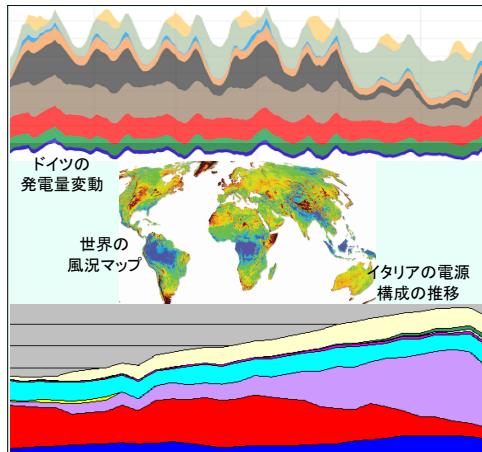


データをもとに考える 日本の電源構成の再構築



2015年1月

田中雄三

注) PDF 版は、どのような表示倍率でご覧になつてもかまいませんが、
本書はA5 版として計画したものです。

目 次

	<u>ページ</u>
はじめに	1
1. 世界各国の電源構成	6
1.1 脱原発を決めた国の電源構成	6
1.2 発電電力量が多い国	18
1.3 各国の電源構成	21
1.4 世界全体の電源構成	23
1.5 各電源の発電量上位 20 カ国	26
1.6 電源の多様化	35
1.7 各国の電気料金	37
2. 石炭火力は最大の電力源	54
2.1 世界のエネルギー消費の推移	54
2.2 世界の発電電力量の推移	57
2.3 石炭火力の発電効率	60
2.4 石炭火力の技術	63
2.5 石炭火力の CO2 排出量と低減	69
2.6 CO2 の回収・貯留	73
3. 原発が果たした役割と今後	79
3.1 原発の導入	79
3.2 各国の原発発電量	82
3.3 原発新設の推移	83
3.4 石油危機前後に原発が果たした役割	85

3.5 今後の原発新設計画	86
3.6 原発の廃止に係わるデータ	89
4. 欧州と日本の風力発電	98
4.1 風力と太陽光の発電コスト	98
4.2 なぜEUは再生可能エネルギーに熱心か	100
4.3 世界の風力発電の概況	105
4.4 主要国の風況マップ	107
4.5 EUの風力資源	111
4.6 日本の風力資源	120
4.7 洋上風力の発電コスト	123
4.8 本項のまとめ	135
5. ドイツの事例をもとに考える太陽光発電	136
5.1 ドイツの太陽光発電の設備価格	136
5.2 なぜドイツの太陽光発電は安いのか	141
5.3 日本と世界の太陽光発電の設備価格	143
5.4 日本と世界の太陽電池モジュール価格	145
5.5 太陽光発電の買取価格の決定	147
5.6 ドイツの太陽光発電買取制度の経緯	148
5.7 ドイツの太陽光発電の費用負担	154
5.8 ドイツの太陽光発電の事例から学ぶこと	162
5.9 日本の太陽光発電の買取制度の実績	166
5.10 日本の太陽光発電の大きな認定量の影響	172
5.11 太陽光発電の導入想定量と認定量の乖離	174
6. ガス火力は期待に応えられるか	178
6.1 天然ガス利用の現状	178
6.2 天然ガスの輸入	185
6.3 原発をガス火力に転換すると	189
6.4 天然ガスの漏洩による温暖化	192

7. 中国の CO ₂ 排出量はどこまで増加するか	196
7.1 CO ₂ 排出量の急増	196
7.2 統計データに対する疑念	198
7.3 エネルギー指標の推移から考える	199
7.4 中国のエネルギー構成	203
7.5 中国 CO ₂ 排出量の将来予測	207
7.6 公的機関による中国 CO ₂ 排出量の予測	209
7.7 中国の CO ₂ 排出量の削減目標	213
8. 日本の温室効果ガス、誰が CO ₂ を増加させたのか	215
8.1 京都議定書	215
8.2 GHG の削減量	217
8.3 森林等吸収分と京都メカニズムクレジット	219
8.4 部門別 CO ₂ 排出量の推移	222
8.5 2020 年代の温室効果ガス削減目標	225
9. 附属書 I 国と EU の温室効果ガス排出量	231
9.1 京都議定書の附属書 I 国	231
9.2 附属書 I 国などの GHG 排出量	233
9.3 GHG 排出量の俯瞰的データ	236
9.4 EU の GHG 排出量の削減	244
9.5 非 CO ₂ の GHG 排出量	254
10. ドイツの再生可能エネルギー拡大の長期シナリオ	260
10.1 ドイツの長期エネルギー戦略	260
10.2 その後の関連法と原発	263
10.3 長期エネルギー・シナリオ	264
10.4 主要項目の将来動向	267
10.5 シナリオ 2011A の主な結果	273
10.6 再生可能エネルギーによる発電の変動対策	283
10.7 再生可能エネルギーへの移行の経済影響	291

はじめに

2009年8月、衆議院選に勝利した民主党は、選挙で掲げたマニフェストに従い、2020年までに温室効果ガスを90年比で25%削減することを表明しました。産業界の懸念をよそに、鳩山首相は同年9月の国連気候変動サミットで誇らしげに発言しました。しかし、25%削減には積算根拠がないことが、やがて世間で知られるようになります。

同年12月に予定されるコペンハーゲンでのCOP15に向け、急遽、タスクフォースが設置され、25%削減に必要なコストなどの検討が行われました。11月下旬にタスクフォースの中間取りまとめが出されました。検討結果は政権の意向に沿つたものでなかった模様で、メンバーを変えて検討を続けることになりました。

2010年6月には、25%削減に対応した「エネルギー基本計画」の見直しが行われました。2030年までに14基の原発を新增設し、総電力量の53%を原子力とする想定が印象として強く残っています。エネルギー基本計画を閣議決定したのは、今や原発ゼロを主張している菅首相の内閣です。根拠なく政治主導で決められた25%削減が、迷走の原因であるように思います。

エネルギーは食料と同じくらい、国家にとって重要な事項です。確かなデータをもとに、多面的な検討を行い方向付けすべきです。またしても、「政治が脱原発を決めれば、代替策は知恵のある人が出してくれる」という発言が出てくるのには困ったものです。

本書は、同名のウェブページ「データをもとに考える日本の電源構成の再構築」のコンテンツに加筆したものです。東日本大震災のあと、見直しが必要になっている電源構成を考えるためのデータを紹介したものです。

1章では、世界各国の電源構成を紹介します。よその国はどの様な電源構成を採用しているかを知ることは検討の第一歩です。本書で章立てしていない水力発電やバイオマスについても少し記載しています。

2章では、CO₂排出量は多いけれど、世界で最大の電力源である石炭火力

のデータを紹介します。温暖化防止の要求が高まっても、石炭火力を必要としている国は多く、その発電効率の向上は重要な課題です。

3章では、最もホットな問題である原発を扱います。原発に関する議論の焦点は安全性であり、個人的には低線量被爆の健康影響が重要と考えますが、筆者にはそれを記載する能力はありません。世界のエネルギー供給に、原発がこれまで果たしてきた役割と、今後のエネルギー供給に関する各国の原発に対する期待を紹介します。

4章では、再生可能エネルギーの風力発電を扱います。再生可能エネルギー拡大を推進しているEUには、風力発電に適した立地が豊富にあります。化石燃料の価格が上昇すれば、風力発電は、火力発電と経済的に競争できる水準になると考えられているようです。一方、日本は風力発電に適した陸上の立地や、海上風力のコスト上昇を抑えられる遠浅の海岸が乏しいことが指摘されています。欧州と日本では、風力発電に関する状況が異なることを紹介します。

5章では、太陽光発電を扱います。日本は風力発電に適した立地が乏しいため、再生可能エネルギーと言うと、発電コストが高い太陽光発電に関心が置かれます。太陽電池モジュールは、国際市場で取引されている商品ですが、低価格化の進んだドイツなどと比べて、日本の太陽光発電の設備価格が非常に高い現状を紹介します。

6章では、天然ガスや注目されているシェールガスが、温室効果ガスの削減にどの程度役立つかを考えてみます。

7～9章では、温室効果ガス排出量のデータを紹介します。電源構成の再構築を難しくしているのは、地球温暖化防止を考慮しなければならないためです。電力の安定供給と経済性だけなら、原発を石炭火力に転換すれば済むことです。7章ではトピックスとして、「中国のCO₂排出量はどこまで増加するか」、8章では日本の温室効果ガスの排出について、「誰がCO₂を増加させたか」、9章では世界、特にEUについて「EIT諸国による温室効果ガス削減」、などについてデータを紹介します。

最後の 10 章では、上記の情報を総括する趣旨で、ドイツにおける再生可能エネルギーに転換する長期エネルギー・シナリオを紹介します。温室効果ガスを 2050 年までに、90 年比で 80%から 95%を削減する大胆なシナリオです。技術的、構造的な可能性に基づいて作成された目標指向型のシナリオと紹介されています。但し、本当に実行されるのかは分かりません。

温室効果ガス排出量を 80%削減するため、一次エネルギー消費は 2010 年の約半分に低減します。想定した GDP 成長率のもとで、40 年間に亘り、エネルギー生産性を年平均 2.5%向上するという大幅な効率改善が必要になります。輸送手段は、電気自動車とプラグインハイブリッド車が主体になります。発電損失を減らすため、復水型火力発電を止め、コジェネに転換されます。コジェネには熱貯蔵が併設され、再生可能エネルギーの変動対策も担います。

転換する再生可能エネルギーの中心は風力発電です。コストが高い太陽光発電は、主に昼間のピーク負荷対応に用いられます。多くはありませんが、バイオマスの利用も想定されています。その他、サハラ砂漠などに設置した集光型太陽熱発電による電力を、欧州に送電輸入することも含まれています。この太陽熱発電は、蓄熱機能も備え夜間も発電する計画です。

再生可能エネルギーの変動対策としては、先ず、欧州の電力網を増強し、地理的に電力需給の過不足を調整する計画です。ガス焚きコジェネは最後まで残され、揚水発電とともに、変動運転することで電力需給の調整に利用されます。長時間の電力貯蔵による調整には、再生可能エネルギー電力により、水を電気分解し、生産された水素をエネルギー媒体に利用します。水素はエネルギー貯蔵に用いられ、燃料として電力に再変換されます。また、水素をメタン化し、既存の都市ガスのインフラに導入して利用することも計画されています。

化石燃料から再生可能エネルギーへの転換は、将来、化石燃料価格が上昇すると予測されるため、中長期的に評価すれば、経済負担にならないと主張

しています。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(炭素税)、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。経済性評価は、将来の化石燃料価格の上昇に依存するため、3 ケースの価格上昇が検討されています。

10 章は、ページを割いて詳しく紹介しました。それは、確りしたシナリオを作つて検討することが重要だと考えるためです。しかし、ドイツを見習お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。

先ず、日本は陸上風力発電の立地が乏しいことが指摘されています。また、再生可能エネルギーの変動を、外国との間の送電で調整することもできません。コジェネは、石油危機以来 40 年に亘り、導入に努めてきましたが、それほど普及していません。バイオマスについては、バイオマス・ニッポン総合戦略が実施されましたが、実施された事業のほとんどが効果をあげていないと指摘されました。砂漠で集光型太陽熱発電を行い、日本に送電することは不可能です。類似のプロジェクトとして、砂漠で太陽光発電により発電し、電気分解で水素を生産して日本に輸入する WE-NET という技術開発が実施されましたが、エネルギー・コストは大幅に高くなると思われます。

日本には、日本独自のシナリオが必要です。再生可能エネルギーへの転換の経済負担は、ドイツよりかなり大きくなると思われますが、確りしたシナリオを作り、納得できる評価を行つて判断することが重要だと考えます。

ドイツの再生可能エネルギーへの転換シナリオには感心します。しかし、それで温暖化問題が解決するわけではありません。ドイツの温室効果ガスを 80% 削減しても、世界全体では 2% 減るだけです。

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。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、CO₂ の増加を抑制することです。それは、

日本が石油危機以来 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。

日本は拙速に再生可能エネルギーへの転換を進めるべきではないと思います。今後の化石燃料価格の上昇、温暖化による地球規模のダメージの増大、そして、再生可能エネルギーの価格低下の進展を勘案し、少ない国民負担で戦略的に再生可能エネルギーを拡大することが政治の役割であると思います。

(2014 年 4 月)

1. 世界各国の電源構成

世界各国の電源構成を見ることから始めたいと思います。他所はどの様にしているかを知ることは、検討の第一歩です。実際に遣つてみて、具合が悪かったら改めようというのでは、国家のエネルギー問題はダメージが大き過ぎます。他国の成功と失敗の事例を参考にすべきです。

1.1 脱原発を決めた国の電源構成

今、最も関心が高い事項は脱原発です。脱原発を決めた国の電源構成を見ることにしたいと思います。

世界には、200余りの国やそれに準じる地域があります。その内、現在、原発により発電をしている国は31ヵ国です。

切尔ノブイリ原発事故を契機に、イタリアは脱原発を決め、実際に原発を撤廃しました。スウェーデンが、国民投票で脱原発を決めたことは良く知られています。しかし、2011年の発電電力量に占める原発比率は40%で原発比率が高い国です。

ドイツ、ベルギー、スイスは、現在は原発を使っていますが、福島第一原発の事故を契機に原発を撤廃することを決めました。

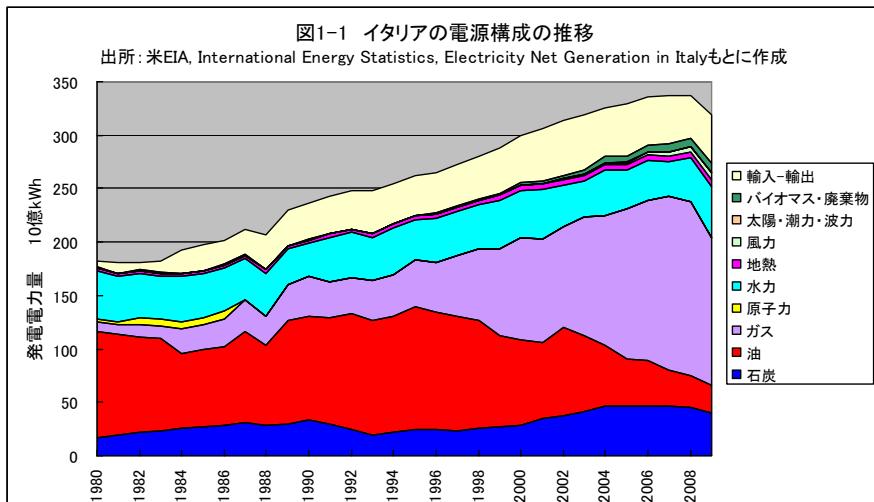
その他、オーストリア、イスラエル、シンガポールは、原発による発電実績はありませんが、今後、原発を設けないことを決めています。同様の国は、他にもあるかもしれません。

＜イタリアの電源構成＞

イタリアは切尔ノブイリ事故後の1987年に国民投票で原発廃止を決め、1990年までに全原発を閉鎖しました。以来、原発による発電は行われていません。

図1-1に、1980年以降のイタリアの電源構成の推移を示しました。1987年以前の範囲に、濃い黄色で示されているのが原発です。総発電電力量に占める原発の比率は、最大でも5%以下だったので、廃止が容易だったのかも知れません。しかし、その後、電力需要は1987年に比べて約1.6倍に増加

しました。図1-1からは、増加する電力需要を如何に賄うか、苦労の跡が窺われます。

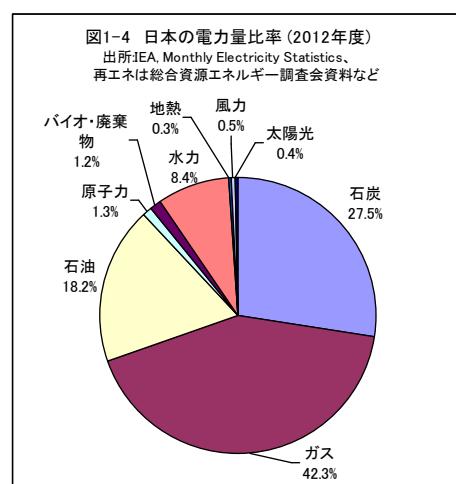
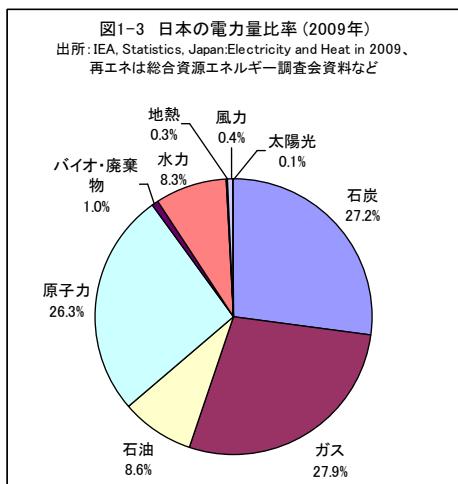
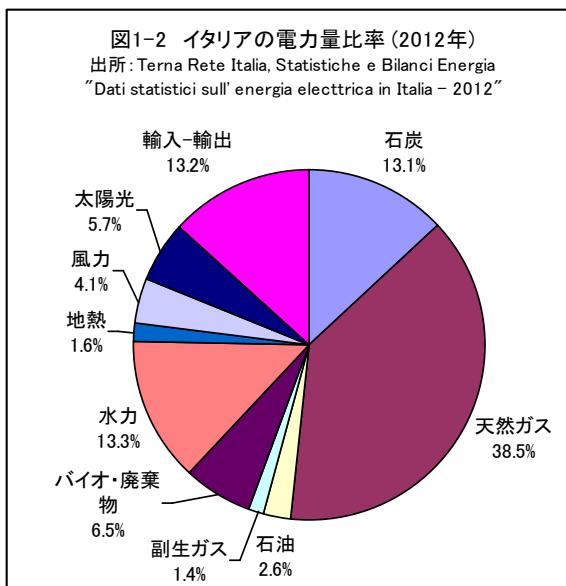


近年の原油価格の高騰により、石油火力は減少させざるを得ません。石炭火力は1990年から少し減少した後、微増しています。結局、天然ガスに大幅に依存することになります。天然ガスの産出国は、石油に比べ偏在していませんが、備蓄量は少なく、電力の安定供給の面で好ましいことではありません。その他、再生可能エネルギーの導入拡大にも熱心です。

短絡的に脱原発のためと言うつもりはありませんが、イタリアは恒常に電力不足に悩まされていると言われます。また、電気料金が、先進国で最も高い国の一です。

図1-2には、2012年のイタリアの電源構成を示しました。また、日本と対比するため、図1-3と図1-4に、東日本大震災の前後の2009年と2012年度の日本の電源構成も示しました。

イタリアの電源構成で、天然ガスの多さの他に注目されるのは、電力輸入量の多さです。輸入と輸出の差を図示していますが、総電力量の13%を占めています。



再生可能エネルギーによる発電では、バイオマス・廃棄物が 6.5%、太陽光発電が 5.7%、風力発電が 4.1%に達しています。風力発電よりも、発電コ

ストが約3倍高い太陽光発電のほうが多いのは、他の多くのEU諸国と異なる点です。4章で紹介しますが、地中海に突き出たイタリアは、風力資源が乏しく、一方、太陽光発電は、欧州の北部・中部の国に比べれば適しているためです。

日本の脱原発を考える上で、イタリアの事例は参考になる点があると思います。そのため、イタリアと日本のエネルギー事情の違いを紹介しておきます。イタリアは、日本と同様にエネルギー自給率が低い国です。2008年実績で、イタリアのエネルギー自給率は15%です。エネルギー消費量に対する国内生産量比率は、石油が7%前後、天然ガスは10%前後、石炭は殆どゼロです。なお、原子力を除く日本のエネルギー自給率は4%に過ぎませんから、イタリアの状況は日本よりはましと言えるでしょう。

電力に関しては、イタリアの水力と地熱の合計は15%ですから、日本より恵まれています。

発電電力量の約4割を占める天然ガスは、2011年実績で、国内生産が11%あり、パイプライン経由の輸入が78%、LNGによる輸入が11%です。欧州には、天然ガスのパイプライン網も発達しており、それを経由して数カ国から輸入しています。パイプラインによる輸入には、今回のウクライナ紛争のように、天然ガス供給を遮断されるリスクはありますが、マイナス162℃の低温で液化して輸入することに比べれば遥かに容易です。

風力発電は日本と同様、陸上の優れた立地は限られています。太陽光発電は、平均の設備利用率の評価として、イタリアの方が日本より少し良いように思います。

欧州は電力網が発達しており、国内の発電容量が不足していても、電力の輸入により何とかやっていけることが、日本との大きな違いです。また、この電力網は、太陽光発電や、特に風力発電による発電変動による電力量の過不足を調整するために、EUの多くの国で利用されています。

＜イタリアと日本＞

イタリアとの比較を念頭に、日本の電源構成を簡単に紹介しておきます。

震災前の2009年の電源構成は、石炭と天然ガスと原子力がほぼ同じ割合で、総発電電力量の80%以上を占めていました。これは、エネルギー自給率が低い日本が、電力の安定供給のため、政策により意図的に行ってきました。

2012年度の電源構成では、原発が停止した分、総発電電力量に対する比率で、ガス火力が14%、石油火力が10%増加しました。原発が停止して、ガス火力が増大することは想定されることです。一方、原油価格の高騰により、最早、発電燃料には不適格な石油にも依存しなければならないことは異常なことです。必要な電力を確保するために、長期休止していた石油火力を、緊急避難的に再稼動させているためです。

日本の脱原発が続くなら、短期的には、ガス火力が更に増加するでしょう。温暖化防止の点で問題がありますが、炭素税などのCO2制約を設ければ、電力自由化のなかで、安価な石炭火力も増加し、その分、石油火力が震災前の水準に戻ることになるでしょう。当然、CO2排出量は増大します。

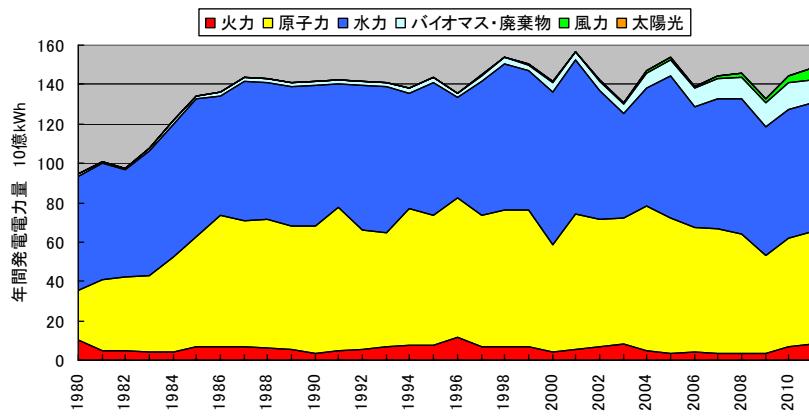
日本は世界三位の経済大国ですから、2020年代の温室効果ガス削減に参加しないわけにはいきません。上述のように、日本のエネルギー事情は、イタリアよりも厳しいものです。また、日本の電力消費量はイタリアの3倍です。温暖化防止を考慮しつつ、大きなエネルギー需要を、如何にマネージするかは政治の責任です。イタリアの事例は、脱原発の後のことを、予め良く考えておくことが重要であることを示唆していると思います。

中長期的に、再生可能エネルギーの導入がどの程度可能で、どれだけの国民負担を伴うかが関心事であり、それに関する間接的な情報を提供することが本書の目的です。

＜スウェーデンの電源構成＞

スウェーデンが、1980年に国民投票で原発廃止を決めたことは、広く紹介されています。しかし、2011年の実績で、原発は総電力量の40%占めています。図1-5に示されるように、原発による電力量は、1980年には258億kWhでしたが、90年には647億kWh、2004年には最大の736億kWhと3倍近くを記録しました。

図1-5 スウェーデンの電源構成の推移
(出所:米EIA, International Energy Statistics)



スウェーデンは、米国スリーマイル島原発事故の後、1980年時の国民投票で、2010年までに全原発を廃止することを決めました。しかし、1997年には全廃期限が撤回され、2009年には原発の段階的廃止の方針を修正し、新設原発の更新を認める決定がなされています。

図1-6 スウェーデンの電力量比率(2011年)

出所:IEA, Statistics, Sweden : Electricity and Heat in 2011

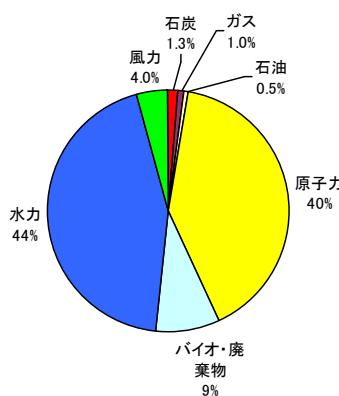


図1-7 スウェーデンの電力量比率(1980年)

