

再エネ抑制情報③（2020年5月分）

1 太陽光&風力抑制の概要

九州エリアにおける本年5月の太陽光&風力抑制は先月と同様に、昨年同月に比べて回数・抑制量とも大幅に伸びた。九州エリア全域で本土16回、離島延べ31回（昨年同月は本土10回/離島延べ25回）の抑制が強制された。抑制量累計も1億1753万KWh（太陽光1億1393万KWh/風力360万KWh）に達した。これは同月の1日あたりの原子力発電所の発電量約6890万KWhの2日分相当にあたる。昨年同月との比較では70%近くも抑制量が伸びた。また、川内原子力発電2号機停止後の原子力2機稼働のもとでも抑制は続き、6月に入っても3回の抑制が強制された。

次ページの『FIG-1』/『FIG-2』は本土抑制16回（同日に抑制された離島延べ26回を含む）の累計抑制実績と本当に必要な抑制量（推定値）を日毎にプロットしたものである。同様に3ページの『FIG-3』/『FIG-4』は抑制最大時（概ね12:00~13:00）の抑制量実績と本当に必要な抑制量（推定値）を日毎にプロットしたものである。抑制実績は今月に公表された『需給実績』に拠った。本当に必要な推定値は同『実績』をもとに筆者が推定した値である。

4~5ページに『再エネ月報』を掲載しているので、合わせて参照願いたい。

本当に必要な抑制量（推定値）の推定は2とおりのケースで行った。『ケース1』は、①抑制時間帯（8:00~15:00）の揚水Pの増加/②太陽光出力が最大になる12:00前後・数時間の火力抑制/③広域周波数調整の追加要請の3点の可能性を『電力広域的推進機関（OCCTO）』公表の再エネ抑制検証データをもとに検討したものである。『ケース2』は、『ケース1』に加え、閘門連系線運用容量の柔軟な運用により更なる抑制回避が可能性かどうかの検討を加えたものである。

紙面の都合上、抑制16回すべてについて紹介する訳にはいかないため、本稿では累計抑制量最大日の5月13日（水）を取り上げて紹介する。

グラフと表を一見して分かることは、現行の「給電優先ルール」のもとでも、①16回のうち7回は抑制が全く必要なかったこと（FIG-1、FIG-3）。②九電送配電が「給電優先ルール」に則って誠実な抑制義務を果たせば、全累計抑制量の94%が不要だったこと。③閘門連系線の運用容量（現行は周波数制約で決定されている）を熱容量まで上げる柔軟な運用（緊急避難的に12:00前後の数時間）をOCCTOが認めれば、更に、全抑制量の98%が不要なこと。の3点が確認できる。

