

再生可能エネルギーの接続可能量 (2016年度算定値) 等の算定結果について

平成28年11月25日

北陸電力株式会社

1. 太陽光・風力接続可能量(2016年度算定値)

- 風力の設備量は現在の接続可能量(59万kW)を前提とし、太陽光接続可能量(2016年度算定値)を算定する。
(合成2 σ 方式)
- 太陽光の設備量は現在の接続可能量(110万kW)を前提とし、風力接続可能量(2016年度算定値)を算定する。
(合成2 σ 方式)

2. 指定ルール太陽光の出力制御見直し

- 風力の設備量は現在の接続可能量(59万kW)を前提とし、指定ルール太陽光を+60万kW(合計170万kW)まで増加させた場合の出力制御見直しを算定する。
(実績ベース方式)

1. 太陽光・風力接続可能量 (2016年度算定値)の算定

- 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、広域機関の優先給電ルールに基づく。
- 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(混焼バイオマスを含む電源Ⅰ～Ⅲの抑制)
- 揚水運転による再エネ余剰電力の吸収
- 自社努力による連系線の活用
- 専焼バイオマスの停止
- 30日相当を上限とした再エネ(太陽光・風力)の出力制御

STEP1: 接続可能量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



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、連系線活用、
再エネ出力制御の反映等)

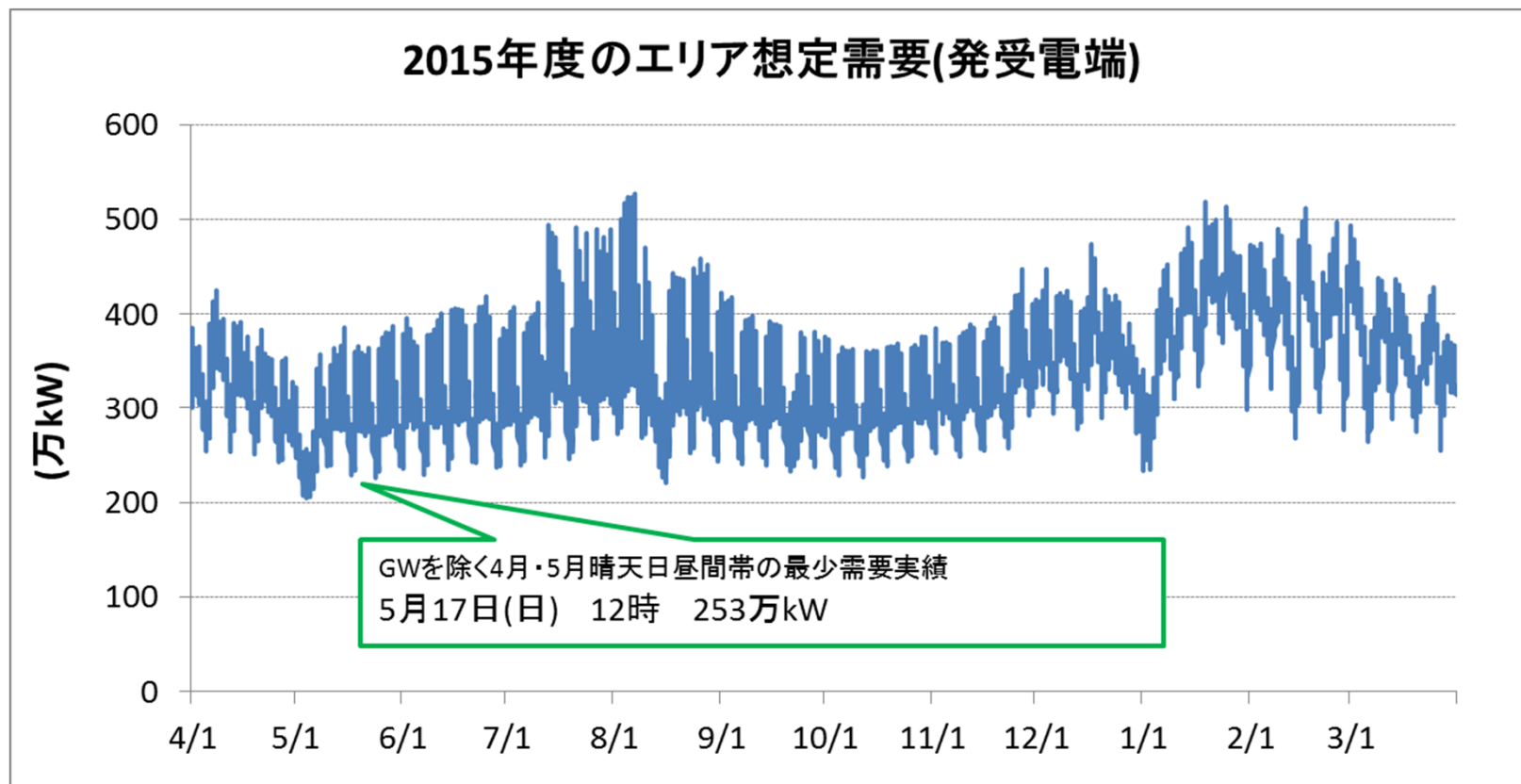


接続可能量

STEP1,2 検討断面の設定と需要想定

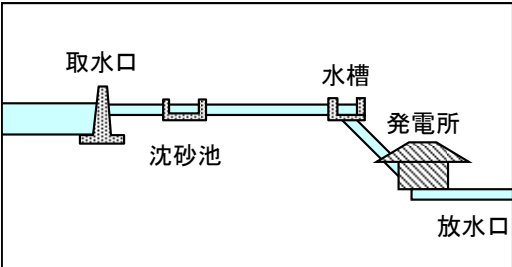
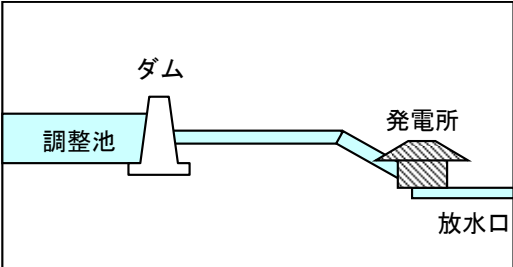
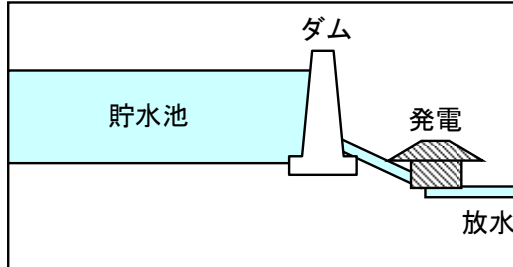
6

- 検討断面は、2015年度の8,784時間(24時間×366日)を対象とする。
- 接続可能量算定に用いる想定需要は、2015年度のエリア需要実績に太陽光の自家消費電力分を加えたものとする。

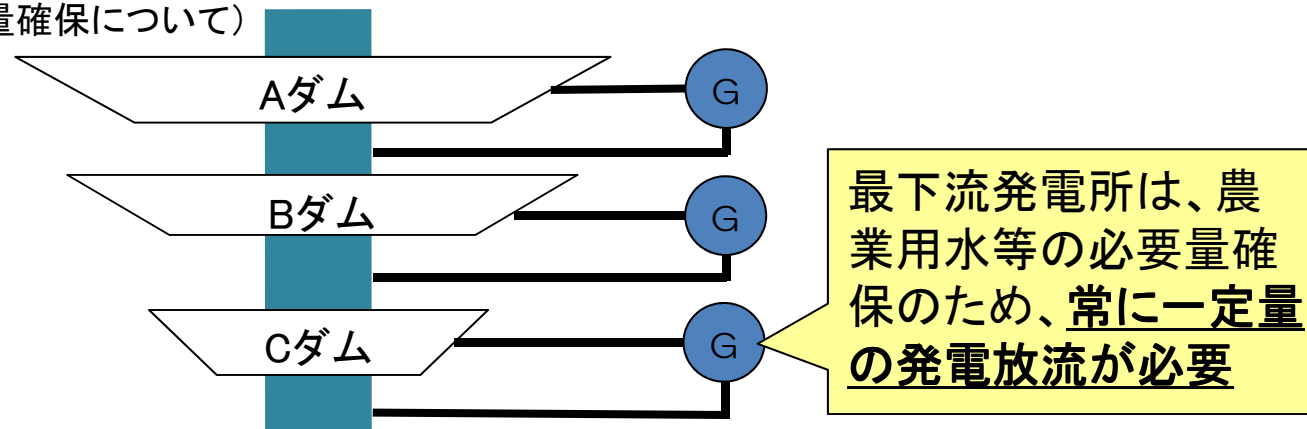


STEP3 出力の設定（一般水力）

7

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

8

- 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。
- 流れ込み式は、流量に応じた一定出力運転とする。
- 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、設備量で案分した出力を設定する。

発電方式	設備容量（既設分は2015年度末）			（万kW）
	自社	他社（受電分）	合計	
流れ込み式	63.3 (4.9)	23.5 (3.7)	86.8 (8.6)	
調整池式	49.5	10.7	60.2	
貯水池式	84.2	38.7	122.9	
合 計	197.0 (4.9)	72.9 (3.7)	269.9 (8.6)	

