

再生可能エネルギーの出力制御見通し（2021年度算定値） の算定結果について

2022年3月14日
北海道電力ネットワーク株式会社

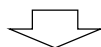
1. 出力制御見通しの考え方

- 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）、バイオマスを停止または抑制、揚水動力や蓄電池ならびに連系線の空容量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日等）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。
- 足下の導入実績である太陽光203万kW、風力56万kW（2021年9月時点導入量）を前提に、太陽光・風力の双方の無制限無補償ルール設備が追加になった場合の出力制御見通しを算定する。

2. 出力制御見通し算定のフロー

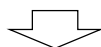
ステップ1

出力制御見通し算定の検討断面の設定



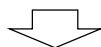
ステップ2

検討断面における需要の想定



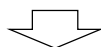
ステップ3

再エネの導入量に応じた出力等の想定



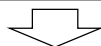
ステップ4

検討断面における出力等の想定（一般水力、原子力、地熱、バイオマス）



ステップ5

現状制度における需給解析（火力発電の抑制、揚水運転、需給バランス改善用蓄電池の充電、再エネ出力制御の反映等）



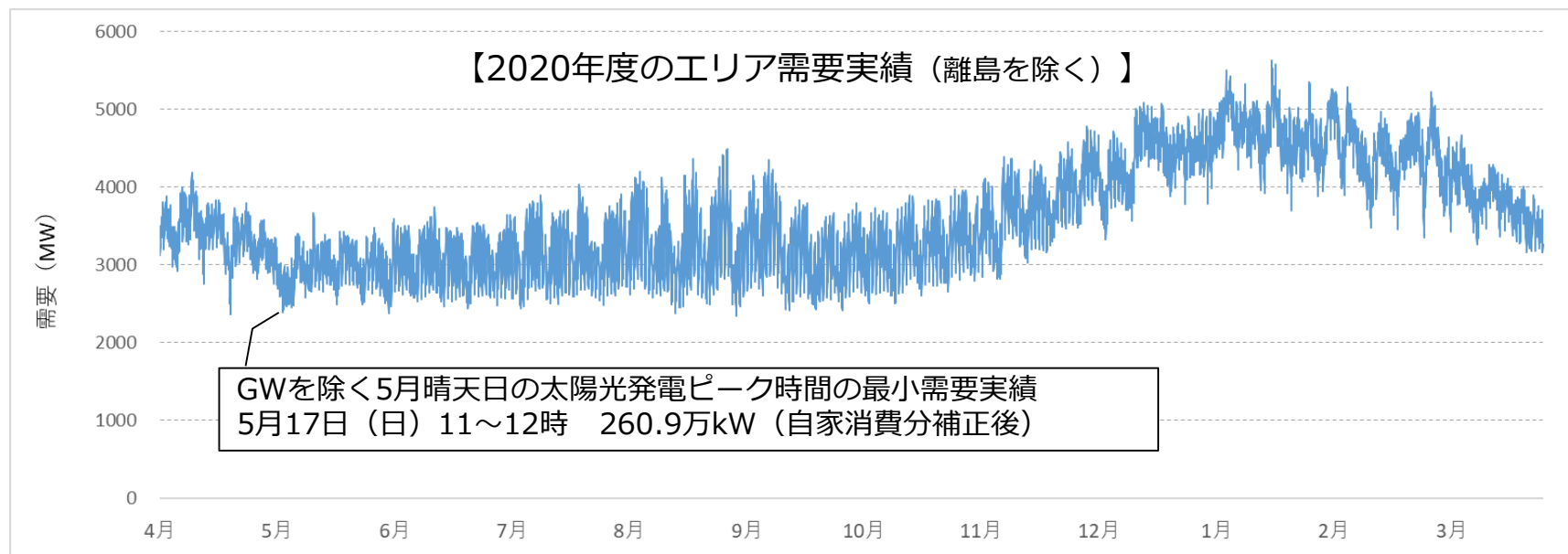
出力制御見通し（年度算定値）

<ステップ1> 検討断面の設定

- 年間を通じた8,760時間（24時間×365日）の各時間において試算を行う。
これを2018～2020年度の3年分検討する。

<ステップ2> 需要の想定

- 需要想定は、2018～2020年度のエリア需要実績を用いる。
※胆振東部地震の影響を除外するため、2018年9月6日～14日は2017年の同曜日実績で置き換え
- 出力制御見通しの算定にあたっては、太陽光発電の自家消費分を補正する。



<ステップ3> 再エネ出力の想定

《太陽光、風力》

- 出力制御見通しの算定にあたっては、昨年度までと同様に、各年度の各時間帯における実績に相当する太陽光・風力出力比率を使用し、前提とする設備容量に掛け合わせた出力を想定した。

