

ドイツにおけるエネルギー転換政策の動向

デュッセルドルフ・センター

脱原発、風力発電の普及など環境先進国として知られるドイツのエネルギー政策は、既存エネルギーを環境にやさしく、持続可能なエネルギーに転換させることを目指している。

本レポートでは、ドイツのエネルギー転換政策の全体像とその中心をなす再生可能エネルギー振興策の現状、これを基に地域活性化を図る動きなど日本の今後のエネルギー政策を検討する上でも、重要と思われるテーマについてまとめた。

はじめに

ドイツでは2002年末時点で、再生可能エネルギーによって発電された電力が総発電量に占める割合は約8%に達した。ドイツはこの割合を2010年までに12.5%に引き上げ¹、2050年までには発電量の50%を再生可能エネルギーで実現したい²という大きな目標を持っている。このドイツの政策は地球環境保護を目的として、既存エネルギーを環境にやさしく、持続可能なエネルギーに転換させるものである。ドイツの政策では、このエネルギー転換を原子力に頼らないで実現させようとしているところに特徴がある。さらに、原子力の代替エネルギー＝再生可能エネルギーだと思われがちだが、ドイツは再生可能エネルギーの普及だけではなく、エネルギー利用の高効率化と省エネもひとつの『代替エネルギー』だとみている。この政策によって、ドイツは同時に発電拠点を分散化させるとともに、再生可能エネルギーの利用で地域経済を活性化させることも目論んでいる。

このドイツのエネルギー転換政策を検証しておくことは、日本の今後のエネルギー政策を検討する上で、重要な指針を与えるものと思われる。

1. エネルギー転換政策

(1) 脱原発政策

(a) 脱原発の内容

ドイツでは、2002年4月に原子力発電の段階的廃止を規定する改正原子力法が施行、19基の原子炉を段階的に廃止する道筋が規定された。これは、2000年6月に連邦政府と電力業界³が事務レベルで合意した内容に基づいたもので、環境団体や経済団体、消費者団体と

¹ EU指令 2001/77/ECによる。

² トリティン連邦環境大臣による。

³ 電力業界は原子力発電所を所有する電気事業者の意。なお、合意書にはドイツ北部にある原発に部分出資しているハンブルク電力は署名していない。署名した電気事業者がハンブルク電力の同意を得ることになっていた。

Report 6

の公開ヒアリングを経て、その法案が国会に提出されていた。その主な内容は以下のとおりである。

①原子力エネルギーの商用利用の停止：

商用発電を目的とした原子力エネルギー利用の停止を明記するとともに、原子力エネルギーの利用が終了するまで、商用発電が保証される。

②原子力発電所新設の禁止：

原子力発電所と再処理施設の新設が許可されないことが、法的に明記された。

③既設原子炉の運転期間の制限：

既設原子炉の運転期間を 32 年をベースとして原子炉毎に残発電量を換算し、残発電量を使い尽くした原子炉から順次廃止される。ただし、原子炉間で残発電量の移管を認めた。

④定期的安全評価の義務化：

電気事業者がこれまで自主的に実施（定期）していた安全状態評価と確率論的安全評価を 10 年周期で行い、その結果を報告することを義務付けた。

⑤再処理の停止：

使用済み燃料の再処理が 2005 年 7 月 1 日から禁止される。

⑥原子炉敷地近郊での中間貯蔵：

原子力発電所の運転者は原子力発電所敷地内ないし近郊に中間貯蔵施設を設置して、最終処分地に搬出されるまで放射性廃棄物を保管するよう義務付けられる。

⑦事故保障保険最高額の引き上げ：

事故保障保険最高額がこれまでの 5 億マルクから、約 10 倍の 25 億ユーロ（約 3,000 億円）に引き上げられた。

(b) 脱原発のへの経緯

脱原発政策が成立した政治的背景を振り返ると、まず 80 年に環境保護、反原発を唱える市民運動を母体とした緑の党⁴が西ドイツ（当時）で結成された。社会民主党（SPD）は 70 年代においてブランド、シュミット政権下で原発建設を推進してきたが、86 年 4 月のチェルノブイリ事件を契機に原発反対に転じた。社民党は 90 年代前半に当時のコール保守中道政権と脱原発で政治的な合意を得ることを試みたが、石炭補助問題で党内がまとまらず合意は成立しなかった⁵。

政治的に脱原発が結実したのは、98 年秋の連邦議会選挙で社民党と緑の党の連立政権が誕生したことによる。緑の党は 98 年秋の選挙を前に政権に入ることを目的に脱原発に向け

⁴ ドイツ統一後、旧西ドイツの緑の党と旧東ドイツの 90 年同盟が合併し、90 年同盟／緑の党となる。

⁵ 石炭補助の継続を含めた新しいエネルギー政策を開始することを目的としていた。この時、社民党でコール政権と交渉していたのが現在のシュレーダー連邦首相である。

Report 6

た政策の立案を行っていた⁶。当初、緑の党は次の選挙のある 2002 年秋までに最低でも原子炉を 1 基停止させ、廃炉に持ち込みたい意向であった。しかしながら、電力業界と合意できた内容は段階的な廃止を意味するので、緑の党左派内には脱原発合意の内容に依然として反発もある。

2002 年 9 月 22 日の連邦議会選挙（下院）で政権を維持した社民党と 90 年同盟／緑の党は、その連立協定で電力業界と合意した脱原発政策の内容を実施する意向を表明するとともに、安全管理の強化と原子力推進を目的とした他国との条約を見直すことを検討することとした。

今回の連立交渉において、シュレーダー連邦首相（SPD）が脱原発合意に際してドイツ最古のオブリヒハイム原発の廃止時期を 5 年延期することで電力業界と内々に合意していたことも判明。連立協定で社民党と緑の党は 5 年を 2 年に短縮することで妥協したが⁷、緑の党内にはシュレーダー首相や妥協した緑の党首脳に不満が残っているのも事実である。

国政最大野党のキリスト教民主・社会同盟（CDU/CSU）は 2002 年はじめ、秋の連邦議会選挙に向けて脱原発政策の撤回と原子力推進を表明していた。しかしながら、その直後に電力業界側が脱原発政策維持の意向を明確にしたことから、キリスト教民主・社会同盟は完全に原子力を廃止するのではなく、原子力をオプションとして維持する方針に変更した。同じく国政野党である自民党（FDP）も CDU/CSU 同様、原子力をオプションとして維持すべきだとの考えである。

（c）脱原発合意の背景

①持続可能な発展に反する原子力発電：

温室効果ガスを排出しない原子力発電は地球環境政策上有利なようにも見える。しかしながら、ドイツ政府は、放射性廃棄物を後続世代に残す原子力発電は持続可能な発展に相反するものだと考えている。したがって、地球環境保全を目的としたエネルギー転換政策は、原子力なしで追求される。「はじめに」で述べたように、原子力の代替エネルギーは再生可能エネルギーだけではなく、エネルギー利用の高効率化や省エネもエネルギー転換に向けた重要な『代替エネルギー』と見なされていることに注意する必要がある。

②経済的な魅力を失った原子力発電：

ドイツが脱原発を選んだのは、単なる政治決定であろうか。98 年 4 月に電力市場が自

⁶ ヘッセン州のヒンツ環境相（当時）やバーケ州環境省事務次官（現連邦環境省事務次官）、ハルムス・ニーダーザクセン州議員などのグループ。

⁷ 政府はその後、原発の所有者であるバーデン・ヴュルテンベルク電力と 2005 年 11 月 15 日までに廃止することで合意した。

由化されていることを忘れてはならない⁸。電力自由化を前に、ドイツでは天然ガス発電が急速に普及してきた。特に、高効率の複合サイクル発電⁹の魅力が増大している。

天然ガス発電では燃料費の変動が激しいが、1 kWh当たりの発電コストは約3セント(約4円)で、コージェネ化すればさらにコストを削減することができる¹⁰。それに対し、原子力発電の発電コストは原発の建設時期によって2.5~4.7セント(約3円~6円)¹¹と、コスト上原子力発電に十分対抗できる発電方法が登場してきている。さらに、自由化で価格競争が激しくなった電力市場では、原子力発電のように初期投資と改造に巨額な投資が必要で、減価償却に長い期間を要する発電方法は、電気事業者の体力を消耗させるだけである。これらの事情から、政府のあるエネルギー担当官はすでに90年代後半に、近い将来原子力発電推進派は産業界でロビーを失うことになるだろう、と推測していた。

また、環境シンクタンクのエコ研究所とヴッパータール研究所が作成した報告書によると、電力販売で採算性のある原子炉は19基中9基しかなく¹²、原子力発電事業の主な収入源は、将来の廃炉とバックエンドのために貯えられた引当金¹³から得られる利子や配当金などの投資利益だという。

③廃炉時期に関して自己選択権が与えられた電力業界：

(a) に挙げた改正原子力法の要点からわかるように、ドイツの脱原発政策は原発が廃止されるまで原発の運転を保証するとともに残発電量の移管を認めることによって、電気事業者に原子炉を廃止する時期を自由に選択する権限を与えている。その意味で、電力業界は現時点で考えられる最良の権利を得たといえる。これが、合意された脱原発政策は電力業界寄りだと批判される所以でもある。

ただし、原子力の段階的廃止によって再生可能エネルギーなど代替エネルギーの育成と普及に時間的余裕がもたらされるのも事実。バックエンドの問題に関しても、排出される放射性廃棄物量の予測が容易になることから、バックエンド計画をより具体化するとともに、計画の実施に時間的な猶予を与えるという利点がある。

⁸ 1 - (2) 参照。

⁹ ガスタービン発電と蒸気タービン発電を組み合わせた発電方式。

¹⁰ 環境コンサルティング会社、エネルギー・エージェンシーの推定。

¹¹ 環境シンクタンク、エコ研究所とヴッパータール研究所の推定。ここでは、原子炉を30年から35年の間に廃炉とすることを前提として換算された。

¹² 原子炉を30年から35年の間に廃炉とすることを前提として。

¹³ 電気事業者は電力料金に上乗せして、将来の廃炉とバックエンドに必要な資金を引当金として貯えている。98年末時点での引当金は全体で約360億ユーロ(約4兆3000億円に相当)。なお、引当金には石炭炭鉱の閉鎖に必要な資金も含まれている。欧州委は現在、構成国が将来の廃炉とバックエンドのために貯えた引当金を欧州基金として一括管理することで検討している。それに対しては、ドイツはすでに猛反対している。

④2020年以降も運転を続ける原発：

2003年11月、ドイツで2番目に古いシュターデ原発が脱原発合意後はじめて停止された。ただし、同原発の廃止は脱原発政策の成果というよりは、むしろドイツの電力市場が発電容量過剰状態となっている結果である。前述したように、電気事業者は合意された脱原発方針の枠内で市場動向や景気の動向に応じて自由に原子炉の廃止時期を決定できる。その意味で、原子炉の運転期間を32年を目安として制限するという脱原発合意の内容は、残発電量を効果的に移管させれば、実質的に有名無実化する可能性が高い。最新の原子炉が運転を開始したのは88年だが、32年後の2020年以降でもまだ原子炉がいくつか稼働しているのは間違いない。だからといって、ドイツの脱原発政策が変更されたということではない。脱原発の合意内容には、それだけの柔軟性が含まれているというべきである。

トリティン環境相（緑の党）は、2050年までに太陽・水素時代が到来し、エネルギーの半分以上が太陽光と水素（燃料電池）になっていると予想する。技術開発によって太陽電池を合成樹脂などの薄い膜に“印刷”して生産できるようになれば、太陽電池を安価に大量生産することも可能である。電力業界は電力自由化に伴ってM&Aで統合化する傾向にあるが、同時に強化された資本力に物をいわせてガス事業に進出している。これは近い将来、工業用と家庭用燃料電池が普及してくることを見越しているからである¹⁴。

これらの状況は、トリティン環境相の予想が夢ではないのだと感じさせてくれる。もちろん、将来政権が交代して原子力推進派の保守政権が誕生することも十分考えられる。しかし、これまで見てきたように、時代の流れは原子力に不利に傾いている。こうして見ると、ドイツの脱原発政策はこの現実を見越して、政府の管理下で安全な形で原発の寿命を全うさせるためのルール策定と見るのが妥当だと思われる。

（2）電力自由化政策

（a）概観

ドイツでは、98年4月から電力市場が自由化されている。これは、96年の欧州理事会の電力市場指令の規定に従ったものである。独立行政法人の形で都市電力配電公社¹⁵を所有する自治体などは、電力市場の自由化に猛反対していた。しかしながら、ドイツ政府（前コール政権）は96年4月に電力市場自由化を実施するためのエネルギー法の改正案を閣議決定し、州政府の代表で構成される連邦参議院の同意を得ないまま同改正案を成立させたのであった。

¹⁴ 燃料電池に必要な水素を天然ガスで供給するため。

¹⁵ 都市、地方など特定地域だけに電力供給できる電力事業者。ほとんどの場合、自治体が資本を提供している。

ただし、同法は電力自由化の枠組みを規定するだけで、接続と接続料などに関する詳細は規定していない。そのため、ドイツ産業連盟（BDI）とドイツ電気事業連合会（VDEW）はまず98年5月に、電力自由化を自主規制の形で実施することで合意した。また、電力市場の自由化は電気事業者間の接続の問題などで実質的に進展せず、それを解決するため、産業界は99年12月に自主規制の形で接続規則について合意した。さらに、2001年12月には接続料に関する自主規則を確立している。なお、2001年12月の自主規制協定の交渉では、小口需要者である一般消費者の利益を反映させるために、消費者団体がはじめて参加した。

ドイツの電力自由化の特徴は、自由化によって競争上不利になると見られる再生可能エネルギーやコージェネレーション・システムを保護する政策を同時に開始したことである¹⁶。

電力自由化は、当初電力料金を大幅に引き下げる電力会社が登場したりするなど自由化による効果をもたらした。また、再生可能エネルギーを販売する電力会社が多数登場してきたのも、電力市場の自由化によるものである。しかしながら、接続料の問題や顧客の争奪合戦などで現在まだトラブルが絶えないほか、ここに来て電力料金は再び上昇する傾向を示している。

（b）電力業界の再編

①法的規制に準じた組織上の再編成：

EU 指令は、発電と送電、配電の3つの部門に関して請求をそれぞれ別々にするよう求めている。EU 指令は3つの部門での請求書の発行を分割するよう求めているにすぎないが、ドイツの電力業界ではそれに準じて組織上の再編成が行われた。

ドイツ西南部を拠点とするバーデン・ヴュルテンベルク電力（EnBW）は、親会社の下に3つの部門毎に100%子会社を設立した。発電は「EnBW 発電所」、送電は「EnBW 送電ネット」、配電は「EnBW エネルギー販売」の各社が担当する。電力自由化後、真っ先に安価な電力販売を展開した「イエロー電力」は、EnBW エネルギー販売の子会社である。

VEW と合併した RWE も EnBW と同じように、3つの部門に子会社を設立した。発電は石炭型火力発電を行う「RWE ラインブラウン」と、その他の発電を行う「RWE パワー」の2社、送電網と配電網は「RWE ネット」によって運営される。

バイエルン電力とプロイセンエレクトラは親会社の合併で「E. on エネルギー」の傘下となった。ただし、実務は以下のように分割されている。「プロイセンエレクトラ発電所」と「バイエルン電力在来型発電所」の2社が化石燃料発電を運営し、原子力発電は「プロイセンエレクトラ原子力」と「バイエルン電力原子力エネルギー」が担当する。バイエルン電力は配電部門用に「バイエルン電力販売」を設立したが、最終消費者への供給量は少なく、卸しが中心。プロイセンエレクトラの場合、バイエルン電力同様に最終消費者への供給量が少ないので、電力販売会社を設立しなかった。

¹⁶ 1-（3）と1-（4）参照。

Report 6

また、これら大手電力会社は都市・地域配電公社への資本参加を始めているが、その資本参加分はそれぞれの担当子会社にまとめられた。

②競争激化への対応：

電力自由化に伴い、電力業界ではコスト削減や提携関係の強化、M&A 活発化などの傾向が現れている。

コスト削減の結果、電力業界では 98 年以降人員削減が続いており、業界全体の従業員数は 98 年の 16 万 2,000 人から現在は 13 万人以下にまで減少した。ただし、自由化に伴って販売や顧客サービスなどの部門で雇用数が増大しているだけに、発電や送電部門での雇用は前述した数字に現れている以上に減少しているものと予想される。

a) 資本の移動：

提携関係の強化や M&A は主に大手電力会社と都市・地域電力公社に見られる。電力会社の資本の一部は地方自治体によって所有されていたが、自治体財政が緊迫していることもあって、自治体所有の資本がスウェーデンや米国など国外の電力会社に売却されている。ハンブルク電力 (HEW) やベルリンの電力会社 BEWAG のケースのように、この傾向は電力市場が自由化される前から現れており、直接電力市場の自由化とは関係ない。しかしながら、電力市場自由化後にこの傾向が一層強まっているのも事実である。

自治体が持ち株を売却している主なケースとして、ハンブルク市とバーデン・ヴュルテンベルク州を挙げることができる。ハンブルク市は持ち株の半分に相当するハンブルク電力 (HEW) 株の 25.1% をスウェーデンのファッテンファルに売却した。バーデン・ヴュルテンベルク州はバーデン・ヴュルテンベルク電力 (EnBW) 株の 25.01% をフランスの国営電力公社 (EdF) に売却した。

