

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。
- 2019年8月の再生可能エネルギー大量導入・次世代ネットワーク小委員会中間整理（3次）において、経済的出力制御（オンライン代理制御）導入の方針が取りまとめられたことから、オンライン代理制御を導入することを前提とする。

■ 太陽光112万kW・風力16万kWの導入量（2021年9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：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）※1
- 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

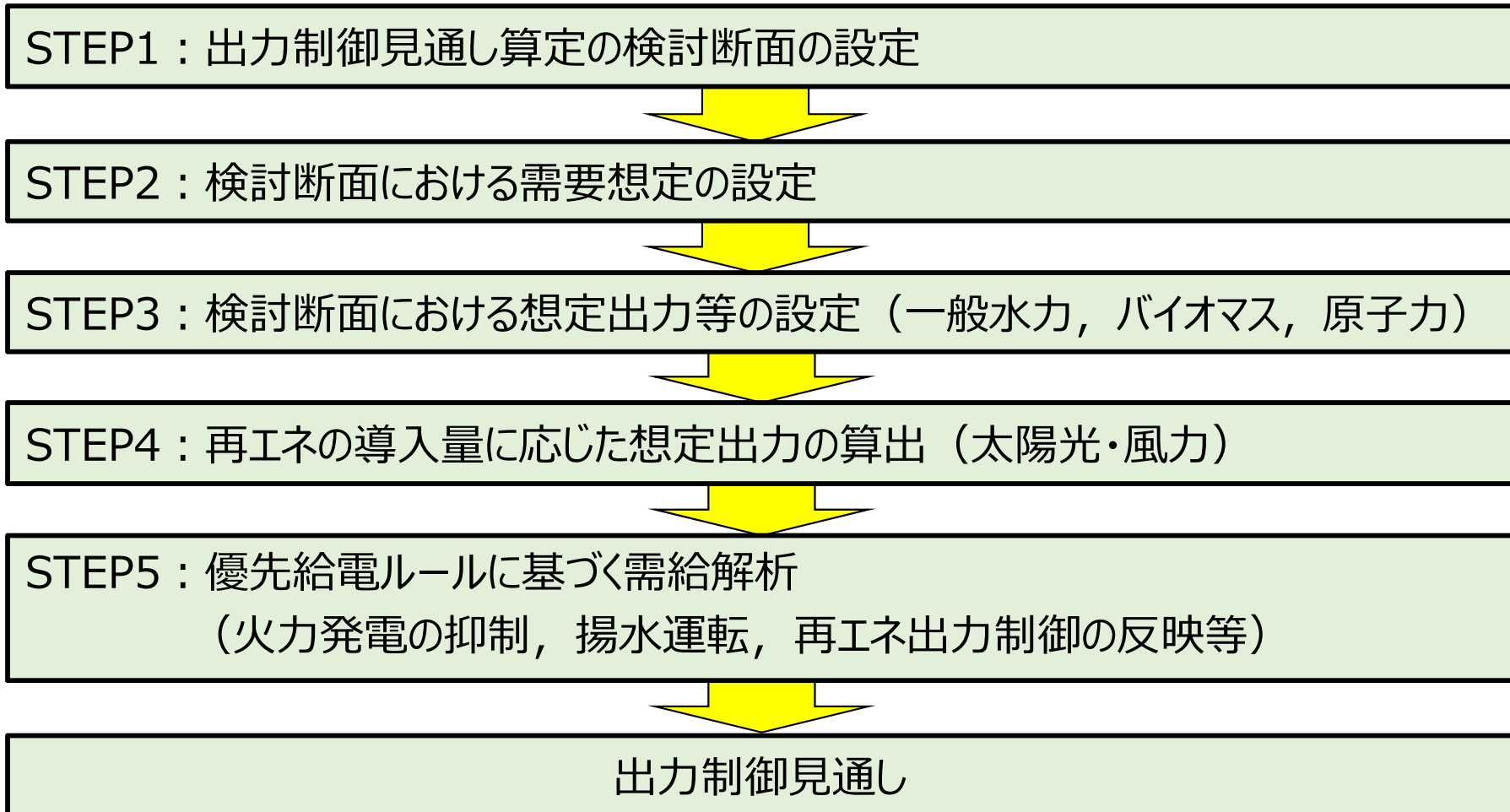
※1 風力の導入量が従来の風力30日等出力制御枠59万kWに未達となるため算定の対象外とした。

【各算定ケースにおける追加導入量※2】

(万kW)

	2021年9月 時点導入量	2021供給計画 2030年時点 導入量相当	ケース① 0.5倍 (算定対象外)	ケース② 1.0倍	ケース③ 1.5倍
太陽光	112	152	+20 (132)	+40 (152)	+60 (172)
風力	16	86	+35 (51)	+70 (86)	+105 (121)

