

九州本土における再生可能エネルギー発電設備の 出力抑制の検証結果

～2019年4月12日抑制分 九州電力～

2019年5月29日
電力広域的運営推進機関

1. はじめに
2. 検証方法
3. 九州電力が公表した抑制実績
4. 下げ調整力不足時の対応順序
5. 需給状況
 - (1) エリア需要等・エリア供給力
 - (2) エリア需要想定
 - (3) 太陽光の出力想定
 - (4) 風力の出力想定
6. 優先給電ルールに基づく抑制、調整
 - (1) 電源Ⅰ・Ⅱ火力
 - (2) 揚水発電機の揚水運転 他
 - (3) 電源Ⅲ火力
 - (4) 長周期広域周波数調整
 - (5) バイオマス専焼電源
 - (6) 地域資源バイオマス

7. 再エネの出力抑制を行う
必要性と抑制必要量
8. 総合判定
9. 検証結果

(別紙1) 翌日需給バランスの詳細

- (参考1) 当日の需給実績
- (参考2) 九州電力の再エネ出力抑制量の低減のための取り組み
- (参考3) 当日の需給実績(詳細)
- (参考4) エリア需要等・エリア供給力
(当日計画見直し)
- (参考5) 電源Ⅲ(電制電源除く)の出力抑制に関する調整状況
- (参考6) 計画から需要と再エネ出力が大幅に変動した場合の運用実態

1. はじめに

九州電力は、2019年4月12日に、九州エリア(本土)において再生可能エネルギー発電設備(以下、「再エネ」という。)の出力抑制を実施した。

本機関は、業務規程第180条に基づき、九州電力から送配電等業務指針(以下、「業務指針」という。)第183条に定める事項の説明を受け、これを裏付ける資料を受領したうえで、九州電力の出力抑制が法令および指針に照らして適切であったか否かを確認および検証したので、その結果を公表する。

本機関は、法令および指針から、以下の項目について確認し、九州電力の抑制指令が適切であったかの検証を行った。

- ① 再エネ(※1)の出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況
- ② 優先給電ルールに基づく抑制・調整(下げ調整力(※2)確保)の具体的内容
- ③ 再エネ(※1)の出力抑制を行う必要性

(※1)本検証資料でいう「再エネ」とは、自然変動電源(太陽光・風力)、および指令による出力抑制を行ったバイオマス電源をいう。

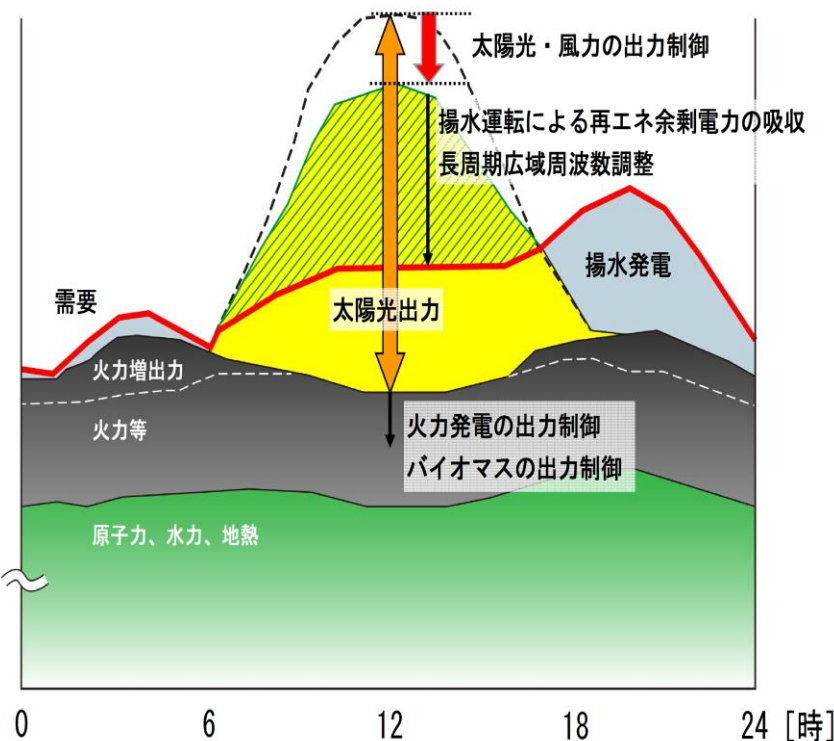
(※2)下げ調整力とは、火力電源などにおいて、出力を下げるこができる余地をいう。自然変動電源は、短時間に出力が上下するため、対応して火力電源等の出力調整を行うことが必要となる。このような調整のうち、電源の出力を下げる調整を行うことのできる範囲を、一般的に「下げ調整力」という。

- 検証の対象は、業務指針第183条第1号より、「再エネの出力抑制の指令を行った時点」。
- 出力抑制は、再エネ特別措置法施行規則第14条第1項第8号イより、原則として抑制を行う前日までに指示を行うこととなっている。

2. 検証方法(2)

本機関は、以下の流れで再エネ出力抑制の適切性の検証を行った。

需要バランスのイメージ図



エリア需要想定

太陽光・風力の出力想定

火力電源等の出力抑制

揚水発電機の揚水運転

連系線の活用

再エネの出力抑制

①需給状況

②優先給電
ルールに
基づく抑制、
調整(下げ
調整力確保)

③必要性

3. 九州電力が公表した抑制実績

九州電力は、4月12日について、下げ調整力不足が発生することを想定したため、再エネ事業者に対し、出力抑制を指令した。

供給区域	九州エリア(本土)
指令日時	4月11日(木) 16時
抑制実施日	4月12日(金)
抑制指令量	152.3万kW
抑制時間	8～16時
九州電力 公表サイト	九州本土の出力制御指示内容を参照