さらに、電力最大手 RWE は 98 年 5 月に優先株を普通株に変更することで資金調達して、20 倍の議決権のある記名株を無記名株に変更した。これに伴い、同社における自治体側の株主としての議決権は 57% から 30% に減少した。財政難から自治体が株の変更で資金源を確保しようとしたということもあるが、むしろ、株式市場での RWE 株の魅力を増大させること、民営化の強化で経営効果を高めることなどが意図されたと見られる。

b) M&A：

電力会社の合併では、まずバーデン電力と EVS がバーデン・ヴュルテンベルク電力 (EnBW) に合併、吸収された。次に、大手の VEBA と VIAG の合併 (E.on)、RWE と VEW の合併 (RWE) が続いた。ただし、2 つの巨大電力会社の誕生は簡単に許可されたわけではなかった。連邦カルテル庁は合併の条件として、2 つの新会社が所有するハンブルク電力 (HEW) と BEWAG の株を売却すること、東部ドイツの電力会社 VEAG と LAUBAG の資本参加から手を引くこと (統一後の民営化の過程で資本参加した)、新会社間の提携関係を解消することを条件とした。さらに電気事業以外でも、RWE がドイツの廃棄物処理業界の最大手「RWE 環境」を所有していることから、VEW が資本参加している全国第 8 位の廃棄物

Report 6

処理企業インターゼーローなどを手放すことなどが条件とされた。

ドイツの電力市場は、RWEとE. onの2社に集中している。発電では、ドイツにおける発電の半分以上が両社によるもので、原子力と石炭を個別に見ると、両社への集中度はさらに高まる。また負荷別に見ても、ベース負荷電力の60%超が両社に集中しているほか、両社は中間負荷電力でも半分弱を占める。発電コストの面でも、両社は既設の石炭型火力発電と原子力発電で十分な容量を保持しているので、多額の投資を行う必要がなく¹⁷、その分価格競争でも有利な立場にある。それに対し、新規参入企業やコジェネレーション・システムへの依存度の高い中小の都市・地域電力公社は益々不利になっている。

また、送電部門でもRWEとE. onは高压送電網の45%を管理しており、配電会社に納入される電力の45%弱は両社からのものである。また、RWEの拠点はオランダ、ベルギー、ルクセンブルク、スイスに隣接し、E. onの拠点はスカンジナビア、オーストリア、チェコに隣接していることから、電力を輸入しやすい立場にある。

ただし、2001年12月にRWEとE. onに次ぐ第3の電力会社が誕生することが決定した。前項a)でスウェーデンのファッテンファルがハンブルク電力(HEW)株を取得していることについて述べたが、ファッテンファルはハンブルク電力(HEW)を通してさらに東部ドイツの電力市場に進出していた。これは、前述したように合併に際してRWEとE. onが東部ドイツのVEAGとLAUBAGの株を手放さざるを得なかったからである。BEWAG株もハンブルク電力(HEW)が45%を取得した。ファッテンファルはベルリンとハンブルクを含めた東部ドイツの電力市場をまとめるため、同じく45%のBEWAG株を所有する米国のミラントとの間で株の買収交渉を展開していた。しかしながら、ミラントが株の所有に固執してまとまらなかったことから、HEWとVEAG、LAUBAGの3社でホールディング会社を見切り発車させることを決定していた。しかしながら、ミラント側が2001年12月になってBEWAG株の売却に応じることを決定したことから、RWEとE. onに対抗できる第3の電力会社が誕生することになった。新会社は「欧州ファッテンファル」となる。なお、電力卸しを含む2000/2001年の電力販売量で各社を比較すると、RWE(255.3TWh)、E. on(211.1TWh)、欧州ファッテンファル(101.1TWh)、EnBW(77.9TWh)となる。

RWEとE. on、EnBWはすでにドイツ国内ばかりでなく、欧州全体で電力事業に進出している。連邦カルテル庁が巨大電力会社の誕生を認めているのは、グローバル・プレーヤーとして厳しい生存競争で生き残っていくために、それなりの企業規模が必要だと見ているからだと推測される。

また、RWEとE. onは電力事業ばかりでなく、欧州全体でガス事業、水道事業にも進出している。たとえば、E. onはドイツ最大で欧州第3位のルールガスを買収した。この問題では、連邦カルテル庁は買収を認めない判断を下したが、E. on側は連邦経済大臣に対

¹⁷ ただし、これら石炭型火力発電所の多くは中期的に老朽化してしまうことから、発電所新設計画は現時点で行われなければならない。そのため、今後の投資を巡って石炭か再生可能エネルギーかで政府内と経済界内で意見が割れている。

して大臣裁量で買収を認めてほしいと申請、長い検討期間を経て E. on 側がガス供給の競争相手に一時金を提供することで買収が認められた。

一方で、2002 年 1 月には RWE がケルンの電力公社 GEW に資本参加することが、連邦カルテル庁によって許可された。これは、卸し中心の大手電力会社が都市・地域電力公社を吸収して消費者により近いところに進出しようとする傾向を示している。

c) 稼働率の上昇：

ドイツでは、約 1 万 MW 分の発電容量が余剰だと見られる。欧州全体では、約 4 万 MW 分の発電容量が余剰だと推測される。RWE は 2000 年 10 月、2004 年までに同社の発電容量の約 15%に相当する 5,000MW を削減すると発表した。E. on も同じ時期に、同社の発電容量の 16%に相当する 4,800MW を削減するとした。そのために閉鎖される発電所は効率の悪い老朽化した発電所で、その措置のひとつとしてシュターデ原子力発電所が閉鎖されるのはすでに述べた。

それと同時に、発電所の稼働率が上昇している。ライン・ヴェストファーレン経済研究所 (RWI) の調査によると、99 年中頃におけるドイツの発電所全体の平均稼働時間は 4,710 時間で、97 年と比較すると約 4.4%上昇しており、この傾向は益々顕著になっているという。事故が起こった場合に備え、予備の発電容量は必要であるが、ドイツでも自由化に伴いこの予備が少なくなる傾向がある。しかしながら、今のところ米国カリフォルニアやニューヨークなどで起きたような大規模な停電事件は、ドイツ国内では考えられないと見られている。

(c) 電力料金への影響

①燃料価格：

ドイツで使用される発電燃料が国内調達されている比率は全体の 70%以上と見られ、かなり高い。そのため、燃料価格は国際市場価格の影響を受けにくい。98 年から 2000 年のメガワット時単位の燃料コストを比較すると、原子力が 19 マルク (約 950 円) で一定であるのに対し、褐炭が 24 マルク～34 マルク (1,200 円～1,700 円)、瀝青炭が 20 マルク～32 マルク (約 1,000 円～1,600 円)、天然ガスが 43 マルク～95 マルク (約 2,100 円～4,750 円に相当) の間を変化している¹⁸。特に、天然ガスと瀝青炭の変動が大きい。天然ガスは 2000 年後半から急激に値上がりしている。天然ガスが輸入依存で、国際市場価格の影響を受け易いからである。

②電力料金の動向：

以下の図 1 は、98 年第 1 四半期を 100 とした発電コストと分野毎の電力料金の動きを示している。

¹⁸ 最新のデータは入手できなかった。そのため、マルク表示となっている。なお、ドイツでは石油型火力発電は行われていない。

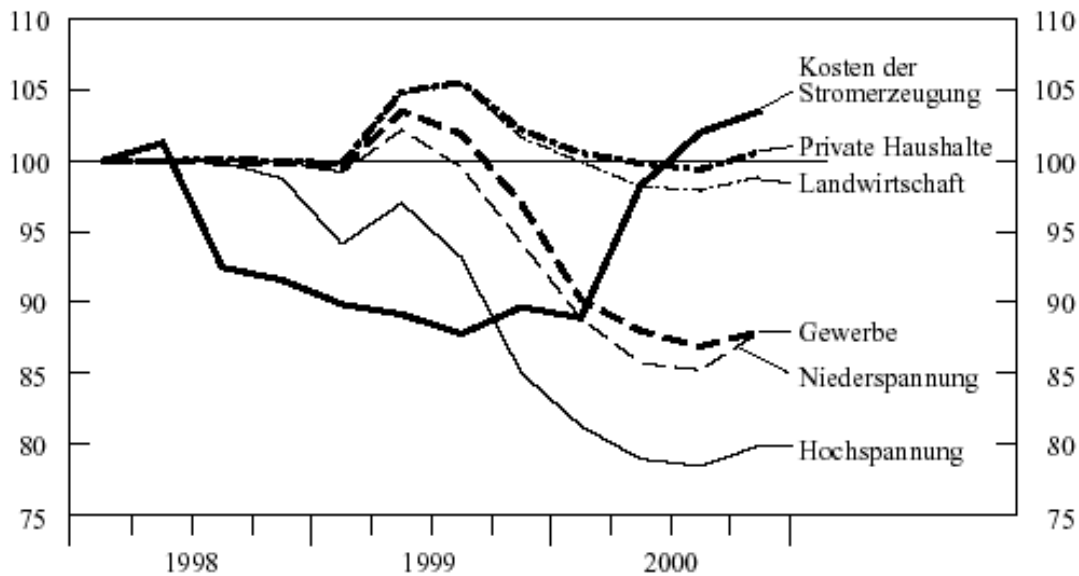


図1 発電コストと分野毎の電力料金
(出所：ライン・ヴェストファーレン経済研究所 (RWI))

グラフは上から、発電コスト、一般家庭用料金、農業用料金、営業者用料金、低圧料金、高圧料金を示している。

発電コストは98年後半から99年後半にかけて98年第1四半期に比べて10%前後安くなっているが、99年後半から急激にコストが上昇した。これは、燃料コストの変動によるもので、1メガワット時に対する平均燃料コストは99年第3四半期を境にして上昇している。

次に電力料金について分析するが、ここではまず環境税について説明しなければならない。環境税は99年4月に導入された。ここでは該当する電力に課税させる環境税(電力税)についてだけ簡単に述べることにする。

電力税額は99年の導入時には1キロワット時につき2ペニヒ(1円)課税された。ただし電力消費の多い製造業などに対しては1キロワット時につき0.4ペニヒ(0.2円)と租税負担軽減措置が講じられた。さらに、電力税は2000年から2003年まで毎年1キロワット時につき0.5ペニヒ(0.25円)増額された。

上図からわかるように、電力料金は工業用の低圧電力、高圧電力と商業など営業者用電力の料金が電力自由化以降、電力に対する課税額が上昇しているにもかかわらず、値下がりしている。また、農業でもわずかだが、電力料金は値下がりした。

それに対して、一般家庭用の電力料金は2000年前半に一時的に98年の料金レベルをわずかに下回ったものの、それ以降料金は再び上昇している。99年に一般家庭用の電力料金が値上がりしているのは、前述した環境税である電力税の課税によるものである。99年中頃から、一般家庭用の電力料金は値下がりしているが、その値下がりには課税額がアップし

た分を吸収する程度にとどまっている状態である。

こうして見ると、電力市場の自由化は産業界に電力料金面で利点をもたらしたが、一般消費者にはそれほど効果をもたらしていないことがわかる。

(d) 電力市場自由化と再生可能エネルギーの普及

再生可能エネルギーによって発電された電力は「グリーン電力」や「エコ電力」としてすでに市場に出回っている。これらの電力は風力、水力、バイオマス、太陽光のほか、コジェネレーション・システムによって発電された電力によってミックスされている¹⁹。「グリーン電力」や「エコ電力」と呼ばれる電力商品は、再生可能エネルギーによる電力が最低 50%含まれていなければならない。電力源比率は電力商品それぞれによって異なり、電力料金も基本料や電力源比率、最低契約期間、最低電力供給量の規定などによって多様な料金制度が採用されている。

再生可能エネルギー電力がグリーン電力やエコ電力として販売されるようになったのは、98 年 4 月にドイツの電力市場が自由化されてからである。特に、従来の電力同様、電気事業者間の接続料問題等が解決されはじめてから急速に普及し出している。再生可能エネルギーを専門とする電気事業者も電力市場の自由化を契機に登場し、業界団体「ドイツ再生可能エネルギー連盟」も結成された。

ドイツ再生可能エネルギー連盟によると、再生可能エネルギー促進の基盤は電力市場の自由化にある、という。さらに、再生可能エネルギーに有利な電力の買取条件を規定する再生可能エネルギー法²⁰とコジェネレーション・システムを補助するためのコジェネレーション・システム奨励法²¹によって電力自由化の法的基盤が確立されたという見方をする。つまり、再生可能エネルギーの普及を支えるのは電力市場の自由化だが、自由化された電力市場で再生可能エネルギーを奨励していくには、割高な再生可能エネルギー電力をバックアップする規則がなくてはならないということである。

もちろん、これには反論もある。従来の電気事業者は逆に、再生可能エネルギーの競争力を養うには完全な自由競争の中でコストダウンする手段を探っていく方が自然だ、との見方を示している。

(e) 電力自由化による環境政策への影響

ドイツの二酸化炭素排出量は産業界で減少してきている²²。しかしながら、一般家庭からの排出量削減に大きな進展が見られなかったほか、交通部門では排出量がむしろ増大して

¹⁹ 2 - (3) 参照。

²⁰ 1 - (3) - (a) 参照。

²¹ 1 - (4) 参照。

²² 自主規制による。詳細は 1 - (4) 参照。

いた。その対抗策の大きな柱は、環境税の導入である。環境税からの税収は社会保険の財源として流用されるが、エネルギーに対する課税を増額して交通と一般家庭でのエネルギー消費を減少させようというのが基本的な考えである。実際、交通部門では環境税導入後二酸化炭素排出量が初めて減少した²³。

しかしながら、前項で見たように電力自由化による電力料金の低下は、エネルギー消費の削減を目的とする課税額の増額分を吸収してしまい、エネルギー料金を引き上げる効果を奪い取ってしまっている。一般家庭における電力消費量を租税でコントロールしようとしたドイツ政府の意図が、電力市場の自由化によって十分機能していなくなっているということである。

(3) 再生可能エネルギー振興政策

2001年10月27日に施行されたEU指令「電力市場において再生可能エネルギーによる発電を振興するための指令(2001/77/EC)」は、EU域内で総発電量に占める再生可能エネルギーの割合を2010年までに22%に引き上げることを目標とし、各構成国の状況に合わせて構成国毎に指標値が設定された。ドイツに対しては、総発電量に占める再生可能エネルギーの割合を2010年までに12.5%に引き上げるよう求めている。

この数値は義務として守るべき値ではなく、指標として設定されたものであり、各構成国が独自の施策で再生可能エネルギーを振興するとしている。しかし、指標値が達成されないことが明確になると、欧州委はEU全体で再生可能エネルギー振興策を統一するための案を提案するほか、指標値の達成を義務化することもできる。ドイツでは、独自の再生可能エネルギー支援策によって再生可能エネルギーの発電比率が順調に上昇しているだけに、これまでの施策を継続することが特に望まれていた。

ドイツ政府は元来、再生可能エネルギーが総発電量に占める割合を2000年から2010年の間に倍増させることを目的にしている。2000年における再生可能エネルギーが総発電量に占める割合は6.3%（推定値）であったから、ドイツの目標はEU指令の指標とほぼ一致する。

ドイツ政府は、公的補助がなくても再生可能エネルギーが電力市場内でその地位を確立していかない限り、再生可能エネルギーに将来はない、と考えている。そのため、ドイツの施策は再生可能エネルギーを中長期的に競争力のあるエネルギーに成長させることを目的としている。ドイツ政府はEU指令に準じて2003年3月にEU指標を実現するための施策に関するレポートを作成した。2002年における再生可能エネルギーが総発電量に占める割合は約8.0%まで上昇したが、レポートはこの割合をさらに引き上げるには、まだ公的な支援が必要だとの見方をしている。

²³ ここでは、燃料費の高騰も二酸化炭素排出量に大きく貢献したと見られる。

(a) 再生可能エネルギー法

[概観]

ドイツ政府は再生可能エネルギーを普及させるため、91年1月1日施行のエネルギー購入法で再生可能エネルギーによって発電された電力を公共電力系統へ買い取ることを義務付け、電気事業者に対して再生可能エネルギー電力の最低買取料金を法的に規定した。同法の導入に伴い、特に風力発電が大幅に普及し、風力発電の総発電出力は法律施行後の5年間で施行前の45倍に増加した。

ただし、風力発電施設が立地条件のいいドイツ北部に集中したことから、電気事業者間で電力買い取りによる負担に大きな不均衡が発生した。たとえばドイツ北部の電気事業者プロイセンエレクトラ社（現在、親会社の合併により E. on）の場合、エネルギー購入法に準じたコスト負担は91年の580万マルク（2億9,000万円相当）から、98年は1億1,150万マルク（約56億円相当）にまで膨れ上がった。そのため、ドイツ政府は電力市場が98年4月に自由化されるのを前に、電気事業者間の負担不均衡を是正するためにエネルギー購入法を改正し、再生可能エネルギーに有利な買い取り条件を各電気事業者が取引する総電力量の5%までに制限した。