※2 ()内の値は太陽光・風力の導入量（2021年9月時点）と追加導入量の合計値。

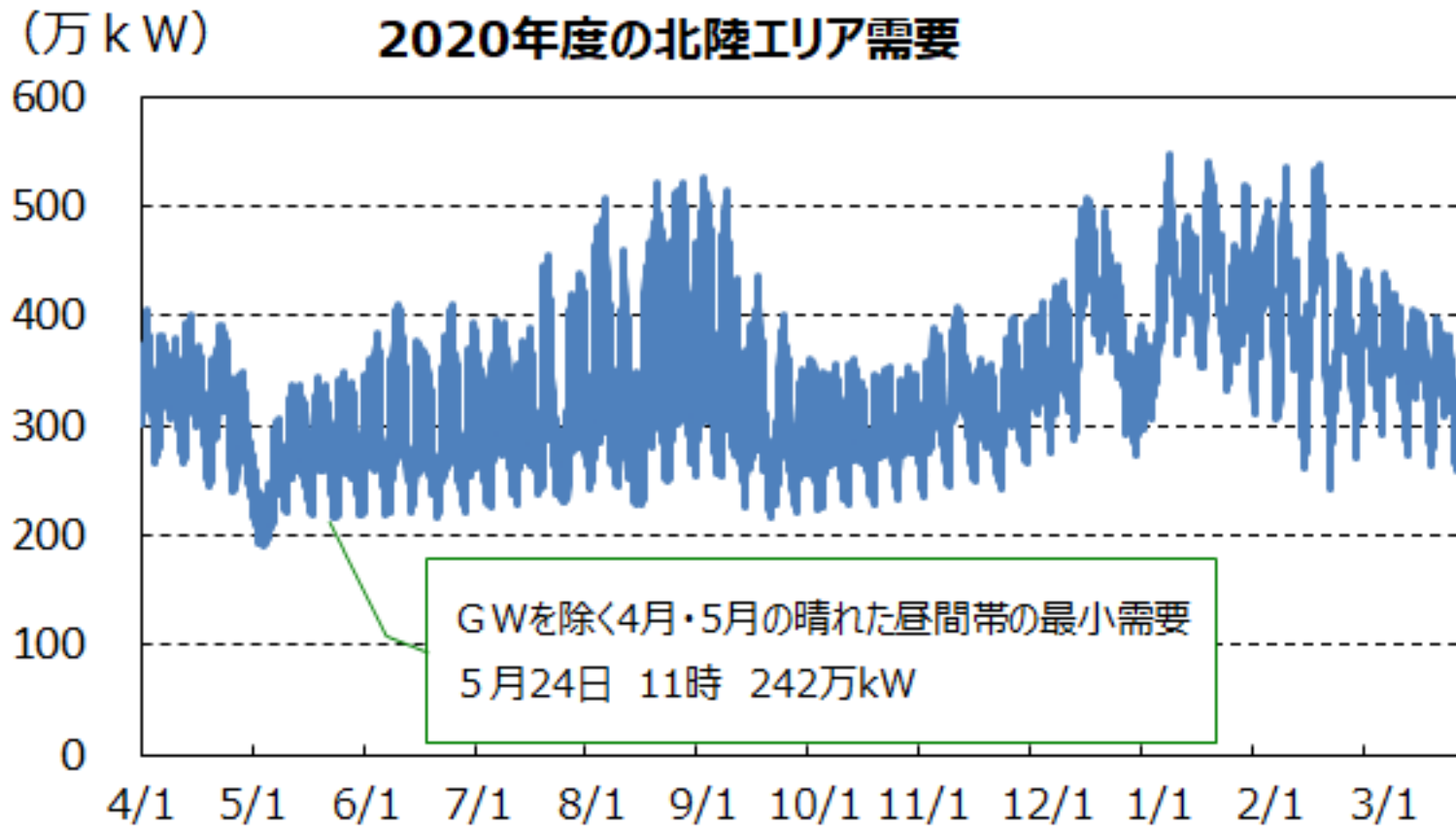


算定諸元（昨年度との比較）

		今回の系統WG（2021年）	昨年の系統WG（2020年）
需要		2018～2020年度実績	2017～2019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×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		2018～2020年度実績に基づき想定	2017～2019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		連系線運用容量から長期固定電源の他エリア 融通分を控除した量の <u>0%，100%の2パターン</u>	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%，50%，100%の3パターン

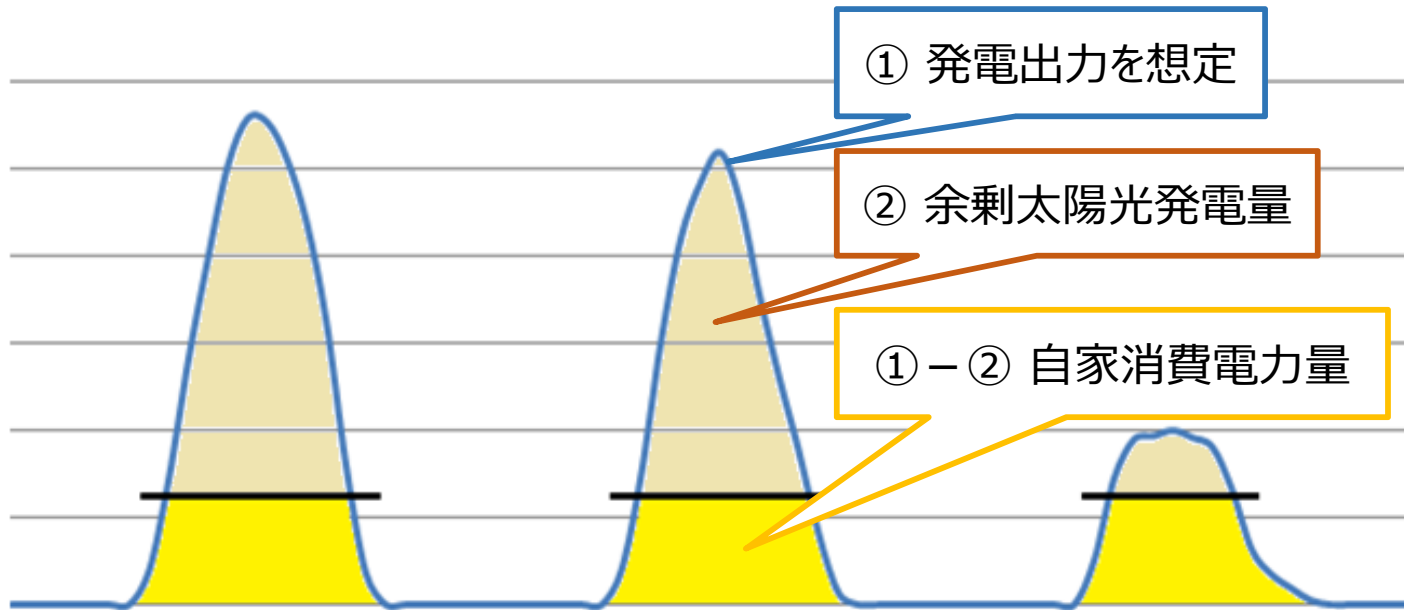
STEP1, 2 検討断面の設定と需要想定

- 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、2018～2020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量とし、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（2020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 (%)	11.1	12.0	12.5	11.7	13.4	10.3	8.8	6.4	5.3	3.6	7.3	10.2
自家消費電力 (万kW)	2.2	2.4	2.5	2.3	2.7	2.1	1.8	1.3	1.1	0.7	1.5	2.1

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	86.8	72	82.9
調整池式	61.2	43	70.3
貯水池式	123.7	10	8.1
合計 ^{※2}	271.7	125	—

※1 最小需要日（2020年5月24日）の昼間供給力および利用率。

※2 2021年9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	3.8	58.8 ^{※2}	2.2
	地域資源型	5.3	64.2 ^{※3}	3.4
導入見込み設備 ^{※1}	専焼	19.4	50.0 ^{※4}	9.7
	地域資源型	0.0	61.8 ^{※3}	0.0
合 計		28.5	—	15.4

※1 2021年9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 2020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最低出力の確認がとれた一部事業者の利用率を除く。

※4 電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドラインを参考に利用率を50%とする。

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。
- 地熱発電は導入見込みなし。

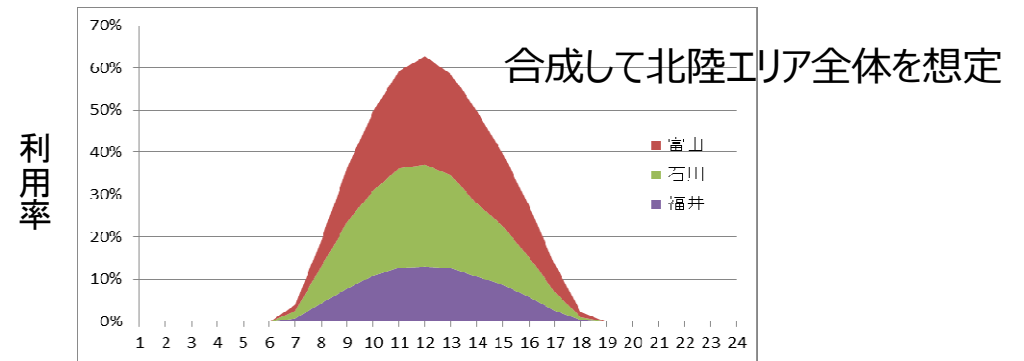
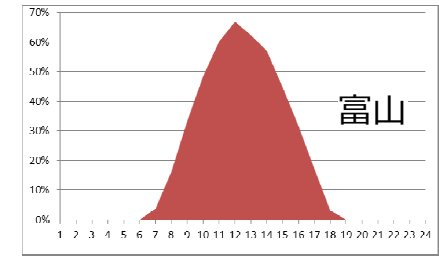
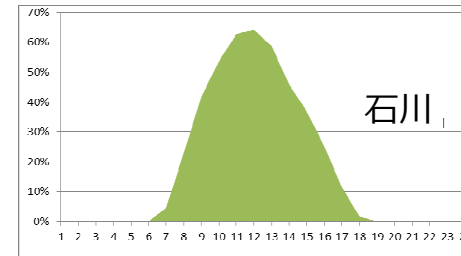
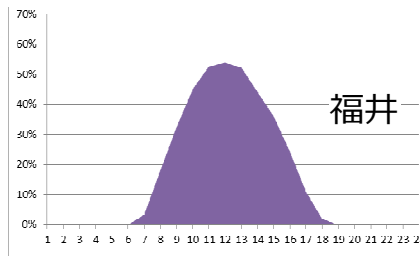
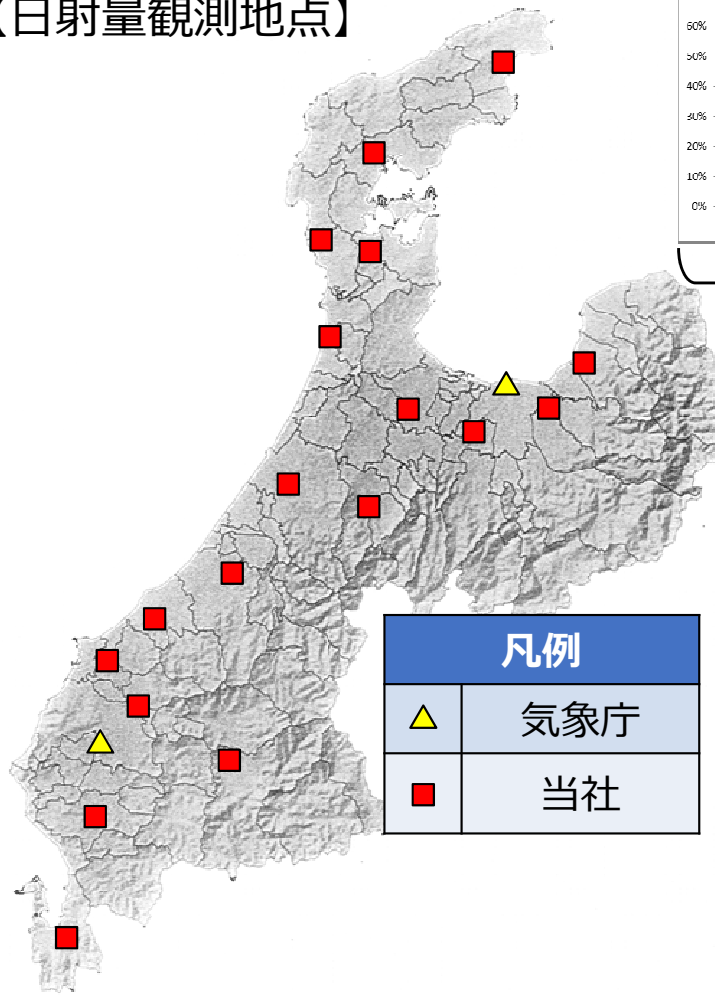
【原子力】

	設備容量 (万kW)	利用率 (%)	出力 (万kW)
合計	167.4	71.5	119.7

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】



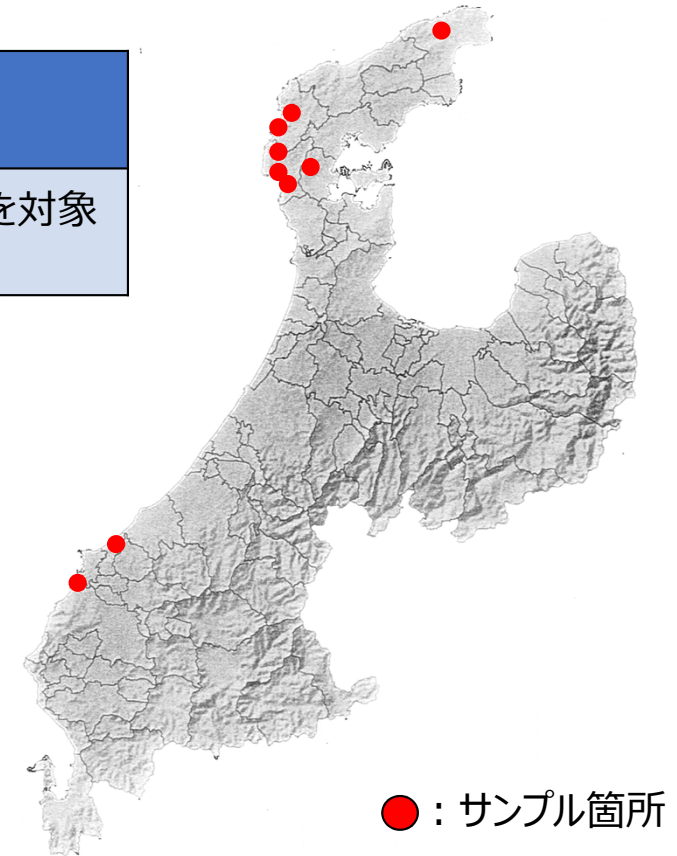
【県別日射量観測地点数】

	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
9	15.7	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。

	燃種	設備容量 (万kW)	出力 (万kW)
火力合計（電源Ⅰ・Ⅱ）	石油	50.0	7.5※2
	LNG	92.5	25.3※2
	石炭	240.0	48.0※2
火力合計（電源Ⅲ）※1	石油	3.8	3.0※3
	LNG	0	0
	石炭	53.5	13.9※3

※1 2021年9月末時点の接続契約申込み分を含む。

※2 最低限の出力とした場合の想定出力であり、別途LFC調整力を需要の2%分確保。

※3 事業者の確認がとれた最低出力。

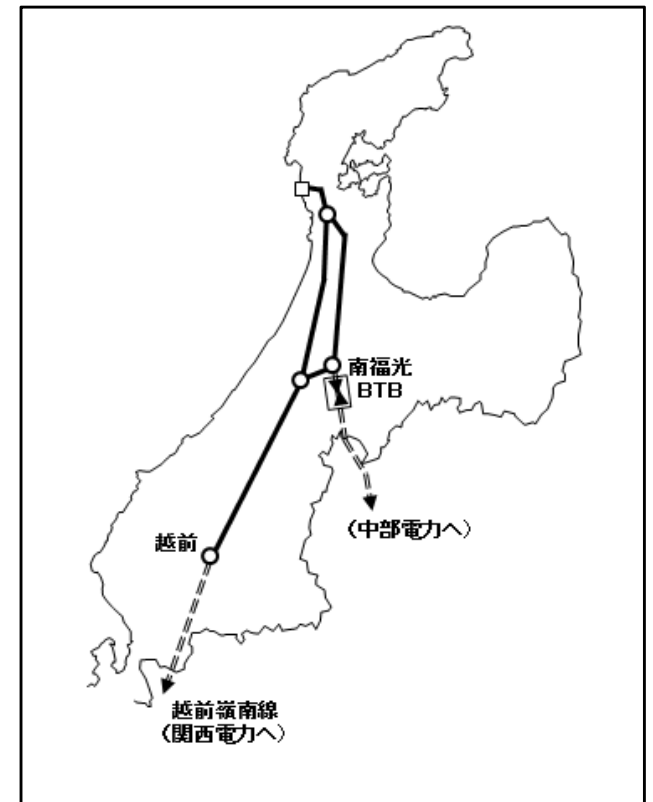
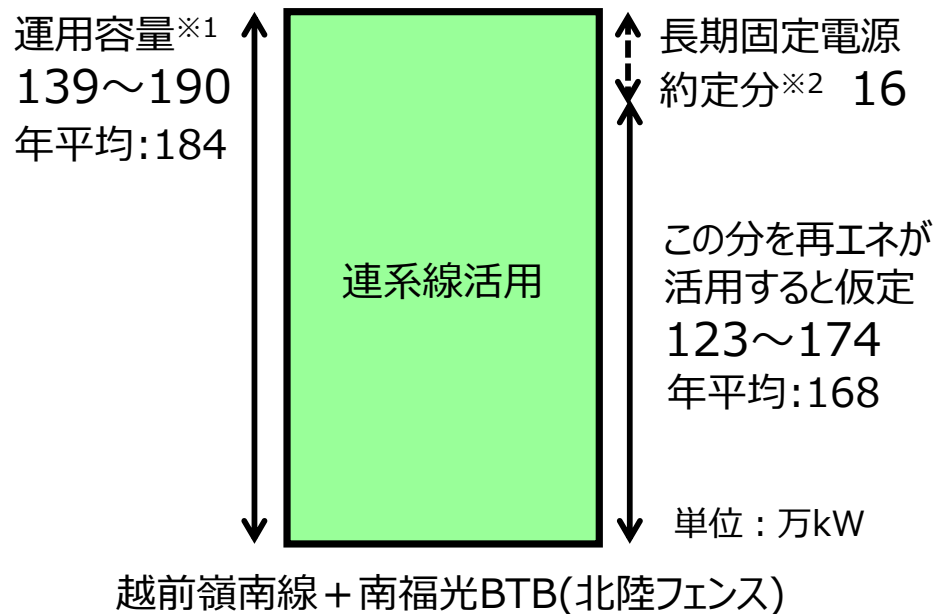
- 電源Ⅲ揚水式水力は、出力制御ルールに従い、揚水動力として最大限活用する。
- 系統用蓄電池の導入実績なし。

	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、連系線運用容量から長期固定電源の他エリアへの融通分を控除した残りの値に対して、0%、100%の連系線活用を織り込むこととする。



※1 連系線運用容量は広域機関にて決定。

(広域機関HP：<https://www.occto.or.jp/renkeisenriyou/oshirase/>)

※2 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) 昼間最小需要発生日 (5/24) の想定バランス

【2020年度 最小需要日※ (5/24)の11時・19時における需給バランス】

ケース②：太陽光152万kW，風力86万kW，連系線100%活用における値

(万kW)

		昼間最小需要 11時	点灯ピーク需要 19時	備考	
需要		242	260		
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	125	3	
		風力	12	45	
		一般水力	125	130	自流式/貯水池式：115/10 / 115/15
		バイオマス	15	15	
		計	277	193	
	原子力		120	120	設備利用率：71.5%
	揚水		▲12	0	
	連系線活用		▲125	▲110	100%では125万kW（2020年度5月休日昼間帯の連系線運用容量141万kW－長期固定電源約定分16万kW）
	再エネ出力制御		▲75	0	
	供給力計		242	260	

※ 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※1（実績ベース方式：2018～2020年度実績平均）】

2021年9月 導入量	最小需要※2	連系線活用量	ケース②※3 太陽光 +40万kW 風力 +70万kW	ケース③※3 太陽光 +60万kW 風力 +105万kW
太陽光 112万kW 風力 16万kW	248万kW	0万kW <0%>	51.1% (4,803時間) 51.4% 50.6%	54.1% (5,233時間) 53.6% 54.4%
		168万kW <100%>	2.0% (76時間) 3.2% 0.7%	2.6% (123時間) 4.7% 1.2%

- ※1 今回算定した出力制御見通しは一定の前提条件に基づいたシミュレーション結果であり、実際の制御日数等を保証するものではない。
- ※2 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需要に、余剰買取による太陽光発電の自家消費分を加算した値の2018～2020年度の平均値
- ※3 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・風力のそれぞれの制御時間のうち大きい値を記載

【参考】出力制御見通しの算定結果（2018年度データ）

【出力制御見通し算定結果※1（実績ベース方式：2018年度実績）】

2021年9月 導入量	最小需要※2	連系線活用量	ケース②※3 太陽光 +40万kW 風力 +70万kW	ケース③※3 太陽光 +60万kW 風力 +105万kW
太陽光 112万kW 風力 16万kW	249万kW	0万kW <0%>	44.9% (4,046時間) 45.7% 44.0%	47.5% (4,547時間) 48.1% 47.1%
		168万kW <100%>	1.6% (53時間) 2.4% 0.7%	2.0% (87時間) 3.4% 1.1%

- ※1 今回算定した出力制御見通しは一定の前提条件に基づいたシミュレーション結果であり、実際の制御日数等を保証するものではない。
- ※2 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需要に、余剰買取による太陽光発電の自家消費分を加算した値
- ※3 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・風力のそれぞれの制御時間のうち大きい値を記載

【参考】出力制御見通しの算定結果（2019年度データ）

【出力制御見通し算定結果※1（実績ベース方式：2019年度実績）】

2021年9月 導入量	最小需要※2	連系線活用量	ケース②※3 太陽光 +40万kW 風力 +70万kW	ケース③※3 太陽光 +60万kW 風力 +105万kW
太陽光 112万kW 風力 16万kW	253万kW	0万kW <0%>	51.2% (5,066時間) 51.2% 51.2%	54.2% (5,564時間) 54.2% 56.6%
		168万kW <100%>	2.6% (62時間) 2.6% 0.2%	3.8% (94時間) 3.8% 0.4%

- ※1 今回算定した出力制御見通しは一定の前提条件に基づいたシミュレーション結果であり、実際の制御日数等を保証するものではない。
- ※2 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需要に、余剰買取による太陽光発電の自家消費分を加算した値
- ※3 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・風力のそれぞれの制御時間のうち大きい値を記載

【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※1（実績ベース方式：2020年度実績）】

2021年9月 導入量	最小需要※2	連系線活用量	ケース②※3 太陽光 +40万kW 風力 +70万kW	ケース③※3 太陽光 +60万kW 風力 +105万kW
太陽光 112万kW 風力 16万kW	242万kW	0万kW <0%>	56.2% (5,297時間) 56.5% 56.0%	58.5% (5,588時間) 57.8% 58.9%
		168万kW <100%>	2.8% (114時間) 4.6% 1.0%	3.7% (189時間) 6.6% 1.8%

- ※1 今回算定した出力制御見通しは一定の前提条件に基づいたシミュレーション結果であり、実際の制御日数等を保証するものではない。
- ※2 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需要に、余剰買取による太陽光発電の自家消費分を加算した値
- ※3 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・風力のそれぞれの制御時間のうち大きい値を記載

- 2021年10月の本系統ワーキンググループでと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、今回算定したケース③（2020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③ 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③ 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火力は20%、専焼バイオマスは40%まで引き下げ（最小需要断面での低減効果は16万kW程度）

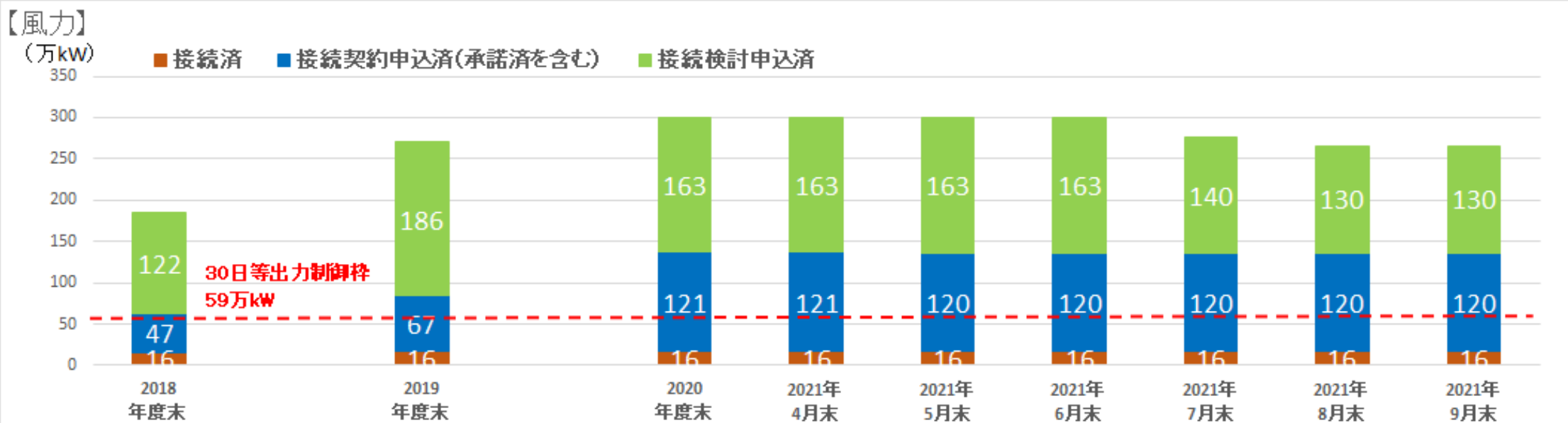
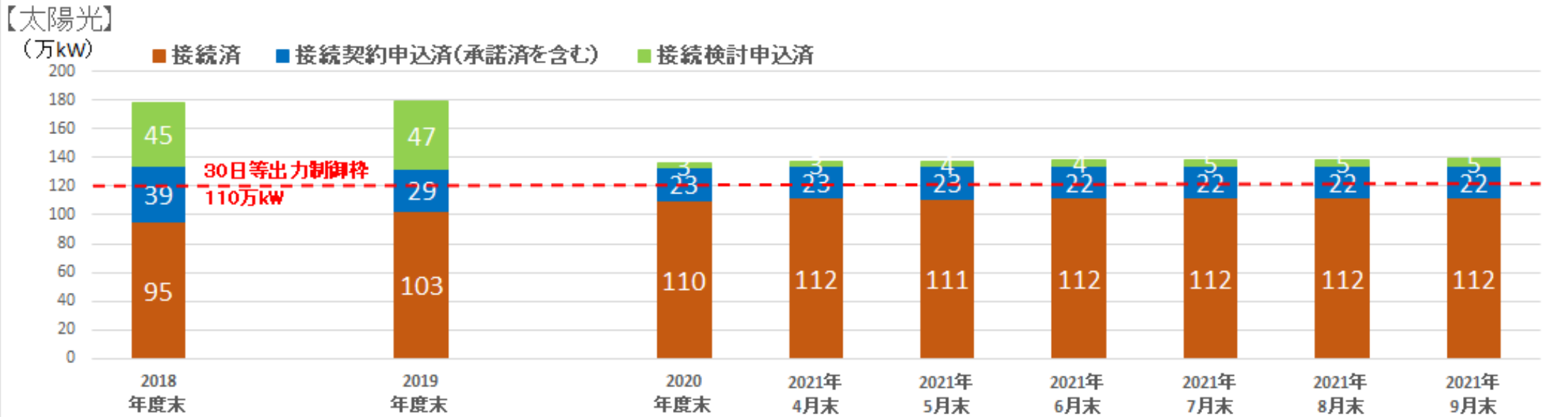
出力制御見通しの算定結果【出力制御低減策】

【出力制御見通し算定結果※1（実績ベース方式：2020年度実績）】

2021年9月 導入量	連系線活用量	ケース③※2 太陽光 +60万kW 風力 +105万kW		
		(再掲) ケース③	③ a 蓄電池導入	③ b 最低出力引下げ※3
太陽光 112万kW 風力 16万kW	168万kW <100%>	3.7% (189時間) 6.6% 1.8%	3.1% (160時間) 5.6% 1.5%	2.4% (116時間) 4.7% 0.9%

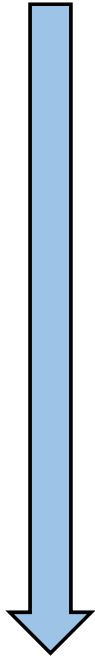
- ※1 今回算定した出力制御見通しは一定の前提条件に基づいたシミュレーション結果であり、実際の制御日数等を保証するものではない。
- ※2 数値は上から、「太陽光+風力（太字）」「太陽光」「風力」の制御率を記載
「太陽光+風力（太字）」の制御時間は、太陽光・風力のそれぞれの制御時間のうち大きい値を記載
- ※3 最小需要断面での低減効果は16万kW程度

(参考) 太陽光・風力の導入状況



(参考) 各ステータスの提示について

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

2022年度GWの需給見通しについて

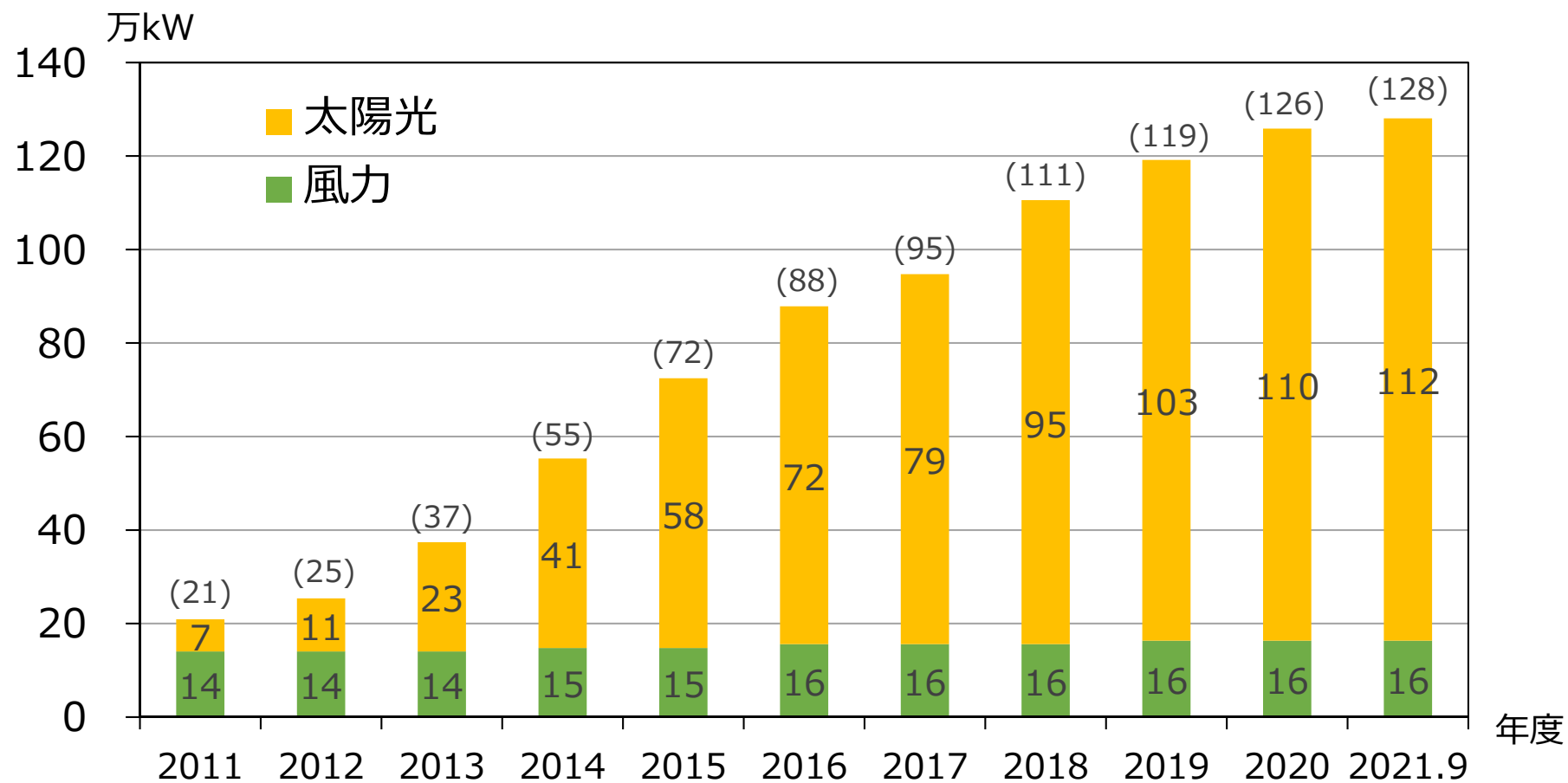
2022年3月14日

北陸電力送配電株式会社

未来へ、めぐらせる。

北陸エリアにおける再エネの導入状況

- 北陸エリアにおける、太陽光・風力の導入推移は以下のとおり。
- 2012年7月の固定価格買取制度（FIT法）施行以降、導入は継続的に拡大しており、2021年9月末時点において128万kWとなっている。



- 2022年のGWにおいて、通常想定される平均的な需給バランスであれば、優先給電ルールに基づく電源Ⅰ、Ⅱ火力の最大限の抑制や揚水運転などにより、10万kW程度の下げ調整余力を確保できる見通し【想定1】。
- 一方、需要の減少や出水による水力の増出力、太陽光発電の稼働増などの条件が重なった場合には、他エリアへの追加送電が最大で24万kW程度必要となる見通し【想定2】。

[万kW]		【想定1】 通常ケース	【想定2】 リスクケース	リスク想定
①需要		223	213	過去実績を踏まえた需要減少を考慮
供給力	火力	52	52	(LFC調整力2%含む)
	水力	116	130	出水による出力増加
	太陽光	100	108	2021年の合成実績最大利用率
	風力	3	6	
	バイオマス	9	9	
	②計		280	304
③連系線		△ 55	△ 55	(2022年度5月休日昼間帯の連系線運用容量：142万kW)
④揚水		△ 12	△ 12	余力なし
⑤合計 (② + ③ + ④)		213	237	
下げ調整余力 (① - ⑤)		10	△ 24	

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

■ 再エネ出力制御システムの構築

- 出力制御を効率的に公平かつ確実に実施するため、再エネ出力制御システムを構築。
- オフライン事業者には、自動電話とメールで、現地操作による出力制御を指示（前日指示）。
- オンライン事業者には、出力制御機能付PCS等へ出力制御情報を配信し遠隔制御（当日指示）。

■ 発電事業者に対する事前対応

（1）出力制御機能付PCS等への切替や運用申合書の締結

- 2020年6月以降、ダイレクトメール等を通じて出力制御の必要性やPCSの切替等の説明を行い、対応を依頼。
- オンライン制御を行う事業者のPCS切替対応は概ね完了。
一部のオンライン化未完了の事業者に対しては、暫定的にオフライン事業者と同様に前日指示にて対応予定。
- オフライン制御を行う事業者との出力制御に関する運用申合書の締結は完了。

（2）オフライン事業者との情報連絡訓練の実施

- 出力制御の実行性を確保するため、情報連絡訓練（自動電話とメールによる模擬出力制御指示）を2021年12月以降に3回実施。
- 訓練結果はいずれも90%程度の応答率。不応答者に対しては、別途個別に訓練を実施して応答を確認。
- 今後、定期的に訓練を実施していく予定。

（3）でんき予報サイトでの再エネ出力制御見通しや出力制御指示内容の公表

- 出力制御の可能性がある場合には、3日前～前日断面における出力制御の指示状況として、「再生可能エネルギー出力制御見通し」を毎日17時頃までに当社ホームページでお知らせする予定。

(参考) 再生可能エネルギー出力制御見通しの公表

- 3日前～前日断面における出力制御の指示状況として、「再生可能エネルギー出力制御見直し」を毎日17時頃までに当社ホームページでお知らせ。

再生可能エネルギー出力制御見直し

当社ホームページ画面イメージ

出力制御見直し

4月1日 (金曜日)	出力制御		出力制御指示内容
	参考		
	4月2日 (土曜日)	4月3日 (日曜日)	
指示実施	可能性あり	-	2022年度指示内容4月1日更新.pdf

●旧ルール事業者さま(オフライン制御)のうち、制御対象事業者さまへは電話およびメールで出力制御指示を行います。旧ルール事業者さま(オンライン制御)および新ルール・無制限・無補償ルール事業者さまのうち、制御対象事業者さまへは、当日、制御スケジュールを配信します。

- 参考日の出力制御見直しは、需給状況の変動により変更となる場合があります。
 - ・出力制御はない見込みの場合(上記「-」と表示)においても、出力制御が必要となることがあります。
 - ・出力制御の可能性がある場合(上記「可能性あり」と表示)においても、出力制御が不要となることがあります。

●「出力制御指示内容」は、『再生可能エネルギーの固定買取制度』に基づく出力制御指示に関する報告内容を掲載しています。

[過去の指示内容および制限回数実績について](#)

未来へ、めぐらせる。