出所:米EIA, International Energy Statistics

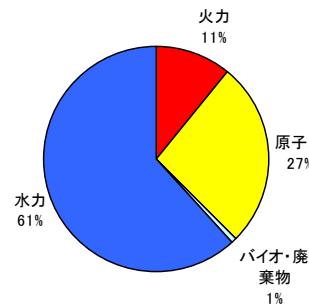


図 1-6 に、2011 年の電源構成を示します。原子力は 40%ですが、水力発電が総発電量の 44%を占めています。スウェーデンは水力資源が豊富な国です。バイオマス・廃棄物が 9%、風力が 4%です。スカンジナビア半島は、風力資源が豊富ですから、風力発電は、今後もっと増加すると思います。火力発電は僅かです。

脱原発を決めた状況を知るために、図 1-7 に 1980 年の電源構成を示します。水力発電は 61%に達しています。火力発電も 11%あり、原子力は 27%です。スウェーデンは、石油、ガス、石炭の国内生産は殆どありません。

以下は推測です。隣国のノルウェーは、既に北海油田の生産を行っており、多量の天然ガスを輸出していました。原発を止め、隣国からパイpline で天然ガスを輸入して、ガス火力に転換することは容易であるように思われます。スウェーデンの 1980 年の総発電電力量は、同年の日本の約 6 分の 1 です。原発の発電電力量は 258 億 kWh ですから、設備容量の合計で 400 万 kW 弱の火力発電で代替できます。

しかし、図 1-5 に示される 1980 年代前半の電力需要の急増に対し、火力発電を新造し、化石燃料を輸入するよりも、原発の増強を選択したのではないかと想像されます。

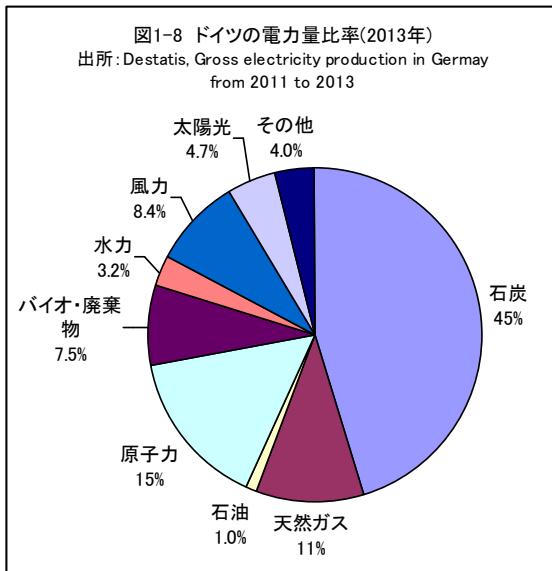
何処ぞこの国が国民投票で脱原発を決めたのだから、日本も同じことができるという短絡的主張は、市民レベルではいいと思いますが、行政の対応がそのようなレベルでは困ります。

＜ドイツの電源構成＞

2002 年にシュレーダー首相の連立政権は、原子力法の改正で 2022 年までに全ての原発を廃止することを定めました。2010 年 12 月には、メルケル政権は、原発の稼動期間を平均 12 年延長する原子力法の改正をしました。しかし、その 5 ヶ月後に福島第一原発の事故が起り、運転中の原発を順次停止し、2022 年まで全ての原発を停止することを決めています。

図 1-8 には、ドイツの 2013 年の電源構成を示しました。褐炭を含めた石炭が 45%を占めており、天然ガスが 11%、そして、原子力は 15%です。な

お、原発の停止を決める前の 2010 年の原発比率は 22% でしたから、既に、原発の停止が進んでいます。



再生可能エネルギーとしては、バイオ・廃棄物の 8%、水力の 3% に加えて、風力発電が 8.4%、太陽光発電が 4.7% です。固定価格買取制度(FIT)のもとで、中国製の安価な太陽電池モジュールが流入し、この 1、2 年に発電コストが高い太陽光発電の導入が想定以上に進み、電気料金が高くなり問題になっているようです。2010 年の古いデータですが、FIT の発電電力量で 14% に過ぎない太陽光発電の賦課金が、総額の 40% を占めていました。現在は、負担はもっと大きくなっていると思います。詳しくは、5 章で紹介します。

現在 15% を占める原発をやめるだけなら、その分の電力量を、ガス火力の増大と、風力発電や太陽光発電の更なる導入拡大で賄えばいいわけで、それほど難しいことではないと思します。しかし、それでは CO₂ の削減ができません。総発電電力量のほぼ半分を占めている石炭火力を、どうにかしなければなりません。温暖化防止が脱原発を難しくしています。

EUやドイツは、2050年までに、温室効果ガス排出量を90年比で80～95%削減する長期目標を掲げています。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、日本も含めて合意しています。ドイツの長期計画は、それに基づくものです。

図1-9に、2050年のドイツの電源構成の想定を示します。10章で詳しく紹介している、ドイツの長期エネルギー・シナリオで想定されている電源構成です。

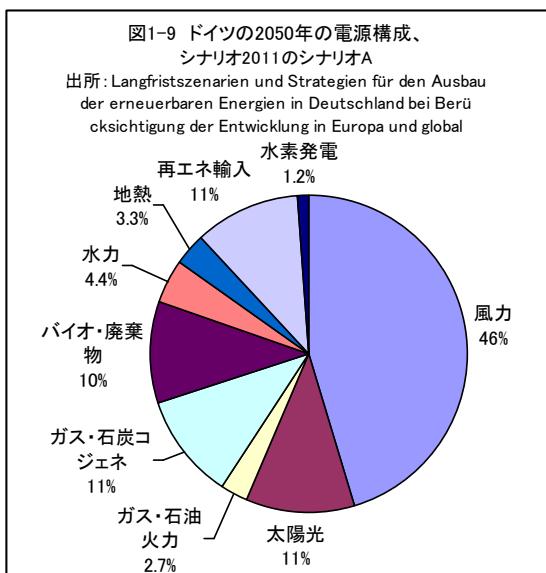


図1-8と似ていますが、よく見て下さい。図1-8で石炭の部分は、風力発電に置き換わっています。天然ガスの部分は、太陽光に置き換わっています。原子力の部分は、ガスと石炭を燃料とするコジェネとガスと石油を燃料とする復水発電になっています。

その他、図1-9には、再生可能エネルギーで発電した電力の輸入が11%考慮されています。また、風力や太陽光による電力を使用し、電気分解で製造

した水素による発電も 1.2%ですが含まれています。原子力は、2022 年に無くなっています。

これだけの変更を行うには、社会全体のエネルギー構造を変えることが必要です。詳しくは 10 章を参照して下さい。このようなシナリオがドイツ社会で議論されるのは、経済的に余力があることが大きいと思います。

ドイツは、2002 年に脱原発を決め、2010 年に廃止を延長し、2011 年にまた脱原発を決めました。脱原発は兎も角として、再生可能エネルギーへの全面的転換に関しては、今後も、経済状況により議論は繰り返されるものと思われます。

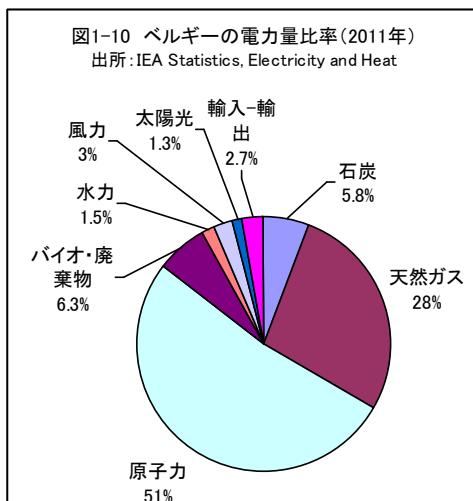
＜ベルギーの電源構成＞

ベルギーは、福島第一原発の事故を受け、2025 年までに、順次原発を停止することを決めています。

図 1-10 に示すように、2011 年の発電実績で、半分を原子力が占めています。原発を全廃することは、それ程簡単ではないと思われます。

しかし、先進国は、今後、電力消費が伸びることは殆ど無いと思われます。加えて、ベルギーの国内電力供給量は、表 1-1 に示したように、日本の 10 分の 1 以下です。

北海沿岸地帯は風力資源が豊富であり、EU の方針に従い、風力発電を中心とする再生可能エネルギーの拡大により、原発比率を低下させる計画と想像されます。しかし、脱原発と CO2 削減が、想定通り進むかは難しいとこ



ろでしょう。

＜スイスの電源構成＞

スイスも、福島第一原発の事故を受け、脱原発を決めました。新たな原発の建設を禁止し、2034年までに段階的に原発が停止される計画です。その後、2050年までの長期エネルギー戦略を発表しています。EUの計画に沿ったものと思われます。

図1-11に示すように、スイスの原発比率は40%です。一方、水力発電が51%あるので、ベルギーよりも脱原発は容易であるように思います。

但し、日本と同様にスイスは、山岳部を除くと風力資源に恵まれていません。現状、風力も太陽光発電の実績も無視できる程度です。

スイスの長期エネルギー計画を見ていないので、無責任に言えませんが、脱原発とCO2削減の両立は簡単ではないように思われます。

＜原発がなく原発を禁止した国＞

現状原発が無くて、今後も原発を作らないことを決めた国として、オーストリア、イスラエル、シンガポールの電源構成を図1-12～図1-14に示しました。

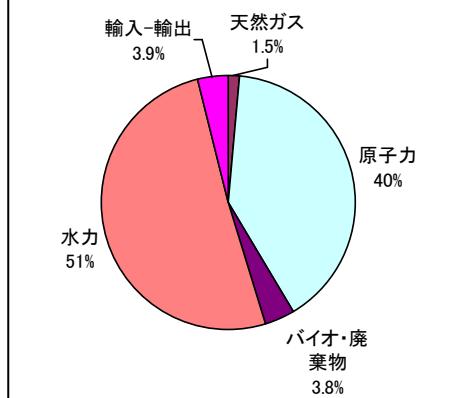
表1-1 国内電力供給量(2011年)

出所: IEA, Electricity and Heat

国名	国内電力供給量 GWh	日本供給量との比率 %
日本	1,051,251	-
ベルギー	92,772	8.8
スイス	62,227	5.9
オーストリア	73,894	7.0
イスラエル	55,423	5.3
シンガポール	45,999	4.4

図1-11 スイスの電力量比率(2011年)

出所: IEA Statistics, Electricity and heat



何れも先進国であり、温暖化防止の点から、今後エネルギー消費、電力消費は低減される方向です。従って、現在原発が無いなら、今後も無くても困ることはないでしょう

図1-12 オーストリアの電力量比率(2011年)
出所:IEA Statistics, Electricity and Heat

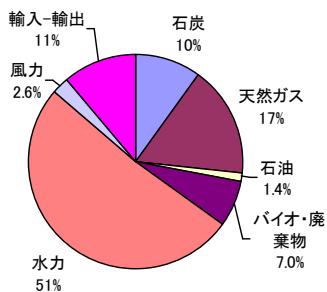
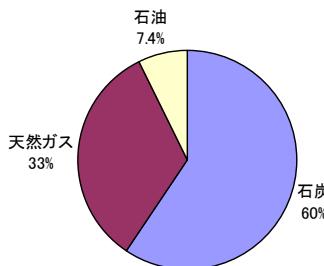


図1-13 イスラエルの電力量比率(2011年)
出所:IEA Statistics, Electricity and Heat



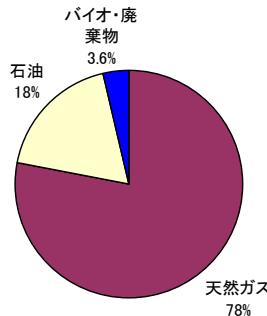
但し、CO₂削減を考えた場合、オーストリアは51%の水力発電があるからいいのですが、イスラエルとシンガポールは、今後、大幅なCO₂削減を求められた場合には、大きな経済負担になる可能性があるように思います。

<本項のおわりに>

脱原発だけなら、それほど難しいことではありません。CO₂削減を、併せて考えるために難しいのです。まだまだ先のことですが、先進国は温室効果ガスを80%以上削減することを、一応、約束しているのです。脱原発の議論には、長期のエネルギー計画を併せて議論する必要があると思います。

図1-14 シンガポールの電力量比率
(2011年)

出所:IEA Statistics, Electricity and Heat



1.2 発電電力量が多い国

表 1-2 発電電力量上位 70 カ国 (2011 年)

出所 : IEA Statistics, Electricity and Heat

No.	国名	年間発電電力量 GWh	No.	国名	年間発電電力量 GWh
1	中国	4,715,716	36	チェコ共和国	87,454
2	米国	4,349,571	37	カザフスタン	86,586
3	ロシア	1,054,765	38	フィンランド	73,481
4	インド	1,052,330	39	フィリピン	69,176
5	日本	1,051,251	40	チリ	65,713
6	カナダ	636,989	41	オーストリア	65,699
7	ドイツ	608,665	42	スイス	64,640
8	フランス	561,960	43	ルーマニア	62,217
9	ブラジル	531,758	44	コロンビア	61,822
10	韓国	523,286	45	イスラエル	59,645
11	英国	367,802	46	ギリシャ	59,436
12	イタリア	302,581	47	パラガイ	57,626
13	メキシコ	295,837	48	クウェート	57,457
14	スペイン	291,360	49	イラク	54,240
15	南アフリカ	262,538	50	ポルトガル	52,459
16	オーストラリア	252,623	51	ウズベキスタン	52,400
17	台湾	252,016	52	アルジェリア	51,224
18	サウジアラビア	250,077	53	ブルガリア	50,797
19	イラン	239,705	54	シンガポール	45,999
20	トルコ	229,393	55	ニュージーランド	44,496
21	ウクライナ	194,947	56	バングラデッシュ	44,061
22	インドネシア	182,384	57	シリア	41,079
23	ポーランド	163,548	58	ペルー	39,223
24	エジプト	156,586	59	香港	39,030
25	タイ	155,986	60	セルビア	38,600
26	スウェーデン	150,376	61	ハンガリー	35,983
27	マレーシア	130,090	62	デンマーク	35,171
28	アルゼンチン	129,892	63	ベラルーシュ	32,192
29	ノルウェー	128,148	64	カタール	30,730
30	ベネズエラ	122,059	65	スロバキア	28,656
31	オランダ	112,968	66	アイルランド	27,655
32	ベトナム	99,179	67	リビア	27,614
33	アラブ首長国連邦	99,137	68	ナイジェリア	27,034
34	パキスタン	95,258	69	モロッコ	25,005
35	ベルギー	90,235	70	オマーン	21,874

本項では、発電電力量の多い国を紹介します。データは、IEA 統計の Electricity and Heat で、電源別に示されている Production の値です。発電端の値で、発電所内での電力消費量を差し引いていないものです。また、欧洲では電力の輸出入がありますが、その値も考慮していません。

世界には 200 以上の国がありますが、表 1-2 には、発電電力量が多い上位 70 カ国を示しました。1 章では、この 70 カ国の範囲で記載します。例えば、電源構成として石油火力の比率が高い国を取り上げても、発電量の絶対値があまりにも小さい国を紹介しても意味がないと考えるためです。但し、70 番目のオマーンの発電電力量は、トップの中国の 0.5%、日本の 2% ですから、発電電力量がかなり小さい国まで対象にしているわけです。

2011 年の実績で、発電電力量が最も多いのは中国で、2 位が米国です。なお、2010 年には米国がトップでした。中国の発電電力量は、増加を続けると思います。しかし、経済成長の減速と同様に、電力量の年間増加率も 5% 程度に低下してきました。

以下、ロシア、インド、日本が並んでいます。その差は僅かで、統計データの取り方によっては、これと異なる順位もあるようです。但し、今後インドの発電電力量が増加していくことは確実でしょう。次のグループには、カナダ、ドイツ、フランス、英国、イタリアなどの G7 の先進 7 カ国が含まれています。韓国もこのグループに含まれています。

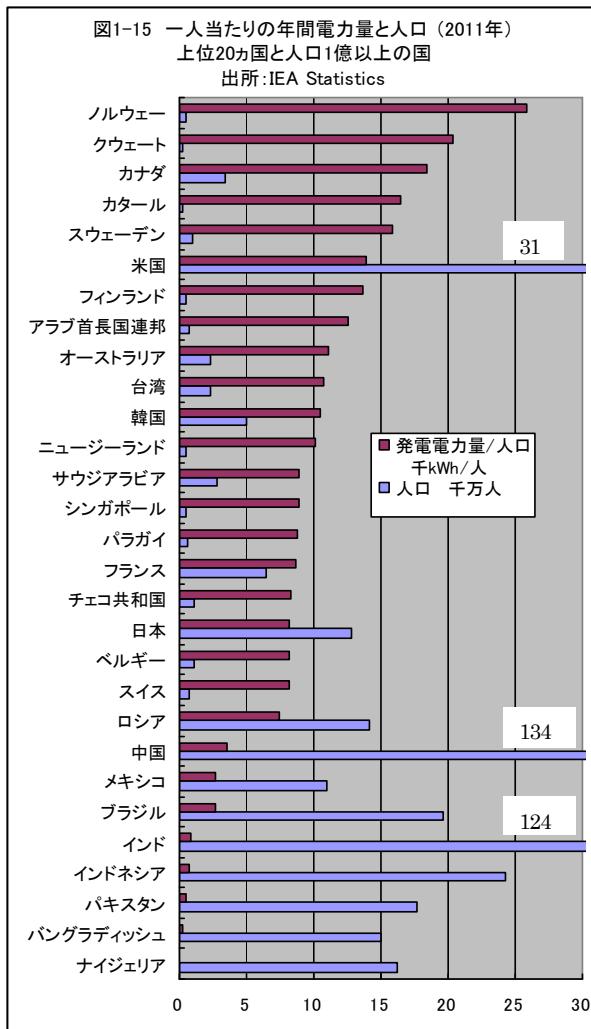
＜一人当たりの電力量＞

人口が多い国は、電力量も多くなります。図 1-15 には、一人当たりの電力量で上位 20 位の国と、人口 1 億以上の国を併記しました。一人当たりの電力量の多い国から順に並べてあります。

一人当たりの電力量でノルウェーがトップで、日本の 3.1 倍です。クウェート、カナダ、カタールとエネルギー生産量の多い国が上位を占めています。

5 位のスウェーデンは、水力資源が豊富な上に、前述のように原子力比率が高い国です。温暖化防止の意識は高くても、省エネ意識は高くないようと思われます。IEA のデータベースで調べてみると、スウェーデンの一人当た

りの CO2 排出量は日本の約半分ですが、一人当たりの総一次エネルギー供給量は日本の 1.4 倍です。次の米国は、国全体でも個人でもエネルギー消費大国です。



国全体の電力量がトップの中国は、一人当たりでは、まだ日本の 43%です。

インドにいたっては、日本の 10%に過ぎません。その他、図 1-15 の下側の部分に示されているインドネシアやブラジルのような人口が多い発展途上国も、一人当たりの電力量は非常に低いレベルです。早期の経済成長が期待される国も、そうでない国も、今後、発展途上国はそれなりに豊かになり発電電力量を増加させます。エネルギー問題には、世界的な視点が不可欠です。

1.3 各国の電源構成

図 1-16 に、電力量の多い 30 カ国について、2011 年の電源別の電力量比率である電源構成を示しました。同図を眺めると、石炭火力とガス火力の多さが分かります。原発がある国は、30 カ国中 19 あります。また、水力発電の比率がかなり高い国もいくつか見られます。

右端の位置にある風力発電は、それなりに普及しつつあることが読み取れます。それに比べ、太陽光発電はまだ少なく、イタリア、ドイツ、スペインあたりで 2~3% というところです。太陽光発電の普及の低さは、風力発電と比べても大幅に高い発電コストを反映したものです。

各電源については、次項以降にもう少し詳しく記載します。なお、電源構成の情報については、本書のもとになっている筆者の下記ウェブページも参考下さい。

「統計データで見る世界各国の電源構成」（2013 年 2 月 16 日）

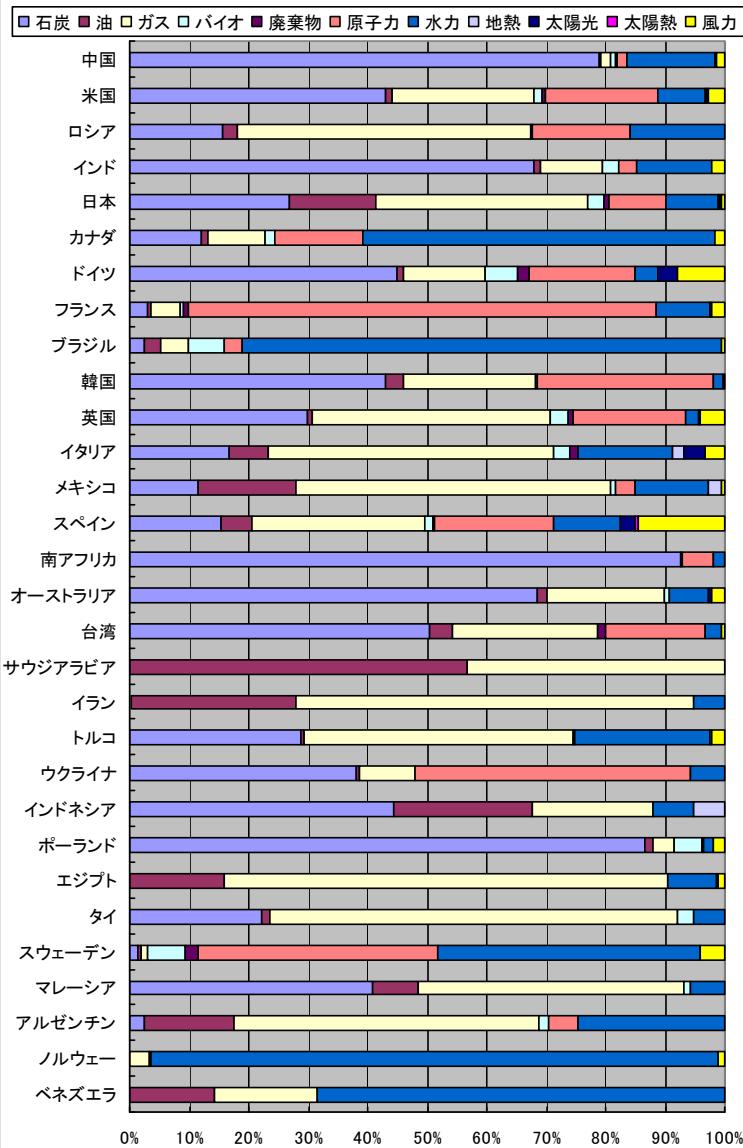
<http://members3.jcom.home.ne.jp/tanakayuzo/eleconfig/newpage14.html>

同ウェブページでは、IEA の統計データのウェブページにリンクを貼ることで、図 1-1 に紹介したような、1971 年からの各国の電源構成の推移と、一次エネルギー供給量の推移を表した 30 余りのグラフを紹介しています。

石油危機、スリーマイル島と切尔ノブイリの原発事故、温暖化防止の国際世論の高まりなどに、各国がどの様に対応したのかを想像することも興味深いことと思います。

図1-16 30カ国の電源構成（2011年）

出所:IEA Statistics



1.4 世界全体の電源構成

図 1-17 には、2011 年の世界全体の電源構成を示しました。CO₂ 排出量が多い石炭火力が 41%を占めています。石油火力は 5%まで減少し、ガス火力が 22%に増加しています。原子力は 12%です。

再生可能エネルギーでは、水力発電が 16%で、風力発電は世界の 2%を占めるまでに増加しました。一方、太陽光発電は、まだ 0.28%に過ぎません。

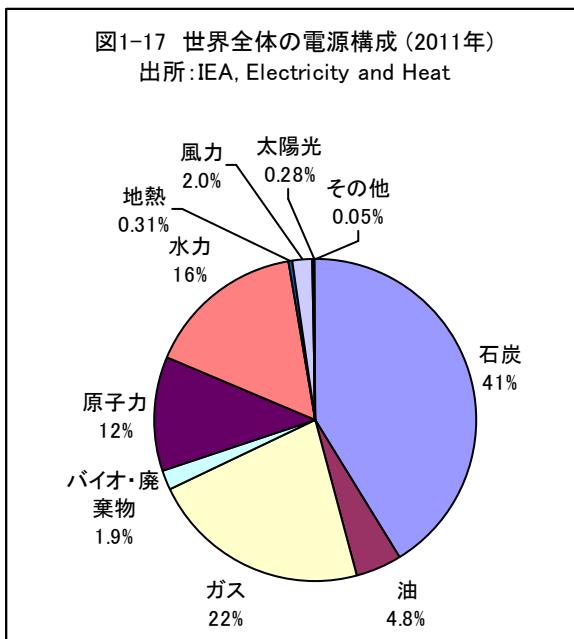


図 1-18 には、1990 年以降の世界の電源構成の推移を示しました。図 1-1 に示したイタリアのように、各国の電源構成の推移は、かなり変化に富んだものです。しかし、世界全体では変動は小さく、一様に増加を続けています。なお、2009 年の小さい落ち込みは、リーマン・ショックによるものです。世界的な景気後退も、電力需要の変化はこの程度です。

