

平成26年度

ドイツのエネルギー転換と

機械産業等に与える影響調査研究

国際貿易投資研究所編

2015年3月

一般財団法人 国際貿易投資研究所(ITI)

INSTITUTE FOR INTERNATIONAL TRADE AND INVESTMENT



この報告書は、競輪の補助金により作成しました。

http://ringring-keirin.jp



はじめに

東日本大震災は電力供給にも深刻な影響を与えた。東京電力福島第 1 原子力発電所が事故により運転を停止し、そのほかの火力発電所なども一時運転不能となったところもでてきたため、電力供給不足に陥り、一時的とはいえ計画停電の実施に追い込まれた。火力発電所などは徐々に復興し、供給面での不安は払拭されたが、安全性の観点から運転を停止した原子力発電所に替わり、それに代替するものとして火力発電の比重が増えたため、燃料費の違いから発電コストが上昇、それが電力価格の上昇につながった。

企業にとって電力料金の多寡は競争力を左右する要因でもある。今後再生可能エネルギーの買取を増加させることは電力料金の更なる値上がりを意味する。電力料金の上昇にいかに対応するかは日本の企業にとっても、重要な課題となっている。

ドイツにおいては、気候変動対策のため化石燃料の使用を減らし、賦課金を使って再生可能エネルギーの導入を図る、いわゆる「エネルギー転換」が進行中である。さらに、一度は延長を決めた原子力発電所の運転も、福島の事故を契機に全面的に停止することを決定した。ドイツにおいては年々電力料金が上昇しているが、これにドイツ企業はどのような対応をしているであろうか。

このような問題意識から、われわれは研究会を組織し、ドイツの電力事情、エネルギー政策、企業への影響などを調査してきた。EUにおいては共通のエネルギー政策があり、それが加盟各国の政策にも影響を与えているところから、まず EU の電力事情を説明し、それを踏まえドイツの電力事情を明らかにした。さらにエネルギー転換政策を詳述した。また、電力価格上昇に企業がどのように対応しているかについてもアンケート結果などを用い説明した。

わが国においても再生可能エネルギーの買取が本格化しようとしている。再生可能エネルギー導入促進のための政策、再生可能エネルギーが電力供給に与える問題点、エネルギー 価格上昇への企業の対応など、先行するドイツの経験は学ぶべき点が多い。

本報告書が再生可能エネルギー導入とその問題点、企業への影響などに関心のある方の参考になれば幸いである。

平成 27 年 3 月

要旨

第1章 EU および欧州各国のエネルギー・電力政策

EUのエネルギー・電力政策は、90年代以降、気候変動対策が優先的に進められて来た。 2009年には温室効果ガス削減、省エネ、再エネ開発について 2020年目標を設定し、加盟 各国にその達成を求めた。さらに現在は2030年目標の法制化が進められている。その結果、加盟各国で再エネ電源が大量に導入されたが、その急増は様々な問題を引き起こしている。 一方、EU は同じく 90年代から市場統合の一環として電力自由化を進めてきており、現在では加盟各国で小売の全面自由化や発送電分離が実施されている。

化石燃料資源が乏しいフランスは、石油危機後、重点的に開発してきた原子力が発電の75%を賄う世界第二の原子力発電国であり、低廉な電力の供給に成功している。そのフランスは現在、原子力比率の低減と再エネ電源の増大を目指すエネルギー移行法案を制定中である。

他方、英国は豊富な化石燃料資源が将来枯渇する情勢を受けて、現在低炭素電源(原子力、 再エネ、CCS付き石炭火力)の開発推進政策を進めている。

第2章 ドイツにおける電気事業体制の現状と課題

ドイツはこれまで石炭や原子力を主要電源としていたが、近年は脱原子力政策および再生可能エネルギー促進政策を講じている。特に再エネ発電は固定価格買取制度等の優遇策が適用され、爆発的に増加した。ドイツでは 1998 年から小売電力市場の全面自由化が実施されている。しかし、再エネ発電優遇策に係る費用が電気料金に上乗せされるため、電気料金の水準は年々上昇傾向を示している。また、再エネ発電の大量導入によって本来発電できていたはずの火力発電設備が稼働できなくなり、収益悪化に陥っている。火力発電設備は再エネ発電のバックアップ電源として重要な役割を果たしているが、将来的に不足する恐れも出てきている。また、再エネ発電設備を大量導入したため、需要地に送電するためのネットワークも十分ではない。ドイツでは、脱原子力および再エネ大量導入によって様々な課題に直面している。

第3章 ドイツのエネルギー転換と再生可能エネルギー法

ドイツは原子力発電を2020年までに段階的に廃止し、再生可能エネルギーを中心とする

エネルギー体制への移行を目指すエネルギー転換に踏み切った。その際、エネルギー転換の中心的役割を果たしてきたのは 2000 年に制定された再生可能エネルギー法である。同法は再エネの拡大に大きく寄与したが、高価格での買い取りによる電力料金の上昇などの問題点が浮上したため、14年に同法を大幅に改革し、再エネの安定的な拡大を目指している。

第4章 エネルギー転換がドイツ経済に与える影響

主に気候変動対策のため実施されたドイツのエネルギー転換政策は、賦課金の導入により再生可能エネルギーの拡大を図っており、そのため電力価格が上昇し、他国と比較しても高価格となっている。電力価格は、産業の競争力にも影響を与えるため、ドイツの産業界の評価を2つのアンケート結果から探ってみた。生産コストに占めるエネルギー・コストの割合が平均的に低いこと、エネルギー多消費型産業には再エネ賦課金減免措置があることなどから、大きなマイナスにはなっていないといえる。むしろ再エネ産業の発展をもたらし、雇用にも貢献しているというプラス面も大きい。

目 次

第1章	EU および欧州各国のエネルギー・電力政策	• • • • • •	1
	(一社)海外電力調査会 企画	部 畐	削部長
	J	東海	邦博
第2章	ドイツにおける電気事業体制の現状と課題		$\cdot \cdot 34$
	(一社)海外電力調査会 調査部 副	主任研	肝究員
		大西	健一
第3章	ドイツのエネルギー転換と再生可能エネルギー法	• • • • • •	66
	(一財) 国際貿易投資研究所	客 員研	肝究員
	I	日中	信世
第4章	エネルギー転換がドイツ経済に与える影響	• • • • • •	·· 97
	(一財)国際貿易投資研究所	客員研	肝究員
		新井	俊三

第1章 EU および欧州各国のエネルギー・電力政策

(一社)海外電力調査会 企画部 副部長 東海 邦博

第1節 欧州(EU)のエネルギー・電力政策

- 1. 欧州連合(EU)の概要
- (1) 欧州統合: EU 設立までの歴史

進む欧州統合の深化と拡大:加盟国数は28か国に

欧州統合は前世紀に二度の大戦を経験した欧州にとって悲願であった。第二次大戦後、 仏独など欧州では、悲惨な戦争の防止には欧州の統合を進め、最終的には「欧州連邦」を 形成することが不可欠との認識が広まった。

そのための第一歩として、1952年にパリ条約によって「欧州石炭鉄鋼共同体」が設立された。これは仏独間の戦争の原因となってきた鉄と石炭の生産を超国家的な機関の管理に委ねるものであった。さらに、1958年にはフランス、西ドイツに加えてイタリア、ベネルクス 3 国を加えた 6 カ国により「欧州経済共同体(EEC)」および「欧州原子力共同体(EURATOM)」が発足した。続いて1967年には、これら三機関の執行機関が統合され、「欧州共同体(EC)」が発足し、関税撤廃などの市場統合に向けての動きが開始された。

この EC の下、1960 年代には加盟各国は高度成長を遂げたが、1970 年代から 1980 年代前半にかけて二度の石油危機に見舞われ、欧州経済は停滞し、競争力、先端技術開発などで日米との格差が拡大した。そのため、1980 年代に入ると欧州の復権を目指して市場統合を再度、推進する動きが活発化した。1985 年には「単一欧州議定書」が策定され(1986年調印)非関税障壁が撤廃されるとともに、人・物・資本が自由に流通する「欧州単一市場」の形成を目指す法規が順次制定され、市場統合に拍車がかかった。

さらに 1993 年には、EEC の設立を謳った「ローマ条約」を大幅に改正した「マーストリヒト条約(欧州連合条約)」が発効し、市場統合に続いて経済統合および通貨統合を目指す経済通貨同盟(EMU)、さらには政治同盟を目指すことが規定され、EC は「欧州連合(EU: European Union)」へと生まれ変わった。

このマーストリヒト条約 (1999年の「アムステルダム条約」により一部改正) に基づき、

1999年には通貨統合が開始された。ドイツ、フランス、イタリアなど 11 カ国が統一通貨「ユーロ」の導入に踏み切り、2002年からは実際の紙幣や硬貨として市中に流通を開始した(2015年現在 19 カ国でユーロを法定貨幣として採用)。

こうした統合の深化と並んで統合の拡大も進んだ。加盟国は 1958 年の 6 カ国に加え、 1973 年以降、順次加盟国が増加し、1995 年にはほとんどすべての西欧諸国が加盟し 15 カ国となった。さらに 2004 年には 1990 年の冷戦終結に伴い、大半の中欧・東欧諸国も EU に加盟し 25 カ国となった。2015 年現在、さらに加盟国が増加し 28 カ国となっている。

深化・拡大に伴い条約を整備し組織も改革

この欧州統合の深化と拡大に伴い、決議機関である理事会での多数決制の適用範囲の拡大や各国の投票権の再配分、欧州委員会の委員数の変更、欧州議会の各国定数の変更を定めた「ニース条約」が2003年に制定された。

さらに 2004 年には巨大化した EU が機能不全に陥ることがないよう意思決定を効率化し、複雑化した諸条約の内容をできるだけ整理・簡素化し、大欧州の基本理念とそれにふさわしい体制を整えることを目的とした「欧州憲法条約」が調印された。

しかし、2005 年に一部の加盟国で国民投票により条約の批准が否決されたことから、2009 年にはこの「欧州憲法条約」に代わる改革条約(リスボン条約)が制定された。このリスボン条約では、欧州首脳会議の常任議長を務め EU を対外的に代表する EU 大統領の創設や、外交政策の EU 外務・安全保障政策上級代表への一本化、EU への法人格の付与、EU 意思決定手続きの効率化・簡素化などが図られた。

(2)EUの組織

この EU には現在、主に次のような組織・機関が設置されている。

① 理事会(Council of the European Union): EU の法令採択などを行う政策決定機関。 分野別に加盟国閣僚で構成された閣僚理事会(Council of Ministers)を開催。議決方式は、通常、加盟国の人口などを配慮して票数を配分した「特定多数決方式」。加盟国は輪番で半年間、議長国を務め、議長国が理事会の開催日程、議題を決定する。また、最高政策決定機関として、加盟国首脳で構成される「欧州理事会(European Council)」がある。毎年通例 6 月、12 月に開催。リスボン条約に基づき欧州理事会の常任議長(EU大統領)も設置。

- ② 欧州委員会:政策の提案権を持つEUの執行機関。2014年11月発足の現委員会は28人の委員(委員長1名、副委員長7名および各担当委員20名)で構成。任期は5年。委員長は、今回は欧州議会選挙で多数派を占めた会派から選出。副委員長および委員は、各国から委員長が選出し、欧州議会の承認を経て欧州理事会が任命。6人の副委員長は、自身は特定の担当分野を持たず、複数の担当分野の調整を行う。1名の副委員長は外務・安全保障政策上級代表(外相に相当)。各委員は各担当分野を担務し、各担当分野には各国省庁に相当する「総局」が設置。エネルギー・電力関連としては、「エネルギー連合」担当の副委員長、また委員には気候行動・エネルギー担当委員、競争担当委員などがあり、その下に担当の総局がある。
- ③欧州議会:指令などについて閣僚理事会と共同立法権限を持つ。共同立法権限分野には域内市場、環境、エネルギーなど。議員は直接選挙で選出。議席数は751で任期は5年。2014年の選挙では、欧州人民党や欧州自由民主連盟など保守政党、社会民主進歩同盟や左翼系政党が議席数を減らす一方、極右政党や反EU政党が議席数を伸ばした。
- ④欧州司法裁判所: EU の基本条約の解釈と適用上生じる法制問題を扱う。加盟国の合意により任命される裁判官 27 人、法務官 8 人で構成。1988 年からは私人の提起する直接訴訟を扱うため、各国に第一審裁判所を設置。この場合、欧州司法裁判所は上級審としての役割を果たす。

(3)EU の法制

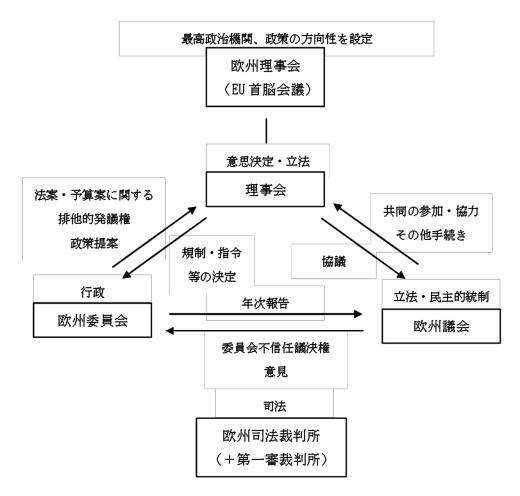
EU の法制には、第一次法源として、「ローマ条約」、「単一議定書」、「マーストリヒト条約」、「アムステルダム条約」、「ニース条約」、「リスボン条約」などの基本条約がある。 その下に第二次法源として、理事会や欧州委員会が、これらの条約を根拠に制定する法令があり、これには次のような種類がある:

- ①規則(Regulation): すべての加盟国に直接適用され、拘束する。規則を実施するためには国内法を必要としない。理事会と欧州委員会が規則を制定する権限を有している。
- ②指令(Directive):達成されるべき結果について、命じられた加盟国に対してのみ拘束力を持つが、その形式および方法は各国の裁量に委ねられる。指令に従うために、加盟国は何らかの国内法を制定するのが普通である。
- ③決定(Decision):加盟国、企業、個人など特定の対象者に対し直接適用され、拘束力を有する。国内法の制定は必要とされない。決定を行う権限は理事会と委員会にある。

④勧告 (Recommendation)、意見 (opinion): 拘束力を持たない。理事会と委員会が発することができる。

現在、EU 法令の多くは「共同決定手続」(リスボン条約発効後は「通常立法手続」と名称変更)により採択される。図 1-1 に示すように、「共同決定手続」においては、理事会と欧州議会が立法権限を共有する。

図1-1 EU 機関の仕組み



出所:駐日欧州連合代表部「EU機関の仕組み(2009年9月更新)」

2. EU のエネルギー・電力を巡る情勢

通常、エネルギー・電力について考察する場合、3つの「E」という観点から検討されることが多い。すなわち、エネルギー・セキュリティ(Energy Security)、環境保護(Environmental Protection)、および経済性(Economical Efficiency)である。

第一のエネルギー・セキュリティというのは、エネルギー、電力の安定供給ということ

である。世界的には 2000 年代後半になって「アラブの春」、イランの核問題、さらには「イスラム国」の出現など中東やアフリカの産油・産ガス国での政治動向によって、石油・ガス供給に不安定化の懸念材料が増大し、それを受けて 2009 年以降、化石燃料価格が上昇を見せた。ただし最近は、米国でのシェールオイル・ガスの増産、および中国など新興国での経済減速傾向を反映して、スポット物の石油価格はバレル当たり 50 ドルを下回る状況となっている。しかし、国際エネルギー機関(IEA)は、中・長期的には中国などの新興国や中東などの消費増大によって化石燃料価格は上昇すると予想している(表 1-1)。

表 1-1 化石燃料価格予想

	2013年	2040年
石油 :IEA輸入価格、ドル/バレル	106	185~286 (100~155)
天然ガス : 米国価格、ドル/MBtu : 欧州輸入価格、ドル/MBtu : 日本輸入価格、ドル/MBtu	10.6	11.4~15.7(6.1~8.5) 17.0~ 25.9(9.2~14.0) 22.2~ 31.9(12.0~17.3)
石炭 :OECD燃料炭輸入価格、ドル/トン	86	141~229 (77~124)

出所: IEA, World Energy Outlook 2014

注:() 内は実質価格

一方、EU においては、近年、北海の石油・ガスが減産傾向を見せており、将来の枯渇が懸念される状況となっている。そのため、輸入が増大しているが、EU はロシア依存がガス・石油輸入の3分の1と高いのが特徴である。そのロシアからのガス供給は、2014年以来、ウクライナ内戦の影響によって供給支障が懸念される事態となっている。

第二の環境保護というのは、特に近年は気候変動(地球温暖化)が中心課題となっている。この気候変動問題に世界大で対応するため、1997年には京都議定書が締結され、先進国は温室効果ガス(GHG)について削減目標を決め(1990年比で2008~2012年にEU8%、米国7%、日本6%削減)削減努力を行うこととなった。

図 1-2 に見るように、EU 加盟国はほぼ目標を達成した。一方、米国はその後京都議定書を離脱したため削減義務を負っていない。また、日本は福島事故の影響により森林吸収を含まない数字では 2012 年は 8.8%増、また約束期間 5 年間平均では 1.4%増となった。しかし森林吸収分や CDM 分(クリーン開発メカニズム:先進国が開発途上国で技術・資

金等の支援を行い、GHG 排出量の削減または吸収量を増加する事業を実施した結果、削減できた排出量の一定量を支援元の国の GHG 排出量の削減分の一部に充当することができる制度)を含むと平均値で8.4%減となり削減目標を達成した。

現在、世界的には「ポスト京都」として、2015年末の COP21 (国連気候変動枠組条約締約国・パリ会議)で 2020年以降の削減目標について合意すべく、議論が続けられている。

EU については、すでに 2020 年目標を 2009 年に制定(EU 全体で 1990 年比 20%削減) し、加盟各国はその削減に向けて、再エネ、原子力開発、および省エネなどの諸施策を推 進している。また、2030 年目標についても EU 加盟国はすでに 2014 年 10 月に 1990 年 比 40%削減で基本合意し、2015 年 1 月現在法制化作業が進行中である。

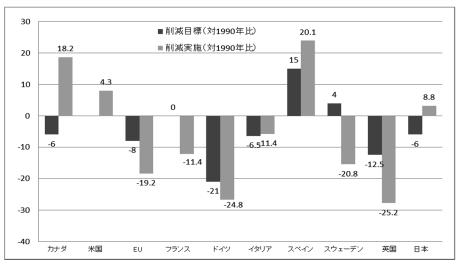


図 1-2 京都議定書による温室効果ガス削減目標と削減実績(2012年)

出所: UNFCCC ホームページのデータより作成。

第三の経済性については、廉価なエネルギー・電力を得るため、欧米で電力・ガス市場の自由化が1990年代から実施されている。EUではすでに2007年7月から電気・ガスの小売り全面自由化を実施している。電力価格はこの自由化により一時、低下したが、その後はガス価格の上昇や再エネ補助コストの上乗せなどから上昇傾向を見せている。また、各国での電源構成が大きく異なるため、各国で大きな価格差が見られる。水力や原子力比率の高い国は低廉である一方、輸入燃料に依存する火力比率の高い国や大規模な再エネ開発で補助金負担が増大している国では高くなっている。

また、福島事故を契機として、3つの「E」に加えて「S」(Safety=安全)の問題もエネ

ルギー・電源選択において大きな比重を持つようになっている。

3. エネルギー・電力政策

(1) EU におけるエネルギー政策の位置付け

EUでは原則的に、エネルギー問題は加盟各国の主権事項と理解されてきた。もちろん、エネルギー分野においても、条約などですでに加盟国が EU に権限を委譲している「域内市場」や「環境」などの他の分野と関連する部分については、これまでにも EU 大での法規が制定されてきた。

しかし、2000年以降、「EUのエネルギー・電力を巡る情勢」で述べたように、EUと国際社会のエネルギー分野を巡る様々な要因がこのような状況に変化をもたらすようになった。その結果、これらの課題に対応する上で、EU大での取り組みの必要性、また、包括的な政策に基づいた取り組みの必要性が指摘されるようになり、これを受けて、EUは新たに共通エネルギー政策の策定に着手することとなった。

その結果、2009 年 12 月に発効したリスボン条約では、EU 基本条約として初めて、エネルギー政策に関する独立した条項(194条)が規定された。そこでは、以下の目的を達成する上で、必要な措置を講ずる権限が EU 機関に与えられている。

- ・エネルギー市場の有効な機能を確保
- ・EU 内のエネルギー安定供給を確保
- ・省エネおよび再エネの開発促進
- ・エネルギー・ネットワークの連系促進

しかし、この 194 条では、EU 機関に委譲される権限に一定の制限を設けている。すなわち、それらの措置は、加盟各国の「エネルギー源開発の条件、エネルギー源の選択、全般的なエネルギー供給構造を決定する権限」に影響を与えてはならないとされている。すなわち、依然として、エネルギー構成や電源構成の選択については加盟各国に委ねられており、EU は上述に関連する部分に限定して、共通政策として、法令を制定する権限を持つこととなる。

また、エネルギー問題に限らず、EU の講ずる措置は全般に「補完性原則」や、これを補足する「比例性原則」に従うことが求められる。補完性原則とは「EU の講ずる措置は加盟国レベルでの取り組みよりも、EU レベルでの取り組みによって、よりよく目的が達成される場合においてのみ採用される」という原則である。また、比例性原則とは「EU の

講ずる措置は、その目的を達成するのに必要な限度を超えるものであってはならない」という原則であり、いずれも、加盟国の主権に対する EU 権限の限界を定めるものである。

リスボン条約のエネルギー条項における EU 権限の明確化は、上述のような制限を踏ま えたものである。そのため、加盟各国の主権と EU 権限のせめぎあいや妥協の上に、エネ ルギー関連の法規が制定される構造は、基本的に従来と変わらない。

(2) EU でのエネルギー・気候変動関連法規

EU のエネルギー気候変動政策は、前述のリスボン条約の中に規定されたエネルギー条項、および既存の環境・気候変動関連条項に基づき、具体的な施策が法規として制定されている。

それらの具体的な法規は、前述の3つの「E」、すなわちエネルギー・セキュリティ(安定供給確保)、環境保護(気候変動対策)、市場自由化(域内市場整備)という3つの課題への対応措置を中心として構成されている。それぞれの課題は以下のように特徴付けられる。

- ・エネルギー・セキュリティ: すべての加盟国のエネルギー安定供給確保を図り、域外エネルギー供給国に対する EU として一体的な外交を進める。同時に、エネルギー自給率向上、エネルギー供給国の多様化に資するための対策を進める。
- ・環境保護:気候変動問題への対応、持続可能な社会への移行を目指して、EU 大で温室 効果ガス排出削減、再エネ開発、省エネなどを進める。
- ・エネルギー市場自由化: EU 域内で単一の電力・ガス市場を形成する。自由化された電力・ガス市場において、競争に基づく合理的な価格形成が実現するよう、市場の適正な機能や、EU 大の広域的な取引を支えるための制度面、インフラ面の整備を進める。

これらの課題に対処するため、近年策定された指令などの法規は表 1-2 のとおりである。 これらの法規は、主に 2009 年制定の「第三次エネルギーパッケージ」および「気候変動 パッケージ」で構成されている。

中でも、気候変動パッケージには、その後に制定された省エネ関連指令と合わせて、「トリプル・トウェンティ」(「3つの 20」)と通称される措置が示されている。すなわち、EU大の戦略的な数値目標として、2020年までに EU全体で①温室効果ガス:排出量を 1990年比で 20%削減、②再エネ:最終エネルギー消費に占める比率を 20%へ引き上げ(発電では 34%へ引き上げ)、③エネルギー効率化:エネルギー消費を現行トレンドに比べて 20%

削減、が設定され、その達成が共通エネルギー政策の中核的な目標と位置付けられた。

表 1-2 近年の主な EU 法令(エネルギー・気候変動関連)

主な法令	成立年	概要
第 3 次電力自	2009年	全面自由化された EU 電力・ガス市場を有効に機能させるための改善策
由化指令		・送電系統運用者のアンバンドリング規定の強化
(注 1)		・エネルギー規制機関の独立性・権限の強化
		・消費者保護規定の強化
改正電力国際	2009年	電力国際取引の系統アクセス条件に関する改正規則
取引規則		・欧州大の送電系統運用者の協調機関「欧州送電系統運用者ネットワーク
(注 1)		(ENTSO-E)」の設立とその役割を規定
ACER 設立規	2009年	エネルギー規制機関の協調機関を設立する規則
則 (注 1)		・欧州大の独立エネルギー規制機関の協調機関「欧州エネルギー規制者協
		力機関(ACER)」の設立とその役割を規定
EU-ETS 改正	2009年	欧州排出量取引制度 (EU-ETS) の第3期間 (2013年~) における改善策
指令 (注2)		・EU 全体の年間排出枠上限を設定
		・排出枠上限は、毎年 1.74%ずつ引き下げ(2020 年に対 2005 年比 21%
		削減)
		・無償割り当てから有償オークションによる割当へ(多数の例外規定)
GHG 削減負	2009年	ETS がカバーしない分野(運輸、農業など)の GHG 排出削減目標を決定
担決定 (注2)		・EU 全体で 2020 年において対 2005 年比 10%の削減目標
		・各加盟国にそれぞれの(+20 から-20%まで)削減目標を義務付け
再生可能エネ	2009年	再生可能エネルギー導入を促進するための EU 大の施策を規定
ルギー利用促		・各加盟国に 2020 年までの再生可能エネルギー導入目標を義務付け
進指令 (注2)		・各加盟国に目標達成までの道筋を示す行動計画の策定・提出を義務付け
		・目標達成に向けた加盟国間の協力を認める柔軟性措置を規定
CCS 指令 (注	2009年	CO2 回収貯留技術の開発に向けた法整備
2)		・CO2 貯留に関する探査、認可、監視、報告の法的枠組みを規定
		・新設火力プラントに対し CCS 導入可能性評価を義務付け
産業排出指令	2010年	大規模産業設備からの環境汚染物質等の排出を規制
		(既存の関連する7法令を統合・強化)
		・可能最良技術(BAT)の利用を前提とした排出規制を適用
		・NOx・SOx の排出規制強化
エネルギー効	2012年	<u>EU エネルギー効率改善目標 (2020 年までに 20%) 達成に向けた施策導入</u>
率化指令		・エネルギー利用効率改善に向けた拘束力を持つ多様な施策を規定
		・加盟各国に対する強制的な数値目標の導入は見送り
		・2014年時点で進捗状況をチェック、必要に応じて強制目標の導入を検討
エネルギー・	2013年	エネルギー政策の目的に資する EU 域内の広域インフラ開発促進策
インフラ規則		・欧州の利益に資する広域連系プロジェクトを特定
		・特定されたプロジェクトに対し、許認可手続きや資金調達面で優遇措置

出所:欧州委員会による各プレスリリースより作成。

⁽注1) 第3次エネルギーパッケージに含まれる法令。

⁽注2) 気候変動パッケージに含まれる法令。

また、EU はポスト京都に向けても他国に先行して対応策の制定を進めている。2014年1月には、欧州委員会が2020年目標に対応する2030年目標(案)を提示したのに続いて、2014年10月には欧州理事会(首脳会議)で、①GHG:1990年比で40%削減、②再エネ:EU 全体で最終エネルギー消費の最低27%(電力で45%)に引き上げ、③省エネ:現行トレンドから30%削減、で合意した。2015年現在、欧州議会で法制化作業が進行中である。

一方、第三次エネルギーパッケージについては、1990年代後半から実施されてきた EU の電力・ガス部門の市場統合の第三弾として制定されたものであり、EU の電力市場自由 化の一応の最終段階というべきものである。これについては後述の「7. EU の電力市場自由化」の項で詳述する。

4. エネルギー・電力全体の現況と予想

これらの政策を受けてのエネルギー・電力の全般的な開発状況および将来予想は以下のとおりである。

(1) 現況

一次エネルギー供給構造(2012年)は、石油32%、ガス24%、石炭18%、原子力14%、再エネ12%となっている。自給率は、石炭がドイツ、ポーランド、英国など、また石油、天然ガスが北海を領土に持つ英国、オランダなどから産出するため、50%近くとなっている。燃料別の自給率では石油15%、石炭59%、天然ガス35%である。しかし、近年は石油と天然ガスの減産と、シェールオイル・ガスの開発に進展が見られないことから、自給率は低下傾向を示している。

