

# 指定ルール太陽光・風力の 出力制御見通し算定結果について

令和元年12月5日

北陸電力株式会社

- 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）、バイオマスを停止または抑制、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に算定する。
- 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・指定ルール」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。
- 具体的には、太陽光110万kW、風力59万kW（30日等出力制御枠）が連系しているものとし、指定ルール事業者が追加で連系した場合の指定ルール発電設備の出力制御時間、出力制御量、出力制御率を算定する。

2016～2018年度の需要実績等に基づき、出力制御見通しを算定する。

- 風力59万kW(30日等出力制御枠)を前提とした、指定ルール太陽光の出力制御見通し
- 太陽光110万kW(30日等出力制御枠)を前提とした、指定ルール風力の出力制御見通し

## 【算定条件】

項目	内容
算定年度	2016年度～2018年度（年度ごとに算定、3年間分平均）
需要	2016年度～2018年度のエリア実績
太陽光、風力	太陽光発電と風力発電の各年度発電実績
供給力(ベース)	震災前過去30年間の稼働率平均に、設備容量を乗じて算定
火力発電	安定供給が維持可能な最低出力
揚水式水力等	再エネの余剰電力吸収のため最大限活用
地域間連系線	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：出力制御見通し算定の検討断面の設定



STEP2：検討断面における需要想定の設定



STEP3：検討断面における想定出力等の設定（一般水力、原子力、バイオマス）



STEP4：再エネの導入量に応じた想定出力の設定（太陽光・風力）



STEP5：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

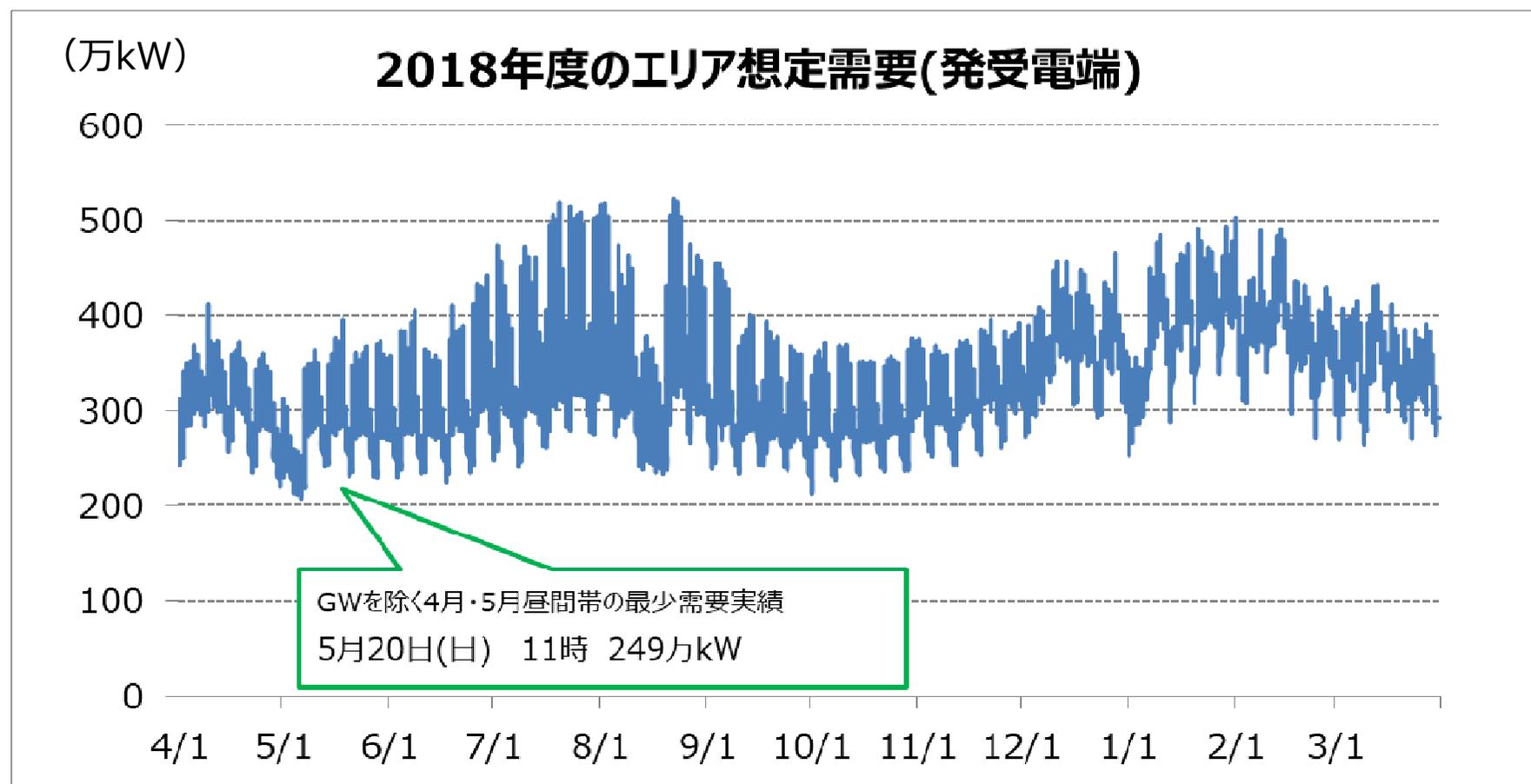
# 算定諸元（昨年度との比較）

5

		今回の系統WG（2019年）	昨年の系統WG（2018年）
需要断面 (エリア需要)		<u>2018年度実績 (8,760時間)</u> <u>2017年度実績 (8,760時間)</u> <u>2016年度実績 (8,760時間)</u>	2017年度実績 (8,760時間) 2016年度実績 (8,760時間) 2015年度実績 (8,784時間)
太陽光、 風力		<u>2016～2018年度実績に</u> 基づき想定	2015～2017年度実績に 基づき想定
原子力		設備容量×設備利用率（震災前過去30年間平均） $167.4\text{万kW} \times 71.5\% = 119.7\text{万kW}$	
地熱		該当なし	
バイオ マス	地域 資源型	設備容量（将来見込分考慮）× 設備利用率（前年度実績） $8.3\text{万kW} \times 52.7\% = 4.4\text{万kW}$	
	専焼	$6.6\text{万kW} \times 54.1\% = 3.6\text{万kW}$	
一般水力		設備容量（将来見込分考慮）×設備利用率（震災前過去30年間平均） <ul style="list-style-type: none"> <li>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</li> <li>流れ込み式は、流量に応じた一定出力運転</li> </ul>	

	今回の系統WG（2019年）	昨年の系統WG（2018年）
火力	電源Ⅰ・Ⅱは安定供給上、最低限必要な出力まで抑制または停止 電源Ⅲは給電停止	
揚水式水力等	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 0%、50%、100%の3パターン	

- 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。
- 需要実績は、2016～2018年度の北陸エリアの需要実績を使用する。なお、需要実績には余剰買取契約の太陽光の自家消費電力分を加える。

