

再生可能エネルギーの出力制御見通し (2023年度算定値) の算定結果について

2023年12月 6日

北陸電力送配電株式会社

未来へ、めぐらせる。

- 出力制御見通しは、広域機関の優先給電ルールに基づき、安定供給のために必要なものを除き、火力（電源Ⅰ～Ⅲ）、バイオマスを抑制、揚水式水力等ならびに地域間連系線の空容量を最大限活用することを前提とする。
- 算定にあたっては、各事業者の制御日数が上限30日相当に達するまでは、「旧・新・無制限無補償ルール」間、及び「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。

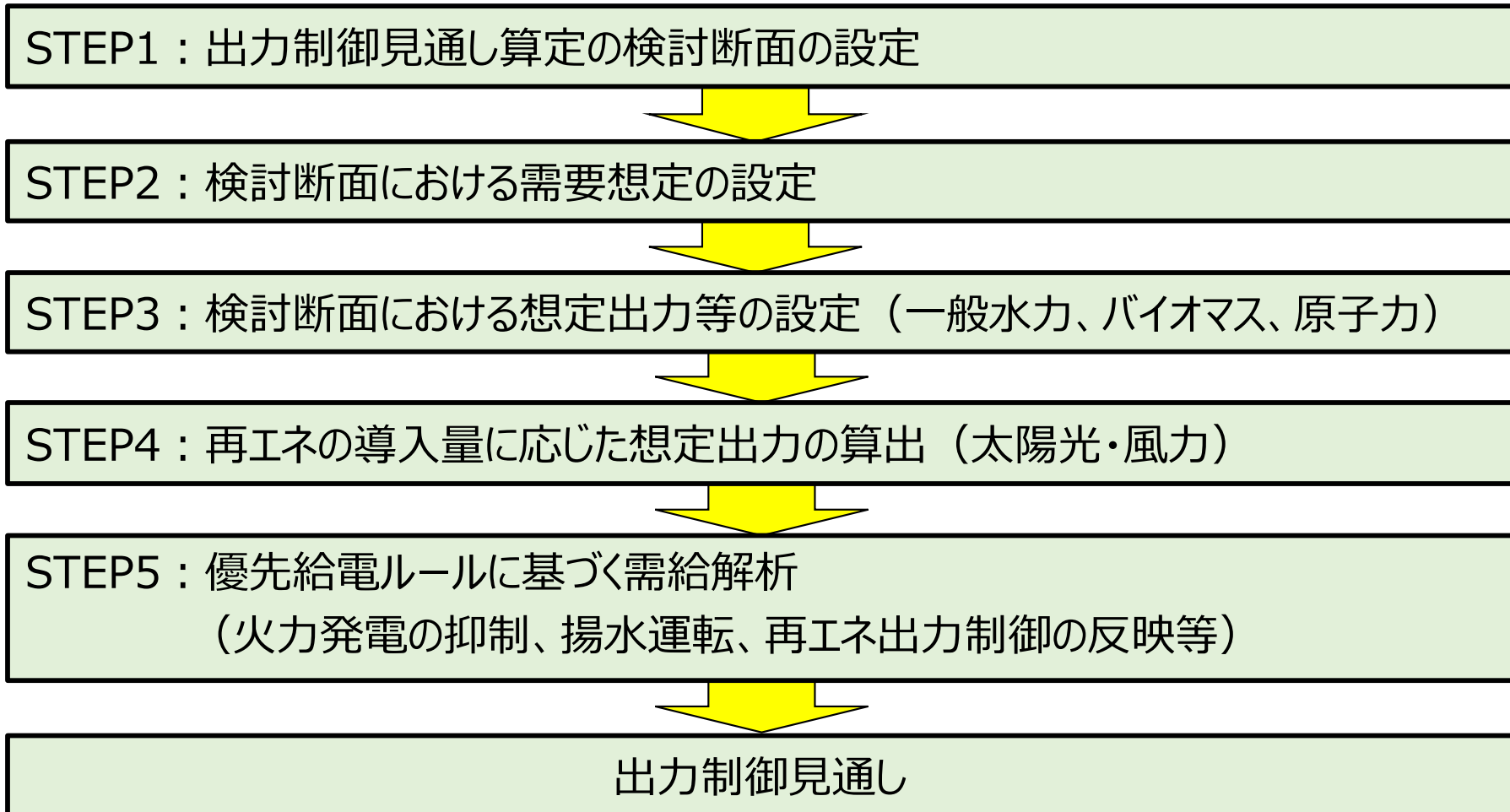
- 太陽光122万kW・風力17万kWの導入量（2023年3月時点）を前提として、以下の算定ケースに基づき、太陽光・風力の双方が追加で導入された場合の無制限無補償ルール事業者の出力制御見通しを算定する。
 - ケース①：2023年度供給計画 2032年時点の導入量程度（1.0倍）
 - ケース②：足下の導入量（2023年3月）から、2023年度供給計画 2032年までの導入量増分の1.4倍程度（1.4倍）

【各算定ケースにおける追加導入量※】

(万kW)

	2023年3月 時点導入量	2023供給計画 2032年時点 導入量相当	ケース① 1.0倍	ケース② 1.4倍
太陽光	122	152	+30 (152)	+42 (164)
風力	17	192	+175 (192)	+245 (262)

