

WWF ジャパン

脱炭素社会に向けた エネルギーシナリオ提案 〈電力系統編〉 補論

〈検証：自然エネルギー接続保留に関する定量的分析〉

WWF ジャパン委託研究

2014 年 11 月

(株) システム技術研究所

自然エネルギー接続保留に関する定量的分析

目次

1.	背景と目的	2
2.	本報告の概要	2
3.	接続保留問題	2
4.	九州電力の電力需要	3
5.	気象データ	3
6.	太陽光発電と風力発電	3
1)	太陽光発電	4
2)	風力発電	4
3)	太陽光発電の最大発電量と定格出力	5
7.	その他の電力供給源、電力貯蔵と送電容量	7
1)	揚水発電	7
2)	自流式水力発電	7
3)	地熱発電と火力発電	8
4)	原子力	8
5)	送電線	9
8.	シミュレーションによる余剰電力の検討	9
1)	計算方法	9
2)	シミュレーションによる計算結果	10
(*)	1940万kWのケース	15
9.	2シグマ方式による余剰電力の検討	17
10.	結論	21
	参考文献	24

自然エネルギー接続保留に関する定量的分析

1. 背景と目的

WWF ジャパンでは、2011 年～2013 年に「脱炭素社会に向けたエネルギーシナリオ 第1部～第4部」（以下 WWF シナリオ）を作成した。このシナリオは、2050 年を目標年として、省エネルギーによりエネルギー需要を低減し、太陽光や風力発電が大量に普及する場合の日本の各地域別の電力供給シミュレーションを行って、自然エネルギー100%普及のシナリオを検討したものである。

実際に、自然エネルギーの普及に関する関心は高く、2012 年からの FIT（固定価格買取制度）の導入によって太陽光発電の大量導入が進展している。そうしたなかで、太陽光発電の設置申し込みが大きくなったため需給調整が崩れるとして、2014 年 9 月には、九州電力をはじめとする電力会社は系統への「接続保留」を宣言するに至った。本報告は、この問題に関して九州電力の電力需要と太陽光発電などの電力供給について定量的な検討を行って、問題に対する理解を得ることを目的にしている。

2. 本報告の概要

本報告では、まず九州電力の 2013 年度の電力需要の検討を行い、次に九州地域に太陽光発電と風力発電の設備を設置した場合の 1 年間の 1 時間ごとの発電量を拡張アメダス標準気象データにもとづいて計算した。これらの電力供給に加えて、その他の供給源（地熱、自流式水力、調整用火力、原子力）を想定して、実際の需要との関係を検討した。1 時間ごとのシミュレーションにおいて余剰が発生する場合には、揚水発電を電力貯蔵用に利用し、さらに余剰があるときには九州地区から中国地区への送電をおこなうものとした。本報告では、このような条件下で発生する「発電抑制」の時間数と日数、発電抑制量をもとめる計算を行って、その結果を様々な面から検討している。

3. 接続保留問題

固定価格買取制度によって 2014 年 5 月末までに「設備認定」された太陽光と風力は日本全国で 6983 万 kW に達している。このうち九州では 1787 万 kW（全国の 25.6%）になっている。ただし、九州において 2014 年 3 月末に実際に運転している接続規模は太陽光 272 万 kW、風力 43 万 kW であり、認定された設備の 17.6% でしかない。

現在おきている「接続保留問題」は、電力需要の小さいときに太陽光発電のピークが生じるとき、余剰が発生し系統を不安定にする可能性についての議論である。問題になっている自然エネルギー（再生可能エネルギー）の接続契約申込量の 1260 万 kW に対して、九州電力の軽負荷期の昼間の電力需要はおよそ 800 万 kW とされている。このとき発電抑制を行えばよいが、そうすると買い上げできないことから、太陽光発電設置者の利益を阻害する問題になる。現在では、30 日以内であれば、電力会社は大規模太陽光発電（500 kW 以上）に対しては、出力抑制を無補償で求めることできるが、30 日を超えると補償する必要があるとしているため、電力会社が将来を見越して「接続保留」を宣言するという事態になっている。

上記の「接続保留」は、設置認定された設備がすべて発電を開始した場合の事態を想定している。現実には太陽光発電設置に必要な資材の供給限界などを考慮すると、このような事態になり余剰が発生するのは、もかなり先のことになると考えられる。時間的な余裕は十分にあり、建設的な方針が打ち出される必要がある。

4. 九州電力の電力需要

九州電力の 1 時間ごとの電力需要データは九州電力のサイトにあるが、1 日単位のファイルで提供されており、これダウンロードして、365 日のひとつのデータファイルにした。2013 年度（2013 年 4 月～2014 年 3 月）の期間の 1 時間ごとの電力需要をみると、最大需要は 1634 万 kW、最小需要は 688 万 kW であった。

5. 気象データ

日本の 1 時間ごとの気象データとして、日本建築学会の拡張アメダス標準気象データ 2000 年版を使用した。これは 1990～2000 年の 20 年間における代表的な気象を再現したデータであり、北海道から沖縄まで、日本全国 842 地点の日射データと風速データが利用可能である。このうち九州地区には、104 地点が収録されており、これを利用している。ただし、この気象データは、2013 年のものではないため、2013 年の電力需要の変動との関係を詳細に論じるには適当でないが、今回の検討には特に問題は生じないと思われる。

6. 太陽光発電と風力発電

太陽光発電は、2014 年 7 月までの設置の申し込みをすべて接続すると、近い将来にその規模は 1260 万 kW（太陽光 1180 万 kW、風力発電は 80 万 kW）になるとしている。本報告では、この規模を対象にして検討を行う。

また、さらに将来には、接続契約申し込み分に、現在接続検討分の 680 万 kW を含めると 1940 万 kW (太陽光 1840 万 kW, 風力 100 万 kW) になると予想されている。本報告ではこの規模についても計算を行って、参考として示すことにした。

以下には、シミュレーション計算における太陽光発電と風力発電に関する設定を述べる。

1) 太陽光発電

太陽光発電については、ユニットとして定格出力 10 kW の太陽電池パネルを各サイトで年間最大発電量になるように設置するとした。すなわち、南向き、傾斜角を「緯度-5」度に設定し、1 時間ごとの水平面日射データを直達光と散乱光に分離し、設定した傾斜面に対する日射量をもとめ、1 年間の発電量を計算して保存した。九州地区 104 地点についてこの計算を行って地域ごとにユニット数を配分した。太陽光発電の設備利用率は、全国平均で 12.6%、九州地区では 13.15% となっている。

2) 風力発電

風力発電については、各サイトにユニットとして定格出力 2000 kW、直径 80m、プロペラ中心高さ (ハブ高さ) 65m の風車を設置するとした。カットイン風速 (利用開始風速) 3m/s、カットアウト風速 25m/s (運転停止風速) として、九州地区 104 地点の風速データを用いて、べき乗法則によりハブ高さの風速を計算し、効率 40% で 1 時間ごとの発電量を計算して保存した。九州地区の 104 地点のうち風力発電の年間設備利用率が 18% 以下の地点は除外して、14 地点を有効とした。風力発電の設備利用率は全国平均で 27.55%、九州地区では 27.92% になっている。

表 1 九州電力の電力需要、太陽光 (1180 万 kW) と風力 (80 万 kW) の発電量

月	電力需要 (万 kWh)	太陽光発電 (万 kWh)	風力発電 (万 kWh)	太陽光 + 風力 (万 kWh)	(太陽光 + 風力) / 電力需要 (%)
4	660,337	132,136	17,479	149,615	22.66
5	659,870	142,165	13,513	155,678	23.59
6	707,839	102,294	13,161	115,456	16.31
7	865,497	128,823	15,860	144,683	16.72
8	885,354	129,707	17,323	147,030	16.61
9	716,953	119,027	15,071	134,098	18.70
10	688,174	116,086	13,627	129,712	18.85
11	689,914	95,770	14,706	110,476	16.01
12	809,120	91,240	17,231	108,470	13.41
1	802,171	88,240	19,462	107,702	13.43
2	749,224	101,684	18,746	120,430	16.07
3	741,971	112,140	19,492	131,632	17.74
合計	8,976,424	1,359,312	195,672	1,554,984	17.32

表1には、気象データにもとづいて1時間ごとの発電シミュレーションにより求めた太陽光発電、風力発電の発電量を示している。1180万kWの太陽光発電と80万kWの風力の年間発電量は、1,554,994万kWhであり、九州電力の年間電力需要8,976,424kWh（2013）の17.32%である。表1に示した電力需要を見ると、7～8月が大きく、4～5月、10～11月は小さくなっている。太陽光発電は、電力需要の比較的小さい4～5月に大きいので、この期間に余剰が発生する可能性がある。

