

## 6. 7 再生可能エネルギー

### 6. 7. 1 再生可能エネルギーとは

「再生可能エネルギー」(renewable energy)とは、消費されても自然に補充される持続可能(sustainable)な「(再生可能なエネルギー)資源」のことである。

エネルギーは、増えも減りもしないから、再生されることもないが、エネルギー資源が何度でも入手でき、実質無尽蔵とみなせる場合、再生可能エネルギー(資源)と呼ぶ。「自然エネルギー」「グリーンエネルギー」という呼び方もある。最近、持続可能性の中にカーボンフリー(CO<sub>2</sub>を排出しない)やカーボンフットプリントの考え方(環境負荷が小さい)も含まれるようになってきている。

「再生可能資源」の定義は難しいが、対義語としては「枯渇性資源」がある。厳密ではないが、地下資源(石油、石炭、天然ガス、ウラン)を枯渇性、太陽光、水力、風力、バイオマス、地熱、潮汐力などを再生可能とするのが一般的である。

太陽光や地熱も永久に使える訳はないので、あくまでも人間中心に考えて、長く使えるものを再生可能、近々、使えなくなるものを枯渇性と呼ぶが、どのくらい近いと枯渇懸念があるとするのか、あまりはっきりとしていない。人間にとって無尽蔵なものとそうでないものの線引きはかなり難しい。

50年ほど前から、石油は40年で枯渇すると言われ続けてきたが、現在も石油の生産や利用は続いており、すぐに石油が枯渇するという前提で国の政策が立案されたり企業の経営が行われたりすることはない。

エネルギー資源は、本質的に再生可能であるかというよりも、エネルギー資源の利用が、人類の文明にとって「持続可能」であるかどうかの方がより重要なテーマになっている。

再生可能エネルギー(資源)に対する評価は、次のようにまとめることができる。

- ① はじめの人類の文明は、再生可能エネルギーであったが、これが限界となり、産業革命以降は、地下資源(化石燃料や石油など)によって支えられている。世界の人口は、かつての再生可能エネルギーで支えられた時代とは比較にならないほど増えている。
- ② 地下資源の枯渇が間近であるという懸念が消滅し、廉価なエネルギーが入手できる時代が続くが、一方で環境問題と持続可能社会が議論されるようになり、再び、再生可能エネルギーが注目されるようになった。

- ③ 廉価なエネルギーが入手できる時代に、高価な再生可能エネルギーを使い始める理由は、環境問題であり、持続可能社会の構築であり、未来のエネルギーのための投資である。
- ④ 新時代の再生可能エネルギー利用技術には多くの技術革新が期待されているが、現在は、パワー（出力）もエネルギー（量）も集中型エネルギー（火力発電、原子力発電）とは比較にならないほど非力である。
- ⑤ 現在は、競争力のないエネルギーを普及させるために、世界各国は様々な政策・制度を試みているが、難しい課題を抱えている。

かつての再生可能エネルギーがどの程度の人口を維持できたかという点、たとえば、19世紀の英国（ブリテン諸島の人口は1600万人）では、労働力・輸送力として350万頭の馬が飼われていたが、飼育に必要な穀物や牧草のための農地面積は英国の全面積の30%を占めたため、人間の食料用の農地と競合することになった。そのため、当時の馬車文化では、それ以上人口を増やすことができなかつたとされる。

現在、議論されている再生可能エネルギーは、かつての再生可能エネルギーのように文明を支え、人口を養うための資源という意味ではなく、CO<sub>2</sub>を多く排出する他のエネルギー源を代替するエネルギー源として位置づけられている。

現在、世界的に再生可能エネルギーとされている資源は次のようなものである。

- ①太陽光②風力③地熱④小水力⑤バイオマス⑥廃棄物

水力発電は、統計上、再生可能エネルギーとされるが、近年は、「小水力発電」を、自然エネルギーとし、大型の水力発電を新エネルギーとして推奨しない傾向がある。これは、大規模な水力発電所を建設すると、ダムの開発と維持に莫大なエネルギーを投入することになり、広範囲で大規模な環境破壊を伴うため、多くの国では、大規模な発電用のダムの開発や大型の水力発電所の建設を控える傾向にある。

世界的に、まだ水力発電の開発余地は残されているが、日本の場合は、これ以上の立地は困難であり、法令上も小水力は「新エネルギー」とされるが、大規模なダムによる水力発電は新エネルギーには含まれない。

廃棄物利用は、本来の自然エネルギーではないが、廃棄物は人間社会から必ず排出されるため、これを無駄にするのではなく、資源やエネルギーとして利用すれば、再生可能エネルギー利用とみなすのが一般的である。

表に、エネルギー白書に示された各国の再生可能エネルギーの一次エネルギーに

占める割合（実績）を示す。

太陽光発電や風力発電などは、エネルギーの性質上、他の発電方式に比べて稼働率が低いため、設備容量が大きい割には実際の発電量は大きくはない。これは再生可能エネルギーの利用機器の性能が劣っているということではなく、本来そういう使われ方をする性質のエネルギーであるためである。日本は、再生可能エネルギーの導入量が非常に少なく、さらに、その大半が従来からある水力発電である。

表 6-7-1-各国の再生可能エネルギー等の一次エネルギー供給に占める割合（％）  
出典：エネルギー白書【第 122-1-6】

	米国	OECD 欧州	フランス	ドイツ	イタリア	英国	スペイン	中国	韓国	日本
太陽光	0.1	0.2	0.0	0.4	0.1	0.0	0.6	0.5	0.0	0.1
風力	0.4	0.7	0.3	0.9	0.4	0.4	2.9		0.0	0.1
小計	0.4	0.9	0.4	1.4	0.6	0.5	3.5	0.5	0.1	0.2
地熱	0.4	0.6	0.0	0.2	2.8	0.0	0.0		0.0	0.5
水力	1.0	2.6	2.0	0.5	2.6	0.1	2.8	2.0	0.1	1.3
バイオマス	3.8	6.2	5.5	7.2	4.2	2.7	5.1	9.0	0.5	1.1
廃棄物など	0.2	0.7	0.5	1.2	0.5	0.2	0.2		0.8	0.2
その他	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

※中国以外は 2010 年の速報値。中国は 2009 年度の値。

※中国の太陽光、風力の項目には地熱も含まれる。

エネルギー白書の出典は、Energy Balances of OECD Countries, Energy Balances of Non-OECD Countries

### 6. 7. 2 再生可能エネルギーの普及支援制度

再生可能エネルギーは、安価な既存のエネルギーに対して経済的な競争力がないため、その普及のために様々な施策が講じられている。現在、各国の制度は、様々な試みや見直しが行われており、その内容を理解するのは容易ではない。主なキーワードは次のようなものである。

- ①RPS(Renewables Portfolio Standard)：電気事業者の再生可能エネルギー導入義務制度。日本では2003年に施行、2012年に廃止された。
- ②FIT (Feed-in Tariff)：固定価格買取制度。エネルギーの売り渡し価格(タリフ)を法律で決め、事業者は、タリフを決まった期間(20年など)にわたり保証される。発電された電力を市場価格に関わりなく固定価格で買い取る制度である。固定価格が保証されるため、投資リスクが低く、風力発電や太陽光発電など初期投資が投資額の大部分を占める方式では、生産コストを下げる効果がある。世界50カ国で取り入れられているが、市場価格を大幅に上回る価格での逆ザヤや長期保証が問題となっている
- ③FIP (Feed-in premium)：電力卸市場価格にプレミアムを付けて買い取る制度。需給による市場での取引が可能となり、電気料金によって買取価格が変動する。投資家は一定のリターンを期待できるが、同時に市場卸価格の変動リスクにもさらされる。

日本は、新たにFIT制度を開始しているが、EU欧州委員会では、2013年11月7日に「再生可能エネルギーに関する政策文書」(コミュニケ)を次のような内容で発信し、競争がなくなる固定価格のFITではなく、FIPに移行するように促している。

- 再生可能エネルギーのコスト競争力を高め、市場の動きに柔軟に対応できる新しい支援スキームの確立が必要で、必要以上の支援策を実施すべきではない。
- 新技術は長い間、開発・普及のために国家の手厚い支援を必要としていたが、すでに成熟の段階に入っている。
- 太陽光発電は、技術の進歩とパネルの生産拡大による価格の低下といった状況に対応するように支援策を変更し、最終的には完全に撤廃すべき。
- FITは未熟な技術に適した支援スキームであり、段階的に廃止されFIPに切り替えるべき。

再生可能エネルギーによる発電の買取価格の設定は非常に難しく、価格があまり低いと普及そのものが進まず、価格が高いと投機の対象となったり、競争がなくなって技術革新が停滞したりする。また、財政的な負担や国民生活への影響も大きい。

欧州各国は、次のような対応をとっている。

- フランス：12MW を超える発電施設に対しては FIT が適用されない。
- イタリア：新規太陽光発電設備への FIT 適用を停止する（2013 年 7 月）
- スペイン：財政難から FIT の支払いを凍結していたが、制度を完全に撤廃する方針を明らかにした。（2013 年 7 月）
- ドイツ：52GW の導入上限に達した時点で制度を廃止する。

NEDO（国立研究開発法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構）から「NEDO 再生可能エネルギー技術白書」が発行されており、電子書籍や pdf ファイルとして配布されている。

資源エネルギー庁から発行されているエネルギー白書はエネルギー全般であるが、こちらはさらに詳しく再生可能エネルギーの技術がまとめられている。

この中では、次のように章立てが行われている。第1章 再生可能エネルギーの役割、第2章 太陽光発電、第3章 風力発電、第4章 バイオマスエネルギー、第5章 太陽熱発電・太陽熱利用、第6章 海洋エネルギー、第7章 地熱発電、第8章 中小水力発電、第10章 スマートコミュニティ。

白書によると、現在、日本で進められている制度は、「電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法（再生可能エネルギー特措法）」に基づく「固定価格買取制度」である（2011 年 8 月 26 日成立）。これは、再生可能エネルギー源を用いて発電された電気を、一定の期間・価格で電気事業者が買い取ることを義務付けるもので、2012 年 7 月より開始