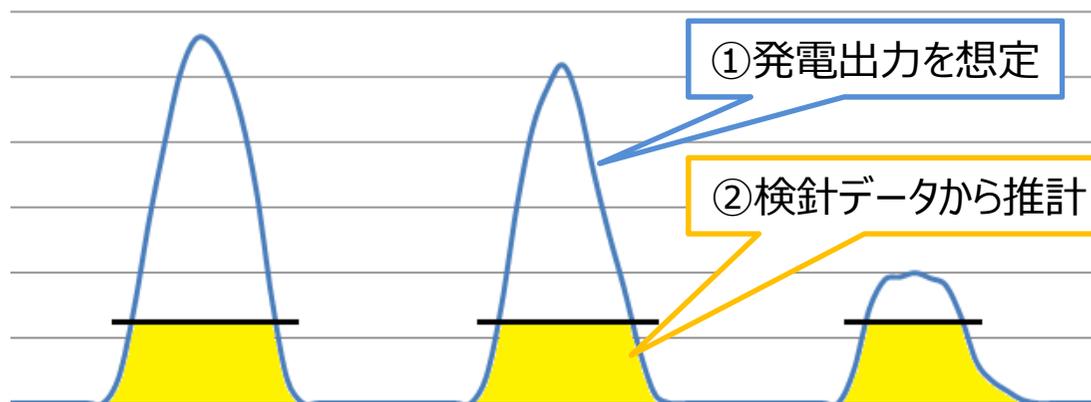


# (参考) 太陽光自家消費電力の想定

太陽光発電の自家消費量は、余剰買取契約設備量に自家消費率を乗じて算定する。

## 【自家消費率の算定方法】

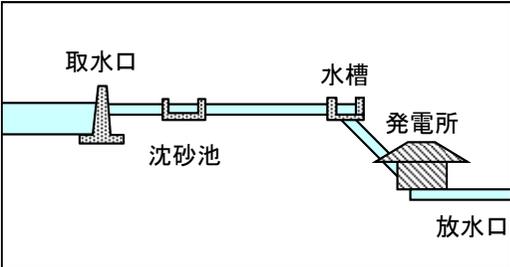
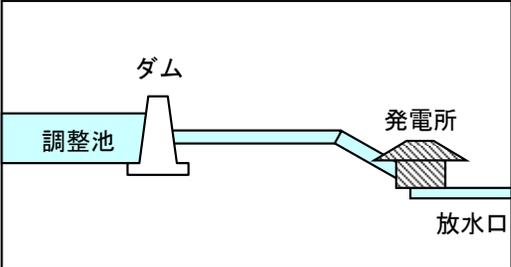
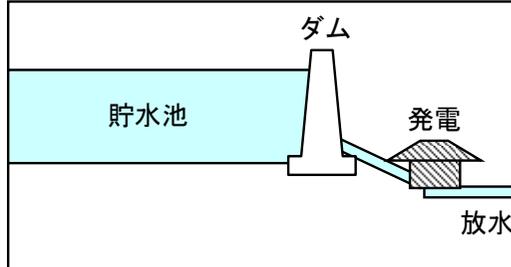
過去の太陽光発電出力カーブを過去の気象（日射量）データから推定（①）。  
太陽光発電出力カーブから実際に受電した余剰太陽光発電量の差分を自家消費量（②）とし、太陽光が発電する時間帯で平均的に消費していると仮定して自家消費率を算定。



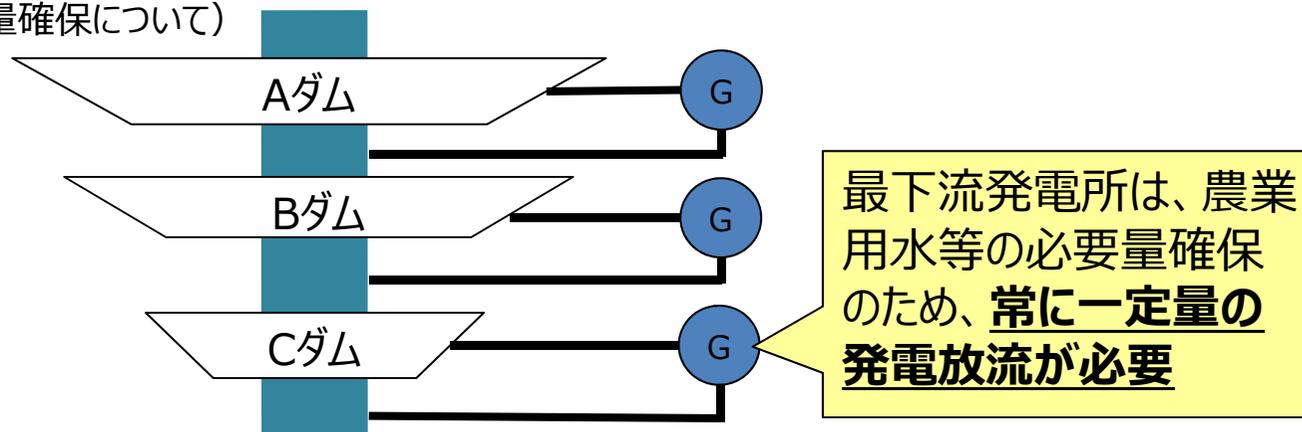
## 【自家消費率および自家消費電力（2018年度）】

	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 (%)	7.8	7.2	5.8	7.2	9.9	7.2	9.6	9.5	9.7	16.7	13.3	10.7
自家消費電力 (万kW)	1.3	1.2	1.0	1.4	1.5	1.4	1.5	1.6	1.6	2.9	2.9	2.2

# STEP3 出力の設定（一般水力）

分類	流れ込み式	調整池式	貯水池式
概要	河川流量をそのまま利用する発電方式	河川流量を調整池で調整して発電する方式	河川流量を貯水池で調整して発電する方式
運用	流れ込む流量に応じ、ほぼ一定の出力で運転	調整池容量見合いで、多少の需要変動に対応し出力を調整	原則、需要のピーク時間帯に発電
イメージ			

(貯水池式水力における用水必要量確保について)



- 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。
- 将来接続が見込まれる水力（新設の他、設備改修等による出力増加分を含む）は、既存設備の平水を基に、設備量で按分した出力を設定する。

(万kW)

発電方式	設備容量（既設分は2018年度末）
	エリア内合計
流れ込み式	86.8 (7.5)
調整池式	60.2
貯水池式	122.9
合計	269.9 (7.5)

(注) 他社設備の発電方式は、当社にて想定して区分  
( )内の値は、将来の接続見込分であり内数

# STEP3 出力の設定（一般水力） 続き

【評価断面における水力の最低供給力（エリア内合計）】

(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 (5)	72 (5)	53 (4)	51 (4)	42 (3)	38 (3)	34 (3)	33 (3)	39 (3)	29 (2)	28 (2)	38 (3)
調整池式	43	43	34	31	24	22	19	17	22	15	14	21
貯水池式	10	10	10	10	5	3	3	3	3	4	3	6
合計	118 (5)	125 (5)	97 (4)	92 (4)	71 (3)	63 (3)	56 (3)	53 (3)	64 (3)	48 (2)	45 (2)	65 (3)

(注) 2018年度末設備量ベースの値

( )内の値は、将来の接続見込分であり内数  
貯水池式は、農業用水等の必要量確保分

4～6月は融雪等の影響があり、水力発電量が大きくなる。

【5月の水力の最低供給力（将来の接続見込分を含む）】

	流れ込み式	調整池式	貯水池式
最低供給力 (万kW)	72	43	10
設備容量 (万kW)	86.8	60.2	122.9
利用率 (%)	82.8	71.5	8.1