※（ ）内の値は太陽光・風力の導入量（2023年3月時点）と追加導入量の合計値。

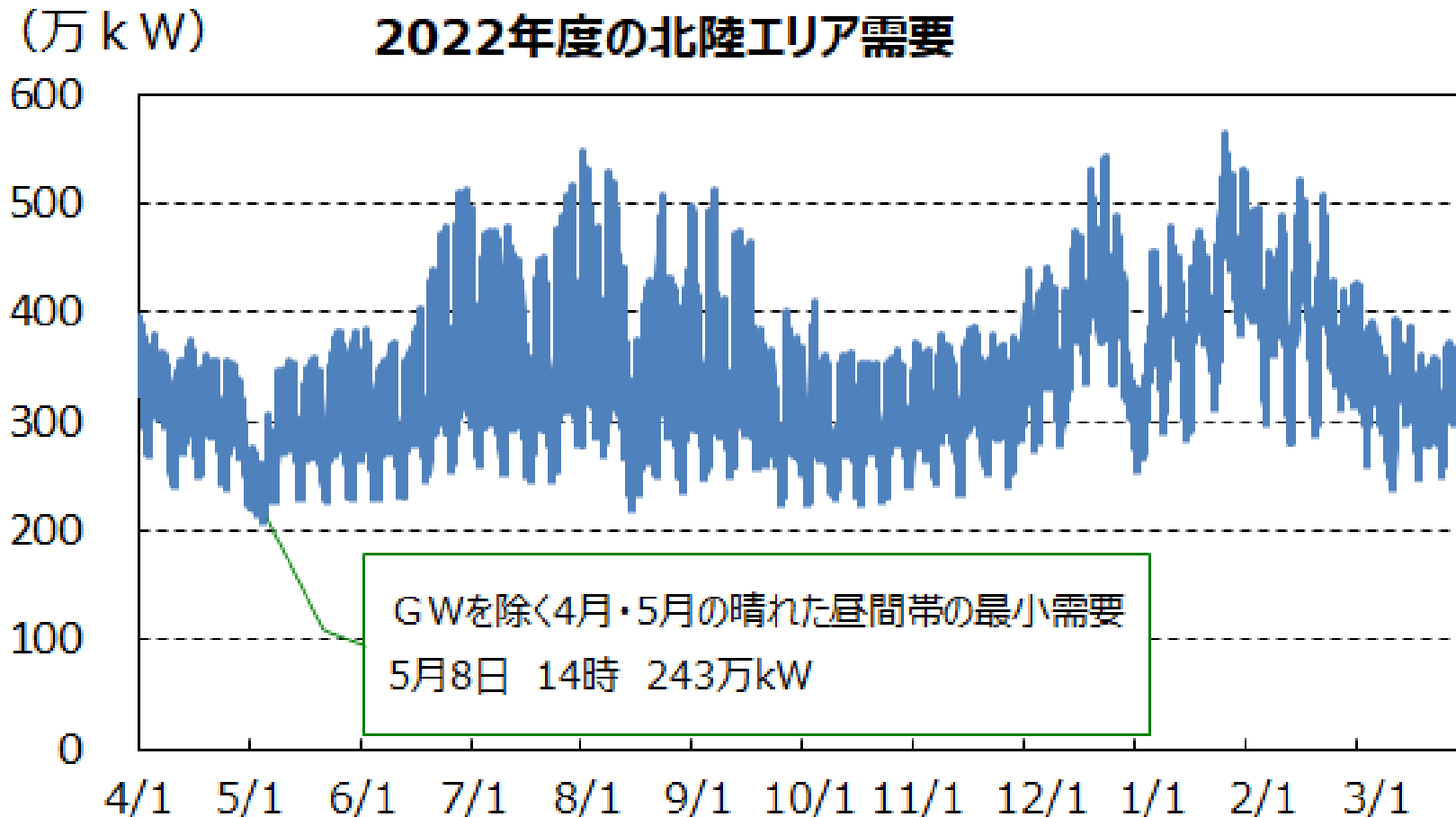


算定諸元（昨年度との比較）

		今回の系統WG（2023年）	昨年の系統WG（2022年）
需要		2020～2022年度実績	2019～2021年度実績
一般水力		設備容量（将来連系分を含む）×設備利用率（震災前過去30年間平均） <ul style="list-style-type: none"> 調整池式および貯水池式は、昼間帯において、池容量の範囲内で可能な限り出力を抑制 流れ込み式は、流量に応じた一定出力運転 	
バイオマス	専焼	事業者へ確認した最低出力 (将来連系分は設備容量×30%)	事業者へ確認した最低出力 (将来連系分は設備容量×50%)
	地域資源型	設備容量（将来連系分を含む）× 設備利用率（前年度実績）	
原子力		設備容量×設備利用率（震災前過去30年間平均）	
地熱		該当なし	
太陽光、風力		2020～2022年度実績に基づき想定	2019～2021年度実績に基づき想定
火力	電源Ⅰ・Ⅱ	安定供給上、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	
	電源Ⅲ	事業者へ確認した最低出力	
揚水式水力(電源Ⅲ)		最大限活用	
連系線活用		連系線運用容量に長期固定電源の他エリアからの約定分を加算した量の 0%、50%の2パターン	連系線運用容量から長期固定電源の他エリア融通分を控除した量の 0%、100%の2パターン