表 6-7-2-1 再生可能エネルギー発電調達条件  
平成 25 年度新規参入者

発電方式	調達価格 [円/kwh]	調達期 間[年]
太陽光 10kW 以上	37.80	20
太陽光 10kW 未満	38.00	10
風力 20kW 以上	23.10	20
風力 20kW 未満	57.75	20
水力 1000~30000kW	25.20	20
水力 200~1000kW	30.45	20
水力 200kW 未満	35.70	20
地熱 15000kW 以上	27.30	15
地熱 15000kW 未満	42.00	15
メタン発酵ガス化	40.95	20
未利用木材燃焼	33.60	20
一般木材燃焼	25.20	20
廃棄物燃焼	17.85	20
リサイクル木材燃焼	13.65	20

された。この制度によって「再生可能エネルギー発電事業者は、長期にわたって維持される固定価格を前提とした収益モデルを組むことができるようになり、事業に取り組みやすくなった」とされる。

調達条件（買取条件）は、「再生可能エネルギー導入の供給の現状」、「適正な利潤」、「これまでの事例における費用」の3点を勘案して、「施行後3年間は利潤に特に配慮」、「賦課金の負担が電気の使用に対して過重なものとならないこと」に配慮して決められるとしている。

2009年11月に施行された余剰電力買取制度や、2012年7月に施行された固定価格買取制度（Feed-in-Tariff）が導入インセンティブとなり、再生可能エネルギーの導入が拡大し、水力を除く再生可能エネルギーの導入量は総発電電力全体の約1.6%に達した（2013年2月末）。年平均伸び率は約13%となった。

ただし、固定価格買取制度の開始以降、設備容量で増えた3.6GWのうち、太陽光発電が3.4GWあるが、その他の再生可能エネルギーは、ほとんど増えていない。

表 6-7-2-2-発電方式と発電コスト

発電方式	発電コスト 円/kWh
太陽光	33.4～38.3
バイオマス	17.4～32.2
小水力	19.1～22.0
風力	9.9～17.3
地熱	9.2～11.6
天然ガス	10.7

「コスト等検証委員会報告書」（2011、エネルギー・環境会議コスト等検証委員会）

### 6. 7. 3 水力発電 (hydroelectricity)

水力 (hydropower) は、紀元前から利用されているエネルギー資源である。

水車 (water wheel) の動力は、揚水、製粉、製糸などに広く用いられていたが、水車の立地が制限されること、河川の凍結、渇水、洪水など様々な難題があるため、主要なエネルギーとはならず、産業革命の蒸気機関やその後の内燃機関、電動機の発達によって消えていった。

近代になって、発電用水車 (water turbine) が発明され、ダムを利用した水力発電所が建設されるようになった。

日本は、水資源には恵まれているが、河川が小さく、そこから取り出せる水力発電のエネルギー量はかなり少ない。

しかし、送電が始まった 20 世紀の初頭から 1950 年代までは、国の経済規模が小さく、電化率も低かったため、水力発電でも産業用の電力をまかなうことができた。発電の大半が水力発電による「水主火従時代」と呼ばれる。

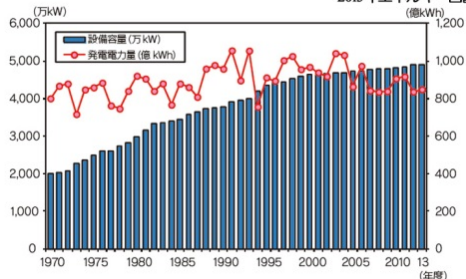
その後、国の経済規模が大きくなったこと、電力需要が増えたこと、新たな建設が困難であることから水力発電は停滞、「火主火従時代」を経て、現在、発電に占める割合は 10%ほどである。

日本における大型ダムの建設は、大変な難工事である。富山県立山町の黒部川に建設された日本最大の黒部ダムの工事は 1956 年着工 / 1963 年完成、作業員数延べ 1000 万人という一大事業であった。しかし、第四発電所

(関西電力の水力発電所、通称・黒四) の出力は、33.5 万 kW である。中規模の火力発電所や原子力発電所が 50 万 kW、大型では 130 万 kW ほどになることを考えると、日本の水力発電所の規模は小さい。

発電時に CO<sub>2</sub> を発生させないこと、地下資源に頼らないことから、水力発電は、再生可能エネルギーと位置づけられてはいるが、ダムの建設には莫大な費用とエネルギーを必要とし、また、環境に与える影響が非常に大きいことなどから、日本で

【第213-2-19】日本の水力発電設備容量及び発電電力量の推移  
2015年エネルギー白書



出典：電気事業連合会「電気事業便覧（平成26年度版）」を基に作成

図 6-7-3-1-日本の水力発電の設備容量と  
発電電力量の推移

は、次世代の再生可能エネルギーとしては期待されていない。

図 6-7-3-1 は、日本の水力発電の設備容量と発電電力量の推移を示している。

- 日本の再生可能エネルギーの大半が水力発電である。
- 水力発電の能力は 4,797 万 kW
- 発電所は、1914 ケ所。
- 未開発地点は、2464 ケ所あるとされるが、規模が小さく、奥地化が進んでいるため、新規の開発は、他の電源に比べてかなり割高である。
- 発電電力量は、ほぼ横ばいになっており、今後の発電量の伸びは期待できない。

図 6-7-3-2 に世界の水力発電導入量を示す。

水力発電は、水力資源、立地、経済規模など各国の事情によって大きく異なる。

中国および米国の発電容量が大きい。中国は日本の約 5 倍、米国は約 2 倍の導入量となっている (2012 年)

ブラジルは、国土が広く水力資源に恵まれており世界第 3 位の発電容量がある。

カナダは、水力資源が多く、人口および経済規模に比べて非常に大きな発電容量を持つ。カナダの場合、主な電力が水力と原子力であるため、発電においてほとんど CO<sub>2</sub> を排出せず、日本のように 80%以上火力発電に依存する国とは対照的である。

日本は、水力発電所の規模は小さいが、数多く保有するため世界第 5 位の水力発電容量を持つ。経済規模が大きいため、水力発電電力は国内の電力量の 10%に満たない。

日本に比べると、中国や米国の水力発電は、発電所の規模そのものが非常に大きい。黒部ダム貯水量は、2 億トン、日本国内の 2500 基のダムの貯水量合計が 250 億トンである。日本最大の湖である琵琶湖の貯水量は 280 億トンであるからダム湖の水量の合計は琵琶湖に匹敵するが、米国のフーバーダムは、約 400 億トンの貯水

【第213-2-20】水力発電導入量の国際比較(2012年)

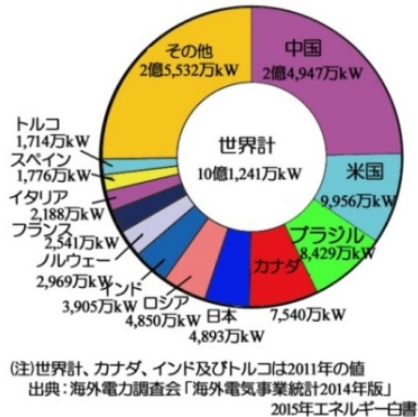


図 6-7-3-2-世界の水力発電容量



量がある。ひとつのダムが作るダム湖の方が、日本のダム全ての合計よりも大きい。

中国の三峡ダム発電所は、長江に建設された三峡ダムにある巨大な水力発電所である。1基70万kWという巨大な発電機が32基も並び、発電能力2250万kWは、黒部第四発電所の70倍の規模であり、それまで単独の発電所としては世界最大であった東京電力・柏崎刈羽原子力発電所の821万kWを大きく越え、水力発電だけでなく全ての発電所の中でも最大である。三峡ダム貯水池の長さは570kmもあり、住民の移動は230万人にも上るといふ。年間の発電能力1000億kWhは、中国の電力消費4兆kWhの2.5%に相当する(2014年の実績は約100億kWh)。

現在、日本では、新たなダムの建設や水力発電所は検討されておらず、ダムを用いない小水力発電、100kW以下を制度上「新エネルギー」としている。

これらは、産業用の電力とはならない地産地消エネルギーであるが、環境負荷が小さく、温暖化対策に寄与すると考えられている。

10kW以下は、マイクロ水力と呼ばれ、発電所と言うよりは、コピキタス電源、エネルギー回収手段と考えられている。

再生可能エネルギーと言うと、クリーンで安全なイメージがあるが、水力発電には、大きなリスクや課題がある。

- ダムの建設は、生態系に与える影響が大きくその範囲(流域面積)が広い。
- 水力発電の事故の多くがダムの決壊事故であり、被害は甚大である。
- 米国、フランス、中国、パキスタンなど、世界中で大規模なダムの決壊事故が起こっている。
- 戦争の時には、ダムが空爆の標的となる。

ダムが破壊され決壊すると、被害が非常に大きいため、テロや戦争の標的になる危険がある。

- 立地の条件によっては、ダム貯水池から大量のメタンガスが発生し温暖化を



図 6-7-3-3.中国の三峡ダム  
1994年着工、2006年ダム完成、



図 6-7-3-4.町川発電所(長野県、  
140kW)



図 6-7-3-5.オフィスビルの空調設備  
の冷却水に設置する発電機。日立製  
作所製 3kW

加速しているとの指摘がある。(世界銀行が設立した世界ダム委員会 WCD の報告)

- ダムに起因する環境変化が懸念されている。ダム湖の水質変化、水温変化、河川への影響、生態系への影響、堆砂の問題など。
- ダム貯水による「ダム誘発地震」がある。  
短期間に大量の貯水が行われるため、ひずみの発生、地殻変動による地震が起こる。

治水（洪水調節・不特定利水）と利水（灌漑用水・上水道用水・工業用水の供給・水力発電）の両方を目的とする多目的ダムでは、発電以外にも様々な利点があるが、規模が大きいため、事故や環境破壊のリスクも大きくなる。

#### 6. 7. 4 太陽光発電 (PV : Photo Voltaic)

太陽電池による発電システムが実用化されている。

ソーラーセルを日本語では「太陽電池」と呼ぶこともあるが、太陽光などの光を電気に変換する発電装置であり、「電池 battery」のような二次エネルギーではなく、一次エネルギーである。

