



自然エネルギー財団

RENEWABLE ENERGY INSTITUTE

九州エリアにおける太陽光・風力発電の 出力抑制に関する分析結果

2019年7月

齊藤 哲夫 特任研究員
公益財団法人 自然エネルギー財団

目次

1.	要旨	1
2.	はじめに	2
3.	2018年4月以降の実績	2
3.1.	太陽光発電と風力発電の導入設備容量と発電所位置	2
3.2.	電力供給構成と出力抑制状況	3
3.3.	2017年度と2018年度の需要電力および太陽光・風力の発電電力状況	4
3.4.	2018年度の抑制前太陽光+風力と揚水動力+地域間連系線の相関	4
3.5.	出力抑制の考え方と現在の方式	5
3.6.	2018年度の一般発電設備最小出力と揚水および地域間連系線活用状況	5
4.	出力抑制実績値と推定値	6
4.1.	シミュレーションの前提条件	6
4.2.	2018年4月以降（太陽光≒8.5GW、風力≒0.5GW、連系線≒2.8GW）	6
4.3.	系統連系設備容量増加時	7
5.	出力抑制電力量率などの低減策	8
5.1.	出力抑制対象設備と出力抑制制御方式の統一	8
5.2.	太陽光と風力の出力予測システムの精度向上と指令値伝送時刻の直前化	9
5.3.	太陽光発電と風力発電の実出力データの把握	10
5.4.	グリッドコードの制定と適用	10
5.5.	定期点検時期の工夫	11
5.6.	地域間連系線の増設	11
5.7.	揚水発電所の可変速度化と発電機・水車の増設	11
5.8.	需給情報の公開方式・区分などの詳細化	11
6.	まとめ	12
6.1.	太陽光発電と風力発電の導入設備容量と申し込み状況	12
6.2.	出力抑制実績と推定値	12
6.3.	出力抑制電力量率などの低減策	12

要旨

九州エリアの年間需要電力量は、2019年3月末時点で国全体の約10%であるのに対し、太陽光発電の設備容量は8,530MW¹（全国の約18%）、風力発電の系統連系設備容量は510MW（全国の約14%）となっており、他のエリアに比べて自然エネルギーの導入が進んでいる地域である。

一方で、2018年9月以降に原子力発電が4基稼働（4,140MW）したことに伴って、2018年10月から、需要電力が少なく自然エネルギーが多く発電する日時に出力抑制が行われている。九州電力の公開データ^{2,3}によれば、2018年度の出力抑制日数は26日、出力抑制時間は183時間、出力抑制電力量率は約0.9%であった。また、2018年10月から2019年3月の6ヶ月間の出力抑制電力量率は約2.1%であり、2018年10月から2019年5月までの8ヶ月間では、それぞれ56日、423時間、約4.2%であった。

そこで、経済産業省の新エネルギー小委員会系統WG⁴で提示された一般発電設備の最小出力をもとに、①需要や太陽光・風力の出力予測誤差はゼロ（完全予測）、②太陽光や風力の出力抑制はすべてオンラインの最大値抑制（JWPA方式）などの前提条件により、2018年10月から2019年3月までの出力抑制シミュレーションを実施してみたところ、結果は、33日、96時間、約1.5%となった。出力抑制日数は実績の方が少ないが、出力抑制時間・出力抑制電力量率は実績の方が多く、地域間連系線の活用量増加などにより低減に向けた運用が行われているものの、さらに出力抑制時間・出力抑制電力量率を低減する手法があるといえる。

接続済みの太陽光発電と風力発電の設備容量に、各事業者が九州電力と系統連系にかかわる契約を申込中のもの、または契約の締結済みと、系統連系にかかわる検討を申込中のものを加えると、太陽光発電が16,790MW（約2.0倍）、風力発電が9,490MW（約18.6倍）で、両者の単純合計は26,280MW（約2.9倍）となる。この場合の出力抑制シミュレーション結果は、最小出力が現状相当（系統WG値の1.2倍）の場合が281日、約20.3%であり、最小出力が制御可能相当（3月24日12時値）の場合が224日、約11.9%となった。

一方、関門連系線を、現在と同じ容量で1回線、または1/2容量で2回線増設し、1回線事故（n-1）時の運用容量を現在の2倍（約5,600MW）とした場合は、それぞれ190日、約8.0%および135日、約3.8%と、大幅に低減を図ることが可能であることがわかった。

出力抑制電力量率の低減を図り、自然エネルギーによる電力量供給率を高めるには、最小出力を制御可能値相当での運用を可能とするための、出力抑制制御方式の統一や出力予測システムの精度向上など短期間で実施可能な主にソフト面の対策とともに、広域運用量の増大を可能とするための、地域間連系線の増設など、中・長期間を要する主にハード面の対策がある。

2030年、2050年など将来を見越して早めに対策を実施してゆくこと、また、あるべき姿を目指してのロードマップの早急な策定が望まれる。

¹ 九州本土の再生可能エネルギーの接続状況 他 2019年4月末時点 九州電力
http://www.kyuden.co.jp/effort_renewable-energy_application.html

² 需給関連情報 エリア需給実績 九州電力 http://www.kyuden.co.jp/wheeling_disclosure.html
ただし、集計誤差と思われる抑制日以外や夜間におけるわずかな太陽光発電抑制電力は、ゼロに修正した

³ 過去の出力制御実績 九州電力 http://www.kyuden.co.jp/power_usages/out_ctrl_history.html

⁴ 再生可能エネルギー出力制御見通し（2018年度算定値）の算定結果について
第18回系統WG 資料1-6 九州電力2018年11月12日
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene/shinene/shin_energy/keito_wg/pdf/018_01_06.pdf

1. はじめに

九州エリアでは、2018年9月に原子力発電が4基稼働(4,140MW)したことに伴い、2018年10月から需要電力が少なく自然エネルギーが多く発電する日時に出力抑制が行われている。

本稿では、主に2018年4月以降の公開データをもとに、出力抑制の状況、出力抑制電力量率などを分析し、現在の導入量のみならず将来の導入量において、さらなる出力抑制電力量率などの低減を図る方策を報告する。

また、第2章では2018年度の導入量と系統連系申し込み状況と2018年度の需給運用状況を、第3章では2018年度と将来の導入量による出力抑制電力量率などのシミュレーション結果を、第4章ではその結果などから得られた出力抑制電力量率などの低減策を述べる。

2. 2018年4月以降の実績

2.1. 太陽光発電と風力発電の導入設備容量と発電所位置

2019年3月末時点における太陽光発電と風力発電の導入設備容量(接続済)は、太陽光が8,530MW、風力が510MWであり、両者の単純合計値は9,040MWである。

各事業者が九州電力と系統連系にかかわる契約を申込中のもの、または契約締結済(契約申込・承諾済)、系統連系にかかわる検討を申込中(接続検討申込)のものを加えると、それぞれ16,790MW(約2.0倍)、9,490MW(約18.6倍)、26,280MW(約2.9倍)であり、両者の単純合計値は、2018年度の最大需要16,011MWを上回る(図1、図2)。

