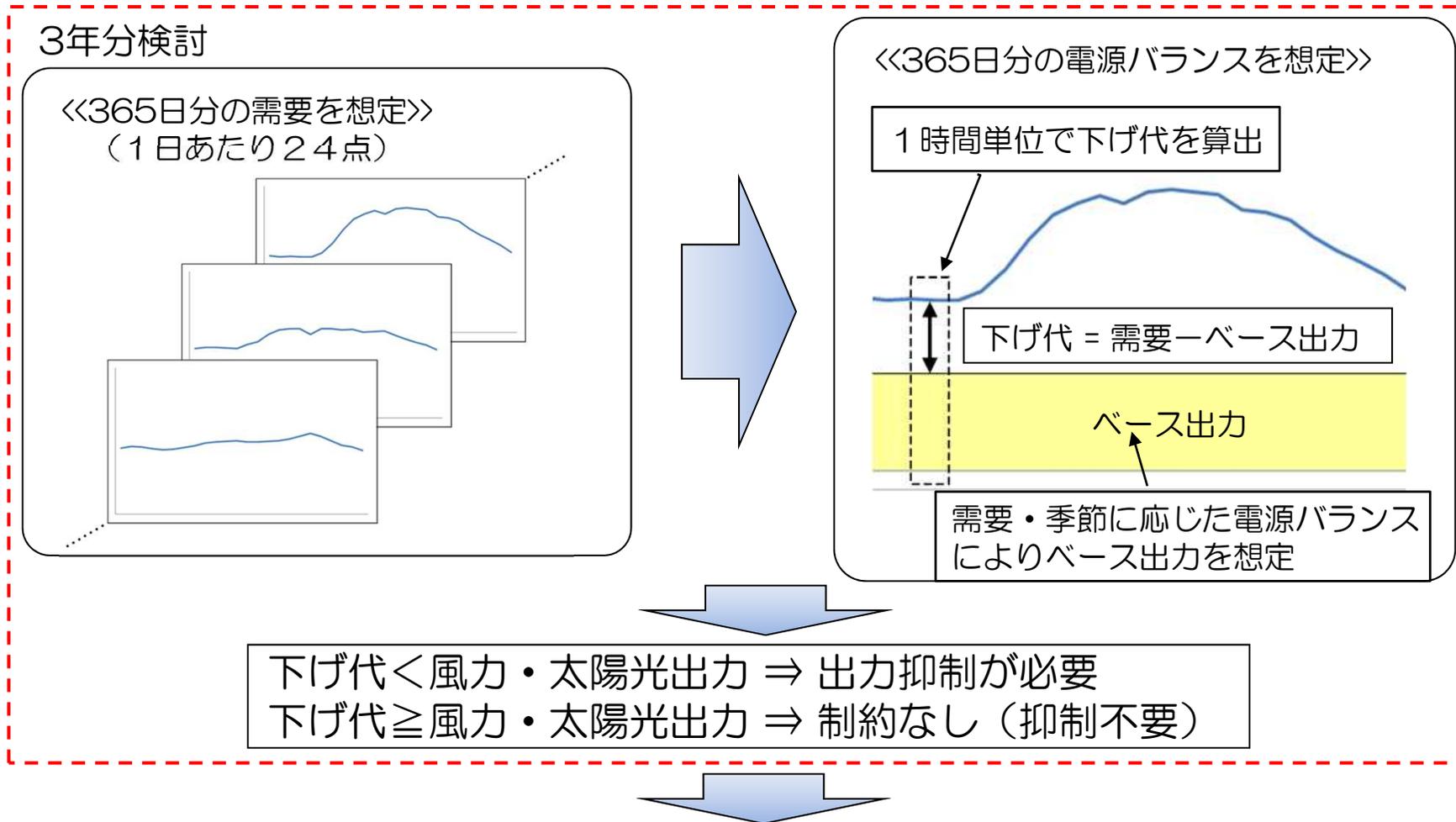
	今回の算定条件	前回の算定条件
需要断面	2018～2020年度エリア実績	2017～2019年度エリア実績
太陽光想定	2018～2020年度の太陽光・風力発電の実績値より利用率を算定し、それを基に出力を想定	2017～2019年度の太陽光・風力発電の実績値より利用率を算定し、それを基に出力を想定
風力想定		
バイオマス想定	81.4万kW (設備容量148.4万kW × 利用率54.9%)	71.6万kW (設備容量130.0万kW × 利用率55.1%)
地熱想定	23.4万kW (設備容量36.3万kW × 利用率64.6%)	22.2万kW (設備容量34.4万kW × 利用率64.6%)
水力想定※1	流れ込み式：78.8万kW (設備容量89.0万kW × 利用率88.5%)	流れ込み式：78.9万kW (設備容量89.1万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)	171.5万kW (設備容量503.8万kW)	165.7万kW (設備容量503.8万kW)
揚水想定	ポンプ動力46万kW：1日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