電池と呼ぶと勘違いされるため、太陽光パネル、という呼び方もされる。光源は太陽光だけでなく、その他の光もエネルギー源となるので「太陽」というとこれも誤解されるが、一般的に、大きな発電用の光源は太陽だけなので、太陽光パネルでも間違いではない。最近では、光電変換を意味する「PV」という呼び方も浸透しつつある。

光を直接電気に変換する現象は、19世紀半ばに発見されていたが、実用化されたのは、ベル研究所でシリコン太陽電池が開発されてからである(1954年)。産業革命前の再生可能エネルギー文明時代にはなかった(利用できなかった)新たなエネルギー資源である。

太陽光発電は、発生できる電力が非常に小さいため、従来は腕時計や電卓など省電力の電源(現代の言葉ではコピキタス電源)として用いられてきた。

近年、変換素子の性能の向上により、屋根型(住宅や工場の屋根設置)やメガソーラー発電所(出力1000kW以上)などが実用化されたが、再生可能エネルギーの中でも価格競争力が低いため、普及制度の中でも手厚く支援されているエネルギーである。

太陽光発電技術(半導体製造、電力システム)は、先進国を中心に注目されており、産業ガスビジネスにも関係している。産業として大きく期待される一方、技術、社会システムに多くの解決すべき課題も抱えている。

##### (1) 太陽光発電技術

エネルギー変換効率は、光のスペクトル感度とPVの材料によって決まるため、より広い波長帯で発電できる高効率の材料の開発が行われている。

結晶シリコン、アモルファスシリコン、化合物半導体、有機薄膜型、ハイブリッド型(HIT)、多結合タンデム型などが開発され、量子ドット型などが研究されている。

## (2) 太陽光発電の技術的特徴

- 一般的には「可動部がないため機械的故障が少ない」とされる。  
産総研の調査によると、住宅用パネルで10年以内に故障・性能低下で交換されたものは13%、パワーコンディショナーの故障は17%であった。天候で出力が変わるため、出力低下の原因が日射量なのか故障なのかは見分けにくい。安価な故障診断技術の開発が必要とされている。
- 規模によって性能が変わらないため、小型の発電システムが可能である。
- 規模によって性能が変わらないため、逆にスケールメリットがない。大型になっても安価にはならないため、「メガソーラー」は非常に高額な投資となる。
- 発電時に廃棄物・排水・排気・騒音・振動が発生しない。
- 他の電源に比較して設置の制限が少ない。需要地に近く設置できるため送電ロスを小さくできる。運搬・設置が容易である。
- 発電時にCO<sub>2</sub>を発生しないクリーンエネルギーであるが、製造・建設時には大量のCO<sub>2</sub>を発生するため、耐用年数が短く、効率が低い場合は、トータルのCO<sub>2</sub>排出量が削減できない可能性がある。
- 出力が不安定で、稼働率が低い。日本の場合、稼働率は、年間を通じて10%～13%程である。
- 日射角度の適正值があり、太陽の位置によって効率が変わる。太陽追尾方式はコストがかかるため、通常は角度が固定される。
- 夜間、積雪時は発電できない。
- 昼間の天候・日照時間に発電量が左右される。
- 雨天時は、昼間でもほとんど発電できない。曇天時は出力が低下する。
- 火山灰、スモッグなどの影響を受けて性能が低下する。
- 夏場は高温となり発電効率が低下する。性能を低下させないためには、高価な冷却システムが必要となる。
- 発電電流が直流であるため、送電時には交流に変換しなければならない。
- エネルギー密度が非常に小さい。地球に届く太陽エネルギーの総量は、人類が消費するエネルギーの50倍もあるが、極めて希薄である。
- 希薄であるため大面積を必要とする。石油燃料と再生可能エネルギーを比較して、「ジェットエンジン1基分のガスタービン発電は、空港の面積に匹敵する太陽光パネル」が必要という試算がある。
- 地球規模で太陽光発電を行うには、広大な土地が必要である。米DOE再生可能エネルギー研究所の計算によると、ゴビ砂漠(130万km<sup>2</sup>、日本の面積の3.5倍)にソーラーパネルを敷き詰めると、人類が必要とする全エネルギーを供給

できるという。これは、地球の大きさからみるとそれほど広くはないが、人工物としてみると極めて広大である。

- 不安定な電源であるため、バックアップ電源が必要となる。太陽光発電を大量に導入するとそれに応じた安定した電源を確保しなければならず、合計した発電設備容量が非常に大きくなる。
- 送電システムに再生可能エネルギー（太陽光だけではない）が組み込まれると、優先的に使用される制度が多いため、ガス火力発電などの稼働率や効率が低下し、採算割れや撤退のおそれがある。結果的に安価な石炭火力が増え、CO<sub>2</sub>発生量の増大などが起こる。

### (3) 太陽光発電の経済的特徴

- 国産エネルギーであり、エネルギー自給率に寄与できる。
- 売電目的で設置される太陽光発電であっても電力供給責任がない。天候が悪く発電できなくても事業者の責任とはならない。
- 太陽光発電のFITによる買取価格が他の再生可能エネルギー電源に比べて非常に高額であるため、収益を狙った異業種の参入や投機、投資ハブが懸念される。
- 太陽光発電を大量に導入した国では、電気料金の高騰により、国家の財政や電力会社の経営、産業競争力に影響が表れている。
- 機器ビジネス：2005年までは、日本のセル・モジュールメーカー4社（シャープ、京セラ、三洋電機、三菱電機）が世界シェアの半分を占めたが、現在は中国が中心である（2010年のトップ25社のうち11社が中国メーカー）。日欧のパネルメーカーや部品・材料メーカーの多くが経営悪化に陥り破綻した。
- 中国と欧州各国の間でダンピングをめぐる貿易摩擦が起こった。
- 導入賦課金は逆進性が強いいため社会構造の格差拡大につながる。

### (4) メガソーラー発電所

国内のメガソーラー発電所は80ヶ所（稼働中、建設中、計画中）。買取価格は、年々低下するため、当初は、駆け込みが多く、計画（申請）と稼働実績の間に大きな開きがあったが徐々に実稼働が始まっている。

電力会社によるメガソーラー発電所の設備は、12.7万kW、自治体が売電用途で建設しているものは、2.1万kW、浄水場などが自家発電用に保有しているものは、0.67万kWである。

電力会社、自治体以外にも、数多くの民間企業（ソフトバンク、国際航業、大阪ガスなど）が売電を目的としたソーラー発電所を計画している。

日本全体の発電容量はおよそ1億kWであるから、大雑把にいったらメガソーラーの規模は3桁小さく、稼働率が低いため発電量の寄与はさらに小さい。メガソーラーのような大規模の発電は、送電網（グリッド）に組み込まれるが、実質的にはほとんど発電に寄与していない。

メガソーラーの設置は、広大な敷地を持ち、非常に目立つが、ソーラーパネルの世界市場としては、「ルーフトップ型」（住宅等の屋根設置）太陽光発電システムの方が規模が大きい。家庭用や小規模の太陽光発電はその場で消費されるため実際の発電に寄与でき、省エネ効果がある。

メガソーラーのような「ユーティリティ・スケール型」はソーラーパネル全体の1/3程度にとどまる。

写真は、2011年より稼働している中部電力のメガソーラー「たけとよ」。出力は、国内2位の7.5MW（0.75万kW）。年間想定発電量は730万kWhであるから、出力に対する稼働率は11.3%を見込んでいる。

隣接する中部電力武豊火力発電所（重油炊き112.5万kW＋計画中の石炭火力107万kW）に対して出力は約150分の1である。火力発電所が年間8000時間稼働したとすると、発電量は175億kWh、メガソーラーの計画値は、約2400分の1ということになる。

大型の火力発電所はギガワット級（100万kW）であるからメガワット級（0.1～1万kW）のソーラーとは1000倍ほどの違いがある。太陽光発電は火力発電をわずかに補完することはできるが、代替エネルギーとすることはできない。

国内では、メガソーラー（10MW）級の建設が多く、実際の発電量は、火力発電の100分の1から1000分の1と

いうことになるが、海外では、実質的に発電に寄与できるギガワット（GW、100万kW）級の発電所の計画が増えている。トパーズ・ソーラファーム（米カリフォルニア）、550MW（55万kW）、サンパール・ウルトラメガ・グリーン（インド）4GWなどのプロジェクトがある。



図6-7-4-1-中部電力メガソーラー「たけとよ」と武豊火力発電所

#### （5）太陽光発電ビジネスの動向

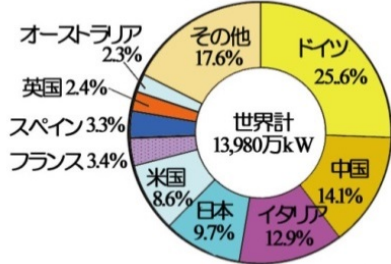
図 6-7-4-2 は、2015 年版エネルギー白書に示された世界の太陽光発電設備容量である。ドイツ、中国、イタリアの3 各国の設備容量が大きく、世界の半分以上を占めている。

ドイツ、イタリア、スペインなどは国策として積極的に導入しており急速に設備容量が増している。中国は世界最大の太陽光パネル生産国であるが、設置された発電容量もドイツについて大きい。

太陽光発電を導入しているのは、パネル生産国である中国と欧米の先進国が中心であるが、最も経済規模の大きい米国の導入量は日本よりも少ない。導入量は、各国のエネルギー政策に大きく依存している。

図 6-7-4-3 は、太陽光発電の主要部品である太陽光パネルの生産量を示している（資料は太陽電池（モジュール）となっている）。2013 年の全世界の太陽光パネルの生産量は、約 4000 万 kW。太陽光発電の場合、晴天時の最大の出力が定格の 70% 程度、夜間や雨天時は停止することなどから稼働率は 10%前後になるため、4000 万 kW のパネルはおよそ 400 万 kW ほどに相当、大型の火力発電所 4 基分ほどのパネルが 1 年間に製造されたことになる。中国が 64%を生産、2 位のマレーシアの 10 倍であり、圧倒的にシェアが大きい。

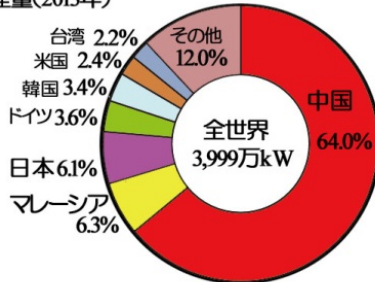
【第213-2-10】世界の累積太陽光発電設備容量(2013年)