2,000kW未満の太陽光発電所は山間部を除くほとんどすべての地域に、2,000kW以上の太陽光発電所も広く分散してる(図3)⁵。風力発電所はほとんどが2,000kW以上であり西側地域に多く建設されている(図4)。

図1 太陽光発電の申込状況

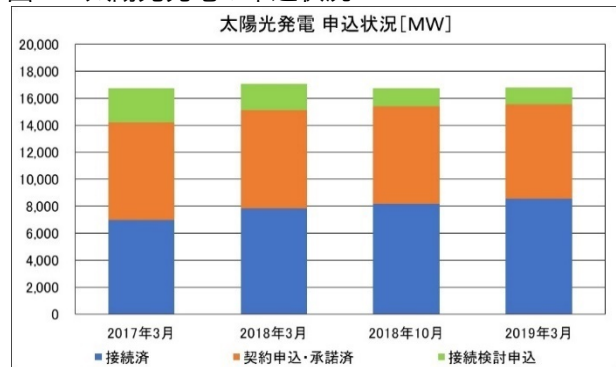


図2 風力発電の申込状況

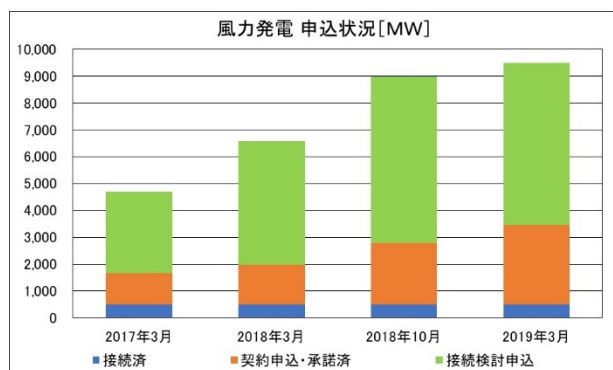


図3 太陽光発電所の位置 (左: 2,000kW 未満)

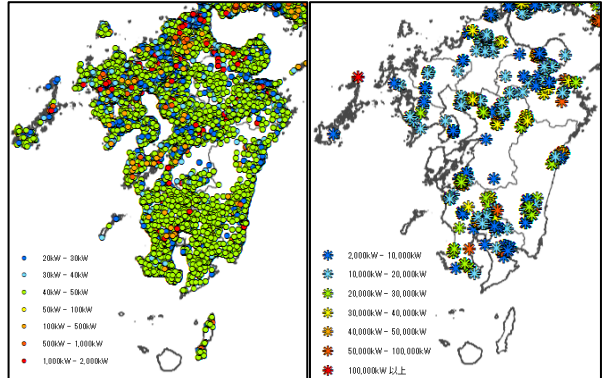
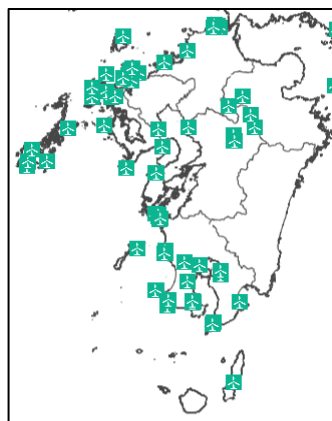


図4 風力発電所の位置



⁵ 環境アセスメントデータベース “EADAS” 環境省 <https://www2.env.go.jp/eiadb/ebidbs/>

2.2. 電力供給構成と出力抑制状況

2018年4月から2019年5月の14ヶ月間の電力供給構成を図5に、2018年度で抑制日数が多かった2019年3月を図6に、2018年度で抑制電力が最大の2019年3月24日を図7に示す。

2018年9月以降、原子力発電が4基稼働(4,140MW)体制となった。当初は猛暑の影響もあって需要が多かったが、10月には夏季需要も一息ついた状態となったため、特に需要の少ない週末の晴天日から出力抑制が行われるようになった。また、翌年の、自然エネルギーが多く発電し需要が少ない2019年3月から5月は、出力抑制日数が増加している状況である(図8)。

- 2018年度の出力抑制日数は26日で、出力抑制電力量率は約0.9%である。ただし、出力抑制の実施は10月からであり、2018年10月から2019年3月の6ヶ月間でみると、出力抑制電力量率は約2.1%となる。
- 原子力発電が4基稼働中の2018年10月から2019年5月までの8ヶ月間における出力抑制日数は56日であり、出力抑制電力量率は約4.2%であった。
- 2019年3月24日は、出力抑制時間が7時間で、この日の出力抑制電力量率は約17.8%であった。出力抑制電力が最大だった12時における抑制電力は1,802MWで、この時間帯の出力抑制電力量率は、約24.7%であった。

図5 2018年4月～2019年5月の電力供給構成

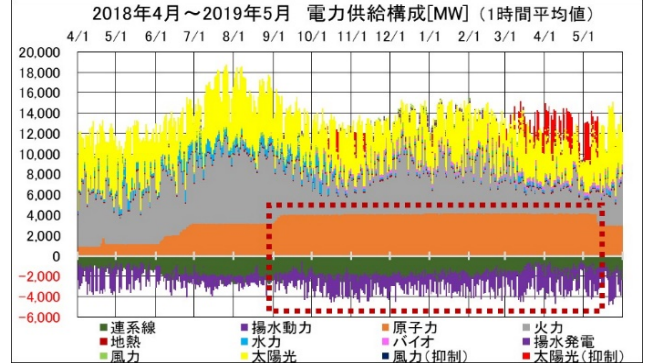


図6 2019年3月の電力供給構成

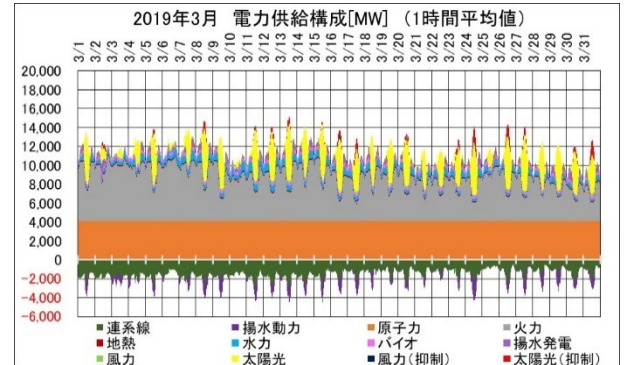


図7 2019年3月24日の電力供給構成

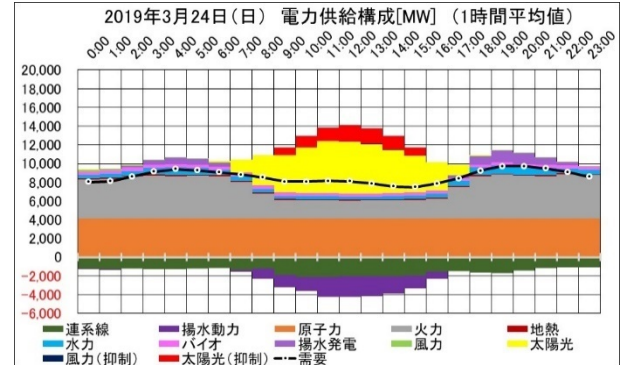


図8 出力抑制実施月日



2.3. 2017年度と2018年度の需要電力および太陽光・風力の発電電力状況

最大需要と最小需要では、2017年度と2018年度は同等であるが、2018年度は2017年度に比べ12月～3月の需要が減少している（図9）。日中の需要については、2月後半～6月前半と9月後半～11月前半が少なく、太陽光発電の出力が増加している場合に、出力抑制が実施されている（図10）。