4. 下げ調整力不足時の対応順序

九州電力は、業務指針に基づいて必要な出力抑制を実施した。

○下げ調整力不足時の対応順序

業務指針第173条による

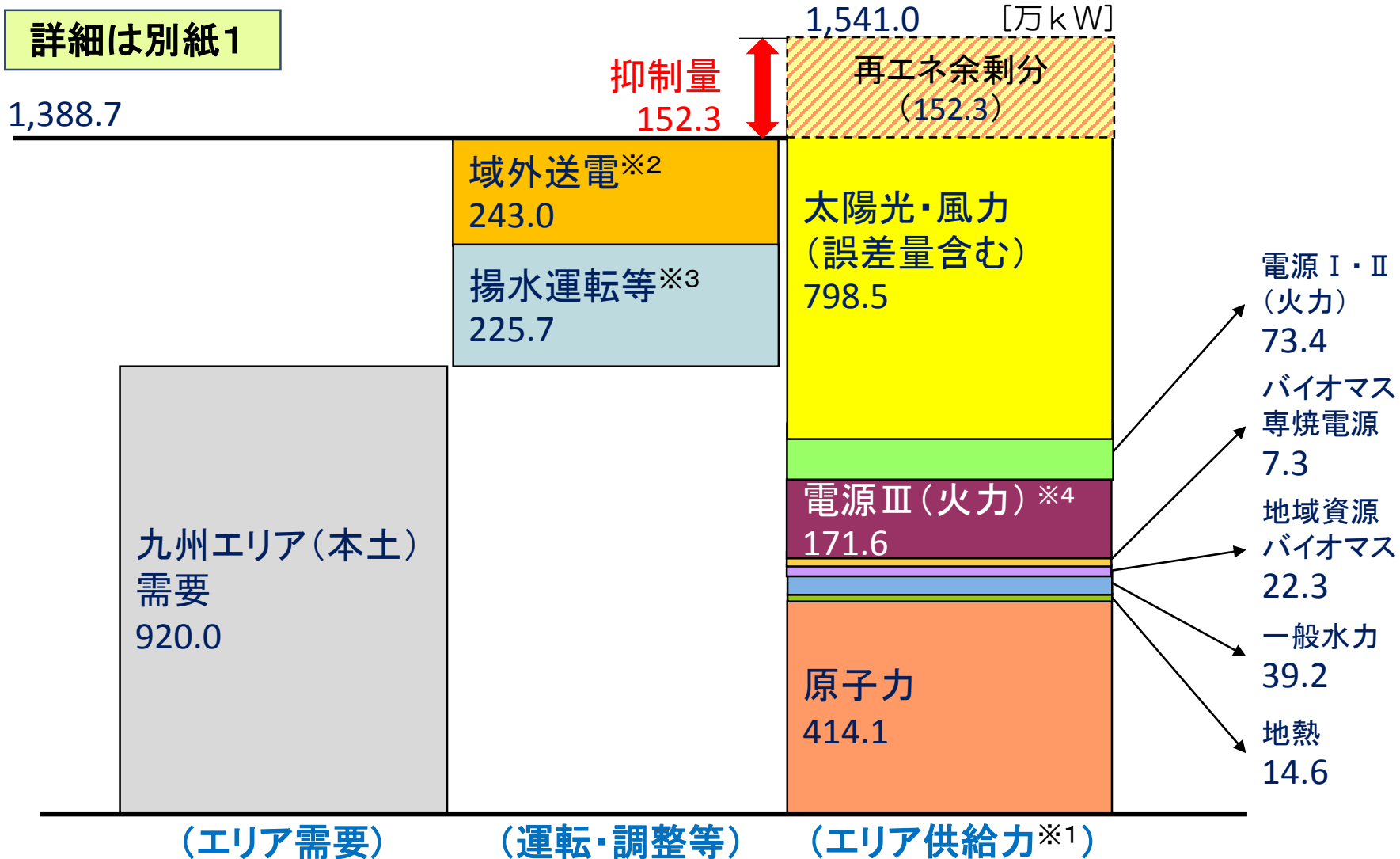
- ・ 電源Ⅰ（一般送配電事業者が調整力として予め確保した発電機および揚水発電機）の出力抑制および揚水運転
- ・ 電源Ⅱ（一般送配電事業者からオンラインで調整ができる発電機および揚水発電機）の出力抑制および揚水運転

の措置を講じても下げ調整力が不足または不足するおそれがあると判断した場合に、同指針第174条により、以下①から⑦の順で電源Ⅲ抑制等の措置を講じる。

- ① 一般送配電事業者からオンラインで調整できない火力電源等および揚水発電機の出力抑制および揚水運転
- ② 長周期広域周波数調整
- ③ バイオマスの専焼電源の出力抑制
- ④ 地域資源バイオマス電源（地域に賦存する資源を活用する発電設備）の出力抑制
- ⑤ 自然変動電源の出力抑制
- ⑥ 業務規程第111条に定める本機関の指示に基づく措置
- ⑦ 長期固定電源の出力抑制

5. 需給状況(1)エリア需要等・エリア供給力

4月12日(金)12時00分～12時30分(出力抑制指令計画時の下げ調整力最小時刻)



※1 : 優先給電ルールに基づく出力抑制後のエリア供給力。

※2 : 中国九州間連系線(関門連系線)の運用容量相当。

※3 : 大容量蓄電池の充電を含む。 ※4 : バイオマス混焼電源を含む。

5. 需給状況(2)エリア需要想定①

九州電力は、エリア需要を、過去の需要実績、および気温実績、ならびに最新の気象データ(気象予測)に基づき、想定した。

① 過去の類似日検索
(下げ調整力最小時刻の実績抽出)

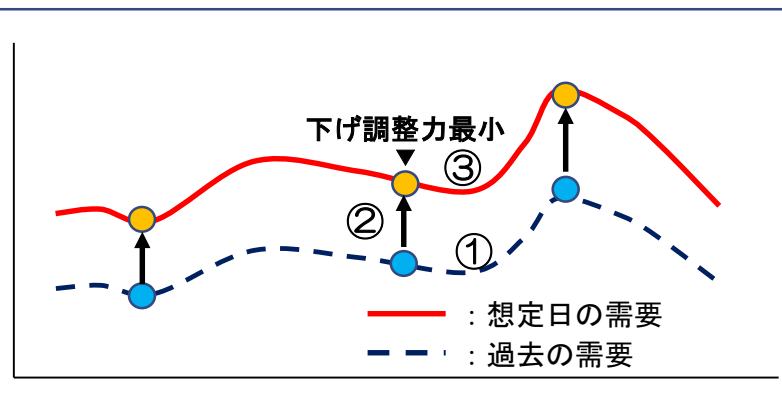
翌日の気象データ(天候・天気図・気温)を基に過去の類似日を検索。

② 気温補正

福岡、熊本、鹿児島の翌日気温予想の加重平均と①の気温実績との気温差を算出し、気温感応度から①の需要実績を補正する。

③ 下げ調整力最小時刻の需要想定
(24時間の需要想定)

需要想定イメージ図



5. 需給状況(2)エリア需要想定②

(気温感応度グラフの説明)

- ・エリア需要は、過去の需要実績と最新の気象予測に基づき想定。
- ・最新の気象予測と類似する過去の需要実績がない場合は、気温などの実績データを基に気温感応度による補正を行い想定。

【気温感応度グラフィメージ】



5. 需給状況(2)エリア需要想定③

項目	エリア需要 [万kW]	想定根拠
過去の需要実績①	918.0	<ul style="list-style-type: none"> 天候、天気図、気温のデータベースから類似の過去実績を選定 (2019年3月27日(水)、気温: 13.2°C、天候: 晴)
気温補正量②	2.0	<ul style="list-style-type: none"> 2019年4月12日(金)9時、想定気温: 13.1°C、天候: 晴 気温感応度: ▲20.0万kW/°C (p10参照) $(13.1°C - 13.2°C) \times (-20.0万kW/°C) = 2.0万kW$
需要想定値(③=①+②)	920.0	需要想定 of 誤差は、p25 of 想定誤差量に織り込み済