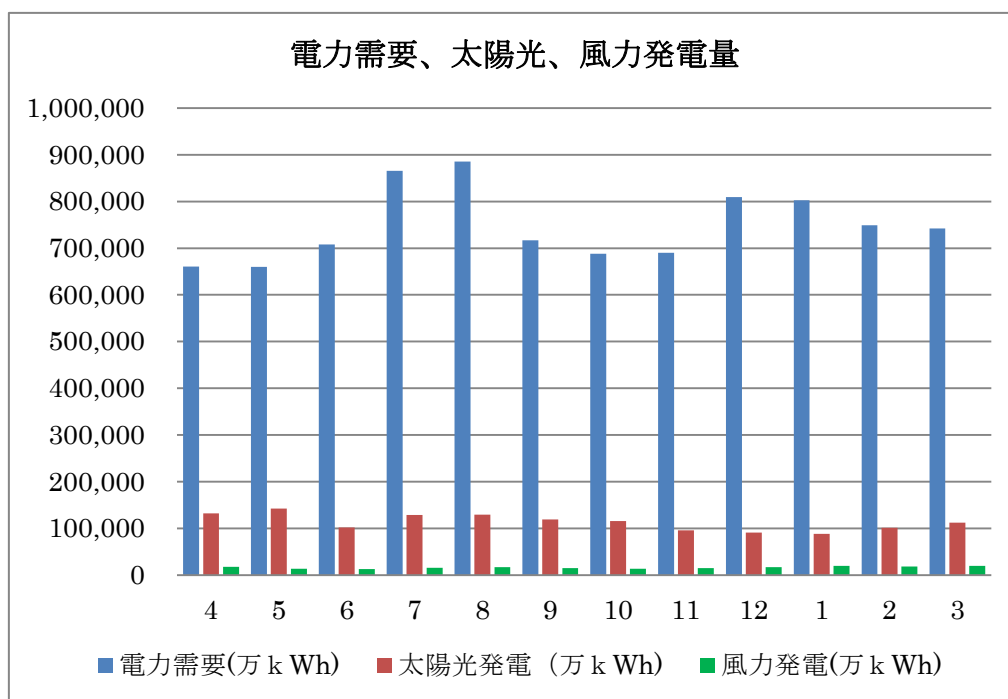


図1 12ヶ月の電力需要、太陽光発電、風力発電（万kWh）

3) 太陽光発電の最大発電量と定格出力

太陽光発電の定格出力は、実際のピーク出力を示すものではないことに注意する必要がある。定格出力の定義は、エアマス 1.5、太陽輻射 1 kW/m^2 のときの発電出力となっている。太陽光が地球に垂直に入射する場合をエアマス 1.0 として、その 1.5 倍の空気層を通過してくる場合（入射角 42 度）を想定している。このとき 1 kW/m^2 という条件は日本では実際に生じることは少なく、実際のピーク出力は定格出力の 75～80% である。実際の現場では接続するパワーコンディショナの容量を太陽電池の定格容量の 80～90% 程度にすることが行われている。

表2と図2に示すのは、WWF シナリオの 2030 年における太陽光発電の定格出力とピーク出力の関係である。太陽光発電は各地に分散して設置されるため、すべてのサイトでピークになることはまれであるから、地域内の合計をとると定格出力よりさらに小さな値になっている。（太陽光発電の定格出力を見る事例として、2030 年時点での数字を例示）

表2 太陽光発電のピーク出力と定格出力の比較 (WWF シナリオ 2030 年)

2030年	定格出力 (万kW)	ピーク出力 (万kW)	ピーク出力/ 定格出力(%)
①北海道	1,066	768	72.1
②東北	2,648	1,801	68.0
③関東	7,836	6,174	78.8
④中部	3,491	2,755	78.9
⑤北陸	922	708	76.8
⑥関西	4,211	3,089	73.4
⑦中国	1,764	1,263	71.6
⑧四国	775	607	78.4
⑨九州	2,340	1,772	75.7
⑩沖縄	215	162	75.2
全国計	25,268	17,304	68.5

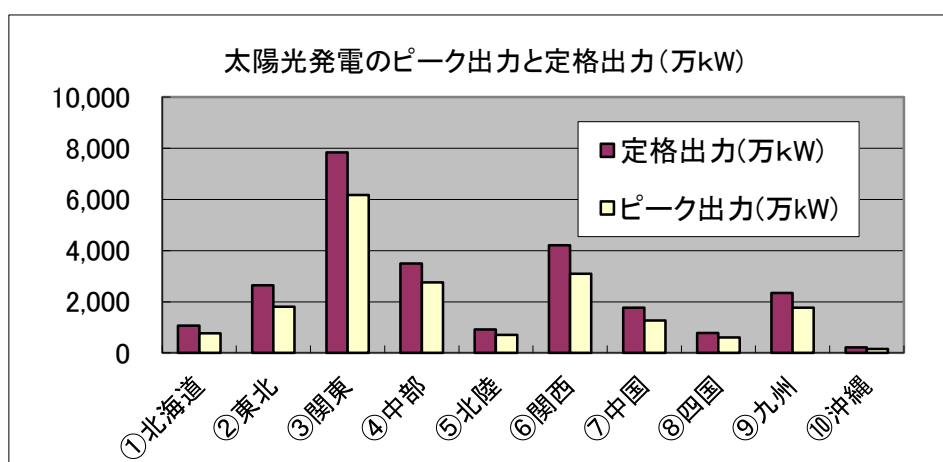


図2 太陽光発電のピーク出力と定格出力の比較 (WWF シナリオ 2030 年)

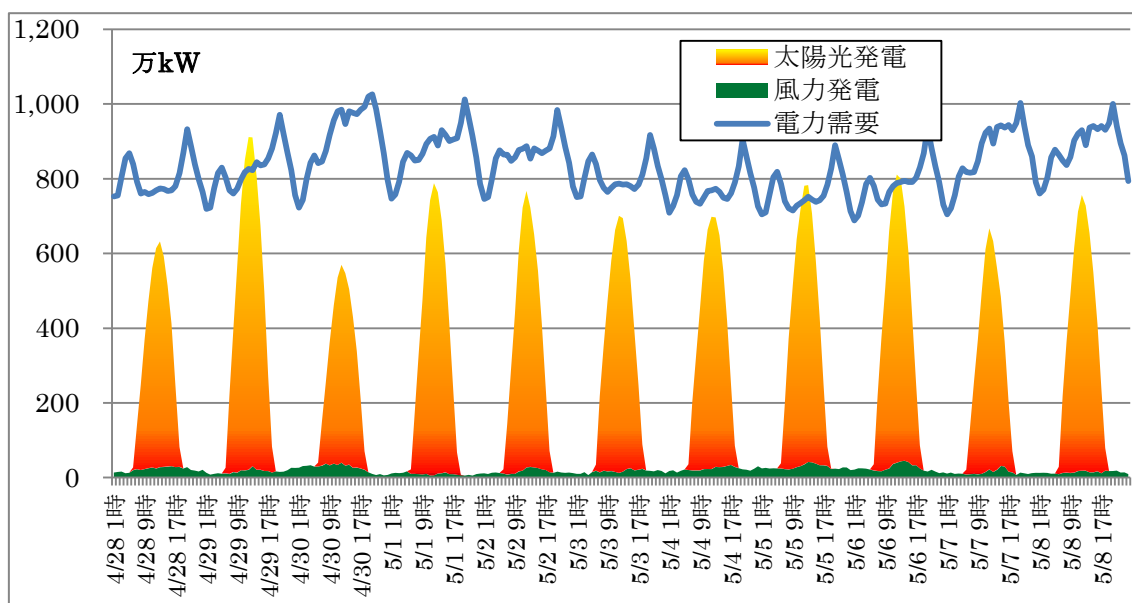


図3 電力需要、太陽光発電、風力発電 (4月28日(日)～5月8日(水))

これに対して、風力発電は、風速が増大すると出力が増えるが、定格風速（およそ毎秒 12m）で定格出力に達して、風速がこれ以上になっても定格出力を維持し、カットアウト風速（毎秒 25m）を超えると停止するので、ピーク出力は定格出力と一致している。しかし、各地域の風力発電が同時にピーク出力となることは少なく、実際に九州地区の風力発電の合計のピーク出力は、定格出力より小さくなっている。

シミュレーション結果をみると、定格出力 1180 万 kW の太陽光発電のピーク出力は、その 75.7% の 893.3 万 kW であり、定格出力 80 万 kW の風力発電の発電ピークは、81.6% の 65.3 万 kW であった。

1 時間ごとの電力需要と発電量の 4 月末～5 月初旬の様子は、図 3 のようになっている

7. その他の電力供給源、電力貯蔵と送電容量

太陽光と風力発電以外の電力供給源としては、地熱、自流式水力、調整用火力、原子力を想定している。余剰電力が発生した場合にはこれを吸収するために揚水発電を使用する。それでも余剰がある場合には、九州電力地区から中国電力地区への送電線を活用するものとして検討をおこなった。以下には余剰電力が生じる可能性のある場合として、各供給源のピークを検討する。

1) 揚水発電

揚水発電は 230 万 kW あり、原子力発電の出力一定運転に対応するために、夜間に電力を貯蔵して昼間に放出することが行われていた。これを自然エネルギーによる電力の余剰を吸収する電力貯蔵装置として利用する。全 8 台中、7 台の運転を前提として揚水動力 219 万 kW を織り込む。貯蔵電力量は、出力規模（kW）の 10 時間分程度であり、余剰の発生が 10 時間以上続くと問題であるが、以下の検討ではこの期間には実際に生じていないので貯蔵量の上限については検討を行っていない。また、貯蔵した電力は、翌日までの間にすべて放出可能であるものと想定している。原子力がある場合には、揚水発電を夜間の蓄電用に利用するものであったが、原子力の規模が小さければ揚水発電を必要とするまでに至らないのでこのための考慮は不要とした。揚水発電の電力損失は貯蔵電力の 30% になっている。この費用を負担する問題が発生する可能性がある。

