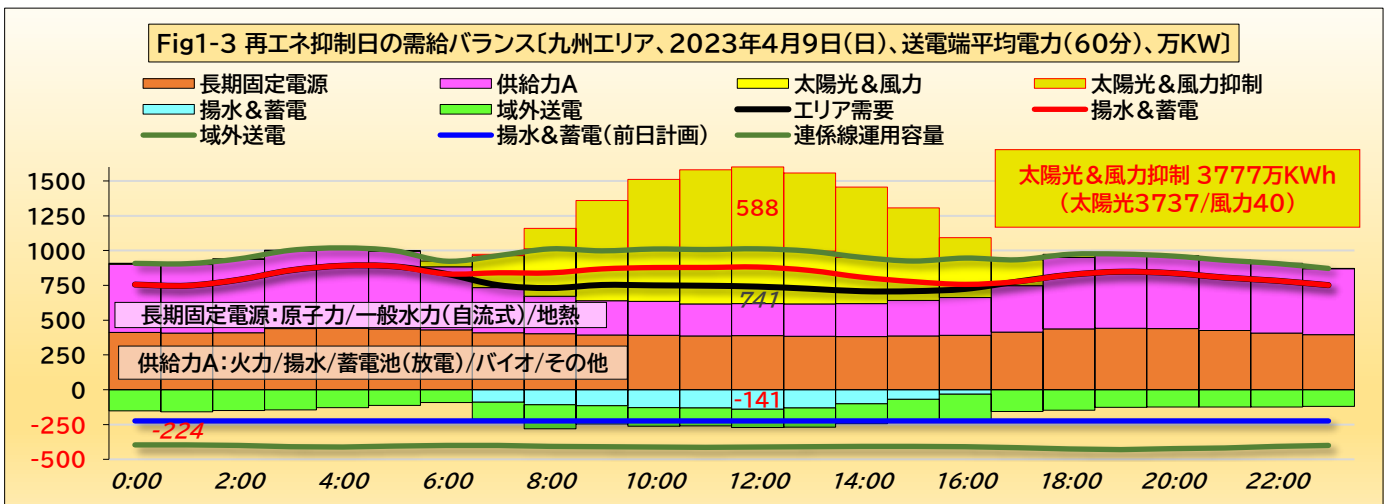
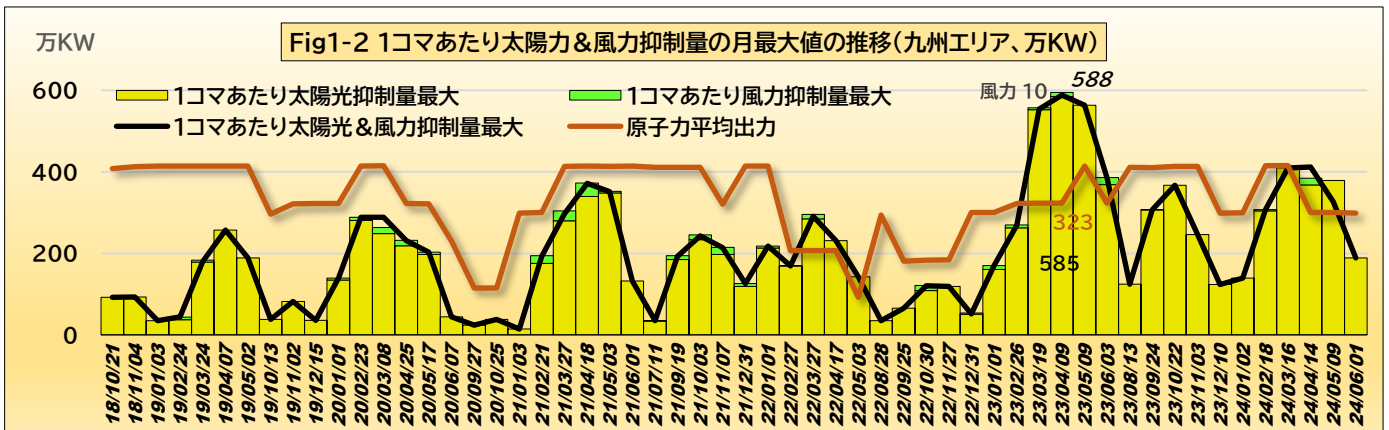
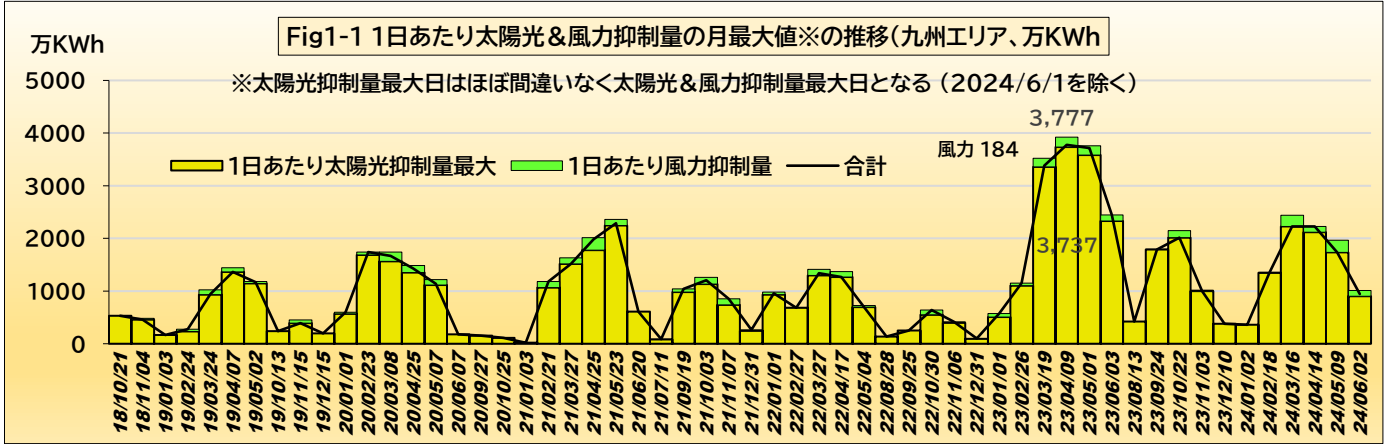


九州エリアにおける太陽光&風力発電の出力抑制について(中編)

1 はじめに

前編では、九州エリアにおける約6年間の太陽光&風力発電の出力抑制(以下、本分では風力を含めて太陽光抑制と略記)の実績を紹介した。6年間の抑制の中で、1日あたり最大値は 3,777 万 KWh、1 コマ(30 分平均)あたりの最大値は 588 万 KW。いずれも 2023 年 4 月 9 日(日)である(Fig1-1/Fig1-2/Fig1-3 参照)。



太陽光出力が最大となる 12:00(12:00-13:00)に 588 万 KW(> =原発 323 万 KW)と、原発3基 323 万 KW の2倍近くの供給力が抑制されている。因みに 1 日の合計抑制量 3,777 万 KWh のうち 1,250 万 KW h程度は揚水&蓄電と連系線の空き容量を活用すれば抑制は回避できる。これについては後編で言及する。

このような過大な太陽光抑制は、原発稼働を最優先する「優先給電ルール」と「想定誤差(太陽光誤差/需要誤差)」と称する意図的な数値を加算して抑制必要量が指令されているために生じる現象である。中編では、これまでに想定誤差が公表されている再エネ抑制指令 572 日分の事例をもとに、この「想定誤差」のイカサマ性を批判的に取り上げる。掲載したグラフは全て九州電力送配電と広域機関がホームページで公表しているデータを援用して筆者が作成したもので、個々のグラフには出典名を掲載していないことをお断りしておく。

2 広域機関による再エネ抑制検証

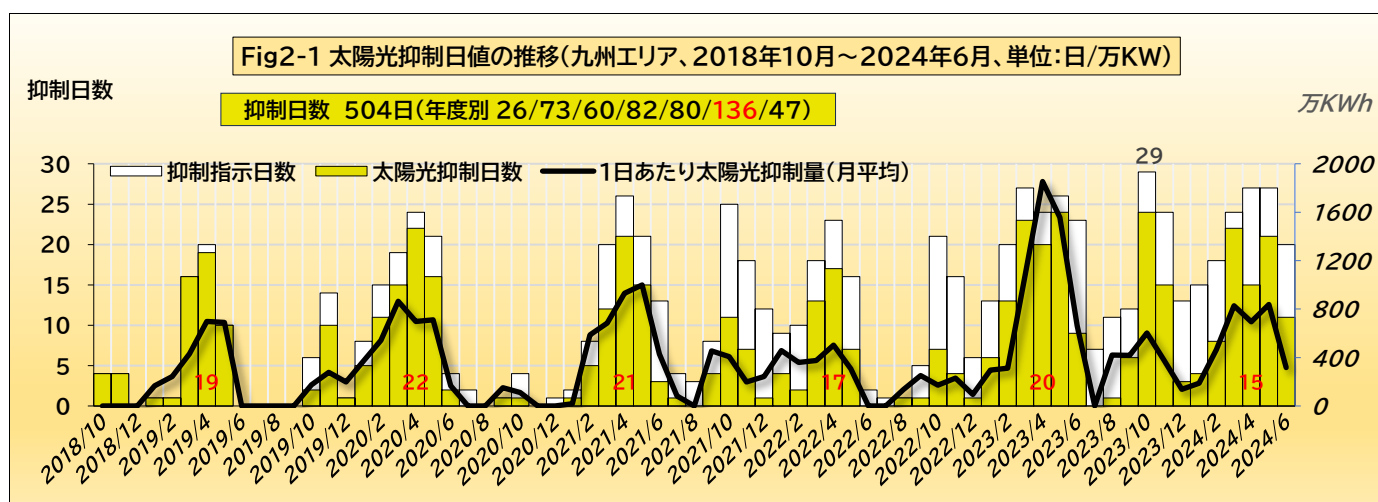
日本の電力系統は 10 エリアの供給区域に区分され、エリア毎の需給バランスを一般送配電事業者(旧一般電気事業者の輸送部門)が独占的に担っている。エリア毎の電力系統で需要に対して供給力が過剰になると見込まれるとき、当該エリアの一般送配電事業者は抑制すべき規模に応じて再エネ発電所を選定し、出力抑制を指令する(オフライン事業者には前日夕刻、オンライン事業者には抑制 2 時間程前)。指令により太陽光が抑制された場合には、広域機関による検証と検証データの公開が広域機関策定の『業務規定』で義務づけられている。

2-1 再エネ抑制指令日数と太陽光抑制日数の月別推移

Fig2-1 は過去6年間(2018 年度～2024年度 1Q、69 ヶ月)の再エネ抑制指令日数と太陽光抑制日数の月別推移を示すグラフである。白棒グラフが指令日数、黄棒が抑制日数を表す。抑制指令日数累計は 824 日だが太陽光が実際に抑制されたのは 504 日。その差 320 日は再エネ抑制指令がキャンセルされた日数である。キャンセルされたのは太陽光&風力だけでバイオマス抑制がキャンセルされた訳ではない(注 1)。

再エネ抑制指令日数と太陽光&風力抑制日数(離島単独実施分を除く九州エリア、単位:日)

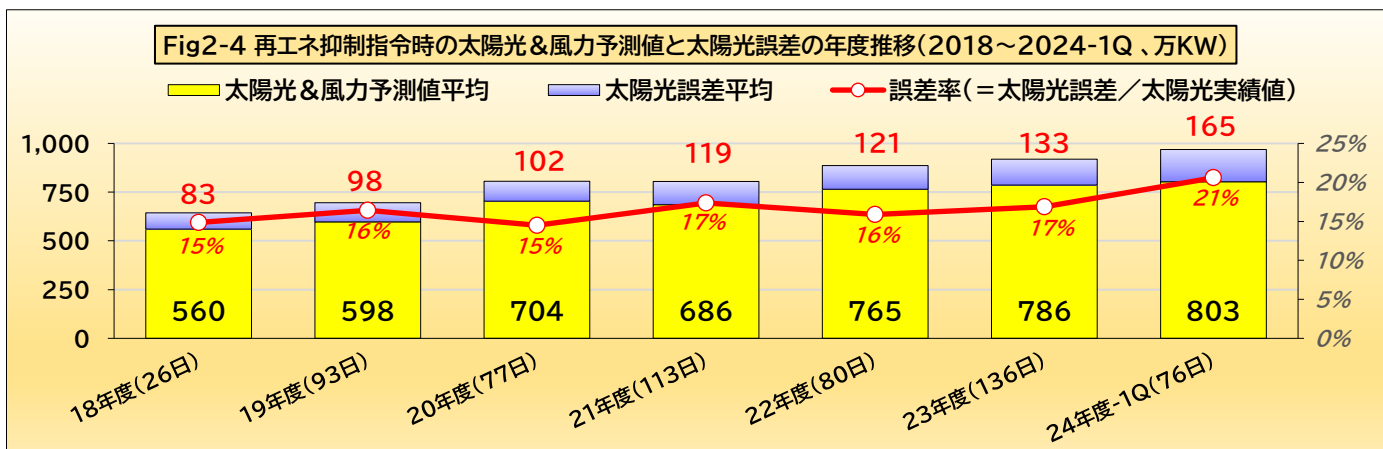
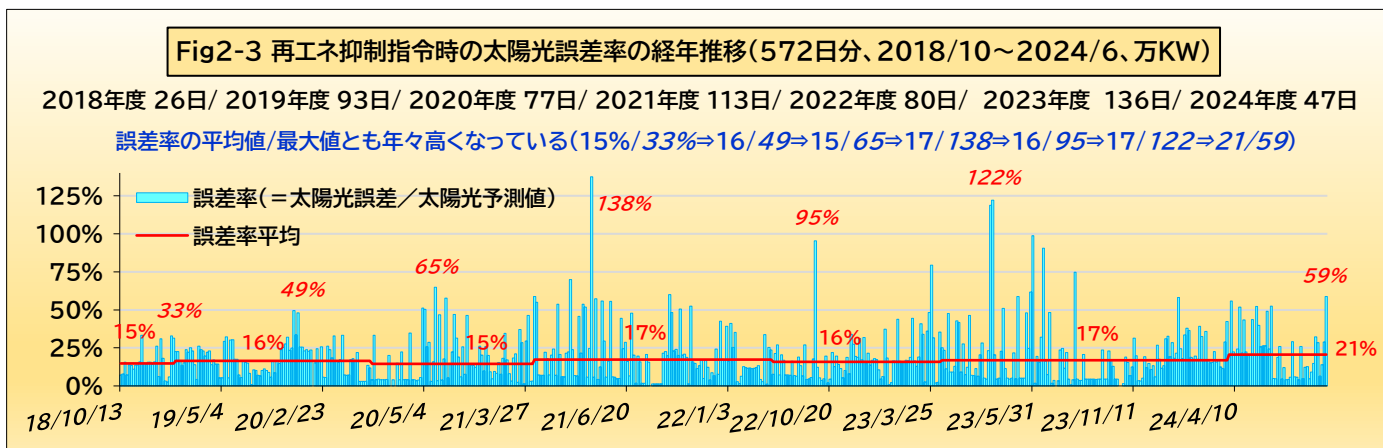
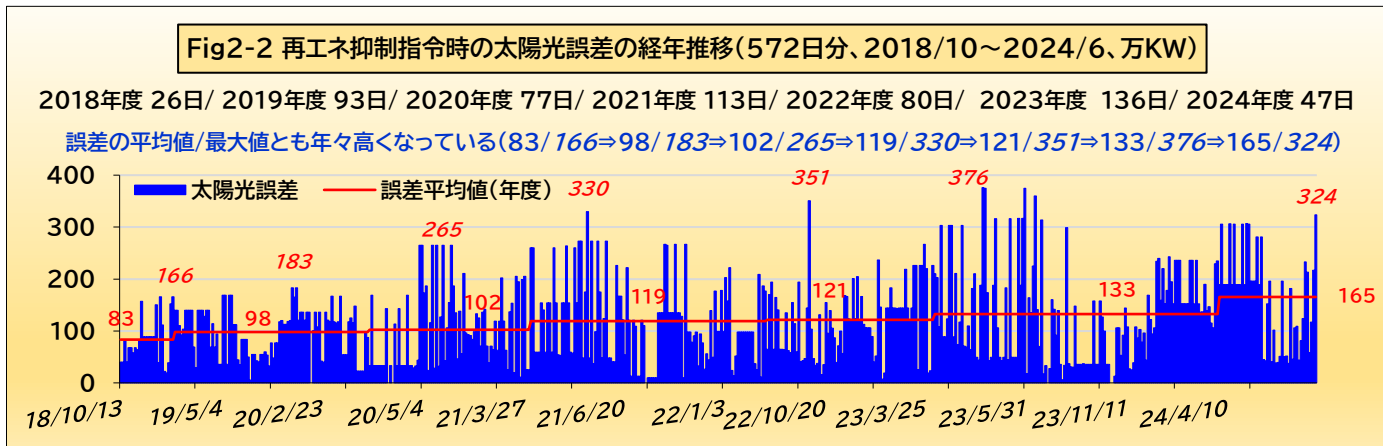
年度	再エネ抑制指令日数	太陽光抑制日数	風力抑制日数	バイオマス抑制日数	太陽光抑制なし	広域機関検証日数	検証対象
2018	26	26	4	26	0	26	全数 (バイオ分) 68日
2019	93	73	22	93	20	93	
2020	87	60	23	77	27	77	
2021	167	82	48	113	85	113	全数検証
2022	151	80	31	80+α	71	80	
2023	226	136	44	136+β	90	20	抜き取り 検証
2024-1Q	74	47	12	47+γ	27	5	
合計	824	504	184	572+A	320	414	-