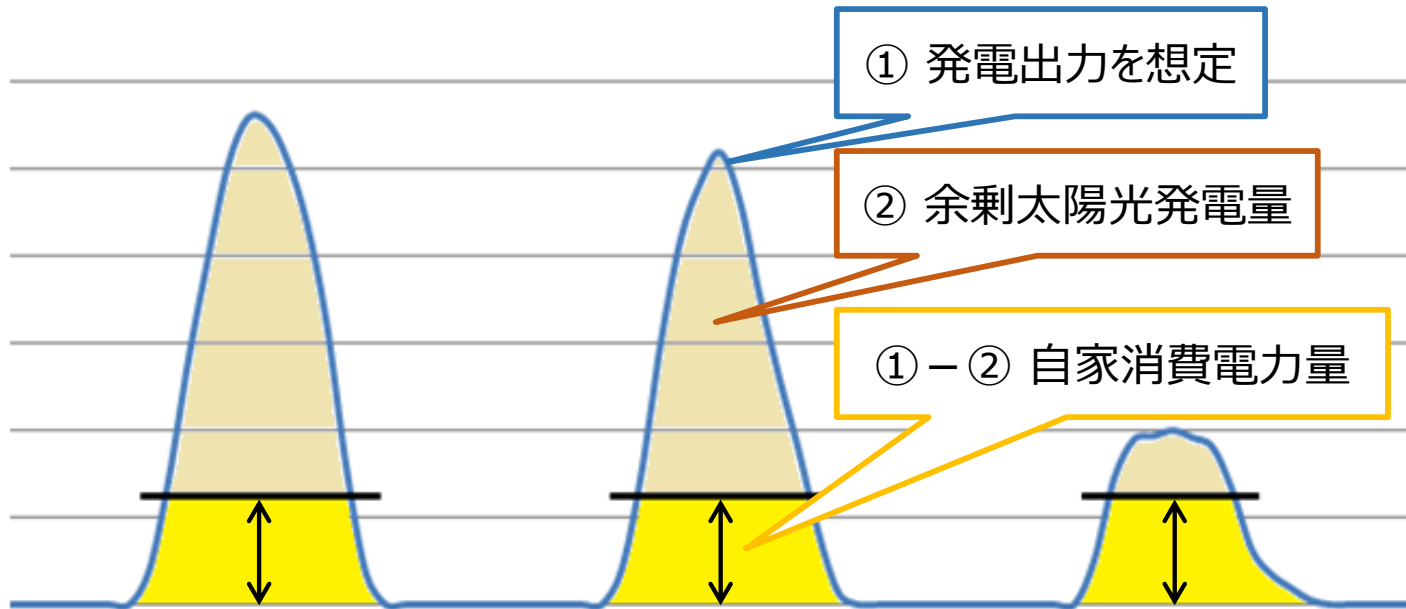
STEP1、2 検討断面の設定と需要想定

- 年間（24時間×365日＝8,760時間）を通じた全ての時間断面について、安定供給確保の面から評価・確認を行う。
- 検討における需要については、2020～2022年度の北陸エリア需要実績に、余剰買取契約の太陽光の自家消費電力分を加える。



(参考) 太陽光自家消費電力の算定方法

- 過去の太陽光発電出力カーブを過去の気象（日射量）データから推定（①）。
- ①と実際に受電した余剰太陽光発電量（②）の差分を自家消費電力とし、太陽光が発電する時間帯で平均的に消費していると仮定して自家消費電力を算定。



【自家消費率および自家消費電力（2022年度）】

	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 (%)	13.5	14.4	15.4	16.5	13.9	11.7	10.9	7.9	4.9	5.5	9.2	12.3
自家消費電力 (万kW)	3.0	3.2	3.5	3.8	3.2	2.7	2.5	1.8	1.2	1.3	2.2	3.0

STEP3 出力の設定（一般水力）

- 一般水力の出力は、平水（震災前過去30年間の月別平均水量）とする。
- 調整池式および貯水池式は、太陽光が発電する昼間帯において、池容量の範囲内で可能な限り出力を抑制する。

	設備容量 (万kW)	供給力 (万kW) ^{※1}	利用率 (%) ^{※1}
流れ込み式	87.2	72	82.6
調整池式	61.2	43	70.3
貯水池式	123.6	10	8.1
合計 ^{※2}	272.0	125	—

※1 最小需要日（2022年5月8日）の昼間供給力および利用率。

※2 2023年3月末時点の接続契約申込済分を含む。

【月別の水力の最低供給力】

(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	65	72	53	51	42	38	34	33	39	29	28	38
調整池式	43	43	34	31	24	22	19	17	22	15	14	21
貯水池式 ^{※3}	10	10	10	10	5	3	3	3	3	4	3	6
合計	118	125	97	92	71	63	56	53	64	48	45	65

※3 農業用水等の下流必要確保量。

4～6月は融雪等の影響があり、水力発電量が大きくなる。

STEP3 出力の設定（バイオマス）

- バイオマスの出力は、再エネ特措法施行規則のとおり、設備の保全維持や保安の観点から支障のない出力までの抑制とする。

		設備容量 (万kW)	利用率 (%)	出力 (万kW)
既連系設備	専焼	8.9	49.6 ^{※2}	4.4
	地域資源	5.0	52.6 ^{※3}	2.6
導入見込み設備 ^{※1}	専焼	10.4	30.0	3.1
	地域資源	0.3	48.3 ^{※3}	0.1
合 計		24.6	—	10.2