2018年度の太陽光と風力の合計発電電力は、最大値7,304MWで、出力抑制前の年間発電電力量は10,589GWhで、2017年度に比べ、それぞれ約1.16倍、約1.09倍に増加している。主に太陽光発電の導入設備容量が約1.08倍に増加したことに起因している（図11）。

図9 2017年度と2018年度の需要（時系列）

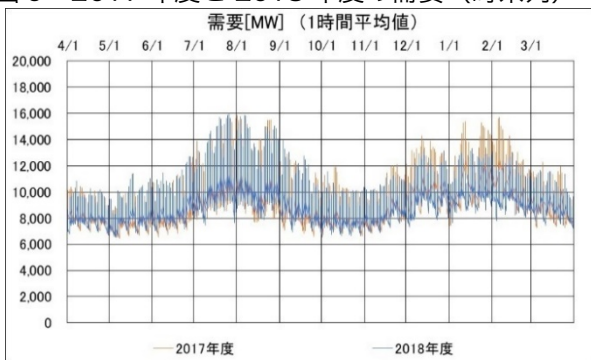


図10 2017年度と2018年度の需要

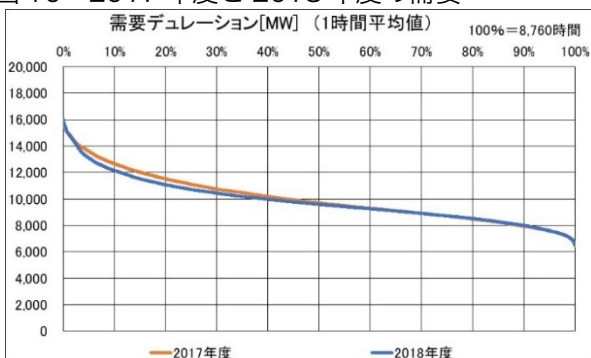


図11 2017年度と2018年度の太陽光風力出力



2.4. 2018年度の抑制前太陽光+風力と揚水動力+地域間連系線の相関

地域間連系線の最大値は-2,898MWである。ほぼ毎日活用されている揚水動力の最大値は-2,536MWであり、-1,000MW以上での運転時間は、年間の約10%であった。なお、同一時刻における地域間連系線と揚水動力の合計最大値は、-4,613MWであった（図12）。

太陽光発電と風力発電の合計出力が少ない場合でも、地域間連系線は0～-3,000MW活用されている（図13）。一方、出力抑制中のデータのみをピックアップすると、太陽光発電と風力発電の合計出力が増加するに伴い、地域間連系線と揚水動力の合計値も増加していることがわかる（図14）。

図12 2018年度の連系線・揚水出力

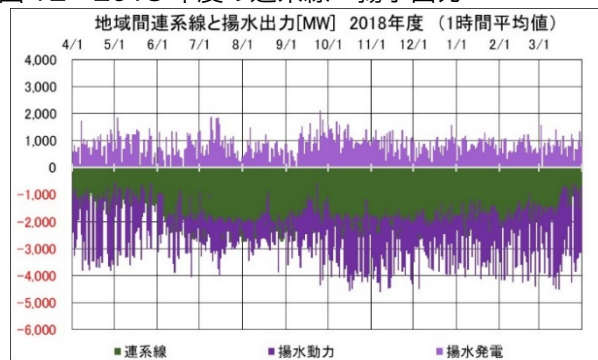


図13 太陽光+風力と揚水+連系線の相関-1

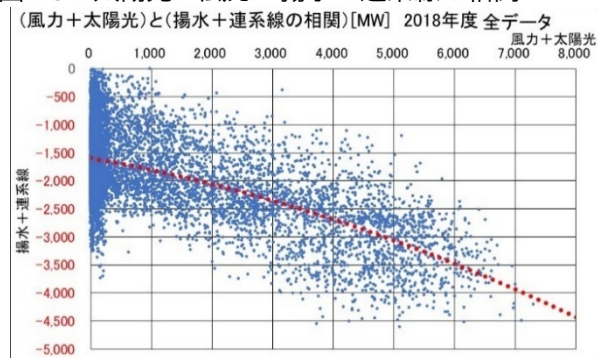
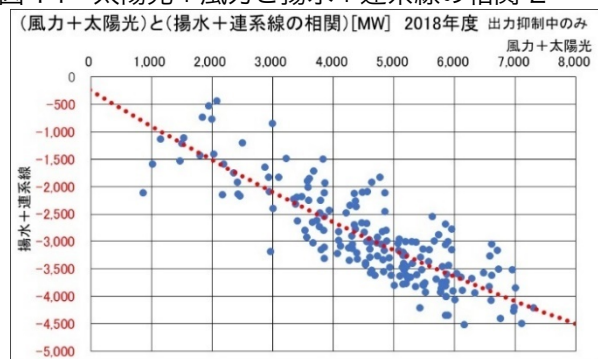


図14 太陽光+風力と揚水+連系線の相関-2



2.5. 出力抑制の考え方と現在の方式

発電電力が需要電力を上回ると、交流連系エリア全体の周波数上昇 and/or 地域間連系線の熱容量以上の電力が流出される。これを防ぎ電力品質を維持するためには、需要電力の増加、一般発電設備の出力低減、地域間連系線や揚水動力の最大限活用、そして太陽光や風力の出力抑制が必要とされている。

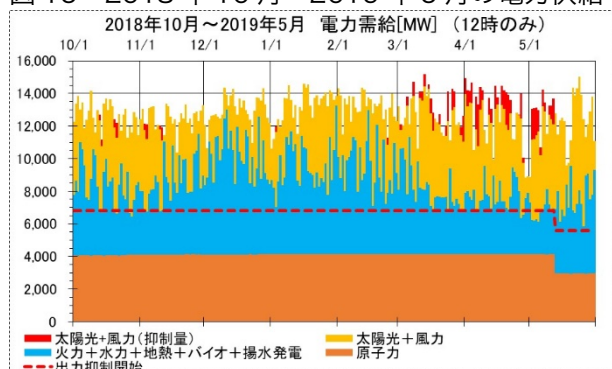
需要電力 (A)、必要な調整力を確保した一般発電設備の最小出力 (B)、地域間連系線と揚水動力 (C) と太陽光と風力の合計出力上限値 (D) との関係は、 $D=A-B-C$ となる。