（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

9

【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	65 (6)	72 (6)	53 (5)	51 (5)	42 (4)	38 (3)	34 (3)	33 (3)	39 (4)	29 (3)	28 (3)	38 (4)
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 (6)	125 (6)	97 (5)	92 (5)	71 (4)	63 (3)	56 (3)	53 (3)	64 (4)	48 (3)	45 (3)	65 (4)

(注)2015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

【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

・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（原子力）

10

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 (自社受電相当分)	
原電敦賀2号機	S62.2.17	116.0	37.6 (受電比率34%)	

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

STEP3 出力の設定（バイオマス・地熱）

11

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する。
- 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2015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)	6.4 (2.0)	出力制御が困難なもの
供給力(万kW)	2.7 (0.9)	容量×設備利用率
設備利用率(%)	42.5	2015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

非地域資源型バイオマス（専燃・混焼）

- 地域資源型以外は、すべて給電停止として算定する。

地熱

- 地熱発電は見込みなし。

STEP4 再エネ出力の設定（太陽光）

12

- 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、2015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、8,784時間分を想定する。

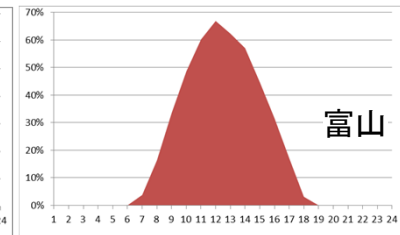
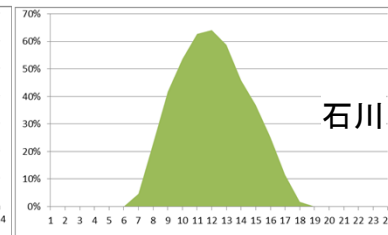
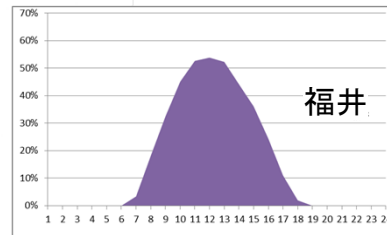
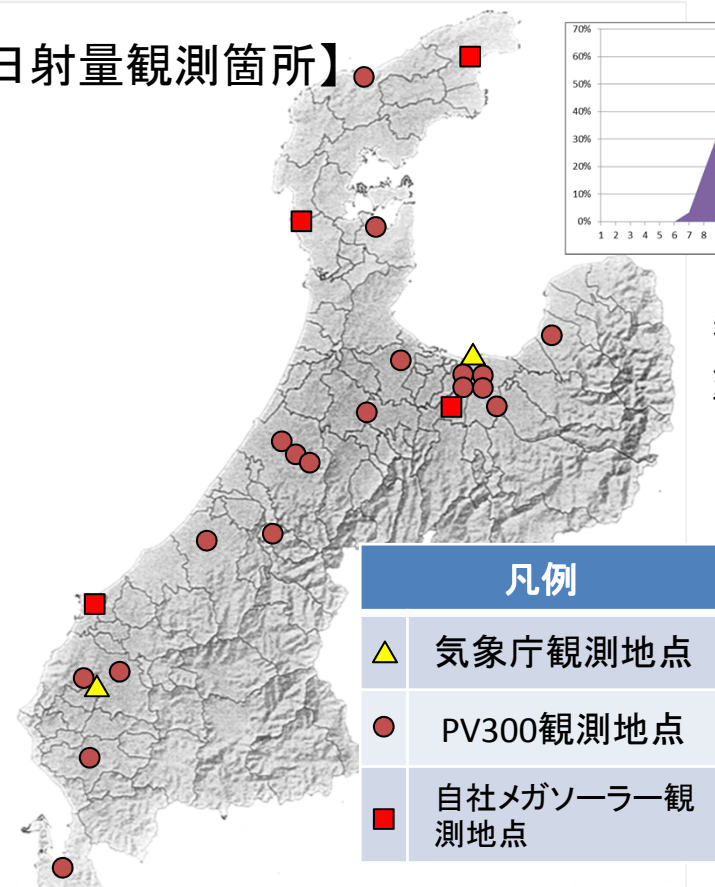
（参考）

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。

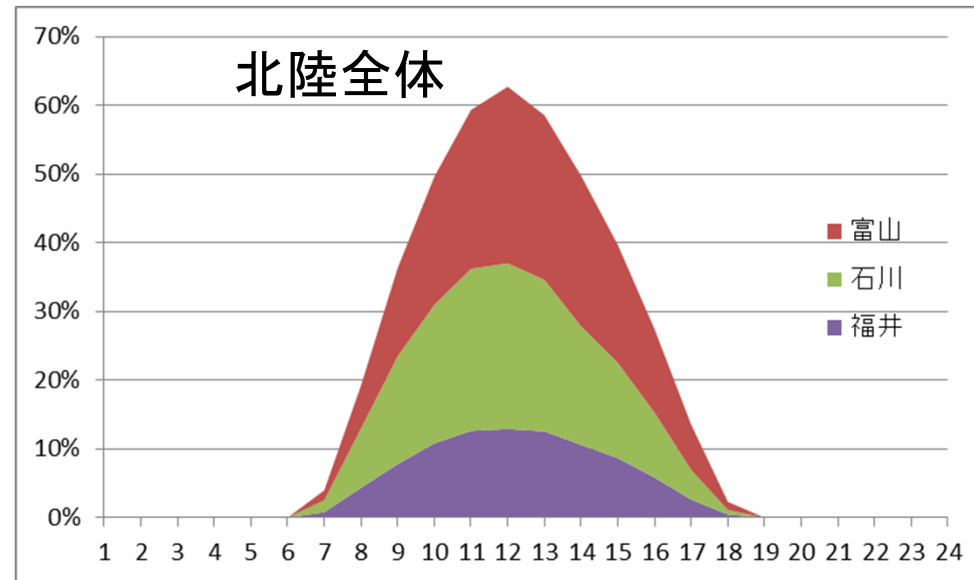
STEP4 再エネ出力の設定（太陽光） 続き

13

【日射量観測箇所】



利用率



	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

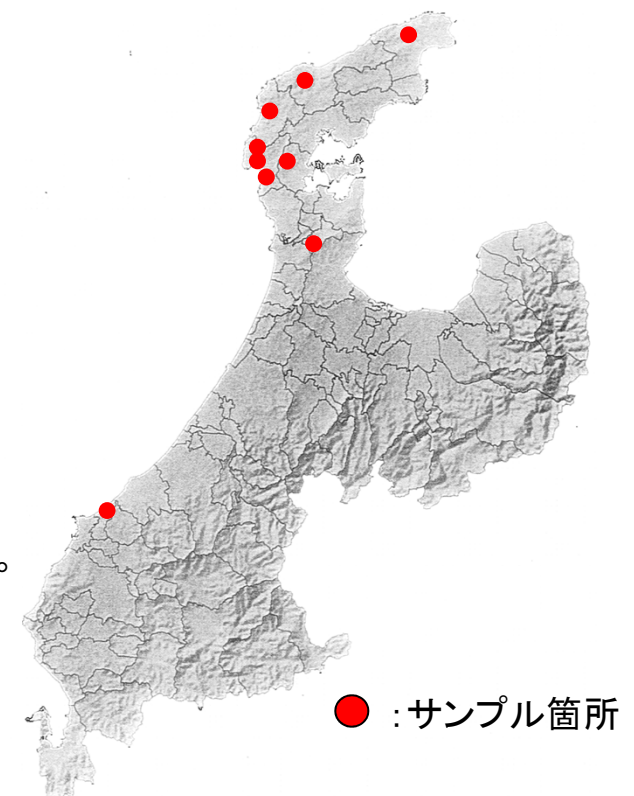
STEP4 再エネ出力の設定（風力）

14

- 既設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、2015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、8,784時間分を想定する。
- 風力発電の導入想定量は、59万kW(うち連系線活用分30万kW※)で算定する。