一方、発電(2012年)では、原子力28%、石炭27%、再エネ22%、ガス21%、石油2%。という構成になっている。フランスなどでの開発で原子力が最大の電源となっているが、近年、ガス火力に加えて、前述のEU大での再エネ開発政策によって再エネ比率が増大している。

(2) 予想

国際エネルギー機関 (IEA) の予想によると、EU のエネルギー構造は 2040 年にはガス $24\sim33\%$ 、再エネ $22\sim36\%$ 、石油 $16\sim23\%$ 、原子力 $11\sim18\%$ 、石炭 $7\sim12\%$ となる。各

エネルギーの比率が幅で示されているのは、この IEA 予想には次の 3 つのシナリオが示されているためである。

- ①「現状」シナリオ:現行の施策のみ
- ②「新政策」シナリオ:現在検討中の追加施策を講じた場合
- ③「450 シナリオ」: 温室効果ガス濃度を 450ppm (CO2 換算) 以下に抑制するための 施策を講じた場合。

この予想では、化石燃料では、石油、石炭は減少する一方、ガスは「現状シナリオ」では増大するが、「450シナリオ」では減少するとしている。一方、再エネはいずれのシナリオでも大幅に増加するが、原子力は現状維持あるいは増大としている。

また、発電では、2040年に再エネ $38\sim60\%$ 、原子力 $16\sim26\%$ 、ガス $9\sim30\%$ 、石炭 $5\sim16\%$ 、石油 0%となる。化石燃料では石炭が大幅に減少する一方、ガスは「現状シナリオ」で増大、「450 シナリオ」で減少する。一方、再エネはいずれのシナリオでは大幅に増加する。原子力は減少するが「450 シナリオ」では現在の比率を維持する。

表 1-3 EU の一次エネルギー供給予想

	2012年 (実績)		2040年(予想)	
石油換算百万トン	1,641	現状シナリオ	新政策シナリオ	450シナリオ
石価製券ロカドン	1,041	1,652	1,523	1,395
比率 (%)				
石炭	18	12	9	7
天然ガス	24	33	30	24
石油	32	23	22	16
原子力	14	11	14	18
水力	2	2	2	3
バイオ・廃棄物	8	13	15	20
その他再生エネ	2	7	9	13

出所: IEA, World Energy Outlook 2014

表 1-4 EU の電力供給予想

	2012年 (実績)	2040年(予想)		
発電電力量 (10/27) NH >	0.000	現状シナリオ	新政策シナリオ	450シナリオ
(10億kWh)	3,260	4,156	3,742	3,541
電源別比率(%)				
石炭	27	16	9	5
天然ガス	21	30	24	9
石油	2	0	0	0
原子力	28	16	21	26
水力	10	10	11	12
風力	6	16	20	27
バイオ・廃棄物	5	6	7	9
地熱	0	0	1	1
太陽光・熱	1	5	6	9
海洋	0	1	1	2

出所: IEA, World Energy Outlook 2014

5. 再生可能エネルギー開発

従来、EU では再エネはエネルギーではバイオマス、発電では水力が主に開発されてきた。しかし、近年、前述のエネルギー政策によって、風力、太陽光などの再エネの開発が進んでいる。

(1) 再エネ開発政策

EUの再エネ開発政策の第一弾は1990年代後半に遡る。1997年にはEUエネルギー自書が策定され、再エネ開発推進を打ち出した。1999年には「ゴミ埋め立て指令」が制定され、ゴミの排出量を2016年までに1996年比で35%削減することが掲げられた。さらに2001年には「再エネ発電開発指令」が制定され、2010年までに再エネ発電のシェアを13%(2001年)から21%(EU全体平均、各国毎に設定)に引き上げることが規定された(ただしこの目標に強制性はなし)。また、エネルギーとしての再エネについては、2003年に「バイオ燃料指令」が制定され、2010年までに自動車燃料にバイオ燃料を5.75%混入することが謳われた。

続く第二弾は、2007年の欧州エネルギー政策の策定および前述の2009年「リスボン条約」でのエネルギー条項の制定である。この条項では再エネの開発の推進が謳われた。これを受けて、前述のように、2009年には「再エネ開発指令」が制定され、2020年にエネルギーでは20%(05年8.5%)、電力で34%(同17%)にまで再エネ比率を引き上げるこ

とが規定された。2001年の「再エネ発電開発指令」と異なり、発電だけではなく、エネルギー全体に範囲が拡大されるとともに、各国別に強制的な目標が設定され、毎年、各国が国家行動計画を提出することとなった。また、再エネへの優先的な給電も規定された。発電以外では、運輸部門について燃料消費の10%を再エネにすることも規定された。

さらに、ドイツが中心となって、IEAの再エネ版として「国際再生可能エネルギー機関」 (IRENA)が 2009 年に創設された。本部はアブダビに設置されている。

表 1-5 EU 再エネ開発指令における各加盟国の目標および実績(注 1)

	2005年実	2012年実	2020年目		2005年実	2012年実	2020年目
国名	績	績	標	国名	績	績	標
	(%)	(%)	(%)		(%)	(%)	(%)
ベルギー	2.2	6.8	13	ルクセンブルク	0.9	3.1	11
ブルガリア	9.4	16.3	16	ハンガリー	4.3	9.6	13
チェコ	6.1	11.2	13	マルタ	0.0	1.4	10
デンマーク	17.0	26.0	30	オランダ	2.4	4.5	14
ドイツ	5.8	12.4	18	オーストリア	23.3	32.1	34
エストニア	18.0	25.2	25	ポーランド	7.2	11.0	15
アイルランド	3.1	7.2	16	ポルトガル	20.5	24.6	31
ギリシャ	6.9	15.1	18	ルーマニア	17.8	22.9	24
スペイン	8.7	14.3	20	スロベニア	16.0	20.2	25
フランス	10.3	13.4	23	スロバキア	6.7	10.4	14
クロアチア	•••	16.8	20	フィンランド	28.5	34.3	38
イタリア	5.2	13.5	17	スウェーデン	39.8	51	49
キプロス	2.9	6.8	13	英国	1.3	4.2	15
ラトビア	32.6	35.8	40				
リトアニア	15.0	21.7	23	EU28力国	8.5	14.1	20

出所: EU 統計局資料などから作成。

(注1) 最終エネルギー消費量に占める再エネの割合。

(2) EU の再エネ開発の現況

再エネの開発状況 (2012 年) は一次エネルギーで、水力 2%、バイオマス・廃棄物 8%、その他 2%と合計 12%のシェアを占める。発電では水力 10%、バイオマス・廃棄物 5%、風力 6%、太陽光・熱 1%と合計 22%に達している。

また、再エネの内訳(2012 年、OBSERV'ER 資料)を見ると、一次エネルギーではバイオマスが約70%で主であり、続いて風力が増大している。一方、発電では水力が約44%と主であるが、風力27%、バイオマス20%と風力が大きなシェアを占めるようになっている。また太陽光・熱はまだ9%に過ぎないが急増している。

2009年の再エネ指令目標の達成状況 (2012年) は、一次エネルギーでは目標 20% (2020

年) に対して 14% と、EU の不況下で鈍化傾向もみられる。一方、発電では目標 34% (2020年) に対して 23% と比較的順調な進展をみせている。

この進展に伴い、再エネ関連産業もすでに一大産業にまで発展している。2012年は売上高で1,300億ユーロ(約15兆円)を記録しており、特にドイツは340億ユーロとEUで第一位の売上高を誇っている。また、雇用でも122万人(間接雇用を含む)に達している(ドイツは37万人でトップ)。

(3) EU の風力発電開発

2013 年末現在 EU は世界一の風力開発地域である。もっとも開発が盛んであるのはドイツで 3,460 万 kW、続いてスペインが 2,300 万 kW で続く。EU 合計では 1 億 1,800 万 kW と世界の 37%のシェアを占める(表 1-6)。英国、デンマーク、ドイツなどでは、陸上風力に続いて洋上風力の開発が進んでいる。

表 1-6 世界の風力開発状況(2013年末現在)

順位	玉	設備容量(万kW)
1	中国	9,140
2	米国	6,110
3	ドイツ	3,460
4	スペイン	2,280
5	インド	2,020
6	英国	1,080
7	イタリア	860
8	フランス	810
9	カナダ	780
10	デンマーク	480
11	ポルトガル	470
15	日本	260

出所: OBSERV'ER ホームページ (2013 年末)

EUで風力開発が進んだ理由としては、次のことが挙げられる。

- ①発電に適した自然条件(風況=偏西風)、広大な土地
- ②発電機の性能改善・大型化⇒コストダウン。各国で世界的なメーカー出現。
- ③各国で補助制度を導入:固定価格買取制度 (FIT)など。
- ④再エネを系統に優先的に給電、接続。
- ⑤非・脱原子力国で政策的に開発促進。

⑥EU 指令で再エネ開発達成目標を設定し開発促進。

中でも、前述のように、EU 指令で開発が義務付けられたのに加えて、FIT 制度が多数の国で導入されたことが開発の進展を後押しした。FIT 制度というのは、風力、太陽光などからの発電に対して、電力会社が高い価格で買い取ることを義務付けた制度で、自由化されている EU 各国の市場価格との差は、補助金の形で、電力の最終消費者(需要家)から徴収される。発電事業者はFITによって大きな利益が得られるため、欧州各国では風力、太陽光の導入が進んだ。

この結果、EUの風力関連産業(メーカー、設置、運転)は一大産業に発展した。EU全体(2012年)では売上高で340億ユーロ(4.4兆円)、雇用数は30万人に達している。

メーカーでは、デンマーク VESTAS、独 ENERCON、独シーメンス、西 GAMESA などが大手であり、これら大手企業は世界に進出している。また主な再エネ開発事業者としては、欧州大手電力・子会社、メーカー子会社などがある。

(4) EU の太陽光発電開発

また、EU は世界で最も太陽光発電開発の進んだ地域でもある。2013 年末現在、ドイツ 3,600 万 kW、イタリア 1,760 万 kW、スペイン 470 万 kW など EU 合計で 7,880 万 kW と世界の約 60%を占める。

表 1-7 世界の太陽光発電開発状況(2013年末)

順位	国	設備容量(万kW)
1	ドイツ	3,600
2	中国	1,860
3	イタリア	1,760
4	米国	1,450
5	日本	1,300
6	スペイン	470
7	フランス	470
8	オーストラリア	360
9	ベルギー	300
10	英国	270

出所: OBSERV'ER ホームページ (2013 年末)

開発が進んだ理由としては、特に FIT の買取価格が高値に設定されたことが大きい。実際、太陽光発電に適する日照時間の長さという点から考えると、欧州で最も開発が進むドイツは欧州北部に位置しており、決して自然条件に恵まれているために開発が進んだとは言えない。また、製造・設置価格が近年、中国製品の流入で大幅に低下したことも導入の進展に大きく寄与した。

この開発の進展によって、太陽光関連産業は EU 全体(2012 年)で売上高 310 億ユーロ (約4兆円)、雇用数 25 万人の一大産業となっている。ただし、太陽光パネルの製造では前述のように中国製品の輸入が増大している。ドイツの Q セルズは一時、世界的なメーカーとなったが、中国製品の大量流入や買取価格の引き下げなどにより、経営危機に陥り中国企業に売却された。この中国製品対策として、欧州委員会は一時、反ダンピング関税を適用したが、2013 年 7 月に中国と和解で合意した(輸出価格の下限は 0.56 ユーロ/W、輸出量の上限は年間 700 万 kW)。

(5) EUの再エネ開発の課題と対策

前述のように、2020年の開発目標に続いて現在2030年目標の策定が進められている。 2014年10月の欧州理事会(首脳会議)ではGHGなど他の2030年目標とともに、再エネについては、EU全体で最終エネルギー消費の最低27%(電力で45%)に引き上げることが目標として提案された。

一方、前述の IEA 予想 (2040 年) では、再エネは一次エネルギーで 22~36%、また発電で 38~60%のシェアを占めることが予想されている。また欧州委員会による予想でも、2050 年に再エネが発電で 40.3~80.1%のシェアを占めることが予想されており、今後もEU では再エネ開発が引き続き大きく進展することになりそうである。

しかし、現実には、EUは現在様々な再エネ開発上の課題に直面している。

その第一は補助金負担の増大である。開発の急拡大(特に太陽光)によりドイツ、スペインなどで買取コストが巨額化し、電気料金が大幅に上昇する事態となっている。ドイツではその負担額は年間総額 3 兆円以上に達し、1 世帯当たりの負担額は年間 3.7 万円となっている。

そのため、各国では、買取価格の引下げや FIT 制度の見直しが行われている。ドイツでの買取り価格(2013 年現在)は、1kWh 当たり陸上風力 8.8 ユーロセント(1 ユーロセント + = 1.3 円)、洋上風力 15 ユーロセント、太陽光 $11.02 \sim 15.92$ ユーロセントまで引き下げ

られた。

また、FIT 制度そのものの見直しも進められている。ドイツでは、風力など技術が成熟している再エネ電源に対しては、より市場メカニズムを導入した、「ダイレクト・マーケティング」という制度の導入が図られている。

そもそも、この FIT 制度というのは、再工ネ開発指令とは異なり、EU 大で法制化されているものではなく、加盟各国が任意に導入してきたものである。ただし、欧州委員会はこれまでこの FIT の導入は認めてきた。EU には FIT のような補助措置を監視するツールとして、「EU 国家補助ガイドライン」がある。同ガイドラインは市場競争促進の観点から、競争を阻害する加盟国による補助措置を監視するために制定されたものであるが、FIT はこれまで EU のエネルギー・気候変動政策に合致するものとして、各国での適用が認められてきた。しかし、同ガイドラインは 2014 年に改正され、ドイツ同様、風力など大型の成熟技術の再エネ電源に対しては、市場メカニズムを導入した買取制度を導入することが求められるようになった。

第二は再工ネ産業育成の問題である。前述のように、安い中国製品(太陽光)の大量進出に加えて、買取価格の引き下げ、さらにはEU各国の経済不況の影響で、再工ネ企業の経営が悪化し、倒産する企業も出現している。したがって、再工ネ開発促進が必ずしも、各国の産業発展には繋がらない事態も出現してきた。

第三は送電系統運用上の問題である。再エネ電源の電力系統への大量導入によって、系統運用の不安定化、ループ潮流問題、供給信頼度の低下と言った問題が顕在化するようになってきた。

そのため、送電会社や系統運用会社は、送電線運用の監視強化、風況予測技術の開発・ 改善、さらには、スマートグリッド化を進めている。また、送電線の増強にも注力してい るが、住民の反対などで建設が遅延するケースもあり、一朝一夕には建設が進捗しない。

また、バックアップ電源の確保も大きな問題となっている。再工ネ電源、特に現在最も 導入が進んでいる風力、太陽光は常時、発電ができない間歇性電源である。風力発電は風 が吹かないと発電できないし、太陽光発電は太陽が照らないと発電できない。そのため、 これらの電源が運転できない時には、火力電源、主にガス火力を稼働させる必要がある。 これをバックアップ電源と呼ぶが、ドイツなどあまりにも大量の再工ネ電源が導入された 国では、このバックアップ電源の稼働時間が短くなり過ぎて採算が取れず、これらの電源 を停止・休止せざるを得ない事態となっている。 そのため、欧州各国では、バックアップ電源に一定の採算性を確保させるため、容量市場の創設など様々な対策が現在、検討・実施されている。

また、この再工ネ電源の間歇性への対応には、技術的な方策も検討・実施されている。一つは蓄電技術(蓄電池、空気貯蔵、ガスパイプラインでの水素貯蔵など)の導入である。ただし現状は実証段階であり、コストの問題もあって商業的な利用が可能となるのは 2020 年以降とされている。また、デマンド・リスポンス (DR)という方法もある。これは発電サイドではなく、消費サイドで様々な IT 技術や制度を導入することによって電気の効率的な利用を図ろうというものである。これもコストの問題もあり、広範囲な実施には至っていない。

6. EU の原子力開発

(1) 開発の経緯

EU での原子力発電開発は 1950~60 年代から始まっている。前述のユーラトム条約 (1958年) が加盟国での共同開発、核物質管理などを目的に制定され、各国での原子力開発を担保した。それに基づいて英仏などを筆頭に各国で原子力発電開発が開始された。 1970 年代には石油危機を契機に原子力開発が推進された。

しかし、1980~90 年代には、1979 年の米国スリーマイル島(TMI)事故、さらに 1986 年の旧ソ連・ウクライナでのチェルノブイリ事故の影響によって、原子炉の閉鎖、建設中断、あるいは建設計画の中止を実施する国が出現した。また、2002 年以降、ドイツ、スウェーデンなどでは政府が脱原子力政策を打ち出した。

しかし、その他の国では、1990年代以降の気候変動問題への対応、2000年以降のエネルギー価格上昇を受けて、原子力発電が再評価され、脱原子力の見直しや新規建設に着手する国も出現した。

(2) 現況

このような経緯を経た欧州の原子力発電開発であるが、2014年現在、欧州(EUおよびスイス)29 カ国のうち15 カ国で合計136 基1億3,100万kWの原子力発電設備が運転されている。その結果、原子力発電比率は28%(2012年)と、石炭と並ぶ重要な電源となっている。中でもフランスが欧州最大の原子力発電国で、58基6300万kWの設備が運転されており、国内での電力需要の75%を賄っている。

(3)福島事故後

2011年3月の福島事故後、欧州の原子力発電国では、脱原子力や脱原子力に回帰する国も出現した。しかし、それらの国はドイツ、イタリア、スイス、ベルギーに留まる。

その他の原子力発電国では、EU のストレステスト、各国規制当局からの要請により福島事故対策(全電源喪失、洪水への対策強化など)を実施あるいは実施を予定しながらも、運転を継続している。またフィンランド、フランス、英国、および中東欧諸国では基本的に新規建設計画も維持されている(表 1-8、表 1-9)。

表 1-8 西欧諸国の福島事故後の原子力開発政策

国名	反応·対応
EU	・EU内のすべての原発にストレステストを実施。安全規制強化の方向。
	・原子力開発:各国判断として、EUとしては中立。
フランス	・14年:社会党政権がエネルギー移行法案策定⇒原子力比率を75%から
	2025年に50%に低減。設備容量は現在の6300万kWを維持。
	・国内での1基建設、原子力輸出は続行。
フィンランド	1基の建設続行。2基の建設計画も継続。1基の建設計画に参加していた 独E.ONは撤退。代わりにロシアが参加の方向。
英国	政府は新規建設支持を維持、奨励策を法制化。仏系EDFエナジーは建設計画続行。他の2社のプロジェクトには日系メーカーが参画。
スウェーデン	原子力維持。
スペイン	運転期間延長政策を維持。しかし、新税の課税で延長の動きは紛糾。
ドイツ	脱原子力に回帰。8基を即座に閉鎖、残りの9基も22年までに閉鎖。
イタリア	国民投票で新規建設計画が否決され、建設断念。
スイス	脱原子力を議会で決定。既設炉は50年で閉鎖、新規建設は認めず。ただし、最終決定に必要な法改正はこれから。
ベルギー	脱原子力に回帰。40年で閉鎖の方針。ただし1基の運転延長認める。

出所:原子力産業協会「原子力年鑑」2014年などから作成。

表 1-9 中欧・東欧諸国の福島事故後の原子力開発政策

発電所名	状況
モホフチェ3・4号機	09年、建設再開。ボフニチェでも増設計画。
テメリン3・4号機	12年7月、メーカー3社が入札。
クラスコ発電所2号機	10年、建設許可を申請。
パクシュ発電所増設	14年、2基増設でロシアと合意。
サイト未定	30年までに2サイト各300万kW建設を計画。
ヴィサギナス発電所	12年、議会はABWR1基建設、日立への事 業権交付を承認。14年7月、政府は日立と 事業会社設立協議で合意。
コズロデュイ7号機	14年、東芝・WHはブルガリア電力会社と1基 110万kWの建設で合意。正式決定は14年10 月の総選挙後の見込み。
ナェルナホータ:3•4 2 磔	11年、一部の出資会社の撤退で運転開始 時期を延期。
	モホフチェ3・4号機 テメリン3・4号機 クラスコ発電所2号機 パクシュ発電所増設 サイト未定 ヴィサギナス発電所 コズロデュイ7号機

出所:原子力産業協会「原子力年鑑」2014年などから作成。

7. EU の電力市場自由化

(1) 経緯

電気事業は従来、規模の経済、範囲の経済が成立する事業分野であることから、発電、送電、配電、供給を一社で行う垂直統合型の事業モデルによって、決められた供給地域に電力を独占的に供給することが認められてきた。しかし、欧米での 1980 年代からの電気通信など公益事業部門での規制緩和の流れの中で、米国、次いで欧州で電力部門も規制緩和(市場自由化)が実施されることとなった。

この電力市場の自由化は卸市場から始まり、ついで小売市場に及んだ。小売市場では、 自由化の対象は消費電力の大きい産業用需要家から始まり、消費量の少ない小口の需要家 である家庭用需要家にまで及ぶ全面自由化が実施された。

(2)背景

EU においては、電力供給は従来、各国あるいは各地域単位で一社が独占的に行って来た。特に欧州では、第二次大戦後の復興期において、大規模な発電所の建設に巨額の投資が必要とされたことなどから、一国の全地域にわたって発電、送電、配電、供給を一貫して行う国有企業が多数設立された。一方、地方分権の強いドイツなどでは、地方自治体営の公営事業者が配電部門を担ってきた。

この欧州の電気事業体制の変革は 1990 年代から始まった。まず英国、北欧などで個別に電力市場の自由化が開始されたのに続いて、EU 大でも電力自由化についての法令が制

定されることとなった。

ただし、この EU 大での電力市場の自由化は、EU で 1980 年代後半から始まった物・財・サービスの「市場統合」の一環として実施されたという点が特徴的である。すなわち、EU の電力自由化の最終目的は「EU 域内単一電力市場の形成」、すなわち EU の電力市場を、これまでの各国単位あるいは各地域単位のものから、自由に電力の取引が出来る EU 大の一つの市場を形成することにある。また、前述のように、欧州の電気事業者には国有企業が多数存在したことから、自由化と同時に国有企業の民営化も並行して実施された。

(3)自由化

EU の電力自由化では、まず 1990 年に手始めとして「電気・ガス価格の透明化に関する指令」および「電力の事業者間託送に関する指令」が制定された。

続いて本格的な自由化の法制化が、1996 年、2003 年および 2009 年と 3 段階にわたって実施された。

第一段階の 1996 年・第一次電力自由化指令では、①新規電源の導入方法について、許可制か入札制の 2 方式のうちいずれかを選択、②系統へのアクセス方法について、「規制された第三者アクセス」(R-TPA)、「交渉に基づく第三者アクセス」(N-TPA)、「単一購入者制度」(SBS)の 3 方式からいずれかを選択、とする一方、③自由化対象需要家については、1997 年から年間電力消費量 4,000 万 kWh 以上(EU 大でのシェア 22.5%)、2000 年から 2,000 万 kWh 以上(同 28.5%)、2003 年から 900 万 kWh 以上(同 32%)とし、大口の需要家について、段階的な自由化が実施されることが決まった。

続いて 2003 年の第二次自由化指令では、①新規電源の導入方法については、許可制を原則として適用、②系統へのアクセス方法については、R-TPA 方式に一本化、③自由化対象需要家については、2004 年 7 月から家庭用需要家を除くすべての需要家、2007 年 7 月から家庭用を含むすべての需要家(全面自由化)を対象とすることが規定された。

この指令に従い、EU 各国では自由化が進められ、2014年現在、一部の国を除きすべての加盟国で小売の全面自由化が実施済みとなっている。

(4)アンバンドリング(部門別分離)

また、前述の新規参入、系統開放、自由化範囲の拡大と同時に、これまで垂直統合型であった電気事業者の体制も部門別に分離される(アンバンドリング)こととなった。

1997年の第一次指令では、送電・配電部門の会計分離が規定されたが、次の2003年の第二次指令では、送電・配電部門の法的分離が規定され、送電部門は旧加盟15カ国で2004年7月1日までに実施された。また配電部門も基本的に2007年7月1日までに実施された。法的分離というのは、具体的には送電部門、配電部門を本社から分離して子会社化することを言う。

さらに 2009 年の第三次自由化指令では、これまでのアンバンドリングが不十分で競争の促進を阻んでいるとされ、送電部門を所有分離(親会社と完全に別資本の会社とすること)、独立送電系統運用事業者(ITO)、独立系統運用者(ISO)のいずれかとすることが規定された。

欧州委員会は当初、すべての事業者に対して所有分離を行うよう主張していたが、ドイツ、フランスなどの強硬な反対を受け、ITO (法的分離と同じく、親会社の送電子会社という資本関係は維持したまま、厳しい規則・監視を適用することで、送電部門の独立性を確保)や、ISO (送電設備は親会社が所有するが、系統運用部門を完全に分離)も認めることで妥協した。

なお、2014年末現在、送電部門については、EU28か国のうち 16 カ国が所有分離、その他の国が ITO、ISO を選択している。一方、配電部門では、ほとんどの国で法的分離(あるいは所有分離)が実施済みである。

このように、EUでアンバンドリングが進んだ理由としては、①自由化前から分離済み: スペイン、ベルギー、オランダ、デンマーク、②自由化前は国有企業(英国、スウェーデン、ノルウェー、イタリア、ポルトガル、オーストリア)であり、政府主導での分離作業が容易であった、ことが挙げられる。

なお、この第三次指令では、規制機関の権限強化も規定されている。すでに 2003 年の 第二次指令で独立規制機関の設立が規定されていたが、中欧・東欧諸国など新規加盟国で は独立規制機関の権限や政府からの独立性が弱いため、予算執行等に関する自立的な決定 権限や、決定や法令に従わない市場プレーヤーに然るべき罰則を課す権限を与えるなど、 独立規制機関として最低限満たすべき条件が新たに規定された。また、この第三次指令で は、消費者保護関連の規定も強化されている。

(5) 事業再編 (M&A)

EU では前述の電力市場自由化と並行してガス市場の自由化も実施され、その結果、電

力だけでなくガス事業も含めた事業再編 (M&A) が行われた。この電力とガスの M&A では、事業規模が大きい電気事業者がガス事業者を吸収合併するケースが多かった。

また、事業再編は、まず各国内で国有企業の分割民営化や企業の M&A が行われ、次のステップとして、各国大手企業が欧州を中心に他国に進出し、進出先の企業を吸収合併あるいは出資するケースが多く見られた。

このような M&A の結果、現在 EU には①最大手 5 社:独 E.ON、独 RWE、仏 EDF、 仏 GDF スエズ、伊・西 ENEL-エンデサ、②その他の大手:英セントリカ、スウェーデン・ バッテンファル、西イベルドローラなどが存在する。これら大手は前述のように、ガス事業にも進出しており、欧州大(世界大)の「エネルギー総合企業」となっている。

ただし、大手の最近の動向としては、事業整理の方向も出てきた。独 E.ON は 2014 年 12 月、2016 年に事業を二分割し、将来的には火力・原子力部門から撤退することを発表した。 E.ON は本体事業として、風力・太陽光などの再エネ発電、配電、および顧客サービス部門で構成される「新エネルギー世界(New Energy World)」部門を残し、エネルギー資源調達・取引、火力・原子力発電部門などで構成される「伝統的部門」はスピンオフして新しい会社を設立し、将来的には段階的に株式を売却する計画である。この背景としては、ドイツの大手事業者が脱原子力に加えて風力、太陽光などの再エネ電源の大量導入により、ガスなどの火力電源がバックアップ電源に回り、採算性が取れず、業績が悪化していることがある。

(6) 電力価格 (電気料金)

次に、これまで述べてきた電力市場の自由化や事業再編が、電力価格(電気料金)にどのような影響を与えたのか見ておきたい。

図 1-3 に見るように、1990 年代後半の自由化開始後から 2003 年頃までは、電力小売価格は低下(特に産業用)が見られたが、2003 年~2006 年は上昇を見せた。さらに 2007 年以降も小売価格は基本的に上昇を続けている。なお卸価格については 2007 年以降、上下動が激しくなっているが、2014 年以降は低下が観察されている。