## 地域資源型バイオマス

- 将来接続が見込まれるバイオマスは、発電所の規模等を考慮して地域資源型に該当する設備を分類。
- 既設分・将来見込分の地域資源型バイオマスのうち、出力制御が困難なものに限り2018年度実績の設備利用率を適用して出力を設定する。

	今年度織り込み	備考
設備容量(万kW)	8.3 (3.1)	出力制御が困難なもの
供給力(万kW)	4.4 (1.6)	容量×設備利用率
設備利用率 (%)	52.7	2018年度利用率実績

(注) ( )内の値は、将来の接続見込分であり内数

## 専焼バイオマス

- すべて給電停止として算定する。

	今年度織り込み	備考
設備容量(万kW)	83.1 (79.3)	
供給力(万kW)	0.0 (0.0)	給電停止

(注) ( )内の値は、将来の接続見込分であり内数

## 地熱

- 地熱発電は見込みなし。

既存設備について、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）の設備利用率を設備容量に乗じたものを出力とし、8,760時間一定運転を前提とする。

	運転開始日	認可出力 (万kW)	受電分 (万kW)	設備利用率 (%)
志賀1号機	H5.7.30	54.0	54.0	71.5
志賀2号機	H18.3.15	135.8	75.8	
原電敦賀2号機	S62.2.17	116.0	37.6 (受電比率34%)	

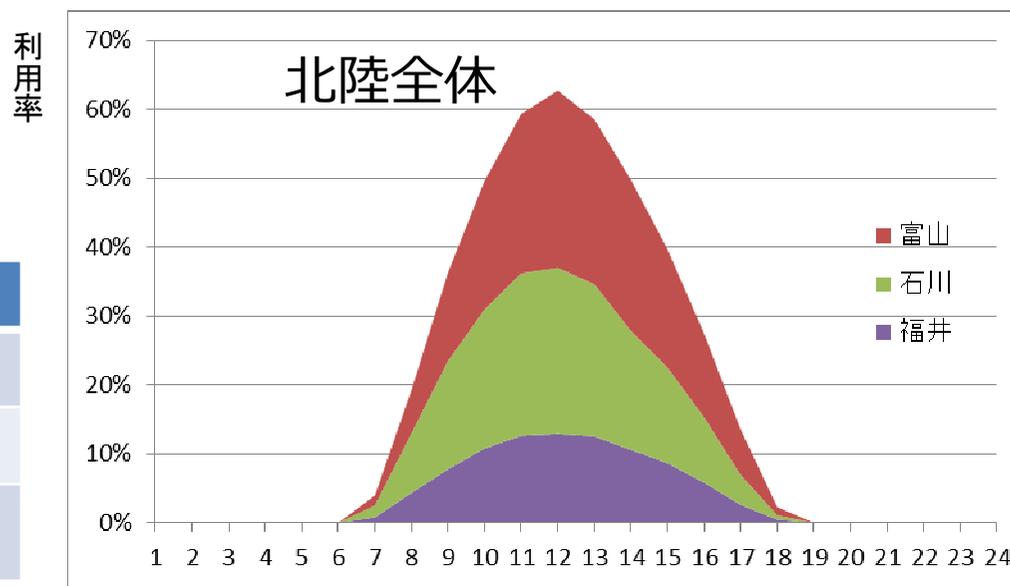
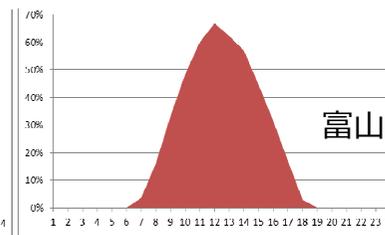
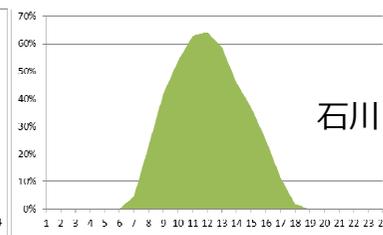
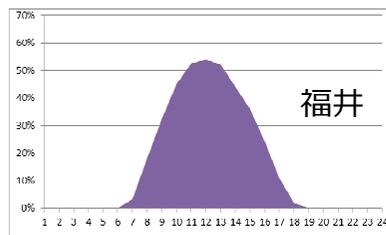
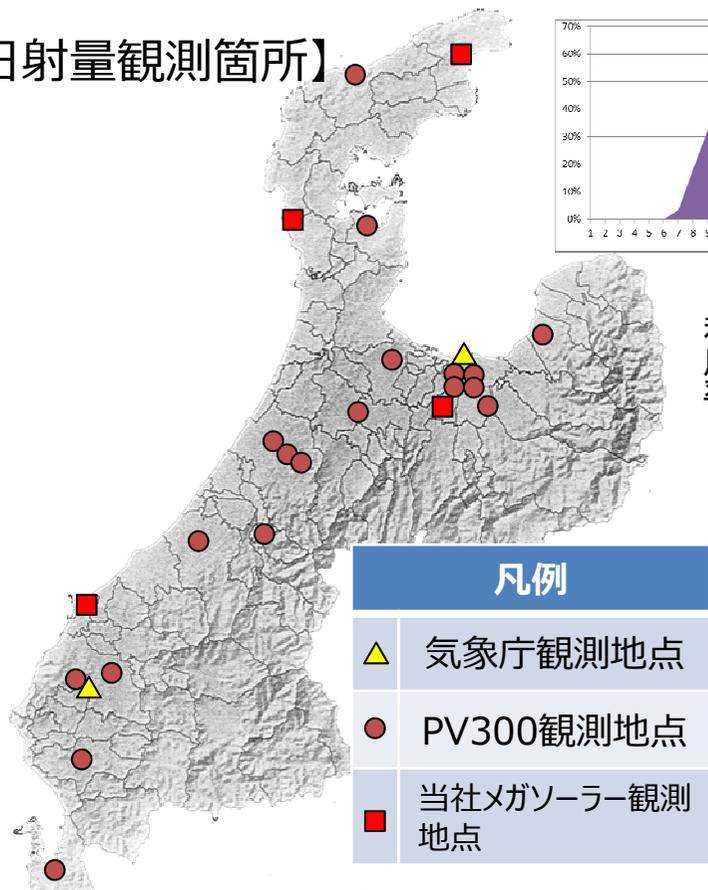
$$[\text{設備容量} \times \text{設備利用率}] = (54.0 + 75.8 + 37.6) \times 71.5\% \div 119.7 \text{万kW}$$

- 太陽光については、2016～2018年度の各県の日射量データと太陽光発電設備容量から発電出力を想定する。
- 想定にあたっては、各県単位に発電出力を想定し、これらを各県の接続済の設備容量比率で重み付けをして合算し、各年度8,760時間分の太陽光出力を想定する。

### （参考）

日射量データは、気象庁データと、PV300実証事業にて設置した日射量計のデータおよび当社メガソーラー設置箇所の日射量計データを県別に平均をとり、平滑化効果を考慮した値を採用。