サンプル数	設備容量 (万kW)	備考
9	14.5	テレメーター設置箇所のみを 対象として算定

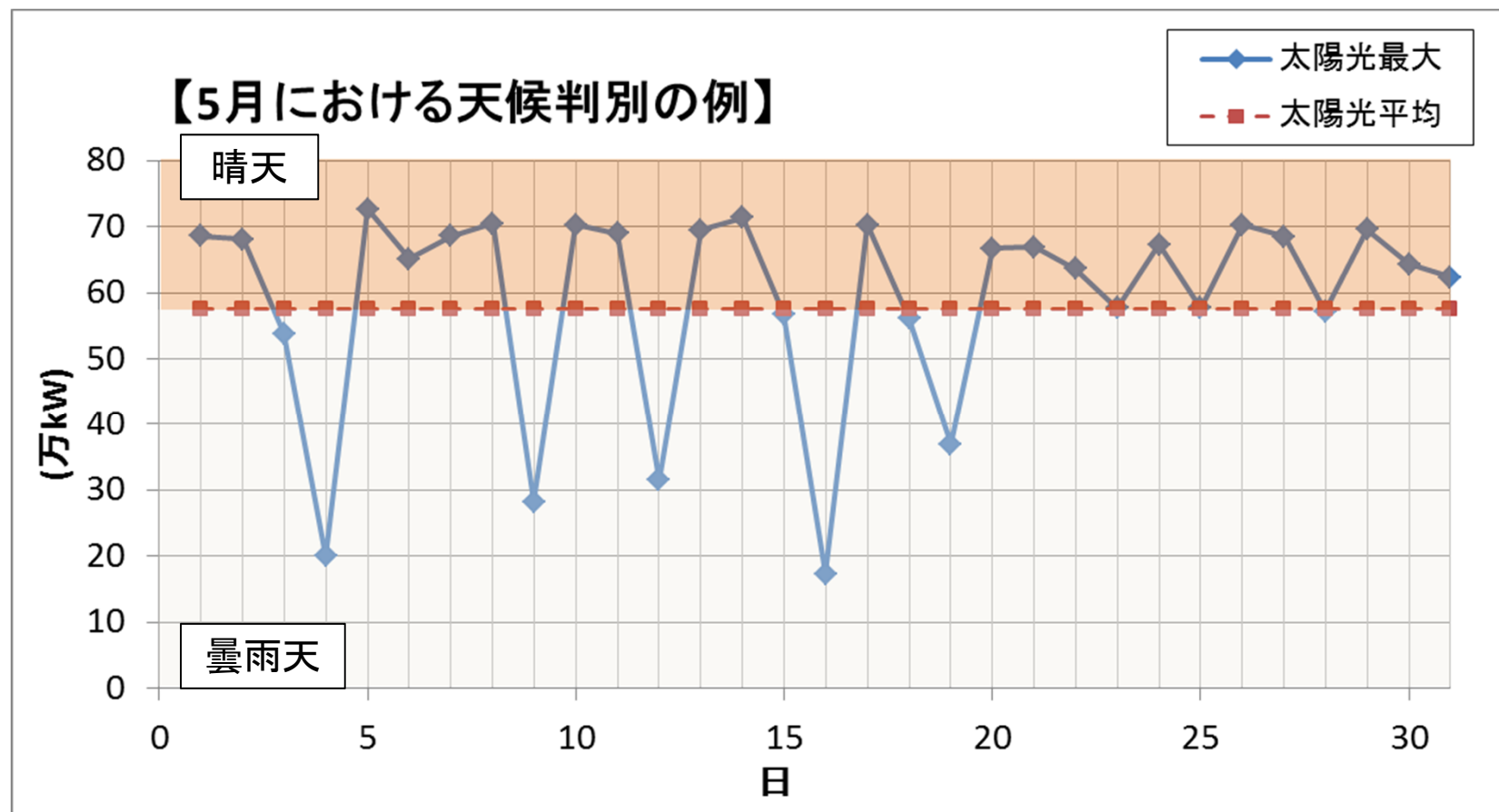
※H24.5.25に「地域間連系線を活用した風力発電導入拡大に係る風力発電事業者の受付について」をプレス発表し、新たに30万kWの風力を受付開始。風力の出力変動に対応する調整力確保のため、中部電力および関西電力へ電力を最大25万kW送電し、風力導入拡大を図るもの。



STEP4 再エネ出力の設定（天候判別方法）

15

- 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。

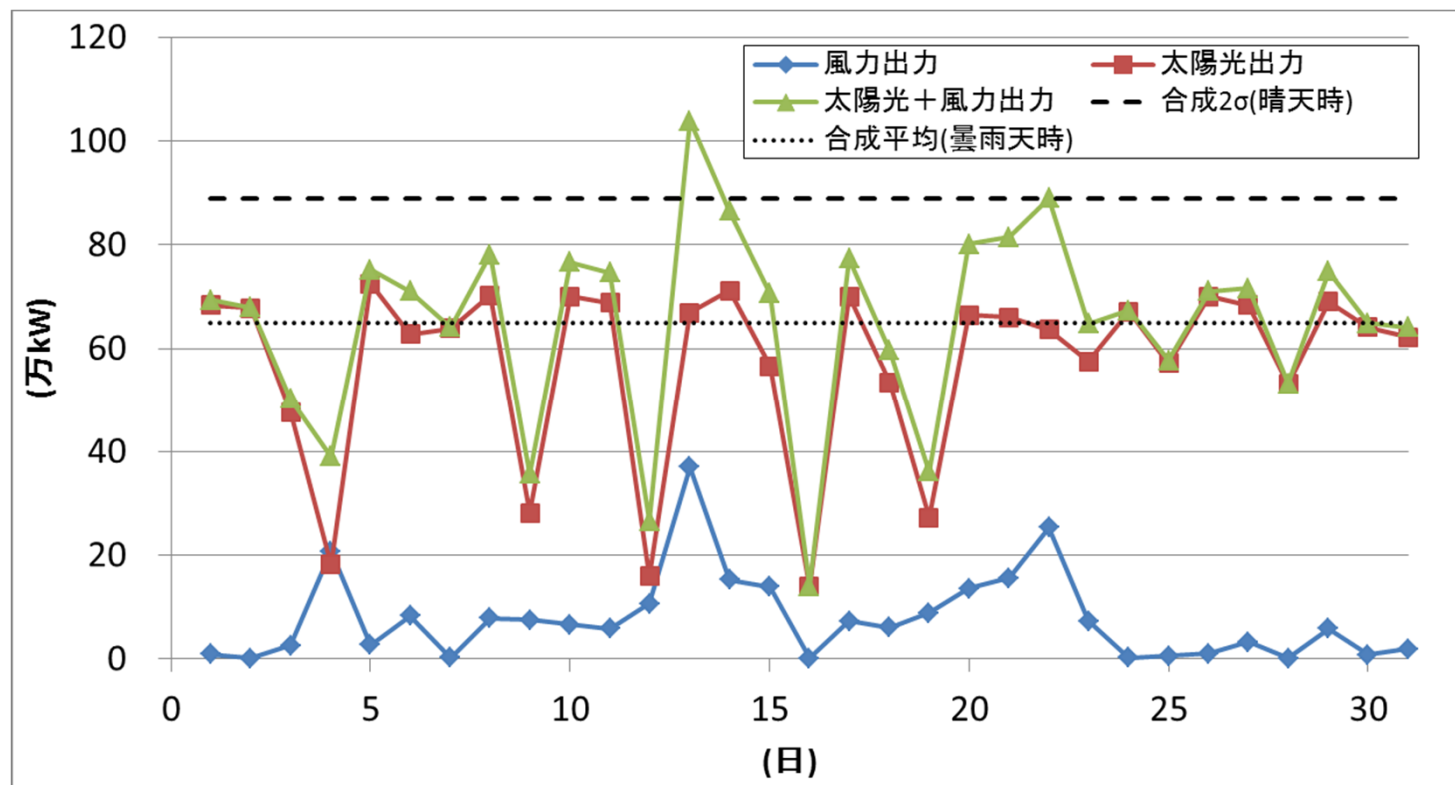


STEP4 再エネ出力の設定（合成 2σ ）

16

- 太陽光・風力発電出力を用いて、月別・時間別に合成 2σ 相当値と合成平均値を算出する。
- 日ごとの天候判別に基づき、再エネ出力を以下のとおり設定する。
[晴天日] : 合成 2σ 相当値を再エネ出力とする。
[曇雨天日]: 合成平均値を再エネ出力とする。

【5月の各日12時における再エネ出力想定の例】（太陽光91万kW、風力59万kWの場合）



STEP4 再エネ出力の設定（太陽光・風力）

17

【太陽光・風力の各月の出力（設備容量比）】

(%)

	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2σ	89	78	76	73	71	68	73	76	70	76	78	92
風力2σ	66	61	65	52	55	69	66	71	75	74	80	55
合成2σ	68	61	47	52	44	46	53	47	45	49	55	57
平均出力	38	43	32	32	33	28	37	27	27	27	32	38

(注)2015年度実績(日射計・風力出力データ等)を基に算出

STEP5 火力発電の抑制（電源Ⅰ・Ⅱ）

18

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
- 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
富山新港	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	

STEP5 火力発電の抑制（電源Ⅲ）

19

- 電発火力(高砂)は受電しない。
- エリア内の電源Ⅲは新電力買取分も含め、全て給電停止で算定する。

【域外火力(自社受電分)】

発電所		発電端出力 (万kW)	送電端出力 (万kW)	自社受電分 (万kW)	備考
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