図 5 に示した電力供給構成から、12 時のみをピックアップした、出力抑制と一般発電設備の出力状況を図 15 に示す。

需要電力が少なく、一般発電設備の出力が最小出力に近づき、太陽光と風力の出力が多い時に、出力抑制が行われていることがわかる。

なお、わずかに数値が異なるのは、需要予測と太陽光および風力の出力予測の誤差、前日の抑制指令により手動制御を行う発電所があることに起因する (対策は、4 章を参照のこと)。

図 15 2018 年 10 月～2019 年 5 月の電力供給



2.6. 2018 年度の一般発電設備最小出力と揚水および地域間連系線活用状況

出力抑制の見通しを算定する際の基礎データ⁶ (系統 WG 値) による一般発電設備の最小出力は、2018 年度の出力抑制実施中における最小値を記録した 2019 年 3 月 24 日 12 時の値より約 1,000MW 多かった。実際の需給運用では、出力抑制電力量率などの低減を図るべく、地域間連系線の活用量の増加などを実施していることがうかがえる (表 1、図 16)。

- 原子力：
系統 WG 値は設備容量×設備利用率で算出、実績は 5 基中の 4 基運転で同等
- 火力、水力、地熱、バイオ：
個々の違いがあるが、合計では実績の方が系統 WG 値より少ない
- 地域間連系線：
系統 WG 値は再エネ分のみを提示、実績は全発電設備の合計であり系統 WG 値より多い
- 揚水動力：
系統 WG 値は全 8 台中 7 台運転で算出、実績は 8 台運転ではあるが同等

図 16 系統 WG と 2018 年度の実績最小出力

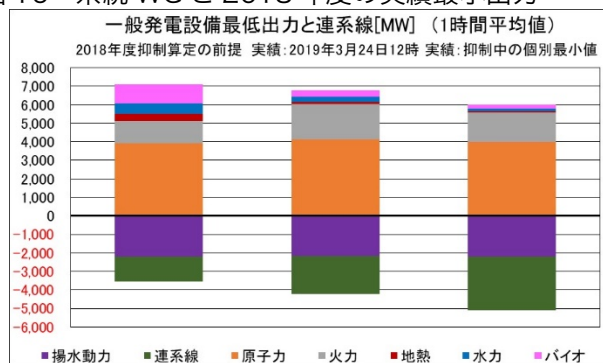


表 1 一般発電設備、連系線の容量と最小出力：単位[MW] 注：連系線の設備容量は、1 回線の熱容量

	原子力	火力	水力	地熱	バイオ	小計	連系線	揚水 P	小計	合計
設備容量	4,699	11,640	2,047	478	1,839	20,703	-2,780	-2,532	-5,312	15,391
系統 WG：2018 年度抑制算定の前提	3,933	1,183	581	397	1,024	7,118	-1,350	-2,192	-3,542	3,576
実績：2019 年 3 月 24 日 12 時	4,139	1,888	306	115	351	6,799	-2,030	-2,182	-4,212	2,587
実績：2018 年度抑制中の個別最小値	3,977	1,589	135	104	213	6,018	-2,898	-2,203	-5,101	917

⁶ 再生可能エネルギー出力制御見通し (2018 年度算定値) の算定結果について

第 18 回系統 WG 資料 1-6 九州電力 2018 年 11 月 12 日

https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene_shinene/shin_energy/keito_wg/pdf/018_01_06.pdf

3. 出力抑制実績値と推定値

3.1. シミュレーションの前提条件

2018 年度の実績をもとにしたシミュレーションに適用した前提条件は、以下の通りである。

- ① 一般発電設備の最小出力と連系線・揚水活用量は、以下の 3 ケースとした。
 - (1) 表 1 の系統 WG 値、(2) 2019 年 3 月 24 日 12 時の値 (制御可能相当)、(3) 系統 WG 値の α 倍で実績値に相当する値 (現状相当)
- ② 需要や太陽光・風力の出力予測誤差はゼロ (完全予測)
- ③ 太陽光や風力の出力抑制制御は、すべてオンラインの最大値抑制方式 (JWPA 方式)
- ④ 太陽光や風力の設備容量増加時出力は、2018 年度実績値を正比例倍

3.2. 2018 年度のシミュレーション結果

2018 年 4 月以降、太陽光 \approx 8.5GW、風力 \approx 0.5GW、連系線 \approx 2.8GW を前提としたシミュレーション結果は以下の通りである。

- 2018 年 10 月～2019 年 3 月の出力抑制日数の実績は、最小出力が系統 WG 値と制御可能相当ケースの間であった (表 2、図 17)。上記は、需要などの予測誤差に起因しているといえる (対策は 4 章を参照のこと)。
- 出力抑制時間、出力抑制電力量率、出力抑制電力量の実績は、最小出力が現状相当と制御可能値相当ケースの間となった。上記は、出力抑制が輪番による発電停止方式であること、オフライン制御の発電所があることに起因しているといえる (対策は 4 章を参照のこと)。

- 2018 年 4 月～6 月の実績値がゼロであるのは、当時稼働していた原子力発電が 3 基以下であったことに起因している。
- 2019 年 5 月の実績が少ないのは、5 月 13 日以降、原子力発電が 4 基から 3 基運転に移行したことに起因している。

図 17 2018 年 4 月以降の出力抑制実績と推定値 (抑制日数、抑制時間、抑制電力量率)

