

# 再生可能エネルギーの接続可能量 (2015年度算定値等) の算定結果について

平成27年11月10日

北陸電力株式会社

	2015年度算定値(今回)	2014年度算定値
需要断面	2014年度実績	2013年度実績
原子力	1989～2010年度(震災前30年)の設備利用率実績	
	志賀1、2号機、原電敦賀2号機 (71.5%、供給力119.7万kW)	志賀1、2号機、原電敦賀1、2号機 (71.3%、供給力121.8万kW)
太陽光、風力	2014年度実績 (旧ルール受付終了を考慮)	2013年度実績 (全量旧ルール)
バイオマス	2014年度の設備利用率実績 (42.5%、供給力1.0万kW)	2013年度の設備利用率実績 (38.4%、供給力0.9万kW)

## 【太陽光】

- ・風力接続可能量45万kWを前提として、太陽光接続可能量(2015年度算定値)を算定。

## 【風力】

- ・太陽光接続可能量110万kWを前提として、以下のケースについて、風力接続可能量(2015年度算定値、2014年度算定値)を算定。

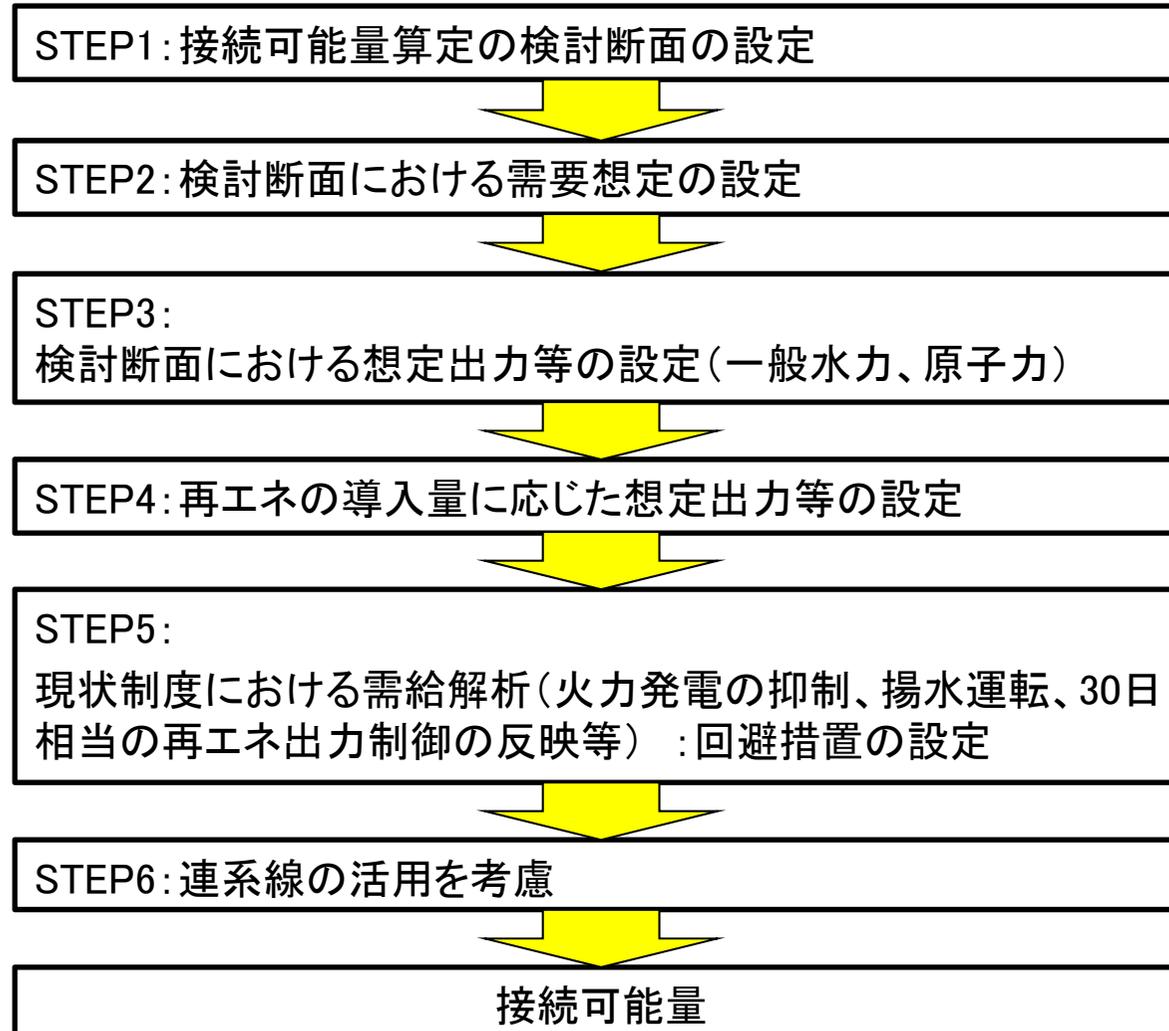
ケース	出力制御管理方法		備考
	旧ルール	新ルール	
現行ルール ケース	30日管理	720時間管理	・30日管理はグループ別の交替制御 ・720時間管理は一律制御
部分制御考慮 ケース※	720時間等価時間管理 (指令した抑制率で制御時間を割り引く方法)		・旧ルールも新ルールとして遡及適用 ・すべて一律制御

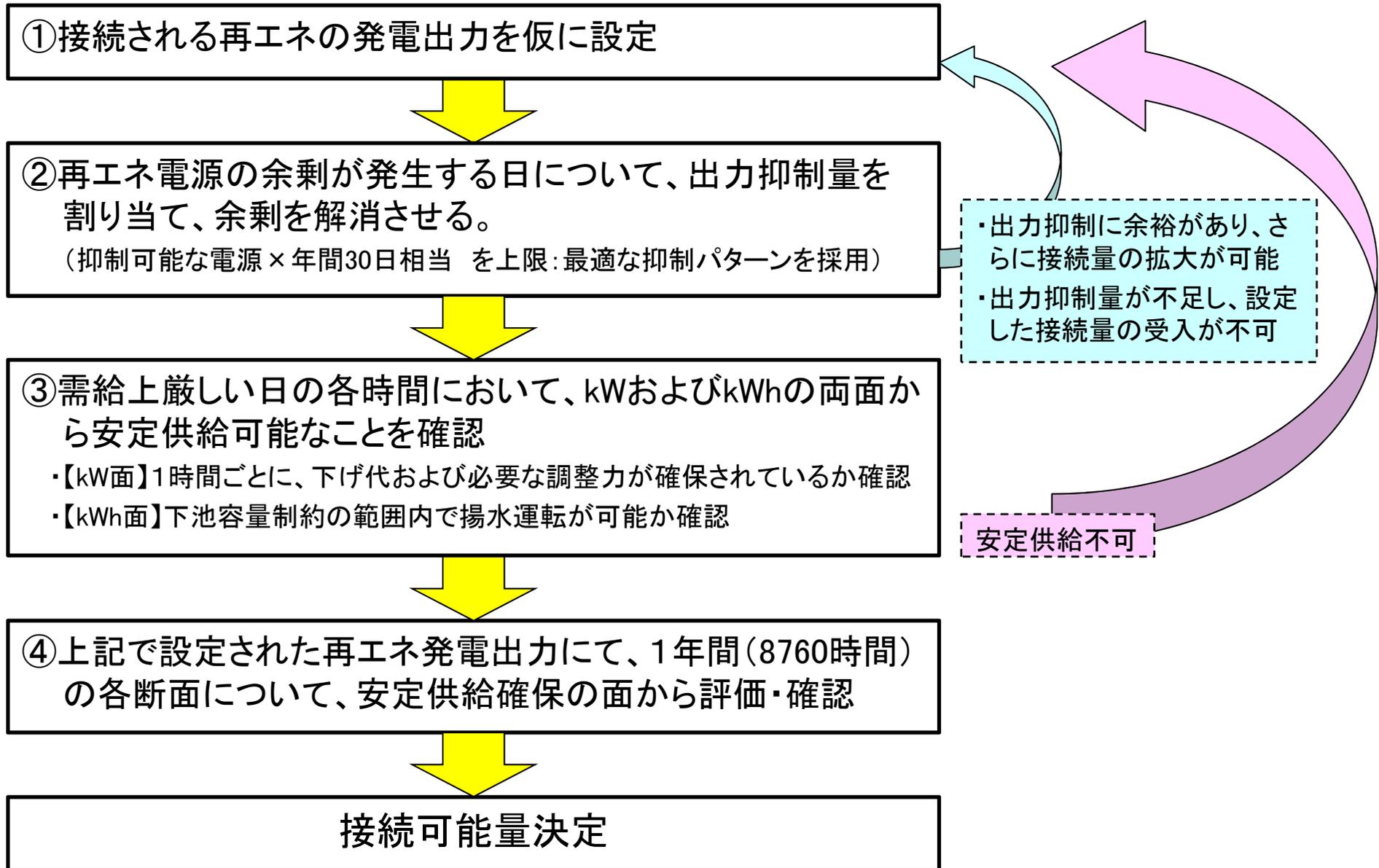
※ 第6回系統WGで日本風力発電協会殿から提案された出力制御方法

- 接続可能量の算定にあたり、出力制御等のルールについては、現在の制度を前提とする。
- 貯水池運用の変更など、運用面での最大限の努力を織り込む。

## [算定に織り込む方策]

- ・貯水池式・調整池式水力の昼間帯における発電回避
- ・火力発電の抑制
- ・揚水運転による再エネ余剰電力の吸収
- ・30日相当を上限とした再エネ出力抑制
- ・自社努力による連系線の活用





# 前提条件（その1）

7

	項目	考え方	
STEP1	検討断面の設定	・1年間(24時間×365日=8,760時間)	
STEP2	検討断面における需要想定 の設定	・2014年度実績(発受電端、自家消費分加算による補正 を実施)	
STEP3	検討断面にお ける出力の設 定	一般水力	・平水(震災前30年平均水量、月別の平水量 を適用) ・流れ込み式は、流量に応じた一定出力運 転 ・調整池式・貯水池式は、可能な限り昼間帯 の発電を回避する運用を考慮
		原子力・ 地熱	・既設設備の震災前30年(30年を経過してい ない場合は運転開始後の全期間)の 設備利用率×設備容量(自社受電相当分) ただし、廃止が決定されたユニットは除外 ・(地熱は設備なし)