出典:IEA「Trends in Photovoltaic Applications(2014)を基に作成  
2015年エネルギー白書

図 6-7-4-2-世界の太陽光発電設備容量

【第213-2-11】世界の太陽電池(モジュール)生産量(2013年)



出典:GTM RESEARCH「PVNews, Volume33,  
Number 5(2014)を基に作成 2015年エネルギー白書

図 6-7-4-3-世界の太陽光パネル生産量

日本国内の太陽光発電の導入は、図6-7-4-4に示すように急速に伸びている。

システム価格（棒グラフ）の低下は2000年頃まで続き、2009年に余剰電力の買取制度が取り入れられ、急速に導入量が増え、2012年には、固定買取制度ができたため、非住宅分野での太陽光発電の導入が急拡大している。

現在は、累積で1800万kWであるから、全発電の中ではまだ小さく、

系統への負荷増大、電力品質の低下、停電事故など、太陽光発電を大量導入した国で起こっている大きな問題が懸念されるような規模ではない。

(6) 太陽熱発電・太陽炉

太陽光を「太陽炉」で集光して汽力発電（スチーム）やスターリングエンジンの熱源として利用する発電を太陽熱発電と呼ぶ。

太陽炉は太陽光を集める装置で、発電以外にも調理や加熱炉としても使用される。

- 太陽光発電よりも導入費用が安い
- 蓄熱により日没後も発電ができ、24時間の発電が可能である。
- 太陽光発電は、スケールメリットがないため大型になっても安価にならないが、太陽熱発電はスケールメリットがあり、大型装置に向いている。
- 汽力発電であるため火力発電と設備を共用することが可能。交流発電であり、そのまま系統に接続することが可能。

【第213-2-8】太陽光発電の国内導入量とシステム価格の推移

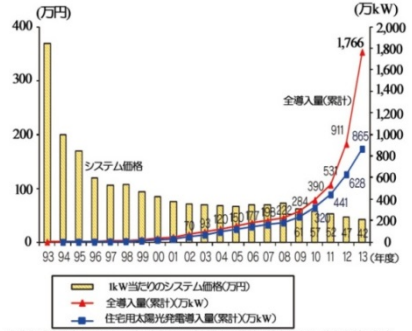


図6-7-4-4 日本の太陽光発電の推移

【第213-2-14】太陽熱温水器(ソーラーシステムを含む)の新規設置台数

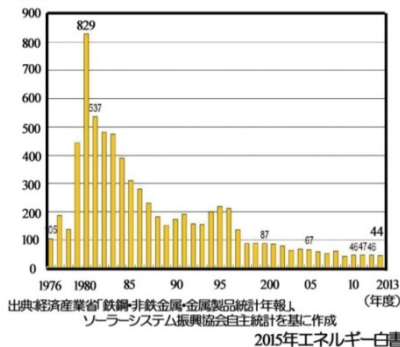


図6-7-4-5-太陽熱温水器の新規設置台数



- 世界の多くの地域で実証スケールのプラントが建設されたが、普及には至らなかった。
- 大学や研究機関では、現在も意欲的な研究開発が行われているが、太陽光に比べると注目度は低い。

図 6-7-4-5 は、日本国内の太陽熱温水器の新規設置台数の推移である。

石油ショックの時期に太陽熱温水器の普及が急速に進んだが、1990年代に石油価格が低迷、円高もあって輸入エネルギーの価格が低下し、国民のエネルギー危機意識が下がり、太陽熱温水器（ソーラーシステム）の市場は急速に縮小した。2013年の導入量はピーク時の20分の1である。

6. 7. 5 風力・風力発電 (Wind power)

従来の水力発電とバイオマスを除く新たな再生可能エネルギーの主力は、風力発電である。太陽光発電は設備が高価であり、世界的にみると風力発電の導入量の方がはるかに多い。

風力は、資源量が莫大で、エネルギー賦存量（風況）は、世界が必要とする全エネルギーの4倍あるといわれる。風力資源は枯渇しない。

かつて、風力は、直接動力として利用され、オランダ風車による揚水、船の動力（帆船）などに利用された。帆船はおそらく紀元前4000年頃には存在していたものと思われる。

現在は、風力タービン（風車と発電機が一体になったもの）を利用して発電を行う風力発電が最も多い風の利用方法である。

風力発電は、出力が太陽光発電以上に不安定であるため過大な期待はできないが、太陽光発電よりもコスト、稼働率、実績の点で、導入ポテンシャルが高い。世界的には、新規の再生可能エネルギーの本命とも言われている。

世界の設備容量は、2010年の1億9400万kWから、2014年には、3億6955万kWにまで拡大している。太陽光発電導入に熱心なドイツとスペインは風力発電設備も多いが、やはり国土の面積が広く電力需要の大きい中国と米国が圧倒的に多く、この2ヶ国で世界の半分の容量を占める。

米国エネルギー省は、2030年に米国の風力発電の容量を、290GW（2億9000万kW）とする計画である。

日本の風力発電の設備容量は、この10年ほどで急速に伸びたが、それでも219万kW、18位、世界全体の1%ほどである。エネルギー白書では、その理由を、「日本は諸外国に比べて平地が少なく地形も複雑なこと、電力会社の系統に余力がない場合があること等」としている。風の力で風力タービンを回して発電を行う風力発電は、仕組みが非常にシンプルで、さらに高効率を狙った機種も多く開発さ

【第213-2-17】 風力発電導入量の国際比較(2014年末時点)

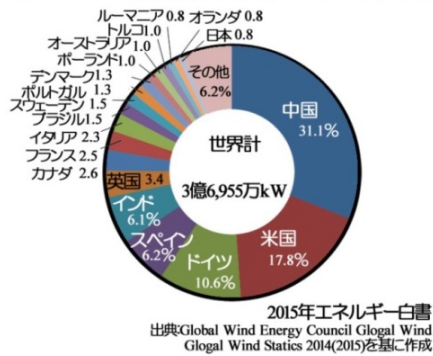


図 6-7-5-1-風力発電導入量の国際比較

れ、エネルギー賦存量も多く、今後の増加が期待されるが、解決しなければならない課題も多い。

最も大きな課題として、出力が短時間で変化し、不安定で予測や制御が容易ではないということがある。

太陽光の出力も不安定であるが、レーダーによる雲の観測網や短時間天気予測システムなどを構築すれば、ある程度の予測制御が可能である。風力は、短時間で急激に出力が変動することもあり、これを正確に予測することは難しい。

急激な変化、出力の上昇は、風力タービンへのダメージ（過回転事故）もあるが、系統に与える影響も大きく、風力発電の大きな変動に対して他の発電設備や電力網の対応が追いつかなければ、大規模な電力事故を引き起こすおそれもある。実際に、欧州における大規模な停電事故のいくつかは、風力発電の変動をきっかけにして起こっている。日本国内では、このような事故は起こっていないが、これは電力系統の規模に対して風力発電の規模が非常に小さいためであって、技術的にこの課題が克服されたのではない。

風力発電の出力平準化は、非常に難しい課題であり、青森県の六ヶ所村・二又風力発電所では、巨大な NaS（ナトリウム硫黄電池）による平準化の検証が行われているが、非常にコストがかかるため、ローコストであるという風力発電のメリットが失われる。高価なシステムであることと NaS 電池の実用化技術が特定の企業にしかないこともあって、普及には至っていない。

過去に日本の国家プロジェクトで、海外（南米アルゼンチン・パタゴニア）の風力発電所で発電した電力で大量の水を電気分解し、水素を製造、これを液化して日本に輸送するという壮大な計画があった。風力発電所の建設、水の調達、水素の液化プラント、液体水素の輸送、専用タンカーと港湾設備、など非常に壮大な計画であったが、具体的な実現へ向けての検討には至らなかった。

現在は、これほど大きなプロジェクトではなく、風力発電のエネルギーを平準化するために、洋上発電所などで発電した電力を水素や MCH（メチルシクロヘキサン）などに転換して貯蔵・輸送するというシステムの研究が行われており、新た

【第213-2-50】日本における風力発電導入の推移

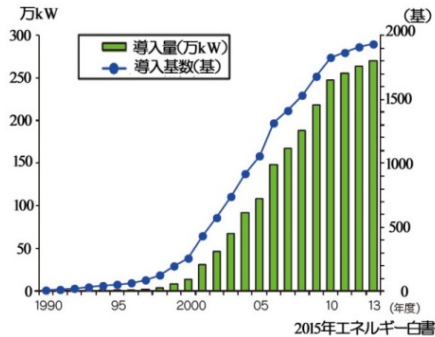


図 6-7-5-2-日本における風力発電導入の推移

に設立された産総研・福島再生可能エネルギー研究所では、洋上風力発電所の実証研究が始められている。

もうひとつの課題は、システムの整備に多額の費用がかかることである。風況には偏りがあり、日本の場合であれば、北海道と東北に風力資源が多く、また陸上よりも海上の方が安定した大きな資源・風がある。

したがってこのような立地にある発電所から系統へ接続するための送電網の整備が必要となるが、これには莫大な費用がかかる。

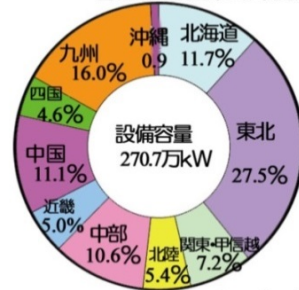
図 6-7-5-3 に地域別の風力発電設備を示す。明治の開拓時代、北海道は、国内最大の風力発電地域であったが、現代のように大都会や大消費地に電力を送る時代になると送電にかかるコストが莫大となるため、風力資源に恵まれているというだけでは十分ではなく、現在は、東北地方の風力発電が最も多い。

風力発電の導入に力を入れているドイツの場合、陸上風力発電所に加えて、北部の海上に洋上風力発電所が計画されている。南部に工業地帯が多いため、この間の送電網が必要となるが、整備が進んでいないため、風力発電の増強には南北をつなぐ送電網の強化がかかせない。しかし、送電線を建設する予定地には、強い住民反対運動があり、政府が主導する整備計画は、ほとんど進んでいない。