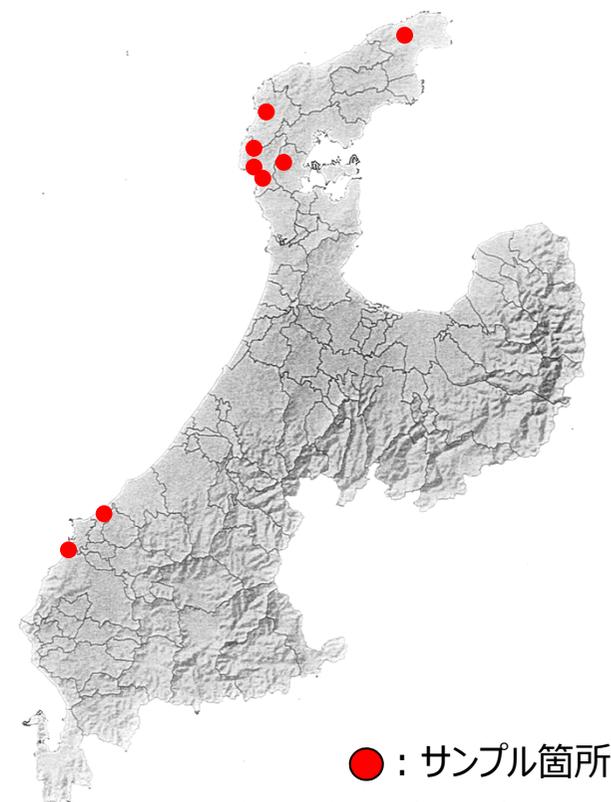
## 【日射量観測箇所】



	富山	石川	福井	合計
気象庁観測地点数	1	0	1	2
PV300観測地点数	8	7	4	19
当社メガソーラー観測地点数	1	2	1	4

風力については、2016～2018年度の各風力発電所の出力実績データと風力発電設備容量を基に、各年度8,760時間分の出力を想定する。

サンプル数	設備容量 (万kW)	備考
8	14.9	<ul style="list-style-type: none"><li>2018年度の場合</li><li>テレメーター設置箇所のみを対象として算定</li></ul>



電源Ⅰ・Ⅱは安定供給の観点から以下の点を考慮し、最低限必要な出力まで抑制または停止する。

- 設備仕様（最低出力等）
- LFC調整力として需要の2%を確保
- LNGの最低消費制約を考慮
- 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
- 潮流調整が必要な場合、当該系統に接続する発電機の出力を調整

## 【設備概要】

発電所	号機	認可出力 (万kW)	LFC最低出力 (万kW)	設備最低出力 (万kW)	燃料 種別
富山	4号機	25.0	8.0	4.0	石油
	1号機	25.0	14.0	7.5	
富山新港	2号機	50.0	14.0	7.5	石油/LNG
	LNG 1号機	42.5	17.8	17.8	LNG
福井	三国 1号機	25.0	6.3	3.5	石油
敦賀	1号機	50.0	17.5	10.0	石炭
	2号機	70.0	21.0	14.0	
七尾大田	1号機	50.0	17.5	10.0	
	2号機	70.0	21.0	14.0	

電源Ⅲは、すべて給電停止として算定する。

## 【設備概要】

発電所	号機	認可出力 (万kW)	設備最低出力 (万kW)	燃料 種別	備考
富山新港	石炭 1号機	25.0	6.0	石炭	
	石炭 2号機	25.0	6.0		
その他	—	6.7	—	—	混焼バイオマス含む

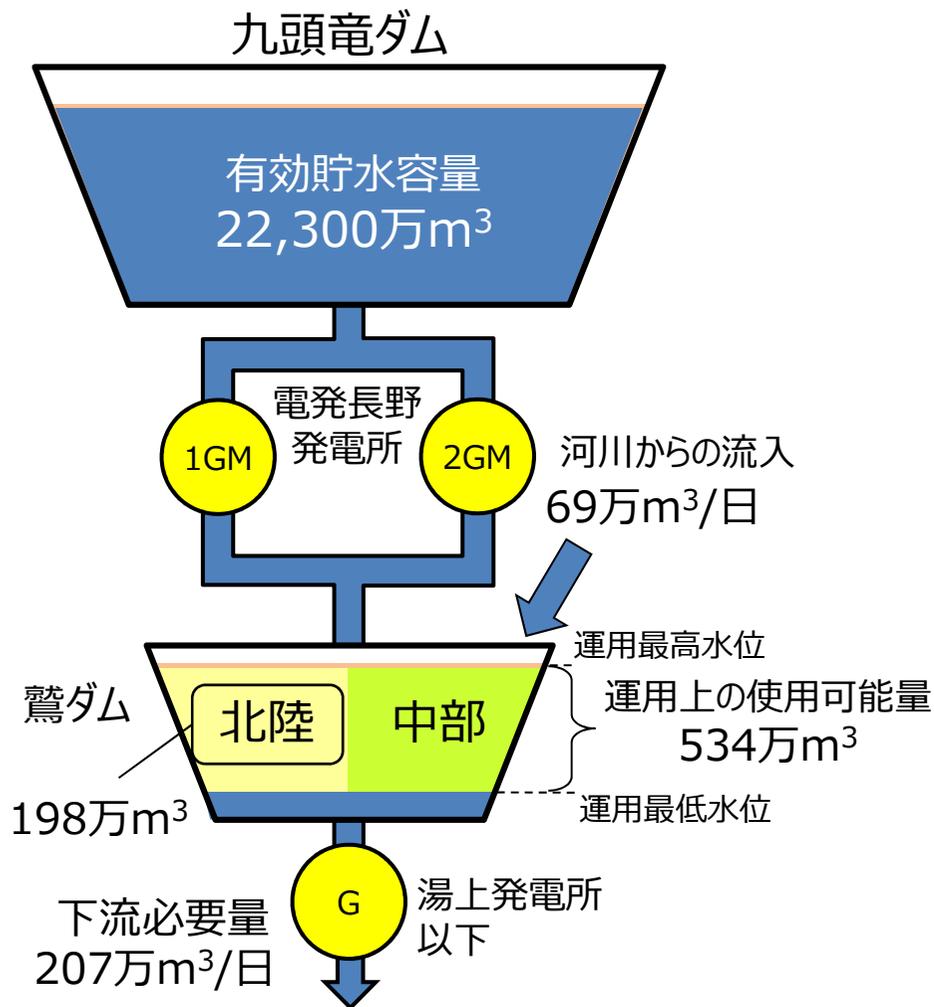
揚水式水力を最大限に活用し、再エネ余剰電力を吸収する。  
(需給バランス改善用蓄電池は、北陸エリアでの導入実績がないため考慮しない。)

### 【設備概要】

発電所名	認可出力 (万kW)	揚水動力 (万kW)	蓄電容量 (万kWh)
電発長野発電所 1号機	11.0	12.0	57

(注) 2号機は中部分であり、貯水池は北陸・中部で運用

- 1号機が揚水運転中は、2号機の発電運転ができないため、揚水運転に際しては、中部との協議が必要となる。
- トラブルや点検等で停止した場合にも、揚水の活用ができなくなる。
- 出力制御見通し算定に際しては、揚水の活用を最大限見込むものの、揚水制約を回避できない場合は、太陽光・風力の出力制御等の対応が必要となる。



