



再生可能エネルギーの接続可能量の 算定結果について

平成26年12月16日
中国電力株式会社

1. 接続可能量算定のフロー

ステップ1

接続可能量算定の検討断面の設定(評価対象とする時点の決定)



ステップ2

検討断面における需要の設定



ステップ3

検討断面における出力の設定(一般水力, 原子力)



ステップ4

再エネの導入量に応じた出力の想定



ステップ5

現状制度における需給解析
(火力の抑制, 揚水運転, 30日間の再エネ出力抑制の反映等)



接続可能量



拡大方策のオプションの適用と対策量を検討



オプションを採用した場合の接続可能量の拡大

2. 前提条件

■ 第2回系統WGで示された「再生可能エネルギーの接続可能量の算定方法に関する基本的考え方について(案)」のとおり

	項目	小項目	考え方 (概要)
ステップ1	検討断面		1年間 (24時間×365日 = 8,760時間)
ステップ2	需要		2013年度発受電端需要実績に太陽光余剰契約の自家消費分を加算
ステップ3	供給 (ベース)	原子力	既設設備 (島根 1, 2, 3号), 利用率は, 震災前30年平均
		一般水力	震災前30年平均 (調整可能な水力は抑制・停止)
		地熱	該当なし
ステップ4	再エネ出力	風力	導入想定: ①接続可能量100万kW ②接続済+接続申込済47万kW 2013年度発電実績から導入想定量に比例倍
		太陽光	2013年度日射量実績から太陽光出力を想定し導入想定量に比例倍
		風力・太陽光の合成	晴天時: 風力・太陽光の合成値を月毎, 時間毎に分けて2σ値相当を算出 曇天・雨天時: 太陽光出力を月毎, 時間毎の平均出力を算出 ただしkWh制約検討時には日利用率を採用
		バイオマス・小水力	今後見込まれる量も含め100万kW
ステップ5	回避措置	火力	LFC2%確保, 潮流調整が必要な系統・BOG消費を考慮 供給力として必要のない域外の電発火力は受電ゼロ
		揚水	俣野川・南原 (30万kW) は5台/6台 (長期作業・計画外停止を考慮し, N-1とする), 新成羽川は全台考慮 最大電源脱落時に対応できる上池容量を確保
		再エネ 出力抑制	風力と太陽光を合成した再エネを複数のグループに分割し, 抑制必要量に相当する グループのみ抑制する最適化抑制を考慮
		取引の活用	拡大オプションとして連系線を一定量活用した場合の感度分析として試算

3. 接続可能量の具体的な算定方法(1)

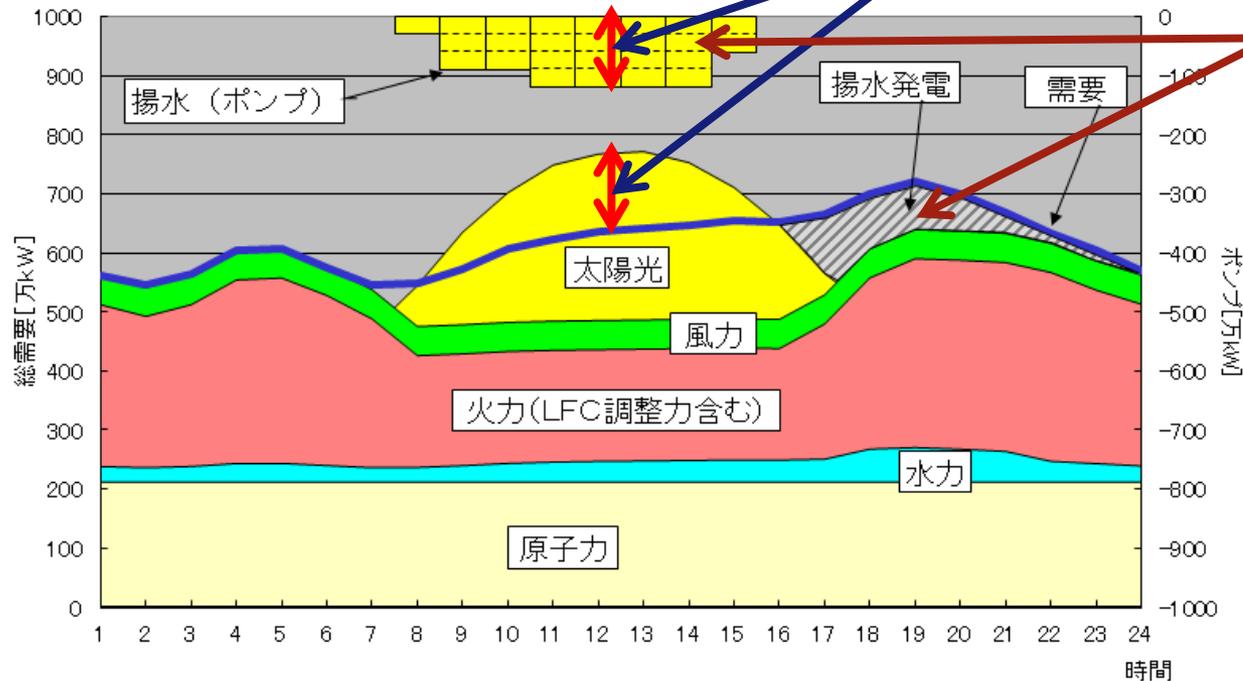
算定方法

- 1年間の需給バランスを作成し、再エネを導入した場合にkW制約およびkWh制約を確認(揚水動力は最大限活用)

【kW制約】 1時間毎に下げ代が確保できるか

【kWh制約】揚水発電所の上池容量の範囲内で運転可能か(週間運用も考慮)

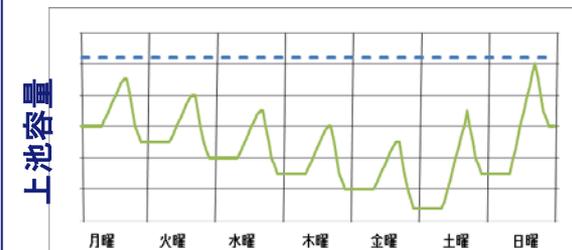
1日の需給バランス例



【kW制約】需要を上回る再エネ出力が揚水動力以下か

【kWh制約】揚水した上池の水を発電して下池へ降ろせるか

週間揚水イメージ



3. 接続可能量の具体的な算定方法(2)