2) 自流式水力発電

水力発電は揚水発電を含めて 358 万 kW あるが、このうち自流式水力発電は気象条件によって変化する自然の流れを利用するものである。この数値は設備がフルに使用された場合のものであり、常にこの出力があるわけではない。2013 年の水力発電量 3381GWh のうち自流式水力の発電量は 2971GWh（水力発電量の 88%）である。（3）水力発電のピーク出力は 210 万 kW 程度でありこれを自流式水力の最大出力と想定した。水力の発電量は降

雨量にほぼ比例していると考えられる。実際に月別の降雨量をみると図4に示すようになっている。降雨量は6月と7月に大きいですが、太陽光発電が大きくなる4~5月の降雨量はそれほど大きくない。一般的には太陽光と水力発電は、日照と降雨という対照的な関係にあるので、太陽光のピークと自流式水力発電のピークが一致する可能性は低いといえる。例外としては、台風の翌日の快晴ということがあるが、年間ではそれほど多い現象ではない。

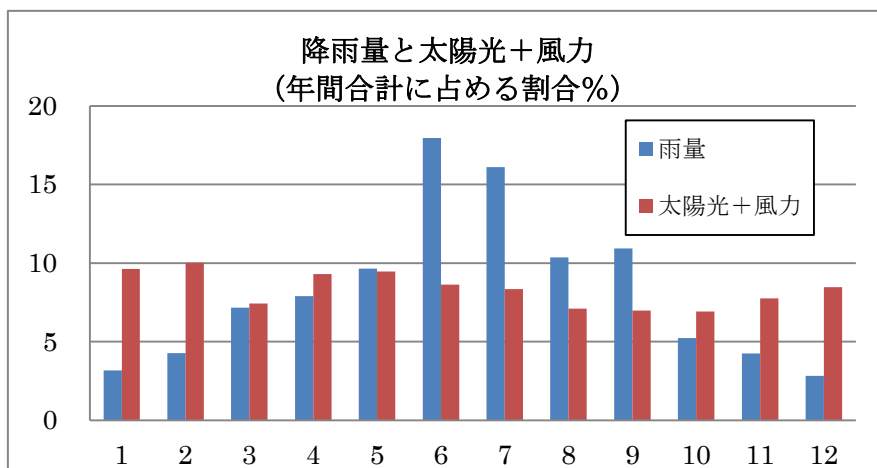


図4 月別の九州の県庁所在地の降雨量と太陽光+風力の発電量（2013年）
（年間合計を100としたときの割合%を示す。降雨量は、福岡、佐賀、長崎、大分、熊本、宮崎、鹿児島 の1981-2010の30年間の平均値（4））

温暖化の影響なのかは不明であるが、これまでにない規模の集中豪雨が増大しているので水力発電のピーク出力は大きくなる可能性がある。1時間ごとの自流式水力発電量のデータが入手できないので、上記の自流式水力のピーク電力をすべての時刻に適用することとしたが、これは過大であり余剰が生じる可能性がある。

3) 地熱発電と火力発電

地熱発電は、設備利用率を考慮して稼働する規模は21万kWとした。火力発電は調整用電力として利用するもので、軽負荷時の昼間の電力需要800万kWの20%、160万kWを常に運転しておき、急激な出力変動に対応できるようにした。この規模については現実に稼働できる発電所の能力を詳細に調査する必要があるが、ここではこのように想定している。また気象予測の精度が高まれば、調整用火力の運転を小さくする可能性があるが、ここでは特に考慮していない。

4) 原子力

原子力は、川内原発を再稼働をした場合を検討するものとして設備利用率を考慮して178万kWを計上した。しかし、この再稼働が実現するかについては、様々な問題と議論が

あり、本報告のシミュレーションにおいては原子力の有無をケース分けして計算して比較を試みている。

5) 送電線（会社間連系線）

送電線については、九州電力地区—中国電力地区間にある送電線が利用可能であり、運用容量 259 万 kW（ケース A）、熱容量 556 万 kW（ケース B）の 2 種を想定して、この送電線を利用する場合を検討している。

これらをまとめると、供給側（発生側）には、太陽光、風力、自流式水力、地熱、調整用火、原子力が含まれ、需要側（吸収側）には、電力需要、揚水発電への蓄電、送電が含まれる。この 2 つの区分について、余剰電力の発生する条件となる構成要素を比較対照すると表 3 のようになる。

表 3 余剰電力の生じる可能性のあるときの発電側と需要側の対照

供給側（万 kW）		需要側（万 kW）	
太陽光発電のピーク	893	軽負荷時の電力需要	およそ 800
風力発電のピーク	65	揚水発電への蓄電	219
自流式水力	210	送電容量ケース A または送電容量ケース B	259～556
地熱発電	21		
調整用火	160		
原子力	178		
合計	1527	合計	1278-1575

（送電容量ケース A：259 万 kW、送電容量ケース B：556 万 kW としている）

8. シミュレーションによる余剰電力の検討

1 時間ごとの電力需要データと太陽光+風力の発電量にもとづいて、余剰電力をもとめ、最終的には「発電抑制」の生じる時間と日数を求める計算を以下のように行った。

1) 計算方法

余剰電力を以下の方式で 1 時間ごとに計算する。

$$\text{余剰電力} = \text{供給側} - \text{需要側} \text{ ----- (1)}$$

$$\text{供給側} = \text{太陽光発電} + \text{風力発電} + \text{その他の供給源} \text{ ----- (2)}$$

$$\text{需要側} = \text{電力需要} + \text{揚水発電} \text{ ----- (3)}$$

その他の供給源=自流式水力+地熱+調整用火+原子力 -----(4)

ここで、電力需要は2013年度の1時間ごとのデータを使用し、その他の供給源については、表3に示した数値をすべての時刻に適用する。

このようにして1時間ごとに計算して、余剰電力がある場合には、送電線の利用を検討する。すなわち、

余剰電力>0のときに以下のように判定する。

1) 送電なしのときには、発電抑制時間=1として計上する。

発電抑制量=余剰電力 -----(5)

2) 余剰電力<送電容量のとき、発電抑制時間=0として計上する。

発電抑制量=0 -----(6)

3) 余剰電力>送電容量のとき、発電抑制時間=1として計上する

発電抑制量=余剰電力-送電容量 -----(7)

ここで余剰電力の発生は、太陽光と風力という変動電源のピーク電力がいつ発生するか、そのとき電力需要はどうなっているかによって決まる。これを検討するのに、以下の方法が考えられる。

- ① 気象データにもとづいて1時間ごとの太陽光と風力の発電量をシミュレーションにより計算し、2013年度の電力需要と照合する。
- ② 太陽光と風力のピーク電力を統計的に推定し、2013年度の電力需要と照合する。

以下には、①のシミュレーションによる方法の検討結果を示した。

②の方法は資源エネルギー庁のワーキンググループで提案されているものであり、9章に検討結果を示した。

2) シミュレーションによる計算結果

シミュレーションは、1時間ごとに需要側と供給側の電力から余剰電力をもとめ、余剰電力がある場合には、送電線を使用するか/しないかのケースに分けて検討する。

以下には、送電線を使用しないケースについて、需要側、供給側、その差として生じる余剰を検討し、原子力の有無によって生じる異なる結果を示した。

ここで、需要側=電力需要+揚水発電、

供給側=太陽光+風力+自流式水力+地熱+調整用火+原子力

(以下では原子力を含めるか含めないかをケースに分けて扱っている)

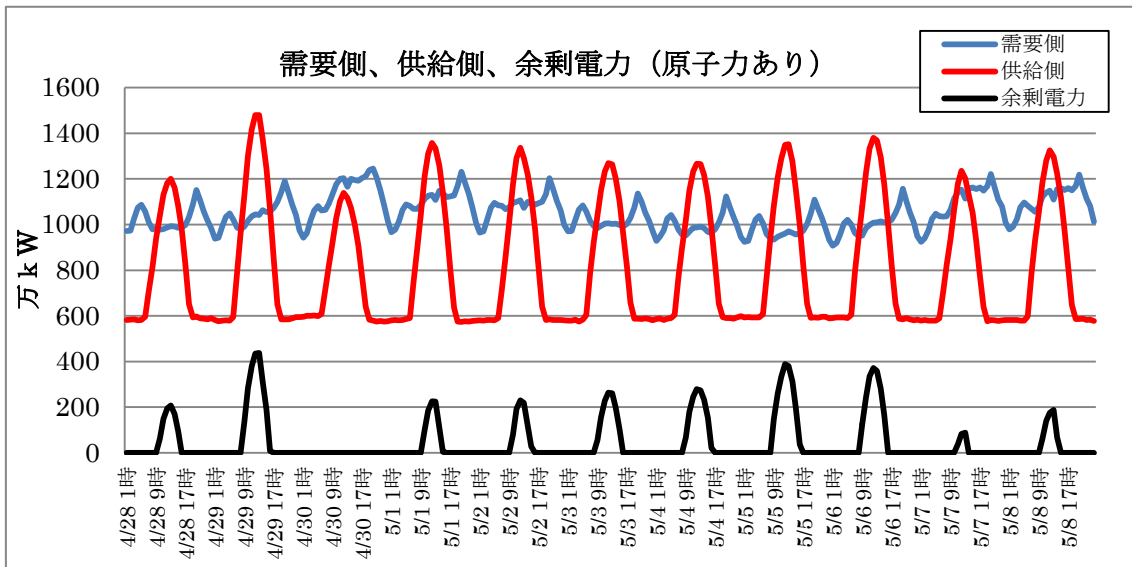


図5 送電線なし、4月28日～5月8日の電力需要側、供給側、余剰電力（原子力あり）

図5と図6は4月末～5月初旬のグラフである。この期間はゴールデンウィークで需要が小さくなるため、1年間のうちで最も余剰が発生する可能性がある。図中の供給側の曲線は、「その他の供給源」が一定の値をとり、その上に変動する太陽光と風力が加えられている。図中に示すように、供給側のピークは正午付近であるが、需要のピークは少し遅れて夕刻になっている。発生する余剰電力を最下部に示しているが、図5の原子力がある場合は、図6のない場合に比較して余剰電力の発生頻度が高く、余剰が大きくなっている。