鷺ダムの運用上使用可能な容量（534万m<sup>3</sup>）を、北陸と中部で使用。

揚水動力として使用可能な容量は、  
 = 534（池容量） + 69（河川流入） - 207（下流必要量）  
 = 396万m<sup>3</sup>  
 北陸分は半量の198万m<sup>3</sup>

揚水運転時の使用水量は41.4万m<sup>3</sup>/h  
 よって1日あたりの揚水可能時間は、  
 198/41.4 ≒ 4.8時間

揚水動力は12万kWであるので、  
 電力量に換算した蓄電容量としては、  
 12万kW × 4.8時間 ≒ 58万kWh となる。

（注）河川からの流入および下流必要量は5月平水時の値で例示

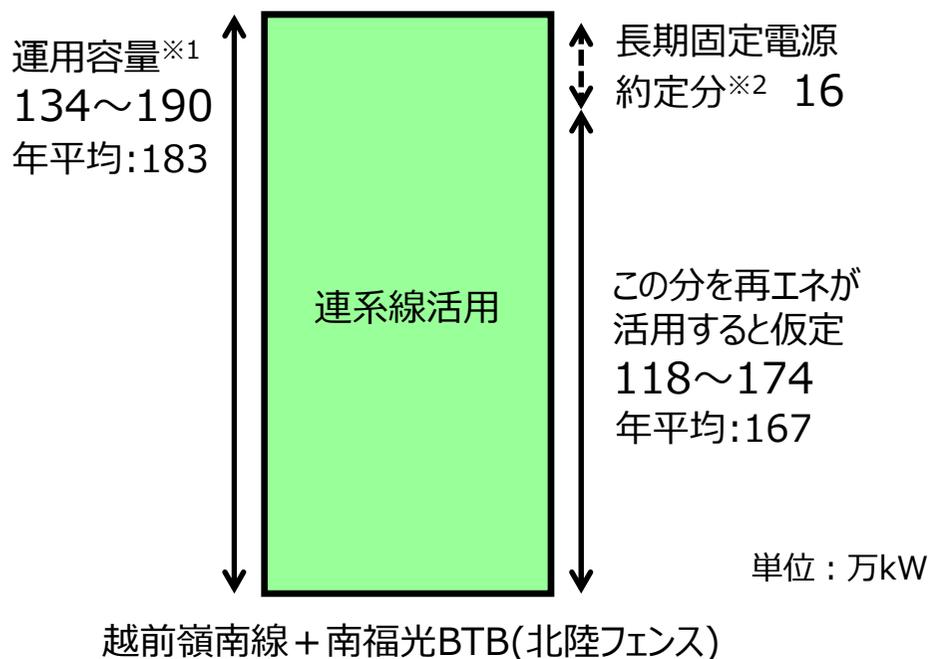
【長野発電所の各月の1日あたり揚水動力換算容量】

（万kWh/日）

4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
80	58	49	80	56	62	79	82	83	80	82	88

（注）当社にて試算した値であり参考値

- 間接オークションの導入を踏まえ、連系線の最大限の活用を前提とする。
- 算定にあたり、月・平休日・時間帯等による運用容量の違いを考慮する※1。
- 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のうち、0%、50%、100%を送電した3パターンについて算定する。



出力制御見直しにおける連系線活用量はケーススタディとして設定するものであり、実運用においてシミュレーション条件どおり活用できることを保証するものではない

※1: 連系線運用容量・マージンは広域機関にて決定。  
詳細は以下の広域機関Webサイトで公開されている。  
<https://www.occto.or.jp/renkeisenriyou/oshirase/2018/>

※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(5/20)のバランス

## 【2018年度最小需要※日(5/20)の11時・20時における需給バランス】

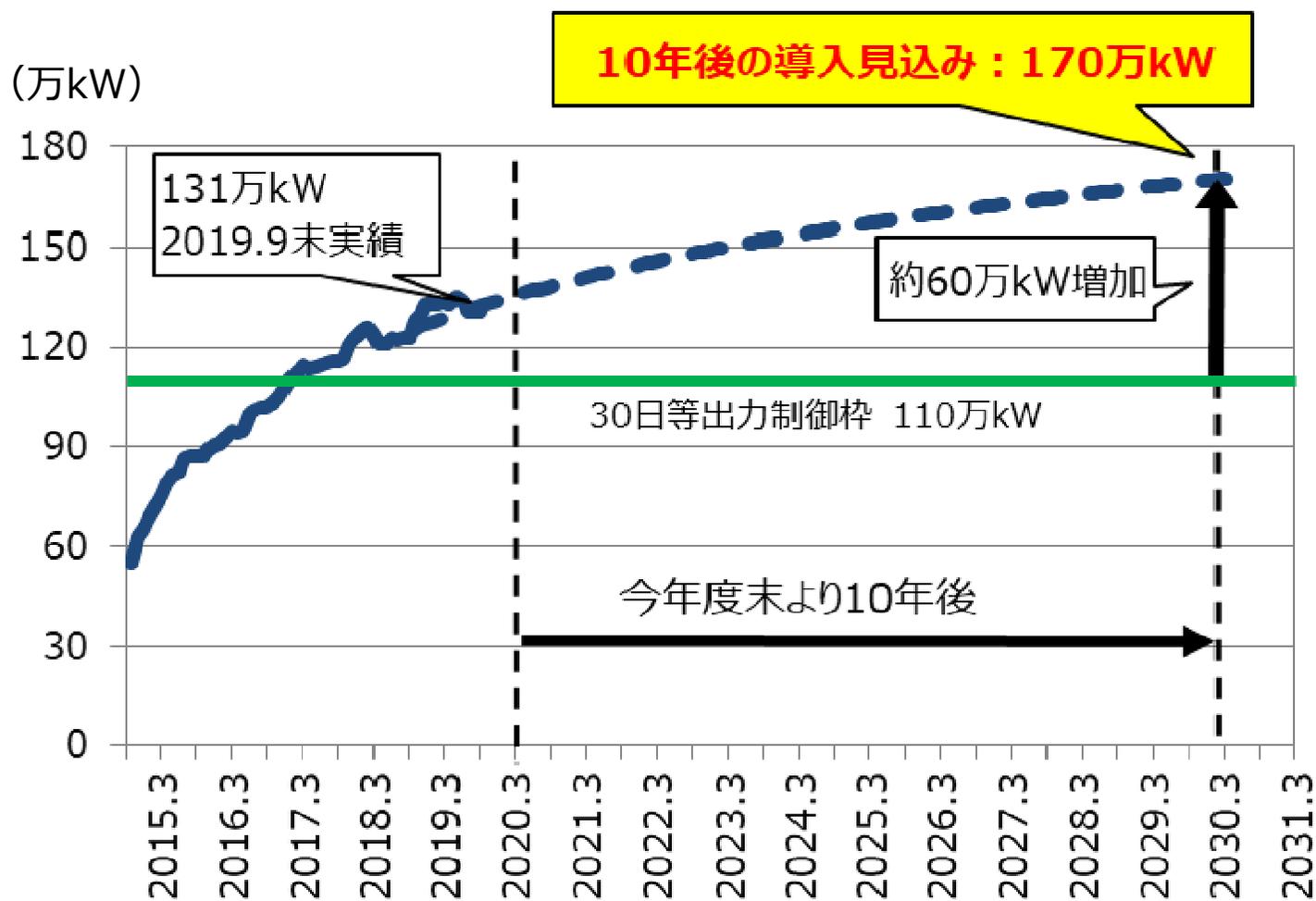
太陽光110万kW、風力59万kW、連系線100%活用ケースにおける値

※ GWを除く4・5月昼間帯の最小需要 (万kW)