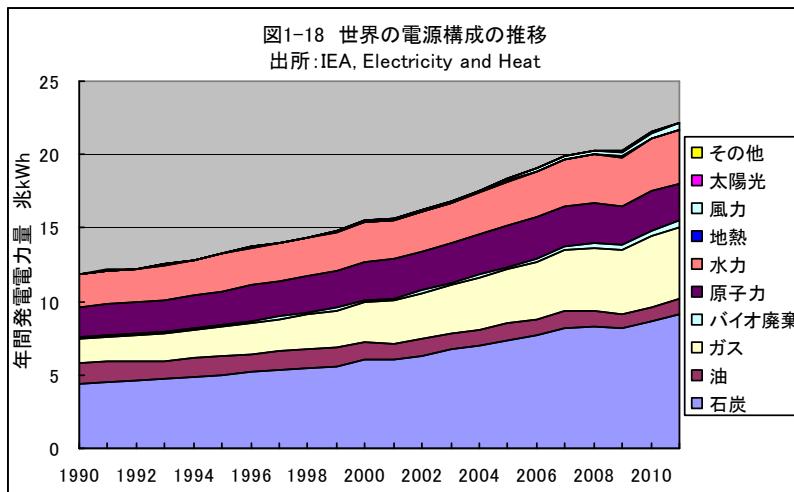
地球温暖化に关心が高まった 1990 年以降も、石炭火力が大幅に増加しています。中国を始めとする発展途上国が、経済成長で必要な電力需要の増

加を石炭で賄ったことが大きく影響しています。

石油火力は減少を続けています。それに替わり、ガス火力の増加が著しく、主に温暖化防止の取り組みを反映したものです。

原子力は、図示されていませんが、1970年から本格的な発電が始まりました。日本では1970年に日本原子力発電の敦賀1号機と関西電力の美浜1号機が、翌年には東京電力の福島第一の1号機が営業運転を開始しました。図1-18では、原子力は2005年前後まで微増を続け、その後は横ばいです。

再生可能エネルギーでは、水力発電は1990年以降も増加を続けています。風力発電は2008年ころから、グラフ上やっと認識できるレベルになりました。



先進国と発展途上国の電源構成の違いを見ることにしましょう。図1-19には、先進国としてOECD諸国の合計、発展途上国としては他の非OECD諸国の合計の電源構成を示しました。

OECD諸国と対比すると、非OECD諸国は、先ず、石炭火力の比率が高くなっています。発展途上国が必要な電力を確保する場合、温暖化防止を考慮するだけの余力が無いためと思います。また、非OECD諸国では、原子

力の比率が低くなっています。原発を保有できるのは、先進国や、発展途上国でも中国やインドのような大国、そして、旧ソ連圏の国々限られています。当然、発展途上国は、風力発電や太陽光発電を導入する余力もありません。

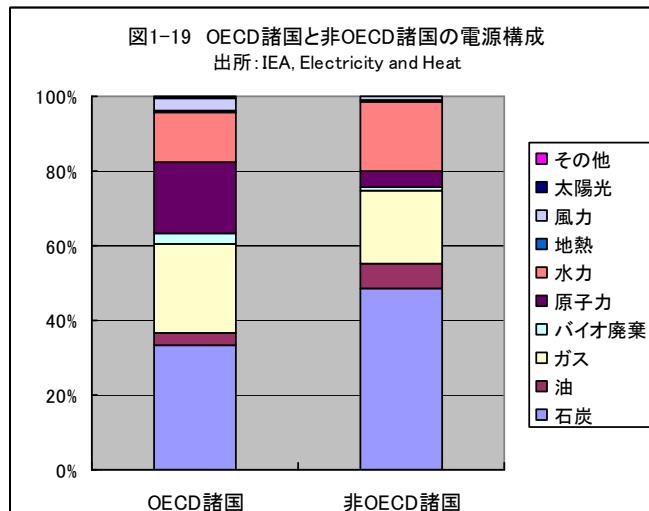


表1-3には、OECD諸国と非OECD諸国の関連指標を示しました。OECD諸国と比較して非OECD諸国は、人口総数は4.6倍です。一方、一人当たりの値で、発電電力量は4分の1、一次エネルギー供給は3分の1、GDPは実に12分の1です。

表1-3 OECD諸国全体と非OECD諸国の比較 (2011年)

項目	単位	OECD諸国	非OECD諸国
人口	百万	1,241	5,717
発電電力量	10億kWh	10,867	11,334
総一次エネルギー供給	Mtoe	5,305	7,448
GDP	10億USD	38,240	14,246
CO2排出量	Mt CO2	12,341	17,888
一人当たり	発電電力量/人	kWh/人	8,760
	一次エネルギー供給/人	toe/人	4.28
	GDP/人	USD/人	30,826
	CO2排出量/人	t/人	9.95
			3.13

注) 1) USDは2005年の米ドル評価

2) toeは石油換算トン

非OECD諸国の人一人当たりのCO₂排出量は、OECD諸国の3分の1です。繰り返しになりますが、発展途上国は、今後もっと豊かになり、CO₂排出量を増加させますから、温暖化防止はなかなか困難な課題です。

1.5 各電源の発電量上位20カ国

各電源について、発電電力量の多い上位20カ国を見ることにします。人口が多い国は、発電電力量も多くなりますから、総電力量に対する比率も示しました。但し、太陽光発電や風力発電などは、総電力量との比率を論じるほど導入量は多くないため、電力量のみを示しました。

＜石炭火力＞

表1-4 石炭火力による年間発電量上位20カ国(2011年)

出所:IEA, Electricity and Heat

No.	石炭火力の電力量 GWh		石炭火力の電力比率 %	
	国名	電力量	国名	電力比率
1	中国	3,723,244	南アフリカ	92.7
2	米国	1,875,413	ポーランド	86.5
3	インド	714,954	カザフスタン	81.1
4	日本	281,143	中国	79.0
5	ドイツ	271,865	セルビア	74.6
6	南アフリカ	243,412	香港	71.2
7	韓国	224,518	オーストラリア	68.6
8	オーストラリア	173,291	インド	67.9
9	ロシア	164,348	イスラエル	59.0
10	ポーランド	141,443	チェコ共和国	57.0
11	台湾	127,030	ブルガリア	54.2
12	英国	109,622	ギリシャ	52.3
13	インドネシア	81,000	台湾	50.4
14	カナダ	76,364	モロッコ	46.7
15	ウクライナ	74,494	ドイツ	44.7
16	カザフスタン	70,220	インドネシア	44.4
17	トルコ	66,217	米国	43.1
18	マレーシア	52,983	韓国	42.9
19	イタリア	50,139	マレーシア	40.7
20	チェコ共和国	49,888	ルーマニア	39.9

石炭火力の比率が高い国は、概して、国内に石炭資源が豊富な国です。表1-4に示した20カ国中、石炭自給率が90%以上の国が12カ国を占めています。

す。香港は石炭生産がありませんが、中国の一部と見做すべきでしょう。その他、インドの自給率は88%、ドイツは79%です。

石炭の国内生産がほとんど無いのは、イスラエル、台湾、モロッコ、韓国、マレーシアの5カ国です。それでも石炭火力を使用しているのは、発電コストが低いことが主な理由と想像されます。

＜石油火力＞

表1-5 石油火力による年間発電量上位20カ国 (2011年)

出所:IEA, Electricity and Heat

No.	石油火力の電力量 GWh		石油火力の電力比率 %	
	国名	電力量	国名	電力比率
1	日本	153,336	クウェート	62.0
2	サウジアラビア	141,694	サウジアラビア	56.7
3	イラン	66,633	リビア	43.7
4	メキシコ	48,371	シリア	39.6
5	インドネシア	42,305	パキスタン	35.4
6	米国	39,524	イラク	30.3
7	クウェート	35,616	イラン	27.8
8	パキスタン	33,730	モロッコ	26.3
9	ロシア	27,362	インドネシア	23.2
10	エジプト	24,676	シンガポール	18.4
11	イタリア	19,885	オマーン	18.0
12	アルゼンチン	19,591	メキシコ	16.4
13	ペネズエラ	17,414	ナイジェリア	15.8
14	韓国	16,631	エジプト	15.8
15	イラク	16,425	アルゼンチン	15.1
16	シリア	16,283	日本	14.6
17	ブラジル	14,796	ペネズエラ	14.3
18	スペイン	14,772	ギリシャ	10.0
19	インド	12,223	チリ	9.7
20	リビア	12,064	マレーシア	7.7

驚いたことに、2011年実績で石油火力による発電電力量が最も多いのは日本です。産油国のサウジアラビアを上回っており、3番目以下の発電電力量は、ずっと少ない値です。原油価格が1バーレル100ドル前後と高い現在、原発を停止しているためとは言え、かなりの電力を石油火力に依存している日本の現状は異常なことです。

石油火力の電力量比率でも、20カ国中、13カ国は産油国で90%以上の石

油自給率です。また、石油自給率は66%ですが、インドネシアも産油国です。

その他の国では、パキスタンの石油火力の電力量比率が35%と高いのですが、その他は20%以下です。自国に石油生産がほとんど無いのに、発電に高い石油を使用することは、適切なエネルギー計画とは言えません。

＜ガス火力＞

表1-6 ガス火力による年間発電量上位20カ国 (2011年)

出所:IEA, Electricity and Heat

No.	ガス火力の電力量 GWh		ガス火力の電力比率 %	
	国名	電力量	国名	電力比率
1	米国	1,045,254	カタール	100.0
2	ロシア	519,202	アラブ首長国連邦	98.3
3	日本	373,957	ベラルーシュ	98.3
4	イラン	160,011	アルジェリア	93.5
5	メキシコ	156,281	バングラデッシュ	91.5
6	英國	146,816	オマーン	82.0
7	イタリア	144,548	シンガポール	78.0
8	エジプト	117,018	ウズベキスタン	75.4
9	韓国	115,717	エジプト	74.7
10	インド	108,534	タイ	68.3
11	サウジアラビア	108,383	イラン	66.8
12	タイ	106,566	ナイジェリア	63.3
13	トルコ	104,048	イラク	62.1
14	アラブ首長国連邦	97,453	オランダ	60.6
15	スペイン	84,517	リビア	56.3
16	中国	84,022	アイルランド	53.8
17	ドイツ	83,630	メキシコ	52.8
18	オランダ	68,438	シリア	52.4
19	アルゼンチン	66,638	アルゼンチン	51.3
20	カナダ	62,111	ロシア	49.2

ガス火力による発電電力量の大きい国は、天然ガスの産出国と、天然ガスをほとんど産出しない先進国が混在しています。その内、先進国は、主に石油火力からの転換と、温暖化防止の観点からガス火力を拡大してきたものです。

表1-6に示した、ガス火力の比率が高い国の殆どは、50%以上の比率です。20カ国中、13カ国は天然ガスを全量自給している国です。その他の4カ国も自給率が70~80%ある産出国です。

天然ガスをほとんど産出しない国としては、ベラルーシは、旧ソ連圏に属し、ロシアからパイプラインで天然ガスの供給を受けています。その他は、シンガポールとアイルランドですが、日本のように、LNG で天然ガスを輸入している国は含まれていません。

＜原子力発電＞

表1-7 原発による年間発電量上位20カ国 (2011年)

出所:IEA, Electricity and Heat

No.	原発の電力量 GWh		原発の電力比率 %	
	国名	電力量	国名	電力比率
1	米国	821,405	フランス	78.7
2	フランス	442,383	スロバキア	53.8
3	ロシア	172,941	ベルギー	53.5
4	韓国	154,723	ウクライナ	46.3
5	ドイツ	107,971	ハンガリー	43.6
6	日本	101,761	スイス	41.3
7	カナダ	93,589	スウェーデン	40.2
8	ウクライナ	90,248	チェコ共和国	32.3
9	中国	86,350	ブルガリア	32.1
10	英国	68,980	フィンランド	31.6
11	スウェーデン	60,475	韓国	29.6
12	スペイン	57,731	スペイン	19.8
13	ベルギー	48,234	米国	18.9
14	台湾	42,116	ルーマニア	18.9
15	インド	33,286	英国	18.8
16	チェコ共和国	28,283	ドイツ	17.7
17	スイス	26,710	台湾	16.7
18	フィンランド	23,187	ロシア	16.4
19	ブルガリア	16,314	カナダ	14.7
20	ハンガリー	15,685	日本	9.7

2011 年実績で、原発で発電している国は 29 カ国であり、その内 20 カ国が表 1-7 に示されています。表記されている国は、先進国と旧ソ連圏の国です。ソ連圏の国は、ソ連製の原発を導入していました。

フランスの原発比率が高いことは、よく知られています。しかし、原発による発電電力量では、米国がトップで、フランスの 2 倍近い値です。福島第一原発の事故を契機に、脱原発を決めたベルギーとスイスの原発比率は、各々 53.5% と 41.2% とかなり高い値です。原発については、3 章に記載します。

＜水力発電＞

日本では、小水力発電を除くと、水力発電の立地は概ね開発し尽くされたと認識されているように思います。そのため、水力発電の開発に関する記載は少ないようです。本書でも、水力発電は章立てして記載していません。そのため、本項で世界の水力発電について少しだけ紹介しておきます。

前述のように、水力発電は世界の発電電力量の 16%を占めています。1990 年から 2011 年までの約 20 年間に、発電電力量は 1.6 倍に増加しました。最近でも、水力発電の電源開発は続けられています。

水力発電の発電コストは、立地条件により大幅に違います。ダム式の大規模な水力の発電コストは、およそ 50~100 米ドル/MWh (約 5~10 円/kWh) と言われます。火力発電の発電コストと同水準であり、再生可能エネルギーの風力発電よりもいくらか低く、太陽光発電よりも大幅に安価です。

本項で検討対象としている 70 カ国の中のうち 54 カ国が、2011 年実績で 10 億 kWh 以上の発電をしていますから広く使用されている電力源です。

燃料を輸入して火力発電を行うよりも、国内に水力発電に適した立地があれば、水力発電を優先することは当然のことでしょう。日本と同様に多くの国では、経済的に成り立つ水力発電は、ほぼ開発されているようです。

しかし、広大な国土を有する中国、ブラジル、カナダ、米国、ロシアには、水力発電を開発するかなりのポテンシャルが残されています。表 1-8 に水力発電の電力量が多い国を示しましたが、上位 5 カ国がそれらの国です。その他、インド、インドネシア、コンゴ、ペルー、タジキスタンも、水力発電の開発ポテンシャルが大きいと報告されています。

2050 年までにエネルギー関連の CO₂ 排出量を半減すること目標とした IEA のレポート”Energy Technology Perspectives 2010”では、水力発電の電力量は、2050 年には現状の 1.6 倍くらいに増大できると記しています。

日本の水力発電比率は 9%です。一方、表 1-8 の水力発電比率で、10 カ国が 50%を超えていました。水力発電の電力比率が高い国は、温暖化防止を考慮した電源構成の計画が容易です。

表1-8 水力発電による年間発電量上位20カ国 (2011年)

出所:IEA, Electricity and Heat

No.	水力発電の電力量 GWh		水力発電の電力比率 %	
	国名	電力量	国名	電力比率
1	中国	698,945	パラガイ	100.0
2	ブラジル	428,333	ノルウェー	95.3
3	カナダ	375,797	ブラジル	80.6
4	米国	344,679	コロンビア	79.1
5	ロシア	167,608	ベネズエラ	68.5
6	インド	130,668	カナダ	59.0
7	ノルウェー	122,080	オーストリア	57.4
8	日本	91,709	ニュージーランド	56.4
9	ベネズエラ	83,670	ペルー	55.0
10	スウェーデン	66,556	スイス	52.8
11	パラガイ	57,625	スウェーデン	44.3
12	トルコ	52,338	チリ	32.0
13	フランス	49,893	ベトナム	30.1
14	コロンビア	48,878	パキスタン	29.9
15	イタリア	47,757	アルゼンチン	24.6
16	オーストリア	37,719	ルーマニア	24.0
17	メキシコ	36,266	セルビア	23.9
18	スイス	34,133	ポルトガル	23.1
19	スペイン	32,911	トルコ	22.8
20	アルゼンチン	31,901	ナイジェリア	20.9

水力発電のもう一つの重要性は、揚水発電による電力貯蔵機能です。揚水発電ほど大規模で経済性の高い電力貯蔵技術は他にありません。規模の点では、水を電気分解し、水素の形で電力貯蔵する方式も大規模化が可能です。しかし、電力を貯蔵し再電力化する電力貯蔵効率は、電気分解－水素貯蔵方式では、せいぜい40%であるのに対し、揚水発電は65～70%です。

今後、再生可能エネルギーの風力発電や太陽光発電が増加すると、変動する発電出力と電力需要を合致させる調整手段として、揚水発電の重要性は高まるでしょう。

＜バイオ・廃棄物発電＞

バイオは、生物体由来の固体可燃物と液体、気体燃料です。主な気体バイオは、固体バイオの嫌気性発酵で発生するメタンガスで、廃棄物埋立地で発生するガスや、下水汚泥の発酵槽によるものなどです。廃棄物発電は、都市

ごみや産業廃棄物の各種焼却炉での熱を利用した発電です。世界全体量の発電電力量の約 2%を占めており、バイオによる発電電力量は、廃棄物発電の 3.6 倍です。

表1-9 バイオと廃棄物による年間発電量上位20カ国 (2011年)
出所:IEA, Electricity and Heat

No.	バイオによる発電		廃棄物による発電	
	国名	発電量 GWh	国名	発電量 GWh
1	米国	53,703	米国	23,789
2	ドイツ	32,849	ドイツ	11,156
3	ブラジル	32,235	中国	10,770
4	中国	31,500	日本	8,123
5	日本	28,827	イタリア	4,513
6	インド	28,724	フランス	4,420
7	英国	11,234	オランダ	3,768
8	フィンランド	10,951	スウェーデン	3,251
9	カナダ	10,610	台湾	3,203
10	スウェーデン	9,676	英國	3,144
11	イタリア	8,625	ロシア	2,742
12	ポーランド	7,602	スイス	2,091
13	オランダ	5,025	ベルギー	1,982
14	チリ	4,673	デンマーク	1,729
15	オーストリア	4,314	スペイン	1,406
16	タイ	4,285	シンガポール	1,206
17	ベルギー	3,878	オーストリア	820
18	スペイン	3,812	韓国	647
19	デンマーク	3,407	ポルトガル	617
20	フランス	2,941	フィンランド	498

米国は、バイオマスによる発電電力量でトップです。米国は、近年まで温暖化防止にそれほど熱心ではありませんでしたが、バイオマスのエネルギー利用には以前から注目していました。ドイツは温暖化防止の観点でバイオマス利用に取り組んでおり、一方、ブラジルは、液体バイオ燃料の生産に熱心です。

廃棄物発電のうち、都市ごみ焼却での発電は、ごみ収集と焼却設備が社会に導入されていることが前提です。日本で大型の都市ごみ焼却炉が、多くの地方自治体に導入されたのは 1970 年以降のことです。廃棄物発電が多い国は、やはり殆どが先進国です。

廃棄物発電は、再生可能エネルギーによる発電に分類されることが多いのですが、廃棄物の中にはプラスチックなどのバイオでないものも含まれています。ドイツでは、廃棄物発電の半分を再生可能エネルギーと評価しています。

＜地熱発電＞

地熱発電は、世界全体の発電電力量の0.3%を占めています。1990年から約20年間に、発電電力量は約2倍に増加しました。

表1-10に、地熱発電を行っている国を示しました。IEAのデータベースに示されている地熱発電を行っている国は23カ国に過ぎません。

欧州はイタリアとアイスランドを除くと火山は少なく、中東にも火山は僅かしかありません。しかし、その他の地域には、火山がかなりありますから、世界には地熱資源は、それなりにあるものと思います。なお、発電ではなく、地熱の熱利用をしている国は70カ国以上あると記され

ています。前述のIEAの”Energy Technology Perspectives 2010”には、2050年までに、1,000TWh(現在の約15倍)以上に増加し得ると記されています。

地熱の発電コストは、高温の地熱熱源の場合には0.05～0.12米ドル/kWh(約5～12円/kWh)、低温の熱水混合熱源の場合には0.07～0.20米ドル/kWh(約7～20円/kWh)と記されています。凡そ風力発電などの発電コストと言えるでしょう。

＜太陽光発電＞

表1-10 地熱による年間発電量

上位20カ国(2011年)

出所:IEA, Electricity and Heat

No.	国名	地熱による電力量 GWh
1	米国	17,892
2	フィリピン	9,942
3	インドネシア	9,371
4	メキシコ	6,507
5	ニュージーランド	6,116
6	イタリア	5,654
7	アイスランド	4,702
8	日本	2,676
9	エルサルバドル	1,534
10	ケニヤ	1,498
11	コスタリカ	1,280
12	トルコ	694
13	ロシア	522
14	パプアニューギニア	400
15	ニカラグア	273
16	ポルトガル	210
17	中国	153
18	グアテマラ	147
19	ドイツ	19
19	エチオピア	19

太陽光発電の電力量は、世界の0.3%を占めています。顕著な増加が見られたのは2008年以降です。

表1-11に、太陽光発電の電力量が多い20カ国を示しました。EUとその他先進国が中心で、発展途上国で含まれているのは中国とエジプトだけです。温暖化防止の観点で導入されているものですから、発展途上国には経済負担が大きいということでしょう。

太陽光発電については、5章に記載しますが、発電コストが高いことが大きな問題点です。風力発電の凡そ3倍です。発電量上位のドイツ、イタリア、スペインは、固定価格買

表1-11 太陽光発電の年間発電量上位20カ国(2011年)
出所:IEA, Electricity and Heat

No.	国名	太陽光発電の電力量 GWh
1	ドイツ	19,340
2	イタリア	10,796
3	スペイン	7,386
4	米国	5,260
5	日本	5,160
6	中国	2,532
7	チェコ共和国	2,182
8	フランス	2,050
9	ベルギー	1,169
10	韓国	917
11	オーストラリア	850
12	ギリシャ	610
13	スロバキア	397
14	ポルトガル	277
15	カナダ	260
16	英国	252
17	エジプト	219
18	イスラエル	192
19	オーストリア	174
20	スイス	149

取制度(FIT)により、太陽光発電の導入を拡大しました。高い買取価格を設定すれば、政府が保証する安全確実な投資として、導入量は増大します。しかし、その投資収益を負担するのは、一般の電気利用者です。妥当な国民負担で、太陽光発電の導入を図れたか否かで評価されるべきものです。

＜風力発電＞

風力発電は2011年実績で、世界の発電電力量の2%を占めるまでになりました。2000年以降、導入が急速に進んでいます。世界の発電電力量は、太陽光発電と比べて7倍です。太陽光発電よりも発電コストが大幅に低いことを反映したものです。風況や設備建設条件の良い場所では、風力発電の発電コストは、火力発電に近いものと思われます。

表1-12には、風力発電の電力量が多い30カ国を示しました。温暖化防止を導入目的としているため、太陽光発電とほぼ同様の国です。但し、詳しく

見ると、風況の良し悪しを反映して、太陽光発電とは異なる点もあります。例えば、太陽光発電で第2位のイタリアは風況が良くないため、風力発電では第9位で、発電電力量はドイツの5分の1です。風力発電については、4章で紹介します。

表1-12 風力発電の年間発電量上位30カ国 (2011年)

出所:IEA, Electricity and Heat

No.	国名	電力量 GWh	No.	国名	電力量 GWh
1	米国	120,854	16	日本	4,559
2	中国	70,331	17	アイルランド	4,380
3	ドイツ	48,883	18	ギリシャ	3,315
4	スペイン	42,433	19	ポーランド	3,205
5	インド	23,837	20	ブラジル	2,705
6	英国	15,497	21	ベルギー	2,312
7	フランス	12,235	22	ニュージーランド	1,950
8	カナダ	10,187	23	オーストリア	1,934
9	イタリア	9,856	24	エジプト	1,739
10	デンマーク	9,774	25	メキシコ	1,648
11	ポルトガル	9,161	26	ルーマニア	1,388
12	スウェーデン	6,078	27	台湾	1,371
13	オーストラリア	5,807	28	ノルウェー	1,293
14	オランダ	5,100	29	韓国	863
15	トルコ	4,723	30	ブルガリア	861

1.6 電源の多様化

水力発電の比率が総発電電力量の半分以上を占めるような国は、電源構成のことであまり悩む必要が無い恵まれた国です。しかし、一般的には特定の電源の電力量比率が高いことは、自慢できることではありません。電力供給で最重要事項の一つは安定供給です。その有力な手段は、電源を多様化し、複数の主要電源からなる電源構成とすることです。

原油需給の面から、石油火力は主要電源として不適格です。水力発電は、水力資源の有無に係わっており、選択の問題ではありません。また、殆どの国にとって、再生可能エネルギーを主要電源とするのには、まだまだ先のことです。結局、電力供給の中心になる主要電源になれるのは石炭火力、ガス火力および原発です。