現在は、風力発電によって発電された電力を安全に送る方法が国内にないため、送電容量をオーバーした過剰の電力は、国際系統線を利用して迂回することになる。この場合は、隣接国では発電所を緊急停止する必要があり、ドイツ国内の太陽光発電や風力発電の増強は、周辺国を巻き込んだ国際的な問題を引き起こす化膿性がある。

再生可能エネルギーというと、火力発電や原子力発電に対してクリーンで安全なイメージがあるが、発電である以上、全く安全で安心ということはない。風力発電にも、強風による破損（ブレードの破損、柱の破損、過回転による発火）、落雷事故など、産業事故がある。立地にもよるが、大型風車の場合には、バードストライク、低周波騒音による健康被害、景観問題などがある。

【第213-2-16】 風力発電総設備容量に占める各地域の割合(2013年度末)



2015年エネルギー白書

図 6-7-5-3-風力発電総設備容量に占める各地域割合

## 6. 7. 6 地熱

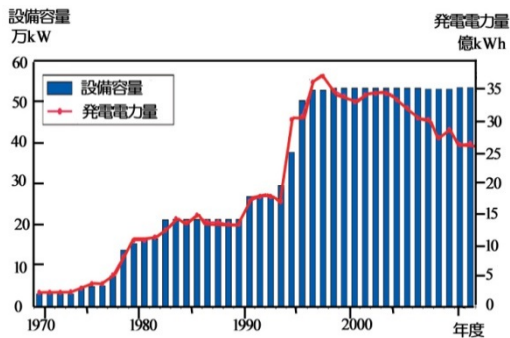
日本は、地熱資源国であるが、地熱発電はわずか53万kW（15カ所、2009年）と太陽光発電の1/5程の設備しかない。第二次石油危機で、地熱発電は、一旦、増えたが、国が「新エネルギー」から地熱を外したことが大きなダメージとなり、1996年以降は完全に停滞している。（図6-7-1参照）

日本の地熱発電の特徴は、次のようなものである。

- 火山の数と地熱資源量には強い相関関係がある。日本は火山国であり、米国（資源量30GW／火山数160）、インドネシア（28GW／146）、日本（23GW／119）と世界第3位の地熱資源国である。4位のフィリピン（6GW／47）と比べると、世界の中でこの3カ国の地熱資源量が突出して大きい。
- 地熱発電プラントの技術力が高く実績も非常に多い。ほとんどが輸出向け。
- 他の再生可能エネルギーのような不安定性がなく、昼夜、天候によらず発電が可能である。
- 設備能力は低いが、安定しており稼働率が高いため、発電量の実績は、30億kWhと太陽光発電よりも多い。（2009年）

地熱発電には、次のような課題がある。

- 探査・開発に費用と期間を要し、初期コストが高い。
- 地熱発電所の建設には10年以上かかる。地表調査（2年）、地下探査・評価（～5年目）、環境アセスメント（～9年目）、建設（～12年目）、操業（貯留層のモニタリング、坑井の測定、化学成分分析、周辺環境調査。定期検査、メンテ）
- 自然公園法（国定公園、国立公園）、温泉法などの法律に阻まれている。



日本の地熱発電の認可出力と発電電力の推移  
出典:NEDO再生可能エネルギー白書

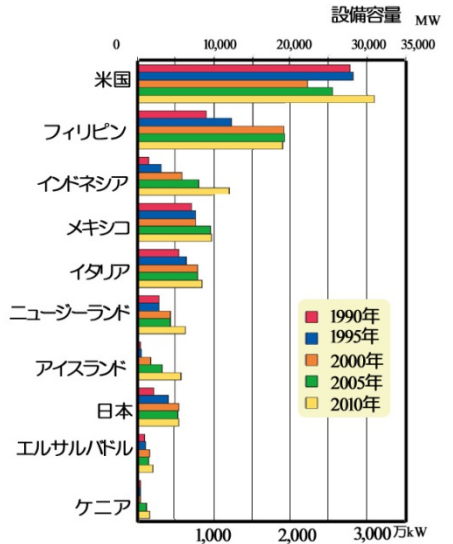
図6-7-6-1-日本の地熱発電の推移

- 他の再生可能エネルギーを優先する国策があったため、事業の継続に影響した。国内の地熱発電の機器メーカーは、ほとんどが輸出向けである。

図 6-7-6-2 に地熱発電導入量の国際比較を示す。米国が最大の地熱発電国であり、フィリピン、インドネシアの設備容量が急激に増えている。日本は、地熱資源量が世界第三位と大きいにも関わらず地熱発電の導入量が非常に小さい。

地熱発電には現在 4 種類の方式が実用化され、さらに次世代の技術が研究されている。

- ① フラッシュサイクル方式：地下から取り出される蒸気からそこに含まれる熱水を分離、蒸気タービンをまわす。利用した蒸気、熱水は還元井に戻す。
- ② ドライスチーム方式(蒸気卓越型)：蒸気タービンを直接駆動する方式。
- ③ バイナリーサイクル：ペンタンやフロンなどの低沸点の熱媒体を用いる発電。低温の熱源でも発電が可能となる。有機ランキンサイクル、カーナサイクルなどがある。
- ④ 温泉発電：温泉を冷却する時の温度差で発電する。非常に小規模である。神鋼、三菱重工などが商品化している
- ⑤ 高温岩体発電：地上から水を供給して蒸気や熱水を得る方式。深度は 2000～3000m。温度は 200～300℃。国内の資源量は 38GW と大きい。技術課題は解決済みであるが初期投資が高いのが課題。電中研(我孫子)地球工学研究所のジオサーモピア構想(2003年)がある。次世代発電と言われる。
- ⑥ マグマ発電：地下浅部(1～10km)のマグマだまり(直径1～数10km)を利用する。国内資源は 600GW(60億kW)と莫大である。次々世代発電であり実現は50年以上先、未来の発電と言われる。



主要地熱資源国の地熱発電の推移  
参考NEDO再生可能エネルギー白書

図 6-7-6-2-主要国の地熱発電の推移  
参考：NEDO 再生可能エネルギー白書

図 6-7-6-3 に地熱発電用タービンの世界シェアを示す。

上位 3 社は日本メーカーであり、4 位の日系合弁企業まで含めると地熱発電分野における日本メーカーのシェアは圧倒的に大きい。

各国の地熱利用の状況は、次のようになっている。

インドネシア：石炭や天然ガスなどの地下資源に恵まれているが、これらの資源を輸出用とするため、世界 2 位の地熱資源の利用を考えている。国策として地熱発電を推進しており、「世界一の地熱発電大国」を目指した「地熱発電ロードマップ 2005-2025」がある。

フィリピン：地熱発電では米国に続く 2 位。発電容量は全電力の 15% を占める。1978 年に大統領令が出され地熱発電が優遇されるようになったことが大きい。

米国：世界最大の地熱資源を持ち、地熱発電も最大である。地熱発電は 9 つの州にあるが、90% 近くがカリフォルニア州にあり、2 位のネバダ州を合わせるとほとんどの地熱発電がこの 2 つの州に集中している。

イタリア：欧州は地熱資源が少なく、地熱発電が少ない。欧州の地熱発電の約半分はイタリアが占める。イタリアの地熱資源は、3GW/火山数 13 と日本の 1/8 ほどしかないが、発電容量は日本よりも大きい。

アイスランド：石炭から再生可能エネルギーへの転換をはかっておりエネルギーの中心は地熱利用である。90% の家庭で地熱による暖房を実施。全人口は 32 万人と非常に少ない。

ドイツ：火山資源も花崗岩（放射線による熱源）もないが、3000m 以上の深度を掘削した地熱発電所が 5 基ある。再生可能エネルギーの買取制度によってバイエルン州を中心に 16 基の開発が進められている。

欧州その他：クロアチア、フランス、ドイツ、ハンガリー、イギリス、アイルランド、スロヴァキア、スロヴェニア、スペインなどがヨーロッパ地熱エネルギー協議会を設立。特に高温岩体地熱発電（EGS、Enhanced Geothermal System）の導入に積極的に取り組み始めている。

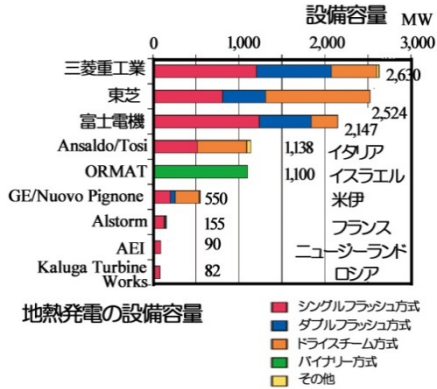


図 6-7-6-3-地熱発電設備のシェア

参考：NEDO 再生可能エネルギー白書

オーストラリア：火山資源はないが、大陸そのものが発熱体であり、高温岩体発電を実証中である。資源大国（石油、天然ガス、石炭、ウラン）であり、特に再生可能エネルギーを必要とはしていない。

日本：NEDO を中心に 1980 年から 2002 年まで研究開発が進められたが、それ以降、国による技術開発は行われておらず、主に民間企業による開発が行われており、市場は海外となっている。20GW と言われる地熱資源の 80%以上が、国立公園の特別保護地区・特別地域内にあり、開発できない状況にある。自然公園法、温泉法等の見直しはされていないが、再生可能エネルギー導入を推進する観点から、柔軟な運用がされるようにとの閣議決定がなされている（2010 年）。



図 6-7-6-4 東京電力八丈島発電所



図 6-7-6-5 ニュージーランドのナ・アワ・ブルア地熱発電所

1 基としては世界最大の 140MW  
富士電機製(2010 年 5 月)



## 6. 7. 7 再生可能エネルギーと電力

### 6. 7. 7. 1 電力料金

電気料金は、産業界と国民生活に大きな影響を与える。

産業ガス業界は、他の化学産業に比べて、電力依存が大きく、日刊工業新聞では「電力集約型産業」などと表現している。産業ガス業界自らは、あまりこの言葉は使わないが、電気料金の高騰は、業界を直撃する大きな問題である。

現在は、原油価格が低迷しているが、日本の場合は、いくつかの事情によって電気料金の値上がりが見込まれている。

①福島第一原子力発電所の事故以降、原子力発電所が停止、極端な火力発電依存国となっている②天然ガスの長期安定供給を優先しており輸入価格が下がりにくい③円安・円高による影響がある④再生可能エネルギー賦課金が増える。