STEP1：検討断面の設定

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2018～2020年度の3年分検討する。

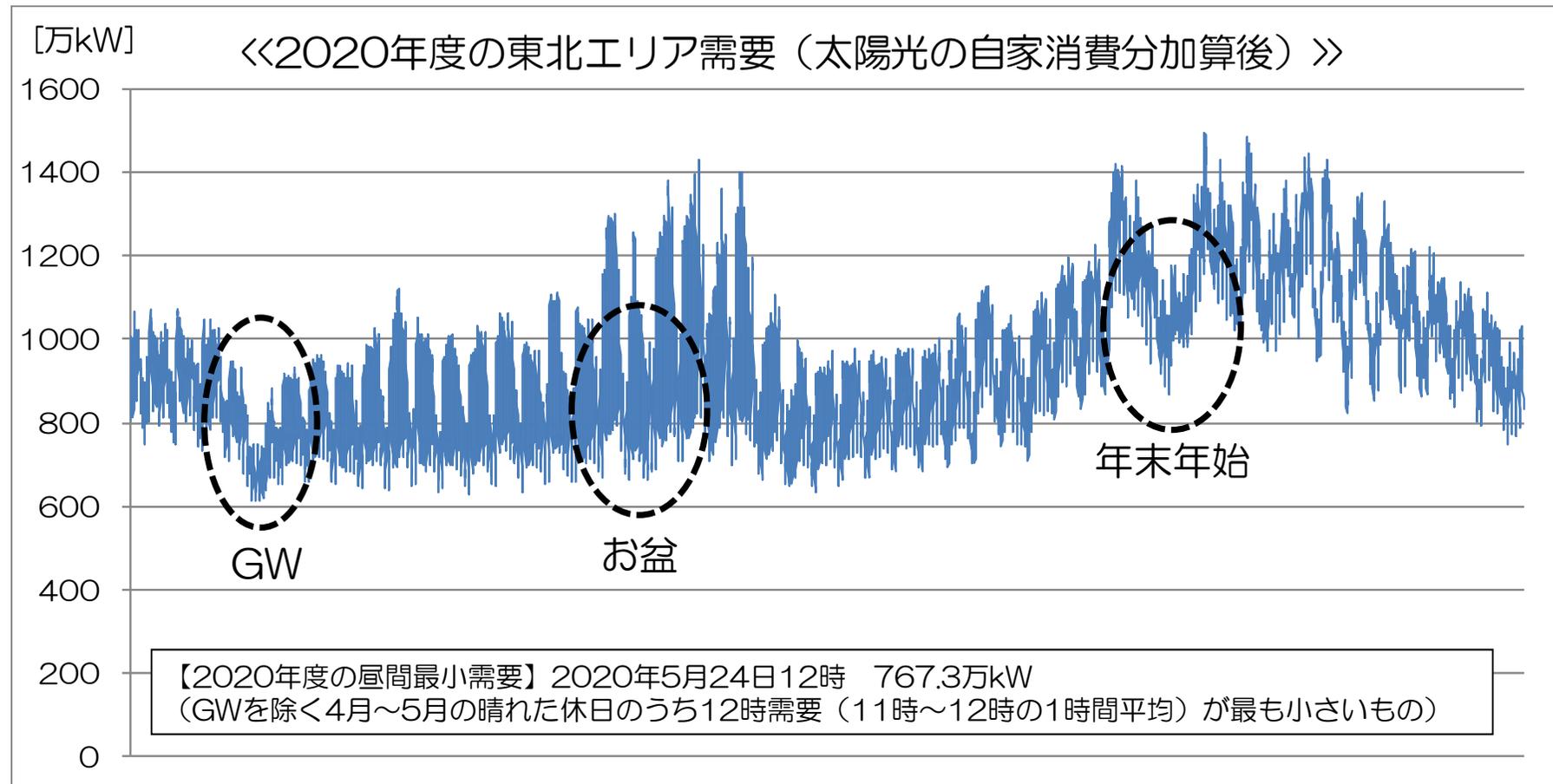


各年度の制御見通しの平均により制御見通しを算定

STEP2：検討断面における需要想定の設定

P6

2018～2020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。



2020/4/1

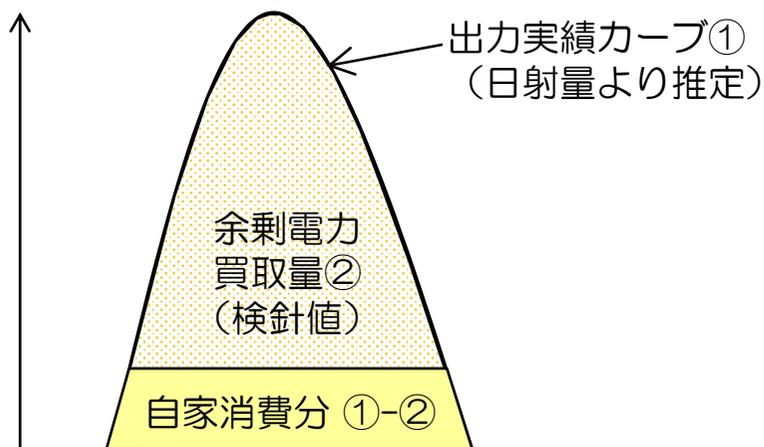
2021/3/31

(参考) 太陽光の自家消費分の想定

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

2020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 (%)	7.5	4.9	4.4	6.2	8.4	5.7	5.7	4.8	6.6	6.8	7.2	8.5
自家消費電力 (万kW)	6.6	4.3	3.9	5.5	7.5	5.1	5.1	4.3	6.0	6.2	6.6	7.9

STEP3：検討断面における出力の設定（原子力）

P8

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

STEP3：検討断面における出力の設定（一般水力）

・5月の水力の最低出力（万kW）

	設備容量 (万kW)	利用率 (%)	発電出力 (万kW)
流れ込み式	89.0	88.5	78.8
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

※将来連系分として2021年9月末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	73.4	78.8	64.7	60.6	48.9	47.1	47.1	53.9	48.4	34.2	31.1	42.1
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	194.7	194.7	139.3	127.5	99.1	92.3	80.4	105.1	106.7	74.4	76.0	114.7

4, 5月は、毎年山間部の融雪により出水が多くなる

STEP3：検討断面における出力の設定（地熱）

- 地熱発電の将来連系分として、2021年9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	36.3	64.6	23.4

STEP3：検討断面における出力の設定（バイオマス）

P11

- バイオマスの将来連系分として、2021年9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	22.4	61.0	13.7
	導入見込み設備	9.9	80.0※1	7.9
	合計	32.3	68.5	21.6

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	40.2	54.2	21.8
	導入見込み設備	75.9	50.0	38.0
	合計	116.1	51.5	59.8

※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。

STEP4：再エネ導入量に応じた出力の想定（風力）

P12

- 設備容量で約144.9万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

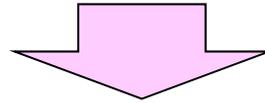
データ	サイト数	設備容量（万kW）	期間
風力発電出力	68サイト※	144.9※	2018年4月 ～2021年3月

