

2017年9月7日 全12頁

再生可能エネルギーを失速させるな

主力電源に育てるためのいくつかの方策

政策調査部 主任研究員 大澤秀一

[要約]

- 国内で太陽光や風力等の再生可能エネルギーによる電気（再エネ電気）の導入が進んでいる。電力由来のCO₂が削減できれば、気候変動の「パリ協定」で政府が国際約束しているCO₂を含むGHG（温室効果ガス）の中期削減目標（2030年度）の達成が近づくことになる。
- 再エネ電気の導入を後押しする「固定価格買取（Feed-in Tariff = FIT）制度」の開始から約5年が経過し、再エネ電気（大規模水力を除く）の設備容量は同制度導入前から2.7倍（5,599万kW）に急増した（2017年3月時点）。
- ところが、電力需要が伸び悩む中、急増する再エネ電気を含む供給力が近い将来、過剰になることが想定されるため、政府は発電事業者が指定電気事業者による無制限・無補償の出力制御の求めに応じることを条件に接続契約が再開できる“指定ルール”を導入した。
- 多くのエリアで指定ルールの実施が想定されるが、FIT制度による再エネ電気の買取りが抑制されるようなことになれば、電力由来のCO₂の削減に必要な追加発電設備（3,603～3,815万kW）の導入にブレーキがかかる可能性がある。
- 指定ルールの実施を回避して発電設備がフル稼働する事業環境を整えるには、「30日等出力制御枠」を拡大する方法や、「優先給電ルール」を見直して再エネ電気を長期固定電源と同等に扱う方法、あるいは太陽光と風力の余剰電力を自家消費したり蓄電池を用意して一時的に退避させたりすること等が考えられる。
- 長期的な視点に立てば、電源構成の主力を炭素電源（火力）から低炭素電源にシフトさせるためには、現在の電源政策で見られるように再エネ電気を扱いにくい補助的なものとするのではなく、フル稼働することを前提とする基幹電源に位置付ける必要がある。新しい「エネルギー基本計画」において、再エネ電気がパリ協定の中期削減目標を達成するための主力電源に位置付けられるのかが注目される。

1. はじめに

国内で太陽光や風力等の再生可能エネルギーによる電気（再エネ電気）の導入が進んでいる。温室効果ガス（Greenhouse Gases = GHG）の約4割を占める電力由来のCO₂が削減できれば、気候変動の「パリ協定」で政府が国際的に約束しているCO₂を含むGHGの中期削減目標（2030年度）の達成が近づくことになる。

再エネ電気の導入が進んでいる理由としては、送配電事業者（10電力会社の送配電事業者）に発電事業者の再エネ電気を一定期間にわたり買取ることを義務付ける「固定価格買取（Feed-in Tariff = FIT）制度」が効果を上げていることが指摘できる。FIT制度の開始から約5年が経過し、再エネ電気（大規模水力を除く）の累計設備容量は同制度導入前から2.7倍（5,599万kW）に急増した（2017年3月時点）。

ところが、電力需要が伸び悩む中、急増する再エネ電気を含む供給力が近い将来、過剰になることが想定されたため、今後、追加される再エネ電気の発電設備はフル稼働できない可能性がでてきた。FIT制度による再エネ電気の買取りが抑制されるようなことになれば、電力由来のCO₂の削減に必要な追加発電設備（3,756万kW）の導入にブレーキがかかる可能性がある。

本稿では、FIT制度が牽引する再エネ電気の導入状況を分析し、供給力の過剰が見込まれる中で政府が取組んでいる対策を評価する。また、パリ協定における中期削減目標あるいはその先にある2050年度の長期削減目標を達成するためには、再エネ電気を現在のように補助的に扱うのではなく、フル稼働する基幹電源として受け入れることの必要性等について考える。

2. 電力由来のCO₂削減目標と電源構成

政府は2021年以降の気候変動対策の国際枠組である「パリ協定」¹において、GHGの排出量を2030年度に2013年度比26.0%減の水準（約10.42億t-CO₂）とすることを国際約束²している。GHGのうち、電力由来のCO₂については2013年度比34.3%減の水準（約3.60億t-CO₂）を見込んでいる。

政府は電力由来のCO₂を削減するための電源構成として、LNG火力、石炭火力、石油火力を各々、27%程度、26%程度、3%程度とし、再エネ電気、原子力をそれぞれ22~24%程度と22~20%程度とすることを見込んでいる（図表1）。