最新の気象予測モデルを使用した日射量想定(前日10時の日射量想定値)、過去の実績を基にした電圧別の出力換算係数、および最新の発電設備容量を基に、地点毎に算出した合計値を、九州エリア(本土)の出力として想定した。



日射量予測(気象会社データ)

前日10時の日射量データを、九州内で分割したエリア単位で受信。

- (※1) 気象会社から前日10時に提供された、抑制当日の分割したエリア単位の日射量予測値(30分値)。
- (※2) 太陽光発電設備の過去の発電出力と日射量との関係から、電圧別に①～④区分に細分化した月別の出力換算係数。
- (※3) 制御指令時点の電圧別(①～④区分)、エリア別に細分化した太陽光発電設備容量。
- (※4) サンプル(PV出力、自家消費量、余剰電力)と低圧余剰の月間電力量(kWh)から月間の自家消費電力量(kWh)を求め、昼間帯における平均出力(kW)を算出。

(地点1～47の出力の合計) (※4)
- (地点1～47の④の自家消費量の合計)

九州エリア(本土)太陽光出力想定値

- (凡例) ①: 特高、②: 高压
- ③: 低压10kW以上、④: 低压10kW未満

5. 需給状況(3)太陽光の出力想定②

九州エリア(本土)の太陽光発電出力想定値は以下のとおり。

電圧・出力	特高	高圧	低圧		単位
			10kW 以上	10kW 未満	
日射量予測値①	地点毎・区分毎の予測値：2.19～3.16				MJ/m ²
出力換算係数②	0.282	0.275	0.252	0.217	kWh/MJ / m ² /kW
想定出力(※1) ①×②×設備量	95.0	242.6	180.9	102.0	万kW
想定自家消費量(※2)	—	—	—	▲14.0	万kW
想定出力合計	606.5				万kW

(※1) 地点1～47の合計。

(※2) 地点1～47の低圧10kW未満の実績データを基に、昼間帯の想定自家消費量を算出。

5. 需給状況(4)風力の出力想定①

風力発電は、風速予測値を基に出力を想定した。

特高出力は、発電所地点周辺の風速予測データと発電所毎のパワーカーブを基に、各発電所単位で想定した。

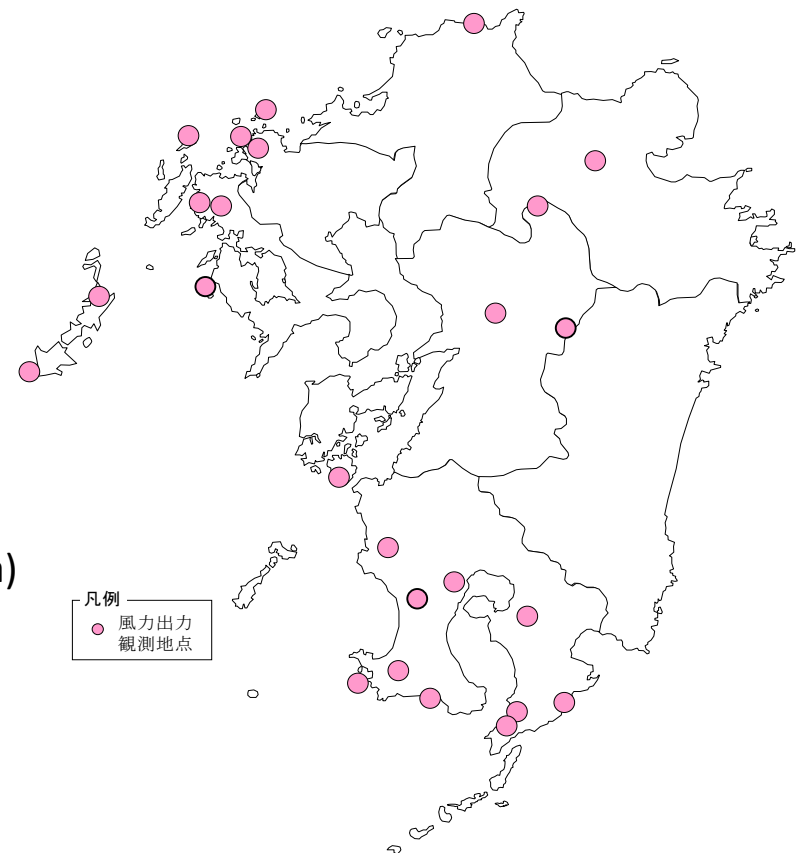
高圧出力は、特高の想定出力合計を設備量比率で按分して算出した。

[参考:九州の風力発電所]

[万kW]			
	特高	高圧	合計
設備量	44.4	6.1	50.5
想定出力合計(※)	10.5	1.5	12.0

(※) 特高:各発電所の想定出力の合計 = 10.5 ……(a)

高圧: (a) × (高圧の設備量 / 特高の設備量)
 $= 10.5 \times (6.1 / 44.4) = 1.5$



5. 需給状況(4)風力の出力想定②

〔特高風力出力(1基あたり)〕

$$= Ax^3 + Bx^2 + Cx + D$$

x : 風速予測値(m/s)(※1)

A、B、C、D : 出力換算係数(※2)

- (※1) 気象会社から前日(もしくは抑制当日)に提供された、抑制当日の該当エリアの風速予測値(1時間値)。
 (※2) 風車固有のパワーカーブより、風速と出力の関係を示す計算式を導いて算定。



(例) 風車のパワーカーブ

- ・カットアウト: 風車が受けることができる最大風速
- ・カットイン: 風車が発電を開始する風速
- ・定格風速: 風車が定格で発電する最低風速

(余 白)

電源 I・II の火力発電所は、点灯需要帯(太陽光出力なし)の供給力を確保しつつ、九州電力が公表している「給電運用基準－需給運用ルール 第3章 平常時の需給運用」の規定に基づき、LFC(※1)調整力2%を確保したうえで、最低出力運転又は停止することとした。

※1 負荷周波数制御(Load Frequency Control)のこと。電力系統の周波数維持を目的として、数分から数十分程度までの需要の短時間の変動を対象とした制御をいう。

〔火力機の運転範囲〕

○下げ調整力不足時における電源 I・II 火力の対応

①石油火力は全台停止

②石炭火力

1台運転とする。(夜間に向けて供給力確保のため。)