卸価格の変動の要因としては次のことが挙げられる。

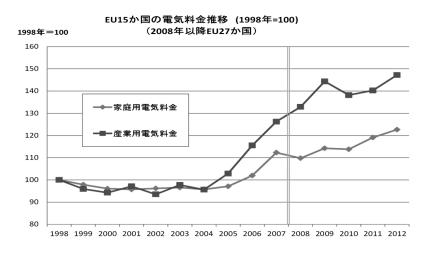
① 市場メカニズム

-自由化で火力発電の燃料価格(ガス、石炭)の変動分が電力価格へ容易に転嫁可能と なった。

- -猛暑・渇水による需給逼迫(2003年、2006年)、夏ピークの出現。
- 一老朽発電設備の廃止進展による供給力の減少。経済不況で需給は緩和。
- -取引所取引:フランス、ドイツ、英国は隣国市場と連動して上下動。
- ②外部コスト:公租公課(再エネ補助、CO2税引上げ等)の増大など。
- ③企業戦略:顧客離脱可能性や競合他社の動向を踏まえた戦略的な値上げ・値下げ
- ④寡占化の影響
- 一方、小売価格(税込)が各国で異なる理由としては、国によって電源構成、公租公課、 規制が異なることが挙げられる。
 - -電源構成:原子力、水力比率が高い国は低く、火力、再エネ比率の高い国は高い。
 - -公租公課:再エネ補助、環境税などの高い国は高い。
 - -規制:家庭用などに規制料金を残す国が存在。

電源構成は、前述のように、リスボン条約でも各国の主権に基づくものとされているため、再エネなど合意が成立した電源についてのみ、EU 大のコンセンサスが成立する。一方、公租公課や規制は、EU 大での調和化が図られているが、詳細にわたる調和化には至っていない。特に近年は再エネ補助コストが巨額となり、それが小売価格に反映されている国が多く見受けられるが、程度は国によって大きく異なる。

図 1-3 EU の小売電気料金の推移



出所:EU 統計局

(注) 2008 年に算定モデルを変更したため、前後で不連続。産業用: 年間消費電力量 50 万~200 万 kWh、家庭用: 2,500~5,000kWh。

第2節 欧州各国のエネルギー・電力政策(フランス、英国)

1. フランス

(1) エネルギー: 現況

フランスは化石燃料資源に乏しく輸入に依存してきた。しかし、1973年の石油危機を契機に原子力開発に邁進し、現在では一次エネルギーの 40%、発電の 75%を原子力が賄うまでになっている。そのため、エネルギー自給率も 1970 年代初めの 20%台から現在は50%にまで改善されている。また、温室効果ガス削減においても、京都議定書の目標値である 1990年比 0%削減に対して 2012年は 11.4%減を達成している。また、電気料金はEUで最も安い国の一つとなっている。

(2)原子力発電:現況

このフランスの原子力発電は現在 58 基 6,600 万 kW(2014 年初め現在)と世界第二の規模を誇る。原子力による発電電力量は 4,237 億 kWh (2013 年)で原子力比率は 74% と世界一である。稼働率は 73%(2012 年)である。

国内需要を賄って余った電力はスイス、イタリア、ベルギーなどに輸出されおり、輸出 (輸出超過分)は発電量の8%となっている。ただし、近年、冬場のピーク時にはドイツなど から輸入している。

フランスの原子力発電開発の特徴はいくつか挙げられる。第一は PWR (加圧水型軽水炉) に絞って開発してきたことである。1950 年代の開発開始当初は国産のガス炉を開発していたが、1960 年代終わりに軽水炉路線に変更し、1970 年代の石油危機以降は、米国 WH 製をベースとした PWR を国産化し、炉型を標準化してシリーズ生産を行ってきた。その結果、2014 年現在 58 基(90 万 kW 級 34 基、130 万 kW 級 20 基、145 万 kW 級 4 基)の設備が運転中である。

サイト数は 19 で、1 サイトに $2\sim6$ 基が建設されている。比較的全国的に分散して立地されており、海岸立地だけでなく河川立地のサイトも多い。

建設・運転は国有企業フランス電力(EDF、国が87%の資本保有)が1社で行っている。

2014年末現在、1基建設中(フランマンビル3号機)である。

運転上の特徴としては、第一に出力調整(負荷追従)を行っていることが挙げられる。

電力消費の落ち込む夏季を中心に、90万 kW 級の原子力発電設備の出力を落として運転する。また、燃料交換サイクルは一部の90万 kW 級、すべての130万 kW 級で18か月運転を行っている。

また、フランスは日本同様、再処理リサイクル路線を採用している。すでに再処理施設を運転しており、再処理施設で回収されたプルトニウムは MOX 燃料として加工され、軽水炉に装荷されている。この軽水炉での MOX 燃料の使用をプルサーマルというが、フランスでは 1980 年代後半から行っており、現在 20 基の 90 万 kW 級プラントで実施可能である。

(3) 近年のエネルギー政策

このように、石油危機以来、原子力中心のエネルギー開発政策を推進してきたフランスであるが、近年はこの原子力に加えて、再エネ開発にも注力している。2005 年「エネルギー指針法」では気候変動対策、エネルギー・セキュリティ確保のため、原子力開発を今後も維持するとともに、省エネ、再エネ開発も促進することを規定した。これに続いて、2009・2010 年には「環境グルネル基本法」、「環境グルネル第二法」がそれぞれ制定され、温室効果ガス削減目標として 2020 年までに 1990 年比 20%削減(2050 年までに 75%削減)を掲げるとともに、再エネ開発について、その比率をエネルギーで 2020 年に 23%に、発電で 27%にまで比率を引き上げるとした。また、具体的な開発目標として、2020 年に風力 2,500 万 kW、太陽光 540 万 kW、バイオマス 300 万 kW を掲げた。

(4) 現社会党政権のエネルギー・原子力政策

2012年5月・6月に大統領選挙で社会党オランド氏が勝利し、また総選挙でも社会党を中心とする左翼陣営が勝利したことから、環境保護政党も参加した左翼政権が誕生した。

同政権は原子力発電比率の低減、省エネ、再エネ開発の推進を柱とする「エネルギー移行」政策を掲げ、国民討議を含めた2年間の検討を経て、2014年8月には「エネルギー移行」法案を策定した。現在、同法案は議会審議中で成立は2015年上期が見込まれている。

同法案では、エネルギーでの自立強化、気候変動の抑止を政策目標として掲げ、省エネ、 再エネ開発の推進を中心とした施策によって、650億ユーロに上るエネルギーコストの削減、および10万人の雇用創出を計るとしている。

また、同法案は具体的な目標として次の5つを挙げている:

①温室効果ガス:2030年に1990年比で40%減

②エネルギー消費(省エネ): 2050年に2012年比で50%減

③化石燃料消費:2030年に2012年比で30%減

④再エネ比率:2030年にエネルギー消費量で32%(発電電力量で40%)に引き上げ

⑤原子力発電比率:現在の 75%を 2025 年に 50%に引き下げ

また、同法案では具体的な施策として、省エネが最優先で取り組むべきものとして取り上げられ、①住宅部門:年間 50 万軒の既設住宅での断熱工事の実施、省エネ住宅の建設、改築基金の設置、投資税額控除、ゼロ金利融資、②輸送部門:電気自動車の導入促進、大気汚染物質排出目標の設定、などの措置が条項として盛られている。

一方、再エネについても、熱利用基金の倍増、国家メタン利用計画、洋上風力開発推進 (2020年300万kW)、海流発電ファームの建設、水力発電設備の更新、電力多消費設備 への太陽光発電パネルの設置促進などが挙げられている。

一方、原子力については、前述のように、2025 年に原子力発電電力量(kWh)の比率を50%に低減するという目標が掲げられた。しかし、当初、計画されていた「フェッセンハイム原子力発電所 2 基の閉鎖」は法案には盛り込まれず、代わりに原子力発電設備容量(kW)を今後、現在の6,313万kWに限定することが規定された。そのため、今後、政府が策定する「多年度発電設備投資計画」(期間は基本5年、10年間も参考として策定)を踏まえ、電力会社 EDF がこの上限を超えないよう、自身の判断で閉鎖する炉を決定することになる。

政府が法案で閉鎖する炉をフェッセンハイムに特定しなかった理由としては、①法律により原子炉を特定し閉鎖することが憲法に抵触する恐れがある、②同発電所には、ドイツ、スイスの電力会社も出資しており、フランスの意向による一方的な閉鎖は訴訟に発展する恐れがある、③地元の自治体や労働組合が閉鎖に強硬に反対している、などが挙げられる。

EDF としては、2017年にはフラマンビル 3 号機 (160万kW) が運転開始するため、同法が成立した暁には、決められた上限を超えないよう同規模の原子炉を閉鎖する必要がある。

しかし、以上に述べた法案の内容から、フランスが減原子力政策に舵を切ったと判断するのは早計である。この社会党政権は 2012 年の「国家原子力政策会議」(原子力関係閣僚、原子力関係機関のトップなどで構成)において、①新規建設:フラマンビル3号機(EPR)

の建設続行、②原子燃料リサイクル: MOX 燃料使用の継続、③第四世代炉: 原型炉 ASTRID の計画継続、④海外展開: 欧州、インド、中国でのプロジェクトの推進、などを決定しており、今後も原子力開発を継続してゆく方針そのものに変更はない。

実際、フランスの原子力産業は 40 万人の雇用を抱える一大産業であり、その労組は社会党支持母体の一つでもある。フランスでは社会党が政権に就く度に、原子力開発推進政策に何等かの修正が加えられてきたが、ドイツと異なり抜本的な見直しが行われたことはない。今回の見直しも、これまであまりにも原子力に偏っていた電源構成を、原子力を中心に置きながらも、EU の再工ネ推進策に応える形で再工ネ開発も進め、よりバランスの取れた「ベストミックス」を目指すものと見るべきであろう。

2. 英国

(1)エネルギー・電力状況

フランスと異なり、英国は化石燃料資源の豊富な国である。従来からの石炭に加えて 1960~70 年代からは北海から石油・ガスが産出し自給を達成した。原子力も早期から一 定の開発が行われてきた。ただし水力資源には乏しい。

しかし、北海の石油・ガスは 2000 年をピークに減産に転じており、2004 年からガス、2010 年からは石油が輸入超過となった。そのため、英国では石油、ガス価格が上昇し、近い将来枯渇の恐れが出て来た。

なお、2013年の英国のエネルギー供給構成は、天然ガス35%、石油31%、石炭20%、原子力9%、再エネ5%となっている。傾向としては石炭、石油が減少し、ガスが増大しているが、2013年の自給率は57%にまで低下している。

一方、発電では国内炭の使用が義務付けられていたこともあり、従来、石炭火力が大半を占めていたが、1990年の電力・自由化と民営化により、電力会社が石炭使用の義務付けから開放されたため、当時、価格が安価であった天然ガスへの燃料転換が進行した。

原子力発電は後述するように、その開発の黎明期から開発されてきたが、石油危機後、 北海から石油・ガスが産出したことに加えて、1990年代には電力の自由化・民営化が実施 されたことから、フランスのようには開発が進まなかった。

その結果、1990年代以降、価格や環境面で有利なガス火力が飛躍的に増大した。しかし、 2012年からは石炭が盛り返しており、2013年の電源構成は、石炭37%、ガス27%、原 子力20%、再エネ15.5%(バイオマス・廃棄物5%、水力2%、風力8%、太陽光0.5%)、 石油 0.5%となった。これは米国でのシェールガス増産によって、米国からの安価な石炭が欧州に押し寄せたためである。また、再エネ発電も風力、バイオの増大で一定の比率を占めるに至っている。

(2)エネルギー・電力政策

前述のように、英国では 1970 年代の石油危機以降、従来からの石炭資源に加えて、北海から産出する石油、天然ガスの開発が優先的に推進されてきた。しかし、2000 年代に入ると石油・ガス資源の枯渇が懸念される一方、気候変動問題への対応が喫緊の課題となってきた。

これらの課題に対処するため、英国政府はそれまでのエネルギー政策を転換した。2003年にエネルギー白書を発表し、2050年に温室効果ガス (GHG)を1990年比で60%削減するとともに、再エネ開発を促進することを打ち出した。

2007年には新たにエネルギー白書、2008年には原子力白書を発表し、再エネに加えて原子力の新規開発の推進も打ち出した。これら白書で示された方針は2008年のエネルギー法、同年の気候変動法という形で法制化され、①GHGは2020年までに34%、2050年までに80%削減する、②発電では2020年に低炭素電源比率を40%(30%は再エネ、10%は原子力とCCS付き石炭火力)にまで引き上げる、ことが制定された。

さらに 2009 年には、前述の EU エネルギー・気候変動パッケージ (「トリプル・20」) での目標設定を受けて「低炭素移行計画」(UKLCTP)、「再エネ戦略」を策定、続いて 2011 年には原子力開発再始動の円滑化を目指して国家政策声明書 (NPS) を発表し、原子力など主要インフラの認可関連の政府方針を策定した。

さらに、2013年にはエネルギー法を制定し、その中で「電力市場制度改革」(EMR) として、再エネ、原子力などの低炭素電源の開発促進のための施策を規定した。

これら英国のエネルギー政策の策定は、まず白書で観測気球的に方向性を打ち出し、議会などでの議論を踏まえて、その後、個別の法律などで個別の施策を制定するという手法に特徴がある。また、後述するように、これまでの化石燃料依存型のエネルギーモデルから再エネ、原子力、CCS石炭火力の「低炭素電源」への移行を、ドイツなどのように、単に補助措置によるのではなく、市場メカニズムを加味して進めようとすることにも特徴がある。

(3) 電力市場制度改革 (EMR)

前述のように、将来の電源不足への懸念、気候変動対策、ガス供給・価格の国内生産減少や輸入増大による不安定化に対処し、低炭素電源の新規建設にインセンティブを与え、円滑に開発を進めるために考案された措置が EMR である。

この EMR は以下の 4 つの措置で構成されている。

- ①差額支払契約・固定価格買取制度(FIT-CFD)の導入:低炭素電源(再エネ、原子力、 CCS 付石炭火力)に適用する。CFD(Contract for difference)とは契約価格と実際 の市場価格との差を一定頻度で決済する取引方法(金融派生商品の一種)。これと FIT を組み合わせることによって買取価格の固定化を図る。
- ②容量市場制度の導入:再エネのバックアップ電源(火力)確保のため、それら電源に対して設置容量(kW)に応じて報酬を支払う制度。
- ③CO2 排出量取引での下限値の設定: CO2 排出権取引価格を一定以上に維持し、低炭素電源の開発促進を図る。
- ④CO2 排出量基準制度の導入: 石炭火力の CO2 排出を厳しく規制→CCS 設置を実質的に義務付け。

FIT はこれまで再エネ電源に限定して適用されてきたが、英国政府は原子力の新規建設に、FIT-CFD という形で適用することとした。

また、容量市場は再エネ電源の大量導入で問題となってきたバックアップ電源の確保策として導入されるもので、フランス・ドイツなど各国でも導入が決定、あるいは検討されている。

(4)原子力開発

現況

英国は米国に続きフランスとともに、その黎明期から国産のガス炉を中心に原子力発電開発を進めてきた。しかし、石油危機時に豊富な石油・ガス資源が産出し始めたことからその開発はその後、進展しなかった。わずかに 1970 年代終わりに PWR が 1 基建設されたに留まる (1994年に運転開始)。

また 1990 年からの電力自由化・民営化で、原子力発電部門が 1996 年に民営化されたことも新規建設に大きく影響した。設立された民営の BE 社は、当時、ガス価格が低廉でコ

スト的に太刀打ちできなかったことから、建設計画を取り止めた。この BE 社はその後、原子炉トラブルと競争激化によって一時は経営危機に見舞われたこともあった(同社はその後再建され、仏 EDF が買収。現在は EDF エナジー社となっている)。

そのため、英国の原子力発電資産は、黒鉛ガス冷却炉(GCR)および改良型ガス炉(AGR) と国産のガス炉が中心であり、2014 年現在 16 基(GCR1 基、AGR14 基、PWR1 基)合計 1,090 万 kW が運転されている。その発電シェアは 9%に留まるが、設備規模では世界 10 位である。

新規建設

このように、原子力開発が停滞してきた英国であるが、前述の政府の推進政策を受けて、 電気事業者が新規建設計画を打ち出している。

先行しているのは、フランス電力の子会社 EDF エナジー社のプロジェクトで、EPR をヒンクリーポイント C のサイトに 2 基、サイズウェルのサイトに 2 基建設する計画である。

このうち、ヒンクリーポイント C のプロジェクトは、2014 年末現在、許認可関連手続きが完了し、最大の課題とされていた FIT-CFD についても、政府が kWh 当たり 9.25 ペンス (約 17 円) の買取価格 (35 年間) を承認したのに続いて、2014 年 10 月、欧州委員会も条件付きで FIT-CFD を承認しており、残るは資金調達の調整のみとなっている。資金調達については、EDF の中国でのパートナー企業も参加する見込みである。

この EDF エナジーのプロジェクトに続いて、ホライズン社 (独系企業から日立が買収) が ABWR を 2 地点で各 2 基、またニュージェン社 (スペイン・仏合弁系企業から東芝が 60%の株式を取得) が AP-1000 を 1 地点で 3 基建設する計画である。

(5) 再エネ開発

政策

英国は水力資源に乏しく、これまで再エネ開発はエネルギーではバイオマス、発電では 風力を中心に進めてきた。その再エネ開発を推進するため、2008年にはエネルギー法、気 候変動法、および国家行動計画が制定され、推進策が規定された。

発電での支援策としては、一つには「再エネ義務制度」(RO: RPS に類似。2002 年から導入)がある。小売事業者が発電事業者からグリーン証書(ROC)を購入することを義務

付ける制度である。ROC は 2010 年から電源で発行量に差が設けられた。また購入義務比率は 2010 年現在 10.4%であったが、2015 年以降 15.4%に引き上げるとした。

また、FIT も小規模電源(5,000kW以下)に限定して 2010 年から導入されている。買取価格は風力が kWh 当たり $4.5\sim34.5$ ペンス、太陽光が $29.3\sim41.3$ ペンス(1 ペンス 1.8円)となっている。

しかし、前述の EMR の導入に伴い、これらの制度も見直しが行われている。

エネルギー

これらの推進策によって、英国の再エネ開発も一定の進展を見せている。

2013年のエネルギー供給構成では、再エネは5.5%で、そのうち水力0.2%、太陽光0.1%、 風力1.2%、 固形バイオ燃料1.5%、 そのバイオマス等2.5%となっている。

開発目標としては 2020 年に 15%にまで引き上げるとしている。そのうち発電で 31% (2005 年 4.7%)、暖房で 12% (同年 0.7%)、運輸で 10.3% (同年 0.2%) としている。 暖房ではバイオマス、運輸ではエタノール、バイオディーゼルに期待が大きい。

発電

2013 年の電源構成では、再エネ比率は 15.4%(風力 8%、固形バイオ燃料 3%、水力 1%、太陽光 0.5%、その他再エネ 2.9%)となっている。風力開発の進展が目覚ましく、 2013 年現在 1,080 万 kW と 1,000 万 kW を超えて欧州 3 位、世界 6 位にまでランクを上げてきた。このうち 370 万 kW は洋上風力であり、欧州一の規模である。

2020年の再エネ発電の開発目標は、発電電力量のシェアで31%、設備容量では約3,800万kWと、発電部門での再エネ導入に期待が大きい。

開発目標の内訳をみると、風力が発電電力量で 67% (設備容量で 2,800 万 kW、うち洋上 1,300 万 kW)と最もシェアが大きい。その他では、バイオマスが発電電力量で 22% (設備容量で 420 万 kW)、以下同じく水力 5% (210 万 kW)、海洋エネ 3% (130 万 kW)、太陽光 2% (270 万 kW)となっている。

洋上風力については、さらに 2030 年には 3,900 万 kW にまで拡大する計画も打ち出されており、他国に比べて洋上風力開発への期待の大きさが窺われる。前述の EMR での FIT-CFD でも、洋上風力については、契約価格が $2014\sim15$ 年が kWh 当たり 15.5 ペンス(1ペンス=1.8 円)、 $2016\sim17$ 年が 15.0 ペンス、それ以降は 14.0 ペンスと比較的、高い水

準に設定されている。

産業

この再エネ開発の進展に伴い、2012年の再エネ産業の売上高は58億ユーロで、雇用は2.1万人と、ドイツなどに比べれば少ないが、一定の規模となっている。内訳は風力(35億ユーロ、7,000人)、バイオマス(14億ユーロ、1万人)、太陽光(8億ユーロ、2,000人)である。

<参考文献>

- 1. 海外電力調査会「海外の諸国の電気事業」第一編追補版1第2章「欧州連合」、2011年
- 2. 海外電力調査会「海外の諸国の電気事業」第一編(上巻)第三章「欧州連合」、2014年
- 3. 原子力産業協会「原子力年鑑」、2014年
- 4. 原子力産業協会「世界の原子力発電開発の動向」、2014年
- 5. IEA, World Energy Outlook 2014
- 6. IEA, Energy balances of OECD countries, 2014 edition
- 7. IEA, Electricity Information, 2014 edition
- 8. European Commission (欧州委員会) による各プレスリリース
- 9. Eurostat (EU 統計局) ホームページ
- 10. UNFCCC (気候変動に関する国際連合枠組条約) ホームページ
- 11. OBSERV'ER (欧州再エネサイト) ホームページ

第2章 ドイツにおける電気事業体制の現状と課題

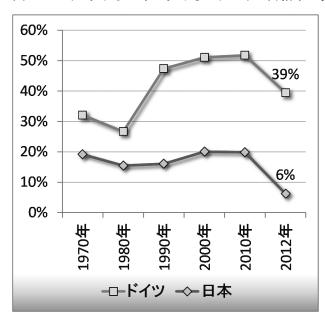
(一社) 海外電力調査会 調査部 副主任研究員 大西 健一

第1節 ドイツにおけるエネルギー需給

1. ドイツにおけるエネルギー・電力需給

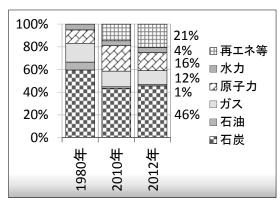
ドイツでは、①国内に石炭・褐炭を大量に保有し、生産が行われていること、②原子力も 1970 年代の石油危機以降に導入が進んだことからエネルギー自給率は比較的高い水準 となっている(ドイツと比較して日本は原子力を除いて国内資源が少なく、エネルギー自給率が低い)。しかし、2011 年の福島第 1 原子力発電所での事故を契機にドイツでは脱原子力政策が講じられることになり、2011 年に原子力発電設備 8 基(計 841 万 kW)が閉鎖された結果、1990 年代から 50%程度を維持していたエネルギー自給率は 2012 年には 39%まで低下している。今後、再生可能エネルギーが増加したとしても、脱原子力の影響は大きく、エネルギー自給率が低下していくことが考えられる。

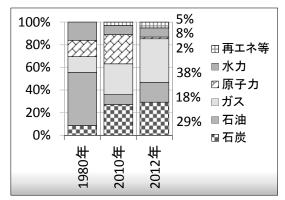
図 2-1 ドイツおよび日本におけるエネルギー自給率の推移



[出所] IEA の資料をもとに筆者が作成 [注] 原子力を国内生産として考慮した場合。 前述のように、ドイツには国内資源として石炭・褐炭が多数存在していることからから発電電力量に占める石炭比率が高いことが特徴である。一方、1970年代の石油危機以降に導入が進んだ原子力の割合は 1980年代半ばから 2000年代初頭まで約 30%と高い水準であったが、2011年には福島第一原子力発電所事故を受けて原子力発電所 8 基が閉鎖されたため、2012年における原子力発電量比率は 16%まで低下している。また、「再生可能エネルギー法(EEG)」に基づく固定価格買取制度(FIT)が 2000年に導入されたことから、風力や太陽光等の再生可能エネルギー発電電力量は年々増加している。2012年には再生可能エネルギー発電量比率は 21%まで上昇し、原子力発電量比率を上回る水準となっている。

図 2-2 ドイツおよび日本における電源別発電電力量の割合(左図:ドイツ、右図:日本)

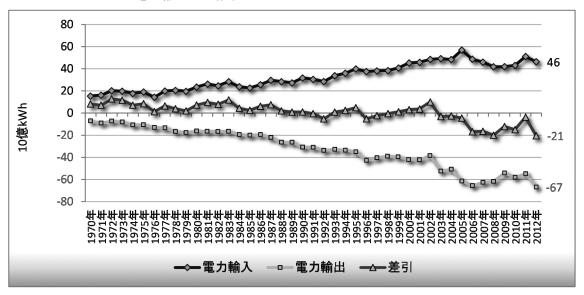




[出所] IEA の資料をもとに筆者が作成

日本とは異なり近隣諸国との間で多数の国際連系線が敷設されていることや近隣諸国との電源構成の違いによる経済的な電力融通がドイツでは行われてきた。1970年代から1990年代にかけては電力輸入が電力輸出を上回る傾向が続いてきたが、2000年代以降、欧州大で電力市場自由化が導入されたことやドイツ国内で再生可能エネルギー発電設備が大量導入されたことを受けて年間輸出入電力量の差引は電力輸出傾向となっている。

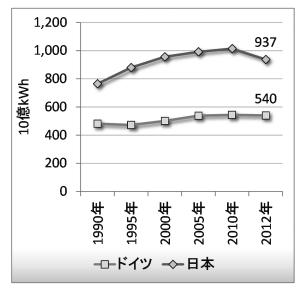
図 2-3 ドイツにおける電力輸出入の推移



「出所 IEA の資料をもとに筆者が作成

1990年~2012年で国内総生産(GDP)は2兆2,163億ドルから3兆870億ドルに増加しているが(22年間の平均増加率は1.5%)、ドイツの消費電力量は2012年で5,395億 kWhとなっており(22年間の平均増加率は0.5%)、経済成長と比較して消費電力量の伸びは緩やかである。一方で、日本の場合は、GDPが3兆8,513億ドルから4兆6,940億ドルに増加し(22年間の平均増加率は0.9%)、消費電力量は2012年9,370億kWhとなっている(22年間の平均増加率は0.9%)。

図 2-4 ドイツおよび日本における消費電力量の推移



[出所] IEA の資料をもとに筆者が作成

2. ドイツにおける風力・太陽光発電の状況

ドイツでは、固定価格買取制度 (FIT) の導入に伴い、風力発電設備や太陽光発電設備が大量導入された。2013 年末時点で風力発電設備は 3,466 万 kW、太陽光発電設備は 3,595 万 kW まで導入された。ただ、風力発電設備も太陽光発電設備も他の発電設備と異なり、気候条件によって発電出力が変動するため、いわゆる間欠性電源と呼ばれている。数分~数時間毎の出力変動に加えて季節によって平均的な発電出力も大幅に変化する傾向がある。例えば、風力発電は冬季に発電出力が増加する傾向であり、夏季の発電出力と比較しても平均 2 倍程度も差が出ている。特にバルト海や北海沿岸では風況条件が良好であるため、洋上風力発電設備の導入も有望視されている。太陽光発電設備の場合は、日照条件が良い夏季に発電出力が増加する傾向がある。冬季と比較しても平均 5 倍程度の違いがある。

9.000 -8.000 年間発電電力量 2011: 48.883 GWh 7.000 2012: 50.670 GWh 2013*: 53.400 GWh 6.000 100万kWh 5.000 4.000 3.000 2.000 1.000 0 1月 2月 3月 4月 5月 6月 7月 8月 9月 10月 11月 12月 * 暫定値 ■ 2012年 ■ 2013年 ● 2003年~2012年の平均発電電力量

図 2-5 ドイツにおける月次の風力発電電力量

[出所] BDEW の資料から引用、一部加工

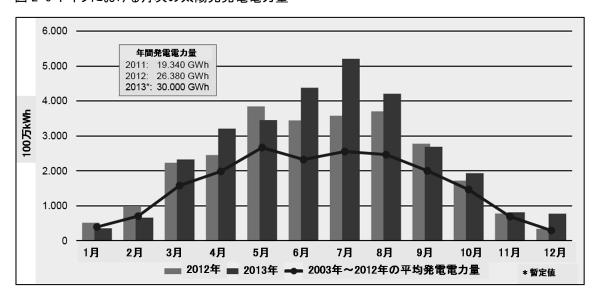


図 2-6 ドイツにおける月次の太陽光発電電力量

[出所] BDEW の資料から引用、一部加工

また、気候条件によって導入される地域が偏っているのも風力発電設備と太陽光発電設備の特徴である。風力発電設備については、ドイツ北部に位置するニーダーザクセン州、ブランデンブルグ州、シュレスヴィッヒ・ホルシュタイン州等で大量導入されている。この 3 州では風力発電設備が 1.1 万カ所、風力発電設備容量は 1,553 万 kW、風力発電電力量は 263 億 kWh であり、ドイツ全体の 50%程度に相当する。