キャンセル日数が再エネ抑制指令日数の 4 割程を占める。当日の需給状況が予測通りにならないのはよくあることだが4割もの抑制が必要なくなったのは異常である。キャンセルがこれ程多いのは何故か？ 結論を先に言えば、指令時の太陽光予測値に「太陽光誤差」なるものを加算して抑制必要量を算定しているからである。「誤差」の大きさが適切であれば問題はないのが、ときにその日の太陽光出力実績値(最大値)を超える程大きな値になることが問題なのだ。

2-2 再エネ抑制指令時の太陽光予測値に加算する太陽光誤差の推移

Fig2-2/2-3/2-4 は、広域機関から公表された太陽光誤差と、公表されたデータをもとに算定した誤差率(=太陽光誤差/太陽光実績)の推移を示すグラフ。太陽光抑制指令がキャンセルされた 68 日分と、抑制指令が実行された 504 日分の合計 572 日分の集計である。抑制がキャンセルされた日は 320 日あるが、太陽光誤差が公表されたのはバイオマス抑制検証があった 68 日分だけである。残り 252 日分は広域機関の検証がなく、太陽光誤差は公表されていない。2021 年度までは太陽光抑制がゼロでもバイオマスが抑制された日は広域機関の検証対象(注 2)となっていたが、2022 年度以降、バイオマスのみ抑制された日は検証対象から外された模様である。



誤差の平均値(最大値)が 2018 年度~2024 年度 1Q にかけて、83(166)万KW 98(183)、102(265)、119(330)、121(351)、133(376)、165(324)と経年を経るにつれて大きくなっている。誤差率も 15

(33%)、16(49)、15(65)、17(138)、16(95)、17(122)、21(59)と同様の傾向にある。誤差と誤差率最大値は 2024 年-1Q には前年度に比べて落ち気味だが今後どうなるだろうか。

太陽光誤差の最大値は、これまでのところ2023年5月4日(木)の 376 万 KW。この日の太陽光予測値は 316 万 KW である。これらの値は離島を除く九州本土のみの予測値(11:30-12:00 の 30 分平均電力)であることに留意して欲しい(離島のみの太陽光予測値は数万 KW 程度)。従ってこの日の誤差率は 122%となる。九州電力送配電が前日に再エネ発電事業者に示した抑制必要量の予測値は 421 万 KW であった。

つまり抑制指令時の実際の抑制必要量の予測値(真値)は 105 万 KW(=421-316)なのに、太陽光誤差 376 万 KW を織り込んで 421 万 KW としているからだ。この事例のように**異常に大きな太陽光誤差値を加算して抑制必要量を算定するロジックの妥当性こそ問われなければならない。**

勿論、全ての太陽光抑制日の太陽光誤差が不適切という訳ではない。中にはゼロの日もあるし、太陽光出力レベルが高出力帯(注 3)では概ね妥当な数値内に納まってはいる。

では太陽光誤差が大きくなると具体的にどのような不合理な事態が生じるのか？ 最も直近の太陽光&風力抑制日である 2024 年 6 月 21(金)を事例に取り上げる。

2-3 九州電力送配電による抑制指示の事例

右表は九州電力送配電ホームページに掲載されている再エネ抑制指令内容とその実績(速報) 824 日分のうち、2024 年 6 月 21 日(金)の内容を示すものである。

抑制発電所対象に選定された発電事業者には抑制時間 8~17 時に渡って、1 コマ・30 分で抑制指示が出されるが、ホームページに掲載されているのは、その中の下げ調整力最小時刻(概ね太陽光高度が最大になる南中時刻、注 4)のみである。

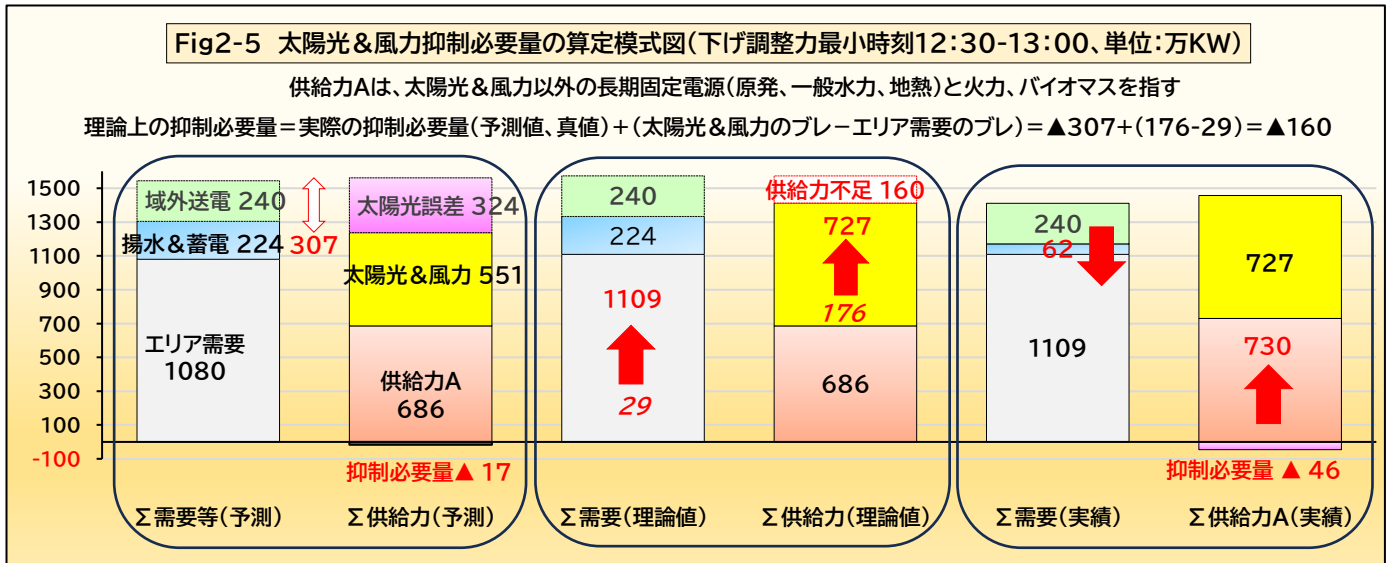
再エネ抑制指令、九州本土、2024年6月21日(金)

抑制内容	73	
	前日指示	実績
指示/実績	6/20(木)	速報
発信日	6/21(金)	6/21(金)
出力抑制日	8:00-17:00	12:00-14:00
出力抑制時刻	12:30	12:30
下げ調整力最小時刻★	0~17	46
出力抑制量	1,080	1,109
エリア需要 ①	224	62
揚水&蓄電 ②	240	240
域外送電 ③	1,544	1,411
小計 ①+②+③	1,562	1,457
供給力(太陽光予測誤差織込)	875	727
太陽光&風力 ④(太陽光予測誤差織込)	17	46
出力抑制必要量 ⑤=④-(①+②+③)		
単位:万KW(30分平均電力)	最大抑制量	
★ 残余需要(=エリア需要-太陽光&風力)が最小になる時刻(30分1コマ)	13:30	
	59	

この日は 12:30~13:00 にかけて、供給力 1,561 万 KW(太陽光誤差 324 万 KW を織り込んだ数値)、エリア需要等 1,544 万 KW(エリア需要 1,080/揚水&蓄電 224/域外送電 240)と予測され、17 万kW の太陽光抑制(風力抑制ゼロ)が必要になるというものであった。そして当日の速報実績で 46 万 KW(30 分平均電力)の抑制があったと報告された。

46 万 KW というのは下げ調整力最小時刻の数値で、最大抑制量は 59 万 KW(13:30~14:00)である。下げ調整力最小時刻は必ずしも最大抑制量の発生する時刻ではない。このような事例が相当日数ある。因みに、下げ調整力最小時刻の抑制量と最大抑制量を併記し始めたのは 2023 年度からである。

この抑制指令内容を少し補足すると、Fig2-5 のような算定模式図になる(予測値①/理論値②/実績値③)。



- ① 指令時の抑制必要量には太陽光誤差 324 万 KW を含むので、実際の抑制必要量(真値)は▲307 万 KW (=17-324)。つまり 307 万 KW の供給力不足が予測されていたが 17 万 KW の抑制量が必要と指令された。
- ② 需給当日は、太陽光&風力が 176 万 KW 増加(上ブレ)、エリア需要も 29 万 KW 増加(上ブレ)した結果、抑制必要量は 147 万 KW(=176-29)上ブレしたことになる。つまり、供給力不足の予測値 307 万 KW が 160 万 KW に緩和されたに過ぎない。
- ③ ②の需給バランスでは供給力不足になるので、揚水&蓄電を前日計画の 240 万 KW から 62 万 KW に下方修正し、供給力 A(太陽光&風力以外の供給力、原子力/火力/一般水力/バイオマス/地熱)を 686 万 KW から 730 万 KW に上方修正(★補足)して、太陽光抑制量を▲46 万 KW として需給バランスを取った。一般水力を上方修正しなければ、太陽光抑制は必要なかっただろう。

(★補足) 太陽光&風力が抑制されるときには、火力とバイオマスは可能な限り最低出力で運転するように「優先給電ルール」で定められている。また一般水力のうち調整池式や貯水池式は可能な限り昼間帯の発電を回避する運用がなされているし、原子力や地熱はほぼ一定出力で運転されるので、供給力 A の増減は基本的にはないのだが、この日はなぜか一般水力を 50 数万 KW 程増加させる系統運用になった。

なお、この日の太陽光抑制量合計は 12:00-14:00 の 4 時間合計で 100 万 KWhだが、一般水力を上方修正しなければ、太陽光抑制が必要ないことは言うまでもない。これについては後編の事例研究で言及する。

この日は供給力不足の需給状況なので太陽光抑制(風力抑制ゼロ)は、本来はあり得ないのだが 46 万 KW が抑制された。太陽光誤差が余りに大きいと、この事例のように、抑制が必要ないのに抑制される事態が頻繁に起こる。そのことを暗示するのが次ページの Fig2-6 である。

なお、以下の説明の便宜上、指令時の抑制必要量(太陽光誤差織込んだ値/太陽光誤差を織り込まない値)の前者を「抑制必要量・予測値(太陽光織込値)」、後者を「抑制必要量(真値)」と表現し、需給当日の需給状況変動(太陽光増減/エリア需要増減)後の抑制必要量を「抑制必要量・理論値」と表現する。

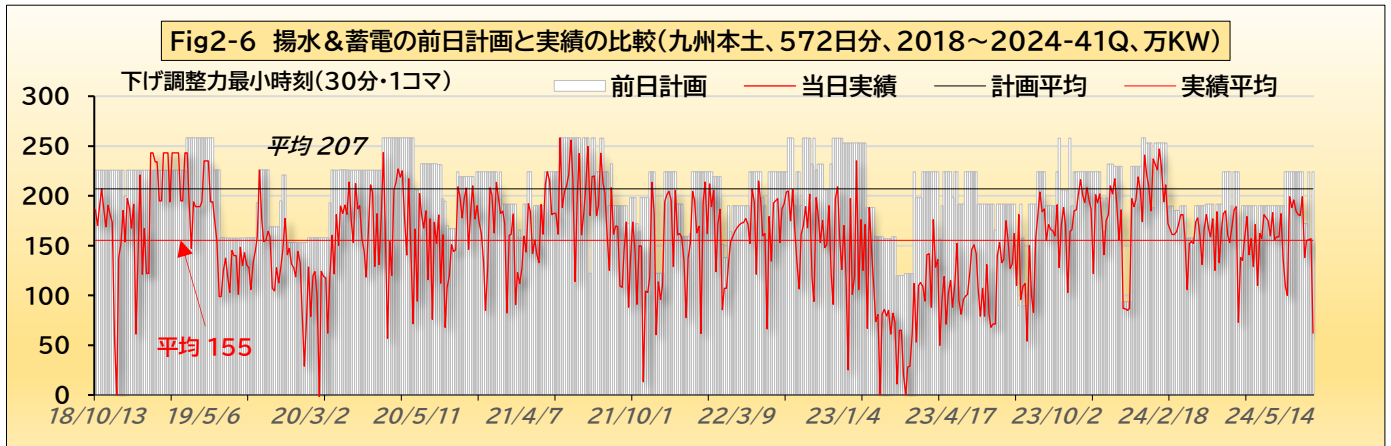


Fig2-6 は揚水&蓄電の前日計画と実績を比較したもののだが、計画値平均 207 万 KW に対して実績値均値は 155 万 KW。前日計画どおりの実績は、572 日中に僅か 22 日しかない。また実績が計画の半分にも満たない日が 72 日もある。九州電力送配電が頻繁に計画未達にするのは、計画どおりに実施すれば供給力不足になるからだ。2024 年 6 月 21 日(金)に 240 万 KW⇒62 万 KW(達成率 25%)へと 180 万 KW 近くも下方修正せざるを得なかったのだ。このような極端な下方修正(達成率 25%未満)が 12 日もあるのだ。

閑人閑話 九州エリアからへの域外送電について

もう一つの太陽光抑制回避策である域外送電実績は、ほぼ前日計画どおりに実行されている(Fig2-7 参照)。九州本土で太陽光&風力の出力抑制が開始された 2018~2023 年度までの直近 6 年間のエリア全体の平均的な需給バランスを模式的に表すと次ページの Fig2-8 のようになる。

九州エリアには電源開発の石炭火力が 4 基・300 万 KW(松島 1・2 号 100 万 KW/松浦 1・2 号 200 万 KW)あり、従来から関門連絡線を介して中国・四国エリアに送電されてきた経緯がある。そのため、ほぼ毎日、平均 185 万 KW 規模(2018~2023 年度実績)の電力が中国・四国エリア向けに送電されている(九州エリア向けは 30 時間程度)。

それに対して連系線運用容量は平均 208 万 KW(2023 年度の軽需要期 4・5・10・11・3 月の設定値の平均値。最小 143/最大 274 万 KW)。なお、運用容量は平日/祝日/特定日(ゴールデンウィーク/盆/年末・年始)、及び、昼間帯/夜間帯で異なる値を取り 30 分毎に設定されている。

