

世界と日本における最近の再エネ導入状況

専門研究員 古金 義洋

1. はじめに

政府は気候変動問題への対応として、2020年10月に温室効果ガス排出量を2050年までに実質ゼロとする目標を打ち出し、翌21年4月に「2030年度の温室効果ガス排出量を13年度比46%削減し、さらに50%削減の高みを目指す」という野心的な削減目標を掲げた。

さらに、2021年10月に策定された第6次エネルギー基本計画では、エネルギー効率向上や省エネによって最終エネルギー需要を削減し、30年時点のエネルギーミックス（電力供給に占める構成）として、再生可能エネルギー（再エネ）を19年度の18%から30年度に36～38%に引き上げ、再エネを最優先で主力電源化し、ネットゼロを目指すという方針が示された。

しかし、2022年2月のロシアのウクライナ侵攻によるエネルギー価格高騰とその後の世界的なインフレは政府の気候変動対策を迷走させた。エネルギー効率を高めるという点では、エネルギー価格高騰をばねにして省エネを一段と進めるという方策もあったはずだが、政府は消費者の負担軽減のため、ガソリン価格や電気料金を低く抑えることを優先した。

エネルギーは生産活動や日々の生活維持に欠かせないものであり、もともとその価格が上昇してもすぐには消費量を減らせるものではないが、ガソリン価格が上がればレジャー用のマイカー利用などは自然と抑制されるだろうし、また、LEDの普及により家庭での電力消費が減ったように、技術革新による中長期的なエネルギー消費抑制も期待できた。

だが、政府のエネルギー価格抑制策は省エネのインセンティブを損なった可能性がある。

一方、政府は化石燃料の代わりに主力電源化するはずだった再エネの導入を進めることなく、2011年の福島第一原発事故を受けて停止されてきた、多くの原発を再稼働する方針を打ち出した。23年2月に閣議決定した「GX（グリーン・トランスフォーメーション）実現に向けた基本方針」では、これまで「想定していない」としてきた次世代原子炉の開発・建設や最長60年としてきた稼働年数の延長を掲げ、関連する法改正も行われた。改正原子力基本法は原発の活用を「国の責務」と定めた。

だが、原発再稼働には地元の同意が不可欠で、廃炉や処理水をめぐる対応や高レベル放射性廃棄物の最終処分地などの問題を解決する必要がある。さらに、今回の能登半島地震により、原発の安全性についての問題が再び取り沙汰されるおそれがある。原発再稼働のハードルは決して低くない。

温室効果ガス削減のためには、2021年の第6次エネルギー基本計画通り、省エネなどによって最終エネルギー需要を削減すると同時に、再エネを最優先で主力電源化する方向が望ましいように思われる。

日本における再エネ導入の動きは滞っているが、世界の動きはどうなっているのか、世界と日本の動きを比較したうえで、日本で再エネが進みにくいのはなぜなのか、今後の課題は何なのかについてみていきたい。

2. 世界の再エネ導入の動き

IEA（国際エネルギー機関）“Renewables 2023”によると、2023年の世界の再エネ新規導入量（再エネ累積設備容量のネット増加）

(表1) 世界の再エネ導入状況

<新規導入量 (累積設備容量のネット増加)>

(GW)

	2010年	2015	2020	2021	2022	2023	2028
太陽光	16	51	151	171	228	373	532
風力	31	66	108	95	74	107	162
水力	33	34	21	28	32	18	24
バイオ	7	7	9	10	7	6	7
合計	86	157	289	303	341	507	738

<累積設備容量>

(GW)

	2010年	2015	2020	2021	2022	2023	2028
太陽光	36	225	779	949	1,177	1,550	3,842
風力	178	403	697	825	899	1,006	1,697
水力	1,027	1,211	1,334	1,362	1,394	1,411	1,524
バイオ	71	106	147	157	164	170	203
合計	1,311	1,956	2,970	3,293	3,634	4,137	7,329

(注) 2028年はIEA見直し

(出所) IEA “Renewables 2023” より作成

は約507GW（ギガワット）と過去最大になり（表1参照）、前年比でも約5割増と急増した。2015年～23年の8年間における年率換算増加率では16%増となった。23年の新規導入量のうち約4分の3に相当する373GWが太陽光発電、2割強に相当する107GWが風力発電で、この2つが再エネ全体を牽引している。

