

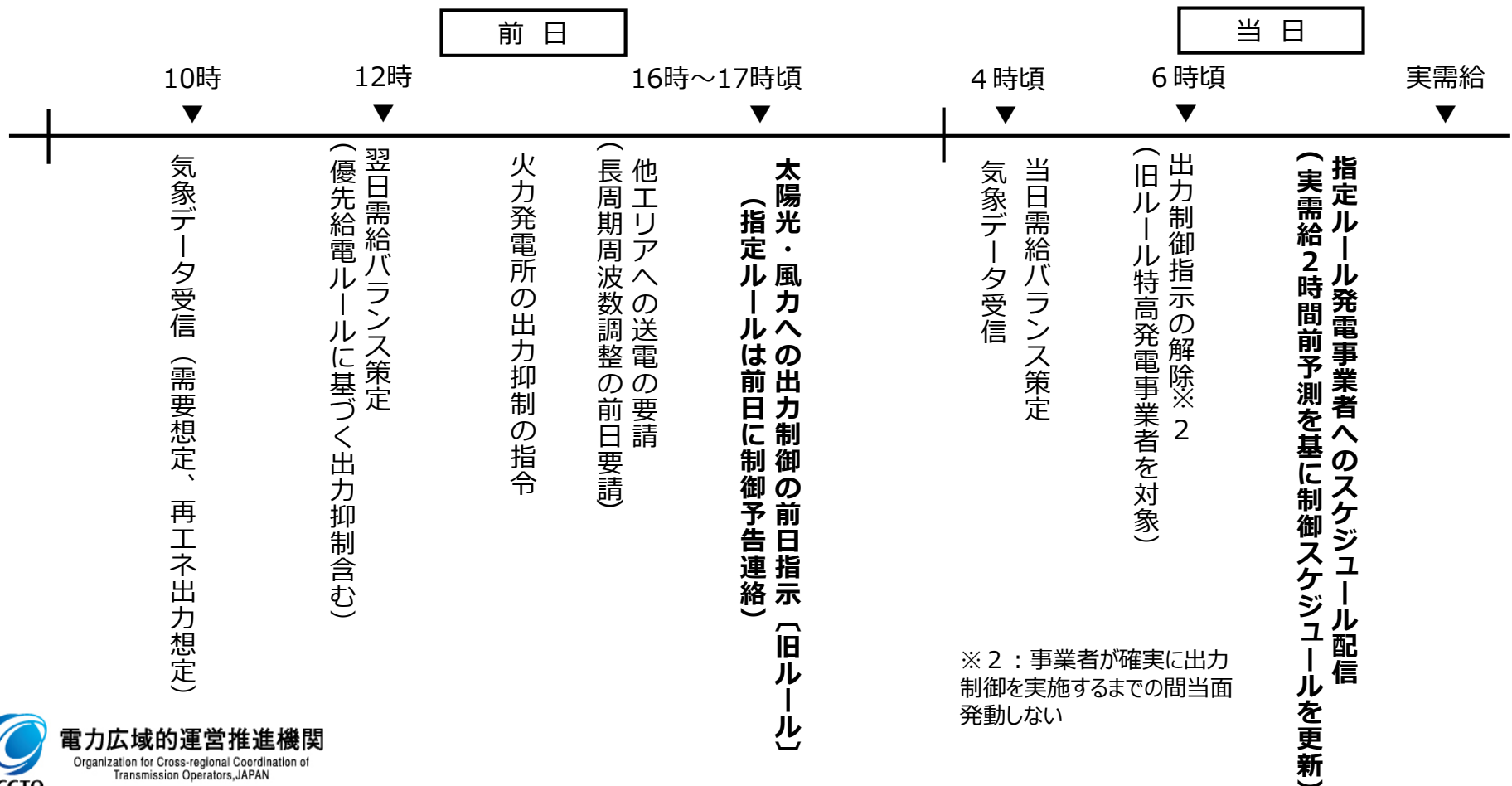
九州本土における再生可能エネルギー発電設備の 出力抑制を伴う運用実態について

2019年4月26日
電力広域的運営推進機関

- 1 概要
- 2 運用方針について
- 3 需給状況に応じたオンライン制御の取り止め
 - (1)当日の誤差量が最大誤差量に到達しない場合の
下げ調整力の確保例
 - (2)当日の太陽光出力が大幅に下振れした場合の
供給力の確保例
- 4 九州電力における太陽光出力予測の実態
- 5 まとめ

- 九州本土において、2018年10月13日に初めて再生可能エネルギー発電設備（以下、再エネという。）の出力抑制を行い、2018年度の実施回数は計26回であった。
- 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、これらを裏付ける資料を受領したうえで、前日計画に基づく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否かを検証し、その結果を公表している。これまでの出力抑制の指令は、適切であったと判断している。
- 具体的な運用方法について、九州電力はこれまで系統WG等を通じて公表しているが、2018年度九州本土で初めて再エネ出力抑制が行われたことを考慮し、運用実態の確認をして課題の整理を行った。

- 優先給電ルールに基づく対応を行ってもなお、太陽光発電を含めた供給力が、電力需要を上回ることが予想される場合には、前日の夕方（16-17時）に、旧ルール事業者（オフライン制御）の出力制御を指令する。
- 即時対応※¹が可能なオンライン制御の事業者に対しては、最新の気象予測を応じて出力制御を指令。（※1：制御指令は1時間以上前に行う必要がある）



変動電源である再エネ(特に太陽光)が大量に導入されており、安定需給運用のために、九州電力は以下の運用方針に基づき対応している。

○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及びⅡの出力抑制および**揚水運転**※1

業務指針第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**※1
- 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**※2※3
- 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

※1：上池容量から運転時間に制約が生じる

※2：需要や太陽光出力は気象状況等により計画時点から変動することから、需要・太陽光出力の合成誤差量(実績と前日計画の過去最大差)を織り込んだ上で抑制量を算定。

※3：対象事業者別に以下のように抑制指令断面が異なる。

(1) 旧ルール事業者に対して前日指令

(2) 指定ルール等※4オンライン制御が可能な事業者には当日スケジュール配信

※4：旧ルール特高事業者のうち事前に合意を得た遠隔制御可能な事業者を含む

○再エネ出力抑制時における誤差量の必要性

- ・再エネ出力抑制量は、前日10時の気象予報に基づく需要想定と太陽光発電出力想定、及び優先給電ルールに基づく供給力の最小化などを考慮した上での余剰供給力である。
- ・再エネ抑制が実施される日は、九州エリア内には周波数調整用の調整力(LFC調整力)を除き、**下げ調整力がほとんどない状態**である。
当日実需給断面において、前日10時想定以上の太陽光出力となった場合には**関門連系線の運用容量を大幅に超過した域外送電となるおそれがある**ため、**系統運用上これを回避する必要がある。**

※2018年12月5日に、実需給断面の太陽光出力が上振れしたことをきっかけに、複数の事象^(注)が重なり、結果として関門連系線（逆方向）の運用容量を超過した域外送電が一定時間発生した。
広域機関としては、運用容量の超過した状態で送電し続けることは原則あってはならないと九州電力に対し注意喚起を行ったところ。

(注)・再エネ抑制指示が無かったこと。・当日、電源Ⅲ一定出力が必要な作業を行っていたこと。・揚水発電設備(1台)の月1回の点検作業中であったこと。

※広域機関は、九州電力が予想を超えるような太陽光出力の増加がある場合は、緊急的に給電指令で再エネ電源を抑制する方針であることを確認した。

3月11日(月)12時30分～13時00分(出力抑制指令計画時の下げ調整力最小時刻)