ただし、5%条項の規定によって順調に拡大してきた再生可能エネルギーへの投資意欲にブレーキがかかることが心配された。自由化された電力市場において再生可能エネルギー支援を長期的に継続していくには、エネルギー購入法を抜本的に改正する必要がある。そのため、関連団体などからは5%制限の引き上げやコスト負担を調整するための基金の設立、再生可能エネルギー証書の取引による負担コストの補填などの案が提示された。

しかしながら、98年秋に成立した社民党／緑の党政権はこれまでのエネルギー購入法を破棄して、再生可能エネルギーを支援するための新しい基盤となる再生可能エネルギー法を成立させた（2000年4月1日施行）。新法は前のエネルギー購入法の基本的な支援概念を踏襲するものだが、以下の特徴を持っている。

- ・ 再生可能エネルギーの買い取り義務の上限を撤廃した（5%条項の撤廃）
- ・ 電気事業者間の負担不均衡を是正するため、電気事業者間で毎年負担を調整するシステムを導入した
- ・ 電気事業者に対して買い取った電力をエコ電力という電力新商品として販売できるようにした
- ・ エネルギー購入法の適用外とされた電気事業者所有の再生可能エネルギー発電施設も新法の適用対象とした
- ・ エネルギー購入法は公共電力系統に売電される電力だけを対象としたが、新法では再生可能エネルギー発電施設で発電された総電力に対して有利な電力買い取り条件を適用した
- ・ 新法に準じた電力買い取り条件は、法律施行後に運転を開始する施設の場合運転開始

Report 6

後 20 年間有効とし、施行前に運転を開始していた施設については運転開始年を 2000 年として 20 年間有利な買い取り条件を甘受できるようにした

- ・ 最低電力買い取り料金に累減制を採用するほか、2 年毎に技術の進歩や市場状況に応じて最低買い取り料金を調整できるようにした

再生可能エネルギー法で規定された初期最低電力買い取り料金は以下のとおりである。なお、通貨は 2002 年 1 月からユーロとなっているが、法定料金は法律が成立した時点では旧通貨マルクで規定されていた。そのため、以下ではマルクのままのものを記載しておく（換算レート：1 ユーロ=1.95583 マルク）。

- ・ 風力発電：17.8 ペニヒ/kWh（5 年間固定）
- ・ 太陽光発電：99 ペニヒ/kWh
- ・ バイオマス発電：出力に応じ、17～20 ペニヒ/kWh
- ・ 地熱発電：出力に応じ、14 ないし 17.5 ペニヒ/kWh
- ・ 水力発電、ごみ堆積場・下水処理場回収ガス発電：出力に応じ、13 ないし 15 ペニヒ/kWh

なお、2003 年から有効な 1kWh 当たりの最低買い取り料金は以下のとおりである。

- ・ 水力（500kW 以下）：7.6 セント（約 10 円）
- ・ 水力（500kW 超）：6.65 セント（約 9 円）
- ・ バイオマス（500kW 以下）：10.0 セント（約 13 円）
- ・ バイオマス（5000kW 以下）：9.0 セント（約 12 円）
- ・ バイオマス（5000kW 超）：8.5 セント（約 11 円）
- ・ 地熱（2 万 kW 以下）：8.95 セント（約 12 円）
- ・ 地熱（2 万 kW 超）：7.16 セント（約 9.6 円）
- ・ 風力（運転 5 年以下）：8.9 セント（約 12 円）
- ・ 風力（運転 5 年超）：6.0 セント（約 8 円）
- ・ 太陽光：45.7 セント（約 61 円）

〈再生可能エネルギーに対する優遇措置には賛否両論〉

これまで、エネルギー購入法をはじめとするドイツの再生可能エネルギー優遇措置に対しては様々な議論が展開されてきた。

再生可能エネルギー法に対し、環境団体は「真のマイルストーン」とか「ソーラー時代へ向けた起爆剤」とするなど高く評価している。しかしケルン大学エネルギー経済研究所などは、長期的な優遇措置は風力発電や太陽光発電の高効率化に向けた技術開発に対する努力を疎かにするばかりで競争力強化につながらず、最終的には再生可能エネルギーを促進することにはならない、と予想する。

ドイツ電気事業連合会（VDEW）は再生可能エネルギー法について過剰補助を拡大するも

Report 6

ので市場の力を無視していると批判する。VDEW は、再生可能エネルギーのシェアを 2010 年までに 10%以上にするには可能だとしながらも、そのためには施設の高効率化を図って競争力を強化するべきだ、との考えである。むしろ、社会保険料負担の軽減を目的として 99 年 4 月に導入された環境税などの税収入やグリーン料金などを資金源として再生可能エネルギーを促進するほうが有効だ、とする。

ただ、中小電力供給会社²⁴の中には、自由化された電力市場においては再生可能エネルギーだけが安定価格で電力を販売できる対象であることから、再生可能エネルギー法に準じた好条件を自社のために利用して、今後期待される再生可能エネルギー・ブームに積極的に参加していくべきだ、とする意見もある。

さらに、現在中期的なエネルギー投資を巡って今後の主要エネルギーを石炭型火力発電にするのか再生可能エネルギーにするかで、政府内（経済省と環境省）と経済界（石炭関連産業と再生可能エネルギー関連産業）で意見が分かれており、今後のエネルギー政策の方向を決めため、政府と経済界で協議が開始された。

〔再生可能エネルギー法の運用状況〕

ドイツ政府は 2002 年 7 月、再生可能エネルギー法の実績レポートを公表した。レポートは、エネルギー政策を担当する連邦経済省が連邦環境省と連邦消費者保護省の協力を得て作成した（なお、再生可能エネルギー法は連邦環境省の管轄）。

実績レポートによると、電力消費に占める再生可能エネルギーの割合は 2001 年末に 7.5%弱にまで達し、2002 年 8 月には 8%を上回る見込みだという²⁵。98 年時点の割合は 5.2%であったから、再生可能エネルギーが順調に拡大していることがわかる。ドイツ政府はレポートの作成段階で発電量に占める再生可能エネルギーのシェアを 2010 年までに 10%以上に引き上げることを目標としていたが、レポートは現状の施策で目標は達成できる、と推定している。

再生可能エネルギーによって発電された電力の買い取り制度については、これまで欧州委の競争政策担当委員が自由競争を妨げる国家の間接的補助であるとの見方をしていた。そのため欧州委は、再生可能エネルギー法の先行法であるエネルギー購入法（91 年 1 月施行、98 年 4 月改正）が EU 法に反するとして欧州司法裁判所に提訴していた。しかしながら、欧州司法裁判所は 2001 年 3 月、EU 法に違反しないとの判断を下していた。

エネルギー購入法の後継法である再生可能エネルギー法についても、欧州委は国家の間接的補助ではないかと問題視していたが、前述した欧州司法裁判所の判決を受け、欧州委はトリティン連邦経環境相に宛てた 2001 年 6 月の書簡で、再生可能エネルギー法による電力買い取り規定は国家による間接的補助に該当しないとの結論に達した、と通知した。

²⁴ 主に、自治体の独立行政法人となっている都市電力公社。

²⁵ 2003 年 8 月に発表された連邦環境省のレポートは 2002 年末で約 8%に達したことを確認している。

Report 6

実際、ドイツの再生可能エネルギー法は英語、仏語、西語に翻訳され、フランスやチェコなどの隣国では再生可能エネルギーの振興でドイツの再生可能エネルギー法に準じた制度が確立された。また、スペインも電力の買い取りでドイツの制度に似た料金制を採用している。

以下の図 2 は再生可能エネルギーによって発電された電力の買い取られた量の推移を示している。

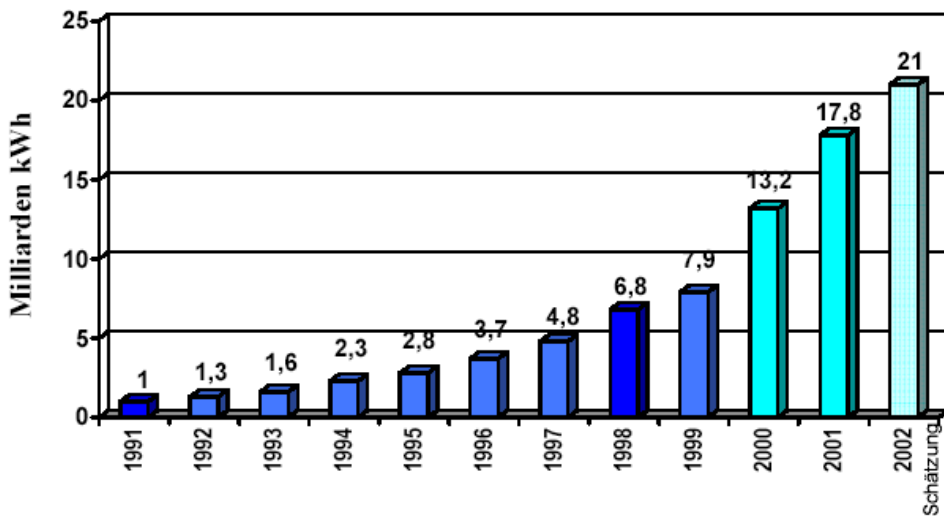


図 2 法的規制で 91 年以降買い取られた電力量の推移 (単位: 10 億 kWh)

(出所: 連邦環境省資料、2002 年の数値は推定値)

2001 年に買い取られた電力は約 178 億 2,000 万 kWh で、買い取り額は 15 億 4,000 万ユーロ (約 1,800 億円)、1 kWh 当たりの平均買い取り額は 8.64 セント (約 10 円) となる。同時に、電力会社は買い取った電力量分だけ発電する必要がなかったわけで、レポートはそれによって、電力会社は 1 kWh 当たり 0.18 から 0.26 セント (0.2 から 0.3 円) コストを削減した、と推定する。再生可能エネルギーの普及で分散化された発電拠点によってもたらされる送電線系統におけるコスト削減効果や、電圧降下が少ないことによって得られるコスト削減効果は考慮されていない。

この数値を見る限り、再生可能エネルギー導入によるコスト削減効果はごくわずかである。ただし、長期的に見ると、再生可能エネルギー導入によってもたらされる環境保全、温室効果ガスの排出削減など外部のコスト削減要因を見逃してはならない。もっとも、これらの要因を確定してその量を査定するのは、経験論的、方法論的に見て非常に難しい問題である。連邦環境省の下級官庁である連邦環境庁は敢えてこの問題に取り組み、再生可能エネルギー法を基準にした発電の外部コストを比較する報告書を作成した。

同報告書によると、再生可能エネルギーの利用によってもたらされる外部コストの削減

Report 6

効果は1kWh当たり14セント（約16円）である。この推定値を利用すると、2001年に買い取られた電力量が約178億2,000万kWhであるから、2001年には約25億ユーロ（約2,900億円）のコストが削減された勘定となる。この額は、再生可能エネルギーによって発電された電力の買い取り額を大きく上回っている。

実績レポートによると、再生可能エネルギーとその他の再生可能エネルギー振興策²⁶によって、2001年には関連業界で60億ユーロ（約700億円）を大きく上回る売上が達成された。建設や機械、農林業、研究開発などの関連業界で、すでに12万人が従事している、という。

また、レポートは再生可能エネルギーの普及は、電力の安定供給に寄与するとともに、2001年の二酸化炭素の排出削減量は年間約3,500万トンに達したとしている²⁷。

しかし、2003年夏の猛暑時に見られたように、再生可能エネルギーによる発電は天候に左右されやすいのも事実²⁸であるため、それを調整するための電力の需要が増大している。この調整電力は主に火力発電によって補充される。

〔再生可能エネルギー法の改正〕

再生可能エネルギー法は電気事業者に対して、再生可能エネルギーによって発電された電力の買い取りとその最低買い取り料金を規定している。それによって電気事業者側に発生する増額分（以下、再生可能エネルギー法負担額とする）は通常、電力料金に上乗せして回収される。つまり、再生可能エネルギーの支援は公的補助ではなく、最終消費者負担だということである。

連邦環境省の委託で再生可能エネルギー法によって発生する負担問題についての調査報告（将来エネルギーシステム研究所（IZES）が作成）によると、2002年1年間で再生可能エネルギー法によって発生した総コスト（外部コスト等を除く）は約13億5,000万ユーロ（約1,900億円）で、それを1kWh当たりの負担に単純換算すると、0.29セント（約0.4円）の負担となる。しかしながら、電気事業者は市場においてこの再生可能エネルギー法による増額分を1kWh当たり0.20（約0.3円）から0.66セント（約0.9円）で回収している。これは、再生可能エネルギー法が増額分の回収レートについて規制せず、それを市場の競争原理に委ねているからである。電力市場におけるベース電力とピーク時電力の先物取引額の平均で見ると、2002年の再生可能エネルギー法負担額は1kWh当たり0.31セント（約0.43円）となる。ただ実際には、単にベース電力だけで見ても、2002年に回収された再生可能エネルギー法負担額は1kWh当たり平均0.34セント（約0.48円）と、実際に発生したコストより割高に回収されていることがわかる。

²⁶ 1-(3)-(b) 参照。

²⁷ 2002年は約5,000万トン削減。

²⁸ この時期、特に風力発電と水力発電が機能しなかった。さらに、原子力発電も近郊河川の水温が上昇したため、出力の低下を余儀なくされた。

Report 6

ドイツ工業連盟 (BDI) を中心として電力消費が多い業界の業界団体は、再生可能エネルギー法による負担によって電力消費の多い企業が市場の自由競争において不利益を被っているとして、再生可能エネルギー負担額に上限を設定するよう要求した。たとえば、BDI は年間の電力消費が 10 万 kWh 以上の企業に対して再生可能エネルギー法負担額を免除するよう要求した。

前述の報告は、BDI 案を基準とした場合 2002 年の再生可能エネルギー法負担額がどうか試算している。それによると、年間の電力消費が 3,500kWh の一般家庭の場合、実際の年間負担額が約 12 ユーロ (約 1,700 円に相当) であるのに対して、BDI 案に準じた負担額は 20 ユーロ (約 2,800 円に相当) に増大する。年間電力消費が 8 万 kWh の企業でも、270 ユーロ (約 3 万 8,000 円に相当) から 450 ユーロ (約 6 万 3,000 円に相当) に膨れ上がることがわかった。

ドイツ政府は 2010 年までに再生可能エネルギーによる発電量を総発電量の 12.5% に引き上げることを目標としていることから、報告は 2010 年における負担についても試算している。それによると、BDI 案では年間電力消費が 8 万 kWh の企業の負担は 1,100 ユーロ (約 15 万 4,000 円に相当)、年間電力消費が 3,500kWh の一般家庭の負担は 50 ユーロ弱 (約 7,000 円に相当) に増大する。これまでどおり負担に制限を設けなければ、一般家庭の年間負担は 25 ユーロ程度 (約 3,500 円に相当) と見込まれるだけに、一般家庭では倍の負担を強いられる勘定となる。

ドイツでは、産業向けなど大口需要家向け (年間電力消費 2,400 万 kWh) の電力料金 (1kWh 当たり) は 95 年から 2002 年の間に 7.6 セント (約 11 円) から 5.3 セント (約 7 円) と、約 30% 下がった。これは、電力自由化と石炭補助負担の廃止などによるものである。さらに大口需要家は、環境税やコージェネレーション・システム奨励法による負担などにおいても優遇されている。これらの優遇措置だけを見ても、前述の報告は優遇されていない企業に比べ、大口需要家の負担は 1kWh 当たり 1 セント (約 1.4 円) 程度軽いとする。

こうしたことから報告は、大口需要家である大企業を優遇すれば、その分小口需要家の中小企業と一般家庭に負担が転嫁されることになるだけだとして、経済界が要求するように電力消費の多い企業に再生可能エネルギー法による負担額を制限するのは正当ではないとの結論を下した。

管轄の連邦環境省側も、大企業であれば電気事業者側と負担額について交渉する余地があるにもかかわらず、それを法的に規制して大企業を優遇すれば、中小企業や一般家庭により重い負担を強いることになるだけだとの立場である。しかしながら、再生可能エネルギー法によって特別重い負担を強いるのは法律の本意ではないとして、政府は再生可能エネルギー法を改正して主に以下の点を再生可能エネルギー法の枠で考慮することにした。

- ① 製造業者を対象に、企業側の申請に応じて再生可能エネルギー法負担額の一部を免除する可能性を設ける (なお、負担額の制限は企業毎に決定される)
- ② 対象となる企業は、年間電力購入量が 1 億 kWh を超え、電力コストが総生産額の 20%

Report 6

を超える企業とする

- ③ 再生可能エネルギー法による負担によって市場競争で不利になっていることを、企業側に証明させる

改正案はすでに国会に提出され、2003年6月20日に国会を通過した。ただし、この改正は2004年7月1日までに適用される過渡的な措置で、再生可能エネルギーの利用進捗状況を考慮して再生可能エネルギー法を大幅改正する時に、最終的な規制内容が検討されることになっている。

〔大幅な改正計画〕

再生可能エネルギー法施行後約3年となる現在、再生可能エネルギーで発電された電力は、総発電量の約8%を占めるまでとなった。ドイツはEU指令に準じてこの割合を2010年までに12.5%に引き上げなければならないが、ドイツ政府はさらにこの割合を2020年までに20%に引き上げることを目標としている。