可能な限り毎日起動停止(DSS: Daily Start Stop)で対応する。

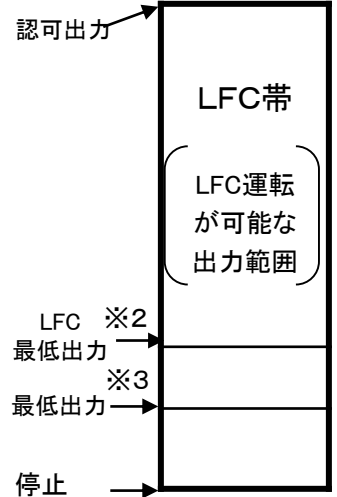
LFC調整力は、LNGで確保することから、最低出力とする。

③LNG火力

負荷追従性に優れているため、LFC調整力(2%)を確保したうえで、BOG(Boil Off Gas)消費や補助蒸気確保に最低限必要な発電機のみを最低出力運転とし残りは停止する。具体的には以下のとおりとする。

- ・新大分発電所は、1号系列×6台、2号系列×4台、3号系列×4台の合計14台の発電機のうち、各系列において補助蒸気確保に必要な発電機のみ確保し、それ以外は停止する。

- ・1号系列、2号系列は、それぞれ1台を残しLFC最低出力運転
- ・3号系列でLFC調整力2%を確保



※2 負荷変動に対して、ボイラーやタービンが安定して追従(動的運転)できる出力範囲の下限

※3 出力一定運転を前提として、ボイラーやタービンが安定的に運転を維持(静的運転)できる出力範囲の下限

LFC調整力2%を、新大分発電所の合計14台の発電機の中の1台で確保した上で、その他の発電所は最低出力運転又は停止することとした。

LFC調整力2%確保の発電所

[万kW]

電源 I・II 火力 発電所		最低出力 ①	前日計画 ②	差異 (②-①)	理由 (差異がゼロでない場合)
石炭 ※1	松浦	9.3	9.3	0.0	
	苓北	0.0	0.0	0.0	
	苅田	0.0	0.0	0.0	
LNG	新小倉	8.7	8.7	0.0	
	新大分 (コンバント) ※2	55.4	55.4	0.0	

※1 石炭火力: 1台運転(夜間に向けて供給力確保のため。可能な限りDSSで対応)

※2 新大分LNG: 1号系列、2号系列は、1台を残しLFC最低出力運転、3号系列のうち1台でLFC調整力2%を確保

6. 優先給電ルールに基づく抑制、調整(2)揚水発電機の揚水運転 他19

揚水発電機の揚水運転は、当日の出力抑制時間帯において揚水動力により上池にくみ上げることで、余剰電力を最大限吸収することとした。

[万kW]

揚水発電所		揚水動力 ①	前日計画 ②	差異 (②-①)	理由 (差異がゼロでない場合)
大平	1	▲26.1	▲26.1	0.0	
	2	▲26.1	▲26.1	0.0	
天山	1	▲32.5	▲32.5	0.0	
	2	▲32.5	0.0	32.5	オーバーホールで停止中(~4/23)
小丸川	1	▲34.0	▲34.0	0.0	
	2	▲34.0	▲34.0	0.0	
	3	▲34.0	▲34.0	0.0	
	4	▲34.0	▲34.0	0.0	
合計		▲253.2	▲220.7	32.5	

九州(豊前)の大容量蓄電池の主目的は太陽光発電等の充電であるため、当日の出力抑制時間帯において、余剰電力を最大限充電することとした。

[万kW]

大容量蓄電池	充電最大電力 ①	前日計画 ②	差異 (②-①)	理由 (差異がゼロでない場合)
豊前蓄電池変電所	▲5.0	▲5.0	0.0	



電源Ⅲ(バイオマス混焼電源を含む)の火力発電所を、最低出力(※)まで抑制することとした。

(※)九州電力と各発電契約者との間で運用に関する覚書または申合書を締結した最低出力。

[万kW]

電源Ⅲ火力 発電所		最低出力 ①[出力率%]	前日計画 ②	差異 (②-①)	理由 (差異がゼロでない場合)
電制電源 (※1)	A	45.8 [49%]	45.8 ^(※2)	0.0	
	B	36.7 [39%]	61.4 ^(※2)	24.7	連系線運用容量を維持するため電制量(A,B合計>107万kW)確保
電制電源 を除く (調整状況 は参考5) (※3)	火力他	42.7[30%] (46.6[30%])	58.4[42%]	15.7	燃料貯蔵の制約から抑制量減少、 及び試運転試験パターンに基づく 計画から抑制量減少
	自家発 余剰	13.2	6.0	▲7.2	自家発設備など工場の生産調整に 基づく計画
電源Ⅲ合計		138.4	171.6	33.2	

(※1) 異常時において、電力系統の崩壊防止または電力設備の保安のため、制御装置などにより一部の発電機を緊急に遮断することのできる電源をいう。

(※2) 前日スポット取引市場(注)において、約定済みの電力を最低出力に含む。

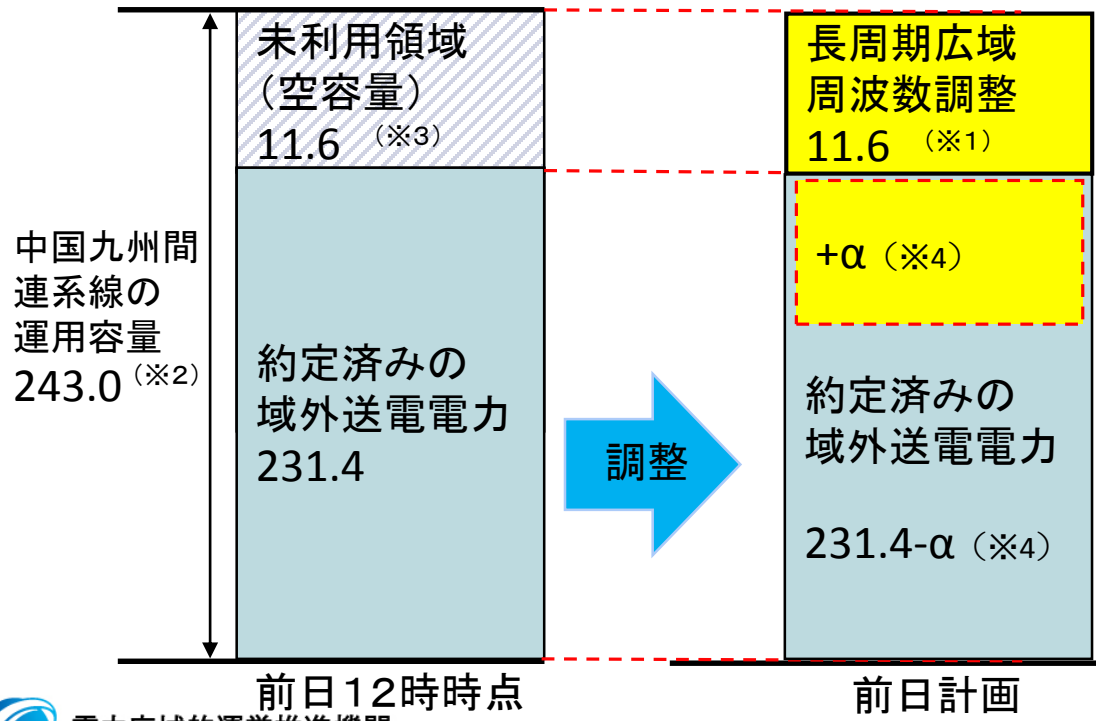
(注) 翌日に発電する電気を、日本卸電力取引所(JEPX: Japan Electric Power eXchange)が開催する市場へ前日までに売り入札し、JEPXが売り手と買い手で売買を成立させる電力の取引市場をいう。