【エリア内の電源Ⅲ織り込み】

設備容量 (万kW)	最低出力
56.7	—

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】

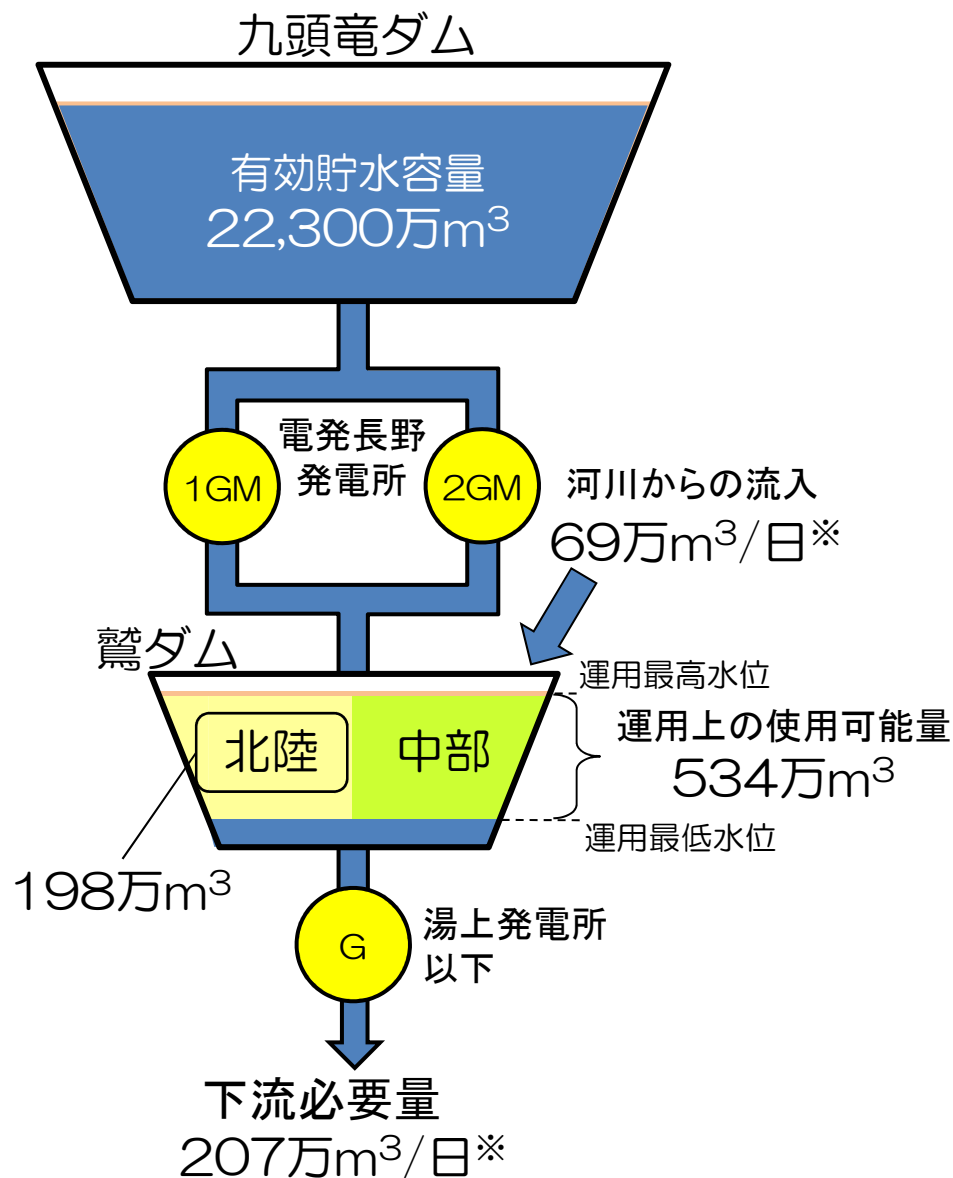
発電所名	認可出力 (万kW)	揚水動力 (万kW)	蓄電容量 (万kWh)
電発長野発電所 1号機	11.0	12.0	57 [4.8時間分]

(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、太陽光出力制御等の対応が必要となる。

STEP5 (参考) 電発長野発電所の運用概要

21



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(池容量)＋69(河川流入)－207(下流必要量)
＝396万 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≒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≒57万kWh
となる。

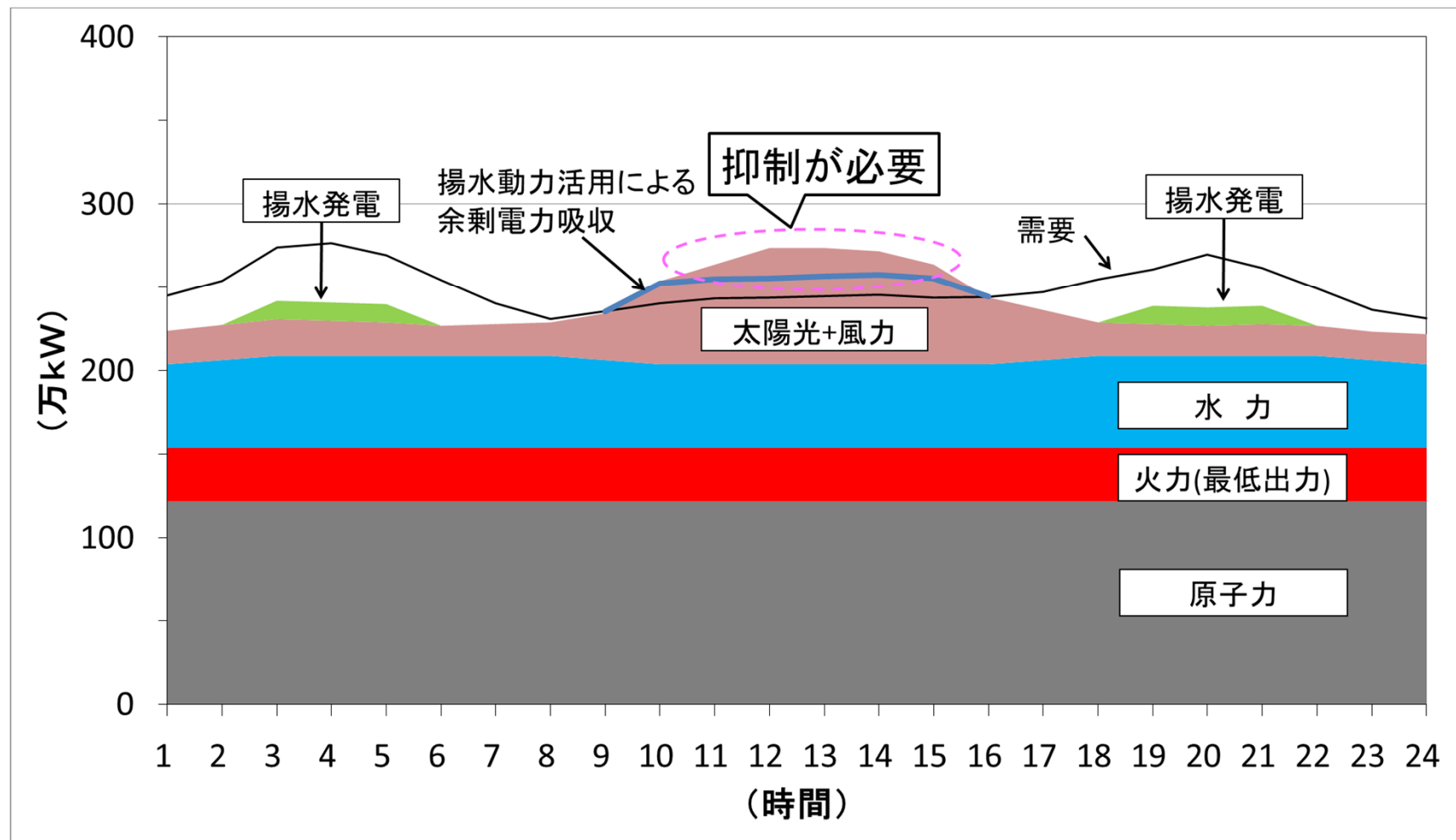
(注)上記は、当社にて試算した値であり参考値

※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

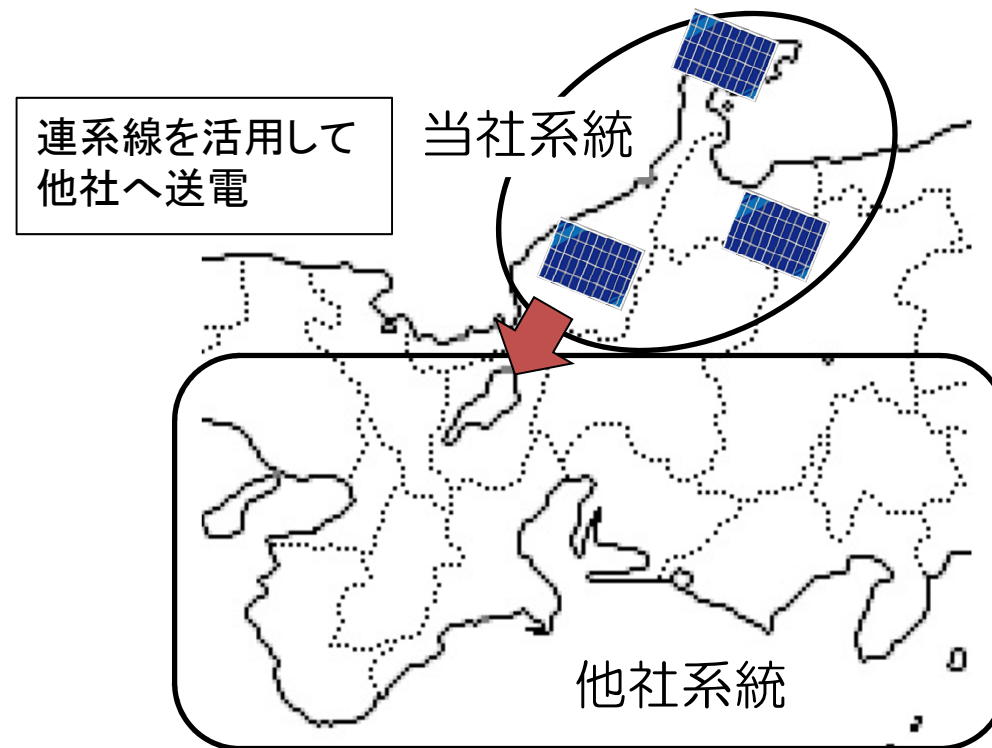
22

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。



STEP5 連系線活用 の概要

23



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

STEP5 連系線活用の概要 続き

24

【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: 162万kW]



- ・豊水時の水力活用のための市場取引等
 - ・揚水式水力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
= $[\Delta 60 + 37.6] \times 71.5\% (\text{設備利用率}) \div \Delta 16$