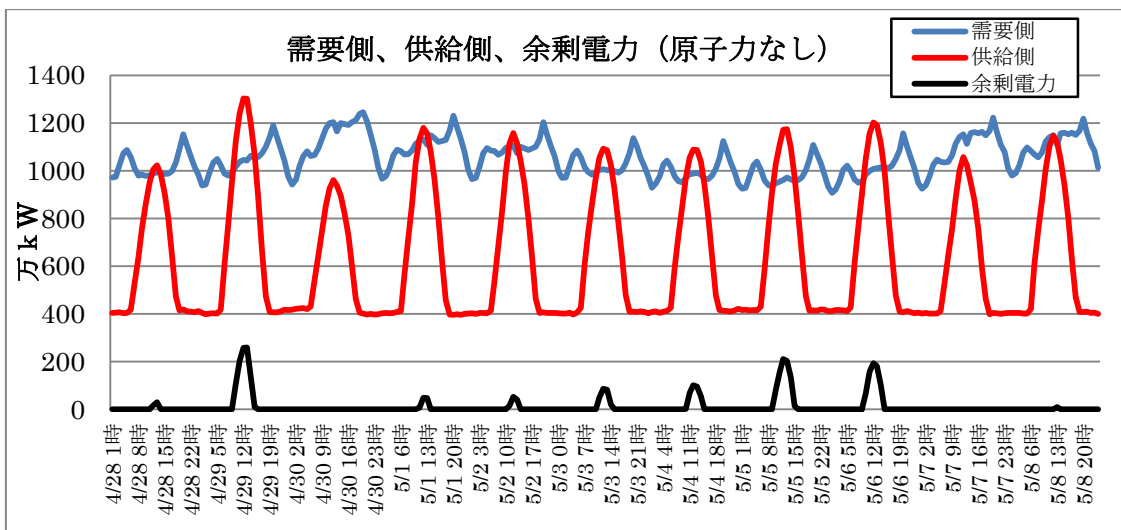


図6 送電線なし、4月28日～5月8日の電力需要側、供給側、余剰電力（原子力なし）

以下には、送電線の利用も含めて、原子力あり、原子力なしの場合について、発電抑制が必要となる時刻と日数を検討した。

表4は、1年間の発電抑制の生じる日をピックアップして時間数をみたものである。

表4 発電抑制が必要となる時間数（発電抑制が生じる日のみを表示）

月	日	原子力あり			原子力なし			月	日	原子力あり			原子力なし		
		送電なしのとき	送電容量Aのとき	送電容量Bのとき	送電なしのとき	送電容量Aのとき	送電容量Bのとき			送電なしのとき	送電容量Aのとき	送電容量Bのとき	送電なしのとき	送電容量Aのとき	送電容量Bのとき
4	1	4	0	0	1	0	0	10	6	3	0	0	0	0	0
4	6	4	0	0	0	0	0	10	13	5	0	0	0	0	0
4	7	7	4	0	5	0	0	10	14	5	0	0	1	0	0
4	8	3	0	0	0	0	0	10	15	2	0	0	0	0	0
4	10	2	0	0	0	0	0	10	16	5	0	0	0	0	0
4	11	3	0	0	0	0	0	10	17	4	0	0	0	0	0
4	12	2	0	0	0	0	0	10	18	4	0	0	0	0	0
4	13	6	1	0	4	0	0	10	19	4	0	0	0	0	0
4	14	7	3	0	5	0	0	10	20	6	2	0	4	0	0
4	16	4	0	0	0	0	0	10	21	3	0	0	0	0	0
4	17	3	0	0	0	0	0	10	23	4	0	0	0	0	0
4	19	1	0	0	0	0	0	10	27	7	4	0	5	0	0
4	20	5	0	0	0	0	0	10	30	4	0	0	0	0	0
4	21	5	0	0	0	0	0	11	3	6	0	0	1	0	0
4	23	4	0	0	0	0	0	11	4	3	0	0	0	0	0
4	24	3	0	0	0	0	0	11	5	1	0	0	0	0	0
4	25	5	2	0	3	0	0	11	7	3	0	0	0	0	0
4	26	5	0	0	0	0	0	11	8	1	0	0	0	0	0
4	27	3	0	0	0	0	0	11	9	3	0	0	0	0	0
4	28	6	0	0	2	0	0	11	10	6	2	0	4	0	0
4	29	8	5	0	6	1	0	11	11	3	0	0	0	0	0
5	1	6	0	0	3	0	0	11	14	4	0	0	0	0	0
5	2	6	0	0	3	0	0	11	24	5	1	0	3	0	0
5	3	7	2	0	4	0	0	12	8	3	0	0	0	0	0
5	4	8	2	0	5	0	0	12	15	3	0	0	0	0	0
5	5	9	5	0	6	0	0	12	29	1	0	0	0	0	0
5	6	7	4	0	5	0	0	1	1	4	0	0	1	0	0
5	7	3	0	0	0	0	0	1	2	4	0	0	0	0	0
5	8	5	0	0	1	0	0	1	4	3	0	0	0	0	0
5	9	5	0	0	0	0	0	1	26	1	0	0	0	0	0
5	11	3	0	0	0	0	0	1	27	1	0	0	0	0	0
5	12	9	5	0	6	0	0	1	29	1	0	0	0	0	0
5	14	1	0	0	0	0	0	2	9	1	0	0	0	0	0
5	18	4	0	0	0	0	0	2	22	2	0	0	0	0	0
5	20	3	0	0	0	0	0	2	23	4	0	0	0	0	0
5	21	4	0	0	0	0	0	2	27	1	0	0	0	0	0
5	23	3	0	0	0	0	0	3	1	2	0	0	0	0	0
6	1	4	0	0	0	0	0	3	2	6	3	0	4	0	0
6	6	1	0	0	0	0	0	3	5	1	0	0	0	0	0
9	4	3	0	0	0	0	0	3	6	3	0	0	0	0	0
9	5	4	0	0	0	0	0	3	13	2	0	0	0	0	0
9	17	4	0	0	0	0	0	3	15	4	0	0	0	0	0
9	18	3	0	0	0	0	0	3	16	4	0	0	0	0	0
9	19	3	0	0	0	0	0	3	17	4	0	0	0	0	0
9	27	4	0	0	0	0	0	3	18	4	0	0	0	0	0
								3	22	5	0	0	2	0	0
								3	23	3	0	0	0	0	0
								3	30	6	0	0	0	0	0
								3	31	6	1	0	4	0	0
								合計時間		369	46	0	88	1	0
								合計日数		94	16	0	25	1	0

発電抑制が必要になる日は、4月、5月、10月、11月、3月に多くなっている。6月、7月、8月、12月、2月は少ないことがわかる。6月は太陽光発電が少なく、7～8月は電力需要が大きいために余剰が小さくなることが理解できる。