この目標を達成するため、連邦環境省は再生可能エネルギー法の効果でこれまで変化した状況を踏まえて、法律を改正する必要があるとしている。改正案の骨子は、2003年1月末に公表された。これを土台に、2004年の施行を目指して今後改正案の具体化に向けた議論が展開される予定である。公表された再生可能エネルギー法改正の概要は以下のとおりである。

〈風力発電〉

- ① 風力発電に適した場所で発電施設を拡大するため、風力発電に適さない場所に設置される施設に対する補助効果を削減する。
- ② 高効率化を目的に改造される施設を電力買取り対象とする。
- ③ オフショア発電を振興するため（2006年までに50万kW、2010年までに200～300万kW）、2010年までオフショア発電施設に対する電力の最低買取り料金を優遇する。
- ④ 風力発電技術の輸出で、風力発電のグローバル化を推進する。

〈太陽光発電〉

太陽光発電施設の設置に対して融資する「10万PVルーフトップ事業」は2003年で終了するほか、再生可能エネルギー法の適用対象となる施設の容量枠35万kWは2003年中に達成される見込みである。

- ① 屋根に設置される小型施設の補助効果を高める。
- ② 建物に設置される施設の買い取り料金を引き上げ、平地に設置される施設の買い取り料金を低く押さえるなど、施設に応じて電力買い取り料金を差を設ける。
- ③ 経済性のある大型施設の設置を促進するため、これまで買取り対象となっていない

Report 6

平地に設置される 100kW 超クラスの施設を電力買取り対象とする。

〈バイオマス発電〉

- ① 大型施設は普及してきたので、小型施設の電力買取り料金を引き上げる。
- ② 再生原料だけを利用する施設を優遇すべきかどうかを検討する。

〈地熱発電〉

再生可能エネルギー法は施設を 2 万 kW で区分して電力買取り料金を規定しているにすぎない。ただし、この数値が大きすぎる可能性があるため、電力買取り料金を区分する施設の容量基準を 7,000kW や 1 万 4,000kW など細分化して、地熱発電施設設置のインセンティブを強化する。

〈水力発電〉

施設の改造を促して発電容量を引き上げるため、5,000kW から 15 万 kW クラスの施設の電力買取りを検討する。

(b) 振興支援事業

再生可能エネルギーを普及させる方法として、ドイツはまず第一に財政支援を優先させている。化石燃料など従来の方法によるエネルギー供給に対するコスト上の不利な点をカバーするためである。

財政援助を大きく分類すると、

- ① 連邦、州、地方自治体からの支援
- ② 電力会社による資金援助
- ③ 個人、利益共有団体、企業などによる民間投資

となる。さらに、連邦政府の支援策は、

- a) 投資補助
- b) 有利な条件による融資
- c) 課税優遇措置²⁹
- d) 電力買取り³⁰

に分類される。99 年の支援状況を見ると、連邦と州による投資補助 (3 億 3,000 万マルク)、有利な条件による融資 (2 億 4,000 万マルク)、電力買取り (5 億 2,000 万マルク)、電力会社による資金援助 (1 億マルク)、民間投資 (3 億マルク) となる (「再生可能エネルギー 2000」による)。ここでは特に、個人が新エネルギー発電施設に自己投資するなど、民間投

²⁹ 環境税がその例となる。ただし、再生可能エネルギーは熱エネルギーと動力エネルギーとして環境税の課税対象外となるが、電力エネルギーとしては環境税が課税される。

³⁰ (3) - (a) 参照。

Report 6

資が全体の2割強にもなっていることが注目される。

〔再生可能エネルギー利用促進刺激事業〕

連邦政府の投資補助施策では、連邦経済省が99年9月に開始した再生可能エネルギー利用促進事業がある。同事業は温水用ソーラーパネル、ヒートポンプ、太陽光発電施設（学校の屋根だけを対象とする）、バイオマス燃焼装置などの設置を補助する。補助対象は、施設を設置する個人、中小企業（フリーランサーを含む）、学校で、電気事業者や自治体出資法人は補助されない。

公的補助は小型施設を対象とし、補助率は設備投資額の8～14%になるものと推定される（「再生可能エネルギー2000」による）。

なお、同事業では大型施設を中心に復興金融公庫が有利な融資条件を提供している。2000年中頃の条件では、利子は10年間の確定利子（年4.5%）で、投資額全体に対する融資も可能となっている。

同事業には、99年9月から2002年までに約5億5,000万ユーロの予算が投入された。小型施設には公的補助が給付され、大型施設には有利な条件の融資が提供される。同事業によって、さらに約25億8,000万ユーロの民間投資が行われた模様である。2003年には1億9,000万ユーロの予算が用意された。

なお、社民党と緑の党はその第二次政権の連立協定で、再生可能エネルギーへの支援を強化するために同事業にさらに以下の予算を計上することで合意した。

- ・2004年：2億ユーロ
- ・2005年：2億2,000万ユーロ
- ・2006年：2億3,000万ユーロ

同事業の予算は基本的に、環境税収入の一部が充てられている。これは、社会保険の資金源を補充するばかりでなく、環境負担を軽減することを目的とする環境税が再生可能エネルギーにも課税されているからである。その矛盾を解消するため、再生可能エネルギーに課税された環境税収入を同事業予算の基盤とすることで、再生可能エネルギー関連業界へ環境税を還付する仕組みとなっている。ただし、財政緊縮の影響で同事業の予算は削減される傾向にあり、2002年以降は再生可能エネルギーに課税された環境税収入の一部しか同事業の予算に割り当てることができない状況となっている。連立協定で合意されている予算額は再生可能エネルギーに課税される環境税収入とほぼ一致しているが、実際にそれだけの予算を計上できるかどうかは、今後の財政状況次第だと見られる。

〔10万PVルーフ・トップ事業〕

政府の融資事業の中心となるのは、太陽光発電施設（PV）の設置を促進する目的で99年はじめに開始された10万PVルーフトップ事業である。しかしながら、その融資申請の受付は2003年6月30日をもって締め切られた。これは事業が2003年までに限定されており、

Report 6

事業で予定されていた太陽光発電容量を 30 万 kW 拡大させるという目標がまもなく達成される見通しだからである。事業ではこれまで、25 万 kW 分の施設に対する申請に融資が決定されており、融資額は約 13 億ユーロに上る。

同事業は平均で 3kW 級の太陽光発電施設を 10 万基設置することを目的とした（全体で 30 万 kW）。連邦環境省の資料によると、2002 年末におけるドイツの太陽光発電における総発電容量は約 26 万 kW であった。事業が開始される直前の 98 年末の発電容量が約 5 万 kW であるから、事業の目的は達成されたことになる。

融資は中小企業や団体、財団などを含めた個人が対象で、1kW 以上の施設の建設と拡張が有利な長期確定利子で融資される（現在の年間利率は 1.91%）。民間金融機関の利率は有利なものでも 6%前後であるから、かなり有利な条件である。投資額全体に対する融資も可能となっている。

同事業は他の補助事業と組み合わせることができないという欠点があるなど、経済界や政界などで事業について賛否両論の意見があった。

なお、同事業の後継事業は現在までのところ計画されておらず、政府金融機関の環境振興事業を拡大することになる予定。

〔政府系金融機関からの融資〕

政府金融機関であるドイツ調整銀行（DtA）と復興金融公庫（KfW）が再生可能エネルギーを支援するための有利な条件による融資を提供した。しかしながら、DtA が 2003 年 8 月 21 日付けで復興金融公庫（KfW）に吸収・合併されたことから、現在は以下の 2 つの事業が実施されている。

① ERP³¹環境省エネ計画：

省エネ対策や再生可能エネルギーの利用に対して有利な融資が提供される。元々 DtA が担当していたもので、当時は DtA の環境計画と組み合わせることができた。

中小企業、個人、公共団体を対象に投資額の最高 75%³²まで融資される。融資期間は 10 年から 20 年で、2002 年末時点の利子は 5.09%（西部ドイツ）、4.84%（東部ドイツ）であった。

2001 年の総融資額は 10 億 9,100 万ユーロ（約 1,170 億円に相当）で、そのうちの 95% が風力発電を対象とした。

② KfW 環境計画：

KfW と DtA の合併によって、現在 2 つの金融機関の環境計画は KfW 環境計画に統合された。

中小企業、個人、自治体の独立行政法人などを対象に、環境対策措置に有利な融資が

³¹ 欧州復興計画。

³² 合併前は 50%まで。

提供される。融資額は前述のERP 環境省エネ計画と組み合わせて投資額の最高75%まで。なお、中小企業の場合は100%まで可能。ただし、融資は最高500万ユーロ（約6億円）までに制限される。融資期間は10年から20年。

DtA 環境計画（2003年7月まで）では、融資額の94%が再生可能エネルギーの利用を対象としたもので、2001年の再生可能エネルギーへの融資額は約800万ユーロ（約9億円）に上った。利子は2002年末時点で5.37%から5.39%であった。

KfW 環境計画（2003年7月まで）は、中小企業や企業家を対象としたもので、利子は2002年末時点で5.00%から5.22%であった。

〔民間による投資〕

前述したように、再生可能エネルギーに対する民間投資が全体の2割強にもなる点は注目に値する。ドイツにおける民間による再生可能エネルギー補助措置は大きく、

- ① 電気事業者による補助
- ② 投資ファンド、資本参加
- ③ グリーン料金制度

の3つに分類することができる。

① 電気事業者による補助：

電力自由化に伴う電力料金の下落と欧州全体で見られる発電容量の過剰傾向からして、再生可能エネルギーは電気事業者にとってそれほど魅力のあるものとはなっていない。従来の発電方法に比べて発電コストが高い再生可能エネルギーには投資しにくい状況となっている。しかしながら、電気事業者には再生可能エネルギーを奨励するための独自の補助プログラムを用意している場合が多い。新しい技術に関する経験を蓄積しておきたい、販売戦略上の宣伝効果を上げたいなどが、その背景にあると考えられる。

電気事業者による支援は、再生可能エネルギーに関するコンサルティングや情報提供などのサービス、設備建設費の補助などが中心となる³³。

支援対象は太陽光発電施設と太陽熱利用施設が中心となるが、ソーラー設備を所有したいとする個人やバイオマスを利用したいとする農家、風力発電施設や水力発電施設の運転者などに補助金が給付される場合が多い。補助額には差が見られるが、建設費5,000ユーロ程度の小型施設では建設費の10%以上となっている場合が多い。ただし、政府が再生可能エネルギーの利用促進事業を開始してからは、これら発電施設によって企業経営する運転者は補助対象から除外されている。

データは古いが、98年の電気事業者による補助総額は1億2,000万マルクから2億マルクまでになるのではないかと推定される。1社の年間補助額は1万マルクから3,500万マルクまでと幅広い。これは電気事業者の企業規模に大きな差があるからだが、電力

³³ ここでは、再生可能エネルギー法に準じた電力買取りを入れなかった。

Report 6

最大手の RWE パワー社を筆頭に、上位 10 社超の電気事業者が年間 1,000 万マルクを超える補助を供与していた。当時の政府（コール政権）が 97 年に利用促進事業の枠で給付していた年間補助額は 1 億 700 万マルク（約 54 億円）であるから、再生可能エネルギーの奨励において電気事業者がいかに大きなイニシアチブを取っていたかがうかがえる。

ただし、補助額を電気事業者の売上高に占める割合で比較すると、シュタインハイム電力の 3%弱を筆頭に自治体の独立行政法人である都市・地域電気事業者が上位を独占する。大手では RWE パワー社とバーデン・ヴュルテンブルク電力が 0.2%でトップとなるが、全体では上位 40 位程度に入るに過ぎなかった。

② 投資ファンド／資本参加：

投資ファンド／資本参加による振興は、特に風力発電の促進に重要な役割を果たしており、風力発電に対するこれまでの投資の 55%超は、この種の投資ファンドによる資本参加によって支援されている。

これらの資本が主として風力発電に流れる要因として、風力発電が再生可能エネルギー法による電力買取り制度（(3) - (a) 参照）で優遇されている、水力発電などより建設許認可が取得しやすい、コジェネレーション・システムのように燃料相場に左右されない点などを挙げることができる。

再生可能エネルギー用の投資ファンド／資本参加を取り扱っているベンチャー・キャピタルは、環境銀行（Umweltbank）など現在すでに数十社存在する。

③ グリーン料金

800 社超の電気事業者が加盟しているドイツ電気事業連合会（VDEW）が 99 年 1 月から 3 月にかけて行なったアンケート調査によると、99 年 3 月 1 日時点でグリーン料金制度を導入していたのは、回答した電気事業者 255 社のうち 44 社しかなかった。33 社が 2000 年までにグリーン料金を導入する予定と回答し、14 社が導入を検討中とした。6 社がグリーン料金は不適切と答えたが、その主な理由は顧客側が関心不足だからとする。当時、159 社がグリーン料金の導入には興味がないとしたが、グリーン料金への関心は現在薄れてしまっており、グリーン料金制度は再生可能エネルギー振興手段として普及していないのが現状である。

その他、再生可能エネルギー電力の購入者が電力の所有権を得たことにして、電力購入者が電力所有者として電力の接続料を負担するという制度を導入しているケースがある。また、①顧客側が再生可能エネルギー発電施設建設の一部に出資して、その一部所有権を取得する、②消費者が再生可能エネルギー発電施設の建設と運転のために寄付金を提供するなどのケースもあるが、これらのケースはごく少数にとどまっている。

(c) 研究開発

ドイツ政府は 98 年から 2001 年までの間、原子力を除くエネルギー関連の研究開発に約

Report 6

7億ユーロ（約810億円）の公的補助を給付した³⁴。研究開発のほとんどは、再生可能エネルギーの利用とエネルギー利用の高効率化、発電技術の高効率化を目的としたものである。公的補助の約70%は、産学提携をベースとしたプロジェクトに給付されている。

これら通常のエネルギー関連研究開発予算に加えて、ドイツ政府は今後さらに、再生可能エネルギーの研究開発を目的として21のプロジェクトに公的補助を給付する。そのために、2001年から2003年に計画されている将来投資事業の枠内で、2003年までに約3,000万ユーロ（約35億円）の予算が用意された。

実施されるプロジェクトは、応募された約50のプロジェクト案から選出されたもので、研究開発分野は地熱発電、太陽熱利用発電、オフショア風力発電、燃料電池、バイオマスの利用に分かれる。それぞれの研究開発内容は、以下のとおりである。

〈地熱発電〉

ドイツではこれまで、10数カ所で地熱を利用する施設が建設された。これらは暖房用の熱源や工場などのプロセス熱源として利用するものが中心だが、今回は地熱発電を目的としたプロジェクトが推進される。今回補助されるのは、地下4,000メートル以下にある高温岩体に人工熱水溜りを作る高温岩体発電の可能性を探るプロジェクトが3つ（ドイツ北部の結晶岩体、ドイツ南部の火山岩体）、地下の熱水を取り出してタービンを回転させ、その後水を地下に戻すカーリーサイクル発電の経済性を探るプロジェクトが1つ（ドイツ南部）である。さらに、坑井採掘経費を削減するため、放射性廃棄物の最終処分適性調査や天然ガス採掘のために掘られた既設の坑井の地熱発電への利用可能性を調査するプロジェクトも実施される。

なお、プロジェクトには地元自治体や研究開発機関、大学、民間企業が参加している。

〈太陽熱発電〉

太陽光発電では施設の普及と技術開発で低コスト化が推進されているが、今回補助の対象となるのは、太陽熱を集めて高温の空気や水蒸気を造ってタービンを回転させる太陽熱発電システムである。ここでは、曲面鏡の焦点上にある熱媒体を加熱する曲面集光方式と、反射光を一点に集めるように多数の鏡を配置するタワー集光方式、曲面鏡と熱発電機で構成されるソーラーディッシュ方式が中心となる。いずれも、ドイツ国内では気候条件などから設置は考えられず、米国カリフォルニアやスペインなど暑い地域での設置を目的としたものである。

³⁴ 原子力に対する研究開発予算は90年代はじめの段階ですでに、再生可能エネルギーとエネルギーの高効率利用に関する研究開発予算を下回っている。現在、原子力関連研究開発は、安全研究、最終処分、廃炉、核融合だけに制限されている。

Report 6

研究開発の中心はドイツ航空宇宙センター³⁵のエネルギー部門で、それに電力会社やエネルギー関係の設計事務所などの民間企業が参加している。

〈洋上（オフショア）風力発電〉

現在、ドイツ政府はまず 2010 年までにオフショア風力発電の発電容量を約 300 万 kW にまで拡大させ、2025 年から 2030 年までに電力消費の約 15%（約 2,000 万 kW から 2,500 万 kW 分に相当）をオフショア風力発電でカバーしたい意向である。

オフショア風力発電施設の建設は 2001 年秋にはじめて許可されたところだが、オフショア風力発電の規制面はまだ未整備といっている。そのため、オフショア風力発電施設からの騒音や電力ケーブルからの磁界が鳥や魚に与える影響について調査するとともに、環境アセスメントを行う上で必要となる法的基準や専門的基準の研究開発が必要となっている。