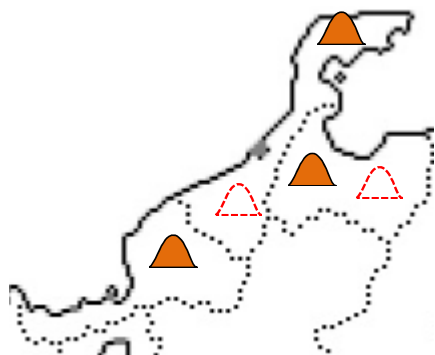
※2: マージンは5月の値を例示。マージンは関西の需給状況に応じて開放される。

- 火力抑制・バイオマス抑制・揚水式水力の活用等の回避措置を行ってもなお、余剰電力が発生する場合、太陽光・風力の出力制御を行う。
- 太陽光・風力の出力制御においては、対象事業者すべてを一括停止するのではなく、最低限必要な出力制御量相当を抑制することで、のべ日数(時間)が増加し、接続可能量の拡大が見込める。
- 太陽光の出力制御にあたっては、出力制御必要量に相当する事業者だけを交替で停止する。
- 風力の出力制御にあたっては、出力制御必要量を定格からの出力上限指令値(%)として、対象事業者すべてに一律で指令(部分制御考慮時間管理方式※)を行う。

※部分制御考慮時間管理方式(JWPA方式)

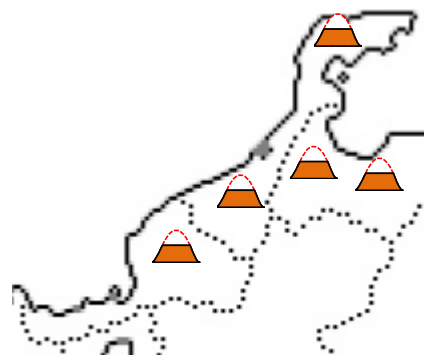
定格出力と出力上限指令による出力との差を制御量とし、その量に応じ制御時間に換算
(定格の20%を出力上限指令値とし1時間制御した場合、制御時間は制御量80%×1時間＝0.8時間)

太陽光(交替制御)



- 出力制御必要量に応じて、制御対象を交替で停止。
- 旧ルール事業者は30日、新ルール事業者は360時間を上限に出力制御を行う。

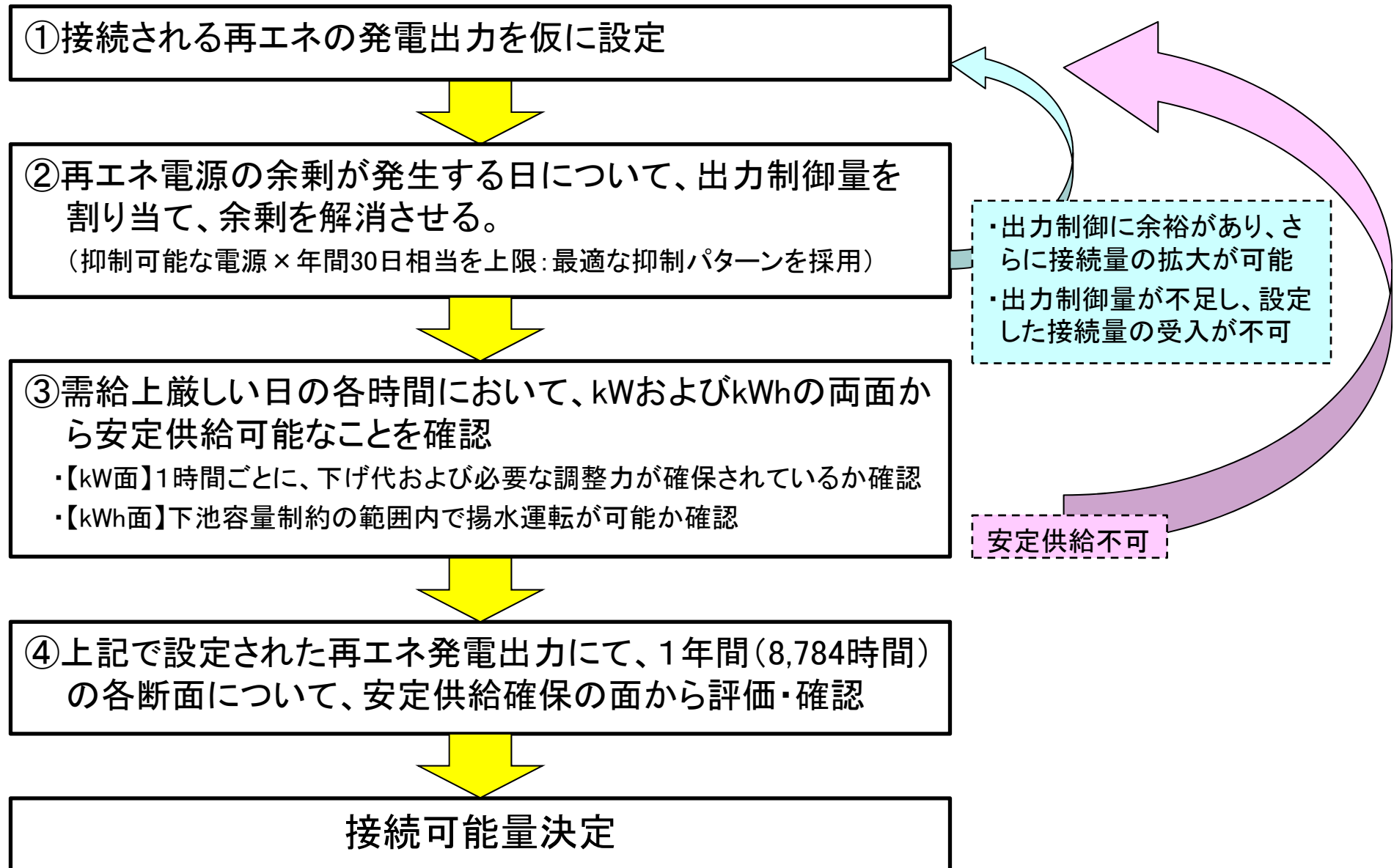
風力(一律制御[部分制御考慮時間管理])



- 出力制御必要量に応じて、全ての制御対象を一律で部分抑制。
- 全ての事業者が720時間を上限に出力制御を行う。

接続可能量の具体的算定方法

26



(参考) 算定諸元 (前回の系統WGとの比較)

27

	2015年度算定値(前回)	2016年度算定値(今回)
需要断面	2014年度自社実績(自家消費考慮)	2015年度エリア実績(同左)
原子力	震災前過去30年間平均の設備利用率×設備容量 < 志賀1、2号機、原電敦賀2号機(利用率71.5%・供給力119.7万kW) >	
地熱	該当なし	
水力	震災前過去30年間の月別平均水量×設備容量(将来見込分考慮) - 流れ込み式は、流量に応じた一定出力運転 - 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	
火力	安定供給上、最低限必要な出力まで抑制または停止	電源Ⅰ・Ⅱは左記に同じ 電源Ⅲは給電停止
太陽光、風力	2014年度実績に基づき想定	2015年度実績に基づき想定
地域資源型 バイオマス	設備利用率×設備容量(将来見込分考慮)	
	利用率42.5%・供給力1.0万kW	利用率42.5%・供給力2.7万kW
非地域資源型 バイオマス	給電停止	
連系線活用	30万kW	

太陽光・風力接続可能量算定結果

28

(万kW)

	2016年度算定値	(参考)2015年度算定値
太陽光	91 (▲10)	101
風力	50 (▲9)	59

※()内は2015年度算定値からの差分

(参考) 前回との算定諸元比較

29

【需要実績】

(万kW、百万kWh)

	(a) 2016年度算定値	(b) 2015年度算定値	差 (a)-(b)
4・5月平均(昼間)	319.1	316.5	+2.6
年間平均(昼間)	354.2	359.7	▲5.5
年間電力量	30164	30773	▲609

【風力・太陽光発電実績】(太陽光110万kW・風力59万kW断面) (万kW、百万kWh)

	(a) 2016年度算定値	(b) 2015年度算定値	差 (a)-(b)
4・5月平均(昼間)	63.3	52.3	+11.0
年間平均(昼間)	51.8	43.9	+7.9
年間電力量	3132	2748	+384