- ① 以下を条件に火力発電機を想定
- 短周期変動対応として、LFC調整力を需要の2%確保
(ただし、大規模PVについては、継続的に確認する)
 - 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
 - 潮流調整が必要な場合、当該系統に接続する発電機を運転
 - 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
(並列火力は経済的なユニットを選定)
 - 生産に伴う副生ガスによる発電分は受電(共同火力)

② 太陽光導入量を仮に決定

③ kW制約およびkWh制約のどちらかが制約となった場合は、再エネの出力抑制必要量(kWおよびkWh)を1日単位で確認

最適化抑制を行わない場合

④ 太陽光導入量を増加させ、③で確認した再エネの出力抑制日数が30日になった時点の太陽光導入量が接続可能量となる

最適化抑制を行う場合

④ ③で確認した再エネの出力抑制必要量に応じてグループ毎に抑制

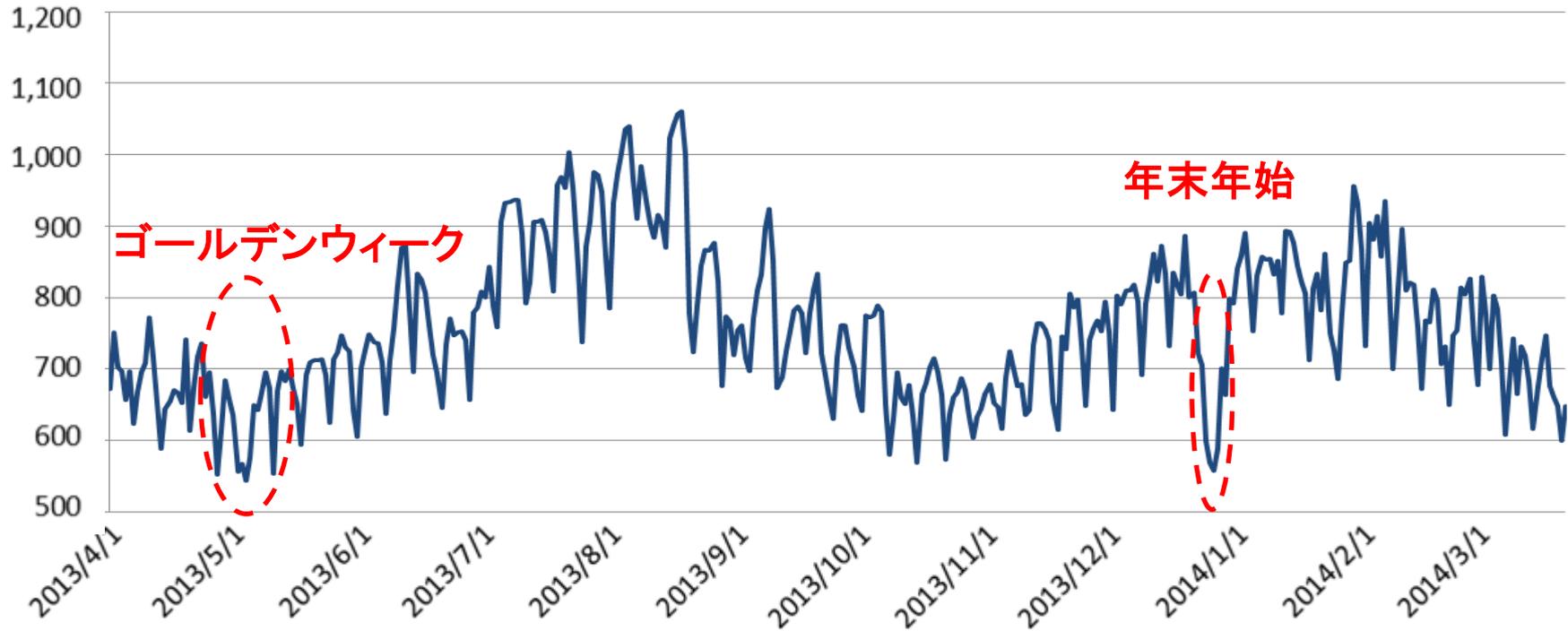
⑤ 太陽光導入量を増加させ、全グループの抑制日数が30日となった時点の太陽光導入量が接続可能量となる

4-1. 【ステップ1, 2】検討断面の設定と検討断面における需要設定

- 検討断面は、2013年度の8760時間(24時間×365日)を対象
- 需要は、自社需要実績に太陽光余剰契約の自家消費分を加算

【2013年度 13時需要(発受電端値, 自家消費電力反映後)】

(万kW)



4-2. 【ステップ3】 検討断面における出力設定(一般水力)

- 一般水力の出力は、平水(震災前過去30年間の平均水量)とする。なお、調整池式は、太陽光が発電する昼間帯において可能な限り出力を抑制

		一般水力 (万kW)	備考
最小需要日13時の供給力 (5月12日)※	流れ込み式	11.4	震災前過去30年間の平均水量 出水率:43.7%
	調整池式	19.7	灌漑・工業用水等の責任放流に 必要な最低限の出力値
	貯水池式	0	
合 計		31.1	
設備容量	流れ込み式	26.1	
	調整池式	73.4	
	貯水池式	1.5	
合 計		101.0	

※4月又は5月のGWを除く晴れた休日の13時需要(12~13時1時間平均)が最も小さい日

4-3. 【ステップ3】 検討断面における出力設定(原子力・地熱)

- 原子力の出力は、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たもの

	原子力 (万kW, %)	備考
供給力(万kW)	201.9	設備容量 × 利用率
設備容量(万kW)	265.3	島根1号(46.0) 島根2号(82.0) 島根3号(137.3)
利用率(%)	76.1	島根1号:1981年度～2010年度 島根2号:運開年度の1988年度～2010年度 島根3号:島根1・2号の利用率を採用

- 地熱の導入実績および申込実績なし

4-4. 【ステップ4】 検討断面における再エネ出力想定(風力)

■ 風力発電出力の想定

- 既設風力発電設備(特別高圧連系)の出力実績を基に, 設備容量に対する出力比率を算出
- 風力発電の導入想定量は, 以下の2パターン
 - ① 接続可能量: 100万kW
 - ② 接続見込み量: 47万kW(接続済30万kW+接続申込済17万kW)
- 導入想定量に出力比率を乗じて風力発電出力を想定