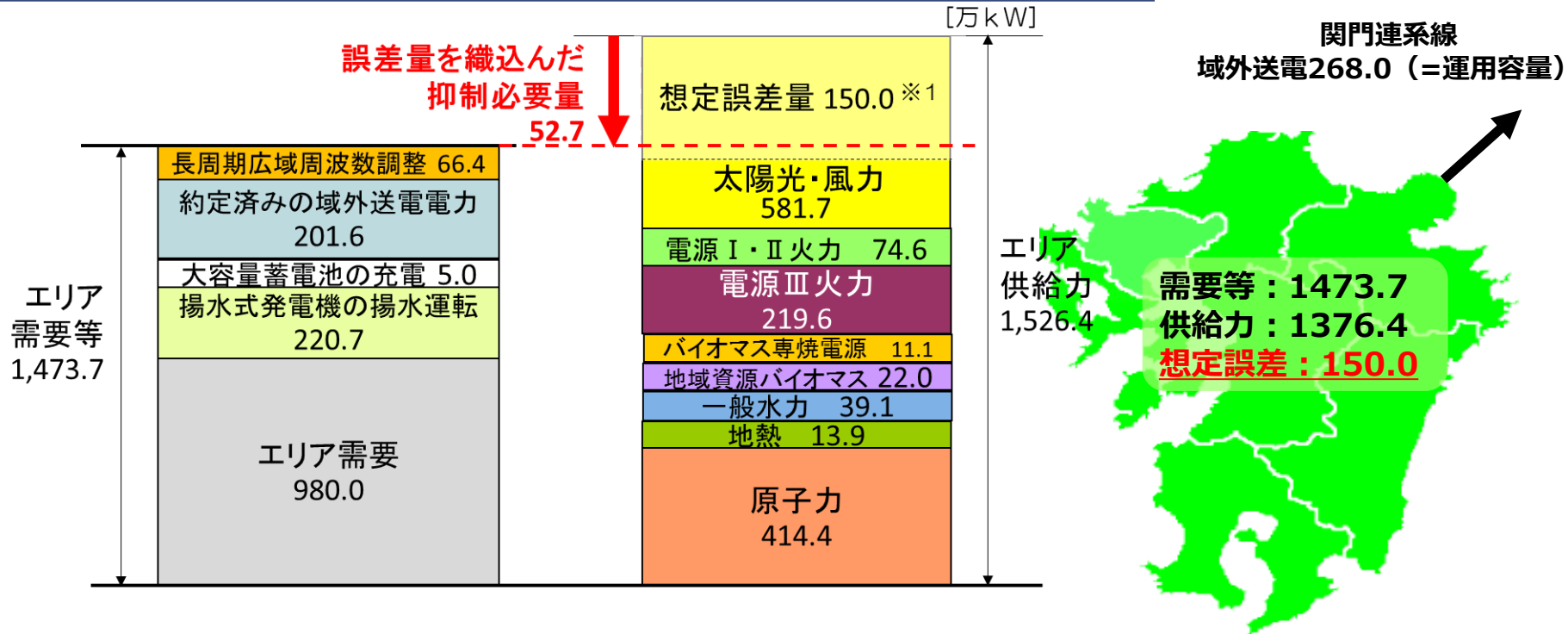


図. 3月11日の出力指令発出時(10日夕方時点)の需給バランス及び九州エリア概念図

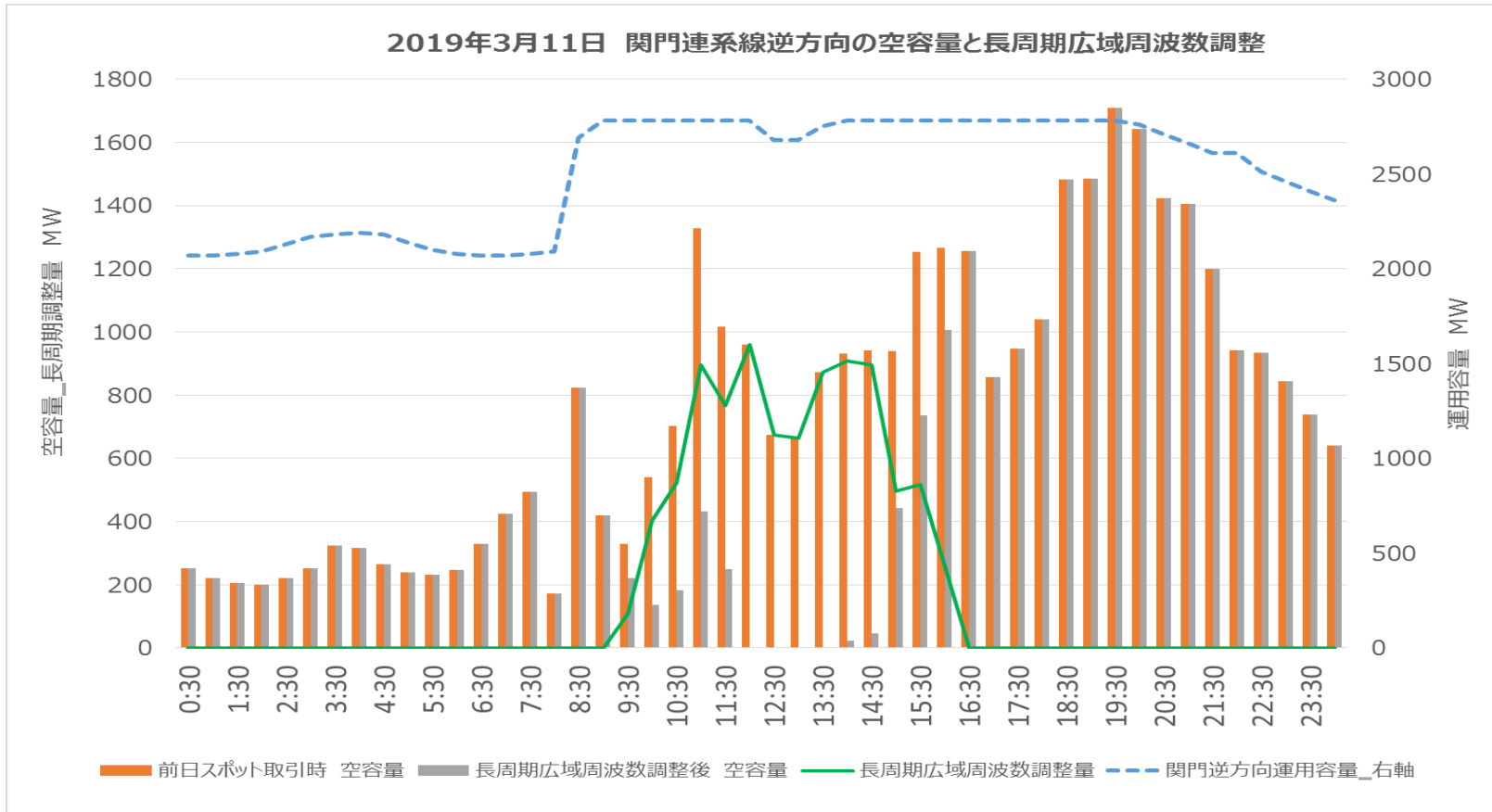
- 他エリアと接続している地域間連系線は、**関門連系線のみ**で11日12時半の運用容量は268万kWである。
- 優先給電ルール(送配電等業務指針第174条)に基づき、火力機抑制・域外送電・揚水運転を指示・計画済みであり、想定誤差量を織り込まない前提では、LFCを除き下げ調整力は皆無である。
- 系統運用上、運用容量を超過した域外送電を避けるためには、実需給断面での再エネ電源の上振れを見込んで、**想定誤差量を適切に確保した上で、当日の日射量を見ながら再エネ抑制指示・解除を行うことで需給バランスをとるしかない。**

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 (3月前半)
高出力帯	(90%~)	4
中出力帯 1	(67.5%~90%)	150
中出力帯 2	(45%~67.5%)	234
低出力帯 1	(22.5%~45%)	173
低出力帯 2	(~22.5%)	158

・データ収集期間：2015/4 ~ 2018/6 ・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
 *「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妥当性等について」別紙05 スライド25より
https://www.occto.or.jp/oshirase/shutsuryokuyokusei/2019/files/190424_kenshokekka_5.pdf

- ・このため、九州電力は過去実績ベースで出力帯（最大出力に対する出力率）毎に、5段階で誤差量を設定している。（晴れ：高出力帯、晴れ～曇天：中出力帯、曇天～雨：低出力帯）
- ・当然、中出力帯の方が想定すべき誤差量は大きくなる傾向がある。
- 前日、関門連系線の運用容量を超過しないようにリスクを回避する側で計画するため、需要・太陽光出力の合成最大誤差量を織り込み、運用における下げ調整力を確保している。
- ・また、前日予測が前々日予測値から大幅に増加する可能性があること、並びに想定誤差量は前日に見込むことから、余剰供給力が必ずしも前日スポット取引市場へ入札されず、広域機関が行う長周期広域周波数調整の調整量として申請される。