※2021年3月末時点の値

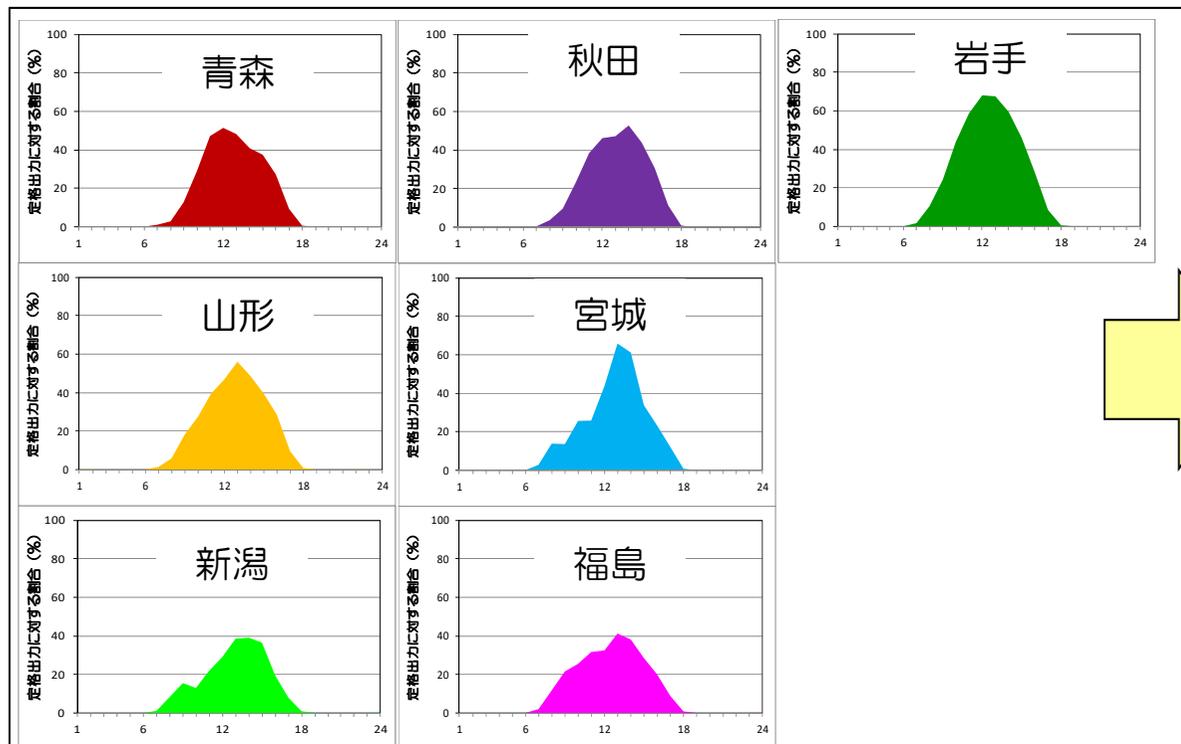
STEP4：再エネ導入量に応じた出力の想定（太陽光）

P13

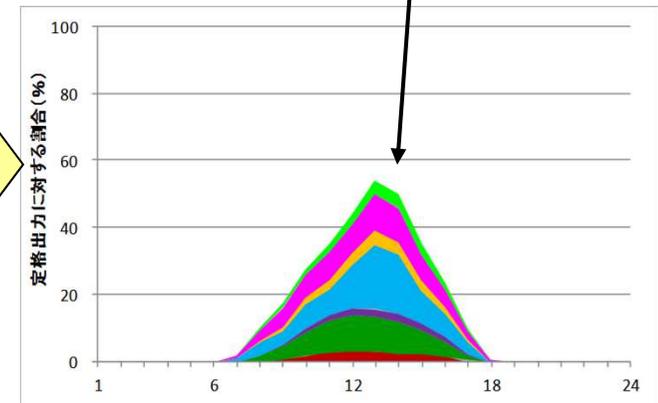
連系済の太陽光の大部分は低圧および高圧であり，発電出力の把握が困難



- 気象官署（県庁所在地7地点）の日射量測定結果と，各アメダス地点の日照時間測定結果を用いて，地域毎の日射量実績を想定
- 想定した日射量実績をもとに，地域毎に太陽光の出力を想定し，集約することで東北エリアの合計想定出力を作成



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24日）12時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	684.9	101.3
	石炭	468.7	0
電源Ⅲ	石油	0	0
	LNG	157.4	42.6
	石炭	346.4	128.9

※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12時需要（11～12時の1時間平均）が最小となる日

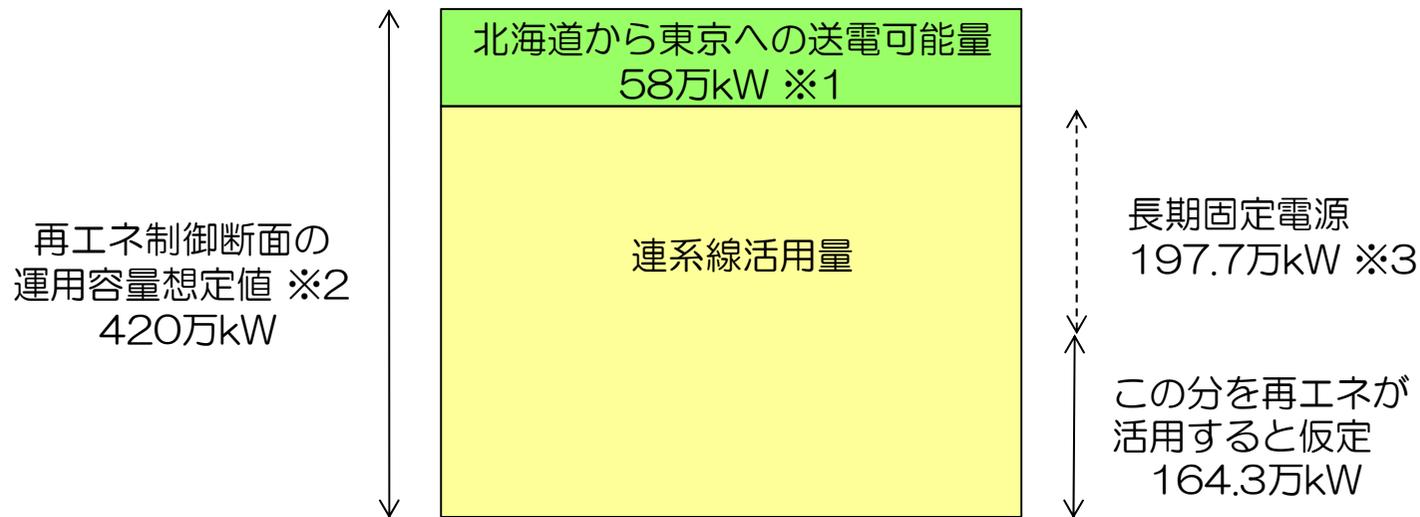
- 揚水式水力発電は，余剰電力発生時にポンプ運転を行う。
- 揚水発電機については，長期点検やトラブルリスクも考慮し，最大機の1台停止を織込む。
 - 下げ代の確保にあたっては南相馬変電所に設置した系統用蓄電池を考慮する。