(※3) 発電設備の補修停止等を考慮した抑制日の最低出力。()内は全設備運転時の最低出力(p33参照)。

中国九州間連系線(関門連系線)の未利用領域(空容量)を最大限活用して、再エネ電力を中国以東のエリアへ送電することとした。

[万kW]

長周期広域周波数調整 ^(※1) (連系線活用)	前日12時時点の空容量①	前日計画②	差異 (②-①)	理由 (差異がゼロでない場合)
中国九州間連系線	11.6	11.6	0.0	



(※1) 供給区域の下げ調整力が不足し、又は下げ調整力が不足するおそれのある場合に、連系線を介して他の供給区域の一般送配電事業者の調整力を活用して行う周波数調整を「長周期広域周波数調整」という。

(※2) 流通設備を損なうことなく、供給信頼度を確保した上で、流通設備に流すことのできる電力の最大値をいう。

(※3) 未利用領域(空容量)
= 運用容量 - 約定済みの域外送電電力

(※4) 約定済みの域外送電電力は、前日15時時点で決定済みのため、p20の電源Ⅲの抑制によって、約定済みの域外送電電力の一部の原資が、電源Ⅲから再エネに差し替わる(=α)。

バイオマス専焼電源を、最低出力(※)まで抑制することとした。
 (※)九州電力と各発電契約者との間で運用に関する覚書または申合書を締結した最低出力。

[万kW]

バイオマス専焼電源	各事業者と合意した最低出力① [出力率%]	前日計画 ②	差異 (②-①)	理由 (差異がゼロでない場合)
バイオマス専焼電源合計	7.5 ^(※1) [76%]	7.3	▲0.2	試運転試験パターンに基づく計画

(※1) 発電設備の補修停止等を考慮した抑制日の最低出力

九州電力が各事業者に対し、設備実態を把握する資料を提出又は聞き取りを行ったうえで、抑制困難と認定する通知書を提示していることを確認した。これらの地域資源バイオマスは、下記A～Cの理由に該当する場合には、再エネ特別措置法施行規則第14条第1項第8号二に照らして、出力抑制の対象外としている。

[万kW]

地域資源バイオマス合計	各事業者と合意した最低出力① [出力率%]	前日計画 ②	差異 (②-①)	備考
出力抑制可	0	0	0	
出力抑制不可	—[100%]	22.3	—	A(47) B(20) C(2)

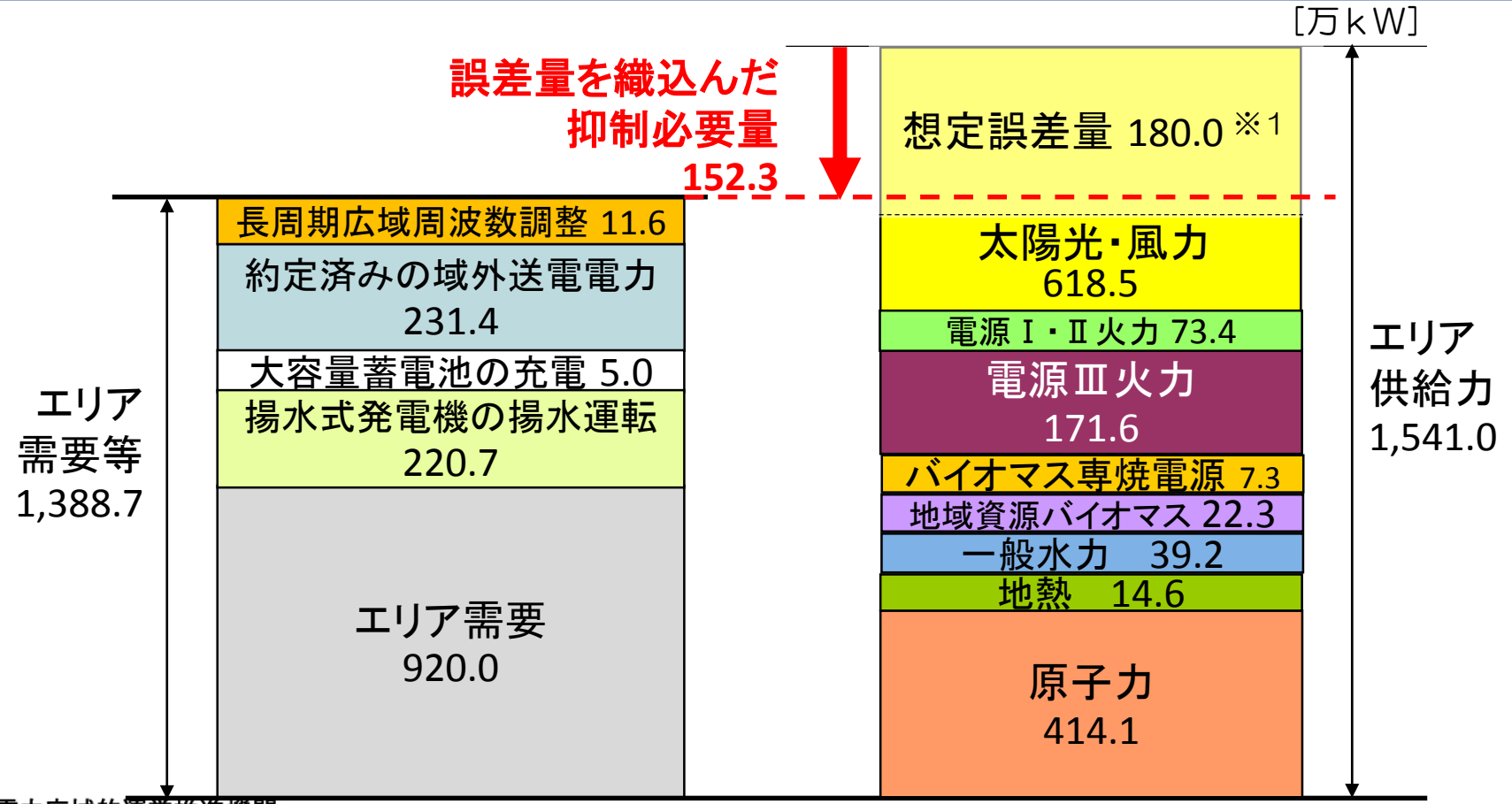
- 地域資源バイオマスの出力抑制を困難と判断する理由（異臭、有害物質などの発生）
 - A 発電形態の特質により、燃料貯蔵が困難（ゴミ焼却発電等）
 - B 出力制御に応じることにより、燃料調達体制に支障を来たす
 - C 出力制御を行うことで、周辺環境に悪影響を及ぼす