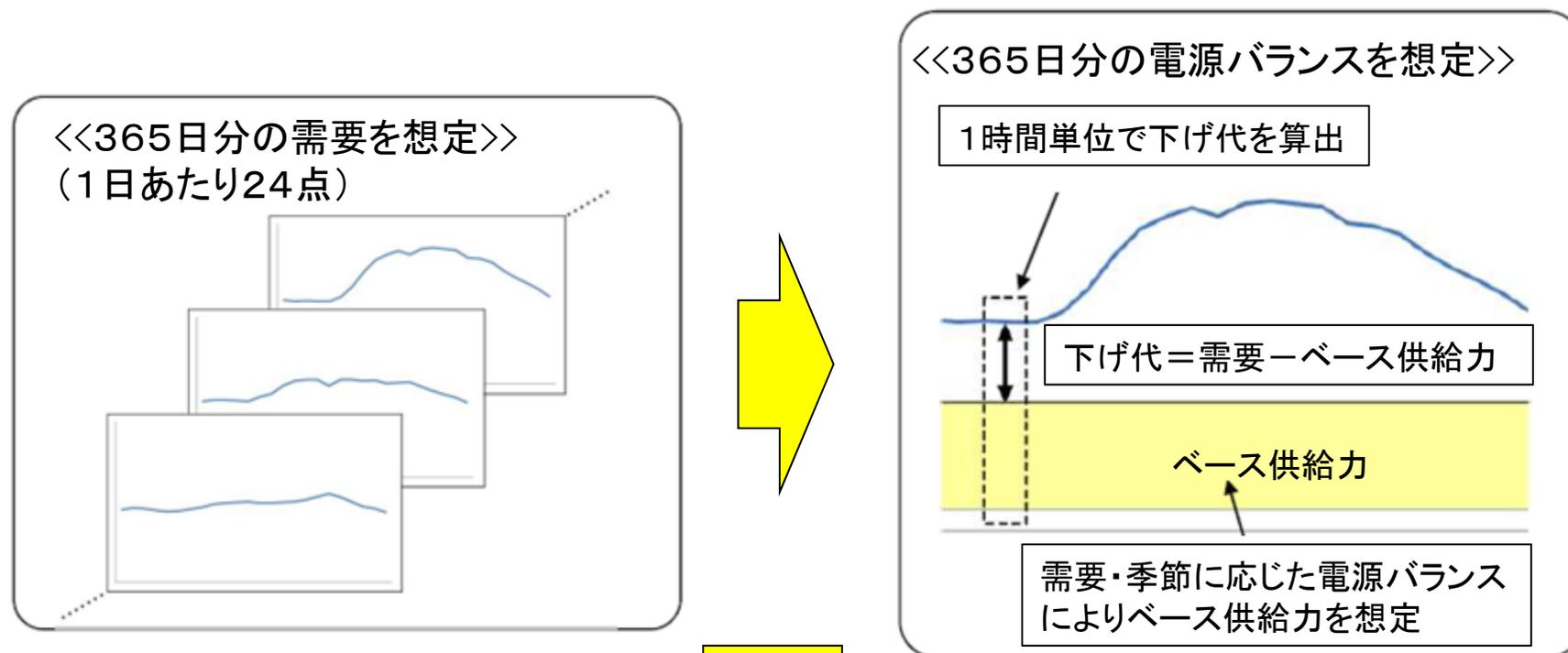
	項目	考え方	
STEP4	再エネ導入量に応じた出力の設定	太陽光・風力の合成	<p>【kW面からの検討時】</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・当該日の太陽光出力最大値が、月単位で算定した平均出力を超える場合は「晴天日」、平均出力以下の場合は「曇雨天日」として、以下の出力を設定                     <ul style="list-style-type: none"> <li>・[晴天時]太陽光・風力合計出力の合成<math>2\sigma</math>値(大きい方から2番目以降の晴天日の値)を月別・時間別に適用</li> <li>・[曇雨天時]太陽光・風力合計出力値の平均値を月別・時間別に適用</li> </ul> </li> </ul> <p>【kWh面からの検討時】</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・晴天時の値を、太陽光・風力の合計日量の<math>2\sigma</math>値(大きい方から2番目以降の晴天日の値)として、kW面からの検討時と同様に検討(kW面とkWh面の検討のうち厳しい方を適用)</li> </ul>
		太陽光	<ul style="list-style-type: none"> <li>・2014年度実績(日射量と発電出力の相関から想定した発電出力)を基に、想定する導入量まで、設備量比率で拡大した値を適用。</li> </ul>
		風力	<ul style="list-style-type: none"> <li>・2014年度実績を基に、想定する導入量まで設備量比率で拡大した値を適用。</li> </ul>

	項目	考え方	
STEP5	回避措置	火力発電の抑制	<ul style="list-style-type: none"> <li>安定供給の観点から以下を考慮し、並列が必要なユニットは、必要なLFC調整力を確保した最低出力                             <ul style="list-style-type: none"> <li>設備仕様（最低出力等）</li> <li>LFC容量（需要の2%）</li> <li>ピーク時に対応できる供給力の確保</li> </ul> </li> <li>それ以外のユニットは給電停止（広域電源は受電しない）</li> </ul>
		揚水運転	<ul style="list-style-type: none"> <li>自社設備なし</li> <li>他社設備として、電発長野2台のうち、1号機を北陸分として運転 （2号機は中部分。なお、貯水池は北陸・中部で運用）</li> </ul>
		再エネ出力抑制	<ul style="list-style-type: none"> <li>太陽光と風力を複数グループに分けて、事業者あたり最大30日相当までの出力抑制を最適化</li> </ul>
STEP6	連系線の活用	<ul style="list-style-type: none"> <li>再エネ導入拡大のため、自社努力による連系線30万kWの活用を考慮して算定</li> </ul>	

# STEP1 検討断面の設定

10

・検討断面は、2014年度の8760時間(24時間×365日)を対象とする



下げ代 < 風力・太陽光出力 ⇒ 出力抑制が必要  
下げ代 ≥ 風力・太陽光出力 ⇒ 制約なし(抑制不要)

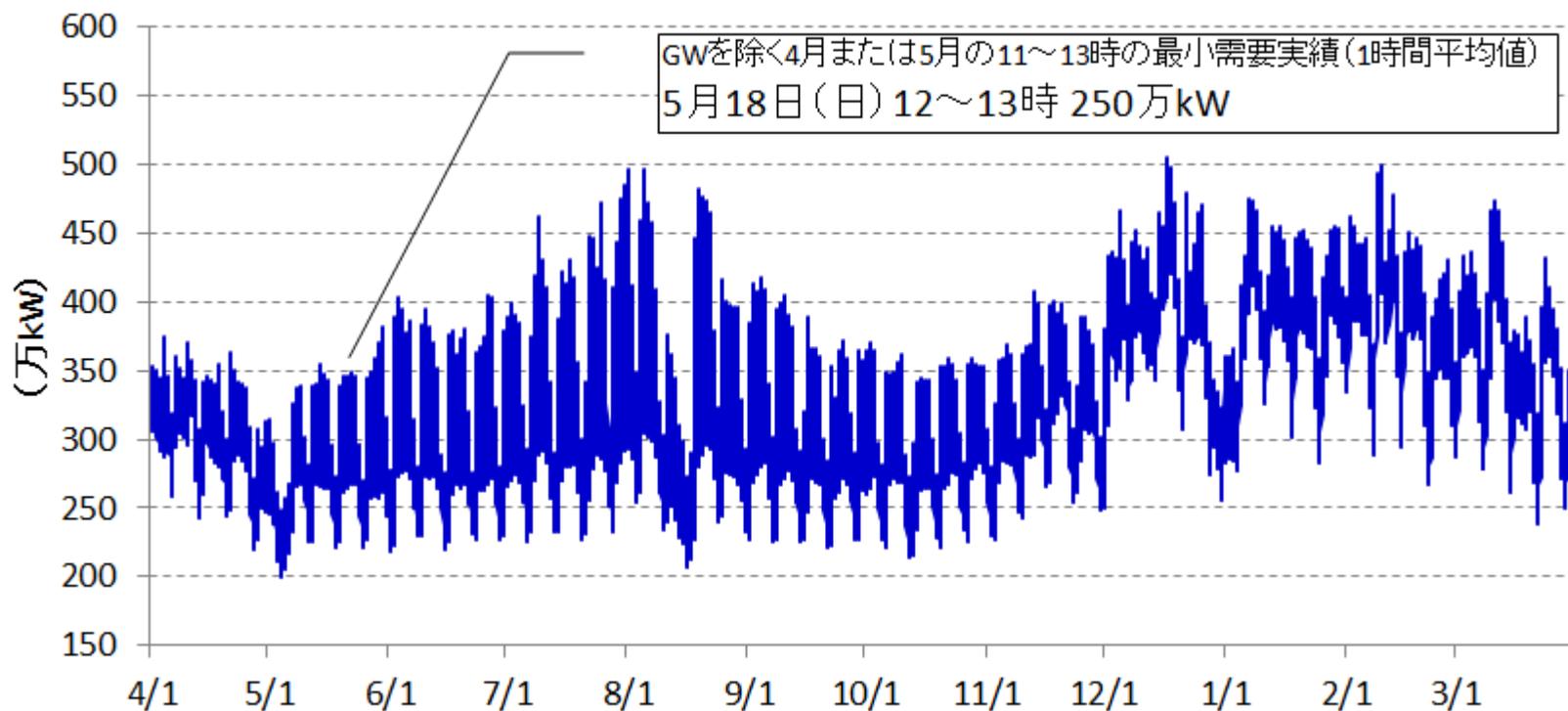
1発電所あたりの抑制日数(時間)が30日相当となる連系量を接続可能量として評価

# STEP2 検討断面における需要の設定

11

- ・自社需要実績に、太陽光余剰契約の自家消費分を加えたものを想定需要とする。
- ・自家消費分は、電力需給検証小委員会の考え方に基づいて算出した各月の自家消費率を使用して算出する。