前述の 70 カ国について、石炭火力、ガス火力、原発を主要電源とする電源構成を持つ国を調べてみました。その基準は種々考えられますが、ここでは、2011 年実績で総発電電力量に対する比率が 15～50% の範囲の石炭火力、ガス火力、原発を有している国を選びました。石炭火力が 15～50% の国は、70 カ国の中に 24 カ国あります。ガス火力がその範囲の国は 30 カ国、原発は 15 カ国です。3 種の発電の何れも 15～50% の範囲の国は 5 カ国で、図 1-20 に電源構成を示しました。

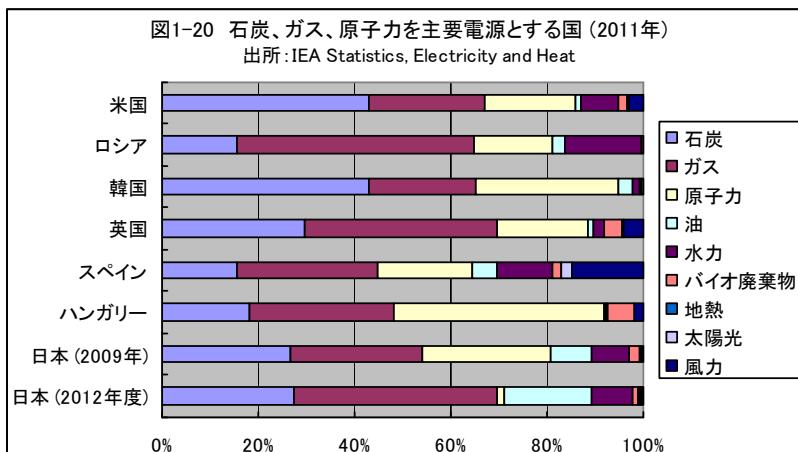


図 1-20 には、原発が停止する前後の日本の値も併記しました。2009 年の日本のデータでは、石炭火力、ガス火力、原発とともに 27% です。これは、電力各社が経済性をもとに電源開発をおこなったら、偶然にそうなったということではないと思います。殆どのエネルギーを海外に依存している日本が、電力の安定供給のために、政策的に電源の多様化を図ってきた結果です。しかし、2012 年度実績は、最早そのような電源構成ではありません。

図 1-20 に示した国は OECD 加盟国で先進国です。発展途上国の多くは、電力需要を如何に充足するかで手一杯でしょう。しかし、先進国なら、大災害や国際紛争の際にも、電力供給を続けられる配慮が求められるでしょう。対策は、各国のエネルギー事情により異なりますが、電源の多様化は最有力

な手段です。

1.7 各国の電気料金

各国の電気料金には、当然のことながら電源構成が大きく影響しています。本項では、各国の電気料金の比較とともに、電源構成との関係を見ることがあります。

電気料金の比較は、家庭用と産業用に分けて、kWh当たりの料金単価を比べることになります。一般に電気料金は、基本料金と従量料金を合わせたものですから、電力使用量により料金単価は異なります。

国全体の家庭用電力使用量の合計と、支払われた料金の合計を求めれば、家庭用電力の全国平均単価を求めることができます。また、電力使用量の範囲を設定し、電気料金の計算式から、その範囲の平均単価を求める方法もあります。

＜税と賦課金＞

EU 諸国などの電気料金には、発電・送配電費用に加え、各種の税金や賦課金が加えられるようになりました。注意が必要なのは、消費税や付加価値税 (VAT) の扱いです。家庭用電気料金の場合には、全ての税金や賦課金を加えた単価を比較することが一般的です。

一方、産業用の電気料金では、消費税や付加価値税は除き、その他の税や賦課金は加えた単価を比較するのが一般的です。その理由は、企業は消費税込みの電気料金を支払いますが、製品を販売した時に、その消費税分を製品価格にプラスして受け取るため、企業は消費税分を負担しないためです。本項でも、家庭用電気料金単価は消費税・VAT込み、産業用は消費税・VAT抜きで記載することにします。

＜EU 主要国の電気料金＞

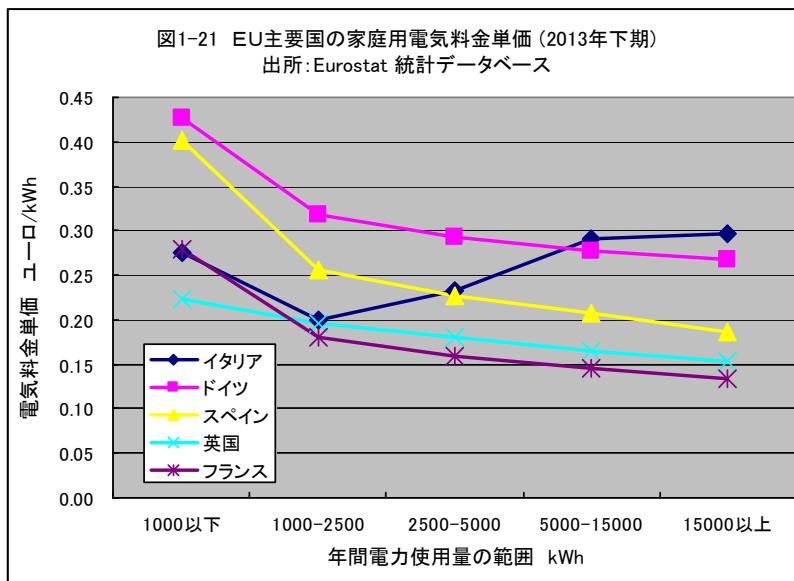
EU の統計データのウェブページ Eurostat の電気料金のデータベースを用いて、EU 主要国の電気料金を紹介します。同データベースは、EU28 カ国の電気料金の推移を掲載していますが、次の機能を持っています。数種の

電力使用量範囲に対する電気料金単価を求めることができます。また、全ての税・賦課金を含んだ単価、全ての税・賦課金を除いたもの、付加価値税だけを除いたものの3種類の単価を選択できます。通貨単位もユーロと購買力基準(PPS)を選択できます。

ドイツ、イタリア、スペイン、英国、フランスの電気料金を紹介します。EUの主要国であることに加え、電源構成の面では、ドイツ、イタリア、スペインは、風力発電と太陽光発電の導入量が大きな国です。英国は、1990年頃から始まるエネルギー市場の自由化と民営化により、石炭中心から、北海油田で産出される天然ガスを中心とする電源構成に転換した国です。フランスは周知のとおり原発中心の国です。

＜家庭用電気料金＞

図1-21には、2013年下期の家庭用電気料金単価を示しました。年間の電力使用量の範囲と電気料金単価の関係を示しています。因みに、日本で電気料金に関して標準的家庭という場合には、電力使用量が300kWh/月前後ですから、図1-21の年間電力使用量が2500-5000kWhのデータが相当します。



イタリアを除くと、電力使用量が多くなるほど、単価は低くなっています。 kWh 当たりの発電や送配電のコストは、電力量が大きいほど、低下する傾向があり、恐らく、コストを反映した料金と思われます。イタリアについて調べていませんが、使用量が大きくなると単価が高くなるのは、家庭用電力の使用量を抑制する政策によるものと想像されます。前述のようにイタリアは、電力輸入量が 13%に達し、恒常に電力不足にあるといわれます。

真ん中の電力使用量範囲で、単価が一番高いのはドイツです。スペインとイタリアが同水準、フランスが一番低くなっています。

ドイツの単価は、0.292 ユーロ/kWh ですから、今の為替レートの 138 円/ユーロで換算すると 40 円/kWh になります。因みに、ドイツの 2013 年の発電実績で、風力発電と太陽光発電の合計は、総発電量の 13% です。原発をやめ、再生可能エネルギーに全面的に転換するには、まだまだ風力と太陽光発電を増大させることが必要で、電気料金も上昇するでしょう。

＜産業用電気料金＞

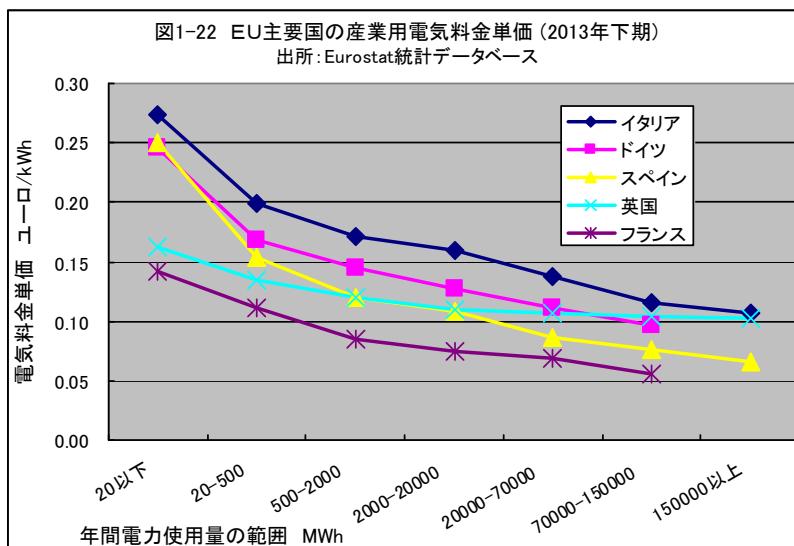


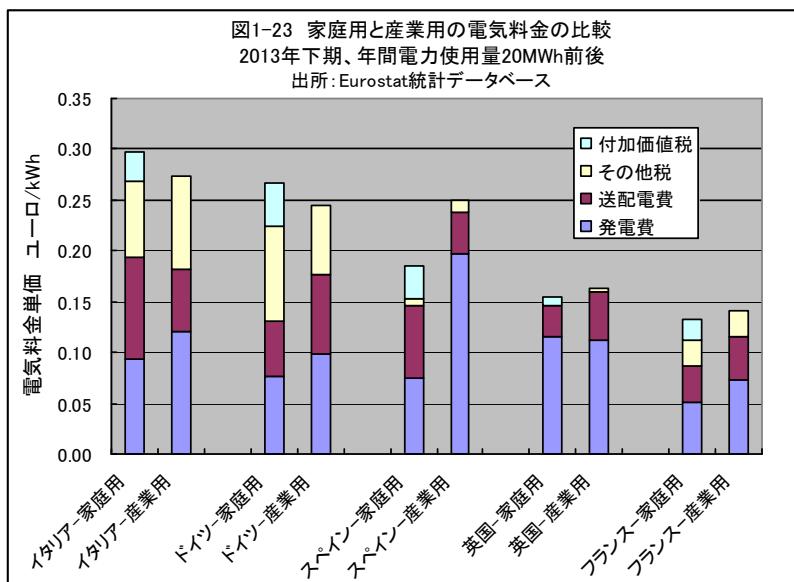
図 1-22 には、同様に産業用電気料金の単価を示しました。付加価値税を

除き、その他の税と賦課金を加えた単価です。年間電力使用量の範囲が真ん中の電気料金単価では、高い方からイタリア、ドイツ、スペインと英国が同等、フランスの順です。電力使用量が大きくなるほど、単価が下がっていますが、英国のみ、使用量が大きい範囲ではフラットになっています。

家庭用の電気料金と比べて、産業用の単価はかなり低いことが分かります。その差は、付加価値税の分以上に大きいように思われます。

＜家庭用と産業用の比較＞

電気料金単価は、電力使用量が大きくなるほど低下する傾向を持っていることを前述しました。そこで、ほぼ同水準の電力使用量で、家庭用と産業用の電気料金単価を比べました。図 1-23 には、家庭用は電力使用量範囲が 15000kWh 以上で全ての税と賦課金を含む単価、産業用は 20000kWh 以下の付加価値税を含まない単価を示しました。



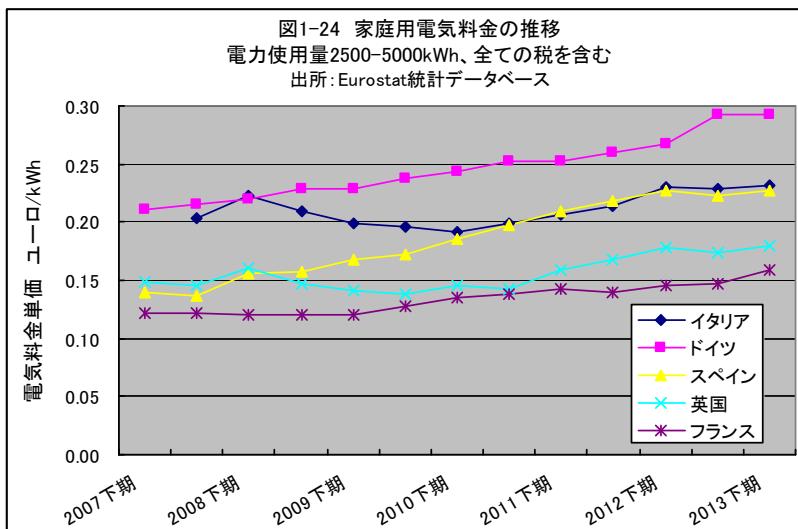
同水準の電力使用量で比較した場合、スペインを除くと、家庭用と産業用の電気料金単価には、それほど大きな違いは無いようです。産業用の電気料

金単価が低いと思われているのは、付加価値税を含めていないことに加えて、電力使用量が家庭用よりも100倍から1000倍くらい大きいためであると考えられます。

但し、電気料金には、政策的な要素が加味されている国も多いと思われます。国際的な産業競争力を考えれば、産業用電気料金を低く抑えることになります。一方、有権者の意向を重視すれば家庭用を低くすることになります。

＜電気料金の推移＞

図1-24と図1-25にはEU主要国について、家庭用と産業用の電気料金の推移を示しました。家庭用は年間の電力使用量範囲が2500-5000kWh、産業用は2000-20000MWhの電気料金です。



家庭用、産業用ともに、変動はありますが上昇しています。上昇分は、ユーロ表示の料金ですから、インフレ分を考慮する必要があります。表1-13には、2008年下期から2013年下期までの5年間での、電気料金単価の上昇比率を示しました。ユーロ表示のインフレ分を除くため、購買力基準(PPS)を用いた場合も併記しました。但し、ユーロを用いた場合とPPSの場合で、

それほど大きな違いは見られません。

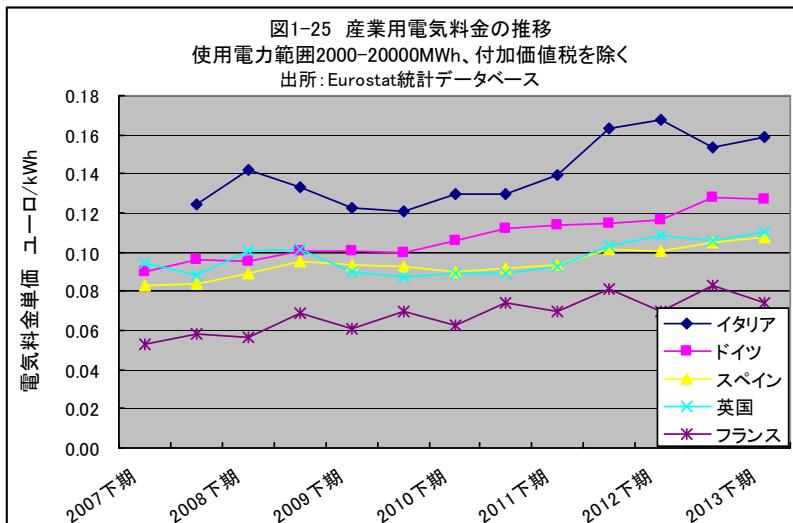


表1-13 2008年から5年間での電気料金の上昇比率

通貨単位	電気料金単価比率 2013下期/2008下期			
	家庭用		産業用	
	ユーロ/kWh	PPS/kWh	ユーロ/kWh	PPS/kWh
イタリア	1.043	1.049	1.120	1.126
ドイツ	1.331	1.330	1.330	1.329
スペイン	1.460	1.475	1.212	1.221
英国	1.121	1.113	1.092	1.027
フランス	1.321	1.322	1.323	1.324

注) PPSはPurchasing Power Standardで、購買力基準

スペインの家庭用電力料金の上昇比率が一番高く、その次がドイツの家庭用と産業用の電気料金です。これらは、風力発電や太陽光発電の導入拡大が影響しているものと思われます。

意外なのは、原発主体のフランスの電力料金の上昇比率も大きいことです。発送電費用も増加していますが、税が増加していることが大きいようです。

詳しくは、電気料金の内訳を調べることが必要です。電気料金の上昇については、ドイツについての関心が高いようなので、次項にドイツの電気料金の内訳を示します。

＜ドイツ電気料金の税と賦課金＞

図1-26と図1-27には、ドイツの家庭用と産業用の電気料金について、税と賦課金の内訳を示した推移を示しました。家庭用は年間電力使用量が3500kWhの場合、産業用は中高圧供給 100kW/1600h～4000kW/5000hの場合の電気料金です。

図1-26 ドイツの家庭用電気料金の推移（年間電力使用量3500kWhの場合）

出所: BDEW—Strompreisanalyse November 2013

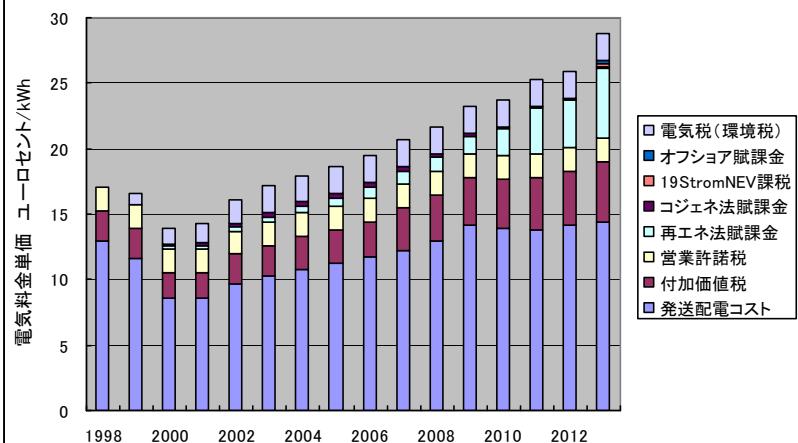
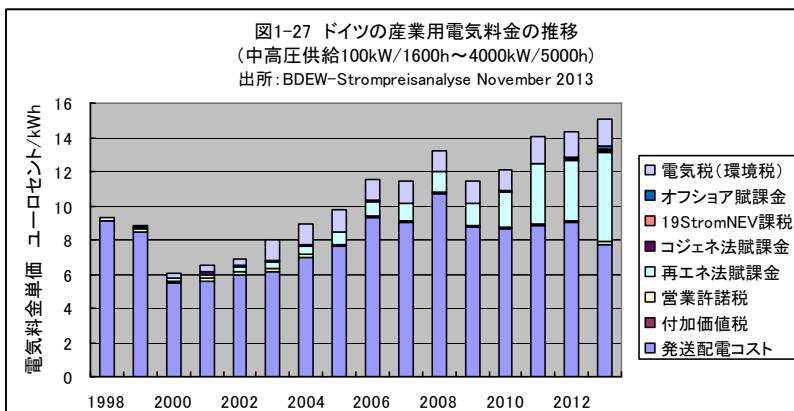


図1-26の家庭用電気料金の内訳で、棒グラフの下から発電・送電コスト、付加価値税、公道使用の営業許諾税と続いています。その上の再エネ法賦課金は、風力発電や太陽光発電などの買取価格と販売価格の差額が、電気料金に上乗せられたものです。その上の金額が小さい§19 StromNEV課税は2011年に導入されたもので、電力の大口需要家には送電網使用料の減免制度があり、その分の金額を他の企業と家庭用に賦課したものです。次のオフショア責任分担賦課金は、洋上ウインドファームの送電事業者が、送電網の建設遅れや送電中断により、ウインドファーム事業者に支払う補償金の大

部分を電気使用者に転嫁するものです。一番上は、環境税の一種の電気税です。



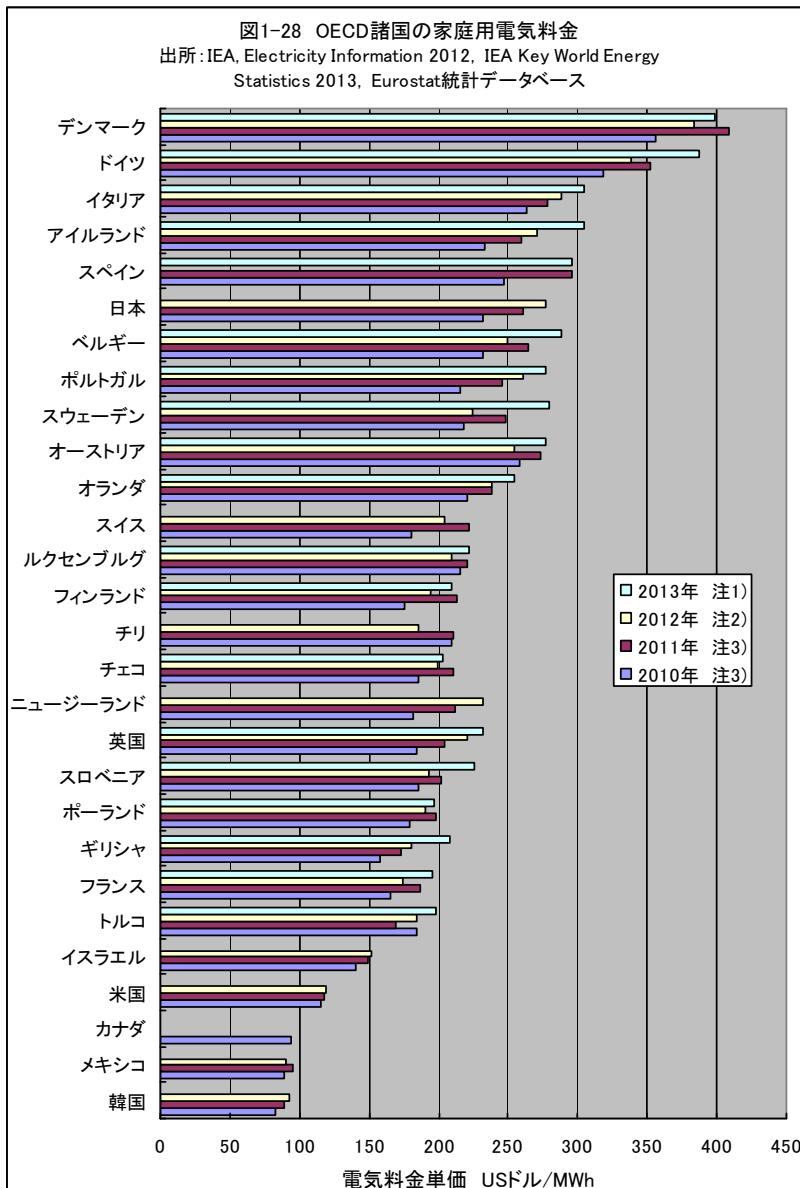
家庭用でも産業用でも、税と賦課金の中では、再エネ法賦課金が一番大きくなっています。これは主に、2013年実績で総発電電力量の8.4%を占める風力発電と、4.7%を占める太陽光発電によるものです。太陽光発電は、買取価格が高いため、発電電力量は少ないのに、風力発電よりも賦課金の総額は大きくなっています。2012年頃から、太陽光発電が想定以上に急拡大したことが問題を大きくしました。同様の事例は、日本の再エネ買取制度の初年度にも発生しています。

2013年の再エネ法賦課金は、家庭用電気料金の18%、産業用では35%です。しかし、ドイツは再生可能エネルギーに全面的に転換する長期計画を進めていますから、再エネ法賦課金はまだ増大します。発電コストが比較的低い風力発電を中心とし、コストが高い太陽光発電の導入は限定的な計画になっています。

＜先進国家庭用電気料金＞

図1-28には、先進国としてOECD諸国家庭用電気料金のデータを示しました。各国で政策的に検討された電源構成に基づく電気料金です。前述のように、付加価値税や全ての税と賦課金を含む料金単価です。2010、2011、

2012年はIEAのデータです。



2013年については、IEAのデータが手元に無かつたため、EU諸国に限られます。前述のEurostatデータベースの値を示しました。IEAとEurostatでは、電気料金のデータの収集方法が異なることが予測されるため、両者のデータが手元にある2011年について、図1-29に示したように、両者で大きな違いが無いこと確認しました。図1-28に示したEurostatの値は、年間電力量が2500～5000kWhの場合で、2013年上期の値です。