- 長周期広域周波数調整の要請は、**前日14時頃に実施し、前日15時半頃広域機関にて仮決定**され、九州電力はその通知を受けた後、再エネ抑制指令を行う。
- 3月11日分の長周期広域周波数調整は、前日想定の中出力帯1（晴天～曇天：誤差量150万kW）の**想定誤差量と再エネ出力などエリア供給力から算出したエリア需要等に対する超過分**（12:30～13:00のコマでは約120万kW）を長周期広域周波数調整として広域機関へ申請する。
- 実際には、スポット取引時点での空容量が同コマで**約66万kW**であるから、長周期広域周波数調整量は、**約66万kW**となった。（ただし、受電会社の受電可能量によって、同調整量が全てのコマにおいて空容量分調整可能とは限らない。）

前日計画において需要・太陽光出力の合成最大誤差量を織り込むことで、実運用における下げ調整力を確保している。

第9回系統ワーキンググループ 資料 1

(つづき) 2. 想定誤差を考慮した運用方策

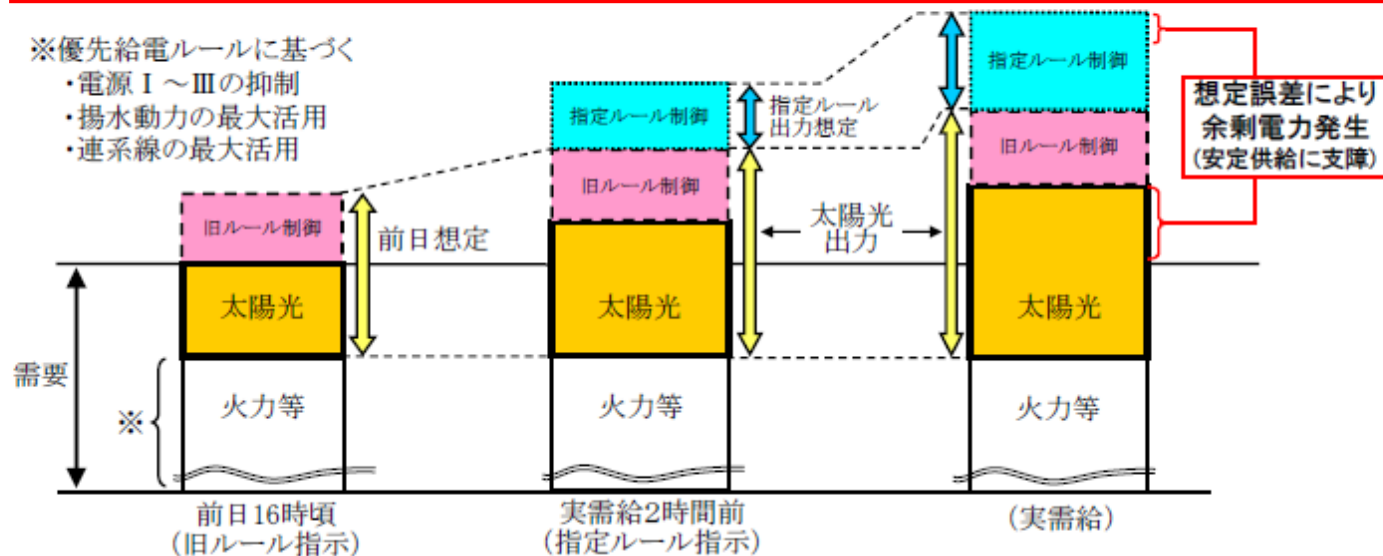
4

(2) 想定誤差を考慮した運用

〔想定誤差を考慮しない場合の課題〕

○再エネの出力想定値を算定し、優先給電ルールに基づき回避措置(火力等の抑制)を行ったうえで、なお発生する余剰電力を出力制御量として設定した場合、実需給時点において再エネ出力が想定を上回ると下げ調整力が不足する。

○なお、再エネ出力が想定を下回る場合は、ピーク需要(点灯時)に備えて確保している供給力により対応。(火力増出力、揚水動力の停止及び揚水発電)



(つづき) 2. 想定誤差を考慮した運用方策

5

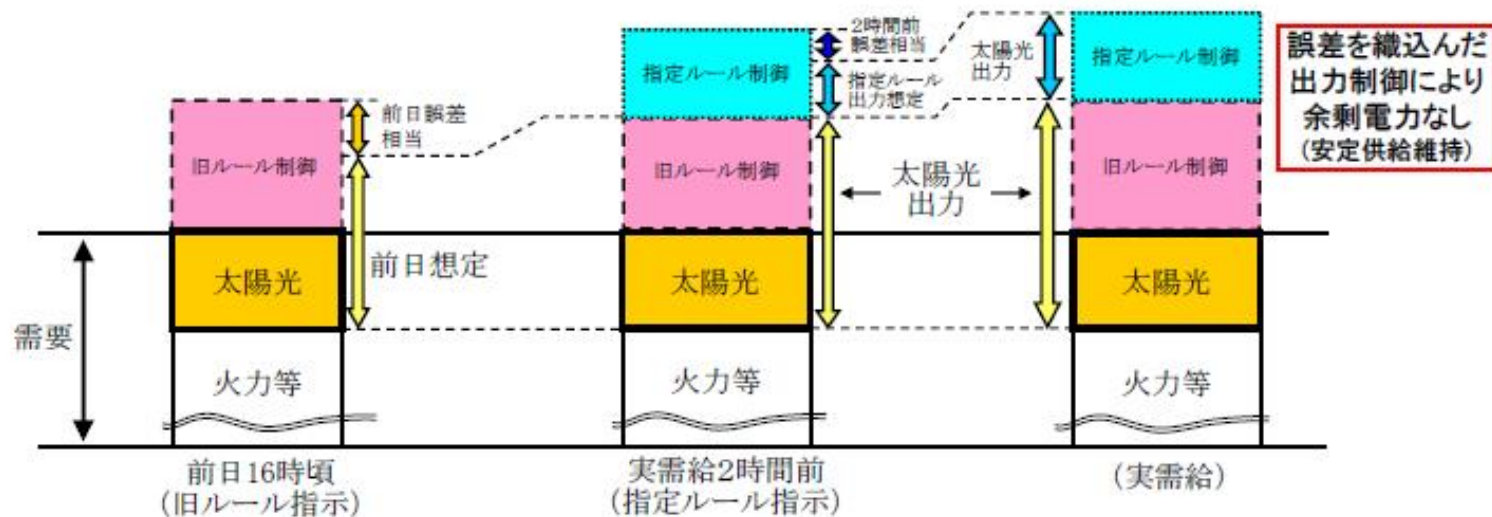
〔想定誤差を考慮した運用方策〕

○再エネの出力想定値に出力想定誤差実績相当量を加え算定される余剰電力を出力制御量とすることにより、実需給時点の下げ調整力を確保。

○なお、出力想定誤差実績相当量は、

- ・旧ルールは前日指示であることから、前日出力想定からの誤差実績相当量。
- ・指定ルールは、実需給1時間前に出力制御送信(遠隔制御)を行うが、需給バランス策定に要する時間などを考慮し、実需給2時間前の誤差実績相当量。

〔前日出力想定時に織り込んだ誤差量相当の上振れが発生した場合〕



○再エネ抑制日の供給力の確保方針

- ・エリア供給予備力を確保
- ・揚水動力の停止、並びに揚水発電※¹などによる供給力の確保

※1：上池容量から運転時間に制約が生じる

電源Ⅱ 事前予約量算出方法の変更点

第34回調整力及び需給バランス評価等
に関する委員会 資料3 別紙3

- 電源Ⅱ 事前予約量の算出に際し、従来の方法と比較し以下の点を変更したため、2018年8月、9月の事前予約の実績はなし。

○ 電源Ⅱ 余力想定量を新たに考慮

前頁の算定式で算出した量が、TSOが想定した電源Ⅱ 余力想定量を下回る場合は事前予約を実施しない。

〔補足：揚水発電所の余力について〕

九州では、太陽光の大量導入に伴い、昼間帯で揚水運転している断面が多く、最大8台の揚水動力（最大250万kW程度）で運転することが可能。

揚水運転が見込まれる断面においては、揚水運転を停止することで上げ余力を確保できることに加え、発電運転に切り替える分の容量も電源Ⅱ 余力として見込むことが可能。

⇒ 昼間帯は電源Ⅱの余力を見込みやすい傾向になっている

○ 太陽光出力予測精度の向上

昨年の秋以降、予測地点の追加（8箇所→47箇所）や日射量予測モデルの見直しなど、太陽光出力想定精度向上への取り組みを実施

⇒ 前々日予測値から実績の誤差は減少傾向

- 上記のとおり対応することで、設備トラブル等の大きな状況変化がなければ、電源Ⅱ 余力により必要な調整力を確保できる見込みのため、当面、事前予約は不要となる見通し。