※1 2023年3月末時点の接続契約申込済分。

※2 事業者の確認がとれた最低出力から算出した利用率（利用率 = 最低出力合計 / 設備容量合計）。

※3 2022年度実績から算出した利用率（利用率 = 出力実績合計 / 設備容量合計）。

なお、導入見込み設備については、既連系設備のうち最低出力の確認がとれた一部事業者の利用率を除く。

STEP3 出力の設定（原子力・地熱）

- 原子力の出力は、震災前過去30年間平均（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設備容量に乗じた値とし、8,760時間一定運転を前提とする。
- 原子力は、他エリアとの送受電契約分を含む。
- 地熱発電は導入見込みなし。

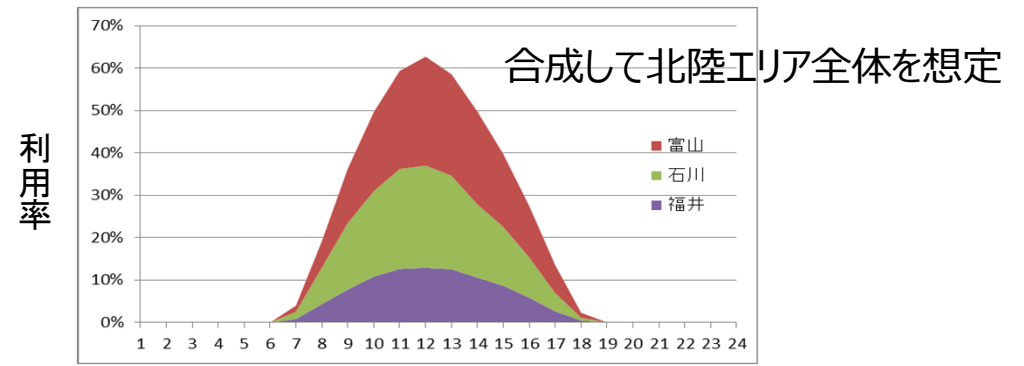
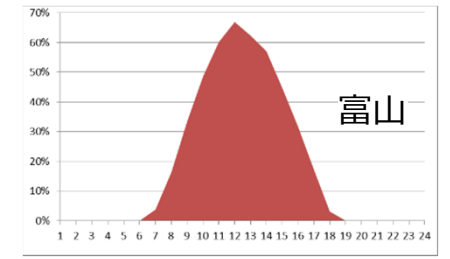
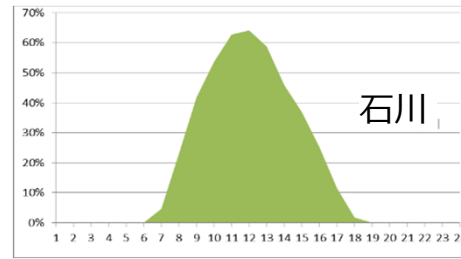
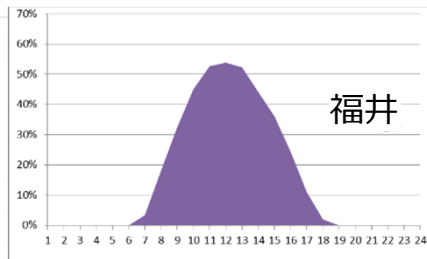
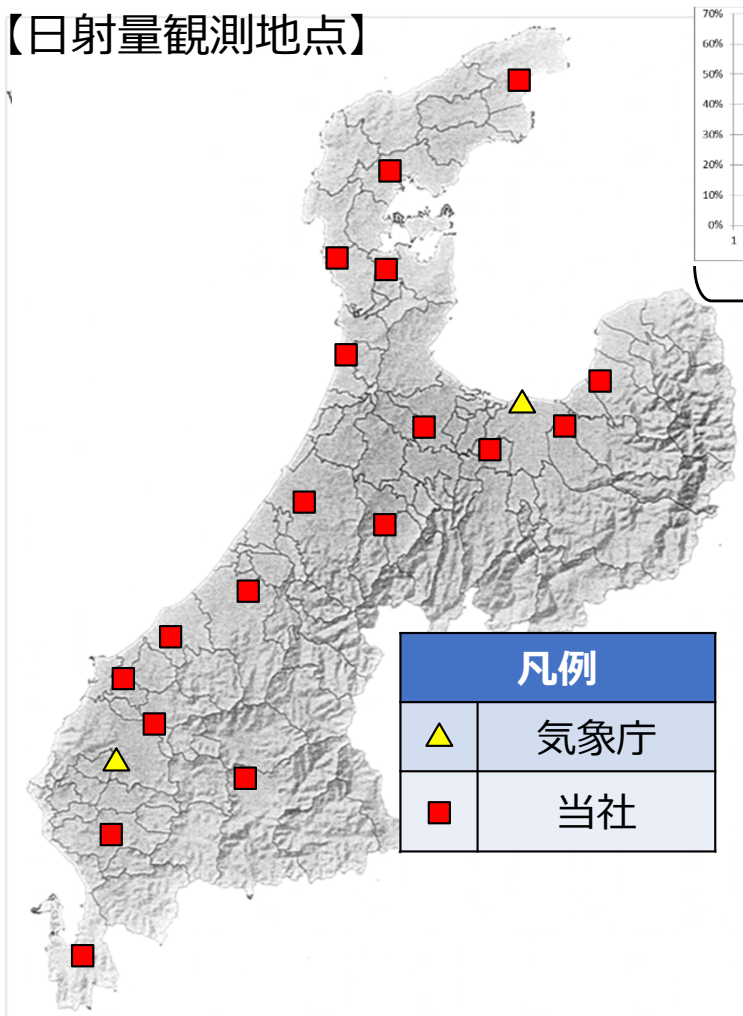
【原子力】