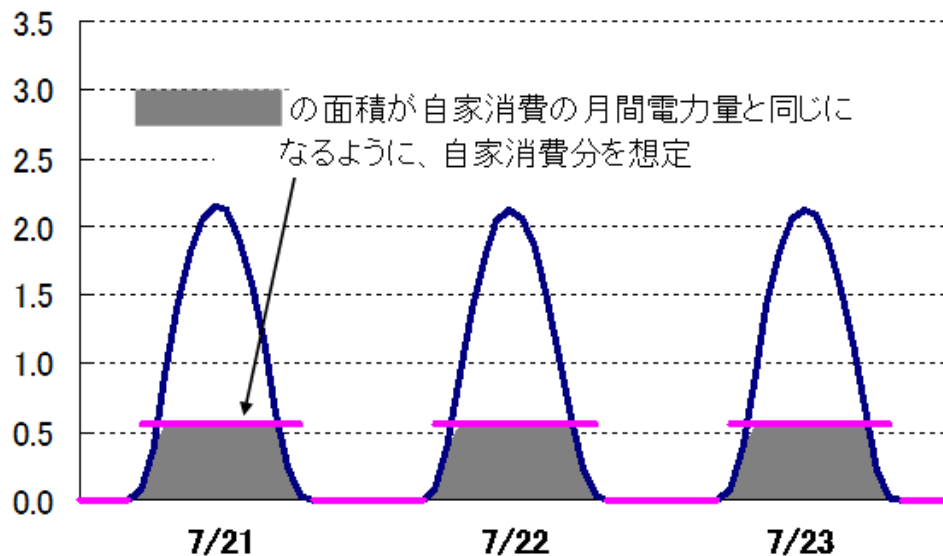
(参考) 太陽光発電の自家消費分の計算方法について

- 余剰買取である住宅用太陽光発電（低圧10kW未満）を対象として、日射量データから想定した太陽光発電の月間電力量から、当社が購入した月間電力量を差し引くことによって、月毎に自家消費分を想定し、太陽光発電が発電する時間帯の需要実績に平均的に加算している。

【自家消費率と自家消費量】

	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 [%]	8.5	7.9	7.7	7.6	10.2	5.5	9.8	6.1	7.9	4.3	10.5	7.7
自家消費量 [万kW]	1.4	1.3	1.2	1.2	1.6	0.9	1.6	1.0	1.3	0.7	1.7	1.2

【自家消費分の想定イメージ】



<ステップ4> 一般水力・原子力・地熱出力の想定

- 当社管内の各電源の特性や長期的な傾向を反映することとし、東日本大震災前30年（30年経過していない場合は運転開始後の全期間）の設備利用率平均を用い、設備容量を乗じる（設備利用率×設備容量）こととする。
- ただし、一般水力のうち、貯水池式・調整池式水力については、多少の出力調整が可能であり、再生可能エネルギーの発電状況に応じた運用をする前提により算定を行う。

《水力》

- 一般水力の過去の設備利用率実績と出力の想定、月別の最低出力は下表のとおり。

【一般水力の設備利用率と出力の想定（離島を除く）】

	流れ込み式	調整池式	貯水池式	合計
設備容量※1 (万kW)	22.9	76.3	27.6	126.8
年間利用率 (%)	46.1			
出力想定※2 (万kW)	18.7	61.8	0	80.5

※1 接続契約申込済分を含む。

※2 GWを除く5月晴天日の太陽光発電ピーク時間の最小需要実績発生時（5月17日11～12時）の想定値であり、再生可能エネルギーの発電状況に応じた運用（出力調整）を考慮。

【一般水力の月別の最低出力（離島を除く）】

[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	15.8	18.8	16.9	15.2	15.1	13.8	14.0	14.3	12.8	10.8	9.6	10.2
調整池式	16.5	47.9	33.9	26.8	27.5	20.6	20.0	18.1	9.6	8.1	12.6	11.4
貯水池式	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
合計	32.3	66.7	50.8	42.0	42.6	34.4	34.0	32.4	22.4	18.9	22.2	21.6

<ステップ4> 一般水力・原子力・地熱出力の想定

《原子力》

○原子力の過去の設備利用率実績と出力の想定は下表のとおり。

【原子力の設備利用率実績と出力の想定】

	設備容量	設備利用率	実績算定期間	出力想定
原子力	207.0万kW	84.8%	1989～2010年度 (震災前21年)	175.5万kW

《地熱》

○道内の主要設備である地熱発電所において、2012年度において認可出力の大幅な変更を伴う改修工事を実施していることから、これを運転開始に準じて扱い、2013～2020年度の設備利用率実績を用いる。

【地熱の設備利用率実績と出力の想定】

	設備容量	設備利用率	実績算定期間	出力想定
地熱	7.8万kW※	62.3%	2013～2020年度	4.9万kW

※ 接続契約申込済分を含む。

<ステップ4> バイオマス出力の想定

- 地域資源バイオマスは、至近年の設備利用率実績平均を用いて、出力を想定。
- 専焼バイオマスは、設備保安上等问题のない範囲で最低出力とする。

【バイオマス発電の出力想定】

	設備容量※1	設備利用率	実績算定期間	出力想定
地域資源バイオマス（抑制困難）	13.8万kW	58.0%	2018～ 2020年度	8.0万kW
専焼バイオマス※2	48.2万kW	52.3%		25.2万kW※3
計	62.0万kW	54.2%		33.2万kW

