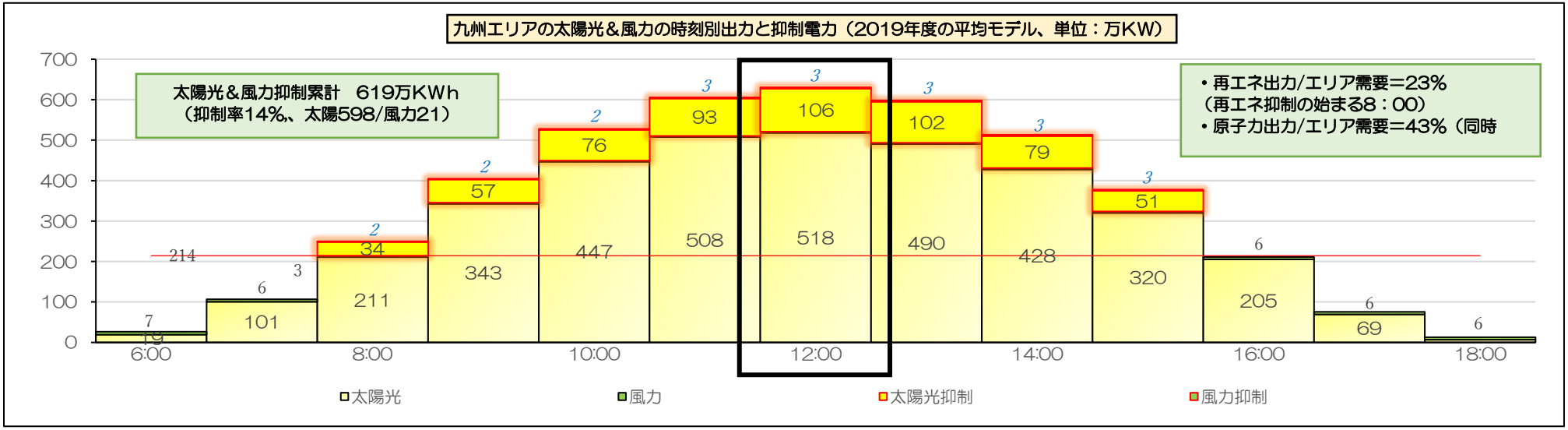
再エネ抑制についての考察Ⅳ（後編）

1 はじめに

2018 年 10 月 13 日から九州エリアで本格的な再エネ抑制が開始されて、大凡、1 年 8 ヶ月が経過した。その間に 139 回の再エネ抑制が行われた（2018 年度 26 回/2019 年度 74 回/2020 年 4 月 22 回/同年 5 月 16 回/同年 6 月 1 回、2020 年 6 月 7 日時点）。ほぼ 4 日に 1 回抑制が行われている計算になる。6 月に抑制が行われたのも初めてである。抑制回数の伸びも異様だが、1 回あたりの平均的な抑制量もどんどん増えている（2018 年度・371 万KWh/回、2019 年度・619 万KWh/回、2020 年 4 月・718 万KWh/回）。なお、ここで取り上げている抑制回数と抑制量は、本土と、本土と同日に抑制した離島の合計値のみを計算したものなので、離島単独で抑制した分は含んでいない。

九電送配電の公表している再エネ抑制データは、抑制最大時刻（概ね 12：00～13：00 の中の 30 分 1 コマ分）の前日指示と当日実績、抑制の必要性らしきものを示す速報データだけである。それだけでは再エネ抑制の全容が掴めないし、本当に抑制する必要があったのか、なかったのかのチックは不十分である。下のグラフは 2019 年度の再エネ抑制回数 74 回分の 1 回あたりの平均的な抑制量の時刻別内訳を示したものである。抑制最大時の抑制量 109 万KW（太陽光 106/風力 3）は 1 日の累計抑制量 619 万KWh（太陽光 598/風力 21）の 18%を占めているに過ぎない。抑制量の 82%を占める残りの時間帯については、抑制の根拠を示すエリア需要や供給力内訳などは一切公表されていない。一方、幸いにも全 1 日の『需給実績（60 分値）』が定期的にＨＰで公表されており、下記グラフはそれにもとづいて



筆者が作成したものである。このほか、『電力広域的推進機関（OCCTO）』ＨＰには再エネ抑制検証データが公表されている。これらの公表データは、数字の羅列だったり、関係者（仲間内）しか分からないような論理を用いて説明していたりと意味不明な部分が多いのだが、それらのデータを紐解きながら本稿では前回につづいて2019 年度の再エネ抑制の要否を分析することとする。

2. 2019 年度の再エネ抑制の要否の分析

2018 年度については、（抑制 26 回、抑制量累計 9634 万ＫＷｈ）①26 回の累計抑制量のうち 8600 万ＫＷｈほどは不必要な抑制であったこと。②関門連系線の運用容量を緊急避難的に熱容量まで引き上げれば、更に 800 万ＫＷｈほどの抑制が回避されること。③両者を合わせれば累計抑制量の 97%ほどを回避できること。の試算を紹介した。

今回は、前回と同様の手順で 2019 年度（抑制 74 回、抑制量累計 45824 万ＫＷｈ）の抑制要否をチックする。同年度の再エネ抑制 74 回の平均的な需給モデルを取り上げた試算では再エネ抑制は全く必要なかったので、抑制量が平均値を上回る 26 回の中から、次の４回を選んで試算を試みる。個別の事例紹介の中で、かくも不必要な抑制が何故行われているのか。そのカラクリを紹介することを主眼に置いて記述する。

□　再エネ抑制4事例の抑制概要（2019/10～2020/3、単位：万ＫＷｈ/KW

DATE	本土	壱岐	種子島	徳之島	太陽光抑制量【a】	太陽光抑制率 a/(A+a)	風力抑制量【b】	風力抑制率 b/(B+b)	太陽光発電量【A】	風力発電量【B】	太陽光抑制時間h	風力抑制時間h
2019/4/7(日)	●		●		1,367	29.9%	0	0.0%	3,198	79	8	0
2019/5/3(金)	●	●	●		1,139	21.9%	31	45.8%	4072.6	37.2	8	8
2020/2/23(日)	●		●	●	1,686	34.4%	55	22.6%	3,220	188	8	8
2020/3/8(日)	●		●		1,566	34.8%	104	31.4%	2,930	228	8	8
合計	● 4	● 1	● 4	● 1	5,757	30.0%	190	26.4%	13,420	531	32	24

注）離島は本土と同一日に実施

2-1　2019年４月７日（日）

前日に「**再エネ抑制最大時（12：00～12：30の３０分１コマ）に253万KWの太陽光抑制（本土）**」という指示が、九電送配電から発電事業者に対してなされた。その結果、当日は離島を含む九州エリアで**太陽光1367万KWh（抑制最大時257万KW）**が抑制された。なお離島分（種子島のみ）の抑制は2～3万KWh（抑制最大時0.3万KW）であったと推定している。

同時間帯の抑制について、九電送配電は「揚水P＆蓄電設備▲226万KW、他エリア供給（連系潮流）▲195万KW（約定分のみ）などの抑制回避措置をとっても、エリア供給力〔原子力/水力/地熱/火力/バイオマス（合計698万KW、この部分の合計をΣ供給力Aと表記）/太陽光＆風力（776万KW）〕は**1474万KW**。一方、エリア需要800万KW＋揚水P＆蓄電（揚水需要）226万KW＋他エリア供給（連系潮流）195万KWの合計は**1221万KW**となり、差し引き２５３万KW（1474－1221）の供給力過剰となる」旨の根拠らしきものを示していた。それ以外の時間帯については、根拠らしきものさえ一切示していない。

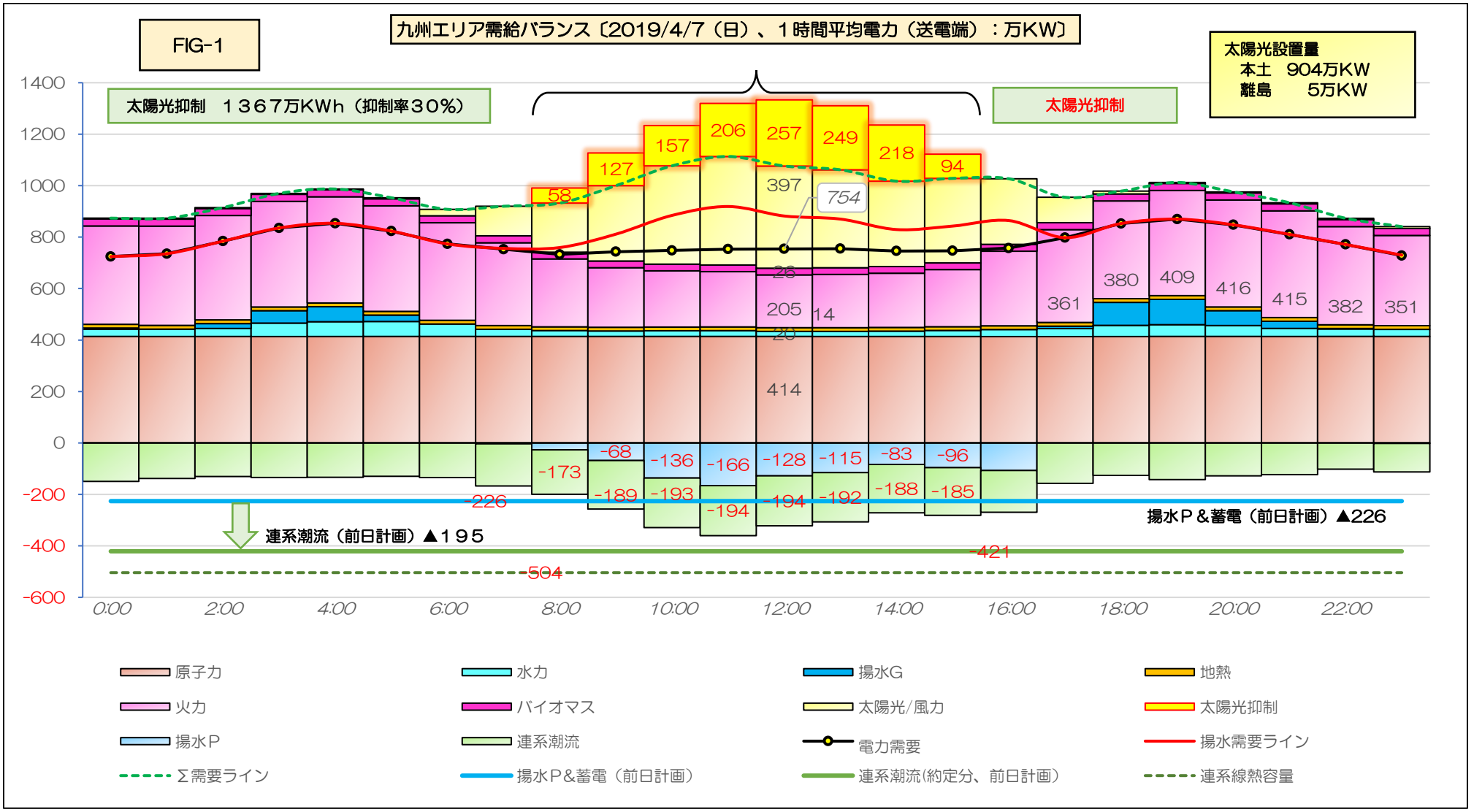
しかし当日の需給バランス（次ページ『FIG-1』参照）を見る限り、再エネ抑制最大時のエリア需要は740万KW〔全エリア需要754－離島需要14（※1）〕と前日指示値800万KWよりも▲60万KW下振れ（減少）した。一方、太陽光＆風力は654万KW（全エリア654－離島太陽光３）と前日指示値776万KWよりも▲125万KW下振れ（減少）した。需要の減少は供給力の増加と等価なので、差し引きで、供給力が▲６５万KW〔▲125－（▲60）〕減少したことになる。従って彼らの論法でも、**再エネ抑制量は188万KWに減少**するはずである。（※１）『FIG-1』は離島を含む九州エリアの需給バランスなので離島分を差し引いた。