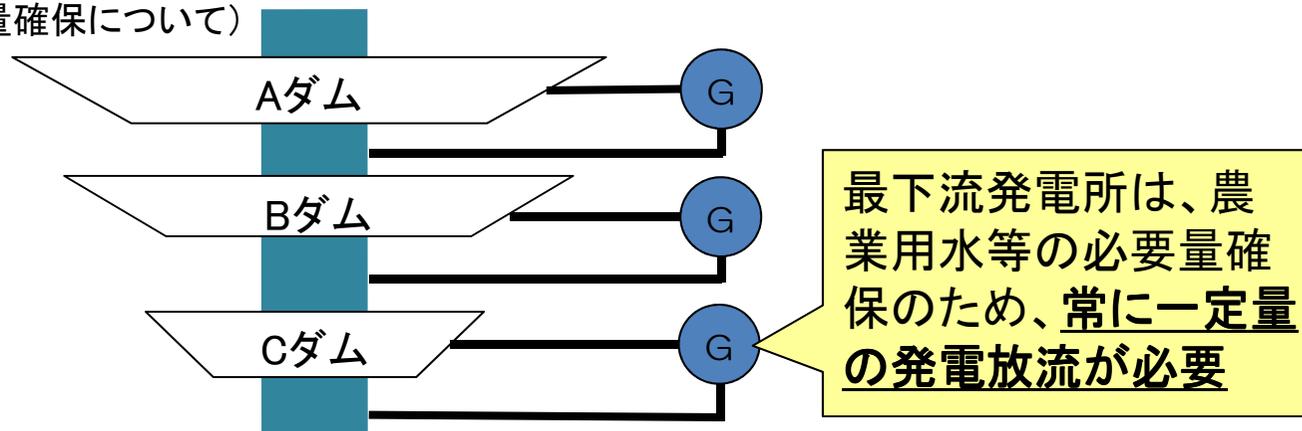
## 【昨年度(2014年度)の自社需要実績(発受電端)】



# 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)



# STEP3 出力の設定（一般水力） 続き

13

- ・一般水力の出力は、平水（震災前過去30年間の平均水量）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。

(万kW)

発電方式	設備容量(既設分は2014年度末)		
	自社	他社(受電分)	合計
流れ込み式	(5.6)	(4.1)	(9.7)
	63.5	23.5	87.0
調整池式	49.4	10.7	60.1
貯水池式	84.1	38.7	122.8
合計	(5.6) 197.0	(4.1) 72.9	(9.7) 269.9

(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[H27.9月末の想定量に修正]

# 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(自社・他社合計)】

(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	(7) 65	(7) 72	(5) 53	(5) 51	(4) 42	(4) 38	(3) 34	(4) 33	(4) 39	(3) 29	(3) 28	(5) 38
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	(7) 118	(7) 125	(5) 97	(5) 92	(4) 71	(4) 63	(3) 56	(4) 53	(4) 64	(3) 48	(3) 45	(5) 65

(注)2014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)	87.0	60.1	122.8
利用率 (%)	82.8	71.5	8.1

- ・既存設備について、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）の設備利用率平均を設備容量に乗じる。

	運転開始日	認可出力 (万kW)	自社受電相当分 (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 (広域融通分控除)	
原電敦賀2号機	S62.2.17	116.0	37.6 (受電比率34%)	

[設備容量 × 設備利用率] (自社受電相当分)

$$=(54.0+75.8+37.6) \times 71.5\% \doteq 119.7 \text{万kW}$$

# STEP3 出力の設定（小水力等の将来接続見込み電源）

16

- ・将来接続が見込まれる件名を織り込む。(H27.9月末の想定量に修正)
- ・水力は、既存設備の平水(震災前30年平均水量)を基に、設備量で案分した出力を設定。
- ・バイオマスは、2014年度実績の設備利用率を適用して出力を設定。

	設備量(増分) (万kW)	備考
水力(新設・既設増強)	9.7	既設増強は、設備改修等による出力増加分
バイオマス	1.1	他社設備のみ
地熱	—	見込み電源なし

## 【バイオマスの供給力(既存分+見込分)】

	供給力(万kW)	備考
評価供給力	(0.5) 1.0	
設備容量	(1.1) 2.4	
設備利用率(%)	42.5	年間利用率

(注)( )内の値は、将来の接続見込分であり内数

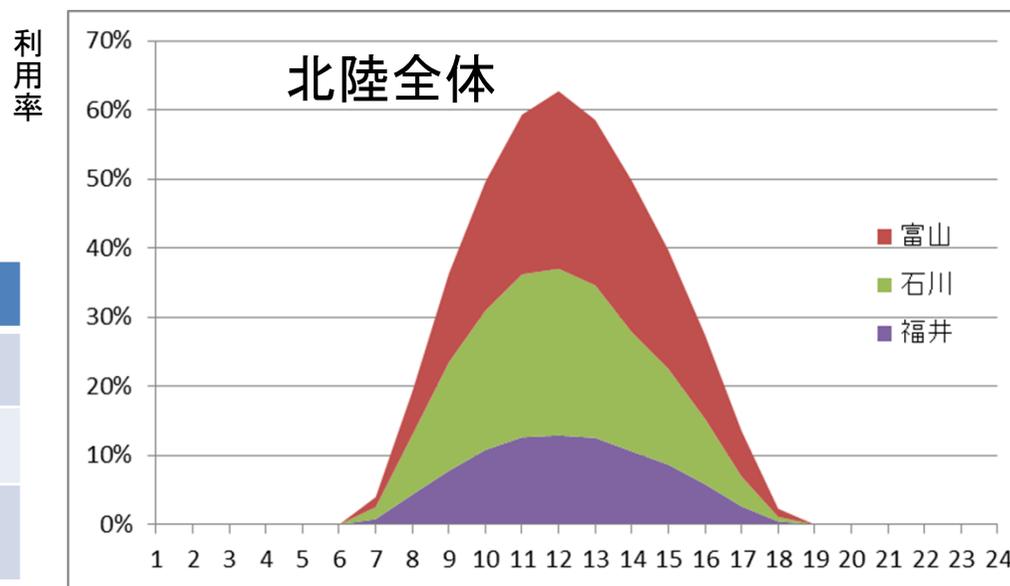
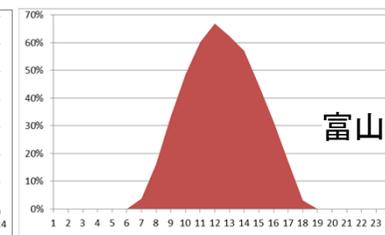
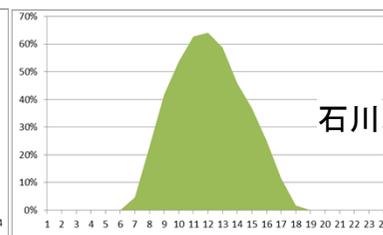
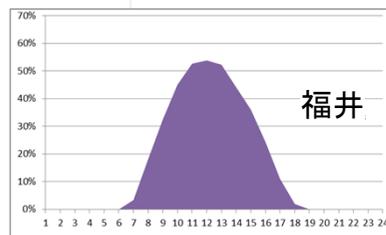
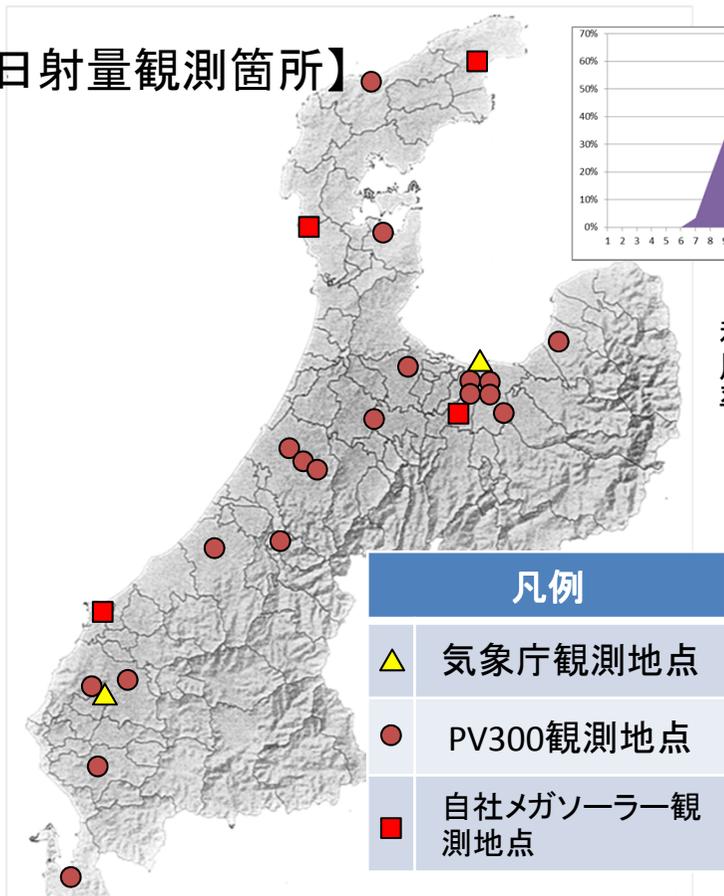
- ・一般家庭の屋根等に設置されている太陽光の出力データはオンライン受信していないため、2014年度の各県の日射量データと太陽光発電設備容量から発電出力を想定する。
- ・想定にあたっては、県別に発電出力を想定し、これらを各県の導入比率で重み付けをして合算し、8,760時間分を想定する。

（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。

# STEP4 再エネ出力の設定（太陽光） 続き

【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
自社メガソーラー観測地点数	1	2	1	4

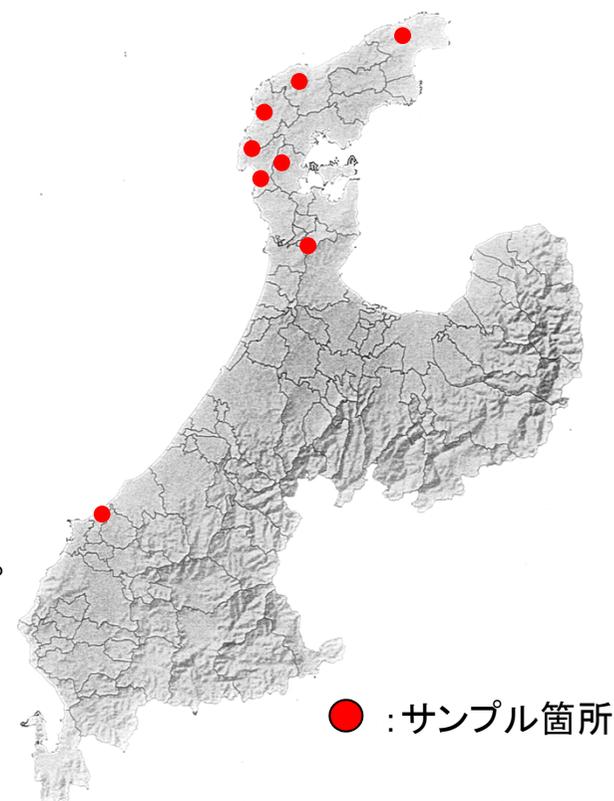
# STEP4 再エネ出力の設定（風力）

19

- ・接続済の風力のほとんどが大規模風力であり、出力データをオンライン受信しているため、2014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、8,760時間分を想定する。
- ・風力発電の導入想定量は、45万kW(うち連系線活用分30万kW※)で算定