	設備容量 (万kW)	利用率 (%)	出力 (万kW)
合計	227.4	71.5	162.6

STEP4 再エネ導入量に応じた出力の算出（太陽光）

- 太陽光は、気象庁と当社の日射量観測地点の実績データを用いて出力を算出し、県別平均値データを合成することにより、北陸エリア全体の発電出力を8,760時間分想定する。

【日射量観測地点】



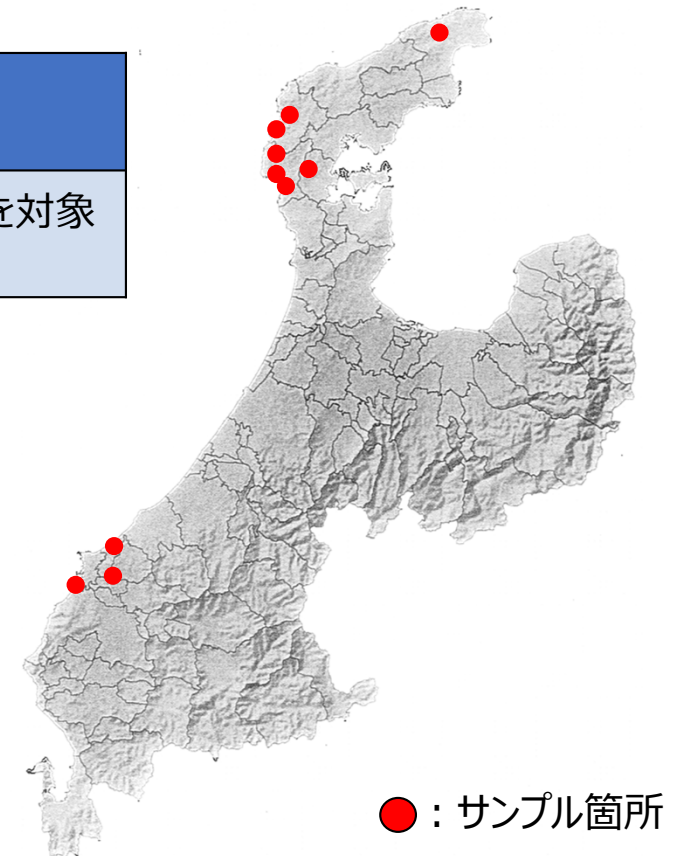
【県別日射量観測地点数】

	富山	石川	福井	合計
気象庁観測地点数	1	0	1	2
当社観測地点数	5	8	5	18

STEP4 再エネ導入量に応じた出力の算出（風力）

- 風力は、オンラインで取得している風力発電所の出力実績データと風力発電設備容量をもとに、北陸エリア全体の発電出力を8,760時間分想定する。

サンプル数	設備容量 (万kW)	備考
10	16.4	テレメーター設置箇所のみを対象として算定



- 電源Ⅰ・Ⅱ火力は、再エネを含めた需給変動を調整する観点から、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。
 - ピーク時予備力8%を確保するために必要な火力ユニットを並列
 - 再エネの供給力がL5相当でもピーク需要に対応可能な供給力を確保
 - 安定供給に必要な周波数調整力として需要の2%を確保
 - LNGについてはBOG（Boil off Gas）消費のために必要な発電機を運転
- 電源Ⅲ火力は、設備の保全維持や保安上の問題が生じない範囲で最低出力まで抑制する。
- 最小需要時^{※1}の火力発電出力は下表のとおり。

	燃種	設備容量 (万kW)	出力 (万kW)
火力合計（電源Ⅰ・Ⅱ）	石油	50.0	0
	LNG	92.5	7.5
	石炭	240.0	32.4
火力合計（電源Ⅲ） ^{※2}	石油	4.4	3.0 ^{※3}
	LNG	0	0
	石炭	53.2	13.9 ^{※3}