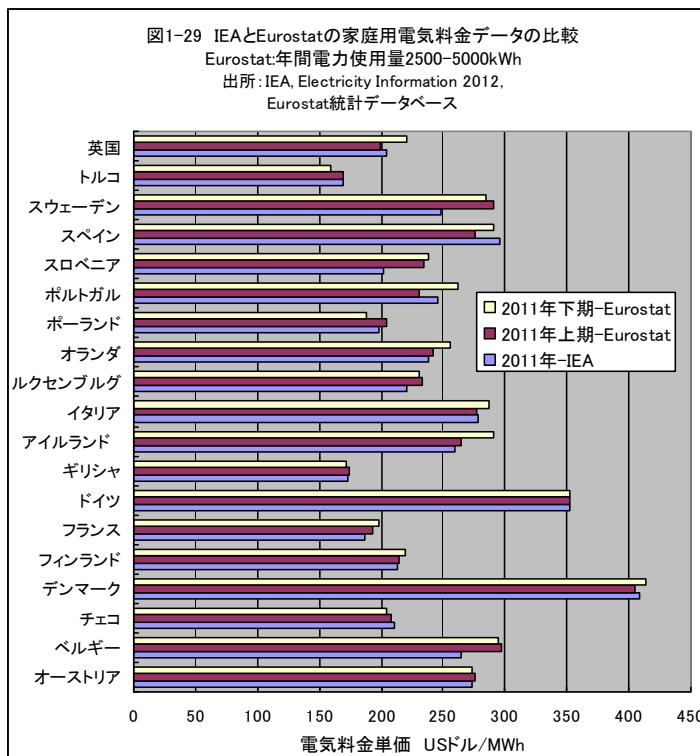


図1-28で、電力料金の高い上位には、再生可能エネルギーの導入が進んだ国が位置しています。一番上のデンマークは、2011年実績で、総発電電力量に占める風力発電の比率が28%、再生可能エネルギーの比率が42%です。ドイツ、イタリア、スペインは、2011年の太陽光発電実績で、世界の上位3

カ国です。

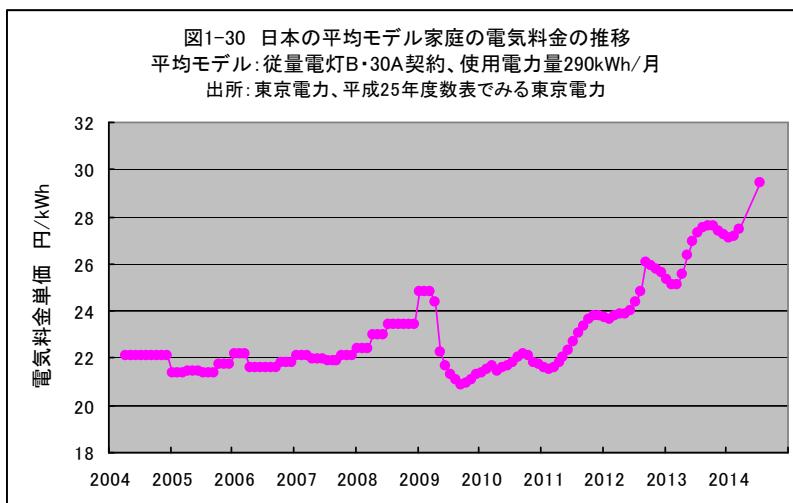
日本は福島第一原発事故のあと、種々の要因で電気料金は上昇を続けており、上から 6 番目に位置しています。日本の最新データは後述します。

一方、電気料金が一番低いのは韓国です。電源構成の紹介は省略しますが、原発が停止する前の日本の電源構成と類似したものです。エネルギーの輸入状況も日本と類似しています。国際的な産業競争力を高めるため、産業用の電気料金を、政策的に低く抑えているため、家庭用も低くなつたものと思われます。公正な貿易に関する国際的協定に抵触する類ではないかと思われます。

その他に電気料金が低いメキシコ、カナダ、米国は化石燃料の産出国です。

＜日本の平均モデル家庭の電気料金＞

最新の日本全体の電気料金の情報が見つからなかつたため、平均モデル家庭の電気料金の推移を紹介します。電気料金の値上げの際などに、経済産業省の試算で紹介されているものです。



具体的には、従量電灯Bの 30A 契約をし、月に 290kWh の電力を使用している家庭のことです。ここでは、東京電力のウェブサイトの「数表でみる東

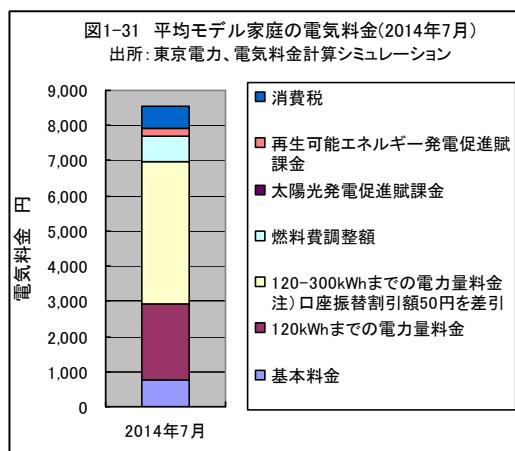
京電力に掲載されているデータを用いました。豊富な数値データが紹介されているコンテンツです。月額の電気料金の推移が示されているのですが、図1-30には、電気料金単価に換算して示しました。

掲載データは2014年3月までのため、現時点（2014年7月）の電気料金単価を、東京電力の電気料金シミュレーターで計算し、その一点をグラフに追加しました。図1-31に、2014年7月の平均モデル家庭の電気料金の内訳を示します。口座振替割引額の50円を差し引いて、税込み8,541円で、料金単価に換算すると29.4円/kWhです。図1-29のOECD諸国の電気料金単価上に示すなら300USドル/MWhであり、スペインと第5位の座を競うことになります。

福島第一原発の事故は、2011年3月のことですが、図1-29からは、その後、電気料金単価は22円/kWh前後から直線的に上昇していることが分かります。原発がとまり、LNG火力と石油火力の発電電力量とその燃料輸入が増加しました。また、

原油やLNGなどの燃料価格と為替レートの変動が、電気料金の上昇に影響を及ぼしました。加えて、2012年7月に始まった再生可能エネルギーによる電力の固定価格買取制度の賦課金や、2014年4月からの消費税引き上げも電気料金を押し上げています。

図1-32には、総発電電力量に占める石炭火力、LNG火力、石油等火力の電力割合の推移を示しました。原発の停止以降、LNG火力比率の増加が著しく、長期休止していた石油火力を緊急避難的に再稼動したこと、石油火力も増加しています。石炭火力の増加は僅かでしたが、この1、2年、石炭



火力を増強することで、石油火力を減じる調整も見て取れます。

図1-32 総発電電力量に対する火力発電比率の推移

出所: 電気事業連合会、電源別発電電力量構成比

注)石油等にはLPG、その他ガスを含む

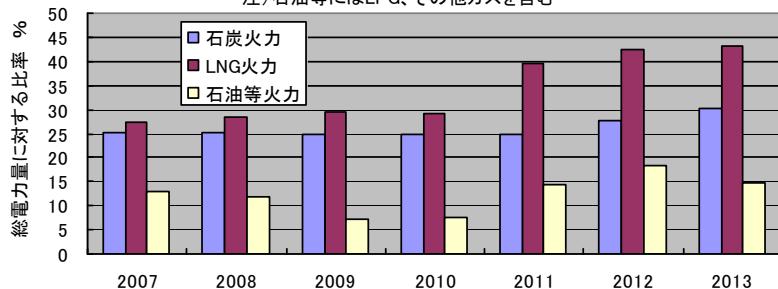


図1-33 原油価格(WTI)の推移

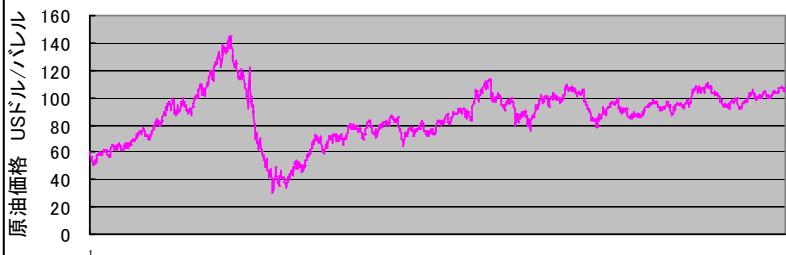


図1-34 円/USドルの為替レートの推移



LNG の輸入契約は一様でないため、燃料価格の推移としては、図 1-33 に WTI の原油価格の推移のみを示しました。概ね、1 バレル 100 ドル前後で推移しています。

図 1-34 に示した、円/US ドルの為替レートは、震災時には 80 円/ ドル前後

でしたが、アベノミクスで2012年末から円安が進んだあと、102円/ドル前後で安定しています。

図1-29に示される、電気料金単価の直線的な上昇を見ると、どこまで上昇するのか心配になります。今後の電気料金の上昇要因は、再エネの固定価格買取制度の初年度に、想定外に多量に認定されたメガソーラによる再生可能エネルギー発電促進賦課金の増大です。これらの認定されたメガソーラの多くは、未だ発電を開始しておらず、認定取り消しのものもかなり有るようですが、賦課金がどれだけ増大するか脅威です。再生可能エネルギーは、無闇にお金を掛けて、導入量を増やせば良いというものではありません。

＜先進国の産業用電気料金＞

図1-35には、OECD諸国の産業用電気料金を示します。家庭用とは異なり、消費税や付加価値税は除き、その他の税と賦課金を含む電気料金単価です。前述したIEAのデータを用いています。

イタリアの産業用電気料金が飛び抜けて高いことが分かります。その理由は後述します。2番目には日本が位置しています。以前から日本は、電気料金が高い部類に属していましたが、前述のように、原発がとまった後、電気料金が上昇し2番になったわけです。その他、EU主要国で再生可能エネルギー発電の導入が進んでいるドイツやスペインも、電気料金が高いグループに入っています。

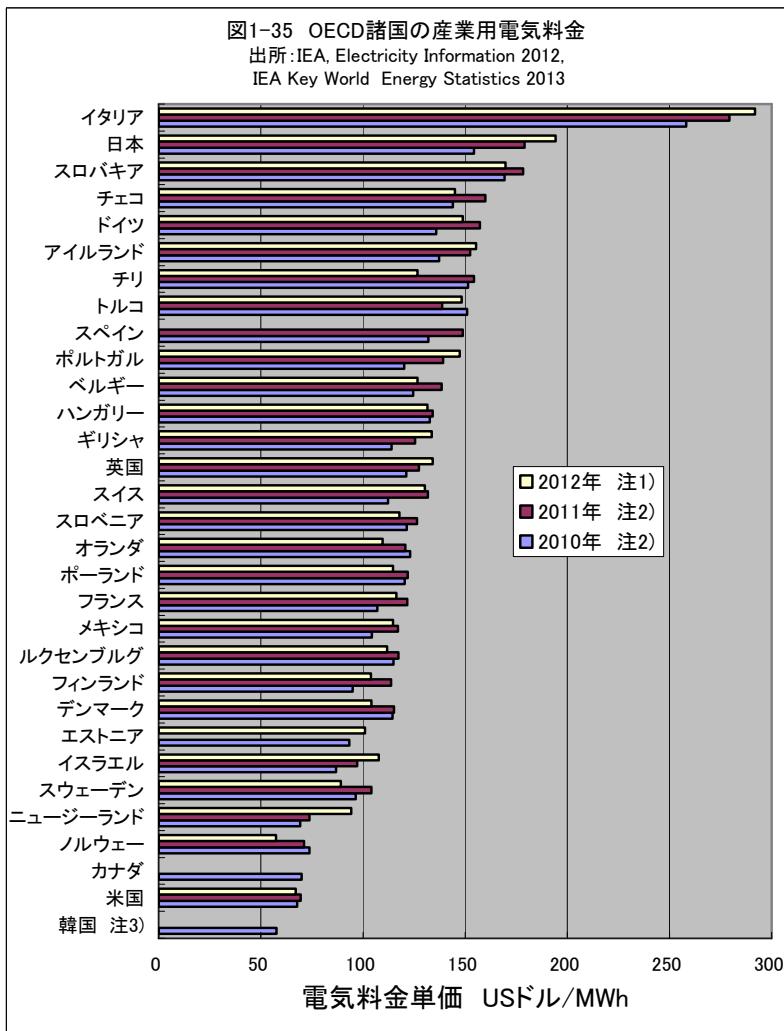
産業用電気料金については、国際的な産業競争力の点から、政策的に電気料金を低く抑えている国もあります。その典型が、最も電気料金が低い韓国です。2010年以降のデータがIEAの資料に掲載されていないため、2009年の値を示しました。

その他、電気料金の低い国には、家庭用と同様に、化石燃料産出国の米国、カナダ、ノルウェーが入っています。

＜イタリアの産業用電気料金＞

図1-22に、イタリア、ドイツ、スペインなどEU主要5カ国の産業用電気料金について、7段階に分けた電力使用範囲に対する単価を示しました。

同グラフで、イタリアの電気料金が最も高いのですが、図 1-35 に示されるような大きな他国との差はありません。



注 1) IEA Key World Energy Statistics 2013

2) IEA Electricity Information 2012

3) 2009年の値

図1-22はEUのデータベース Eurostatの値を用いており、図1-35はIEAの値を用いています。両者の辻褄が合わないため、図1-35の産業用電気料金には、Eurostatの2013年のデータを掲載することを止めたわけです。IEAとEurostatでは、電気料金の調べ方が異なることは分かっていましたが、値が大幅に異なる理由を調べてみました。

EUが発行している電力市場に関する下記のレポートに、EU各国の電気料金が示されおり、小さくて見え難いグラフになってしましましたが、図1-36に示しました。

Quarterly report on European electricity markets, Second quarter 2013

縦軸はユーロセント/kWhで、横軸にはEU各国がアルファベット記号で示されています。右側からキプロス、マルタ、イタリア、ドイツと並んでいます。同4ヵ国部分を拡大図で示しました。

各国の電気料金単価の範囲が縦の棒で示されています。料金単価のデータは、Eurostatの7段階の電力使用範囲に対応した値で、2012年下期のものです。縦の棒の上端と下端が、料金単価の上限と下限を示しています。中間にある黒い点は、その国での平均の産業用電力使用量（産業用の総電力使用量を総契約者数で割った値）の契約者の料金単価です。

イタリア(IT)とドイツ(DE)の平均電力使用量での料金単価を見ると、イタリアは料金単価範囲の上側に寄っているのに対し、ドイツは下側にあります。平均電力使用量での料金単価は、イタリアが20ユーロセント/kWhであるのに対し、ドイツは13ユーロセント/kWhです。ドイツに比べてイタリアは、契約単位の電力使用量が小さいため、料金単価が高くなり、両国の料金単価の差を拡大していることが分かります。イタリアはドイツよりも、電力消費量が小さい産業や企業が多いということでしょう。

なお、キプロスやマルタの電気料金が高いのは、小国そのため、発電コストを低減する配慮が充分でないためと思われます。

図 1-36 EU 各国の産業用電気

料金範囲

出所 : Quarterly Report
on European Electricity Markets

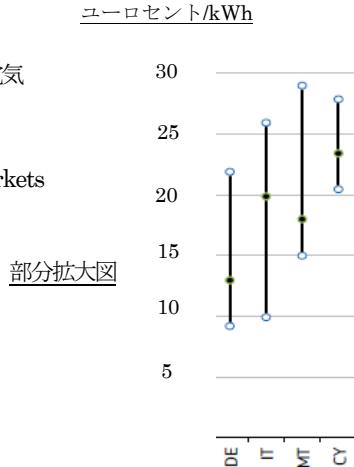
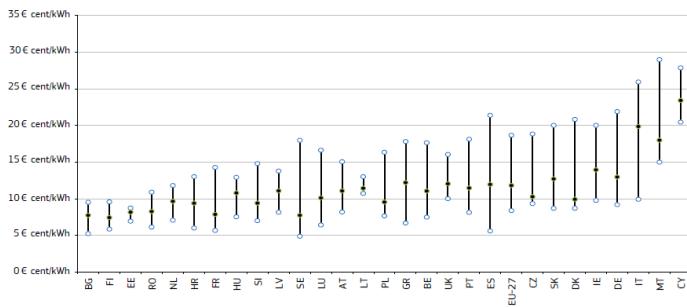


FIGURE 24 – RANGES OF ELECTRICITY PRICES PAID BY INDUSTRIAL (WITHOUT VAT) CONSUMERS IN DIFFERENT ANNUAL CONSUMPTION BANDS IN EU MEMBER STATES, 2ND SEMESTER OF 2012



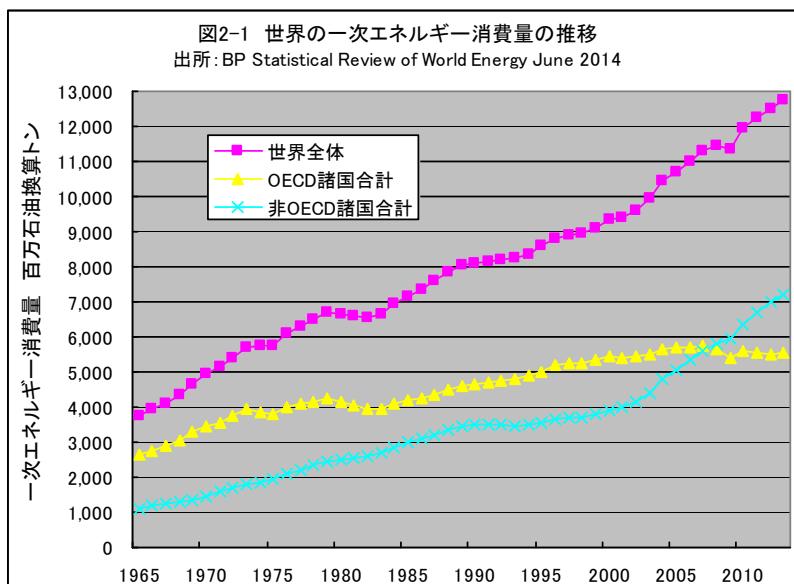
2. 石炭火力は最大の電力源

2.1 世界のエネルギー消費の推移

＜先進国と発展途上国＞

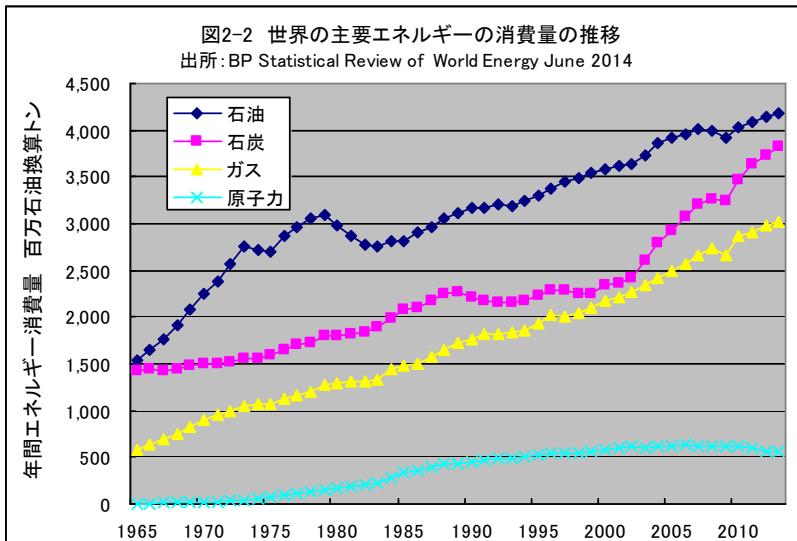
世界のエネルギー消費の推移から見ることにしましょう。図2-1には、1965年以降の世界全体と、先進国を示すものとしてOECD諸国合計、非OECD諸国合計の3者の総一次エネルギー消費量の推移を示しました。世界の一次エネルギー消費量は、ほぼ直線的に増加しており、48年間に3.4倍になりました。

現在の人口比率で5分の1以下であるOECD諸国が多くのエネルギーを消費してきたことが分かります。しかし、2000年頃から、OECD諸国のエネルギー消費は、ほとんど増加しなくなっています。代わって、2000年代に入ると非OECD諸国のエネルギー消費が急増しています。これは、非OECD諸国全体の状況というよりも、中国の急速な経済成長に伴うエネルギー消費の増大によるものです。



＜エネルギー別の内訳＞

世界の一次エネルギー消費の内訳として、図2-2には、主要エネルギー消費量の推移を示しました。1960年代には、石炭から石油へのエネルギー転換が進行しますが、1965年時点で両者の石油換算トン数は同等になり、その後は石油消費が急増しています。



しかし、1970年代に入ると、1973年と1979年の二度の石油危機を経験します。図2-2からは、石油消費の落ち込みが明瞭に読み取れます。安価な石油を大量に消費する社会から、省エネの時代への移行です。しかし、自動車などの移動体の燃料としては、石油に代わるもののは殆ど無く、その後も石油消費は増加を続けています。

石油消費の増加抑制の下で、増大するエネルギー需要は、石炭、天然ガス、原子力により充足されることになります。石炭は、エネルギートップの座を石油に譲った後も増加を続けています。2000年ごろからの急増は、中国によるものです。

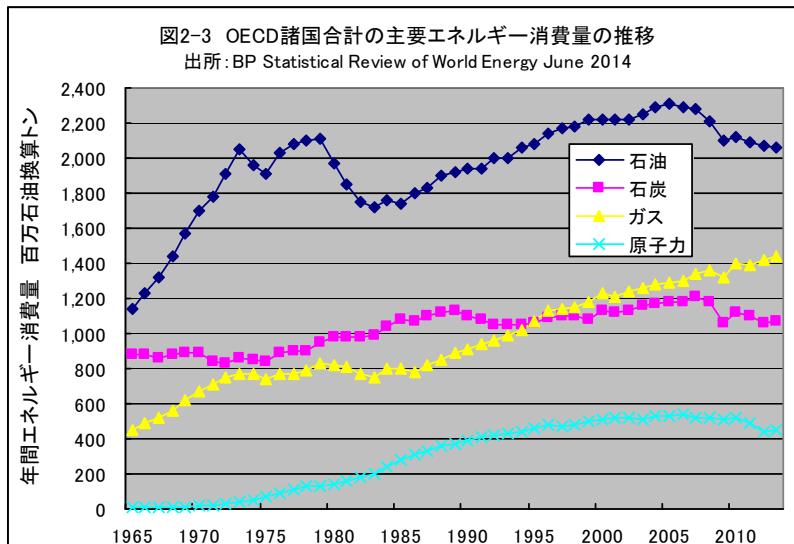
天然ガス消費は、1960年代から直線的に増加しています。クリーンで、先

進国でなら扱い易い天然ガスは、発電用と都市ガスに消費が拡大し、更に1990年代に入ると、地球温暖化防止の観点で消費を増大させました。なお、液化天然ガス(LNG)での輸入が、事業として本格的に始まるのは1960年代半ばです。現在の世界のLNG輸入量は、天然ガス消費量のおよそ1/10です。

原子力の平和利用として、原発が系統に接続されて発電が始まられるのは1950年代のことです。1960年代に入ると主要先進国は原発の導入を始めますが、図2-2に示されるように、主要エネルギー源の一翼を担うようになるのは1970年代のことです。詳しくは3章で紹介します。

<OECD諸国エネルギー消費>

図2-3には、OECD諸国について、同様のデータを示しました。世界全体のグラフと比較すると、石油危機以降の石油消費の増加が、より抑制されていることが分かります。発展途上国では、エネルギー需要を満たすことに精一杯であったのに対し、多量にエネルギーを消費していた先進国では、エネルギー効率の向上など省エネを推進する余力があったことを反映したものと思います。

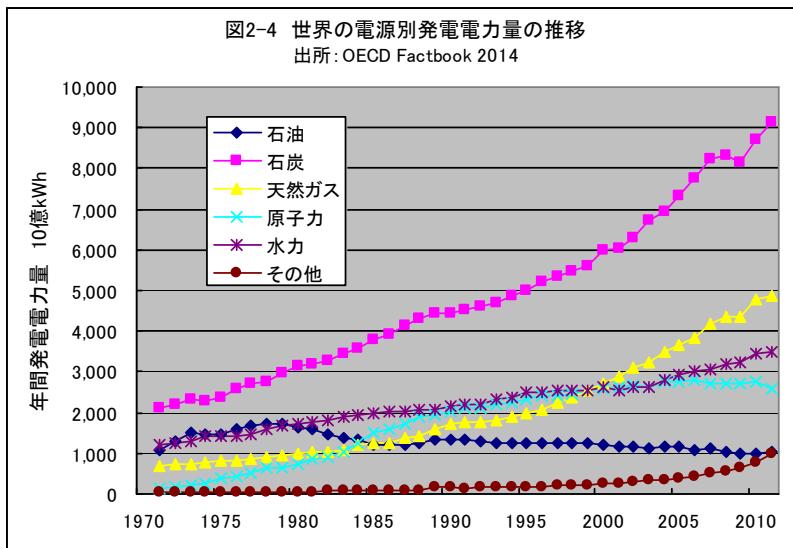


先進国でのエネルギーとしての石炭消費は、殆どが発電用で、世界全体に比べ増加率も低くなっています。

2.2 世界の発電電力量の推移

＜電源別の内訳＞

主題である発電電力量を見ることにしよう。図2-4には、世界の電源別の発電電力量の推移を示しました。石炭火力は、一貫して最大電源の地位を保っています。1章の図1-17に示したように、2011年実績で石炭火力は、世界の総発電電力量の41%を占めています。二番目のガス火力は22%ですから、石炭火力はその約2倍です。