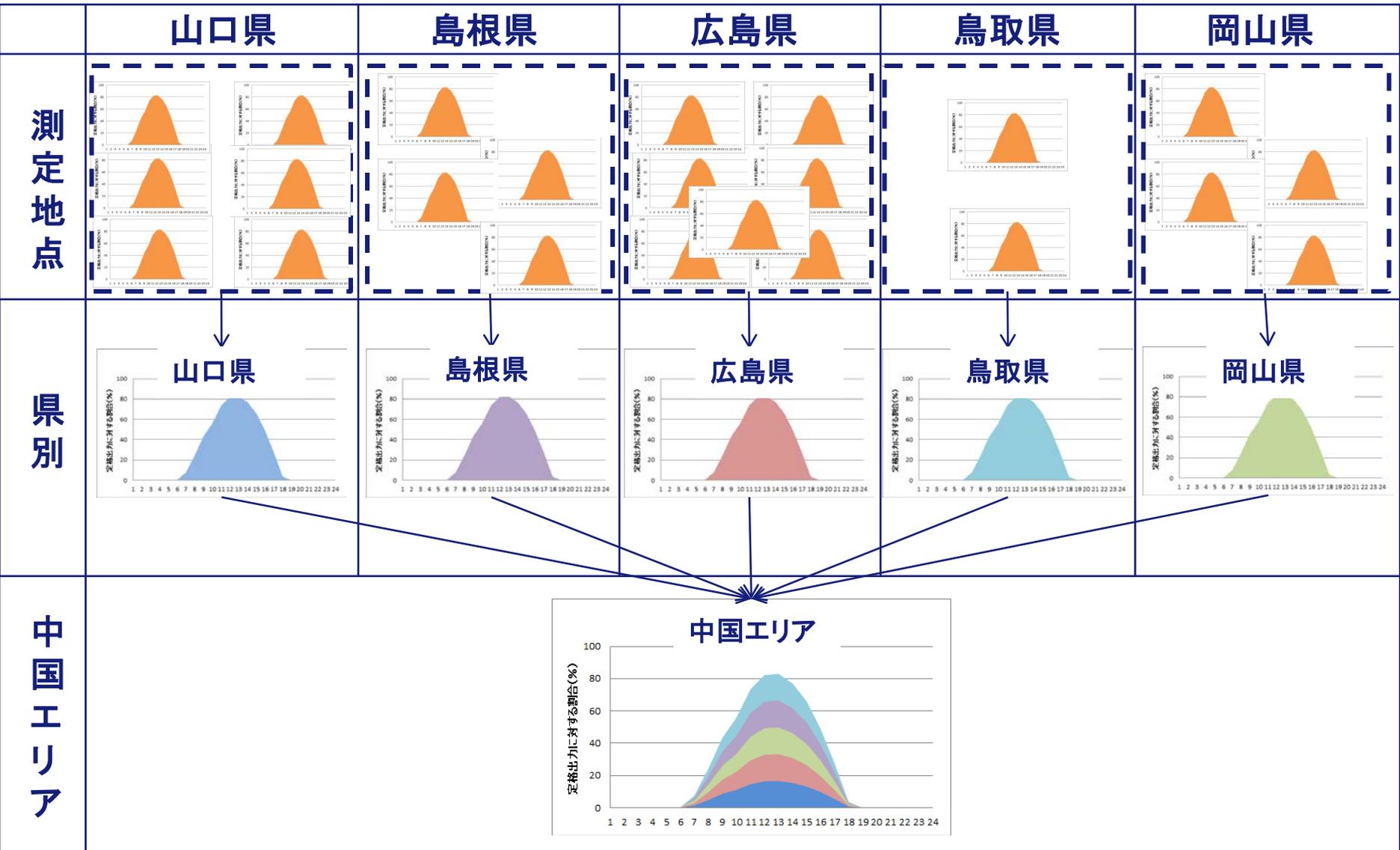
○ 出力データ評価

発電出力を計測している特別高圧連系, 2, 000kW以上の実績値を基に評価

データ	サンプル数	設備容量	採用期間
接続済風力	11箇所	28. 2万kW	2013年度

4-5. 【ステップ4】 検討断面における再エネ出力想定(太陽光)イメージ

■ 測定地点データおよび市町村別の導入実績から各県別と中国エリア全体の出力を想定



4-6. 【ステップ4】検討断面における再エネ出力想定(太陽光と風力の合成)

- 月単位で毎時間の太陽光と風力の合成出力から以下の2ケースについて想定
 - 2σ値相当(当該月の上から2番目の出力)
 - 平均値

<月単位の毎時間の太陽光・風力の出力算定方法(例)>

①各月の毎時間の太陽光と風力の発電出力を合成

太陽光【万kW】

	出力
1日	646.9
2日	
3日	
...	
31日	

+

風力【万kW】

	出力
1日	83.0
2日	
3日	
...	
31日	

=

合成【万kW】

	出力
1日	729.9
2日	
3日	
...	
31日	



値が大きい順に並べ替え

②各月の毎時間の合成出力の2σ値相当を算定

合成【万kW】

	出力
17日	1081.6
5日	1020.9
9日	972.1
...	
24日	181.0

5%

2σ値相当

95%

平均値

	出力
平均値	611.5

③各月の毎時間の合成出力の平均値を算定

4-7. 【ステップ4】 検討断面における再エネ出力想定(天候考慮)