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

STEP5：回避措置（連系線の活用）

- 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。



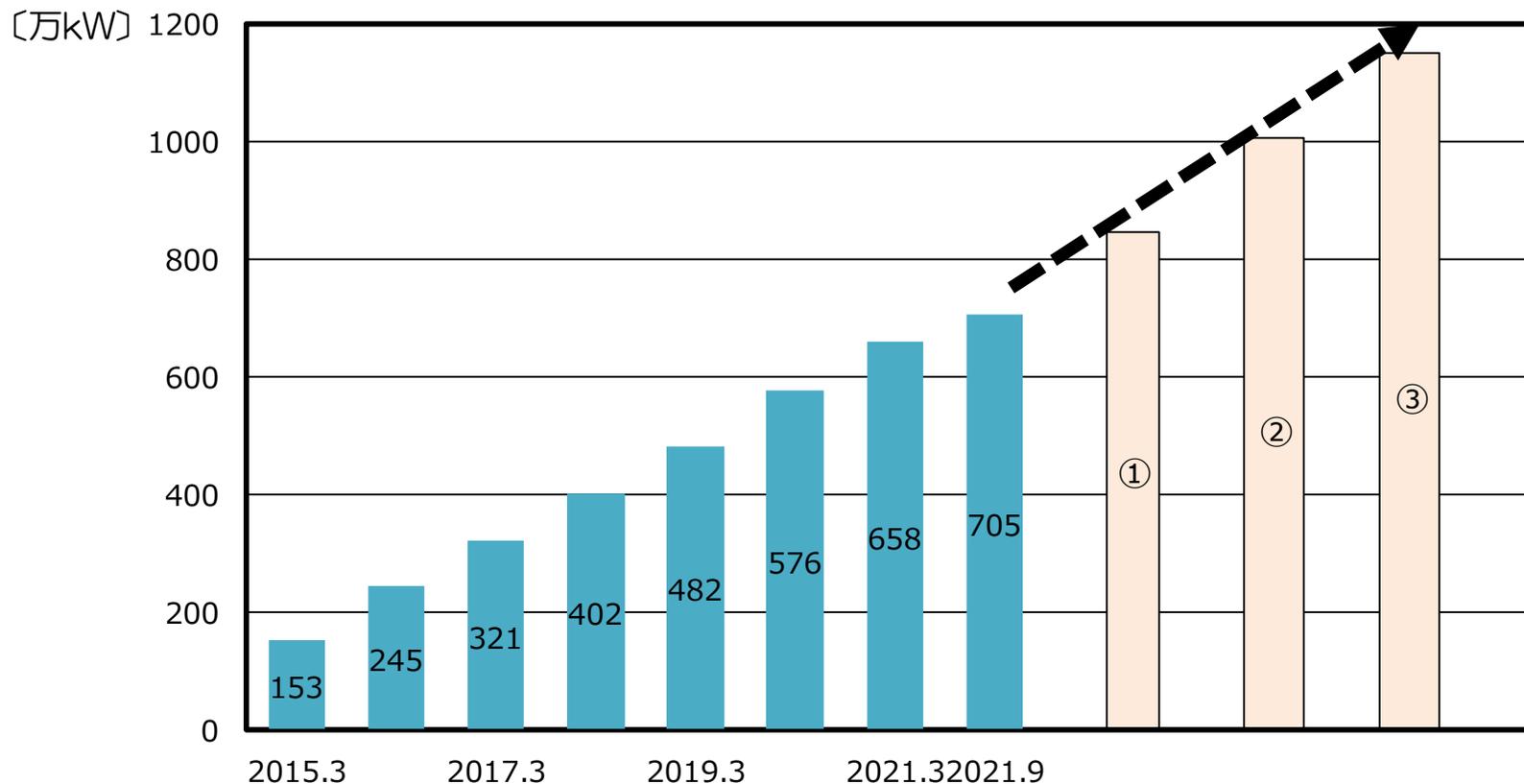
【東北東京間連系線活用100%のイメージ】

- ※ 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ヅン（月別、平日/休日別、昼間/夜間別の値）を考慮して設定。記載値はマーヅンが32万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