※1 接続契約申込済を含む。

※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分類し、バイオマスの設備容量には含めていない。

※3 事業者と合意した最低出力を記載

<ステップ5> 回避措置〔火力出力の想定（電源Ⅰ・Ⅱ・Ⅲ）〕

- 電源Ⅰ・Ⅱは以下の点を考慮し、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。
 - ・周波数調整能力として、系統容量の2%を確保する。
 - ・需給調整（負荷追従）や系統運用（電圧調整）を考慮して、マストラン電源として系統の最低限の維持に必要な3台の運転を確保する（運転中の設備トラブル等による1台停止を考慮）。
 - ・当日の最大需要に対する必要な予備力を確保する（北本連系設備からの受電を最大限考慮の上、最大機相当の予備力を確保）。
- 電源Ⅲは設備保安上等问题のない範囲で最低出力とする。

【火力発電設備（電源Ⅰ・Ⅱ・Ⅲ）の仕様】

		設備容量※1 (万kW)	出力想定 (万kW)
電源Ⅰ・Ⅱ	石油	204.8	11.7※2
	LNG	56.9	10.4※2
	石炭	190.0	20.1※2
電源Ⅲ	石油	18.2	10.2※3
	LNG	9.1	1.5※3
	石炭	32.9	6.0※3

※1 接続契約申込済分を含む。

※2 GWを除く5月晴天日の11～12時における最小需要実績発生時（5月17日11～12時）の想定値。

※3 事業者と合意した最低出力を記載

<ステップ5> 回避措置（揚水式水力の揚水運転、需給バランス改善用蓄電池の充電）

- 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運転する。
- 揚水式水力での調整にはkWとkWhの制約がある。従って、再エネ電源の出力が下げ代を超過する場合、①超過分出力を揚水運転の出力で調整可能か（kWの制約）、②出力面では調整可能な場合でも、その発電量を受け入れる貯水池に余裕があるか（kWhの制約）の二つを考慮し、出力制御見通しを算定する。
- 運転可能台数は、点検・補修または設備トラブル等による1台停止を考慮して、全6台のうち5台（最大機を除く揚水動力67万kW）を織り込む。
- 下げ代の確保にあたっては系統用蓄電池を考慮する。

【揚水式水力発電設備の仕様】

	発電出力 (万kW)	揚水動力 (万kW)	保有量※1 (万kWh)
揚水式水力 (想定稼働/全台数)	60.0/80.0	67.0/90.0	563※2
蓄電池	1.5	1.5	6

※1 保有量：揚水動力換算値

※2 混合揚水の揚水可能量は、下流の発電状況により変化することから、2009～2010年度（原子力全台試運転開始～震災前）の日量実績の2σ値から算出。データ件数が少ないことから、月毎では算定していない。
また、純揚水については、電源脱落時の供給力対策として最低限必要な発電量を上池に確保する前提で算定。

<ステップ5> 地域間連系線の活用

○連系線の活用量は、運用容量（90万kW）からマージン（連系線の潮流抑制のために設定）を差し引いたものを最大値（100%）として0、100%で試算。マージンは算定年度の年間マージン計画値を用いて、月別、平日/休日別、昼間/夜間別に設定。