ところが抑制**実績は257万KW**（全エリア257－離島抑制0.3）**と増えている。**揚水P＆蓄電も▲226万KWの計画なのに、▲128万KWの活用に留まっている。抑制時間帯では▲66～▲166万KW（平均▲102万KW）と計画の45%に過ぎない。一方、Σ供給力Aは▲30万KW減少している。要するにΣ供給力Aを30万KW減らしたものの、揚水＆蓄電を▲98万KW分減らしたので、差し引き68万KW抑制量が増え257万KWの結果になっているのである。

九電送配電が計画どおり最大限の抑制回避措置をとれば、次のような結果になる。（次ページ『FIG-2』参照）

①　揚水P＆蓄電の最大限の活用で781万KWh、②　火力の抑制で286万KWh、更に③　連系線運用容量を熱容量まで引き上げれば274万KWh。
合計で1341万KWhの抑制が回避される。それでも残念ながら、2万KW（11：00）と24万KW　（12:00）の合計26万KWhの抑制は回避できない。

このような理不尽な系統運用が何故まかり通り、『電力広域的推進機関（OCCTO）』が妥当である旨の判断をしているのか。
このカラクリを紹介するのが、本稿の目的である。



注）離島を含む九州エリア全域の需給バランス。九州電力公表の『需給実績』をもとに筆者作成。以下、同様

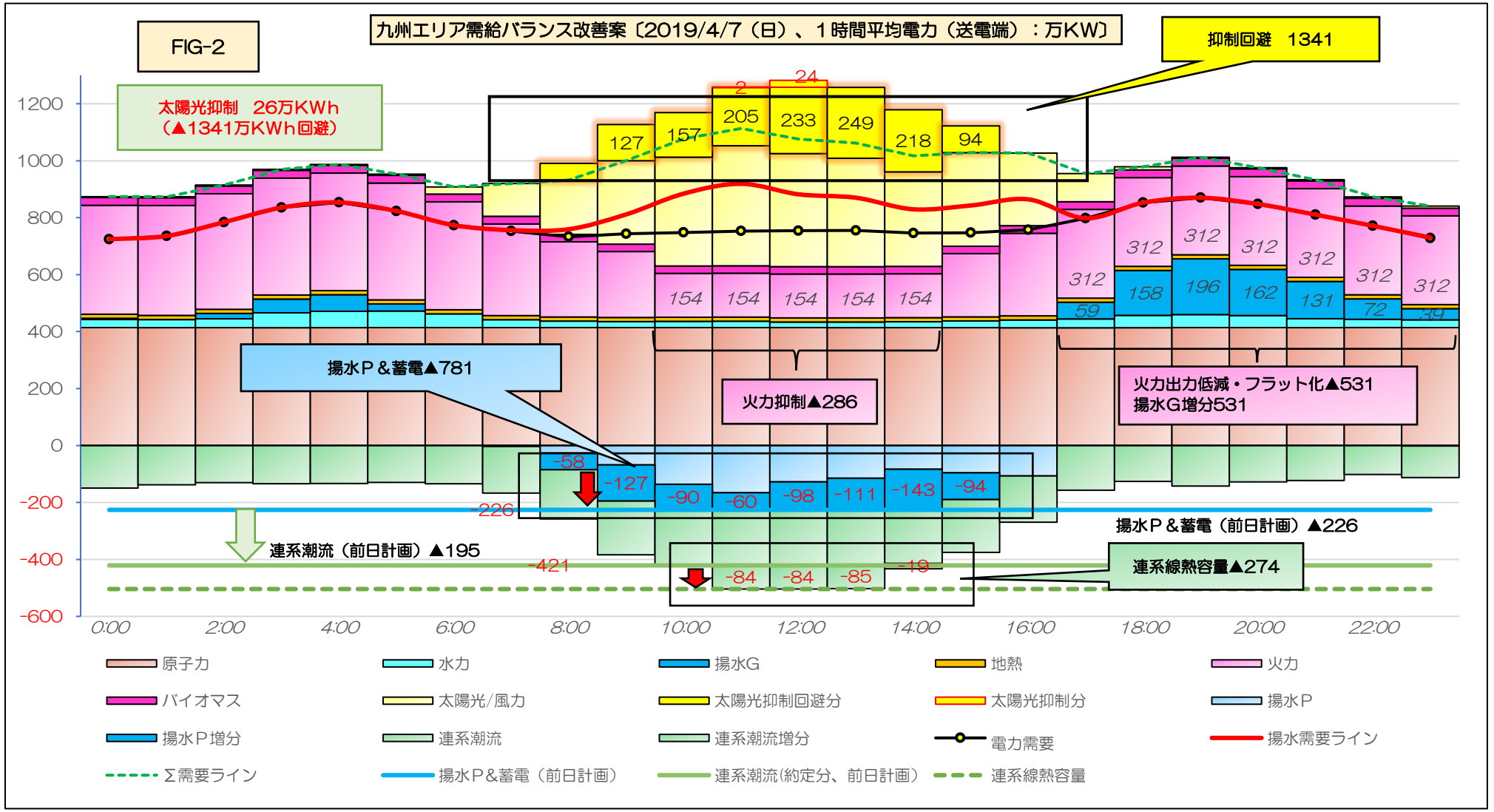
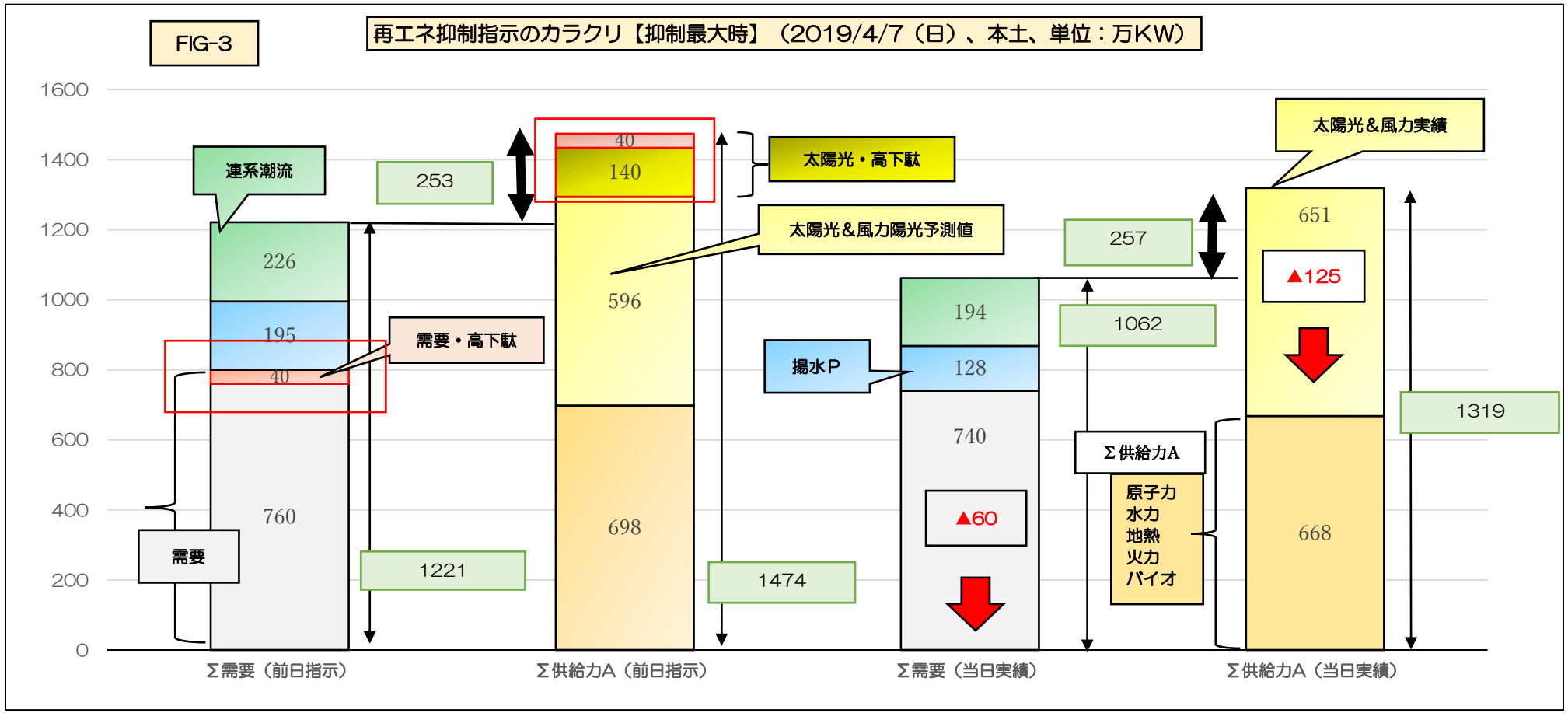


FIG-2
九州エリア需給バランス改善案〔2019/4/7（日）、１時間平均電力（送電端）：万KW〕
抑制回避　1341
太陽光抑制　26万KWh
（▲1341万KWh回避）
揚水Ｐ＆蓄電▲781
火力抑制▲286
火力出力低減・フラット化▲531
揚水G増分531
揚水Ｐ＆蓄電（前日計画）▲226
連系潮流（前日計画）▲195
連系線熱容量▲274
1200
1000
800
600
400
200
0
-200
-400
-600
0:00
2:00
4:00
6:00
8:00
10:00
12:00
14:00
16:00
18:00
20:00
22:00
原子力
水力
揚水G
地熱
火力
バイオマス
太陽光/風力
太陽光抑制回避分
太陽光抑制分
揚水Ｐ
揚水Ｐ増分
連系潮流
連系潮流増分
電力需要
揚水需要ライン
Σ需要ライン
揚水Ｐ&蓄電（前日計画）
連系潮流(約定分、前日計画)
連系線熱容量