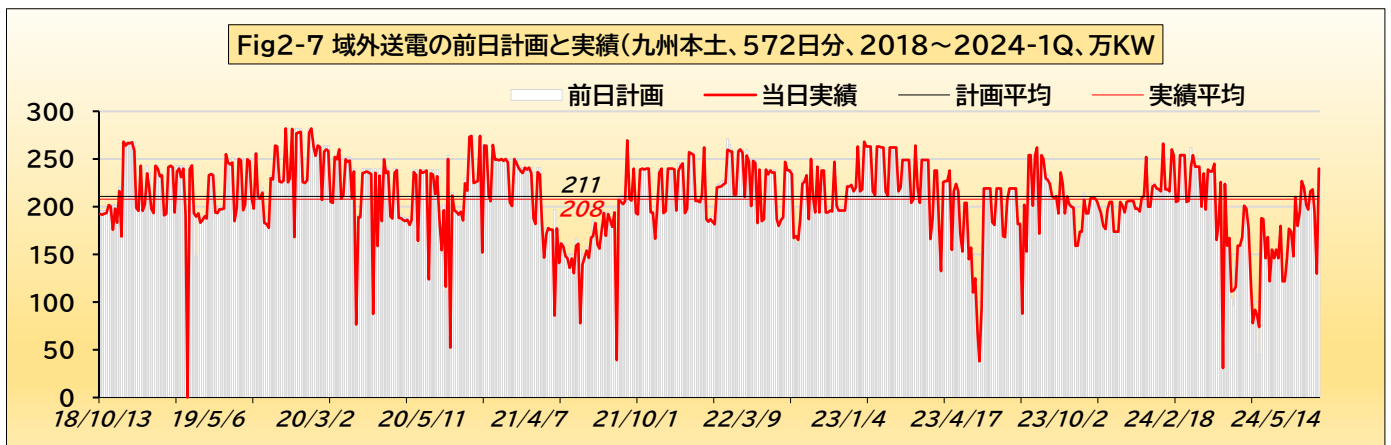
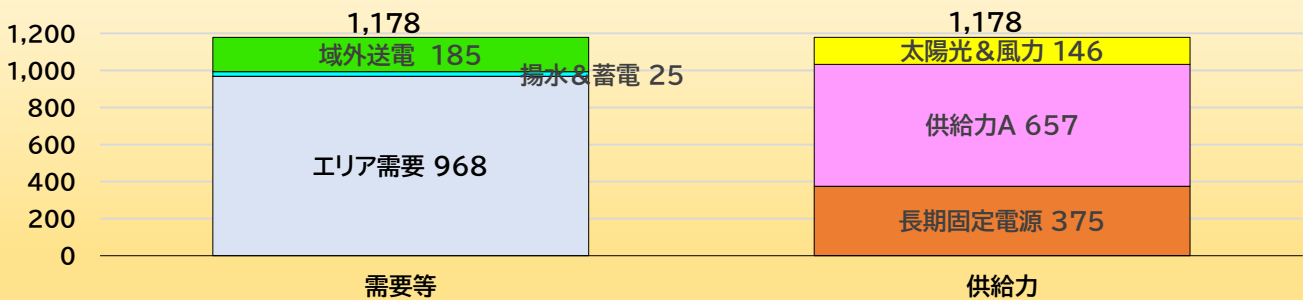


Fig2-8 九州エリアの平均的な需給バランス(2018~2023年度、単位:万KW)

★太陽光&風力抑制 99万KW / バイオマス抑制？(公表なし)

出典:九州電力送配電公表の需給実績を集計して作成

長期固定電源内訳 原発310 / 一般水力 52 / 地熱 14、供給力A内訳 火力 604/ 揚水G&蓄電池(放電) 17/ バイオマス 36



★ 32.3億KWh / 太陽光抑制時間 3256h=99万KW

域外送電(2018~2023年度:184/182/177/192/208/167)

2-4 抑制指令キャンセル68日分の実際の抑制必要量

再エネ抑制指令 572 日(抑制指令キャンセル分 68 日/太陽光抑制分 504 日分)のうち、抑制必要量・予測値(真値)がマイナス値、つまり供給力不足が予測される日が 123 日(20%)もある。抑制指令がキャンセルされた 68 日分(想定誤差が公表されている日数)が 50 日を占める。抑制指令キャンセル分の 3/4 近くが供給力不足と予測されているのだ。想定誤差が公表されていない 252 日分も恐らく同じ割合だろう。

当日の需給状況の変動で抑制必要量・予測値(真値)は増減する(上ブレ 10 日/下ブレ 58 日)。増減後の抑制必要量・理論値(注 5)は、プラス値が 2 日/マイナス値が 66 日となる。つまり抑制指令がキャンセルされた 68 日の殆どは供給力不足だったということだ。これらの日は当然ながら、前日計画の揚水&蓄電を下方修正して需給バランスを取ったことになる。本章では、これらのことを 3 つのグラフで紹介する。

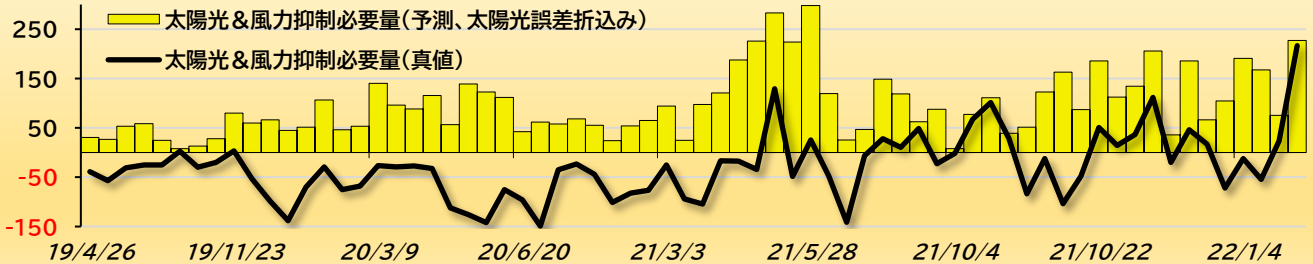
Fig2-9 は太陽光&風力抑制必要量・予測値を比較(太陽光誤差織込値/真値)したグラフ。抑制必要量・予測値(太陽光誤差織込値)には太陽光誤差を含んでいるので、それを差し引いた値が抑制必要量・予測値(真値)となる。50 日がマイナス値になる。つまり供給不足が予想された日が 50 日(74%)を占める。

Fig2-9 太陽光抑制必要量・予測値【太陽光誤差織込値/真値】の比較(2019~2021年度 68日分★、万KW)

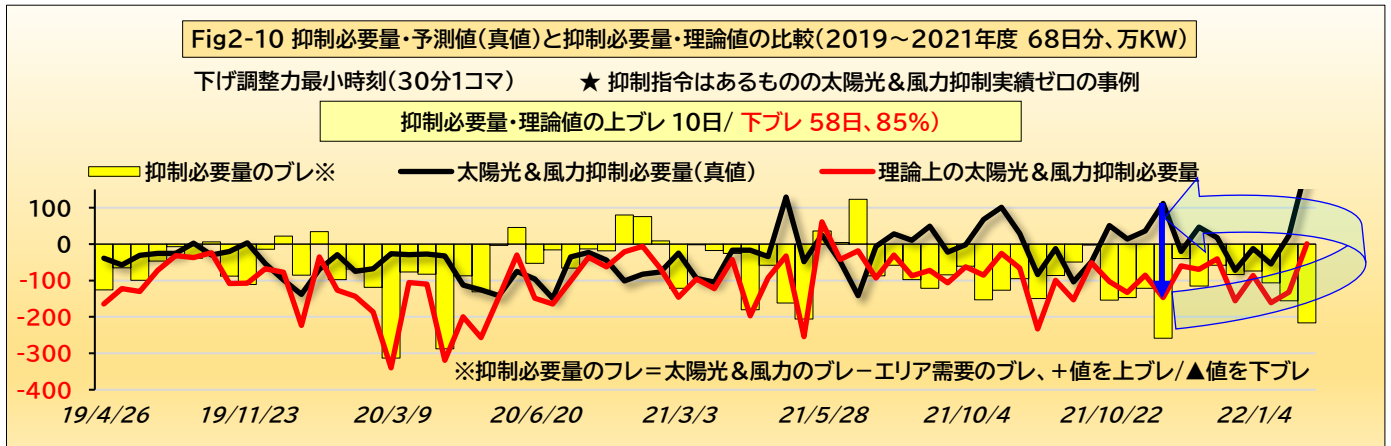
下げ調整力最小時刻(30分1コマ)

★ 抑制指令はあるものの太陽光&風力抑制実績ゼロの事例

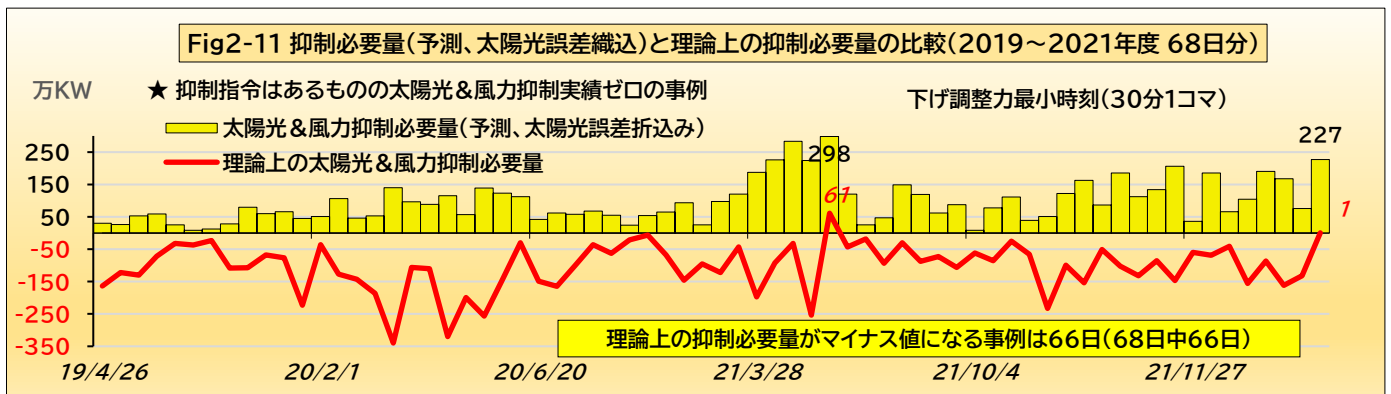
抑制必要量には太陽光予測誤差を含んでいるので、それを差し引いた値が実際の予測量(真値)となる。故に予測段階では供給力不足の日が50日もある(68日中に50日)



次ページ Fig2-10 は、当日の需給状況の変動(太陽光&風力/エリア需要の増減)で抑制必要量がどのように変化(上ブレ/下ブレ)したかを示すグラフ。抑制必要量のブレ=太陽光のブレ-エリア需要のブレで求められる。



抑制必要量・理論値が予測より上ブレするのは 10 日。下ブレするのは58日(85%)。その結果、**抑制必要量・理論値がマイナス値になる事例が 66 日となる**(Fig2-11 参照)。これは太陽光予測値が極端に高目に偏っていることを示唆している。抑制実績はゼロ(横軸線上)なので、供給力不足分は揚水&蓄電の下方修正等に対応した訳である。要するに、**抑制指令がキャンセルされた日は、供給力不足の事態になる日が圧倒的に多かったのだ。**



(注1) バイオ抑制についてはデータが公表されていないので抑制日数/抑制量とも不明。320 日のうち少なくとも半分の 160 日程度は単独で抑制されていると想定している。1 日あたりの抑制量は凡 5~10 万 KW だろう。

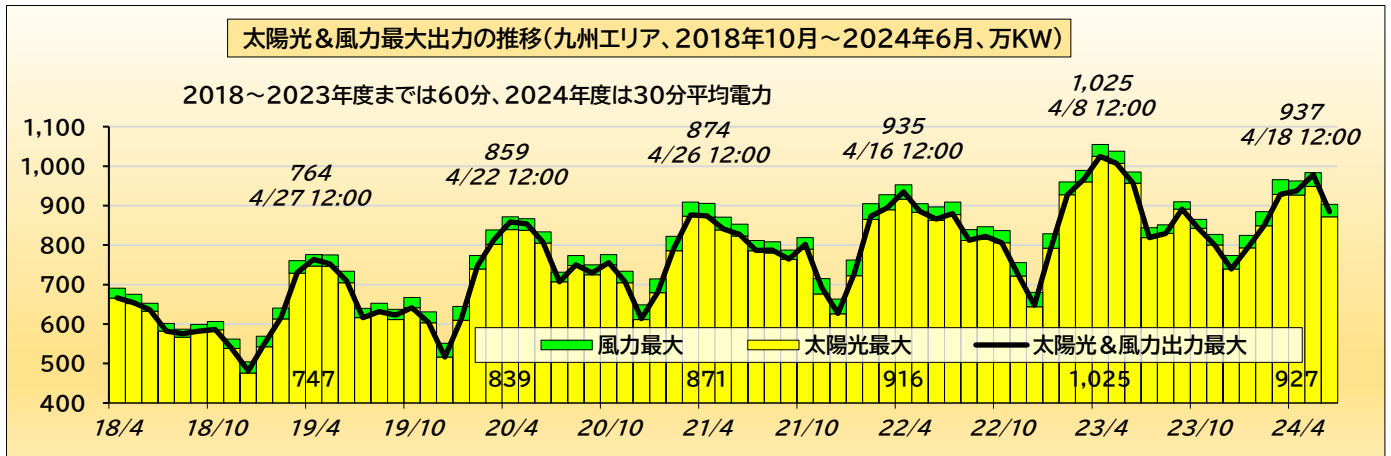
(注 2) 3年程前に再エネ抑制について広域機関に尋ねたところ、太陽光抑制がゼロであってもバイオが抑制された日は検証対象になるということであったが、その後(2022 年度以降)の検証日数をカウントすると、その運用は 2021 年度までのようである。

(注 3) 太陽光の出力レベルについて

九州エリアの場合の事例を上げれば右表のようになる。高出力帯は、過去の最大出力に対する比率が 90%超の出力帯なので、2023 年 10 月の場合は 1025 万 KW×90%≒920 万 KW 超が高出力帯となる。太陽光&風力の最大出力を 2019~2024 年度の年度毎に比較すると、いずれも 4 月が最大で、順に、764 万 KW⇒859⇒874⇒935⇒1,025⇒937 万 KW となる(次ページのグラフ参照)。最大出力日には相当量の太陽光&風力抑制量が発生するが、いずれの日も月の最大抑制量を発生した日ではない。

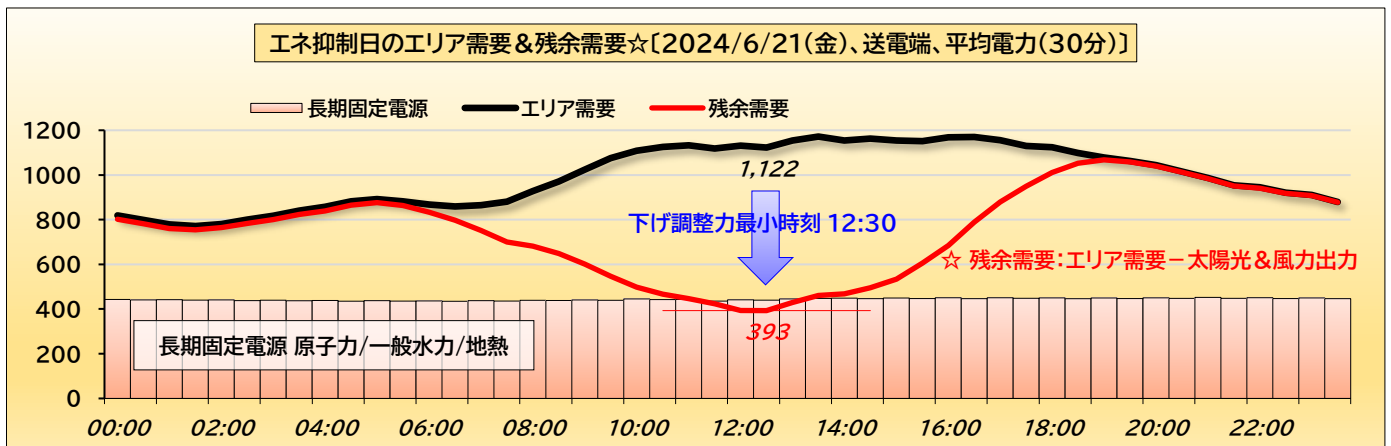
各出力帯における最大誤差量 (2023年10月)

出力帯		10月最大 誤差量 / 万KW		
最大出力に対する出力率		太陽光	エリア需要	合計
高出力帯	90%超	36	73	109
中出力帯1	67.5~90%	158	59	217
中出力帯2	45~67.5%	299	24	323
低出力帯1	22.5~45%	217	73	290
低出力帯2	22.5%未満	101	47	148