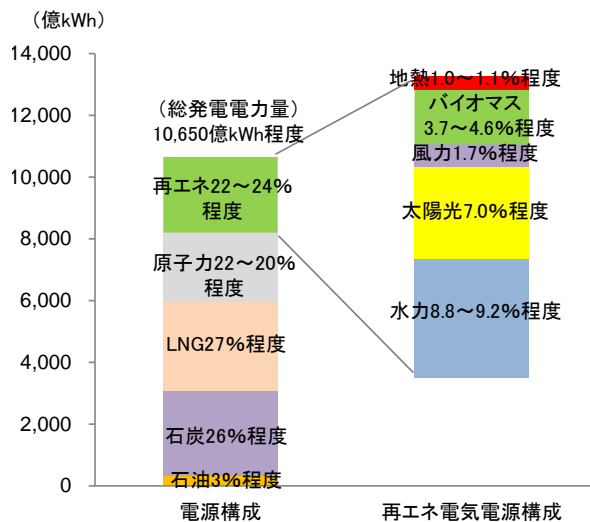
再エネ電気は発電に使用する再生可能エネルギーの種類によって、太陽光、風力、水力、バイオマス、地熱に分けられる。その内訳は、太陽光7.0%程度、風力1.7%程度、水力8.8~9.2%程度、バイオマス3.7~4.6%程度、地熱1.0~1.1%程度としている。図表2には、再エネ電気の内訳として発電電力量（kWh）と発電設備容量（kW）が示されている。

¹ 外務省「[パリ協定（和文）](#)」。

² 地球温暖化対策推進本部決定「[日本の約束草案](#)」平成27年7月17日。

再エネ電気の内訳を含む電源構成はこれ以外にも多数考えられるが、この電源構成は安全性を前提とした上で、安定供給を第一とし、経済効率性の向上による低コスト化と同時に環境適合性を図るための最適解の一つと考えることができる。

図表 1 2030 年度の電源構成



(出所) 経済産業省「[長期エネルギー需給見通し](#)」平成 27 年 7 月から大和総研作成

図表 2 再エネ電気の内訳

	発電電力量 (億kWh)	発電設備容量 (万kW)
水力	939~981	4,847~4,931
太陽光	749	6,400
風力	182	1,000
バイオマス	394~490	602~728
地熱	102~113	140~155
合計	2,366~2,515	12,989~13,214

(出所) 経済産業省資源エネルギー庁「[長期エネルギー需給見通し関連資料](#)」平成 27 年 7 月から大和総研作成

3. 再生可能エネルギー電気の導入政策

再エネ電気は水力を除いて開発の歴史が浅いこともあり、現状の発電コスト（資本費＋運転維持費＋燃料費＋社会的費用³⁾）が他の電源の 2 倍程度であるため、導入には政策的な措置を講じる必要がある。

再エネ電気の発電コスト（2014 年モデルプラント試算⁴⁾は、太陽光（住宅）29.4 円/kWh、太陽光（非住宅）24.2 円/kWh、風力（陸上）21.6 円/kWh、小水力 23.3 円/kWh、バイオマス（専焼）29.7 円/kWh、地熱 16.9 円/kWh、の水準で、LNG 火力 13.7 円/kWh、石炭火力 12.3 円/kWh、一般水力⁵⁾11.0 円/kWh、原子力 10.1 円/kWh、である。

政府は政策的措置として再エネを用いる発電事業者に対して補助金や税制優遇をはじめとする様々な支援施策⁶⁾を講じているが、最も実効的な施策としては、2012 年 7 月に開始した FIT 制度を挙げることができる。同制度は、発電事業者が発電した再エネ電気を送配電事業者（10 電力会社）が一定期間（10 年～20 年）、再エネ電気の平均的な発電コストよりも高い価格で買

³⁾ 政策経費、環境対策費、事故リスク対応費（原子力のシビアアクシデント対応費）など。

⁴⁾ 経済産業省資源エネルギー庁発電コスト検証ワーキンググループ「[長期エネルギー需給見通し小委員会に対する発電コスト等の検証に関する報告](#)」平成 27 年 5 月 26 日。

⁵⁾ 水力のうち、揚水式を除く水力（流れ込み式、調整池式、貯水池式）を一般水力という。

⁶⁾ 経済産業省「[再生可能エネルギー 事業支援ガイドブック 平成 28 年度版](#)」。

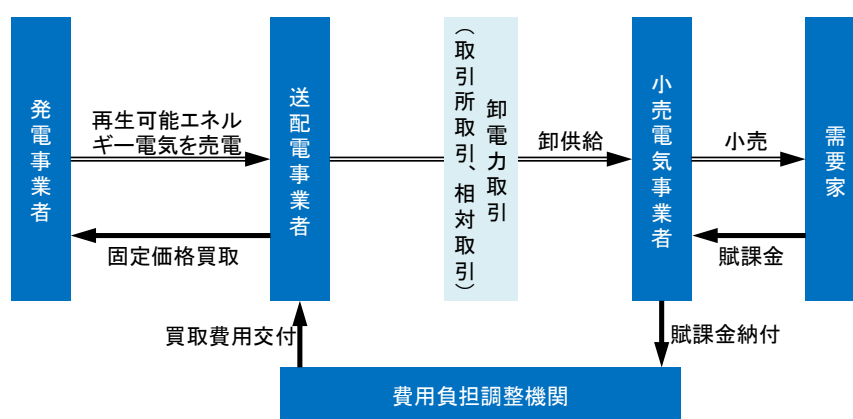
取ることを義務付けた制度である（図表3）。なお、FIT 制度で買取られた再エネ電気はFIT 電気という。