なっとく！再生エネルギー—新制度に関するよくある質問—FAQ 5-10、5-11
http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/dl/fit_2017/faq.pdf

7. 再エネの出力抑制を行う必要性と抑制必要量①

九州電力は、電源Ⅰ・Ⅱおよび電源Ⅲ火力の抑制、揚水式発電機の揚水運転、および長周期広域周波数調整などの対策を行った後もなお、エリア供給力がエリア需要等を上回るため、再エネ出力抑制を行う必要があった。

4月12日(金)12時00分～12時30分(出力抑制指令計画時の下げ調整力最小時刻)



(※1) 想定誤差量については、次頁「7. 再エネの出力抑制を行う必要性と抑制必要量②」のシートを参照。



7. 再エネの出力抑制を行う必要性と抑制必要量②

太陽光の出力抑制指令は、原則、前日に行うことから、当日需給断面において、太陽光出力が増加した場合や、エリア需要が減少した場合は、下げ調整力が不足する。このため、前日計画時点において、誤差量を織り込んだ想定誤差量を算定する。

- ① 当月最大誤差量(※1)は、出力帯(最大出力に対する出力率)毎に、低出力帯から高出力帯の5段階で統計データを基に設定。(表①) (※1)前日(12時)との誤差実績(予測と実績の差)
- ② 当日の出力率を算定し、①の出力帯に当てはめて想定誤差量を決定。(表②③)

表① 各出力帯における当月最大誤差量 [万kW]

出力帯 (最大出力に対する出力率)		当月最大誤差量 (4月)
高出力帯	(90%~)	51
中出力帯1	(67.5%~90%)	180
中出力帯2	(45%~67.5%)	149
低出力帯1	(22.5%~45%)	235
低出力帯2	(~22.5%)	120

- ・ データ収集期間: 2016/4 ~ 2019/3
- ・ 太陽光・需要の想定誤差で太陽光誤差は至近の設備量に応じて換算

表② 4月12日(金)の想定誤差量

過去 最大出力/設備量 (a)[%]	90.8
当日 最大出力/設備量 (b)[%]	70.7
当日 出力率 (c) = (b)/(a)[%]	77.9
当日 出力帯((c)と表①を紐付)	中出力帯1
p24の想定誤差量 (d)[万kW](※2)	180.0

(※2)最大想定出力を超過しない範囲で誤差量を織り込み調整

表③ 4月12日(金)の想定誤差量(d)の内訳
[万kW]

太陽光誤差	140.0
エリア需要誤差	40.0

8. 総合判定

本機関は、九州電力が行った再エネ出力抑制の妥当性を評価した。

評価項目	シート No.	評価	理由
1. 再エネの出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況	—	—	—
(1) エリア需要等・エリア供給力	8	○	エリア需要等と、再エネ余剰分を差し引いたエリア供給力とが等しく計画されていた。
(2) エリア需要想定	11	○	類似の過去実績から想定できていた。
(3) 太陽光の出力想定	13	○	最新の日射量データで想定できていた。
(4) 風力の出力想定	14	○	最新の風力予測値で想定できていた。
2. 優先給電ルールに基づく抑制、調整(下げ調整力確保)の具体的内容	—	—	—
(1) 電源Ⅰ・電源Ⅱ火力	18	○	最低限必要なユニットのみ運転することを確認した。
(2) 揚水発電機の揚水運転 他	19	○	作業機器を除き、最大限揚水することを確認した。
(3) 電源Ⅲ火力	20	○	電制電源は連系線の運用容量に影響しない最低出力まで抑制、一部の発電所は燃料貯蔵等に影響を与えない出力まで抑制することを確認した。他は試運転を除き事前合意された最低出力以下に抑制することを確認した。
(4) 長周期広域周波数調整	21	○	連系線空容量を最大限活用する計画としていた。
(5) バイオマス専焼電源	22	○	試運転を除き事前合意された最低出力まで抑制することを確認した。
(6) 地域資源バイオマス	23	○	出力抑制の対象外としていることを確認した。
3. 再エネの出力抑制を行う必要性	—	—	—
再エネの出力抑制を行う必要性和抑制必要量	24	○	至近までの太陽光設備量と実績を基に想定誤差量を算出し、想定誤差量を考慮した供給力が、エリア需要等を上回る結果となっていた。

9. 検証結果

本機関が検証した結果、下げ調整力不足が見込まれたために行われた今回の出力抑制の指令は、適切であると判断する。

○検証を行った3項目

① 再エネの出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況

これまで蓄積された過去の需要実績を最大限活用し、下げ調整力最小時刻のエリア需要等を想定できていた。最新の日射量データと発電所地点周辺の風速予測データを基に、太陽光・風力の出力を的確に想定できていた。

② 優先給電ルールに基づく抑制、調整(下げ調整力確保)の具体的内容

電源Ⅰ・Ⅱ火力機の最低限運転に必要な台数に厳選し、揚水発電機の揚水運転を最大限活用するとともに電源Ⅲの最低出力運転、ならびに連系線空容量を最大限活用して、下げ調整力を最大限確保する計画としていた。

③ 再エネの出力抑制を行う必要性

上記②で再エネの出力抑制の前段まで下げ調整力を確保しても、上記①の供給力がエリア需要を上回るため、再エネの抑制を行う必要があった。

(別紙1)翌日需給バランスの詳細

4月 12日(金) 12時~12時30分 (※1)		天候 晴	需要または出力 [万kW]
		気温 13.1 °C	
エリア需要 (本土)			920.0
エリア供給力	火力(※2) (バイオマス混焼電源含む)		245.0
	原子力		414.1
	一般水力		39.2
	地熱		14.6
	バイオマス専焼電源		7.3
	地域資源バイオマス		22.3
	太陽光(誤差を含む)		786.5
	風力		12.0
エリア供給力計			1,541.0
揚水等	揚水運転・大容量蓄電池の充電		▲225.7
域外送電	中国九州間連系線(関門連系線)		▲243.0
抑制	太陽光・風力抑制		▲152.3
供給力計			920.0