もう1点付け加えるなら、④OCCTO検証が旧一般電気事業者寄りで、検証の名に値しないものであることが確認できる。

FIG-1

九州エリアにおける太陽光&風力抑制【8:00~15:00】〔2020/5、累計抑制量実績/本日に必要な累計抑制量推定（ケース1）、単位：万KWh〕

①揚水P増加（8:00~15:00）/②火力抑制（12:00前後、点灯時間帯の火力出力低減・フラット化による最低出力低減）/③広域周波数調整の追加要請

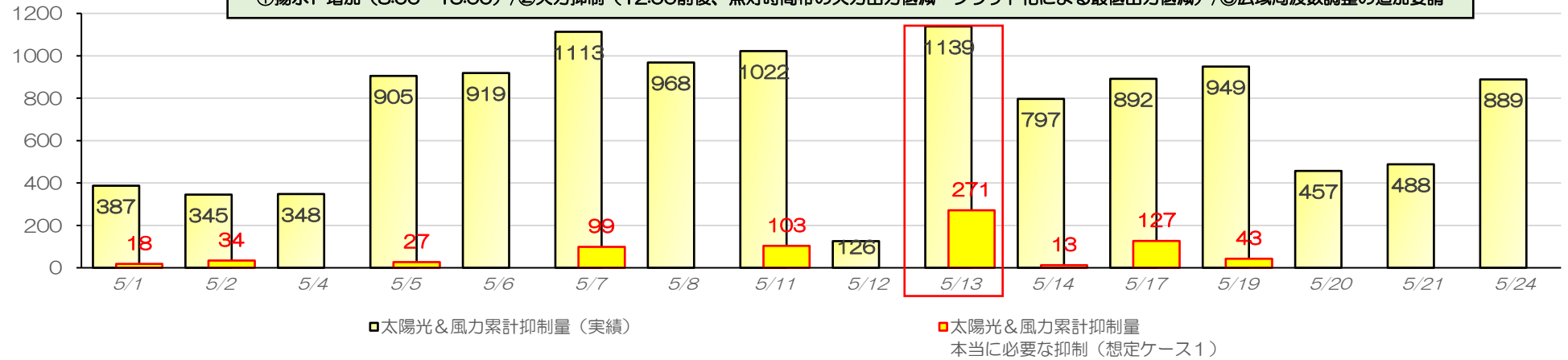


FIG-2

九州エリアにおける太陽光&風力抑制【8:00~15:00】〔2020/5、累計抑制量/本日に必要な累計抑制量推定（ケース2）〕

①揚水P増加（8:00~15:00）②火力抑制（12:00前後、点灯時間帯の火力出力低減・フラット化による最低出力低減）③広域周波数調整の追加要請 + ④連系線運用容量の柔軟運用