■ ①晴天と②曇天・雨天の分け方

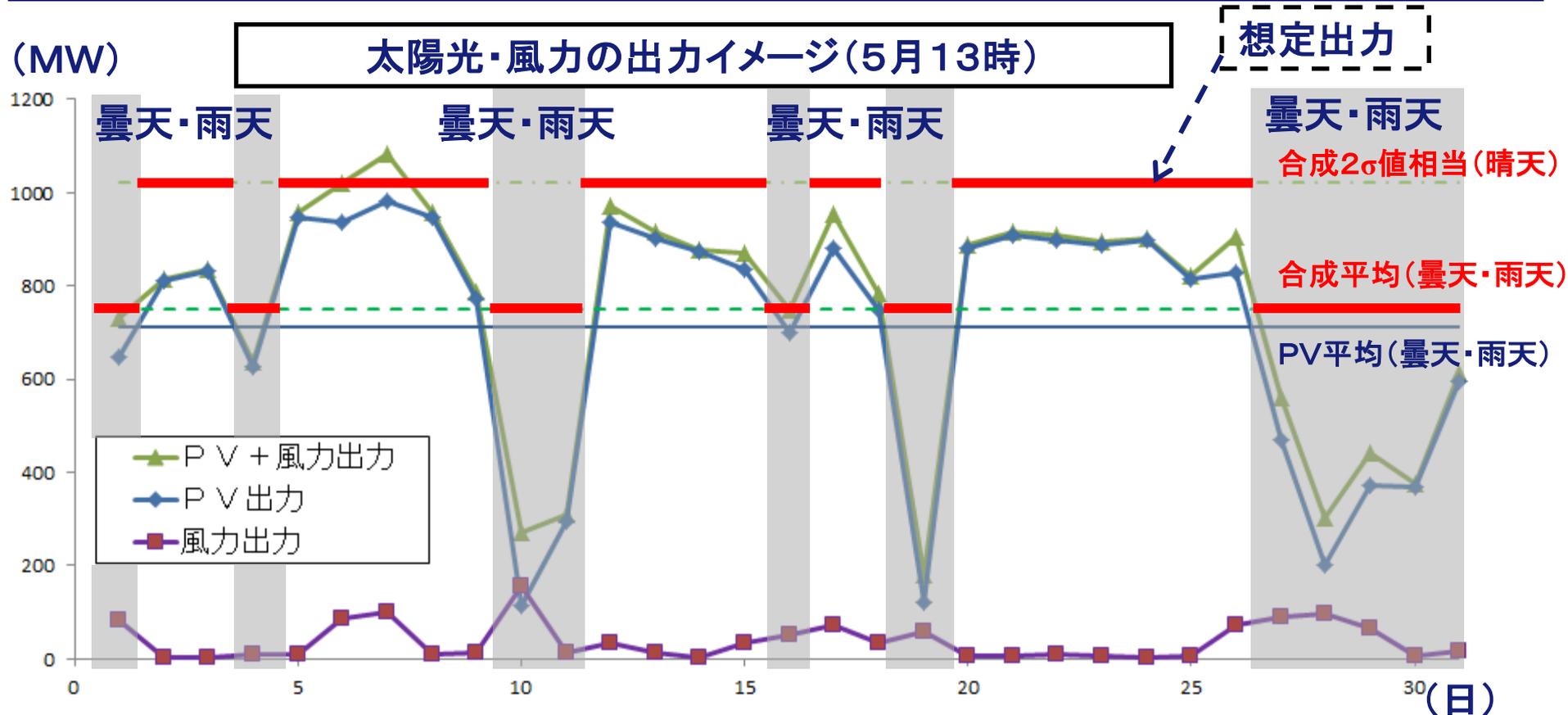
➤ 太陽光発電出力が、①月平均を上回っている場合を晴天

② " 下回っている場合を曇天・雨天 とする

■ 晴天, 曇天・雨天時の出力想定

再エネ発電出力・・・晴天 : 太陽光・風力の合成出力の 2σ 値相当

曇天・雨天 : 太陽光・風力の合成出力の月平均値



4-8. 【ステップ4】 検討断面における再エネ出力想定(バイオマス・小水力)

- 中国地方は、民有林が広範囲に分布しているという特徴があり、木材を比較的に利用しやすい環境から、FIT制度施行以降、バイオマス利用の関心が高まっており、バイオマス発電の申込みが増加しているため、接続見込量を小水力と合わせて100万kWと想定
- 設備利用率は、実績およびバイオマスの発電形態ごとの特徴を考慮し算定

	接続見込量(万kW)	設備利用率(%)	供給力(万kW)
バイオマス	97.1	52.5	51.0
小水力	2.9	55.2	1.6
合計	100.0	—	52.6

5-1. 【ステップ5】 回避措置(火力発電の抑制)(1)

■火力発電(自社・他社)については、再エネを含めた需給変動を調整する観点から、下記の内容を考慮し、安定供給に支障の無い範囲で、最低限必要な出力まで抑制(または停止)。

- LFC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
- 潮流調整が必要な場合、当該系統に接続する発電機を運転
- 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
(並列火力は経済的なユニットを選定)
- 生産に伴う副生ガスによる発電分は受電(共同火力)

その結果、再生可能エネルギーを抑制する日は、域外の電発火力およびIPP火力は停止状態(ただし、火力については、補修を未考慮)

最小需要日(5月12日)13時の火力出力を次ページに示す

なお、最小需要日とは、4月又は5月のGWを除く晴れた休日の13時需要(12～13時1時間平均)が最も小さい日

5-1. 【ステップ5】 回避措置(火力発電の抑制)(2)

自社火力設備仕様と最小需要日13時の火力出力

【単位:万kW】

発電所		自社火力			5月12日13時出力		
発電所		燃料種別	認可出力	最低出力	(参考)LFC最低	出力	備考
玉島	2	石油	35	10.5	12	0	—
	3		50	12.5	15	0	—
岩国	2		35	7	9	0	—
	3		50	9	12.5	0	—
下松	3		70	21	21	0	—
下関	2		40	8	10	0	—
水島	1※1	LNG (コンパクト)	28.5	16	16	20.1	LFC調整力(4.1)
柳井	1		12.5×6機※3	5.5×6機	8×6機	0	—
	2※1		19.8×4機※3	8×4機	12×4機	15.5×2機	LFC調整力 (3.5×2機)
水島	3	LNG (コンベンショナル)	34	10.5	14	0	—
玉島	1※2		35	10.5	12	0	—
三隅	1	石炭	100	30	30	32	最低+2※4
水島	2		15.6	6.3	6.3	0	—
新小野田	1		50	15	15	0	—
	2		50	15	15	15	最低
下関	1		17.5	9	9	0	—

※1 BOG消費のため運転が必要な発電機

※2 高需要期において潮流調整のため運転が必要な発電機

※3 柳井の認可出力は、1, 2系合計で140.0万kW

※4 グループ分けによる最適化抑制で生じる抑制分を調整

5-1. 【ステップ5】 回避措置(火力発電の抑制)(3)

他社火力設備仕様と最小需要日13時の火力出力

【電源開発火力】

【単位:万kW】

発電所		燃料種別	電源開発(株)火力			5月12日13時出力	
			認可出力	当社受電分	最低受電※	出力	備考
竹原	1	石炭	25	22.8	11.4	0	—
	3		70	65.3	31.1	31.1	最低
松島	1		50	23.4	11.3	0	—
	2		50	23.4	11.3	0	—
松浦	1		100	37.8	14.7	0	—
	2		100	37.7	12.6	0	—
橘湾	1		105	14.2	4.7	0	—
	2		105	14.2	4.7	0	—