(※1) 出力抑制指令計画時の
下げ調整力最小時刻。

(※2) 周波数制御に必要な下げ調整
力を、九州電力が公表している
「給電運用基準―需給運用
ルール 第3章 平常時の需給
運用」の規定に基づき、2%を
確保。

4月12日(金)12時30分～13時00分(下げ調整力最小時刻)

詳細は参考3

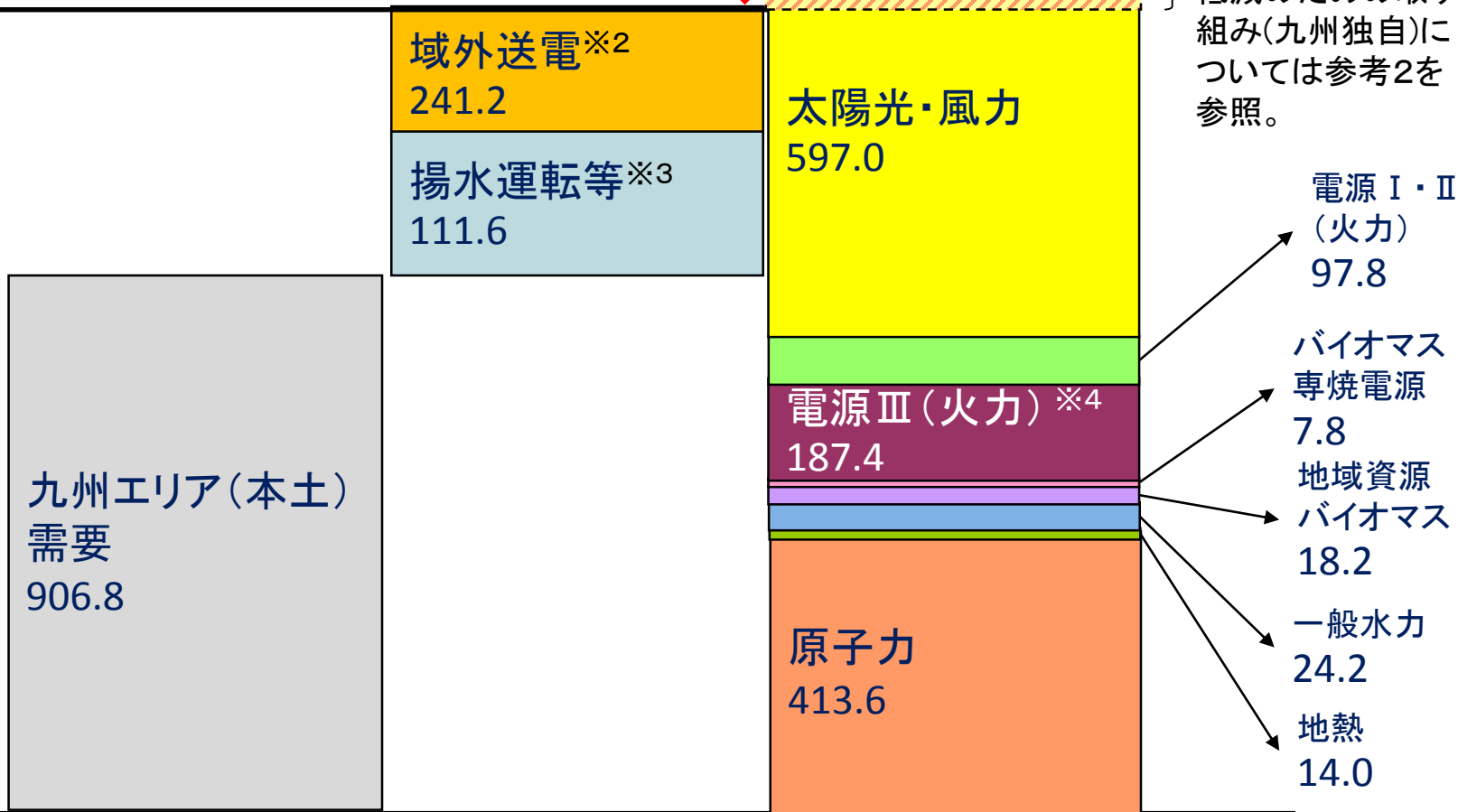
1,259.6

抑制量
100.4

1,360.0 [万kW]

再エネ余剰分(100.4)

再エネ出力抑制量
低減のための取り
組み(九州独自)に
ついては参考2を
参照。



(エリア需要)

(運転・調整等)

(エリア供給力※1)

※1 : 優先給電ルールに基づく出力抑制後のエリア供給力。

※2 : 中国九州間連系線(関門連系線)の運用容量相当。

※3 : 大容量蓄電池の充電を含む。 ※4 : バイオマス混焼電源を含む。

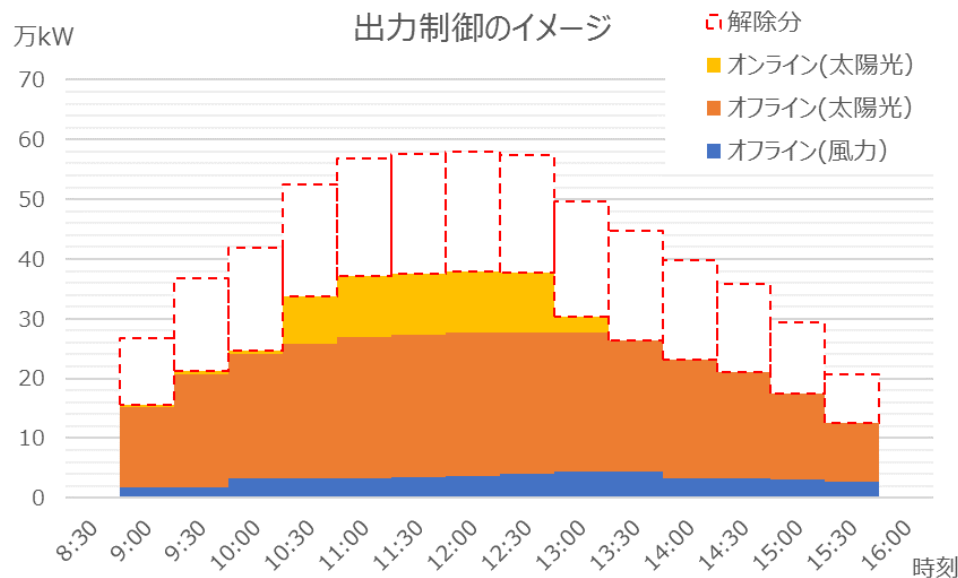
九州電力は、予測誤差を含む抑制量の低減及び実需給断面での再エネ発電機会の創出に向けた対応を適宜行っている。