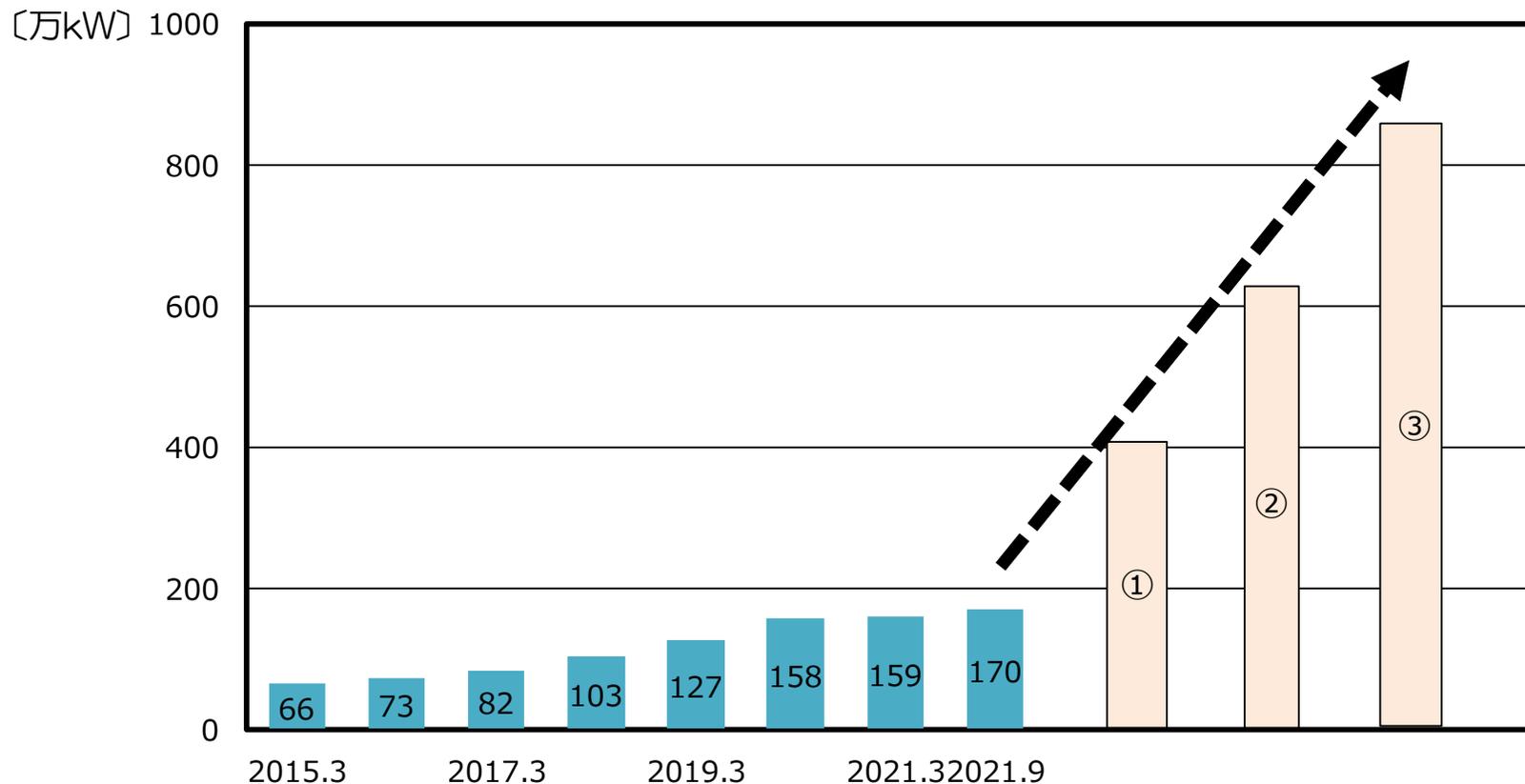
<2020年5月24日の12時, 20時(ピーク需要断面)の需要実績において, 太陽光の連系量を1,005万kW, 風力の連系量を630万kW(次頁の算定ケース②)とした場合の需給バランス想定>

		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)	101.3	101.6
	火力(電源Ⅲ)	171.5	171.5
	再エネ	1107.3	444.6
	(内訳) 水力	194.6	285.8
	地熱	23.4	23.4
	バイオ	81.4	81.4
	太陽光	788.3	0
	風力	19.6	54.0
	揚水・蓄電池	-50	0
	地域間連系線活用	-164.3	-136.0
	出力抑制必要量	-598.8	0
	合計	767.3	782.0
需要(万kW)	767.3	782.0	



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① 855万kW（足元705万kW + 増分150万kW）
足下の導入量（2021年9月）から、2021年度供給計画 2030年までの導入量増分の半分程度（0.5倍）
- ✓ 算定ケース② 1,005万kW（足元705万kW + 増分300万kW）
2021年度供給計画 2030年時点の導入量程度
- ✓ 算定ケース③ 1,155万kW（足元705万kW + 増分450万kW）
足下の導入量（2021年9月）から、2021年度供給計画 2030年までの導入量増分の1.5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① 400万kW（足元170万kW + 増分230万kW）
足下の導入量（2021年9月）から、2021年度供給計画 2030年までの導入量増分の半分程度（0.5倍）
- ✓ 算定ケース② 630万kW（足元170万kW + 増分460万kW）
2021年度供給計画 2030年時点の導入量程度
- ✓ 算定ケース③ 860万kW（足元170万kW + 増分690万kW）
足下の導入量（2021年9月）から、2021年度供給計画 2030年までの導入量増分の1.5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：2018～2020年度算定結果※¹ 平均】

2021年 9月時点 導入量	最小需要 ※ ²	連系線 活用量※ ³	① 太陽光+150万kW 風力 +230万kW	② 太陽光+300万kW 風力 +460万kW	③ 太陽光+450万kW 風力 +690万kW
太陽光 705万kW	777.7万 kW	0万kW <0%>	39.6% (4,068時間) 〔太陽光：42.9%〕 〔風力：36.7%〕	52.8% (5,506時間) 〔太陽光：56.7%〕 〔風力：50.6%〕	63.3% (6,510時間) 〔太陽光：66.1%〕 〔風力：61.9%〕
風力 170万kW		164.3万kW <100%>	20.7% (1,673時間) 〔太陽光：30.0%〕 〔風力：12.1%〕	30.9% (2,930時間) 〔太陽光：42.9%〕 〔風力：24.1%〕	41.2% (4,111時間) 〔太陽光：52.6%〕 〔風力：35.6%〕

- ※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月の晴天日における太陽光発電ピーク時間の最小需要実績太陽光発電の自家消費分補正後の値を記載。
- ※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、電源種別で区別せず一律の制御指令値により制御を行う。
・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・風力の出力制御見通し【2020年度】

P21

【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】

2021年 9月時点 導入量	最小需要 ※2	連系線 活用量※3	① 太陽光+150万kW 風力 +230万kW	② 太陽光+300万kW 風力 +460万kW	③ 太陽光+450万kW 風力 +690万kW
太陽光 705万kW	767.3万 kW	0万kW <0%>	41.0% (4,391時間) 〔太陽光：44.4%〕 〔風力：38.0%〕	53.2% (5,752時間) 〔太陽光：57.9%〕 〔風力：50.7%〕	63.5% (6,744時間) 〔太陽光：66.6%〕 〔風力：62.1%〕
風力 170万kW		164.3万kW <100%>	21.8% (1,891時間) 〔太陽光：31.5%〕 〔風力：13.2%〕	31.8% (3,147時間) 〔太陽光：44.3%〕 〔風力：25.1%〕	41.6% (4,353時間) 〔太陽光：53.8%〕 〔風力：36.0%〕

※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月の晴天日における太陽光発電ピーク時間の最小需要実績太陽光発電の自家消費分補正後の値を記載。

※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、電源種別で区別せず一律の制御指令値により制御を行う。