需給状況に応じたオンライン制御の取りやめ

当日の誤差量が想定誤差量に 到達しない場合の運用例

再エネ出力が前日想定よりも上振れしたケース

- 3月13日、前日想定以上の太陽光出力が発生し、需要が下振れした。
下げ調整力が不足する状況であったが、予め誤差量を織り込むことで需給を保った。
- 前日計画で織り込んだ需要・太陽光合成誤差量(150万kW)に対し、実需給断面の上振れ誤差実績(112万kW)の方が小さく、オンライン制御(指定ルール)の一部の抑制を中止した。(29万kW)

3月13日の前日計画と当日実績の比較（下げ調整力最小12時30分～13時） **[万kW]**

項目	③前日16時計画※1	④実績	計画差(④-③)
エリア需要	(1,020)	(970)	▲50 ⑤
蓄電池・揚水	(226)	(197)	▲29
域外送電	(268)	(268)	0
小計①	1,514	1,435	▲79
供給力 (太陽光制御前)②	1,619	1,511	▲108
再エネ (制御前)	(649)	(711)	+62 ⑥
想定誤差量※2	150	—	+112(▲38) ⑥ - ⑤
抑制量② - ①	105	76	▲29

※1計画には需要・太陽光の想定誤差量を含む ※2想定誤差量は、太陽光の誤差量と需要の下振れを合成で供給力として計上

旧ルール	遠制不可	46	46
	遠制可能	6	6
指定ルール		53	24

3月13日の前日計画時想定誤差量と実績差異

[万kW]

	①前日計画時	②実績	差(②-①)
太陽光誤差	89	62	▲27
需要誤差	61	50	▲11
合成誤差	150	112	▲38※

※最大誤差量に到達しないときは、オンライン制御の一部の抑制を中止。オンライン制御は、2時間前に制御実行判断を行う必要があることや、発電所単位の制御になることから、差分38万kWと一致した抑制中止は難しく、実際には29万kW分の抑制を取りやめた。

- ・前日計画では、至近3か年の**最大値を採用**している。太陽光出力が上振れした場合に、関門連系線の運用容量を超過するおそれがあるため、リスク回避側で計画していることによる。
- ・最大誤差量は必ず発生するわけではないので、下げ調整力に余力があると判断した場合、九州電力は**オンライン制御が可能な指定ルール等の抑制を中止し**、当日運用可能な範囲で最適な下げ調整力による運用を実施している。
- ・3月は、実績として想定誤差量が多い日が多い。気象変動による影響（太陽光出力上振れによる暖房や照明負荷減による需要の下振れの影響）を受けやすい。（抑制中止実績は参考スライド参照。）

当日の需給を保つため前日計画で最大誤差量を見込んでいるが、実需給断面では必要な誤差量に近づけるように誤差量の低減を図っている。

更なる最適運用に向けて、オンライン制御の再エネ設備の拡大が必要ではないか。

(空白)

需給状況に応じたオンライン制御の取りやめ

当日の再エネ出力が大幅に下振れ した時の運用実態

再エネ出力が前日想定よりも下振れしたケース

- 3月2日は、気象変動により前日想定から太陽光出力が大幅に下振れし、需要が上振れした。
- 実需給断面では下げ調整力不足ではなく、抑制予定であった再エネのオンライン制御可能な全ての発電所の抑制と揚水動力運転を取りやめ、揚水発電や火力機の増出力により供給力を確保した。

3月2日の前日計画と当日実績の比較（12時～12時30分）

[万kW]

項目	③前日16時計画※1	④実績	計画差(④-③)
エリア需要	(890)	(977)	+87 ⑤
蓄電池・揚水	(226)	(0※3)	▲226
域外送電	(213)	(196)	▲17
小計①	1,329	1,173	▲156
供給力 (太陽光制御前)②	1,440	1,181	▲259
再エネ (制御前)	(476)	(131)	▲345 ⑥
想定誤差量※2	234	—	▲432 (▲666)
抑制量② - ①	111	8	▲103

⑥ - ⑤

※1計画には需要・太陽光の想定誤差量を含む ※2想定誤差量は、太陽光の誤差量と需要の下振れを合成で供給力として計上
 ※3揚水動力運転は中止、揚水発電運転しその発電電力は供給力側に計上

旧ルール	遠制不可	30	8※4
	遠制可能	16	
指定ルール		65	出力抑制を取り止め

3月2日の前日計画時想定誤差量と実績差異 [万kW]

	①前日計画時	②実績	差(②-①)
太陽光誤差	157	▲345	▲502
需要誤差	77	▲87	▲164
合成誤差	234	▲432	▲666*

※最大誤差量に到達せず、オンライン制御可能な発電所全て（103万kW）の抑制を中止した。ただし、旧ルールの発電所（現地操作が必要な発電所）は中止できないため抑制を実行した。

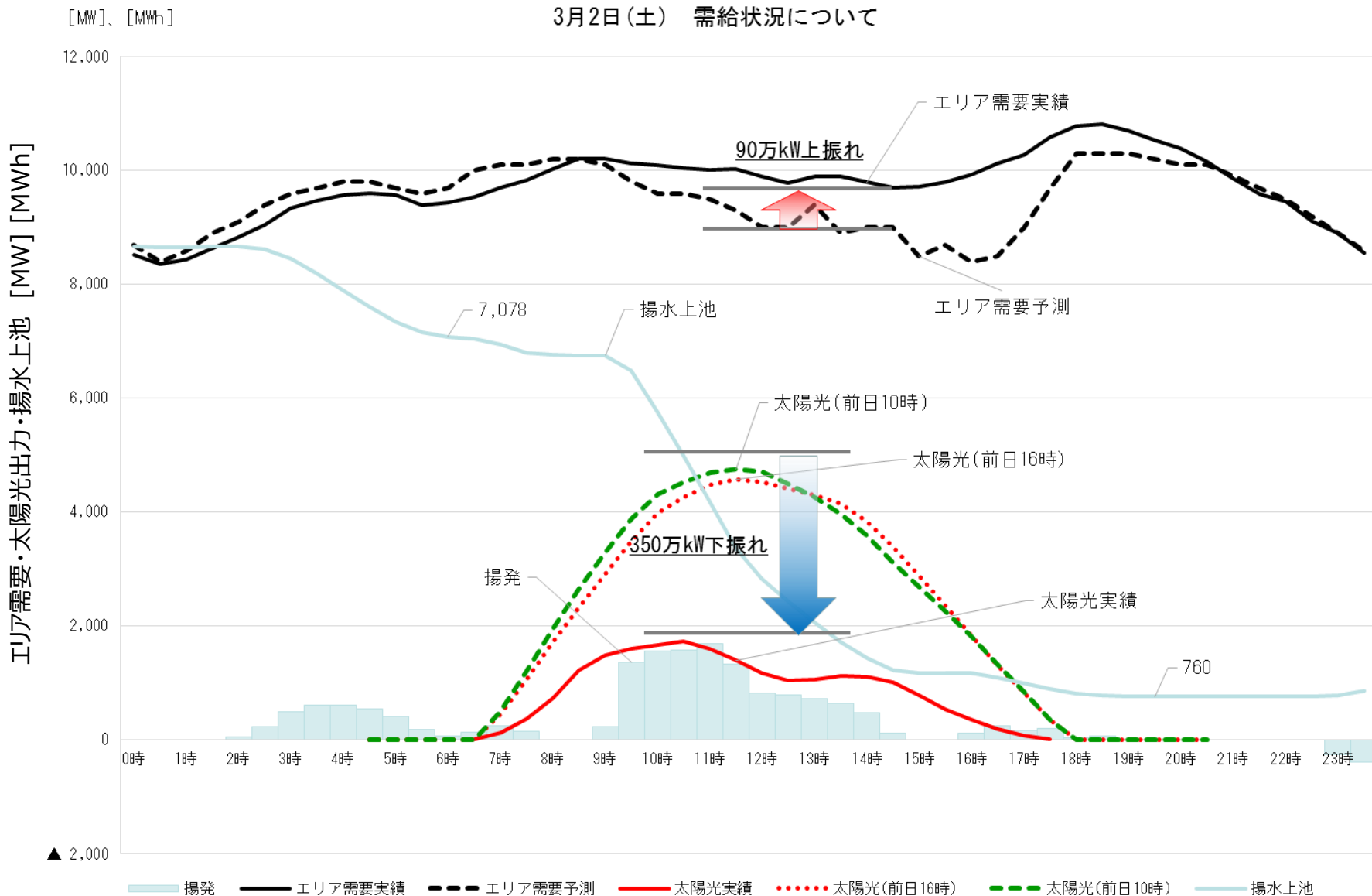
- 前日計画時の気象予測から大幅に状況が変化したことから、抑制当日は**下げ調整力不足では無く指定ルールと旧ルールの特別高圧発電所の一部（オンライン制御可）の抑制を取りやめた。**
- 九州電力は、事前に合意を得た遠隔制御が可能な旧ルール特高事業者に対して、原則、前日指令に基づき当日のオンライン制御を行っている。
- 揚水運転の中止、揚水発電、火力機の増出力などを上げ調整力として見込んでおり、再エネ出力が前日計画から下振れした場合の供給力確保策としている。このため、前日計画時の想定誤差量は、再エネ出力の上振れをリスク側として積み上げている。
- また、オンライン制御可能な発電所を中止することで、2018年度実績では抑制中止を全く行わなかった場合と比較して、抑制機会の低減が図られている。（参考スライド参照。）