2−2　再エネ抑制指示のカラクリ①（太陽光予測値に履かせる高下駄）

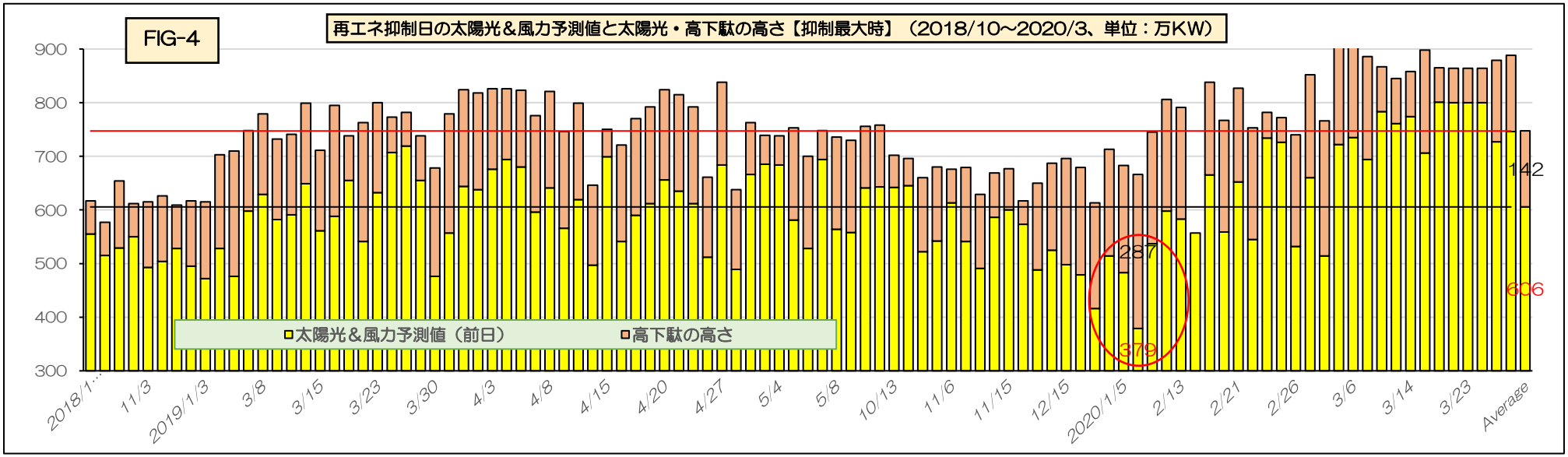
『FIG-3』は、前項（「２－１」）で言葉で述べたことをグラフ化したものである。前日指示の数値は OCCTO 検証資料に拠った。当日実績は九州電力公表『需給実績』に拠った（離島分は引いている）。OCCTO 検証資料によれば、指示時点での太陽光＆風力予測値７７６万ＫＷというのは、予測誤差 180 万ＫＷ（需要分 40＋太陽光分 140）を加えた値。「想定誤差」などと科学を装った用語を使っているが、これを誤差と呼ぶのには違和感がある。予測値の「外れ幅」「高下駄」と言った方が的確だろう。これまでで最も高い外れ幅（高下駄の最大値）を想定誤差と称して履かせている訳である。系統操作は需要と太陽光＆風力の予測にもとづいて行われる。

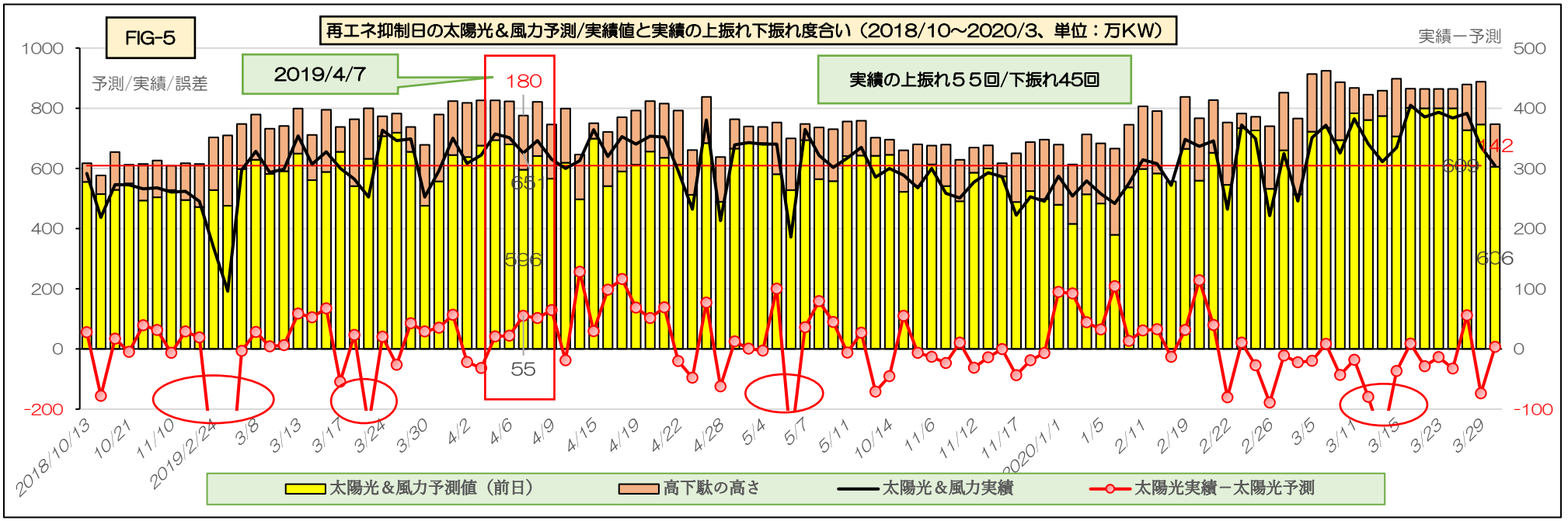


注）グラフから需要・高下駄分 40 万ＫＷを切り取ればΣ供給力 A の太陽光・高下駄 140 万ＫＷのみが残る。

通常、その予測値に高下駄を履かせることはしない。しかし**抑制指示をだすときだけは、高下駄を履かせて抑制必要量を算定している**。グラフを見れば分かるように本当に必要な抑制量は 73 万KW〔(253－（140＋140)〕に過ぎない。下記『FIG-4』は再エネ抑制 100 回分の高下駄を含まない太陽光＆風力予測値と高下駄の高さを日毎にプロットしたものである。予測値を棒グラフ（黄)、高下駄を棒グラフ（茶）で表示した。一直線の折線（赤、黒）は、それぞれ、高下駄と予測値の平均値を積み上げ式で表している。季節によって高下駄の高さは異なるけれど平均で予測値の２3%もの高下駄を「想定誤差」と称して予測値に加えている訳である。最大で予測値 379 万KWに対し 287 万KWの高下駄を履かせていることもある。76%もの高下駄を「想定誤差」と称して予測値に履かせ、それをもとに再エネ抑制量を算定している。再エネ予測値に高下駄を履かせている理由を OCCTO は次のように説明している。同グラフの数値は OCCTO 検証資料に拠る。

「高下駄を履かせなければ、太陽光＆風力出力が予測値よりも上振れ（正確には高下駄以上に上振れ）した場合に下げ調整の余地が全くなくなる。Σ供給力 A（原子力/水力/地熱/火力/バイオ）のうち、抑制されることのない原子力/水力/地熱を除いて火力/バイオマスは最低出力まで抑制されているので、下げ調整の余地が全くない」。実績が常に高下駄分上振れするのであればそうである。しかし、現実は下振れもする。上振れするときだけを捉えて不必要な抑制を正当化できるものではない。『FIG-4』グラフに需給日当日の太陽光＆風力実績値と、その実績値が予測値（下駄を履かせていない予測値）よりどの程度上振れしたか下振れしたかの振れ幅を追加すると、次ページ『FIG-5』ののグラフになる。同グラフの実績値は九州電力公表『需給実績』に拠った。（離島分の太陽光実績３万KWを引いた値）





折線（黒）が当日実績、折線（赤）が「実績－予測値」を示している。つまり実績値が予測値より上振れした場合は＋値、下振れした場には▲値を示す。「実績－予測値」は右目盛りである。2019 年４月７日は実績値が予測値より 55 万KW上振れ（651 万KW－596 万KW）している。

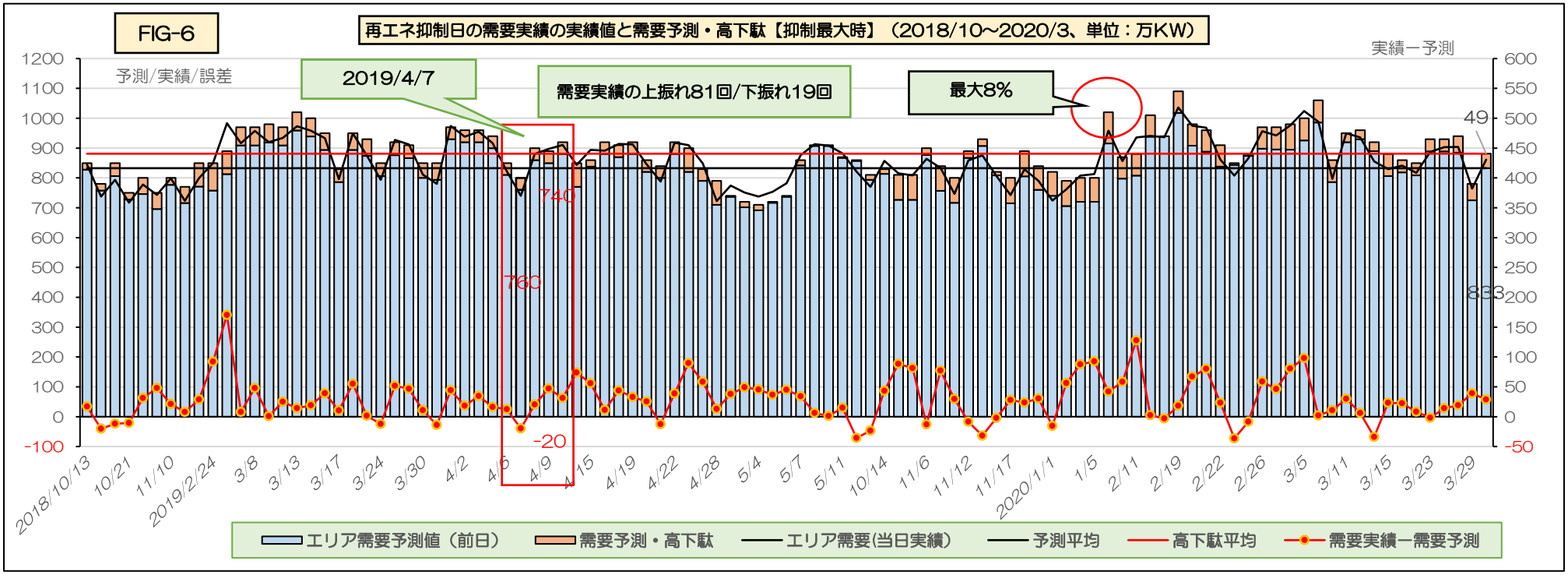
グラフを一見して分かることは、6 回ほど実績値が予測値より大きく下振れすることがあったこと。しかし実績値が下駄を履かせた予測値を超えることは１回もないという事実。寧ろ下駄を履かせない予測値の近辺に実績値が収まっているという事実である。実績の下振れ回数は 45 回、上振れは 55 回。上振れ下振れ実績は日毎に異なるけれど、その平均 609 万KWは予測平均 606 万KWとほぼ拮抗している。「上振れしたら下げ調整の余地はない」というのは、現実を踏まえた説明ではない。