一方、太陽光発電設備は、風力発電設備とは設置地域の傾向が真逆であり、ドイツ南部地域に集中している。ドイツ南部のバイエルン州やバーデン・ヴェルテンベルク州 2 州でドイツ国内の太陽光発電設備容量の約 42%、太陽光発電電力量の約 48%を占めている。

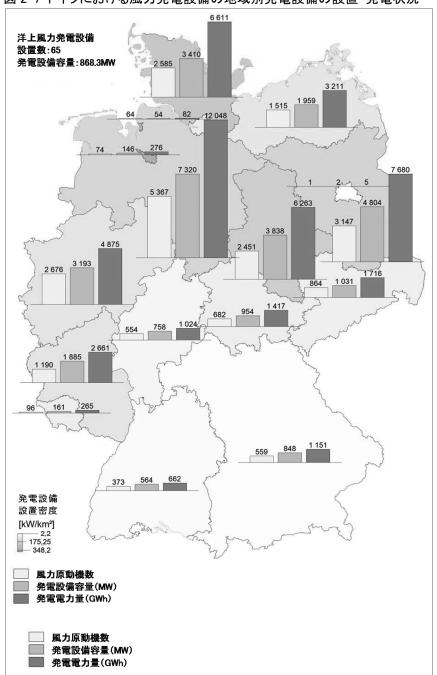
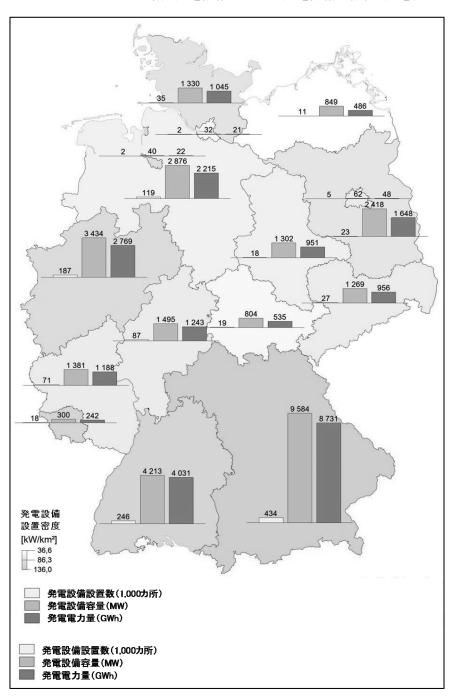


図 2-7 ドイツにおける風力発電設備の地域別発電設備の設置・発電状況

[出所] BDEW の資料から引用、一部加工

図 2-8 ドイツにおける太陽光発電設備の地域別発電設備の設置・発電状況



[出所] BDEW の資料から引用、一部加工

第2節 ドイツにおけるエネルギー・電力政策

1. ドイツにおけるエネルギー・電力政策

ドイツのエネルギー・電力政策は時の政権の考え方で大きく揺れ動いてきた。1982年に誕生したキリスト教民主同盟・社会同盟(CDU/CSU)と自由民主党(FDP)の連立政権(コール政権:1982年~1998年)は、市場経済を前面に打ち出した政策を採用したことが特徴的であり、代表的な例としてはコール政権時代に導入された1998年4月からの小売電力市場の全面自由化が挙げられる。

1998 年にコール政権からシュレーダー政権に移行した際には、脱原子力政策および再生可能エネルギー促進政策が導入されることになった。1998 年に発足した社会民主党 (SPD) と緑の党の連立政権(シュレーダー政権:1998年~2005年)は、①脱原子力政策への転換、②再生可能エネルギーの普及、③環境税制改革を実施した。脱原子力政策に関しては、連邦政府と電力業界が、2000年に原子力発電設備を暫時廃止する「脱原子力協定」に合意し、2001年に正式調印。この協定書に基づき、2002年に「原子力法」が改正され、脱原子力政策が法制化されている。

2005 年に発足したキリスト教民主同盟・社会同盟 (CDU/CSU) と社会民主党 (SPD) の連立政権 (第1次メルケル政権:2005年~2009年) は、前政権が導入した再エネ促進を目的とした固定価格買取制度 (FIT) や環境税の枠組みは踏襲しており、脱原子力政策も継続された。

しかし、2009年に発足したキリスト教民主同盟・社会同盟(CDU/CSU)と自由民主党 (FDP)の連立政権(第2次メルケル政権:2009年~2013年)は、2010年に脱原子力政策を緩和した。しかし、2011年3月に発生した福島第一原発事故を契機として脱原子力政策に再び転向する結果となった。その後、2013年12月に発足したキリスト教民主同盟・社会同盟(CDU/CSU)と社会民主党(SPD)の連立政権(第3次メルケル政権:2013年~)は、再エネ導入策の見直しを発表しており、行き過ぎた再エネ支援策を改革する方向である。

2. ドイツにおける電力市場自由化の制度設計

前述したように、ドイツでは 1998 年 4 月から小売電力市場の全面自由化が開始されている。全面自由化について規定した 1997 年の「改正エネルギー事業法」では、①家庭用

需要家を含めた小売市場の全面自由化、②垂直統合型事業者に対する会計分離(部門別会計)の義務付け、③「交渉による第三者系統アクセス制度」の採用等が盛り込まれている。

ここで挙げられる会計分離とは、これまで垂直統合型事業者は部門別の会計を公表していなかったが、全面自由化が導入された場合、垂直統合型事業者の発電・小売部門は競争環境の下で事業運営が行われるが、送配電事業については規制下での事業運営が継続される。従って、垂直統合型事業者の発電・小売部門と新規事業者との間の公平な競争環境を確保するために、垂直統合型事業者の各部門の会計を分離することが必要とされたという背景がある。

また、系統アクセス制度に関しては、大部分の EU 加盟国は規制機関が託送条件および 託送料金を事前に承認する「規制による第三者系統アクセス制度」を採用しているが、ド イツでは電気事業者と系統利用者が交渉を行い、利害関係者間で託送料金を決定する方式 を採用した。

さらに、2003 年 6 月に EU で制定された「改正 EU 電力自由化指令」を国内法化するため、ドイツでは 2005 年 7 月に制定された「改正エネルギー事業法」で、①従来適用されていた「交渉による第三者系統アクセス制度」から「規制された第三者系統アクセス制度」への移行、②独立規制機関として連邦系統規制庁(BnetzA)の設置、③送電部門の別会社化(法的分離)および送電事業者への系統運用・系統投資の権限移譲等が義務付けられた。

「規制された第三者系統アクセス制度」の導入に伴い、託送料金は「総括原価方式」に 基づき連邦系統規制庁(BnetzA)が承認する仕組みに変更された。そして、2009年から 託送料金からの総収入を規制する「総収入規制」に変更されている。

第3節 ドイツにおける電気事業体制

1. 電気事業体制の概要

ここで、自由化された電気事業の大まかな枠組みについて整理しておく。電気事業は一般的に、①発電部門、②送電部門、③配電部門、④小売部門に分類される。発電部門と小売部門が自由化対象である一方、送配電部門は独占体制が継続している。

発電市場における自由化については、規制機関の認可の下で一定要件を満たせば、あらゆる事業者が参入することが可能である。新規参入した発電事業者は主に既存の電力会社

や新規の小売会社に発電電力を販売する場合もあれば、電力取引所に発電電力を売却する場合もある。一方、小売市場における自由化については、既存の電力会社に加えて、新規の小売会社が需要家に対して電力販売を行うことが可能である。

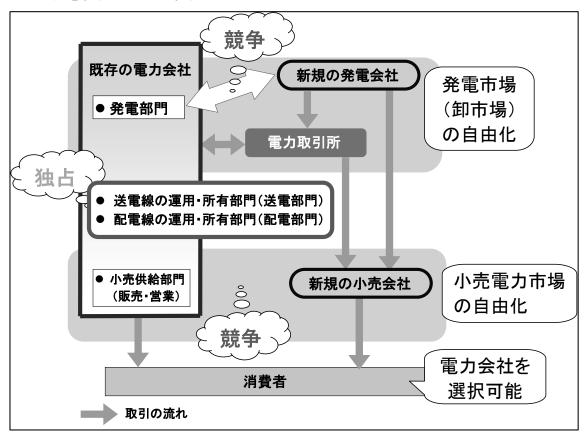


図 2-9 発電事業および小売事業の自由化のイメージ

[出所] 筆者が作成

2. ドイツにおける電気事業体制

ドイツでは、電気事業に係わる事業者数は多数存在する。送電事業者が4社、配電事業者が888社、小売事業者が1,012社(小売事業を行っている配電事業者を含む)存在する。また、発電事業者(発電設備1万kW所有)は約300社存在する。ただし、大多数の電気事業者は中小規模がほとんどであり、大手電気事業者の寡占状態が続いている。

小売電力市場の全面自由化が開始された 1998 年 4 月時点で、ドイツには発送配電・小売事業を行う垂直統合型事業者が 5 社(RWE、VEW、Bewag、HEW、EnBW)、発送電事業を行う垂直統合型事業者は 3 社(Bayernwerk、Pressen Elektra、VEAG)の計 8 社の大規模な垂直統合型事業者が存在していたが、経営効率化等を理由に事業者間での合併・

買収が行われた。その結果、2002年には大手電気事業者 4 社に集約されている。これら 4 社は、ドイツ西部地域の RWE、中部地域の E.ON、東部地域の Vattenfall Europe、南西部地域の EnBW である。

元々、これらの大手電気事業者は送電事業を行っていたが、発送電分離の導入が義務付けられたこともあって、送電部門は既に法的分離または所有権分離が行われている。RWE の送電部門 Amprion、EnBW の送電部門 TransnetBW は別会社化(法的分離)されている。一方、E.ON の送電部門はオランダ送電事業者 TenneT に売却(所有権分離)されており、TenneT TSO が旧 E.ON 管内の送電事業を行っている。また、Vattenfall Europe の送電部門もベルギー送電事業者 Elia に売却(所有権分離)されており、50Hertz が旧 Vattenfall Europe 管内の送電事業を行っている。

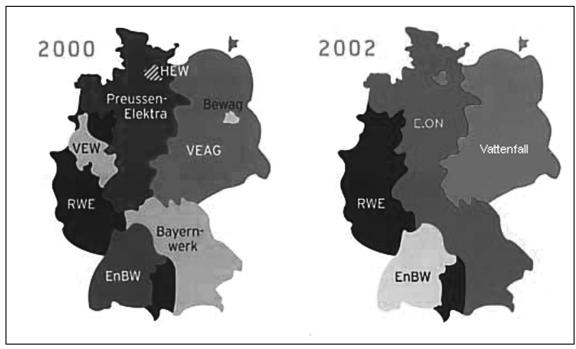


図 2-10 ドイツにおける大手電気事業者の統合

[出所] <u>udo-leuschner.de</u>の資料から引用

3. ドイツにおける配電事業

ドイツの配電事業 (110kV 以下の配電線の所有・管理) については、大手電気事業者 4 社のグループに含まれる配電事業者と地方自治体営の配電事業者に区分される。前述した ように、配電事業者全体で 888 社が存在している。それぞれの配電地域では配電事業者は 1 社だけで、独占体制となっている。配電軒数が 1 万軒未満の配電事業者は全体の約 45%、 配電軒数が1万軒以上で10万軒未満の配電事業者は約45%であり、10万軒以上の配電事業者は10%程度である。2003年に制定された改正EU電力自由化指令では、配電軒数が10万軒未満の小規模な配電事業者は配電事業と小売事業を法的分離する必要がない。このため、小規模な配電事業者の大部分は配電事業と小売事業の双方を運営していることが一般的である。

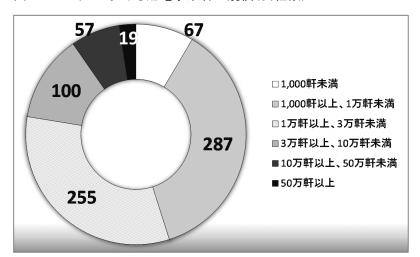


図 2-11 ドイツにおける配電事業者の規模(会社数)

[出所] BNetzA の資料から引用、一部加工

4. ドイツにおける卸電力取引

ドイツでは、小売電力市場の自由化が導入された後に、卸電力取引の多様化が望まれたこともあり、ライプチヒ電力取引所(LPX)と欧州エネルギー取引所(EEX)が設立された。しかし、二つの電力取引所が併存するよりも単一の電力取引所に集約したほうが、規模の観点から効率的な事業運営が可能である等の背景から両取引所は 2001 年 10 月に合併した(合併新会社の名称は EEX を継承)。さらに、2008 年には EEX の現物市場とフランスの電力取引所 Powernext の現物市場が統合され、EPEX Spot が設立されている。

2001 年から 2009 年にかけて取引所取引のシェアは年々増加していたが、2009 年から 2010 年にかけて 10 ポイントも急増。供給電力量に占める取引所取引のシェアは 2013 年で 41%程度である。

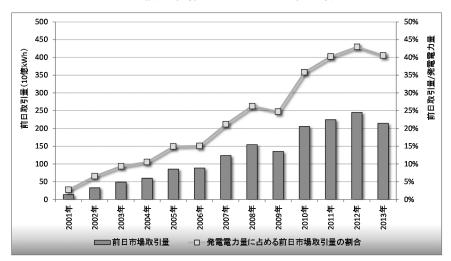


図 2-12 ドイツにおける前日市場の取引量およびその割合

「出所」EEX、EPEX の資料等をもとに筆者が作成

5. ドイツにおける小売電力市場の競争状況、事業者選択性

ドイツ国内には、卸・小売電気事業を行っている事業者は 1,065 社存在している。この内 53 社が卸電気事業のみ、895 社が小売電気事業のみ、117 社が卸電気事業および小売電気事業を行っている。大手電気事業者による寡占化が続いているものの、配電地域が 888 地域に区分されている中で、需要家が選択することが可能な小売事業者数は平均すると 88 社に及んでいる(家庭用需要家に関しては平均 72 社から選択可能)。このため、需要家が選択可能な小売事業者は他国と比較しても多数存在しているのが実情である。

ドイツでは、1998 年に家庭用需要家を含めた小売電力市場の全面自由化が実施されており、既に十数年経過している。産業用・業務用需要家は小売事業者と有利な契約に変更することが可能な交渉力を持っているため、既存事業者と自由化以前と原則的に内容が同じ標準契約(デフォルト契約)を締結し続けている産業用・業務用需要家は 2012 年時点で 2%程度である。残りの 98%は既存事業者の新規契約または新規事業者の新規契約を締結している。既存契約および新規契約を含めて既存事業者と契約している産業用・業務用需要家は 41%程度であり、残りの約 59%は既存事業者から離脱して新規事業者(隣接する配電地域の既存事業者を含めて)を選択している。このことから、産業用・業務用需要家を巡った小売競争は進展していると考えられる。

一方、家庭用需要家は産業用・業務用需要家ほど新規事業者に乗り換えたり、既存事業者との間で契約変更を行ったりしているわけではない。2012年時点で既存事業者の標準契約(デフォルト契約)を締結し続けている家庭用需要家は約37%、既存事業者の新規契

約に変更した家庭用需要家は約 43%と既存事業者から新規事業者への離脱は約 20%と限定的な範囲でとどまっている。前述したようにドイツでは元々、地域に密着した配電・小売事業者が多数存在することもあり、こうした事業者から家庭用需要家が離脱しにくいという事情もあると考えられる。

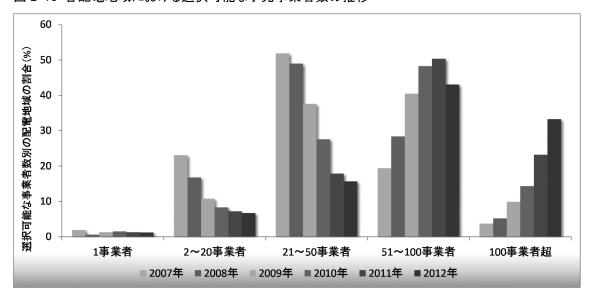


図 2-13 各配電地域における選択可能な小売事業者数の推移

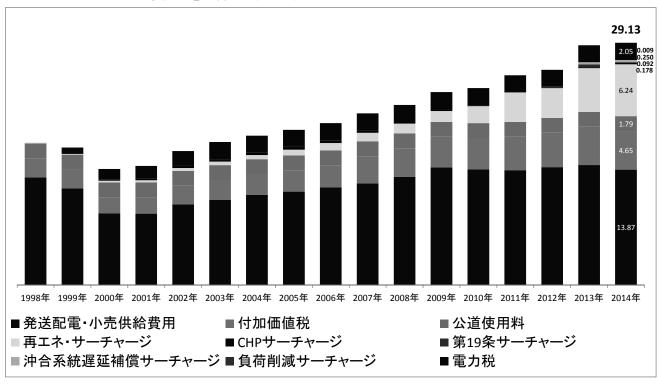
[出所] BNetzA の資料から引用、一部加工

6. ドイツにおける電気料金の推移

1998 年の全面自由化以降、ドイツの電気料金水準は化石燃料価格の下落等の要因によっていったん低下したものの、2000 年以降は化石燃料価格が高騰し続けたことや再エネ・サーチャージが増加したこと等を受けて年々上昇している。特に、再エネ・サーチャージは 2000 年時点で 0.20 ユーロ・セント/kWh であったが、2014 年時点では 6.24 ユーロ・セント/kWh まで上昇している。

2014 年時点でドイツと日本の家庭用電気料金を比較すると、ドイツは日本と比較しても割高な水準となっている。家庭用需要家の年間消費電力量を 3,500kWh と仮定すると、日本(東京電力)の家庭用電気料金は 33.11 円/kWh (税込み)、ドイツは 37.87 円/kWh (税込み:1ユーロ=130円換算)となり、約 14%高い水準となっている。ただし、中長期的にドイツにおいて再生可能エネルギーの普及が進み、支援制度が終了していけば、電気料金水準はいずれは低下していくことも考えられる。

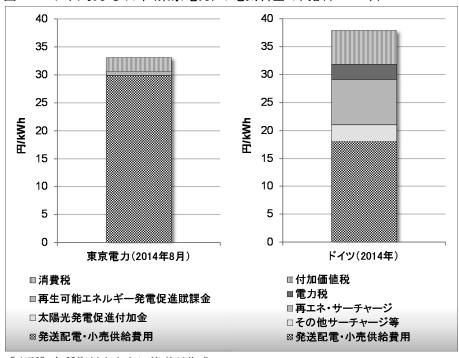
図 2-14 ドイツにおける家庭用電気料金に占める再エネ・サーチャージ(ユーロ・セント/kWh)



[出所] BDEW の資料から引用、一部加工

[注] 年間消費電力量 3,500kWh の家庭用需要家を対象。

図 2-15 ドイツおよび日本(東京電力)の電気料金の内訳(2014年)



[出所] 各種資料をもとに筆者が作成

第4節 ドイツにおける再生可能エネルギー発電設備の大量導入による影響と課題

1. ドイツにおける再生可能エネルギー発電設備の導入目標及び導入実績

2000 年から再生可能エネルギー促進のための「固定価格買取制度」(FIT) が導入されている。特に太陽光発電設備に対しては高水準の買取価格が適用されたため、太陽光発電設備の導入に拍車をかける結果となった。

2009 年に制定された「EU 再生可能エネルギー利用促進指令」に基づき、ドイツでは 2020 年までにエネルギー消費量に占める再生可能エネルギーの割合を 18.0%に引き上げ ることが規定された (2005 年実績 5.8%)。さらに、ドイツ政府が欧州委員会に提出した「再生可能エネルギー行動計画」では、2020 年までに 19.6%まで引き上げる計画を提示している。エネルギー消費量のうち、電力部門では 2020 年までに 38.6% (2005 年実績 10.2%)、運輸部門では 13.2% (2005 年実績 3.9%)、熱・冷熱部門では 15.5% (2005 年実績 6.6%) と各部門の目標値も併せて示している。

そして、2013 年 12 月に誕生したキリスト教民主同盟・社会同盟(CDU/CSU)とドイツ社会民主党 (SPD) との連立政権の下で制定された「改正再生可能エネルギー法(EEG)」(2014 年 8 月発効)では、再生可能エネルギー電力の導入目標として、総供給電力量に占める再エネの割合を 2025 年までに 40~45%、2035 年までに 55~60%に高めることを規定しており、今後 20 年間程度は再生可能エネルギー導入重視の政策が継続すると考えられる。

2013 年末時点で風力発電設備は 3,466 万 kW、太陽光発電設備は 3,595 万 kW 導入されており、総発電容量の約 4 割を占める規模となっている。 2000 年末時点では風力発電設備は 610 万 kW、太陽光発電設備は 11 万 kW に過ぎない水準であったが、この 13 年間でそれぞれ年平均 14.3%、55.7%も増加してきたことになる。

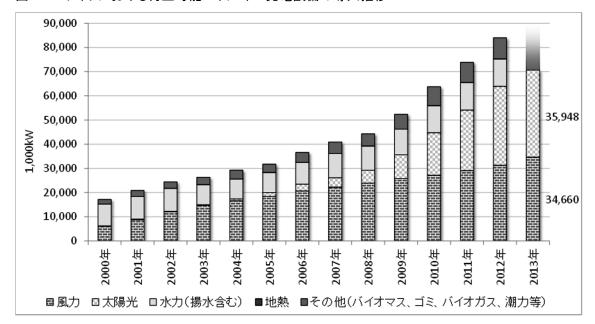


図 2-16 ドイツにおける再生可能エネルギー発電設備の導入推移

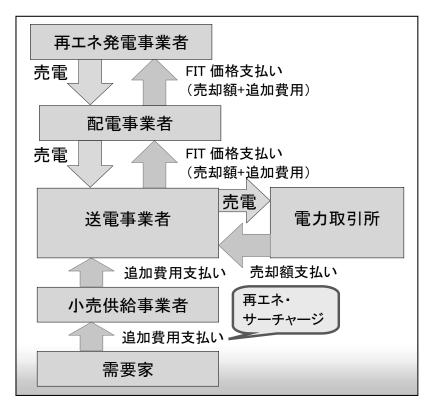
[出所] IEA の資料をもとに筆者が作成

2. ドイツにおける固定価格買取制度のための費用回収方法

前述したように、ドイツでは 2000 年から再生可能エネルギー導入促進のために、固定 価格買取制度を導入している。2000 年から 2009 年までは小売事業者が再生可能エネルギー電力を買い取っていたが、2010 年以降は送電事業者が再生可能エネルギー電力を買い取り、全量を電力取引所で売却する仕組みに変更されている。

送電事業者は固定価格買取制度の対象となっている再生可能エネルギー電力を卸市場で販売するために、翌日の再生可能エネルギー発電電力量を予測して電力取引所の前日市場で予測した発電電力量を応札する。前日市場への応札の際には通常、売却希望電力量および売却希望電力価格を通知するが、送電事業者の応札に関しては売却希望電力価格を指定することは原則認められておらず、売却希望電力量のみを通知することになる(いわゆる、成行注文)。送電事業者は再生可能エネルギー電力の買取りに要した費用から電力取引所での再生可能エネルギー電力量の売却収入を差し引き、その他費用を追加した費用を小売事業者から回収する。

図 2-17 ドイツにおける固定価格買取制度の費用回収



3. ドイツにおける再エネ・サーチャージの増加に伴う需要家への影響

固定価格買取制度(FIT)によって発生する追加費用は最終需要家が再エネ・サーチャージを小売事業者に支払うことで負担する。「再生可能エネルギー法(EEG)」が導入された翌年に当たる 2001 年の再エネ・サーチャージは 0.25 ユーロ・セント/kWh であり、年間消費電力量 3,500kWh の家庭用需要家が負担すべき年間総額は 875 ユーロ・セント(月額 73 ユーロ・セント)であった。ちなみに、日本円に換算すると年額 1,100 円、月額 95 円程度であった。その後、買取価格が比較的高い太陽光発電設備が爆発的に導入されたことから、再エネ・サーチャージは年々上昇し続け、2015 年には 6.17 ユーロ・セント/kWhとなった。この水準だと、年間消費電力量 3,500kWh の家庭用需要家が負担すべき年間総額は 2 万 1,595 ユーロ・セント(月額 1,799 ユーロ・セント)。日本円に換算すると年額 2 万 8,000 円、月額 2,300 円程度になる。平均的な家庭用電気料金の約 20%が再エネ・サーチャージに該当するような状況となっており、家庭用需要家の負担感は非常に大きい。

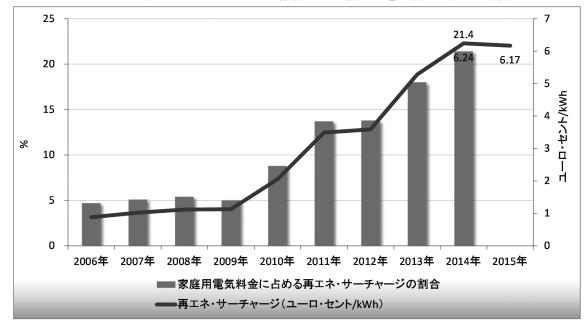


図 2-18 ドイツにおける再エネ・サーチャージの推移および家庭用電気料金に占める割合

[出所] BNetzA の資料から引用、一部加工

4. ドイツにおける補助金の受領額と再エネ・サーチャージの支払額の収支

ドイツでは、固定価格買取制度が導入された結果、再生可能エネルギー発電に係る補助 金の受領額が大きい地域と需要家を多数抱えているために再エネ・サーチャージの支払額 が大きい地域に二極化が進んでいる。

太陽光発電電力の買取価格は他の再生可能エネルギー発電電力と比較して割高であるため、太陽光発電設備の導入が進んでいる地域では発電事業者は多額の補助金を受領している傾向があり、ドイツ南部のバイエルン州は最も補助金の受領額が再エネ・サーチャージの支払額を上回る地域である。その他、需要家が少ない一方で風力発電設備が大量導入されているドイツ北部および東部でも受領額が支払額を上回る地域がある。

一方で、需要家が多数存在しているノルトライン・ヴェストファーレン州、バーデン・ヴェルテンベルク州やヘッセン州では補助金の受領額が再エネ・サーチャージの支払額を下回っている。

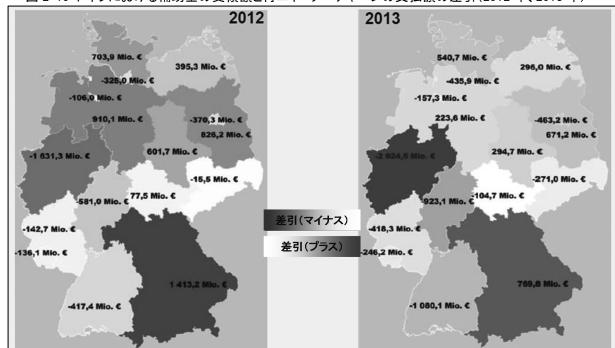
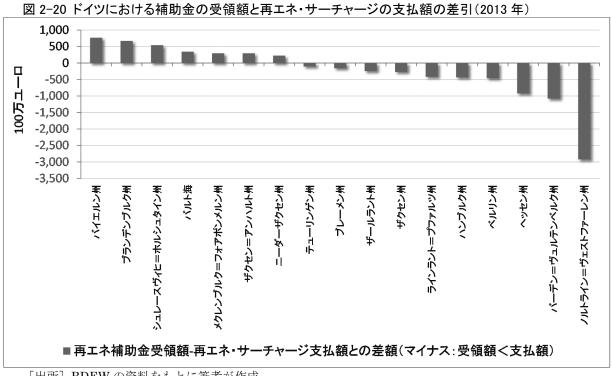


図 2-19 ドイツにおける補助金の受領額と再エネ・サーチャージの支払額の差引(2012 年、2013 年)

