

欧州の風力発電量減少と日本への教訓

<要旨>

昨年欧州では、コロナ禍からの経済回復局面で電力需要が増加する一方で、風が吹かなかったために風力発電の発電量が減少し、一時的に天然ガスへの需要が急増した。しかし、他電源による発電量増加もあり、天然ガスの需要急増は一時的なものにとどまった。

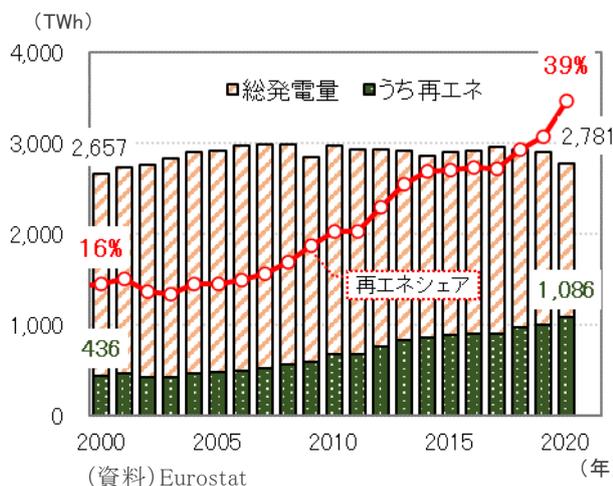
昨年の欧州での事例で改めて認識されたのは、再エネの発電量は自然任せであるということである。欧州においても、EUタクソミーに天然ガスも含める方向に舵が切られており、日本においても同様の問題意識が生じる可能性がある。日本は島国で国際的な電力融通ができず、また再エネ適地と電力需要地域にズレがあることにも留意する必要がある。将来的には、蓄電池の高性能化・低コスト化や水素の利活用により対応できるとも考えられるが、足元では地域間電力連系線の拡張を急ぐとともに、あいまいな態度が続けられている原発の活用・新增設に関する議論の必要性に対する認識が強まる可能性がある。

昨年欧州では、コロナ禍からの経済回復局面で電力需要が増加する一方で、見込み通りの風が吹かなかった(風況悪化)ために風力発電による発電量が減少したことで、発電燃料としての天然ガスの需要が急増し、世界的な天然ガス価格高騰の一端になったと言われている。実際に欧州の電力需給状況はどうだったのか、また、日本が教訓とすべきことは何かを考察する。

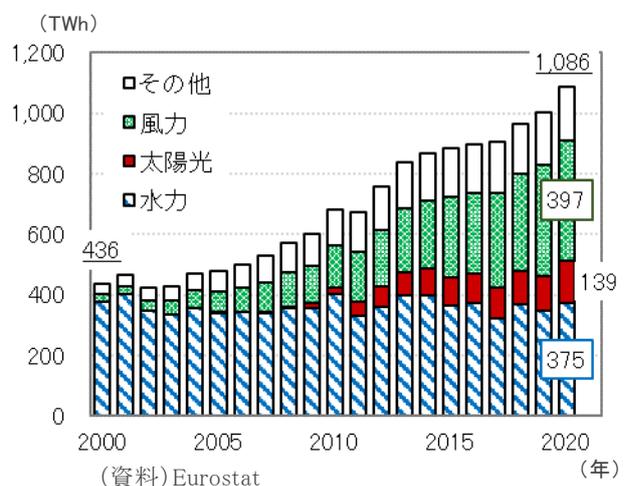
1. 欧州の電源ミックス状況

はじめに欧州(EU)の電源ミックス状況を確認する。近年、欧州では電力の脱炭素化が急速に進んでいる。2000年に16%であった電力発電量に占める再エネ比率は、コロナ禍による電力需要の減少も加わって2020年は39%まで上昇している(図表1)。