2－３　再エネ抑制指示のカラクリ②（需要予測値に履かせる高下駄）

需要も同様に高下駄を履かせている。しかし需要の上振れは太陽光の下振れと等価なので、必要抑制量は低くする方向に働く。『Ffig-3』(6 ページ)を見れば分かるように、2019 年４月７日の需要・高下駄は 40 万KWで太陽光・高下駄は 180 万KWである。太陽光・高下駄１８０万KWの内訳が太陽光分 140 万KWと需要分 40 万KWである。需要は気温の影響を大きく受けるが、太陽光出力は夏季を除いて気温の影響を受けることは余りない。OCCTO 検証資料を初めてみたとき、何で太陽光・高下駄に需要分を入れているのだろうと訝った。その魂胆は想像の域をでないが、太陽光予測値に履かせる高下駄をより高くみせる、つまり抑制必要量をより高くみせ

るために、悪知恵働きの得意な経産省お役人の指南で思いついた論法ではないだろうかと訝っている。『FIG-3』の前日指示の２つの棒グラフから高下駄・需要分 40 万KWを切り取れば、太陽光・高下駄分 140 万KWが残るだけで、理屈では全く等価なグラフとなるからである。九電送配電（九州電力）は、それを使い分けて、再エネ発電事業者には高下駄・需要分を除いた数値、OCCTO には高下駄・需要分を履かせた数値を資料として提出している。需要・高下駄の 100 回分の平均値は４９万KW、太陽光・高下駄は 142 万KWである。142 万KWのうち 93 万KWが正味の太陽光・高下駄という関係にある。

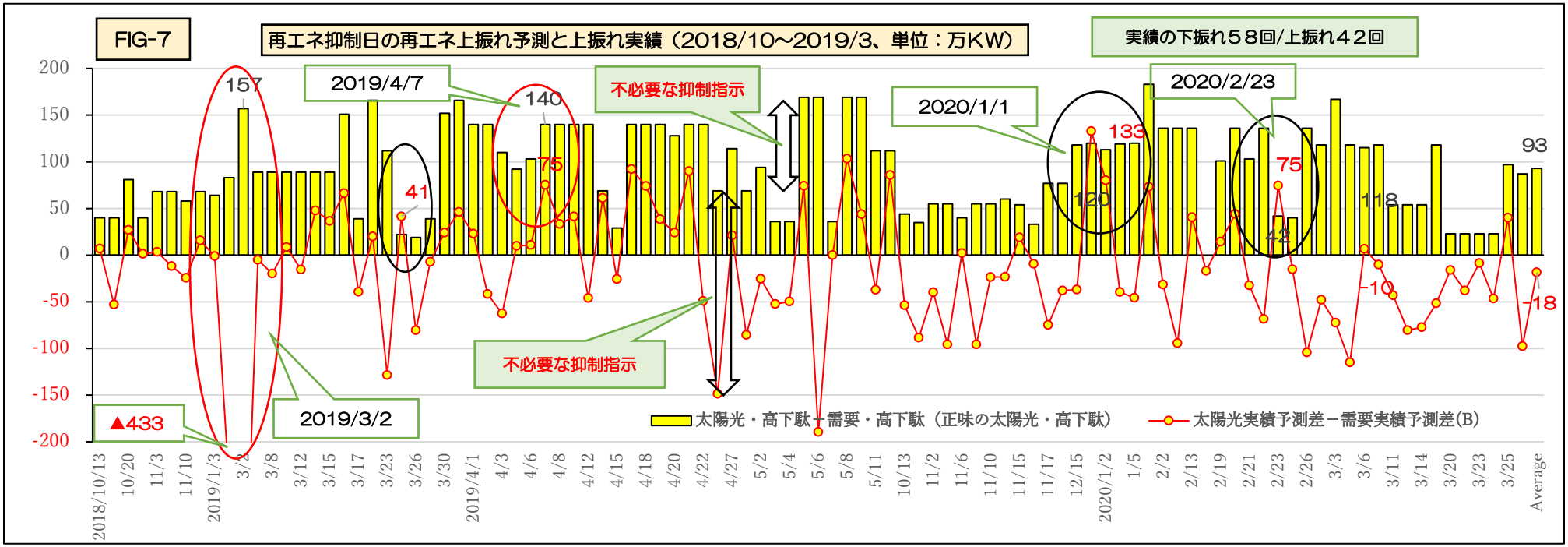
『FIG-６』は、需要実績が予測値よりどの程度上振れ/下振れしたかの度合いを表すグラフである。高下駄を履かせていない予測値に対する実績の上振れ 81 回/下振れ 19 回。上振れ回数が圧倒的に多いが、上振れ数値の平均は 29 万KWで予測値 833 万KWの 3%程度。通常、系統運用に際し需要予測外れを考慮して６～8%の運転予備力を確保しているので至極妥当な需要予測である。もっとも、これが外れるようではプロフェッショナルの名に値しない。抑制指示をだすときだけ履かせる高下駄の割合は最大 8%、平均６%。下駄を履かせる必要性は全くない。



２－４　再エネ抑制指示のカラクリ③（太陽光＆需要予測の合成値に履かせる高下駄）

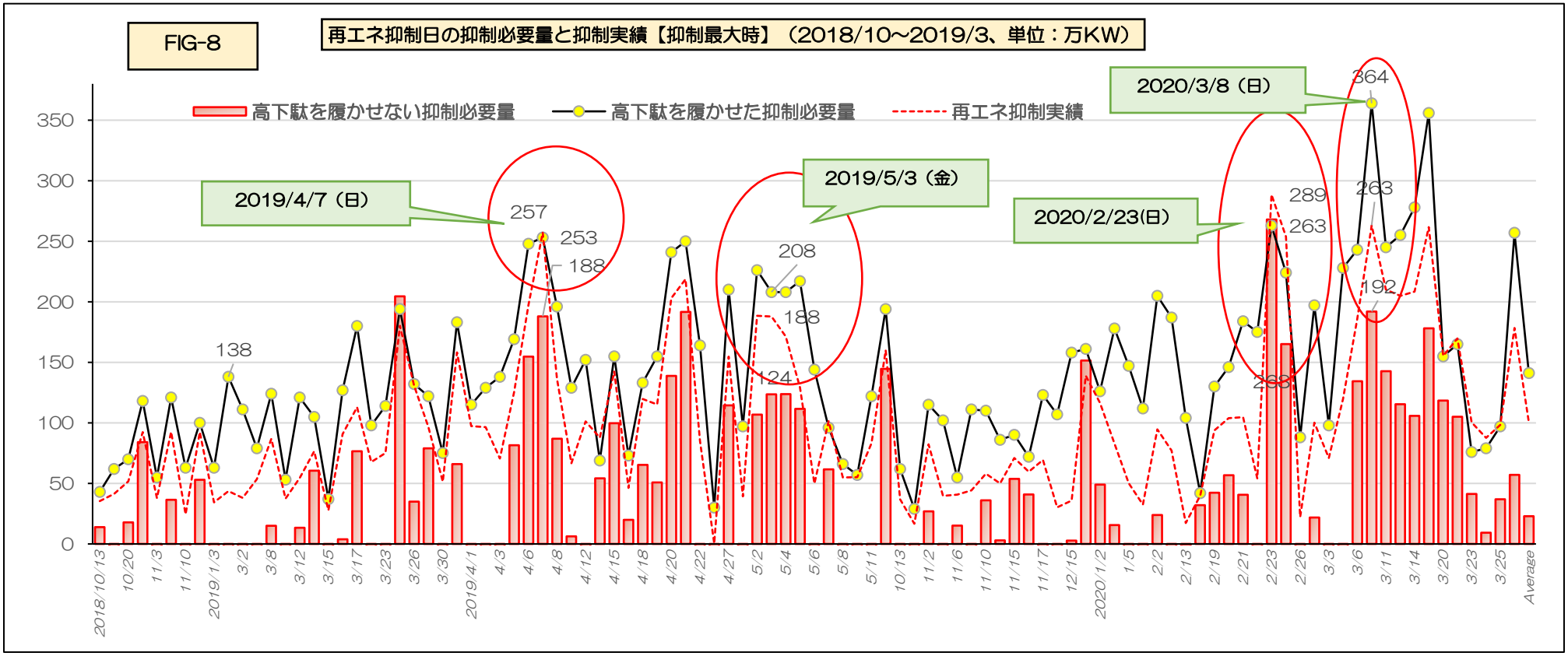
太陽光と需要双方の高下駄を合成したものが実際の高下駄になる。双方の高下駄はそれぞれ反対方向に働くので、太陽光・高下駄から需要・高下駄を引いた値が正味の高下駄の高さとなる。太陽光と需要双方の予測値に対する実績の上振れ/下振れも同様の関係にあるので、太陽光実績値と予測値の差（太陽光実績ー太陽光予測値）から需要実績値と予測値の差（需要実績ー需要予測値）を引いたものが正味の上振れ値となる。その数値が＋値であれば上振れ、▲値であれば下振れである。その値を抑制日毎にプロットしたのが、下の『FIG-7』のグラフである。このグラフの意味は、2019 年４月７日を例にとると次のようになる。

140 万KWの高下駄を履かせた抑制必要量を指示したが、当日は 75 万KWの上振れに過ぎなかった。従って、その差６５万KWが不必要な抑制であった。棒グラフ・黄が需要分の高下駄を取り除いた正味の太陽光・高下駄の高さ、折線・赤が太陽光の正味の太陽光・上振れ/下振れ幅である。その差が不必要な抑制になる。太陽光の正味の下振れが▲値の場合は高下駄と下振れ分の合計値が不要な抑制量になる。2019 年３月２日が典型例だが、不必要な抑制指示を出したために、抑制時間帯に揚水発電をしないといけない日が続出（37 回）した。太陽光の実績値が正味の高下駄以上に下振れする日が 58 回もあるのに、逆に高下駄以上に上振れした日は、たったの３回だけある。2019 年３月 24 日、２020 年１月１日、同年2月 23 日である。2月 23 日は、抑制最大時の抑制値も１日の抑制累計量も最大を示した日である。



２－５　再エネ抑制指示のカラクリ（結論）

『FIG-7』のグラフに、正味の太陽光・高下駄を履かせたときの抑制必要量（九電送配電の前日指示値）を付け加え、その数値から不必要な抑制量つまり高下駄を履かせない正味の抑制必要量を算出してプロットしたものが、『FIG-8』である。その抑制必要量を棒グラフ・赤で表した。それに再エネ抑制実績（九電送配電公表の『需給実績』の抑制最大時（概ね 12：00～13：00）の太陽光＆風力抑制実績を付け加えた。正味の抑制必要量が▲値となる日は、抑制が全く必要ない日（37 回分）である。その結果１００回あった抑制回数のうち３７回は全く必要のないものであったことがわかる。なお離島の抑制分は 0.3万KW程度なので、これを無視した。「２－１」で紹介した 2019 年４月７日の抑制指示が 253 万KWであったこと。九電送配電が事前計画どおりの義務を果たせば 188 万KWに減らせること。当日の抑制実績が 257 万KWであったことを確認できると思う。参考のために本稿で抑制要否をチェックする日の各値をグラフ中に記している。



このグラフから次のようなことを読み取ることができる。

① **この時刻の全 100 回の抑制のうち 37 回は不必要であったこと。これは現実的には極めて可能性の小さい不測の事態（100 回中３回の可能性）に備えて不必要な抑制を強いていることを意味している。**