サンプル数	設備容量 (万kW)	備考
8	13.7	テレメーター設置箇所のみを対象として算定

※H24.5.25に「地域間連系線を活用した風力発電導入拡大に係る風力発電事業者の受付について」をプレス発表し、新たに30万kWの風力を受付開始。風力の出力変動に対応する調整力確保のため、中部電力および関西電力へ電力を最大25万kW送電し、風力導入拡大を図るもの。

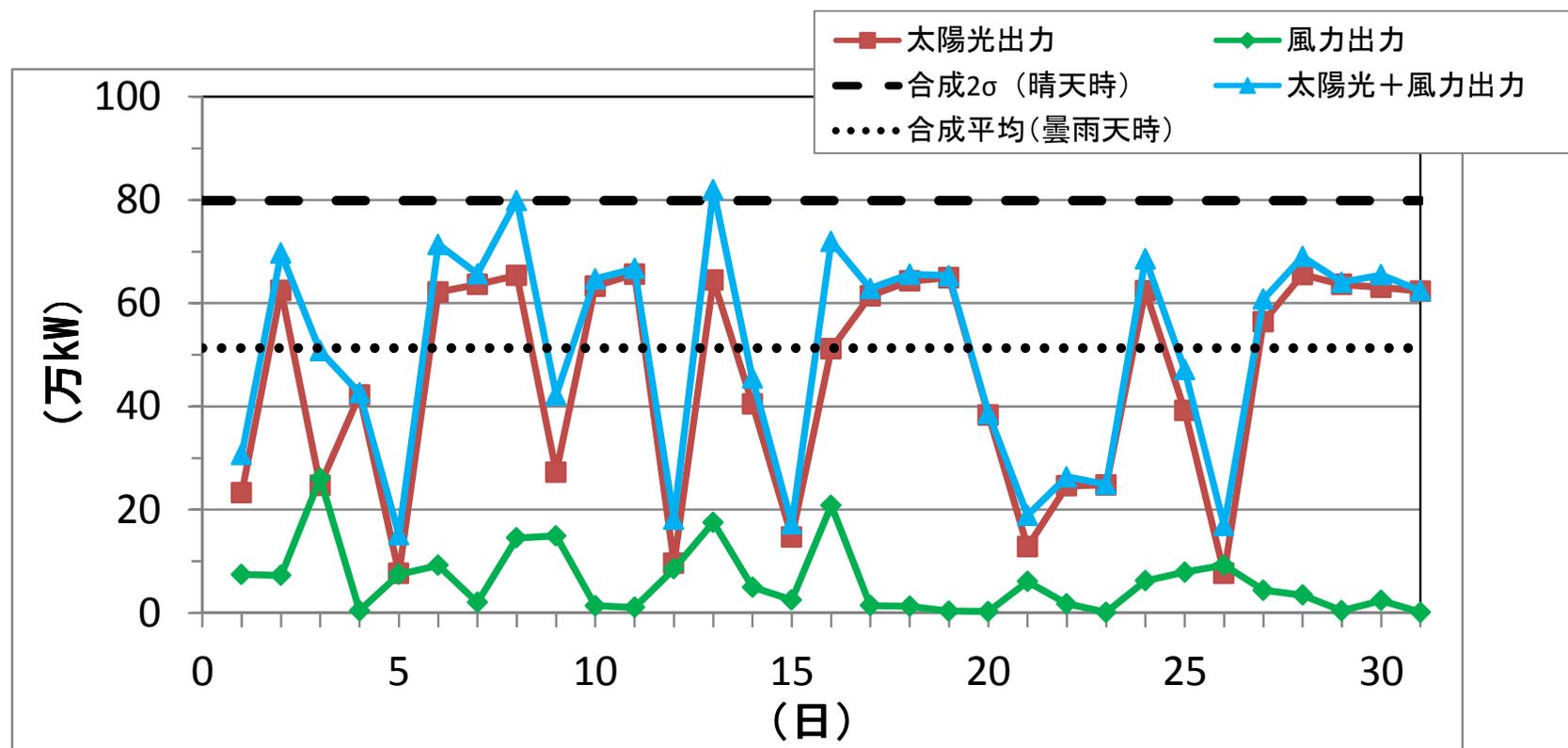


# STEP4 再エネ出力の設定 (合成 $2\sigma$ )

20

- ・太陽光・風力発電出力を用いて、月別時間別に合成最大値( $2\sigma$ 値相当)を算出する。
- ・同様に月別時間別に合成平均値を算出する。  
[晴天時]: 合成最大値( $2\sigma$ 値相当)を再エネ出力とする。  
(kWh面からの検討時は、合成日量の最大値( $2\sigma$ 値相当)を採用する。)
- [曇雨天時]: 合成平均値を再エネ出力とする。

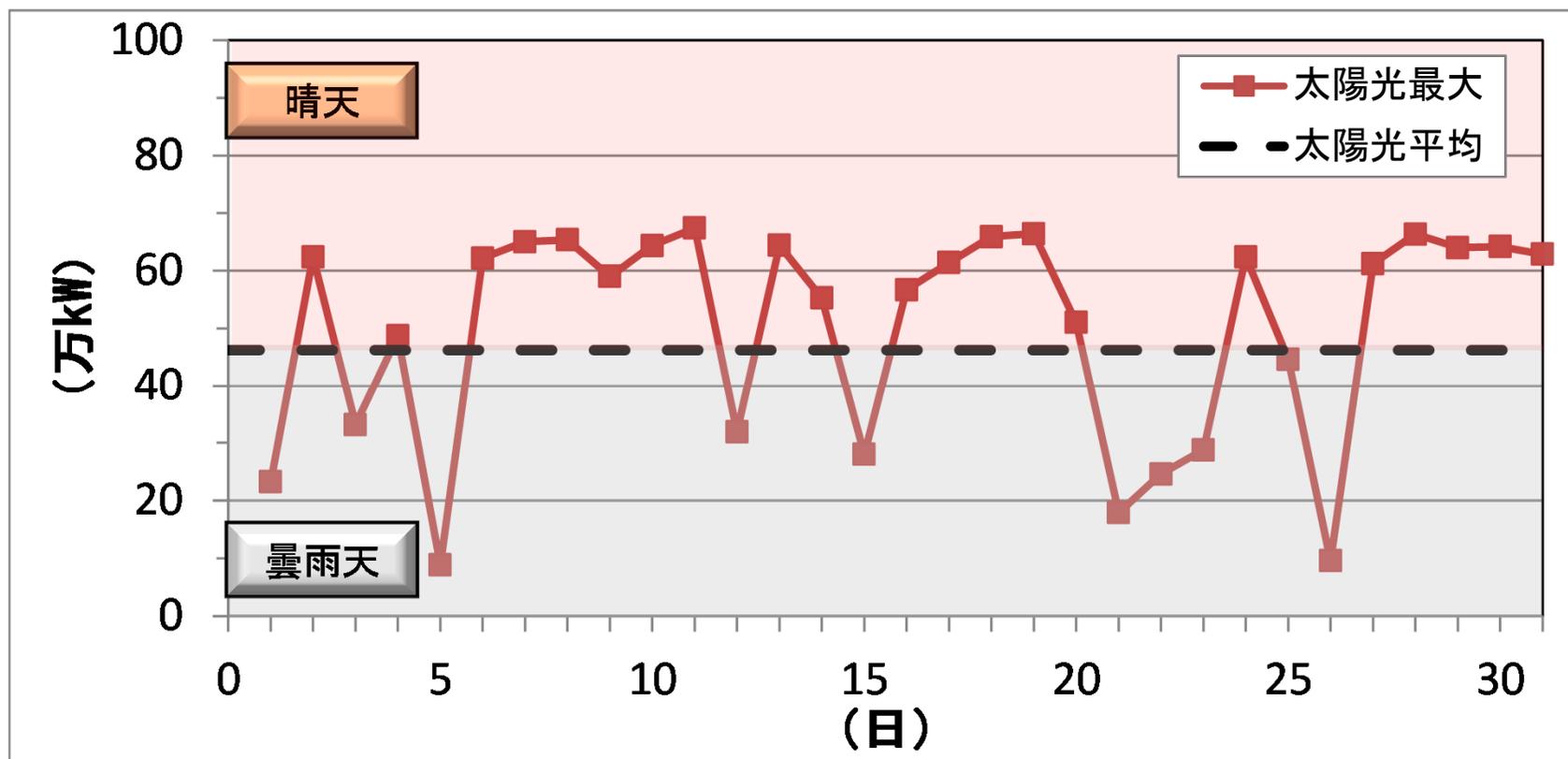
【5月の各日13時における再エネ出力想定の例】[2015年度算定値の例]



# STEP4 再エネ出力の設定（天候判別方法）

- ・太陽光発電出力を用いて、日別に「晴天日」と「曇雨天日」を判別する。
- ・各日の太陽光発電出力最大値を、当該月の時間別平均の月間最大値と比較し、平均を上回っている場合は「晴天日」、下回っている場合は「曇雨天日」と判別する。

【5月における天候判別の例】[2015年度算定値の例]



# STEP4 再エネ出力の設定（太陽光・風力）

22

【太陽光・風力の各月の出力（設備容量比）】[2015年度算定値の例]

(%)