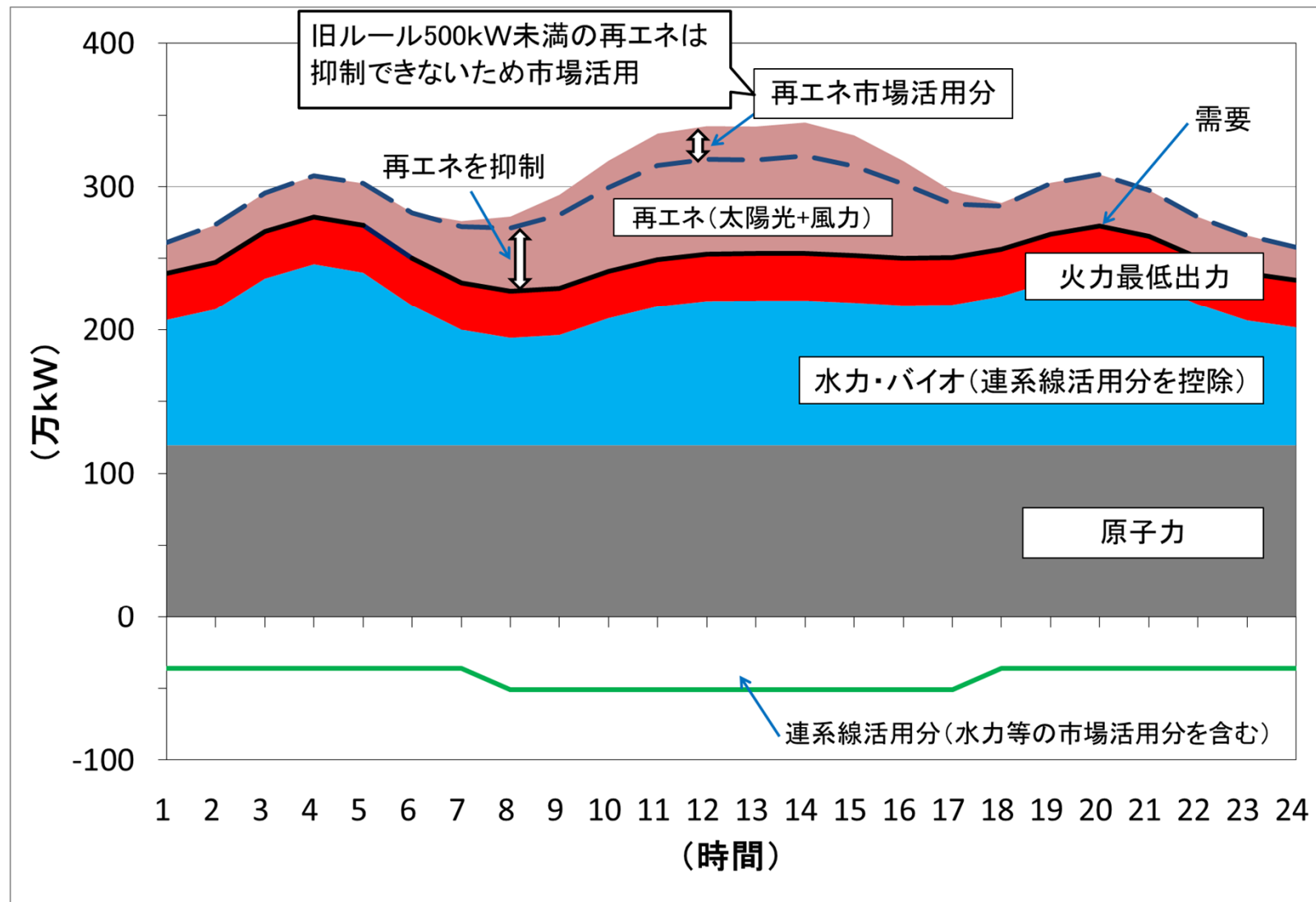
【地域資源型バイオマス(出力制御が困難なもの)】

(万kW)

	(a) 2016年度算定値	(b) 2015年度算定値	差 (a)-(b)
設備量	6.4	2.4	+4.0
年間利用率	42.5%	42.5%	±0
供給力	2.7	1.0	+1.7

※比較のため、うるう日(2016/2/29)は集計から除外

【最小需要日※[H27 5/17(日)]における需給状況】 ※GWを除く4月・5月晴天日昼間帯の最小需要日



（参考）昼間最小需要発生日(5/17)のバランス 31

【最小需要日(5/17)の12時・20時における需給バランス】

2016年度算定値(太陽光91万kW、風力59万kW)の値

(万kW)

		昼間最小需要※ 12時	点灯ピーク需要 20時	備考
供給力	原子力	120	120	設備利用率: 71.5%
	水力	125	153	自流式/貯水池式: 115/10 / 118/35
	火力	33	33	2台運転(1台現地最低、1台LFC最低+調整力)
	風力	25	36	5月当該時間の風力最大出力は37 / 37
	太陽光	64	0	5月当該時間の太陽光最大出力は67 / 0
	バイオマス	3	3	
	揚水	0	0	終日出力制御が必要であるため揚水終日不実施
	連系線活用	△51	△36	連系線活用分: 30 / 30 市場活用分(相対取引含む): 21 / 6
	再エネ出力制御	△66	△36	太陽光(500kW以上)/風力: 41/25 / 0/36
	合計	253	273	
需要※		253	273	
(参考)再エネ合計		217	192	水力、風力、太陽光、バイオマスの合計(出力制御前) (需要比率86% / 70%)

※ GWを除く4・5月晴天日昼間帯の最小需要

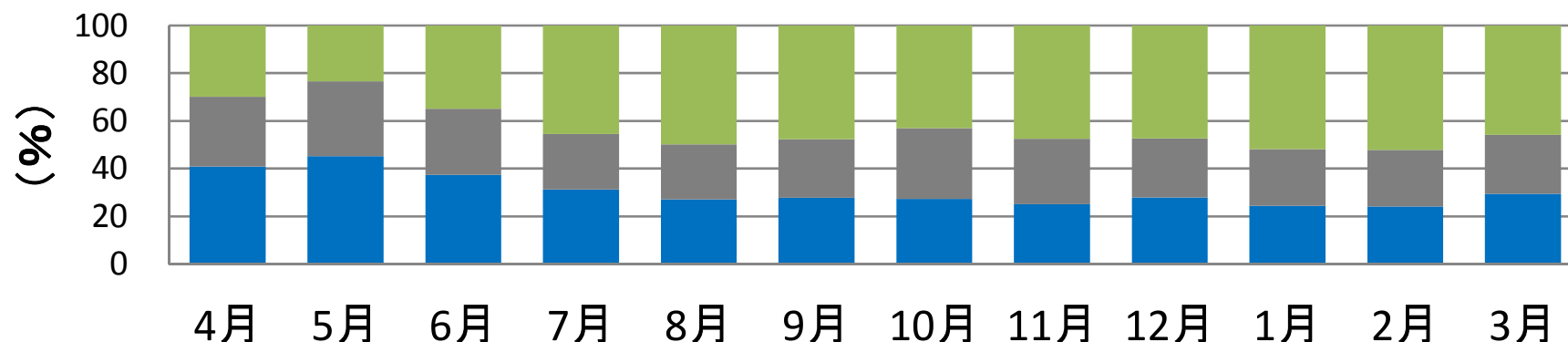
(参考) 需要に対する水力構成比率

32

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

■ 水力 ■ 原子力 ■ その他



(注) 需要は、平成28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】

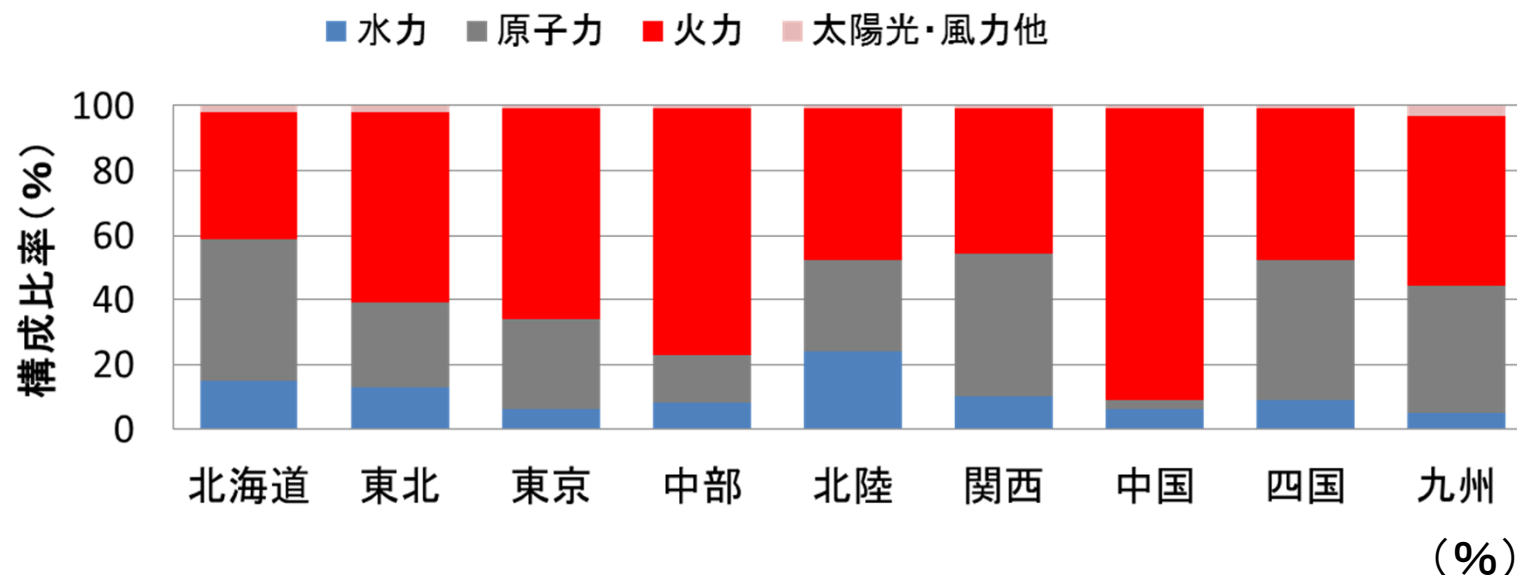
(%)

	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	37	31	27	28	27	25	28	24	24	29