今回は、これらを目的としたプロジェクトに公的補助が給付される。プロジェクトには関連の研究開発機関や大学、民間企業などが参加している。

〈燃料電池〉

ドイツではすでにいくつかの燃料電池施設が設置されているが、いずれもまだプロトタイプ段階である。ここでは、これら既設の施設で得られた情報から燃料電池の生産からリサイクルまでの工程を分析して、発電分野で燃料電池を商用利用するための可能性評価と環境負荷評価が行われる。プロジェクトには、ドイツ航空宇宙センターのエネルギー部門（前述）を中心として、エネルギー分野の研究開発機関や大学が参加している。

〈バイオマスの利用〉

ここでは、バイオマスの将来の動向を調査して、将来のシナリオ作りを行うことを目的としている。プロジェクトには、エネルギー分野の研究開発機関や大学が参加している。

（４）コジェネレーション・システムの振興

既設コジェネレーション・システムの保護を目的としてコジェネレーション・システム法が施行したのは 2000 年 5 月であった。それによって、公共電力網を所有する大手電気事業者は 2004 年までにコジェネレーション・システムによって発電された電力を買取ることが義務付けられた。電力の買い取り料金は、コジェネレーション・システムから直接電力を買取ることが最低 9 ペニヒ（約 4.5 円）/kWh。上流側電気事業者が買取った電力を買取る場合は、最低 3 ペニヒ（約 1.5 円）/kWh である。ただし、買い取り料金はいずれの場合も、年毎に 0.5 ペニヒ（約 0.25 円）/kWh 減額される。

³⁵ ヘルムホルツ協会に属する研究開発機関で、連邦と立地州が 9 : 1 の割合で補助している。日本でいえば国立試験研究機関に相当か。

Report 6

コージェネレーション・システムは、自治体の独立行政法人である都市・地域配電公社が運転している場合が多い。これら配電公社は電力自由化で大手電気事業者の攻勢に曝され、自由化によって不利な状況に立たされていた。そのため、これらの配電公社側からの強い圧力で、環境にやさしいコージェネレーション・システムを法的に保護するために法律が制定された。

しかし大手電気事業者は、コージェネレーション・システム法が電力自由化による自由競争を妨げるとして同法に猛反発した。一方、コージェネレーション・システムを運転する都市・地域配電公社側は自由化に伴う大手電気事業者の低価格戦略の影響で打撃を受けると同時に、法律の制定にもかかわらずコージェネレーション・システムによって発電された電力の買取りが進まない状況となった。そのため、配電公社側はコージェネレーション・システム法成立直後から、コージェネレーション・システム法の強化を強く要望していた。

2000年10月に発表されたドイツ政府の国内地球環境政策計画は、二酸化炭素の年間排出量をさらに削減する追加措置のひとつとしてコージェネレーション・システムの強化を図る、としている。それによって二酸化炭素の年間排出量を2005年までに1,000万トン、2010年までに2,300万トン削減するとした（エネルギー業界全体では2010年までに4,500万トンの削減）。政府はそのための措置として、コージェネレーション・システムによって発電される電力のシェアを法的に規定する案を2000年末までに提示する、とした。

しかしながら、大手電気事業者側はこの政府の措置により一層強い反発を示した。政府はそれに対し、コージェネレーション・システムを保護、推進するための独自案を提示するよう経済界側に要求する。

まず、政府と経済界は2000年11月に政府の地球環境政策目標の達成に貢献するとする経済界の自主規制を強化することで合意した。経済界は96年3月の自主規制宣言で、2005年までに二酸化炭素の年間排出量を90年比で20%削減すると約束していた。経済界はそれによって99年までに二酸化炭素排出量を23%削減した。つまり、96年の宣言目標をすでに達成していたわけである。

2000年11月の新しい合意によると、経済界は自主規制で二酸化炭素の年間排出量を2005年までに90年比で28%削減する。さらに、京都議定書の対象となる温室効果ガス（二酸化炭素、メタン、亜酸化窒素、HFC、PFC、六フッ化硫黄）の年間排出量を2012年までに90年比で35%削減すると約束した。

さらに、エネルギー業界を中心とした経済界は自主規制の形でコージェネレーション・システムを奨励すると提案し、連邦政府と経済界は2001年6月25日に合意に達した。

合意内容によると、エネルギー業界は主に既設コージェネレーション・システムの維持、改造によって98年を基準として二酸化炭素の年間排出量を2005年までに最低1,000万トン、2010年までに2,300万トン（ただし、少なくとも2,000万トン）削減する。また、発電施設の高効率化や再生可能エネルギーの利用強化などその他の措置によって二酸化炭素の年間排出量を2005年までに最低1,000万トン、2010年までに2,500万トン削減する。な

Report 6

お、二酸化炭素の排出状況については、これまで同様第三者機関³⁶によって毎年モニタリング調査される。

ドイツ政府はそれと同時に、経済界が提示した提案をベースにコジェネレーション・システム奨励法の形でコジェネレーション・システムを奨励するための規則（ボーナスシステム）を確立する。奨励の対象となる施設は既設のコジェネレーション・システムで、今後新設される施設の取扱は今後の進展を見て判断されることになった。

当初の案によると、90年1月1日以前に運転を開始したコジェネレーション・システム施設は5年間、それ以降に運転を開始したか、建設費の50%以上を投資して改造された施設は8年間、90年1月1日以前に運転を開始した施設で今後建設費の50%以上を投資して改造される施設は改造後最低9年間、発電された電力に最低1.53セント（約1.64円）/kWhの補助（ただし、補助額は累減制）が電力の買取り手である大手電気事業者から給付される。補助総額は2002年から2010年までの間で約40億ユーロ（約4,300億円）になる見込みである。さらに、コジェネレーション・システムを採用する2メガワット以下の発電所³⁷と燃料電池³⁸を奨励するため、2010年までに最高3億5,000万ユーロ（約375億円）が補助される予定だ（総額約43億5,000万ユーロ）。

補助資金は電力業界が電力料金の値上げによって調達する。現在のところ、企業向け電力料金が0.05セント（約0.05円）/kWh、一般消費者向け電力料金が0.1セント（約0.11円）/kWh引き上げられる。

これら補助と補助資金調達に関する規定は、新しいコジェネレーション・システム法の形で具体化される。政府が2001年7月4日に閣議決定したところでは、同法を2002年1月1日から施行させたいとしていた。しかしながら、連邦政府と経済界は2001年6月の合意に基づいて作成された法案に関して、12月中になってようやく合意に達した。両者の争点は、コジェネレーション・システムをいかに効率よく奨励するかであった。12月の合意内容によると、2010年までの補助総額をこれまでどおり43億5,000万ユーロとしたが、改造された施設からの電力買取り料金を1.53セント/kWhから1.74セント（約1.87円）/kWhに引き上げたほか、2005年末以降はじめて発電する施設を補助対象から除外する。なお、コジェネレーション・システム法案は2002年1月25日に連邦議会で可決され、2002年3月19日に成立、同年4月1日に施行した。2002年3月のコジェネレーション・システム法の施行と同時に、2000年5月のコジェネレーション・システム法は失効した。

³⁶ RWI経済研究所。

³⁷ 初期の最低電力買取り料金は2.56セント（ただし、累減制）

³⁸ 最低電力買取り料金は運転開始後10年間、5.11セント。

(5) 省エネルギー政策

ドイツ政府はこれまで熱保護令の改正³⁹や暖房設備令の改正⁴⁰によって建物の断熱効果を引き上げ、暖房用ボイラーの効率基準を厳しくするなどして省エネルギー政策を推進してきた。

2001年11月21日に発効した省エネルギー令は、これをさらに厳しくして新築建物におけるエネルギー消費を現在のレベルからさらに約30%削減することを目的としている。灯油やガスの1平方メートル当たりの年間平均消費を現在の10リットルから7リットルにしたい、という。それに伴い、低エネルギーハウスが標準の建物になることになる。さらに同政令によると、既設建物の改築時にエネルギー消費を削減する可能性が十分に利用されなければならない。

また省エネルギー令によって、新築建物に建物のエネルギー特性に関する情報が記載されたエネルギー需要証書を発行することが義務付けられる。それによって、不動産に関するエネルギー消費効率がより明確化される。

なお、省エネルギー令は2002年2月1日に施行した。

³⁹ 95年1月1日発効。

⁴⁰ 94年6月1日発効。

2. 再生可能エネルギーの状況

(1) 発電量の推移

2002 年において再生可能エネルギーによる発電が総発電量に占めた割合は 8 %、再生可能エネルギーが 1 次エネルギー消費に占めた割合は 2.9%であった（ただし、発電では 1.3%）。再生可能エネルギーによる発電の 53%は水力発電で、次に風力発電の 38%と続くが、2003 年には風力発電は水力発電とほぼ同程度にまで成長するものと予想される。

以下の表 1 は、90 年から 2002 年までの再生可能エネルギー毎の発電量の推移を示したものである。表から過去 13 年間で風力発電が急成長していることがわかる。太陽光発電も大きく成長しているが、これは、当初太陽光発電がほとんど普及していなかったことによるものである。

表 1 再生可能エネルギーによる発電量（単位：GWh）

	水力発電	風力発電	バイオマス発電	太陽光発電
1990 年	15,908	40	222	1
1991 年	14,652	140	250	2
1992 年	17,317	230	295	3
1993 年	17,676	670	370	6
1994 年	19,495	940	570	9
1995 年	20,865	1,800	670	12
1996 年	18,380	2,200	803	18
1997 年	19,274	3,000	879	27
1998 年	19,215	4,489	1,050	37
1999 年	21,798	5,526	1,170	48
2000 年	25,141	9,500	1,625	71
2001 年	23,570	10,456	3,785	116
2002 年	24,000	17,200	4,200	176

（出所：連邦環境省・再生可能エネルギーの動向）

(2) 各エネルギーの状況

(a) 風力エネルギー

ドイツの風力発電総容量は 2002 年 8 月上旬に新しい施設が稼働したことで 1,000 万 kW を突破し、同年末時点で 1,200 万 kW 超となった。これは、全世界の 3 分の 1、欧州全体の約半分に相当する。総発電量に占める風力発電の割合は、現在ドイツ全体で約 3 %である。風力発電の盛んな地域では、東部ドイツのブランデンブルク州のように電力消費の 8.6%を風力発電でカバーしている地域もある。

以下の図 3 は、風力発電施設の設置による発電容量の年間増加量（棒グラフ、単位は図の左側）とドイツの風力発電施設総発電容量の推移（折れ線グラフ、単位は図の右側）を示している。

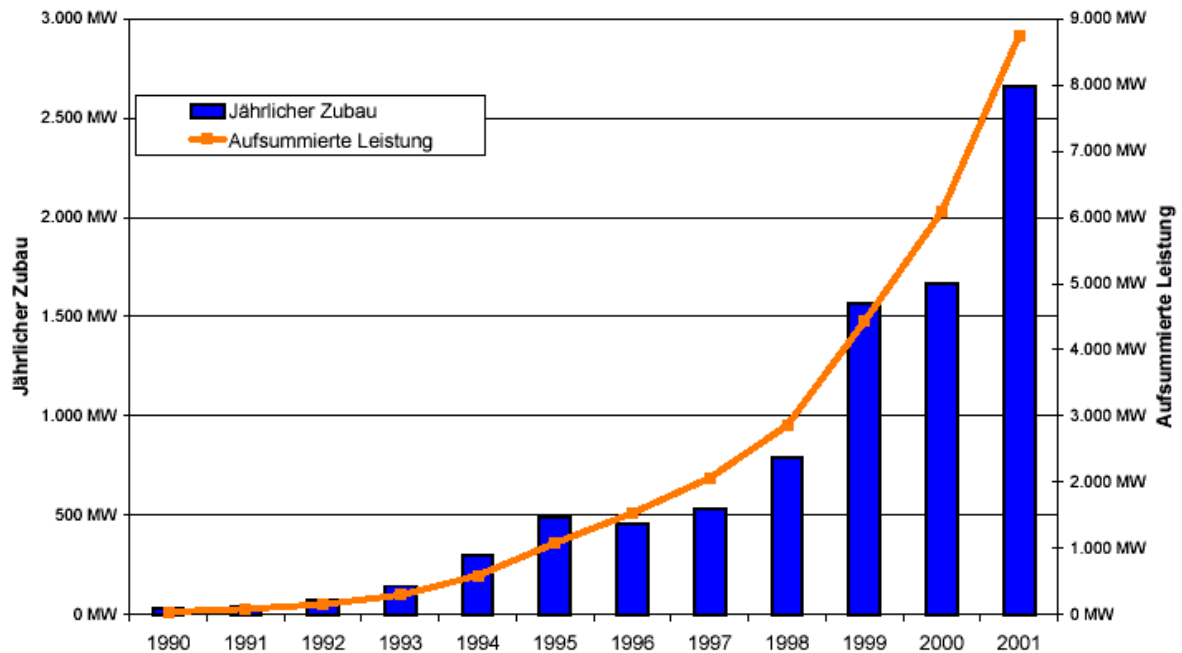


図3 風力発電容量の推移（棒線は発電容量の年間増加量、折れ線は相発電容量。出所：連邦環境省資料、元データはDEWI2002、BWE（風力発電協会）2002による）

ドイツ風力研究所（DEWI）は風力発電の今後の見通しについて、2003年も240万kWの増加が期待されるが、ブームは長続きせず、2006年までには年80万kW程度の増加に縮小していく、という。これは、陸地で風力発電に適した土地が不足してくるからで、それ以降は、小型機から大型機への取り替えが年間12万kW、洋上（オフショア）発電施設の建設が年間20万kW見込まれる、という。ただし、期待されるオフショア発電のブームは2010年頃まで待たなければならない、と予測する。

風力発電のブームとともに関連の機械産業も好調で、2002年の風力発電関連業界の年間売上高は29億ユーロ（約3,400億円）となった。すでに、業界での鉄鋼消費量は造船業での鉄鋼消費量を上回っている。業界筋によると、風力発電のブームによって約3万5,000人の雇用が創設され、2010年までにさらに2万人の雇用増が期待できる、という。

以下の図4は、風力発電に関連する業界での雇用数の推移を示している。

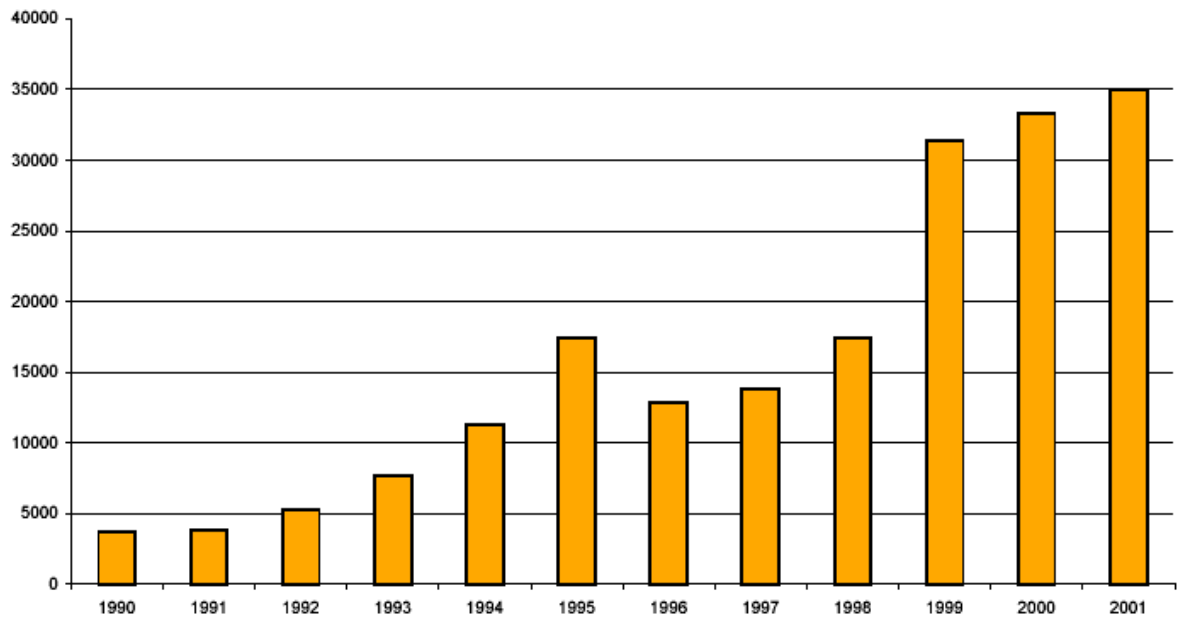


図4：風力発電関連業界の雇用数推移（出所：連邦環境省資料、元データは DEWI2001/2002、VDMA（ドイツ機械工業会）2002、BWE2002 による。単位：人）

輸出が業界全体の売上に占める割合はまだ 25%だが、将来 60 から 70%にまで伸びる可能性が高い、という。特に、フランス、イギリス、イタリア、ポーランド、トルコへの輸出が伸びている。

〈すでに住民による建設反対運動も〉

風力発電ブームとは裏腹に、風力発電に対する反対運動が活発になってきているのも事実である。風力発電機の建設に反対する市民運動グループはすでにドイツ全体で 300 団体あるといわれる。風力発電機が住宅地に近く建設されすぎるからで、場所によっては住宅地から 200 メートルしか離れていないところにプロペラの直径 50 メートル、高さ 100 メートルという巨大な風力発電機が建設されているところもある。問題は主に低周波による騒音公害だが、巨大な風力発電機による圧迫感や景観破壊も問題となる。裁判によって夜間運転を禁止された施設もある。