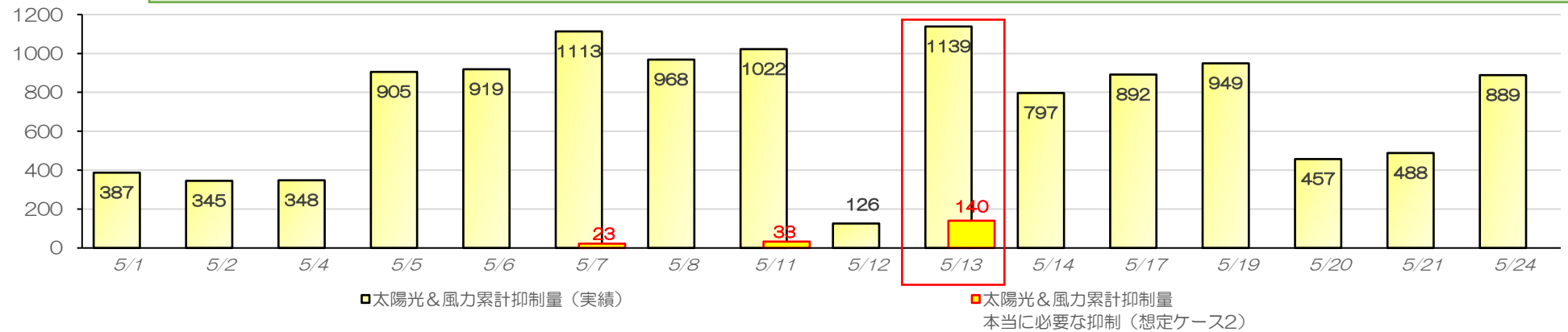


FIG-3

九州における太陽光&風力抑制【抑制最大時】〔2020/5、抑制量実績/本当に必要な抑制量推定（ケース1）、単位：万KW〕

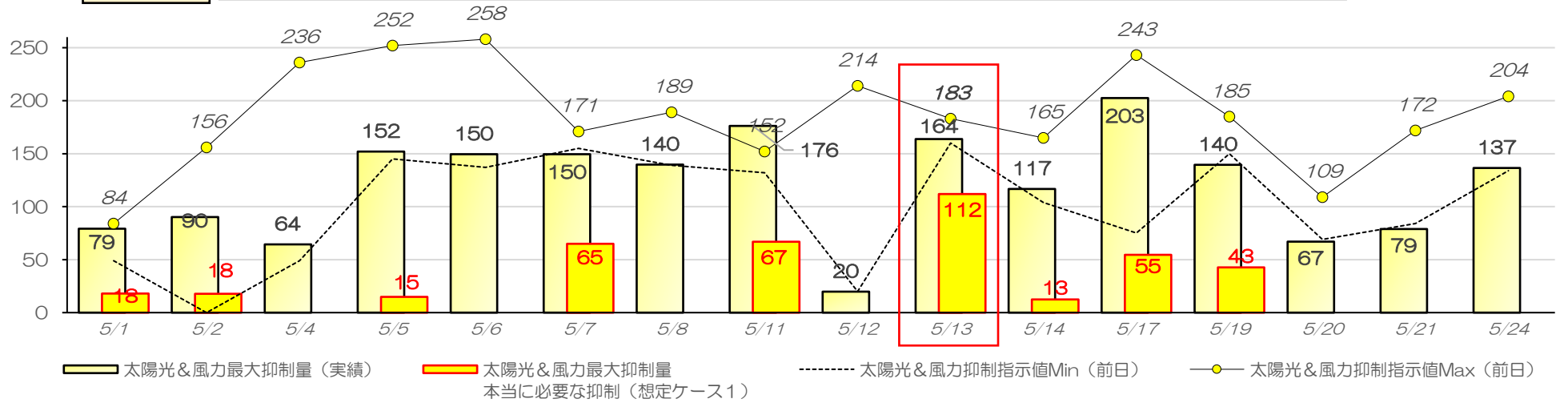
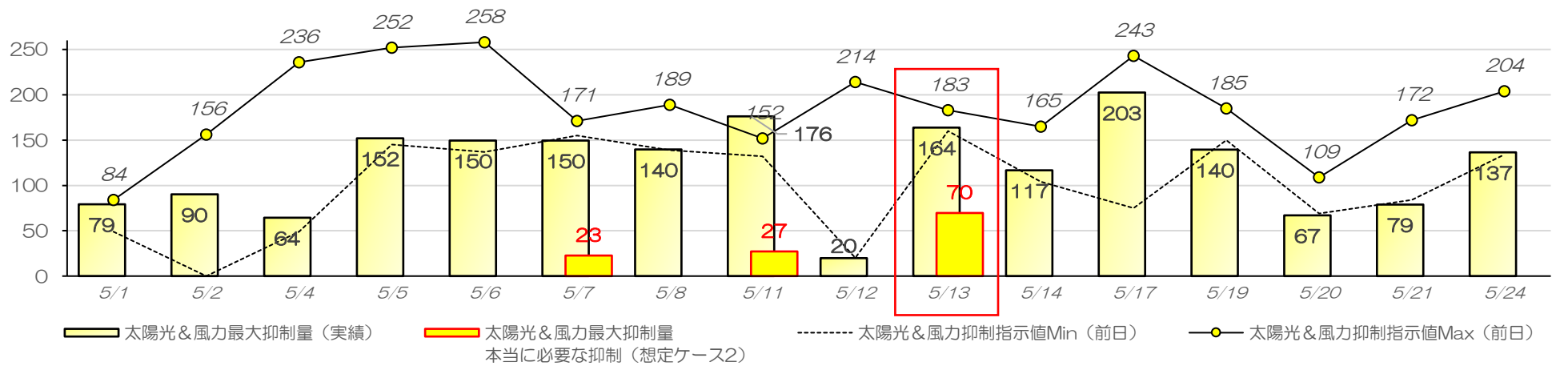


FIG-4

九州エリアにおける太陽光&風力抑制【抑制最大時】〔2020/5、累計抑制量/本当に必要な累計抑制量推定（ケース2）〕



■再エネ抑制月報（2020年5月、万KWh/万KW）										
再エネ抑制日	本土	壱岐	種子島	太陽光 累計抑制量	太陽光 最大時抑制量	風力 累計抑制量	風力抑制量 最大時	太陽光&風力 累計抑制量	太陽光&風力 最大時抑制量	特記事項
2020/5/1(金)	●	●	●	361	75	26	4	387	79	
2020/5/2(土)	●		●	345	90	0	0	345	90	
2020/5/4(月)	●	●	●	348	64	0	0	348	64	
2020/5/5(火)	●		●	905	152	0	0	905	152	抑制時間帯に揚水G
2020/5/6(水)	●	●	●	862	139	57	10	919	150	
2020/5/7(木)	●	●	●	1113	139	0	10	1113	150	
2020/5/8(金)	●	●	●	862	125	106	15	968	140	抑制時間帯に揚水G
2020/5/11(月)	●	●	●	1022	176	0	0	1022	176	
2020/5/12(火)	●	●	●	126	20	0	0	126	20	
2020/5/13(水)	●	●	●	1043	151	95	13	1139	164	
2020/5/14(木)	●		●	797	117	0	0	797	117	
2020/5/17(日)	●			860	198	32	5	892	203	
2020/5/19(火)	●	●	●	949	140	0	0	949	140	抑制時間帯に揚水G
2020/5/20(水)	●	●	●	457	67	0	0	457	67	
2020/5/21(木)	●	●		445	73	43	6	488	79	抑制時間帯に揚水G
2020/5/24(日)	●	●	●	889	137	0	0	889	137	抑制時間帯に揚水G
合計 本土+離島	● 16	● 12	● 14	11383	1863	360	63	11744	1925	