※当該ユニットの最低出力運転時の当社受電分

【IPP火力】

【単位:万kW】

発電所		燃料種別	IPP火力		5月12日13時出力	
			最大受電	最低受電※	出力	備考
宇部興産	石炭	19.5	4	0	—	
三菱レイヨン		4	1.2	0	—	

※当該ユニットの最低出力運転時の当社受電分

【共同火力】

【単位:万kW】

発電所		燃料種別	共同火力		5月12日13時出力	
			最大受電	最低受電	出力	備考
福山	副生ガス/石油	40.2	10.9	10.9	副生ガス	
倉敷		29.2	1.8	1.8	副生ガス	

5-2. 【ステップ5】 回避措置(揚水式水力の活用)

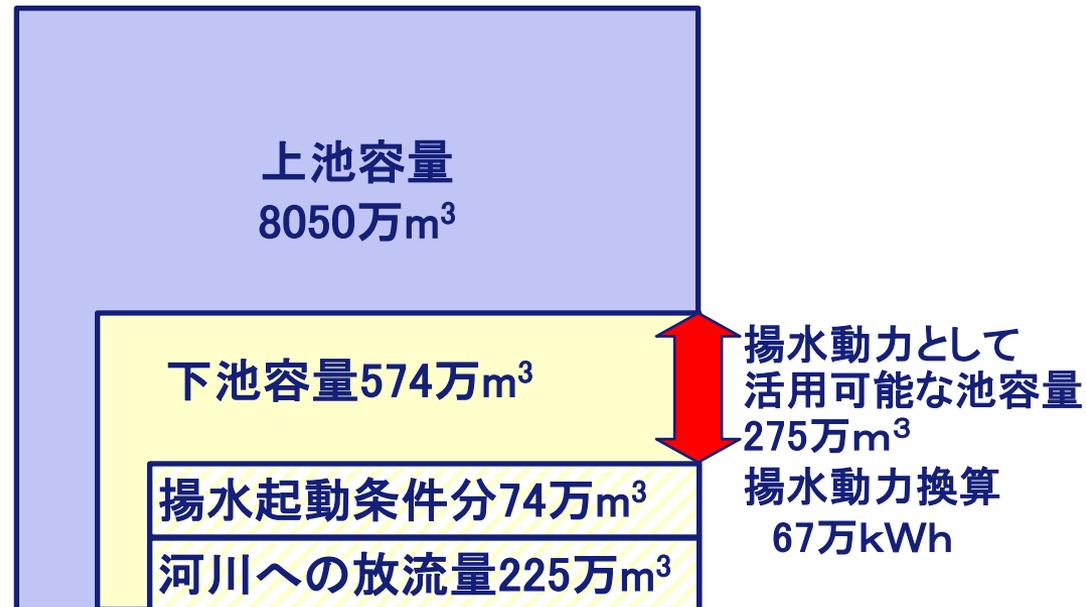
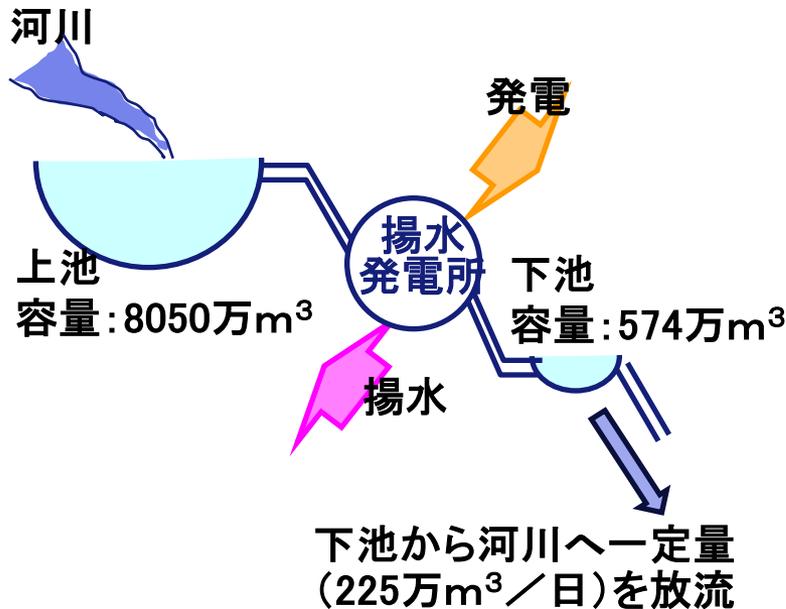
- 補修作業・計画外停止を考慮し、揚水機1台(30万kW)停止を前提
揚水動力を最大171万kW織込み(201万kW-30万kW)
- 揚水の活用にあたっては、以下の制約を考慮
 - 【kW制約】1時間毎に下げ代が確保できるか確認
 - 【kWh制約】揚水発電所の池容量の範囲内で運転可能か確認
 休日の揚水分のうち当日に発電できなかった分を平日に発電する週間運用を考慮
- 再エネの余剰分を揚水の活用で対応することにより、3割のロスが発生し、国民負担が増加

	設備仕様	備考
発電出力合計(万kW)	212	
揚水動力合計(万kW)	201	
揚水動力換算容量(万kWh)	1,687	俣野川 : 1,170万kWh ÷ 30万kW = 39h 南原 : 450万kWh ÷ 30万kW = 15h 新成羽川: 67万kWh ÷ 7万kW = 9h
設備仕様の内訳(万kW) (発電出力/揚水動力)	俣野川1G~4G(30/30) 南原1G~2G(31/30) 新成羽川1G(7.7/- (発電専用)), 2G~4G(7.6/7)	
	揚水稼働台数	
稼働台数/全台数	俣野川・南原: 5台/6台, 新成羽川: 3台/3台	

【参考1】回避措置(揚水式水力の活用) 新成羽川揚水発電所

- 新成羽川発電所は、混合揚水(自流分を含む揚水)であり、以下を考慮した運用が必要【運用にあたり考慮すべき事項】
 - 上池に比べて、下池の容量が極端に小さい
 - 灌漑・工業用水等の確保のため、一定量を河川へ放流することが必要
- 短時間であれば揚水動力として期待できるものの、下池容量の全量を揚水動力として期待することはできない
 - ⇒ 使用できる新成羽川揚水の池容量は、河川への放流分等を控除