図表1 欧州(EU)の総発電量と再エネ発電量



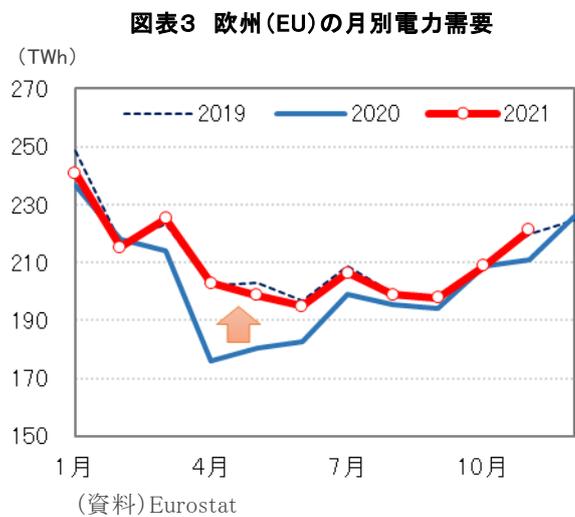
図表2 欧州(EU)の再エネ発電量内訳



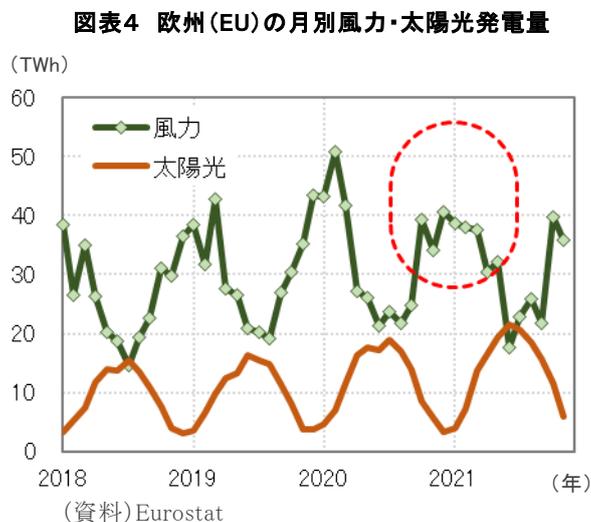
再エネの拡大を牽引しているのは風力発電である。2000年当時、風力発電はほとんど導入されていなかったが、2020年には再エネの中で最大の電源にまで拡大している(前頁図表2)。国別では、福島第一原発事故を受けて脱原発を進めたドイツの伸張が著しい。

2. 昨年の欧州電力需給

続いて、昨年の欧州でどのような事態が起きていたのかを確認する。まず電力の需要面をみると、2021年に入ってコロナ禍からの経済回復が進んだことで、電力の需要も増加した。ただし、あくまでもコロナ禍で落ち込んだ水準からの回復であり、2021年の需要量はコロナ前の2019年とほぼ同じ水準であった(図表3)。



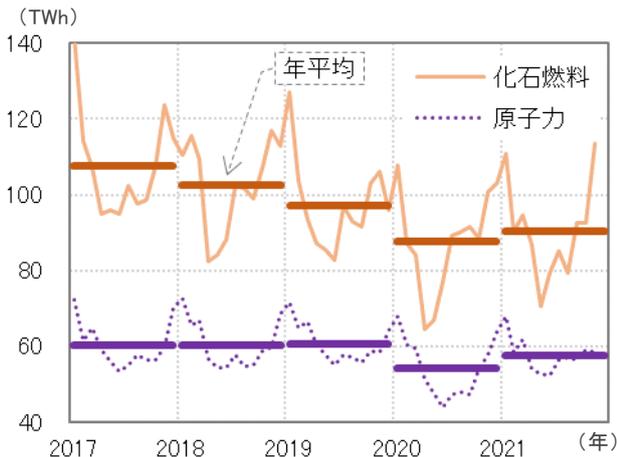
一方、供給面をみると、欧州では例年冬から春にかけて風況が強く、風力発電による発電量も冬から春にかけて増加する傾向にある。しかし、2021年は年明けから風況が例年に比して弱かったため、風力発電による発電量が伸び悩み、その不足分を他の発電源で代替せざるを得ない状況に陥った(図表4)。