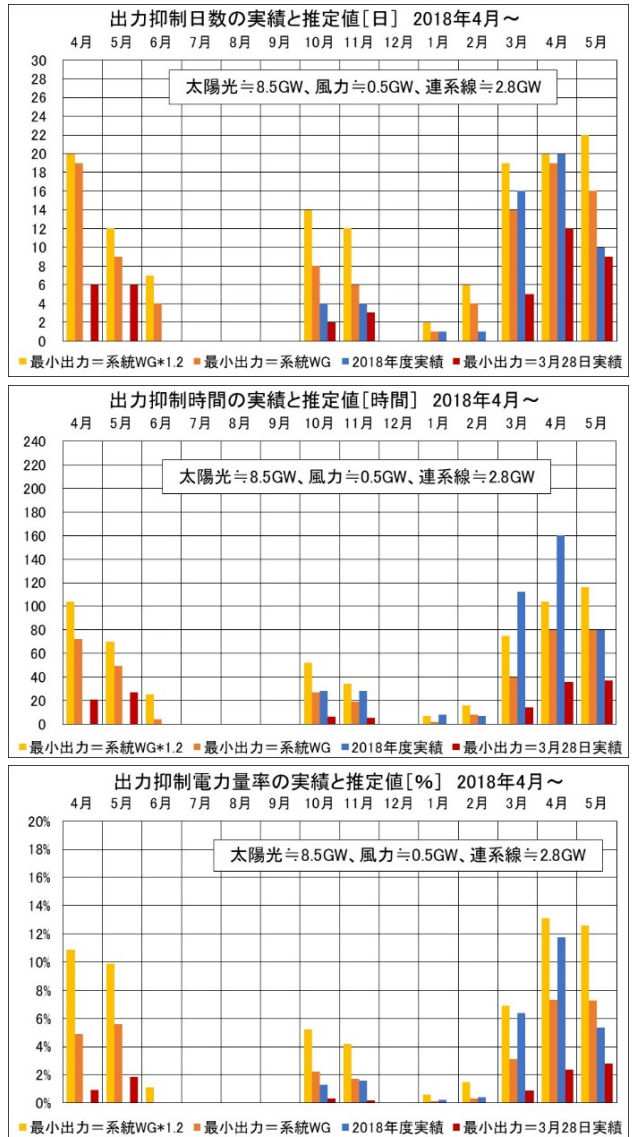


表 2 2018 年度 (太陽光 \approx 8.5GW、風力 \approx 0.5GW、連系線 \approx 2.8GW) のシミュレーション結果

	出力抑制日数 [日]			出力抑制時間 [時間]			出力抑制電力量率 [%]			出力抑制電力量 [GWh]		
	4月～9月	10月～3月	2018年度	4月～9月	10月～3月	2018年度	4月～9月	10月～3月	2018年度	4月～9月	10月～3月	2018年度
最小出力=系統WG*1.2	39	53	92	199	184	383	3.78	3.58	3.69	224.5	166.5	391.0
最小出力=系統WG	32	33	65	125	96	221	1.83	1.49	1.68	108.6	69.3	177.9
2018 年度実績	---	26	---	---	183	---	---	2.07	---	---	96.3	---
最小出力=3月24日12時値	12	10	22	48	25	73	0.48	0.30	0.40	28.5	14.0	42.5

3.3. 系統連系設備容量増加時

2019年3月時点で、契約申込・承諾済や接続検討申込の設備容量は、以下の通りである。

- 2019年3月連系済み：太陽≒8.5GW、風力≒0.5GW、両者の単純合計≒9.0GW、電力系統への影響を評価する指標の一つである二乗平均平方根⁷ (RMS) ≒8.5GW
- 上記に加えて契約申込・承諾済のすべてが連系時：太陽≒15.5GW、風力≒3.5GW、単純合計≒19.0GW、RMS≒15.9GW
- 上記に加えて接続検討申込のすべても連系時：太陽≒16.8GW、風力≒9.5GW、単純合計≒26.3GW、RMS≒19.3GW

上記容量に対応した出力抑制電力量率などのシミュレーションを、以下の条件で実施した。

- ① 一般発電設備の最小出力：
 - ・現状相当 (系統 WG 値の 1.2 倍)
 - ・制御可能相当 (2019年3月24日12時)
- ② 地域間連系線容量 (1回線事故時(n-1))：
 - ・現状 (約 2.8GW)
 - ・増設 (約 5.6GW)

接続検討申込中もすべて連系した (RMS≒19.3GW) ケースでは、連系線容量が約 2.8GW の場合 (青線) において、一般発電設備の最小出力が現状相当の場合は、抑制日数が 281 日、抑制時間が 1,849 時間、抑制電力量率が 20.3% であり、一般発電設備の最小出力が制御可能相当の場合は、それぞれ、224 日、1,249 時間、11.9% であった (図 18)。

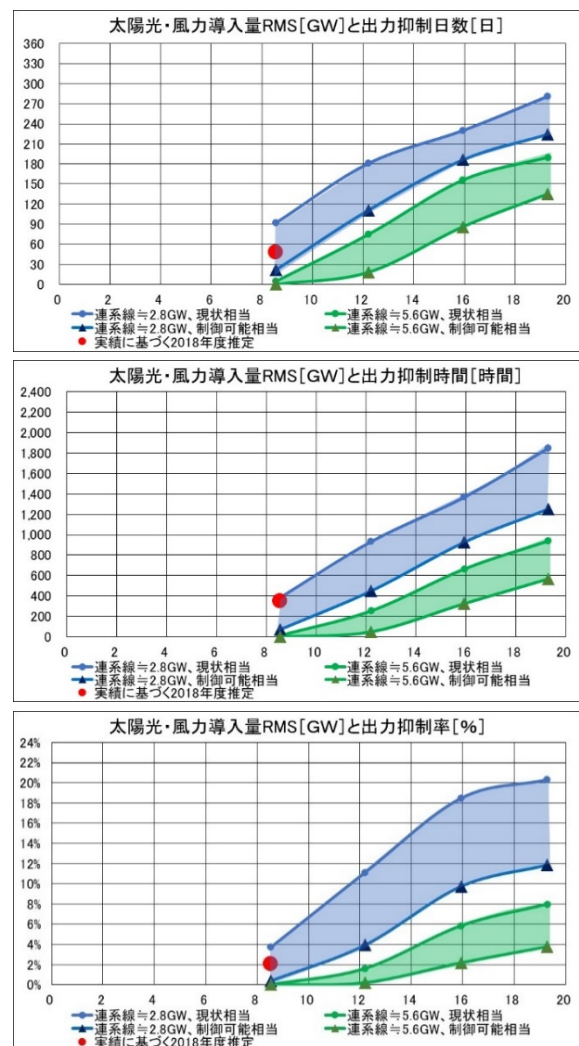
一方、連系線容量が約 5.6GW の場合 (緑線) は、現状相当が 190 日、941 時間、8.0% であり、制御可能相当が 135 日、568 時間、3.8% と大幅に削減される (図 18)。

なお、RMS 増加に伴い出力抑制電力量率の増加

度合いが低下するのは、太陽光発電の出力と無相関⁸であり、太陽光発電より設備利用率が高い (年間の発電電力量が多い) 風力発電の出力増加による (図 18)。

RMS が約 19.3GW、連地域間系線容量が約 5.6GW で最小出力が制御可能相当のケースにおける、年間のエリア電力量供給率は約 34.3% である。これに水力・地熱・バイオマスによる電力量供給率の約 8.9%、揚水発電による電力量供給率の約 1.6% を加えると、自然エネルギーによる年間の電力供給率は、約 45% となる。

図 18 系統連系設備容量増加時の出力抑制推定値 (抑制日数、抑制時間、抑制電力量率)



⁷ 太陽光発電と風力発電は、同一時刻に両者が最大出力となる確率が少なく、両者の関係は比例関係にはないことから、確率的にそれぞれの定格出力の二乗平均平方根値 (RMS) 『 $\sqrt{((\text{太陽光の定格})^2 + (\text{風力の定格})^2)}$ 』を用いることにより、電力系統への影響度を判断することが妥当といわれている。