			昼間最小需要※ 11時	点灯ピーク需要 20時	備考	
需要※			249	275		
供給力	火力	電源Ⅰ	石油	0	0	
		石油/LNG	富山新港2	8	8	BOG消費のため現地最低出力
			LNG	0	0	
		石炭	七尾大田1	10	32	
			敦賀1	23	50	
	電源Ⅲ	0	0			
	原子力	120	120	設備利用率：71.5%		
	再エネ	水力	125	168	自流式/貯水池式：115/10 / 120/48	
		風力	18	14		
		太陽光	87	0		
バイオマス		4	4			
再エネ出力制御	△13	0				
揚水	△12	0				
連系線活用	△121	△121	<ul style="list-style-type: none"> <li>121万kW=2019年度5月休日昼間帯の連系線運用容量137万kW-長期固定電源約定分16万kW</li> </ul>			
合計	249	275				

# 出力制御見通しにおける太陽光追加導入量の想定

出力制御見通しの算定における追加的に導入される指定ルール太陽光は、接続済と接続契約申込済（承諾済を含む）の至近のトレンドから、今年度末から10年間で+60万kW（合計170万kW）と想定した。



# 太陽光出力制御見通しの算定結果

【太陽光の出力制御見通し算定結果（実績ベース方式：3年間平均）】  
（太陽光110万kW、風力59万kWを前提）

指定ルール 設備量	連系線活用量		出力制御時間 (時間)	出力制御量 (百万kWh)	出力制御率 (%)
	(%)	(万kW)※			
+20万kW	0	(0)	1,120	69	28.0
	50	(84)	132	13	5.4
	100	(167)	24	3	1.4
+40万kW	0	(0)	1,244	156	31.7
	50	(84)	145	30	6.0
	100	(167)	33	9	1.7
+60万kW	0	(0)	1,393	252	34.0
	50	(84)	156	50	6.7
	100	(167)	39	17	2.2

※( )内の値は年平均の連系線活用量（万kW）を示す

- 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。
- 出力制御見通し算定の前提条件である連系線活用量は、ケーススタディとして設定したものである。実際の運用では、広域機関の優先給電ルールにもとづき地域間連系線を可能な限り活用するものの、流れ込み式水力等の長期固定電源の余剰やバイオマスの最低出力制約等により、連系線運用容量の全量を常に太陽光・風力の出力制御回避のために活用できるとは限らないため、実際の制御率は上記を上回る可能性がある。

# (参考) 太陽光出力制御見通し (2016年度実績)

## 【太陽光の出力制御見通し算定結果 (実績ベース方式：2016年度実績)】

(太陽光110万kW、風力59万kWを前提)

指定ルール 設備量	連系線活用量		出力制御時間 (時間)	出力制御量 (百万kWh)	出力制御率 (%)
	(%)	(万kW) ※			
+20万kW	0	(0)	1,108	70	28.1
	50	(84)	134	13	5.3
	100	(167)	24	3	1.4
+40万kW	0	(0)	1,245	175	35.3
	50	(84)	147	29	5.9
	100	(167)	38	9	1.7
+60万kW	0	(0)	1,355	278	37.2
	50	(84)	161	51	6.9
	100	(167)	41	17	2.2

※( )内の値は年平均の連系線活用量 (万kW) を示す

- 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。
- 出力制御見通し算定の前提条件である連系線活用量は、ケーススタディとして設定したものである。実際の運用では、広域機関の優先給電ルールにもとづき地域間連系線を可能な限り活用するものの、流れ込み式水力等の長期固定電源の余剰やバイオマスの最低出力制約等により、連系線運用容量の全量を常に太陽光・風力の出力制御回避のために活用できるとは限らないため、実際の制御率は上記を上回る可能性がある。

# (参考) 太陽光出力制御見通し (2017年度実績)

## 【太陽光の出力制御見通し算定結果 (実績ベース方式：2017年度実績)】

(太陽光110万kW、風力59万kWを前提)

指定ルール 設備量	連系線活用量		出力制御時間 (時間)	出力制御量 (百万kWh)	出力制御率 (%)
	(%)	(万kW) ※			
+20万kW	0	(0)	1,070	68	27.5
	50	(84)	117	12	4.9
	100	(167)	20	3	1.2
+40万kW	0	(0)	1,167	147	29.6
	50	(84)	131	28	5.7
	100	(167)	28	7	1.5
+60万kW	0	(0)	1,345	239	32.1
	50	(84)	138	44	5.9
	100	(167)	35	15	2.1

※( )内の値は年平均の連系線活用量 (万kW) を示す

- 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。
- 出力制御見通し算定の前提条件である連系線活用量は、ケーススタディとして設定したものである。実際の運用では、広域機関の優先給電ルールにもとづき地域間連系線を可能な限り活用するものの、流れ込み式水力等の長期固定電源の余剰やバイオマスの最低出力制約等により、連系線運用容量の全量を常に太陽光・風力の出力制御回避のために活用できるとは限らないため、実際の制御率は上記を上回る可能性がある。