(注4) 下げ調整力最小時刻について

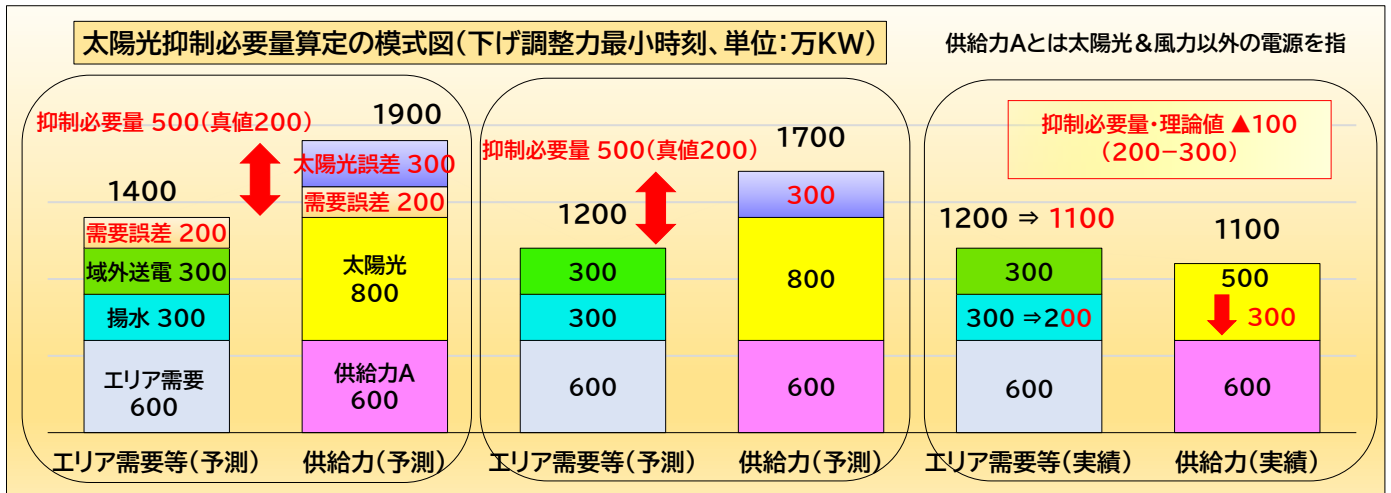
下のグラフは再エネ抑制日2024年6月21日(金)のエリア需要&残余需要の30分毎の平均電力をプロットしたものである。残余需要とはエリア需要から太陽光&風力(抑制分を含む)を差し引いた需要のことをいう。この残余需要の30分平均値をプロットすると太陽光高度が最大になる南中時刻付近で極小値(=最小値)となるポイントがある。この時刻(30分1コマ)を下げ調整力最小時刻という。同日の最小値は393万KWで12:30~13:00が下げ調整力最小時刻となる。本稿ではこの時刻を12:30と表記している。本事例のように下げ調整力最小時刻と太陽光抑制量最大時刻とは必ずしも一致しない事例も相当数ある。



(注5) 太陽光&風力抑制必要量算定の考え方

次ページの太陽光抑制必要量の算定模式図は太陽光抑制必要量(風力を含む)の算定法を示したものである。左ブロックは広域機関が検証の際に用いる算定法を示す。エリア需要等(エリア需要/揚水/域外送電/需要誤差)と供給力(原発/火力/一般水力/地熱/バイオ/需要誤差/太陽光誤差。揚水発電&蓄電池放電ゼロ)を比較して、指令時の抑制必要量を再エネ事業者に前日夕刻に指令する。

この算定法は、当然、エリア需要誤差が相殺された中ブロックと同じ抑制必要量 500 万 KW になる。九州電力送配電は、この算定式を採用して抑制指令を出している。ところが実際の抑制必要量は太陽光誤差を差し引いた値なので 200 万 KW(500-300)となる。翌日に太陽光実績が 300 万 KW 下ブレ(エリア需要はブレなし)すれば、抑制必要量は▲100 万 KW(=200-300)となり、100 万 KW の供給力不足となる。このような状況では揚水を前日計画どおりに実施することはできないので、300 万 KW⇒200 万 KW に下方修正して需給バランスをとる系統運用にならざるを得ない。このような事例が 66 事例もある。



(★補足) 太陽光&風力が抑制される際には、火力&バイオマスは可能な限り最低出力で運転するように「優先給電ルール」で定められている。また一般水力は調整池式や貯水池式は可能な限り昼間帯の発電を回避する運用がなされているし、原子力や地熱はほぼ一定の出力で運転されるので、供給力Aの増減は基本的にはない。

3 広域機関による再エネ抑制検証の問題点

経産大臣の認可事項である、広域機関策定の『業務規定』には、「下げ調整力が不足する場合の措置として一般送配電事業者が自然変動電源(=太陽光&風力発電)の出力抑制を行った場合には、**出力抑制が法令及び送配電等業務指針に照らして、適切であったか否かを確認及び検証し、その結果を公表する**」とある(180条)

九州本土の再エネ抑制が開始された2018年10月~2024年6月までの約6年間に824日の再エネ抑制指令(バイオ、太陽光、風力)が出され、太陽光&風力が抑制された日は504日(風力184日)に及んだ。この抑制に対し広域機関による抑制検証が414日分行われ、概ね妥当・公平であると評価されている。なお検証日数が太陽光&風力抑制日数より少ないのは2023年度から抜き取り検証に変更されたためである。

バイオマス抑制日数については公表義務の定めがないので明らかにされていないが、大雑把な推定で700日程度だろう。全数検証が抜き取り検証に変更されたのは、さして目くじらを立てるような問題ではない。問題視すべきは、検証の実態が抑制指令までの**基準・諸手続の遵守のみ**になっていることである。抑制実績には一切関与しないという姿勢なのだ。不要な抑制があったのではないかと、といった視点が全くない。

太陽光発電設備の一覧(緑色で塗りつぶした部分は抑制対象事業者、九州エリア、本土、2024年6月現在)

制御別 適応ルール別	オフライン抑制		オンライン抑制		合計		オフライン 比率 契約容量	オンライン 比率 契約容量
	旧ルール適用		無制限・無保証ルール適用★					
需要数・契約容量	需要数(件)	契約容量(万KW)	需要数(件)	契約容量(万KW)	需要数(件)	契約容量(万KW)		
特別高圧	14	15	136	257	150	272	6%	94%
高圧	500KW以上	0.1万	63	2,178	266	3,178	19%	81%
	500KW未満	0.2万	43	832	20	2,832	68%	32%
低圧	10KW以上	6.4万	177	4万	145	10.4万	55%	45%
	10KW未満	29.5万	133	17.7万	99	47.2万	57%	43%

★オンライン制御事業者には、特別高圧・高圧500KW以上の旧ルール適応事業者も含む

上表は九州電力送配電と太陽光発電事業者との間で交わされた光発電設備の需要数&契約容量を示すものであ

る。それによる太陽光抑制対象事業者 986 万 KW に占めるオフライン事業者 298 万 KW の割合は約 30%を占める(2014 年 12 月以前に九州電力と接続契約を結んだ発電事業者は旧ルール適応事業者となり、オンライン抑制設備の義務づけがない)。このようなオフライン事業者がいる限り、当日の需給状況の変化による不要な抑制は論理上あり得るのだ(2022 年 12 月から「オンライン代理抑制」と呼ばれる仕組みが導入されてオフライン事業者向けの抑制指令は減ってきたものの、抑制量が特に大きい日には抑制されることもある)。

故に指令後に不必要な抑制が行われた場合には、それに対して是正措置を取らせる権限を与えられているはずなのだ。しかし現実には実施結果の是非を問わない形式的な検証が行われているのである。

不要な抑制以外にも、例えば、抑制時間中の説明のつかない揚水発電事例(蓄電池放電を含む)が散見されるし、前章で紹介したように前日計画どおりの揚水&蓄電でない事例がやたらに多い。また抑制指令は抑制時間全てのコマ数で行われるのに対し、検証は下げ調整力最小時刻の 30 分 1 コマのみで行われる。そのため下げ調整力最小時刻以外で、もう少し揚水を活用すれば相当量の抑制回避が可能であると思われるような事例も多くみられる。

抑制回数の公平性が発電事業者グループ間の抑制回数実績をもとに評価されるのに対し、抑制の妥当性がその実績をもとに評価されていないのは、全く不可思議な論理と言わざるを得ない。

検証における最大の問題点は、前章で取り上げた「太陽光誤差」の異常な大きさである。前章(2-4)では、抑制指令がキャンセルされた 68 日分の太陽光&風力の抑制必要量・理論値と抑制実績との関係性について幾つかのグラフを紹介した。5 章では、抑制指令キャンセル 68 日分を含む 572 日分の抑制必要量・理論値と抑制実績との関係性を示すグラフを網羅的に紹介する。

4 想定誤差(太陽光誤差とエリア需要誤差)の論理について

広域機関による再エネ抑制検証は同機関策定の『再生可能エネルギー発電設備(自然変動電源)の出力抑制の検証における基本的な考え方』にもとづいて行われる。太陽光抑制必要量の算定に際し、適切な太陽光&エリア需要誤差を考慮するのは、「当日需給断面で、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ため」であると『再エネ抑制の基本的な考え方』の中に記載されている。

下げ調整力が不足すると、次の段階では長期固定電源(原子力/一般水力、地熱)を抑制しなければならない。一般水力のうち調整池式や貯水池式は可能な限り昼間帯の発電を回避する運用がなされているし、地熱は 10 数万 KW 程度に過ぎない。結局、ルール上は原発抑制に向かわざるをえない。それをどうしても避けたいという思惑が、想定誤差(太陽光誤差/エリア需要誤差)の織込みという論理になっている。

太陽光出力の増減とエリア需要の増減には何らの相関関係もなく、それぞれ独立して増減する。それぞれが増減するケースは 2 通りなので、合計 4 通りのケースがある。故に、当日の需給状況が必ずしも「太陽光出力が増加し、エリア需要が減少する」訳でないことは自明の理である。

当然のことだが、太陽光出力が減少したケースでは、予測値に加算した太陽光誤差分だけ供給力は減少する。太陽光抑制指令がオフライン事業者に出されていたら、その分だけ太陽光供給力は確実に減少する。これが不必要な太

陽光&風力抑制の主な原因なのだ。では、太陽光出力の予測値に対する実績値の増減頻度(上ブレ/下ブレ)はどうなっているのだろうか？ エリア需要の増減頻度(上ブレ/下ブレ)はどうなっているのだろうか？ その結果として、抑制必要量の増減頻度(上ブレ/下ブレ)はどうなっているのだろうか？

4-1 太陽光&風力・エリア需要、抑制必要量の予測値に対する実績の増減頻度

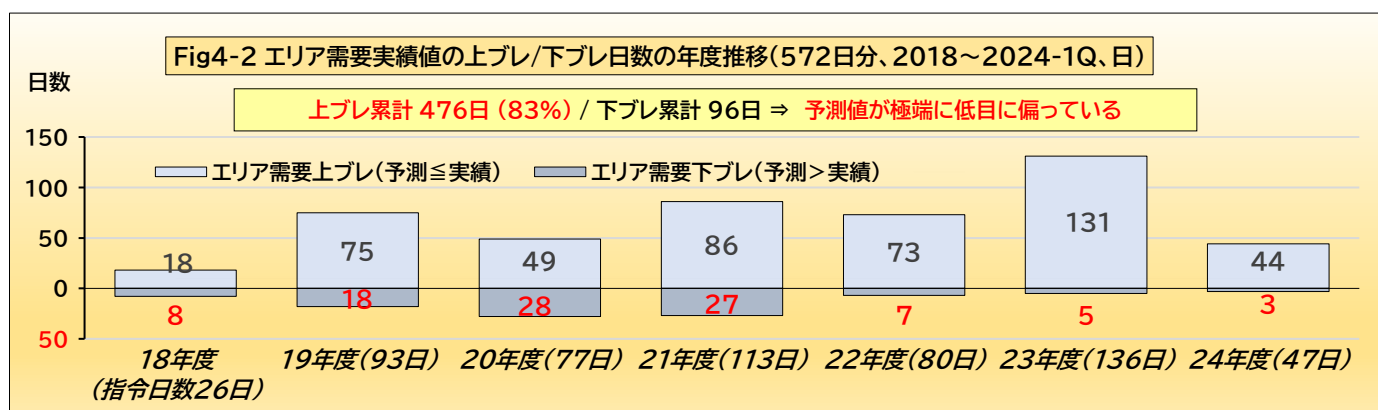
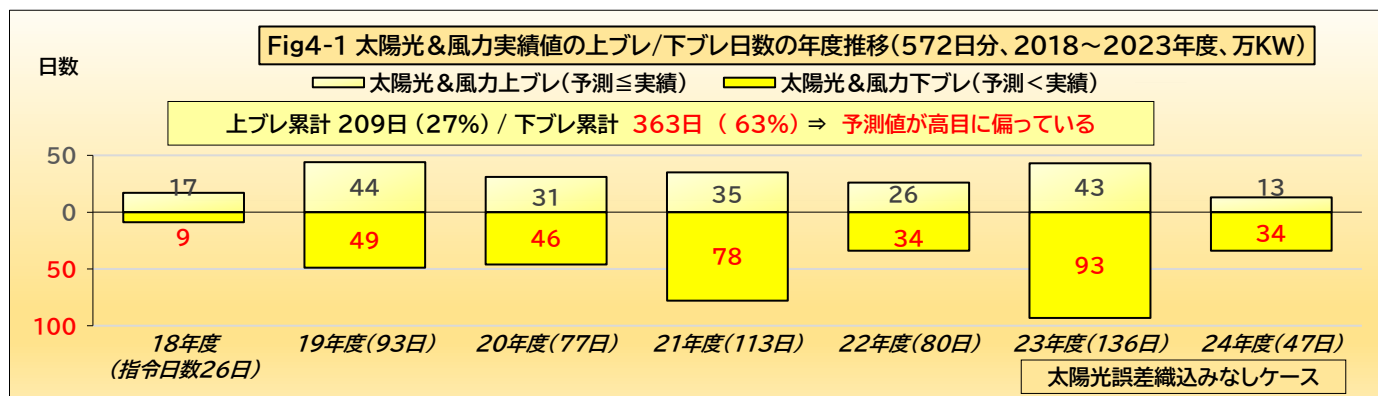
太陽光誤差が公表されている再エネ抑制指令 572 日分(太陽光抑制 504/バイオ抑制検証 68 日)の**太陽光&風力の予測値に対する実績の増減頻度の割合は、下ブレ 336 日(63%)に対し、上ブレは 209 日(37%)**となる(Fig4-1 参照)。これは予測値が高めに設定されていることを示唆している。

九州電力送配電によると、予測値は九州エリア内に設置された日射計モニターから得られたデータを太陽光出力に換算して算出されるらしい。その算出過程で意図的なデータ処理がなされているのかもしれない。データが公表されていないので真偽のほどは分からない。

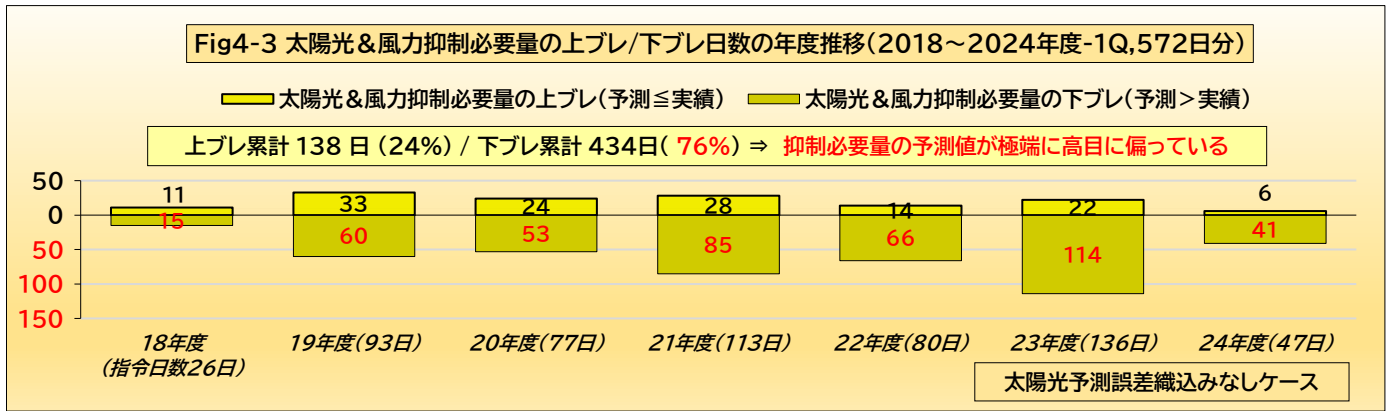
再エネ抑制指令日数と太陽光抑制日数(離島単独抑制実施分を除く)