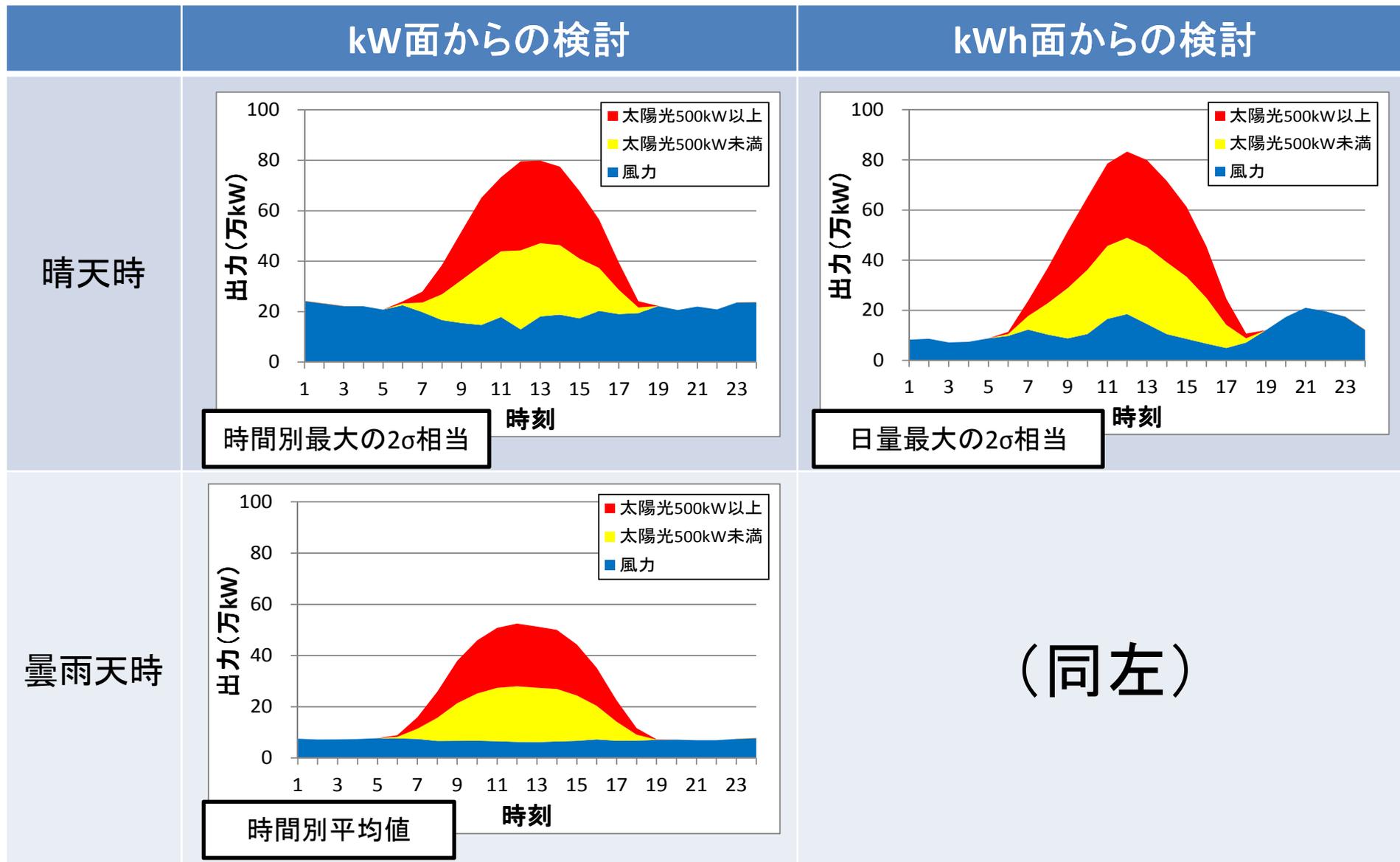
	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
太陽光 $2\sigma$	71	66	65	62	59	62	62	66	49	52	65	76
風力 $2\sigma$	59	58	22	38	61	35	67	77	65	73	75	67
合成 $2\sigma$	57	56	45	47	48	45	49	46	35	38	45	61
平均出力	40	36	32	30	28	33	33	28	19	20	27	33

(注)2014年度実績(日射計・風力出力データ等)を基に算出

- ・想定する太陽光と風力の導入量まで、それぞれの設備量比率で拡大して発電出力を設定する。
- ・接続可能量の算定にあたっては、kW面とkWh面の両面から検討し、厳しくなる方の数値を適用する。

# STEP4 再エネ出力の設定 (太陽光・風力) 続き

【適用する太陽光・風力の出力カーブの例(5月)】[2015年度算定値の例]



- ・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
  - ・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
- ・電発火力(高砂)は受電しない。
- ・自家発火力は契約上可能な範囲で給電停止する。

# STEP5 火力発電の抑制（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
富山新港	石炭1号機	25.0	—	6.0	石炭
	石炭2号機	25.0	—	6.0	
	1号機	50.0	14.0	7.5	石油
	2号機	50.0	14.0	7.5	
福井	三国1号機	25.0	6.3	3.5	
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	

(注) 富山新港火力発電所石炭1・2号機は、LFC運転不可

発電所		発電端出力 (万kW)	送電端出力 (万kW)	自社受電 相当分 (万kW)	備考
電発高砂1・2号機 (域外・石炭)	定格出力時	50.0	46.8	4.7	2台合計
	最低出力時	25.0	23.4	2.3	1台分

(10%)

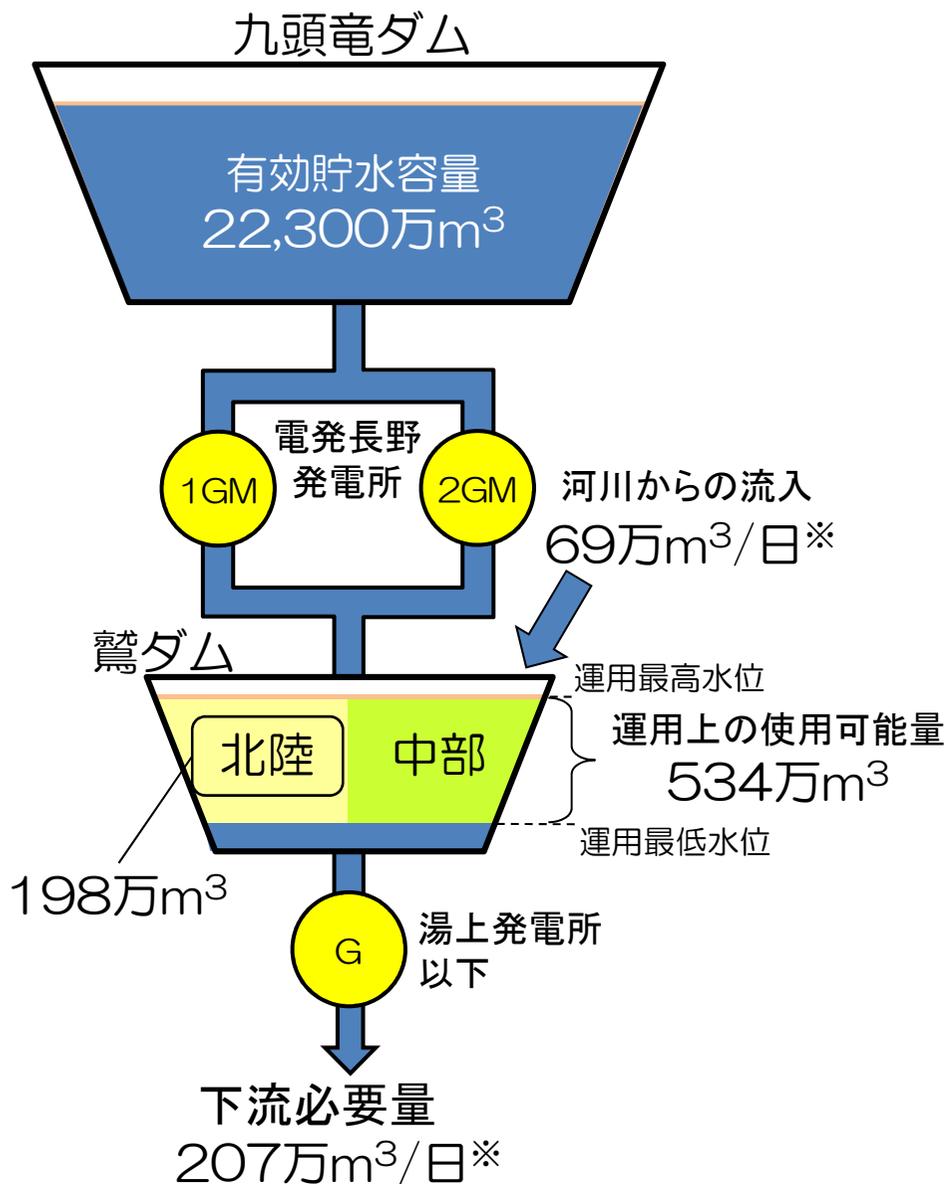
- ・揚水式水力を最大限に活用し、再エネ余剰電力を吸収する。

## 【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 [4.8時間分]

(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。
- ・接続可能量算定に際しては、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、太陽光出力抑制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 $m^3$ )を、北陸と中部で使用。

揚水動力として使用可能な容量(5月平水時)は、  
 $= 534(\text{池容量}) + 69(\text{河川流入}) - 207(\text{下流必要量})$   
 $= 396\text{万}m^3$   
 北陸分は半量の198万 $m^3$

揚水運転時の使用水量は41.4万 $m^3/h$   
 よって1日あたりの揚水可能時間は、  
 $198 / 41.4 \doteq 4.8\text{時間}$