1年間に発電抑制の生じる時間をグラフで示すと、図7と図8のようになった。なお送電容量Bのケースは、発電抑制が生じないので示していない。

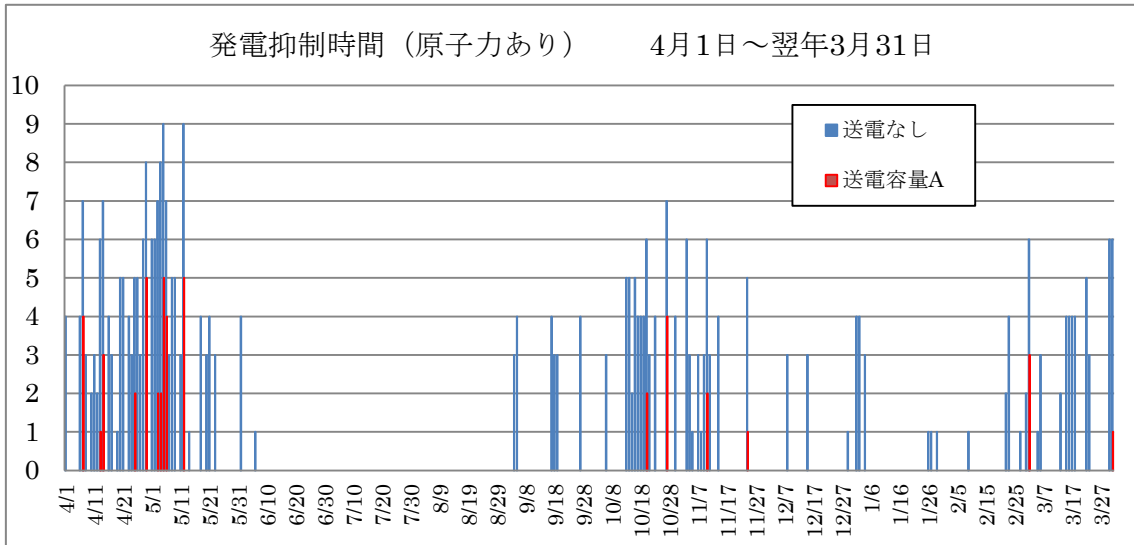


図7 原子力があるときの発電抑制時間の年間分布（4月1日～翌年3月31日）

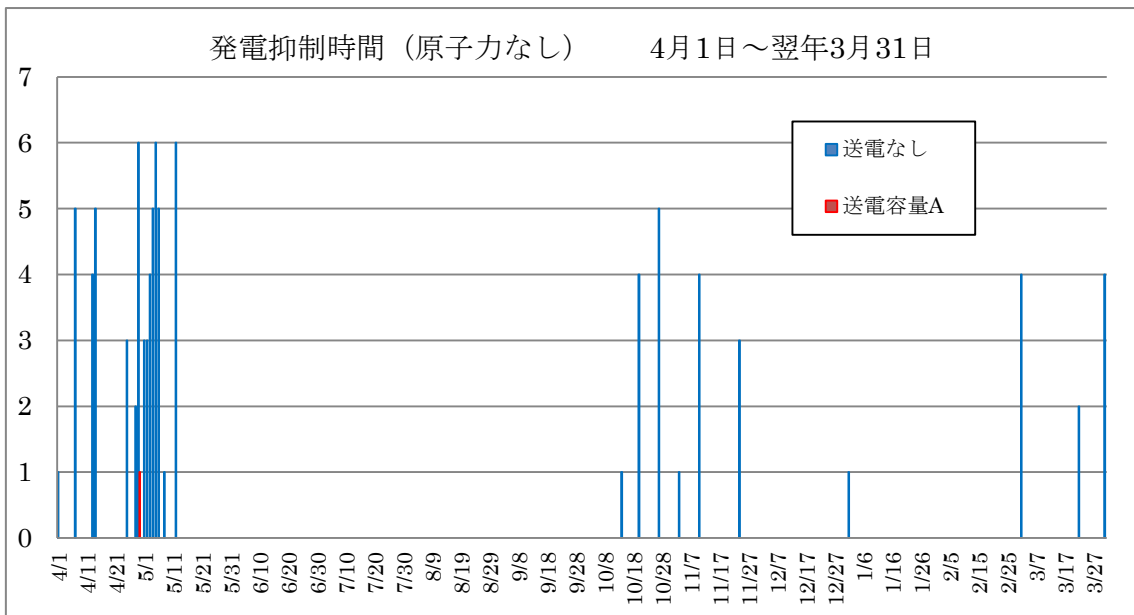


図8 原子力がないときの発電抑制時間の年間分布（4月1日～翌年3月31日）

発電抑制の生じる日数は、原子力ありのケースで、送電なしなら94日（369時間）、送電Aのとき16日（46時間）になる。原子力なしのケースで、送電なしなら25日（88時間）、送電容量Aのときゼロになっている。いずれの場合にも送電容量Bのときには発電抑制の時間は生じない。発電抑制の生じる日としては、4月末～5月初旬のゴールデンウィークに集中している。

発電抑制量をみると、送電がないケースでは、原子力ありのとき、44,047万kWh、抑制量の太陽光発電に占める割合は、3.24%であった。原子力なしのとき8,025万kWh、

抑制量の太陽光発電に占める割合は、0.59%であった。月別にみると、発電抑制が生じるのは、3月、4月、5月、10月が大きく、7月、8月は小さい。

表5 発電抑制量とその時間（月別に集計）

月	原子力あり						原子力なし					
	送電なし		送電容量A		送電容量B		送電なし		送電容量A		送電容量B	
	発電抑制量 (万kWh)	発電抑制時間	発電抑制量 (万kWh)	発電抑制時間	発電抑制量 (万kWh)	発電抑制時間	発電抑制量 (万kWh)	発電抑制時間	発電抑制量 (万kWh)	発電抑制時間	発電抑制量 (万kWh)	発電抑制時間
4	12,304	90	1,002	15	0	0	2,556	26	0	1	0	0
5	12,787	83	1,050	18	0	0	3,004	33	0	0	0	0
6	256	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	1,082	21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	6,235	56	499	6	0	0	1,149	10	0	0	0	0
11	3,396	35	52	3	0	0	427	8	0	0	0	0
12	545	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	1,072	14	0	0	0	0	21	1	0	0	0	0
2	576	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	5,793	50	266	4	0	0	869	10	0	0	0	0
合計	44,047	369	2,869	46	0	0	8,025	88	0	1	0	0
	合計日数	94	合計日数	16	合計日数	0	合計日数	25	合計日数	1	合計日数	0

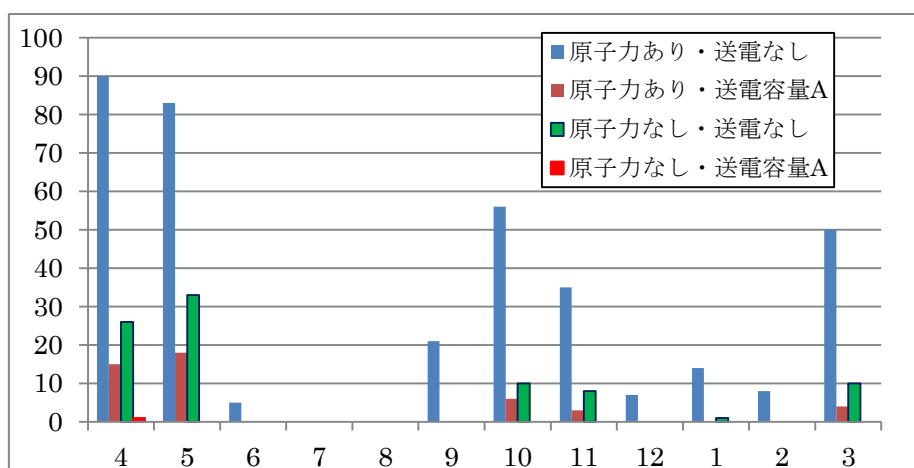


図9 月別の発電抑制時間

表6 月別の発電抑制日数

月	原子力あり			原子力なし		
	送電なし	送電容量A	送電容量B	送電なし	送電容量A	送電容量B
4	21	5	0	7	1	0
5	16	5	0	8	0	0
6	2	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0
9	6	0	0	0	0	0
10	13	2	0	3	0	0
11	10	2	0	3	0	0
12	3	0	0	0	0	0
1	6	0	0	1	0	0
2	4	0	0	0	0	0
3	13	2	0	3	0	0
合計	94	16	0	25	1	0

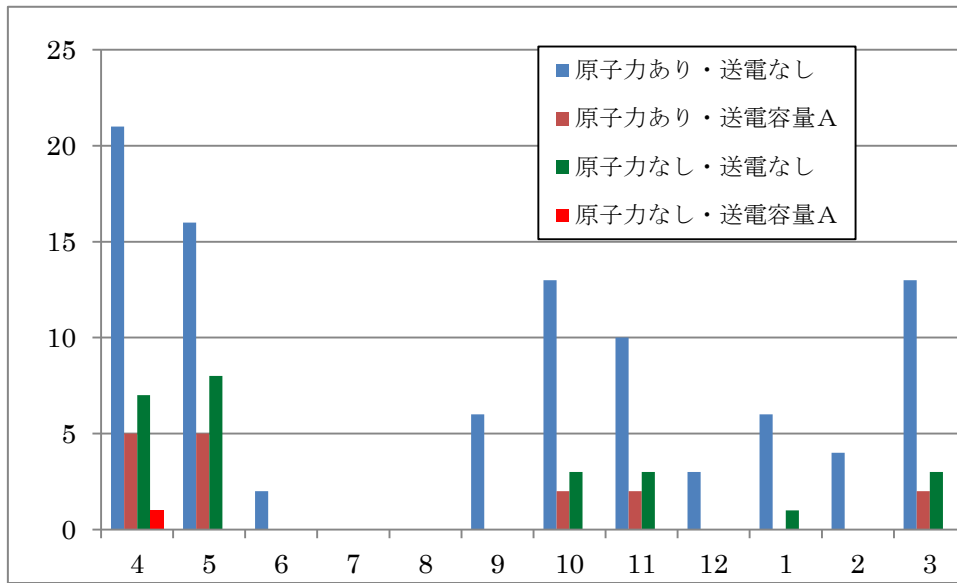


図 10 月別の発電抑制日数

(*) 1940万kWのケース

さらに将来的には、接続検討分を加えて規模が1940万kW(太陽光1840万kW、風力100万kW)になると考えられるので、参考として、この場合の計算結果を以下に示す。

表 7 発電抑制量と抑制時間 (太陽光+風力=1940万kWのとき)