年度	再エネ抑制指令日数	太陽光抑制日数	風力抑制日数	バイオ分検証日数	太陽光&風力抑制なし
2018	26	26	4	0	0
2019	93	73	22	20	20
2020	87	60	23	17	27
2021	167	82	48	31	85
2022	151	80	31	0	71
2023	226	136	44	0	90
2024-1Q	74	47	12	0	27
合計	824	504	184	68	320

一方、**エリア需要のブレは、上ブレ 476 日(83%)に対し、下ブレは 96 日(17%)**しかない(Fig4-2 参照)。これは予測値が極端に低目に設定されていることを示唆している。



その結果、**抑制必要量のブレは、上ブレ 138 日(24%)に対し、下ブレは 434 日(76%)**となり(次ページの Fig4-3 参照)、下ブレが 3/4 を占める。再エネ抑制指令日数 572 日のうち、抑制必要量・予測値(真値)がマイナス値の日が 123 日(20%)あることを前章(2-4、7p)で述べた。そして 3/4 の確率で抑制必要量が下ブレすることにより、**抑制必要量・理論値がマイナス値になるのは 181 日**となる。



これまで述べてきたのは、太陽光&風力予測値に太陽光誤差を加算しないケースの上ブレ/下ブレ頻度の事例である。これでもまだ、予測を超える太陽光出力の増加があった場合には、1/4 の確率で原発の出力抑制が必要になることが想定される。

従って原発抑制を絶対に回避する口実として考えだされたのが「太陽光誤差」という怪しげな「誤差」の作出であると筆者は考えている。抑制必要量が上ブレする確率がほぼゼロになるように、想定後誤差(太陽光誤差/エリア需要誤差)の大きさが意図的に設定されていると。太陽光予測値が高目に偏っていたり、エリア需要予測値が極端に低目に設定されたりしていることから誤差値の設定が意図的と考えざるを得ないのだ。

では太陽光誤差を加算したときの、太陽光&風力実績の上ブレ/下ブレ日数はどのように変化するのか？ 太陽光&風力抑制必要量の上ブレ/下ブレはどのように変化するのだろうか？ なお抑必要量は九州電力送配電算定式で記述しているので、エリア需要は変化しない。

太陽光&風力実績の上ブレ 12日(2%)に対し、下ブレは 560日(98%)になる(Fig4-4 参照)。その結果、太陽光&風力抑制必要量の上ブレ 5日(1%)に対して、下ブレは 567日(99%)となる(次ページの Fig4-5 参照)。

要するに、太陽光誤差を加算して抑制必要量を算定し、その抑制量を再エネ事業者に分散して抑制指示すれば、ほぼ 100%の確率で原発の抑制が回避されるという結論に到るのだ。

これを「巧妙なカラクリ」あるいは「イカサマ」と言わずして何と言えればいいのだろうか。

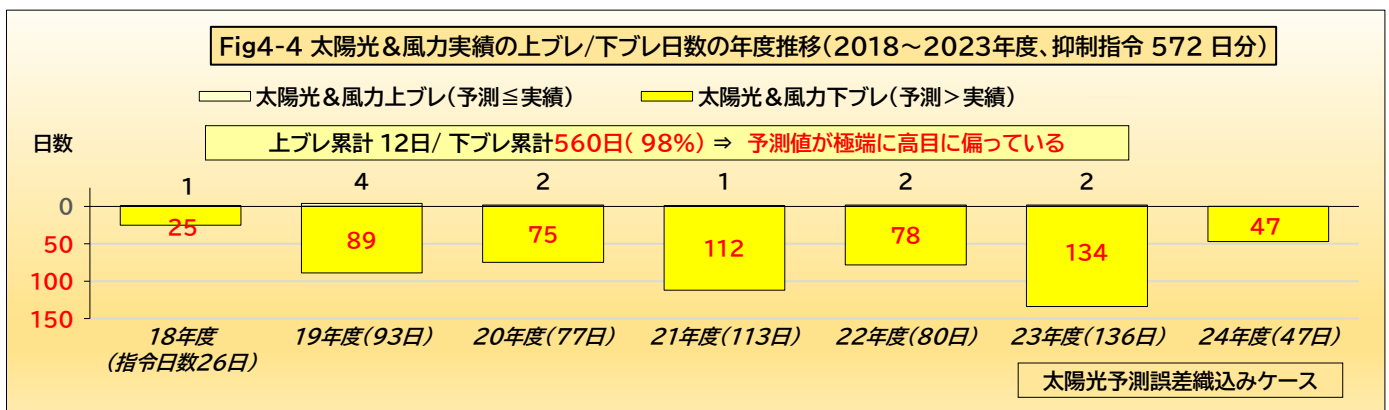
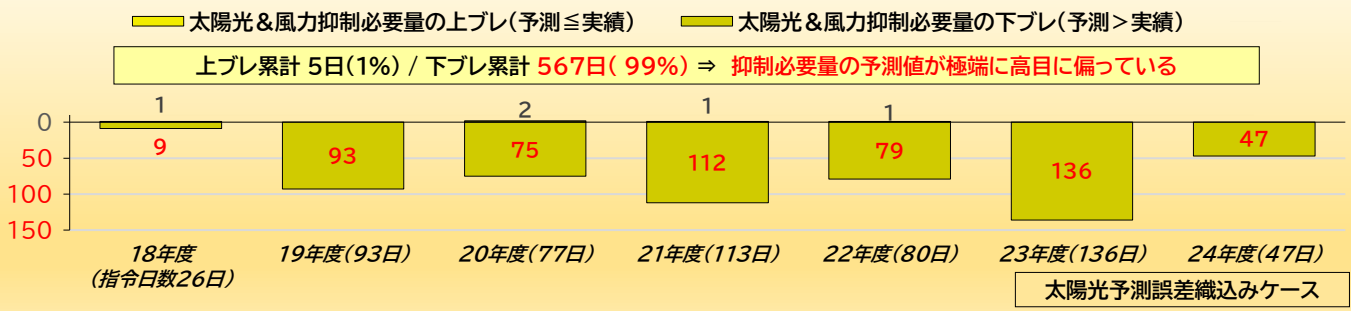


Fig4-5 太陽光&風力抑制必要量の上ブレ/下ブレ日数の年度推移(2018~2024年度-1Q、572日分)



4-2 太陽光&風力・エリア需要の予測値に対する実績の増減量

需給当日の太陽光出力の予測値からの増減量(ブレ量)が60万KW規模なのに300万KW規模の太陽光誤差を加算する論理そのものが歪んでいるのだ。

太陽光予測値に加算できる太陽光誤差量の最大は、その日の最大予測値を超えない範囲で月毎に定められている。2024年6月の事例では最大324万KW(中出力帯)となっている。エリア需要誤差量について特に定めはないが、2024年6月の事例では15~69万KWの範囲。

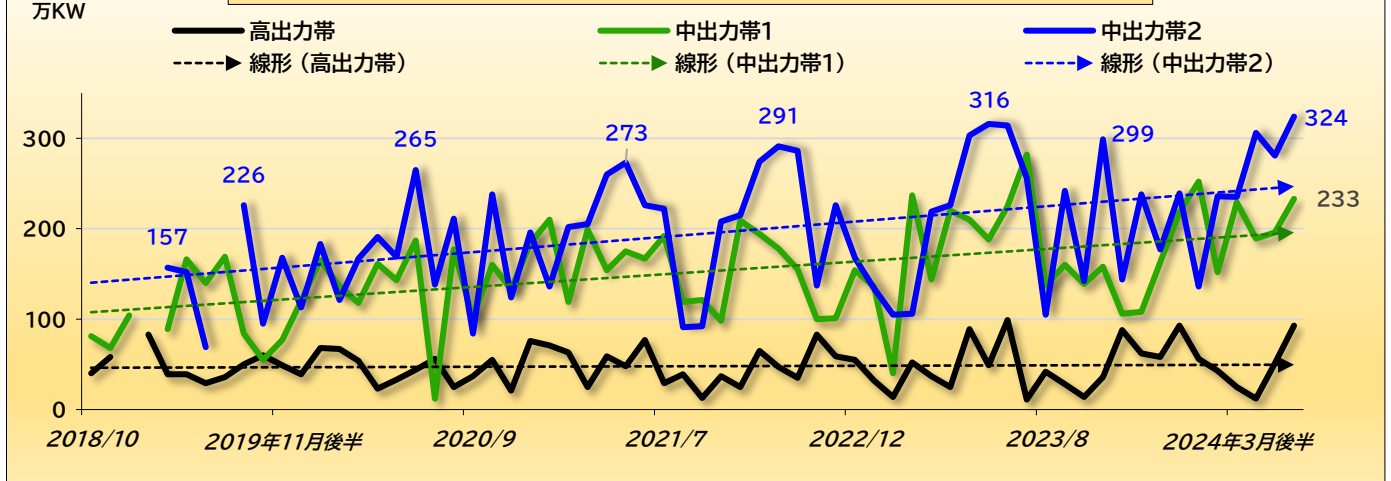
低出力帯2の事例はこれまで一度もないので、これを考慮しなければ、太陽光誤差は高出力帯を除けば230~320万KW規模、エリア需要誤差は40万KW以下の規模になる。

各出力帯における最大誤差量(2024年6月)

出力帯		6月の最大誤差量(万KW)		
最大出力に対する出力率		太陽光	エリア需要	合計
高出力帯	90%超	93	15	108
中出力帯1	67.5~90%	233	40	273
中出力帯2	45~67.5%	324	0	324
低出力帯1	22.5~45%	291	40	331
低出力帯2	22.5%未満	149	69	218

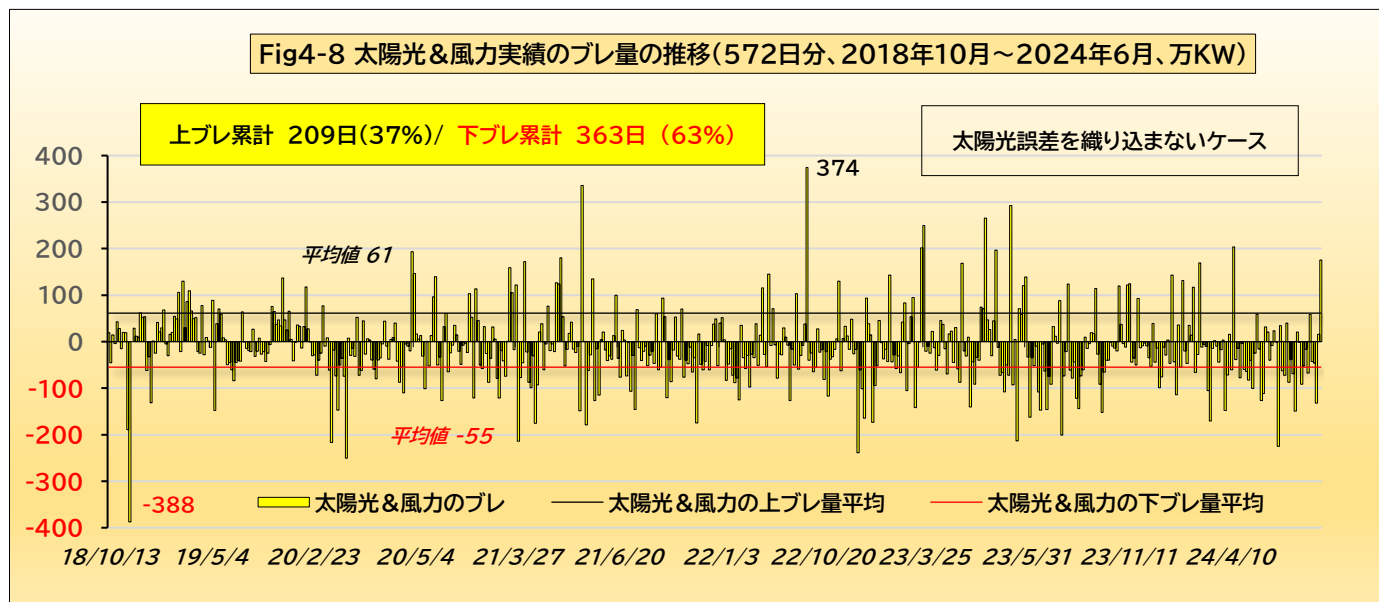
予測値に加算される太陽光最大誤差の長期推移をプロットすればFig4-6となる。出力規模の割合は、大凡、高出力帯34%/中出力帯1-50%/中出力帯2-15%/低出力帯1-2%(2018~2022年度までの実績)となるので低出力帯の記載は省略している。長期推移をみても太陽光最大誤差は200~320万KW規模にあり、経年を経るにつれて大きくなっていく。

Fig4-6 九州エリアにおける太陽光予測値誤差の推移(2018年10月~2024年6月、単位:万KW)

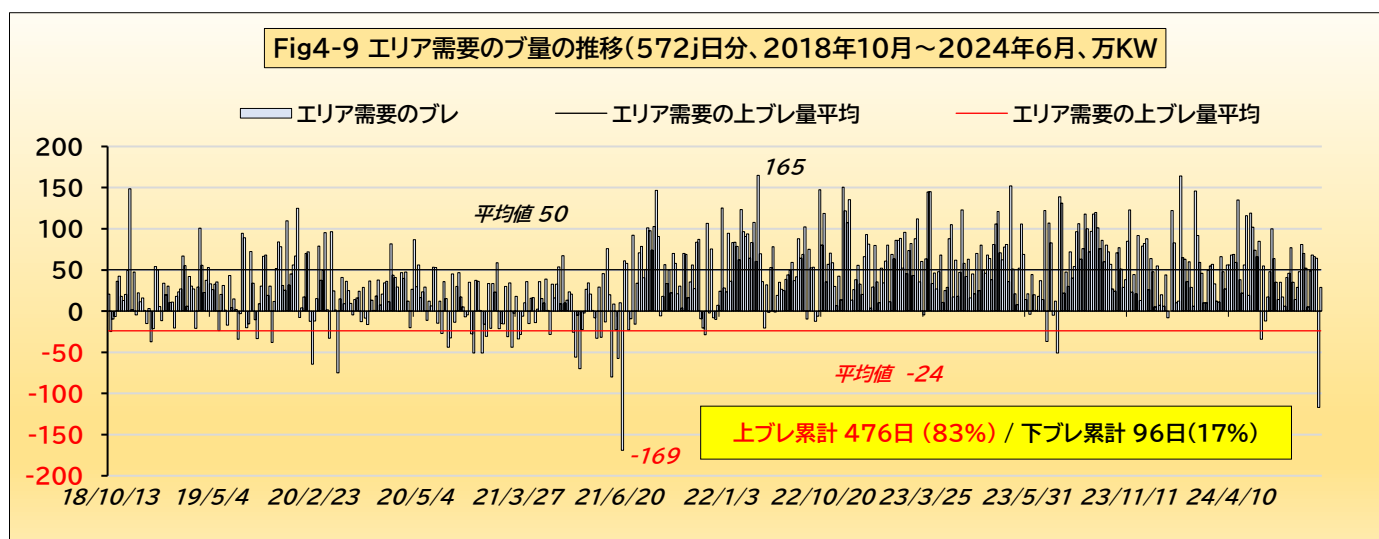


一方、太陽光&風力予測値に対する需給当日の実績のブレは Fig4-8 に示すように、上ブレ/下ブレとも希に 300 万 KW 超となることもあるが、平均 60 万 KW 規模(上ブレ 61 万 KW/下ブレ▲55 万 KW)に過ぎないのである。