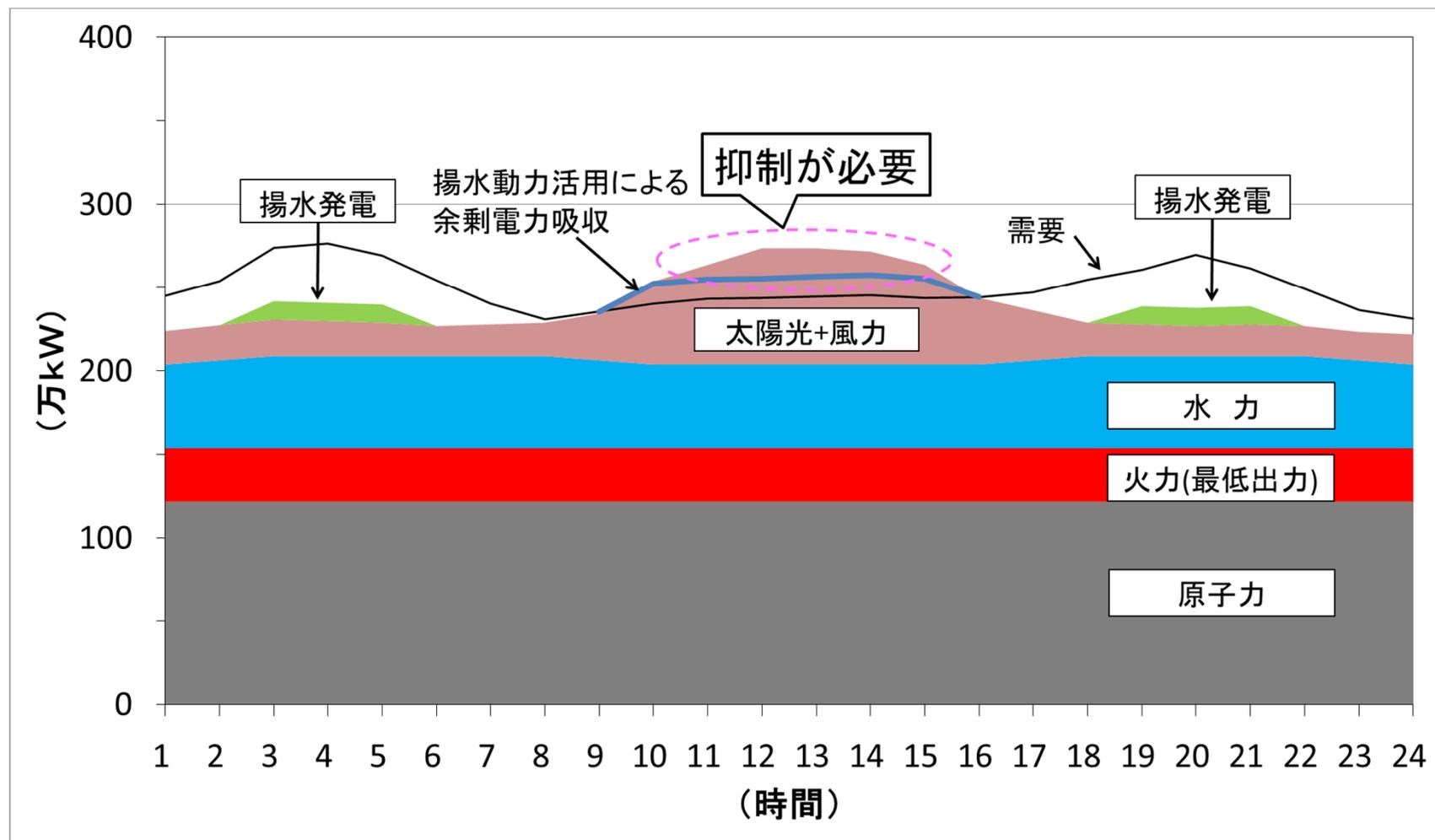
揚水動力は12万kWであるので、電力量に換算した蓄電容量としては、  
 $12\text{万}kW \times 4.8\text{時間} \doteq 57\text{万}kWh$   
 となる。

(注)上記は、当社にて試算した値であり参考値

※河川からの流入および下流必要量は5月平水時の値

# STEP5 (参考) 揚水式水力活用のイメージ

- ・昼間帯の太陽光発電等による余剰電力を揚水動力で吸収し、点灯時間帯や夜間帯に揚水発電を行う。



## 【再エネの出力抑制ルール】

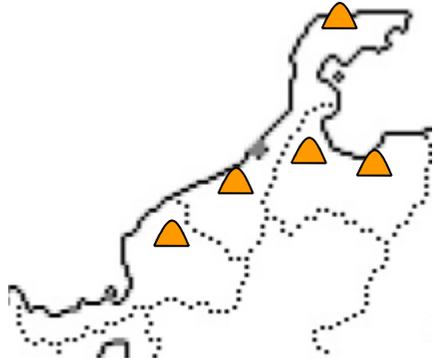
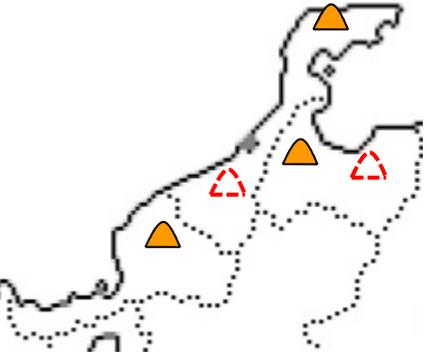
・再エネ特措法上は、

- ・自社発電設備(太陽光、風力、原子力、一般水力、地熱を除く)および調達している電気の発電設備の出力抑制
- ・自社揚水発電設備の揚水運転
- ・卸電力取引所の活用

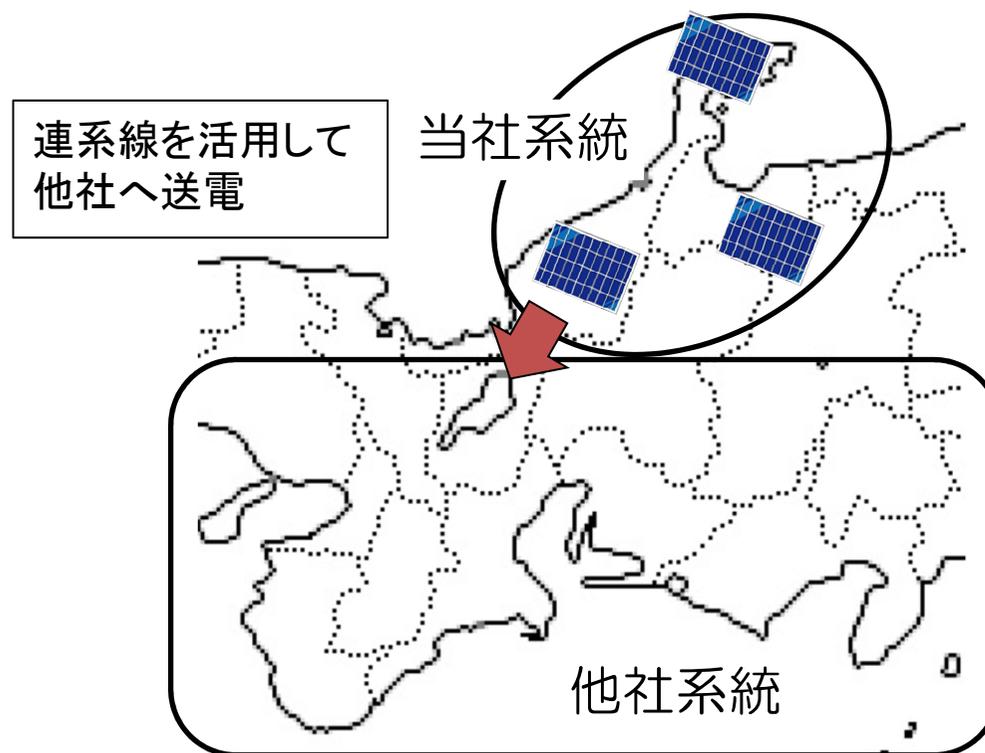
を行った上でなお、太陽光・風力の発電出力を加えた供給力が需要を上回ることが見込まれる場合に、太陽光または風力について、年間最大30日相当の無償による出力抑制を行うことが可能とされている。

## 【効果的な出力抑制方法の採用】

- ・実際の再エネの出力抑制にあたっては、対象事業者すべてに一括して抑制指令を出すのではなく、最低限必要な出力抑制量に相当する事業者だけに指令することにより、出力抑制のべ日数(時間)が増加し、再エネ接続可能量を拡大できる。

一律抑制	必要量に応じた抑制※
 <ul style="list-style-type: none"><li>・北陸管内の発電所をすべて一律に抑制</li><li>・抑制の日数(時間)は、30日 相当に限定される。</li></ul>	 <ul style="list-style-type: none"><li>・必要量に応じて抑制量を調整することで、出力抑制延べ日数(時間)を増加できる。</li></ul>

※太陽光接続可能量算定における太陽光と風力、および、風力接続可能量算定における太陽光と旧ルール風力に適用



・連系線を活用して、他社へ送電することにより再エネ余剰電力を回避

## 【今回の算定前提条件に従った連系線利用状況】

[通常時の運用容量: 160万kW]



- ・豊水時の水力活用のための市場取引等
  - ・揚水式水カトラブル停止等のリスク対応
  - ・電源託送
- 等のため、広域的に有効活用される連系線容量

- ・再エネのための連系線活用分として、従来の風力連系線活用分と合わせて合計30万kWを設定  
(全量約定が確約されているわけではないが、自社努力として設定)

※1: 広域融通送電分 + 原電敦賀2号機受電分  
 $= [\Delta 60 + 37.6] \times 71.5\% (\text{設備利用率}) \div \Delta 16$

※2: マージンは関西の需給状況に応じて開放される。

太陽光接続可能量  
(2015年度算定値)  
の算定結果

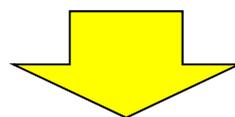
・太陽光接続可能量(2015年度算定値)は101万kWとなり、現状の110万kWよりも9万kW減少した。

[昨年度同様に、30万kWの連系線活用を考慮した接続可能量を適用]

(万kW)

	2015年度 算定値(a)	2014年度 算定値(b)	差(a)-(b)	備考
太陽光接続可能量	101	110	△9	自社努力として連系線 30万kW活用

- ・2014年度の需要実績は、2013年度と比較して減少しており、出力制御頻度が高くなる4、5月昼間帯においては、約6万kW減少。
- ・電源構成の変化(原電敦賀1号機廃止)により、供給力が約2万kW減少。