○運用容量

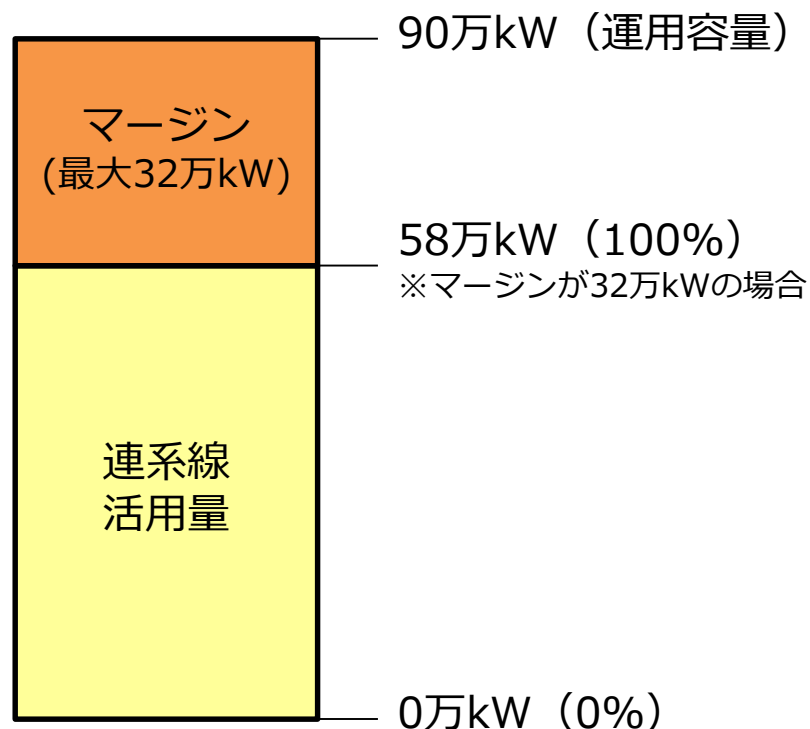
運用容量 = 設備容量（熱容量等）とする。

北海道本州間連系設備：90万kW

○マージン

北海道本州間連系設備が緊急停止した場合に北海道エリアの周波数上昇を一定値以内に抑制するために設定されている。

具体的には、北海道本州間連系設備の運用容量から、当該連系設備が緊急停止した場合に北海道エリアの周波数の上昇が一定値以内となる最大の潮流の値を差し引いた値とする。



運用容量、マージンの算出方法については広域機関で定められており、以下資料に基づく。

運用容量：2021年2月12日 2020年度 第4回 運用容量検討会 資料1-3 各連系線の運用容量算出方法・結果

https://www.occto.or.jp/iinkai/unyoyouryou/2020/files/2020_4_1-3.pdf

マージン：2021年2月12日 2020年度 第3回マージン検討会 資料4 2021・2022年度の年間マージン（案）

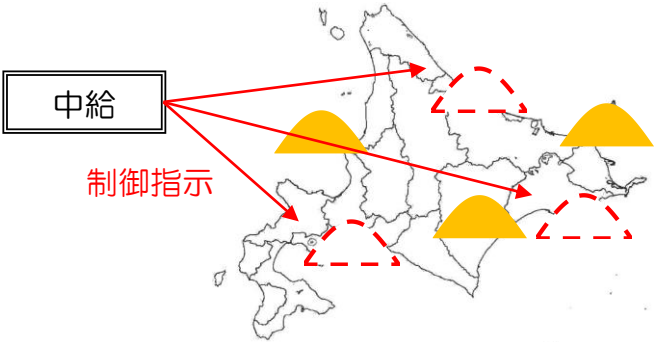
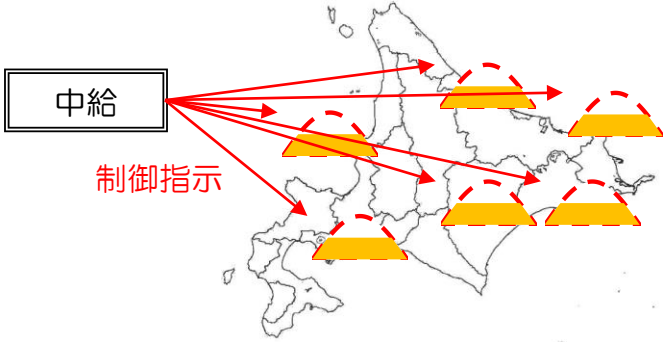
https://www.occto.or.jp/iinkai/margin/2020/files/2020_3_4_margin_nenkan.pdf

<ステップ5> 再エネの出力制御

- 火力発電の抑制、揚水活用等の回避措置を講じても余剰電力が発生する場合、太陽光および風力の出力制御を行う。
- 太陽光および風力の出力制御は、旧ルール、新ルール、無制限無補償ルールに分類され、無補償での出力制御は、旧ルールは30日／年、新ルールは360時間／年（太陽光）または720時間／年（風力）に制限されている。
- 太陽光の出力制御にあたっては、制御が必要となる時間帯に対象事業者すべてを一括制御するのではなく、余剰電力の発生時刻や発生見込量に応じてグループ毎に出力制御することにより、無補償での出力制御の制限を最大限活用する。
- 風力の出力制御にあたっては、日本風力発電協会より示された「風力発電の出力制御の実施における対応方針」に基づき、全発電所を一律制御し、部分制御考慮時間により制御時間を計算する※。

※ 旧ルール（30日ルール）の既存設備についても新ルール（720時間ルール）を遡及適用したうえで、全ての制御対象を一律に同じ制御率で制御。制御時間については、例えば、設備容量に対して70%に制御する場合、制御時間を0.3時間とカウント。

【出力制御方法の比較】

太陽光	風力
 <p>・日ごとに順番を入れ替えて、対象発電所を全量制御</p>	 <p>・出力制御必要量に応じて、全ての制御対象を一律で部分制御</p>

3. 算定条件の比較

○今年度の系統WGにおける算定条件の昨年度との比較は下表のとおり。

【主な算定条件の比較（発電出力算定根拠）】

	2021年度算定値 (今回のWG)	2020年度算定値 (昨年のWG)
需要	・ 2018～2020 年度実績 (エリア需要)	・ 2017～2019 年度実績 (エリア需要)
一般水力	・ 1981～2010年度（震災前30年）の設備利用率実績	
原子力	・ 1989～2010年度（震災前21年）の設備利用率実績	
地熱	・ 2013～ 2020 年度の設備利用率実績	・ 2013～ 2019 年度の設備利用率実績
太陽光	・ 2018～2020 年度実績相当	・ 2017～2019 年度実績相当
風力		
バイオマス	・ 地域資源： 2018～2020 年度の設備利用率実績 ・ 専焼・混焼：設備保安上等問題のない範囲での最低出力	・ 地域資源： 2011～2019 年度の設備利用率実績 ・ 専焼・混焼：設備保安上等問題のない範囲での最低出力
火力	・ 需給調整（負荷追従）や系統運用（電圧調整）を考慮して、マストラン電源として系統の最低限の維持に必要な3台の運転を確保	
揚水運転	・ 点検、補修または設備トラブル等による1台停止を考慮（全6台のうち最大機を除く揚水動力67万kWを織り込む）	
蓄電池	・ 活用を考慮	・ 活用を考慮
地域間連系線の活用	・ 運用容量（90万kW）からマージン（ 最大32万kW ：連系線の潮流抑制のため）を差し引いた容量を最大（100%）として、 100、0%の活用量 として試算	・ 運用容量（90万kW）からマージン（32万kW：連系線の潮流抑制のため）を差し引いた容量を最大（100%）として、 100、50、0%の活用量 として試算