①抑制量の低減

- ・再エネ出力抑制量には、想定誤差量を織込んでおり、太陽光出力等が想定どおりの場合の抑制量を低減するため、抑制量の一部について、実需給1～2時間前まで制御実行の見極めが可能な遠隔制御対象事業者を前日に選定。
- ・気象や需給状況を監視し、遠隔制御の一部を解除。併せて抑制回数もカウントしない。

②実需給での再エネ発電機会の創出

- ・実需給での太陽光出力や、需要が想定どおりに推移している場合などに、出力抑制中の再エネ発電を一部再開。



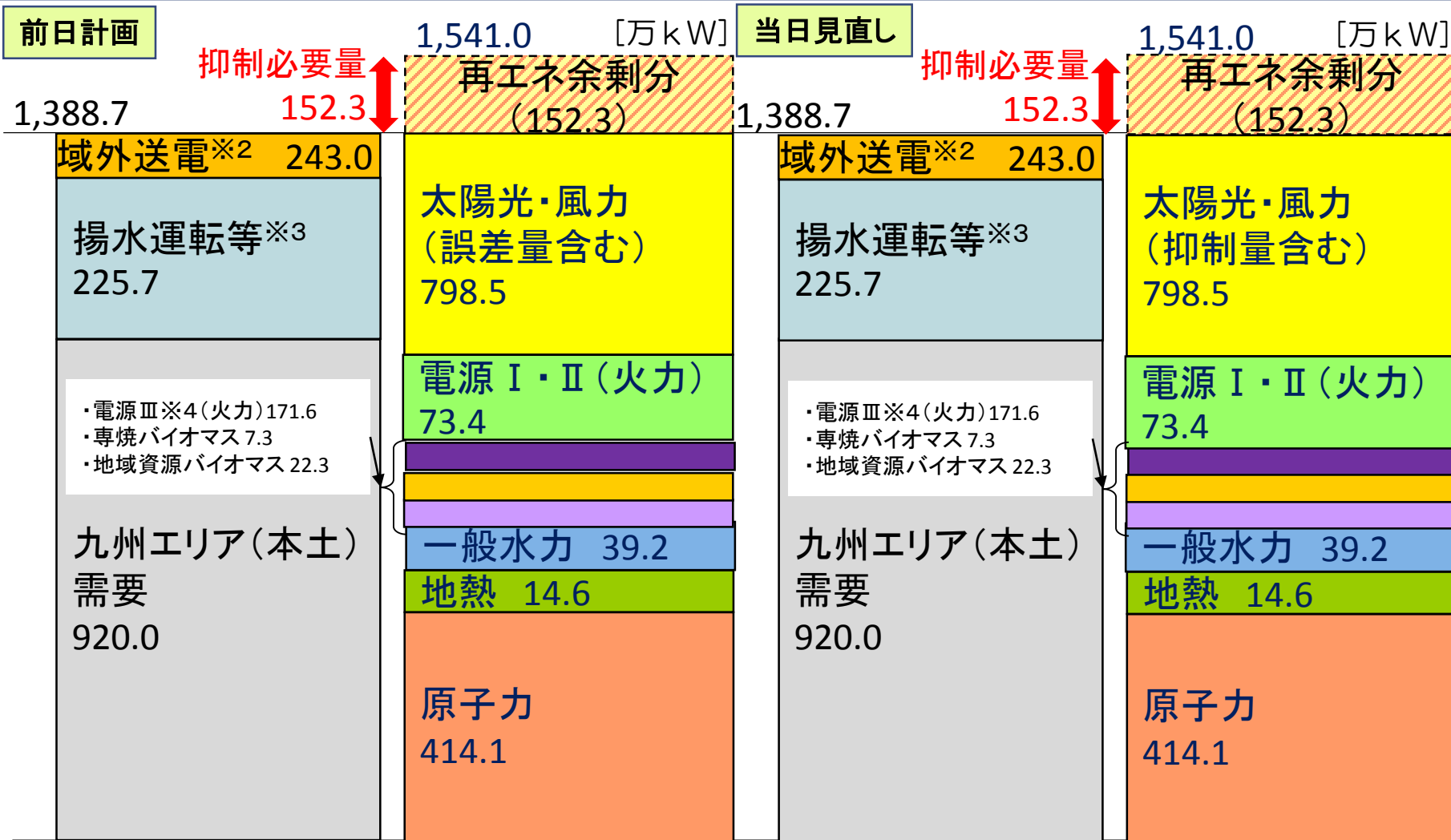
(参考3) 当日の需給実績(詳細)

4月12日(金) 12時30分～13時 (※1)		天候 晴	需要または出力 [万kW]
		気温 13.3 °C	
エリア需要(本土)			906.8
エリア供給力	火力(※2) (バイオマス混焼電源含む)		285.2
	原子力		413.6
	一般水力		24.2
	地熱		14.0
	バイオマス専焼電源		7.8
	地域資源バイオマス		18.2
	太陽光(抑制量を含む)		588.8
	風力(抑制量を含む)		8.2
エリア供給力計			1,360.0
揚水等	揚水運転・大容量蓄電池の充電		▲111.6
域外送電	中国九州間連系線(関門連系線)		▲241.2
抑制	太陽光・風力抑制		▲100.4
供給力計			906.8

(※1) 下げ調整力最小時刻。

(※2) 周波数制御に必要な下げ調整力を、九州電力が公表している「給電運用基準－需給運用ルール 第3章 平常時の需給運用」の規定に基づき、2%を確保。

4月12日(金)12時00分~12時30分(下げ調整力最小時刻)



(エリア需要等)

(エリア供給力※1)

(エリア需要等)

(エリア供給力※1)

優先給電ルールに基づく、九州エリア内の電源Ⅲ（電制電源除く）火力発電所の出力抑制について、18者の発電事業者に対して、優先給電ルールへの理解を求めるとともに、出力抑制指令への確実な対応を要請。

[万kW]

	事業者数	定格出力	最低出力
①定格出力の0%程度まで抑制	3者(火力)	41.5	0.0 (0%)
②定格出力の30%程度まで抑制	3者(火力)	13.7	3.9 (28%)
		30.0	9.0 (30%)
		31.0	7.0 (23%)
③一定期間後には定格出力の50%まで抑制	1者(バイオマス混焼)	11.2	9.0 (80%) ※1
	2者(火力)	15.8	8.7 (55%) ※2
		11.2	9.0 (80%) ※1
④自家消費相当分まで抑制	9者(自家発余剰電源)	—	13.2 ※3
計	18者	154.4	59.8 (30%) ※4

(※1) 現在、運開直後に伴う調整運転中のため、数年かけて分析を行い、50%まで抑制(毎年最低出力を協議)。

(※2) 老朽化等に伴う設備制約のため、数年かけて分析を行い、50%を目標に段階的に抑制。

(※3) 自家発事業者は、発電機の運用上、多少の逆潮は避けられないものの、可能な限り逆潮なしの運用で合意。

(※4) ①②③から算出。