買取費用は小売電気事業者がすべての需要家から消費電力量に応じて賦課金（消費電力量×賦課金単価）という形で電気料金に上乗せして回収する仕組みである。なお、賦課金は、買取費用から、FIT 電気を買取ることにより本来予定していた発電を取りやめて支出を免れることができた費用（回避可能費用）を除き、事務費を加えたものである。賦課金単価はエリアによらず全国一律である。

買取価格は発電事業の内部収益率が6%（太陽光のみ5%）の水準を確保できるよう再エネ電気の種類と発電設備の出力規模に応じて毎年度、決定される。技術革新と量産効果等で発電コストが低下していることが確認できれば、買取価格も低下する。例えば2017年度の太陽光（10kW以上）の買取価格は21円/kWh（税抜）に決定⁷され、前年度から3円/kWh低下した。

政府は買取費用を負担する需要家に配慮し、2030年度の電力コスト（燃料費+FIT 制度買取費用+系統安定化費用⁸）を現状の9.7兆円（2013年）よりも5%程度引き下げ、そこから地熱、水力、バイオマスの導入が拡大しても2%程度の引き下げを実現して9.2~9.5兆円程度に収める方針を表明⁹している。FIT 電気の導入が進めば買取費用は2030年度に3.7~4.0兆円程度まで増える見込みだが、省エネの推進のほか再エネ電気と原子力の再稼働および火力の高効率化・構成変化によって火力・原子力の燃料費を現状の9.2兆円から5.3兆円程度にまで圧縮することで電力コストを引き下げるとしている¹⁰。

図表3 固定価格買取制度の概要



（出所）大和総研作成

⁷ 経済産業省「再生可能エネルギーの平成29年度の買取価格・賦課金単価等を決定しました」平成29年3月14日。

⁸ 再エネ電気（太陽光と風力）の出力変動を送電系統を通して火力発電や揚水式水力発電あるいは蓄電池等によって調整するためのコストや地域間連系線を増強するためのコストである。

⁹ 経済産業省資源エネルギー庁「[長期エネルギー需給見通し関連資料](#)」平成27年7月。

¹⁰ その他のコスト（0.1兆円程度=9.2~9.5兆円と、5.3兆円と3.7~4.0兆円の合計額との差額）は火力発電の稼働率低下に伴い発生する系統安定化費用。

4. 導入進む再エネ電気

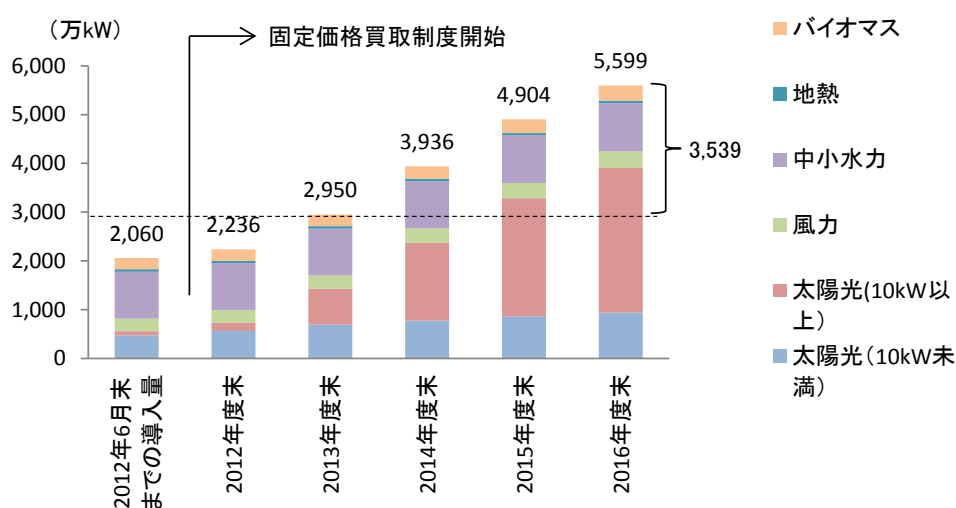
経済産業省資源エネルギー庁の公開情報¹¹によると、再エネ電気の累計設備容量（出力3万kW以上の大規模水力を除く）は5,599万kW（2016年度、図表4）となり、FIT制度導入前の再エネ電気の設備容量（2,060万kW）から2.7倍に拡大している。5,599万kWという容量は2030年度の導入見込み（12,989～13,214万kW、FITの対象外である大規模水力を含む）の約43%に相当する。