② **この時刻の１００回分の抑制累計１億 4117 万KWh**（1 回あたり１41 万KW）**を 63 回分の抑制累計 4964 万KWh**（1 回あたり 79 万KW、低減率 66%）**まで減らすことができること。**

③ 事前指示で示された抑制必要量（折線・黒）をなぞるような形で、抑制実績（折線・赤）が推移していること。これは、**「まず抑制ありきの姿勢」**で九電送配電が対処していることを示唆している。「安定供給」を理由に高下駄を履かせて抑制指示をだしても、それに発電事業者は反論しにくい。この件はオフライン抑制操作の旧ルール適用事業者の多さ（設備容量ベース）も関連しているので、後段で運用改善案を提示したい。

④ ③との関連で太陽光出力が大幅に下振れしたときには上げ調整（火力の上げ調整・揚水Ｐから揚水Ｇへの切り替え・揚水Ｐの低減など）が必要となるが、多くは揚水Ｐから揚水Ｇへの切り替えで対処していることが伺われる（抑制時間帯に揚水Ｇが稼働しているケースが抑制１００回の中に 37 回ある）。

などの点が確認できると思う。

本稿の「はじめに」でも紹介したように、太陽光出力の最も高くなる 12：00 前後の太陽光＆風力抑制は１日の抑制量の 20%足らずに過ぎないことを考えれば、九電送配電が抑制時間帯全体に渡って抑制回避義務を果たせば、2019 年４月７日（日）の事例のように、累計 1367 万KWｈの抑制量が２１万KWｈまで低減（低減率 98%）できるのも当然の理である。抑制のポイントは徹底した揚水Ｐの活用と火力の 12：00 前後の抑制（電源Ⅰ・Ⅱ）である。

２－６　「優先給電ルール」の運用改善の提言

九州エリア太陽光設置量 966 万KW（2020 年４月末）のうち、５７１万KW（旧ルール 334 万KW/指定ルール２３７万KW）が抑制対象になっている。抑制対象の約 60%が旧ルール適用事業者（設置量ベース）で、大部分がオフライン抑制になっているため、前日指示に従って手動で抑制操作を行わなければならない。旧ルール事業者の抑制日数は 30 日が限度で時間単位ではなく、日数単位で抑制される。抑制最大時の抑制率がその他時間帯にも同じ割合で行われているため、抑制指示が出された時点で過剰な必要以上の抑制にならざるを得ない。つまり、**九電送配電が必要以上の抑制指示を強いていること。その指示を前提として系統操作にあたっていること。「抑制ありき」というのはそのような意味である。**

「高下駄を履かせなければ、太陽光＆風力出力が予測値よりも上振れ（高下駄分以上の上振れ）した場合に下げ調整の余地が全くなくなる」という OCCTO の説明は、現実を踏まえていない暴論であり、不必要な抑制を強いている現実を糊塗するものにほかならないが、これまで太陽光実績値が、高下駄を履かせた予測値を超えること

が３回あったことも事実である。従って、不必要な抑制指示に対するペナルティー制度を導入して電力送配電に損失補償を命じるルールを作る案を提案したい。再エネ抑制は発電事業にとってペネルティーそのものだ。経済的な損失を被るからである。**太陽光出力の予測値想定の精度の低さは、本来、九電送配電が責任を負わなければならない事柄である。**それを**発電事業者に転嫁して過剰な抑制を強いている現実こそ問題にされなければならない。**これらの現実を認めた上で、**「太陽光実績値が予測値より下振れした場合には、不要な抑制を強いた電力送配電にその分の買取り額相当を発電事業者に補償させる」**というルールを作ることだ。

同時に**「補償金の一部を発電事業者の了解をとってオンライン抑制化のための資金に充てる」**という案である。これまでの 100 回の太陽光＆風力抑制の 90%以上が不要なものであった。買取り費用に換算すれば優に 160 億円を超えるだろう。その中の一部をオンライン抑制化に当てる。残りを発電事業者に補償する。こうすれば不要な抑制は避けられるだろう。その上で旧ルール適用（日単位 30 日限度）を新ルール適用（時間単位 720 時間限度）と同じ扱いにする。九州エリアの場合、適用対象となる発電事業者数は 2000 事業者程度。補償金の一部で充分に手当できるだろう。そうすれば、精緻な太陽光出力の予測技術開発のインセンティブにもなる。

３　２０１９年5月3日（金）

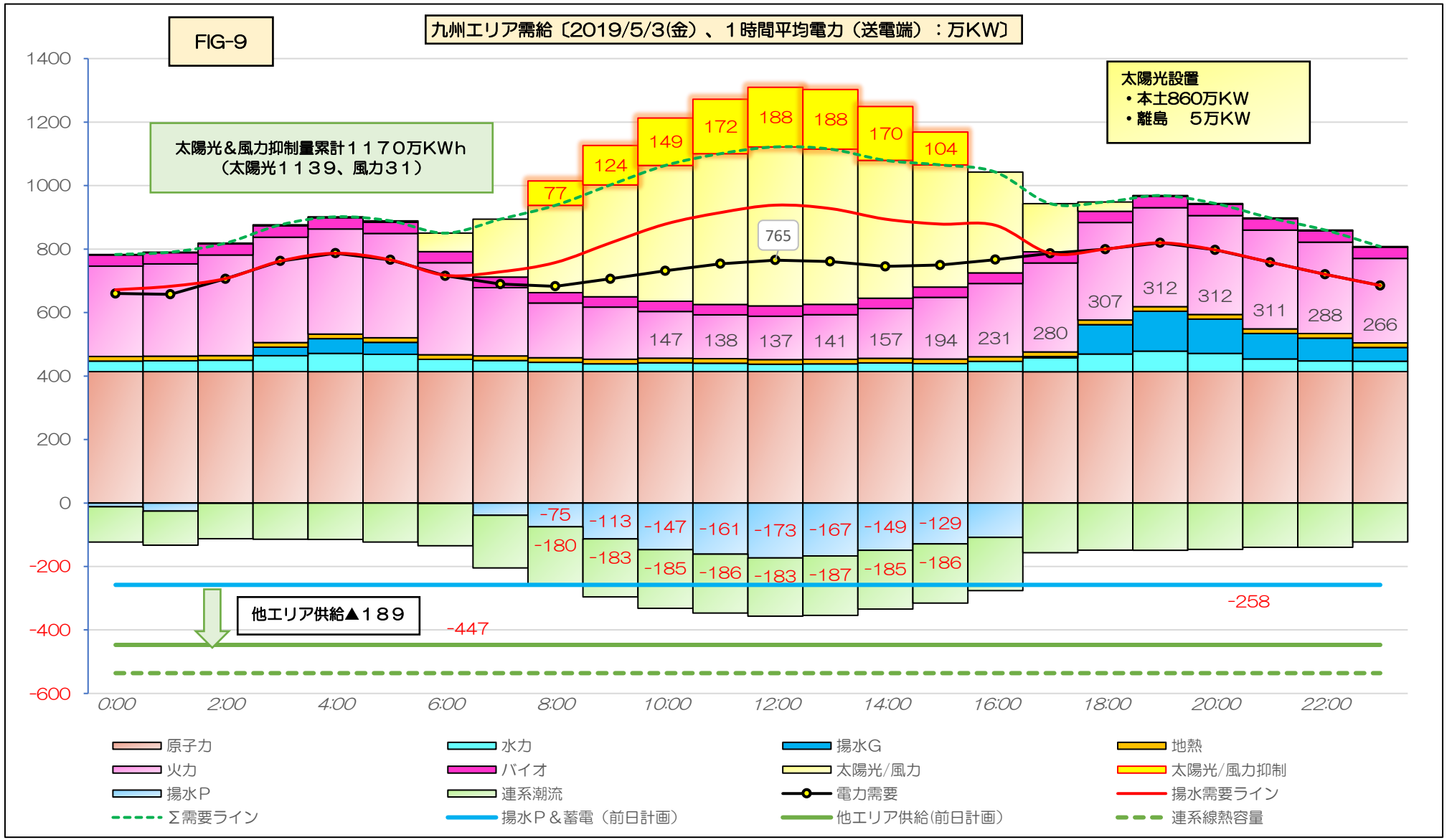
　紙面の都合上、結論だけを本文で紹介する。その根拠となる「需給バランス」は参考までに添付するが、それについての説明は省略する。
尚、『FIG-8』(11 ページ)に抑制指示記載の抑制必要量（高下駄を履かせた抑制必要量）と高下駄を履かせない抑制必要量、抑制実績を記載している。

当日は**太陽光＆風力累計で 1170 万KWh**（太陽光 1139、風力３１）、**最大抑制時で 188 万KW**（太陽光 183，風力５）が抑制された。**前日指示には 208 万KWの抑制が必要**と示されていたので、OCCTO 検証では抑制量の低減に向けた取り組みの成果と評価されていた。**しかし、本当に必要な抑制量**（高下駄を履かせない抑制量）**は『FIG-8』に示すように 124 万KWだったのだから、不必要な抑制を 84 万KWも行ったということになる。**

抑制時間全てに渡って試算した結果、連系線の運用容量を弾力的に運用すれば、全ての抑制量が回避されることが分かった。

① 揚水Ｐ＆蓄電の最大限の活用（8：00～15：00）で 797 万KWｈ
② 火力出力低減〔揚水G（16：00～23：00）の活用による同時間帯の火力出力の低減・フラット化で火力最低出力低減（10：00～14：00)〕で 223 万KWｈ
③ 関門連系線運用容量を熱容量まで引き上げる（11：00～13：00）など柔軟な運用で 150 万KWｈ
④ ①②③合計で 1170 万KWｈ（回避率 100%）の抑制が回避可能となる。
関門連系線運用容量の柔軟な運用が無理な場合でも 1020 万KWｈの抑制が回避できた。少なくとも 87%の抑制量が回避される計算になる。

FIG-9


九州エリア需給〔2019/5/3(金)、１時間平均電力（送電端）：万KW〕
太陽光設置
・本土860万KW
・離島　5万KW
太陽光＆風力抑制量累計１１７０万KWh
（太陽光１１３９、風力３１）
765
77
124
149
172
188
188
170
104
147
138
137
141
157
194
231
280
307
312
312
311
288
266
-75
-113
-147
-161
-173
-167
-149
-129
-180
-183
-185
-186
-183
-187
-185
-186
-258
-447
他エリア供給▲１８９
1400
1200
1000
800
600
400
200
0
-200
-400
-600
0:00
2:00
4:00
6:00
8:00
10:00
12:00
14:00
16:00
18:00
20:00
22:00
原子力
水力
揚水G
地熱
火力
バイオ
太陽光/風力
太陽光/風力抑制
揚水P
連系潮流
電力需要
揚水需要ライン
Σ需要ライン
揚水Ｐ＆蓄電（前日計画）
他エリア供給(前日計画)
連系線熱容量