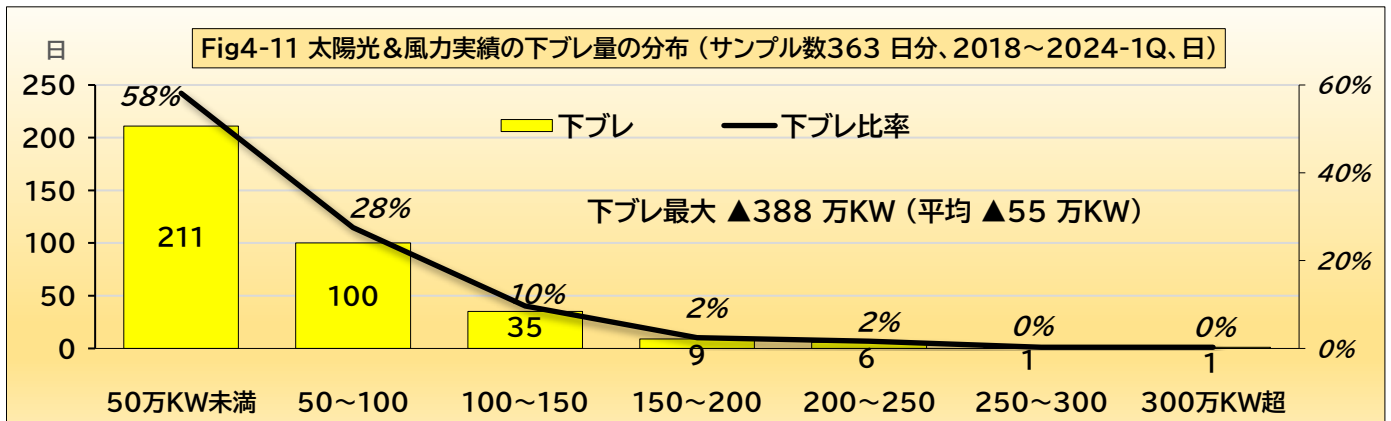
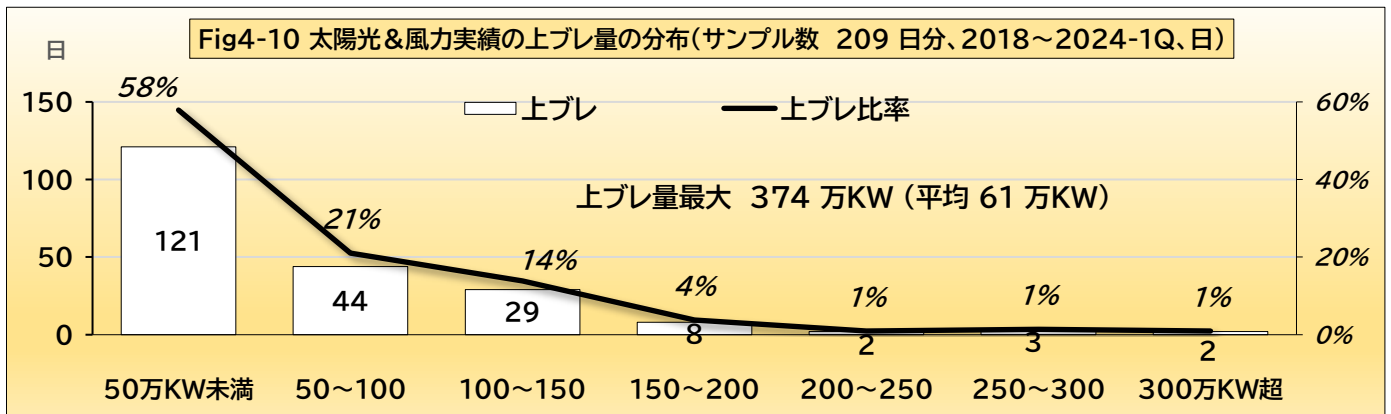
平均 60 万 KW 規模の太陽光の上ブレを考慮して、平均 119 万 KW/最大 300 万 KW 超の太陽光誤差を加算することの是非こそ問われるべきなのだ。



エリア需要予測値に対する需給当日の実績のブレは、Fig4-9 に示すように平均 50 万 KW 未満(上ブレ 50 万 KW/下ブレ▲24 万 KW)/最大 150 万 KW 規模に過ぎない。平均▲24 万 KW 程度のエリア需要の下ブレを考慮して、平均 15~40 万 KW のエリア需要誤差を加算する訳だが、太陽光誤差に比べて小さいこと、抑制必要量算定の過程で相殺されることなどに鑑み、エリア需要誤差の是非を問題視するほどのことはない。



次ページの Fig4-10/4-11 は、太陽光&風力実績の予測値からの上ブレ/下ブレ量の分布をブレ量 50 万 KW 刻みでプロットしたグラフである。サンプル数は 572 日分(上ブレ 209/下ブレ 363)である。



太陽光&風力実績の上ブレは、150 万 KW 未満 194 日(93%)/150 万 KW 超 15 日(7%)と 150 万 KW 未満が 9 割超を占める。下ブレも同様の傾向で 150 万 KW 未満が 9 割超を占める。

Fig4-12 は太陽光誤差の分布を示すグラフ。Fig4-10/4-11 と同様 50 万 KW 刻みでプロットしている。誤差量 150 万 KW 未満が 397 日(69%)、誤差量 150 万 KW~400KW が 175 日(31%)を占める。

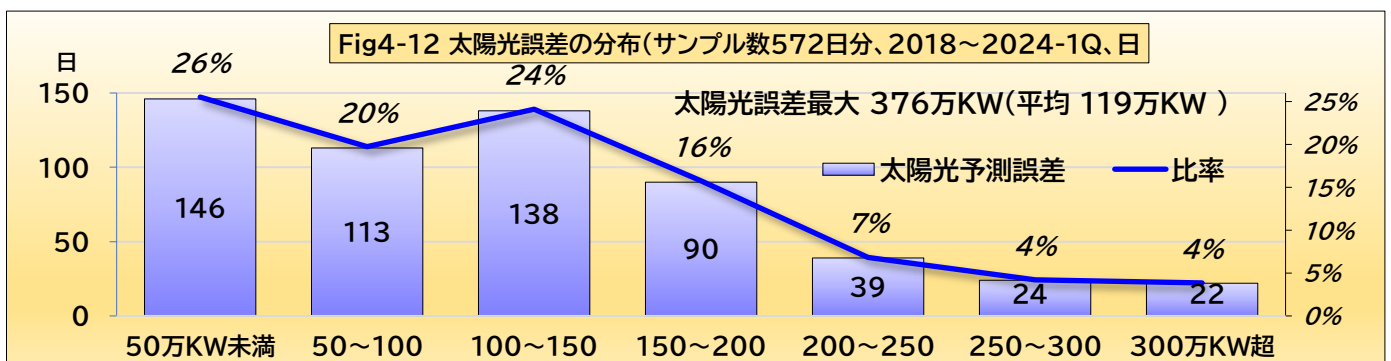
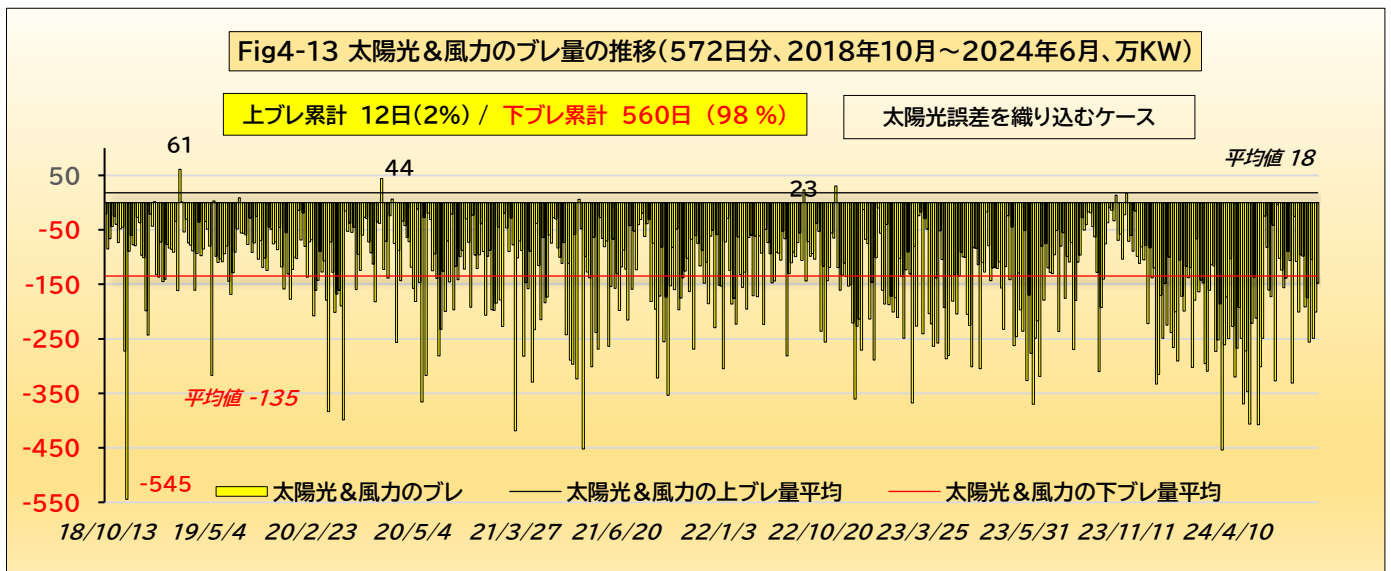


Fig4-10/4-11 と Fig4-10 の 3 つのグラフを一見して分かるように、太陽光&風力実績の予測値に対するブレが殆ど 150 万 KW 未満で納まっているのに対し、太陽光誤差の分布はほぼ満遍なく 50 万 KW~380 万 KW の範囲に分布している。

Fig4-8(p15)は、太陽光誤差を織り込まないケースのグラフだが、太陽光誤差を織り込むケースのグラフを再掲すると、Fig4-13 のように変化する。太陽光&風力の上ブレ量の平均値 18 万 KW/最大値 61 万 KW に対し、下ブレ量は平均値▲135 万 KW/最大値▲545 万 KW となる。上ブレ日数が僅か 12 日になることは、既に Fig4-4(13p)でも示した

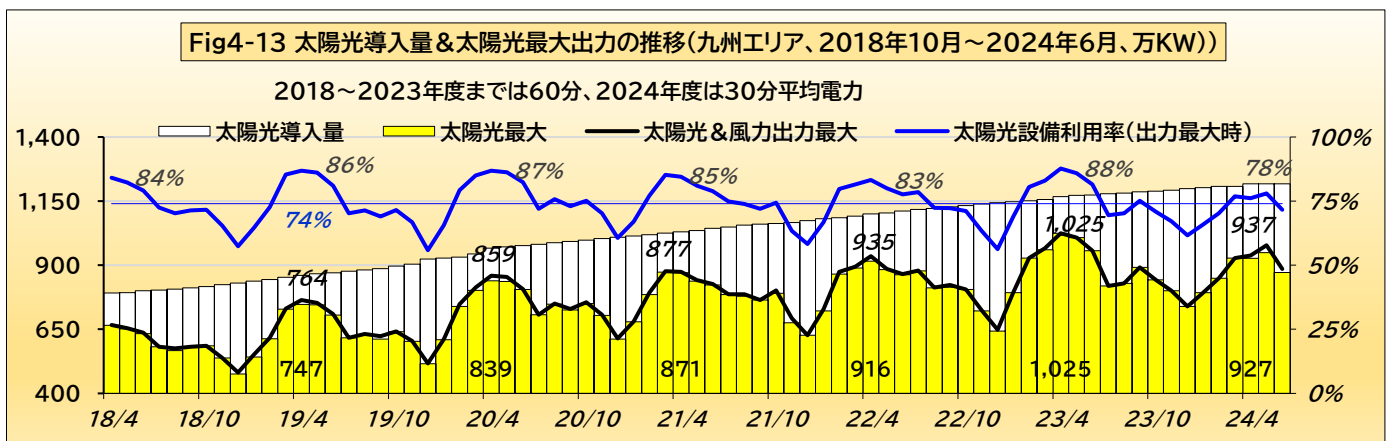


太陽光&風力予測値に太陽光誤差を加算して抑制必要量を算定する仕組みの意図がここにある。

需給当日に太陽光出力が想定を超えて増加しても、下げ調整力が不足しないように意図的に過大な誤差量を設定した。これが太陽光誤差と言われるものの実相であって、科学的な誤差と言えるものではない。「誤差」と表現して科学を装っているだけなのだ。下げ調整力が不足すれば、次は原発の稼働を停止しなければならないからである。

そもそも太陽光が想定を超えて出力が増加することなどあり得ない。Fig4-13 に示すグラフのように、太陽光の最大出力は太陽光導入量の 80 数%が限度で、最大値は月別に異なる値をとるものの、平均 74%前後の出力実績で推移している。

太陽光出力の増減で問題なのは、日射を遮る雲量の影響で、急激に出力が減少するときなのだ。出力が数 100 万 KW 規模の大きさに一気に減少することもある。



5 太陽光&風力抑制実績と抑制必要量・理論値との乖離

最後に、第 1 章~第 4 章までに述べてきたことを踏まえて、再エネ抑制指令 572 日分の太陽光&風力抑制に関する諸データを年度別グラフで列挙する。

5-1 再エネ指令時の太陽光&風力抑制必要量・予測値の比較(誤差織込み&真値)

2018～2024 年度-1Q までの日別の太陽光抑制必要量・予測値を比較したグラフを Fig5-1～5-7 で示す。
 年度毎の抑制指令日数は年度順に 26 日/93 日/77 日/113 日/80 日/136 日/47 日の累計 572 日である。

6 年間を集計すると、太陽光誤差を織り込まない実際の抑制必要量・予測値(真値)は、累計 123 日がマイナス値。
 つまり供給力不足が予測された日が 123 日もあった。年度別では 10 日(38%)/33(35)/27(35)28(25)
 /12(15)/10(7)/3(6)となる(Fig5-8)