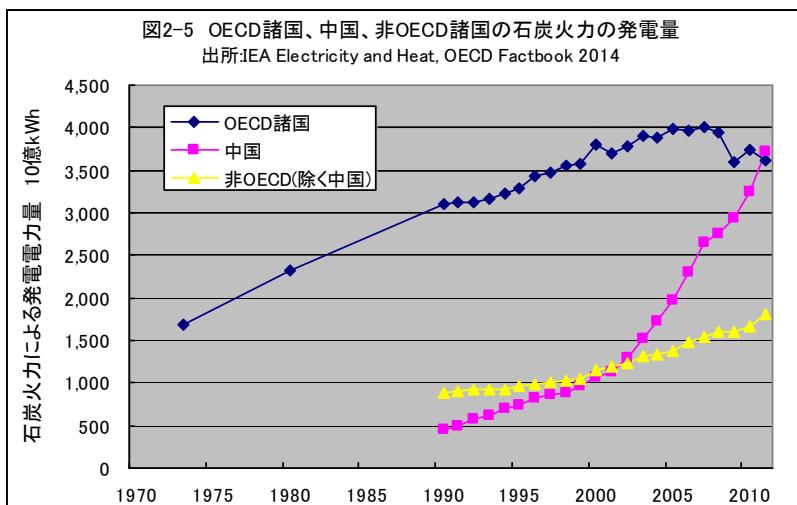
石炭は安価な燃料です。石油のように産出国の偏りが少なく、石炭は世界に広く分布しています。自国で石炭を産出する国の多くは、石炭火力をメインの電源にしています。

石油に比べて、石炭はハンドリングが面倒です。また、石炭はダーティーな燃料で、燃焼排ガスはSO_x、NO_x、および、ダスト濃度が高く、石炭灰の

処分も必要になります。しかし、火力発電所のような大規模設備で使用する場合には、それらの欠点は致命的ではありません。そのため、石炭は発電用としては、先進国でも使われ続けてきました。

＜先進国、中国、発展途上国＞

図2-5には、OECD諸国、中国、非OECD諸国（中国を除く）の3者に分けて、石炭火力の発電電力量の推移を示しました。1990年以降は、IEAのデータベースの値ですが、それ以前は無償で公開されているデータが見つからなかったため表示していません。



先進国グループであるOECD諸国の中は、2000年代に入ると、増加率が低下し、2009年頃から減少しています。なお、2009年の大きな落ち込みは、リーマン・ショックによる景気後退によるものです。

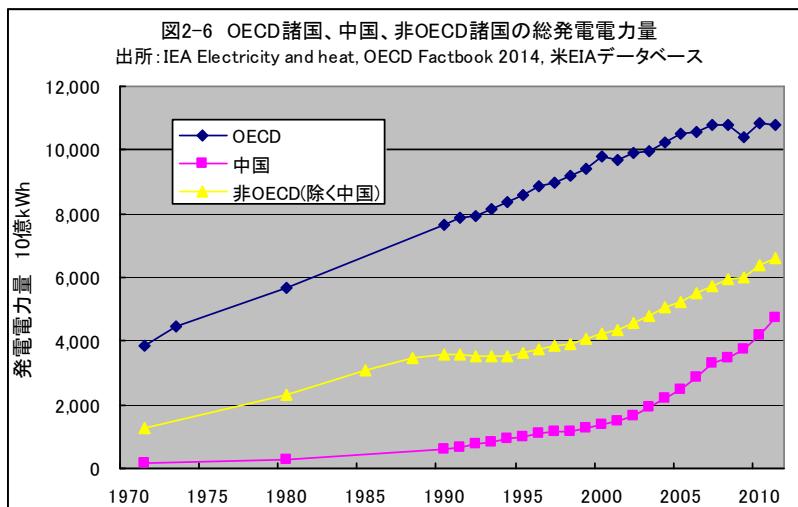
一方、中国の石炭火力による電力量は、2002年頃から急速に増加していることが分かります。経済成長による電力需要の増大を、主に石炭火力により賄った結果です。

中国を除く非OECD諸国の中は、中国ほど顕著ではありませんが増加を続けており、やはり、2000年に入る頃から増加率が少し高まっています。

<先進国と発展途上国の電力量>

総発電電力量に戻りますが、図 2-6 には同様の 3 者について、推移を示しました。1990 年以前のデータは米国 EIA のデータベースの値で、net の発電電力量を発電端相当に修正したものです。データの厳密性には少し問題がありますが、グラフで傾向を見る上では支障ないと思います。

OECD 諸国の総電力量は、温暖化防止などのため、2005 年前後で増加がとまっています。中国の 2011 年の石炭火力は OECD 諸国全体の値を超えたが、下図に示す総発電電力量では OECD 諸国の半分以下です。中国が石炭火力に大きく依存してきたことが分かります。中国を除く非 OECD 諸国も、2000 年代に入って、電力需要の増加率が増大していることが分かります。



<今後の石炭火力>

今後、多くの OECD 諸国では、電力需要は減少していくと思われます。その場合、CO₂ 排出量が多い既存の石炭火力が削減されるでしょう。また、新設の石炭火力には、CO₂ 排出量の大幅な低減が求められると思われます。

日本では原発抑制の下で、今後の石炭火力は、CO₂ 排出低減の政策に左右

されることになるでしょう。電力自由化の下で、経済性に従い代替電源が導入されれば、安価な石炭火力が増加することになります。しかし、それでは CO2 排出量は、1990 年比でも増加してしまいます。

これまで石炭火力に全面的に依存してきた中国は、今後、ガス火力や原発などの電源の多様化が図られるでしょう。中国は、石炭の世界最大の産出国です。しかし、今後の温暖化防止への取り組みは不明ですが、PM2.5 などの顕在化している環境問題に対処するため、石炭へのこれ以上の依存は修正せざるを得ないでしょう。

発展途上国である非 OECD 諸国は、今よりも豊かになり、電力消費を増大させます。しかし、温暖化防止に取り組む余力はなく、安価な石炭火力は、今後も最大の電力源であり続けると思います。温暖化防止のために、発展途上国の CO2 排出量の増加を抑制するには、先進国が石炭火力の効率向上技術を提供することが不可欠でしょう。先進国の中で、その役割を最も担うことができる的是日本です。

中国については、7 章に「中国の CO2 はどこまで増加するか」というタイトルで紹介します。石炭火力の効率向上と CO2 排出量については、本章で後述します。

2.3 石炭火力の発電効率

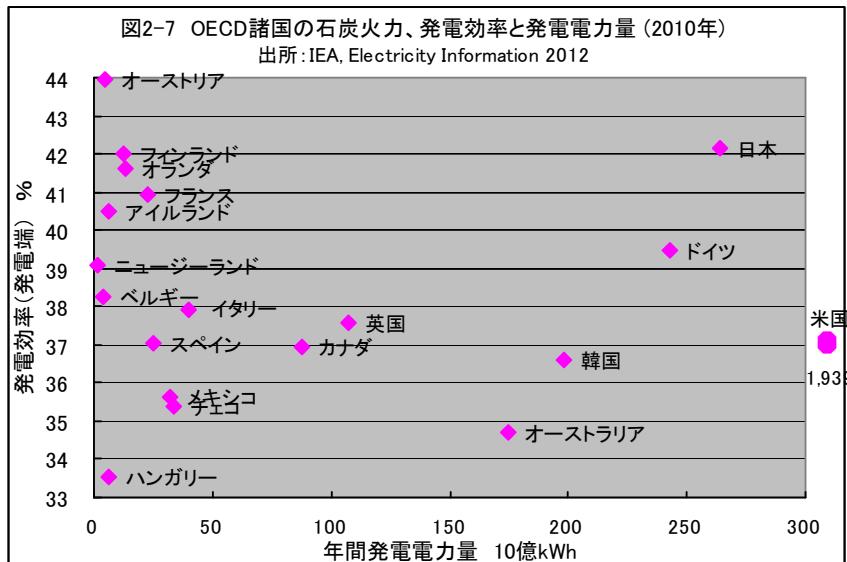
＜OECD 諸国の発電効率＞

各国の石炭火力の発電効率のデータを探したのですが、下記資料に OECD 加盟国のデータがあったので紹介します。

IEA, Electricity Information 2012

コジエネを含まない石炭火力単独の発電について、瀝青炭、褐炭、泥炭の 3 つに分けて、年間の投入燃料の熱量と発電電力量が掲載されています。現在の OECD 加盟国は 34 カ国ですが、そのうち 23 カ国が石炭火力の発電を行っています。OECD 全体で、瀝青炭による発電量が 86%、褐炭によるものが約 14%、さすがに泥炭は 0.1% で殆ど使用されていません。

3 炭種の合計について、投入燃料と発電電力量から発電効率を求め、図 2-7 に示しました。2010 年の石炭火力の発電効率（発電端）です。年間発電電力量を横軸に、発電効率を縦軸にしてプロットしてあります。米国の石炭火力の発電電力量は約 1 兆 9,000 億 kWh と飛びぬけて大きいため欄外に示しました。各国の運転実績に基づく石炭火力の平均の発電効率を示すものです。



2010 年の日本の石炭火力は、年間の発電電力量が 2,640 億 kWh で、平均の発電効率が 42.1% です。

石炭火力の発電電力量が多い国では、ドイツの石炭火力の発電効率が 39.5%、英国が 37.6%、米国が 37.1%、カナダが 37.0%、韓国が 36.6%、オーストラリア 34.7% です。日本に比べて、かなり低い発電効率です。

日本より発電効率が高いのは、オーストリアの 44.0% だけで、同等なのがフィンランドの 42.0% とオランダの 41.6% です。

オーストリアの発電効率は随分高いのですが、詳しい経緯は調べていませんが、過去のデータを見ると、1990 年には 34.4% だったのが、2000 年には

44.3%に向かっています。1990年代に、高効率の発電プラントへの更新が行われたものと想像されます。但し、オーストリアの石炭火力の年間発電電力量は46億kWhと少なく、例えば、75万kWの設備を稼働率70%で運転すれば発電できる量ですから、最新の石炭火力を2基導入すれば済む電力量です。フィンランドとオランダの石炭火力の発電電力量も、日本の20分の一に過ぎません。

日本は、米国に次いで発電電力量が多い上に、石炭火力の発電効率が非常に高いことが分かります。一方、発電効率が比較的低い先進国は、古い発電プラントを更新せずに使っていることが主な原因と思われます。

＜発展途上国の発電効率＞

温暖化防止の観点で危惧されるのは、今後、発展途上国の電力消費が増加し、そのかなりの部分が、CO₂排出量の多い石炭火力に依存することになると思われることです。非OECD諸国では、2000年頃から石炭火力が増加していることを前述しました。

発展途上国の石炭火力の発電効率に関する、無償で閲覧できるデータを探したのですが見つかりませんでした。代わりに、下記資料に石炭火力の発電kWh当たりのCO₂排出量のデータがありました。

IEA, CO₂ Emissions from Fuel Combustion Highlights 2012 Edition

但し、石炭火力の効率を推定するデータに用いるのには、精度上いくつかの問題があります。石炭ガスによる発電を含んでいること、発電効率のデータ精度に問題がある国が含まれていること、コジェネによる発電を含んでいることなどがあげられます。また、発熱量と燃焼で発生するCO₂量の比率も、石炭の種類により一様ではありません。

個々の国の発電効率を比較するのには適当でないとしても、先進国と発展途上国の発電効率の違いを見るだけなら、それほど見当外れの値にはならないと思います。表2-1には、石炭火力のkWh当たりのCO₂排出量と、発電効率の概算値を示しました。非OECD諸国などの発電効率は、kWh当たりのCO₂排出量と反比例するとする関係を用いて概算したものです。

表2-1 石炭火力のCO2排出量と発電効率 (2010年)
出所:CO2排出量は、IEA, CO2 Emissions from Fuel Combustion Highlights 2012 Edition

	CO2排出量/発電kWh g CO2/kWh	概略の発電効率 %	備考
OECD合計	917	37.5	
非OECD合計	990	34.7	
参考) 中国	967	35.6	OECDの発電効率を用い CO2排出量比率で概算
世界	958	35.9	

上記 IEA のレポートによれば、2010 年の石炭火力のデータで、kWh 当たりの CO2 排出量は、OECD 合計が 917 gCO2/kWh に対し、非 OECD 合計は 990 gCO2/kWh と 8% 多くなっています。また、世界全体では 958 gCO2/kWh です。

OCED 全体の石炭火力の平均発電効率 37.5% を用いて概算すると、非 OECD 全体の発電効率は 34.7% になります。最新の石炭火力の発電効率に比べるとかなり低い値です。世界の石炭火力の効率を向上させることで、CO2 排出量をかなり低減する余地があることを想像できると思います。

2.4 石炭火力の技術

発電技術について詳述することは、本書の主題ではありません。しかし、発電効率、発電コスト、そして、発電による CO2 排出量については紹介する必要があると思います。本項では、石炭火力の技術と発電効率について紹介します。その他の 2 項目については後述します。なお、前項で紹介した石炭火力の発電効率は、各国で使用されている旧式や最新鋭の石炭火力全体の平均の実績値です。

＜微粉炭火力＞

現在使用されている石炭を燃料とする発電技術としては、石炭の流動床ボイラを用いた発電もありますが、大型の事業用火力発電の殆どは微粉炭火力です。微粉炭火力の発電効率の向上は、ボイラで発生する蒸気の高温・高压化により推進されてきました。

図2-8 は、2011 年のコスト等検証委員会の資料から引用したもので、日本

で一般に認識されている石炭火力の発電効率向上の推移です。右端の先進超々臨界圧発電は開発途上の技術です。

図2-8 石炭火力の発電効率の推移

出所:第2回 コスト等検証委員会、配布資料6、2011年10月

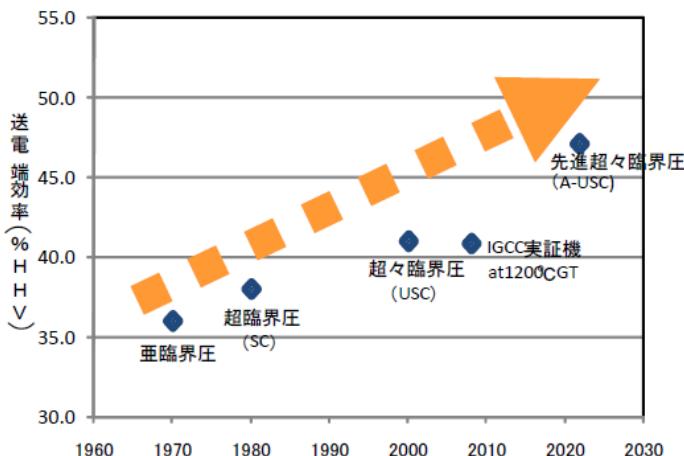


表2-2には、各発電技術の代表的蒸気温度と圧力、および、上図の発電効率の値を表記しました。それについて記載する前に、石炭と発電効率に関する基礎知識を紹介しておきます。専門家の方は、とばして読んで戴いて結構です。

＜石炭と発電効率に関する基礎知識＞

石炭は太古の植物が地中で高い圧力を受け、数億年から数千万年の時間を経て生成されたものと言われます。一般に生成期間の長いものから順に、無煙炭、瀝青炭、褐炭、泥炭に大別されます。石炭の性質に繋がる主要構成元素の炭素と水素の比率、発熱量、揮発分と固定炭素の比率などの値は一様ではありません。

日本で発電に用いられている一般炭は、瀝青炭と亜瀝青炭（褐炭に近いもの）です。ドイツなどの褐炭を産出する国では、低質の褐炭の他の用途が限られるため発電に利用されています。

エネルギー問題に係わっている人は、発電効率の値を見る時には、その定義に注意を払いますが、そうでない方のために説明をしておきます。発電効率の定義には、送電端と発電端の値、高位発熱量 (HHV) 基準と低位発熱量 (LHV) 基準の 4 種類があります。発電効率は、燃料消費量に直接係わるものであり、0.1%単位の違いが問題にされます。一方、4 種類の定義により、発電効率の値は 2~3%の違いがあるため、どの定義の値かは重要です。図 2-8 は、HHV 基準の送電端の発電効率ですが、表 2-2 にはその他の 3 種の定義に基づく発電効率に換算して併記しました。

表2-2 石炭火力の発電効率と代表的蒸気条件

火力発電の呼称	代表的主蒸気条件		発電端効率 %		送電端効率 %	
	温度 °C	圧力 Mpa	HHV基準	LHV基準	HHV基準	LHV基準
亜臨界圧	550 前後	16.5 前後	38.4	40.4	36	37.9
超臨界圧	550 前後	24~25程度	40.5	42.6	38	40.0
超々臨界圧	600 級	25 程度	44.8	47.1	42	44.2
先進超々臨界圧	700 級	35 程度	51.2	53.9	48	50.5
IGCC実証機	—	—	43.7	46.0	41	43.2
IGCCat1500°C GT	—	—	51.2	53.9	48	50.5
参考:水の臨界点	374.2	22.1	—	—	—	—

注)HHV基準の送電端発電効率の値を基に、他の発電効率を換算した。

発電効率は、ボイラに投入された熱量と発電量の比率です。発電機の出力を発電量とするのが発電端効率です。一方、発電所内で消費されるポンプなどの各種の消費電力を差し引いたものが送電端効率です。前述したコスト等検証委員会の資料によれば、発電機出力に対して発電所内で消費される電力の割合は、石炭火力で 6.2%、LNG 火力で 2.0%、石油火力で 4.5%、水力発電では 0.4%として試算しています。石炭火力は、石炭の微粉碎や搬送などのため、LNG 火力よりもかなり多くの所内電力を消費します。後述する石炭ガス化複合発電 (IGCC) の場合には、複雑なシステムであるため、石炭火力よりも所内消費電力の比率は高くなると思われます。

HHV と LHV ですが、LHV は燃料の燃焼ガス中の H_2O の凝縮熱を含まない場合の熱量です。HHV と LHV の関係は、石炭の種類や産炭地などにより違いがあります。日本で発電に使用されている瀝青炭や亜瀝青炭の場合

には、 $LHV / HHV = 0.95 \sim 0.96$ くらいが多いように思います。公的機関のレポートには、0.95 を用いているものが多いようなので、表 2-2 では、0.95 を用いて換算しました。

＜超臨界圧発電など＞

一般に微粉炭火力の技術は、亜臨界圧発電、超臨界圧、超々臨界圧、先進超々臨界圧発電と分類されます。

イメージし難い方も多いと思いますが、水の臨界点である $374^{\circ}\text{C}, 22.1\text{MPa}$ より温度、圧力が高い超臨界状態では、水と水蒸気の区別が無くなります。超臨界圧、超々臨界圧発電は、ボイラでそのような温度、圧力の蒸気（正しくは水蒸気と呼ばないかもしれません）を発生させ、蒸気タービンにより発電するものです。

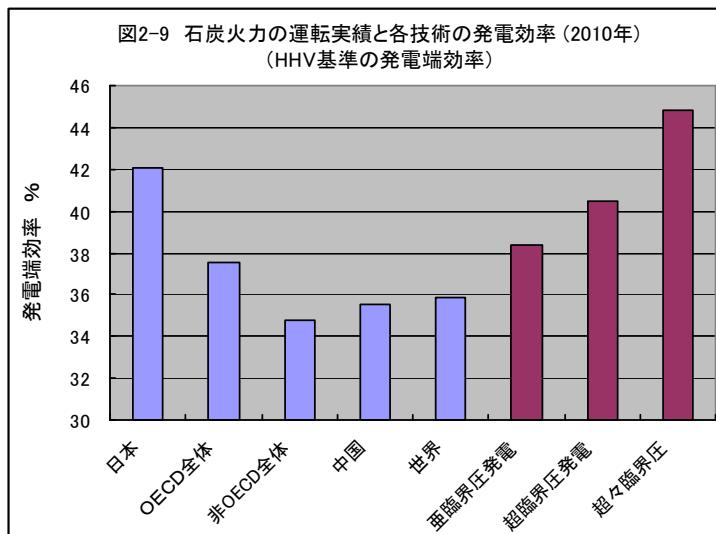
亜臨界圧発電は、主蒸気圧力が水の臨界圧力の 22.1MPa 以下のものです。一方、主蒸気圧力が 22.1MPa 以上で主蒸気温度が 500°C 台のものが超臨界圧発電、主蒸気温度が 600°C 以上のものは超々臨界圧発電、主蒸気温度が 700°C 級のものを先進超々臨界圧発電と呼んでいます。

超臨界圧発電などの蒸気温度、圧力はプラントにより異なりますが、表 2-2 に示した温度と圧力は代表的な値です。

＜運転実績ベースの平均発電効率との比較＞

図 2-9 に、前記の 2.3 項で紹介した世界各国の石炭火力の運転実績に基づく平均発電効率と、現状の微粉炭火力技術の比較を示しました。明記ませんでしたが、2.3 項で紹介した平均の発電効率は、算出に使用した IEA のデータから、HHV 基準の発電端効率です。そのため、表 2-2 は HHV 基準の発電端効率で比較しています。なお、日本の発電効率は、図 2-7 に示したもので 42.1% です。

図 2-9 で、2010 年の運転実績に基づく日本の石炭火力の発電効率は、超臨界圧と超々臨界圧発電の効率の間にあります。その他の地域や中国の発電効率は、亜臨界発電よりも低い発電効率です。旧式の石炭火力を更新せずに使い続けているためと思います。



そのことを裏付けるデータを紹介します。図 2-10 は、石炭火力に関する IEA の CO2 回収・貯留に関するレポートから引用したもので、日本、米国、中国、ドイツの石炭火力発電の設置状況を示したものです。

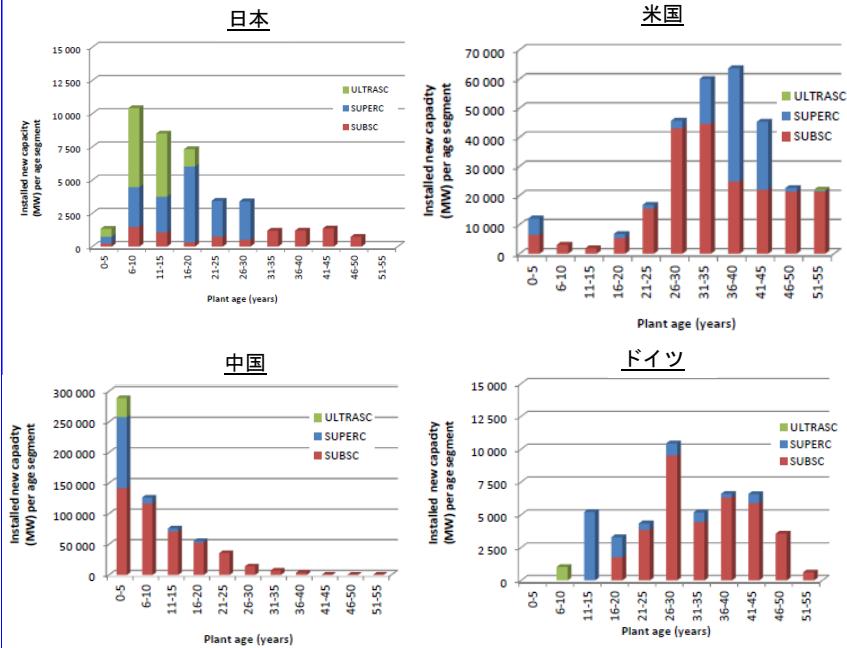
図が小さくて見難いと思いますが、横軸は発電プラントの設置後の経過年数の範囲、縦軸は発電設備容量 MW です。縦軸の棒グラフの赤は亜臨界圧、青は超臨界圧、緑は超々臨界圧発電です。縦軸のスケールが異なることに注意して下さい。

日本では過去 20 年くらいの間に、超々臨界圧の石炭火力の導入がかなり進んでおり、古い亜臨界圧発電は少なくなっています。それに対し、米国では、超々臨界圧発電は殆ど見られず、運転年数の長い古い設備が沢山残っています。また、ドイツや中国での超々臨界圧発電の導入は少なく、それが導入されたのは近年になってのことです。

世界全体では、最新の石炭火力を導入することで、発電効率を改善する余地が大きいことが想像できると思います。

図 2-10 主な国の石炭火力プラントの形式と設置後年数

出所:IEA, CCS RETROFIT, Analysis of the Globally Installed Coal-Fired Power Plant Fleet (2012)



＜開発途上の技術＞

石炭火力の開発途上の主な技術としては、表 2-2 にも示しましたが、先進超々臨界圧発電と 1500°C 級ガスタービンを用いた石炭ガス化複合発電があります。

先進超々臨界圧発電は、蒸気温度を 700°C まで高めた技術です。超々臨界圧発電の HHV 基準の送電端効率が 41% であるのに対し、発電効率を 47% に大幅に向上させることを目標としたものです。高温クリープ強度を有するボイラやタービン・ロータなどの材料開発が主な課題であり、2020 年代の実用化を目指しています。