※1 GWを除く4・5月の晴れた休日のうち昼間帯需要が最も小さい日の最小需要実績発生時。

※2 2023年3月末時点の接続契約申込分済を含む。

※3 事業者の確認がとれた最低出力。

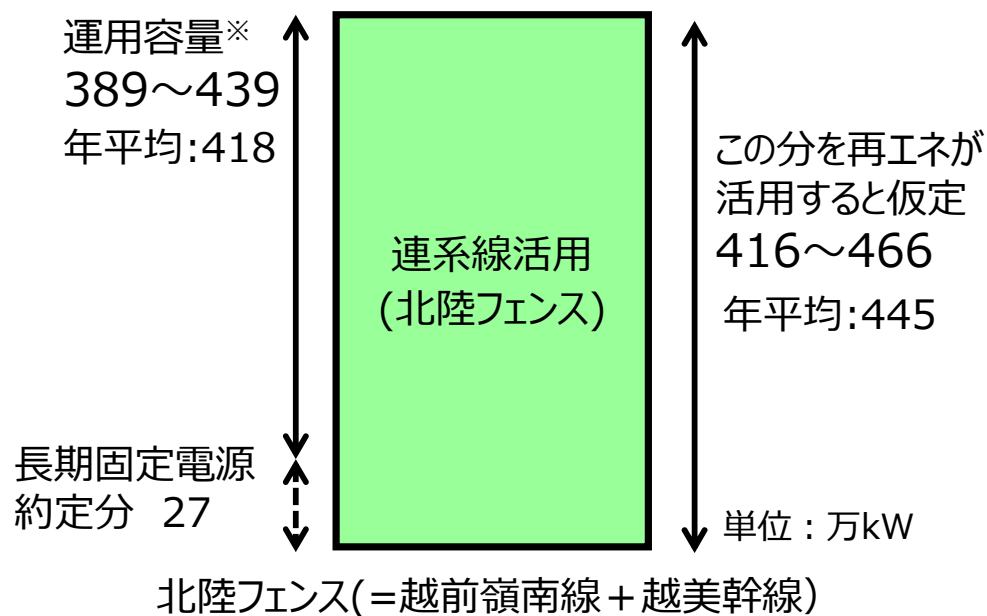
- 電源Ⅲ揚水式水力は、出力制御ルールに従い、揚水動力として最大限活用する。
- 系統用蓄電池の導入実績なし。

	発電出力 (万kW)	揚水動力 (万kW)	揚水可能量 (万kWh)
揚水	11.0	12.0※1	57※2

※1 トラブルや点検等で停止した場合、揚水の活用ができなくなる。

※2 下池貯水容量および下流必要確保量による制約。

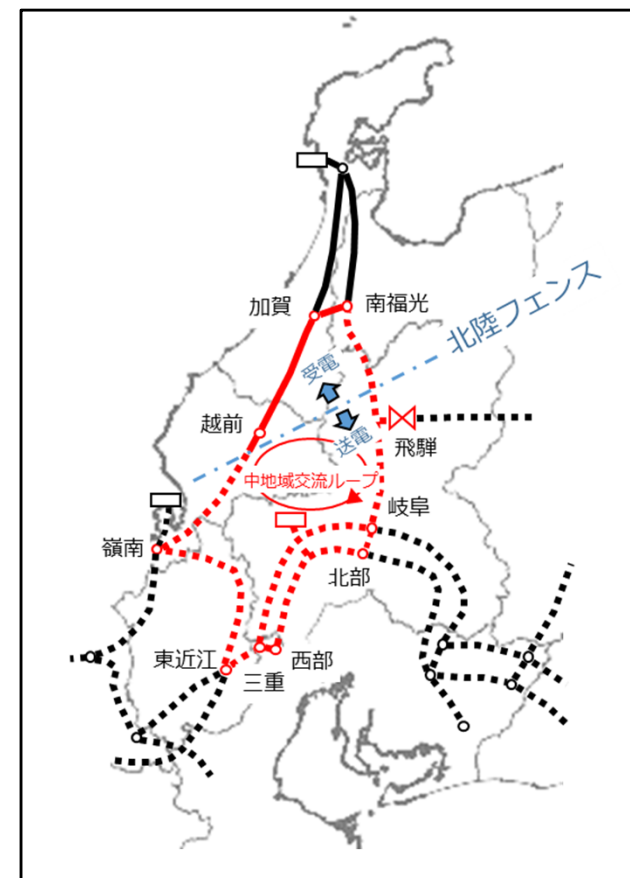
- 連系線活用については、長期的な送電量を想定することは難しいものの、出力制御見通しの算定にあたっては、最大限の活用を前提とする。
- 具体的には、連系線運用容量に長期固定電源の他エリアからの約定分を加算した値に対して、0%、50%の連系線活用を織り込むこととする。



※ 連系線運用容量は下記資料参照。

(広域機関HP：中地域交流ループ運用開始後の運用容量と管理方法（報告）

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2023/chousei_jukyu_88_haifu.html)



(参考) 昼間最小需要発生日 (5/8) の想定バランス

【2022年度 最小需要日※ (5/8)の14時・20時における需給バランス】

ケース①：太陽光152万kW、風力192万kW、連系線50%活用における値

(万kW)

		昼間最小需要 14時	点灯ピーク需要 20時	備考	
需要		243	254		
供給力	火力	電源Ⅰ・Ⅱ	40	40	石油：0、LNG：8、石炭：32
		電源Ⅲ	17	17	石油：3、LNG：0、石炭：14
		計	57	57	
	再エネ	太陽光	131	0	
		風力	76	42	
		一般水力	125	186	自流式：115/115、貯水池式：10/71
		バイオマス	10	10	
		計	342	238	
	原子力		163	163	設備利用率：71.5%
	揚水		▲12	0	
	連系線活用		▲218	▲204	50%では218万kW（2022年度5月休日昼間帯の連系線運用容量408万kW+長期固定電源約定分27万kW）/2
	再エネ出力制御		▲89	0	
	供給力計		243	254	