注) 本土と離島が同日に抑制された日のみ計上（離島単独で抑制された日は除く）

出所：九電送配電公表『需給実績』のデータにもとづき筆者作成、以下同様

■再エネ抑制月報（2020年5月、万KWh/万KW）

再エネ抑制日	実績 (ペテン手法による抑制)		想定/ケース1 (本当に必要な抑制)		想定/ケース1 (不必要な抑制の割合)		想定/ケース2 (本当に必要な抑制)		想定/ケース2 (不必要な抑制の割合)	
	太陽光&風力 累計抑制量	太陽光&風力 最大時抑制量	太陽光&風力 累計抑制量	太陽光&風力 最大時抑制量	太陽光&風力 累計抑制量	太陽光&風力 最大時抑制量	太陽光&風力 累計抑制量	太陽光&風力 最大時抑制量	太陽光&風力 累計抑制量	太陽光&風力 最大時抑制量
2020/5/1(金)	387	79	18	18	95%	77%	0	0	100%	100%
2020/5/2(土)	345	90	34	18	90%	80%	0	0	100%	100%
2020/5/4(月)	348	64	0	0	100%	100%	0	0	100%	100%
2020/5/5(火)	905	152	27	15	97%	90%	0	0	100%	100%
2020/5/6(水)	919	150	0	0	100%	100%	0	0	100%	100%
2020/5/7(木)	1113	150	99	65	91%	57%	23	23	98%	85%
2020/5/8(金)	968	140	0	0	100%	100%	0	0	100%	100%
2020/5/11(月)	1022	176	103	67	90%	62%	33	27	97%	85%
2020/5/12(火)	126	20	0	0	100%	100%	0	0	100%	100%
2020/5/13(水)	1139	164	271	112	76%	32%	140	70	88%	57%
2020/5/14(木)	797	117	13	13	98%	89%	0	0	100%	100%
2020/5/17(日)	892	203	127	55	86%	73%	0	0	100%	100%
2020/5/19(火)	949	140	43	43	96%	69%	0	0	100%	100%
2020/5/20(水)	457	67	0	0	100%	100%	0	0	100%	100%
2020/5/21(木)	488	79	0	0	100%	100%	0	0	100%	100%
2020/5/24(日)	889	137	0	0	100%	100%	0	0	100%	100%
合計 本土+離島	11744	1925	735	404	94%	79%	195	120	98%	94%

注) 本土と離島が同日に抑制された日のみ計上 (離島単独で抑制された日は除く)

2 本日に必要な抑制量の推定〔2020年5月13日（水）の事例〕

次ページ『FIG-5』は5月13日の需給バランスを示すグラフである。

グラフ中の折点線・緑より上の部分が前日指示と当日指示で抑制された電力量である。グラフ中の記号を使って表現すると次のようになる。

Σ 供給力 A(原子力+水力+揚水G+火力+バイオ+太陽光&風力) > 需要ライン〔需要- (揚水P+連系潮流)〕なので左辺から右辺を引いた値が時間毎の抑制量となる。12:00 (12:00~13:00) を事例にとると、 $[322+14+10+258+28+(680+164)] - [879-(\blacktriangle 197+\blacktriangle 236)] = 164$ 万KWhが12:00の抑制量となる。時刻毎の抑制量を合算すると1139万KWhとなる(※1)。九電送配電から発電事業者への前日指示では、必要な抑制量は183万KW(12:00~12:30の30分1コマ)となっていた(『fig-3』/『FIG-4』参照)。