[出所] BDEW の資料から引用、一部加工



[出所] BDEW の資料をもとに筆者が作成

5. ドイツにおける再エネ支援策の改革(買取価格の引き下げ)

EEG の下で固定価格買取制度(FIT)が導入された 2000 年 4 月以降、太陽光発電電力の買取り価格は 50 ユーロ・セント/kWh 程度の高い水準が維持されていたが、2005 年以降は太陽光発電電力の買取価格は年々低下し、2014 年初時点での買取価格は最も高かった 2005 年の約 1/4 程度の水準の 13.68 ユーロ・セント/kWh に下落している。

2012年1月に発効した「改正再生可能エネルギー法(EEG)」では、固定価格買取制度 (FIT)の適用対象となる設備容量区分の変更が行われた他、10MWを超過する太陽光発 電設備は適用対象外とされた。さらに、2012年4月に発効した「再生可能エネルギー(EEG)」では、太陽光発電設備の導入量を考慮して、太陽光発電電力の買取価格の水準を毎月異な る逓減率に従って低減させる制度を導入している。

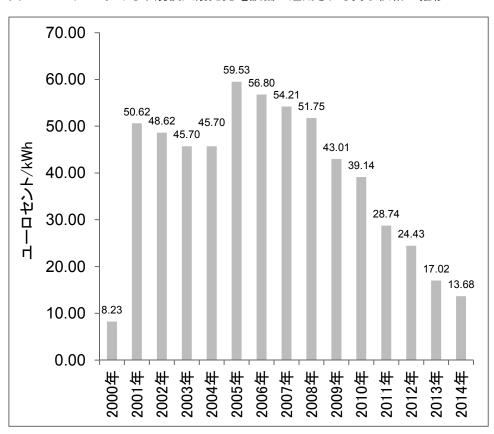


図 2-21 ドイツにおける小規模太陽光発電設備に適用される買取価格の推移

[出所] 各種資料をもとに筆者が作成

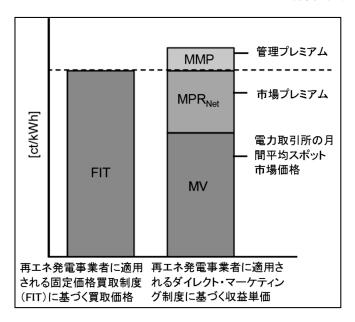
6. ドイツにおける再エネ支援策の改革(ダイレクト・マーケティング制度の導入)

2012年1月に発効した「改正再生可能エネルギー法(EEG)」で導入されたダイレクト・マーケティング制度は、電力取引所で再生可能エネルギー電力を売却する再生可能エネルギー発電事業者に対して電力取引所での売却収入とは別に割増金(市場プレミアムおよび管理プレミアム)を支払う制度である(一般的に「フィードイン・プレミアム制度」[FIP]と呼ばれる)。この制度の特徴としては、固定価格買取制度(FIT)とは異なり、再生可能エネルギー発電事業者自身が電力取引所で再生可能エネルギー電力を売却することである。割増金は一定なので、電力取引所の市場価格が低い時に売却するよりも市場価格が高い時に売却しようとするインセンティブが生まれる。このため、休日や夜間等の電力需要が少ない時に無理やり再生可能エネルギーを発電しようとはしなくなるという効果が得られると指摘されている。

市場プレミアムは、固定価格買取制度を選択した場合に支払われる価格から電力取引所のスポット市場の月間平均価格を差し引くことで算出する。なお、再生可能エネルギー発電事業者は、月毎に固定価格買取制度とダイレクト・マーケティング制度を変更することが可能である。

2014年8月に発効した「改正再生可能エネルギー法(EEG)」によって、2014年8月以降は500kW以上の新設再生可能エネルギー発電設備がダイレクト・マーケティング制度を選択することを義務付けている。2016年1月以降は250kW以上、2017年1月以降は100kW以上の新設再生可能エネルギー発電設備はダイレクト・マーケティング制度が適用される予定である。

図 2-22 ドイツにおけるダイレクト・マーケティング制度と固定価格買取制度との比較



[出所] 各種資料をもとに筆者が作成

7. ドイツにおける再エネ支援策の改革(減免制度の改正)

2012年1月に発効した「改正再生可能エネルギー法(EEG)」で、電力多消費需要家に対して再エネ・サーチャージの減免措置が規定されている。再エネ・サーチャージの減免措置は、産業用需要家の4%程度(約2,000社)のみ適用されている。2014年時点での需要家別の再エネ・サーチャージの負担額は、産業用需要家74億ユーロ、業務用需要家が45億ユーロ、家庭用需要家が83億ユーロ、その他34億ユーロ(合計236億ユーロ)となっている。2014年8月に発効した「改正再生可能エネルギー法(EEG)」で、従来の減免措置を全面的に見直しが行われることになったが、免除される総額はほとんど変わらない水準となる見通しである。

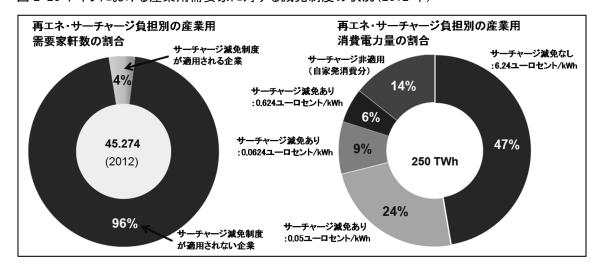


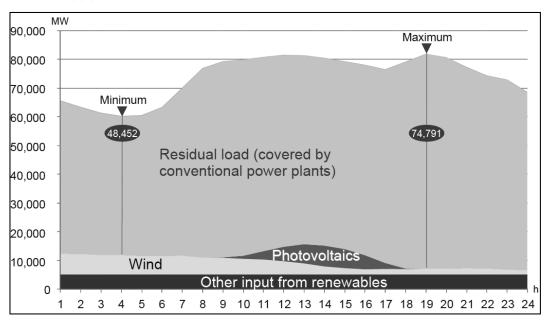
図 2-23 ドイツにおける産業用需要家に対する減免制度の状況(2012年)

「出所] BDEW の資料から引用、一部加工

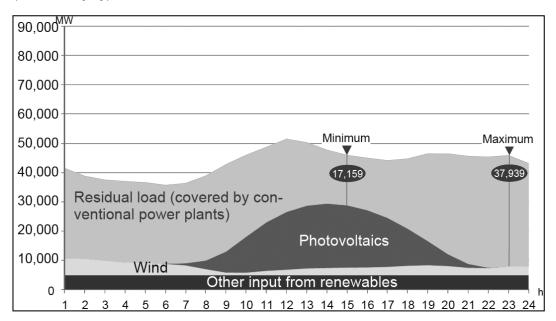
8. ドイツにおける再生可能エネルギーの大量導入に伴う卸電力取引所への影響

太陽光発電設備が大量導入されたドイツでは、冬季ピーク日と春季オフピーク日における発電技術毎の供給曲線は著しく異なる。今後、太陽光・風力発電設備の導入が続けば、年間を通じた火力発電設備の出力増減が拡大する傾向は高まる恐れがある。冬季ピーク日で太陽光発電電力が少ない場合の供給曲線を例に挙げると、2012 年 2 月 8 日 [水曜] 19時頃のピーク時間帯に火力・原子力発電電力の出力が 7,479 万 kW であった。しかし、春季オフピーク日で太陽光発電電力が多い場合には(例えば、2012 年 5 月 27 日 [日曜])、太陽光発電電力の出力が最大となる 15 時頃の時間帯に火力・原子力発電電力の出力は 1,716 万 kW 程度まで抑制しなければならなくなる。本来、原子力発電電力の出力は 1,716 万 kW 程度まで抑制しなければならなくなる。本来、原子力発電設備や石炭火力発電設備は経済性の観点からベース運転することが前提で建設されたが、再生可能エネルギーを優先的に給電しなければならないという制約の下で経済性を犠牲にせざるを得ない状況となっている。

図 2-24 ドイツにおける季節毎の供給曲線(2012/2/8[水])



(2012/5/27[日])



[出所] World Energy Council の資料から引用

また、太陽光発電設備の大量導入は電力需給だけではなく、電力取引所の価格形成にも 大きな影響を及ぼしている。ドイツでは昼間時間帯に卸市場価格が落ち込む傾向となって いる。送電事業者が前日段階で翌日の太陽光発電電力が増加することを想定した上で、卸 電力市場で昼間時間帯に大量の太陽光発電電力を売却していることがその理由である。卸 電力市場から締め出されたガス火力発電設備は、稼働時間の減少だけではなく、本来であれば稼ぎ時である昼間時間帯の卸市場価格が低下したことによる収益悪化という悪循環に陥っている。

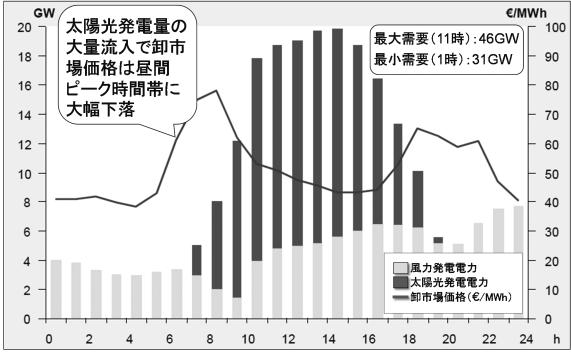


図 2-25 ドイツにおける 2012 年 4 月 17 日の風力・太陽光発電電力および卸電力価格

「出所」RWE の資料から引用、一部加工

9. ドイツにおける再生可能エネルギーの大量導入に伴う火力発電設備への影響

電力取引所に太陽光発電電力をはじめとする再生可能エネルギー発電電力が大量に流入しているために、これまで電力取引所で限界電源として位置していたコンバインドサイクル・ガスタービン発電設備(CCGT)やガスタービン発電設備が落札できず、その結果、これらの発電設備の年間稼働時間が近年著しく減少している。

このような事業環境を背景に、ドイツの大手電気事業者は採算性がないガス火力発電設備を長期停止・閉鎖することを発表し始めている。例えば、RWE はドイツ国内のガス火力発電設備 6 カ所を 2013 年から 2014 年にかけて順次長期停止していく見通し (RWE の国内ガス発電設備の約4割)。E.ON 社もドイツ国内のガス火力発電設備6カ所を2012年末から2015年にかけて順次閉鎖を発表 (E.ONの国内ガス発電設備の約4割)。

さらに、ドイツ大手電気事業者の E.ON 社は、2014 年 12 月に従来型発電事業(火力、原子力、水力)、採掘・生産事業、商品取引事業等を新会社に移管し、2016 年中に株式を

証券市場に公開し、将来的に再工ネ発電事業、配電事業、顧客サービス事業に経営資源を集中させることを発表した。原子力発電設備は 2022 年に向けて閉鎖していかなければならない一方で、これまでのように火力発電設備が収益を生み出すかどうかも不透明な状況を考慮すれば、E.ON 社のように抜本的に事業構造を変革しなければならない段階が到来しているとも考えられる。

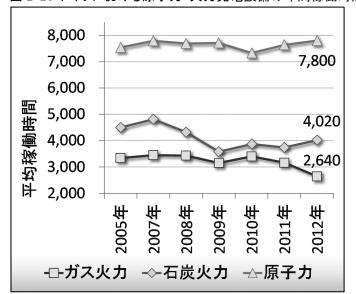


図 2-26 ドイツにおける原子力・火力発電設備の年間稼働時間の推移

「出所〕各種資料をもとに筆者が作成

第5節 ドイツにおけるエネルギー政策の変更に伴う課題

1. ドイツにおける脱原子力政策に伴う電力多消費地域での供給力不足

ドイツの原子力政策は紆余曲折を経て脱原子力政策を実行していく流れとなった。そもそも、2000年代初頭に社会民主党(SPD)と緑の党の連立政権(シュレーダー政権)は、原子力発電設備の運転期間を32年間とする脱原子力政策を導入した経緯がある。しかし、2010年にキリスト教民主同盟・社会同盟(CDU/CSU)と自由民主党(FDP)の連立政権(第2次メルケル政権)は、脱原子力政策を緩和して平均12年間の原子力発電設備の運転延長を認め、脱原子力政策から脱却する構えを見せていた。しかし、2011年3月の福島第一原子力発電所事故の直後、第2次メルケル政権は再び脱原子力政策に転換した。具体的には、①原子力発電設備の運転期間の延長を破棄、②一時的に停止している原子力発電設備の運転関備7基とトラブルが続き停止していたクリュンメル(Krümmel)原子力発電設備の運転

再開は認めない、③2022年までに全ての原子力発電所を閉鎖するといった内容である。

電力需要が大きい南部地域では、原子力発電設備 5 基が 2011 年に停止したことに伴い電力需給が不安定な状態になっている。北部地域を中心に風力発電設備が大量導入されているものの、南北地域間の送電線が十分でないことから北部地域から南部地域への送電が限定的であり、必ずしも南部地域の電力需要を安定的に供給できない状況が続いている。

一方で、前述したように太陽光・風力発電設備の大量導入に伴いガス火力発電設備の稼働率が低下し、発電事業者はガス火力発電設備の閉鎖前倒しを検討している状況である。ガス火力発電設備が大量に閉鎖した場合、需給逼迫時の電力供給に悪影響を及ぼすことが予想される。このため、連邦系統規制庁(BNetzA)が250万kWの供給予備力が必要とされると2012年に発表。これを受けて、送電事業者は供給予備力260万kWを急遽確保している。

表 2-1 ドイツにおける原子力発電設備の閉鎖スケジュール

閉鎖時期	発電所名	発電容量 (送電端): MW	型式	運転開始年
2011 年	Biblis-A	1,167	PWR	1975
	Biblis-B	1,227	PWR	1977
	Neckarwestheim-1	785	PWR	1976
	Brunsbüttel	771	BWR	1977
	Isar-1	878	BWR	1979
	Unterweser	1,345	PWR	1979
	Philippsburg-1	890	BWR	1980
	Krümmel	1,346	BWR	1984
8 基合計(万 kW)		8,409		
2015 年	Grafenrheinfeld	1,275	PWR	1982
2017年	Gundremmingen-B	1,284	BWR	1984
2019年	Philippsburg-2	1,402	PWR	1985
2021 年	Grohnde	1,360	PWR	1985
	Gundremmingen-C	1,288	BWR	1985
	Brokdorf	1,410	PWR	1986
2022 年 (供給力不足の場合)	Isar-2	1,410	PWR	1988
	Emsland	1,329	PWR	1988
	Neckarwestheim-e-2	1,310	PWR	1989
17 基合計 (万 kW)		20,477		

[出所] 各種資料をもとに作成

AKW-Laufzeiten in Deutschland Einigung der Bundesregierung 8 Reaktoren 9 Reaktoren in Betrieb Stillegung sicher, bereits (z.T. Wartungen) vorübergehend abgeschaltet* - 3 bis 2019 vom Netz (Moratorium) - 6 bis 2022 vom Netz mögliche neue Laufzeiten Brunsbüttel 1976-2011 Krümmel 1983-2011 Unterweser 1978-2011 Brokdorf 1986-2021 Emsland 1988-2022 Grohnde 1984-2021 Biblis B 1976-2011 Grafenrheinfeld Biblis A 1981-2015 1974-2011 Isar-1 Philippsburg-2 Philippsburg-1 1977-2011 1984-2019 1979-2011 Isar-2 1988-2022 Neckar-1 1976-2011 Gundremmingen C Neckar-2 1984-2021 1989-2022 Gundremmingen B 1984-2017 dpa-14798 *Krümmel wegen Pannen vom Netz

図 2-27 ドイツにおける原子力発電設備の立地場所

[出所] http://www.bund.net/typo3temp/pics/87c0c5a922.jpg

2. 近隣諸国へのループ・フロー問題

ドイツ北部で大量の風力発電設備が導入された結果、ドイツ南北間の送電容量が不足しているため、ドイツ方面から中・東欧地域に計画外潮流(ループフロー)が頻繁に発生している。ドイツでは南部区間の送電線を増強することが計画されているものの、周辺住民の反対や煩雑な許認可手続きのために送電系統の増強は遅延気味である。ドイツ北部・西部の国境付近の国(オランダ、ベルギー)では、移相変圧器を設置して、ドイツからのループ・フローを防ぐ自衛措置を講じている。しかし、ドイツ東部の国境(ポーランド、チェコ)では、移相変圧器(PST)の設置が進んでいないため、中・東欧地域に計画外潮流が流れ込んでいる。中・東欧地域の系統運用者は、①系統切り替え、②再給電・カウンタ

ートレード、③送電線容量の削減、④DCループ等の措置を導入している。

3. ドイツにおける送電線建設・増強に係る課題

ドイツでは歴史的に、電力多消費地域である西部のルール工業地帯を中心にドイツは石炭火力発電所が建設されてきた。また、家庭用電力需要が大きい南部地域では原子力発電所が建設され、バランスのとれた電源開発が行われてきた。しかし、1990年代以降、気候変動問題に対する取り組みを背景に再生可能エネルギー発電設備の大量導入、また福島第一原子力発電所事故を契機とした 2022年に向けた原子力発電設備の閉鎖等、ドイツの電源構成・電源立地が大きく変化してしまう事態に直面している。風力発電設備はドイツ北部地域を中心に大量導入されているが、北部地域には風力発電電力を消費できるほどの電力需要は存在していない。一方で、南部地域では脱原発に伴い、供給力不足が顕在化している状況である。しかし、これまでは北部地域から南部地域に大量の電力潮流が流れることを前提として送電線の建設が行われてきたわけではないため、北部地域からの大量の風力発電電力を南部地域に送電することが困難となっている。このように、電源構成・電源立地の変化に伴い、送電線の新設・増強は喫緊の課題となっている。

とは言え、送電線の建設・増強は長期の時間を要しており、一般的にドイツにおける送電線新設は $10\sim15$ 年程度かかるとされる。連邦政府は許認可手続きの簡素化や連邦系統規制庁 (BNetzA) が主体として許認可手続きを進めることによって責任を明確化する等、様々な方策を講じているが、抜本的な解決には至っていない状況である。

(1) 許認可手続きの煩雑さ

送電線の許認可手続きは、送電線が敷設される地域の各州政府が許認可権限を有していた。州際送電線を建設する場合、それぞれの州において許認可手続きを行うことが必要とされる。このような煩雑な許認可手続きを緩和する観点から、連邦政府は州毎に実施される送電線建設の許認可手続きを見直し、連邦系統規制庁(BnetzA)と各州政府の協力体制を構築し、許認可手続きにかかる時間を短縮するための施策を盛り込んだ「送電系統整備迅速化法(NABEG)」を 2011 年 7 月に制定している。しかし、NABEG の施行後も、送電線の建設が順調に進んでいるわけではない。

(2) 送電事業者の投資費用

許認可手続きの問題だけでなく、送電線建設に関する投資資金の問題も指摘されている。 送電線建設は一般的に初期投資がかかるため、十分な投資資金が調達することができなければ送電線建設に支障が出てくる。2013年に承認された送電系統開発計画 (NEP) では、建設費用が約210億ユーロに達するとされており、送電事業者が巨額の初期投資費用を調達することができるのか懸念されている。

(3) 地域住民からの根強い反対

ドイツの送電線建設にとって最大の問題は地域住民からの根強い反対運動だと言われている。ドイツでは欧州内においても早くから市民運動が盛んになり、特に 1986 年のチェルノブイリ原子力発電所事故以降、送電線や石炭火力発電設備の建設に対しては関心が高い。EnLAG 等で送電線の地中化も検討されているが、建設費用は架空送電線に比べて割高になるため送電事業者の費用負担の観点からも地中送電線の建設は困難が予想されている。

図 2-28 EnLAG で示された優先計画ルートの進捗状況(2013 年第 4 四半期)

「出所 BNetzA の資料から引用、一部加工

表 2-2 ドイツおよび日本における電力関連データ(2012年)

& 2-2 トイツあよび日本における電刀関が 		ドイツ	日本
人口(100 万人)		82	128
	水力	27	83
	火力	393	884
	原子力	94	12
発電電力量 [送電端] (10 億 kWh)	太陽光	26	7
	風力	51	5
	その他	2	2
	計	593	994
輸入電力量(10 億 kWh)		46	0
輸出電力量(10 億 kWh)		67	0
供給電力量(10 億 kWh)		564	982
	エネルギー部門	14	14
	産業部門	226	276
	運輸部門	12	19
消費電力量(10 億 kWh)	業務部門	151	333
	家庭部門	137	287
	その他部門	1	8
	計	541	937
発電容量[送電端](100万 kW)	水力	11	49
	火力	90	190
	原子力	12	46
	太陽光	33	7
	風力	31	3
	その他	0	0
	計	177	295
最大需要(100万 kW)		82	156
最低需要(100万 kW)		32	N.A.

[出所] IEA の資料をもとに筆者が作成

第3章 ドイツのエネルギー転換と再生可能エネルギー法

(一財) 国際貿易投資研究所 客員研究員 田中 信世

第1節 ドイツのエネルギー転換の背景

1. 脱原子力政策に転換

ドイツでは、1979年の米スリーマイル島の原発事故、86年のチェルノブイリ事故など相次ぐ原発事故の発生を受けて80~90年代に国民の間に脱原発の世論が高まった。こうした世論を背景に、1998年に発足した社会民主党(SPD)と緑の党の連立政権(第1次シュレーダー政権)は、①脱原子力政策への転換、②再生可能エネルギーの普及、③環境税制改革などを柱とするエネルギー政策を打ち出した(注1)。そして同政策の下で、連邦政府は電力業界との間で、2000年に、原子力発電設備を漸次廃止する「脱原子力協定」に合意し(2001年に正式調印)、この協定に基づき2002年に「原子力法」が改正され、脱原子力政策が法制化された。

さらに 2005 年に発足したキリスト教民主・社会同盟 (CDU/CSU) と社会民主党 (SPD) の連立政権 (第1次メルケル政権) も前政権が導入した再エネ促進を目的とした固定価格買い取り制度 (FIT) や環境税の枠組みを踏襲するとともに、脱原子力政策も継続した。

しかし、2009年に発足したキリスト教民主・社会同盟(CDU/CSU)と自由民主党(FDP)の連立政権(第2次メルケル政権)は2010年秋に、原子力を再生可能エネルギー時代への過渡期に不可欠な「橋渡し技術」と位置づけ、国内の原発17基の稼動期間を予定より平均12年間延長するとする脱原子力政策の緩和を打ち出した。

しかし、2011年3月に発生した福島第一原発の事故を受けて、この決定は完全に撤回され、ドイツ国内の原発17基について、①福島の事故直後に稼働を停止した旧式の7基を閉鎖する(加えて2007年の火災事故で運転停止中のクリュメル原発も完全に停止する)、②6基を21年までに停止する、③新型の3基は22年までに停止する——の3段階で脱原発を進めることが2011年6月、連邦議会の圧倒的多数で可決された。

政府は原発稼働期間短縮による事業者の遺失利益に対する補償措置として「エネルギー・気候基金(注 2)」への支払い義務を免除することを決めた。

表 3-1 ドイツの原子力発電所の稼働状況(2011年6月現在)

	原子炉の	発電事業者	電気出力	商業運転	稼働状況
	タイプ		(MW)	開始年	
ブルンスビュッテル	BWR	ファッテン	771	1977	停止
		ファル			
ブロクドルフ	PWR	E.ON	1,370	1986	稼働中
ウンターヴェーザー	IJ	IJ	1,345	1979	停止
クリュメル	BWR	ファッテン	1,260	1984	停止
		ファル			
エムスラント	PWR	RWE	1,329	1988	稼働中
クローンデ	IJ	E.ON	1,360	1985	稼働中
ビブリスA	IJ	RWE	1,167	1975	停止
ビブリス B	"	IJ	1,240	1977	停止
グラーフェンラインフェルト	IJ	E.ON	1,275	1982	稼働中
フィリップスブルク第 1	BWR	EnBW	890	1980	停止
フィリップスブルク第 2	PWR	IJ	1,392	1985	稼働中
ネッカーヴェストハイム第1	JJ	IJ	785	1976	停止
ネッカーヴェストハイム第 2	"	IJ	1,305	1989	稼働中
イザール第 1	BWR	RWE	878	1979	停止
イザール第 2	PWR	IJ	1,400	1988	稼働中
グルントレミンゲン B	BWR	"	1,260	1984	稼働中
グルントレミンゲン C	11	11	1,284	1985	稼働中
合計			20,339		

注;商業運転開始は1975年の原子力法に基づく営業開始年。

PWR=pressurized water reactor(加圧水型原子炉)、BWR=boiling water reactor (沸騰水型原子炉)

(出所) 世界原子力協会 (World Nuclear Association) ホームページ資料などより作成

ドイツの原発からの撤退決定は、政府が設置した「安全なエネルギー供給」倫理委員会の「脱原発は 10 年以内に実現可能」との答申を受けて行われた。

福島原発事故を受けて、ドイツでは国内原発のリスク評価を根底から見直す作業が始まった。政府は福島原発事故直後の3月15日にいち早く、最も旧式の原発7基の稼働をひとまず3カ月間停止することを宣言した。そして、モラトリアムの期間を利用して新たに

リスク評価を実施することとなり、環境省の下に設置した「原子炉安全委員会 (RSK)」や 「倫理委員会」で検討を開始した。

(1) 倫理委員会が原発からの撤退を答申

倫理委員会は、2011 年 4 月から 5 月にかけて集中的な議論を行い、その結果を「ドイツのエネルギー転換――未来のための全社会的共同事業」と題する答申書にまとめた。答申書は同年 5 月 30 日に首相に手交された。

倫理委員会は、ドイツ研究振興協会(DFG)のマティアス・クライナー会長と、サスティナビリティ上級研究所(IASS)のクラウス・テップファー所長(キリスト教民主同盟[CDU]、元連邦環境大臣)を座長とする17人の専門家により構成された。メンバーの顔ぶれをみると、学者(リスク社会学の専門家、環境政策の専門家など)、労働組合代表などのほか、カトリック教会とプロテスタント教会の代表者などが委員に任命され、原発のリスク(およびリスクが次世代に与える影響)を倫理的な観点から評価することに重点を置いた布陣となった。一方で、委員の中には原子力の専門家はおらず、産業界からの参加も化学メーカーBASFのユルゲン・ハンブレヒト会長一人にとどまった。

答申書は、どのようにすればドイツが脱原子力という困難な「全社会的共同事業」を遂 行できるかを検証し、国内の原発の稼働は、倫理的な理由から、よりリスクの少ない電力 供給技術による代替が可能となる時点までしか認められないという見解を示した。

原発のリスクについて、答申書は「原子力事故は最悪のケースの場合、どんな結果になるか未知であり、評価できない」としたうえで、「ここから当然の帰結として、被害をなくすために、原子力技術はもはや使用すべきではないということになろう」としている。さらに答申書は、米国の経済学者でノーベル賞受賞者のジョセフ・スティグリッツ教授が金融業との比較で原子力産業におけるリスク管理について述べた言葉を引用して、「失敗のコストを他人が負担する場合には、インセンティブは自己欺瞞に有利に働く。損失を社会に支払わせ、利益が私有化されるようなシステムは誤ったリスク管理であると言わなければならない」と指摘している。

この見解に基づき倫理委員会は、他のより安全な技術で代替できる最も旧式の原発 7 基 およびクリュメル発電所(合計出力 8.5 ギガワット)(注 3)を即時停止することを提案し、 また残りの原子力発電所についても、それぞれのリスクの大きさと地域電力網に占める重 要度などに応じて段階的に稼働を停止することを提案した。ただし、予想よりエネルギー 転換に時間がかかった場合に備え、最も新しい3基は安全のためのバッファーとして2022 年まで使用できるとした。

原発の停止によって生じうる電力の不足には、再生可能エネルギーの利用拡大、化石燃料利用技術の革新などのほか、エネルギー利用効率の向上やいわゆる「容量市場」(キャパシティー市場)の創設による需要ピーク時の供給予備電力の確保などの措置で対応可能としている。また、倫理委員会では、脱原発はドイツの気候保全目標(注 4)に影響を与えることなく実行可能であると強調している。

さらに、倫理委員会は答申書の中で、エネルギー転換が経済と技術の両面においてもたらす効果について言及し、「高度に発展した経済体制の国が必要としている更なる発展へのチャンスを脱原子力政策がもたらしうるということを、国際社会に身をもって示す可能性」への期待を表明している。