※ GWを除く4・5月の晴れた休日のうち昼間帯需要が最も小さい日。

出力制御見通しの算定結果（3カ年平均）

【出力制御見通し算定結果（実績ベース方式：2020～2022年度実績平均）】

2023年3月 導入量	最小需要※2	連系線活用量	ケース①※1 太陽光+30万kW 風力+175万kW	ケース②※1 太陽光+42万kW 風力+245万kW
太陽光 122万kW 風力 17万kW	246万kW	0万kW <0%>	74.6% (7,749時間) 〔太陽光：69.9%〕 〔風力：75.8%〕	78.7% (8,067時間) 〔太陽光：73.1%〕 〔風力：79.9%〕
		223万kW <50%>	1.0% (183時間) 〔太陽光：1.1%〕 〔風力：1.0%〕	2.6% (409時間) 〔太陽光：2.1%〕 〔風力：2.8%〕

【（参考）出力制御見通し算定結果（実績ベース方式：2022年度）】

2023年3月 導入量	最小需要※2	連系線活用量	ケース①※1 太陽光+30万kW 風力+175万kW
太陽光 122万kW 風力 17万kW	243万kW	受電会社の 受電可能量考慮	8.6% (590時間) 〔太陽光：13.6%〕 〔風力：7.3%〕

※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、太陽光と風力の重複制御時間を考慮した合計値を記載。

※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。

(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、当日の時間毎の天気・日射量が前日の天気予報・日射量予測のとおりとなった場合の理論上の指標としての値であり、実運用においては、電力需要や電源の稼働状況などによっても変動するものであり、実際の制御率等を保証するものではない。

(参考) 出力制御見通しの算定結果 (2020年度データ)

【出力制御見通し算定結果 (実績ベース方式 : 2020年度実績)】

2023年3月 導入量	最小需要※2	連系線活用量	ケース①※1 太陽光+30万kW 風力+175万kW	ケース②※1 太陽光+42万kW 風力+245万kW
太陽光 122万kW 風力 17万kW	242万kW	0万kW <0%>	75.8% (7,833時間) 〔太陽光 : 69.9%〕 〔風力 : 77.2%〕	79.7% (8,212時間) 〔太陽光 : 72.5%〕 〔風力 : 81.1%〕
		223万kW <50%>	1.1% (213時間) 〔太陽光 : 1.0%〕 〔風力 : 1.1%〕	3.1% (454時間) 〔太陽光 : 2.2%〕 〔風力 : 3.2%〕

※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、太陽光と風力の重複制御時間を考慮した合計値を記載。

※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。

(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、当日の時間毎の天気・日射量が前日の天気予報・日射量予測のとおりとなった場合の理論上の指標としての値であり、実運用においては、電力需要や電源の稼働状況などによっても変動するものであり、実際の制御率等を保証するものではない。

(参考) 出力制御見通しの算定結果 (2021年度データ)

【出力制御見通し算定結果 (実績ベース方式 : 2021年度実績)】

2023年3月 導入量	最小需要※2	連系線活用量	ケース①※1 太陽光+30万kW 風力+175万kW	ケース②※1 太陽光+42万kW 風力+245万kW
太陽光 122万kW 風力 17万kW	253万kW	0万kW <0%>	70.7% (7,528時間) 〔太陽光 : 68.1%〕 〔風力 : 71.4%〕	75.9% (7,867時間) 〔太陽光 : 72.2%〕 〔風力 : 76.7%〕
		223万kW <50%>	0.8% (154時間) 〔太陽光 : 0.5%〕 〔風力 : 0.8%〕	2.1% (355時間) 〔太陽光 : 1.4%〕 〔風力 : 2.3%〕

※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、太陽光と風力の重複制御時間を考慮した合計値を記載。

※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。

(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、当日の時間毎の天気・日射量が前日の天気予報・日射量予測のとおりとなった場合の理論上の指標としての値であり、実運用においては、電力需要や電源の稼働状況などによっても変動するものであり、実際の制御率等を保証するものではない。

(参考) 出力制御見通しの算定結果 (2022年度データ)

【出力制御見通し算定結果 (実績ベース方式 : 2022年度実績)】

2023年3月 導入量	最小需要※2	連系線活用量	ケース①※1 太陽光+30万kW 風力+175万kW	ケース②※1 太陽光+42万kW 風力+245万kW
太陽光 122万kW 風力 17万kW	243万kW	0万kW <0%>	77.2% (7,886時間) 〔太陽光 : 71.5%〕 〔風力 : 78.7%〕	80.5% (8,122時間) 〔太陽光 : 74.6%〕 〔風力 : 81.8%〕
		223万kW <50%>	1.1% (184時間) 〔太陽光 : 1.6%〕 〔風力 : 1.0%〕	2.7% (417時間) 〔太陽光 : 2.7%〕 〔風力 : 2.7%〕

※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、太陽光と風力の重複制御時間を考慮した合計値を記載。

※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。

(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、当日の時間毎の天気・日射量が前日の天気予報・日射量予測のとおりとなった場合の理論上の指標としての値であり、実運用においては、電力需要や電源の稼働状況などによっても変動するものであり、実際の制御率等を保証するものではない。

- 今回算定したケース②（2022年度）を基準として、以下の対策を実施した場合の出力制御見通しを算定する。
 - ケース② a：【需要対策】系統用蓄電池の導入
 - ⇒ 出力は24万kW（最小需要の10%）、充電容量は出力の6時間分となる144万kWh
 - ケース② b：【供給対策】すべての火力電源（地域資源バイオマスは除く）の最低出力引き下げ
 - ⇒ 電源Ⅰ～Ⅲ火力、専焼バイオマスは30%まで引き下げ（最小需要断面での低減効果は10万kW程度）