(※1) それぞれの数値は小数点以下を四捨五入しているため、それぞれの数値を合算した合計値とピタリ一致しない場合がある。以下同じ

2-1 抑制回避のポイント①—揚水の増加による過剰供給力の吸収—

8ページ『FIG-6』に抑制回避措置を講じたときの需給バランス改善案(ケース2)を示した。

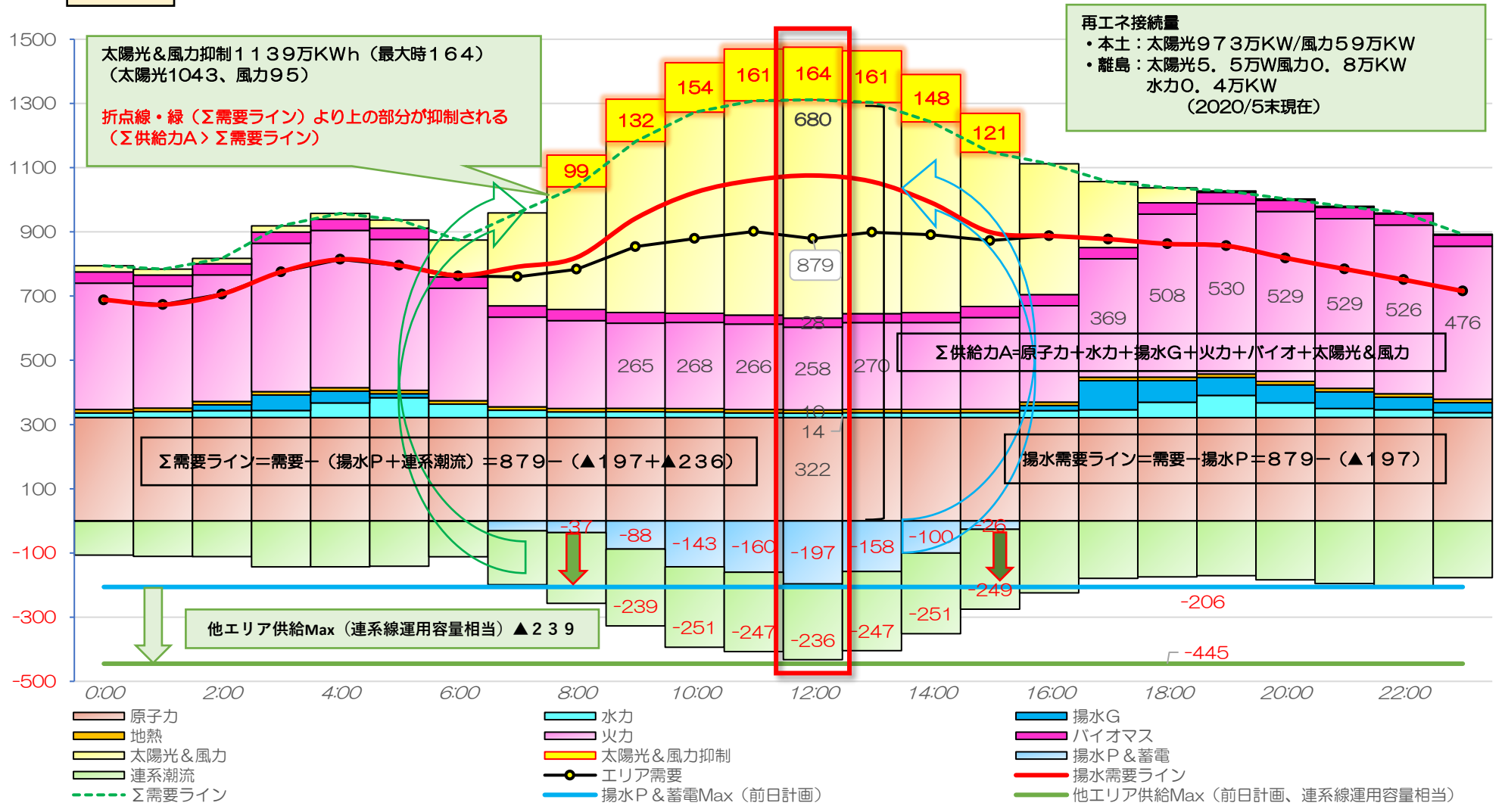
抑制回避のポイント①は揚水(揚水P)の活用。5月13日に最大限活用できる揚水P&蓄電(揚水P6台 \blacktriangle 201万KW/蓄電設備 \blacktriangle 5万KW)は \blacktriangle 206万KW。棒グラフ・薄水色を \blacktriangle 206万KWまで増加していけばよい。8:00~15:00まで増加すると合計 \blacktriangle 652万KWhとなる。揚水Pを8時間に渡って、この日のMax値まで増加することで652万KWhの抑制が回避される。出力を増加する上の注意点は上ダムの容量の制約があるということ。九電保有の揚水P・253万KW(8台)の上ダム合計容量は約2300万KWh(揚水ベース)。300万KWhほどを緊急時発電用〔最大電源118万KWの『N-1故障(1バンク事故)』の備え〕として確保する必要があるため、1日あたりの揚水P限度を2000万KWhとした。もう一つの注意点は、揚水Pと揚水発電(揚水G)は表裏一体の関係にあるということ。抑制回避のために揚水Pをほぼ毎日フル稼働するためには、その日に揚水した分はその日に揚水Gとして使い切る必要がある。そのときの揚水Gは、揚水ロスなどを見込み換算率68%をかけたものとする。揚水P活用は抑制回避に最も重要である。仮に、この日のMax値が8台・258万KWであったなら、揚水Pの増加だけで1068万KWhの抑制が回避されたはずである。