現状以上に風力発電施設を設置するのを原則として差し止めようとしている自治体もある。そのため、ドイツ政府は 97 年に建設・地域開発法を改正して、風力発電に利用可能な土地を指定できる権限を自治体と与え、それ以外の土地では風力発電施設を設置できないようにするなどの措置を講じてきた。

風力発電によって生じる問題は、低周波による騒音公害、景観破壊、設備による影の問題が中心で、これらの問題は被害を受ける住民にとっては大きな負担と感じられている。連邦環境省の下部組織である連邦環境庁は風力発電による環境上の効果と悪影響を常時監

Report 6

視しているが、これまでのところこれらの問題によって住民の健康に影響は出ていない、としている（同庁の2002年年間報告書）。

風力発電に適した場所が多いとされるドイツ北部でも、風力発電に適した場所が土地全体の1.3%程度しかないと見られ、このまま風力発電ブームが続けば、数年後には陸地での建設は限界に達してしまう。

〈オフショア風力発電に大きな期待〉

これらの事情から、将来的にはオフショア風力発電に大きな期待が寄せられている。ドイツ政府はオフショア風力発電の発電容量を2010までに300万kW、2030年までに2,500万kWまで増大させたい意向である。すでに、バルト海や北海沿岸の排他的経済水域（EEZ）で40件ほどの建設許可申請が出されている。そのうち12カイル水域外に計画されているのは30件で、総発電容量は6,500万kWとなる。

12カイル水域外の6万kWプロジェクトに対しても、すでに計画実行許可が出された（建設許可はこれから）。ただ技術的には、ようやく12カイル水域内で450kWプロジェクトが開始されるところである。

ただし、ここでも環境への影響が問題となる。技術的、経済的に見ると、ドイツ北部の北海やバルト海の海岸線に近い浅瀬に設置するのが適している。しかしながら、これらの地域は豊かな生態系に恵まれ、自然公園に指定されているところが多いので、設置には制限がある。また、2,000kWの洋上機を使用するデンマークと異なり、ドイツでは5,000kWクラスの大型機を設置する計画で、12カイル水域外での設置が中心となる可能性も高い。ドイツは技術と環境への影響に関して、これまで前例のない未知の挑戦をすることになる。

洋上風力発電で問題となるのは、生態系に与える影響（設置による魚や海底生物への影響、渡り鳥を含めた地域に生息する鳥への影響、低周波騒音による影響）と、船の安全航海（事故防止対策）と事故発生による環境への影響である。

ドイツ政府は自然保護法などの改正によって、洋上風力発電に利用してもいい水域を指定している。しかしながら、これだけではもちろん不十分なので、洋上風力発電を段階的に拡大させながら研究プロジェクトの形でその影響をモニタリングして、それによって得られた知見を技術と環境の両面で次の設置に反映させることにしている⁴¹。

事故防止対策では、①船との衝突の回避、②衝突した場合の有害物質（油、化学薬品など）放出の極小化、③海洋に放出された有害物質の除去、④海岸線に漂着した有害物質の除去の4つに分けて、洋上機を設置した場合のリスクを検討してその防止対策を評価するガイドラインが立案されることになっている。

⁴¹ 1-(3)-(c) 参照。

(b) 太陽エネルギー

連邦環境省の資料によると、2002 年末におけるドイツの太陽光発電による総発電容量は約 26 万kW。事業が開始される直前の 98 年末の発電容量が約 5 万kWであるから、4 年間で太陽光発電容量は 5 倍以上に増大した。太陽光発電が普及してきたのは、前述した再生可能エネルギー法⁴²と 10 万PVルーフトップ事業⁴³によるところが大きい。

連邦環境省の資料によると、太陽光発電システムによる 1 kW 当たりの発電コストは現在 55 セント (100kW 超のシステム) から 83 セント (2 kW の民家用システム) である。これは 65 円から 97 円に相当する。ただこれでは、再生可能エネルギー法に準じた電力買取り額でも発電コストをカバーできない勘定となる。2003 年の最低電力買取り額は 45.7 セント (約 61 円に相当) だが、太陽光発電業界はここ数年で現状の技術が採算が取れる段階にまで達するのではないかと見込んでいる。ただし、高速道路の交通監視システムや駐車券自動販売機、道路非常呼び出し装置など孤立型の小型機器の電力供給源としては、太陽光発電システムはすでに競争力のあるものとなっている。そのため、ドイツではこれまでこれらの分野で小型の太陽光発電システムが大いに普及してきた。

〈ここ数年が成長のピークか〉

ただし、再生可能エネルギー法は最低電力買取り額の限度を総出力容量 35 万 kW までとしている。この数値は 2003 年中に到達されてしまうのは間違いない。こういう状況から判断すると、太陽光発電の普及はここ数年がピークになる可能性が高い。実際、2002 年の市場規模は前年比で 20%~50%増の 15 億ユーロ (約 1,760 億円) にまで成長した。太陽電池用ウエハの製造メーカー、ドイツ・ソーラー社の 2002 年の生産量は 7 万 kW だが、3 年後には 20 万 kW になる、と推測される。2001 年に 5 万 8,000kW を生産した PV シリコン社も 2005 年には 18 万 kW を見込んでいる。太陽電池メーカーでも、ドイツ最大の RWE ソーラー社は現在の年間生産量 2 万 kW を 2005 年に 8 万 kW に拡充させる、としている。さらに、ドイツ・ソーラー社は太陽電池の生産も開始して、2004 年までに 5~6 万 kW の生産能力を有するようになる計画である。モジュール生産では、応用太陽エネルギー社の年間生産能力が 2 万 kW に拡充される予定で、BP 社のドイツ法人は BP ソーラー社と共同で年間 2 万 kW のモジュール生産工場を設置するほか、ソララ社も生産能力 2 万 4,000kW の工場を建設する計画である。

なお、以下の図 5 と図 6 は、太陽光発電の発電量の推移と発電容量の推移を示している。

⁴² 1 - (3) - (a) 参照。

⁴³ 1 - (3) - (b) 参照。

Report 6

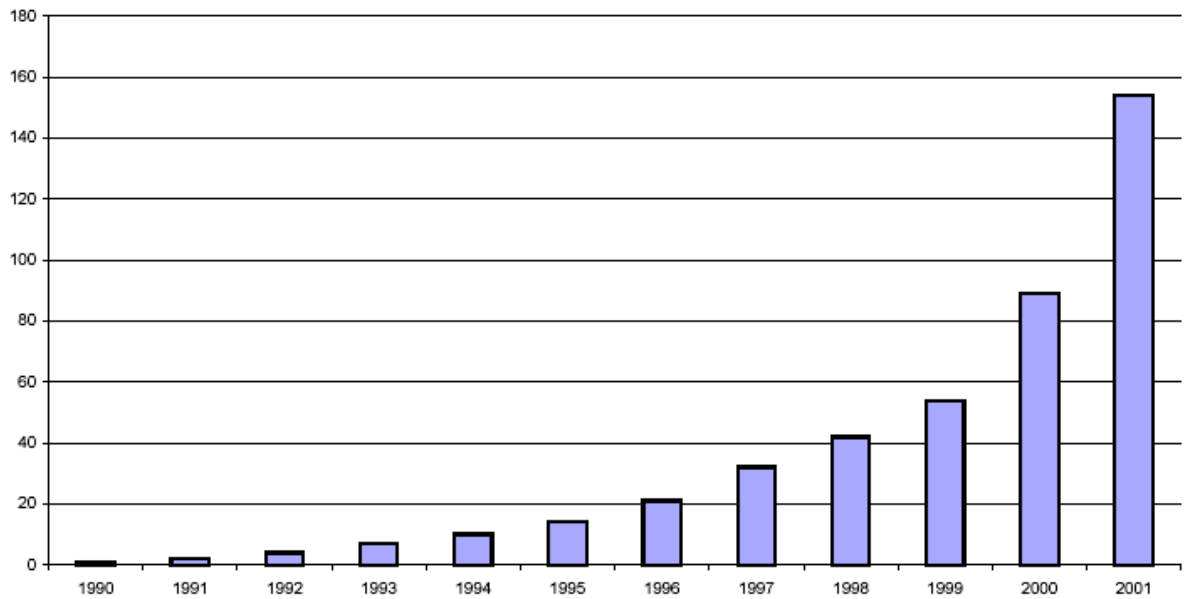


図5 太陽光発電の総発電量の推移（出所：連邦環境省資料、その元データは Staiss2001 等による。単位：1,000 k w）

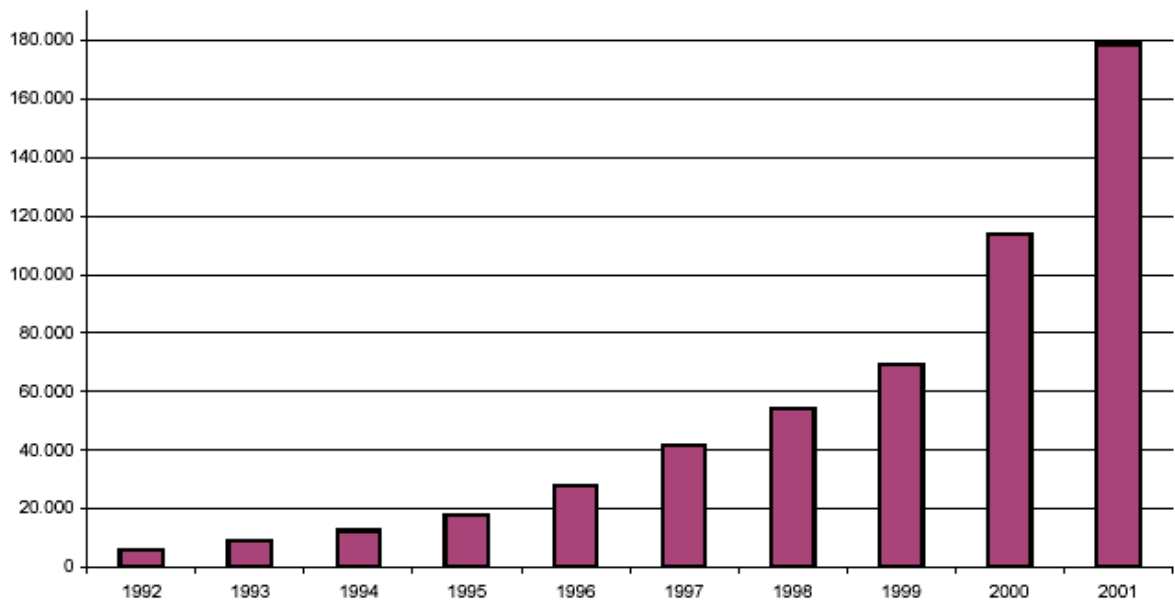


図6 太陽光発電の総発電容量の推移（出所：連邦環境省資料、その元データは Staiss2001 等による。単位：k w）

〈大型化で低コスト化〉

太陽光発電を普及させるポイントになるのは、低コスト化である。ドイツでも、量産効果や生産効率の向上、発電効率のアップ、瓦など屋根材への一体化などの取り組みが行わ

Report 6

れている。ただし、最近顕著になってきた傾向はシステムの大型化である。現在の建設コストは5kWシステムで1kW当たり6,500ユーロ（約76万円）、200kWシステムで1kW当たり5,200ユーロ（約61万円）である。将来は、大型化で低コスト化がさらに進むとの見方が強い。

実際、すでにミュンヘン（バイエルン州）の新見本市会場やヘルネ（ノルトライン・ヴェストファーレン州）の職業教育アカデミーには屋根型の100kW太陽光発電システムが設置された。その他、レーゲンスブルク（バイエルン州）の近郊には、600kWと160kWのシステムが設置された。さらに、パッサウ（バイエルン州）では180kWシステムの建設が計画されている。計画中の180kWシステムでは、建設コストが1kW当たり4,815ユーロ（約57万円）と、さらに低コストとなる見込みである。

ただし、これら大型のシステムはミュンヘンやヘルネの施設などを除くと、陸地設置型が主流となっている。陸地設置型では再生可能エネルギー法に準じた電力買取り制度の適用が100kWにまで制限される。そのため、同制度の適用対象となるようにするために施設全体を100kW毎に区分してインバータや変圧器を設置して公共系統に接続しているのが現状である。そのため、不要にコスト高となる要因ともなっている。

なお、2013年には太陽光発電の市場規模が現在の10倍にまで成長する、とする推測もある。

（c）バイオマスエネルギー

連邦環境省が発表した再生可能エネルギー法の実績報告書によると、2001年にバイオマスを利用して発電された電力のうち再生可能エネルギー法に準じて買取られた電力量は14億kWh弱で、電力消費の約0.3%をカバーした。ただし、2001年再生可能エネルギー年報は2000年のバイオマス発電量を約16億kWhと推定しているため、バイオマスで発電された電力の一部に買取られないで、個人利用されているものもあると推定される。

連邦環境省の報告書は、バイオマスは全国どこでも入手可能なため、バイオマス発電は今後さらに成長を期待できるとしている。実際、2001年再生可能エネルギー年報によると、バイオマス発電量は90年から2000年の間に7倍に増大した。

バイオマス熱利用は熱消費の約3%をカバーしているものと見られ、バイオディーゼルの利用（動力燃料消費の0.55%）を含め、バイオマスは1次エネルギー消費の1.4%を占める（いずれも、2001年再生可能エネルギー年報による）。

〈発電では、ゴミ堆積場回収ガスが中心〉

前述した連邦環境省の報告書では、バイオマス発電の発電容量は現在、35万kWあると推定されている。バイオマス発電の約3分の2は、ゴミ堆積場で回収されたガスを燃料としたもので、約250のゴミ堆積場に回収ガスを利用した発電施設が設置されている。ただし、生ゴミなど生活系廃棄物が2005年から前処理なしに埋設処分することができなくなるので、

Report 6

生活系廃棄物がゴミ堆積場で処分されずに、直接焼却処分される割合が多くなることも心配される。実際、ベルリン市は現在バイオガス利用を目的に生ゴミを分別回収して埋設処分しているが、前処理によって埋設処分がコスト高となることから、生ゴミの分別を止めて生活系廃棄物を一括して焼却処分することを検討している。

〈再生可能エネルギー法が普及を促進〉

次に多いのは木屑や廃材を利用した発電で、バイオマス発電の20%超を占める。現在80ほどの新設計画があり、今後さらに発電容量は50万から70万kW増える見込みである。また、この分野ではこれまで熱利用を目的としていた施設をコージェネレーション化する傾向も見られる。木屑や廃材を利用した発電施設の建設が増加しているのは、再生可能エネルギーとそれに付属するバイオマス令によってバイオマス発電による電力の買取り料金が約50%引き上げられたのと、買取り対象施設の発電容量が500kWから2万kWに引き上げられたからである。バイオマス発電は石炭など化石燃料発電に比べてまだ割高だが、発電施設を大型化することで発電コストを下げるのが可能なので、再生可能エネルギー法によってこの分野での発電の魅力が増大している。

さらに、農業廃棄物や畜産廃棄物からのバイオガス発電（約8%）、污水处理施設の汚泥から回収したガスを利用した発電（約4%）もあるが、これらの分野では小型施設が中心で、個人利用が多い状況である。バイオディーゼルでは、連邦議会議事堂などでコージェネレーション化された施設が見られるが、バイオディーゼルの発電に利用したものはまだごくわずかである（0.3%）。

〈技術開発が期待されるバイオマス・コージェネレーション〉

バイオマスを利用したコージェネレーションをさらに普及させるには、技術開発が不可欠となっている。たとえばコージェネレーションでは蒸気エンジンなどが利用されているが、蒸気回路がコスト高の要因となって中々普及しない状況となっている。この分野で現在技術的に注目されているのは、ORC（Organic Rankine Cycle）タービンとバイオマスのガス化装置を組み合わせたシステムである。すでに、ザクセン州フライベルク（1,000kW）やブランデンブルク州フェッチャウ（2,500kW）、ノルトライン・ヴェストファーレン州オーバーハウゼン（2,500kW）などでパイロットプラントが設置されている。

〈バイオマス発電の採算性について〉

バイオマス発電の発電コストは燃料費と施設の規模に大きく左右される。2002年時点での再生可能エネルギー法に準じた電力の買取り最低料金は

- ・500kWまでの施設：10.1セント/kWh（約12円）
- ・500kW～5,000kWまでの施設：9.1セント/kWh（約11円）
- ・5,000kW～2万kWまでの施設：8.6セント/kWh（約10円）

Report 6

であった。前述した連邦環境省の報告書によると、ガス状燃料を利用した施設であれば、上記最低買取り料金とほぼ同等レベルで発電できる模様である。ただし、固形燃料を利用する施設では、まだ廃材を利用する場合でしか最低買取り料金以下で発電することができない状況という。