・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・風力の出力制御見通し【2019年度】

P22

【無制限無補償ルール太陽光・風力の出力制御見通し※1：2019年度実績を基に算定】

2021年 9月時点 導入量	最小需要 ※2	連系線 活用量※3	① 太陽光+150万kW 風力 +230万kW	② 太陽光+300万kW 風力 +460万kW	③ 太陽光+450万kW 風力 +690万kW
太陽光 705万kW	797.5万 kW	0万kW <0%>	41.1% (4,132時間) 〔太陽光：42.5%〕 〔風力：39.8%〕	55.5% (5,634時間) 〔太陽光：56.4%〕 〔風力：55.0%〕	65.4% (6,350時間) 〔太陽光：66.4%〕 〔風力：64.9%〕
風力 170万kW		164.3万kW <100%>	22.3% (1,686時間) 〔太陽光：31.5%〕 〔風力：13.5%〕	33.1% (3,051時間) 〔太陽光：44.0%〕 〔風力：26.7%〕	44.0% (4,154時間) 〔太陽光：53.8%〕 〔風力：38.9%〕

- ※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月の晴天日における太陽光発電ピーク時間の最小需要実績太陽光発電の自家消費分補正後の値を記載。
- ※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、電源種別で区別せず一律の制御指令値により制御を行う。
・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・風力の出力制御見通し【2018年度】

【無制限無補償ルール太陽光・風力の出力制御見通し※1：2018年度実績を基に算定】

2021年 9月時点 導入量	最小需要 ※2	連系線 活用量※3	① 太陽光+150万kW 風力 +230万kW	② 太陽光+300万kW 風力 +460万kW	③ 太陽光+450万kW 風力 +690万kW
太陽光 705万kW	768.4万 kW	0万kW <0%>	36.8% (3,682時間) 〔太陽光：41.7% 風力：32.3%〕	49.7% (5,132時間) 〔太陽光：55.8% 風力：46.2%〕	60.9% (6,257時間) 〔太陽光：65.2% 風力：58.8%〕
風力 170万kW		164.3万kW <100%>	18.0% (1,441時間) 〔太陽光：27.1% 風力：9.7%〕	27.8% (2,592時間) 〔太陽光：40.3% 風力：20.7%〕	38.0% (3,826時間) 〔太陽光：50.3% 風力：32.0%〕

- ※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月の晴天日における太陽光発電ピーク時間の最小需要実績太陽光発電の自家消費分補正後の値を記載。
- ※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、電源種別で区別せず一律の制御指令値により制御を行う。
・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。

- 2021年10月の系統WGで取りまとめられた出力制御低減策に係る基本的方向性に基づき、2020年度実績における算定ケース③を基準に、下記ケース③-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③ - a 需要対策（蓄電池導入）

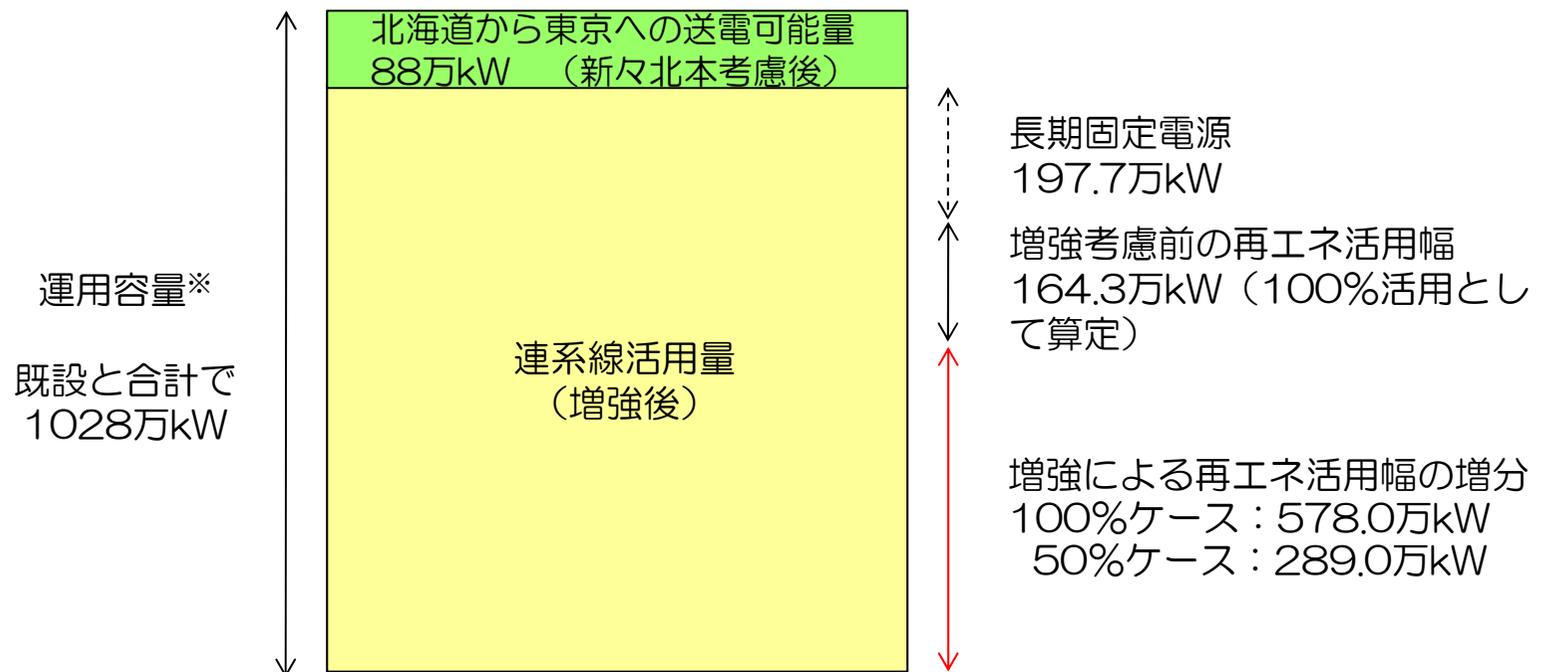
- 定格出力76.7万kW（2020年度エリア最小需要（GWを除く晴れた日）の10%）、6時間容量の蓄電池を導入した場合の出力制御見通しを試算

ケース③ - b 供給対策

- すべての火力の最低出力を20%、バイオマス（地域資源除く）の最低出力を40%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127.4万kW

ケース③ - 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742.3万kW），50%活用ケース（既設と合計で453.3万kW）の2パターンとして試算を行う。