(参考) 最小需要日のkWバランス

○2020年5月17日の12時、20時（ピーク需要断面）の需要実績において、太陽光設備容量および風力設備容量を2021年度供給計画 2030年時点の導入量程度とした場合での需給バランス想定と比較

[万kW]

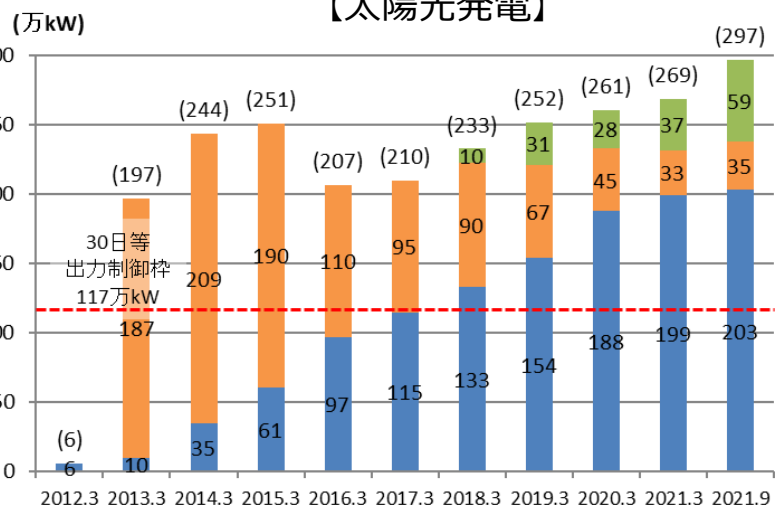
			12時	20時
需要			260.9	304.8
発電出力	火力	電源Ⅰ・Ⅱ	42.2	43.1
		電源Ⅲ	17.7	17.7
		計	59.9	60.8
	再エネ	太陽光	137.9	0.1
		風力	25.7	39.5
		一般水力	80.5	103.1
		地熱	4.9	4.9
		バイオマス	33.2	33.2
		計	282.2	180.8
	原子力		175.5	175.5
	揚水・蓄電池		-81.5	0.0
	連系線活用		-58.0	-58.0
	再エネ出力制御		-117.2	-39.5
	発電出力計		260.9	319.6

4. 太陽光・風力発電の導入状況

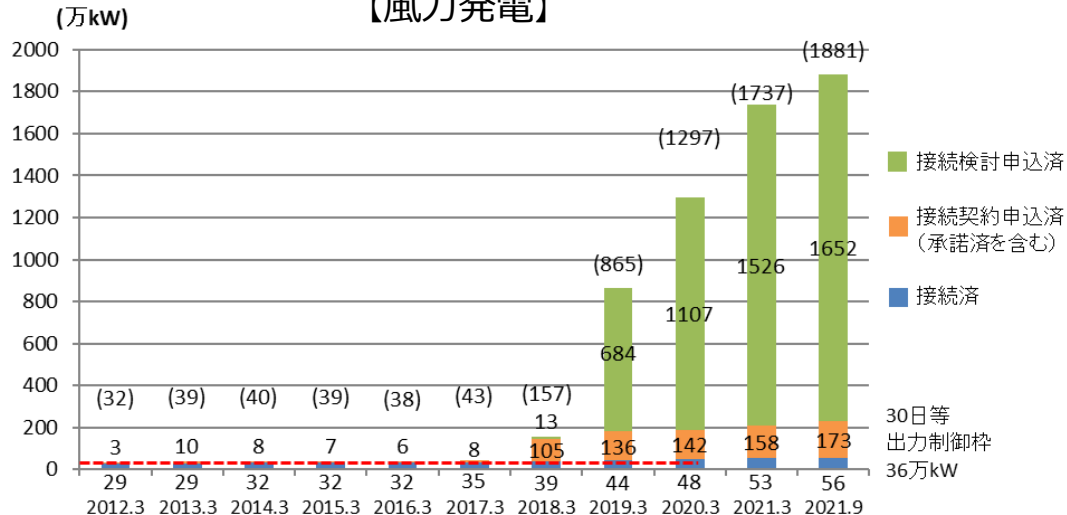
《導入状況》

○太陽光・風力発電の接続済と接続申込済設備量の推移は以下のとおり。

【太陽光発電】



【風力発電】



※ 2016.3以前は自社買取、2017.3以降は北海道エリア全体の集計値。

※ 太陽光発電は、2014.3以前の低圧連系の接続申込量データが無いため参考値。

※ 風力発電の2017.3以前は東京電力パワーグリッドとの実証試験分（20万kW）を除く。

※ 接続検討申込済の件数は、実績集計可能な2017.10以降の累積値。

《導入見通し》

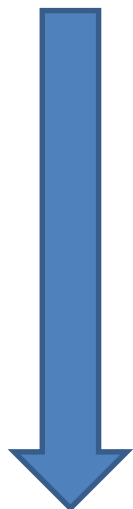
○太陽光・風力発電の導入量については、下記の3ケースで設定した。

- ケース① 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）
- ケース② 2021年度供給計画 2030年時点の導入量程度（1.0倍）
- ケース③ 2021年度供給計画 2030年までの導入量増分の1.5倍程度