【新成羽川揚水発電所の概要】



6-1. 風力接続量変化ケースの試算結果

- 風力想定値を①接続可能量, ②現在の接続見込量の2ケースについて, 500kW以上の風力・太陽光を30日の最適化抑制した場合の太陽光の接続可能量を試算
- 太陽光出力の高い昼間は, 風力出力が低い傾向にあるため, 両者の差は小さい
- 拡大オプションは風力100万kWを接続したケース①をベースケースとして試算

	風力想定値 (a)	
	①ベースケース 接続可能量(100万kW)	②接続見込ケース 接続見込量(47万kW)
太陽光接続可能量: (b) (万kW)	558	560
合成2σ値相当出力(万kW)	463 (太陽光:435, 風力:28)	450 (太陽光:437, 風力:13)
合成最大出力(万kW)	490 (太陽光:456, 風力:34)	474 (太陽光:458, 風力:16)
昼間最低需要: (c) (万kW)	554	554
(a) / (c) (%)	18.1	8.5
(b) / (c) (%)	100.7	101.1

【検討断面】4月又は5月のGWを除く晴れた休日の13時需要(12~13時1時間平均)が最も小さい日(5月12日)

6-2. 太陽光・風力合計の発電電力量の試算結果

- 風力想定値を①接続可能量, ②現在の接続見込量の2ケースについて, 2013年度実績利用率により, 太陽光と風力の合計発電電力量を想定

【500kW未満太陽光】

発電電力量 = 接続可能量(または接続見込量) × 年間利用率 × 8760時間

【500kW以上太陽光, 風力】

発電電力量 = 接続可能量(または接続見込量) × 年間利用率 × $\frac{365日 - 30日}{365日}$ × 8760時間

30日抑制を考慮

		風力想定値	
		①ベースケース 接続可能量(100万kW)	②接続見込ケース 接続見込量(47万kW)
太陽光	年間利用率 (%) 2013年度実績	14.2	14.2
	発電電力量 (億kWh)	66.05	66.28
風力	年間利用率 (%) 2013年度実績	15.8	15.8
	発電電力量 (億kWh)	12.70	5.97
合計	発電電力量 (億kWh)	78.75	72.25

7-1. 昼間最小需要日※1の需給バランス

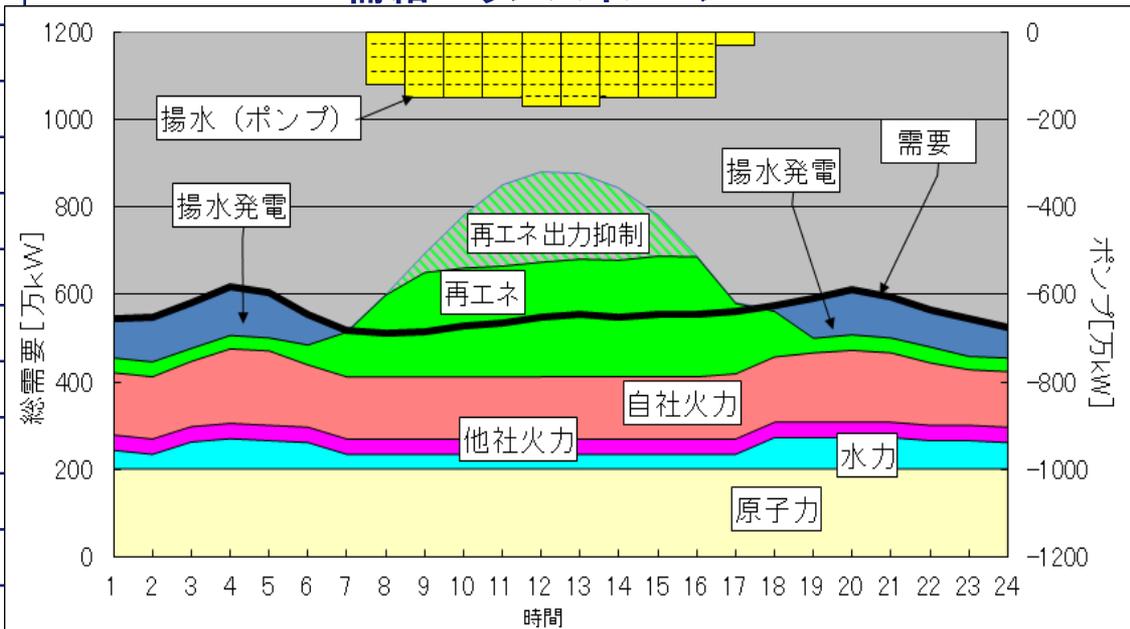
※1 4月又は5月のGWを除く晴れた休日の13時需要(12~13時1時間平均)が最も小さい日(5月12日)

【ベースケース(風力:接続可能量100万kW)の需給バランス】

		出力(万kW)	
		13時	20時
自社火力	石油	0	0
	LNG	51	52
	石炭	47	60
	計	98	112
他社火力	地内電発	31	31
	域外電発	0	0
	共同火力	13	13
	IPP	0	0
	計	44	44
再エネ	合成2σ値相当	463	35
	(太陽光)	(435)	(0)
	(風力)	(28)	(35)
	一般水力	31	70
	地熱	0	0
	バイオマス	51	51
	小水力	2	2
	計	547	158

	出力(万kW)	
	13時	20時
自家発	0	0
原子力	202	202
揚水	▲171	96
再エネ抑制※2	▲166	0
合計	554	612

※2 グループ分けによる最適化抑制をした場合の再エネ抑制量
需給バランスイメージ



7-2. 昼間最小需要日※の火力電源構成

※1 4月又は5月のGWを除く晴れた休日の13時需要(12~13時1時間平均)が最も小さい日(5月12日)

【ベースケース(風力:接続可能量100万kW)の火力電源構成】

【単位:万kW】

発電所		自社火力				出力	
		燃料種別	認可出力	最低出力	(参考)LFC最低	13時	20時
水島	1※1	LNG (コンバインド)	28.5	16	16	20.1	20.1
柳井	2※1		19.8×4機	8×4機	12×4機	15.5×2機	16.1×2機
三隅	1	石炭	100	30	30	32※3	30
新小野田	1		50	15	15	0	15
	2		50	15	15	15	15