供給力確保策（火力増出力、揚水動力の停止又は揚水発電の上げ調整力）の重要性を再認識すると共に、前日計画から再エネ出力が下振れした時の抑制中止のため、オンライン制御の再エネ設備の拡大が必要ではないか。また、広域機関が行う長周期広域周波数調整の当日見直し（減少変更のみ）について、当日7時に加え10時にも見直しができるよう検討を開始した。

- 前日計画から需要増と太陽光出力減などにより、440万kW程度の供給力が不足した。
- 揚水動力を取り止め、揚水発電することにより400万kW程度の供給力を確保できるが、揚水発電は上池容量の制約がある。

時刻		需給運用面の対応内容	供給力確保量
①	7:00	<ul style="list-style-type: none"> ・4時の気象データから100万kW程度出力減を確認したが、気象状況が不安定であり出力が急増することも考慮し長周期広域周波数調整は予定通り実施 ⇒現行の運用では解除締切時間は7時(1回のみ) 	
②	9:00～10:00	<ul style="list-style-type: none"> ・再エネのオンライン制御(+81万kW分)取り止め ・揚水動力運転を取り止め(+226万kW) ・供給力不足を揚水発電で対応(最大+150万kW程度) ⇒揚水動力運転に向けて上池容量(水量)が少なく揚水発電の長時間運転ができないことから、火力機に対し緊急起動指令 	+81万kW +226万kW +150万kW程度
③	11:30～	<ul style="list-style-type: none"> ・当日出力変更が可能な電源Ⅲ(電発)出力抑制解除 ⇒2時間前(9:30)に指令を実施 	+100万kW
④	13:00～	<ul style="list-style-type: none"> ・新大分Ⅲ系緊急並列(11時指令、13:49並列) 	+70万kW

再エネ出力が前日想定よりも下振れしたケース



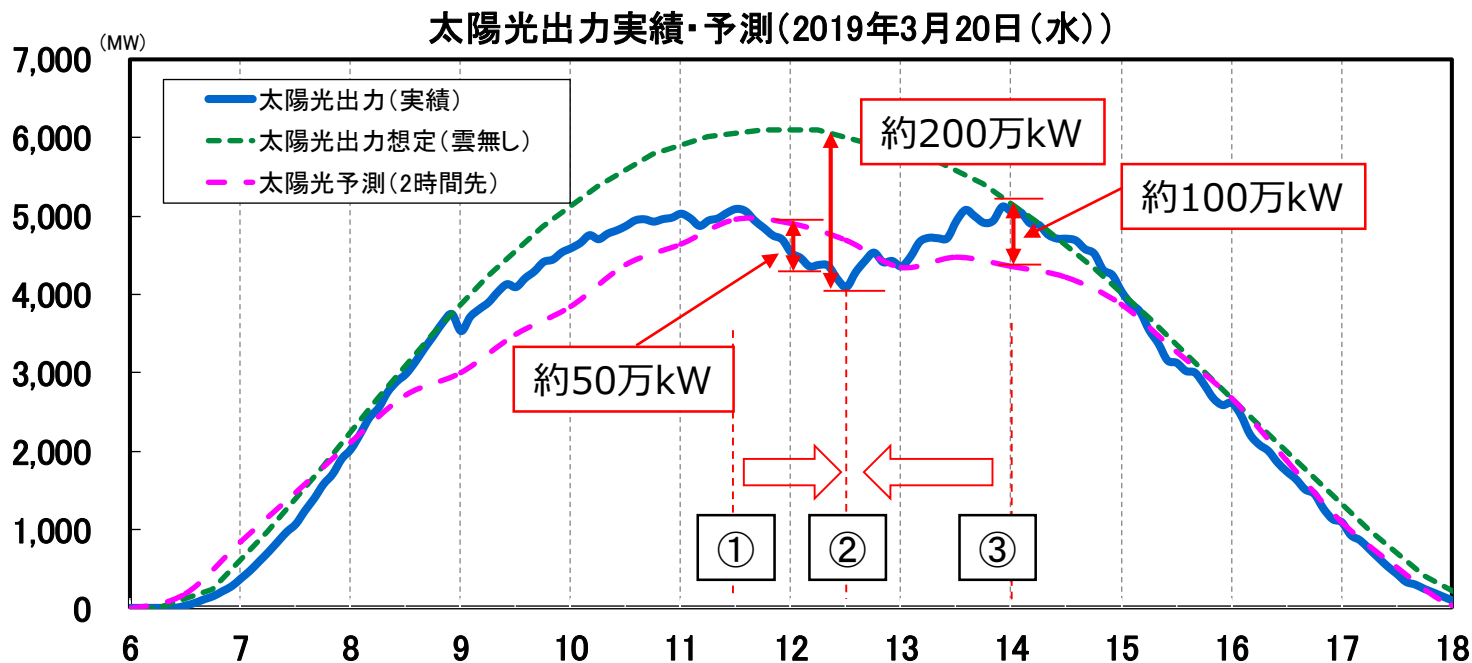
揚水発電を上げ調整力と見込んでいるものの、気象変動により揚水発電で供給力を確保する場合、揚水上池保有量を見ながら火力機の増出力等で供給力を確保しなければならない。

(空白)