#### 補足 6-7：日本の電力多消費産業

電力多消費産業とはどういうものか、特に決められてはいないが、電力料金の値上げによって大きな影響を受ける「電力多消費産業」の団体が、国に対して要望書を提出している。

「電力多消費産業の事業存続のための緊急要望」平成 26 年 5 月、「エネルギー政策等に関する電力多消費産業の共同要望」平成 27 年 4 月等の要望書を作成されている。

作成したのは、新金属協会、日本金属熱処理工業会、日本鋳業協会、日本産業・医療ガス協会、日本ソーダ工業会、日本チタン協会、日本鋳造協会、日本鋳鍛鋼会、普通鋼電炉工業会、日本鉄鋼連盟、日本鉄鋼連盟特殊鋼会である。

これらの団体・業界が電力多消費産業と言えるが、日本は工業国であり、ほとんどの産業が、安価で安定した電力供給を前提としている。

RITE（地球環境産業技術研究機構）が「関西地域における電気料金値上げによる製造業への影響分析」（2013 年 6 月 11 日）を報告しているが、この中で、全産業中、電気料金値上げの影響を最も大きく受けるのが「圧縮ガス・液化ガス製造業」であり、現在の高圧ガス事業は非常に大きく電力に依存していると分析している。他の産業分野の方が、より多くのエネルギーを消費しているが、電力に関しては、産業ガスの依存度が特に大きい。

図は、関西地区の製造業ひとりあたりの電気代増分の影響をグラフにしたものである。最も影響の大きい業種 10 位の板ガラス製造業は、製造業平均に対して 6.4 倍も影響が大きい。ガラス、セメント、鉄鋼などエネルギー多消費の産業が続く、1 位の圧縮ガス・液化ガス製造業では 34 倍にもなる。



図 6-7-7-1 関西地域で電気料金の上昇が産業に与える影響評価 (RITE の報告)

この評価は、2013 年時点で行われたもので、それ以降の円安/円高による発電燃料調達コストの変動は考慮されず、原子力発電所の速やかな再稼働を前提として試算されているため、現状とは異なるが、これらの業種の電力依存度（電気料金依存度）が高いことには違いない。

電力会社は、総括原価方式であるから燃料費があがれば、電気料金に転嫁ができるが、日本の産業ガスは、電気料金の上昇を自動的にガス価格に転嫁する仕組みがないため、電気料金があがり製造コストがあがれば影響は大きい。

産業ガスの基本であるセパレートガスは、地産地消のガスであり、電力が安い地域で製造して輸出入するというものではないから、各国の電力事情や価格によって設計方針（装置コスト重視か運転コスト重視か）やオペレーションが変わってくる。

図 6-7-7-2 に、日本を含む主要国の発電量の電源構成の割合を示す。JEPIC（海外電力調査会）の資料を元にしたが、データの出所は、2012 年の OECD/IEA である。

電源構成が、各国の事情によって大きく異なることが示されている。

カナダとスウェーデンは水力、原子力の比率が大きく、CO<sub>2</sub>排出量が非常に少ないことが特徴である。カナダとスウェーデンは古くから原子炉（重水炉）を開発しており、非常に高い技術力を保有している。

米国は、世界最大のエネルギー消費国であり、電力に関しては、どの方式も規模が大きく、ひとつのエネルギーに偏ってはいない。

フランスは、国内資源が乏しいため、石油ショック以降、原子力発電に注力、米国に次ぐ世界第二位の原子力大国である。発電量の75%が原子力。水力をあわせると、カナダ、スウェーデン同様、ほとんどCO<sub>2</sub>を排出しない電源構成となっている。

ドイツは、発電の半分が石炭と褐炭であり、欧州第二位の原子力大国でもある。図のその他には太陽光発電と風力発電が含まれ、再生可能エネルギー大国でもある。

イタリアは原子力発電を停止しているため、天然ガス、石炭、水力が中心である。火力発電の建設が間に合っておらず、慢性的な電力不足が生じている。

英国は、石炭中心であるが、天然ガス、原子力などとバランスをとりながら、脱炭素社会を目指している。

スペインは各エネルギーを満遍なく取り入れているが再生可能エネルギーの導入割合はドイツ以上に多い。

ロシアはエネルギー資源輸出国であり、国内の電力も天然ガスが約半分を占め、原子力、水力で補完している。

インド、中国は石炭火力の割合が70%を越えており、石炭への偏りが、経済発展に伴う都市部の大気汚染の原因のひとつにもなっている。

グラフの右端は、その他の電源であり、再生可能エネルギーなどの新エネルギーである。風力発電や太陽光発電は、中国が世界最大規模の設備を保有するが、経

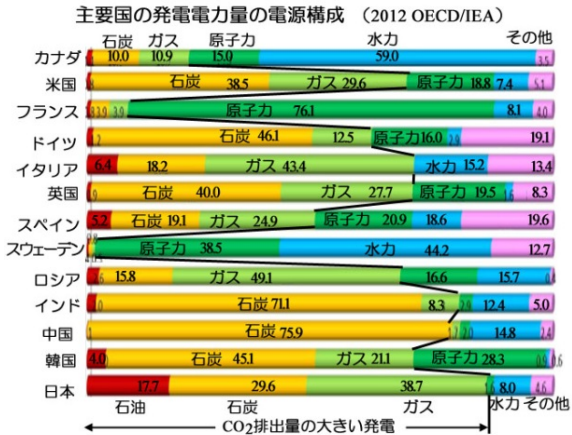


図 6-7-7-2-主要国の発電電力量の電源構成 (2012 年)

济規模が大きいため、比率としては、ごくわずかである。

日本は、主要国の中では飛び抜けて石油発電の割合が大きいことが特徴である。保有している原子力発電所が 2012 年には全て停止していたため、代替の石油発電が多くなっている。イタリアもほぼ同様の理由で石油発電が多いが、日本ほどではない。基本的には IEA が石油発電を禁止しているため、IEA 加盟国以外の主要国でも石油発電はほとんど行われておらず、日本が例外となっている。

日本は、主要国の中では、特に火力発電（石油、石炭、天然ガス）の依存率が高いことも特徴で、この年は 90% 近くになっている。発電の効率や環境技術など各国が保有する技術が異なるため、単純に、日本の CO<sub>2</sub> や有害ガスの排出量割合が極端に大きいとは言えないが、電力の構成比における火力依存割合の高さは異常である。これは、先進国の中で突出して大きいというだけでなく、中国、インドと比べても大きい。

図 6-7-7-3a と図 6-7-7-3b は、各国の電気料金の推移 2000 年→2009 年である（データの出所は、資源エネルギー庁・電気ガス事業部「電気料金の各国比較について」2011 年 8 月）。

2000 年時点では、日本の電気料金は、産業用、住宅用ともに欧米、韓国に比べて非常に高い。2009 年になると、日本の電気料金はあまり変わっていないのに対して、イタリア、ドイツ、英国の電気料金は非常に高くなった。

産業用ではイタリアが 3 倍近くに高騰し、日本の 2 倍近い価格になった。

為替レート換算の産業用電気料金は、国際的な産業競争力に関係してくるが、米

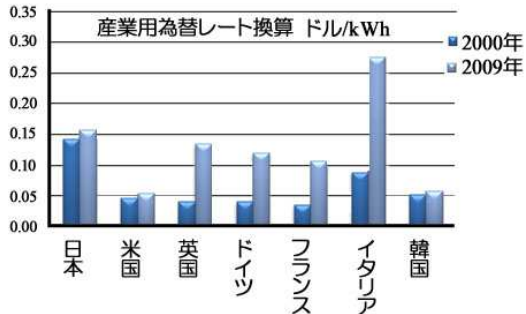


図 6-7-7-3a-電気料金の推移（産業用為替レート換算）

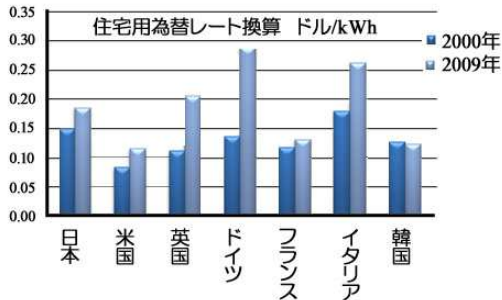


図 6-7-7-3b-電気料金の推移（住宅用為替レート換算）

国と韓国の電気料金が非常に低く、イタリアとは6倍もの開きがある。電気料金に低い国では、半導体産業などの電力多消費の輸出産業が非常に有利となるが、電気料金の高い国では国内産業の空洞化が深刻となる。

住宅用電気料金は、2000年から2009年の間に、日本もわずかに上昇したが、英国、ドイツ、イタリアは大幅に上昇して逆転、日本よりも高くなっている。これらの国では、住宅用、家庭用の電気料金は、エネルギーコストよりもネットワーク（送電）や公租公課の負担が大きい。

米国の場合、国土が広く、州ごとの電力の品質・価格が大きく異なるが、国全体としては欧州や日本よりも安価である。2014年の産業用電気料金は、ハワイ州で30¢/kWh、カリフォルニア州で12.3¢と非常に高く、ニューヨーク州で6.6¢、ワシントン州で4.3¢と、州別格差が非常に大きい。全米平均は7.1¢と日本より少し安い。

図6-7-7-3cと図6-7-7-3dは、為替レート換算ではなく、各国の購買力平価で換算した電気料金である。2000年時点で、日本の方が高いものの、為替レート換算よりは、差が縮まっている。