電源別に見ると、太陽光がFIT導入後に積み上げたFIT電気の設備容量の約94%（3,350万kW）を占めたことを反映し、2016年度の設備容量全体の70%（3,910万kW）となった。他方、風力はFIT制度で積み上げた設備容量の2%（約79万kW）にとどまっているため、全体の約6%（339万kW）にとどまるなど、再エネ電気の電源構成は太陽光に偏在していることが特徴である。

また、2016年度におけるFIT電気の買取費用は発電電力量が570億kWh（2015年度比32%増）に増加したことに伴い2兆291億円（同31%増）となり、2030年度に見込んでいる額の半分程度水準に達した（図表5）。

大規模水力を含む再エネ電気の発電設備の導入状況と2030年度に見込んでいる設備容量とを比べると、太陽光（10kW未満）は既に見込みを超過しており、バイオマスもFIT制度の設備認定済み未稼働案件を加えると超過する（図表6）。一方、他の電源については未稼働案件を含めても2030年度の見込みに達していないが、地熱を除く電源については概ね到達が見通せる水準にあると判断できる。

図表4 再生可能エネルギー電気の設備容量の推移

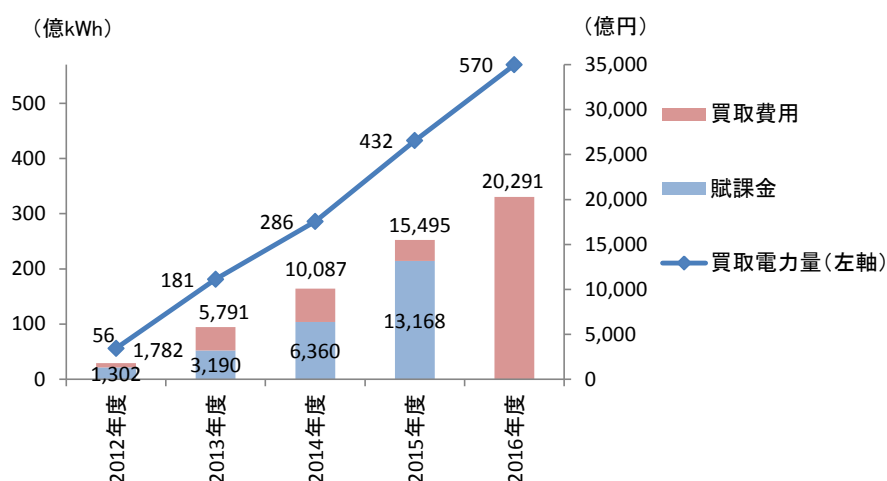


（注）2012年度は7月～3月末までの値。

（出所）経済産業省資源エネルギー庁「[固定価格買取制度設備導入状況の公表資料（平成29年8月10日更新）](#)」から大和総研作成

¹¹ 資源エネルギー庁「[固定価格買取制度 情報公表用ウェブサイト 平成29年3月末時点の状況（平成29年8月10日更新）](#)」2017年8月30日閲覧。

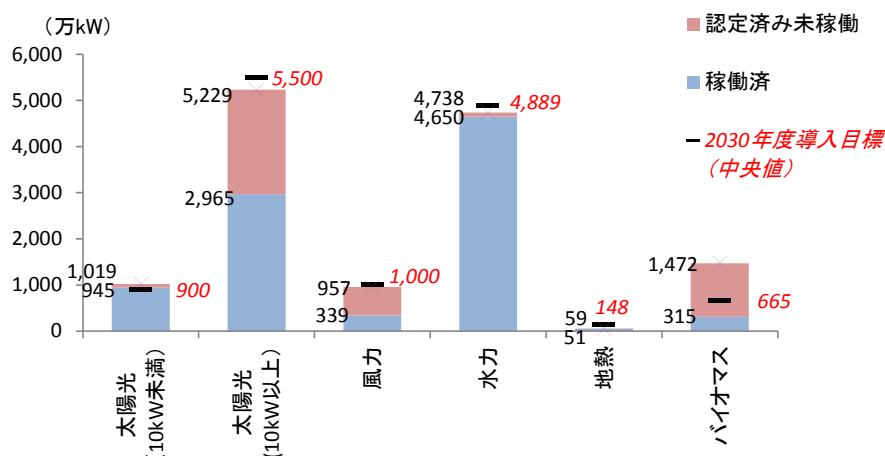
図表5 FIT 電気の買取電力量、買取費用、賦課金の推移



(注) 2016年度の賦課金は未公表。

(出所) 経済産業省資源エネルギー庁「[固定価格買取制度設備導入状況の公表資料\(平成29年8月10日更新\)](#)」から大和総研作成

図表6 再エネ電気の導入量(設備容量)の進捗状況(2016年度まで)