前日気象予測と当日の日射量予測

九州電力における 太陽光出力予測の実態

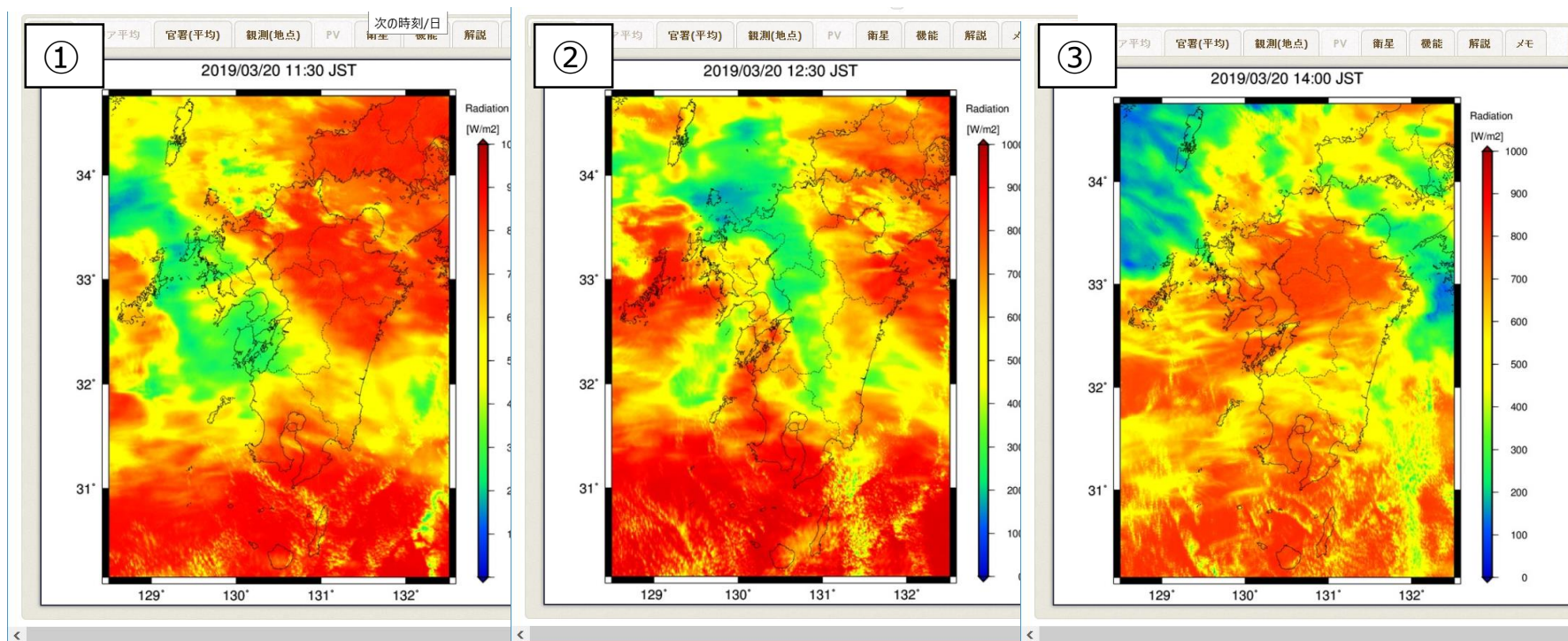
- 九州電力は、太陽光出力予測について、大きく「前日予測」と「数時間先の予測」を併用している。
- 前日予測は、前日10時の気象予報に基づく予測方式を採用している。
- 数時間先の予測は、衛星画像などを活用し雲の厚さや移動速度などから予想される5 kmメッシュ・10~30分単位の詳細な日射量予測を基に行い、オンライン制御に活用している。



- 九州エリアでは、雲のかかり方で出力が大幅に変動する特徴がある。
- エリア需要(約800万kW)に対し、雲の厚さや移動速度によって生じる太陽光誤差(約200万kW)の割合が大きく、シビアな運用をせざるを得ない。
- 太陽光出力が変動した場合を考慮し、2時間前にオンライン制御可能な発電所の抑制中止や揚水運転の計画(池運用計画)の見直し等を時点時点で行っている。

オンライン制御に必要な時間(約2時間)を踏まえた、雲の動き等を正確に予測することは非常に困難であり、運用断面でも一定の誤差量を見込んだ運用が今後も不可欠。

- 3月20日 12～13時、2時間先の日射量予測※は比較的高精度で予測しているが、それもでも50万kW程度の差が発生。(※10時に12時時点予測した値を示す)



11:30予測

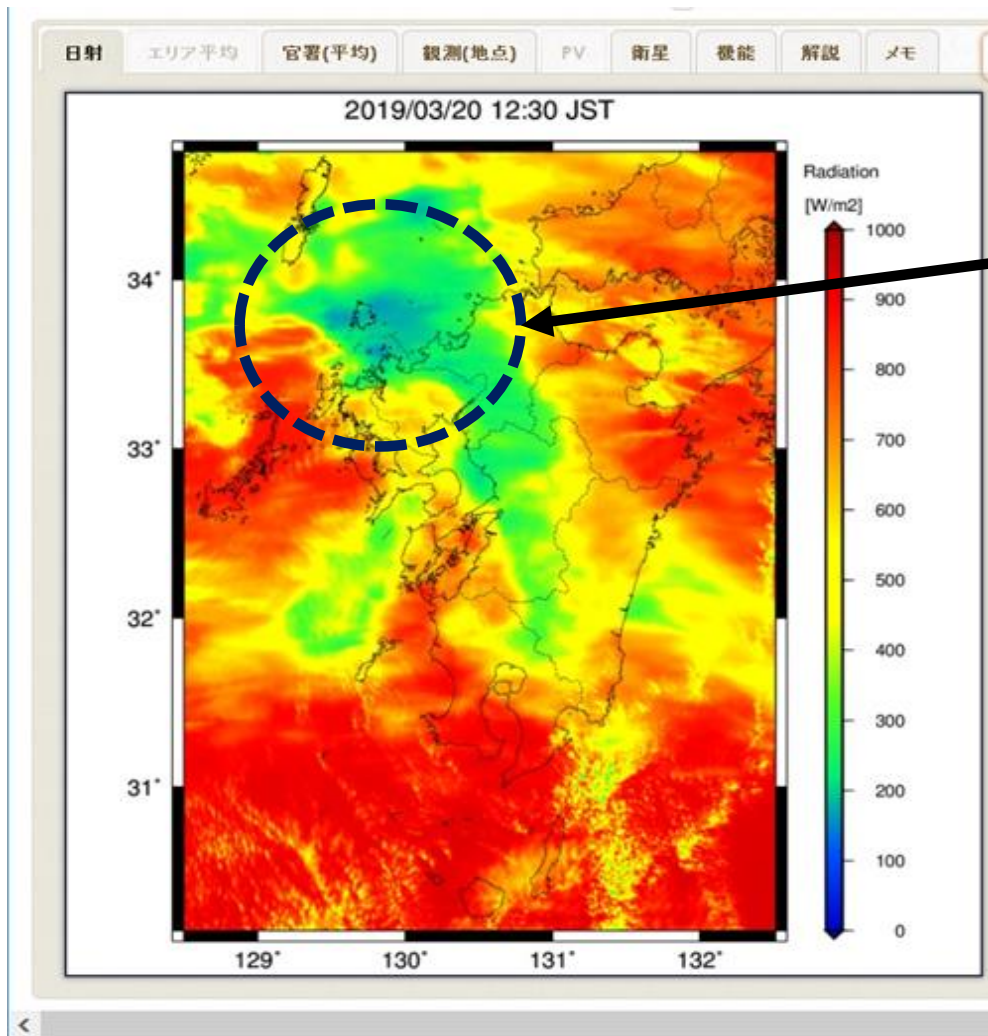
12:00予測

14:00予測

図. 3月20日AM10時時点の九州エリア日射量予測画面（赤：日射量強 青：日射量弱）

(注)衛星画像による実況と雲の厚さや移動などの予測で10分単位に日射量予測を更新している

- 仮に、雲の動きが1時間ずれた場合の影響は、12～13時の日射量が強いことから200万kW程度変動することになり、前日～当日朝断面でこの日射量を正確に予測することは困難である。



この雲の厚さ、移動速度により日射量が
変わる。

この雲の動き方で、±100万kW
オーダーで太陽光出力が変わる。

運用フェーズでは、この雲の動き厚さを
注視し、太陽光の抑制や揚水動力の
入切を制御しないと、需給を保てない。

図. 3月20日AM10:00における同日12:30の日射量予測画面 (赤：日射強、青：日射弱)

- ①九州電力は、再エネ出力抑制日に前日の再エネ出力予測に対して上振れした場合に備え、想定誤差量を過去実績最大値で計画している。
- ②当日の運用実態は、衛星画像を活用した雲の動きを常時監視し、2時間前にオンライン制御可能な発電所の抑制中止や揚水運転の計画見直し等により需給バランスを保っている。
- ③再エネ出力が前日想定から大きく下振れした場合に備え、揚水運転の中止や揚水発電並びに火力機の増出力で供給力を確保している。この時、オンライン制御可能な太陽光発電所は運用上可能な範囲で抑制を中止している。
- ④気象変動により前日想定から上振れした場合、下振れした場合いずれも再エネ抑制の中止や揚水・火力機を活用して需給は保たれており、広域融通要請は発生していない。