そのため、2021年は前年に比して発電燃料としての化石燃料の需要が増加した。ただし、2021年の化石燃料による発電量の水準をみると、前年よりは増加しているものの、コロナ前の2019年よりは低い水準にとどまっている。コロナ禍による電力需要減少時に発電量を抑制していた原子力発電が発電量を増加させたためである(図表5)。

さらに、化石燃料の内訳をみると、2021年に発電量を増加させたのは石炭である。天然ガスによる発電量は2020年の暮れから2021年の春先にかけて増加しているものの、その後は大きく減少し、結果、2021年11月までの年平均発電量はむしろ2020年の水準を下回っている(図表6)。

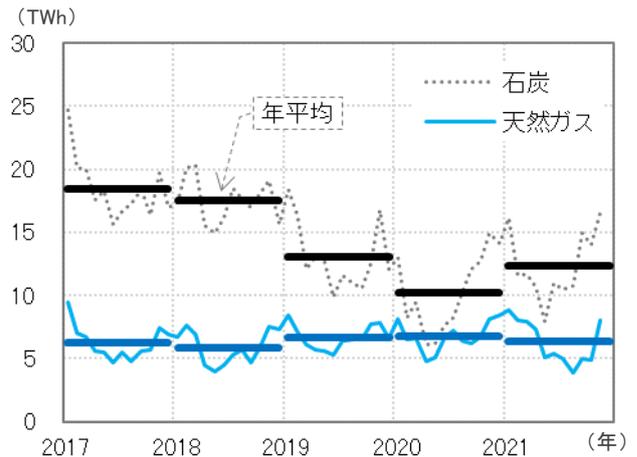
図表5 欧州(EU)の月別化石燃料・原子力発電量



(注)2021年は11月までの実績

(資料)Eurostat

図表6 欧州(EU)の月別石炭・天然ガス発電量



(注)2021年は11月までの実績

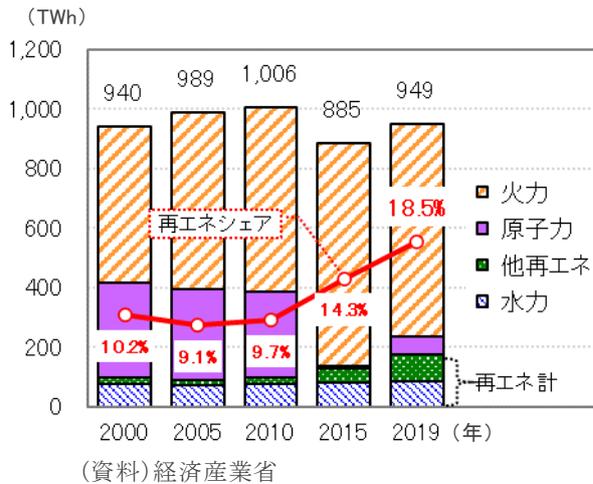
(資料)Eurostat

つまり、昨年の欧州では経済回復に伴い電力需要が増加したものの、それでも電力需要量はコロナ前の水準に戻っただけである。一方、電力供給面では、確かに風況悪化で風力発電による発電量が減少したことで天然ガスへの需要が一時的に増加した。しかし、原子力発電や石炭など他電源による代替も進んだため、天然ガスの需要急増は一時的なものにとどまった。昨年11月に実施された国連気候変動枠組条約第26回締約国会議(COP26)で欧州が中心となって脱石炭が議論される中、実際の欧州では石炭の利用が増えていたことになる。