(注) 太陽光(10kW以上)の認定済み未稼働は、失効した案件(45.6万件、2,766万kW)を除いた概数。

(注) 水力は大規模水力を含む。

(出所) 経済産業省「[固定価格買取制度設備導入状況の公表資料\(平成29年8月10日更新\)](#)」及び「[改正FIT法の施行に伴う認定失効の見込みを取りまとめました](#)」平成29年4月21日から大和総研作成

5. 出力制御への同意が接続の条件

再エネ電気の導入は順調に進んでいるように見えるが、経済成長の低迷や人口減少、産業構造の変化等を背景に電力需要が伸び悩む中、急増する再エネ電気を含む供給力が近い将来、過剰になることが見込まれている。そのため、今後、追加される再エネ電気の発電設備がフル稼働できない可能性が出てきている。FIT制度による再エネ電気の買取りが抑制されるようなこと

になれば、2030年度までに追加が必要な発電設備（約3,603～3,815万kW）¹²の導入にブレーキがかかる可能性がある。

この問題は、九州エリアで大量の太陽光の接続契約申込みが集中し、供給過剰による安定供給が困難となる見通しとなったことから、回答が保留されたことで顕在化した¹³。政府はこの問題に対して、各エリアで接続可能量を算定し、接続申込量（接続済＋接続承諾済＋接続契約申込みの合計）が接続可能量に達した日以降の契約申込みについては、指定電気事業者（10電力会社の送配電事業者）による無制限・無補償の出力制御（電力供給の抑制・停止）の求めに応じる“指定ルール”への同意を条件に接続契約申込みを再開させる対応を取った。

接続可能量は、電力会社が年間30日または360時間（太陽光）、720時間（風力）の上限を超えて出力制御を行わなければ追加的に受入不可能となる時の接続量を「30日等出力制御枠」¹⁴として算定される。また、接続可能量は、短期的な需給変動（原発の廃止による電源構成の変化や節電による需要減少等）を反映させて年度毎に算定する「年度算定値」¹⁵を踏まえ、必要に応じて見直される。

「30日等出力制御枠」と「年度算定値」は基本的に同じ考え方で算定されるが、供給力が需要を上回る場合には揚水式水力（余剰電力で水を下部の貯水池から上部へ汲みあげる）で調整し、それでもなお太陽光と風力の余剰電力が発生する場合は、出力制御日数が年間30日または360時間（太陽光）、720時間（風力）に達するまで受け入れることができる供給力である。ただし、供給過剰が見込まれる場合、直ちに太陽光と風力が出力制御の対象になるわけではなく、需要の変動に応じて、稼働中のすべての電源に対して「優先給電ルール」（図表7）¹⁶に基づいて火力から原子力まで順次、出力制御が行われる。

優先給電ルールはこれまでも運用されていたが、電力システム改革におけるライセンス制導入（2016年4月実施）で新電力が新規参入した後の公平性が的確に担保される必要がある。そこで現在は、自然変動電源（太陽光と風力）の導入拡大が見込まれる中、一層の調整力を公平に確保するために、電力広域的運営推進機関が改めて整備したものが運用されている。

同ルールは、基本的には最も経済的となるよう高コスト電源から出力制御を行うものだが、今回の整備では送配電網（連系線）を利用した広域的な運用が新たに付け加えられた。具体的には、供給力が需要を上回ると予想される場合、最初に火力と揚水式水力で調整し、必要に応じて地域間連系線を活用した広域的な電力融通を行う。それでも需給バランスが取れない場合には、バイオマス専焼、自然変動電源（太陽光及び風力）の順で調整し、最後に長期固定電源

¹² 2016年度までの導入済み設備容量5,599万kWと2030年度までに必要な設備容量9,202～9,414万kW（FITの対象外である大規模水力を除く）との差。

¹³ 九州電力株式会社「[九州本土の再生可能エネルギー発電設備に対する接続申込みの回答保留について](#)」平成26年9月24日。

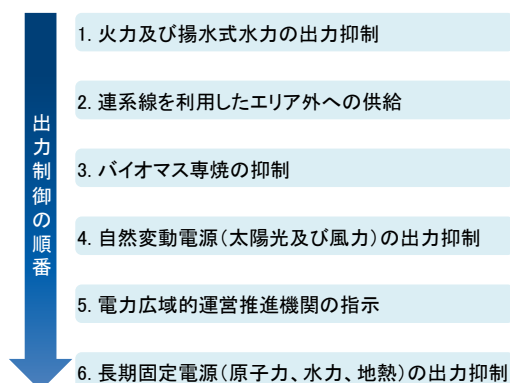
¹⁴ 資源エネルギー庁「[『接続可能量』の算定と今後の取扱い等について](#)」平成27年10月。

¹⁵ 総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会 新エネルギー小委員会（第8回）「資料1 系統ワーキンググループにおける算定結果について」平成26年12月18日。