九州電力は、再エネ出力抑制を適切に実施し、エリアの調整力確保並びに供給力確保の観点で問題はなかった。一方で、実際に九州本土で再エネ出力抑制が発生し、運用実態から今後、系統運用に支障を来すおそれがあることが確認された。

【課題①】

実需給でオンライン制御を活用した更なる最適運用を行うためには、特に設備容量の大きな現地操作の特高太陽光発電所のオンライン化を強力に進める必要がある。

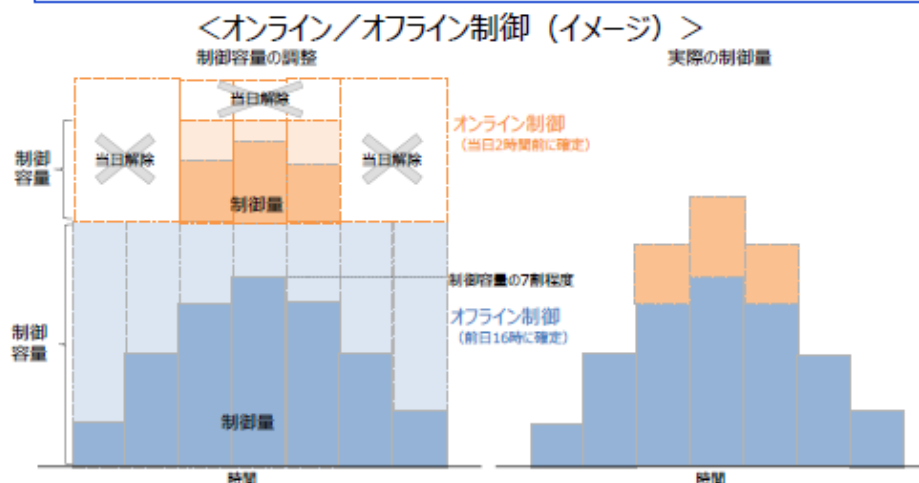
【課題②】

運用上、前日の想定誤差量を再エネ上振れ側に大きくとる必要があり、最適運用のためには当日のオンライン制御が前提となる。今後、再エネ出力抑制機会が増加するにつれ、オンライン制御可能な発電所を多く選定せざるを得ず、結果として現地操作事業者との抑制機会の公平性が保てなくなるのではないかと懸念される。

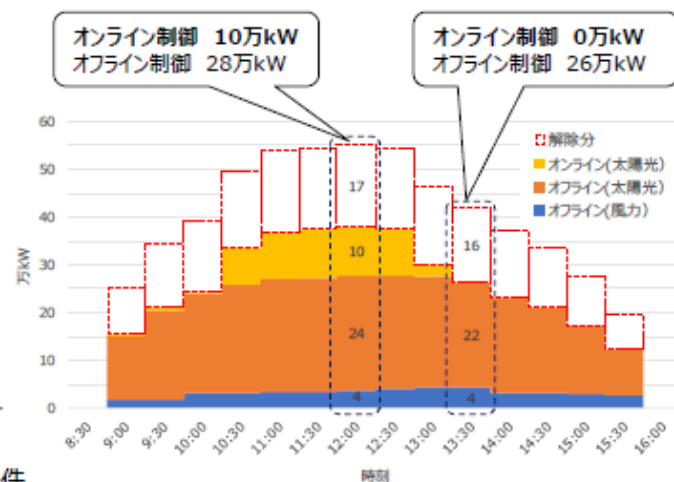
(2) オンライン制御の拡大

第18回系統ワーキンググループ 資料2-4

- オフライン制御は**前日16時**に制御量を確定し、**発電事業者自らが当日9～16時**に発電を停止。
- オンライン制御は**当日2時間前**に制御量を確定し、**必要時間帯で自動制御**。
→ **2時間前の需給予測に応じた柔軟な調整が可能**。
- **オンライン制御は再エネ全体の制御量低減に加えて、発電事業者の機会損失の低減や人件費の削減にも資することから、電力各社の再エネ運用システムの開発状況を踏まえつつ、オフライン事業者に対して、国、一般送配電事業者、発電事業者の業界団体が、遠隔制御装置の設置を促していくべきではないか。**



<太陽光・風力の出力制御量 (11月3日のケース)>



【機会損失額の試算】

オンライン及びオフライン事業者の出力制御による機会損失額を以下の条件で試算した場合、その差は約40万円/年となる。

- ・ 発電容量：1,000kW
- ・ 買取価格：30円/kWh
- ・ 制御時間/回：オンライン4.5時間、オフライン7時間
- ・ 事業者あたりの制御回数/年：5回

(4) 出力制御における経済的調整

第18回系統ワーキンググループ 資料2-4

- 九州では、足下では毎月4万kWのペースで太陽光発電の導入が進み、太陽光発電の導入量は812万kW (2018年9月時点)。
- このうち、現時点で出力制御の対象となっている太陽光は、導入量の約5割に相当する約441万kW (内訳：オフライン制御305万kW、オンライン制御136万kW)。
- 再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会の中間整理 (2018年5月) において、出力制御低減や運用効率化による社会的コスト削減を目的として、当日制御可能な大規模設備を制御することで出力制御範囲を抑制するとともに、追加収益・逸失利益を経済的に調整するといった手法等について、具体的検討を行うこととされたところ。
- これらを踏まえ、当日制御可能なオンライン制御への切替の促進と並行して、経済的調整の実務的手法の検討を進めるべきではないか。

＜九州における太陽光発電の導入状況＞

		オフライン制御 (手動制御) (旧ルール事業者)		オンライン制御 (自動制御) (指定ルール事業者)	
特別高圧		46件	75万kW	20件	31万kW
高圧	500kW以上	0.2万件	230万kW	260件	28万kW
	500kW未満	0.2万件	33万kW	330件	8万kW
低圧	10kW以上	6.3万件	174万kW	2.1万件	69万kW
	10kW未満	29.7万件	133万kW	5.7万件	31万kW

(注1) 旧ルール500kW未満の太陽光は出力制御の対象外

(注2) 指定ルールの住宅用太陽光 (10kW未満) は当面出力制御の対象外

(注3) 表中における「オンライン制御」の「特別高圧」には、オンライン制御可能な旧ルール事業者 (15件、27万kW) も含まれる

(注4) 出力制御の対象となる風力発電事業者は、旧ルール51件49万kW、新ルール9件1万kW (いずれも現時点でオフライン制御のみ)

当面の出力制御の対象
約441万kW

○出力制御の対象となっている太陽光発電は、導入量853万kWのうち、約6割に相当する471万kW。

○このうち、オンライン制御可能量は165万kW。

(指定ルール125万kW + 旧ルール特高のうちオンライン制御装置実装41万kW)

〔太陽光発電の出力制御ルール別の対象件数・設備容量 (2019年3月時点) 〕

電圧階級		旧ルール事業者				指定ルール事業者	
		オフライン制御		オンライン制御			
特別高圧		47件	73万kW	19件	41万kW	7件	6万kW
高圧	500kW以上	0.2万件	233万kW	-	-	293件	33万kW
	500kW未満	0.2万件	36万kW	-	-	379件	9万kW
低圧	10kW以上	6.3万件	175万kW	-	-	2.3万件	77万kW
適用の考え方		2015.1.25までに連系承諾の事業者				2015.1.26以降に連系承諾の事業者	
出力制御		年間30日まで無補償				無制限、無補償	

※ 主に住宅に設置している10kW未満の指定ルール太陽光事業者は、当面出力制御を行わない

九州電力は、新規連系する事業者に対して計画段階から積極的に関与し、オンライン化を推奨している。

(参考) 再エネ出力抑制時の誤差実績一覧

再エネのオンライン制御を活用した最適運用を行ったことにより、抑制回数を削減。
(制御回数を2～3回程度削減した結果：5回～6回)

【需要・太陽光出力の合成誤差に応じた出力抑制の調整実績】

[万kW]