電源構成の変化よりも、需要減少の影響が顕著

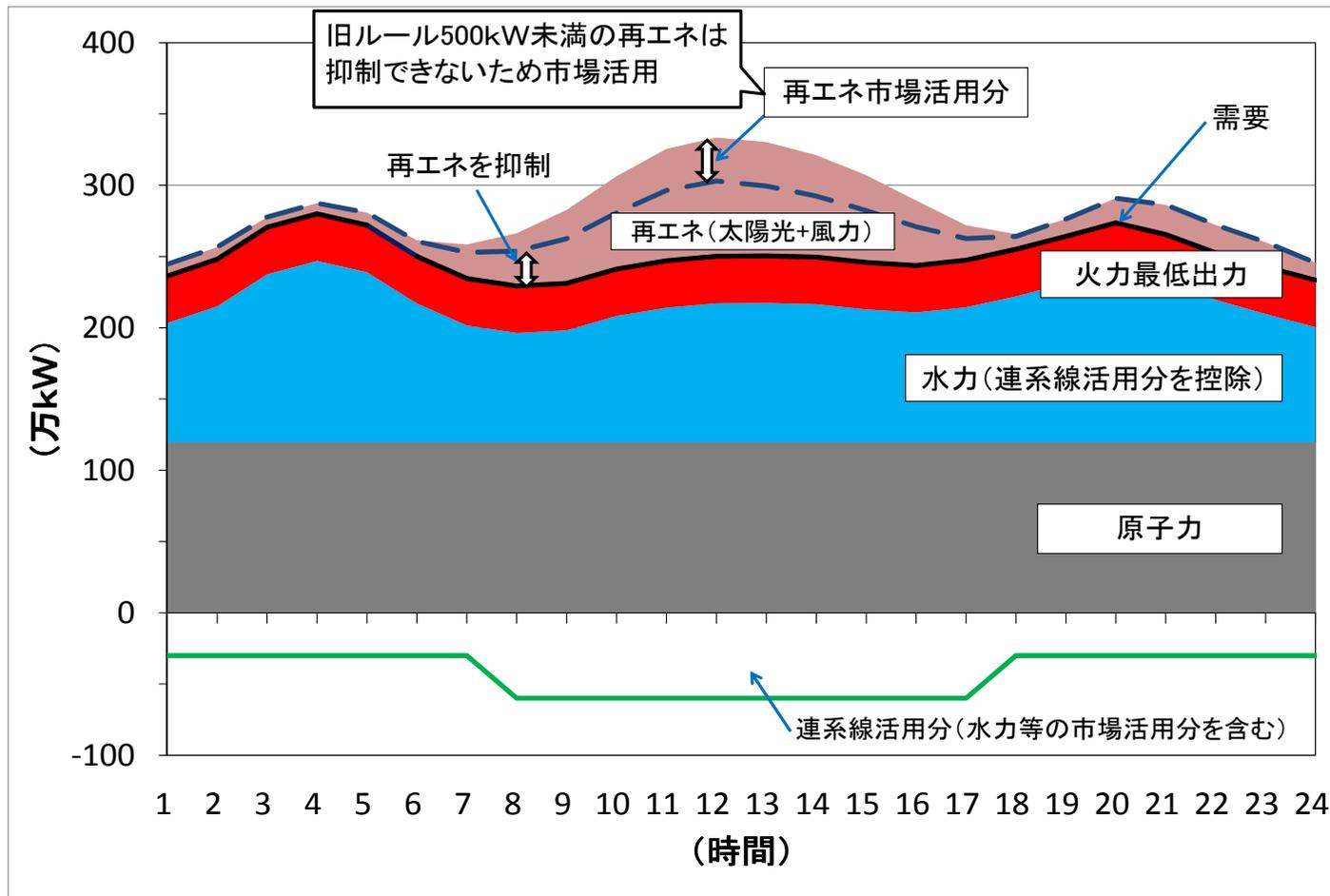
## 【昼間帯における比較】

(万kW)

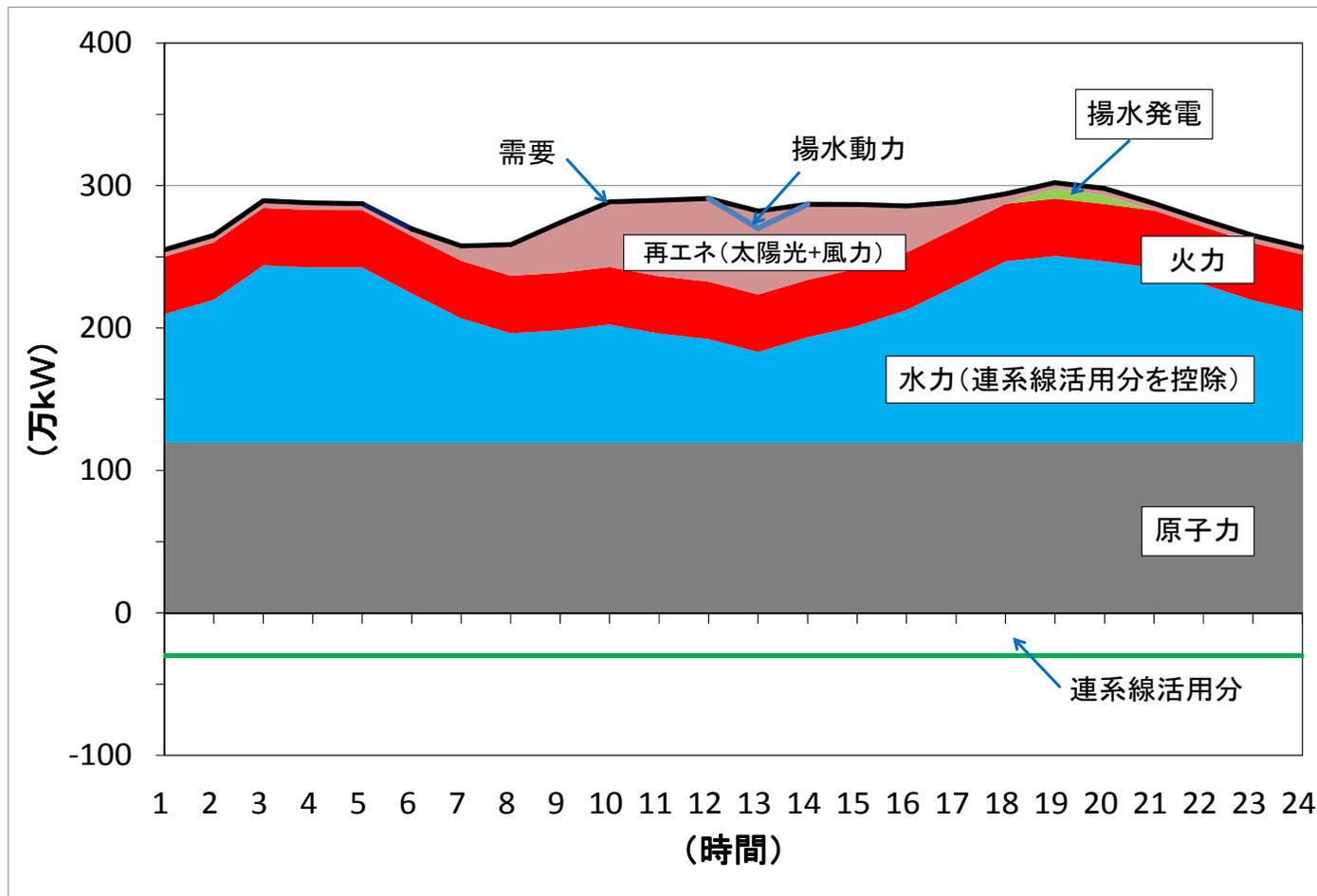
	2014年度 (a)	2013年度 (b)	差 (a)-(b)	前年比 (a)/(b)	備考
4、5月平均需要 (年間平均需要)	316.5 (359.7)	322.8 (363.8)	▲6.3 (▲4.1)	98.0% (98.9%)	接続可能量 減少要因
電源構成の変化 (原電敦賀1号機※廃止)	0	2.1	▲2.1	—	接続可能量 増加要因

※原電敦賀1号機:認可出力35.7万kW、当社受電比率10%

【最小需要日※[H26 5/18(日)]における需給状況】 ※GWを除く4、5月の昼間帯最小需要日(以降同じ)



【再エネが抑制されない31日目相当日 [H26 4/30(水)]における需給状況】



# (参考) 昼間最小需要発生日のバランス

37

## 【最小需要日の13時における需給バランス】

2015年度算定値は[太陽光101万kW、風力45万kW導入時]、2014年度算定値は[太陽光110万kW、風力45万kW導入時]

(万kW)

		2015年度算定値 H26 5/18(日) 13時	2014年度算定値 H25 5/12(日) 13時	備考
供給力	原子力	120	122	設備利用率: 71.5% / 71.3%
	水力	125	125	自流式/貯水池式: 115/10 / 115/10
	火力	33	33	2台運転(1台現地最低、1台LFC最低+調整力)
	風力	15	20	当該月の風力最大出力は27 / 29
	太陽光	65	69	
	バイオマス	1	0	
	揚水	0	0	終日出力抑制が必要であるため揚水不実施
	連系線活用	△60	△64	連系線活用分: 30 / 30 市場活用分(相対取引含む): 30 / 34
	再エネ出力抑制	△49	△53	太陽光(500kW以上)/風力: 13時 34/15 / 33/20
	合計	250	252	
需要※		250	252	
(参考)再エネ合計		206	214	水力、風力、太陽光、バイオマスの合計(出力抑制前) (13時は需要比率82% / 85%)

※13時は、晴天日の太陽光発電ピーク時間帯の最小需要(GWを除く4、5月の日曜日)

【再エネが抑制されない31日目相当日の13時における需給バランス】

2015年度算定値は[太陽光101万kW、風力45万kW導入時]、2014年度算定値は[太陽光110万kW、風力45万kW導入時]