2009年になると、産業用電気料金は、米国とイタリア以外の国の間の差はあまりなく、英国、日本、ドイツがほぼ同じ、フランスと韓国がやや低いという状況である。

住宅用の電気料金の方は、ドイツ、イタリアの上昇が極端である。この間に再生

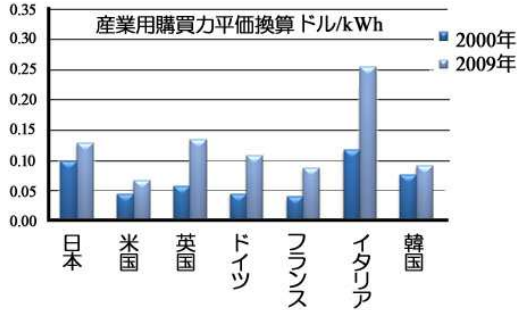


図 6-7-7-3c-電気料金の推移（産業用購買力平価換算）

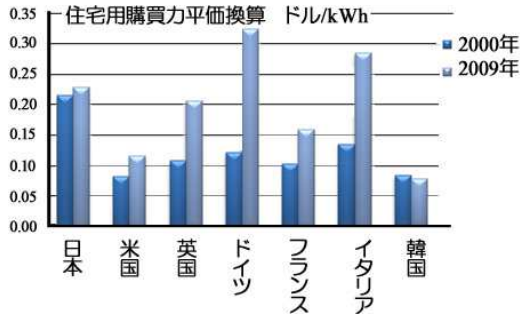


図 6-7-7-3d-電気料金の推移（住宅用購買力平価換算）

可能エネルギーの大量導入、環境対策費などによって電力コストが急上昇したが、政策的にある程度上昇を抑えられた産業用電力料金にに対して住宅用電力料金は高騰した。

21世紀初めまでは、日本の電気料金は、世界の中でも非常に高いと思われていたが、現在では、日本と他の先進国の電気料金の差はほとんどなくなった。石油や天然ガス、石炭などの発電燃料のほとんどを輸入している日本に対して、英国やドイツは、石油や石炭を産出するため電気料金が安いように錯覚することがあるが、住宅用に関しては日本の方が安価である。

資源エネルギー庁の分析によると、英国は、電源の主力を天然ガスへ切り替えつつあり、イタリアは火力発電の比率が高く、特に天然ガス依存が大きいいため、この間に起こった欧州の天然ガス価格の高騰によって電気料金が大きく上昇したとされる（エネルギー白書）。

韓国は、日本と同様、ほとんどのエネルギー資源を輸入しているにも関わらず、極めて電気料金が安く、ほぼ米国並みである。

資源エネルギー庁では、韓国の電気料金が非常に低い理由を次のように分析している。「①主力電源が発電単価の安い石炭火力と原子力になっており、原子力の稼働率が90%台と高いこと。②負荷率の高い産業需要が半分を占め、全体では70%台後半の負荷率で、効率的な電源運用がなされている。③韓国電力は政府出資が51%の公社であり政策料金となっている。電気料金は、原価の90%にしかならず、IEAは、韓国の電気料金が政策的に低く抑制されていることを、指摘し改善勧告を出している。④燃料費調整制度が導入されていなかったため、燃料の高騰があっても電気料金には反映されない（2011年7月より導入。）」

韓国の原子力発電は、発電容量の28%（1750万kW）を占め、現在、重水炉が4基（カナダ製CANDU炉）、加圧水炉PWRが16基導入されている（発電所は4ヶ所）。今後10年間に12基（1520万kW）の増設が計画されている。

韓国の原子炉の設備利用率は94%ほどと極めて高く、総発電量の45%を占めている。原子炉の利用率は、米国が約90%、フランスが76%、日本は約60%ほどである。日本の場合は、法令によって定期的に停止・点検することが義務付けられているため、全く故障なく運転がなされたとしても、米国や韓国のように高い利用率は不可能である。

6. 7. 7. 2 ドイツの再生可能エネルギー

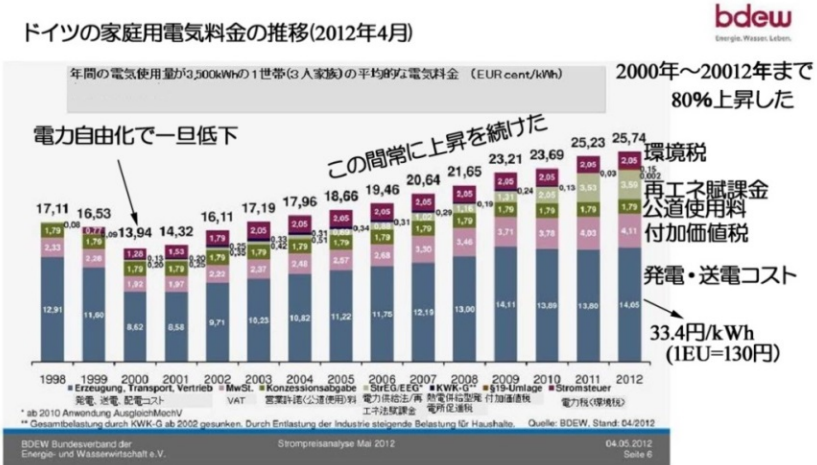


図 6-7-7-4 ドイツの家庭用電気料金の推移 (bdew の公表資料より)

環境先進国として注目されるドイツであるが、2000年から2012年の間に、家庭用電気料金はおよそ80%上昇しており、bdew が公表している電気料金の内訳と推移は、図 6-7-7-4 のようになっている。なお、BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft) は、ドイツ連邦エネルギー・水道連合会である。

ドイツはこの間、風力発電と太陽光発電、バイオマス発電などを大量に導入したが、グラフにあるように発電・送電コストはそれほど急激には増加しておらず、電気料金を押し上げているのは、再生可能エネルギー賦課金、環境税など政策コストの増大である。

この時点で、発電・送電コスト以外の費用が電気料金に占める割合は家庭用で45%、産業用で39%になっている。

大量の再生可能エネルギー導入により、系統安定化のための送電網の整備、バックアップ用の火力発電所の増強などの設備投資が必要となるため、今後も電気料金の上昇は避けられないと予想されている。

再生可能エネルギーによる発電は、他の電力よりも優先権があるため、この発電量がさらに増えると、火力発電所の効率と稼働率が低下するため、CO<sub>2</sub>の排出は逆に増え、採算が取れない発電所が増えることになる。

しかし、再生可能エネルギーだけでは電力の安定供給ができないため、効率の低い発電所であっても建設・維持していかねばならず、このような予備力調達のためのコストは膨大になる。

再生可能エネルギーそのものの稼働率が低いだけでなく、それをバックアップする火力発電所の稼働率も低下するため、国全体では非常に大きな発電設備を保有・維持するコストを負担しなければならない。

日本は、年間発電量 900TWh に対して発電設備は 100GW、ドイツは 579TWh の発電量に対して 167GW の発電設備を保有しており(2011 年)、ドイツの方が、日本よりも発電量が 3 割ほど少

ないにも関わらず、設備は逆に 70% も大きい。風力発電や太陽光発電の大量導入とそのバックアップのためである。

ドイツは、日本と異なり、電力不足時は、フランスなど外国から輸入することが可能であるが、これは、重要な電力を外国に頼ることになりコストを押し上げ、国が進める脱原子力発電の政策とも矛盾することになる。

ドイツの自然エネルギー普及を目指す団体、Agora Energiewende が、リアルタイムの電力消費量、発電内訳、周辺地域の電力価格などの情報や今後の予想などの情報を提供している。

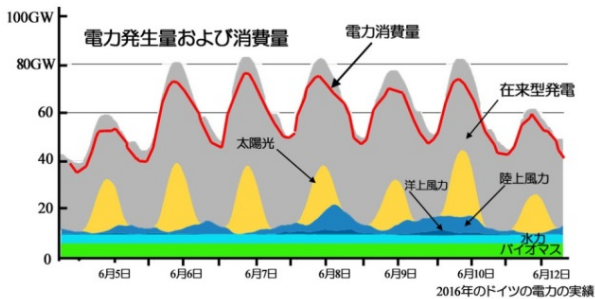


図 6-7-7-5a-ドイツの発電の実績（発電の内訳） 出所：Agora Meter

図 6-7-7-5a は、2016 年の 6 月のある 1 週間のドイツの電力の実績と内訳を示している。図の下の 5 つの電力が再生可能エネルギーによる発電量を示す。バイオマスと水力発電は、量は少ないがほぼ一定、安定した出力となっている。

太陽光発電は、夜間は発電ができないため図に示すように毎日、時刻に応じた大きな変動を伴う発電量となる。電力消費量が昼間に大きいため、この期間のように天候に恵まれている時は、非常に有力な電力となる。



陸上風力発電は、変動が大きく太陽光発電とも連動していない。たとえば夜間に風力発電が発電をしないこともあり、このような場合は、水力とバイオマスだけが再生可能エネルギー発電となる。この期間の洋上風力発電は、実績は非常に小さい。

図 6-7-7-5b は、同じ期間の在来型発電の実績である。ベースロードは、原子力発電と褐炭火力発電である。CO<sub>2</sub> や有害廃棄物の大量排出、採掘による環境破壊など最も環境問題が大きい褐炭による発電と、既に廃止を決めている原子力発電に大きく依存していることが大きな課題である。この間の負荷変動は、石炭火力の出力調整によって行われている。

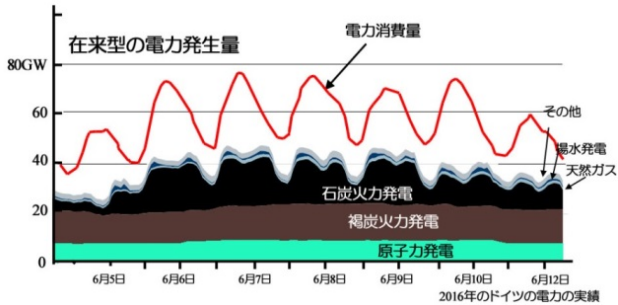


図 6-7-7-5b-ドイツの発電の実績（在来型発電の内訳） 出所：Agora Meter

天然ガス発電は、CO<sub>2</sub> や有害廃棄物の排出が少なく効率も高い発電方式として世界的にシフトが進んでいるが、ドイツでは、ほとんど発電が行われていない。夏場は、天然ガス価格も下落するので、経済的にも環境対応としても天然ガス発電が優先されるべきと考えられるが、ドイツの場合、再生可能エネルギーに押されて経営が行き詰った電力各社が天然ガス火力発電を縮小、より安価な石炭、褐炭発電にシフトしている。

図 6-7-7-5c は、同じ期間の電力の輸出入の実績である。グラフの縦軸のゼロより上がドイツから周辺国への電力輸出。ゼロより下が周辺国からドイツへの電力の輸入である。