※1 BOG消費のため運転が必要な発電機

※2 高需要期において潮流調整のため運転が必要な発電機

※3 グループ分けによる最適化抑制で生じる抑制分を調整

【単位:万kW】

発電所		電源開発(株)火力				出力	
		燃料種別	認可出力	当社受電分	最低出力	13時	20時
竹原	3	石炭	70	65.3	31.1	31.1	31.1

【単位:万kW】

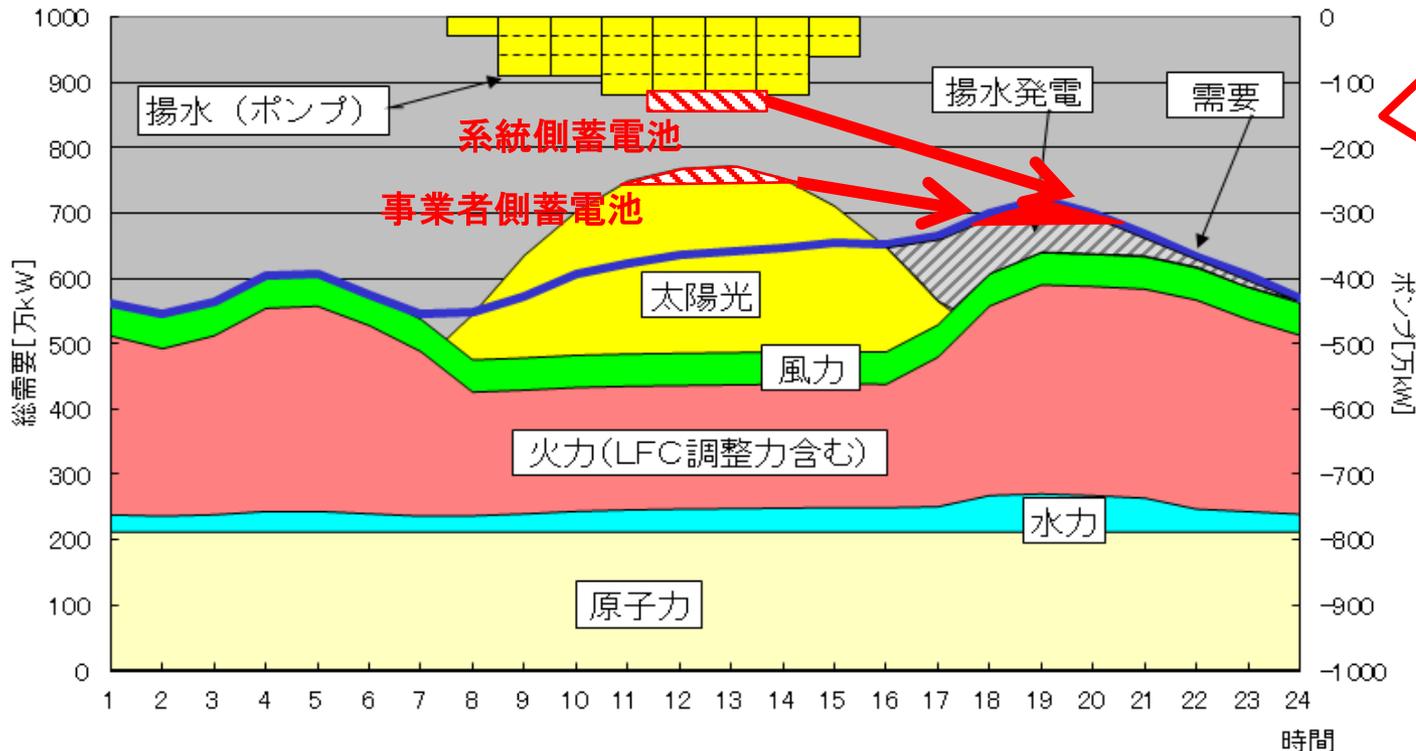
発電所		共同火力			出力	
		燃料種別	最大受電	最低受電	13時	20時
福山	副生ガス/石油	40.2	10.9	10.9	10.9	
倉敷		29.2	1.8	1.8	1.8	

8-1. 拡大オプション(蓄電池活用)の検討方法

■蓄電池を昼間に充電し、夜間に放電するとして、以下のケースを検討

- 蓄電池種別 : リチウムイオン電池, 効率90%
- 蓄電池容量 : 太陽光1kWあたり①1kWh, ②5kWh の2ケース
- 設置場所 : 現状承諾分以降の事業者側または系統側
- 出力抑制