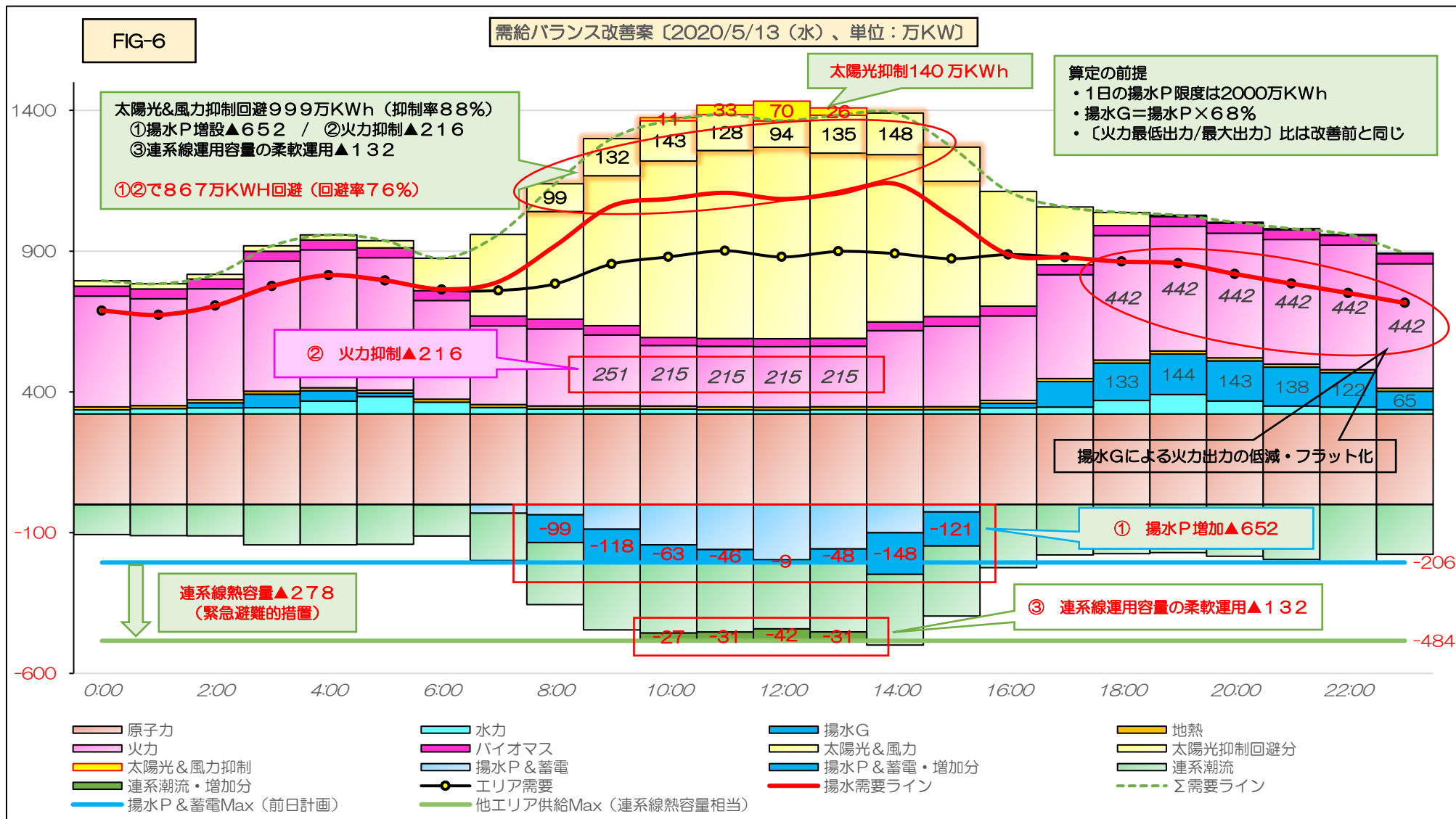
2-2 抑制回避のポイント②—点灯時間帯における火力出力の低減・フラット化による火力抑制—