2023年の世界的な再エネ導入急増の原因は以下の通りだ。

第1に、再エネの価格競争力が向上した。IEAによれば、新規の風力・太陽光発電の96%が新規の石炭火力・天然ガス発電所よりも発電コストが低くなるといった状況で、それが再エネ導入のインセンティブを高めた。

第2に、ロシアのウクライナ侵攻に伴う原油、天然ガス価格高騰により、世界各国でエネルギー安全保障、あるいはエネルギー国産化を志向する動きが強まった。

第3に、シェールオイルの生産増加によってエネルギー自給が可能になっている米国でも、バイデン政権は、再エネ製造企業を対象

に税額控除を定めた「インフレ抑制法」を実施し、それが米国における再エネ導入の支援材料となった。

このように2023年の再エネ新規導入量は急拡大したが、その背景には一過性の要因もあることから、2050年の温室効果ガスゼロの目標達成はなお楽観できない。

2050年の温室効果ガスゼロの目標達成のために、IEAはエネルギー効率改善に加えて、まず、30年までに再エネ容量を22年比3倍の11,000GWにするという中間目標を設けている。そして、そのためには、今後7年間（2023年～30年）の再エネ新規導入量の増加ペースを、年率17%程度と過去8年間の増加ペース（年率16%）を上回るペースにしていくことが必要になる。

ところが、足元では、ここまで再エネの主力だった風力発電や太陽光発電のコストが上昇してきており、再エネ普及の妨げとなるといった問題が起きている。

装置産業の色彩が強い風力発電の場合、最

近のインフレと金利上昇が設備コストや資金調達コストを増加させ、欧米における洋上風力発電プロジェクトが中止または延期になるといった事例がでてきている。

また、太陽光発電については、ここまでは世界のサプライチェーンの80～95%のシェアを保有する中国の増産が太陽光パネルの価格を下落させていた。しかし、ここへきて欧米などでは、中国製品依存度を低くし、供給安定性を高めるために割高な国内生産品に置き換える動きがあり、それが太陽光発電の生産コストを高めている。

さらに、そうしたコスト増大に加えて、再エネ導入の急増に対して送電網が追いつかないなどの問題も起きており、それが再エネの一段の普及の妨げとなっている。

IEAによれば、既存の政策と市場環境のもとでは、世界の再エネの累積設備容量は2023年の約4,100GWから2028年に7,300GW、2030年に9,000GWに増加する見込みだが、それでは目標となる2030年の11,000GWに届かない。

3. 日本の再エネ導入の動きと課題

最近の日本における再エネ新規導入の動きは世界の動きに比べ小規模であり、しかも2010年代後半以降、ほとんど伸びていない。日本の再エネ新規導入は、2013～15年度の年9～10GW程度のペースから、16～20年度に年6～7GW程度、21年度に5.7GWと減少傾向を辿った。22年度は幾分増加したが、6.5GWと13～15年度のレベルを下回る。

FIT¹が導入された当初の2013～15年度の新規導入量は比較的大きかったが、その後は低迷していることがわかる。

FIT開始後に運転を開始した設備容量は

73.6GW（2023年3月時点、FITで認定されたもの）で、FIT開始前の累積導入量20.6GWと合わせると約94.2GWで、世界の再エネ累積設備容量に対する比率は3%程度にとどまる。

IEA “World Energy Balances Highlight” で、各国のエネルギー供給全体に占める再エネの比率をみると（表2参照）、ドイツなど欧州各国は2000年代以降、再エネ比率を急速に高めており、2022年時点で13～19%程度となっている。

これに対し、日本は再エネを増加させているとは言え、2022年の再エネ比率は9.2%と、エネルギー自給が可能な米国（8.4%）と同程度の低さにとどまっている。

日本で再エネ導入が進みにくい最大の原因はコストの高さにあると考えられる。日本と世界の太陽光・陸上風力発電のコストを比べると、2023年上半期時点で、日本は太陽光が9.6円、陸上風力が17.4円、これに対して世界は太陽光が5.9円、陸上風力が5.6円（資源エネルギー庁「国内外の再生可能エネルギーの現状と今年度の調達価格等算定委員会の論点案」2023年10月）と、最近の円安下でも、大きな格差がある。