<参考> 足下の導入量（2021年9月時点） 太陽光：203万kW、風力：56万kW
 2021年度供給計画 2030年度時点の導入量 太陽光：247万kW、風力：178万kW

(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

5. 太陽光・風力発電の無制限無補償ルール案件の出力制御見通し（試算結果）

【太陽光・風力の無制限無補償ルール案件の出力制御見通し：実績ベース方式、
2018～2020年度平均※1,2,3】

2021年9月 時点導入量	連系線 活用量	電源種別	導入見通し		
			ケース① 太陽光+22万kW 風力+61万kW	ケース② 太陽光+44万kW 風力+122万kW	ケース③ 太陽光+66万kW 風力+183万kW
太陽光 203万kW 風力 56万kW	0万kW <0%>	太陽光	80.9%	84.1%	86.4%
		風力	55.7%	59.8%	64.4%
		太陽光+風力	65.6%(5833時間)	67.2%(6197時間)	70.2%(6624時間)
	58万kW※4 <100%>	太陽光	55.0%	61.3%	66.5%
		風力	28.5%	33.9%	39.3%
		太陽光+風力	38.9%(3225時間)	42.3%(3916時間)	46.4%(4500時間)

※1 出力制御における太陽光・風力間の公平性については、太陽光・風力を区別せず一律の制御指令値で制御

※2 出力制御見通しは、一定の前提条件に基づいた試算結果であり、実運用においては、再エネ出力等の予測誤差、電力需要や電源の稼働状況等によっても変動するものであるため、実際の制御時間数等を保証するものではない。

※3 太陽光+風力の制御時間は、太陽光・風力それぞれの制御時間のうち大きい値を記載。

※4 マージン設定値により変動

(参考) 太陽光・風力発電の無制限無補償ルール案件の出力制御見通し (2020年度データ)

【太陽光・風力の無制限無補償ルール案件の出力制御見通し：実績ベース方式、
2020年度(最小需要260.9万kW)^{※1,2,3,4}】

2021年9月 時点導入量	連系線 活用量	電源種別	導入見通し		
			ケース① 太陽光+22万kW 風力+61万kW	ケース② 太陽光+44万kW 風力+122万kW	ケース③ 太陽光+66万kW 風力+183万kW
太陽光 203万kW 風力 56万kW	0万kW <0%>	太陽光	80.4%	83.5%	86.1%
		風力	56.1%	59.9%	64.6%
		太陽光+風力	65.6%(5995時間)	67.0%(6311時間)	70.2%(6755時間)
	58万kW ^{※5} <100%>	太陽光	57.7%	63.5%	68.4%
		風力	33.6%	38.2%	42.6%
		太陽光+風力	43.0%(3712時間)	45.9%(4293時間)	49.3%(4804時間)

※1 出力制御における太陽光・風力間の公平性については、太陽光・風力を区別せず一律の制御指令値で制御

※2 最小需要は、GWを除く5月晴天日における太陽光発電ピーク時間の最小需要実績(11~12時の1時間平均値)であり、太陽光発電の自家消費分補正後の値。離島を除く。

※3 出力制御見通しは、一定の前提条件に基づいた試算結果であり、実運用においては、再エネ出力等の予測誤差、電力需要や電源の稼働状況等によっても変動するものであるため、実際の制御時間数等を保証するものではない。

※4 太陽光+風力の制御時間は、太陽光・風力それぞれの制御時間のうち大きい値を記載。

※5 マージン設定値により変動

(参考) 太陽光・風力発電の無制限無補償ルール案件の出力制御見通し (2019年度データ)

【太陽光・風力の無制限無補償ルール案件の出力制御見通し：実績ベース方式、
2019年度(最小需要271.1万kW)^{※1,2,3,4}】

2021年9月 時点導入量	連系線 活用量	電源種別	導入見通し		
			ケース① 太陽光+22万kW 風力+61万kW	ケース② 太陽光+44万kW 風力+122万kW	ケース③ 太陽光+66万kW 風力+183万kW
太陽光 203万kW 風力 56万kW	0万kW <0%>	太陽光	81.8%	84.7%	86.8%
		風力	52.9%	57.8%	63.0%
		太陽光+風力	64.0%(5766時間)	65.8%(6163時間)	69.1%(6548時間)
	58万kW ^{※5} <100%>	太陽光	55.4%	61.6%	66.3%
		風力	25.6%	30.5%	36.0%
		太陽光+風力	37.1%(3075時間)	39.7%(3771時間)	43.7%(4426時間)

※1 出力制御における太陽光・風力間の公平性については、太陽光・風力を区別せず一律の制御指令値で制御

※2 最小需要は、GWを除く5月晴天日における太陽光発電ピーク時間の最小需要実績(11~12時の1時間平均値)であり、太陽光発電の自家消費分補正後の値。離島を除く。