月	原子力あり						原子力なし					
	送電なし		送電容量A		送電容量B		送電なし		送電容量A		送電容量B	
	発電抑制量 (万kWh)	発電抑制時間	発電抑制量 (万kWh)	発電抑制時間	発電抑制量 (万kWh)	発電抑制時間	発電抑制量 (万kWh)	発電抑制時間	発電抑制量 (万kWh)	発電抑制時間	発電抑制量 (万kWh)	発電抑制時間
4	60,331	180	23,307	105	3,930	29	32,802	130	8,854	55	787	11
5	58,623	201	21,874	98	3,626	31	30,820	124	8,462	54	434	8
6	11,250	65	1,304	13	0	0	2,987	30	127	2	0	0
7	3,174	37	0	0	0	0	104	3	0	0	0	0
8	5,519	47	359	4	0	0	795	9	0	0	0	0
9	26,467	123	5,418	46	0	0	10,097	67	678	13	0	0
10	42,011	155	11,860	70	1,358	10	18,799	99	3,332	28	248	3
11	27,357	123	6,788	43	598	8	10,828	58	1,948	16	0	0
12	11,946	67	1,627	15	0	0	3,435	29	128	4	0	0
1	12,957	65	2,133	22	0	0	4,437	34	178	2	0	0
2	15,728	88	2,325	22	0	0	4,638	39	240	5	0	0
3	36,014	128	12,456	64	1,673	12	18,064	75	4,144	32	302	4
合計	311,377	1,279	89,451	502	11,185	90	137,805	697	28,091	211	1,772	26
	合計日数	248	合計日数	125	合計日数	29	合計日数	164	合計日数	66	合計日数	10
	抑制量/電力需要(%)											
		3.47		0.997		0.12		1.54		0.31		0.02

太陽光+風力=1940万kWになると、いずれの場合にも比較的大きな発電抑制が生じている。原子力なし、送電なしの場合では697時間(164日)に発電抑制が生じている。ただし、送電容量Bのケースでは、1年間の発電抑制の日数は小さくなり、原子力ありのとき96時間(32日)、原子力なしのときは26時間(10日)になっている。送電容量Bが利用でき

れば、この程度に抑えられることを示している。

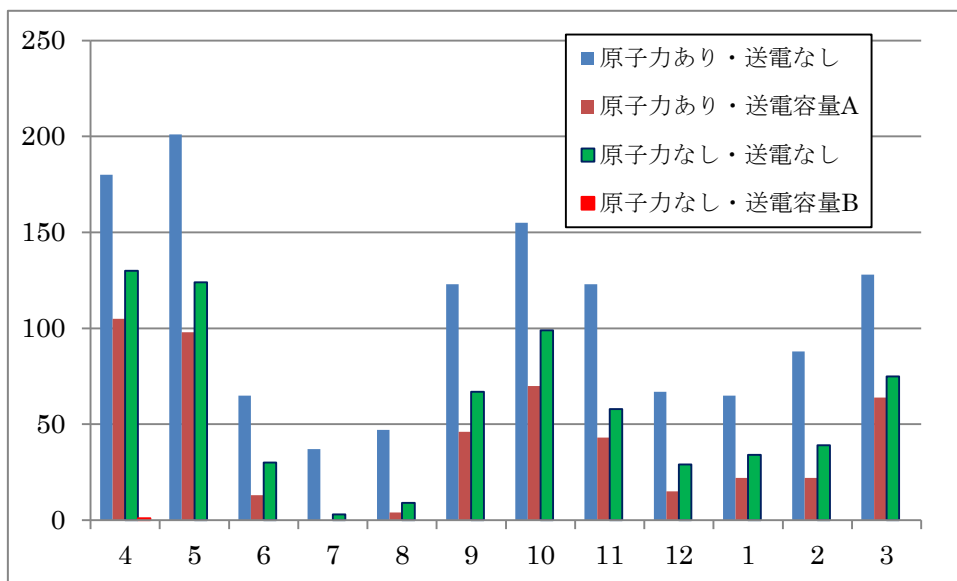


図 11 月別の発電抑制時間（太陽光＋風力＝1940 万 kW のとき）

図 11 に示すように、発電抑制の生じる時間は、3～5 月、9～11 月に大きくなっている。この場合には、電力需要に占める太陽光＋風力の割合は 26.7% になる。発電抑制量の年間電力需要に対する割合は、送電線なしの場合に原子力ありのとき 3.47%、なしのとき 1.54% である。送電容量 A の場合には、原子力ありのとき 0.99%、なしのとき 0.31% と小さくなっている。送電線が利用できれば、このような規模の自然エネルギーを実際に利用できることが確かめられたといえる。

2 シグマ方式による余剰電力の検討

前章でシミュレーション以外の検討方法として紹介した②の方式では、太陽光と風力のピーク出力を統計的に推定し、2013年度の電力需要と照合する。今回の電力会社が行う検討の方式では、具体的には、2シグマ方式(ケース1)で以下のように行うとしている。

ステップ4 検討断面における再エネ出力の想定 (太陽光・風力)
11

【太陽光・風力発電】

(ケース1) 検討断面における太陽光と風力の出力は、月単位で、毎時の太陽光と風力の合計出力の最大値(2σ値)を用いる。

[月単位の太陽光・風力の出力算定方法]

(1) ある月の○時の太陽光と風力の発電出力を合計 (2) 当該月における○時の合計出力最大値(2σ値)を算定

(太陽光) [万kW]		(風力) [万kW]		[万kW]	
出力		出力		合計出力	
1日	74.6	1日	9.6	1日	84.2
2日		2日		2日	
3日		3日		3日	
⋮		⋮		⋮	
31日		31日		31日	

→ [値が天気の順に並べ替え!]

合計出力	
14日	104.0
6日	102.9
2日	102.3
⋮	
31日	21.8

↑ 5% ↓

↑ 95% ↓

← 2σ値

← ○時の合計出力 102.9 万kW

← 最大値

(3) (2)を毎時分(24点)算定し、当該月の太陽光・風力の合計出力カーブを作成

毎時の太陽光2σと風力2σを単純に加算
(非採用)

毎時の太陽光と風力の合計出力の2σ値
(今回採用)

(ケース2) ケース1のうち、実績で曇天・雨天となった日の太陽光・風力の出力として、日射量の低い日の太陽光・風力の合計出力を用いる。

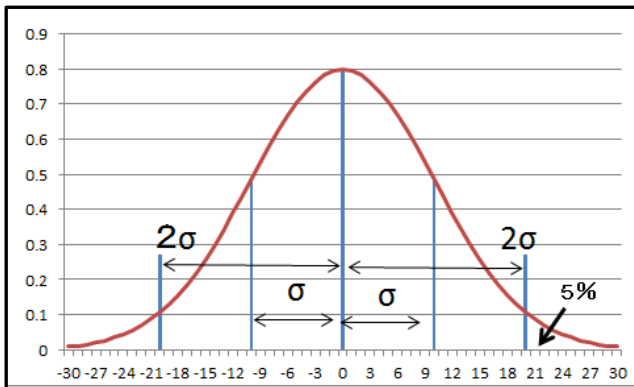
図12 自然エネルギーの出力の算定方法(5)

この方法は、各月ごとの1日24時間の1時間ごとの太陽光と風力の発電量を調べて、1ヶ月の28日～31日(月により異なる)の平均をとりシグマ(標準偏差*注1)を調べる。データサンプルが28～31ケで、平均とシグマ値が24時間分、24個が得られる。これから2シグマ値として、太陽光と風力合計の発電量の「平均値+2シグマ」を計算する。この「平均値+2シグマ」を、各月の1日ごとの各時刻の太陽光+風力のピーク発電量と考えて、電力需要と突き合わせて余剰を調べる。これは常に太陽光と風力の合計がピーク付近の値をとることになり、余剰の発生可能性が大きくなる。

ケース2はこの問題を緩和するためのもので、雨天や曇天の日には、このような太陽光+風力のピーク発電量を採用しないとしている。ただし詳細は示されていない。これは、雨天や曇天の日を除外するためであるが、その判断基準は恣意的になりやすいので注意が必要である。

*) 注1

シグマ（標準偏差）とは、それぞれのデータサンプルが平均値からどの程度離れて分布しているかを表す値。シグマ値が大きいほど、データサンプルが平均値から遠くに散らばっていることを示す。なお、平均値±1シグマの範囲に全体の2/3が分布しており、平均値±2シグマの範囲に95%が分布する。ということは、上記のケース1の「平均値+2シグマのデータ」というのは、全体のデータサンプルの中で大きい方から5%以内しか出現しない値をピークに近い値として採用している。



図一注1 正規分布におけるシグマ（標準偏差）（平均値がゼロの場合を示している）

以下には、2シグマ方式のケース1の場合の計算を試みたので、その方法と結果を示す。

表8は4月の太陽光+風力の発電量を示している。縦方向には4月の1日から30日まで、横方向には1時間ごとに1時から12時の1時間ごとの発電量（太陽光+風力）を示している。この表において、それぞれの時間ごとに以下の計算を行う。

ある時刻について、縦方向の和をとり日数（30）で割って平均値をもとめ、シグマ（標準偏差、 σ ）を計算する。シグマを使って最下段にある平均値+2シグマを計算するが、実際には、この縦方向の30日間のデータのうち大きな方から5%程度に位置する数値になる。30ヶ x 0.05 = 1.5なので、30日のうちの1番目と2番目に大きい値の中間程度の値が選ばれている。これを太陽光+風力のピークとみなすわけである。同じ計算を横方向の1時から12時までに適用して、各時刻についての計算を行う。結果として、最下段に、平均値、シグマ、「平均値+2シグマ」をもとめることができる。