(2) エネルギー転換に向け法整備

倫理委員会の答申を受け、ドイツ政府はエネルギー転換を推進するために、連邦議会で、原子力法や送電網整備促進法、エネルギー経済法をはじめ、建築法、エコエネルギー開発基金関連法、熱電併給法、再生可能エネルギー優先法(再生可能エネルギー法; EEG)など、幅広い分野の法律の改正手続きを進めた。

2011 年夏に、まず 7 つのエネルギー転換迅速化関連法案が連邦議会および連邦参議院 (上院)で可決された。関連法案には、国内の原子力発電所を段階的に閉鎖し 22 年までに 全廃することを定めた原子力法の改正案のほか、改正再生可能エネルギー法をはじめ、電力網の拡充、エネルギー節約に関する法律など幅広い内容の法案が含まれている。 そのなかでも、エネルギー転換を進めるうえで特に重要なのは再生可能エネルギー法の改正である (再生可能エネルギー法の主な内容とエネルギー転換に果たした役割については第 2 節参照)。

以上のように、ドイツは原発から撤退するエネルギー転換を決断し、「全社会的共同事業」 としてエネルギー転換に取り組みつつある。それではドイツが何故、脱原子力政策に踏み 切ることができたのか(あるいは踏み切らざるを得なかったのか)、その背景を政治的な側 面と経済的な側面の両面から以下に探ってみよう。

2. メルケル政権(第2次)が脱原子力政策に舵を切り直した政治的な背景

(1)2011年州議選で与党不振

ドイツが脱原発を決意した背景には、当時のキリスト教民主・社会同盟(CDU/CSU)と自由民主党(FDP)の連立政権をとりまく政治的な環境が大きな影響を与えたものと考えられる。

2011年に7つの州で実施されたドイツ地方選挙で連立与党の退潮が鮮明になった。連立政権は同年2月に行われたハンブルク市(特別州)の選挙において、国政(連邦議会)で最大野党の社会民主党(SPD)に与党の座を奪われたのを皮切りに、3月の旧東独のザクセン・アンハルト州の選挙でこそ第1党の座を維持したものの、同じく3月に実施されたドイツ南部の産業集積地であるバーデン・ビュルテンベルク州の選挙では環境政党である緑の党に与党の座を奪われた。その後行われた南西部のラインラント・プファルツ州(3月実施)、ブレーメン市(特別州)(5月実施)、旧東独のメクレンブルク・フォアポメルン州(9月実施)、ベルリン市(特別州)(9月実施)の選挙でも国政最大与党のCDUは振るわず、いずれも国政で最大野党のSPDが第1党の座を維持した。

このように「スーパー選挙年」と呼ばれた 2011 年の地方選では、メルケル首相が率いるキリスト教民主同盟 (CDU) はハンブルク州と南部のバーデン・ビュルテンベルク州の2 つの州で与党の座を奪われ、2013 年に行われる連邦議会 (下院) 選挙での政権維持へ向けて厳しい局面に立たされることになった。

(2) 福島第1原発事故勃発で与党に逆風

こうした地方選での連立与党の退潮の背景には、ギリシャの財政危機に端を発した EU のユーロ圏の債務・金融危機と 2011 年 3 月に日本で発生した原子力発電所の事故の影響がある。

EU のユーロ圏ではギリシャなどの財政赤字国の国債利回りが上昇(国債価格は下落)、 債務危機に陥った国の国債を大量に保有する欧州の銀行の経営を直撃するなど金融市場が 混乱した。フランスとともに、ユーロ圏最大の経済国として危機対応を進めるメルケル政 権に対しては、財政状況が健全なドイツがギリシャなどの財政赤字国に対して、EU の支 援策の中で巨額の負担をすることに対し国民の不満が強まっている。

さらに 2011 年 3 月中旬以降に実施された地方選では、日本で起こった福島第 1 原発事故が大きな逆風となった。日本の原発事故を受けて、結党時から反原発を掲げている緑の

党に国民の支持がより多く集まり、与党への支持が相対的に低下した。このためメルケル 首相は、世論に押される形で 2010 年にいったん決めた原発の稼働延長を取りやめ、2022 年までに国内の原発 17 基すべてを止める「脱原発」に転換することを余儀なくされた。

特に今回の選挙で、緑の党が与党第 1 党となり SPD と連合政権を組んだバーデン・ビュルテンベルク州では 2011 年 5 月、緑の党に属するウィンフリート・クレッチマン氏が州首相に選出された。16 あるドイツの州の中で反原発を掲げる緑の党から首相が選出されたのは初めてのことで、福島原発事故で定着した「脱原発」の世論がドイツ政界の勢力図を変える一歩となった。

ドイツでは連邦参議院(上院)の議席は州議会の与党に与えられることから、すでに参議院では政権与党が過半数を失う「ねじれ」の状態にあり、参議院での可決が必要な重要 法案の審議では与野党の調整が不可欠になっている。

今回連立政権が脱原発を決定した背景にはこうした野党の勢いを止める狙いがあり、メルケル首相にとっては、今後の政局運営において勢いの続く緑の党と連立する選択肢も残せるといった判断もあったとみられる。

1986 年のチェルノブイリ原発事故に次ぐ福島原発事故が、伝統的に環境意識の強いドイツ国民の間に放射能汚染への恐怖、脱原発意識の高まりを呼び起こし、政府のエネルギー政策の大転換を正当化したとも言える。ただ、大急ぎで脱原発を決めた一方で、それに伴う負担の変化や代替電源の確保策などは必ずしもはっきりと示されていないことから、政治的な決断が先行した決定ではないかとの指摘もある。

3. エネルギー転換への決断を可能にした経済的な要因

(1) すでに高かった再生可能エネルギーの電源比率

ドイツの発電量をエネルギー資源別にみると、2010年の時点ではドイツはこれまで必要な電力の2割強(総発電量の22.6%)を原発で賄っていた。原発から撤退するということになると、この2割強の原発由来の電力を他の代替エネルギー源で賄う必要が出てくる。

ドイツがエネルギー転換に踏み切ることができた背景には、ドイツでは再生可能エネルギー電力の比率が 90 年代以降急速に高まり、日本などと比べてすでに高い水準に達していたことがひとつの要因として挙げられよう。

ドイツの総発電量に占める再生可能エネルギー電力の比率は 90 年にはわずか 5%であったが、その後「グリーンエネルギー」がブームとなり、同比率は 2010 年には前年比 3.1

ポイント増の 16.8%と世界最高水準まで拡大した。政府はこの流れをさらに加速させて、最終エネルギー消費(電力・熱・燃料すべてを含む)に占める再生可能エネルギーの比率を、30年までに 30%、40年までに 45%、50年までに 60%へとそれぞれ引き上げることを目指した。

前述の倫理委員会は答申書のなかで、エネルギー転換が成功するための条件として、太陽光や風力、バイオマスなどの自然エネルギーの大幅な増強の必要性について言及している。しかし、答申書は、「風力発電所の拡張は、特にオフショアの海上風力発電所に関しては、これまでのところいく分期待を下回っている。また陸上の風力発電所についてもタービンの効率性(いわゆる"リパワーリング")の点で当初予想されたほどの成功をおさめなかった」と指摘し、「特に風力発電については引き続き野心的な拡大が必要」と述べている。

(2) 豊富な褐炭資源

一方、ドイツの発電量に占めるエネルギー資源別の比率では、2010年の時点で褐炭が全体の23.7%(13年は25.8%)と高い比率を占めているのが特徴的である。

これは、ドイツには褐炭資源が豊富に賦存していることと、褐炭による発電コストがキロワット時(kWh) 当たり約2.8 セントと再生可能エネルギーによる発電はもちろんのこと原子力発電と比べてもかなり低いことを反映したものである(注5)。

電力資源として褐炭を多用することは長期的には二酸化炭素の増加をもたらし地球温暖化につながる可能性はあるものの、再生可能エネルギーへの切り替えが進むまでのつなぎとして少なくとも短期的には褐炭の利用を増やすという選択肢がとれるということも、政府の原発からの撤退の決断を容易にした要因のひとつになったものと考えられる。

ちなみに、REN21(21世紀のための再生可能エネルギー政策ネットワーク)の renewable 2014 global status report によれば、世界の再生可能エネルギー電力生産におけるドイツ の位置付けは、太陽光発電では 2013 年に 35.9 ギガワットと世界全体の 25.8%を占め、2 位の中国 (19.9 ギガワット、14.3%) を大きく引き離している。また GWEC (世界風力エネルギー協会) の報告書 "GLOBAL WIND 2014 REPORT" によると、風力発電では、ドイツは 2013 年に 3 万 4,250 メガワット (発電能力ベース)と世界全体の生産能力の 10.8% を占め、中国 (9 万 1,412 メガワット、28.8%)、米国 (6 万 1,091 メガワット、19.2%) に次いで第 3 位であった。

参考までに、太陽光と風力発電について日本のシェア(2013年)をみると、太陽光では

日本は 13.6 ギガワットと世界の 9.8%を占め、ドイツ、中国、イタリアに次いで世界 4 位であるが、風力ではわずか 0.8% (2,661 メガワット) にとどまっており、風力発電の分野の遅れが目立つ (表 3-4、表 3-5)。

表 3-2 ドイツのエネルギー源別電力生産量(2013年) (単位: Twh、%)

	電力生産量	比率
褐炭	162	25.8
石炭	124	19.7
天然ガス	66	10.7
石油	7	1.1
原子力	97	15.4
再生可能エネルギー	147	23.4
その他	26	4.1
合計	629	100.0

注; 再生可能エネルギーの内訳は、太陽光 (28Twh、4.5%)、風力 (50Twh、7.9%)、水力 (22Twh、3.4%)、バイオマス (43Twh、6.8%)、家庭ゴミ (5Twh、0.8%)。

(出所) ドイツ連邦経済エネルギー省資料

表 3-3 原発の稼働停止と再生可能エネルギーの電源比率

	稼働中の原子力発電所(基)	再生可能エネルギーの電源比率(%)
2010年	15	17
2012年	9	23
2022年	0	35

(出所) 3/2011 Deutschland

表 3-4 世界の太陽光発電能力(2012、13 年末) (単位;ギガワット、%)

	2012 年		201	3年
	発電能力	比率	発電能力	比率
ドイツ	32.6	32.6	35.9	25.8
中国	7.0	7.0	19.9	14.3
イタリア	16.4	16.4	17.6	12.7
日本	6.6	6.6	13.6	9.8
米国	7.2	7.2	12.1	8.7
スペイン	5.4	5.4	5.6	4.0
フランス	4.0	4.0	4.6	3.3
英国	1.8	18.0	3.3	2.4
オーストラリア	2.4	2.4	3.3	2.4
ベルギー	2.7	2.7	3.0	2.2
その他	13.8	13.8	20.2	14.5
上位 10 カ国計	86.1	86.2	118.9	85.5
世界全体	99.9	100.0	139.1	100.0

⁽出所) REN21 (21 世紀のための再生可能エネルギー政策ネットワーク)、

表 3-5 世界の風力発電能力(2013年) (単位;メガワット、%)

	発電能力	比率
中国	91,412	28.7
米国	61,091	19.2
ドイツ	34,250	10.8
スペイン	22,959	7.2
インド	20,150	6.3
イタリア	8,552	2.7
フランス	8,254	2.6
カナダ	7,803	2.5
デンマーク	4,772	1.5
その他	48,332	15.2
上位 10 カ国計	269,773	84.8
世界合計	318,105	100.0

(出所) GWEC (世界風力エネルギー協会)、"GLOBAL WIND REPORT, 2014"

[&]quot;renewables 2014 global status report"

(3) 近隣諸国間で電力融通が可能

ドイツが原発の停止を打ち出すことができたもうひとつの要因として、EU の共通エネルギー政策により電力が不足した場合でも近隣諸国から電力の供給を受けられるという陸続きの欧州ならではの事情もあったのではないかと思われる。

2010年におけるドイツの電力の輸出量は前年比 7.6%増の 580 億 8,800 万キロワット時 (kWh)、輸入量は同 2.4%増の 405 億 2,100 万 kWh であり、2009、10年ともに電力の貿易収支は出超であった。このように、電力の貿易収支は年次ベースで見ると出超基調にあるが、月別に見ると、国内で風力発電量が低下する 4~5 月、7 月の夏場は例年入超傾向となっている。しかし 2011年については政府の原発からの撤退決定後は、5 月以降も入超が続いた (表 3-6)。

ドイツの電力の主要輸入相手国はフランス (2010年の総輸入額の30.8%)、チェコ (同27.0%)で、主要輸出相手国はオーストリア (総輸出額の28.1%)、スイス (同22.7%)、オランダ (同16.01%)であった。フランスとチェコからの電力の輸入が多いことから、ドイツが原発からの撤退を決定した直後入超が続いたことに関連して、フランスなどから、原発由来の電力を輸入して原発からの撤退と言えるのかという批判も出た。

しかし、その後の輸出入の推移をみると、2011 年の輸入は通年で前年比 17.9%増となったものの、12 年は同 11.2%減、13 年も同 13.0%減と減少に転じる一方、輸出は増加傾向(11 年は小幅減)で推移したことから、結果として貿易収支は 11 年も含めて出超を続けている。

表 3-6 ドイツの電力輸出入量(月別)

(単位;100万 kWh)

		輸出		1/	輸入			収支	
	2009	2010*	2011*	2009	2010*	2011*	2009	2010*	2011*
1月	6,071	6,112	6,338	3,504	2,562	3,571	2,567	3,550	2,767
2 月	5,314	5,638	5,968	3,795	2,548	2,773	1,519	3,090	3,195
3 月	4,552	5,909	5,663	3,928	3,485	3,553	624	2,424	2,110
4 月	3,975	5,217	4,106	3,404	2,779	4,047	571	2,438	59
5月	3,028	3,941	2,669	4,075	3,124	4,906	-1,047	817	-2,237
6月	4,006	3,201	3,196	3,240	4,591	5,032	766	-1,390	-1,836
7月	3,127	4,104	3,683	2,900	4,093	4,710	227	11	-1,028
8月	3,167	3,621	3,300	3,313	4,641	4,299	-146	-920	-999
9月	3,925	4,196	3,141	3,045	3,564	3,781	880	632	-640
10月	4,732	4,835		3,187	3,231		1,595	1,604	
11 月	5,899	5,060		2,487	3,144		3,412	1,916	
12月	6,182	6,254		2,738	2,759		3,444	3,495	
1-12	53,978	58,088		39,566	40,521		14,414	17,576	

注;*は暫定値。

(出所) 連邦統計庁、Aussenhandel

4. エネルギー転換の経済効果

倫理委員会が答申書の中で触れているように、エネルギー転換は大きな経済効果を及ぼ すものと期待されている。以下に、エネルギー転換によってどのような経済効果が期待さ れるのかについて概観してみよう。

(1) 期待される投資の活溌化と雇用創出効果

ドイツのエネルギー転換は再生可能エネルギー分野への投資を活発化させるものと期 待されている

連邦環境省の資料「Erneuerbare Energien 2010」によれば、2010年におけるドイツの再生可能エネルギー関連の設備投資額は、世界的な金融・経済危機の影響下にあったにもかかわらず、前年比 33.7%増の 266 億ユーロと大幅に増加し過去最高を記録した。

ドイツでは再エネ電力の供給比率を高めるために、例えば風力エネルギーの利用を拡大

する計画が進められており、北海およびバルト海の海上風力発電所(ウインドファーム) 建設、高圧送電線網の拡充(現在の電力網の約1割増)といった大規模プロジェクトが予 定されている。計画が実現すれば、ドイツ北部で生産された再エネ電力を、より効率的に 需要の高い西南部の人口・産業密集地に送電できるようになると期待されている。

こうした再工ネ産業部門の活況に伴い、同部門の雇用者数も増加している。連邦環境省の再生可能エネルギー統計作業グループが作成したデータ集「再生可能エネルギー統計2010」によれば、ドイツの再生可能エネルギー業界には、2010年現在、前年比8.2%増の36万7,400人(設備への投資、設備の稼動・保守、燃料生産の従業員数の合計)が働いている。エネルギー源別にみると、従業員数が多いのは太陽光発電の10万7,800人、陸上風力の8万9,200人(海上風力は6,900人)などであった。

連邦環境省では、この数は今後もさらに増え続け、2030年までには50万人を超えるものと予測している。またドイツの6大経済研究所のひとつであるドイツ経済研究所(DIW)では、エネルギー転換はさらに廃棄物処理、リサイクル、水処理などの環境保全技術の分野にも大きなブームをもたらすと予測しており、エネルギー転換による雇用創出効果は全体で100万人にも達するという。

ドイツの再生可能エネルギー産業は、海外への設備輸出や技術輸出でも大きな成果を収めている。その結果、再生可能エネルギー業界の売上高は、2005年の86億ユーロから10年には253億ユーロへと大幅に増加した。

(2) 再生可能エネルギー関連技術革新に期待

研究開発の分野でも再生可能エネルギー関連の研究・開発が活発に行われている。

連邦研究省が助成している技術革新関連の研究テーマは、発電効率の高い有機太陽電池 をはじめ、地熱発電のための新しい資源・立地調査技術など広範囲にわたっている。

連邦環境省の助成プログラムもあり、具体的な研究例としては、例えばドイツの複数の研究機関と GE ウインドエナジー社が共同で設計し、実験にもすでに成功している騒音の少ない風力発電機が挙げられる。騒音の抑制は風力発電が広く社会に受け入れられるために重要とされている。また、その他の研究例としては、バーデン・ビュルテンベルク太陽エネルギー・水素研究センターが 2010 年に発表した薄膜太陽電池が挙げられる。この太陽電池は 20.3%という高い変換効率を達成して世界記録を更新した。さらに、シュツットガルト大学建築構造研究所が中心となって開発したガラスファサード用太陽熱コレクター

システムは、エネルギー変換効率が極めて高いばかりでなく、日除け・採光調節機能も兼 ね備えるものとして注目されている。

なお再生可能エネルギー分野では、ドイツは世界でも有数の研究拠点となっており、国内の11の研究機関が再生可能エネルギー研究連盟(FVEE)を設立して、ヨーロッパ最大の再エネ研究ネットワークを形づくっている。FVEEは、再生可能エネルギーとそのエネルギーシステムへの統合に関する技術、エネルギー効率やエネルギー貯蔵に関する技術の研究・開発に取り組んでいる。

ちなみに、連邦政府による先端エネルギー技術研究開発関連の予算は 2011~14 年に総額でおよそ 35 億ユーロである。

5. ドイツのエネルギー転換と欧州各国の原子力発電政策

欧州では、福島の原発事故以降、ドイツが 2022 年までに原発の稼働を停止することを 決定したほか、スイスが 34 年までに原発の稼動を停止することを打ち出している。また、 いったん廃止した原発を新設する意向を示していたイタリアも福島原発事故を受けて、新 設計画を凍結する方針を打ち出すなど「脱原発」の動きが加速している。

しかし一方では、フランスと英国が福島原発事故後も原発推進政策の堅持を掲げている ほか、ポーランドとオランダが化石燃料依存から脱却するために原発の新増設を計画する など、欧州各国の原発を巡る政策の方向性は大きく異なる。このように原発政策をめぐる 欧州各国の態度はさまざまであるが、ドイツのエネルギー転換決定は欧州各国の原発政策 に大きな影響を与え、イタリアやスイスの「脱原発」につながった。

また、欧州で最大の原発保有国であるフランスにおいても、2014年8月に、①原子力発電比率を現在の75%から2025年までに50%に引き下げる、②6,300万キロワットの原子力発電設備容量を今後とも維持する、等を骨子とするエネルギー移行法案を策定している。

このようにドイツのエネルギー転換は今後、フランスなど原発推進の立場をとる欧州の 国々にも影響を与え、ひいては世界の原発保有国のエネルギー政策や原発導入を検討して いる国々などに対しても大きな影響を与えることが予想される。

第2節 再生可能エネルギー法の主な内容と2014年改革 ~再エネ拡大路線を堅持(注6)

第1節で述べたように、ドイツは国内すべての原子炉を 2020 年までに段階的に廃止し再生可能エネルギーを中心とするエネルギー体制への移行を目指すエネルギー転換に取り組んでいる。このエネルギー転換推進の中心的役割を果たしているのは 2000 年に制定された再生可能エネルギー法である。同法に基づき一般電力よりも高い価格で再エネ電力が買い取られ、これが再エネ電力拡大の原動力になってきた。しかし近年は賦課金の増大に伴う電力料金の値上がり、需要者間の賦課金負担の不公平、企業に対する賦課金負担軽減措置と EU の補助金規則との整合性などの問題点が顕在化してきている。このため、政府は 2014 年 8 月に、再生エネ拡大の目標値を設定したり、企業の負担軽減措置を見直すなど再生エネルギー法の大幅な改定に踏み切った。

1. 再生可能エネルギー法で再エネ拡大

ドイツの再生可能エネルギー法(Erneuerbare Energie Gesetz=EEG、正式名称は「再生可能エネルギーの優先に関する法律」)は電力供給を、資源保全や環境保護のために主として再生可能エネルギーによる電力に転換する仕組みを定めた法律であり、ドイツが進めるエネルギー転換において重要な役割を果たしている。具体的には、太陽光や風力など再生可能エネルギーによる電力を送電事業者が固定価格で優先的に買い取り、それによって生じた費用を一般の電力料金に上乗せして消費者に請求する仕組みを定めている。

再生可能エネルギー法は、1990年の「再生可能エネルギーによる電力の公共電力網へのフィードイン(供給)に関する法律」によって最初の原型がつくられ、2000年に「再生可能エネルギー法」として現在の制度に近い形に整えられた後、04年、09年、12年の改正を経て、直近では14年8月に改正が行われた。

ドイツでは近年、電力供給全体に占める再工ネ電力の比率が急速に拡大し、2013年には すでに25%を占める実績を挙げており、再生可能エネルギー法は再工ネの推進に効果的な モデルとして欧州を中心に世界の60ヵ国あまりで同様な仕組みが採用されている。

以下に、再生可能エネルギー法の主な内容を「2012年改正法」(14年までの買い取りに適用)を中心に概観し、制度運用の過程で顕在化してきた問題点等について考察するとともに、2014年8月に成立した改正法の主な改正点とその狙いについて概観する。

2. 再生可能エネルギー法の主な内容~14年改正法までの状況

(1) 固定価格による買い取りを義務付け

再生可能エネルギー法では送電事業者に対して再エネ発電事業者が電力網にフィードイン (供給) する電力を同法で定められた対価 (固定買い取り価格) で優先的に買い取ることを義務付けている。買い取り価格は、再エネの種類や発電方式、立地条件などの別に細かく設定されており、再エネ発電に対する設備投資のインセンティブを高めるために一般の電力料金よりも高い水準に設定されている。

表 3-7 再生可能エネルギー法に基づく買い取り価格*の推移(エネルギー源別)

(単位;kWh 当たりセント)

	バイオマス	水力	DKG ガス	地熱	陸上風力	洋上風力	太陽光
						**	***
2000	9.6	7.2			9.1		51.1
2001	9.5	7.3			9.1		51.2
2002	9.5	7.3			9.1		50.5
2003	9.4	7.2			9.1		49.2
2004	9.7	7.3	7.0	15.0	9.0		50.9
2005	10.5	7.4	7.0	15.0	9.0		53.0
2006	12.3	7.5	7.0	12.5	8.9		53.0
2007	13.6	7.5	7.0	15.0	8.8		52.0
2008	14.2	7.6	7.1	14.7	8.8		50.2
2009	16.1	7.8	7.1	19.8	8.8	15.0	48.0
2010	16.9	8.3	7.2	20.6	8.9	15.0	41.6
2011	19.2	9.6	7.4	20.7	9.2	15.0	40.2
2012	20.0	9.9	7.2	21.8	9.2	15.3	35.5
2013	19.6	8.7	7.8	23.6	9.0		32.1
2014	20.7	9.9	9.0	24.1	9.2		33.0
2015	20.7	10.0	8.4	24.4	9.2		31.3
2016	19.9	10.0	8.7	24.6	9.2		30.3
2017	17.2	9.9	8.8	24.6	9.2		29.4
2018	18.0	9.9	8.7	24.7	9.1		28.4

注; 2009~12 年の数字は再生可能エネルギー法の年次決算報告書による。13 年の数字は同法による「13~17 年中期予測」(12 年 11 月 15 日付)、14~18 年の数字は「14~18 年中期予測」(13 年 11 月 15日付)による。

^{*=}各決算年次におけるすべての再生可能エネルギー生産施設に対する法律で保証された買い取り額の平均金額。

^{**=}洋上風力は13年以降すべて直接販売されるとの予測に基づく。

^{***=}再生可能エネルギー法33条(2)による太陽光発電の自家消費規則分を含む。

⁽出所)エネルギー・水管理事業者協会 (BDEW)、"Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken(2014)" より作成

表 3-8 再生可能エネルギーのエネルギー源別賦課金支払い額と発電量(2014年)(単位;比率、%)

	賦課金支払い額	発電量
太陽光	48.8	25.1
風力(陸上)	19.0	41.5
風力 (洋上)	5.3	5.1
バイオマス	24.9	23.9
水力、DKG ガス、地熱	2.0	4.4

注; DKG=Deponie-,Klaer-,und Grubengas (ゴミ処理・汚水処理ガスおよび炭鉱ガス)。 (出所) 表 3-7 と同じ。

再生可能エネルギー法による電力の買い取り額と一般の電力価格との差額は「再生可能エネルギー賦課金」(EEG-Umlage)として電力会社の電力料金に含められ、最終的には一般家庭や企業などの需要家に転嫁される。しかし、エネルギー・水管理事業者協会(BDEW)によれば、キロワット時(kWh)当たりの賦課金は2000年の0.20ユーロセント(以下セント)から、13年には5.277セントにまで上昇した。これに伴って一般家庭の電気料金に占める賦課金の比率も同期間に1.43%から18%へと一挙に高まり、後述のように一般家庭の負担の増大が問題となってきた。

一方で、太陽光発電については、技術進歩に伴って発電設備のコストが低下してきていることから、一般電力との統合を目指す意味でも買い取り価格の見直し(引き下げ)が毎年行われている。買い取り価格は供給を開始した発電設備に適用され、供給を開始した年およびその後の20年間同一金額が保証されている。

表 3-9 は、太陽光発電施設に対する買い取り額を施設の稼働開始年次別に見たものである。同表から明らかなように太陽光発電に対する買い取り単価は 2004 年のキロワット時当たり 56.2 セントをピークに、その後徐々に引き下げられてきており、11 年の単価は 26.3 セントとピーク時の半分以下にまで引き下げられた。

しかし、2004年以降の大幅な引き下げにもかかわらず、14年においては、再エネ発電全体に占める太陽光発電の比率は25.1%にとどまっているのに対して、再エネへの支払額(買取額)に占める太陽光発電の比率は48.8%とほぼ半分に達しており、発電量に比べて太陽光発電のコストが高い状況は解消されていない。これに対して、陸上風力発電の場合は再エネ発電に占める比率は41.5%であるのに対し、支払額は全体の19.0%にとどまっている。

表 3-9 2012 年における太陽光発電施設に対する買い取り額*(生産開始年次別)

20 0 2012 11-0017 07	へ 一	(<u></u>
年次	買い取り額(総額)	平均買い取り単価
十八	(100 万ユーロ)	(セント/kWh)
2000	16	50.6
2001	45	50.8
2002	46	48.1
2003	61	45.7
2004	345	56.2
2005	465	53.3
2006	408	50.6
2007	577	47.5
2008	865	45.4
2009	1,763	40.5
2010	2,524	34.7
2011	1,828	26.3

注;2012年における生産開始年次別の買い取り額(市場プレミアムモデルに基づく支払い、自家消費に対する買い取り額を含む)。

(出所)表 3-7 と同じ。

(2) 賦課金でコストを転嫁

1) 送電事業者が賦課金を算定

再生可能エネルギーによる電力は、従来は、送電事業者 4 社が配電事業者などを通じて 買い取った電力をすべて小売り事業者に供給量に応じて割り当てていたが、2010 年から は買い取った電力をすべて電力取引所で直接販売する方式になった。送電事業者は再エネ 発電事業者に支払った代金と電力取引所でかかった販売諸経費の合計額から電力取引所で の販売収入を差し引いた差額を小売り事業者に按分して「再生可能エネルギー賦課金 (EEG 割増金)」の形で転嫁し、さらに小売り事業者はこれを最終需要家に対する請求に 上乗せして回収している。