太陽光出力は日射を遮る雲などが無い場合には南中時刻(太陽高度が最大になる時刻)に最大値になるが、出力が余り上がらない曇り空の場合には最大出力が、前後1時間程度の範囲でずれることもある。雲量によって多少の前後はあるにしろ、概ね12:00~13:00に太陽光出力は最大値になる。太陽光出力の変動に伴い供給力の大宗を占める火力出力も変動する。太陽光が12:00前後に供給力の大宗を占めるようになると、火力は逆に12:00前後に最低出力(『FIG-5』参照)となる。

FIG-5

九州エリア需給バランス〔2020/5/13 (水)、1時間平均電力(送電端)：万KW〕





一方、太陽光出力が消滅する 18:00~19:00 頃に火力は最大出力（『FIG-5』参照）となる。火力機は出力を調整して運転予備力を担う電源で、概ね 30~100% の範囲（安定的な継続運転を維持できる最低出力~予備力を確保した最大出力）で運転する。また微細な需要変動に対応するため、特定の火力機には AFC 機能（Automatic-Frequency-Control）を持たせている。OCCTO 検証資料によれば、主に新大分 LNG 火力 280 万KW（平均出力約 20 万KW×14 機）が AFC 機能を担っているようで、エリア需要の 2%（平均 20 万KW程度）を確保する旨の記載があるので、AFC 最低出力は概ね定格出力の 40%前後~50%程度であろう。

揚水Pの増加分▲652万KWhで得られた揚水を使って揚水G運転すれば、点灯時間帯の火力出力を減少させることが可能となる。揚水G出力を時刻毎に調整して火力出力をフラット化すれば、火力最大出力を低下させることができる。最大出力を低下させれば最低出力も低下させることができる。運転する火力機は最大出力見合いで決められるからだ。新大分LNG火力は小容量火力群で構成されているので、きめ細かい系統運用・操作が可能な使い勝手のよい火力機である。

このようにして、12:00 前後の太陽光&風力抑制を回避できる。本事例のケースで 9:00~13:00 までの抑制量を 216 万KWh回避できる。

「2-1」「2-2」の合計で 867 万KWh（抑制回避率：867/1139=76%）の抑制が回避できる。残念ながら残り 271 万KWh（10:00~13:00）は回避できない。このときの最大時抑制量は 112 万KW（12:00）。『FIG-1』/『FIG-3』に 16 回分すべての推定値（本当に必要な抑制量）を示している。

ポイント①+②が、本当に必要な抑制量推定「ケース1」である。

2-3 抑制回避のポイント③—関門連系線の柔軟運用—

関門連系線に流すことのできる電力（「連系潮流」と表記）の上限（連系線運用容量）は、全国系統の地域間連系線の連系潮流を管理している OCCTO によって決められている。関門連系線の連系潮流限度は周波数維持面の制約（※2）で決められており、熱容量より小さい値になっている〔熱容量は、実際には 556 万KW（278 万KW×2 回線）だが、『N-1 故障（1 回線事故）』を考慮して 278 万KWで運用〕。エリア外供給電力（=連系潮流）はこの限度内に収まるように OCCTO から指導を受ける。（※2）連系線 2 回線が同時に事故断となったときに連系線を挟む両エリア（九州エリアと 60Hz 系 5 社エリア）の周波数が 59~60.5Hz に収まる連系潮流