同じ手続きを13~24時にも適用して、1時~24時の4月の1日分について各時刻の太陽光+風力の「平均値+2シグマ」を計算する。

表8 太陽光+風力の発電出力、「平均値+2シグマ」を求める4月の例（1時~12時）

		単位: 万kW			平均値+2σの検討								
月	日	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
4	1	24	23	26	24	21	17	78	242	420	554	667	725
4	2	11	10	15	12	13	15	43	122	202	264	323	360
4	3	32	30	24	16	15	14	64	191	336	458	504	486
4	4	36	31	33	27	23	23	48	83	145	203	291	329
4	5	18	17	23	24	26	23	64	146	252	339	394	457
4	6	13	11	13	15	14	19	80	218	398	531	644	698
4	7	23	29	36	29	31	26	128	303	532	708	803	862
4	8	21	26	26	24	22	20	106	273	464	583	636	680
4	9	24	22	24	21	23	22	62	140	230	342	379	428
4	10	52	51	52	49	45	45	84	199	383	519	592	619
4	11	36	42	43	40	43	36	142	294	459	607	717	774
4	12	20	29	26	36	29	32	131	274	430	544	638	679
4	13	31	25	25	27	30	36	130	289	485	643	740	801
4	14	23	24	23	25	19	26	135	339	562	714	791	811
4	15	8	13	9	11	15	11	68	144	233	316	360	427
4	16	7	6	8	13	10	13	110	244	416	579	692	733
4	17	7	7	8	7	11	14	128	265	424	553	647	681
4	18	28	40	39	47	38	41	115	216	326	405	428	393
4	19	25	23	14	18	15	14	86	194	329	441	522	563
4	20	15	9	8	8	7	12	151	297	497	668	773	818
4	21	17	19	19	16	17	17	111	241	398	520	583	608
4	22	35	37	40	37	29	33	70	148	235	324	404	419
4	23	22	28	33	35	35	44	135	253	408	564	690	760
4	24	31	26	27	23	21	36	168	302	449	576	691	762
4	25	18	17	19	14	18	21	191	351	539	698	810	869
4	26	6	5	10	7	8	13	164	297	461	591	692	738
4	27	12	11	4	10	5	12	140	250	372	472	529	557
4	28	13	15	16	12	13	27	138	247	369	472	561	614
4	29	13	8	10	12	10	26	219	392	561	732	849	911
4	30	26	31	32	33	29	40	149	253	360	460	535	570
平均(X)		22	22	23	22	21	24	114	240	389	513	596	638
σ		11	12	12	12	11	11	43	72	109	138	156	166
X+2σ		43	45	47	46	42	45	201	385	608	790	909	969

同様の方法を5月~翌年3月に適用して12ヶ月分を算出して、「平均値+2シグマ」をひとつの表にまとめた結果を表9に示す。図13は、そのグラフを示している。

表9 1年間の太陽光+風力発電の「平均+2シグマ」（万kW）

		単位: 万kW			太陽光+風力の平均+2σの値								
月/時刻		4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
1		43	29	35	32	47	38	36	34	37	37	45	53
2		45	30	34	32	47	37	37	34	36	37	45	55
3		47	30	33	33	48	36	35	35	41	37	46	58
4		46	31	34	34	45	38	38	35	43	38	46	57
5		42	33	33	30	46	38	39	34	41	37	45	55
6		45	166	163	125	51	36	43	36	41	40	49	51
7		201	265	219	261	174	114	95	40	40	39	49	75
8		385	433	350	418	334	346	348	300	255	172	226	295
9		608	574	463	543	542	569	565	507	478	387	450	551
10		790	729	566	679	696	739	749	682	668	568	648	746
11		909	842	682	784	782	842	849	773	788	694	785	879
12		969	888	734	830	810	879	863	773	792	737	843	923
13		948	866	710	818	780	838	822	717	731	701	820	905
14		858	785	637	741	705	742	706	598	617	608	738	818
15		721	662	531	644	583	605	533	424	436	460	593	685
16		535	493	393	498	425	421	310	185	182	256	395	494
17		295	291	257	322	248	198	96	44	48	73	159	236
18		85	102	109	143	100	49	39	37	46	44	52	56
19		44	29	34	37	44	39	36	36	45	45	47	47
20		47	31	31	31	46	37	38	36	42	39	46	48
21		48	33	30	31	47	38	33	30	42	36	41	49
22		46	31	31	32	46	37	34	33	42	37	42	48
23		44	32	32	30	47	39	34	32	39	37	44	52
24		45	31	35	30	46	39	34	32	38	38	41	51

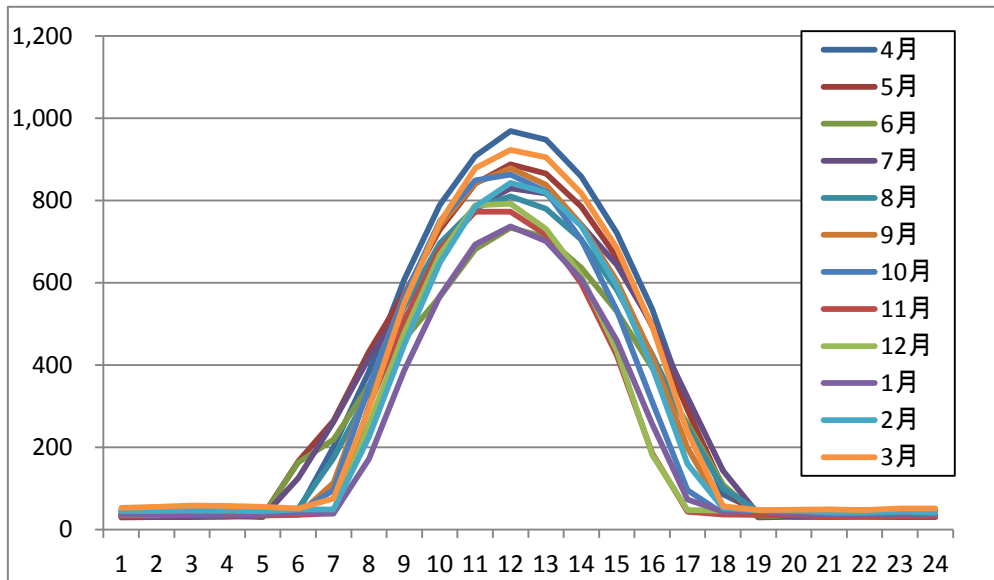


図 13 太陽光発電+風力発電の「平均値+2シグマ」のグラフ
(縦軸は万kW, 横軸は時刻)

以上の「平均値+2シグマ」を利用して発電抑制の生じる日数を計算することができる。表 10 にその結果を示す。原子力ありのケースでは、送電なしのとき 249 日 (1242 時間)、送電容量Aのとき 96 日 (298 時間)、送電容量Bのときゼロになる。原子力なしのケースでは、送電なしのとき 152 日 (547 時間)、送電容量Aのとき 15 日 (29 時間)、送電容量Bのときには発電抑制の時間は生じない。

表 10 発電抑制が生じる時間 (月別に集計) 2シグマ方式 (ケース1)

月	原子力あり						原子力なし					
	送電なし		送電容量A		送電容量B		送電なし		送電容量A		送電容量B	
	発電抑制量 (万kWh)	発電抑制時間	発電抑制量 (万kWh)	発電抑制時間	発電抑制量 (万kWh)	発電抑制時間	発電抑制量 (万kWh)	発電抑制時間	発電抑制量 (万kWh)	発電抑制時間	発電抑制量 (万kWh)	発電抑制時間
4	52,739	208	10,704	108	0	0	20,881	144	643	14	0	0
5	42,313	212	5,272	64	0	0	12,520	117	187	8	0	0
6	3,737	55	0	0	0	0	76	4	0	0	0	0
7	334	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	117	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	14,190	125	88	5	0	0	1,234	32	0	0	0	0
10	29,561	164	2,890	48	0	0	7,824	77	84	4	0	0
11	15,609	121	104	5	0	0	1,386	35	0	0	0	0
12	5,369	56	16	1	0	0	405	9	0	0	0	0
1	5,267	42	136	4	0	0	691	12	0	0	0	0
2	7,892	68	228	6	0	0	977	15	0	0	0	0
3	36,139	179	4,123	57	0	0	10,619	102	63	3	0	0
合計	213,267	1,242	23,562	298	0	0	56,612	547	976	29	0	0
	合計日数	249	合計日数	96	合計日数	0	合計日数	152	合計日数	15	合計日数	0