出力制御見通しの算定結果【出力制御低減策】

【出力制御見通し算定結果（実績ベース方式：2022年度実績）】

2023年3月 導入量	連系線活用量	ケース②※1 太陽光+45万kW 風力+225万kW		
		(再掲) ケース②	② a 蓄電池導入	② b 最低出力引下げ※2
太陽光 122万kW 風力 17万kW	223万kW <50%>	2.7% (417時間) 〔太陽光：2.7%〕 〔風力：2.7%〕	2.3% (406時間) 〔太陽光：2.1%〕 〔風力：2.4%〕	2.2% (323時間) 〔太陽光：2.4%〕 〔風力：2.1%〕

※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。

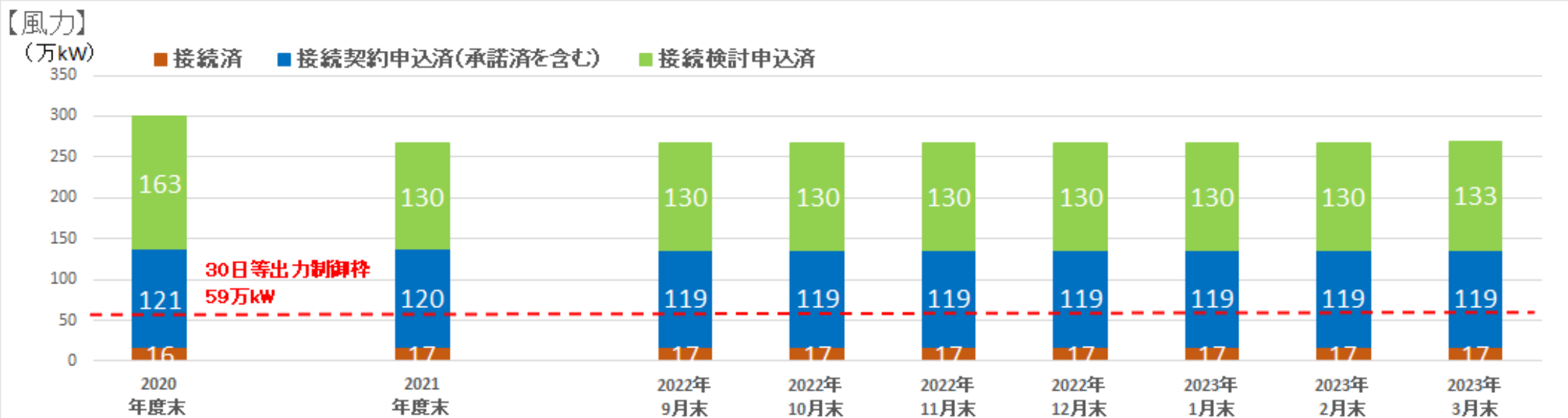
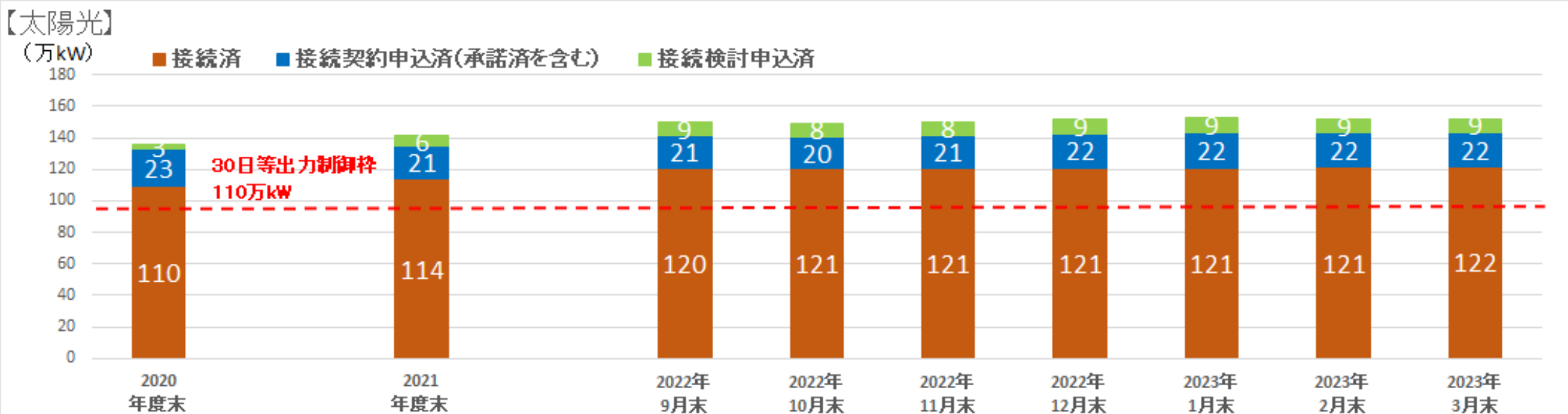
「太陽光+風力(太字)」の制御時間は、太陽光と風力の重複制御時間を考慮した合計値を記載。

※2 最小需要断面での低減効果は10万kW程度

(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、当日の時間毎の天気・日射量が前日の天気予報・日射量予測のとおりとなった場合の理論上の指標としての値であり、実運用においては、電力需要や電源の稼働状況などによっても変動するものであり、実際の制御率等を保証するものではない。

(参考) 太陽光・風力の導入状況



未来へ、めぐらせる。