電力の輸入は、主にフランスとスイスからである。フランスは 75%が原子力発電、スイスは、60%が水力発電、35%が原子力発電、いずれも極めて CO<sub>2</sub> 排出量の少ない発電方式による電力である。褐炭や石炭といった環境負荷の大きい国内の発電とは対照的にクリーンな電力が輸入されている。

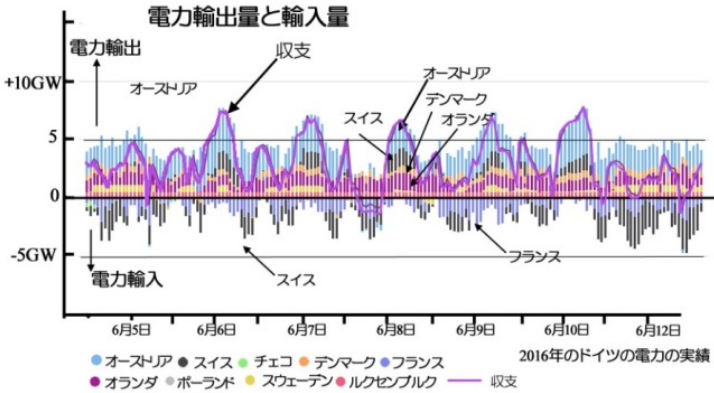


図 6-7-7-5c-ドイツの発電の実績（輸出入） 出所：Agora Meter

電力輸出は、オーストリア、デンマーク、オランダがかなり多い。ルクセンブルクには、ほぼ一定量の電力を供給し続けている。

ドイツでは、大量の再生可能エネルギーによる電力を導入したが、現在の技術では、大量の電力を貯めることができないため、過剰な電力の輸出、不足する電力の輸入によって、平準化を図っている。計画的な発電が難しい再生可能エネルギーを大量導入するためには、ドイツだけで解決することは困難であり、欧州の国際系統線の利用した輸出入が不可欠である。

この期間で見ると、収支は輸出量が輸入量を上回っており、トータルでは、電力不足には陥っていないが、輸入超過の時間帯もあり、電力の輸出入がなければ成り立たない。

図 6-7-7-5d-に、同じ期間の再生可能エネルギーと在来型の発電量とその時の電力価格を示す。ここで、電力価格（power price）は、EPEX（European Power Exchange のスポット価格）。EPEX SPOT は、欧州の主要な電力取引所のひとつであり、ドイツ、フランス、オーストリア、スイスの市場卸売り価格を決めている。グラフの単位は、MWh あたりのユーロであるから、日本円に換算すると、 $30 \cdot \text{MWh} \approx 3.4 \text{ 円/kWh}$  に相当する（ $1\text{€}=114 \text{ 円}$ として）。

短時間でかなり大幅に電力価格が変動していることが分かる。わずか1週間の間でも  $15\text{€}$  から  $40\text{€}$  までと、非常に大きく変動、1日の間でも時間帯によって大きく変動している。図にはないが、全土が晴天、強い風が吹くと、発電量が急激に増すため、これまでも再生可能エネルギーによる電力が需要量の95%に達し、一

時的に、発電抑制のために、買取価格をマイナスに設定する措置がとられたことがある。

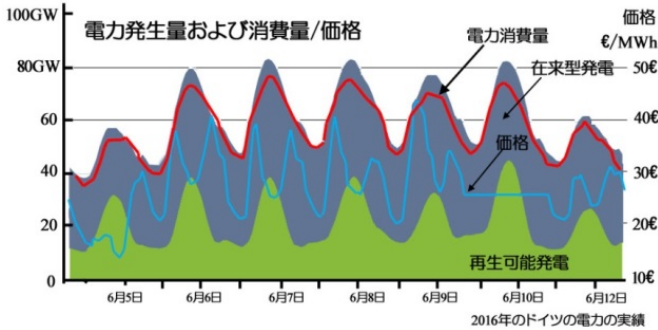


図 6-7-7-5d-ドイツの発電の実績（価格）出所：Agora Meter

図 6-7-7-5e-は別の日（2016年7月1日～）のドイツの発電の実績（発電の内訳）である。

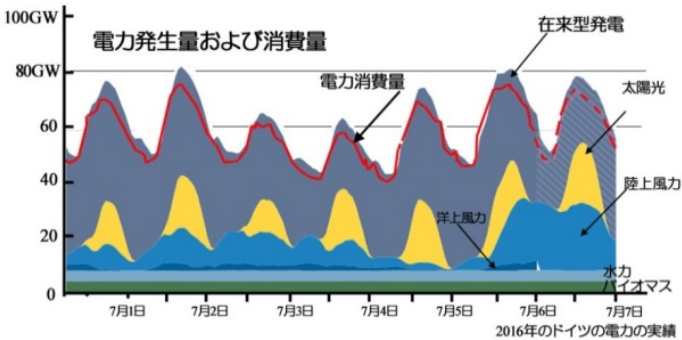


図 6-7-7-5e-ドイツの発電の実績（発電の内訳）

このデータは日本時間の7月7日発表のものであるため、7月7日の分は見込みあるいは予想となっている（図の破線の部分）。この期間の特徴は、陸上風力による発電量が非常に多くなっていることである。特に7月6日からは陸上風力と昼間の太陽光発電の発電量が非常に大きくなり、在来型発電によって制御している。原子力発電と褐炭発電はほとんど出力を変えずに運転されているため、石炭火力が停止された。

図 6-7-7-5f は、この間の在来型発電/再生可能発電と電力価格の推移を示している。電力価格は、驚くほど極端に乱高下しており、再生可能エネルギーによる発電が急増するのに合わせて、電力価格が急激に下落している。1 週間の間で 50 ユーロセントから 10 ユーロセントまで、日本では考えられないような価格変動が生じている。

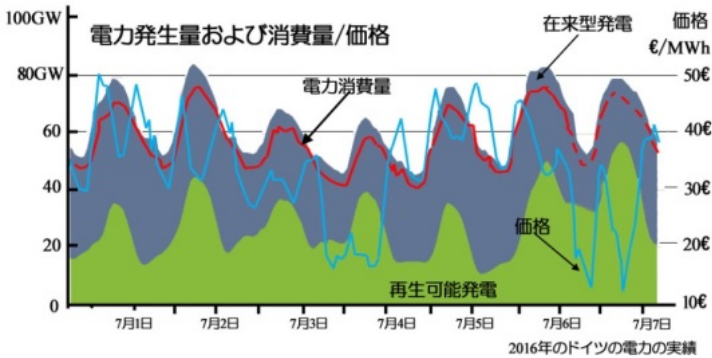


図 6-7-7-5f-ドイツの発電の実績（価格）

このように再生可能エネルギーが増えている時は、電力の輸入はほとんど行われず、大量の電力が輸出されることになる。周辺国は、急激に下落した安価な電力が供給されるため、国内だけでなく周辺国の発電所も大きな影響を受ける。

再生可能エネルギーは、計画的な発電ができないため、品質の高い安定的な電力供給に不向きな電源である。皿の状態や天候不順では、供給責任を果たすことができないが、逆にこのように急拡大する時は、系統への負荷、需給バランス、市場価格に多大な影響を与える。

再生可能エネルギーの大量導入に挑戦しているドイツには、電力の平準化・安定化という技術的な問題だけではなく、制度上の問題点も明らかになってきている。次のような問題が指摘され、エネルギー政策は、幾度かの修正を余儀なくされている。

- ① 買取価格が決まると競争がなくなり技術開発が停滞する。結果的に「査定無き総括原価方式」に陥る。
- ② 買取価格が高い時には、投機の対象となった。
- ③ 太陽光発電や風力発電のような新しい電源に投資できるのは富裕層であり、貧困層は逆進性の高い電気料金の負担が増大している。電力は生活必需品であり、逆進性による社会格差が拡大しつつある。

- ④ 風力発電所のあるドイツ北部と工業地域であるドイツ南部を結ぶ送電網の建設が全く進んでおらず、これを迂回する周辺国の送電網への加害が生じている。
- ⑤ 風力発電、太陽光発電、送電線建設などの設備の建設に対しては住民反対運動がある。
- ⑥ 経済団体（繊維業界などによる提訴）と消費者団体（連邦消費者連盟 2012 年）による再生可能エネルギー導入反対表明が出されている。FIT 法に対しては、違憲訴訟が起こっている。
- ⑦ 天然ガス発電所が衰退し、ベース電源の主体は原子力発電と褐炭発電になっている。
- ⑧ 褐炭火力発電増強によって、SO<sub>x</sub> や NO<sub>x</sub> の排出量が増大、大気汚染の拡大している。
- ⑨ 再生可能エネルギーを強化してから、CO<sub>2</sub> 排出量が増大している。
- ⑩ 原子力発電の廃止のために必要な火力発電所の建設には反対運動がある。

IEA は、ドイツの急激なエネルギー政策転換に対して次のようなレビューを行っている。（2013 年 5 月）

「ドイツの野心的な再生可能エネルギー導入目標とエネルギー削減目標は評価するが、電気料金は欧州で一番高く、警告を発すべき段階にある。描いている理想はよいが、持続可能な競争力のバランスを取る必要があり、エネルギー革命にかかるコストの負担は公平に配分されるべきであり、ドイツのエネルギーの問題はドイツ一国の問題ではない」

IEA は、これまでも加盟国のエネルギー政策に対して調査・分析・勧告を行ってきたが、ドイツ政府が勧告を受け入れて政策転換を行うかどうかは分からない。ドイツは、再生可能エネルギーのさらなる強化と 2022 年までの原子力発電の廃止を選択しているため、今後も、電気料金のさらなる値上げ、製造業の空洞化といった解決が難しい多くの課題に直面することになる。

日本は、外国との送電網がない、自国内に石炭を産出していない、天然ガスや石油のパイプラインが無い、天然ガス発電がある、ほとんどの原子力発電所が稼働していない、風況がかなり異なる（特に陸上）など、ドイツとはエネルギーを取り巻く環境が大きく異なる。したがって、同じ方式や制度を取り入れることはできないが、工業国の中で、ドイツほど多くの再生可能エネルギーの拡大を図っている国は珍しく、フロントランナーとして果敢な挑戦を続ける環境先進国ドイツから学ぶことは多い。