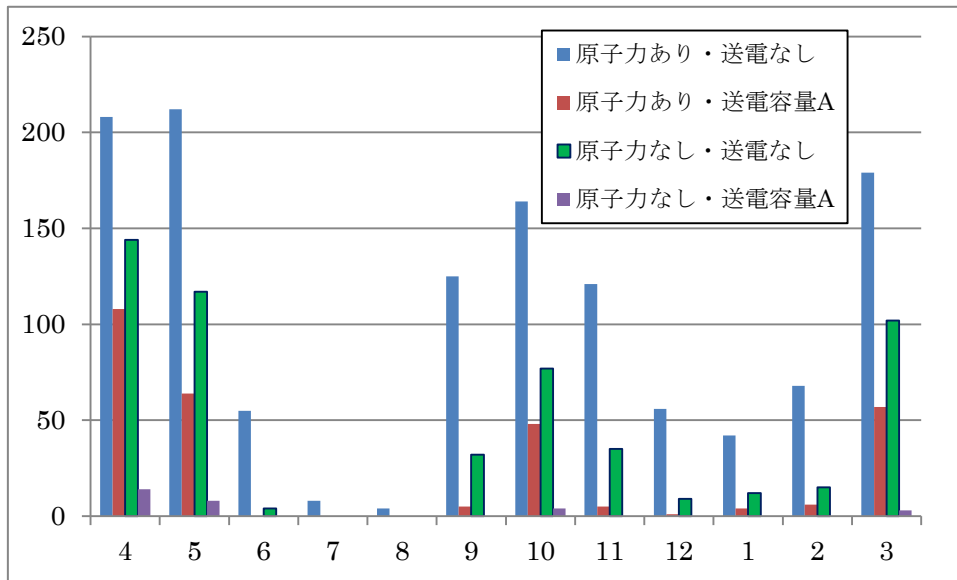


図 14 月別の発電抑制時間数 (単位:時間)

図 4 には月別の発電抑制時間数を示す。これをみると、発電抑制が生じるのは、3 月、4 月、5 月、10 月が大きく、7 月、8 月は小さい。やはり 4 月末～5 月初旬のゴールデンウィークに集中している。

9. 結論

2013 年度の 1 年間の電力需要に対して、太陽光発電、風力発電の発電量を AMEDAS 気象データにもとづいて計算し、自流式水力、地熱、調整用火力、原子力を含めて、余剰電力の発生を検討した。結果を簡単に要約すると、各ケースの発電抑制の発生時間は、表 11 のようになった。

発電抑制の生じる日数は、本報告のシミュレーション方式では、原子力なしの場合、送電なしのとき 25 日、送電容量 A のときには 1 日である。原子力ありの場合、送電なしのとき 101 日、送電容量 A のときには 16 日、送電容量 B のときゼロである。2 シグマ方式のケース 1 では、日数は数倍に大きくなっている。

発電抑制量の太陽光発電に対する割合を表 12 に示した。シミュレーション方式では、原子力なしの場合、送電なしのとき 0.65%、送電容量 A のときにはほぼゼロである。原子力ありの場合、送電なしのとき 3.49%、送電容量 A のときには 0.24%、送電容量 B のときゼロである。これに対して、2 シグマ方式のケース 1 では、数倍に大きくなっている。

しかし、いずれのケースでも、送電容量 B のとき抑制量はゼロである。

表 11 発電抑制の発生時間と発生日数

計算方式	シミュレーション				2シグマ方式 (ケース1)			
	原子力あり		原子力なし		原子力あり		原子力なし	
ケース	時間	日数	時間	日数	時間	日数	時間	日数
送電線なし	369	94	88	25	1,242	249	547	152
送電線A 259万kW	46	16	1	1	298	96	29	15
送電線B 556万kW	0	0	0	0	0	0	0	0

(イエロー部分は、年間の発電抑制日数が30日以内の場合を示している)

表 12 年間の発電抑制量と太陽光発電量に対する割合(%)

計算方式	シミュレーション				2シグマ方式 (ケース1)			
	原子力あり		原子力なし		原子力あり		原子力なし	
ケース	発電抑制量 (万kWh)	抑制量/発電量 (%)	発電抑制量 (万kWh)	抑制量/発電量 (%)	発電抑制量 (万kWh)	抑制量/発電量 (%)	発電抑制量 (万kWh)	抑制量/発電量 (%)
送電線なし	44,046	3.24	8,025	0.59	213,267	15.69	56,612	4.16
送電線A 259万kW	2,869	0.21	0	0.00	23,562	1.73	976	0.07
送電線B 556万kW	0	0.00	0	0.00	0	0.00	0	0.00

シミュレーションによって、以下の結論を得ることができた。

- 1) 接続契約申込量 1260 万 kW の太陽光と風力が導入された場合、九州電力の年間需要電力量に占める割合は 17.32% (再生可能エネルギー全体では 23%) となる。そのシミュレーション結果は、いずれの場合も送電線 B を利用できれば、発電抑制日数はゼロになる。
- 2) 原子力なしの場合は、送電線を使用しなくとも発電抑制の発生日数は 25 日 (88 時間) である。さらに送電容量 A を利用する場合には発電抑制の発生日数は 1 日 (1 時間) になる。
- 3) 原子力がある場合には、再生可能エネルギー以外のその他の電源の供給が大きくなるため、発電抑制の生じる日数が多くなる。しかし送電容量 A を利用する場合には、抑制日数は 16 日 (46 時間) になる。

- 4) 抑制が必要となっただけの場合にも、総発電電力量に占める抑制電力量の割合は、ほんのわずかである。送電線が利用できず、原発がある場合にも、失われる電力量は3.24%にすぎない。他の場合でも失われる電力量は0.6%以下である。
- 5) さらに接続検討分の680万kWを加えた1940万kWが導入された場合には、年間需要電力量に占める割合は、26.7%（全再生可能エネルギーでは32%）となる。この規模になると、いずれの場合にも比較的大きな発電抑制が生じるが、それでも送電容量Bが利用できるならば、原子力がある場合で抑制日数は29日（90時間）、原子力なしの場合で10日（26時間）となる。送電線が利用できるならば、この規模の自然エネルギーが利用できることが確かめられたと言える。

また、2シグマ方式のケース1の方法は、統計的処理によって得た毎月の太陽光+風力のピークが、実際の天候とは無関係に適用されるため、発電抑制の生じる割合が過大になる。ケース2として、曇天や雨の日にはこのピーク値を適用しないとしているが、その判断基準は難しく恣意的な結果になる可能性がある。

すでに報告したWWFシナリオでは、補完関係にある太陽光発電と風力発電を同時に導入してゆき、電力需要カーブになるべく合わせながら、さらに発生する余剰電力を利用して、バッテリーの導入や水素生産を行うことを検討してきた。今回の問題の背景には、太陽光発電に比較して風力発電の導入が大幅に遅れていることが大きく影響している。風力発電は太陽光発電より設備利用率が高くピークの割合も小さい。また太陽光が発電しない夜間に風力発電が多く発電し、太陽光が弱い冬に風力発電が多く発電するなど、お互いを補完する関係にあるため、バランスよく導入していく必要がある。風力発電や地熱など運転開始までに時間のかかる自然エネルギーの導入を促進していく工夫が必要である

また、この報告では自然エネルギーの発電についての気象予測の効果を含まない。気象予測の精度を高めることにより、事前に調整用火力の規模を調整・制御し、余剰電力の発生を削減することができる。すでにこうした事例はヨーロッパから多く報告されているので、日本でも気象予測の利用を実現するための政策的支援が必要である。

余剰電力の利用については、2016年から始まる電力自由化によって新しい可能性が生まれてくる。太陽光発電設備の近辺に時間に縛られない電力需要があれば、余剰電力を周囲に供給する新しいビジネスが出現してくる。例として、冷房用氷蓄熱、食品産業の冷凍冷蔵庫、ヒートポンプ利用など熱需要への利用、休日操業の工場、電気自動車の充電、燃料電池車用の水素の生産と貯蔵などである。太陽光発電の余剰をまとめて扱う「PVアグリゲータ」が生じる、あるいは気象予測とデマンドレスポンスと余剰電力を組み合わせたニュービジネスが進展する可能性もある。今回生じた問題は、新しい未来を構想する機会

と考えて、柔軟に建設的に対応することが望ましい。

本報告はひとつの試算に過ぎないが、「接続保留」問題の検討を進めるのに役立つことを願っている。

参考文献

1. 脱炭素社会に向けたエネルギーシナリオ提案、第1部省エネルギー編、第2部自然エネルギー編、第3部費用算定編、第4部電力系統編、WWF ジャパン、2011年7月～2013年8月 http://www.wwf.or.jp/activities/climate/cat1277/wwf_re100/
2. 拡張アメダス標準気象データ 2000、日本建築学会
3. 電力統計情報、電気事業連合会
4. 気象庁のデータを用いて、年間の降雨量合計との割合を計算した。
5. 九州電力、自然エネルギーの接続可能量の算定方法に関する考え方について、総合資源エネルギー調査会・新エネルギー小委員会「系統ワーキンググループ (WG)」、第1回会合、2014年10月16日
6. 樋屋、日本における再生可能な水素供給システム、第33回水素エネルギー協会大会、2013年12月

参考

九州電力の電力需要に占める自然エネルギーの割合 (%)

2013年度の電力需要に対して、太陽光と風力が拡大した場合に自然エネルギーの占める割合を推定した。

ケース A (2014年3月) で 10.3%、ケース B (接続契約申し込み分) で 23%、ケース C (接続検討分 680 万 kW も追加) の接続申し込み分をすべて稼働させると 32%になる。

	ケース A (%)	ケース B (%)	ケース C (%)
太陽光	3.48	15.14	23.61
風力	1.17	2.18	2.73
水力	4.2	4.2	4.2
地熱	1.4	1.4	1.4
合計	10.25	22.92	31.94

ケース A : 太陽光 272 万 kW、風力 43 万 kW (2014年3月)

ケース B : 太陽光 1180 万 kW、風力 80 万 kW (2014年7月末までの接続契約申し込み量)

ケース C : 太陽光 1840 万 kW、風力 100 万 kW (ケース B に接続検討分 680 万 kW を追加)