以下の図7は、バイオガス発電施設の数推移を示している。

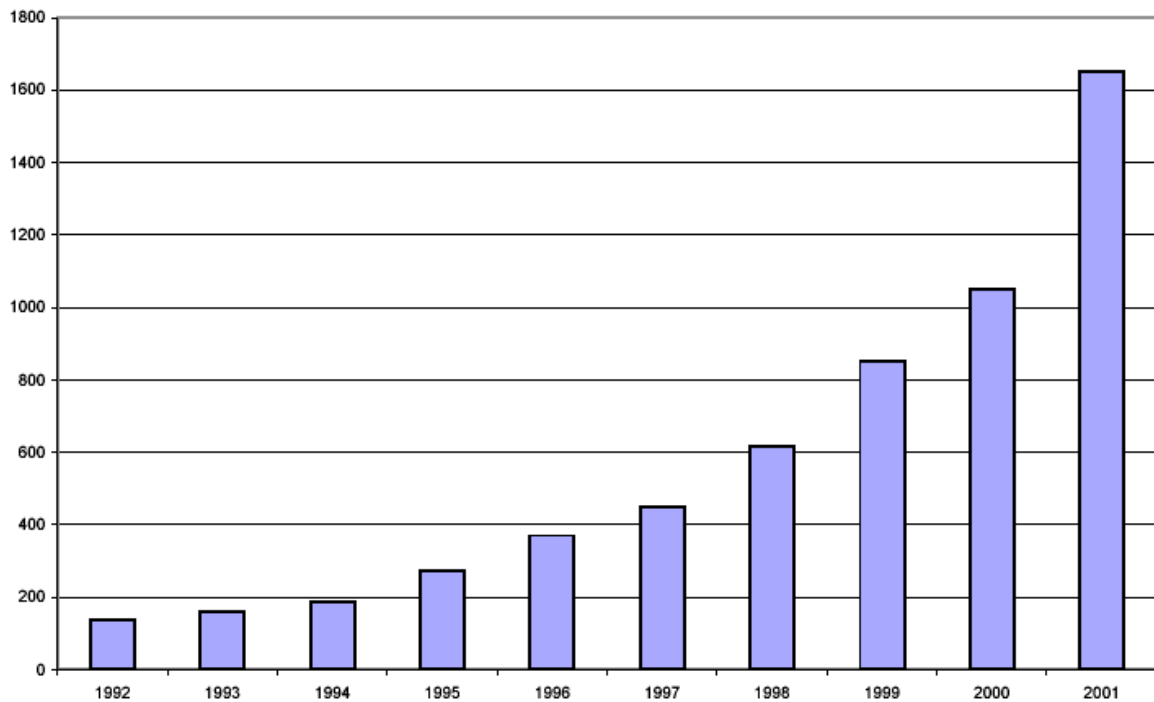


図7 バイオガス発電施設数の推移（出所：バイオガス協会。単位：カ所）

(d) 地熱エネルギー

ドイツではこれまで、地熱を熱供給源として利用する施設しか建設されておらず、米国や日本、イタリアなどに比べると、地熱の可能性が十分に利用されているとはいえない。しかしドイツ連邦議会内の将来技術評価事務室は、地熱には需要の600倍に上る電力をカバーする可能性がある、と推測する。ドイツで地熱発電がはじまっていない理由のひとつは、地熱発電の採算性がまだはっきりしないからである。

しかしながら、再生可能エネルギーによって発電される電力の最低買取り料金を規定する再生可能エネルギー法は地熱で発電される電力も対象としている。同法によると、1 kWh当たりの電力の最低買取り料金は、出力2万 kW以下の施設で8.95セント（約12円）、出力2万 kW超の施設で7.16セント（約9.6円）である。この再生可能エネルギー法がインセンティブとなって、2002年末から地熱発電施設の建設計画が具体的に動き出してきた。

ひとつは、ドイツ北東部メクレンブルク・フォアポンメルン州ノイシュタット・グレーヴェの施設である。同施設は95年4月に熱源供給施設としてすでに運転を開始していた。

Report 6

地下約 2,450 メートルの砂岩層から 100°C に近い熱水を汲み上げて、1,300 世帯と 20 企業に熱源を供給している。ベルリンの電力会社 Bewag 社は、2002 年秋からこの熱水を使って 200kW の発電用タービンを運転する計画である。もちろん、この熱水ではタービンを回転させることができないので、熱水を熱交換器によって約 30 度 C で沸騰するブタン、ペンタンなどを含む混合触媒に熱交換し、その蒸気でタービンを回転させる（カーリーナサイクル発電）。Bewag 社はこの施設で約 500 世帯に電気を供給できるものと期待している。

また、ドイツ南西部ラインラント・プファルツ州オッフエンバッハでも 2002 年 12 月に、地下 2,500 メートルにある 150 度 C の熱水を利用してカーリーナサイクル発電を行うプロジェクトの定礎式が行われた。ここでは、出力 4,800kW の施設が 2004 年末までに建設される予定である。

さらに、ドイツ南部バーデン・ヴュルテンベルク州のバート・ウラッハとビュールでは、地下の高温岩体に割れ目を入れて人工的に熱水溜りを発生させ、その熱水を ORC (Organic Rankine Cycle) プロセスによって低温で沸騰する有機触媒に熱交換し、その蒸気でタービンを回転させる。ここでは、出力 3,000kW の施設と出力 5,000~1 万 kW の施設が計画されている。なお、欧州初の高温岩体発電パイロットプラントは独仏共同でフランスのアルザス地方ソウルツで建設された。

地熱発電では、坑井採掘経費が高いことも採算性が疑問視される原因となっている。そのため、ベルリン北部のグロス・シェーネベックでは、天然ガス採掘調査のために掘られた既設坑井を再生できないか、調査がはじまっている。坑井はすでに地下約 4,000 メートルにまで達しており、地下では 150 度 C の熱水を得ることが可能だと見込まれている。ここでは、この種の既設坑井を地熱発電に利用するための技術を標準化することを目的として、調査と技術開発が行われている。

なお地熱発電ではないが、地下層を熱の貯蔵層に利用する代表例として、ドイツの国会議事堂を挙げることができる。国会議事堂は旧帝国議会の建物を改築したものだが、ここではコージェネレーション・システムの燃料としてバイオディーゼル油が使用されている。地下に設置されたシステムの出力は電力 1,600kW、熱量 1,800kW である。システムから発生する熱は暖房用に使われるが、夏など暖房が必要ないときは熱水を地下 300 メートルの自然塩水層に送って貯蔵し、冬にポンプで吸水する。また、冬季に冷たい外気から得られる冷熱は地下 50 メートルの淡水層に貯蔵され、夏になると冷房用として使用される。

(e) 水力エネルギー

ドイツ電気事業連合会 (VDEW) のデータによると、2001 年に水力発電された電力は 198 億 kWh で、国内電力消費の約 4.4% を占めた。これは、再生可能エネルギーで発電された電力の半分超に相当する。つまり、ドイツにおいては水力エネルギーが再生可能エネルギーの中で最も重要なエネルギーだということである。ただし、風力発電が急速に普及してきていることから、水力エネルギーが近い将来再生可能エネルギー第 1 位の座を風力エネルギー

Report 6

ギーに引渡すことになるのは、間違いない見込みである。

〈中小型発電施設が中心〉

ドイツでは現在、6,000 基弱の水力発電施設が稼働している。そのうちの 90%超は出力 1,000kW未満の中小型施設で、自然の水流をそのまま利用して発電を行う流れ込み式水力発電設備である。これらの施設は個人で運転されている場合が多い。残りの大型施設⁴⁴は主として大手電力会社によって運転されているもので、ダム式発電設備や揚水式発電設備である。ただ発電量で見ると、出力 1,000kW以上の大型発電施設だけで水力発電量の 90%超を占める。

大手電力会社によって運転されている大型発電施設の数、90年代ほとんど大きな変化を示していない。それに対して、中小型発電施設では再生可能エネルギーによって発電された電力の買取り義務と最低買取り料金を規制したエネルギー購入法（91年1月施行）のおかげで施設数が大幅に増加した。法律が出力 5,000kW 未満の水力発電設備を電力の買取り対象としたためである。特に個人運転の中小型発電施設の増加が著しく、90年の 3,700基から 99年には 5,000基に増加した。また統一直後には、旧東独で長期間運転されていなかった廃中小施設が修理されて、運転を再開しているケースが多く見られた。

この状況は、エネルギー購入法の後継法である再生可能エネルギー法の施行後（2000年4月）も変わっていない。新しい発電施設の建設は進んでおらず、中小施設の廃設備の再生や改造による効率アップなどが目立っている。そのため、業界では今後 10年から 15年の間、水力発電の容量の伸びは年間 2万から 2万 5,000kW 程度に止まるものと予想している。

なお、現行の再生可能エネルギー法によると、水力発電された電力の最低買取り料金（1 kWh 当たり）は

- ・出力 500kW 未満の施設の場合、7.6 セント（約 10 円）
- ・出力 500kW～5,000kW 未満の施設の場合、6.65 セント（約 9 円）

である。水力エネルギーでは他の再生可能エネルギーと異なり、電力買取り料金は累減制ではなく、固定制となっている。

〈コスト高の中小型発電施設〉

中小型発電施設の場合、生態系への影響が少ないという利点があるが、コストが高いという欠点がある。連邦環境省の資料によると、新しい施設を建設する場合、出力 100kW 未満の施設で 1kW 当たりの初期投資額は 7,500～1万 2,500 ユーロ（約 95万～160万円）となる。それに対し、出力 1,000～1万 kW の施設の 1kW 当たりの初期投資額は 4,000～4,500 ユーロ（約 50万～57万円）である。中小施設のほうが、2～3倍高い勘定となる。

⁴⁴ ドイツでは、出力 1,000kWから大型施設と見なす。

Report 6

廃設備の再生や既設設備の改造では、出力 100kW 未満の施設で 1kW 当たりの修理・改造費は 2,000～1 万ユーロ（約 50 万～127 万円に）である。それに対して、出力 1,000～1 万 kW の設備の場合、1,000～1,500 ユーロ（約 13 万～19 万円）となる。

こういうコスト上の問題が、廃設備の再生や既設設備の改造による効率アップが優先される理由のひとつとなっている。さらに、水力発電施設の建設に関して法的に厳しい規制があることも、大型施設の新設が敬遠される理由のひとつとなっている。

〈環境に調和した発電施設の設置〉

なお水力発電施設の建設に関しては、連邦環境省の下部組織である連邦環境庁が現行の法的規制を考慮して、以下を勧告している。

- ① すでにダムでせき止められている河川で二次利用する場合は、中小型施設ではなく、大型施設を優先させる
- ② 自然状態に近い河川や、再自然化が計画されている河川では、水力発電を行わないようにする
- ③ すでに堰きのある位置で小型施設を新設ないし再運転する場合は、生態系を改善する措置を講じる
- ④ 廃設備の再生や水利権の更新では、河川保全を強化するための義務事項を規定する（魚が上流に上ることのできる可能性の確保、最低流量の確保など）
- ⑤ 設備を新設する場合、堰き止めの設置を避けて、河川の水流の特徴を変えないようにする
- ⑥ 1,000kW 未満の中小型施設を経済的に運転できる立地候補地のマップ作りを進める

以上からわかるように、基本的には水力発電施設を環境に調和させて設置することが考慮されている。

（f）燃料電池

燃料電池の開発はエネルギー業界のトレンドになっている、といっても過言ではない。ドイツ電気事業連合会（VDEW）内の専門団体 HEA とコンサルティング会社アーサー・D・リトルが 2003 年春に共同で実施したアンケートによると、電気配給事業者の 65%が燃料電池関連の開発プロジェクトに参加したと回答した。特に家庭用燃料電池への関心が高く、55%超の電気配給事業者は、家庭用電力・熱供給源として燃料電池が将来大きな意味を持つようになる、としている。前述のアンケート調査をまとめた調査は、2010 年には約 85 万基の家庭用燃料電池システムが設置されているだろう、と予測する。これは、ドイツの世帯全体の 5%に相当する。

ドイツの電力業界で燃料電池に対する関心が高まっている一つの理由は、既存発電所（原発を除く）の多くが 2010 年から 2015 年の間に寿命に達するので、電力業界各社はその時

Report 6

期に向けてこれまでどおり大型発電施設に投資するのか、分散型発電施設に転換するのかの選択を迫られているからである。分散型発電施設の一つの選択肢として、燃料電池がある。

すでに発電施設への再投資問題では、政府と電力業界の間でこれまでどおり石炭型火力発電とするのか、成長著しい風力発電など分散型発電を優遇するのかの議論が展開されている。この問題では政府内でも意見が一致しておらず、経済を優先させる経済省は火力発電を優遇し、環境保全を優先させる環境省は風力を優先させるなど、両省でかなりの温度差がある。

〈市場導入に遅れ〉

しかしながら、燃料電池の開発は順調に進んでいるわけではない。HEA は、燃料電池の市場導入は計画より約5年遅れている、とした。その要因としては、価格が高いばかりでなく、技術上の問題もある。特に、システムの安定性の問題と効率をいかに上げるかの問題である。

さらに、燃料電池の運転ではメンテナンスも重要な要素となるので、メーカーと地元メンテナンス業者が提携してサービス網が確立されなければならない。燃料電池は公共系統に接続されるので、たくさんの小型発電設備から電力が供給されて供給過剰状態になった場合にどうするかなど、送電上の問題も解決する必要がある。

〈家庭用は SOFC か PEFC〉

ベルリン郊外の一戸建て住宅（4人家族）で2003年8月末から燃料電池のフィールド試験がはじまっている。これは、スイスのズルツァー・ヘクシス社の固体電解質型燃料電池（SOFC、最大電力出力1kW、最大熱出力2.5kW）を使ったシステムで、ベルリンのガス配給会社 GASAG が中心になって実施されている。燃料電池は寿命が短いほか、オン/オフ切換えの繰り返しによって性能が低下するという弱点がある。フィールド試験は3年間続けられるが、日常生活で実際に使用することでこれらの弱点によって発生する問題を把握するとともに、発生した問題を除去する手段を探ることを目的とする。ズルツァー・ヘクシス社の燃料電池はすでに70基程度稼働している。同社の燃料電池はベルリンに新設されたノルトライン・ヴェストファーレン州代表部の建物に設置される計画があるなど、全体で150基がフィールド試験用に設置される計画である。

家庭用では、固体高分子型燃料電池（PEFC）のフィールド試験も盛んである。ドイツの暖房器メーカー、ファイラント社が米国プラグ・パワー社と共同開発したシステム（最大電力出力4kW、最大熱出力9kW）で、すでに10数基が稼働している。

家庭用燃料電池では固体電解質型（SOFC）と固体高分子型（PEFC）が主流だが、エネルギーを専門とするデュイスブルク・エッセン大学のハインツェル教授によると、どちらにより大きな市場チャンスがあるかはまだわからない状態だ、という。

Report 6

〈業務用は MCFC〉

それに対し、電力出力が 200kW~300kW の業務用中型機では溶融電解質型燃料電池 (MCFC) がリードしている。ダイムラー・クライスラー社の子会社 MTU 社製の MCFC システムはすでに 10 基がフィールド試験中で、MTU 社は 2006 年から商用生産を開始したいとしている。MTU 社は 2003 年 7 月に、商用生産に向けて電力大手 RWE の子会社 RWE 燃料電池社とともに MTU CFC Solutions 社を設立した。MTU 側の技術ノウハウと RWE 側の販売網を結び付けて、燃料電池ビジネスを展開する計画である。

〈電力会社がガス事業に進出〉

電力供給会社は将来、家庭向けに燃料電池の設置、ファイナンス、メンテナンスなどを総合的にサービスすることを考えており、すでに燃料電池の開発でメーカーやガス供給会社、エネルギー・コンサルティング会社などと積極的に協力している。また、電力大手の RWE 社や E. on 社はガス供給会社を吸収・合併してガス事業に進出して、エネルギー総合企業に成長しようとしている。

〈技術開発は産学提携で〉

燃料電池が実用化されるには、低コスト化される必要がある。そのためには、需要が増加することが望まれるが、技術開発が重要であるのはいうまでもない。燃料電池の開発ではたくさんの分野が関連することから、これらを結束させて燃料電池技術開発の活動を効率よくするため、ドイツでは関連企業や大学、大学外の研究機関が地域レベルのネットワークの形で協力しているケースが見られる。

たとえば、ドイツ西部のノルトライン・ヴェストファーレン州の燃料電池ネットワークにはドイツの重要な研究開発機関のひとつであるユーリヒ研究センター内にあるエネルギー技術材料プロセス研究所が中心となって 120 の企業、研究機関が参加している。ネットワークではすでに、ノルトライン・ヴェストファーレン州で 20 超の共同プロジェクトが実施されており、プロジェクトの予算総額は 4,500 万ユーロ超 (約 56 億円に相当) に上る。技術開発をネットワークで行うのは、共同プロジェクトの実施とネットワーク内での技術開発によって得られた知見の開示によって技術移転が促進されるからである。

燃料電池の技術開発ネットワークは、ドイツ南西のバーデン・ヴュルテンベルク州にも見られ、同ネットワークには MVV エネルギー社などの燃料電池ベンチャー企業や電力大手の EnBW 社、ダイムラー・クライスラー社などの大企業が参加するほか、カールスルーエ大、マックスプランク研究所、フラウンホファー研究所などドイツの研究開発の中心的な機関も参加している。