※3 出力制御見通しは、一定の前提条件に基づいた試算結果であり、実運用においては、再エネ出力等の予測誤差、電力需要や電源の稼働状況等によっても変動するものであるため、実際の制御時間数等を保証するものではない。

※4 太陽光+風力の制御時間は、太陽光・風力それぞれの制御時間のうち大きい値を記載。

※5 マージン設定値により変動

(参考) 太陽光・風力発電の無制限無補償ルール案件の出力制御見通し (2018年度データ)

【太陽光・風力の無制限無補償ルール案件の出力制御見通し：実績ベース方式、
2018年度(最小需要279.4万kW)^{※1,2,3,4}】

2021年9月 時点導入量	連系線 活用量	電源種別	導入見通し		
			ケース① 太陽光+22万kW 風力+61万kW	ケース② 太陽光+44万kW 風力+122万kW	ケース③ 太陽光+66万kW 風力+183万kW
太陽光 203万kW 風力 56万kW	0万kW <0%>	太陽光	80.5%	84.0%	86.4%
		風力	58.1%	61.7%	65.4%
		太陽光+風力	67.2%(5738時間)	68.8%(6118時間)	71.2%(6567時間)
	58万kW ^{※5} <100%>	太陽光	51.9%	58.8%	64.7%
		風力	26.3%	33.1%	39.2%
		太陽光+風力	36.7%(2888時間)	41.3%(3684時間)	46.2%(4271時間)

※1 出力制御における太陽光・風力間の公平性については、太陽光・風力を区別せず一律の制御指令値で制御

※2 最小需要は、GWを除く5月晴天日における太陽光発電ピーク時間の最小需要実績（11～12時の1時間平均値）であり、太陽光発電の自家消費分補正後の値。離島を除く。

※3 出力制御見通しは、一定の前提条件に基づいた試算結果であり、実運用においては、再エネ出力等の予測誤差、電力需要や電源の稼働状況等によっても変動するものであるため、実際の制御時間数等を保証するものではない。

※4 太陽光+風力の制御時間は、太陽光・風力それぞれの制御時間のうち大きい値を記載。

※5 マージン設定値により変動

太陽光・風力発電の無制限無補償ルール案件の出力制御見通し

(出力制御低減策に係る基本的方向性を踏まえた試算)

- 蓄電池を導入した場合、火力電源等の最低出力を引き下げた場合

【太陽光・風力の無制限無補償ルール案件の出力制御見通し：実績ベース方式、
2020年度(最小需要260.9万kW)^{※1,2,3,4}】

2021年 9月時点 導入量	連系線 活用量	電源 種別	導入見通し		
			ケース③ 太陽光+66万kW 風力+183万kW		
			(参考) ③基本ケース	蓄電池を導入した場合 ・導入量26.1万kW (エリア最小需要の10%) ・6時間容量	火力電源等の最低出力 を引き下げた場合 ^{※6} ・火力：定格出力の20%まで ・バイオマス：定格出力の 40%まで(地域資源除く)
太陽光 203万kW 風力 56万kW	58万kW ^{※5} <100%>	太陽光	68.4%	67.9%	57.0%
		風力	42.6%	42.3%	31.6%
		太陽光 +風力	49.3%(4804時間)	49.0%(4782時間)	38.3%(3753時間)

※1 出力制御における太陽光・風力間の公平性については、太陽光・風力を区別せず一律の制御指令値で制御

※2 最小需要は、GWを除く5月晴天日における太陽光発電ピーク時間の最小需要実績(11~12時の1時間平均値)であり、太陽光発電の自家消費分補正後の値。離島を除く。

※3 出力制御見通しは、一定の前提条件に基づいた試算結果であり、実運用においては、再エネ出力等の予測誤差、電力需要や電源の稼働状況等によっても変動するものであるため、実際の制御時間数等を保証するものではない。