※ 運用容量は，「2021年度 第4回運用容量検討会 資料2-2 各連系線の運用容量算出方法・結果」を基に設定。
https://www.occto.or.jp/iinkai/unyouyouryou/2021/files/2021_4_2-2.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。

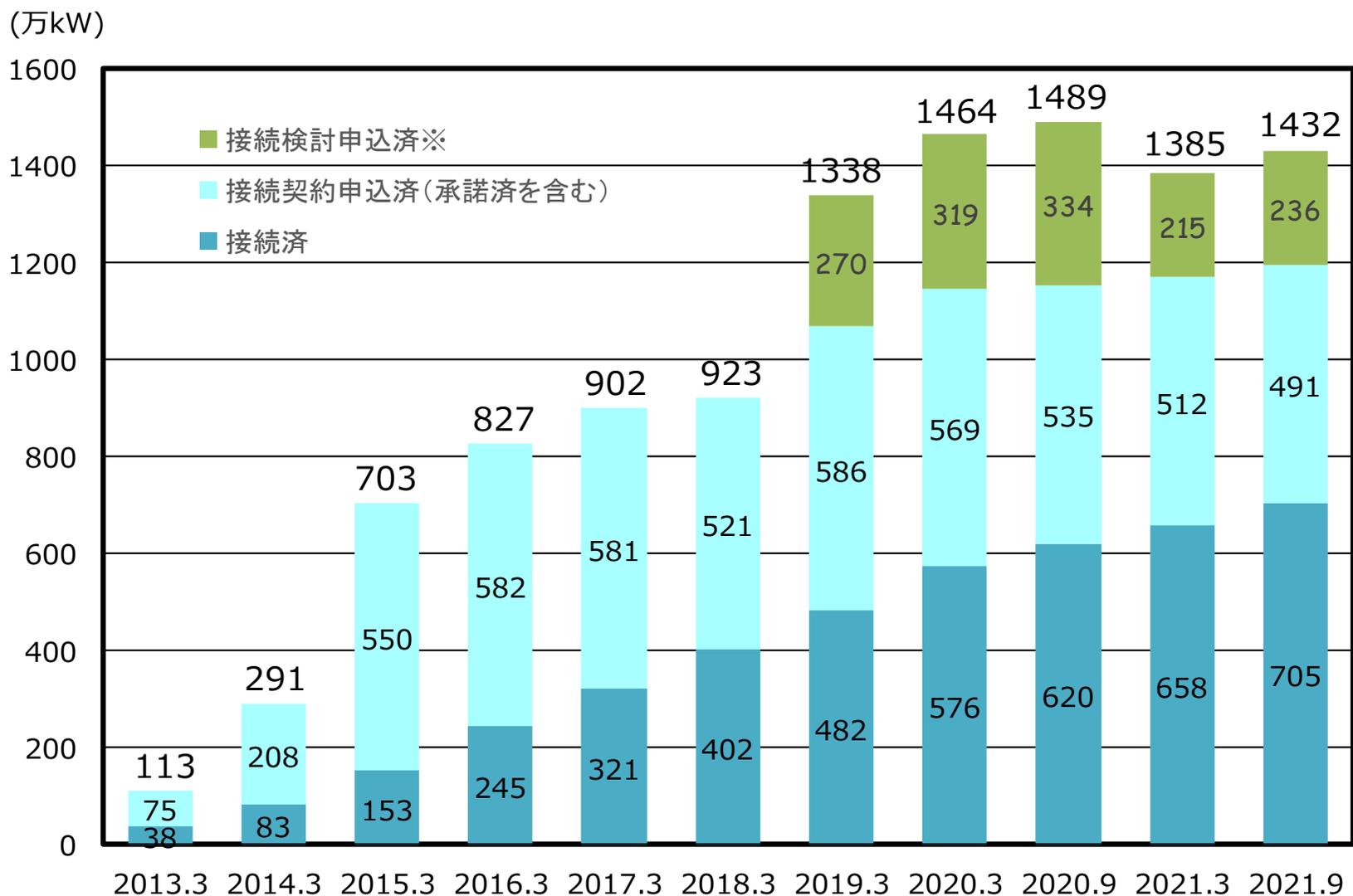
出力制御低減策を踏まえた試算【試算結果】

【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
：2020年度実績を基に試算】

2021年 9月時点 導入量	最小 需要※2	既設 連系線 活用量 ※3	③ 太陽光 + 450万kW 風力 + 690万kW				
			(再掲) ③ 基本ケース	③ - a 蓄電池導入 出力76.7万kW 6時間容量	③ - b 最低出力引下げ 低減効果 127.4万kW	③ - c 連系線増強	
						増強分50%活用 既設との合計で 453.3万kW	増強分100%活用 既設との合計で 742.3万kW
太陽光 705万kW 風力 170万kW	767.3万 kW	164.3万 kW <100%>	41.6% (4,353時間)	37.8% (3,725時間)	22.9% (2,528時間)	8.4% (1,217時間)	0.6% (215時間)
			〔太陽光：53.8% 風力：36.0%〕	〔太陽光：48.8% 風力：32.7%〕	〔太陽光：34.7% 風力：17.5%〕	〔太陽光：14.6% 風力：5.5%〕	〔太陽光：1.2% 風力：0.4%〕