こうした差が生じた背景には、以下のように、国土・自然条件が建設コストを増加させているという点があるのは事実だが、再エネ導入をFIT制度に依存しすぎた点も問題だったと考えられる。

確かに、再エネ設備の建設コストは、国土・自然条件に左右される。日本の平地面積はドイツの半分にとどまるが、そうしたなかであって、例えば、日本でメガソーラーを建設するには、山林の多い土地を切り開くことも必要となる場合があり、その分、造成コストがかさむ。さらに、風や雪などの基準を満たそ

1 FIT（電力固定価格買取制度）は2012年に再エネ普及のために導入された制度。太陽光発電など再エネによって発電された電気を、国が定める価格で一定期間、電気事業者が買い取ることを義務付けるもので、買い取り費用は電気利用者から集められる再エネ賦課金によって賄われた。

(表2) 各国の再エネによるエネルギー供給

PJ (ペタジュール)、%

	1990年	2000	2010	2015	2020	2021	2022
日本	610 (3.3)	679 (3.1)	913 (4.4)	1,095 (6.1)	1,363 (8.5)	1,451 (8.7)	1,503 (9.2)
米国	4,194 (5.2)	4,613 (4.8)	5,479 (5.9)	6,369 (7.0)	7,267 (8.5)	7,681 (8.6)	7,554 (8.4)
ドイツ	264 (1.8)	447 (3.2)	1,451 (10.5)	1,812 (14.0)	2,085 (17.9)	2,056 (17.1)	2,120 (18.8)
フランス	657 (7.0)	692 (6.6)	926 (8.4)	1,012 (9.6)	1,147 (12.6)	1,208 (12.3)	1,167 (13.2)
イタリア	278 (4.5)	434 (6.0)	959 (13.2)	1,148 (18.0)	1,175 (20.4)	1,194 (19.1)	1,093 (18.4)
イギリス	46 (0.5)	103 (1.1)	302 (3.5)	608 (8.0)	918 (14.3)	889 (13.4)	937 (14.6)
中国	8,850 (24.2)	9,209 (19.4)	8,807 (8.3)	10,827 (8.6)	14,908 (10.2)	16,342 (10.4)	—
世界全体	46,305 (12.6)	53,551 (12.8)	66,147 (12.3)	74,661 (13.1)	87,443 (14.9)	90,771 (14.7)	—

(注) 上段は再エネによるエネルギー供給量、下段はエネルギー供給全体に占める再エネの比率
(出所) IEA “World Energy Balances Highlight” より作成

うとすると工費がかかるとも言われる。

だが、日本における再エネの高コストは、国土・自然条件だけの問題ではない。2022年度のFIT等制度による太陽光発電の追加導入は4.6GWだったが、同制度によらない導入は0.5GW(資源エネルギー庁の推計)にとどまり、FIT依存が強い。

FITでは事業者の生産コストを重視して買取価格が決まっていたため、買取価格は高めになった。本来、需要と供給のバランスで決まるはずの価格は、この買取価格の水準に合わせて決定され、高止まった。太陽光パネルなどの価格が下がればその利用が拡大するはずだったが、割高な再エネの普及は思ったほど進まず、一方で、賦課金の負担ばかりが増えるという結果になり、再エネ推進についての国民の支持も得られにくくなった。

高価格での再エネ電力買い取りは、国内事業者を保護し、国内の再エネ産業を育成するという目的があったとみられるが、そうした

点での行政による過度な介入についてはそろそろ見直すべきなのではないかと考えられる。

さらに、高コスト以外の点でも国民の再エネをみる目が厳しくなっている。本来、メガソーラーなどの施設では、建設から運転、廃棄に至るまで、責任ある事業運営が行われるかを監督するには、相当の人的リソースが必要となるが、山林での乱開発で土砂流出などの問題が起きるなど安全・防災面での懸念が高まり、地域社会にとって迷惑施設となった。森林の無許可開発など法令違反の太陽光発電施設がFITの認定を取り消されないまま稼働し続けている例も相次ぐ。また、FIT調達期間終了後に事業継続や再投資が行われるか、設備がそのまま破棄されるのではないかと懸念が高まっている。

再エネ推進と地域社会との調和をいかに保っていくかといった課題への対応が重要になっており、そうした点での行政の役割が期待される。