⁸ 一般的に高気圧帯の場合は、晴天であり太陽光発電の発電電力は多いが、風速が低く風力発電の発電電力は少ない。低気圧帯の場合は、曇天または雨天であり、太陽光発電の発電電力は少ないが、風速は速く風力発電の発電電力は多い。従って、同一時刻に両者が最大出力となる確率が少なく、両者は比例など一定の関係にはないことをいう。

4. 出力抑制電力量率などの低減策

経済産業省や広域的運営推進機関の委員会では、九州エリアに限らず、出力抑制電力量率の低減策などの検討を進めているが、そこで議論されている検討項目を含め、最小出力が制御可能相当のケースでの運用を可能とする主な対策を以下に述べる。

4.1. 対象設備と制御方式の統一

太陽光発電と風力発電の系統連系設備容量の増加に伴い出力抑制必要量が増加し、運転開始時期や設備容量により複数の出力抑制方式が適用されている。これにより、一般送電事業者は、電力システムの安定性、公平性などの観点から、複雑な制御・管理が必要となっている。

- ① 出力抑制対象外、30日無補償抑制(旧ルール)、360時間または720時間無補償抑制(新ルール)、無制限無補償抑制(指定ルール)があるが、時間方式は、抑制電力量率の低減に寄与する。
- ② 太陽光発電は、小規模設備が多いことから複数グループに分けての輪番停止方式(図19)、風力発電はエリア一括(共通)の最大出力抑制値(%)による等価時間積算方式(図20)に移行する予定であるが、最大出力抑制方式は、抑制電力量率と抑制時間の低減、および公平性の確保に寄与する。
- ③ オンライン制御(特別高圧は専用回線、高圧・低圧はインターネット等)とオフライン制御(前日または当日早朝指令による手動制御)の2種があるが、オンライン制御は、直前の出力予測値にもとづく必要最小限の制御であり、抑制電力量率と抑制時間の低減および公平性の確保に寄与する。

一般用電気工作物⁹は、太陽光が50kW未満、風力と水力が20kW未満、内燃力火力が10kW未満と規程されているが、太陽光は10kW以上

50kW未満の設備が全太陽光発電設備に占める比率が高い(表3)。出力抑制電力量率などの低減と事業者間の公平性および制御・管理の簡素化の観点から、統一を図るのが望ましい。

<推奨>

- 出力抑制方式は、エリア一括の最大出力抑制値方式で、等価時間積算方式による管理とする。
- 指令値伝送方式は、オンライン制御(特別高圧は専用回線、高圧・低圧はインターネット等)とする。
- 出力抑制対象発電所は、機種にかかわらず設備容量10kW以上とする。

図19 輪番停止方式(例:12.0時間、20.0%)

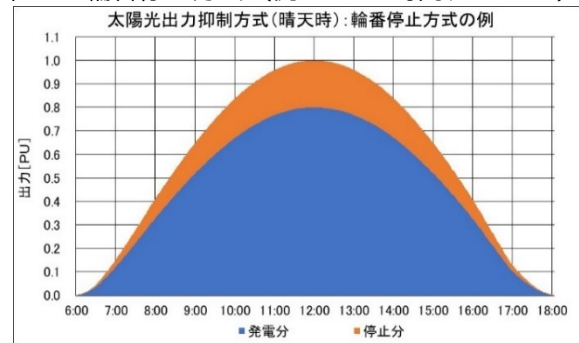


図20 最大出力抑制方式(例:4.5時間、8.5%)

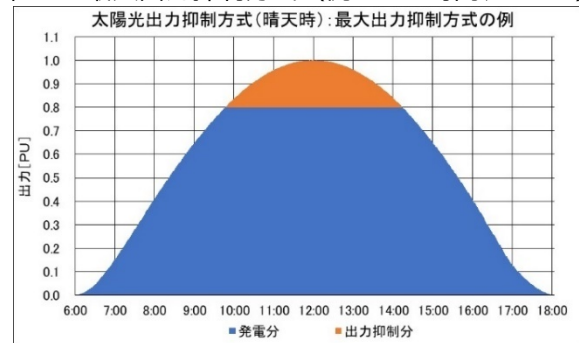


表3 九州エリアの太陽光出力抑制対象と方式¹⁰
現状:黄色セル内 推奨:赤枠内

		オフライン制御 (手動制御) 旧ルール	オンライン制御 (自動制御) 指定ルール
特別高圧		730MW	470MW
高圧	500kW以上	2,330MW	330MW
	500kW未満	360MW	90MW
低圧	10kW以上	1,750MW	770MW
	10kW未満	1,330MW	380MW

⁹ 600V未満で、保安規程による届出や主任技術者の選任などが不要な電気工作物

¹⁰ 九州本土における再エネ出力制御の実施状況について 第21回系統WG 資料1

https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene_shinene/shin_energy/keito_wg/pdf/021_01_00.pdf

4.2. 太陽光と風力の出力予測システムの精度向上と指令値伝送時刻の直前化

気象庁から配信される数値予報には、全球モデル（1日4回、5.5日または11日先まで）、メソモデル（1日8回、39時間または51時間先まで）と極地モデル（1日24回、10時間先まで）がある。出力予測は、これらの数値予報と特定地点の日射や風速データから、3時間毎に72時間先まで30分粒度や1時間毎に6時間先まで30分または10分粒度で更新するシステムが多く適用されている。

また、出力予測精度の向上には、実出力データを取り込み、補正演算などを行うのが、効果的であることが知られている。

最近では、NEDO事業¹¹にて、風力発電のランブ出力予測が対象ではあるが、実出力を取り込み10分毎に6時間先まで10分粒度と、48時間先まで30分粒度による高精度の予測システムが開発されている。

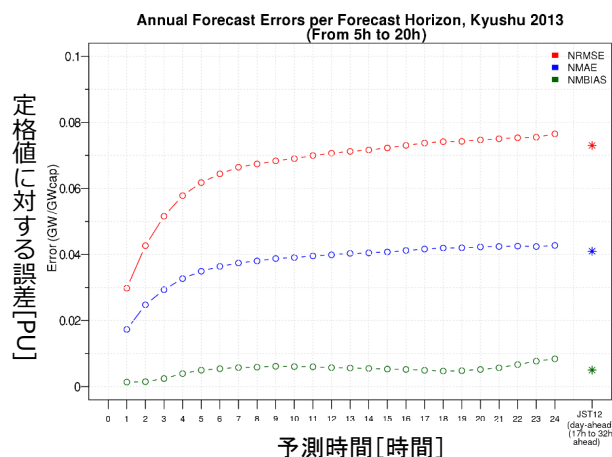
出力予測は、図21¹²に示す通り予測時間が先になるほど誤差が大きくなる傾向にある。