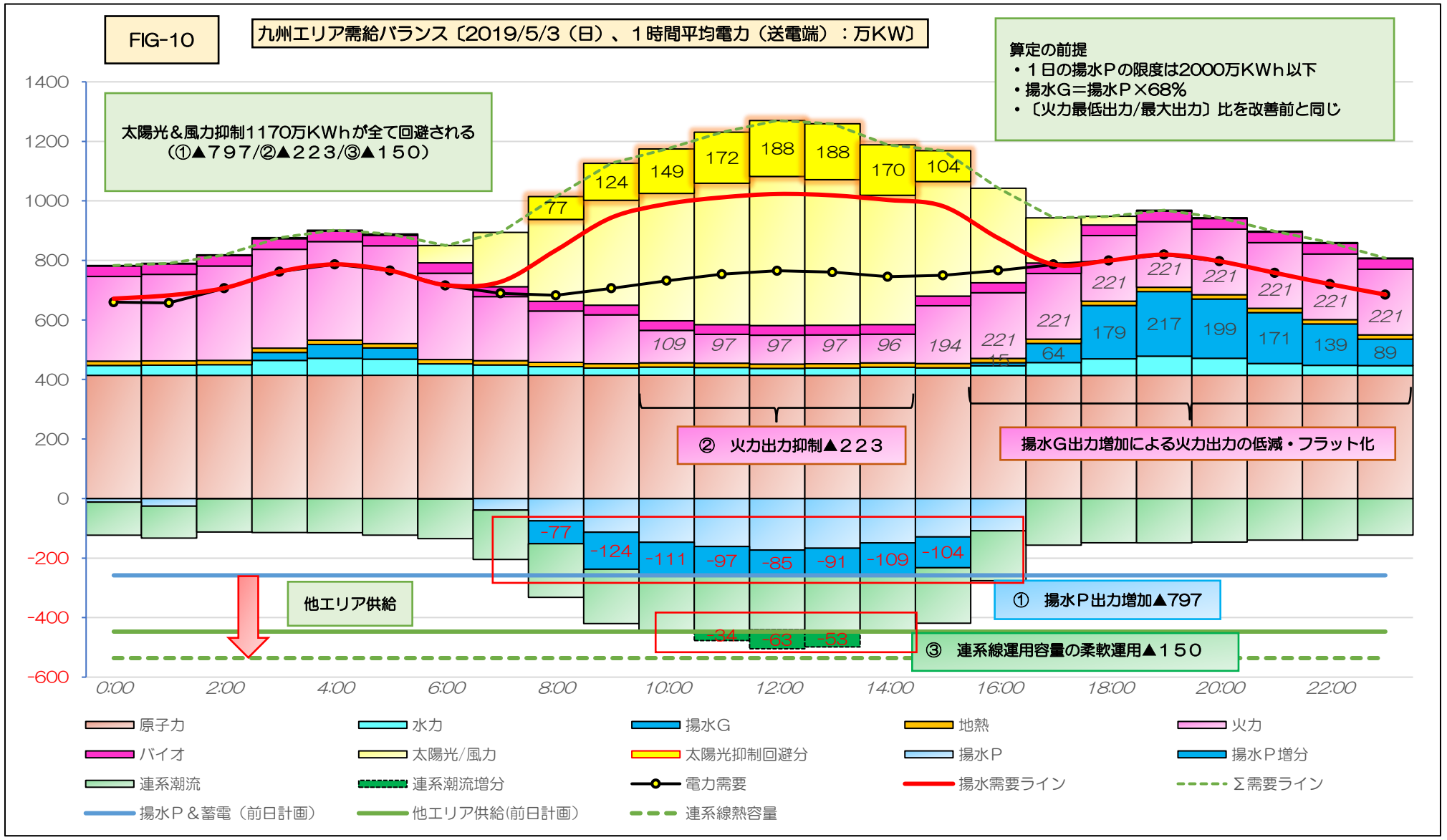


FIG-10
九州エリア需給バランス〔2019/5/3（日）、１時間平均電力（送電端）：万KW〕
算定の前提
・１日の揚水Ｐの限度は2000万KWｈ以下
・揚水Ｇ＝揚水Ｐ×68%
・〔火力最低出力/最大出力〕比を改善前と同じ
太陽光＆風力抑制1170万KWｈが全て回避される
（①▲７９７/②▲２２３/③▲１５０）
② 火力出力抑制▲２２３
揚水G出力増加による火力出力の低減・フラット化
① 揚水Ｐ出力増加▲797
③ 連系線運用容量の柔軟運用▲１５０
他エリア供給
1400
1200
1000
800
600
400
200
0
-200
-400
-600
0:00
2:00
4:00
6:00
8:00
10:00
12:00
14:00
16:00
18:00
20:00
22:00
原子力
水力
揚水G
地熱
火力
バイオ
太陽光/風力
太陽光抑制回避分
揚水Ｐ
揚水Ｐ増分
連系潮流
連系潮流増分
電力需要
揚水需要ライン
Σ需要ライン
揚水Ｐ＆蓄電（前日計画）
他エリア供給(前日計画)
連系線熱容量

４　2020 年2月 23（金）

この日は過去 100 回の太陽光＆風力抑制の中で最大の抑制量を記録した日であった。

当日は**太陽光＆風力累計で 174１万KWh**（太陽光 1686、風力 55）、**最大抑制時で 289 万KW**（太陽光 280，風力 8）が抑制された。**前日指示には 263 万KWの抑制が必要**と示されていた。当日は、珍しく太陽光実績が正味の高下駄を上回る上振れだったため、**必要な抑制量**（高下駄を履かせない抑制量）**は『FIG-8』に示すように 268 万KWで、特段に不必要な抑制指示だった訳ではない。**

抑制時間全てに渡って試算した結果、連系線の運用容量を弾力的に運用すれば、1131 万KW抑制量（回避率 65%）が回避されることが分かった。

① 揚水Ｐ＆蓄電の最大限の活用（8：00～15：00）で 614 万KWh

② 火力出力低減〔揚水G（16：00～23：00）の活用による同時間帯の火力出力の低減・フラット化で火力最低出力低減（10：00～14：00)〕で 255 万KWh

③ 関門連系線運用容量を熱容量まで引き上げる（11：00～13：00）など柔軟な運用で 262 万KWh

④ ①②③合計で 1131 万KWhの抑制（回避率 65%）が回避可能となる。

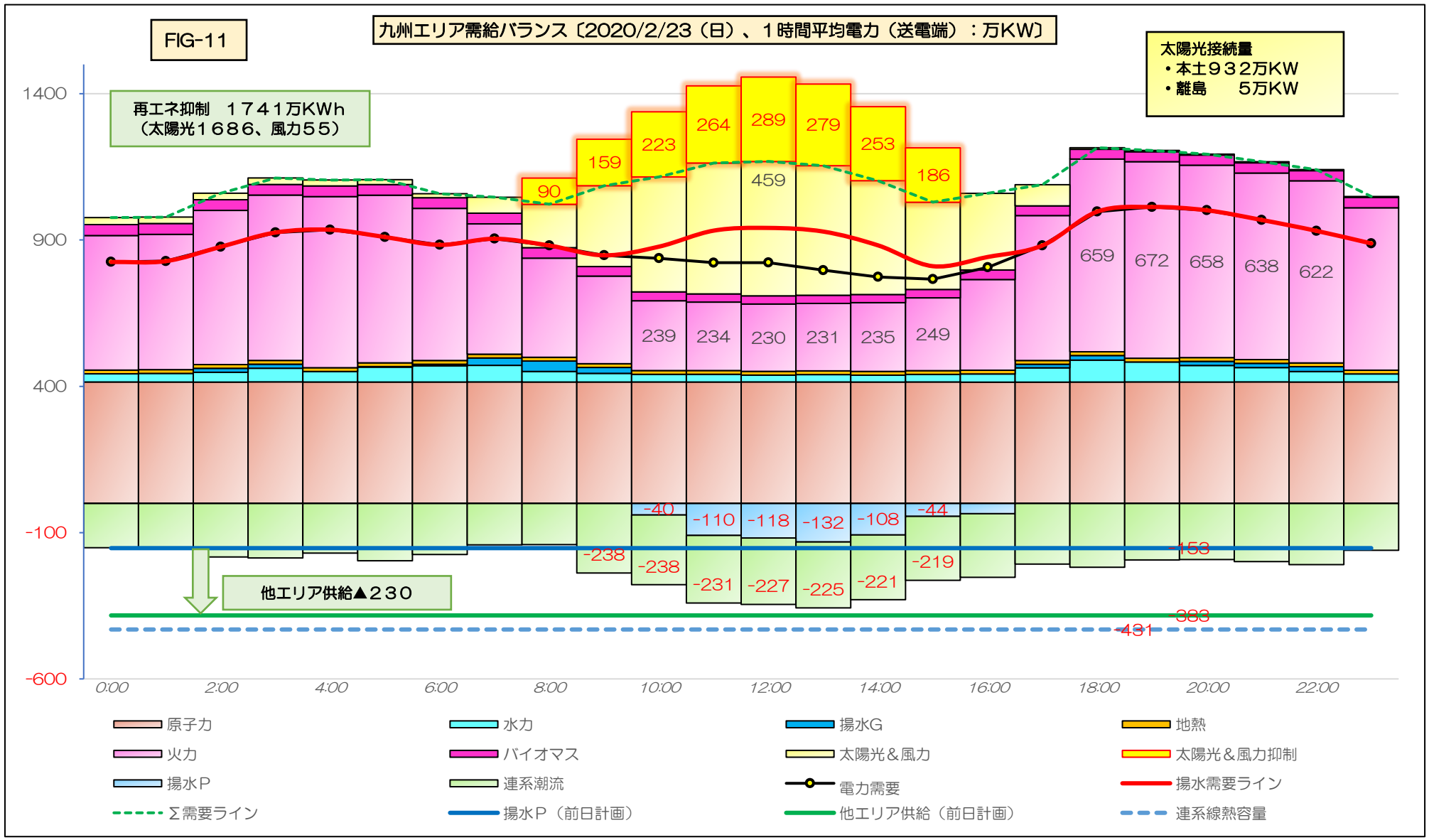
関門連系線運用容量の柔軟な運用が無理な場合でも 869 万KWhの抑制が回避できた。少なくとも 50%の抑制量が回避される計算になる。

この日は、「２－４」（１０ページ）で説明したように、太陽光実績が正味の高下駄以上に上振れした日（＋30 万KW）であった。100 回のうちたった３回しかなかった１回がこの日に起こった。しかも、太陽光が高出力（過去の最大出力記録の 10 番目）となった日であり、更に、８台ある揚水Ｐの３台がオーバーホール等で休止中であった。蓄電設備も停止中であった。稼働できる揚水Ｐ＆蓄電は▲153 万KW（最大能力 258 万KWの 60%程度）しか確保していなかった。また他エリア供給も予定していた▲230 万KW（全て約定分）に届かず▲40 万KWほど未達となった。こういった様々な悪条件が重なって最大の抑制を記録した日であった。

太陽光の出力が上向いていくこの時期に、揚水Ｐ３台を長期間に渡って休止する九電送配電の姿勢について、前回、疑問を呈した。この悪条件の中でも、九電送配電が抑制回避義務を誠実に果たせば、累計で 869 万KW（抑制最大時で 71 万KW）回避できたはずである。

もし、九電送配電がＨＰに記載のとおり、揚水Ｐの休止を１台に止めていれば、①②③合計で 1486 万KWhの抑制が回避（回避率 85%）されていたはずである。
関門連系線運用容量の柔軟な運用が無理な場合でも 1294 万KWhの抑制が回避できた。少なくとも 74%の抑制量が回避される計算になる。