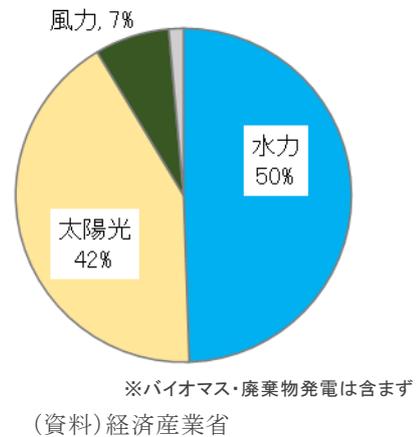
3. 日本の電源ミックスと再エネ拡大目標

この動きは、日本にとってどのような教訓になり得るだろうか。これを考察する前に、前提となる日本の状況を確認する。近年、日本でも再エネの導入は進んでいるが、それでも2019年度の電力発電量に占める再エネ比率は18.5%と、欧州の半分程度にとどまっている(次頁図表7)。また、日本の再エネ拡大を牽引してきたのは太陽光であり、欧州が拡大させている風力発電は再エネの中で7%を占めるに過ぎない(次頁図表8)。欧州に比して風力発電の導入が進んでいないのは、風況の違いなどもあるが、足元日本でも洋上風力を再エネ拡大に向けた有望な市場と位置付けたことに鑑みると、単に風力発電への注力が足りなかっただけともいえよう。

図表7 日本の総発電量と電源別内訳



図表8 日本の電源別再エネシェア (2019年度発電量ベース)



欧州に比べると再エネの拡大が遅れている日本であるが、一昨年10月に菅前首相が2050年のカーボンニュートラルを宣言して以降、急速に脱炭素の流れが出来上がった。その後、2030年度の温室効果ガス排出量を2013年度比46%削減する目標も掲げられ、電力部門については2019年度時点で76%を占める化石燃料電源を2030年度に41%まで削減し、代わりに再エネ電源を18%から36~38%に拡大する見通しが示された。

2030年度までの再エネ拡大見通しを確認すると、現在115GWの再エネ容量を2030年度時点で201GWまで増加させる必要があるという。この先約10年で86GWを積み上げていかなければならない。しかも、現導入量が50GW、再エネの4強を占める水力は適地が残されていないことから更なる積み上げは難しく、また、バイオマスも燃料源の問題などから大きく伸ばすことは難しいことを考えると、積み上げの太宗を太陽光と風力で賄っていかなければならない状況にある。

では、実際にどのように達成していくのかというと、FIT制度ですでに認可済みであるが未稼働 (FIT既認定未稼働) の案件のうち実際に稼働が見込まれるのは26GW/3割しかなく、残りの60GW/7割はこれから案件を積み上げていく必要がある (図表9)。

図表9 日本の2030年度再生可能エネルギー導入見込見通し

	現導入量	FIT既認定未稼働分	新規認定分 (政策強化)	野心的水準	2030年度目標導入量	現状比
太陽光	55.8	+18.0	+26.2	+17.6	117.6	+61.8 2.1倍
陸上風力	4.2	+4.8	+6.9	+2.0	17.9	+13.7 4.3倍
洋上風力	0.0	+0.7	+3.0	+2.0	5.7	+5.7 -
地熱	0.6	+0.0	+0.9		1.5	+0.9 2.5倍
水力	50.0	+0.2	+0.5		50.7	+0.7 1.0倍
バイオマス	4.5	+2.3	+1.2		8.0	+3.5 1.8倍
合計	115.1	+26.0	+38.7	+21.6	201.4	+86.3 1.7倍

※「FIT既認定未稼働分」は既認定分のうち電源毎に稼働見込割合を分析した導入量を試算。
(資料) 経済産業省 (太陽光75%、風力70%、地熱・中小水力100%、バイオマス40%)

具体的には、太陽光は2020年度1.5GWにとどまった年間導入認定量を、2030年度に向けて6GWまで引き上げていく必要がある。風力発電はさらに状況が厳しく、陸上風力はこの先約10年で現導入量の4.3倍、洋上風力は0GWから5.7GWまで積み上げていかなければならず、そのハードルはかなり高い。

4. 日本への教訓

昨年の欧州での事例で改めて認識されたのは、再エネの「間欠性」、つまり、再エネの発電量は自然任せである、ということである。欧州の事例は風況悪化に起因するものであったが、昨今の異常気象に鑑みれば、日射量に依存する太陽光も長期的安定が保証されているわけではない。