一般的に適用されている、大きな誤差を含む時がある場合に数値が大きくなる二乗平均平方根誤差¹³（RMSE：赤丸）による評価では、1時間先予測の誤差が約3%であるのに対して、12時間先予測の誤差は約7%と2倍以上となる。

表4 太陽光の想定誤差量（単位：MW）

出力帯と出力率		7,000MWが100%の場合	10月	11月	年末年始	2月	3月前半	3月後半	4月	5月
高出力帯	90%～	6,300	620	810	390	1,010	40	83	510	540
中出力帯1	67.5～90%	4,725～6,300	1,400	1,220	1,830	1,750	1,500	2,220	1,800	1,720
中出力帯2	45～67.5%	3,150～4,725	2,600	1,060	1,580	1,970	2,340	2,020	1,490	2,190
低出力帯1	22.5～45%	1,575～3,150	1,280	3,200	1,430	2,700	1,730	1,830	2,350	2,970
低出力帯2	～22.5%	～1,575	1,130	760	510	1,110	1,580	1,360	1,200	470

図21 太陽光発電の出力予測誤差24時間先までの例



太陽光発電の出力予測は、晴天時や曇天時の精度は比較的高いが、雲の通過が予想される曇の場合は精度が低くなる傾向にある。

九州電力では、オフライン制御（手動制御）の出力抑制指令を、前日夕刻に配信するため、過去の実績から前日12時と実績との最大誤差値を用いて抑制指令値を算出しているが、この最大誤差値の低減を図る必要がある（表4）¹⁴。

<推奨>

- 太陽光と風力の実出力を取込み、予測精度の向上、予測周期の短縮化と予測粒度の短縮化を図る。
- 出力抑制指令は、直前の予測値をもとに算出・伝送し、抑制電力の低減を図る。

¹¹ 電力系統出力変動対応技術研究開発事業（平成26年度～平成30年度） NEDO
https://www.nedo.go.jp/activities/ZZJP_100069.html

¹² Intra-Day Forecasts of PV Power with Numerical Weather Prediction Data and Machine Learning in Kyushu, Japan / 33rd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition Joao Gari da Silva FONSECA Junior 氏提供

¹³ 各時点の誤差値の単純平均ではなく、各時点の誤差を二乗した平均値の平方根値

¹⁴ 再生可能エネルギー発電設備の出力抑制に関する検証結果 電力広域的運営推進機関
<https://www.occto.or.jp/oshirase/shutsuryokuyokusei/>

4.3. 太陽光発電と風力発電の実出力データ

特別高圧連系の太陽光および風力発電所は、情報伝送装置（CDT）により発電所出力を秒オーダー（2.5～10 秒毎）で伝送しているが、高圧・低圧連系の発電所は発電所出力を伝送していない場合が多く、総発電実出力は、特別高圧連系発電所の出力や特定地点の日射または風速から推定している。

九州エリアにおいては風力発電の約90%が特別高圧連系であるが、太陽光発電の特別高圧連系は約14%とわずかである。

4.2 節に記した出力予測システムの精度向上、電力需給運用の高度化、CO₂ 排出量算定の精度向上を図るためには実出力の把握が効果的であり、出力抑制指令伝送システムなどを活用することにより、実出力を把握するのが望ましい。

<推奨>

- 特別高圧連系：
CDT により既に伝送している発電出力に加えて、前述の出力予測システム用として日射量または風速（各号機のナセル風速の二乗平均平方根値）を伝送する。
- 高圧連系・低圧連系（10kW 以上）：
インターネット等によるオンライン出力制御ユニットに、上り情報伝送機能を追加し、発電所出力を伝送する。
- 低圧連系（10kW 未満）：
スマートメータにより実出力を伝送する（30分毎に30分間平均値）。但し、発電設備出力端の発電電力を伝送するのが望ましい。

4.4. グリッドコードの制定と適用

自然エネルギー導入先進国は、2010 年代初頭から電力品質維持を目的として、送電会社などのグリッドコードにもとづき、または系統連系協議を通じて、風力発電や太陽光発電の有効電力・周波

数および無効電力・電圧制御機能の活用を進めている。

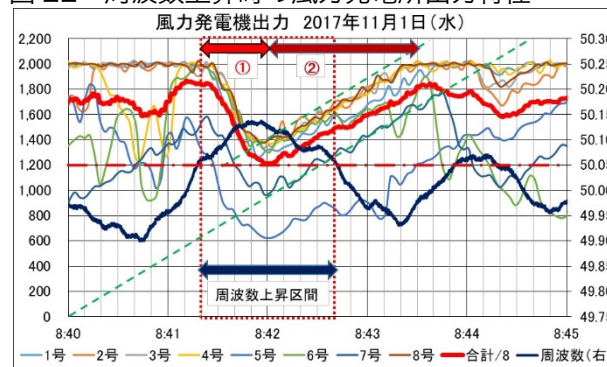
電力システム全体の制約条件による出力抑制（curtailment）と局所的な送電線過負荷などの制約による出力抑制（constraint）は、最大出力抑制制御機能が活用されている。

欧州では、欧州指令 2016/631¹⁵にて、各国の統一が図られている。オーストラリア・ニュージーランドでは、日本と同様に小規模太陽光発電の導入量が増加したことから、電力品質維持対策として2016 年から小規模太陽光発電を含めて出力・周波数制御機能、電圧・無効電力制御機能をグリッドコード¹⁶として規程している。

日本でも出力抑制指令値受信後の制御として、すでに一部で最大出力抑制と出力変化率制限が活用されているが、あくまで「技術仕様」であり、他の制御機能も含めたグリッドコードとして規程するのが望ましい。風力発電の制御特性確認試験結果の例¹⁷を図 22 に示す。

- 区間①：周波数上昇時に周波数調停率設定値に従い、風力発電の出力を低減
- 区間②：周波数上昇値の低減に伴い、出力変化率制限設定値に従い、出力を増加

図 22 周波数上昇時の風力発電所出力特性



¹⁵ COMMISSION REGULATION (EU) 2016/631 of 14 April 2016 establishing a network code on requirements for grid connection of generators http://www.urso.gov.sk/sites/default/files/NK_631_2016-EU_en.pdf

¹⁶ Australian/New Zealand Standard™ Grid connection of energy systems via inverters Part 2: Inverter requirements AS/NZS 4777.2 2015 https://www.gses.com.au/wp-content/uploads/2016/09/GC_AU8-2_4777-2016-updates.pdf
https://infostore.saiglobal.com/en-au/Standards/AS-NZS-4777-2-2015-101208_SAIG_AS_AS_212627/

¹⁷ 風車の制御機能の活用に向けて 第14回系統WG 資料4 日本風力発電協会 2018年1月30日 https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene_shinene/shin_energy/keito_wg/pdf/014_04_00.pdf