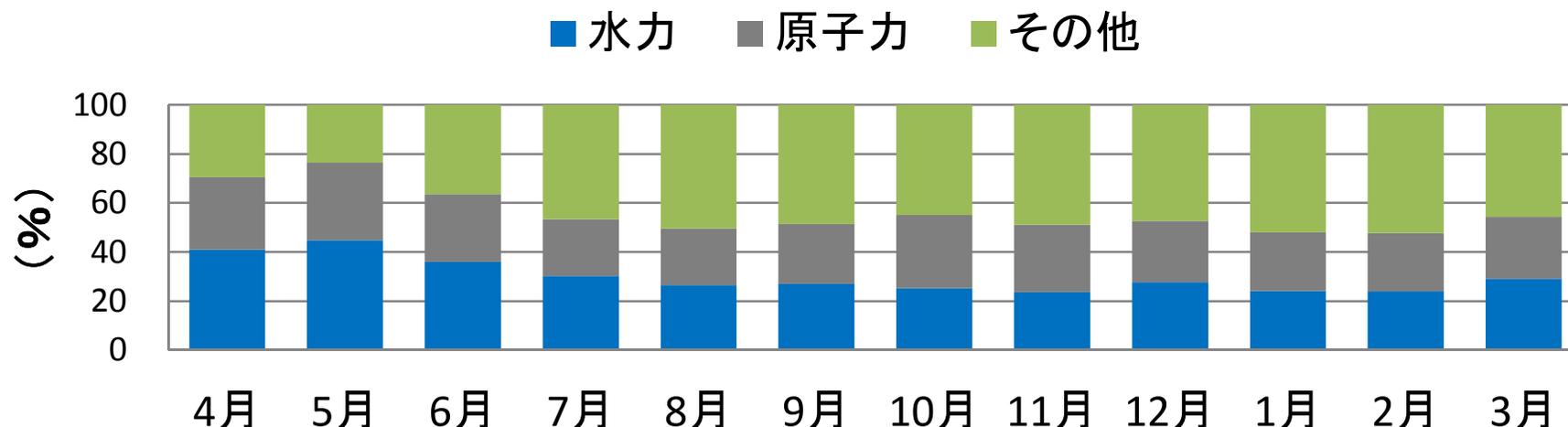
(万kW)

		2015年度算定値 H26 4/30(水) 13時	2014年度算定値 H25 5/14(火) 13時	備考
供給力	原子力	120	122	設備利用率: 71.5% / 71.3%
	水力	118	125	自流式/貯水池式: 108/10 / 115/10
	火力	40	35	2台運転 (1台現地最低、1台LFC最低+調整力)
	風力	5	20	当該月の風力最大出力は30 / 29
	太陽光	55	69	
	バイオマス	1	0	
	揚水	△12	△12	電発長野1号機の活用
	連系線活用	△30	△30	
	再エネ出力抑制	0	0	
	合計	297	329	
需要		297	329	
(参考)再エネ合計		179	214	水力、風力、太陽光、バイオマスの合計 (需要比率60% / 65%)

# (参考) 需要に対する水力構成比率

・4～6月は、軽負荷期に加えて融雪影響もあり、需要に対する水力構成比率が高くなる。

### 最大3日平均電力に対する供給力構成比率



(注) 需要は、平成27年度供給計画における平成27年の最大3日平均電力(発受電端)を使用  
長期固定電源(水力、原子力)の出力は、今回の算定前提条件に従った値

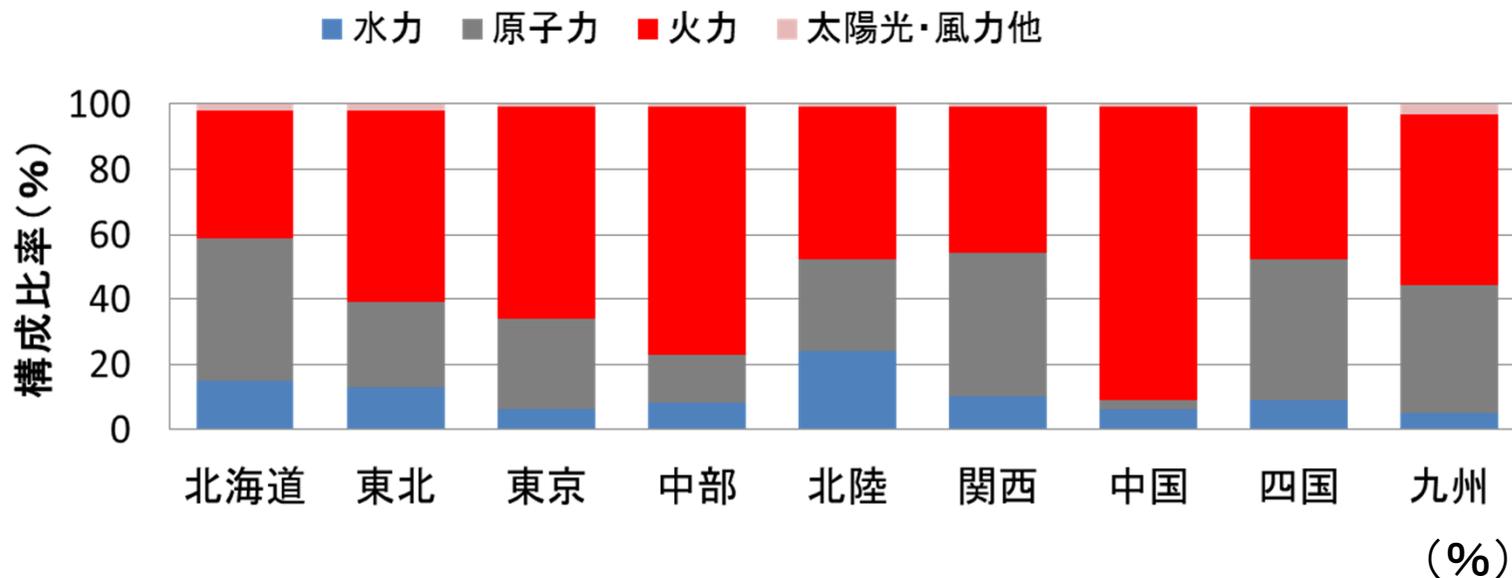
### 【最大3日平均電力に対する水力構成比率】

(%)

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
水力比率	41	45	36	30	26	27	25	24	28	24	24	29

# (参考) 電力9社の発電電力量比率の比較

【2010年度実績における発電電力量比率】



	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
太陽光・風力他	2	2	1	1	1	1	1	1	3
火力	39	59	65	76	47	45	90	47	53
原子力	44	26	28	15	28	44	3	43	39
水力	15	13	6	8	24	10	6	9	5
合計	100	100	100	100	100	100	100	100	100

(注) 震災前の実績として、2010年度実績を採用  
各社のホームページの内容を基に、一部当社で算出した値を記載

# 風力接続可能量 (2015年度算定値、2014年度算定値) の算定結果

現在の風力接続可能量：45万kW

【平成24年5月】

地域間連系線を活用した風力発電導入拡大について検討を進めた結果、45万kWまで拡大する見通しがついたことを公表

- ・約15万kWの風力発電設備が連系していることから、新たに30万kWについて、平成24年7月から受付を開始
- ・風力の出力変動に対応する調整力確保のため、中部電力および関西電力へ電力を最大25万kW送電するとともに、風力発電の出力制御技術を組み合わせることにより風力発電を導入拡大

# 風力接続可能量算定結果

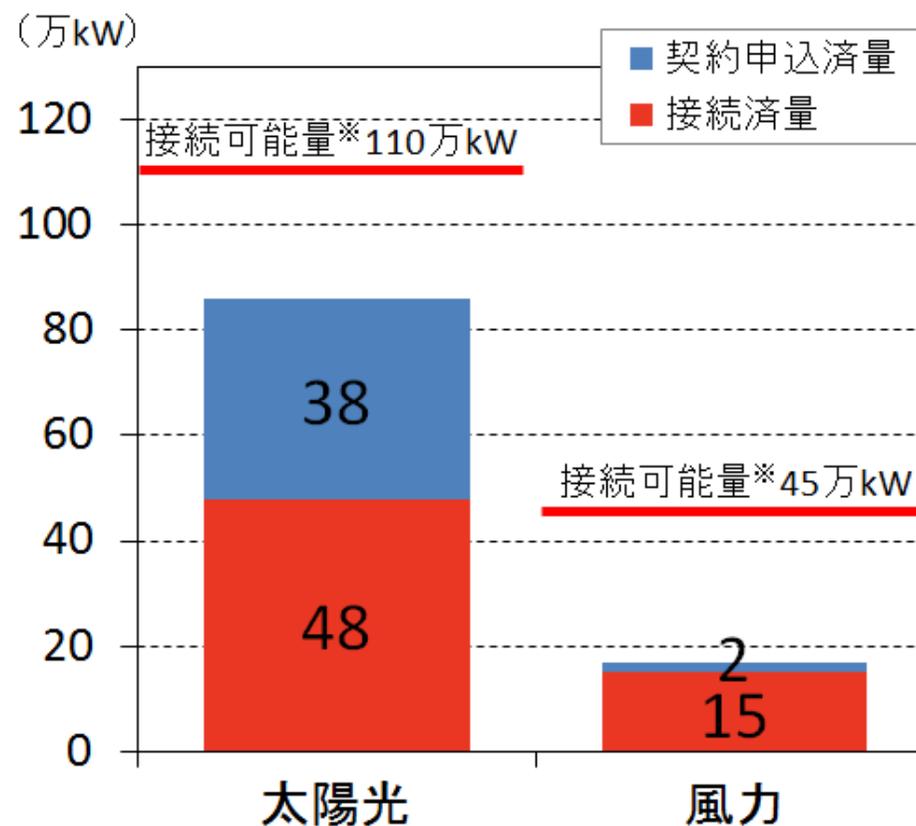
43

			接続可能量 (万kW)	制御日数 (日)	制御時間 (時間)	部分制御時間 (時間)	制御電力量 (a) (万kWh)	発電電力量 (b) (万kWh)	制御率 (a)/(b) (%)
2015年度 算定値	現行 ルール ケース	旧ルール	17	30	—	—	3,286	40,941	8.0
		新ルール	41	63	719	—	5,503	98,740	5.6
			58						
	部分制御 考慮 ケース	旧ルール	17	65	830	719	8,531	142,201	6.0
		新ルール	42						
			59						
2014年度 算定値	現行 ルール ケース	旧ルール	17	30	—	—	3,943	46,540	8.5
		新ルール	55	68	704	—	7,688	150,571	5.1
			72						
	部分制御 考慮 ケース	旧ルール	17	69	832	703	12,208	205,646	5.9
		新ルール	58						
			75						

# (参考) 再生可能エネルギーの導入状況

【再生可能エネルギーの契約申込済量および接続済量(H27.10月末時点)】

	(万kW)	
	太陽光	風力
契約申込済量	38	2
接続済量	48	15
(合計)	86	17
接続可能量※	110	45



※接続可能量は現行の値

# (参考) 太陽光の導入見通し

- ・至近の実績を考慮すると、契約申込済量と接続済量の合計が接続可能量(110万kW)に到達するのは、H28年度末頃と想定。