		10/13 (土)			10/14 (日)			10/20 (土)		
		太陽光	需要	合成	太陽光	需要	合成	太陽光	需要	合成
前日計画時		40	22	62	40	22	62	81	44	125
実績※1		19	1	20	▲45	47	2	15	54	69
差※2		▲21	▲21	▲42	▲85	25	▲60	▲66	10	▲56
再エネ 抑制量	前日計画	43			62※3			70		
	実績※1	9			54			52 (オフライン制御のみ実行)		
	低減量	▲34			▲8			▲18		
		10/21 (日)			11/3 (土)			11/4 (日)		
		太陽光	需要	合成	太陽光	需要	合成	太陽光	需要	合成
前日計画時		40	22	62	68	54	122	68	54	122
実績※1		▲4	28	24	43	18	61	29	11	40
差※2		▲44	6	▲38	▲25	▲36	▲61	▲39	▲43	▲82
再エネ 抑制量	前日計画	118			55			121		
	実績※1	118			38			92		
	低減量	0			▲17			▲29		

(参考) 再エネ出力抑制時の誤差実績一覧

【需要・太陽光出力の合成誤差に応じた出力抑制の調整実績】

[万kW]

		11/10 (土)			11/11 (日)			1/3 (金)		
		太陽光	需要	合成	太陽光	需要	合成	太陽光	需要	合成
前日計画時		58	23	81	68	54	122	64	79	143
実績※1		▲15	5	▲10	20	41	61	19	59	78
差※2		▲73	▲18	▲91	▲48	▲13	▲61	▲45	▲20	▲65
再エネ 抑制量	前日計画	81※3			100			63		
	実績※1	23			82			34		
	低減量	▲58			▲18			▲29		
		2/24 (月)			3/2 (土)			3/5 (火)		
		太陽光	需要	合成	太陽光	需要	合成	太陽光	需要	合成
前日計画時		83	92	175	157	77	234	89	61	150
実績※1		▲191	43	▲148	▲345	▲87	▲432	0	59	59
差※2		▲274	▲49	▲323	▲502	▲164	▲666	▲89	▲2	▲91
再エネ 抑制量	前日計画	138			111			79		
	実績※1	42 (オフライン制御のみ実行)			8 (オフライン制御のみ実行)			54		
	低減量	▲96			▲103			▲25		

(参考) 再エネ出力抑制時の誤差実績一覧

【需要・太陽光出力の合成誤差に応じた出力抑制の調整実績】

[万kW]

		3/8 (金)			3/11 (月)			3/12 (火)		
		太陽光	需要	合成	太陽光	需要	合成	太陽光	需要	合成
前日計画時		89	61	150	89	61	150	89	61	150
実績 ^{※1}		29	13	42	11	65	76	9	39	48
差 ^{※2}		▲60	▲48	▲108	▲78	4	▲74	▲80	▲22	▲102
再エネ 抑制量	前日計画	124			53			95 ^{※3}		
	実績 ^{※1}	87			38			54 (オフライン制御のみ実行)		
	低減量	▲37			▲15			▲41		
		3/13 (水)			3/15 (金)			3/16 (土)		
		太陽光	需要	合成	太陽光	需要	合成	太陽光	需要	合成
前日計画時		89	61	150	89	61	150	151	56	207
実績 ^{※1}		62	50	112	52	45	97	54	55	109
差 ^{※2}		▲27	▲11	▲38	▲37	▲16	▲53	▲97	▲1	▲98
再エネ 抑制量	前日計画	105			37			126		
	実績 ^{※1}	76			28			87		
	低減量	▲29			▲9			▲39		

(参考) 再エネ出力抑制時の誤差実績一覧

【需要・太陽光出力の合成誤差に応じた出力抑制の調整実績】

[万kW]

		3/17 (日)			3/20 (水)			3/23 (土)		
		太陽光	需要	合成	太陽光	需要	合成	太陽光	需要	合成
前日計画時		39	44	83	166	56	222	112	56	168
実績※ ¹		▲62	59	▲3	▲44	53	9	▲131	93	▲38
差※ ²		▲101	15	▲86	▲210	▲3	▲213	▲243	37	▲206
再エネ 抑制量	前日計画	180			98			144		
	実績※ ¹	109			64			74		
	低減量	▲71			▲34			▲70		
		3/24 (日)			3/26 (火)			3/27 (水)		
		太陽光	需要	合成	太陽光	需要	合成	太陽光	需要	合成
前日計画時		22	44	66	19	44	63	39	44	83
実績※ ¹		1	65	66	▲25	▲10	▲35	41	▲6	35
差※ ²		▲21	21	0	▲44	▲54	▲98	2	▲50	▲48
再エネ 抑制量	前日計画	194			132			102		
	実績※ ¹	176			132			96		
	低減量	▲18			0			▲6		

※1 実績は下げ調整力最小断面を記載。※2 差=実績-前日計画時で示す。

【需要・太陽光出力の合成誤差に応じた出力抑制の調整実績】

[万kW]

		3/30 (土)			3/31 (日)					
		太陽光	需要	合成	太陽光	需要	合成			
前日計画時		152	50	202	166	56	222			
実績※1		20	45	65	31	67	98			
差※2		▲132	▲5	▲137	▲135	11	▲124			
再エネ 抑制量	前日計画	75			183					
	実績※1	50			157					
	低減量	▲25			▲26					

※1 実績は下げ調整力最小断面を記載。

※2 差=実績-前日計画時で示す。

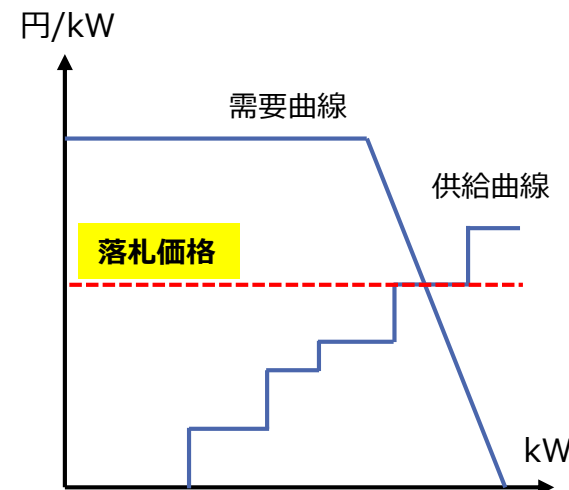
表.19年3月の再エネ抑制発生日と前日スポット取引時点の空容量 [万kW]

日付	市場分断	抑制実績	日付	市場分断	抑制実績
3/8(金)	有り	87	3/2(土)	無し	8
3/12(火)	有り	54	3/5(火)	無し	54
3/13(水)	有り	76	3/11(月)	無し	38
3/17(日)	有り	109	3/15(金)	無し	28
3/23(土)	有り	74	3/16(土)	無し	87
3/24(日)	有り	176	3/20(水)	無し	64
3/26(火)	有り	132	3/27(水)	無し	96
3/30(土)	有り	50	3/31(日)	無し	157

※再エネ出力抑制実績は、下げ調整力最小断面を記載

※上表の各日は広域機関による長周期広域周波数調整によりスポット取引時の空容量は活用されている。

図.シングルプライスオークション



スポット取引において、落札価格は売り・買い札両側で0.01円/kWhを超える入札が行われると、0.01円/kWhを超える。

- 19年3月は計16回再エネ抑制が発生し、その内8日間は前日スポット取引で市場分断の発生がなかった。
- 再エネ出力抑制の発生は、九州エリアで余剰供給力があることを意味するので、抑制発生日の前日スポット取引での市場分断の発生を想像する。
- しかし、**再エネ予測誤差**（前々日～前日の予測誤差及び前日の想定誤差量）が前日スポット取引時点では再エネ電源として確定できないことが影響し市場分断が発生しなかったと考えられる。
- 前頁までで述べた送配電事業者の想定誤差量の必要性から、必然的に再エネ出力抑制量の前日計画に対し実績が下回る日が相当日数発生することが見込まれる。
- 以上から、再エネ抑制発生日のスポット取引における市場分断は、必ずしも発生する事象ではないと考えられる。

➔いずれにせよ、スポット市場価格の妥当性については、資源エネルギー庁、電力・ガス取引監視等委員会、JEPXといった関係機関による早急な検証が必要である。