FIG-11


九州エリア需給バランス〔2020/2/23（日）、１時間平均電力（送電端）：万KW〕
太陽光接続量
・本土９３２万KW
・離島　　５万KW
再エネ抑制　１７４１万KWh
（太陽光１６８６、風力５５）
他エリア供給▲２３０
1400
900
400
-100
-600
0:00
2:00
4:00
6:00
8:00
10:00
12:00
14:00
16:00
18:00
20:00
22:00
90
159
223
264
289
279
253
186
459
239
234
230
231
235
249
659
672
658
638
622
-40
-110
-118
-132
-108
-44
-238
-238
-231
-227
-225
-221
-219
-153
-383
-431
原子力
水力
揚水G
地熱
火力
バイオマス
太陽光＆風力
太陽光＆風力抑制
揚水P
連系潮流
電力需要
揚水需要ライン
Σ需要ライン
揚水P（前日計画）
他エリア供給（前日計画）
連系線熱容量

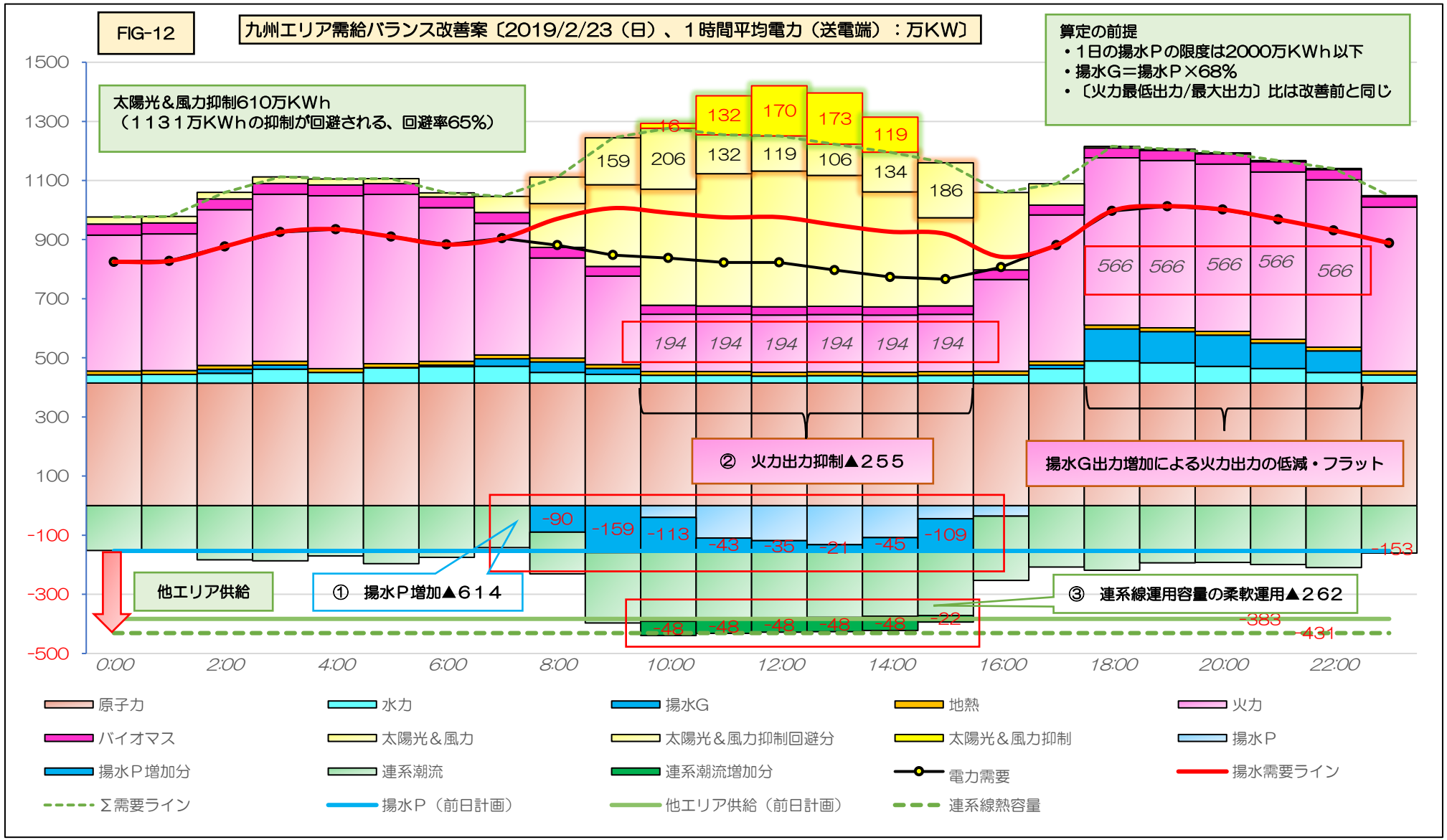


FIG-12
九州エリア需給バランス改善案〔2019/2/23（日）、１時間平均電力（送電端）：万KW〕
算定の前提
・１日の揚水Ｐの限度は2000万KWh以下
・揚水Ｇ＝揚水Ｐ×68%
・〔火力最低出力/最大出力〕比は改善前と同じ
太陽光＆風力抑制610万KWh
（１１３１万KWhの抑制が回避される、回避率65%）
② 火力出力抑制▲２５５
揚水G出力増加による火力出力の低減・フラット
他エリア供給
① 揚水Ｐ増加▲６１４
③ 連系線運用容量の柔軟運用▲２６２
1500
1300
1100
900
700
500
300
100
-100
-300
-500
0:00
2:00
4:00
6:00
8:00
10:00
12:00
14:00
16:00
18:00
20:00
22:00
原子力
水力
揚水G
地熱
火力
バイオマス
太陽光＆風力
太陽光＆風力抑制回避分
太陽光＆風力抑制
揚水Ｐ
揚水Ｐ増加分
連系潮流
連系潮流増加分
電力需要
揚水需要ライン
Σ需要ライン
揚水Ｐ（前日計画）
他エリア供給（前日計画）
連系線熱容量

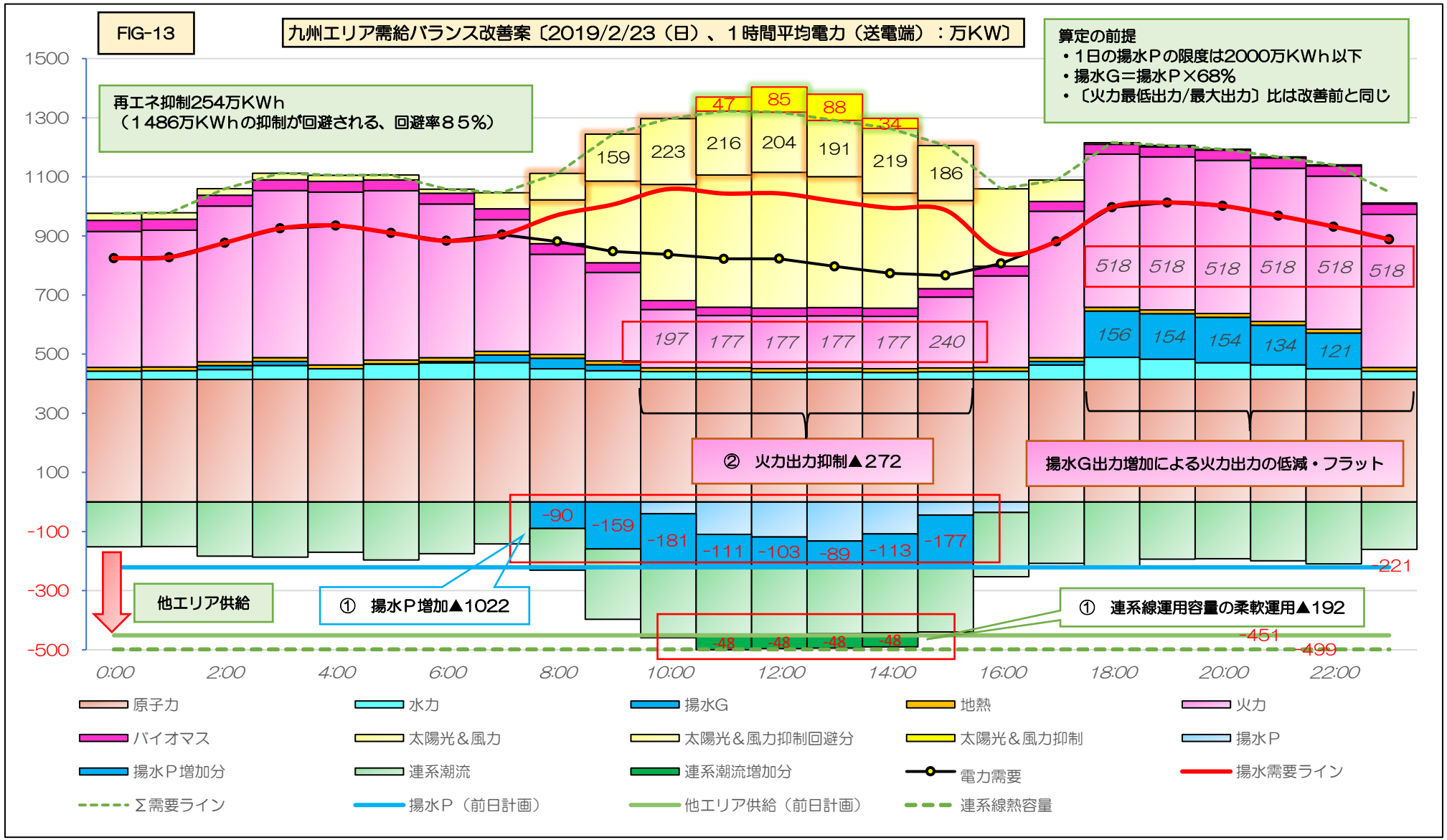


FIG-13
九州エリア需給バランス改善案〔2019/2/23（日）、１時間平均電力（送電端）：万KW〕
算定の前提
・1日の揚水Pの限度は2000万KWh以下
・揚水G＝揚水P×68%
・〔火力最低出力/最大出力〕比は改善前と同じ
再エネ抑制254万KWh
（1486万KWhの抑制が回避される、回避率８５%）
② 火力出力抑制▲272
揚水G出力増加による火力出力の低減・フラット
他エリア供給
① 揚水P増加▲1022
① 連系線運用容量の柔軟運用▲192
1500
1300
1100
900
700
500
300
100
-100
-300
-500
0:00
2:00
4:00
6:00
8:00
10:00
12:00
14:00
16:00
18:00
20:00
22:00
原子力
水力
揚水G
地熱
火力
バイオマス
太陽光＆風力
太陽光＆風力抑制回避分
太陽光＆風力抑制
揚水P
揚水P増加分
連系潮流
連系潮流増加分
電力需要
揚水需要ライン
Σ需要ライン
揚水P（前日計画）
他エリア供給（前日計画）
連系線熱容量

４　2020 年３月８（日）

当日は**太陽光＆風力累計で 1670 万KWh**（太陽光 1566、風力 104）、**最大抑制時で 288 万KW**（太陽光 275，風力 13）が抑制された。**前日指示には 364 万KWの抑制が必要**と示されていた。**本当に必要な抑制量**（高下駄を履かせない抑制量）**は『FIG-8』に示すように 236 万KWだったのだから、不必要な抑制を 128 万KWも行ったということになる。**