※4 太陽光+風力の制御時間は、太陽光・風力それぞれの制御時間のうち大きい値を記載。

※5 マージン設定値により変動

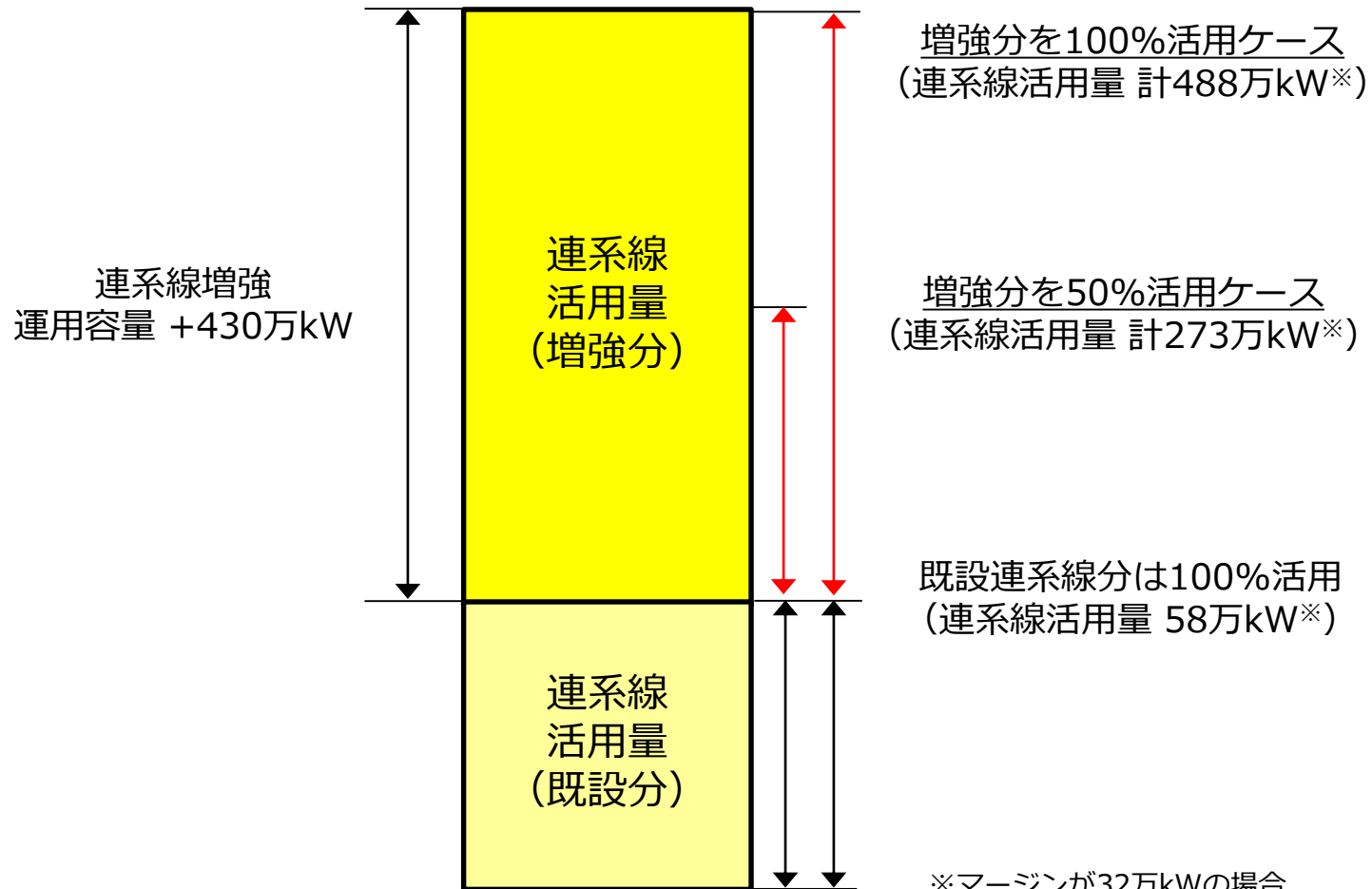
※6 最小需要断面での低減効果24.5万kW

太陽光・風力発電の無制限無補償ルール案件の出力制御見直し

(出力制御低減策に係る基本的方向性を踏まえた試算)

・ 連系線増強を考慮した場合

- 新々北本増強計画（運用容量 + 30万kW）および北海道東京間HVDC新設（運用容量+400万kW）を織り込んだ場合の制御見直しを試算。
- 既設連系線分の活用量は100%で固定し、上記による増強分（運用容量計+430万kW）を100%活用ケース、50%活用ケースの2パターンで試算する。



太陽光・風力発電の無制限無補償ルール案件の出力制御見通し

(出力制御低減策に係る基本的方向性を踏まえた試算)

- ・連系線増強を考慮した場合

【太陽光・風力の無制限無補償ルール案件の出力制御見通し：実績ベース方式、
2020年度(最小需要260.9万kW)^{※1,2,3,4}】

2021年 9月時点 導入量	連系線 活用量	電源 種別	導入見通し				
			ケース③ 太陽光+66万kW 風力+183万kW				
			(参考) ③基本ケース	連系線増強を実施した場合 ^{※5}			
太陽光 203万kW 風力 56万kW	58万kW ^{※6} <100%>	太陽光	68.4%	連系線 活用量 増分 +215万kW <50%> 計273万kW	2.6%	連系線 活用量 増分 +430万kW <100%> 計488万kW	出力制御 なし
		風力	42.6%		0.3%		
		太陽光 +風力	49.3%(4804時間)		0.9%(79時間)		

※1 出力制御における太陽光・風力間の公平性については、太陽光・風力を区別せず一律の制御指令値で制御

※2 最小需要は、GWを除く5月晴天日における太陽光発電ピーク時間の最小需要実績（11～12時の1時間平均値）であり、太陽光発電の自家消費分補正後の値。離島を除く。

※3 出力制御見通しは、一定の前提条件に基づいた試算結果であり、実運用においては、再エネ出力等の予測誤差、電力需要や電源の稼働状況等によっても変動するものであるため、実際の制御時間数等を保証するものではない。

※4 太陽光+風力の制御時間は、太陽光・風力それぞれの制御時間のうち大きい値を記載。

※5 連系線増強によるマージン増加については考慮していない。

※6 マージン設定値により変動