¹⁶ 電力広域的運営推進機関「[送配電等業務指針](#)」平成29年4月1日変更。

(原子力、水力、地熱)で出力制御する。太陽光と風力は火力とバイオマス専焼、連系線利用よりも優先されるが、原子力、水力、地熱よりは劣後している。

図表 7 優先給電ルール



(出所) 電力広域的運営推進機関「[送配電等業務指針](#)」を基に大和総研作成

6. 多くの地域で出力制御への同意が必要

現時点における太陽光の接続状況と出力制御の見通し(図表8の上図)について見ると、接続済の設備容量が「30日等出力制御枠」(赤枠)に達しているエリアはなく、無制限・無補償の出力制御は行われていない。しかし、接続申込量(青枠)が「30日等出力制御枠」を超えている5エリア(北海道、東北、北陸、四国、九州)については、近い将来、接続済の設備容量が「30日等出力制御枠」を超えることがあれば、FIT電気の買取りが無制限・無補償で抑制される可能性がある。なお、需要規模が大きい東京、中部、関西の各エリアについて現時点ではデータがとりまとめられていない。

追加される設備容量に対応する出力制御時間と出力制御率の見通し(図表8の下図)を見ると、例えば、九州エリアで接続申込量のすべてが接続されると仮定した場合の超過容量は+598万kW(=1,415-817)となるため、1,027時間(26.3%)超の出力制御が行われることが想定される。また、北海道エリアでも同様に仮定すると+92万kW(=209-117)の超過となり、1,155~1,234時間(38.2~41.2%)程度の出力制御が想定される。出力制御時間と出力制御率が発電事業者の経営に与える影響は、事業者ごとに異なる買取価格、発電コスト、設備利用率、投資額等によるため一概にはいえないが、出力制御は売電収入の減少を通して事業の大きな下方リスクになる。

風力についても現時点で無制限・無補償の出力制御の必要はない状況だが、接続申込量が「30日等出力制御枠」に到達している4エリア(北海道、東北、中国、九州)については、今後、出力制御が行われれば、事業に影響を与えることが想定される(図表9)。

図表 8 太陽光の接続可能量と接続状況（上図）と、指定電気事業者の下で追加される太陽光発電とそれぞれの出力制御の見通し（下図）

エリア	北海道	東北	北陸	中国	四国	九州	沖縄
接続可能量 (30日等出力制御枠)	117	552	110	660	257	817	49.5
接続可能量 (2016年度算定値)	0	544	91	616	241	795	47.0
接続済	104	341	74	346	216	726	30.8
承諾済	-	543	-	-	-	429	-
接続契約申込み	105	21	41	271	76	261	9.3
接続申込量	209	905	115	617	292	1,415	40.0
接続検討申込み	-	-	19	-	-	258	-
合計	209	905	134	617	292	1,673	40.0
	2016年8月 末時点	2017年6月 末時点	2017年7月 末時点	2017年8月 11日時点	2017年7月 末時点	2017年6月 末時点	2017年6月 末時点

指定電気事業者	30日等出力制御枠	最小需要 (※1)	実績ベースの見通し(2013~2015年度の実際の需要、日照等を基礎にして試算後、過去3年間の平均値(※2))				
北海道	117万kW	300万kW	+20万kW 866時間 (27.4%)	+40万kW 961時間 (31.0%)	+60万kW 1,074時間 (35.1%)	+80万kW 1,155時間 (38.2%)	+100万kW 1,234時間 (41.2%)
東北	552万kW	779万kW	+150万kW 587時間 (13.7%)	+300万kW 1,111時間 (29.3%)	+450万kW 1,508時間 (40.7%)		
北陸	110万kW	252万kW	+20万kW 273時間 (11.0%)	+40万kW 307時間 (13.0%)	+60万kW 358時間 (15.0%)		
四国	257万kW	257万kW	+20万kW 552時間 (26.5%)	+40万kW 810時間 (37.0%)	+60万kW 855時間 (38.6%)		
九州	817万kW	826万kW	+200万kW 423時間 (9.7%)	+300万kW 647時間 (16.0%)	+400万kW 843時間 (21.3%)	+500万kW 1,027時間 (26.3%)	
沖縄	49.5万kW	72万kW	+2.8万kW 640時間 (21.5%)	+5.6万kW 728時間 (23.7%)	+8.4万kW 803時間 (25.4%)		

()内は出力制御率 注)各電力の風力は30日等出力制御枠を前提。

※1 昼間最低負荷については、4月又は5月のGWを除く晴れた休日昼間の太陽光発電の出力が大きい時間帯の需要に、余剰買取による太陽光発電の自家消費分を加算しており、2013~2015年度の平均値である。

※2 至近の導入状況等を踏まえ、各社が見積もった30日等出力制御枠からの追加接続量ごとに、出力制御の見通しを算定。

(出所) 接続可能量の(30日等出力制御枠)と(2016年度算定値)は資源エネルギー庁「[各社接続可能量\(2016年度算定値\)の算定結果](#)」平成28年11月から、接続状況等は各指定電気事業者資料から、それぞれ大和総研作成