本事例の前日指示では、他エリア供給は運用容量相当▲239 万KW（すべて約定分）で計画されていた。ところが『FIG-5』の棒グラフ・緑が示すように、実際には 5 時間程度、運用容量を超えた連系潮流が流れているのだが、これによって両エリアの周波数が 59~60.5Hz を外れる訳ではない。

このような実態を踏まえ、太陽光&風力抑制の恐れがあるときには、「緊急避難的に連系線運用容量を熱容量まで許容したらどうか」というのが筆者の考える抑制回避のポイント③である。

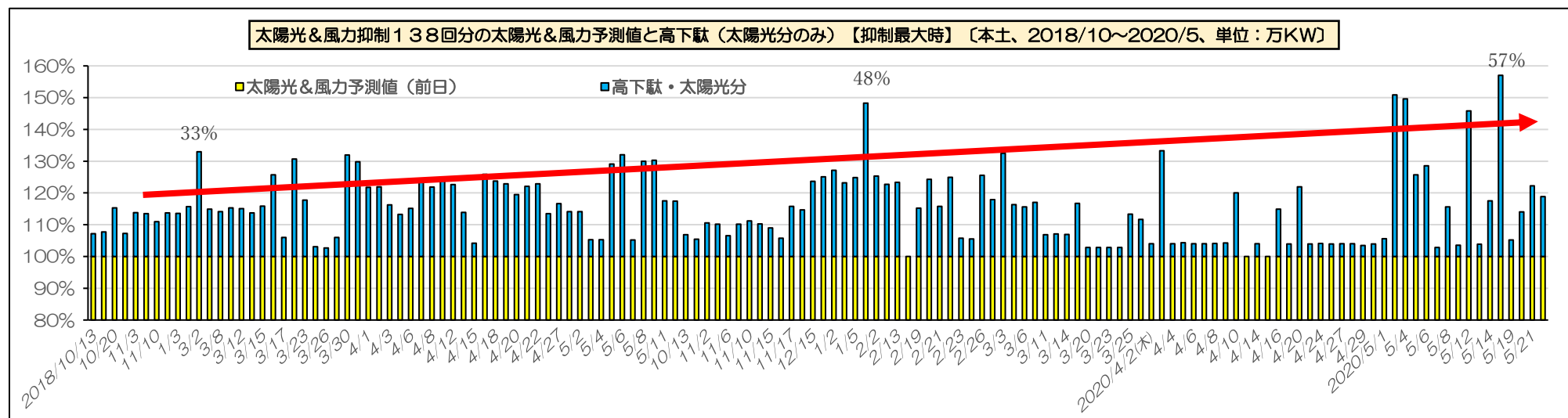
連系線の柔軟な運用で132万KWhの抑制回避が可能となる。ケース1と合わせると合計で999万KWhの抑制回避が可能となり、抑制累計実績1139万KWhの88%が回避できる。『FIG-2』 / 『FIG-4』に16回分すべての推定値（本当に必要な抑制量）を示している。ポイント①+②+③の推定量が「ケース2」である。

3 まとめ

冒頭で紹介したとおり、①抑制回数の半分近くは全く必要のない抑制であったこと。②控え目にみても抑制量の90%は全く必要のない抑制量であったこと。③連系線運用容量の柔軟な運用で更に5%程度は抑制量を回避できること。④OCCTOの検証が検証の名に値しないこと。の4点に尽きる。

今回、初めてすべての抑制日に渡って検討を加えてみたが、その思いを一層強くした。

検討の過程で新たに気がついたことが1つあった。下のグラフは2020年5月までの太陽光&風力抑制138回分の太陽光&風力予測値と、予測値に履かせた太陽光・高下駄分（需要分を除いた正味の高下駄）の推移（絶対値ではなく予測値に占める割合）を示したものである。細かく分析しなければ分からないが、何となく右肩上がりになっているような印象を受ける。これについては筆者投稿『再エネ抑制についての考察』シリーズの最終回で紹介する予定である。



2020年7月13日

脱原発・電力労働者九州連絡会議 副代表 山崎 明