事業者に蓄電池を導入した場合: 蓄電池設置した太陽光事業者は出力抑制なし
 系統側に蓄電池を導入した場合: 500kW以上全事業者の30日抑制



昼間の再エネによる余剰電力を蓄電池に充電し、夜間に放電する。

8-2. 拡大オプション(蓄電池活用)の試算結果

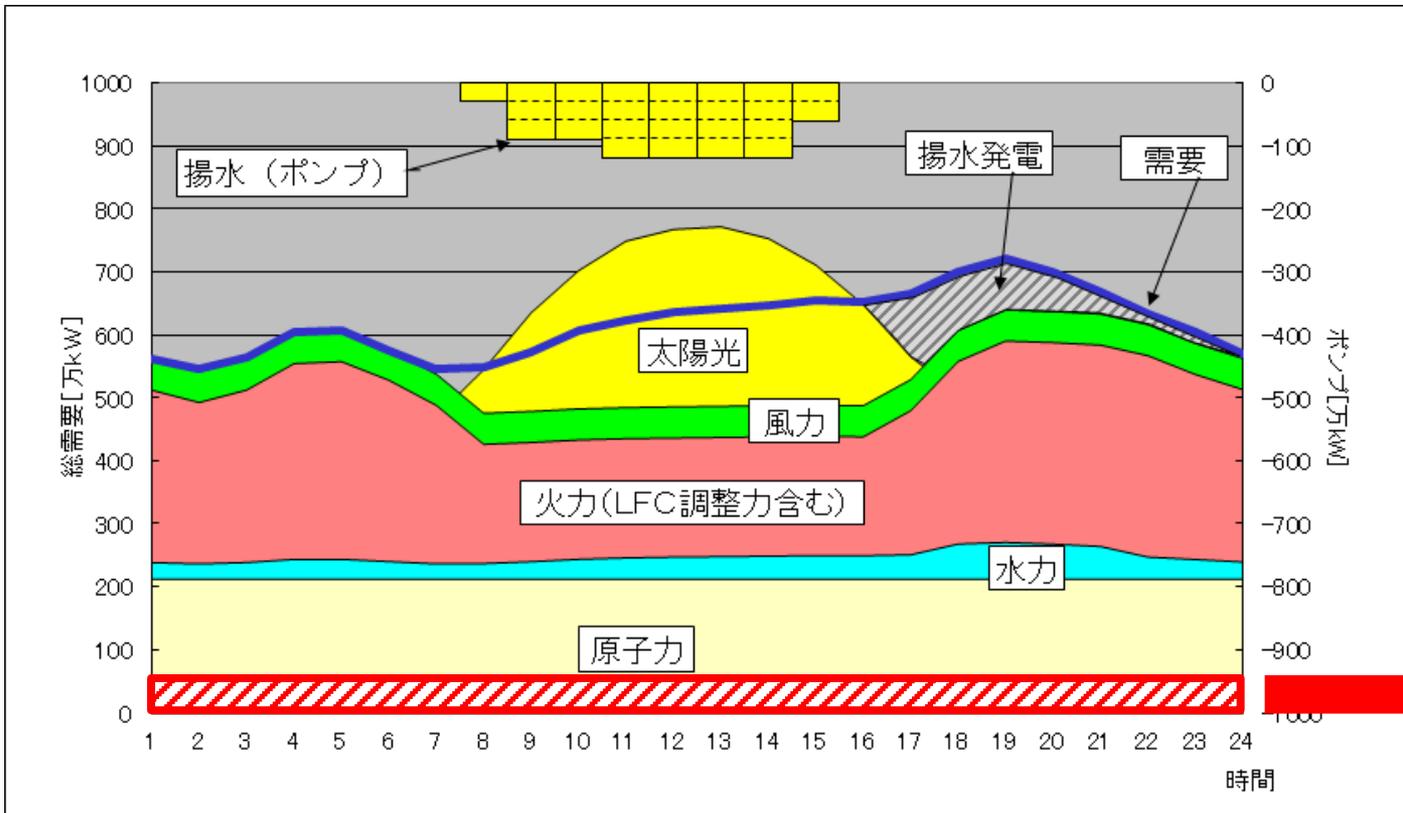
■現状承諾分以降の再生可能エネルギーに対し、蓄電池を導入した場合の太陽光接続可能量を試算

設置場所	蓄電池容量(kWh) (太陽光1kWあたり)	接続可能量 (万kW)	年間充放電ロス (万kWh)	蓄電池容量 (万kWh)
ベースケース(現行制度)		558	—	—
事業者側	1	611(+ 53)	7, 629	209
	5	829(+271)	38, 032	2, 135
系統側	5	1, 000以上 (+442以上)	30, 658以上	2, 990以上

8-3. 拡大オプション(連系線活用)の試算結果

- 地域外へ20万kWを24時間の一定で送電した場合の感度分析として試算
- 現時点では、接続申込済を含めた太陽光の導入量が接続可能量を超過しておらず、自エリアで余剰電力を吸収することが可能なため拡大オプションと位置づけ

	接続可能量(万kW)	備考
ベースケース(現行制度)	558	500kW以上は出力抑制30日
連系線の活用	579(+21)	



連系線により
地域外へ送電



9. 太陽光接続可能量の試算結果

- 現行制度における太陽光接続可能量をベースケースとし、拡大オプションを適用した場合の太陽光接続可能量の試算結果
- 風力は接続可能量100万kW、バイオマス・小水力は接続見込量100万kWを前提

		接続可能量 (万kW)	出力抑制※1の前提条件					
			現状承諾分※2		現状承諾分以降			
			500kW以上	500kW未満	500kW以上	500kW未満		
ベースケース(現行制度)		558	30日	なし	30日	なし		
拡大オプション	出力抑制	60日			582(+ 24)		60日	
		時間単位			622(+ 64)		太陽光:360時間 風力:720時間	
		全ての規模の太陽光			576(+ 18)	30日		
	613(+ 55)				なし(蓄電池設置)			
	蓄電池活用	1kWh/1kWを事業者側に設置			611(+ 53)	なし	30日	なし
		5kWh/1kWを事業者側に設置			829(+271)			
		5kWh/1kWを系統側に設置			1,000以上		30日	なし
連系線活用(20万kW)		579(+ 21)						
(参考)抑制なし		299			なし			

※1:出力抑制は、グループ化による最適化抑制

※2:現状承諾分:402万kW(H26年12月末時点における接続申込量+接続量の想定値)

【参考2】 バイオマス追加ケースの試算結果

- バイオマスを10万kW追加導入した場合の太陽光接続可能量を試算
- バイオマスの種類によって利用率は異なると想定されるため、第7回新エネルギー小委員会(H26.12.2)において、バイオマスの優先給電ルール見直しが議論されたことを踏まえ、以下のとおり3類型に区分して試算
 - ① 優先給電ルールに配慮が必要 : 利用率 80%
 - ② 一定の制約はあるが、調整電源として活用可能 : 利用率 50%
 - ③ 実質的に火力発電と同様の特徴 : 利用率 停止

	接続可能量 (万kW)	再エネ発電量 の増減量(万kWh)	備考
ベースケース	558	—	
バイオマス 10万kW追加	554(▲4)	+33,226	①3. 3万kW: 利用率80% ②3. 3万kW: 利用率50% ③3. 3万kW: 停止

【参考3】過去の需要実績に基づく出力抑制の試算結果

■下記の前提において出力抑制が何日となるか試算

- 需要:2011～2013年度の実績値
- 風力:2011～2013年度の実績値を接続可能量100万kWに比例倍
- 太陽光:2011～2013年度の想定値をベースケース558万kWに比例倍
- 上記以外は、ベースケース(現行制度)の試算と同様

■抑制量は、合成した風力と太陽光の出力比率で按分

年度	出力抑制延べ日数(日)	最適化抑制日数(日)	広島県の晴天日数(日)	年間抑制量(万kWh)			年間抑制率(%)※1		
				太陽光	風力	合計	太陽光	風力	合計
2011	51	10	181	4,995	161	5,156	0.8	0.1	0.7
2012	74	14	229	7,457	298	7,755	1.1	0.2	0.9
2013	77	17	211	10,815	421	11,236	1.5	0.3	1.3

$$\text{※1 年間抑制率} = \frac{\text{年間抑制量}}{\text{年間発電量} + \text{年間抑制量}} \times 100$$