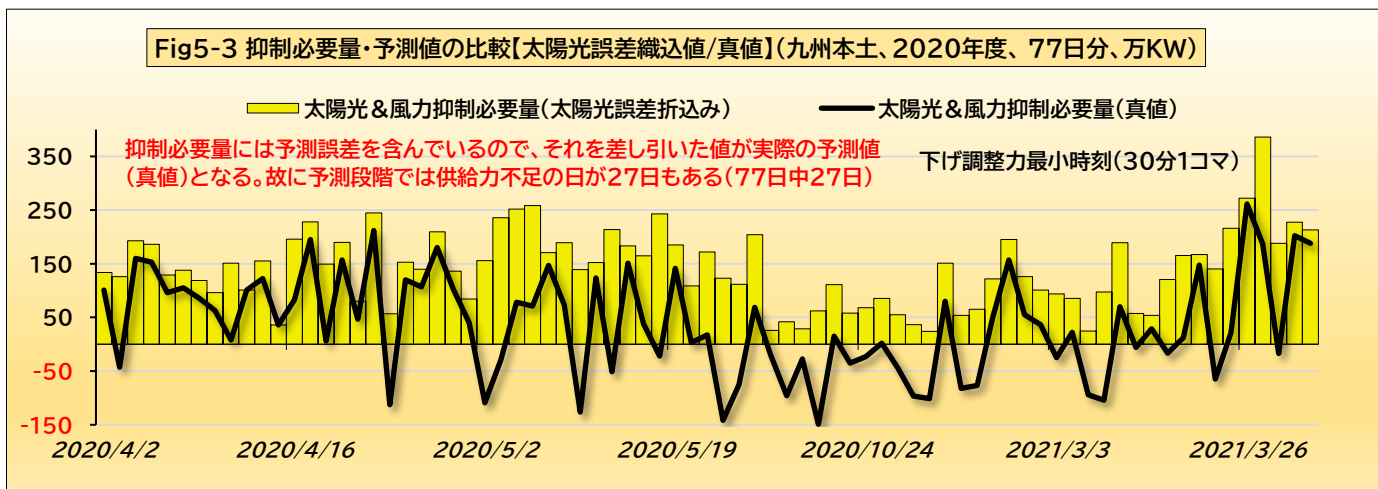
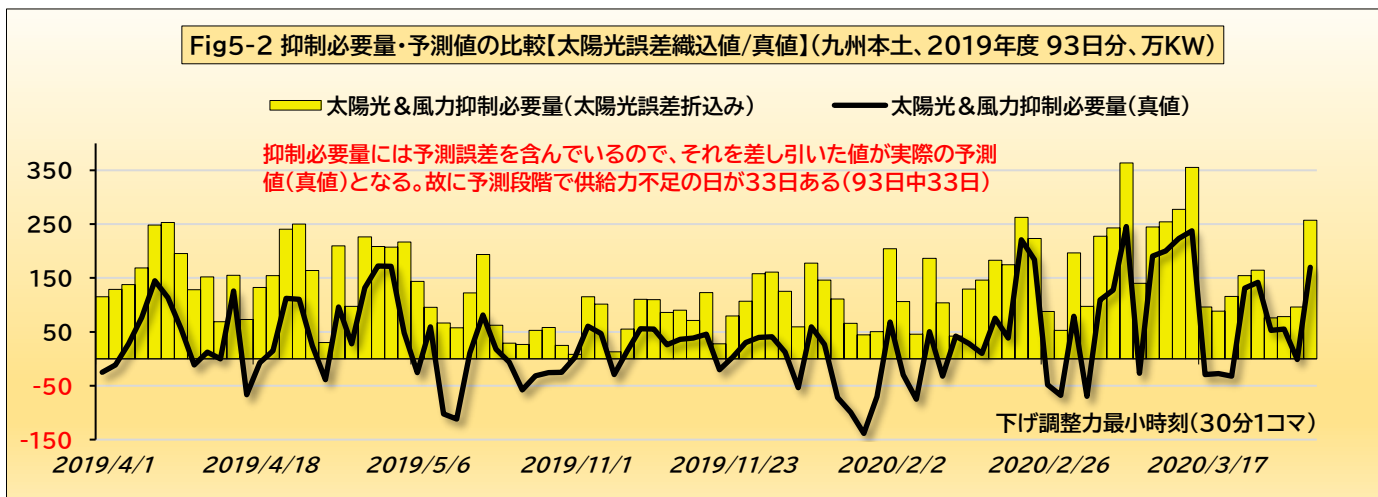
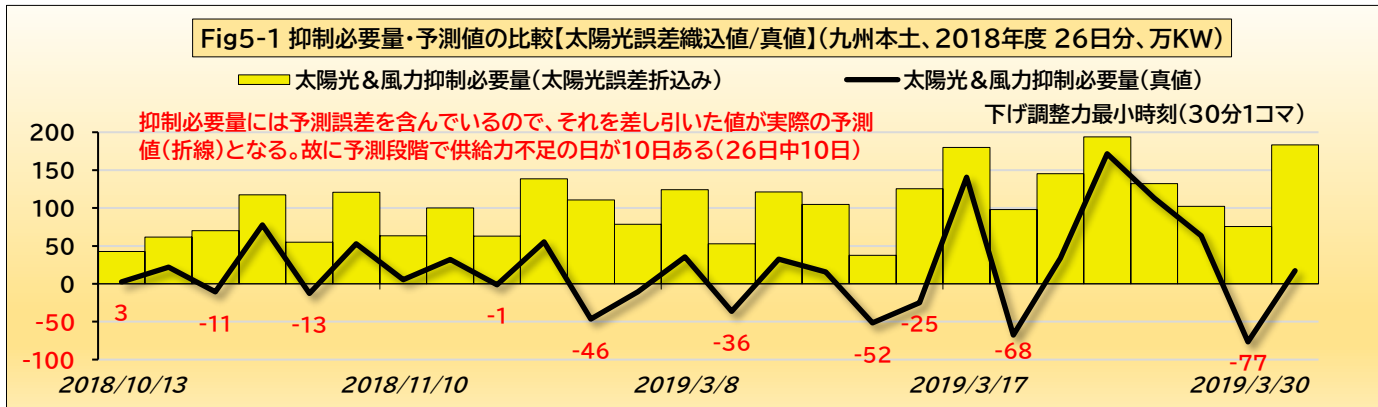


Fig5-4 抑制必要量・予測値の比較【太陽光誤差織込値/真値】(九州本土、2021年度 113日分、万KW)

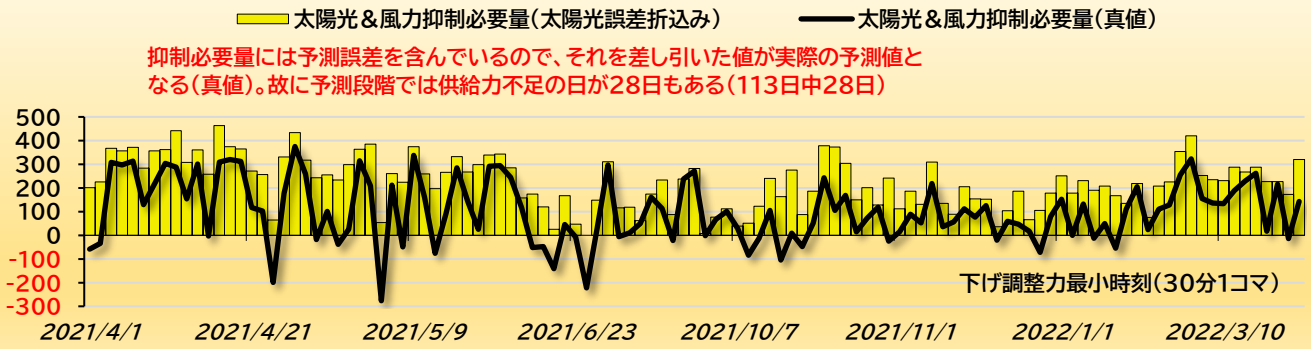


Fig5-5 抑制必要量・予測値の比較【太陽光誤差織込値/真値】(九州本土、2022年度 80日分、万KW)

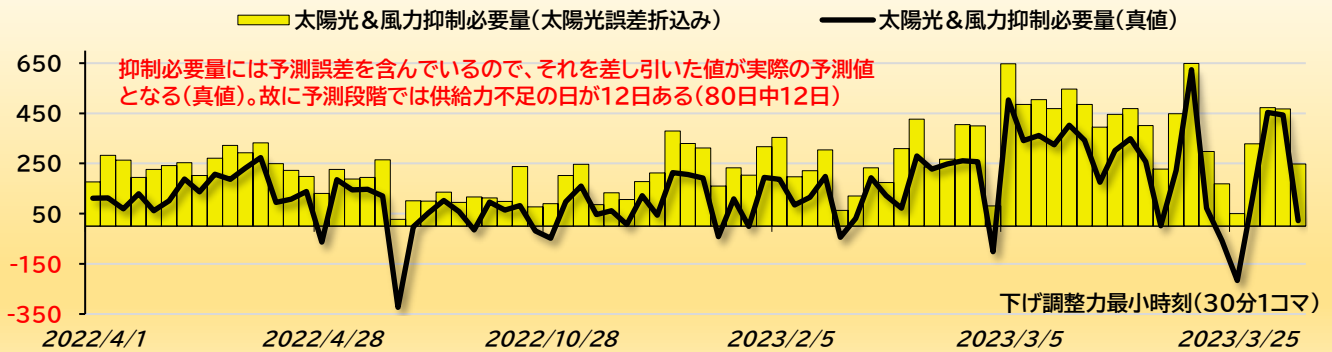


Fig5-6 抑制必要量・予測値の比較【太陽光誤差織込値/真値】(九州本土、2023年度 136日分、万KW)

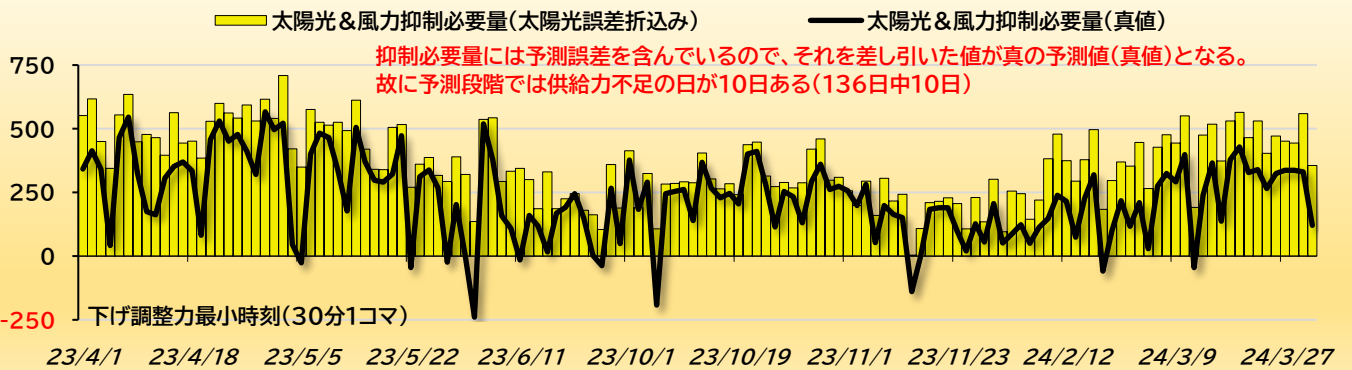


Fig5-7 抑制必要量・予測値の比較【太陽光誤差織込値/真値】(九州本土、2024年度-1Q 47日、万KW)

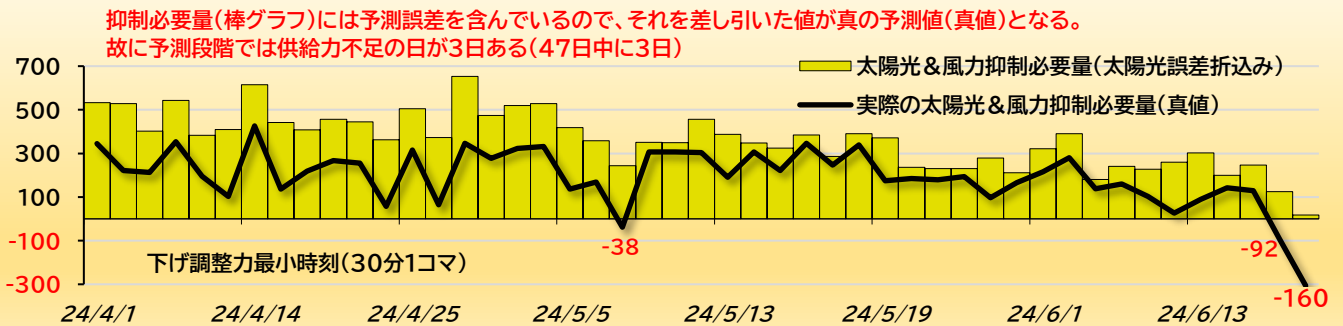
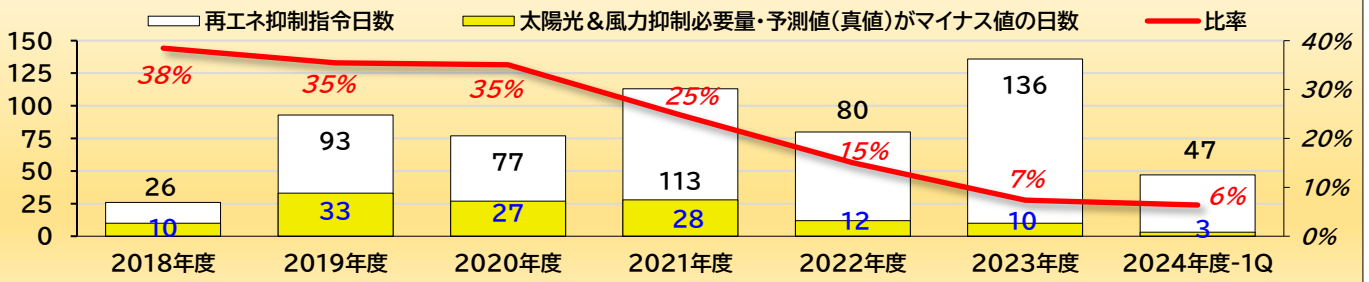


Fig5-8 実際の太陽光&風力抑制必要量・予測値(真値)がマイナス値の日数

太陽光&風力抑制必要量・予測値(真値)がマイナス値になるのは累計で123日



5-2 太陽光&風力抑制必要量・予測値(真値)と理論上の抑制必要量の比較

太陽光&風力抑制必要量・予測値(真値)が当日の需給状況の変動で 3/4 は下ブレすることを前章で述べた。ここでは 2024 年度 4~6 月の 47 日の事例だけを紹介して、それ以前の 525 日の事例は省略する。

Fig4-3(再掲) 太陽光&風力抑制必要量の上ブレ/下ブレ日数の年度推移(2018~2024年度-1Q,572日分)

太陽光&風力抑制必要量の上ブレ(予測≦実績) 太陽光&風力抑制必要量の下ブレ(予測>実績)

上ブレ累計 138 日/ 下ブレ累計 434日(75%超は下ブレ) ⇒ 抑制必要量の予測値が極端に高目に偏っている

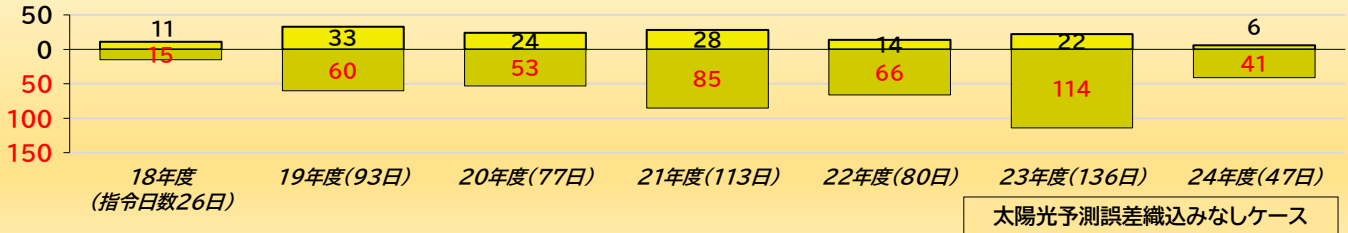
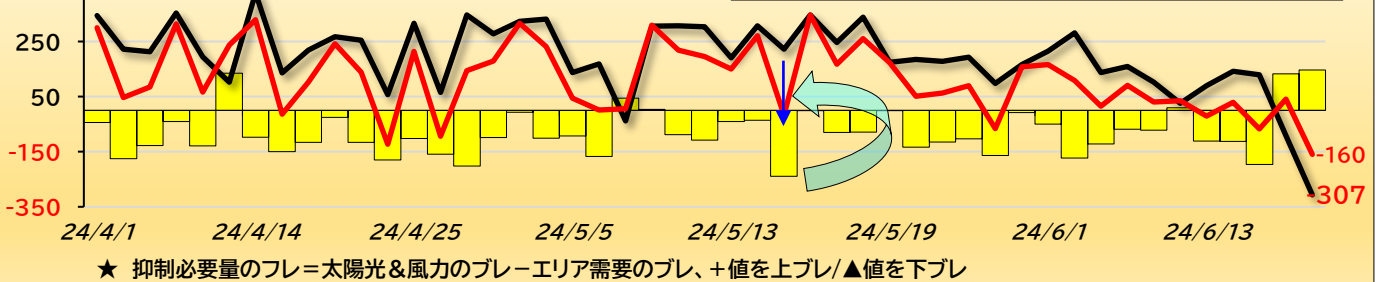


Fig5-9 抑制必要量・予測値(真値)と抑制必要量・理論値の比較(2024年度-1Q、47日分、万KW)

抑制必要量のブレ(太陽光誤差織込みなし) 太陽光&風力抑制必要量(予測値、真値) 太陽光&風力抑制量・理論値

抑制必要量の上ブレ 6日(13%) / 下ブレ 41日(87%)



5-3 太陽光&風力の抑制必要量・理論値と抑制実績との乖離

Fig5-10~5-16 は太陽光&風力の抑制必要量・理論値と抑制実績との乖離を年度別に表したグラフである。抑制実績値は再エネ抑制指令時に出された抑制必要量・予測値(太陽光誤差織込値)をもとに抑制されるため、対象事業者にオフライン事業者が含まれたケースでは、その分の指示量は確実に抑制される。翌日の需給状況の変動分が反映されないためである。故に、抑制必要量・理論値とは相当量の乖離を生じる。

Fig5-10 抑制必要量・理論値と抑制実績の比較(九州本土、2018年度 26日分、万KW)