送電事業者は前年の10月1日から当該年の9月30までの実績に基づいて、再生可能エネルギー法によって次の年に生じるコストの予想額を10月15日までに提示し、そこから算出される全国一律の賦課金を公表することを義務付けられており、この賦課金は次の1年間を通じて適用される。

2) 特別調整規定で企業負担を軽減

ドイツは EU 加盟国の中では、製造業企業が支払う電力料金が高い国のグループに属している。EU 統計 (注 7) により 2012 年における製造業企業の電力コストを他の加盟国と比較すると、ドイツは 100 キロワット時当たり 13.0 ユーロと、EU 加盟国 (加盟 27 カ国の平均は 11.8 ユーロ) の中ではキプロス (23.4 ユーロ)、イタリア (19.9 ユーロ)、マルタ (18.0 ユーロ)、アイルランド (14.0 ユーロ) に次いで5番目に高い国となっている。また、ドイツ連邦統計局の統計 (表 3·10) により、ドイツ製造業の中で電力使用量が多い産業部門をみると、化学品および同製品 (180,217 テラジュール < 以下 TJ > 、全体の21.6%)、基礎金属 (142,626TJ、17.1%)、紙および同製品 (73,431TJ、8.8%)、自動車、トレーラー (59,438TJ、7.1%)、食品 (55,844TJ、6.7%)、ゴムおよびプラスチック製品 (50,288TJ、6.0%) などが電力多消費産業となっている。

表 3-10 ドイツ製造業の部門別エネルギー消費(2012年) (単位; テラジュール < TJ >、%)

	合言	+		内訳			
産業部門		I	石炭	天然ガス	電 気		
	消費量	比率	消費量	消費量	消費量	比率	
石炭および褐炭採掘	50,168	1.2	•	•	21,910	2.6	
原油および天然ガス精製	12,003	0.3	-	9,704	2,272	0.3	
その他の鉱産物採掘	14,695	3.6	2,232	4,769	6,374	0.8	
鉱業および砕石のためのサービス	683	0.0	-		159	0.0	
食品	200,663	4.9	11,741	111,137	55,844	6.7	
飲料	24,652	0.6	593	13,000	7,915	0.9	
タバコ製品	2,457	0.1		1,153	973	0.1	
繊維	21,668	0.5		9,307	7,502	0.9	
衣料・アパレル	1,447	0.4			587	0.1	
皮革および関連製品	1,202	0.3	_	457	487	0.1	
木材、木工品、コルク(家具を除く)	103,469	2.5		5,989	15,596	1.9	
紙および同製品	270,812	6.6	19,463	101,227	73,431	8.8	
記録媒体の印刷および再生	21,040	0.5		8,055	11,996	1.4	
コークスおよび石油精製品	417,693	10.1	38,884	43,948	24,983	3.0	
化学品および同製品	1,279,166	31.0		371,127	180,217	21.6	
基礎薬品および薬剤調製	25,262	0.6	-	8,264	7,527	0.9	
ゴムおよびプラスチック製品	82,465	2.0	264	21,731	50,288	6.0	
その他の非金属鉱物	277,971	6.7	62,227	103,797	44,190	5.3	
基礎金属	919,703	22.3	455,075	124,840	142,626	17.1	
金属構造品(機械および設備を除く)	95,808	2.3		35,607	49,831	6.0	
コンピュータ、電子・光学製品	28,567	0.7		6,069	18,123	2.2	
電気設備	36,967	0.9	-	9,654	22,282	2.7	
その他の機械および設備	81,430	2.0		24,970	40,988	4.9	
自動車、トレーラー、セミトレーラー	116,479	2.8		33,898	59,438	7.1	
その他の輸送機械	12,072	0.3	-	5,418	5,143	0.6	
家具	10,698	0.3	-	1,365	4,417	0.5	
その他の製造業	10,713	0.3	_	4,407	5,107	0.6	
機械および設備の修理および設置	8,843	0.2		2,705	3,509	0.4	
製造業、鉱業および砕石業(合計)	4,128,797	100.0	646,571	1,063,685	833,716	100.0	

注;従業員20人以上の企業のエネルギー消費量。・=不詳または非公開、-=僅少値。

⁽出所) ドイツ連邦統計局、"Energy use of local units in manufacturing 2012"

こうした状況のなかで、電力料金の値上がりが続くことは、これら産業の国際競争力の低下に直結するために、政府はこれら産業の国際競争力と雇用の維持を目的として、2012年再生可能エネルギー法に、適用条件を従来より緩和した形で電力集約型企業の賦課金負担の軽減を定めた特別調整規則(Besondere Ausgleichsregelung)を盛り込んだ。特別調整規制の適用に関する規定は、2012年改正法では、製造業企業については41条で、鉄道運営企業については42条で定められている。

エネルギー・水管理事業者協会 (BDEW) の資料 (注 8) により、賦課金の負担軽減の 請求権を持つ企業の数と、実際にどれくらいの電力量が特別調整規定の対象になるかを示 したものが表 3-11 である。

同資料によると、再生可能エネルギー法 41条により負担軽減の請求権を有する企業は、年間の電力消費量が最低 1 ギガワット時 (GWh) の電力多消費型の製造業企業と鉱業関連企業および砕石業の企業である。この最低電力消費量の基準は、従来は 10 ギガワット時であったが、大企業と中小企業の差別をなくすために 1 ギガワット時に引き下げられた。しかし年間の電力消費量が 1 ギガワット時以上というのは負担軽減措置を受けるための必要条件ではあるが十分条件ではない。特定企業が特別調整規定の対象となることができるかどうかを決める重要な基準は企業の電力集約度、すなわち、総生産額に占める電力コストの比率である。企業が負担軽減を受けるためにはこの比率が少なくとも 14%になっている必要がある。

電力コスト比率が最低 14%を占める企業は、最初の年間消費量 1 ギガワット時に対しては再生可能エネルギー法の賦課金を全額支払い、それを超える 1 ギガワット時以上 10 ギガワット時未満の年間消費量についてはギガワット時当たり賦課金の 10% (2014 年 0.624 セント/KWh)、10 ギガワット時以上 100 ギガワット時未満の消費量に対しては賦課金の 1% (14 年 0.0624 セント/KWh)、さらに、100 ギガワット時を超える消費については 0.05 セント/KWh を支払うこととされている。

特別調整規定の適用を受けようとする企業は毎年、連邦輸出コントロール庁(BAFA=Bundesamt fuer Ausfuhrkontorolle)に申請し、審査を受ける。適用対象の企業は原則として2008年のドイツ産業分類のB(鉱業、採石業)とC(製造業)分類に限定されている。14年については、企業数で2,379社、電力購入事業所数で3,471の事業所が特別調整規定の適用申請を行ったが、例年10%程度の申請が棄却されているので、14年に負担軽減の権利を得る企業数は推定で約2,000社になるとみられている。産業分類のBおよびC

には合計 $4 \, \mathrm{D} \, 5,274 \, \mathrm{dt} \, (12 \, \mathrm{E})$ の企業が含まれるので、再生可能エネルギー法に基づく賦課金の負担軽減措置の適用を受けられる企業は $\mathrm{B},\mathrm{C} \, \mathrm{O}$ 類の企業のわずか4%にとどまり、残り 96%の企業は賦課金を全額支払うことになる(表 $3\cdot11$)。

賦課金を軽減される企業の数と電力消費量の関係をみると、負担軽減は電力集約的な企業に対して適用されるので、約 2,000 の電力集約的な企業だけで製造業・鉱業の電力消費量の 39%の電力を使用している。このうち、賦課金が 1%以下の企業が使う電力は全体の 24%であり、賦課金 1%の企業の電力消費量は 9%、賦課金が 10%に軽減される企業の電力消費量は全体の 6%である。そして、賦課金が全額課される企業の電力消費量は残りの 47%となっている。

しかし、こうした再生可能エネルギー法の電力多消費企業に対する負担軽減措置は EU の環境・エネルギーに関する補助金規則に抵触するとして欧州委員会によって問題視されたことから、再生可能エネルギー法の特別調整規則で認められた負担軽減が EU の環境・エネルギーに関する補助金規則に反しないかどうかについての協議が欧州委員会との間で続けられた。同時に、欧州委員会においても環境・エネルギーに関する補助金規制の見直しが進められた。そして、欧州委員会の見直しが 2014 年 8 月に終わるのを待って、ドイツの再生可能エネルギー改正法も同年 8 月に成立、発効した。

表 3-11 製造業、鉱業企業の賦課金負担軽減(2014年)

<賦課金の負担軽減を受ける企業数>

	企業数	比率
EEGに基づく賦課金を全額負担する企業	約 43,000	96
EEG41条の特別調整規則により賦課金が軽減される企業	約 2,000	4
合計	45,274	100

<企業の電力消費量>

	賦課金の負担額	電力消費比率
EEG37条(自社消費)に基づき賦課金が免除される企業	_	14
EEG41 条で賦課金が 10%に軽減される企業	0.624 セント/kWh	6
" 賦課金が1%に軽減される企業	0.0624 セント/kWh	9
" 賦課金が1%以下に軽減される企業	0.05 セント/kWh	24
賦課金を全額負担する企業	6.24 セント/kWh	47
企業の電力消費量の合計	約 250TWh	100

⁽注) 2008 年ドイツ産業分類表の B(鉱業、採石) および C(製造業) 類の企業。 (出所)表 3-7 と同じ。

3) 高まる需要者グループ間の負担配分を巡る議論

固定価格買い取り制度による需要家への負担が増加するなかで、電力料金の値上りによる一般家庭の負担の増大が近年問題となっており、企業の賦課金の負担軽減措置のあり方や企業と一般家庭の間での負担の配分を巡る議論が高まっている。

エネルギー・水管理事業者協会 (BDEW) の資料により、2014年における需要家のグループ別負担内訳 (推定)を見ると、最大のコスト負担をするのは一般家庭の約83億ユーロで、総コストの約35%である。電力消費量では一般家庭は、需要家グループの中で約4分の1を占めるにすぎないにもかかわらず、最大のコスト負担を強いられているのである。コスト負担面で第2位に位置するのは、電力消費量で全体の約50%を占める製造業で、負担額は約74億ユーロである。ちなみに、すべての産業部門を合計した固定価格買い取り制度による負担額は125億ユーロである。このように特別調整規則により企業の負担は低く抑えられており、そのしわ寄せで負担増を強いられている一般家庭の不公平感が高まっている。

2014年2月24日付のドイツの週刊誌"Der Spiegel"によると、家計費の10%を超える額をエネルギー(電気、ガス等)関連費として支払う家庭を「エネルギー貧困」と定義した場合、いわゆる「エネルギー貧困」に陥っている一般家庭がドイツで急増しているという。2008年時点ではエネルギー費が家計費の10%を超える家庭は全家庭の13.8%程度(約550万世帯)であったが、11年には約17%(約690万世帯)に増えている。この背景には、電力料金を含むエネルギー価格の急激な上昇があり、13年の平均賃金が02年比で約17%の上昇にとどまっているのに対して、この間、エネルギーコストは約43%上昇し、特に家庭用電力料金だけをみれば77%も上昇していることが挙げられる(表3-12)。これ以上電力料金等の値上がりが続くと、「エネルギー貧困」がさらに拡大すると懸念されている。

表 3-12 ドイツの平均的家庭の電力料金と賦課金の推移 (単位;セント/kWh)

		<u> </u>	C> 1 / K((1))
年次	平均的家庭*の	うち	家庭の電力料金に占める
4-6	電力料金	賦課金	賦課金の比率(%)
1998	17.11		_
1999	16.53	_	_
2000	13.94	0.20	1.43
2001	14.32	0.25	1.75
2002	16.11	0.35	2.17
2003	17.19	0.42	2.44
2004	17.96	0.51	2.84
2005	18.66	0.69	3.70
2006	19.46	0.88	4.52
2007	20.64	1.02	4.94
2008	21.65	1.16	5.36
2009	23.21	1.31	5.64
2010	23.69	2.05	8.65
2011	25.23	3.530	13.99
2012	25.89	3.592	13.87
2013	28.50	5.277	18.52

注; *=年間使用量が3,500kWhの家庭。

(出所) エネルギー・水管理事業者協会 (BDEW)、"Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken(2013)"より作成

表 3-13 再生可能エネルギー法賦課金の需要家グループ別負担額(2014年) (単位:10 億ユーロ)

需要家グループ	負担額(総額)
一般家庭	8.3
公共機関	2.8
産業	12.5
製造業	7.4
手工業、商業、サービス業	4.5
運輸	0.1
農業	0.5
승計	23.6

(出所)表 3-7 と同じ。

(3) 再生可能エネルギーに対するその他の優遇措置

再生可能エネルギーに対する支援は、これまで述べてきた固定価格による買い取り制度に加えて、2012 年再生可能エネルギー法では太陽光発電に対するボーナス制度が設けられ、さらに再エネ電力の一般電力市場への統合を促進するための助成制度なども導入された。

1) 太陽光発電の自家消費に対するボーナス制度

太陽光など再エネ電力は、再生可能エネルギー法で買い取りが義務付けられる以前は通常自家消費されていたが、高い価格での買い取りが義務付けられてからは、発電した電力をすべて公共送電網に供給し、自家用には一般の電力を購入した方が得になった。

このため、2012 年再生可能エネルギー法では、太陽光発電の自家消費についてボーナスを支給するという新たな規定が設けられた。この制度により、太陽光発電事業者は発電した太陽光電力を送電網に供給せず、自家消費に回せば電力料金を節約できるだけなく、国からボーナスを受け取ることができるようになった。すなわち、自家消費の割合が30%以内であればキロワット時当たり12.36 セントの自家消費ボーナスが事業者に支給され、自家消費が30%を超える場合は、30%を超える分について16.74 セントのボーナスが支給されることになった。

この制度は太陽光に対する投資収益率を高めることになった。太陽光発電の自家消費の割合を30%とすると、屋根取り付け型の3キロワットの設備で期間20年の場合、収益率は、すべてフィードインした場合と比べて1~2ポイント高まり、自家消費が50%以上の場合は、収益率はさらに高まるとされている。

2) グリーン電力特権の見直し

一方、電力供給事業者には再生可能エネルギーによる電力供給が全体の 50%を超える場合は、自社で消費する電力のすべてについて賦課金の支払いが免除される「グリーン電力特権」が認められてきた。しかし、再生可能エネルギー賦課金の急増を受けて、事業者に対するグリーン特権の見直しが行われ、2012 年からはこうした企業に対する賦課金の減免の上限はキロワット時当たり 2 セントとされた。また、この減免を受けるためには供給する電力の 20%以上が太陽光ないし風力によるものであることが必要となった。

3) 一般電力市場への統合を目的とする助成制度「市場プレミアム」の導入

固定価格による買い取り保証制度の下では、再生可能エネルギーは電力市場における需給や価格の動向に関係なく、生産された電力がそのまま供給されることになる。このため、日本の再生可能エネルギー買い取り制度でも問題点として浮上してきているように、再生可能エネルギーの割合が拡大するにつれて、需要を上回る大量の電力が供給される事態が生じ、それに伴って一般の電力の供給を大幅に抑制する必要が生じたり、送電網に過度な負担がかかったりする可能性も出てきている。

このため、2012 年再生可能エネルギー法では、再生可能エネルギーによる発電と供給を 実際の需要に合わせ、一般の電力市場に統合するために電力取引所への直接販売に対する 報奨金制度(市場プレミアム)が導入された。

これは、再生可能エネルギーの発電事業者が、電力を送電事業者への供給ではなく電力 取引所において直接販売する方法を選択すると、電力取引所での販売価格と固定価格の差 額を「市場プレミアム」として受け取ることができるという制度である。市場プレミアム を選ぶか固定価格買い取り制度を選ぶかは月単位で決めることができる。毎月の市場プレ ミアムの額は当該月の電力取引所での平均価格と固定買い取り価格を基に算出される。

また、市場プレミアム制を選択する場合は、供給量の過度な変動を避けるために、電力の供給量および供給時間予測を提出しなければならないが、そうした予測を作成するためのコストを補てんするために「マネジメント・プレミアム」が支給されることになった。

「マネジメント・プレミアム」の額は、電力供給の予測が難しい風力と太陽光はキロワット時当たり 1.2 セント、バイオマスや水力は 0.3 セントで、将来段階的に引き下げられる。

このほか、バイオガス発電については、需給に合わせて出力を調整することから生じる 収益の低下を補てんするため、「フレキシビリティ・プレミアム」が支給される。

3. 2014 年改正法で抜本改革

以上のように、ドイツは「再生可能エネルギー法」によって、再生可能エネルギーによる発電を促進してきた。ドイツはこれによって再エネの拡大に大きな成果を挙げ、2013年には再エネが発電の25%を占めるに至った。

しかし、高価格で買い取った再エネ電力の割合が増すに伴って、賦課金が増大し、これ

が電力料金上昇をもたらして、国民生活を圧迫するようになった。

この間政府は、前述のように、太陽光発電については設備コストの大幅な低下もあり、新規の太陽光発電設備による電力の買い取り価格を引き下げる一方、電力市場での直接販売を促進するなどの方法で電力価格の抑制を図ってきた。しかし、当初に設定された高い固定価格は 20 年間にわたって保証されている中で、新たに導入した措置の効果は限定的であった。

また、送電網の整備が分散型の再生可能エネルギー発電の増加に追いつかず、高価格で 買い取った電力が余剰電力として周辺国に流出する事態も発生するようになったことから、 再生可能エネルギーの拡大には送電網の整備・拡充も急務となっている。

こうした再生可能エネルギー法制定以降顕在化した問題に適切に対応するためには、再 エネによる発電の増加を適切にコントロールし、同時に再エネ電力生産のコスト抑制、一 般家庭と企業の間のコスト負担の見直しなど、抜本的な方策を講じることが不可欠となっ た。

このため、政府は2013年春頃から再生可能エネルギー法の大幅見直しに着手してきた。 その際、再生可能エネルギー法の改革は13年9月の総選挙後に成立したキリスト教民主・ 社会同盟(CDU/CSU)と社会民主党(SPD)の大連立政権樹立時の連立協定に基づき、次 のような原則に基づいて行うことになった。

- ① ドイツのエネルギー供給は、原子力エネルギーなしに再エネの比率を首尾一貫して引き上げることによって推進する。
- ② 再エネの拡大は目標に沿った形で行い、同時にコストの削減を図る。
- ③ ボーナス制度など過剰な支援を撤廃し、買い取り価格の水準も引き下げる。
- ④ 再エネ電力の電力市場への統合を促進するために、電力市場への直接販売を段階的に 義務付ける。
- ⑤ すべての電力消費者は再エネ電力の生産コストを適切な形で負担する。その際、電力 多消費型産業が国際競争上危機にさらされることのないように留意する。
- ⑥ 再エネ電力の自家消費についても適切な形でコスト負担を課す。
- ⑦ 再生可能エネルギー法の改革は欧州連合(EU)の補助金規則に適合した形で行う。

こうして 2014 年改正再生可能エネルギー法 (新 EEG) は、14 年 6 月 27 日に連邦議会で可決され、7 月 11 日に連邦参議院を通過した後、同年 8 月 1 日に正式に発効した。

2014年改正再生可能エネルギー法の主な内容は以下のとおりである。

(1) 再生可能エネルギー拡大の継続と拡大ペースのコントロール

再生可能エネルギーの拡大を計画的に進め、電力に占める再エネの割合を 2025 年まで に $40\sim45\%$ 、35 年には $55\sim60\%$ とする。さらに、再エネの拡大を計画的に進めるために、 再エネの種類別に年間の増加目標を次のとおり設定する。

・太陽光;年間2.4~2.6 ギガワット

・陸上風力;年間2.4~2.6 ギガワット

・バイオマス;年間約100メガワット

・洋上風力; 2020 年までに 6.5 ギガワット、30 年までに 15 ギガワットの設備を設置。

発電量の管理は太陽光、陸上風力およびバイオマスについてはいわゆる「浮動シーリング」方式で行う。具体的には、目標帯で予定されている量を上回る設備が新規に設置された場合は、それ以降に設置される設備については買い取り単価を自動的に引き下げる。洋上風力についてはシーリングを固定する。

こうした発電量の管理は、送電網の拡充に合わせて再エネ電力の拡大テンポを抑制する ためにも必要になっている。また、再エネの拡張を目標に沿った形でコントロールするた めに、すべての生産施設を登録する登録制度を導入することになった。

(2)コスト上昇の抑制

過剰になっていた補助を段階的に削減し、グリーン電力特権も廃止する。買い取り価格は現在のキロワット時当たり平均 17 セントから 2015 年以降 12 セントに引き下げる。

また、従来型の設備で自家発電を行う企業にも再生可能エネルギー拡大のための賦課金を負担させることになった。ただし、2014 年 8 月 1 日以前に稼働している設備は賦課金負担の対象としないが、それ以降に生産を開始した再エネまたはヒートポンプを利用した新たな自家発電設備については、15 年は30%、16 年は35%、その後は40%の賦課金を課す、などとなっている。ただし、生産が10キロワット未満の小規模生産施設の自家消費の場合は、自家消費の電力消費量が年間10メガワット時を超えない限り、賦課金の負担は免除される。

(3)企業の特別調整規定を見直し

再生可能エネルギー拡大のコストは企業と一般家庭ができるだけ幅広く負担すること とした。

すなわち、2014年改正法では、電力多消費型産業に対して賦課金を軽減する「特別調整措置」を EU 規則に沿うよう変更し、企業の国際競争力ひいては雇用を維持するという観点から、減免措置が不可欠な企業に対象を限定することになった。

具体的には、2014 年再生可能エネルギー法は、EU の環境・エネルギー補助金ガイドラインに挙げられた産業部門の企業が特別調整規定の権利を申請する資格があるとしている。これらの特別調整規定の対象となる産業部門は再生可能エネルギー法の付属資料4のリスト1と2に掲げられている。リスト1 (68 部門)には、石炭等の非鉄金属、紙・カートンおよび厚紙、化学繊維、プラスチック包装資材、板ガラス・ガラス容器、セメント、鉄鋼・アルミニウム等の金属製品の生産といった産業部門の名前が挙がっており、リスト2 (151 部門)には、通信機械、医療・光学機器、家電機器、工作機械、金属加工機械、農業機械、建設機械、自動車および同部品、鉄道車両、航空機など幅広い製造業部門が名を連ねている。

その上で、賦課金の負担軽減を受けるためには、企業は総生産額に占める電力コストの 比率が次の水準を上回ることを明示しなければならないと定めている。すなわち、リスト 1の68部門の企業については電力コスト比率が少なくとも16%(15申請年以降は17%)、 リスト2の151部門の企業については同比率が最低20%であることを示さなければなら ない。

特別調整措置の対象となる企業は、原則として最初の1ギガワット時に対しては賦課金の全額を、1ギガワット時を超える電力消費に対しては賦課金の15%を負担することになる。ただし、リスト1の企業の場合、負担額は当該企業の総生産額の4%を限度とし、リスト2の企業については負担額を総生産額の最大0.5%とする(EUの環境・エネルギー補助金規則にいういわゆる"Cap"ないし"Super Cap")と定めている。

(1) 再生可能エネルギーの一般電力市場への統合を推進

再生可能エネルギー法改革においては、再エネ電力を国内および欧州の電力市場に一層 統合させていくことも重視している。そのために、改正法では大型の新規設備の運営事業 者に対しては発電した電力を買い取り制度によらず、市場で直接販売することを義務付け ている。この義務は、すべての関係者が対応できるよう、段階的に導入するとしており、 具体的には、①2014 年 8 月から出力 500 キロワット以上のすべての新規生産設備、②16 年 1 月 1 日以降は出力 100 キロワット以上のすべての新規生産施設を対象とすると定めている。

2014年改正法の主な内容は以上のとおりであるが、改正法が適用されるのは、2015年以降に生産を開始する企業に限られ、14年8月以前に生産を開始した企業には生産開始年次の買い取り価格が引き続き20年間適用されることから、法改正の効果は当面限定的にとどまるものと思われる。

しかし、送電事業者 4 社の発表によると、2015 年の一般家庭の再工ネ賦課金の負担は 1 キロワット時当たり前年比 1.1%減の 6.17 セントと 00 年に買い取り制度を導入して以降 初めて減少に転じることになり、法改正の効果が早くも表れることになりそうである。また、改正法で再生可能エネルギーの種類ごとに年間の拡大目標を設定し、拡大目標に沿った形で生産量をコントロールするために、シーリングによる管理システムを取り入れたことの意味は大きく、今後中長期的に、コントロール可能な形での再生可能エネルギーの拡大、生産コストの低下に効果を表すことが期待されている。

ドイツの再生可能エネルギー法の改革はドイツと同じような問題の顕在化で再エネ政策の見直しを迫られている日本にとっても示唆に富むものといえよう。

第3節 エネルギー転換/再生可能エネルギーの拡大に向けた課題

エネルギー転換、特に再生可能エネルギーの利用拡大のためには、今後解決しなければ ならない課題も多い。

まず、再生可能エネルギーの特徴として、太陽光、風力、水力、地熱など再生可能エネルギーは極めて密度の低い拡散した状態で自然界に存在しているということが挙げられる。このため、再生可能エネルギーを有効に利用するためには、それを集め凝縮する作業が必要となる。また、これらの再生可能エネルギーを利用するためには、必要なときに必要な場所で使える状態にしておく必要がある。

さらに、再生可能エネルギーと化石燃料エネルギーのもうひとつの大きな違いとして、 太陽光や風力による発電は 24 時間コンスタントに行うことができないということが挙げ られる。ドイツの気象条件の下では太陽電池モジュールが最大出力を発揮できるのは、年 間 9,000 時間近い日照時間に対して 1,000 時間未満であり、内陸に設置された風力発電機のフル出力運転時間は 2,000 時間程度にすぎないとされている。

このため、それ以外のときに不足する電力は他の場所から、あるいは他の方法で調達するか、再生可能エネルギー電力を貯蔵できる蓄電システムから取り出すようにしなければならない。そうした"バッテリー"として優れた機能を持つ設備には、例えば揚水発電所がある。しかし、揚水発電所に対しては風力発電所の風車や高圧送電線と同様、景観を損ねるという批判も出ており、こうした批判はエネルギー転換が今後加速すれば、さらに強まることも予想される。

1. インフラの拡充・整備が必要

原子力エネルギーが使えなくなる分、再生可能エネルギーなどその他のエネルギーを最 大限効率よく活用する必要があり、そのためには電力網の整備拡充が不可欠である。

原発廃止の影響を受けるのは主として中部以南の州 (バーデン・ビュルテンベルク州、バイエルン州、ヘッセン州) であるため、北部などで風力発電された電力を、できるだけロスの少ない方法で南部へ送電することが重要となる。損失の少ない長距離送電技術として、とくに期待されているのは高圧直流送電である。

また、連邦経済省はいわゆる「スマートグリッド」――再生可能エネルギー発電特有の出力変動に対応して、柔軟に需給バランスを調整できる次世代送電網技術――の研究を重点的に助成している。この技術は、需要予測に基づいて大規模発電された電力を、生産側から消費側へ一方的に供給する従来の「消費本位の発電」から、生産・消費の両方の拠点を統合したネットワークによる「供給が最適化された電力消費」への転換を可能にするものとして期待されている。

そのほか、ドイツでは再生可能エネルギー分野でモデルプロジェクトも多数実施されており、例えばニーダーザクセン州のユーンデ村では、化石燃料を一切使わずにバイオエネルギーで電気と熱供給を賄うモデル事業が 2005 年に始まり、同村はドイツで最初の化石燃料に依存しない自治体となった。

しかし、再生可能エネルギー電力を貯蔵できる蓄電システムや「スマートグリッド」ができるまでの間は、不安定な再エネ電力のバッファー電源として他の電源が必要となる。 脱原発方針のもとでバッファー電源として期待されたのが比較的二酸化炭素の排出量の少ない天然ガスである。天然ガスはそのほとんどがロシアから輸入されているが、2011年に ウクライナ危機が発生して以降、EU や米国の対ロ制裁、それに対するロシアの報復制裁の応酬で、天然ガスのロシアからの安定供給に大きな懸念が出てきている。天然ガスの安定供給が困難な場合は、ドイツは国内に豊富に存在する褐炭に頼らざるを得ず、事実、ドイツの電力生産における褐炭の使用比率は近年増加傾向を示している。今後褐炭の使用が増加を続けた場合、二酸化炭素削減目標の達成に支障が出ないかといった問題も顕在化する可能性もある。