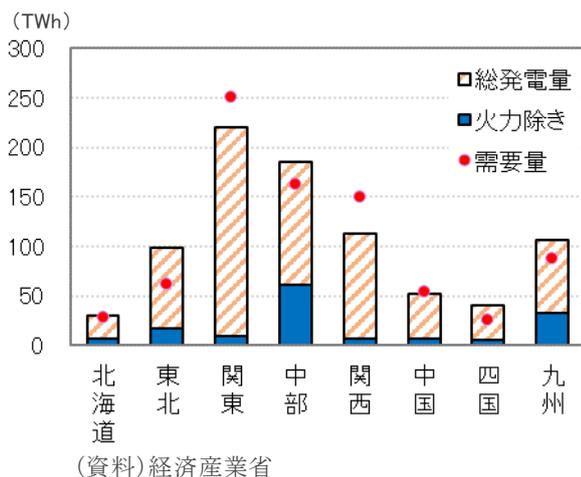
日本はこれまで電力の安定供給維持という前提を重視しすぎるあまり、再エネの拡大が遅れたきらいがある。しかしながら、国民の生活や安定した企業活動を支えるためにはやはり電力の安定供給は必須である。欧州においても、環境に配慮した経済活動を認定する基準である「EUタクソミー」に、これまで方針を保留にしていた天然ガスも含める方向に舵が切られており、日本においても同様の問題意識が生じる可能性がある。

さらに、日本の個別事情として留意しておかなければならないのが、日本が島国であることと、再エネ適地と電力需要地域にズレがあることである。

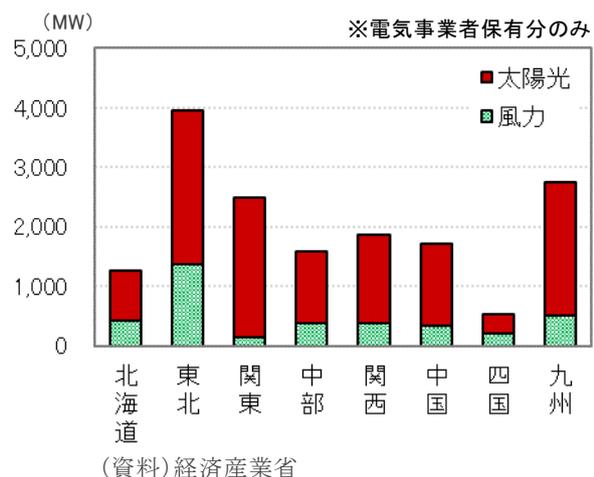
国同士が陸続きで国を跨いだ電力融通も容易な欧州とは異なり、島国の日本は自国内で電力需給をバランスさせる必要があるため、電力の安定供給にはより注意を払わなければならない。

また、日本の電力需要は地域によってかなりの差がある。これまでは建設場所の制約が少ない火力発電所を中心に、需要地に近いところに発電所を設置することができたため、地域内の電力需給バランスもある程度保たれてきた(図表10)。

図表10 日本の地域別電力需給状況(2020年度)



図表11 日本の地域別太陽光・風力設置状況(2020年度)