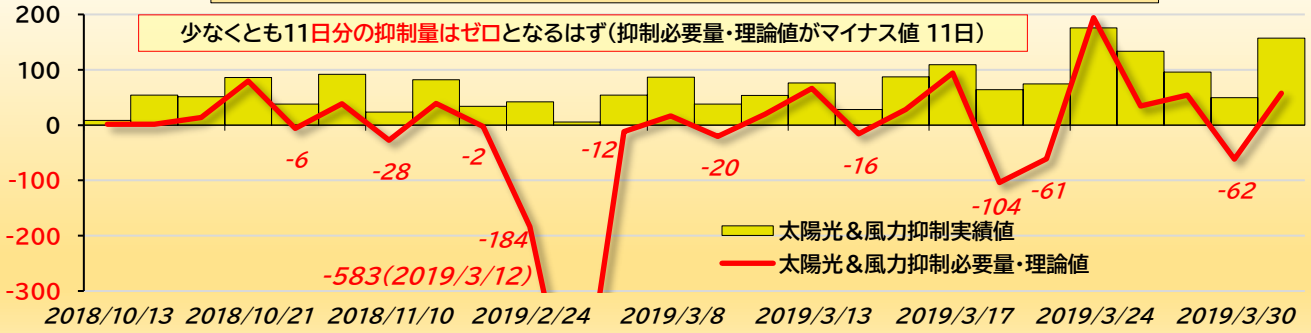


Fig5-11 抑制必要量・理論値と抑制実績の比較(九州本土、2019年度 93日分、万KW)

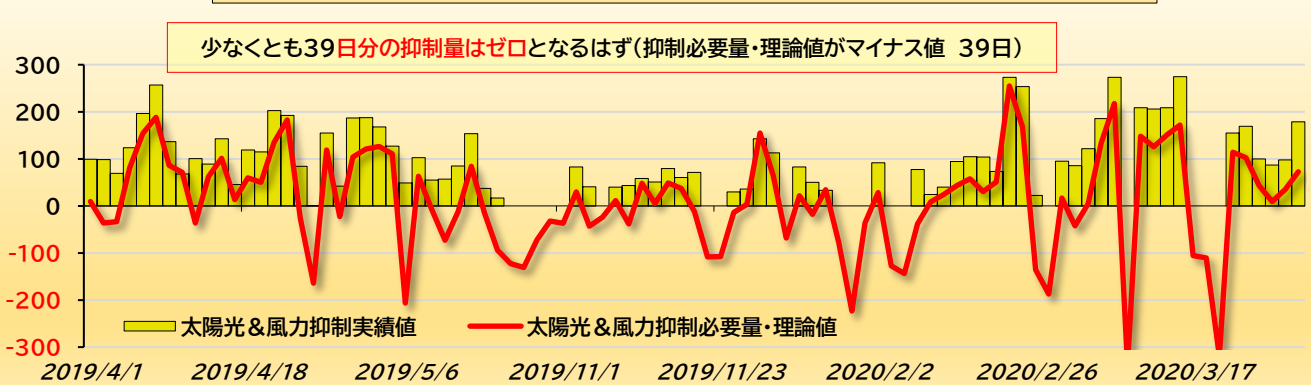


Fig5-12 抑制必要量・理論値と抑制実績の比較(九州本土、2020年度 77日分、万KW)

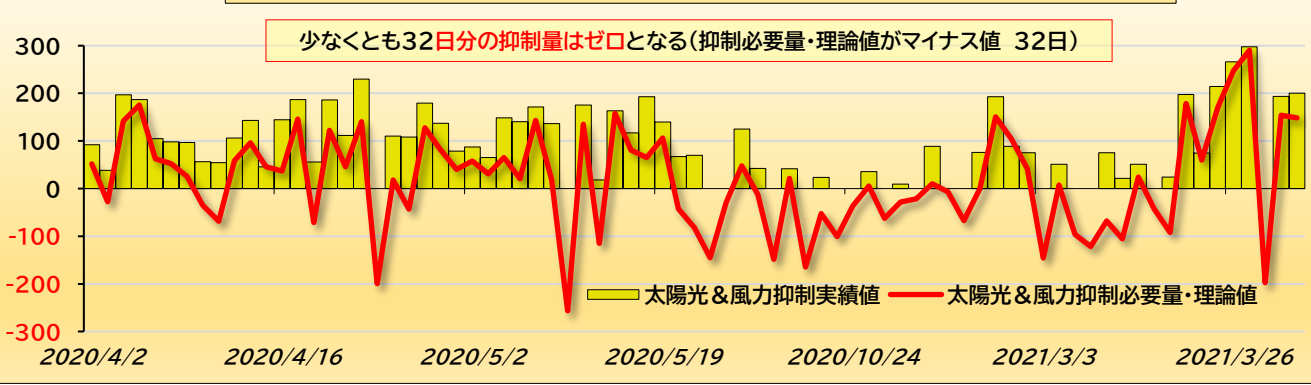


Fig5-13 抑制必要量・理論値と抑制実績の比較(九州本土、2021年度 113日分、万KW)

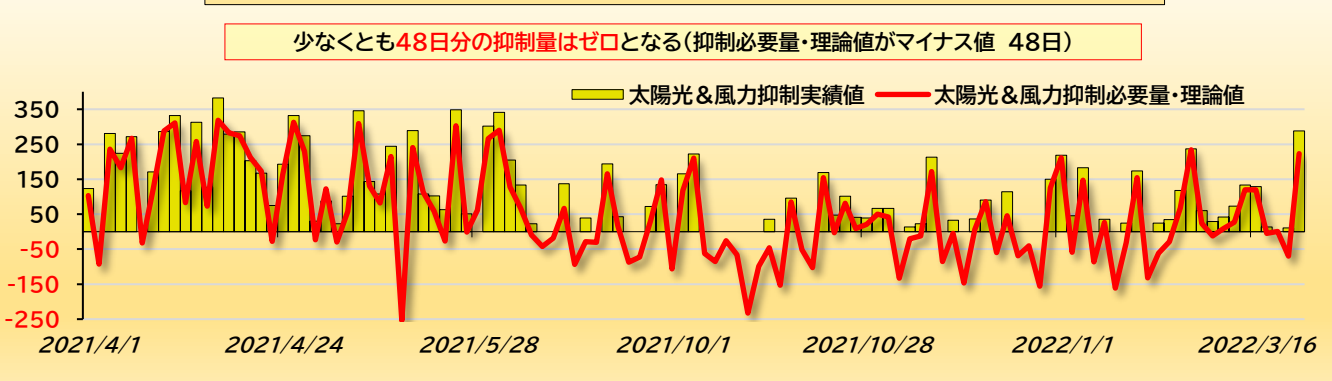


Fig5-14 抑制必要量・理論値と抑制実績の比較(九州本土、2022年度 80日分、万KW)

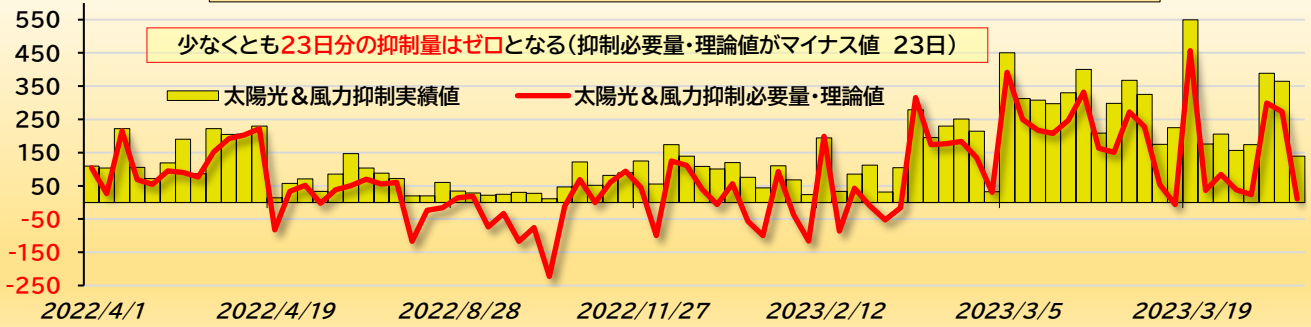


Fig5-15 抑制必要量・理論値と抑制実績値の比較(九州本土、2023年度 136日分、万KW)

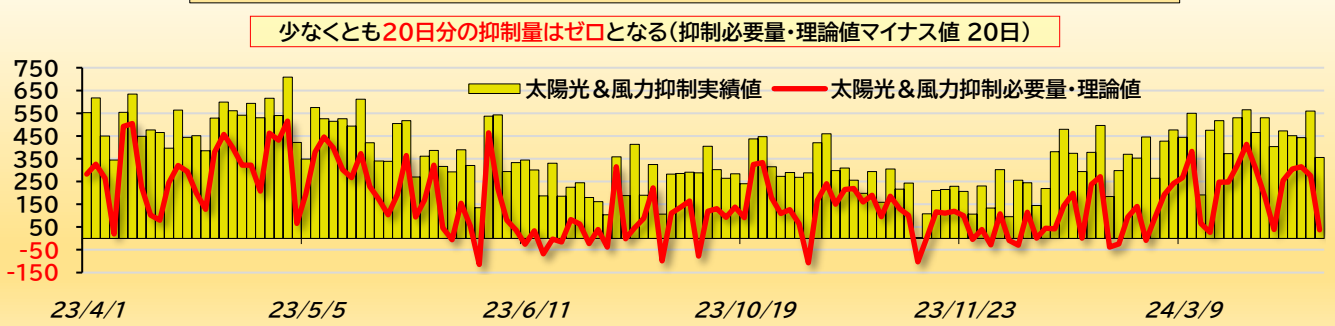


Fig5-16 抑制必要量・理論値と抑制実績の比較(九州本土、2024年度-1Q 47日分、万KW)

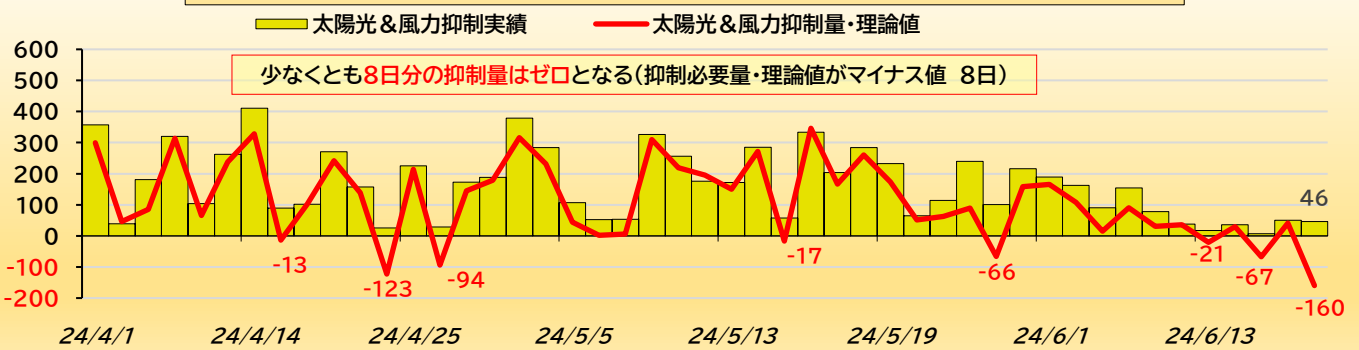
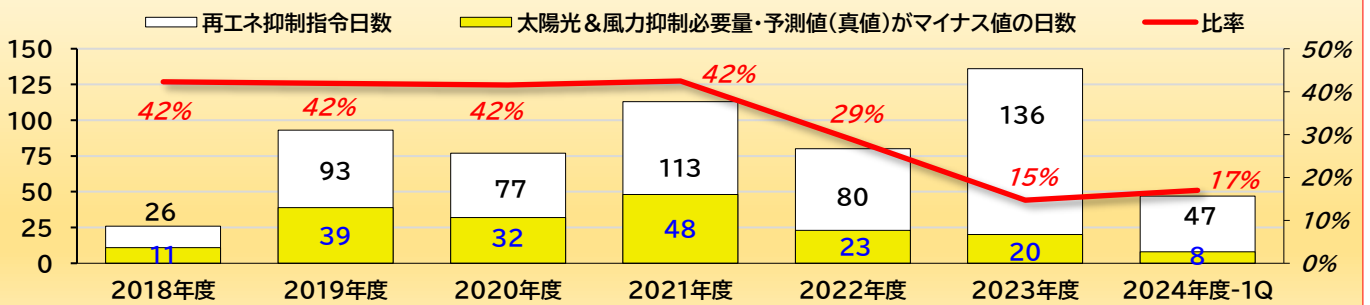


Fig5-8 太陽光&風力抑制必要量・理論値がマイナス値の日数

太陽光&風力抑制必要量・理論値がマイナス値になるのは累計で181日



6 まとめ

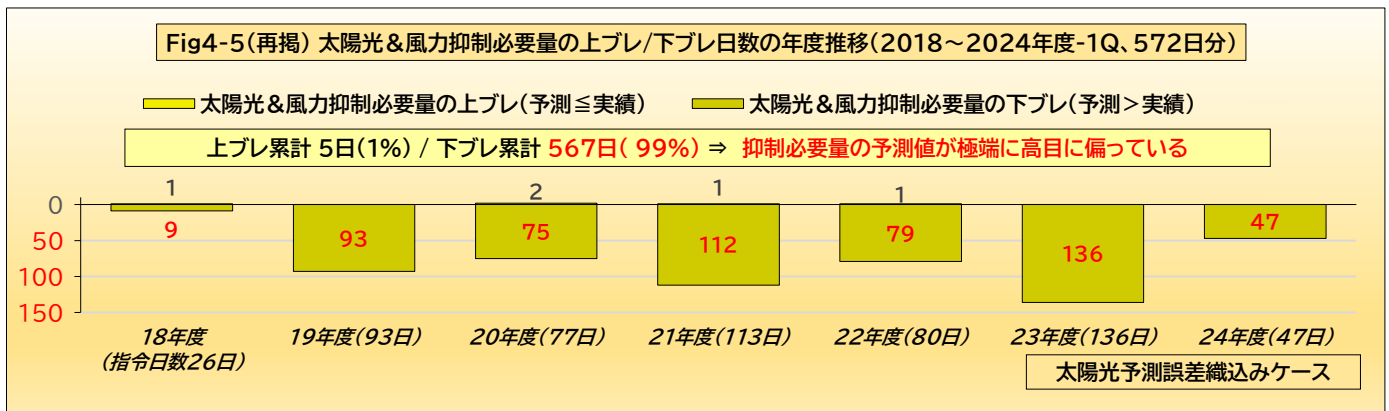
誤差 ε とは、何らかの特定の意味をもつ対象について、測定などで実際に得られた値 M が、本来の値 T からどれだけずれているかを表す量である ($\varepsilon = M - T$)。本来の値が正しいものであれば、測定を繰り返し行っていけば、 ε は±ゼロに収斂していく。

小難しい誤差論を持ち出すまでもなく、サイコロを無作為に振り続ければ、回数を重ねるうちに偶数の目と基数の目がでる回数は同じになることを私たちは経験上知っている。作為的な振り方をしない限り、そうなることを誰でも知っている。そして、何度やっても偶数の目がでる回数が基数の回数より圧倒的に多ければ、それはサイコロの振り方に作為がある、あるいはイカサマがあると気づく。

翻って、太陽光出力実績値が 60%超の割合で予測値より下振れし、エリア需要実績が 80%超の割合で予測値より上ブレした結果、太陽光&風力抑制必要量・理論値が 75%超の割合で抑制量・予測値(真値)より下ブレすることに気がつけば、予測値そのものに作為があると気づかざるを得ないだろう。

そして、太陽光誤差を加算した抑制必要量・理論値が、ほぼ 100%の割合で抑制必要量・予測値(太陽光誤差織込み値)より下ブレすることに気がつけば、原発が決して抑制されないことに気づく。そしてこのカラクリがイカサマであることに気づく。

誤差は予測精度が上がっていけばゼロに収斂するはずなのに、数値が段々と大きくなっていること自体がおかしなことなのだ。



(後編に続く)

2024年9月14日

脱原発！電力労働者九州連絡会議 副代表 山崎 明