<推奨>

- すでに出力抑制で一部適用されている最大出力抑制制御、出力変化率制限制御に加えて、周波数調停率制御や電圧調停率・無効電力制御を、グリッドコードとして規程する。(一般、自然エネルギーに係わらず全発電設備共通)

4.5. 定期点検時期の工夫

日中の需要は、2月後半から6月前半と、9月後半から11月前半が少ない。この期間に太陽光発電や風力発電の出力が増加した場合に、出力抑制が実施されている。

したがって、すでに考慮されている事項ではあるが、定期点検による発電設備などの停止は、出力抑制の発生頻度を低減すべく、発電種別に応じて設定するのが望ましい。

<推奨>

- 揚水発電所や連系線の定期点検は、需要が多い6月～9月、12月～2月を中心に実施する。
- 大規模発電所の定期点検は、需要が少ない3月～5月、10月～11月を中心に実施する。

4.6. 地域間連系線の増設

3.3節に記した通り、契約申込・承諾済と接続検討申込の太陽光発電と風力発電のすべてが系統連系したケースでは、閘門連系線容量が現状の場合における出力抑制日数が281～224日、出力抑制電力量率が約22.1～11.9%であるのに対し、現在と同じ容量で1回線増設または1/2容量で2回線増設し、1回線事故(n-1)時の運用容量が5.6GWの場合は、190～135日、約8.9～3.8%と大幅に低減される。

出力抑制電力量率の低減と、自然エネルギーによるエリア電力量供給率の向上を図るには、地域間連系線を増設するのが望ましい。

<推奨>

- 同一容量の地域間連系線を1回線または1/2容量の地域間連系線を2回線増設する。(地域内基幹送電線容量対策を含む)

4.7. 揚水発電所の可変速度化と発電機・水車の増設

揚水発電所には固定速度方式と可変速度方式がある。前者はポンプ運転中の揚水動力が揚程(落差)により一定となるが、後者は運転中の揚水動力を30%程度変更できることから需給調整力が増加し、新しい発電所に適用されている(九州エリアでは2.3GW、8機の内1.2GW、4機が可変速度機)。また、新規揚水発電所の建設は、建設適地などの面から困難であるが、一般的に揚水発電所の連続運転可能時間は、8時間程度であり必要な出力抑制継続時間より長い。設備容量増加を図り、変化速度・変化量の向上による需給調整力の向上を図るのが望ましい。(国内には、未建設を含めると約30GWの揚水発電所がある)。

<推奨>

- 既設揚水発電所の可変速度化を図る。(発電機の更新、インバータの新設)
- 定格出力での運転継続可能時間が短縮されるが、発電機/水車の増設を図る。
- 揚水発電所の価値向上に伴い、事業性を確保できるコスト構造とする。(電力市場)

4.8. 需給情報の公開方式・区分などの詳細化

エリアの需給実績は、1ヶ月後に1時間粒度で、電力需要実績は5分粒度で数値データが公開されている。また、太陽光発電実績は、当日のみ5分粒度でのグラフ表示¹⁸が公開されているが数値データは公開されていない(図23)。

スペインのREE社は、過去の実績データを含めて10分粒度でオンライン表示¹⁹と数値データのダウンロードが可能なシステムを適用しており、且つ火力は、燃料種別毎となっている(図24)。欧州のほとんどすべての送電事業者も同様なシステムを適用しており、事業者のみならず一般国民も電力供給構成などが把握でき、疑問などを生じさせない方式とするのが望ましい。

¹⁸ でんき予報 電力使用状況の推移 九州電力 http://www.kyuden.co.jp/power_usages/pc.html

¹⁹ RED ELECTRICA DE ESPAÑA Todos los derechos reservados <https://demanda.ree.es/visiona/peninsula/demanda/acumulada/2019-05-13>

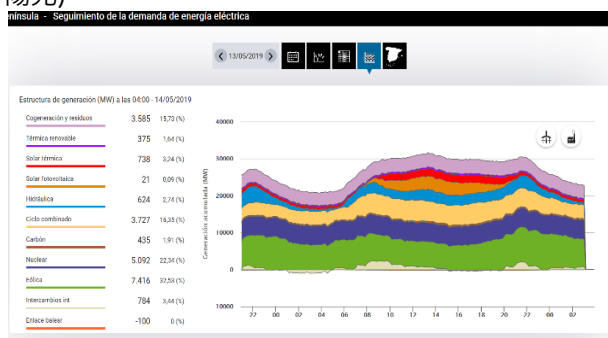
<推奨>

- 発電種別毎（火力は、燃料種別毎）の出力を、オンラインのグラフ表示と5分粒度または10分粒度の数値データをダウンロード可能なシステムとする。

図23 九州電力の例でんき予報（赤線：太陽光）



図24 REE社の例5月13日（緑：風力、橙：太陽光）



5. まとめ

太陽光・風力発電の導入設備容量と申し込み状況、現在の出力抑制電力量率などの実績値とデータの分析を行った。また、現在の導入量と将来の導入量における出力抑制電力量率などの推定値の算定と低減策の検討を行った。

表4 出力抑制電力量率などの低減策

	出力抑制の低減	事業者間の公平性確保	周波数安定性の向上
出力抑制対象設備容量と出力抑制制御方式の統一	○	○	
太陽光と風力の出力予測システムの精度向上	○	○	
太陽光発電と風力発電の実出力データの把握	○	○	
出力抑制指令値伝送時刻の直前化	○		
グリッドコードの制定と適用	○	○	○
原子力、揚水、連系線の定期点検時期の工夫	○		
地域間連系線の増設	○		
揚水発電所の可変速度化と発電機・水車の増設	○		○
需給情報の公開方式、区分などの詳細化		○	

5.1. 太陽光発電と風力発電の導入設備容量と申し込み状況

- 2019年3月末時点で、接続済の太陽光が8,530MW、風力が510MW、両者の単純合計値は9,040MWである。
- 接続検討申込中までを加えると、それぞれ16,790MW（約2.0倍）、9,490MW（約18.6倍）、であり両者の単純合計値は、2018年度の最大需要（16,011MW）を上回る。

5.2. 出力抑制実績と推定値

- 2018年10月～2019年3月の実績は、出力抑制日数が26日、出力抑制率が約2.1%であった。
 - ・ 出力抑制日数は、実績<シミュレーション、出力抑制時間・出力抑制電力量率は、実績>シミュレーションであり、出力抑制電力量率などを低減する手法がある。
- 契約申込・承諾済および接続検討申込の設備もすべて連系した場合の算定結果は、
 - ・ 連系線容量が現状（約2.8GW）の場合：出力抑制日数が281日～224日、出力抑制電力量率は約22.1～11.9%であった。
 - ・ 連系線容量が2倍（約5.6GW）の場合：出力抑制率推は190日～135日、出力抑制電力量率は約8.9～3.8%であった。

5.3. 出力抑制電力量率などの低減策

出力抑制電力量率を、上記推定値の低値に近づけるには、以下が有効である（表4）