(参考) 電力9社の発電電力量比率の比較

33

【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

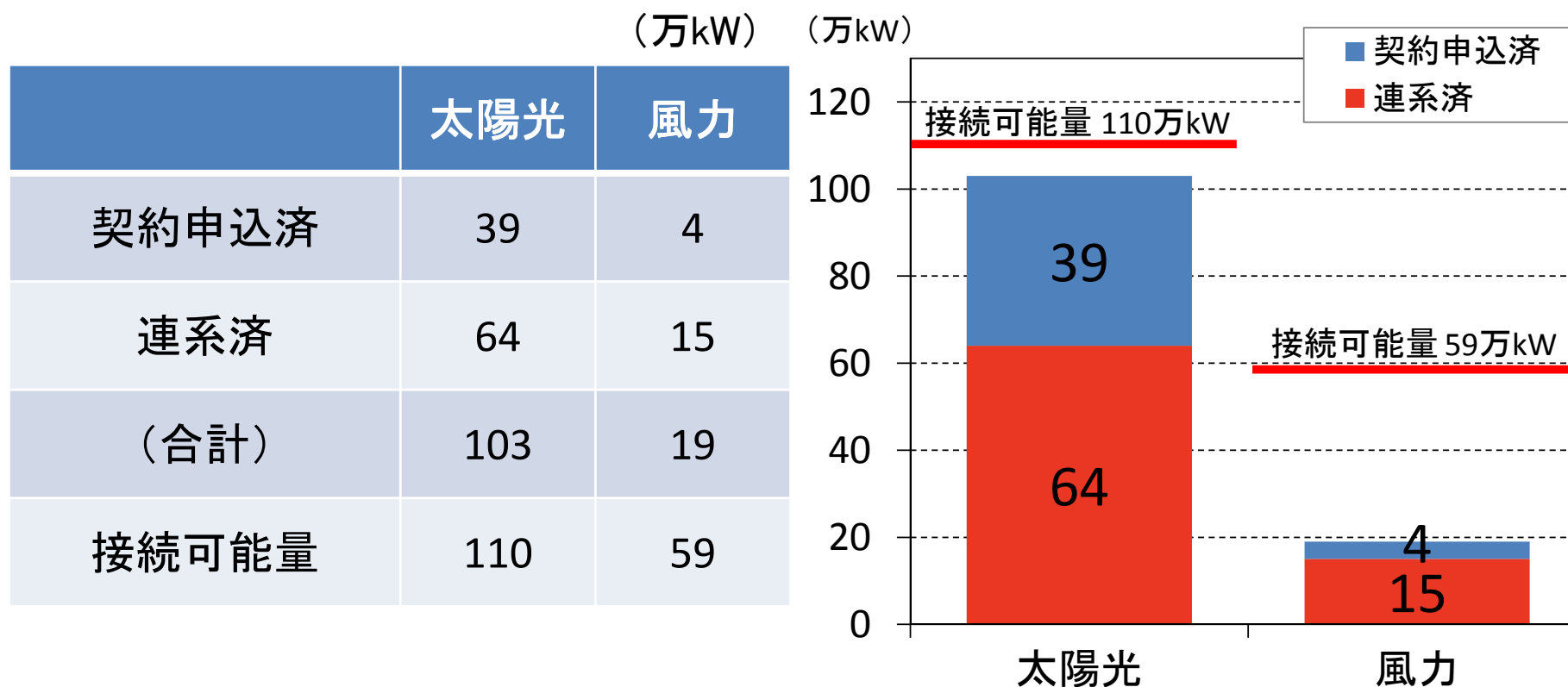
各社のホームページの内容を基に、一部当社で算出した値を記載

2. 指定ルール太陽光の 出力制御見通しの算定

再生可能エネルギーの導入状況

35

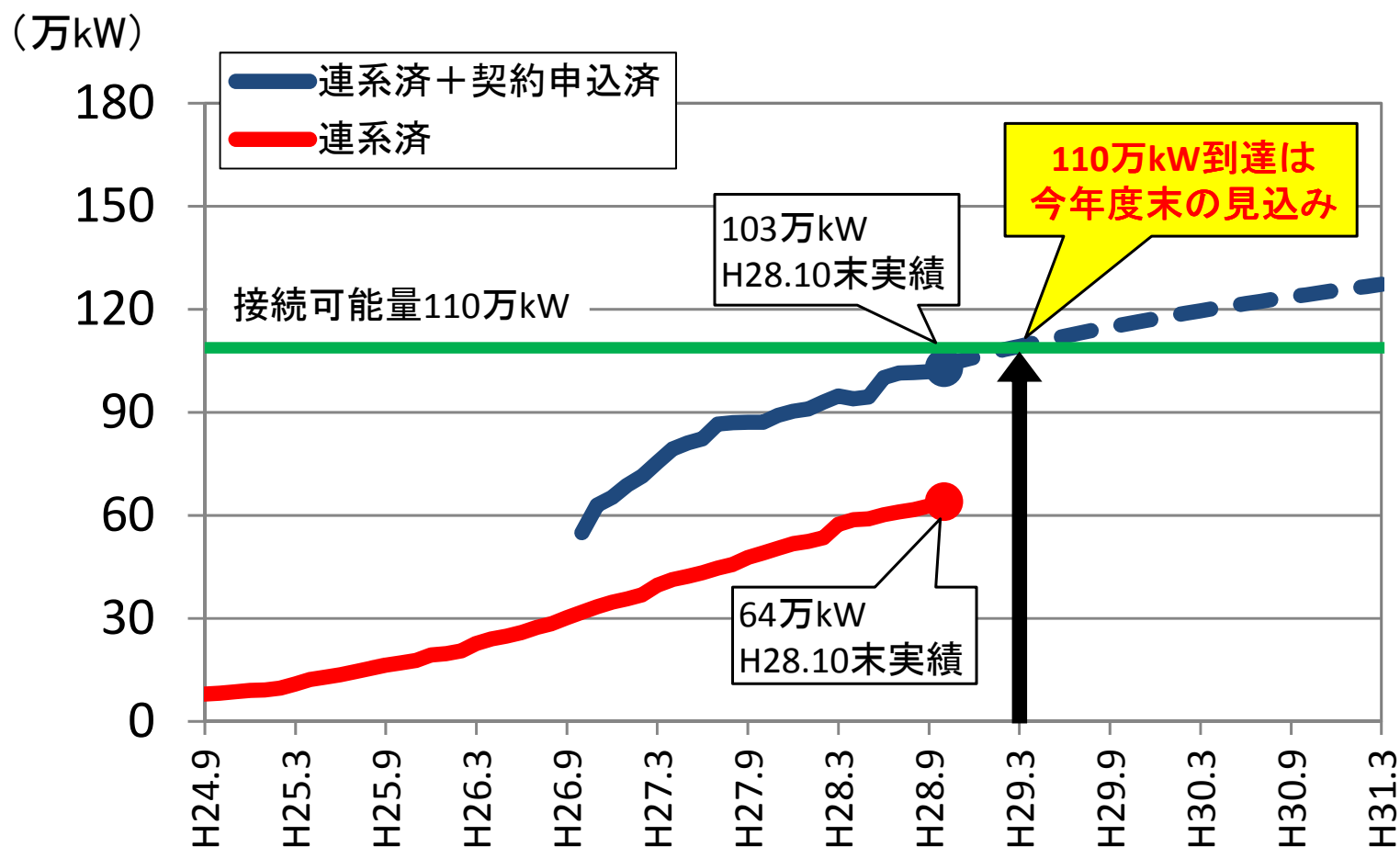
【再生可能エネルギーの契約申込済および連系済(H28.10月末時点)】



今後の太陽光の導入想定

36

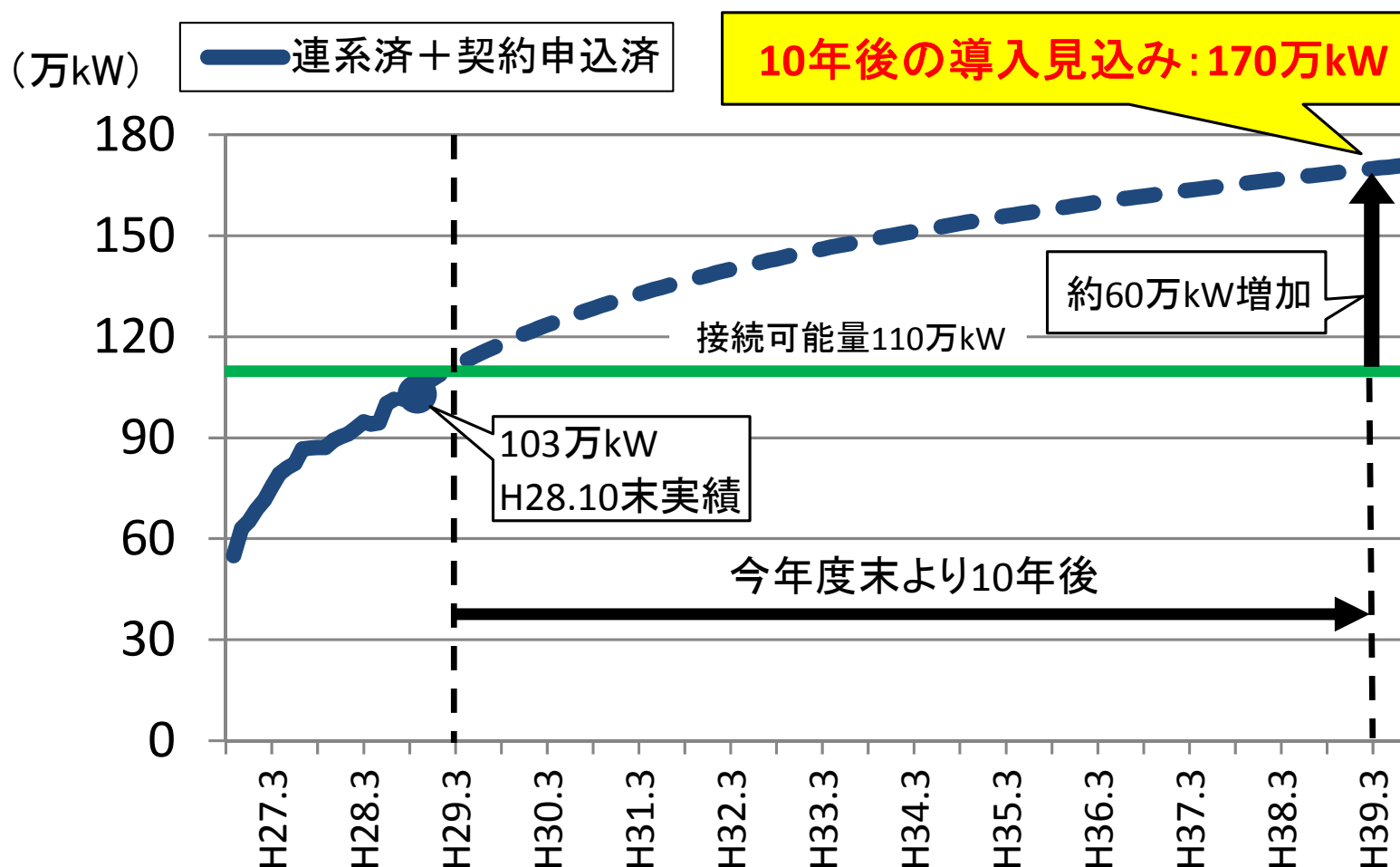
連系済と契約申込済の至近のトレンドから、今年度末には接続可能量110万kWに到達する見込み。



出力制御見通しにおける太陽光追加導入量の想定

37

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、110万kW到達時の導入想定と同様に、連系済と契約申込済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。



【出力制御見通し算定条件】

- 2013～2015年度の太陽光・風力の日射量実績等に基づいて算定し、3年間分の算定結果を平均化(実績ベース方式)
- 具体的には、風力接続可能量59万kWを前提に、太陽光の接続可能量110万kWを基準として、指定ルール太陽光を20万kW刻みで+60万kWまで追加導入した場合の出力制御日数(時間)、出力制御量、出力制御率を算定する。

【出力制御の基本的な考え方】

- 出力制御必要量の割当ては、出力制御ルールが混在する状況の中で、各々の制御機会の公平性に可能な範囲で配慮する。
- 10kW未満の太陽光は、省令の趣旨を踏まえ、10kW以上の太陽光の出力制御を行ったうえで割当てを行う。

【具体的な出力制御方法】

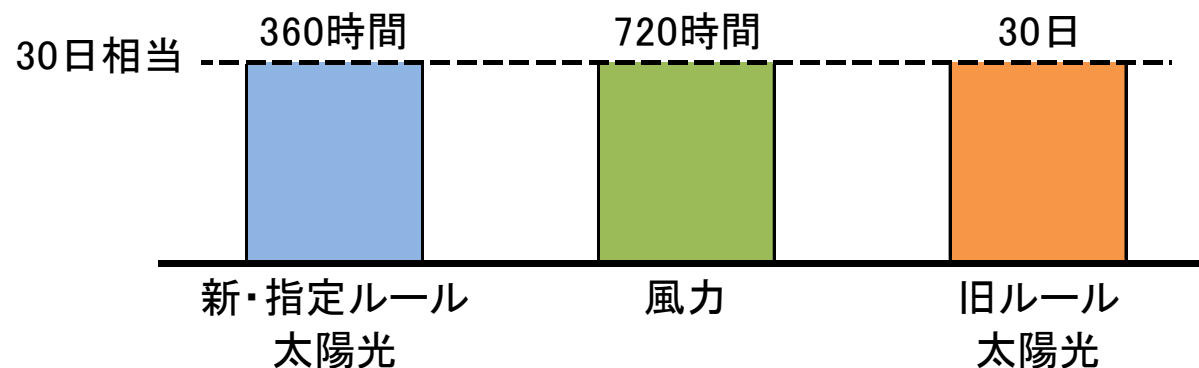
- 指定ルール太陽光の追加導入量が少ない段階では、公平性に配慮した出力制御を実施する。
- 追加導入量が多くなり太陽光・風力の出力制御が年間上限に到達した場合、指定ルール太陽光の追加制御により対応する。

具体的な出力制御における割当て

39

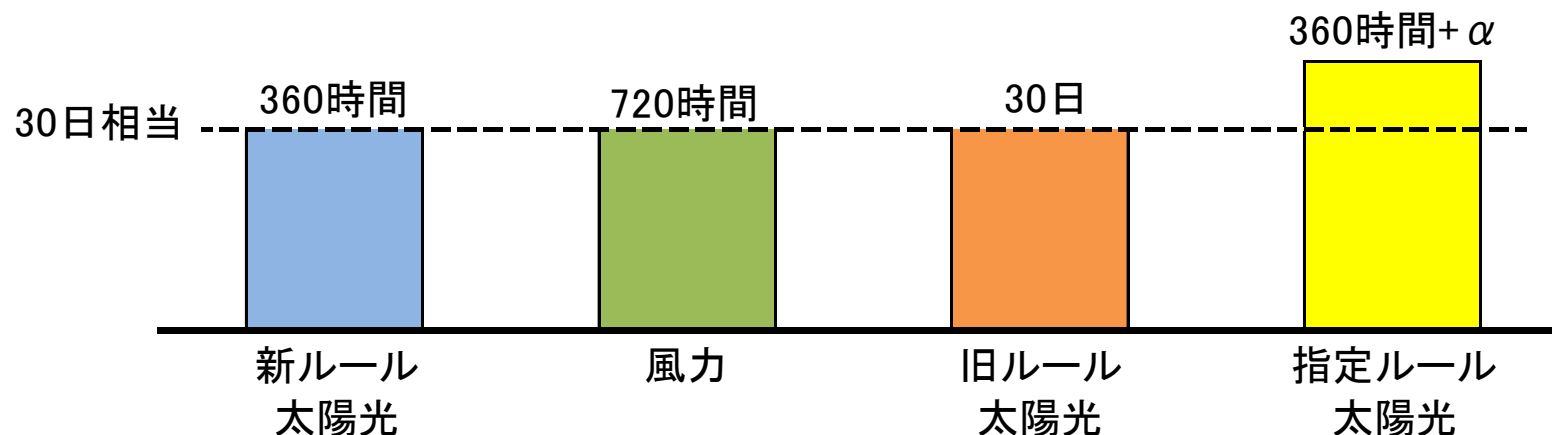
<出力制御が年間上限に到達した時点の出力制御割当て>