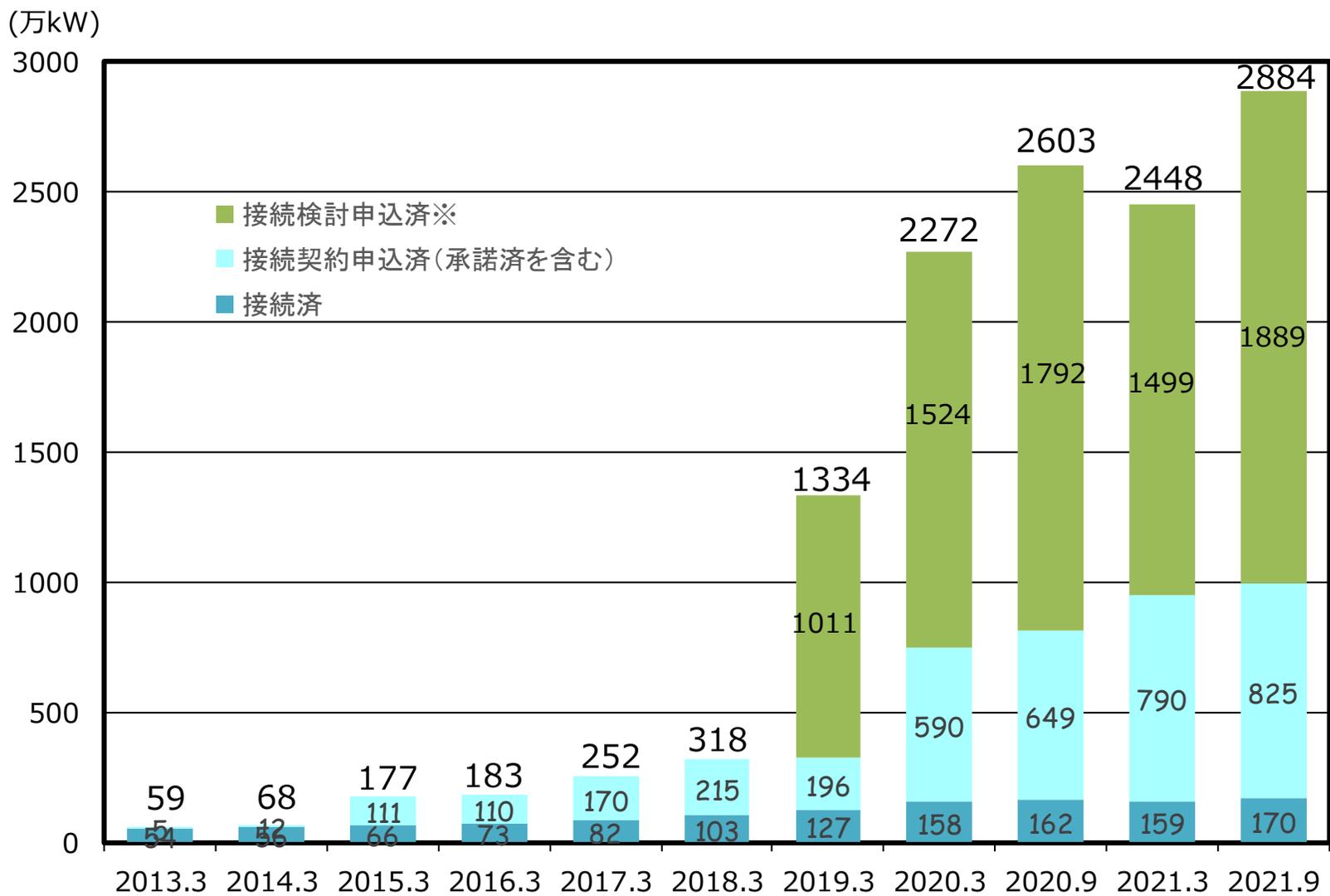
- ※1 数値は上から「太陽光+風力（太字）」「太陽光」「風力」の制御率を記載
「太陽光+風力（太字）」の制御時間は、太陽光・風力それぞれの制御時間のうち大きい値を記載
- ※2 最小需要については、2020年度におけるGWを除く4月または5月の晴天日における太陽光発電ピーク時間の最小需要実績太陽光発電の自家消費分補正後の値を記載
- ※3 北本連系設備のマージン設定値等により変動する。
- (注) ・無制限無補償ルールの太陽光・風力は、電源種別で区別せず一律の制御指令値により制御を行う。
・出力制御見通しは一定の前提条件に基づいた算定結果であり、実際の制御率、制御時間を保証するものではない。

(参考) 太陽光発電の申込状況の推移



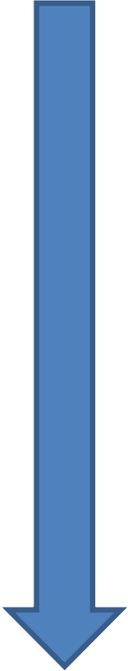
※「接続検討申込済」は集計値のある2018年度末からを記載。

(参考) 風力発電の申込状況の推移



※「接続検討申込済」は集計値のある2018年度末からを記載。

(参考) 各ステータスの定義について

系統 アクセス		区分定義	系統容量上の ステータス
	接続検討申込済	事業者から接続検討の申込があったものの累積（事業者からの取り下げがないものも含み、「接続契約申込済」以降の行程に進んだものを除く）	容量未確保
	接続契約申込済	事業者から接続契約の申込があったものの累積（「接続済」を除く）	暫定容量確保
	承諾済	連系を承諾したものの累積（「接続済」を除く）	確定容量確保
	接続済	運転開始済のものの累積	同上

東北北部エリア電源接続案件募集プロセスの 暫定連系対策について

2022年3月14日

東北電力ネットワーク株式会社

- 当社は第13回系統WG他において、東北北部エリア電源接続案件募集プロセス（以下、本プロセスという）の系統増強工事完了までの暫定連系対策として、系統事故前の電源制御（全ての暫定ノンファーム型接続適用電源を対象とした一律制御）を行う暫定連系システムの開発を公表しておりました。
- 2020年1月の本プロセスの部分完了を踏まえ、3年程度の開発期間を要する暫定連系システムの開発に着手しております。また、当該システムは、空き容量の無い基幹系統に適用されたノンファーム型接続適用電源の制御システムとしても活用することとしておりました。
- 一方で、2023年に導入予定の再給電方式（一定の順序）によって、全電源の一律制御からメリットオーダーによる出力制御への見直しが示されていることから、当初計画していた暫定連系システムの開発から、一定の順序に基づく再給電システムの開発へと方針を変更させていただきます。
- なお、暫定連系システムの開発以降に系統連系を予定していた発電事業者さまへは、2022年中の開始を目標としている再給電方式（調整電源の活用）によって、早期の系統連系が可能となることを既にお知らせしております。

<再給電方式の導入等のスケジュール>

	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度以降
再給電方式の導入			2022年中の開始を目標	再給電方式（調整電源の活用）	
		これまでの仕様検討等を引継ぎ早期開発に注力	仕様検討・開発	再給電方式（一定の順序）	
暫定連系システムの導入 【当初予定】	北部募プロ部分完了を踏まえ開発に着手	仕様検討・開発	暫定連系前倒し可	2022年度末頃	暫定連系対策導入

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
電力ネットワークの次世代化に向けた中間とりまとめ（2021年9月3日）図6参照
暫定連系システムに基づく連系のスケジュール等を当社にて追記

以 上