図表9 風力の接続可能量と接続状況（上図）と指定電気事業者の下で追加される太陽光発電とそれぞれの出力制御の見直し（下図）

エリア	北海道	東北	北陸	中国	四国	九州	沖縄
接続可能量 (30日等出力制御枠)	36	251	59	109	64	180	18.3
接続可能量 (2016年度算定値)	0	246	50	0	71	168	17.2
接続済	35	83	16	35	19	49	1.5
承諾済	-	175	-	-	-	33	-
接続契約申込み	7	-	16	89	18	121	0.0
接続申込量	42	258	32	124	37.8	203	1.5
接続検討申込み	-	-	29	-	-	311	-
合計	42	258	61	124	37.8	514	1.5
	2016年8月 末時点	2017年6月 末時点	2017年7月 末時点	2017年8月 11日時点	2017年3月 末時点	2017年6月 末時点	2016年9月 末時点

指定電気事業者	30日等出力制御枠	最小需要(※1)	実績ベースの見直し(2013～2015年度の実際の需要、日照等を基礎にして試算後、過去3年間の平均値(※2))				
北海道	36万kW	300万kW	+40万kW 1,450時間 (13.4%)	+80万kW 1,838時間 (16.6%)	+120万kW 2,366時間 (19.8%)	+160万kW 2,919時間 (23.5%)	+200万kW 3,521時間 (27.8%)
東北	251万kW	779万kW	+50万kW 591時間 (4.9%)	+10万kW 792時間 6.6%)	+150万kW 993時間 (9.6%)		

()内は出力制御率 注)各電力の太陽光は30日等出力制御枠を前提。

※1 昼間最低負荷については、4月又は5月のGWを除く晴れた休日昼間の太陽光発電の出力が大きい時間帯の需要に、余剰買取による太陽光発電の自家消費分を加算しており、2013～2015年度の平均値である。

※2 至近の導入状況等を踏まえ、各社が見積もった30日等出力制御枠からの追加接続量ごとに、出力制御の見直しを算定。

(注) 四国エリアは至近の需給実績等を踏まえ、「30日等出力制御枠が」71万kWまで拡大した(四国電力「[風力発電設備の30日等出力制御枠の見直しについて](#)」平成28年11月25日)。

(出所) 接続可能量の(30日等出力制御枠)と(2016年度算定値)は資源エネルギー庁「[各社接続可能量\(2016年度算定値\)の算定結果](#)」平成28年11月から、接続状況等は各指定電気事業者資料から、それぞれ大和総研作成

7. 再エネ電気の出力行制御回避策

指定ルールという事業の下方リスクが存在するFIT電気市場で、今後、発電設備の接続が見込み通り進むかは不透明と言わざるを得ない。既に太陽光(10kW以上)の年度毎の導入量は2014年度(875万kW)がピークで、その後は買取価格の低下や発電適地の減少等により544万kW(2016年度)に逡減している。2030年度までに太陽光を含む再エネ全体で3,756万kWを追加するには単純計算しても平均270万kW程度の設備導入が14年間、継続される必要がある。

指定ルールの実施を回避して発電設備がフル稼働する事業環境を整えるには、「30日等出力制御枠」を拡大する方法や、「優先給電ルール」を見直して再エネ電気を長期固定電源と同等に扱う方法、あるいは太陽光と風力の余剰電力を自家消費したり蓄電池を用意して一時的に退避させたりすること等が考えられる。

「優先給電ルール」の見直しは電源政策の根幹に関わるために長期的に取り組む課題であり、蓄電池等の利用は再エネ電気のコストを更に押し上げる可能性があるため、ここでは短期的に取

組める「30日等出力制御枠」を拡大する方法について考える。

先に「30日等出力制御枠」の算定方法で見た通り、再エネ電気の供給力を算定する際の前提となる長期固定電源と調整電源（火力）の供給力をそれぞれ下げる方向で見直すことができれば、太陽光と風力の「30日等出力制御枠」を拡大することが可能となる。

長期固定電源の原子力は、東日本大震災後、現時点で5基（九州エリア2基、四国エリア1基、関西エリア2基）しか稼働していないが、「30日等出力制御枠」の算定時には、震災前30年間の平均稼働率を基に供給力を評価している（図表10）。政府は原子力の安全性の確保を大前提に重要な電源に位置付けているが、供給力を過去の水準に戻すことは容易ではない。新規基準への適合が遅れている現状を踏まえて設備利用率を見直すことで供給力を下げ、その分を「30日等出力制御枠」を拡大に活用することが考えられるのではないかと。将来、稼働する原子力については、適時「年度算定量」に反映させ、必要に応じて「30日等出力制御枠」を見直すことが現実的な選択だと思われる。