2. エネルギー利用効率の改善も重要

一方、エネルギー転換を推進するためには「効率」の徹底的な追求も重要となる。第 1 節で触れた倫理委員会の答申書も、電力などエネルギー需要そのものを抑えるためにエネルギー利用効率の改善を求めている。答申書は、特に民生分野では「現在に比べ 60%の利用効率の改善が潜在的に可能」とし、一層の省エネが可能な分野として家屋の改修などを挙げた。

また、倫理委員会は答申書の中で、「2010年には約100万戸の建物が省エネ改築された」としたうえで、「現在改築が必要な建物が2,400万戸以上に達していることから考えると、建物の改築件数をさらに増やす必要がある」と記述している。そして、そのうえで「建物の改築はいまや新たな段階に入らなければならない。すなわち主要な居住地域においてはエネルギー効率的な都市への改造、地方においては村落全体のエネルギー効率のためのソリューションを推進することが必要になる」と提言している。

ドイツではエネルギーの約 40%が建物に関連して消費されているといわれ、建物の改修によって建物関連のエネルギー消費を抑制することは、総合的なエネルギー政策の観点から極めて重要な意味を持つと考えられている。このため、政府は 2011 年版の「ドイツの国家エネルギー効率行動計画(第2次)」で、2050年までに建物のエネルギー需要量を極めて少なくして、建物のほとんどをエネルギー収支がゼロに近い「気候中立的」(klimaneutral)にするとともに、エネルギー需要の大部分を再エネで賄えるようにするという目標を設定した。

そしてこの目標を達成するために、①建物のエネルギー関連設備の近代化改修率を 1% から 2%へと 2 倍に引き上げる、②建物関連の暖房需要を 2020 年までに 20%削減する、 ③20 年以降はすべての新築建物を一次エネルギーベースで「気候中立的」にする、④建物関連の一次エネルギーの需要量を 50 年までに 80%削減する、などの中長期目標を掲げて

いる。

さらに倫理委員会は、建物の改修やエネルギー効率的な都市への改造などを推進するためには、促進資金を大幅に増やす必要があるとし、EU の排出権取引システムから得られる収益を利用するなど追加的な財政メカニズムを導入することを勧告している。

<注>

- 1. ドイツでは、1998 年 10 月に成立した社会民主党 (SPD) と緑の党の連立政権 (第1次シュレーダー 政権) 下において、緑の党の要求で連立政権綱領に脱原発が盛り込まれ、2002 年 2 月に脱原子力発 電所法によって 2020 年代前半までに原子力発電を停止することが定められた。
- 2. 「エネルギー・気候基金」は、再生可能エネルギー、エネルギー貯蔵、エネルギー網、電気自動車に 関連する技術の研究開発促進、エネルギー効率向上措置に対する助成、電力集約型産業への助成、 開発途上国や新興国、中・東欧諸国の気候保全イニシアティブ支援を主たる目的として政府によっ て設立された基金で、エネルギー関連企業はこのエネルギー・気候基金への支払いが義務づけられ ている。 なお、原発稼働停止に対する補償措置の実施によって生じる基金の資金不足を補てんするため、 2012年以降は、排出権取引から得られる収入がすべて基金収入に充てられることになっている。
- 3. 倫理委員会は答申書の中で「2013 年までに、約11 ギガワットの能力を持つ化石燃料火力発電所が電力網に追加され、一方、約3 ギガワットの火力発電所が老朽化を理由に電力網から外される。この生産能力の追加は、現在稼働を停止している8.5 ギガワットの原子力発電所の発電能力に対応する」としている。
- 4. ドイツは二酸化炭素排出量を 2020 年までに 1990 年比で 40%減、2050 年までに同 80%減にするという目標を定めている。
- 5. シュツットガルトのエネルギー経済・合理的エネルギー利用研究所(IER)によればエネルギー資源別の1キロワット時(kWh)当たりの発電コストは、原子力3.5セント、褐炭2.8セント、石炭3.3セント、天然ガス4.2セント、風力(陸上)7.6~12.7セント、風力(海上)10.0~16.1セント、バイオマス9.6セント、太陽光50~60セント(いずれも2008年)となっている。
- 6. 本節は ITI 季報 98 号に掲載した研究ノート「ドイツのエネルギー転換」を加筆修正した。
- $7.\ Eurostat\ Pocketbooks\ Energy,\ transport\ and\ environment\ indicators,\ 2013\ Edition$
- 8. エネルギー・水管理事業者協会(BDEW)、"Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2014)"

第4章 エネルギー転換がドイツ経済に与える影響

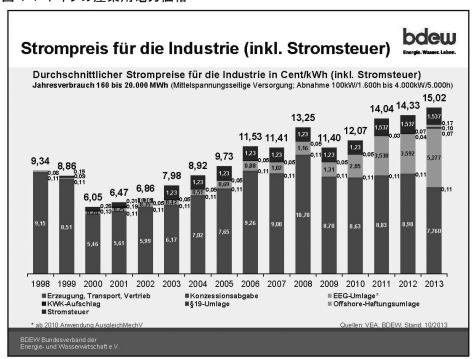
(一財) 国際貿易投資研究所 客員研究員

新井 俊三

第1節 電力価格と国際競争力

エネルギー価格は当該国産業の国際競争力にとって重要であり、その国への直接投資にも重要な影響を与える。気候変動対策を主要な目的とし、またエネルギー資源の海外への依存度を下げるという目的ももったドイツのエネルギー転換は、脱原子力を図り、エネルギー消費の削減、エネルギー利用の効率化とともに、何よりも補助金を使って再生可能エネルギーの利用の拡大を目指すものである。再生可能エネルギーの拡大のため賦課金が導入されていることもあり、再生可能エネルギーは石油、石炭、天然ガス、原子力などから得られる他のエネルギーと比較すると割高となっており、再生可能エネルギー比率が拡大するにつれドイツの電力価格も上昇する傾向にある。ドイツの産業用電力価格の推移を図4-1に示した。

図 4-1 ドイツの産業用電力価格



出所:BDEW (エネルギー水管理事業者協会)

注:棒グラフは下から発送電・配電費、公道使用料、再エネ・サーチャージ、コージェネ・サーチャージ、 第19条サーチャージ、沖合系統遅延保障サーチャージ、電力税 国際比較をするために、表 4-1 に OECD の代表的な国々の電力料金を示した。イタリア、日本などはドイツの料金を上回っているが、欧州の近隣諸国の料金はいずれもドイツより安く、また特に米国の料金が安い。米欧のエネルギー価格差が競争力に影響を及ぼすとの危惧の声も上がっている。

表 4-1 産業用電力料金

単位 USドル/MWh

	2008	2009	2010	2011	2012
フランス	104.825	106.696	106.946	121.537	116.327
ドイツ	128.947	139.553	135.828	157.228	148.715
イタリア	289.810	276.146	258.093	279.310	291.786
日本	139.288	157.776	154.395	179.032	194.267
オランダ	132.895	138.65	116.093	118.478	109.512
スウェーデン	95.346	82.713	96.293	104.196	89.193
スイス	93.762	93.546	112.209	131.623	130.240
英国	145.944	134.29	121.063	129.487	134.170
米国	68.280	68.116	67.890	68.205	66.979
OECD平均	109.242	106.535	110.775	123.124	_

出所: IEA Statistics, Electricity information 2013

注:電力税等は含むが、付加価値税は含まず

本章では、電力価格の高騰等をもたらしたドイツのエネルギー転換がドイツ産業界、特に中堅機械メーカーにどのような影響を与えているかを、業界団体が実施したアンケート 調査などにより明らかにしようとするものである。

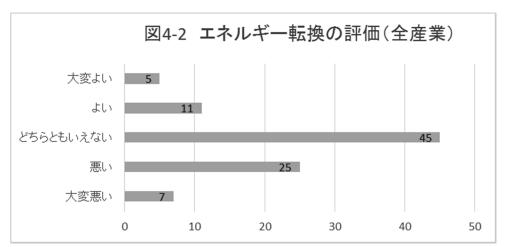
第2節 2つのアンケートに見るドイツ産業界の評価

1. 全独商工会議所(DIHT)

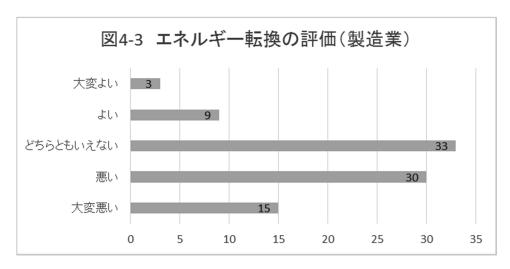
電力価格の上昇をもたらすエネルギー転換について、全独商工会議所 (DIHT) が傘下企業にアンケートを実施している。アンケートは 2013 年の 6 月に実施された。アンケートは各地の商工会議所の役員を務めた経験のある企業、商工会議所のエネルギー部会企業などにオンラインで送られ、合計 2,394 の回答を得ている。送付総数は不明のため、回収率も分からない。回答企業の業種は製造業が 40%、建設業が 4%、商業が 17%、サービス業が 39%となっている。設問に対する回答は、一100 から+100 の数値で答えるものから、大変よい・よい・どちらともいえない・悪い・大変悪いの 5 段階から選択するものもあり、

また、例えば対策などは、実施済み、実施中、計画中、対策なしの項目から選択するものもある。具体例を挙げる記述式の回答項目もある。調査結果は『企業は取り組むもやや懐疑的 商工会議所エネルギー転換調査 2013』(注 1) として公表されている。

本調査でのエネルギー転換への評価について、全産業および製造業の回答を図 4-2、4-3 に示した。回答割合では「どちらともいえない」が双方とも一番多いが、全般的にはやや 否定的に受け止められている。全産業に比較し、製造業での評価がやや厳しい。



出所:全独商工会議所



出所:図4-2に同じ

厳しい評価を下している製造業のうち、4 社に 1 社が生産設備の国外移転に取り組んでいる。3%の企業がすでに外国に自社工場を移転させ、8%が移転中であり、14%が計画を持っている。エネルギー多消費型企業にこの傾向が強い。

企業規模による評価の違いを見ると中小企業の見方が厳しい。従業員 $20\sim249$ 人の企業では、-100 から+100 までの数値で平均で-16.5 と評価しているのに対し、従業員 $250\sim499$ 人の企業では同じく-15 となっている。

電力供給にも問題があり、8社に1社(12%)の企業が3分以上の停電を経験しており、16%の企業が統計上は停電とみなされない3分未満の停電を経験している。

エネルギー転換に対し、企業側はどのような対策を採っているだろうか。第1位に挙げられているのがエネルギー消費の効率化である。17%の企業が効率化措置を実施済みであり、38%の企業が効率化に取り組んでおり、計画中を含めると合計 79%の企業がエネルギー効率化にかかわっている。また、需要の一部を賄うにしろ自家発電をすでに導入している企業は16%に及び、導入工事中および計画中の企業は23%となっている。

産業界からの要望としては、送電網の整備が中心テーマであり、78%の企業が、再生可能エネルギーに基づく供給システムの長期的な安定性の確保が政府の責務としている。さらに、61%の企業が税および公課の引き下げを要求している。

2. 機械プラント連盟 (VDMA)

製造業については、ドイツ機械プラント連盟 (VDMA) がやはり傘下企業を対象にアンケート調査を実施している。2013 年 6 月に実施されたこの調査では回答企業数が 609 社となっている。『機械・プラント製造はエネルギー転換を具体化する』(注 2) と題する報告書が公表されているが、中堅企業が多い機械メーカーのエネルギー転換に関する評価が見て取れる。

回答企業は以下の5セグメントに分類されている。

- 1. 発電・熱エネルギー製造 発電所(水力、風力、石炭、ガス、太陽光、バイオ等) およびその主要部品(タービン、モーター、燃料電池など)
- 2. 発電所用部品およびその構成品 伝動装置、制御装置、発電機、ピストンなど
- 3. 送電・蓄電機材 ケーブル、変電所および関連機器、バッテリー、変圧器など
- 4. 電力または熱エネルギー使用業種 コンプレッサー、工業用炉、木材加工機械、工作機械、換気装置など
- 5. その他上記に含まれないもの 建設機械、農業機械など

609 社のうち、第5の分類に属する企業数が261 社とされているが、他の4分類に属す

る企業数は明らかにされていない。全体のサンプル企業数が少ない上に、サンプルの製造 品目別企業数が不明であることに注意は必要かもしれない。

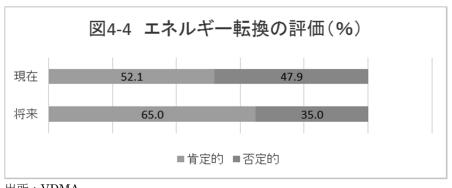
全独商工会議所のアンケート結果がエネルギー転換に関しやや否定的であったのに対 し、機械プラント連盟の評価は肯定的である。図 4-4 が示すように、エネルギー転換が自 社に与える影響について、現在においても50%以上が肯定的、と回答しており、将来にお いてはこの比率が65%に上昇している。

図 4-5 に示したように機械プラント連盟傘下の企業もエネルギー・コストの上昇は感じ ており、33.4%の企業がこの結果、企業の国際競争力にも影響を与えると懸念している。

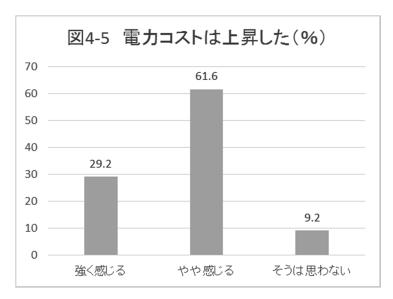
エネルギー転換に対応するためにはエネルギー消費の効率化が重要と考えており、機 械・プラント製造企業の70.7%が現時点で効率化投資を実行中あるいは計画中と回答して いるが、将来においては89.2%の企業が投資増を計画している。顧客の効率化投資が増加 するかどうかについては上記の分類の4に属する企業(工作機械、木材加工機械、工業用 炉など電力・熱エネルギー使用企業)の 45.8%が現時点で、顧客企業が効率化投資を増加 させると判断しており、将来的には企業の78.9%が顧客の投資増を予想している。上記分 類の 1 および 2 に属する企業、すなわち発電所関連装置およびその部品等の製造企業の 53.3%は、現時点で顧客である電力会社(発電会社)等のエネルギー効率化投資が増加す ると判断しており、83.7%の企業が将来の顧客の投資増を予想している。

機械プラント製造企業の研究開発投資も方向としてはエネルギー効率改善のための重 点を置くようになっており、また投資金額も増やしている。

顧客の省エネ投資の増加を反映し、機械プラント製造企業は国内でも、海外でも売り上 げ増を予想している企業が多い。(図 4·6、4·7 を参照)



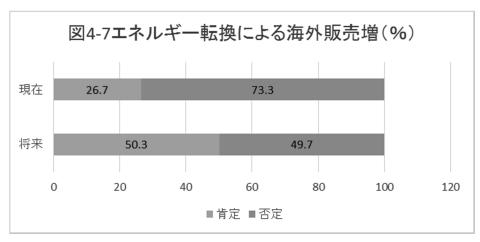
出所: VDMA



出所:図4-4に同じ



出所:図4-4に同じ

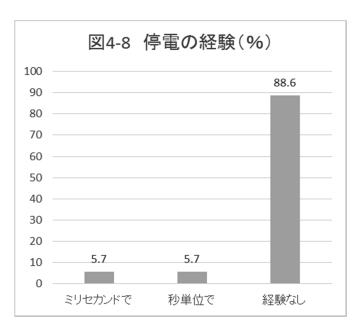


出所:図4-4に同じ

電力価格上昇への対策としては、エネルギー消費の効率化とともに、自家発電を行っている企業もある。アンケートでは 16.6%の企業が自家発電を行っていると回答しており、そのうち電力源としては 56.7%の企業が再生可能エネルギーを用いている。

機械産業分野では、例えば工作機械製造や溶接ロボットなどではわずかな停電でも生産 現場での影響は大きいため、電力の安定供給にも関心は高い。図 4-8 に示したように、例 外的ではあるが、ドイツでも停電を経験している。今後も電力の安定供給には不安を感じ ており、27.6%の企業が、停電が起こることを予想している。

エネルギー転換に関する政府のさまざまな施策に対し、機械プラント連盟傘下の企業はどの程度満足しているのだろうか。それを示すのが表 4-2 であるが、送電網建設対策への評価が非常に低い。北海、バルト海の洋上風力発電で得られた電力は、電力の需要の大きいドイツ南部に送電される必要があり、そのためには新たな送電網の建設が求められているが、計画どおり進められていないことに不満を示している。



出所:図4-4に同じ

表 4-2 政府の施策に対する機械プラント連盟企業の評価

項目	満足度(%)
エネルギー転換政策全般	12.3
必要な対策を説明する政府の広報活動	10.6
化石燃料発電所建設の環境整備	19.0
送電網建設の現在までの対策	6.0
再エネ拡大のための環境整備	29.3
現在までのエネルギー効率化対策	14.1
新技術およびその応用のための対策	11.8

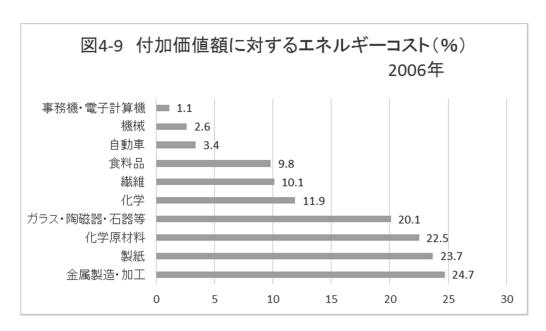
出所:図4-4に同じ

第3節 エネルギー多消費型産業と再エネ賦課金減免措置

高い電力価格は確かに国際競争力を阻害する。ドイツ国内で石灰やアルミニウムを製造する企業は国際競争力の低下を懸念し、国外への工場移転を検討している例もあるが(注3)、大多数の企業は大きな反対もなくエネルギー転換を受け入れ、エネルギー効率化投資などにより電力価格の高騰に対応している。機械産業などはむしろエネルギー転換をチャンスととらえ、売り上げ増を予想していたりする。

国民の多数の支持があるエネルギー転換であるため、それを受け入れざるを得ないという側面があることも否定できないが、エネルギー転換がドイツ産業の競争力に大きな影響を及ぼしていないともいえるのではないか。理由の一つにはドイツの産業構造であり、もう一つは政策的な配慮である。

ドイツが強い輸出競争力を持つ業種は、工作機械、医療機器、測定機器等の機械類と自動車であるが、これらの産業はいずれも生産コストに占めるエネルギー・コストが低い(図4-9参照)。多少のエネルギー・コスト増は生産性の向上、省エネなどにより対応可能である。



出所: http://de.statista.com/statistik/daten/studie/189173

ドイツでは国際競争力維持のためエネルギー多消費型産業に対し、再生可能エネルギー導入の賦課金の減免を実施している。詳しくは第2章および第3章を参照願いたいが、これにより2013年12月時点で、企業数で2,098社が、1社で複数の事業所が対象となる場合もあることから事業所数で2,779事業所が減免の対象となっている。業種別一覧は表4-3のとおりである(注4)。

連邦経済省によれば、エネルギー多消費型産業は製造業において全体の 14%に当たる 80 万人の雇用を生み出している重要な産業であるばかりでなく、国際競争力のある自動車、機械産業などに材料を供給しており、バリューチェーンの一角を形成している。また、エネルギー転換で重要な役割を果たす風力発電設備、太陽光発電装置の材料の一部も提供している。金属産業連盟によれば、リチウム・イオン電池を搭載した電気自動車はガソリン車あるいはディーゼル車と比較すると、車1台当たり銅で 60kg、アルミニウム 50kg、鉄鋼で 20kg、ニッケルで 10kg 余分に必要とされる (注 5)。

表 4-3 再生可能エネルギー賦課金減免事業所数および対象電力量

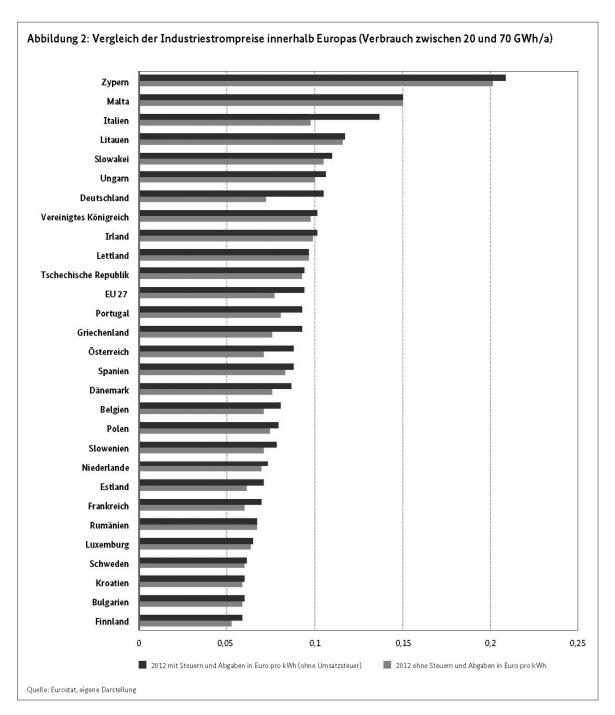
業種	対象事業所数	対象電力量(GWh)
化学品製造	257	27,614
紙製品	123	12,752
非鉄金属製造•一次加工	54	10,308
粗鋼、鉄鋼、鉄合金	43	9,508
鉄道、路面電車等	72	10,965
セメント製造	50	3,587
木工業	132	2,976
金属製造・加工	188	4,739
食品	480	4,623
繊維	75	755
プラスチック・ゴム	364	3,725
ガラス	106	2,988
その他	835	12,561
合 計	2,779	107,101

出所:連邦経済輸出管理局

図 4-10 に EU 各国の産業用電力料金を示した。これは 20~70GWh/a の料金で、各国とも税・公課込みの料金とそれらが含まれない料金が示されている。どちらにも付加価値税は含まれていない。この図から分かるとおりドイツの産業用電力料金は税・公課を除けば欧州域内で中位ぐらいである。

再生エネルギー賦課金を減免されている業種については、国際比較をするとドイツの電力料金が決して高くないということも示されている。(図 4-11)

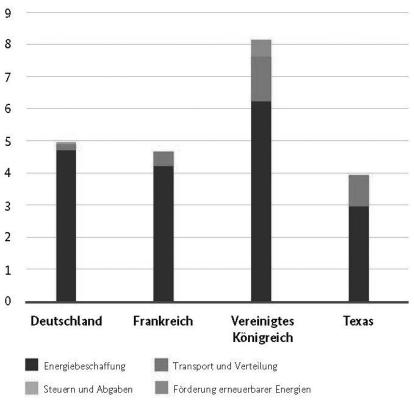
図 4-10 EU 各国の産業用電力料金(使用料 20~70GWh/a)



出所:欧州統計局のデータをもとに連邦経済省が作成

図 4-11 電力多消費型企業における電力料金国際比較 単位:セント/kWh

Abbildung I.8.9: Strompreise für stromintensive Unternehmen im internationalen Vergleich in ct/kWh



Alle Berechnungen für das Jahr 2013, Vergleichswert für Texas aus 2012. Im Falle von Großbritannien wurde für das betrachtete Unternehmen eine vollständige Befreiung von Steuern und Abgaben angenommen.

Quelle: Ecofys, ISI 2014

出所: Ecolys (エネルギー・コンサルティング会社)が国際会議 ISI 2014 で発表 "Die Energie der Zukunft" (連邦経済エネルギー省)に掲載

注:1. ドイツ、フランス、英国およびテキサスの比較

2. 棒グラフの内容は下から発電コスト、送配電コスト、税・公課(英国はなし)、再エネ・サーチャージ (テキサスはなし)

第4節 再生可能エネルギー分野は雇用にも貢献

エネルギー転換はドイツに環境関連産業の発達をもたらした。賦課金を導入し、再生可能エネルギーの拡充を図ることにより、関連産業が成長し、現在では約37万人の雇用を生むに至っている(注6)。図4-12に電源別に再生可能エネルギー関連雇用者数をしめした。2004年の2倍以上に増加しているが、2012年の約40万人が翌年には約37万人と減少している。これは中国製の安価な太陽光パネルの攻勢で、太陽光分野の就業者数が大幅に減少したことが大きい。

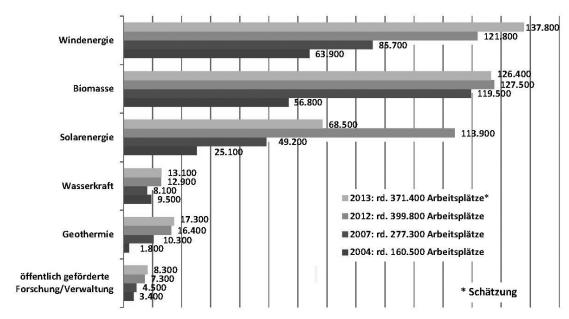


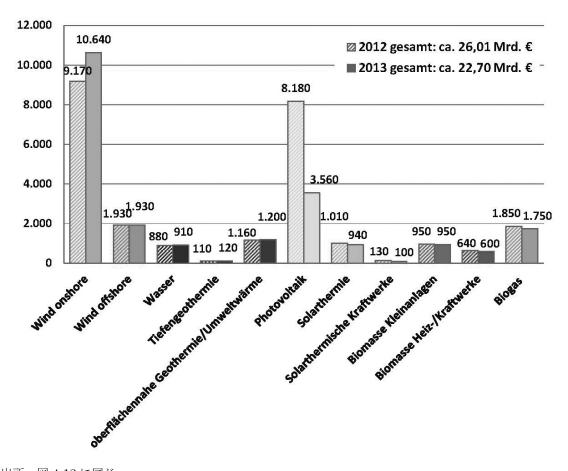
図 4-12 電源別再生可能エネルギー雇用者数

出所:連邦経済省

注:棒グラフの電源は、上から風力、バイオマス、太陽光、水力、地熱、公的研究機関、行政機関となっている

図 4-13 は再生可能エネルギーの分野別機器販売高を示すものであり、輸出も含まれている。2013 年で 227 億ユーロとなっているが、これも前年比で減少しており、太陽光部門の減少が大きい。

図 4-13 電源別再生可能エネルギー分野機器販売額 (単位:百万ユーロ)



出所:図4-12に同じ

- 注1 棒グラフは左から洋上風力、陸上風力、水力、深度地熱、表面地熱、太陽光、太陽熱、太陽熱発電 小型バイオマス、バイオマス、バイオガス
 - 2 棒グラフの単位は百万ユーロ。ドイツ語は点とコンマが日本語、英語と逆に使われているため、例 えば一番左の 9.170 は 9,170 のことであり、917 万ユーロを意味している。

<注>

- 1. "Unternehmen packen's an
 Skepsis bleibt $\,$ IHK-Energie-Barometer 2013" Deutscher Industrie- und Handelstag, August 2013
- 2. "Der Maschinen- und Anlagebau kann die Energiewende gestalten" VDMA Juni 2013
- 3. "Strompreise: Politik ueberschaetzt Belastbarkeit der Industrie" EurActiv.de 18.03.2013
- 4. "Hintergrundinformationen zur Besonderen Ausgleichsregelung" Bundesamt fuer Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
- 5. "Die Energiewend gelingt nur mit den energieintensiven Industrien" Monatsbericht 09-2013 連邦経済省
- 6. "Bruttobeschaeftgung durch erneuerbare Energien in Deutschland im Jahr 2013" 連邦経済省

〔禁無断転載〕

ドイツのエネルギー転換と機械産業等に与える影響調査研究報告書

発行日 平成27年3月

編集発行 一般財団法人 国際貿易投資研究所

〒104-0045 東京都中央区築地 1 丁目 4 番 5 号 第 37 興和ビル 3 階

Tel: (03) 5148-2601 Fax: (03) 5148-2677