因みに、前日指示時点の高下駄を履かせていない太陽光予測値は 694 万KW。正味の太陽光・高下駄 118 万KW（需要分 74 万KWを除いた値）を履かせて、当日の予測値は 812 万KWとなっていた。一方、２０２０年2月 23 日の前日指示時点の高下駄を履かせていない太陽光予測値は７３４万KW。正味の太陽光・高下駄 40 万KW（需要分６万KWを除く）を履かせて、当日の予測値は 776 万KWであった。数式で書けば次のようになる。

予測値 694 万KW＋正味高下駄 118 万KW＝**812 万KW**　＞　**予測値 734 万KW**＋正味高下駄 40 万KW＝**776 万KW**

高下駄を履かせれば、定式化して算定した予測値の低い方が、高い方より、結果的に値が大きくなる。これって可笑しいでしょう。一見、科学風にみえる「想定誤差」が作為的であることの証拠である。僕が、「科学を装ったダマシ」と考える所以である。

抑制時間全てに渡って試算した結果、連系線の運用容量を弾力的に運用すれば、１４５７万KWの抑制量が回避（回避率 87%）されることが分かった。

① 揚水Ｐ＆蓄電の最大限の活用（8：00～15：00）で 809 万KWh

② 火力出力低減〔揚水G（16：00～23：00）の活用による同時間帯の火力出力の低減・フラット化で火力最低出力低減（10：00～15：00)〕で 398 万KWh

③ 関門連系線運用容量を熱容量まで引き上げる（11：00～14：00）など柔軟な運用で 250 万KWh

① ②③合計で 1457 万KWhの抑制（回避率 87%）が回避可能となる。

関門連系線運用容量の柔軟な運用が無理な場合でも 1207 万KWhの抑制が回避できた。少なくとも 72%の抑制量が回避される計算になる。

もし、九電送配電がＨＰに記載のとおり、揚水Ｐの休止を１台に止めていれば、①②③合計で全ての抑制量 １６７０万KWhが回避（回避率１００%）されていたはずである。（次回に続く）

2020 年６月 29 日

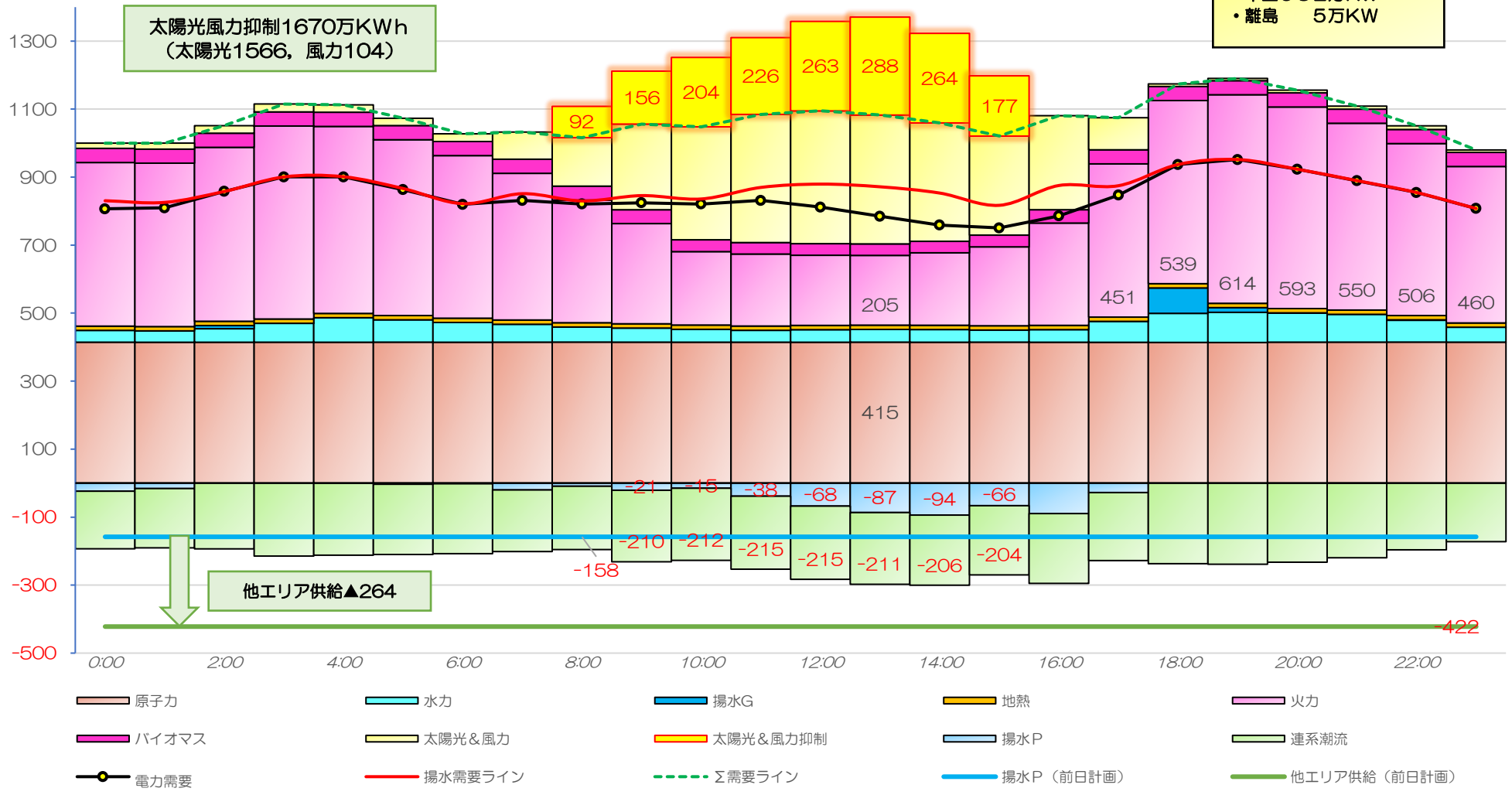
脱原発・電力労働者九州連絡会議　副代表　山﨑　明

FIG-14

九州エリア需給バランス〔2020/3/8（日）、１時間平均電力（送電端）：万KW〕

太陽光風力抑制1670万KWh
（太陽光1566，風力104）

太陽光接続量
・本土９３２万KW
・離島　　５万KW



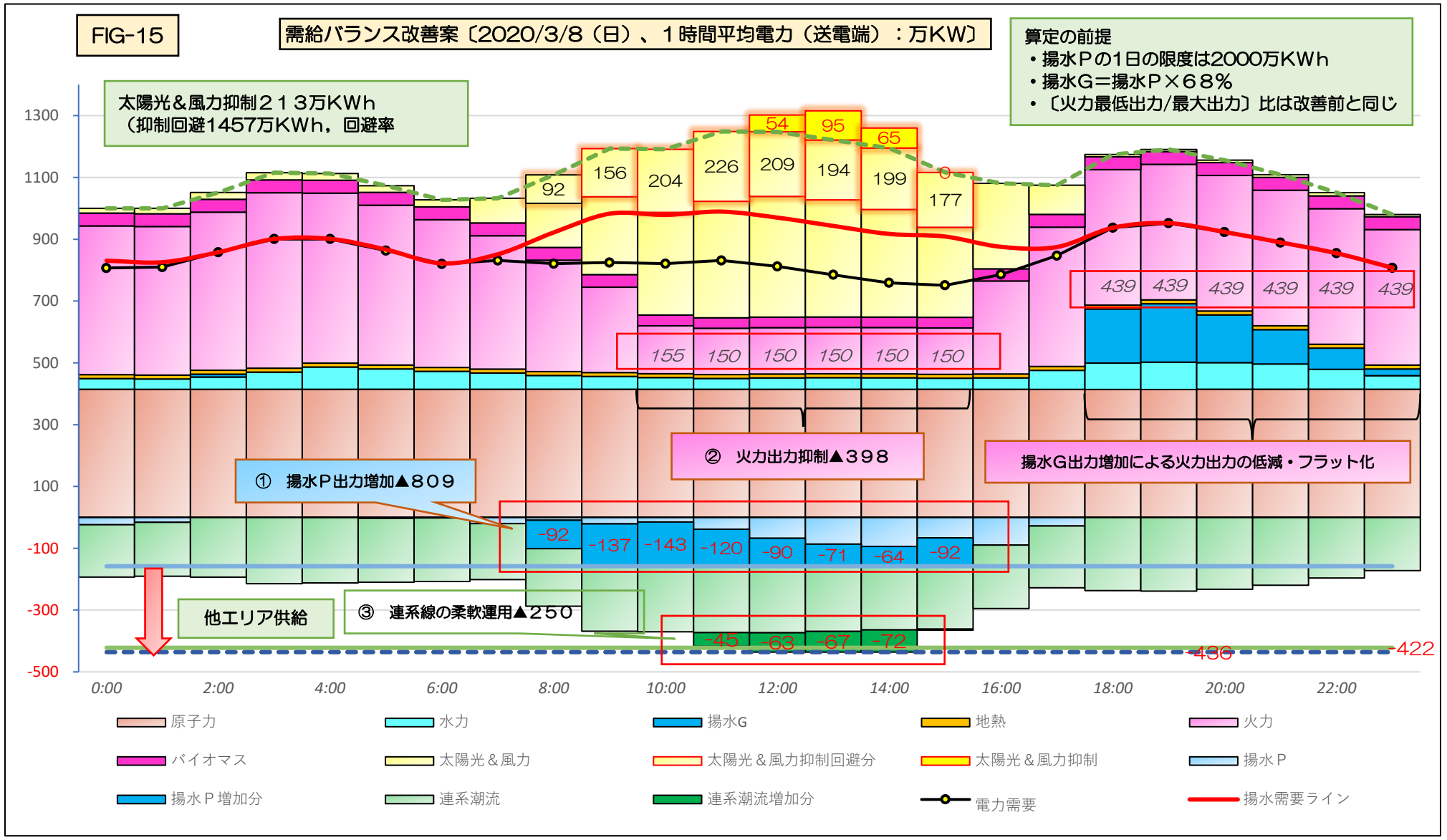


FIG-15
需給バランス改善案〔2020/3/8（日）、１時間平均電力（送電端）：万KW〕
算定の前提
・揚水Pの1日の限度は2000万KWh
・揚水G＝揚水P×６８％
・〔火力最低出力/最大出力〕比は改善前と同じ
太陽光＆風力抑制２１３万KWh
（抑制回避1457万KWh，回避率
1300
1100
900
700
500
300
100
-100
-300
-500
0:00
2:00
4:00
6:00
8:00
10:00
12:00
14:00
16:00
18:00
20:00
22:00
92
156
204
226
54
209
95
194
65
199
0
177
439
439
439
439
439
439
155
150
150
150
150
150
-92
-137
-143
-120
-90
-71
-64
-92
-45
-63
-67
-72
-486
422
① 揚水P出力増加▲８０９
② 火力出力抑制▲３９８
揚水G出力増加による火力出力の低減・フラット化
他エリア供給
③ 連系線の柔軟運用▲２５０
原子力
水力
揚水G
地熱
火力
バイオマス
太陽光＆風力
太陽光＆風力抑制回避分
太陽光＆風力抑制
揚水P
揚水P増加分
連系潮流
連系潮流増加分
電力需要
揚水需要ライン