# (参考) 太陽光出力制御見通し (2018年度実績)

## 【太陽光の出力制御見通し算定結果 (実績ベース方式：2018年度実績)】

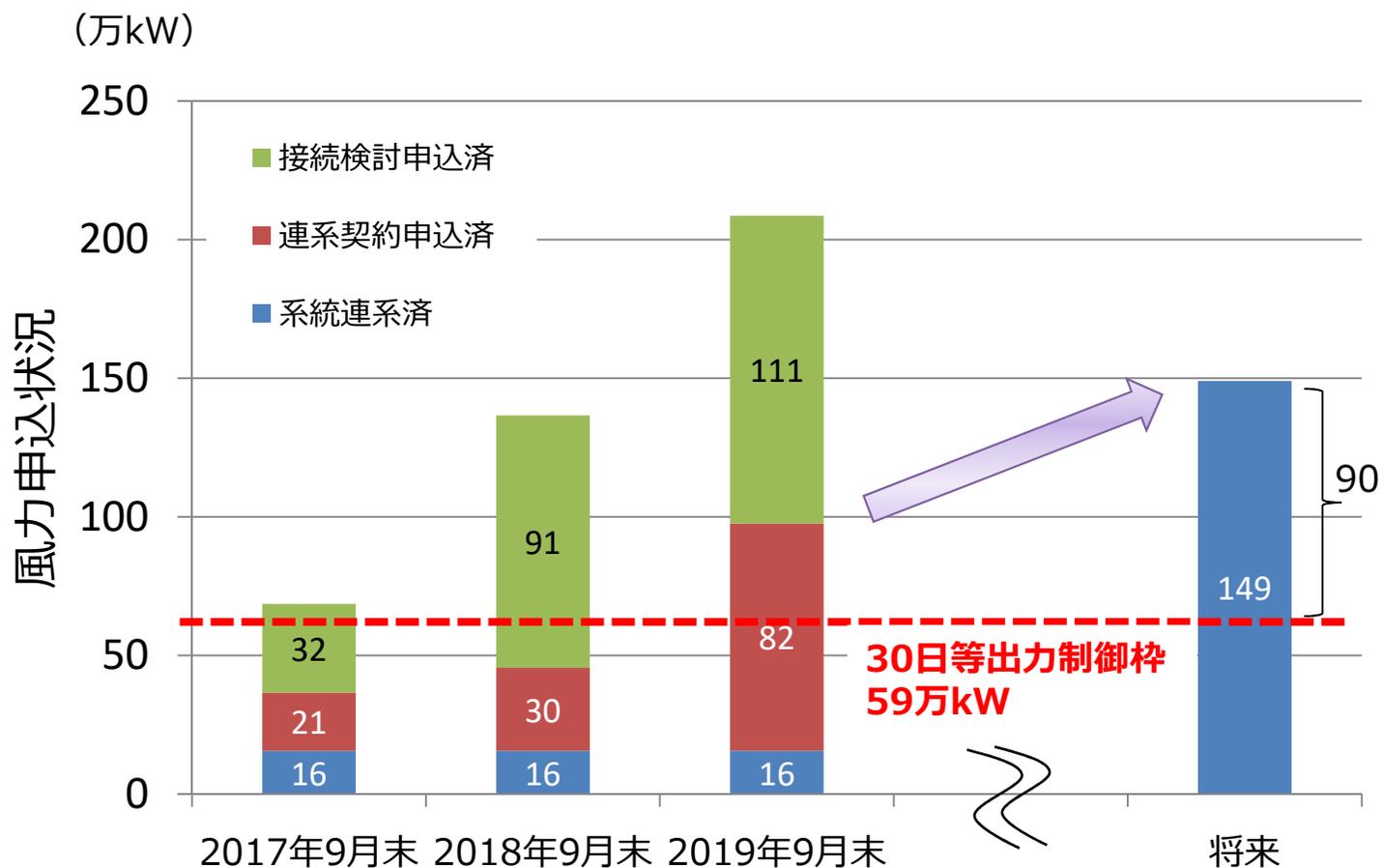
(太陽光110万kW、風力59万kWを前提)

指定ルール 設備量	連系線活用量		出力制御時間 (時間)	出力制御量 (百万kWh)	出力制御率 (%)
	(%)	(万kW) ※			
+20万kW	0	(0)	1,182	69	28.4
	50	(84)	144	14	5.9
	100	(167)	27	4	1.6
+40万kW	0	(0)	1,319	147	30.0
	50	(84)	158	32	6.5
	100	(167)	33	9	1.9
+60万kW	0	(0)	1,478	240	32.6
	50	(84)	168	54	7.3
	100	(167)	41	18	2.4

※( )内の値は年平均の連系線活用量 (万kW) を示す

- 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。
- 出力制御見通し算定の前提条件である連系線活用量は、ケーススタディとして設定したものである。実際の運用では、広域機関の優先給電ルールにもとづき地域間連系線を可能な限り活用するものの、流れ込み式水力等の長期固定電源の余剰やバイオマスの最低出力制約等により、連系線運用容量の全量を常に太陽光・風力の出力制御回避のために活用できるとは限らないため、実際の制御率は上記を上回る可能性がある。

- 接続検討申込は近年増加しているものの、北陸エリアの風力適地等を考慮し、指定ルールの導入量を90万kW (合計149万kW)として想定した。



【風力の出力制御見通し算定結果（実績ベース方式：3年間平均）】  
 （太陽光110万kW、風力59万kWを前提）

指定ルール 設備量	連系線活用量		出力制御時間 (時間)	出力制御量 (百万kWh)	出力制御率 (%)
	(%)	(万kW)※			
+30万kW	0	(0)	1,891	126	20.9
	50	(84)	280	25	4.1
	100	(167)	57	5	0.9
+60万kW	0	(0)	2,133	283	23.5
	50	(84)	323	57	4.7
	100	(167)	66	14	1.1
+90万kW	0	(0)	2,380	517	28.6
	50	(84)	374	98	5.4
	100	(167)	86	25	1.4

※( )内の値は年平均の連系線活用量（万kW）を示す

- 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。
- 出力制御見通し算定の前提条件である連系線活用量は、ケーススタディとして設定したものである。実際の運用では、広域機関の優先給電ルールにもとづき地域間連系線を可能な限り活用するものの、流れ込み式水力等の長期固定電源の余剰やバイオマスの最低出力制約等により、連系線運用容量の全量を常に太陽光・風力の出力制御回避のために活用できるとは限らないため、実際の制御率は上記を上回る可能性がある。

# (参考) 風力出力制御見通し (2016年度実績)

【風力の出力制御見通し算定結果 (実績ベース方式 : 2016年度実績)】  
 (太陽光110万kW、風力59万kWを前提)

指定ルール 設備量	連系線活用量		出力制御時間 (時間)	出力制御量 (百万kWh)	出力制御率 (%)
	(%)	(万kW)※			
+30万kW	0	(0)	1,901	121	21.9
	50	(84)	282	25	4.5
	100	(167)	80	6	1.1
+60万kW	0	(0)	2,095	269	24.3
	50	(84)	320	56	5.1
	100	(167)	74	17	1.5
+90万kW	0	(0)	2,286	443	26.7
	50	(84)	371	98	5.9
	100	(167)	89	30	1.8

※( )内の値は年平均の連系線活用量 (万kW) を示す

- 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。
- 出力制御見通し算定の前提条件である連系線活用量は、ケーススタディとして設定したものである。実際の運用では、広域機関の優先給電ルールにもとづき地域間連系線を可能な限り活用するものの、流れ込み式水力等の長期固定電源の余剰やバイオマスの最低出力制約等により、連系線運用容量の全量を常に太陽光・風力の出力制御回避のために活用できるとは限らないため、実際の制御率は上記を上回る可能性がある。

# (参考) 風力出力制御見通し (2017年度実績)

【風力の出力制御見通し算定結果 (実績ベース方式 : 2017年度実績)】  
 (太陽光110万kW、風力59万kWを前提)

指定ルール 設備量	連系線活用量		出力制御時間 (時間)	出力制御量 (百万kWh)	出力制御率 (%)
	(%)	(万kW)※			
+30万kW	0	(0)	1,782	129	19.3
	50	(84)	242	20	3.0
	100	(167)	35	4	0.6
+60万kW	0	(0)	2,011	303	22.7
	50	(84)	281	45	3.3
	100	(167)	46	9	0.7
+90万kW	0	(0)	2,244	510	25.4
	50	(84)	325	78	3.9
	100	(167)	60	16	0.8

※( )内の値は年平均の連系線活用量 (万kW) を示す

- 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。
- 出力制御見通し算定の前提条件である連系線活用量は、ケーススタディとして設定したものである。実際の運用では、広域機関の優先給電ルールにもとづき地域間連系線を可能な限り活用するものの、流れ込み式水力等の長期固定電源の余剰やバイオマスの最低出力制約等により、連系線運用容量の全量を常に太陽光・風力の出力制御回避のために活用できるとは限らないため、実際の制御率は上記を上回る可能性がある。