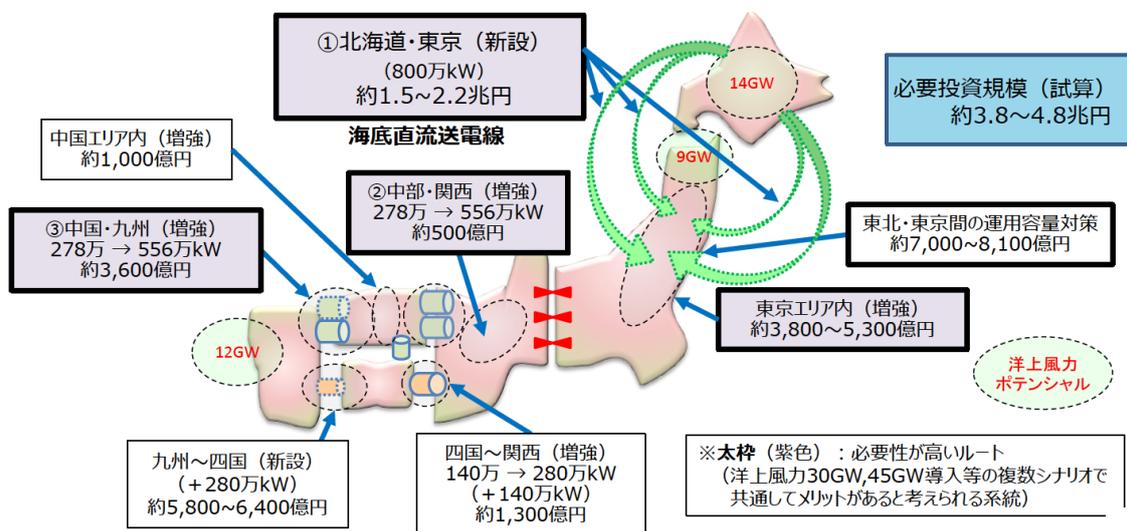


しかし、今後拡大を図る太陽光や風力といった再エネは発電量が自然条件に左右されるため、当然ながら設置場所も限定される。現状でも再エネの設置容量は地域によってバラつきがあり、また、その分布は需要量の多寡とはマッチしていない(図表11)。特に九州地域では、地域の需要以上に発電され、他地域への融通でも需給調整ができない事態がすでに発生しており、再エネで

発電した電力の買い取りが制限される「出力制御」が実施されている。また 2022 年度は九州地域のみならず、北海道、東北、四国、沖縄地域でも再エネの出力制御が発生する可能性があると考えられている。

将来的には、蓄電池の高性能化・低コスト化や水素の利活用により、電力供給地の地域偏在性は問題視されなくなることも考えられるが、技術革新の動向は見通し難い。そのため、現在の技術でも対応できる地域間の電力融通円滑化、つまり、地域間の電力連系線を拡張することから開始する必要がある。大規模な送電線の増強・新設には 10 年～15 年を要するとされており、また、洋上風力ポテンシャルが高いとされる地域と需要地域をつなぐ連系線の増強・新設には最大2兆円程度のコストを要すると試算されている(図表 12)。コストは電力料金へ転嫁されることで、すでに再エネ拡大で増加している国民負担がさらに増えることとなるが、カーボンニュートラルを目指す上でこういったコスト負担が問題になりかねない。

図表 12 電力ネットワーク増強・新設に向けたマスタープラン中間整理



(資料)経済産業省

最後に、カーボンニュートラルに欠かせないピースとして、福島第一原発事故から 10 年以上経過したにもかかわらず、あいまいな態度が続いている原子力発電の活用・新増設に関する議論も挙げられる。先に触れた 2030 年度の電源ミックスで原子力発電は 20~22%のシェアを占めると提示しているにもかかわらず、足元の稼働は 36 基中 10 基(2022 年 2 月 10 日現在。廃炉決定分を除く)にとどまっており、発電シェアも 10%を下回っている。さらに既存原発は稼働 30 年超が 17 基を占めるなど老朽化が進んでおり、新設なかりせば、2050 年ないしはそれ以降も発電源の一部を担わせる絵姿は描けない。欧州においても、EU タクソミーに原子力発電を含める方向性が打ち出されており、日本も原子力発電の活用・新増設に関する議論の必要性に対する認識が強まる可能性がある。

(調査部 ストラクチャードファイナンス調査チーム 今津 剛 : Imazu_Tsuyoshi@smtb.jp)

※ 調査月報に掲載している内容は作成時点で入手可能なデータに基づき経済・金融情報を提供するものであり、投資勧誘を目的としたものではありません。また、執筆者個人の見解であり、当社の公式見解を示すものではありません。