石炭ガス化複合発電は、石炭をガス化し、それを燃料にガスタービンと蒸気タービンの複合サイクルにより発電するものです。ガス化過程で発生する熱も有効に利用する統合化(Integrated)システムです。石炭をガス化することで、石炭に含まれる硫黄分や灰分の除去が可能になり、ガスタービン燃料に使用できるようになります。ガス化炉は噴流床式が一般的で、溶融した石炭灰を下部に排出する構造です。溶融した石炭灰は、温度が下がると固化するため、溶融灰の詰まりなしに、長期間に亘り連續して安定に運転できることも課題のひとつです。日本では、1200°C級ガスタービンと組み合わせた実証プラント運転は実施済です。1500°C級ガスタービンを用い、HHV基準の送電端効率で47%前後が想定されています。なお、1500°C級ガスタービンは、既にLNGのコンバインサイクルの商用プラントでは使用されています。

開発途上の技術が使用できるようになれば、石炭利用発電のCO₂排出量を更に低減できます。

2.5 石炭火力のCO₂排出量

繰り返しになりますが、大規模な発電設備で使用する場合には、石炭のダーティな性質は致命的ではありません。例えば、日本の石炭火力の発電所は、SO_x、NO_x、ダストなどの大気汚染問題を概ね克服しています。今問題なのはCO₂排出量です。本項では、石油火力やガス火力と比較して、石炭火力のCO₂排出量について紹介します。

<火力発電技術とCO₂排出量>

表2-3には、石炭、石油、LNGの発熱量当たりの炭素量と、各種火力発電の発電効率を示しました。なお、超臨界圧石炭火力と言っても、発電効率には幅があるため、コスト等検証委員会報告書(2011年12月)に記載されている値を用いました。送電端のHHV基準の発電効率です。また、発熱量当たりの炭素量も、同報告書に記載された値ですが、温室効果ガス排出量を算定するために決められた値です。

同報告書は、2010年と2030年のモデルプラントについて発電コストを検

討したものです。表 2-3 の備考欄で、2010 年モデルプラントとあるのは、発電実績がある効率です。一方、2030 年モデルプラントは、今後の技術開発により想定される発電効率です。

なお、石油火力については、1979 年の IEA 閣僚理事会で石油危機の対応として、「石炭利用拡大に関する IEA 宣言」が採択され、そこには石油火力の新設禁止も含まれていました。以後、日本は石油火力を新設していないため、表 2-3 に示した石油火力の発電効率は、1970 年代の発電プラントの値です。

表2-3 燃料の炭素排出係数と各種火力発電の代表的な発電効率

出所:コスト等検証委員会報告書(2011年12月)

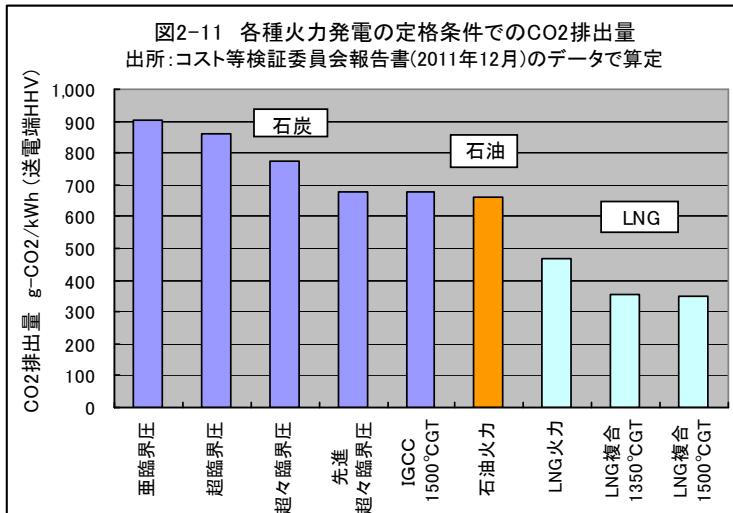
燃料	発熱量当たりの炭素量 トン-C/GJ	発電形式	代表的発電効率 % (送電端、HHV基準)	備考
石炭	0.0247	亜臨界圧	36	1970年頃の実績ベース
		超臨界圧	38	1980年頃の実績ベース
		超々臨界圧	42	2010年モデルプラント
		先進超々臨界圧	48	2030年モデルプラント
		IGCC 1500°C GT	48	2030年モデルプラント
石油	0.0195 (B+C重油)	石油火力	39	1970年代の超臨界圧
LNG	0.0135	LNG火力	38	1980年頃の実績ベース
		LNG複合サイクル 1350°C GT	50	1990年代の実績ベース
		LNG複合サイクル 1500°C GT	51	2010年モデルプラント

燃料の発熱量当たりの炭素量は、石炭は一般炭、石油は B・C 重油の値です。発熱量当たりの炭素量は、石油は石炭の 79%、LNG は 55%です。発電効率が同じなら、CO₂ 排出量はその比率になります。

表 2-3 の炭素量と発電効率に基づき、図 2-11 には、各種火力発電技術について、発電 kWh当たりの CO₂ 排出量を示しました。定格運転条件での CO₂ 排出量ですから、年間の運転実績などよりも低い値になっています。

亜臨界圧石炭火力の CO₂ 排出量と比較して、超々臨界圧石炭火力では 85%、先進超々臨界圧石炭火力や 1500°C 級ガスタービンを用いた IGCC では 75% に CO₂ 排出量が低減します。図 2-10 に示したように、日本を除くと、先進国でも亜臨界圧石炭火力が多くを占めており、石炭火力の発電効率を高めることが、世界全体の CO₂ 排出量の低減に有効であることが想像できると思います。

但し、今後実用化される先進超々臨界圧や1500°C GTのIGCCでも、CO₂排出量は旧式の石油火力と同等であり、石炭のCO₂排出量の多さは克服できません。因みに、超々臨界圧石炭火力と比較すると、広く使われている1350°C級ガスタービンを用いたLNG複合サイクルのCO₂排出量は39%に過ぎません。



<石炭火力からの転換>

日本なら、温暖化防止のために、石炭からLNGに転換することになるでしょう。しかし、どこの国でも、そのような燃料転換ができる訳ではありません。その事が、石炭火力が世界で最大の電力源になっている理由です。

日本の2011年の人口1人当たりの年間発電量(Net)は約8,000kWhで、世界で28番目です。210余の国と地域のデータが収録されている米EIAのエネルギー・データベースを調べると、人口1人当たりの年間発電量が日本の10分の一以下の国や地域は67、5分の一以下は92あります。多くの発展途上国は、まだまだ電力の増強を必要としており、CO₂排出量の少ない電力源を選択する余力はありません。

また、6章にも記載しますが、LNGや天然ガスの導入は、容易ではありません。

せん。先ず、天然ガスは石炭に比べて高価な燃料です。また、石炭は世界に広く賦存しており、自国で産出する石炭を発電に利用している国も多くあります。

加えて、天然ガスを日本のように−160°C以下の LNG として輸入するには、産出国側には大規模な液化プラントを、輸送には専用の LNG 船を、輸入国側に低温の LNG タンクを建設する必要があります。また、第三国を経由した国際パイプラインで天然ガスを輸入する場合には、国際紛争の際に攻撃目標になる可能性もあり、戦略的な配慮も必要になります。

多くの発展途上国にとって、天然ガスは簡単に利用できる燃料ではありません。そのため、石炭火力の発電効率を高めることは、CO₂ 排出低減に充分意義があるわけです。エネルギー問題には、グローバルな視点が不可欠です。

＜石炭火力による世界の CO₂ 排出量＞

燃料燃焼由来の各国の CO₂ 排出量については 7~9 章に詳述しますが、ここでは、世界の石炭火力による CO₂ 排出量がどの程度であるかを紹介しておきます。

前述の IEA の”CO₂ Emissions from Fuel Combustion”の 2012 年版には、石炭火力、石油火力、ガス火力の各々について、2010 年の世界全体での発電 GWh 当たりの平均の CO₂ 排出量比率が掲載されています。同様に IEA のデータによる石炭火力などの世界全体の発電電力量から CO₂ 排出量を概算して、表 2-4 に示しました。

表2-4 世界全体の発電によるCO₂排出量

出所:IEA, CO₂ Emissions from Fuel Combustion 2012

IEA, Electricity and Heat for 2010

	発電電力量 GWh	CO ₂ 排出率 トンCO ₂ /GWh	CO ₂ 排出量 百万トンCO ₂	世界全体比率 %
石炭発電	8,670,174	958	8,310	26.5
石油発電	958,460	796	763	2.4
ガス発電	4,812,603	451	2,171	6.9
以上計	14,441,237	–	11,244	35.9
世界全体	–	–	31,342	–

世界全体で、2010 年の燃料燃焼による CO₂ 排出量は 313 億トンと推定さ

れています。世界の石炭火力から排出された CO2 の総量は、83 億トンと算定され、世界全体の CO2 排出量のおよそ 4 分の一を占めています。また、石炭火力に比べて、世界全体のガス火力や石油火力から排出される CO2 総量は、かなり少ないことも分かります。

＜発電効率の向上による CO2 排出低減＞

日本の石炭火力の平均発電効率は 42.1% であることを前述し、表 2-1 で世界の石炭火力の平均発電効率が約 35.9% であることを示しました。一方、表 2-4 に示すように、世界の石炭火力の CO2 排出量は、世界全体の CO2 排出量の 26.5% を占めています。

これらのデータから、世界の石炭火力の発電効率を日本の水準まで向上させると、世界全体の CO2 排出量が約 4% 減少することになります。その値は、日本の総 CO2 排出量に相当するものです。

2.6 CO2 の回収・貯留

＜電力自由化など＞

この原稿を書いている 2014 年 9 月現在、日本では全ての原発が停止しています。一方、福島第一原発の事故以降、電力自由化の議論が活発になり、2013 年 4 月には「電力システムに関する改革方針」が閣議決定され、今後法制化されていくでしょう。

石炭火力の新設計画も聞こえています。安価な電力を自由に供給することが電力自由化の目的なら、石炭火力が増大することになるように思われます。石炭火力を新設できる事業者は限られますが、既存の製鉄所などは、石炭火力を容易に新設できるでしょう。

高効率の石炭火力技術を海外に広めることは良いのですが、原発の代わりに、国内に石炭火力を新設したのでは、日本の CO2 排出量が増加します。90 年比で削減どころか、逆に増加してしまうでしょう。

2015 年末に予定されている COP21 までに、各国は 2020 年代の温室効果ガスの削減目標を表明する予定になっています。世界 3 位の経済大国の日本

が、京都議定書より後退した削減目標を表明するわけにはいかないように思います。電力自由化の議論について不勉強のため、石炭火力の扱いが、どのように考えられているのかは知りません。

<CO2の排出抑制>

2009年のG8サミットで、2050年までに先進国全体で温室効果ガスを80%削減する長期目標が出されました。随分先のことで、各国の本気度は定かではありませんが、80%削減するには、発電効率を高めるだけでは追いつきません。火力発電から排出されるCO2の回収・貯留が不可欠でしょう。

例えばEUでは、30万kW以上の火力発電設備の新設に関し、CO2貯留のための用地が確保されていること、CO2の回収装置の備え付けと輸送設備が技術的・経済的に可能であることというCO2のCapture Readyを要求するEU指令が2009年に出されています。

<CO2の回収・貯留>

CO2の回収・貯留（CCS）は実際に行われるとしても、先のことになると思います。しかし、温暖化防止の取り組みが続く限り、国内で石炭火力の新設を考える場合には、CCSについても考えることが避けられないと思います。但し、国内にCO2貯留に適した場所が、どれだけあるかも問題になると思います。

CO2の回収・貯留を行うためには、燃焼排ガスからCO2を分離回収する技術、回収したCO2を貯留する技術、貯留場所まで大量のCO2を輸送する技術が必要になります。分離回収技術には、化学的や物理的吸收法、物理吸着法、膜分離法などがあり、一部は商業段階の装置も運転されています。経済性はともかく、実用段階の技術があると言えるでしょう。

貯留技術には、地中の帯水層、油層・ガス層、海洋の深海底など、種々の貯留方法が検討されています。温暖化防止では、貯留されたCO2の長期の挙動が問題になりますが、その点では必ずしも明確になっていないと思います。

大量のCO2の長距離輸送に関しては、多数のCO2パイプラインが建設・

運転されています。北米ロッキー山脈のコロラドの山中には、CO₂ ドーム（地下ガス田）があります。そこから数 100km 南下したテキサスには、噴出圧が低下した多数の油田があります。その種の油田の油回収量を高める技術として、CO₂ 圧入攻法があり、1980 年代から多数の CO₂ パイプラインが建設されています。CO₂ は昇圧して油井に圧入されるため、CO₂ パイプラインも CO₂ の臨界圧以上で運転されています。

温暖化防止を目的とした、実規模の CO₂ の回収・貯留プロジェクトは、いくつか実施されています。例えば、ノルウェーのスノービット(Snohvit)プロジェクトは、バレンツ海の海底ガス田から生産された天然ガスを陸上の LNG プラントに送り、精製過程で分離された CO₂ を、再び、海底パイプラインでスノービット地域に送り、海底下約 2700m の層に圧入・貯留しているものです。

<CO₂ の分離回収コスト>

CCS を行うためのコストは、一般に、1 トンの CO₂ を分離回収して貯留するのに要するコストとして表されます。CCS 無しの発電コストに、CCS コストを加えたものが、CCS 付きの発電コストになります。

先ず、CO₂ の分離回収のみのコストから紹介します。IEA のレポートのうち、無償でダウンロードできる下記を参照しました。

Cost and Performance of Carbon Dioxide Capture for Power Generation, IEA, 2011

石炭火力の燃焼排ガスから CO₂ を分離回収するケースについて紹介します。2007 年から 2010 年に米国と EU で発行された 13 件のレポートを調べ、2010 年価格の同条件に換算して平均値を求めていました。CO₂ 分離回収は、何れもアミン系吸収液を用いたものです。調査結果を表 2-5 に示しました。なお、CO₂ の輸送、貯留のためのコストは含んでいないことに注意してください。

発電効率は、送電端の LHV 基準の値です。CO₂ 分離回収無しの場合の送電端効率が 41.4% だったものが、CO₂ 分離回収を行うことで 30.9% に低下

するということです。CO₂を分離回収するのにも、随分エネルギーを消費することが分かります。

表2-5 石炭火力からCO₂回収コスト

出所:Cost and Performance of Carbon Dioxide Capture for Power Generation, IEA, 2011

項目	CO ₂ 回収無し	CO ₂ 回収有り
送電端効率 (LHV, %)	41.4	30.9
建設単価 (米ドル/kW)	1,899	3,135
発電コスト (米ドル/MWh)	66	107
CO ₂ 回収コスト (米ドル/トンCO ₂)	-	58

発電設備の建設費のkW単価は、CO₂分離回収無しの1,899米ドルから、3,135米ドルに増加します。日本円で約20万円/kWのものが、1.6倍くらいになるということです。なお、レポートには、建設費のcontingencyなどを15%くらい含んだovernight costが示されているのですが、説明を要するため省略しました。関心がある方は原典を参照して下さい。

発電コストは、CO₂分離回収無しの66米ドル/MWh（日本円にして約7円/kWh）が、約1.6倍に増大します。CO₂の分離回収コストで表すと、58米ドル/トンCO₂になります。繰り返しになりますが、これらの値は、CO₂の輸送・貯留のコストを含んでいません。

<CCSコスト>

CO₂を貯留場所まで輸送するパイプラインの建設費は、貯留場所までの距離や、陸上や海底パイプラインなどのルートに左右されます。また、パイプライン運転費も輸送距離に依存します。また、CO₂の貯留に使う坑井の深さや掘削費用も、個々のケースで随分違うものと思います。

CCSの輸送・貯留コストは、だいたいこの位という目安があるのではなく、この位の費用なら、CCSを実施しようと判断する基準になるものでしょう。

例えば、将来、日本でもトン当たり1万円前後の高額の炭素税が導入された場合、CCSコストが1万円以下のケースなら、炭素税を支払うよりも、CCSの設備投資をした方が得であるという判断が成り立つわけです。

<CCS付き発電コストの試算>

例えば、日本における CCS コストとして、5,000～1 万数千円/トン CO₂ というレポートが見られました。超々臨界圧石炭火力に、コストが 1 万円/トン CO₂ の CCS を設ける場合を考えてみましょう。

図 2-12 には、これまで引用してきた「コスト等検証委員会報告書」の発電コストのグラフを示しました。縮小した図で見難いかもしれません。役に立つデータですから、是非、報告書本文で、算定条件も見ておいて下さい。超々臨界圧石炭火力の 2010 年モデルプラントの送電端効率は HHV 基準で 42%、発電コストは 9.5~9.7 円/kWh と記載されています。

図 2-12 各電源の日本の発電コスト

出所:コスト等検証委員会報告書、2011年12月

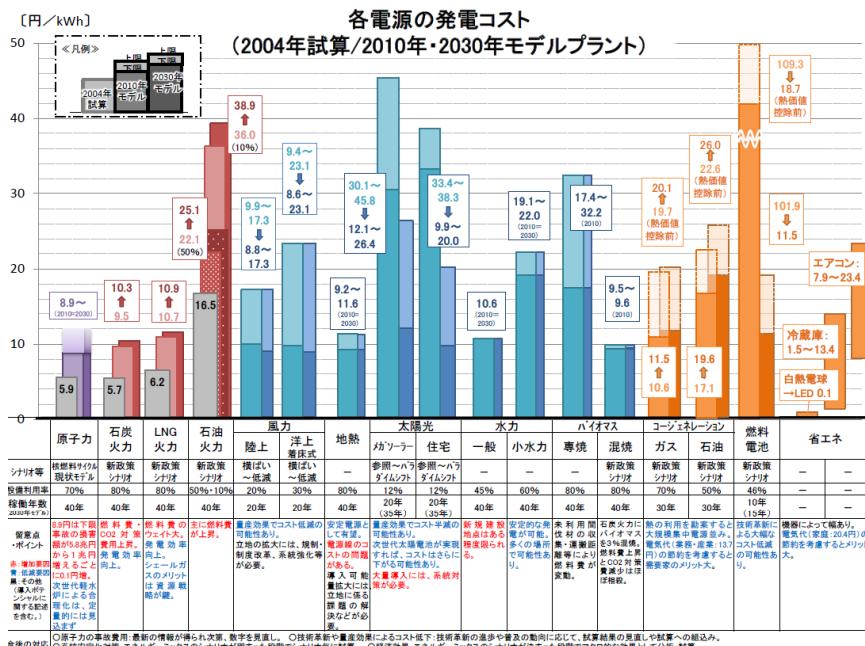


表2-3に示した石炭の発熱量当たりの炭素量0.0247トン-C/GJと、42%の

発電効率から、電力 kWh 当たりの CO₂ 排出量は 776 CO₂-g/になります。排出される CO₂ を、コストが 10,000 円/トン CO₂ の CCS で回収・貯留すると、電力 kWh 当たり 7.76 円になります。

CCS を付けた石炭火力の発電コストは、CCS コストを加えたもので、17.3 ~17.5 円/kWh になります。

この発電コストは、図 2-12 に示す 2010 年のモデルプラントの発電コストで、陸上風力発電の 9.9~17.3 円/kWh よりも高いけれど、住宅用太陽光発電の 33.4~38.3 円/kWh より大幅に低い値です。

しかし、CCS 付石炭火力の発電コストが太陽光発電より安いと言っても、CCS 無しの石炭火力やLNG火力に比べて大幅に高いのですから、CCS が広く採用されるようになるのは、まだまだ先のことです。化石燃料の価格が上昇し、CO₂ 削減要求が更に高まった時期になると考えられ、それまでは、発電効率を高めることで、CO₂ 排出量を低減することが重要になります。

<本章のおわりに>

30 年前、技術革新に関するある研究会に出席しました。日本の産業で強いのはダンボール箱に入る製品である、と主査の先生が仰いました。ダンボール箱に入る最大のものは冷蔵庫あたりでしょう。日本の自動車は、まだ米国に敵いませんでした。

30 年が経過し、ダンボール箱に入る製品の国際競争力は失われつつあります。日本の自動車は、ハイブリッド車のような新技術開発もあり、今がピークです。自動車の次に日本経済を支える産業のひとつは、発電プラントや新幹線のような、高度技術を含む大規模システムであると思います。

日本は高効率の石炭火力の技術を保有しています。その技術を世界に広めることは、日本経済にとってだけでなく、世界の CO₂ 低減にも役立つことです。

どこの国の政府も、自国の豊かさのため、輸出の拡大に最大限の努力を払っており、日本は温暖化防止の観点で、石炭火力の技術の有効活用に努めるべきと考えます。

3. 原発が果たした役割と今後

本章では、先進国を中心とする原発の導入が果たした役割と、多くの人口を抱える発展途上国が、今後のエネルギー確保の点での原発に対する期待について記載します。また、日本で脱原発をする場合のデータを紹介します。

3.1 原発の導入

日本では、今では過半の人達が原発を無くすることを強く求めていました。地震国日本で福島第一原発の事故を経験したのですから、尤もな主張と思われます。しかし、原発は、期待を持って導入が始められたものと思います。

＜先進国による導入＞

国際原子力機関(IAEA)の動力炉データベース PRIS によれば、1954 年 6 月にソ連で発電出力 6MW の黒鉛減速沸騰軽水炉(LWGR)が系統に接続されました。1956 年、1957 年には英国で出力 60MW の黒鉛減速炭酸ガス冷却炉(GCR)が、1957 年 10 月には米国で 24MW の沸騰水型炉(BWR)が系統接続されました。1950 年代にはフランスも含め、発電出力で数 10MW 級の原発を開発されています。

1960 年代に入ると、出力で 100MW を超えるものが現れ、上記の国に加え、ドイツ、カナダ、ベルギー、イタリア、日本、スウェーデン、スイス、スペインという主要な先進国が相次いで原発を導入しました。

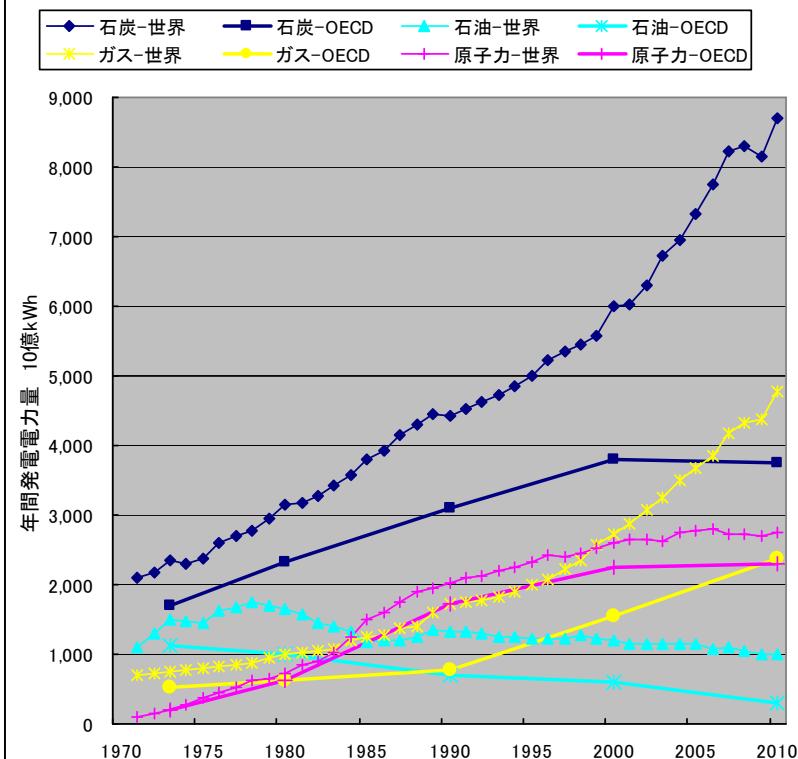
＜原発による電力量の推移＞

原発が先進国的主要電源の一つになるのは 1970 年代に入ってからです。図 3-1 には、石炭、石油、ガスおよび原子力による世界の発電電力量の推移を示しました。原発は、先進国を中心に導入が進められたので、世界全体とともに、OECD 諸国の合計を示しました。両者の差は、非 OECD 諸国の合計値になります。

2 章で紹介したように、1960 年代に石炭から石油へのエネルギー転換が行われ、一次エネルギー消費では、石油が最大のエネルギーになりました。しかし、発電に関しては、図 3-1 に示されるように、石炭火力が、相変わらず最大の電力源です。