(3) グリーン電力の状況

(a) グリーン電力

ドイツ電気事業連合会 (VDEW) が行った調査によると、再生可能エネルギーで発電されたグリーン電力を供給してもらっているドイツの一般家庭は全体で約 30 万世帯で、150 世帯に 1 世帯の割合にしかない。応用社会科学研究所 (INFAS) が行ったアンケート調査では、回答者の約 60% が 15% 程度の割高であればグリーン電力を購入してもよいと答えていただけない、実際に決定する段になると、安い電力料金が優先されている実態が伺える。

現在、電力料金は契約条件次第でかなり異なってくる。あえて一般電力とグリーン電力の年間料金で一番安いものを比較すると、グリーン電力は 1 人世帯 (年 1,500kWh 使用) で約 8% 高く、3 人から 4 人世帯 (年間 4,000kWh 使用) で 11% 割高となる (www.stromtip.de による)。

〈電力供給会社を変更しない消費者〉

ドイツの電力市場は 98 年 4 月から自由化され、現在約 200 種の料金体系がある。しかしながら、一般家庭で電力供給者を変更したのは全体で 4% 程度。同じ供給者内で安い料金体系に変わっている場合が多い。つまり、新規参入者は一般家庭に入り込めていない状況である。消費者が電力供給者に解約を通知すると、その電力供給者から格別安い特別条件が提示されることがまれではないからである。それでも解約すると、旧電力供給者からいろいろいな形でいやがらせをされるケースもあったという。

消費者心理としては、電力供給者を変えて安定供給してもらえるのか、使用電力の読み取りはどうなるのかなど、いろいろな不安要素が電力供給者の変更を躊躇させる要因となっている。

〈不透明な発電源〉

新規参入者にとっては、電線使用料が割高なのも顧客獲得で不利な条件となっている。電力料金から電線使用料と電力料金にかかる税金を差し引くと、新規参入者に残された余地は、料金全体の 20% 程度にしかないからである。

さらに、供給される電力の発電源が消費者にわからないという点も新規参入者に不利になっている。電力供給者を変えようが、消費者には料金の支払先が変わる以外、実態としてそれほど大きな変化が感じられないからである。

この点は、特にグリーン電力にとって不利になっている。グリーン電力といっても、本来にグリーン電力の割合が増加しているのか、割高の料金の一部が再生可能エネルギーの普及に役立てられているのか、消費者には不透明な点が多いのも事実である。

〈民間ベースのグリーン電力認証制度〉

こういう消費者の不安を解消するひとつの策は、グリーン電力の品質を保証することで

Report 6

ある。ドイツでは現在、民間ベースでグリーン電力の品質保証ラベルが発行されている。各種機器の安全検査を行う技術監査協会（TÜV）の「TÜV ラベル」、環境団体や平和団体、消費者団体が設立した「グリーン電力ラベル」、環境シンクタンクのエコ研究所と環境団体、消費者団体が設立したエネルギービジョンの「ok パワー・ラベル」がある。その他、商品の品質情報を提供している商品テスト協会もグリーン電力商品の品質を評価している。

ただし、これらのラベルでは評価基準が統一されていないほか、まだ一般的な知名度に欠けるという問題を抱えている。

〈グリーン電力は環境税の課税対象〉

また、グリーン電力が環境税の課税対象となるのは、消費者には理解しにくい問題でもある。グリーン電力から得られた環境税税収は、基本的に再生可能エネルギー施設の設置を促進する再生可能エネルギー利用促進事業の財源となる。しかしながら、財政難から必ずしも政府の公言どおりになっていないのも事実である⁴⁵。

それに対し、隣国のオランダでは電力の一部自由化に伴ってグリーン電力に対する環境税課税が廃止された。それによって、グリーン電力市場が7ヵ月間で40%成長し、一般家庭の15%がグリーン電力を選択した、という。ただオランダの場合、一般電力はまだ一般家庭に自由化されておらず、グリーン電力だけが一般家庭に自由化されたという特別の事情がある。そのため、グリーン電力供給者間で過激な価格競争が行われた。それに環境税の免除も加わって、グリーン電力によっては一般電力より安いものも登場しているという背景があることを考慮しなければならない。

〈重要な自治体の取り組み〉

これらグリーン電力を巡る周辺環境からして、ドイツでは自治体などのグリーン電力を普及させる取り組みが非常に重要なものとなっている。たとえば、ハイデルベルク市は環境教育の効果も考慮して幼稚園と学校向けにはグリーン電力しか供給していない。それによって同市の公共施設全体にグリーン電力が占める割合は25%にまで達するようになった、という。

（b）再生可能エネルギー供給会社

グリーン電力を供給する事業者は50社ほどあり、大手電力会社もほとんどがグリーン電力商品を販売している。

特定地域を主体に電力供給している都市・地域配電事業者は主に地元だけを対象にグリーン電力を供給している場合が多い。その中でも、全国でグリーン電力商品の販売している事業者もいくつかある。

⁴⁵ 1 - (3) - (b) 参照。

Report 6

グリーン電力だけを供給する事業者はまだ少数派で、全国を舞台に販売活動を行なっている場合が多い。その中には、Grüner Strom 社や Naturstrom 社などすでに株式市場に上場している事業者も登場している。

電力源でいうと、大手事業者が水力を中心にそれを風力などで補っている。都市・地域事業者になるほど、風力とバイオマスへの依存度が高くなっている。さらに、再生可能エネルギーとコジェネレーション・システムを組み合わせた電力商品も多く、そのほうが割安となっている。ただこの場合、再生可能エネルギー電力が最低 50%含まれているのが普通である。

グリーン電力だけを供給する会社では、Natur Energieが顧客数 14 万 2,000 世帯⁴⁶と業界トップだが、同社の場合、発電所と送電施設運転者によって共同設立されたという利点がある。まったく新規参入者ではGreenpeace energyの 7,200 世帯⁴⁷、Naturstromの 4,000 世帯が上位で、新規参入者は苦戦している。

⁴⁶ 99 年末のデータ。

⁴⁷ 2000 年 2 月中旬までの数値。なお、同社はグリーンピースによって設立され、2000 年 1 月 1 日に業務を開始した。

3. 地域活性化の状況

(1) 再生可能エネルギーの利用と地域の活性化

ドイツ政府は再生可能エネルギーを振興することで、農業中心の地方経済の活性化を目指している。地域条件にマッチさせながら風力発電や太陽光発電、バイオマス発電を組み合わせることで、農業以外にそれほど産業のない地域に新しい収入源を確立させる意向である。そのため、政府は地方での再生可能エネルギーの利用に関して、自治体や農業団体と密接に協力するよう心掛けている。

たとえば、2002年8月上旬に稼働したドイツ北西部ニーダザクセン州のビモルトンの風力発電パークは、土地所有者と設計者、地元住民による市民共同発電所で、発電によって得られた売電利益は地元住民に収入として入るとともに、その収入から自治体に税金がもたらされる。さらに、施設のメンテナンスなどのサービス業が地元地域に誕生することも期待されている。

また、ドイツ南東部に位置するフライブルク市⁴⁸のように、太陽光発電施設を中心としたエコタウン構想を実現して、これら環境関連施設を観光資源として利用している自治体もある。

前述したように、再生可能エネルギーの普及によって、風力発電関連産業に約3万人の雇用が創出されたのをはじめとして、建設や機械、農林業、研究開発などの関連業界で、すでに12万人が従事している。これは、新しい技術によって新しい産業が生まれ、それによって産業構造が変化してきていることを示している。

(2) ケーススタディ

以下では、再生可能エネルギーによって地域のインフラを整備するとともに、それによって地域経済を活性化している例を紹介する。以下に挙げたものは、エネルギー関係の情報提供機関であるBINEに推薦してもらった。

①都市集中エネルギー構想、テューリンゲン州ペースネック：

ペースネックは人口1万6,000人の町で、世帯数は約7,700、建物の数は約2,200である。ペースネックでは93年に、二酸化炭素排出量を32%減少させると同時に、再生可能エネルギーによるエネルギー供給を最高25%にまで引き上げることを目的に、都市集中エネルギー構想のモデルプロジェクトが開始された。

プロジェクトは老朽化した住宅の修復など都市の再開発も含めて総合的に実施されるが、その中で再生可能エネルギーに関するものは以下のとおりである。

プロジェクトの中心は、コジェネレーション・システムが導入されることである。特に、バイオマスによって暖房熱源が供給される。これまでの予測では、2010年までにエネルギー需要の17%が再生可能エネルギーによって供給されるようになる模様だが、そ

⁴⁸ 市長は緑の党。

の80%がバイオマスによって供給される。

95年12月に運転を開始した東ペースネックのコージェネレーション・システム（2 x 736 kW（発電）と2 x 995 kW（熱））では、バイオガスが供給されるようになるまで、技術的な変更なしに天然ガスでも運転できる構造となっている。

バイオガスを発生させる装置は、近郊の農家や一般家庭から排出された生ゴミなどの有機廃物（年約10万トン）を使用して年間約270万Nm³のメタンガスを発生させる。その他、風力発電機が1基建設される。

なお、プロジェクトには全体で約2億5,000万マルク（約125億円）が投資される予定である。

②地域集中エネルギー構想、メクレンブルク・フォアポンメルン州リュウゲン島：

ドイツ北東に位置するリュウゲン島では、91年に郡議会で環境や観光、農業、交通、エネルギー消費など島全体に関する構造改革構想が決定されたが、それに基づいて、地域集中エネルギー構想が作成された。エネルギー構想は島の全エネルギー供給の20から24%を再生可能エネルギーで賄うことができるとしており、その中心として風力とバイオマス／ガスを選択した。

a) 風力：

リュウゲン島は北ドイツでも風の強い地域のひとつで、風力を利用するには十分な可能性を備えている。ドイツ統一から92年末までに15基の風力発電機が完成しており、その発電出力は2,800kWにまで達した。特に、島の南部と西部の沿岸沿いや北部のシャプローデ、ヴィットウ、グローサー・ヤスムント地区は風の強い地域で、島全体の40%で風力発電を行なうことができると見られる。これらの可能性を十分に活用すると、年間で2億kWhの電力を風力発電で実現できるものと予想される。2005年の電力需要は3億kWh超になると推定されており、風力発電だけで電力需要の約70%をカバーできる計算となる。

b) バイオマス、バイオガス：

わらとバイオガスを燃焼させることによって、年間6億kWh超のエネルギーを発生させることができる。

ただし、バイオマスが各地区に散在していること、ごみの量が少なくなる傾向にあることから、いくつかのエネルギー源を組み合わせる必要がある。発電所を改造するに当たって、たとえばわらと汚泥ガスをベースとしたコージェネレーション・システムを組み合わせることが計画されている。また、パステイツに建設されたバイオガス施設（年間9万トンのバイオマスを使用）は魚加工工場で発生する廃棄物からバイオガスを発生させるほか、周辺にはその他にもじゃがいも加工工場や鰻の養殖場、肉加工工場などがあることから、これらの工場から年間約9万9,000トンのバイオマスも入手できるものと見られる。

Report 6

さらに、ベルゲンの下水処理場では下水スラジから年間 850 万 kWh 分の燃料を獲得できるほか、ヤスメントやギングスト地区では有機廃物の再利用施設が建設される予定である。

③ペルヴォルム島の太陽光・風力ハイブリッド発電：

ペルヴォルム島（シュレスヴィヒ・ホルシュタイン州）は北海沿岸の干潟に位置する。島の大きさは約 37 平方キロメートル、住民数 1,150 人で、島の産業は農漁業と観光が中心となっている。

82 年まで電力供給と給水は大陸側から電線と配管で行なわれていたが、83 年に連邦研究技術省とシュレスヴィヒ・ホルシュタイン州、EC の補助（当時としては最大級）で保養センター用に 300kW の太陽光発電施設が建設された。その後、同発電所には 89 年に 33kW の風力発電機 3 基が設置された。さらに、92 年夏には太陽光発電を 600kW に、風力発電を 400kW にパワーアップして、1,000kW のハイブリッド発電所となり、地元の電力会社 Schleswag に売電している。

83 年に設置された太陽光発電システムには 6,000Ah のバッテリー（半分はバッファ・バッテリーとして）が設けてあり、保養センターの電力需要がシステムからの供給量を上回ると、不足分はバッファ・バッテリーから電力が供給される。2つのバッテリーは常にフルに充電されており、システムからの電力供給が過剰となると、余剰電力は公共電力系統に逆潮流される。

おわりに

すでに述べたように、再生可能エネルギーによって発電された電力が電力消費全体に占める割合は、約 8% となった。これは、再生可能エネルギーによって発電された電力の買い取り制度など再生可能エネルギー支援策によるところが大きい。これらの支援策はすでに定着しているが、この割合をさらに引き上げるためには、これまでの政策をより効果的にする必要がある。さらに、技術開発で低コスト化を推進することも重要となる。

これまで実施された再生可能エネルギー支援策によって、再生可能エネルギーを巡る周辺環境が変化してきているのも事実で、その変化に応じてこれまでの支援策をより最適化することが今後の重要な課題となる。その現れのひとつとして、再生可能エネルギー法の改正が考えられている。

しかしながら、再生可能エネルギーが政府の振興政策によって厚く保護されていることから、再生可能エネルギーに対する助成に反発がないわけではない。ドイツは長年に渡って石炭補助制度によって石炭産業を支えているが、クレメント連邦経済労働相（SPD）⁴⁹は再生可能エネルギーに対する助成を削減すべきだとして、再生可能エネルギー支援に積極

⁴⁹ 98 年秋までドイツ石炭産業の中心ノルトライン・ヴェストファーレン州の州首相を務めていた。

Report 6

的なトリティン連邦環境相（緑の党）と対立している⁵⁰。クレメント大臣は再生可能エネルギー支援策によって産業界が多大な負担を負っているため再生可能エネルギーに対する助成を削減すべきだとし、電力業界は今後も石炭を優先すべきだとの立場である。

電力業界は発電施設の老朽化から発電施設を中期的に更新しなければならず、現在すでに投資計画を立案しなければならない時期にきている。そのためには、将来のエネルギー源の中心が石炭のままとなるのか、再生可能エネルギーとなるのか、将来のエネルギー政策が重要なポイントとなる。ドイツ政府は将来のエネルギー政策を早急に確定するために、シュレーダー首相が中心になって電力業界と協議を開始したところである。

電力業界は従来の石炭型火力発電を優先させたい意向だが、再生可能エネルギーによって誕生した新興産業側は再生可能エネルギーを優先させるべきだとする。さらに、政界でも保守政党や政権政党の社民党右派は石炭を優先させ、社民党左派と緑の党は再生可能エネルギーを優先させるなど、経済界と政界でともに意見が二分する状況である。

ただし、再生可能エネルギーの成長は98年秋から国政を担当する社民党と緑の党の重要な成果のひとつである。その意味で、石炭派と再生可能エネルギー派はどこかで妥協点を探らざるを得ないと見られる。

いずれにせよ、ドイツは風力発電を中心とした再生可能エネルギーの普及で世界でも稀に見る成功をおさめており、再生可能エネルギーの普及とともにドイツにおける今後の再生可能エネルギー支援策がどのように変化していくのか、注目していく必要がある。また、再生可能エネルギーによって生まれた新興産業が地域の産業構造の改革にどの程度の効果をもたらすかなど、再生可能エネルギーの経済効果にも目を向けて観察していくべきだと思われる。

さらに技術面でも、燃料電池の商用化が間近になっているほか、オフショア風力発電の技術開発が今後の風力発電の拡大で重要なキーポイントになっているので、これらの点についてもドイツの動きを観察していかなければならない。

(橋口昌道)

⁵⁰ 98年秋に誕生した第2次シュレーダー政権では、エネルギー政策は連邦経済労働省の管轄となっているが、再生可能エネルギーは連邦経済労働省ではなく、連邦環境省の管轄となった。

参考資料)

レポートの作成に際して主に参考にした資料は、以下のとおりである。なお、新聞雑誌記事や関連省庁のプレスリリースは多数になるので、列挙しなかった。

- = Jahrbuch erneuerbare Energien 2001, 02/03
- = Entwicklung der Erneuerbaren Energien – Akuteller Sachstand –
- = Entwicklung der Erneuerbaren Energien, Stand: August 2002
- = EEG und Biomasseverordnung auf Erfolgskurs
- = Neuer Forschungsschwerpunkt zu Erneuerbaren Energien
- = Markt- und Kostenentwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse
- = Eckpunkte zur Novellierung des Gesetzes für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG)
- = Aktuelle Daten zur Nutzung erneuerbarer Energien
- = Kompetenznetze.de, Brennstoff
- = Koalitionsvertrag 2002-2006
- = Integriertes Energiekonzept der Stadt Pößneck, BINE Projekt Info-Service
- = Integriertes regionales Energiekonzept Insel Rügen, BINE Projekt Info-Service
- = Insel Pellworm - Energieversorgung mit Sonne und Wind, BINE Projekt Info-Service
- = Entwurf eines Gesetzes zur geordneten Beendigung der Kernenergieerzeugung zur gewerblichen Erzeugung von Elektrizität
- = Vereinbarung zum Atomausstieg
- = Liberalisierung
- = Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte – Erwartungen und erste Ergebnisse
- = Gesetz für die Einhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung