

10. ドイツの再生可能エネルギー拡大の長期シナリオ

本書はタイトルに示すように、データを元に電源構成の見直しについて考えよう、というものです。前章までに、個々の電力源に関するデータを紹介しましたが、それらを総括する趣旨で、本章ではドイツが検討している再生可能エネルギーに転換する長期シナリオを紹介します。

なお、ドイツのシナリオを真似ようということではありません。日本は独自のシナリオを作成し、それをもとに議論する必要があることを示すものです。

10.1 ドイツの長期エネルギー戦略

EU は 2011 年 3 月に、温室効果ガス排出量を 90 年比で 80～95%削減する長期目標の道筋を示す Energy Roadmap 2050 を公表しました。費用対効果を考慮して、目標を達成する方法を示すものです。

それに先立ち、ドイツ連邦政府は 2010 年 8 月に、2050 年までの長期エネルギー戦略(Energy Concept)を定めています。下記の英語版を参照していますが、タイトルに環境的に健全で、信頼性があり、手頃な価格で入手できるエネルギーの供給、と記されていることに注目すべきです。

Energy Concept

for an Environmentally Sound, Reliable and Affordable Energy Supply,
28 September 2010

＜温暖化防止に係わる数値目標＞

温暖化防止に係わる数値目標は、次のように記載されています。

ドイツ連立与党の合意に沿って、温室効果ガス排出量は 2020 年までに 90 年比で 40%削減されることになっている。また、2009 年の G8 ラクイラ・サミットで、温室効果ガス排出量を 2050 年までに先進国全体で、少なくとも 80%を削減することに合意している。これを達成するには、温室効果ガスを 2030 年までに 55%、2040 年までに 70%、2050 年までに 80～95%削減する必要がある。

再生可能エネルギーは、2020 年までに最終エネルギー消費の 18%を占めるものとされる。その後、ドイツ政府は 2030 年までに 30%、2040 年までに 45%、2050 年までに 60%の比率とするよう努めることになる。

再生可能エネルギーから生産された電力は、2020 年までに総電力消費量の 35%を占めることになる。その後、2030 年までに 50%、2040 年までに 65%、2050 年までに 80%の比率とするよう努めることになる。

一次エネルギー消費は、2020 年までに 2008 年比で 20%、2050 年までに 50%低減される。このためには、エネルギー生産性を毎年 2.1%高めることが必要になる。

電力消費は、2020 年までに 2008 年比で 10%、2050 年までに 25%低減することになる。

エネルギー消費を低減する建物の改築は、年率で総建築ストックの 1%以下の現状から、年率 2%に倍増させることが必要になる。

運輸部門の最終エネルギー消費は、2020 年までに 2005 年比で 10%、2050 年までに 40%低減することになる。

表 10-1 には、上述を表記しました。

表 10-1 ドイツ長期エネルギー戦略の温暖化防止の数値目標

年	2020	2030	2040	2050	基準年
温室効果ガス削減	40%	55%	70%	80～95%	1990年
再生可能エネルギー比率	18%	30%	45%	60%	
再生可能エネルギーによる電力比率	35%	50%	65%	80%	
一次エネルギー消費低減	20%	2.1%/年		50%	2008年
電力消費低減	10%			25%	2008年
運輸部門最終エネルギー消費低減	10%			40%	2005年
エネルギー消費低減の建物改築	総建築ストックの2%/年				

<記載項目>

長期エネルギー戦略は、次の 9 項目に分けて記載されています。

- ・将来のエネルギー供給の礎としての再生可能エネルギー
- ・重要なファクターとしてのエネルギー効率

- ・原子力と化石燃料発電
- ・電力と再生可能エネルギーを統合する効率的な電力網
- ・建物のエネルギー効率向上とエネルギー効率の高い新規建物
- ・移動手段に関する挑戦
- ・技術革新と新技術に向けたエネルギー研究
- ・欧州と国際的関連でのエネルギー供給
- ・情報の透明性と受容性

エネルギー問題に関心を持っている方なら、項目のタイトルから、記載内容はある程度想像できると思います。

＜再生可能エネルギー＞

再生可能エネルギーの項では、先ずコスト効率について記載されています。2010年時点のデータと思われますが、再生可能エネルギーによる発電電力量全体の9%に過ぎない太陽光発電が、FITの賦課金全体の40%を占めていること例に、コスト効率を高める必要性が述べられています。

再生可能エネルギー拡大のために、洋上風力発電が必要とされ、2030年までに設備容量で25GWを設けるため、750億ユーロ（約10兆円）の投資が必要とされ、それを促進する措置を講じるとされています。

陸上風力発電は、短中期的に再生可能エネルギーを拡大する最も効果的な方法であり、そのための土地確保や既存設備の大容量化の更新を容易にする法的措置を行うとされます。

バイオエネルギーは、熱利用、発電、燃料など多様な利用形態が可能であり、メタンに転換すれば、既存の都市ガス網で利用できる。また、バイオマスはエネルギーの貯蔵性に優れており、風力や太陽光発電の変動を補う役割を果たすことができる。国内資源としては、有機残渣、廃棄物、農業副産物、木材などであり、エネルギー需要を補うために輸入も考慮している。食料や飼料生産との競合を最小化するバイオエネルギー生産を目指している、とされています。

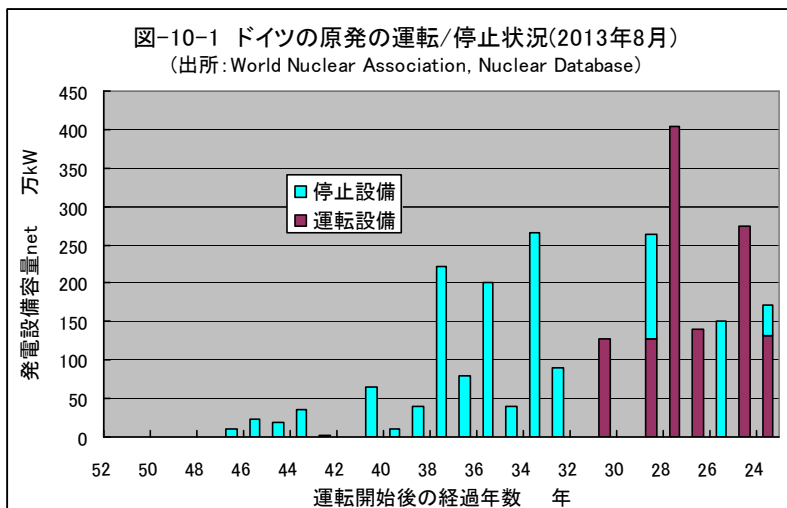
10.2 その後の関連法と原発

その後 2011 年夏に、長期エネルギー戦略で述べられている事項を促進するため、エネルギー関連法の改正が行われました。

原子力について長期エネルギー戦略では、再生可能エネルギーに移行するまでの期間、温暖化防止、電力の経済性と安定供給に貢献する橋渡し技術と位置付けられていました。

ドイツでは、以前から脱原発の世論はかなり大きく、2002 年には脱原発法が制定されました。一方、メルケル政権は 2010 年に原発の稼働年数を延長することを決めました。ところが、2011 年 3 月の福島第一原発の事故が起こり、脱原発の世論が高まったことを受け、2022 年までに段階的に原発を全廃すること決め、現在に至っています。

図 10-1 には、2013 年 8 月時点でのドイツの原発の運転と停止状況を示しました。原発の設備寿命は 40 年前後とされますから、2022 年までに原発を全廃することは、既存の原発を設備寿命よりも少しだけ早く廃止することになります。



10.3 長期エネルギー・シナリオ

長期エネルギー戦略で示された、温室効果ガスを 2050 年までに 80～95% 削減し、エネルギー供給を再生可能エネルギーに転換し、エネルギー効率を大幅に高める計画は、広範で挑戦的な変化です。長期エネルギー戦略の策定時には、その全容は把握されていません。そのため、目標を達成するためのシナリオが検討されており、本項以降は、それについて紹介します。

紹介する再生可能エネルギー拡大に関する長期シナリオは、ドイツ連邦環境省の委託により、ドイツ航空宇宙センター（DLR）、フラウンホーファー風力発電・エネルギーシステム研究所（IWES）、新エネルギーエンジニア事務所（IFNE）が検討したものです。以下の記述は、下記英語版の報告書サマリーに依っており、数値データなどについては必要に応じて、330 頁のドイツ語報告書本文を参照しています。

Long-term scenarios and strategies for the deployment of renewable energies in Germany in view of European and global developments,
Summary of the final report （以下、「シナリオ2011要約報告書」と略）
31 March 2012

<3種類のシナリオ>

シナリオ 2011 は、長期エネルギー戦略の目標を如何にして達成するかを示すもので、将来予測ではありません。また、経済性や政治的・社会的な現実性を考慮に入れたものと記されています。3種類のシナリオ 2011A、2011B、2011C が提供されており、運輸部門の将来像が異なっています。

シナリオ 2011A は、エネルギー需要と再生可能エネルギー拡大の変化に関し、3シナリオの中間に位置するものです。2050年には、電気自動車とプラグインハイブリッド車が 50%に達します。その他の自動車はバイオ燃料や水素燃料を使用し、残りは今より燃費が良い従来型自動車です。水の電気分解で製造する水素は、再生可能エネルギーやコジェネにより発電された余剰電力を貯蔵する手段となり、短時間で電力に再変換することに用いられます。2022年までに、原発を全廃することも考慮されています。

シナリオ 2011B は、エネルギー消費に関してはシナリオ A と同じ仮定に

基づいています。再生可能エネルギーにより生産された水素が、メタンに合成される点がシナリオ A と異なります。メタンにすることで、新たな設備投資なしに、既存の都市ガス網に投入して貯蔵、輸送することができます。メタンは、運輸部門のガス燃料自動車や、コジェネの燃料に使用されます。また、発電設備で電力に再変換することに用いられます。

シナリオ 2011C は、シナリオ A とは対照的に、電気自動車とプラグインハイブリッド車(電気駆動 80%)が 2050 年には全てを占めます。運輸部門では、水素やメタンは使用されません。運輸以外の部門でのエネルギー消費は、シナリオ A、B と同じです。水素は長期のエネルギー貯蔵と、限られた範囲でコジェネ燃料に使用され、短時間の電力変動対策として電力へ再変換することに用いられます。

<エネルギー需要>

このシナリオでは、将来のエネルギー消費や価格は、次のように想定されています。

シナリオにおけるエネルギー総需要は、長期エネルギー戦略と一致したのになっています。実質 GDP は、2050 年までに 2010 年の 1.4 倍以上に増大します。ドイツの人口は 2050 年までに 10%減少しますが、エネルギー需要に関係する旅客輸送キロ数や住居などの床面積は僅かながら増加します。一方、貨物輸送キロ数はかなり増加します。そのため、長期エネルギー戦略に示されるエネルギー消費の低減目標を達成するには、エネルギー生産性を大幅に高めることが必要になります。

<エネルギー価格>

シナリオにおける再生可能エネルギーの拡大とエネルギーの総供給コストは、将来の再生可能エネルギーのコスト動向、化石燃料価格の動向および CO2 排出枠価格の動向を基に検討されています。

化石燃料から再生可能エネルギーに転換する場合の経済性評価は、将来の化石燃料価格の上昇に大きく依存します。そのため、化石燃料価格の上昇は、価格パス A(大幅上昇)、価格パス B(中間)、価格パス C(低上昇) の 3 ケース

が想定されています。

図 10-2 は、原油価格の実績と価格パス A(Pfad A)と価格パス B(Pfad B)を示したもので、WEO 2010(IEA の World Energy Outlook 2010)の新政策シナリオと現状政策シナリオの想定値が併記されています。原油価格の実績値の推移は非常に不規則な変化をしており、将来予測の難しさを表しています。原油の価格パス A と B は、概ね WEO 2010 の想定に対応していることが分かります。

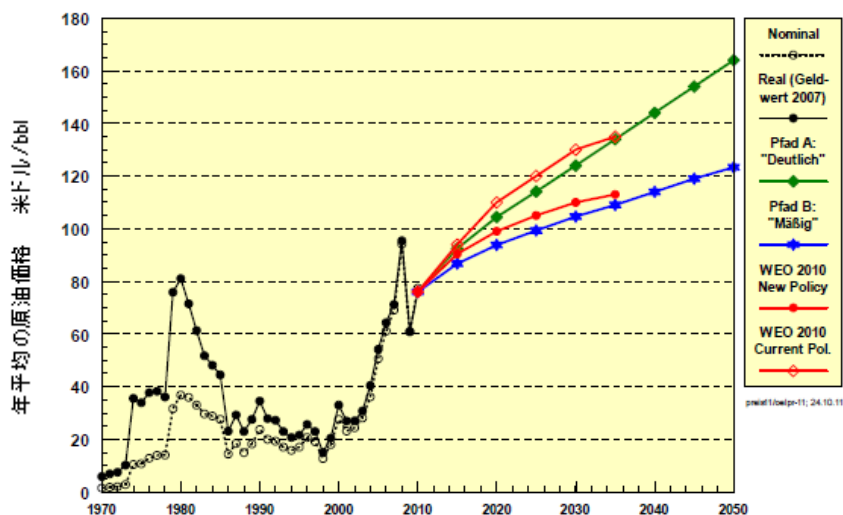


図10-2 原油価格の実績と将来価格の想定

出所:シナリオ2011本文報告書, 29 March 2012

図 10-3 は、ガスおよび石炭の実績と、価格パス A、B、C です。例えば、2010 年と 2050 年のガス価格の比率は、価格パス A、B、C で、各々 1.4 倍、1.8 倍、2.5 倍です。なお、長期エネルギー戦略は、最も価格上昇が低い価格パス C をほぼ反映したものとされます。

CO₂ 排出枠の価格は、温暖化防止の観点で化石燃料と再生可能エネルギーの公平な競争関係を描き出すために、2009 年のユーロ通貨価値基準で、2050

年までに価格パス A では 75 ユーロ/tCO₂、価格パス B では 57 ユーロ/tCO₂ に上昇すると想定されています。

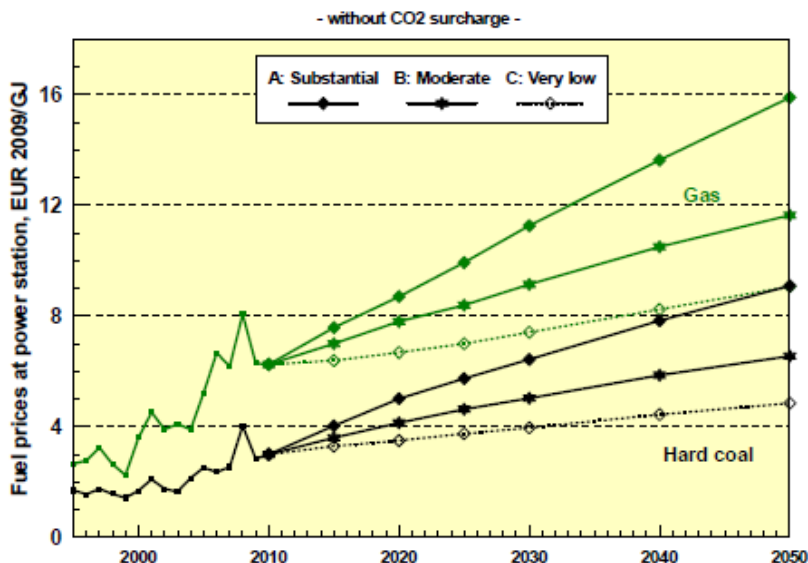


図10-3 ガスと石炭の将来価格の想定ケース

出所:シナリオ2011要約報告書, 31 March 2012

10.4 主要項目の将来動向

<電力消費>

シナリオ 2011 A で電力消費は、表 10-1 に示した長期エネルギー戦略の値に従い、2010 年の 5,160 億 kWh から 2050 年の 3,930 億 kWh に低下すると仮定されています。一方、GDP は 2000 年のユーロ基準で、2008 年の 22,740 億ユーロから 2050 年の 31,580 億ユーロに増加するため、GDP あたりの電力消費を 46% 低減することが必要になります。これは、年率で 1.5% の低減になります。2000 年から 2010 年の GDP あたりの電力消費の低減実績は、年率 0.5% に過ぎません。それを 1.5% にするには、輸送技術や社会構造などについて、大幅に効率を高めることが必要になります。

シナリオ 2011C では、電気自動車の役割が大きいため、より多くの電力を消費します。しかし、水素製造のための電力損失が少ないため、総電力消費量はシナリオ 2011A よりもかなり少なくなります。

<熱需要>

住宅暖房について面積あたりの熱需要は、2008 年の年間 147 kWh/m² から 2050 年の年間 63 kWh/m² へ、57%以上低減すると仮定されています。住宅の総床面積が34.6億m²から36.5億m²に増大することを許容すると、住宅暖房のエネルギー消費を 2050 年までに 850 PJ（注：PJ=10 の 15 乗ジュール）に低減することが必要です。これを達成するには、2050 年までにほとんど全ての住宅に野心的省エネ改修を行うことが必要になります。

熱の総最終エネルギー需要は、2050 年までに 45%低減することとされています。部門別では、業務部門が 65%、家庭部門が 47%、産業部門が 27%低減することになります。産業部門の低減が少ないのは、産業部門のプロセス加熱熱量は、暖房用熱量よりも削減の余地は少ないためです。

<輸送手段>

3 種類のシナリオでは、輸送で使用するエネルギーが異なっていることを前述しました。この違いは電力需要に直接関係し、供給インフラにも影響を与えます。何れのシナリオでも、電気自動車の普及には楽観的で、2050 年までに電気自動車とプラグインハイブリッド車が、少なくとも総走行キロ数の 50%に達すると仮定しています。

輸送用バイオ燃料の使用については、持続可能な資源から得られるバイオ燃料の長期的な供給限界と、特に貨物トラックなどを対象にバッテリー駆動自動車の走行距離限界をもとに検討されています。

旅客輸送では、輸送距離については僅かな変化しか仮定されていません。2030 年以降個人の自動車走行距離は減少し、航空輸送は 2030 年までかなり増加します。合計の旅客輸送距離数は 2050 年までに、2008 年の値から 6%減少します。

道路輸送は 2040 年までに、2008 年の値から 42%増加します。これは、

GDP の増加よりかなり大きな値です。鉄道輸送は、必要なインフラ投資が適切に行われれば、倍増することができます。

<コジェネ>

風力と太陽光発電の割合が増加するなかで、発電と地域熱供給で、高いコジェネ割合を確保するため、コジェネ・プラントには操業の大幅な柔軟性が求められます。そのため、熱貯蔵設備と、年間最大暖房負荷に比べてより大きい設置容量が求められます。再生可能エネルギーによる変動割合の増大、省エネによる将来の熱需要の大幅な低下、太陽熱コレクターや地熱利用コジェネ・プラントの普及により、化石燃料を用いたコジェネの割合は、かなり低下すると考えられます。

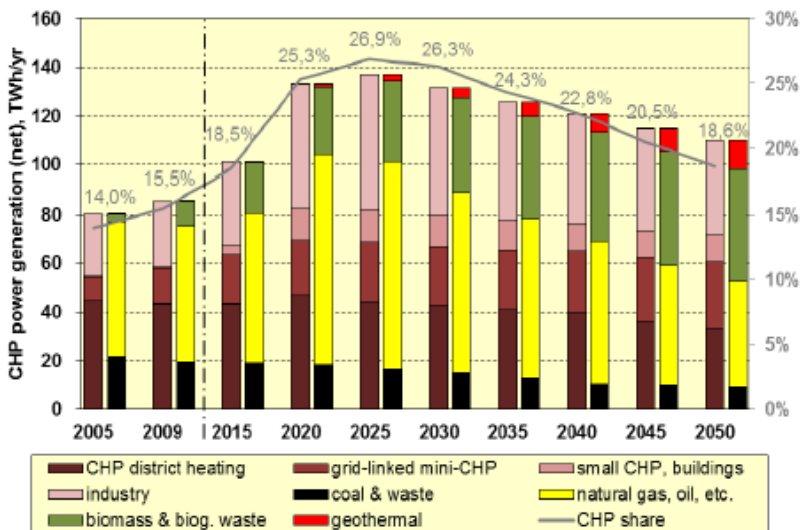


図10-4 コジェネによる年間発電量、用途と燃料内訳

出所:シナリオ2011要約報告書, 31 March 2012

公共の地域熱供給には、家庭や業務部門による熱需要が追加されます。約380 PJの現在の年間熱消費量をもとに、シナリオでは2020年までに熱消費量は500PJまで増加します。その後は、建物のエネルギー効率の向上により、

年間約 350 PJ に低下します。工業部門では、350℃以下のプロセス排出熱を利用した年間 450 PJ の供給熱量の追加が考慮されています。

図 10-4 は、シナリオにおけるコジェネによる発電量の想定です。内訳として、燃料構成と部門構成が示されています。コジェネにおける電熱比率の増大のため、全てのシナリオで、コジェネによる発電量が、現状の年間 85 TWh から 2025 年の年間 137 TWh へと増大します。再生可能エネルギーが増加を続けるため、2050 年でのコジェネによる総発電量 110 TWh/yr のうち、化石燃料によるものの割合は約 40%に減少します。2050 年には、ガス焼きコジェネの一部は、再生可能エネルギーにより生産された水素やメタンを使用することになるでしょう。

<バイオマス>

エネルギー源としてのバイオマスは供給能力が限られているため、資源効率の高い扱いが必要とされます。シナリオの前提条件としている重要な点は、食糧生産や自然保護と相反しないことや、燃料植物の栽培による環境影響を考慮して、限定された供給能力を明確にしています。

環境に適合するドイツ国内のバイオマス供給量の初期見積りでは、最大で年間に約 1550 PJ の一次エネルギーのバイオマス（最大で 800 PJ の残渣を含む）が、エネルギー目的のために持続的に利用できます。エネルギー植物の持続的栽培に利用できる国内の土地面積は、420 万ヘクタールと仮定され、そのうち最大 230 万ヘクタールがバイオ燃料を供給する想定とされています。更に、およそ百万ヘクタールに、短期回転の燃料植物の植林の大幅な拡張が想定されています。

バイオマスのエネルギー利用の内訳は、年間 60 TWh (=215 PJ)の電力、630 PJ の熱量、および 300 PJ のバイオ燃料生産です。合計で年間 1145 PJ の最終エネルギーになります。シナリオでは、これらのほとんどは 2030 年までに開発されます。

持続的に利用可能なバイオマスの世界全体の供給能力は、およそ 100 EJ(=100,000 PJ)に過ぎないので、バイオマスの大幅な輸入は、持続的な戦

略にはなりません。そのため、この検討では、エネルギー利用のバイオマス輸入は想定されていません。

＜水素・メタン＞

再生可能エネルギーによる電力で生産される水素とメタンは、電力以外のエネルギー用途を可能にします。また、再生可能エネルギーからの電力が不足する場合に、水素やメタンは電力に再変換することで、不足をカバーする重要な役割を果たします。

水素は電気分解で製造されます。更に、水素のメタン化プロセスによりメタンが合成されます。水素やメタンの製造や利用では、エネルギー損失が伴うため、再生可能エネルギーからの電力を直接利用できる場合は、水素などを經由せずに直接利用すべきです。

電力の長期貯蔵媒体として水素およびメタンの経済評価のため、例えば揚水発電所や圧縮空気貯蔵などの他の方法との比較が必要です。しかし、数百GWh の大規模電力貯蔵が可能なのは、化学エネルギー貯蔵だけです。一般に電力貯蔵のコストは高く、揚水発電では 5～10 ユーロ・セント/kWh、圧縮空気貯蔵では 23～40 ユーロ・セント/kWh です。

水の電気分解で水素を製造する中央電解槽と、水素を電力に再変換する複合サイクル発電を備えた水素による電力貯蔵設備の電力貯蔵コストは、現状は 25 ユーロ・セント/kWh、将来は 10 ユーロ・セント/kWh です。しかし、電力貯蔵の効率は、3 者の中で最も低く、やっと 40%です。

燃料として水素またはメタンを使用する場合には、競合する化石燃料の将来価格との比較が必要です。水素のコストは、主に電力価格、設備投資コスト、および、電解槽の利用率に依存します。図 10-5 には、2050 年での水素の製造コストを示しました。再生可能エネルギーからの水素は、2050 年には分散型の水素発生装置を備えた水素充填ステーションで生産でき、使用する電力コストは 4 ユーロ・セント/kWh 前後です。年間 2,000 時間以下の設備利用率でも安価に水素を製造でき、水素を燃料として経済的に熱市場に供給することも可能になるでしょう。

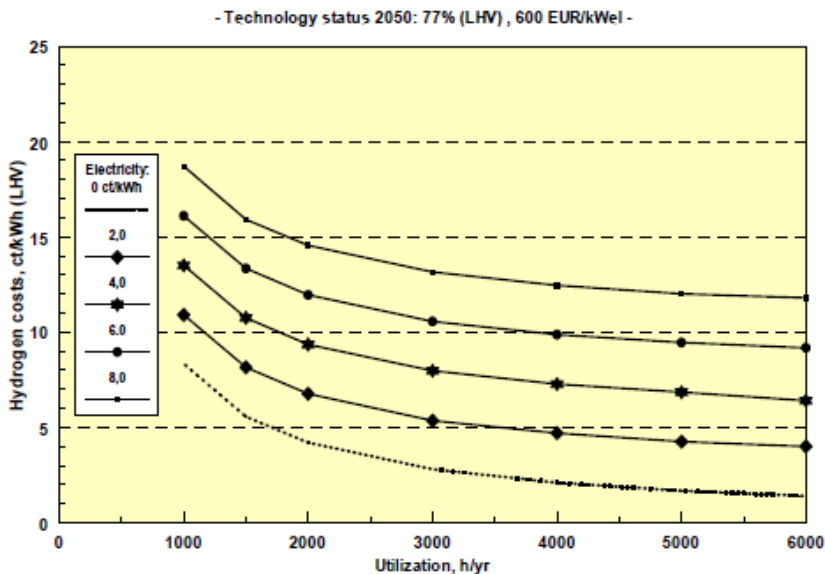


図10-5 2050年の水素製造コスト(2009年価格)、利用率と電力コスト
 (算定条件: 年利6%で20年設備償却、運転保守費は設備費の2%)
 出所: シナリオ2011要約報告書, 31 March 2012

再生可能エネルギーから製造するメタンのコストも、電力価格と電解槽の利用率に依存し、再生可能エネルギーからの水素製造コストに比べて 35%～60%高くなります。しかし、メタンの場合には、天然ガス(都市ガス)のインフラが全面的に利用できるため、この価格の不利は、それほど重要ではなくなります。

これらのエネルギー媒体をどのような用途に利用すべきかは、再生可能エネルギーを拡大する上で重要であり、また、水素とメタンの選択肢について詳細に検討する必要があると記されています。

10.5 シナリオ 2011A の主な結果

3 シナリオの中で中間的なシナリオ 2011A の検討結果により、温室効果ガスをほとんど排出しない持続可能なエネルギー・システムへの転換の概要を紹介します。

<一次エネルギー消費>

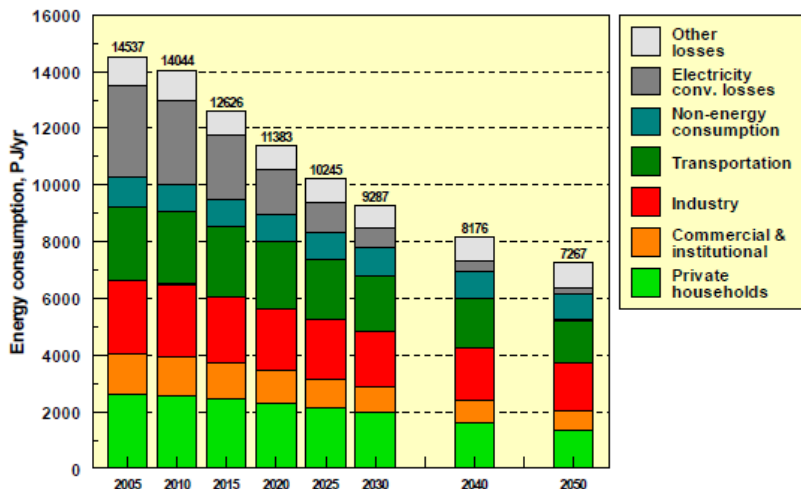


図10-6 各部門の最終エネルギー消費とエネルギー変換部門の消費、シナリオ2011A

出所:シナリオ2011要約報告書, 31 March 2012

図 10-6 は、各部門の最終エネルギー消費にエネルギー変換部門のエネルギー損失を加えたもので、一次エネルギー消費の合計の推移になります。

一般的な火力発電（復水型発電）は、投入エネルギーの約 6 割が、損失として冷却水などに排出されます。図 10-5 では、2050 年までに、復水型の火力発電が再生可能エネルギーやコージェネに置き換わることで、エネルギー損失が大幅に低減しています。

総発電量に占める復水発電の割合は、現状の 74%からシナリオ 2011A では、2020 年までに 42%、2030 年までに 21%に減少します。2050 年には、

変動する再生可能エネルギーに対して電力需給をバランスさせるため、柔軟な運転が可能なガス焼き発電所のみが重要性を持つだけです。その他の石炭やガスの発電所は、コジェネとして使用されます。

2025 年以降、主な電力供給は、再生可能エネルギーからのものです。このような一次エネルギー消費の低減は、最終エネルギー消費における効率の向上と、再生可能エネルギーへの転換による損失の低減によるものです。

＜最終エネルギー消費＞

シナリオ 2011A において、一次エネルギー消費は、2050 年までに 52%に減少します。最終エネルギー消費の減少は、一次エネルギー消費よりもいくらか少ないのですが、2050 年には、2010 年(年間 9,060 PJ)の 58%である年間 5,236 PJ になります。最終エネルギー消費は、業務部門が 52%に、家庭部門が 48%にと平均よりも大きく減少します。それは、暖房用エネルギーが大きな削減余地を有しているためです。最終エネルギー消費は、運輸部門では 40%、工業部門では 33%だけ減少します。

＜エネルギー輸入＞

2050 年には、化石燃料の輸入は、高々年間 3,400PJ で、現状の 34%です。化石燃料の現在の輸入比率は 72%ですが、2050 年には 46%に低減します。石油と天然ガスの割合がほとんど同等になり、石炭の輸入はほとんど必要ありません。加えて、欧州電力網から、再生可能エネルギーによる電力の輸入が年間 223 PJ (=62 TWh)あります。合計で、エネルギーの輸入比率は、ほぼ 50%になります。総一次エネルギー消費に対する、再生可能エネルギーによるエネルギーの輸入比率は 3%で、電力消費に対しては 11%です。

＜天然ガス＞

ガス発電の運転柔軟性の高さと、石炭に比べた CO₂ 排出量の低さから、発電用の天然ガスの使用は、現状の年間 900 PJ から 2025 年には年間 1,150 PJ に増加します。一方、暖房分野での天然ガス消費の低減が図られるため、天然ガスの総需要は、2025 年まで、ほぼ一定に留まるでしょう。そして、2050 年までに、天然ガスの需要は、現状に比べて半減するでしょう。

＜CO2 排出量＞

シナリオ 2011A では、2050 年には、2010 年と比較して、年間 6 億 2,500 万トンの CO2 の排出が削減されます。このうち、3 億 4,300 万トンの CO2 は効率の向上によるもので、2 億 8,200 万トンは再生可能エネルギーの拡大によるものです。このようにして、90 年比で 85%の CO2 削減が達成されます。2050 年での CO2 排出削減の割合は、発電が 42%、熱供給部門が 39%、運輸部門が 19%を占めます。シナリオ 2011A における温室効果ガス削減の合計は、90 年比で 81%になります(シナリオ 2011C では 82%)。

＜再生可能エネルギー＞

表 10-2 に、再生可能エネルギーの拡大計画の数値を表記しました。まず、発電部門の再生可能エネルギーの拡大が先行します。2020 年には、再生可能エネルギーは総電力消費量の 41%をカバーします。一方、最終エネルギーとしての熱需要は 18.4%、燃料需要は 11.8%です。

2050 年までに、再生可能エネルギーへのエネルギー供給システムの転換は完全に達成され、総電力消費の 85%、熱需要のほぼ半分の 52%、運輸部門の燃料需要の 42%がカバーされます。今世紀初めからの再生可能エネルギーの大幅な拡大傾向は継続しますが、2030 年以降は拡大傾向が少し低下します。

図 10-7 は、再生可能エネルギー拡大のエネルギー源の内訳です。再生可能エネルギーとして、最初にバイオマスの割合が支配的になります。2030 年には、再生可能エネルギーからの最終エネルギーの 46%がバイオマスによるものです。

最終エネルギーに対する風力発電の割合は増加を続け、2050 年には 28%を占めることになります。長期的には、solar radiation も再生可能エネルギー増加の主要な要因になります。現状の solar radiation の割合は少なく 5%ですが、2050 年には風力発電と同等になります。

注) ここでの solar radiation とは、太陽光発電、太陽熱利用の熱供給に、集光型太陽熱発電を合わせたもののようです。欧州では、北アフリカなどの砂漠地帯に集光型太陽熱発電を設置し、発電電力を欧州に送電輸入

する計画が検討されています。この集光型太陽熱発電は、溶融塩を用いた蓄熱機能を備え、夜間にも発電するものです。このシナリオの solar radiation には、北アフリカなどの集光型太陽熱発電による電力輸入がかなり含まれているようです。

表10-2 シナリオ2011Aでの主要項目に関する再生可能エネルギーの寄与
出所:シナリオ2011要約報告書, 31 March 2012

項 目	2010	2020	2030	2040	2050
一次エネルギー合計, PJ/年	14,044	11,383	9,287	8,176	7,267
一次エネルギー再エネ, PJ/年	1,322	2,270	2,969	3,483	3,840
一次エネにおける再エネ比率, %	9.4	19.9	32.0	42.6	52.8
最終エネルギー合計, PJ/年	9,060	7,991	6,820	5,992	5,236
最終エネルギー再エネ, PJ/年	992	1,822	2,431	2,827	3,073
最終エネにおける再エネ比率, %	11.0	22.8	35.6	47.2	58.7
電力の最終エネルギー合計, PJ/年	1,859	1,742	1,619	1,526	1,415
電力の最終エネルギー再エネ, PJ/年	372	820	1,094	1,197	1,214
電力の最終エネにおける再エネ比率, %	20.0	47.1	67.6	78.4	85.8
熱の最終エネルギー合計, PJ/年	4,703	3,999	3,377	2,912	2,517
熱の最終エネルギー再エネ, PJ/年	491	736	977	1,157	1,317
熱の最終エネにおける再エネ比率, %	10.4	18.4	28.9	39.7	52.3
燃料の最終エネルギー合計, PJ/年	2,498	2,249	1,824	1,554	1,304
燃料の最終エネルギー再エネ, PJ/年	129	266	360	473	542
燃料の最終エネにおける再エネ比率, %	5.2	11.8	19.7	30.4	41.6
総発電電力量(発電端、輸出入含む), TWh/年	610	573	558	572	584
再エネによる発電電力量, TWh/年	103	235	351	434	496
総電力消費における再エネ比率, %	16.9	40.9	62.9	75.8	84.9
一次エネルギー合計, PJ/年	14,044	11,383	9,287	8,176	7,267
一次エネルギー再エネ, PJ/年	1,322	2,270	2,969	3,483	3,840
石油, PJ/年	4,678	3,534	2,704	2,271	1,740
石炭, PJ/年	3,435	1,625	935	505	166
天然ガス、石油ガス、炭鉱ガス, PJ/年	3,075	3,223	2,679	1,917	1,520
化石燃料合計, PJ/年	11,188	8,382	6,318	4,693	3,427
原子力, PJ/年	1,534	731	0	0	0
CO2排出量, 百万トン/年	779	521	365	249	154
90年比削減率, %	22.1	47.9	63.5	75.1	84.6
再エネによるCO2削減, 百万CO2トン/年	115	220	303	361	396
温室効果ガス排出量, 百万CO2トン/年	943	644	466	337	229
90年比削減率, %	22.1	46.8	61.6	72.2	81.1

注) PJは10の15乗ジュール、

1 PJ = 2388 億kcal = 2.778 億kWh = 23880石油換算トン(toe)

地熱は、地熱熱源ヒートポンプを含め、2050年までに13%になります。

2050年には、種々の再生可能エネルギーが拡大し、バイオマスが支配的な現状よりも、エネルギーミックスはバランスが取れたものになります。

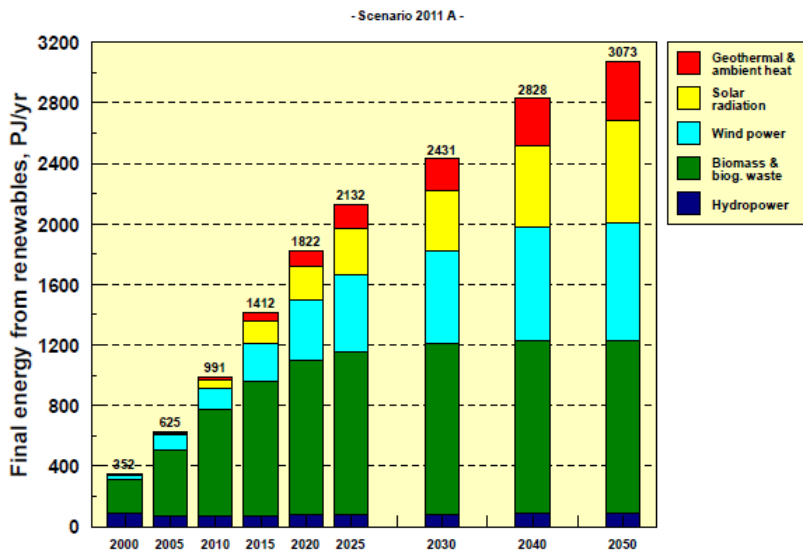


図10-7 再生可能エネルギーによる最終エネルギー内訳の推移、シナリオ2011A
出所:シナリオ2011要約報告書, 31 March 2012

＜発電電力量＞

図 10-8 に示されるように、電力供給に関する再生可能エネルギーの割合は、2010年の年間103.5 TWhから、2020年の235 TWh、2050年の490 TWhへと増加します。

再生可能エネルギーの増加は、主に風力発電と前述した solar radiation(太陽光発電と南欧や北アフリカからの太陽熱発電)です。バイオマスの供給能力も充分に開発され年間60TWhです。

2020年まで、太陽光発電は年率増加が13.5%で最も急速に成長します。風力発電は、2020年までの平均増加率は11%でそれに続きます。2020年か

ら 2050 年まで、再生可能エネルギーからの電力供給は、年平均 2.5%で増加を続けます。地熱源からの発電の拡大は、実現性が不確かで、比較的ゆっくり始まり、シナリオでは 2050 年までマイナーな役割を果たします。

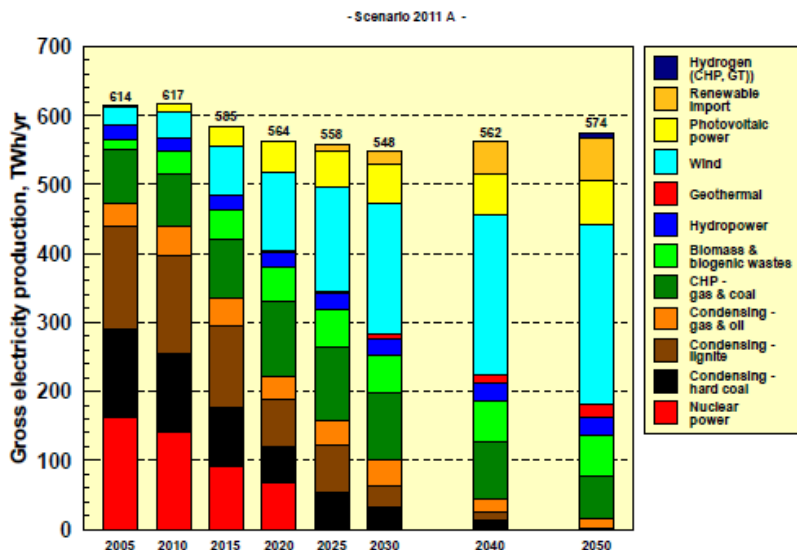


図10-8 電源構成の推移、シナリオ2011A

出所:シナリオ2011要約報告書, 31 March 2012

再生可能エネルギーから発電された電力の輸入も、2020 年以降、一定の役割を果たします。これは、再生可能エネルギー源への電力転換が、欧州共通のゴールにならなければいけないという仮定に基づいています。ドイツ以外にも、安価に開発できる非常に大きな再生可能エネルギーの供給能力があるので、長期に亘り再生可能エネルギーの電力輸入を増加させる仮定は妥当なものです。2030 年には、再生可能エネルギー電力の 5.5%である年間 19 TWh が輸入され、2050 年には、再生可能エネルギー電力のほぼ 13%である 62 TWh が輸入されます(総電力消費に対しては 11%)。

<発電量の変動>

風力と太陽光の変動する発電電力は、現在は総発電電力量の 8%に過ぎま

せんが、2020 年には 28%に増大し、2050 年には 55%になります。

2020 年には、再生可能エネルギーによる発電の設置容量は 117 GW(1 億 1700 万 kW)で、想定される電力網の最大負荷である 80 GW より大幅に大きい値です。変動する風力と太陽光発電は、102 GW の設置容量を占めます。太陽光発電の設置容量は、風力発電の容量を超えていますが、発電電力量は風力発電の 40%に過ぎません。

変動する再生可能エネルギーの高い設置容量のため、遅くとも 2020 年までに、電力需給を均衡させる電力貯蔵を急速に大きくすることが必要になります。このため、海外電力網との接続の増強と、陸上に比べて変動が少ない洋上風力発電の増大が、2030 年以降のシナリオでは強調されています。また、太陽光発電の増加は、長期に亘り落ち込みます。

2050 年には、再生可能エネルギー発電の輸入分も加えると、再生可能エネルギー発電の設置容量は、合計 179 GW になります。シナリオ 2011A では、このうち約 40 GW(発電量で年間 110 TWh)が、エネルギー貯蔵媒体と燃料として使用される水素を、電気分解により製造することに使用されます。

再生可能エネルギーの大幅な拡大のため、化石燃料発電所の利用率は、2010 年の年間 4,600 時間から、2020 年に 3,700 時間に低下します。その後も、2030 年は 3,300 時間、2050 年は 2,200 時間というように低下は続きます。一方、長期的には、洋上風力の大幅増加や、好ましい立地の再生可能エネルギー電力の輸入増加により、再生可能エネルギー電力の変動は、ある程度改善されます。

<化石燃料発電>

シナリオ 2011A では、主に再生可能エネルギーによる分散型発電への道を拓きます。そして、化石燃料による復水型火力発電は減少します。純粋な化石燃料の復水型火力発電の容量は、現状の 65 GW から 2020 年の 49 GW、2030 年の 39 GW に低下します。一方、化石燃料のコジェネ・プラントの容量は、2030 年には 28 GW に増加します。シナリオでは、36 GW の古い化石燃料発電所は、2020 年までに停止または低温停止に移行します。この内訳

は、20 GW が石炭火力、12 GW が褐炭火力、そして、4 GW が天然ガス焚きガスタービンまたは複合サイクル・プラントです。

新規の化石燃料発電所の建設は、約 27 GW に制限されます。そのうち、8 GW は大型コジェネ・プラント、4 GW は小型のコジェネ・プラントです。既に今建設中のものは別にして、シナリオ 2011A では、新たな石炭火力は運転に入りません。しかし、9 GW の新たなガス焚き発電が 2030 年までに必要とされます。結局、2030 年には、小型コジェネを含めたガス焚き発電の容量は、今よりも 10 GW 多くなります。シナリオ 2011A では、2030 年までに、現状の化石燃料発電の 70% が停止され、2050 年には、合計で 38 GW の化石燃料発電が残るだけです。

<化石燃料による熱供給>

熱供給用化石燃料の消費は、2050 年まで連続して低下します。2009 年には地域暖房供給と、ビルおよび産業用コジェネを含め、化石燃料による発電を除いて、熱生産用化石燃料の最終消費の合計は年間 3,933 PJ ですが、2050 年には 1,160 PJ と 70% 低下します。なお、天然ガスは 2050 年になっても、プロセス熱やコジェネによる電力供給のために重要性を持っています。

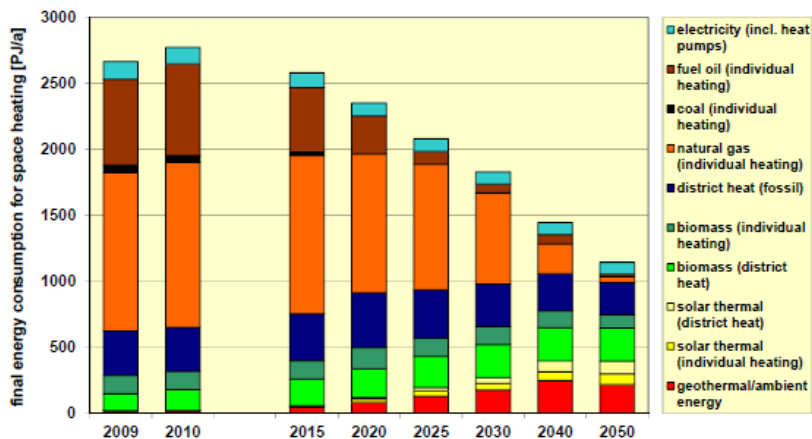


図10-9 暖房用の最終エネルギー消費、シナリオ2011A

出所:シナリオ2011要約報告書, 31 March 2012

＜再生可能エネルギーによる熱供給＞

熱供給に関する再生可能エネルギーの使用は、現状の年間 490 PJ から、2050 年の 1,300 PJ へと約 3 倍になります。再生可能エネルギーは、熱供給（電気によるものを除き）のための最終エネルギー消費の 53%を占めます。

2030 年まで、ヒートポンプの年間平均の増加率は 8.3%、太陽熱温水器は 9.7%が仮定されています。太陽熱コレクターと地熱源を備えた地域熱供給は、まだ殆ど開発されていませんが、非常に高い速度で増加すると仮定されています。2030 年まで、大深度地熱源は年間 18%増加し、地域的な太陽熱ネットワークは年間 22%で増加します。

再生可能エネルギーによる熱生産のための設備の年間設置容量は、新規と旧設備の更新ですが、現在は約 5.5 GW です。2020 年には、9.4 GW になると想定されています。古い再生可能エネルギー設備の更新が、2020 年以降重要性が増します。これにより、再生可能エネルギーによる熱生産設備は、2030 年には年間およそ 12 GW、2050 年には 17.6GW 以上が設置されます。

＜輸送用燃料＞

図 10-10 は、輸送分野における最終エネルギー消費です。再生可能エネルギーの利用は、2020 年には年間 321 PJ で、全体の 14%になります。2050 年には年間 752 PJ になり、ほぼ 50%に達し、化石燃料の使用は大幅に低下します。しかし、大型の貨物輸送のためのディーゼル燃料と、航空輸送でのケロシンの需要のため、2050 年にも年間 760 PJ というかなりの化石燃料消費が残っています。

2050 年には、年間 300 PJ/未満ですが、バイオ燃料が使用され、年間 242 PJ/未満ですが再生可能エネルギーからの水素も使用されます。2050 年には、バイオ燃料の生産能力の 3 分の 1 以上が、航空輸送用の合成バイオ燃料に割り当てられています。

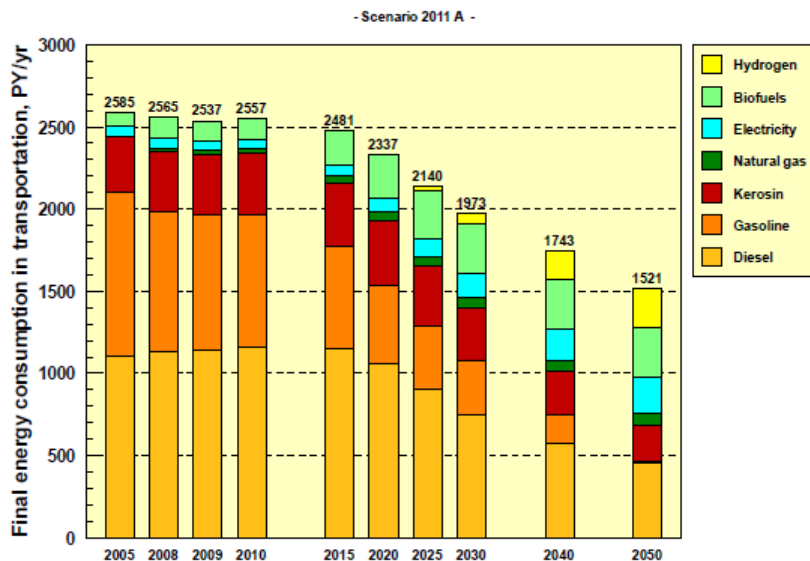


図10-10 輸送分野における最終エネルギー消費、シナリオ2011A

出所:シナリオ2011要約報告書, 31 March 2012

<電気自動車>

電気自動車による電力消費は、2020年には年間21 TWh、2050年には44 TWhになります。電動の乗用車と軽商用車の合計台数は、2020年には百万台、2030年には6百万台に達します。非常に幅広い電気自動車と水素自動車の普及は、2050年には電気自動車のために年間44 TWh、水素自動車のためには年間87 TWhの追加の電力消費が必要になり、その全ては再生可能エネルギーにより供給されます。この電力を発電するために、約50 GWの再生可能エネルギーの設備が必要になります。

10.6 再生可能エネルギーによる発電の変動対策

再生可能エネルギーの利用では、経済性と変動対策が大きな問題になります。本項では、シナリオ 2011 が、どのような再生可能エネルギーによる発電量の変動対策を考えているかを紹介します。

<欧州電力網の増強>

日本と異なり、ドイツの電力システムは欧州の電力網に接続されており、現状でも、発電電力量の 10%に近い電力の輸出入があります。

再生可能エネルギーによる発電量の変動と電力需要をバランスさせる対策として、シナリオでは先ず、欧州の電力網を増強し、各国間の送電量を増大させることにより、国内電力の過不足を調整する計画としています。

ドイツと周辺国との電力網の送電容量は、2030 年までに 13.8 GW 増強し、2050 年までに更に 17.6 GW 増強する計画としています。なお、シナリオ 2011A で、2050 年のドイツの年間発電電力量は 5,740 億 kWh ですから、年間平均の kW では 65 GW になります。発電容量に対して、かなり大きな電力容量を外国との間で送電することが考慮されていることが分かります。

<欧州の電力需給シミュレーション>

EU は 2050 年までに、温室効果ガス排出量を 90 年比で 80～95%削減する Energy Roadmap 2050 を公表したことを前述しました。シナリオ 2011 では、ドイツだけでなく欧州全体が再生可能エネルギーに移行することを想定しています。

図 10-11 はシナリオ 2011A のシミュレーション結果で、2050 年時点の欧州全域を対象とした、1 年間の電力需給の一部分を示したものです。横軸の時間は、1 年 8,760 時間の一部分の 20 日間前後を示したもので、上図は春、下図は夏のものです。発電量や負荷の変動は、昼と夜の違いによるもので、1 周期が 1 日 24 時間です。縦軸のプラス側は発電出力で、マイナス側は電力貯留です。同図で H2 と示されているのは、余剰電力で水を電気分解し、製造した水素を貯留するものです。それに、Hydro Res と示される揚水発電による電力貯留が加わっています。

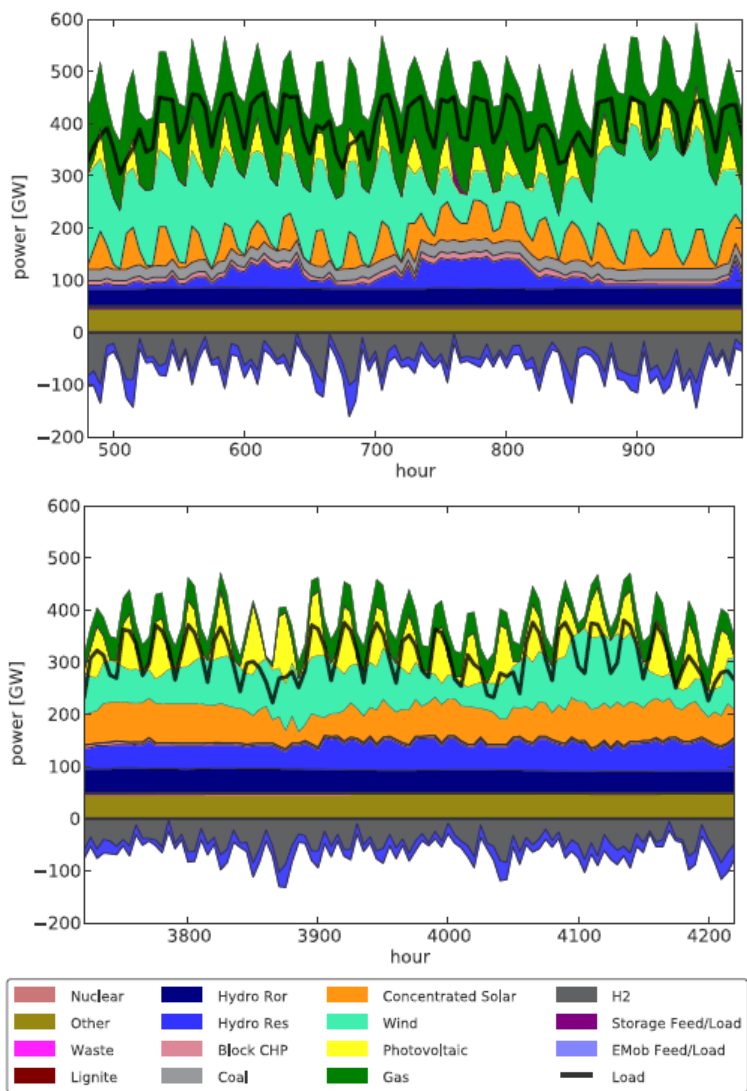


図10-11 2050年の欧州全域の電力需給シミュレーションのサンプル、
シナリオ2011A 出所:シナリオ2011要約報告書, 31 March 2012

黒い線で示されているのが電力需要です。それを超える部分が余剰電力で、マイナス側の電力貯留量に対応します。

発電量の下側から紹介すると、Other と Hydro Ror が一定の発電を行っています。前者はバイオや地熱その他と思われます。後者はダムを持たない流水式水力発電 (Run of River) です。その上に、ダム式水力発電の Hydro Res があります。その一部は揚水発電の機能を持っています。その上は Concentrated Solar で、集光式太陽熱発電です。前述したように、北アフリカなどに設置した設備から送電輸入される電力です。蓄熱設備を備え、夜間にも発電を行っています。

その上の緑の部分が風力発電で、2050 年の発電の中心になる電源です。その上の黄色の部分は太陽光発電です。発電コストが高いため、導入量は限定され、昼間のピーク負荷を担う役割を果たしていることが分かります。

一番上がガス焚き発電です。変動する再生可能エネルギー発電に対し、供給電力が不足しないように運転制御されています。電力負荷よりも供給量をかなり大きくし、余剰分を電力貯留することで、電力不足が生じないように調整しているようです。

その他に、上図ではコジェネ Block CHP と、水素 H₂ をコジェネの燃料に混焼する発電などが見られます。

<種々の変動対策>

電気自動車の普及や水素製造は電力消費を増加させます。一方、電気自動車の充電の制御や、水素の分散型貯蔵やなど、電力のピーク負荷などをシフトさせる種々の方法が考えられ今後検討すべき事項です。

電力需要に応じて、投入する発電設備の選択や、外国との電力の輸出入は、電力供給のフレキシビリティを与えるものですが、また、コストを最小にするよう選択を行う必要があります。

再生可能エネルギーが拡大し、発電電力の変動が増大すると、エネルギー貯蔵設備も大きくすることが必要になります。そして、必要な貯蔵設備の大きさは、風力や太陽光発電の発電量の予測精度に大きく影響されるため、そ

れを高めることが必要になります。

2030 年までは二次的制御に必要なエネルギー貯留は、現状レベルの 2 GW に留まるでしょうが、それ以降は、三次制御のエネルギー貯留として、貯留側は約 7 GW、放出側は約 5 GW が必要になると想定されます。

発電設備運転のフレキシブル化では、連続運転が必要な設備を減らすことが優先事項です。次に、発電設備のフレキシブル化としては、例えば、コージェネ化や、既存設備の改造があります。

電力需給をバランスさせる対策として、必要な電力がいつでも得られる電力市場の構築があります。それは、購入電力量に対して代金を支払う現状の市場ではなく、必要な時に必要なだけの kW を入手できる「発電容量の市場」です。

バイオマスによる発電プラントにも、フレキシビリティが求められます。長期的には、バイオマスをバイオメタンに変換してガス配管網に投入し、長期貯留などにより、ガス焚き発電やコージェネの発電量を調整することになります。

<ドイツ 2020 年の電力供給>

図 10-12 は、2020 年のドイツの変動する再生可能エネルギーによる発電量と、電力需要と電力の輸出入のシミュレーションで、9 月末から 10 月始めの 2 週間のサンプルです。

バイオマス・廃棄物のコージェネと水力発電が、一定出力の発電で示されています。その上に示されている、陸上風力と洋上風力が、再生可能エネルギーとしては大きな発電比率を占めています。黄色で示される太陽光発電は、昼間のピーク負荷に対応していることが分かります。

赤線が電力需要で、昼と夜で周期的に変動しています。赤線と青の破線の差が外国からの輸入電力です。青線が赤線の上になっている部分は、外国に余剰電力を輸出している状態です。

青線と再生可能エネルギー発電の差の白地の部分は、化石燃料による発電です。2020 年ですから、再生可能エネルギー発電の比率はまだ 41%ですか

ら、化石燃料発電が過半を占めています。

図には示されていませんが、変動する再生可能エネルギー発電と電力需要のギャップを大幅に縮まるように運転制御されているのは、ガス焼き発電であると思います。それにエネルギー貯留などの変動対策が加わることで、電力の輸出入量が、図のようなかなり小さい値に抑えられているわけです。

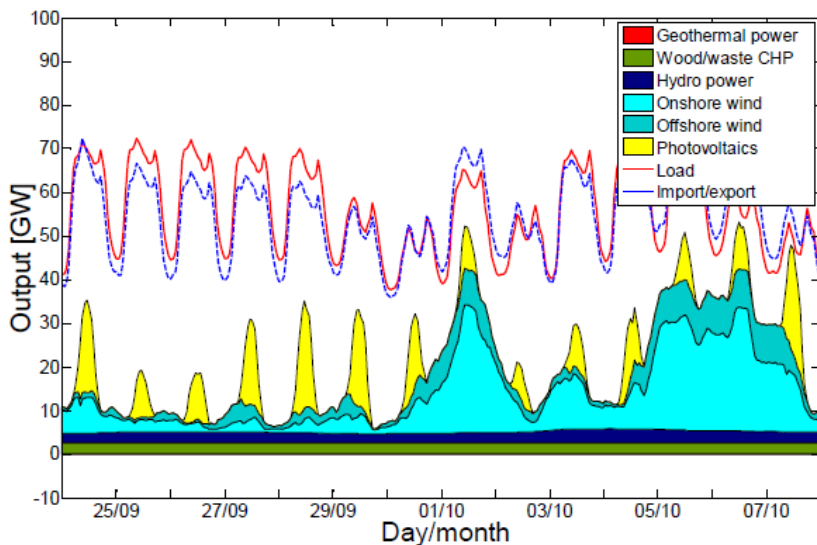


図10-12 2020年のドイツの再生可能エネルギー発電量と電力需要と輸出入のシミュレーションのサンプル、シナリオ2011A

出所:シナリオ2011要約報告書, 31 March 2012

<ドイツ 2030 年の電力供給>

図 10-13 は 2030 年のドイツのもので、変動する風力や太陽光発電等の再生可能エネルギーを除いた発電のシミュレーションで、前図と同様に 9 月末から 2 週間を示したサンプルです。

見にくいグラフですが、総電力需要から風力や太陽光発電の出力と電力の輸出入を差し引いた残留負荷には、大きい変動があります。この変動する残

留負荷は、コジェネを中心する、ミニ・コジェネ、バイオガス発電、ガス焚き複合サイクル発電、揚水発電のフレキシブルな運転制御によりカバーされています。十分なフレキシビリティと電力網の大幅な強化により、再生可能エネルギー発電の余剰分が、短期的な貯留システムに統合されていることを示している、と報告書は記しています。

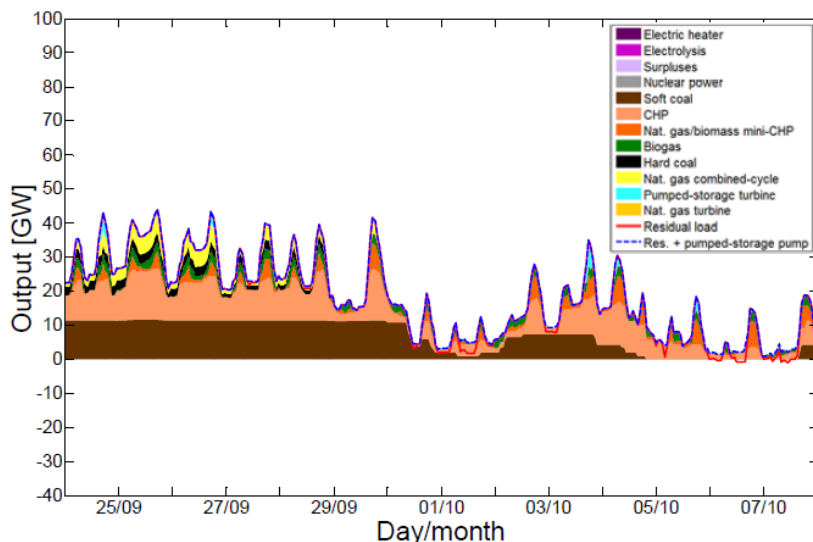


図10-13 2030年ドイツの風力・太陽光発電等の再生可能エネルギー以外の発電シミュレーションのサンプル、シナリオ2011A

出所:シナリオ2011要約報告書, 31 March 2012

エネルギーの需要管理は重要です。2020年時点では、熱供給システムの熱貯蔵によりピーク・シフトさせることは有効に役立ちます。しかし、長期的には、短期的なピーク・シフトでは充分ではなく、再生可能エネルギー発電と結びついた長期間の熱貯蔵、電力貯蔵が必要になります。

エネルギー貯蔵で、揚水発電やバッテリーは短時間の貯蔵技術です。一方、再生可能エネルギーの電力で水素やメタンを製造して貯留するのは、長期の

バランス化に役立ちます。これにより、ガス焚き発電の運転制御による変動対策が必要なくなります。

<ドイツ 2050 年の電力供給>

2030 年までは、GW レベルの短時間の電力過剰が発生しても、TWh レベルのエネルギー過剰は起きないことをシミュレーションは示しています。この電力過剰は、既存の負荷管理と揚水発電で対応できます。

電力を水素等のガスに変換して貯蔵するエネルギー変動の対応策が必要になるのは、2030 年以降になります。なお、2030 年の再生可能エネルギーによる国内発電量の年間平均の比率は 60%です。

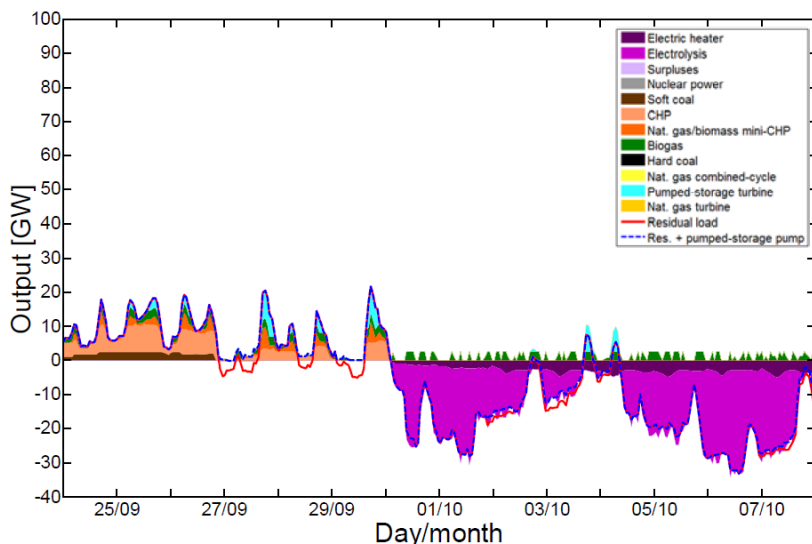


図10-14 2050年ドイツの風力・太陽光発電等の再生可能エネルギー以外の
発電シミュレーションのサンプル、シナリオ2011A

出所:シナリオ2011要約報告書, 31 March 2012

図 10-14 は 2050 年のドイツのもので、前図と同様に風力や太陽光発電等の再生可能エネルギーを除いた発電のシミュレーションで、9 月末から 2 週

間を示したサンプルです。マイナス側に紫色で示されているのは、余剰電力で水の電気分解を行い、発生した水素を貯蔵しているものです。2050年には、再生可能エネルギーによる国内発電の年間平均比率は74%に達しており、発電量の変動の対策として、電力をガスに変換してエネルギー貯蔵することが必要になります。

＜発電設備の利用率＞

発電量の変動対策の複数の選択肢のうちから、効率が高く、経済的な方法から選択すべきです。その観点で、発電と電力需要に関するエネルギー管理が優先すべき事項になります。また、再生可能エネルギーによる発電の変動と電力需要を均衡させる上で、国内外の電力網の増強は地理的なバランスを生み出し、エネルギー貯蔵は時間的なバランスを生み出します。

これらを総合的に利用することで、再生可能エネルギーの利用限界を排除しつつ、発電設備を、一時的な運転停止はあっても、高い利用率で運転することが可能になります。

しかし発電効率の点から、復水型火力発電所の利用率は、2030年までに大幅に低下します。一方、バイオガス設備は、現状のベースロード設備に代わって、年間4,000時間のフルロード利用率で、柔軟的に利用されるでしょう。

10.7 再生可能エネルギーへの移行の経済影響

概して環境団体は、豊かさを犠牲にしても、温暖化防止に努めなければいけないと主張します。しかし、多くの人にとって、再生可能エネルギーへの移行を判断するのは、それに伴う経済負担がどの程度大きいかによると思います。

このシナリオでは、化石燃料の将来価格は上昇することが予測されるため、中長期的に評価すれば、化石燃料から再生可能エネルギーへの転換は、経済的負担にならないと主張します。加えて、温暖化によるダメージの外部コストを考慮すれば、再生可能エネルギーの優位性が更に高まることを示しています。従って、経済性評価は、化石燃料の将来価格や温暖化の外部コストを表す CO2 排出枠価格に大きく依存することになります。

<差額コスト>

このシナリオでは経済性評価に、システム分析の差額コスト（system-analytical differential costs）を用いています。ここでいう差額コストとは、電力、熱、輸送部門に再生可能エネルギーを拡大するための年間投資額から、化石燃料を全面的に使用した設備と比較した燃料費と運転費の違い（再エネ使用による年間の減額）を差し引いた額です。

システム分析の差分コスト = 再エネ拡大の年間投資額

－ 化石燃料の使用を続けた場合との年間の燃料費・運転費の差

年間投資額は、長期エネルギー戦略の目標を達成するため、10.5 項で紹介した 2050 年までのシナリオの設備投資です。なお、再生可能エネルギーに関する技術や設備のコストは、今後の普及や技術開発によるコスト低減が想定されています。

化石燃料の価格は、今後上昇すると考え、10.3 項の<エネルギー動向の想定>で紹介した、価格パス A(大幅上昇)、価格パス B(中間)、価格パス C (低上昇) の 3 ケースが想定されています。

それに加え、温暖化防止に関する炭素税のように、燃料価格に付加される CO2 排出の外部コストが考慮されています。

＜投資額＞

図 10-15 は、シナリオ A での再生可能エネルギーへの投資額の推移です。2010 年の投資総額は 275 億ユーロで、そのうち 85%は電力部門に対するものです。近年の大幅な投資額増加は、太陽光発電によるもので、その投資額は 190 億ユーロで、総額の 70%を占めています。この先、太陽光発電への投資は、法的制限などで大幅に低下します。

注) ユーロの為替レートは、2010 年頃は 120 円/ユーロ前後、2014 年月上旬の現在は 140 円/ユーロ前後です。年間 275 億ユーロは、その為替レートで換算すると、各々年間 3.3 兆円と 3.9 兆円になります。

2020 年には、年間 3GW 容量の発電設備設置のために、36 億ユーロの投資が想定されています。中期的に、再生可能エネルギーのための年間投資額は、170～190 億ユーロになります。

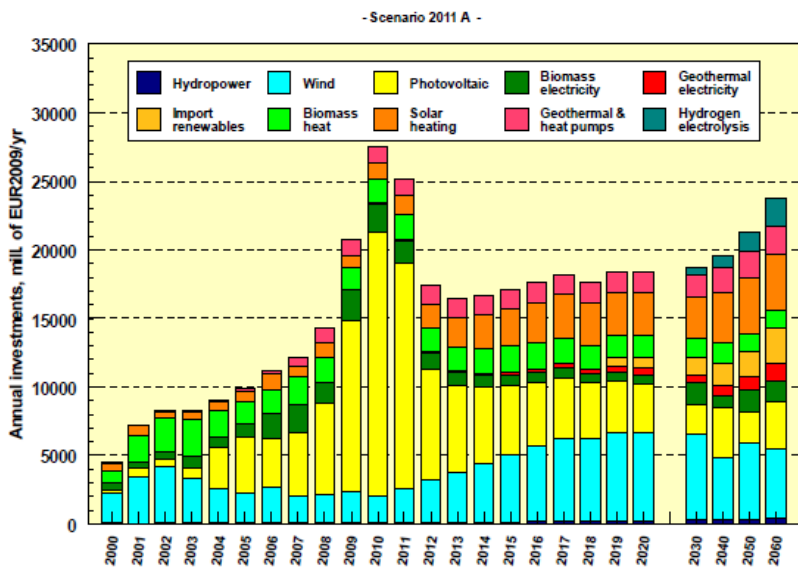


図10-15 再生可能エネルギーによる発電と熱供給のための年間投資額
シナリオ2011A

出所:シナリオ2011要約報告書, 31 March 2012

2050 年までに、年間投資額は 220 億ユーロに上昇します。しかし、2010、2011 年に太陽光発電の設置により生じたピークの投資額には達しません。

図 10-16 の 2030 年以降の棒グラフの一番上の緑色の部分は、再生可能エネルギーの電力を用い、水の電気分解で水素製造する設備の投資額です。水素による電力貯蔵設備の投資額も含むものと思われますが、発電設備の投資額に比べてかなり少ないものです。

2010 年までに、再生可能エネルギーによる発電と熱供給の設備のために、合計で約 1,500 億ユーロが投資されました。2050 年までの数 10 年間は、再生可能エネルギーに関する投資の水準は、10 年間でおよそ 2,000 億ユーロの水準になります。

なお、風力発電や太陽光発電にも設備寿命がありますが、どのような基準で、設備の寿命と更新が投資額に反映されているのかは確認していません。

<発電コスト>

2010 年には、新設された全発電設備の平均発電コストは、14 ユーロ・セント/kWh(2010 年頃の為替レートで 120 円/ユーロで換算すると、約 16.8 円/kWh) でした。それは、近年の太陽光発電の導入増大により、大幅に上昇した発電コストです。これが発電コストのピークであり、2020 年までに電力ミックスの平均コストは大幅に低下し 9.2 ユーロ・セント/kWh(2009 年ユーロ価格、以下同様)、2050 年には 6.4 ユーロ・セント/kWh になります。長期的には、再生可能エネルギーによる何れの発電のコストも、5~9 ユーロ・セント/kWh の範囲になります。

表 10-3 は、価格パス A、B と長期エネルギー戦略での CO2 排出枠価格と化石燃料による発電コストです。

化石燃料による発電コストは、2020 年には 6.0~7.7 ユーロ・セント/kWh になります。価格パス A で、設備利用率を年間 6,000 時間とすると、2030 年には 7.2~9.4 ユーロ・セント/kWh になります。この時点で、再生可能エネルギーからの電力は、新規プラントの平均で 7.6 ユーロ・セント/kWh になっており、石炭火力やガス火力の発電コストを下回ります。温暖化の外部

コストである CO2 排出枠価格を 75 ユーロ/トン CO2 として考慮すると、環境的に適正な化石燃料発電の価格水準は、約 10 ユーロ・セント/kWh になります。

表 10-3 CO2 排出枠価格と化石燃料による発電コスト

(算定条件:新設設備、年間稼動 6,000 時間、年利 6%、設備償却 25 年)

単位: CO2 排出枠価格はユーロ/トン CO2、発電コストはユーロ・セント kWh

	2010	2020	2030	2040	2050
価格パスA					
CO2排出枠価格	14.3	27	45	60	75
発電コスト	天然ガス	5.9	7.6	9.4	11.3
	石炭	5.7	7.7	9.8	11.7
	褐炭	5.0	6.0	7.3	8.6
価格パスB					
CO2排出枠価格	14.3	23	34	45	75
発電コスト	天然ガス	5.9	6.8	7.6	9.0
	石炭	5.7	6.8	8.0	9.3
	褐炭	5.0	5.6	6.4	7.3
価格パスAで、温暖化防止コストを75ユーロ/トンCO2で考慮					
CO2排出枠価格	75	75	75	75	75
発電価格	天然ガス	8.0	9.2	10.4	11.8
	石炭	10.1	10.9	11.7	12.7
	褐炭	10.7	10.1	9.8	9.9
長期エネルギー戦略の価格パスによる					
CO2排出枠価格	14.3	20	38	57	75
発電コスト	天然ガス	4.9	5.0	5.8	6.7
	石炭	5.0	5.3	6.5	7.7
	褐炭	4.8	5.5	6.7	8.0

<システム分析の差額コスト>

図 10-16 は再生可能エネルギー拡大の差額コストです。全部門の合計で、2010 年の差額コストは 124 億ユーロです。そのうち 75%は、再生可能エネルギーの発電によるものです。発電の比率が高いのは、太陽光発電の差額コストが高いためです。太陽光以外の発電の差額コストは年間約 40 億ユーロで、再生可能エネルギーによる熱供給と同程度です。

価格パス A の場合、差額コストは 2015 年に最大値の年間 155 億ユーロに達します。その内訳は、発電が 120 億ユーロ、熱供給が 24 億ユーロ、燃料

生産が 11 億ユーロです。

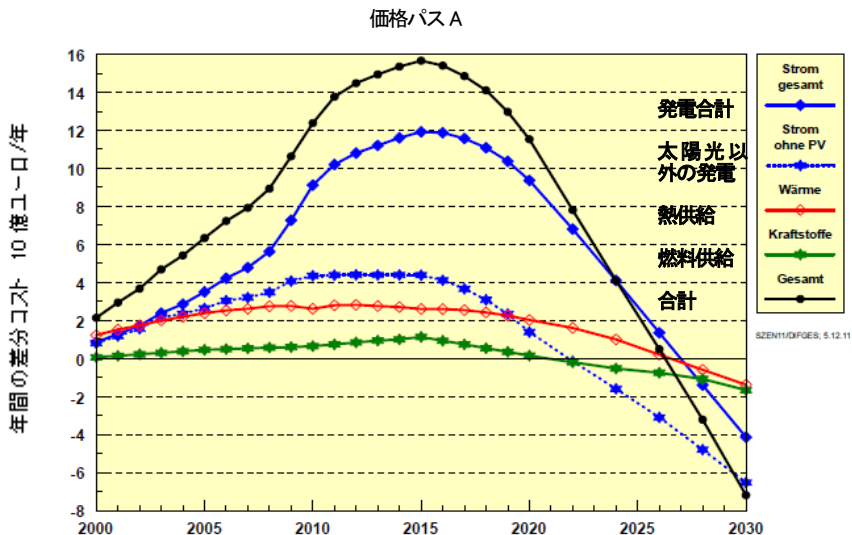


図 10-16 年間の差額コストの推移 (シナリオ 2011A, 価格パス A)

出所:シナリオ2011報告書本文, 29 March 2012

2026 年には、再生可能エネルギーを拡大する差額コストは、全部門合計では発生しません。なお、その時点で再生可能エネルギーは、最終エネルギー消費の 30%をカバーしています。それ以降は、差額コストはマイナスになり、2030 年にはマイナス 70 億ユーロです。

図 10-17 は、差額コストの累積額を示しています。2010 年までの累積の差額コストは 710 億ユーロです。そのうち、440 億ユーロが電力供給、230 億ユーロが熱供給、40 億ユーロがバイオ燃料の供給のためのものです。

2020 年までの累積の差額コストは、価格パス A の場合 2,100 億ユーロで、2030 年までの累積の差額コストは、それより僅かに多い 2,190 億ユーロになります。2030 年までの累積の差額コストのうち、76%の 1,810 億ユーロが再生可能エネルギーの発電を拡大するためのもので、340 億ユーロが再生

可能エネルギーによる熱供給に対するものです。

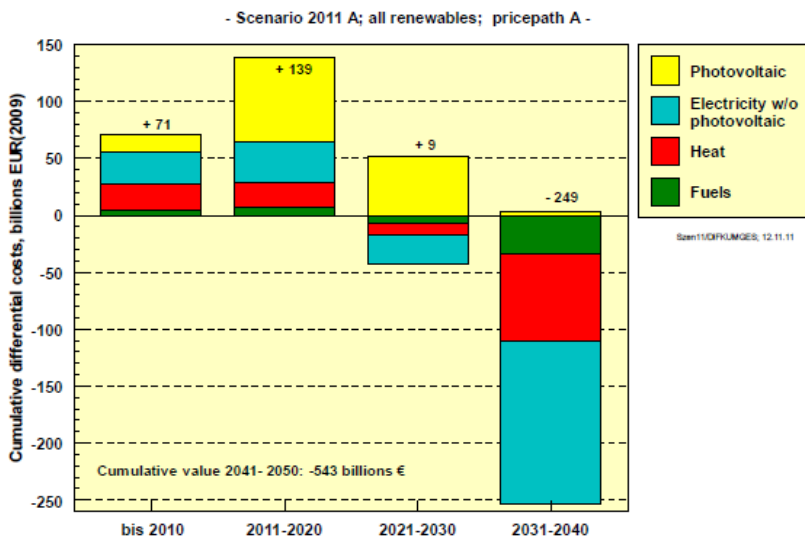


図10-17 再生可能エネルギー拡大の累積の差額コスト
(シナリオ2011A、価格パスA)

出所:シナリオ2011要約報告書, 31 March 2012

2040 年末には、再生可能エネルギーの全ての技術の累積の差額コストは、完全に相殺され、マイナス 300 億ユーロが残ります。今世紀半ばの 2050 年には、再生可能エネルギーの割合は 70%を占めていますが、化石燃料に依存し続けた場合と比べて、5,700 億ユーロの追加支出を避けることになります。

価格パス B の場合には、累積の差額コストがバランスするのは、2050 年近くになります。化石燃料の価格上昇が非常に低い価格パス C の場合には、累積の差額コストは、2040 年まで増加を続けます。

しかし、地球温暖化のダメージに対応する外部コストとして、75 ユーロ/トン CO₂ を考慮すると、再生可能エネルギーの拡大は、非常に少ない差額コストで達成できます。2020 年までに、累積差額コストの最大値に達し、その額は 520 億ユーロに過ぎません。2020 年の後まもなく、温暖化ダメージ

の回避コストは、化石燃料を使い続けた場合に生じるコストを上回ります。経済性評価の結果は、化石燃料の将来価格と、CO₂ 排出枠価格の水準に大きく影響されます。

表 10-4 再生可能エネルギー拡大の累積差額コスト (シナリオ 2011A)

出所:シナリオ 2011 要約報告書, 31 March 2012

	再生可能エネルギー拡大の累積差額コスト 億ユーロ			
	価格パスA (上昇大)	価格パスB (上昇中)	価格パスC (上昇小)	外部コスト を考慮
2010年まで	710	710	710	160
2020年まで	2,100	2,300	2,450	520
2030年まで	2,190	3,240	3,950	-380
2040年まで	-300	2,500	4,160	-3,520
2050年まで	-5,730	-420	2,790	-9,180

注) 温暖化ダメージの外部コストは75ユーロ/トンCO₂と仮定

<再エネの平均発電コスト>

図 10-18 は、シナリオ A、価格パス A に基づく化石燃料発電、再生可能エネルギー発電および両者全体の発電コストの推移です。

現状の再生可能エネルギーの発電コストは、化石燃料の発電コストを大幅に上回っています。再生可能エネルギーの発電コストの高さが、2010 年には両者全体の発電コストを 6.5 ユーロ・セント/kWh に上昇させ、2016 年には 8.4 ユーロ・セント/kWh に上昇させています。この後、技術革新と市場の増大により、再生可能エネルギーの発電コストは低下に転じます。2050 年には、両者全体の発電コストは約 7 ユーロ・セント/kWh になります。再生可能エネルギーが国内発電の 74%を占めますが、現状の発電コストよりも僅かに高いだけです。しかも、温暖化問題を起こさず、エネルギー源の制約もありません。

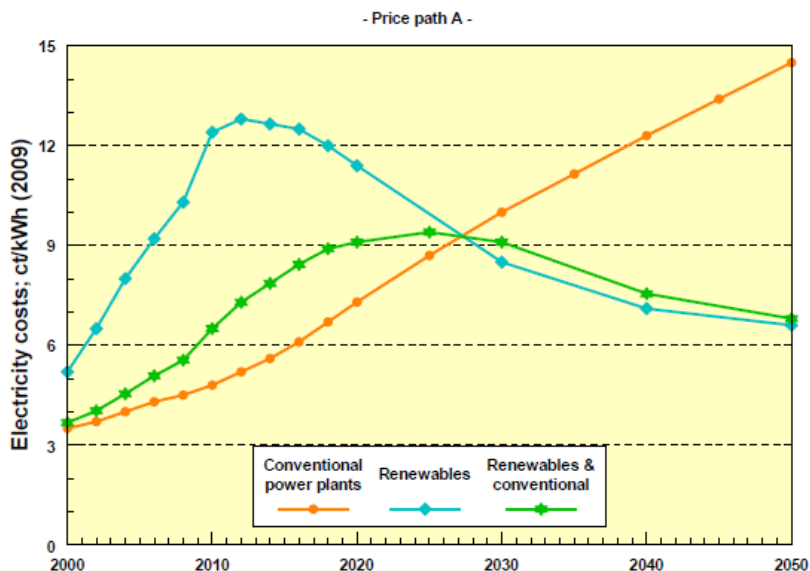


図10-18 化石燃料、再エネ、両者全体の発電コストの推移
(シナリオ2011A、価格パスA)

出所:シナリオ2011要約報告書, 31 March 2012

<エネルギー供給全体>

図 10-19 は、全部門合計のエネルギー消費に対する支出額の推移です。価格パス A に基づくもので、化石燃料を使い続けてエネルギー効率の改善も無い場合、化石燃料を使い続けるがシナリオ A に基づくエネルギー効率の向上がある場合、シナリオ A に従い再生可能エネルギーの拡大とエネルギー効率の向上がある場合の 3 ケースが示されています。

エネルギーの消費者は、2009 年に年間 2,000 億ユーロを支出していました。そのうち 700 億ユーロは加熱燃料、450 億ユーロの運輸燃料、および、850 億ユーロの電力です。また、2005 年には、それは 1,600 億ユーロに過ぎませんでした。

もし、エネルギー消費量が現状のまま増加せず、エネルギー価格が価格パ

ス A に従い上昇するなら、2030 年にはエネルギー消費の支出は 3,200 億ユーロ(2009 年のユーロ通貨価値で)に、2050 年には 4,150 億ユーロになります。それに対し、シナリオに従ったエネルギー効率の向上が図られるなら、支出は年間 3,000 億ユーロより少し下回った水準に維持されます。

シナリオに従い、効率の向上と再生可能エネルギーの拡大が図られた場合には、変動する再生可能エネルギーの対策の設備費も含め、2025 年には年間 2,850 億ユーロになります。その後は減少し、2050 年には、年間 2,150 億ユーロの支出となります。

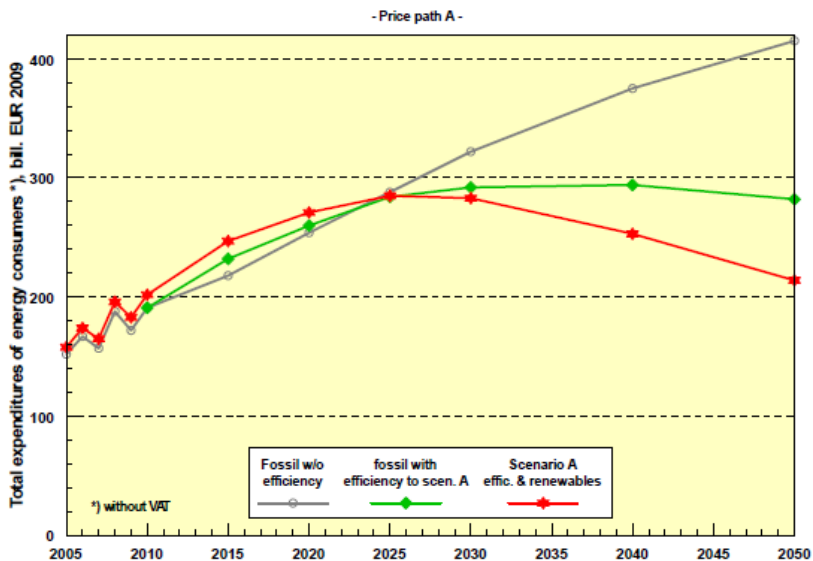


図10-19 全部門でのエネルギー支出の推移 (シナリオ2011A、価格パスA)

出所:シナリオ2011要約報告書, 31 March 2012

2010 年には、ドイツの化石燃料輸入は年間約 10,100 PJ で、金額にして 680 億ユーロでした。その後の再生可能エネルギーの使用増大により、化石燃料輸入はかなり減少しました。現在 (2012 年)、化石燃料輸入は、年間で 1,100 PJ 減少し、金額にして年間 68 億ユーロの支出が削減されました。今

世紀半ばまでに、エネルギー輸入の減少は、年間約 4,100 PJ に増大します。このようにして、2020 年には、年間 170～200 億ユーロの輸入支出が削減され、2030 年には年間 300～360 億ユーロの輸入支出が削減されます。今世紀半ばには、化石燃料の輸入支出の削減は年間 540～730 億ユーロになります。この額は、その時点での GDP の約 2% に匹敵します。

再生可能エネルギーの拡大による CO₂ の排出削減は、2010 年には 1 億 1,500 万トン CO₂ でした。これは、CO₂ 排出単価を 14.3 ユーロ/トン CO₂ とすると、16 億ユーロになります。しかし、温暖化の実際のダメージは、75 ユーロ/トン CO₂ であり、85 億ユーロの損害が回避されたことになります。2050 年には、年間 3 億 9,600 万トン CO₂ の排出が削減され、これは年間 320 億ユーロの温暖化による損失を回避したことになります。

再生可能エネルギーの拡大には、その他にも定量的に表せない種々の利点があります。それらには、少ない化石燃料の獲得競争による国際的緊張の回避、原子力技術のような軍事的やテロによる危険がないこと、再生可能エネルギーの分散型使用に伴う利点などがある、と報告書は記しています。

10.8 ドイツと日本の違い

ドイツの長期エネルギー戦略に関するシナリオ 2011 について、詳しく紹介しました。シナリオ 2011 の要約報告書の 4 分の 3 くらいを翻訳に近い形で紹介したものです。

信頼できる既存の情報は参考にすべきです。しかし、本項の最初に記載したように、ドイツに倣って日本も再生可能エネルギーを拡大しようという趣旨ではありません。ドイツと日本ではエネルギー事情が異なります。日本には日本独自のシナリオが必要になり、それをもとに再生可能エネルギー移行について判断すべきです。まずは、ドイツと日本のエネルギー事情の重要な相違点を紹介します。

＜風力発電の立地＞

4 章で紹介したように、ドイツには風力発電に適した立地が豊富にあります。概して EU 諸国は、風力資源が豊富です。

風力発電の発電コストは、現状でも火力発電に近いものです。将来、化石燃料価格が上昇し、技術開発により風力発電の発電コストがもう少し低下すれば、火力発電より安価になると考えられています。そのことが、EU が再生可能エネルギー拡大を推進している大きな理由であると思います。

一方、日本は風力発電に適した陸上の立地が乏しいことを紹介しました。そのため、再生可能エネルギーというと、先ず、太陽光発電が取り上げられます。実際、再生可能エネルギー買取制度の初年に、想定外に多数の設備認定を受けたのはメガソーラでした。大雑把に言うと、太陽光発電の発電コストは、風力発電の約 3 倍です。

風力発電の陸上の立地が乏しいため、洋上風力の技術開発が言われます。ドイツのシナリオ 2011 でも、洋上風力発電を増やす計画になっています。設備コストは高くなるけれど、陸上より風況が良いために設備利用率が高くなるので、発電コストがそれほど高くないためです。加えて、発電量の変動が陸上より少ないので、変動対策の費用も低減できます。

よく紹介されているデンマークの洋上風力発電は、遠浅の北海などに設

置された着床式のもので、洋上なら日本にも、風況の良い場所は沢山あるのですが、残念ながら、概して日本の海岸線は急に深くなっています。そのため、浮体式の洋上風力発電の技術開発も進められています。しかし、それでは設備コストが高くなり、太陽光発電に比べて大幅に安価である風力発電のメリットが損なわれてしまいます。

ドイツのシナリオ 2011 では、発電コストが高い太陽光発電は、昼間のピーク負荷対応としており、太陽光発電の導入量は限定的です。一方、日本で再生可能エネルギーを拡大しようとする、太陽光発電に多くを依存しなくてはならず、それが経済性に関する最大の問題です。

<外国との電力網>

風力や太陽光発電などによる発電量の変動に関し、シナリオ 2011 では、外国との間の電力網の増強を優先すべき対策に挙げています。経済性が高く電力損失も少ないためです。しかし、残念ながら日本は外国との電力網の繋がりがありません。

再生可能エネルギー発電の変動する出力を、電力需要とマッチさせる方法として、発電出力を時間的にシフトするものが電力貯蔵です。また、電力需給の過不足を地理的に調整するものが、広域電力網を活用した方法です。

概して電力貯蔵は高コストです。加えて、大きな電力損失が伴います。例えば、揚水発電の電力貯蔵効率率は 70%程度と言われます。電力を貯蔵して再利用するまでに 30%が失われる訳です。シナリオ 2011 では、大量の電力を貯蔵できる技術として、電気から水素を製造・貯蔵し、再びガスタービン複合サイクルで電気に戻す方法を採用しています。その場合の電力貯蔵効率は、やっと 40%であると報告書は記しています。

広域電力網の増強で、電力需給の地域的な過不足が調整できれば、電力貯蔵に比べて少ない設備費で済むだけではなく、電力損失も主に送電損失ですから、遥かに少ないものです。

なお、EU も再生可能エネルギーへの移行を目指しており、シナリオ 2011 は、欧州全体の電力網の増強を前提に、ドイツ周辺国との送電容量を増強す

る計画になっています。

<コージェネの拡大>

シナリオ 2011 では、復水式火力発電を減らし、コージェネ(Cogeneration、熱併給発電)を増やす計画になっています。理由は、エネルギー効率を大幅に高めるとともに、熱供給システムに蓄熱設備を設けることで、再生可能エネルギー発電の変動に対する経済的な対策として利用するためです。

欧州では南部を除いて、熱供給配管網を備えた地域熱供給がかなり普及しています。個別の施設に加えて地域熱供給の熱源としてコージェネの使用拡大が考えられています。

コージェネはエネルギー効率を高める技術として、日本でも 1970 年代の石油危機の頃から普及の努力が続けられてきました。(財)コージェネレーション・エネルギー高度利用センターのウェブページには、日本でのコージェネの導入実績が掲載されています。累計導入実績は増加しており、2013 年度末の実績は発電容量で 985 万 kW です。しかし、この値は、自家発を含めた日本の発電容量全体の 3%に過ぎません。日本でのコージェネの採用は限定的であることが分かります。

種々の熱機関を用いたコージェネがあり、電力と熱出力を合わせた総合エネルギー効率は 75～80%と、単独の発電に比べて大幅に効率が向上します。但し、コージェネの電力と熱出力の比率は、自由に変えられるわけではありません。

コージェネの採用は、発生する熱量に対応するだけの熱需要が有るかにかかってきます。家庭や事務所の熱需要は限られています。そのため、日本ではコージェネは、主にホテルや病院のように熱需要が多い施設で使用されてきました。また、多くはありませんが、例えば新宿新都心のように、地域熱供給の配管網を敷設して、コージェネによる熱供給も行われています。

日本であまりコージェネが普及しない理由は、冬は暖房需要がありますが、夏は冷房が必要なため、熱供給のメリットが半減してしまうためではないかと思われます。温熱と冷熱を供給する地域熱供給の例や、熱駆動の吸収冷凍

機もある程度使用されていますが、電動の圧縮式エアコンで冷暖房を行う便利さに敵わないということではないでしょうか。

シナリオ 2011 のように、日本でコジェネを大幅に普及させるには、社会全体の冷暖房・給湯のあり方を変えることが必要になるでしょう。その上で、多額のインフラ投資により新たな配管網を敷設して地域熱供給を行い、その熱源にコジェネを用いることになると思います。

<バイオマス>

バイオマスは、ドイツの 2011 年実績で発電電力量の約 5%を占め、シナリオ 2011A では 2050 年に約 10%を占める想定です。熱供給量では、2010 年実績は約 9%を占め、2050 年には約 25%を占める想定です。シナリオ 2011A でバイオ燃料は、年間 300PJ の生産が想定されており、石油換算(toe)すると年間 717 万トンになります。ドイツの再生可能エネルギー拡大計画で、バイオマスも大きな役割を担っています。

ドイツは 2010 年時点で、バイオマス・廃棄物のエネルギー利用がかなり進んでいます。しかし、シナリオ 2011 では、大幅な拡大は想定されていません。それは、バイオ植物の生産などが、食糧生産や自然保護と相反しないようにすることを前提にしているためです。

図 10-20 には、ドイツと日本の一次エネルギー供給の推移を示しました。IEA の統計データのウェブページに掲載されているものです。少し見にくいと思いますが、1971 年から 2009 年までの推移が示されており、黄緑色の部分が、バイオマスと廃棄物の一次エネルギー供給量で、縦軸は Mtoe(百万石油換算トン)です。

ドイツでは、地球温暖化防止に関心が高まる以前の 1970 年から、バイオマスのエネルギー利用が行われていることが分かります。北欧の国々では、以前からバイオマスが利用され続けています。

一方、日本のバイオマス・廃棄物のエネルギー利用は、ドイツに比べて少ない比率です。なお、日本のバイオマス・廃棄物の大半は廃棄物のエネルギー利用です。

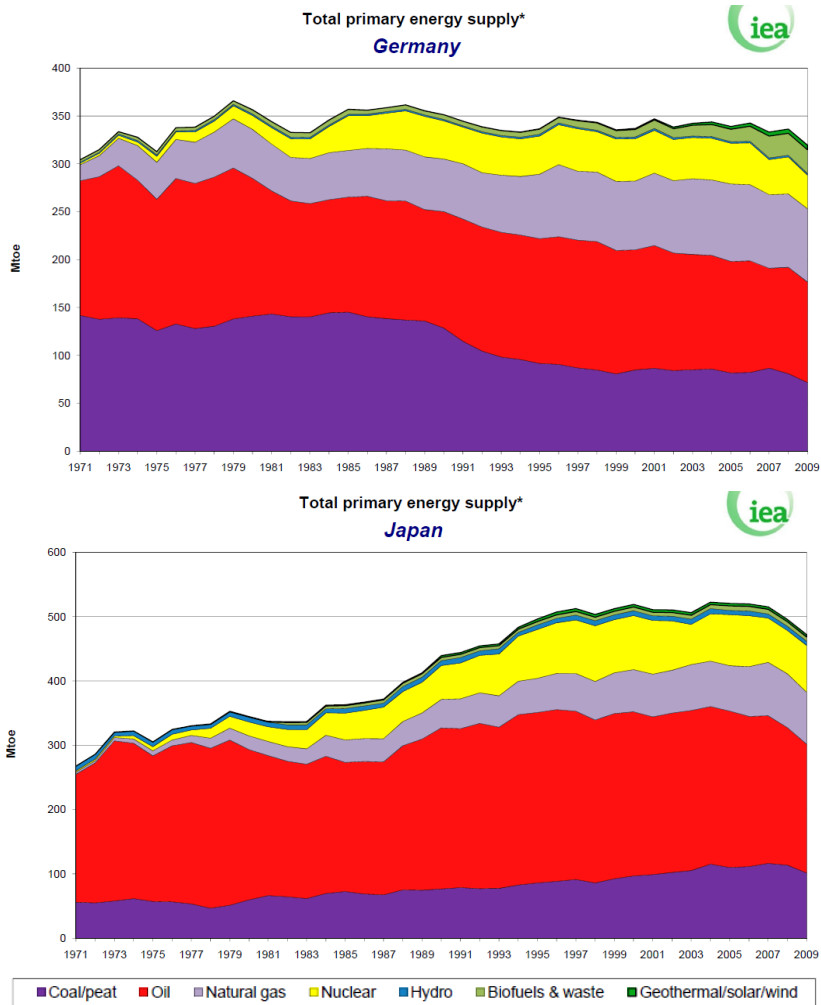


図10-20 ドイツと日本の一次エネルギー供給の推移
出所: 国際エネルギー機関(IEA)のウェブの統計ページ

日本では、バイオマスの利用拡大を目指して、農林水産省主導のバイオマス・ニッポン総合戦略が 2002 年末に閣議決定され実施されました。しかし、

総務省による 2011 年の政策評価で、実施された国の事業の多くが効果をあげていないことが指摘されました。

日本は、廃棄物のエネルギー利用に関しては、ドイツと同等のことが実施できると思います。しかし、バイオマス、特に間伐材などの木質バイオの利用に関しては、日本と北欧諸国とでは国情に違いがあり、その利用拡大には高いハードルがあります。国情の違いを無視した計画は、無駄な投資に終わる結果になります。

<砂漠での集光型太陽光発電>

図 10-8 に示したように、シナリオ 2011A では、再生可能エネルギーにより発電された電力の輸入が想定されています。2050 年の値は、ドイツの総発電量の約 11%を占めています。その多くは、欧州南部や北アフリカでの集光型太陽熱発電の電力輸入であるようです。欧州では、サハラや中東の砂漠での集光型太陽熱発電などの事業化検討が、デザーテックという名前で進められており、それに対応するものと思われます。

日本では、そのような外国からの電力輸入は困難です。強いて言うと、デザーテックに類似のコンセプトとして、WE-NET という研究開発プロジェクトが実施されました。

WE-NET は、「水素利用国際クリーンエネルギーシステム技術研究開発」という名称で、1993 年から 10 年間ほど実施された国の大型プロジェクトです。水素社会の実現を目指して、世界各地で活用されていない再生可能エネルギー、特に砂漠での太陽光発電による電力で、水を電気分解して水素を製造し、水素輸送タンカーで日本に輸送して利用するものです。

WE-NET は率直に言って、高コストの感は否めません。サハラ砂漠の太陽熱発電の電力を欧州に送電する場合と比較すれば、かなりエネルギー・コストが高くなることは明らかでしょう。

<国土面積>

風力でも太陽光発電でも、大電力量を導入するには、広い面積を必要とします。また、バイオ植物の栽培でも同様です。再生可能エネルギーに全面

的に転換するには、国土の広さも関係すると考えられ、ドイツと日本の比較をしてみました。

ドイツと日本は、国土面積はほぼ同じです。しかし、総面積から林野面積と主要湖沼面積を差し引いた日本の可住地面積はドイツの約半分です。一方、日本の人口は、ドイツの約 1.6 倍ですから、一人当たりの日本の可住地面積はドイツの約 1/3 です。

表 10-5 ドイツと日本の主要項目の比較(2010 年)

項 目		単位	ドイツ	日本
人口		万人	8,176	12,738
国土面積		km2	357,121	377,930
可住地面積		km2	約247,000	約127,000
年間 総量	GDP	億 2005年USD	29,458	45,786
	エネルギー生産量	万石油換算トン	13,135	9,679
	一次エネルギー供給量	万石油換算トン	32,737	49,685
	電力消費量	億kWh	5,901	10,698
	温室効果ガス排出量	万トンCO2換算	93,654	125,798
	CO2排出量	万CO2トン	76,158	114,307
年間 1人 あたり	GDP	2005年USD/人	36,030	35,944
	一次エネルギー供給量	石油換算トン/人	4.00	3.90
	電力消費量	kWh/人	7,217	8,399
	温室効果ガス排出量	トンCO2換算/人	11.45	9.88
	CO2排出量	トンCO2/人	9.31	8.97

太陽光発電を設置する場所が足りないというような、極端なことを主張するつもりはありません。しかし、例えば、少なくとも 20 年間は使用するメガソーラを、限られた空き地に無計画に設置すれば、種々の問題が発生することは想像に難くありません。実際、再生可能エネルギーの買取制度の初年度に、少数ですが、そのような問題が生じています。また、将来、食料輸入の事情が変化した場合に、休耕地に設置されたメガソーラが、食料増産の障害になる事態は十分に考えられます。限られた国土に、無計画に太陽光発電や風力発電を設置することには問題があります。

日本は中央が山岳地帯で、海岸線の平地に高い人口密度で住んでいます。そのことは、海外から資源やエネルギーを輸入し、それを利用して工業生産

を高めることには都合がよいことでした。しかし、分散型でエネルギー密度が低い再生可能エネルギーを有効活用するのには適していません。再生可能エネルギーに全面的に依存する社会に転換するのには、住生活の形態を変えることも必要になるのかもしれません。

<日本が有利な点>

再生可能エネルギーに転換する経済負担に関し、ドイツと比較して日本が不利な点を上述しました。しかし、それだけでは片手落ちなので、日本が優れている点も以下に列記します。

水力資源は日本のほうが豊富です。2010 年実績で、ドイツの水力発電量は 274 億 kWh で総発電電力量の 4.3%です。一方、日本は 907 億 kWh で総発電電力量の 8.1%を占めています。但し、ダム式水力発電に適した立地は、あまり残されていないと思います。

地熱発電については、ドイツは 0.3 億 kWh で 0.004%に過ぎませんから、ほとんど無いといってよいでしょう。一方、日本は 26 億 kWh で総発電電力量の 0.2%です。地熱発電の発電コストは、太陽光発電よりは大幅に低いものです。国立公園の自然保護の規制などを無くせば、増加できると指摘されています。また、1970 年代から技術開発が続けられている高温岩体発電を実用化して普及させれば、発電量はかなり増大するでしょう。

太陽光発電については、日本はドイツより緯度が低く、同じ kW 容量の設備でも、発電電力量が大きくなると考えられます。2011 年の太陽光発電の年間発電電力量の実績と、平均の kW 容量(2010 年末と 2011 年末の平均値)の比率として、kWh/kW の値を求めてみました。ドイツの値は 780kWh/kW でした。ドイツでは 1kW の太陽光発電を設置すると、平均して年間に 780kWh の発電ができることになります。一方、日本の値は 1,050kWh/kW で、ドイツより 3 割ほど大きいものです。また、日射強度マップ も調べてみました。日本では、日本海側に比べて太平洋側の日射強度はかなり大きな値です。ドイツでも南部の日射強度は、北部に比べて大きな値です。両国とも、日射強度には地域的な違いがありますが、kWh/kW の値と、概ね同様の

傾向が読み取れます。太陽光発電については、日本はドイツよりも有利で、発電電力量が30%程度増大できると言えるでしょう。

日本はドイツより平均気温が高いため、人口あたりの暖房負荷は日本のほうが少ないでしょう。しかし、日本は夏季に冷房負荷が必要になるので、冷暖房合計で必要なエネルギーについて、どうなるかは確認していません。なお、表 10-5 に示したように、人口一人あたりの一次エネルギー供給量は、日本とドイツはほぼ同じです。日本とドイツで気候や地理的条件が違っても、エネルギーの需要サイドの前提条件は、全体の合計ではあまり違ってこないように思われます。

10.9 日本独自のシナリオ

紹介すべき情報は以上です。後は、日本独自のエネルギー・シナリオを作ることです。信頼性があり、納得できるシナリオが望まれます。日本には、公的・準公的機関に多数の優秀なエネルギー問題の専門家がいます。多くの専門家が、御用学者や原子力村の住人と呼ばれて、十分な能力を発揮できていない現状は異常なことです。エネルギー問題には、政治でもそうだと思いますが、専門家の能力が不可欠です。

原発の有無を含め、複数のシナリオが必要になると思います。どのシナリオを受け入れるか、一般の人が評価するのは難しいことです。折角、先行するドイツのシナリオがあるのですから、経済的負担など、ドイツとの比較を示すことも重要だと思います。

<今なぜ必要か>

2013 年 11 月にワルシャワで開催された COP19 で、2020 年以降の枠組みについて、2015 年末の COP 21 に先立ち、各国の約束草案を示すことが合意されました。2015 年夏頃には、2020 年以降の削減目標を議論できることが必要になります。

また、COP19 で日本は、2020 年度までに、2005 年比で 3.8%削減することを表明しました。原発を停止したままで達成することは簡単ではないと思

われます。しかし、25%削減を取り消しての表明であり、また、EU などは遙かに高い削減目標を表明しています。日本の削減目標値が不評であるのも尤もです。会議に臨むに当たり、確かな根拠を持つことも不可欠です。

加えて、日本は2009年7月のG8 ラクイラ・サミットで、2050年までに温室効果ガスを80%削減することに合意しています。2020年以降の削減目標と、2050年の目標に関連性が無いはずはありません。早急に、長期のエネルギー・シナリオを検討することが必要になります。

なお、中長期のエネルギー・シナリオとしては、2009年に民主党政権に代わった後、25%の削減目標に対応し、急遽、作成されたものがあります。温室効果ガスを2020年に25%削減、2050年に80%削減を実現する「地球温暖化対策に係る中長期ロードマップ」という名称で、環境大臣試案という位置づけで2010年3月に公表されました。しかし、一年後の東日本大震災で状況は一変しました。また、ロードマップの内容は、世間にあまり受け入れられていなかったように感じます。

<日本の役割>

再生可能エネルギーに全面的に転換するドイツの計画は大したものですが。今、ドイツには経済的余力があることも手伝っているのだと思います。しかし、これで温暖化問題が解決するわけではありません。

2010年のCO₂排出実績で示します。ドイツのCO₂排出量は、世界の2.5%ですから、80%削減しても世界全体では2%減るだけです。また、EU全体が80%削減しても、世界の10%未満の減少です。

図10-21に示すように、人口で世界の18%を占める先進国(OECD)が、世界のGDPの74%を生産し、41%のCO₂を排出しています。

今後、中国、インドをはじめとする発展途上国は、今より豊かになり、CO₂排出量を増加させます。発展途上国の多くは、貧困から脱すると表現したほうが適切でしょう。豊かになるのは、発展途上国の権利です。

そこで必要とされるのは、豊かになりつつ(GDP増加)、CO₂の増加(CO₂/GDP)を抑制することです。それは石油危機以来、日本が40年に亘り

努めてきたことです。

日本は、極限的努力で自国の CO2 排出を削減するよりも、日本の優れた高効率・省エネ技術を世界に広めることで CO2 増加を抑制することのほうが、世界の温暖化防止に役立つと思います。

図 10-21 世界の人口、GDP および CO2 排出量 (2010 年)

出所：IEA Statistics, Indicators for 2010 のデータで作成