また、調整電源の石炭火力については経済面でメリットはあるものの、CO₂排出面ではデメリットが大きい電源である。需要減少（最低負荷）時だけでも一部を停止することができれば「30日等出力制御枠」の拡大につながる。昼間最低負荷時に見込まれる石炭火力の最低出力（安定供給上必要な下限値まで出力制御しながら可能な限り経済的な運用が行える条件）はエリアにより異なるが、北海道、北陸、中国エリア等では比較的多量の見直しが見込める。

図表10 原子力と石炭火力の供給力

エリア	北海道	東北	北陸	中国	四国	九州	沖縄
原子力の評価供給力(A) (万kW) (= (B) × (C))	175.5	234.9 ※4	119.7	174.6	123.6	393.3	-
原子力の設備容量(B)※1 (万kW)	207	389.3	167.4	219.3	145.6	469.9	-
原子力の設備利用率(C)	84.8%	69.8%	71.5%	79.6%	84.9%	83.7%	-
昼間最低負荷時(※2)に見 込んだ石炭火力の出力※3 (万kW)	33.1	0.0	33.0	76.4	0.0	10.5	24.9
昼間最低負荷に占める 石炭火力の割合	11.5%	0.0%	13.0%	30.0%	0.0%	1.3%	34.6%

※1 複数の電力会社に供給している電源の設備容量については、各社の受電相当を記載している。

※2 昼間最低負荷については、4月又は5月のGWを除く晴れた休日昼間の太陽光発電の出力が大きい時間帯の需要に、余剰買取による太陽光発電の自家消費分を加算している。

※3 副生ガスについては火力ユニットの主な燃料が石炭に含めて表示している。

※4 福島第二（設備容量52.8万kW）を東京電力の「新・総合特別事業計画においても今後の扱いは未定としていること等から、接続可能量を算定する供給力には織り込んでいない。仮に稼働した場合には、連系線に新たに南向き空き容量を確保できるため、その分を活用すれば、接続可能量には影響しない。

（出所）資源エネルギー庁「[各社接続可能量（2016年度算定値）の算定結果](#)」平成28年11月を基に大和総研作成

8. おわりに

最後に長期的な視点から、再エネ電気を現在のように補助的に扱うのではなく、フル稼働させることを前提とする基幹電源にその位置付けを変える必要性等について考える。

パリ協定は効力が永続することを想定する国際条約である。究極的には2°C目標（世界全体の平均気温の上昇を工業化以前よりも2°C未満にすること）を実現するために、今世紀後半にGHG排出量と吸収量の和を実質ゼロにすることを目指している。締約国は2050年にGHG排出量を半減（先進工業国は8割削減）することが必要とされており、そのための国内対策を「長期戦略」として策定し、2020年までに国連に提出することが求められている。

日本はGHG排出量を2050年までに80%削減するための「長期戦略」¹⁷をとりまとめている最中である。「長期戦略」上で具体的な電源構成に言及するかは不明だが、情報社会の進展とともに今後も電化率（最終エネルギー消費に占める電力消費の割合）が高まることを想定し、電源（発電電力量）に占める低炭素電源（再エネ電気と原子力）の割合を9割以上としていく絵姿も同戦略の案の一つとして提言されて¹⁸いる。

電源構成の主力を炭素電源（火力）から低炭素電源にシフトさせるためには、現在の電源政策でみられるように再エネ電気を扱いにくい補助的なものとするのではなく、フル稼働することを前提とする基幹電源に位置付ける必要がある。そして、火力を主力電源から補助電源に位置付け直し、必要であればCO₂排出面で不利な石炭火力を長期的には発電市場から退出させる選択も考えられる。各電源の位置付けや政策の方向性の見直しは関連する事業者を含む国民の理解が必要となるため、2030年度に向けた電源構成の進捗を確認しながら取組むことが必要となる。

政府は電源を含むエネルギー政策の基本的な方向性を示すための新しい「エネルギー基本計画」の検討¹⁹を始めた。前回の第4次計画（2014年4月11日閣議決定）²⁰では再エネ電気は電源の選択肢の一つとして認識されたわけだが、今回の第5次計画ではパリ協定の中期削減目標を達成するための主力電源に位置付けられるのが注目される。

¹⁷ 環境省中央環境審議会地球環境部会「[長期低炭素ビジョン](#)」平成29年3月および経済産業省長期地球温暖化対策プラットフォーム「[長期地球温暖化対策プラットフォーム報告書](#)」平成29年4月7日。

¹⁸ 環境省気候変動長期戦略懇談会「[提言](#)」平成28年2月26日。

¹⁹ 経済産業省 資源エネルギー庁 総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会（第21回会合）「[資料1 エネルギー基本計画の検討について](#)」平成29年8月9日。

²⁰ 経済産業省「[エネルギー基本計画](#)」平成26年4月。