- 年間単位で各出力制御ルールごとに30日相当の出力制御を割当てる。



<出力制御が年間上限を超過した場合の出力制御割当て>

- 指定ルール太陽光以外は年間出力制御日数(時間)を最大限活用。
- 年間上限に到達した以降の追加導入に起因した出力制御必要量(α)は、全て指定ルール太陽光へ割当てる。



太陽光出力制御見通しの算定結果

40

【指定ルール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 追加導入量	出力制御時間 (時間)	出力制御量 A (百万kWh)	発電電力量 B (百万kWh)	出力制御率 [A/B] (%)
+20万kW (合計130万kW)	273 (23日)	25	225	11
+40万kW (合計150万kW)	307 (26日)	58	450	13
+60万kW (合計170万kW)	358 (30日)	103	676	15

【出力制御見通し算定における留意事項】

- 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。
- 実際の運用では、各ルール事業者の公平な出力制御の実現に向けて取り組むものの、再エネや需要の変動・出水の増減等、不確実性を常に伴っているため、結果として完全に公平な出力制御を行うことは困難である旨、ご理解いただきたい。

(参考) 太陽光出力制御見通しの各年度算定結果

41

【指定ルール太陽光の出力制御見通し算定結果(実績ベース方式:各年度)】
(太陽光110万kW、風力59万kWを前提)

年度	指定ルール 追加導入量	出力制御時間 (時間)	出力制御量 A (百万kWh)	発電電力量 B (百万kWh)	出力制御率 [A/B] (%)
2013年度	+20万kW (合計130万kW)	231 (19日)	21	227	9%
	+40万kW (合計150万kW)	260 (22日)	50	453	11%
	+60万kW (合計170万kW)	295 (25日)	87	680	13%
2014年度	+20万kW (合計130万kW)	280 (23日)	26	224	12%
	+40万kW (合計150万kW)	323 (27日)	62	448	14%
	+60万kW (合計170万kW)	360 (30日)	105	672	16%
2015年度	+20万kW (合計130万kW)	308 (26日)	28	225	12%
	+40万kW (合計150万kW)	339 (28日)	63	449	14%
	+60万kW (合計170万kW)	420 (35日)	118	675	17%