# (参考) 風力出力制御見通し (2018年度実績)

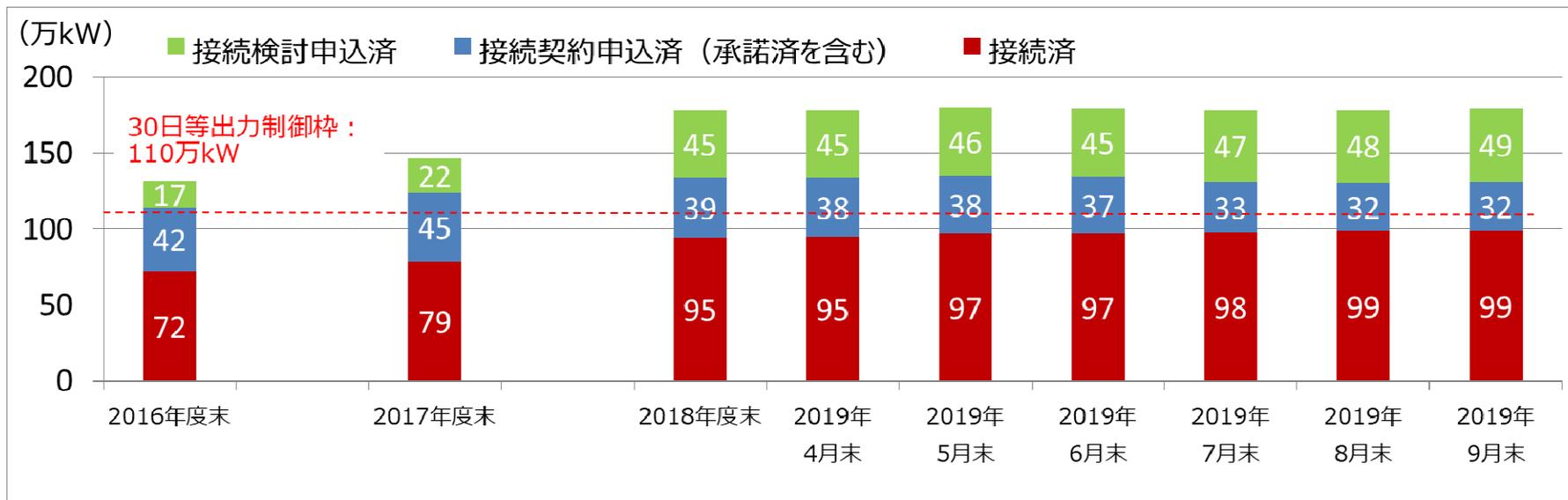
【風力の出力制御見通し算定結果 (実績ベース方式 : 2018年度実績)】  
 (太陽光110万kW、風力59万kWを前提)

指定ルール 設備量	連系線活用量		出力制御時間 (時間)	出力制御量 (百万kWh)	出力制御率 (%)
	(%)	(万kW)※			
+30万kW	0	(0)	1,992	129	21.9
	50	(84)	317	30	5.1
	100	(167)	57	6	1.0
+60万kW	0	(0)	2,294	278	23.6
	50	(84)	369	69	5.8
	100	(167)	79	15	1.3
+90万kW	0	(0)	2,609	598	33.9
	50	(84)	426	117	6.6
	100	(167)	108	30	1.7

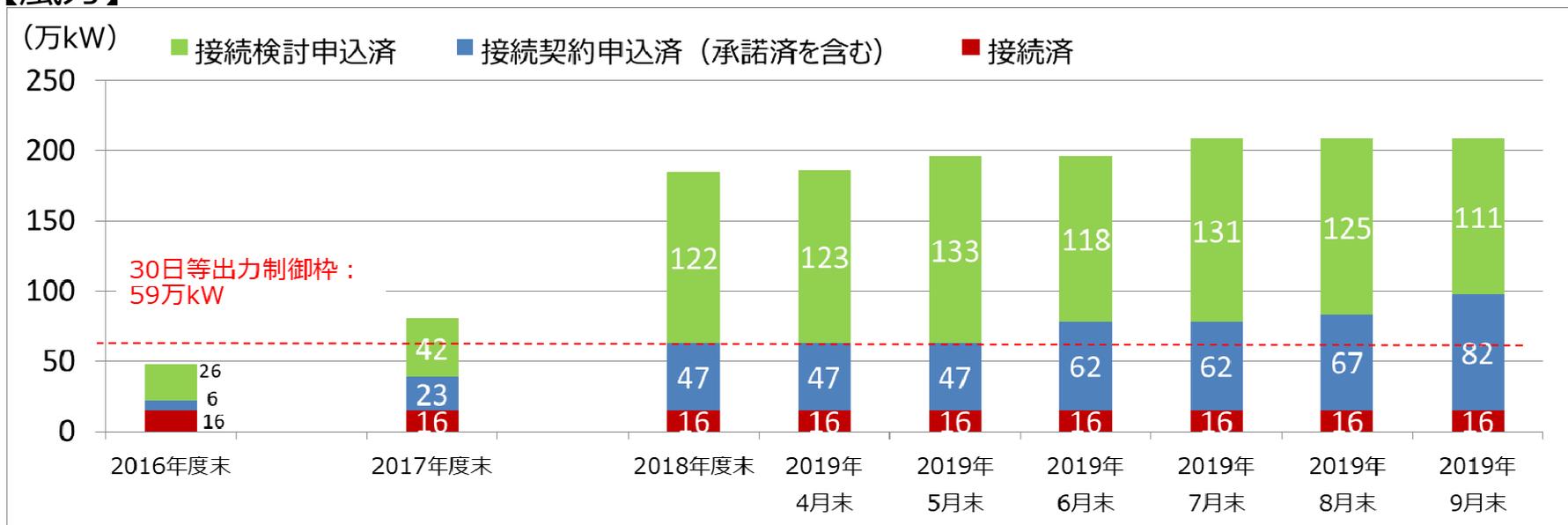
※( )内の値は年平均の連系線活用量 (万kW) を示す

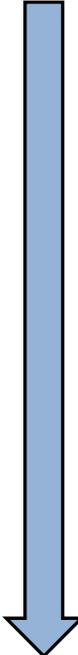
- 今回算定した出力制御見通しは、一定の前提条件に基づいたシミュレーション結果であり、実際の制御日数等を保証するものではない。
- 出力制御見通し算定の前提条件である連系線活用量は、ケーススタディとして設定したものである。実際の運用では、広域機関の優先給電ルールにもとづき地域間連系線を可能な限り活用するものの、流れ込み式水力等の長期固定電源の余剰やバイオマスの最低出力制約等により、連系線運用容量の全量を常に太陽光・風力の出力制御回避のために活用できるとは限らないため、実際の制御率は上記を上回る可能性がある。

## 【太陽光】



## 【風力】



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

- 北陸エリアでは、再エネの導入量が継続的に増加しています。
- 供給力が需要を上回る場合には、優先給電ルールに基づき、火力発電設備の出力制御や揚水発電設備の揚水運転などにより、需給バランスの維持に努めております。
- しかしながら、需要や天候の状況によっては、再エネ出力制御が必要となる可能性があるため、事前に準備を進めていきます。
- 出力制御に向けて、「再エネ出力制御システムの構築」や「出力制御機能付PCSへの切替」などが必要であり、一定の対応期間が必要となります。
- 今後、発電事業者の皆さまには、優先給電ルールに則った対応やご対応いただく具体的な内容について、準備が整い次第、書面の送付などにより丁寧にお知らせいたします。