図3-1 世界とOECD合計の主要電源の電力量推移

出所: OECD Factbook 2013



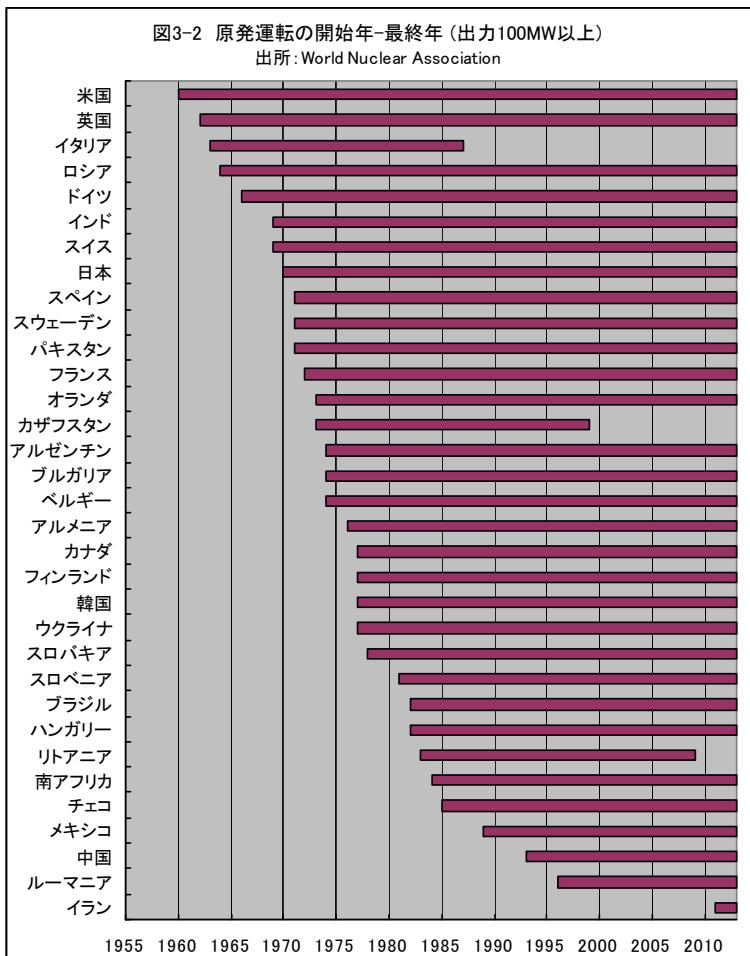
1973年には、第一次石油危機が発生し、多量のエネルギーを消費していた先進国は、省エネの推進と石油消費の抑制に努めることになります。移動体の燃料には石油を使用せざるを得ませんが、発電には石油を使用する必要はありません。OECD諸国グラフでは、石油危機以後、石油火力の発電量は一貫して減少しています。また、1979年の第二次石油危機の際には、IEAの閣僚理事会で「石炭利用拡大に関するIEA宣言」が採択され、そこには石油火力の新設禁止も盛り込まれました。

1973年の石油危機以降の20年間に、OECD諸国の電力消費量は2倍近

くに増加しました。増大する電力需要は、石炭、天然ガス、原子力の発電の増強により賄われたことが分かります。特に、石油危機以降 1990 年頃までは、石炭火力と共に、原発の発電量が高い増加率を示しています。

＜原発導入国＞

図 3-2 には、原発を導入した国々の導入時期を示しました。



棒グラフの左端は、各国で原発を初めて系統に接続した年を示しており、

発電出力で 100MW 以上の原発を対象にしました。棒グラフの右端が、2013 年以前で終わっているのは、原発による発電をやめた国です。

33 カ国が原発を導入しており、その内、イタリアが 1978 年を最後に原発による発電をやめたことは 1 章で紹介しました。その他、カザフスタンとリトアニアも原発による発電をやめていますが、その経緯は確認していません。

残りの 30 カ国は、ドイツのように福島第一原発の事故を契機に原発を削減しつつある国もありますが、原発の運転を続けています。

1960 年代から 1980 年頃までに、殆どの主要先進国は、原発を導入しています。その他には、旧ソ連圏の国々で、ソ連製の原発を導入した国が含まれています。また、インドやパキスタンのように、核兵器開発に関連して原発を保有したと思われる国もみられます。

中国のような人口が多い発展途上国は、需要が増大するエネルギーの確保は大きな問題であり、1990 年代以降は、その対応策として原発の導入を検討する国が増加しています。

3.2 各国の原発発電量

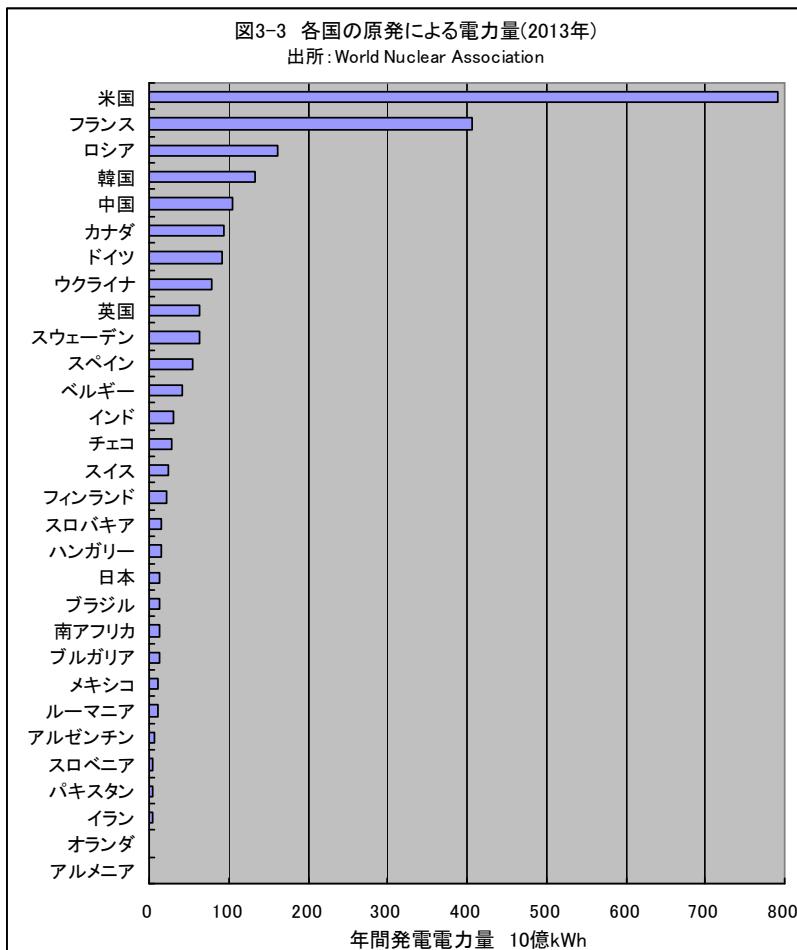
図 3-3 には、最新の 2013 年の各国の原発による発電電力量を示しました。1 章でも紹介しましたが、発電電力量の絶対値では米国が最大です。

総電力量に対する原発比率では、フランスの 73% が最大です。原発の電力量比率が 1/3 を超えている国は、フランスに続き、ベルギー、スロバキア、ハンガリー、ウクライナ、スウェーデン、スイス、チェコ、スロベニア、フィンランドの 10 カ国です。

東日本大震災前年の 2010 年の日本の原発発電実績は 2,882 億 kWh で、総電力量の 25.8% を占めていました。原発発電量の多さでは、世界で 3 番目でした。

今後は、発展途上国による原発の新設が増加すると思われます。現在の中国の原発による電力量は 1,048 億 kWh、インドは 300 億 kWh とそれほど多くありません。しかし、総電力量に対する原発比率は、中国が 2%、インド

が3%と極めて低く、今後どこまで増加するかを考えると脅威です。

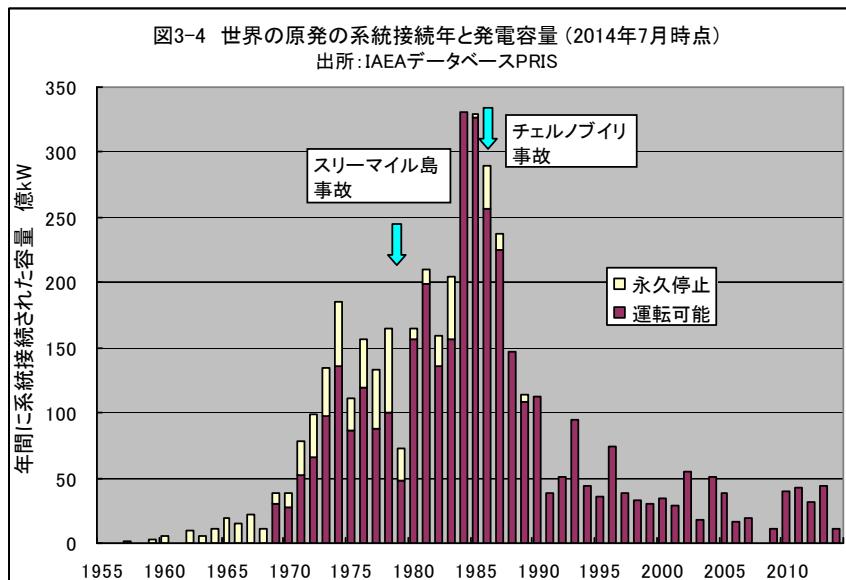


3.3 原発新設の推移

原子力の平和利用とはいえ、原発のリスクは認識されていたと思います。加えて、1979年にはスリーマイル島原発、1986年にはチェルノブイリ原発の事故が発生しました。それらは、原発の新設に影響を及ぼしたものと思わ

れます。

図3-4には、年毎に運転開始した原発の発電容量を示しました。系統接続の年を運転開始としています。また、それらの原発が、現時点で運転可能な状態か、永久停止かを分けて示しています。



1970年代に入り、運転開始した原発が増加しています。原発は、計画段階から運転開始までに長期間を要するものですから、1960年代に計画された設備が、70年代に運転を始めたものと思われます。

スリーマイル島事故があった1979年の運転開始の量が落ち込んでいます。これは、運転開始段階にあった設備の運転開始を遅らせた結果と想像されます。

1984年、1985年が原発運転開始のピークです。スリーマイル島事故があっても、建設段階の設備は継続されたということと思われます。しかし、1986年のチェルノブイリ事故の影響も加わり、1980年代後半には、原発の運転開始は急速に減少しています。

先進国にとって、電力需要の増大には対しては、石炭火力やガス火力の選択肢もあります。石油危機の後、電源の多様化もそれなりに進み、原発をこれ以上増やす必要性が低下したためと思われます。そして、1990年代に入ると、地球温暖化問題に関心が高まり、ガス火力の増加率が高まることになります。

3.4 石油危機前後に原発が果たした役割

上記のデータをもとに、推測を交えて、石油危機前後に原発が果たした役割を記載します。

＜電力の安定供給＞

1970年前後には、原発は新たなエネルギー源として、期待されて先進国に導入されたものと思われます。そして、石油危機の発生により石油火力を削減する中で、原発は増加する電力需要を石炭、天然ガスと共に支えてきました。

電力会社が原発を積極的に導入したのは、最近批判されている見掛けの原発コストの低さだけが理由ではなかったと思います。石油危機は、エネルギーが何時でも必要なだけ入手できるものではないという教訓を与えました。主要先進国は、電力の安定供給のために、政策として原発を導入したものと思います。

自国で豊富な化石燃料を産出する国は、それを中心とした電源構成を構築しています。例えば、多くの国が石炭火力を中心とした電源構成を持っていることを前章で紹介しました。

エネルギー自給率が低い国で、電力の安定供給を真剣に考えている先進国は、不測の事態に備えるため、電源の多様化の道を選びました。日本の東日本大震災前年の発電電力量は、石炭火力、ガス火力、原発が何れも総電力量の約26%を占めていました。

その他に、原発のウラン燃料は、中東産の石油・ガスに比べれば、安定に調達できるとの評価もあったと思います。

＜原発リスクの認識＞

原発は、当初からリスクがある施設と認識されて導入が続けられてきたと思います。

例えば、原子力製鉄という開発プロジェクトがありましたが、実現には至りませんでした。原子力船むつが建造されましたが、最終的に原子炉が撤去されました。小型分散型原子炉の話を聞いたことがあります、実用にはなっていません。変わったものとしては、原子炉の熱を熱電変換素子で電力変換する原子力電池が人工衛星で使用されたこともあります、打ち上げに失敗して原子炉が落下することが問題と考えられ使用されなくなりました。

実用に供されている原子炉は、軍事用の空母や潜水艦を除くと、安全管理の面から、発電に特化した大型設備を立地に配慮して建設しているものだけです。原発はリスクがあるものと認識しているためです。

スリーマイル島と切尔ノブイリ事故がありましたが、殆どの国は、建設した原発を使い続けています。また、かなりの数の発展途上国が、増大する電力需要に対応するため、原発の新設を検討しています。

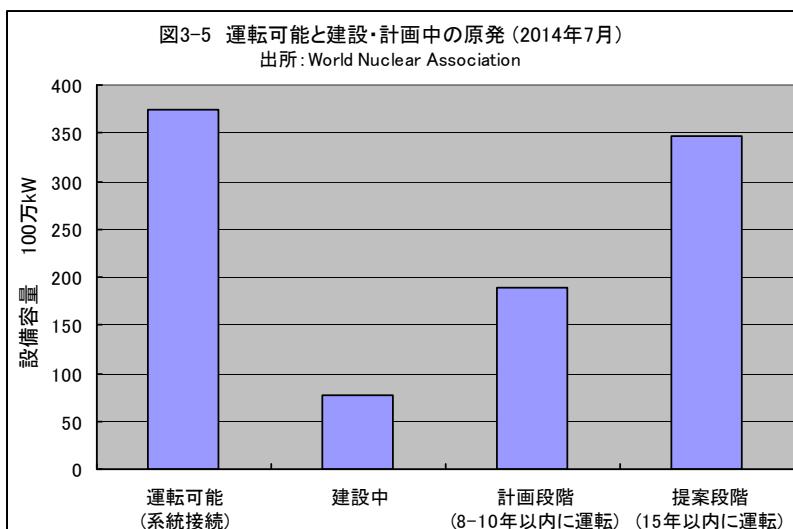
福島第一原発の事故を経験した日本では、誰でも、原発をやめたほうがいいと思っています。しかし、原発の導入には理由があった訳です。更に、温暖化防止の問題も加わりました。原発をやめるシナリオを作成し、やめても困らないことを確認すべきです。その際には、実際に原発をやめたイタリアの事例や、これからやめていこうとしているドイツの計画も参考にすべきです。

3.5 今後の原発新設計画

図 3-5 には、World Nuclear Association (WNA)のウェブページに掲載されている原発の設備容量データを示しました。そのうち、計画段階の原発とは、この先 8-10 年以内に運転の開始が期待されるもの、提案段階(Proposed)は、計画段階よりも実現性が不確かで 15 年以内に運転の開始が期待されるものと記されています。

現状で運転可能な原発容量(net)の合計は、3億7,460万kWです。最近の原発の単基容量は100万kW前後ですが、合計基数は434基と記されています。コンクリート注入作業が開始されている建設中の原発の設備容量(gross)は7,750万kWで73基です。運転可能原発の容量の20%です。

計画段階の設備容量は、運転可能原発の50%、提案段階の原発は92%に達しています。

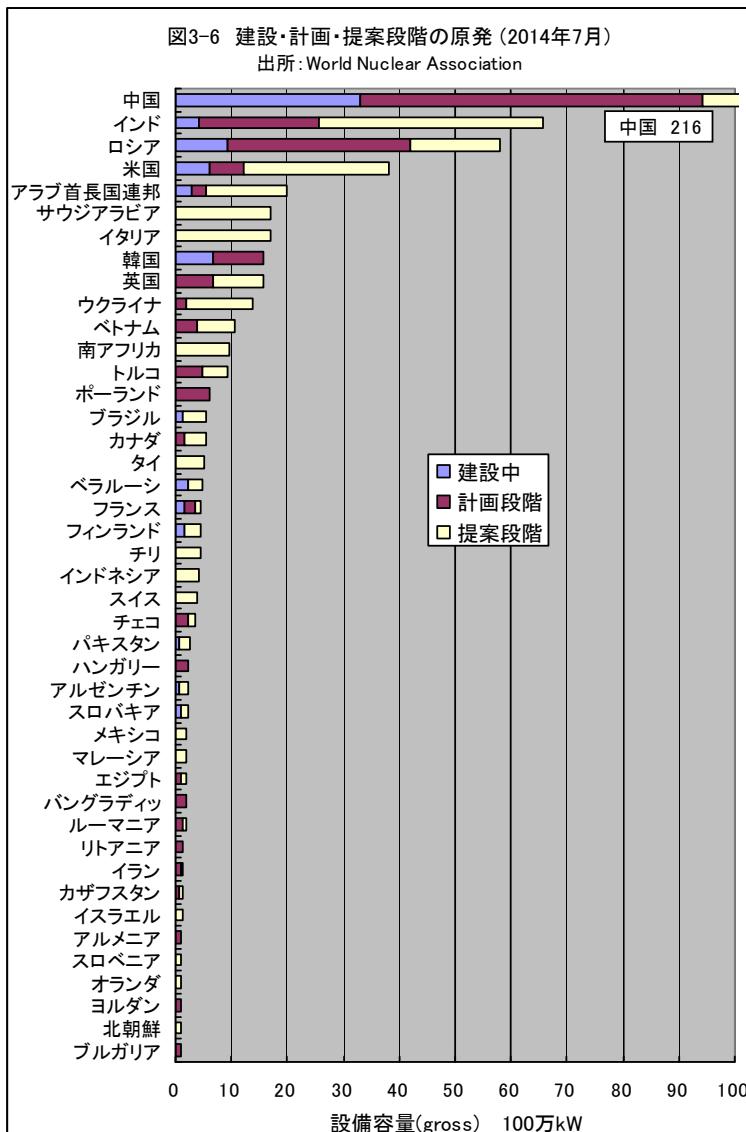


＜原発を新設する国々＞

図3-6には、原発を新設しようとしている国々を示しました。WNAのリストには、日本の新設計画も掲載されていますが、別途に論じるべきものと考え、同図から除きました。

総量では、中国が群を抜いて多く、グラフに入りきらないので、頭を切って表示しました。建設中が3,300万kW、計画段階が6,100万kW、提案段階が1億2,200万kWです。それに続くのがインドで、建設中から提案段階までの合計は6,500万kWです。両国とも人口が10億を超える大国で、中国の1人当たりの電力消費量は日本の43%、インドに到っては10% (2011

年実績)に過ぎません。今後、電力需要はまだまだ増大し、その一部を原発により供給する計画です。



その次には、ロシアと米国が続いています。1970年代には、先進国を中心とし原発が導入されました。既存原発の更新のため、先進国にも原発新設の計画はありますが、今後は、電力需要の増加が大きい発展途上国が中心に、原発の導入が進められるでしょう。

図3-6には、1980年代に原発をやめたイタリアの原発計画も見られます。1,700万kWの提案段階のものです。イタリアは、恒常的な電力不足と、高い電気料金の問題があることを前述しましたが、国内に原発新設の議論があるものと思われます。確りした将来計画のもとに意思決定することの重要性を示唆していると思います。

先進国の電力需要は、今後低下すると思います。従って、原発新設の必要性は、温暖化防止に如何に取り組むかに掛かってきます。EUは、風力発電を中心とする再生可能エネルギーを大幅に拡大する計画です。CO2削減目標を、再生可能エネルギーで達成できると考えるか、原発も併せて必要と考えるかで、対応が分かれることになります。上述したイタリアは、風力資源が乏しいため、再生可能エネルギーだけでCO2削減目標を達成することが難しく、原発の必要性が議論されているのではないかでしょうか。

日本は、イタリア以上にエネルギー需給率が低く、風力資源も乏しいことを4章で紹介します。脱原発は、それらを総合的に考えて判断することが必要になります。

3.6 原発の廃止に係わるデータ

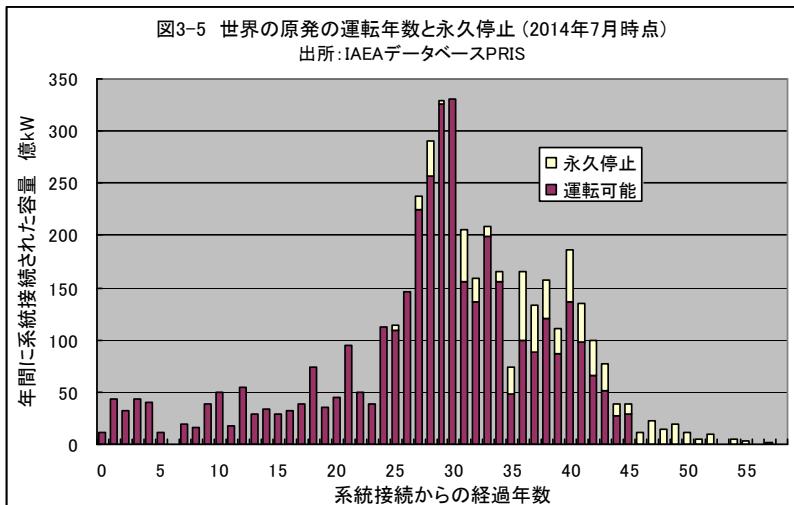
本項では、原発の廃止に係わるデータを少し紹介します。

＜原発の設備寿命＞

原発の設備寿命を調べてみました。図3-4に示した世界の原発データの横軸を系統接続から現在までの経過年数に書き換えて、図3-5に示しました。系統接続後46年以上経過した原発は、全て永久停止になっています。

原発の設備寿命は、40年を目安に考えられているようです。放射線により炉心容器などの材料劣化があることが、火力発電設備などとの違いです。材

料の欠陥検査などにより、使用期間を延長するか評価することが一般的であると思います。



<日本の原発>

日本には、系統に接続されて発電を行った原発は、ふげん、もんじゅを含め60基あります。その他に、2基が建設中です。60基のうち、11基は永久停止、もんじゅ1基が長期停止の扱いです。永久停止のなかには、福島第一原発の原子力1号～6号が含まれており、それらは1970年代に系統に接続されたものです。表3-1には、ふげん、もんじゅを除いて、系統に接続された原発の一覧表を示しました。

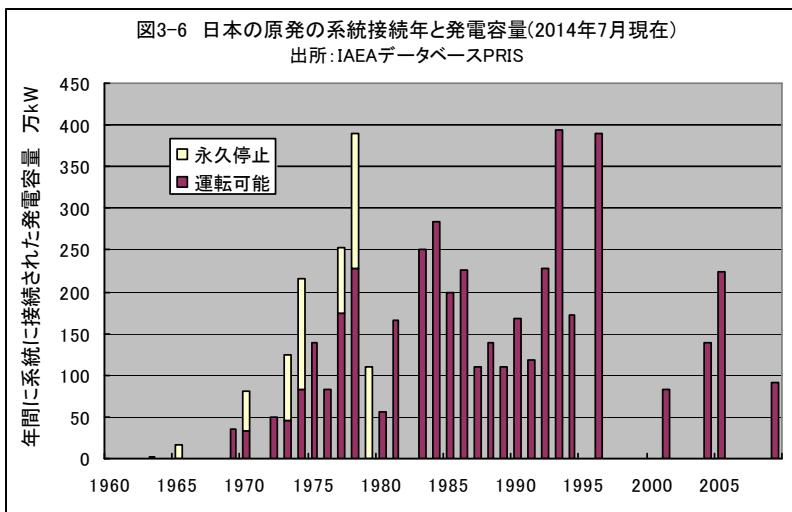
原子炉タイプは、東北電力、東京電力、中部電力、北陸電力、中国電力が沸騰水型(BWR)を採用しており、北海道電力、関西電力、四国電力、九州電力は加圧水型(PWR)を採用しています。

図3-6には、日本の原発が系統に接続された年と、その発電容量の合計を示しました。同図でも、ふげん、もんじゅは除いています。1970年代に最初に多数導入された原発は、寿命を検討する段階に近づいていることが分かります。

表3-1 日本の系統接続された原発一覧（ふげん、もんじゅを除く）

No.	名称	タイプ	状態	組織	出力 (gross) MW	系統接続 期日
1	泊1号	PWR	運転可能	北海道電力	579	1988/12/6
2	泊2号	PWR	運転可能	北海道電力	579	1990/8/27
3	泊3号	PWR	運転可能	北海道電力	912	2009/3/20
4	女川原子力1号	BWR	運転可能	東北電力	524	1983/11/18
5	女川原子力2号	BWR	運転可能	東北電力	825	1994/12/23
6	女川原子力3号	BWR	運転可能	東北電力	825	2001/5/30
7	東通1号	BWR	運転可能	東北電力	1,100	2005/3/9
8	福島第一原子力1号	BWR	永久停止	東京電力	460	1970/11/17
9	福島第一原子力2号	BWR	永久停止	東京電力	784	1973/12/24
10	福島第一原子力3号	BWR	永久停止	東京電力	784	1974/10/26
11	福島第一原子力4号	BWR	永久停止	東京電力	784	1978/2/24
12	福島第一原子力5号	BWR	永久停止	東京電力	784	1977/9/22
13	福島第一原子力6号	BWR	永久停止	東京電力	1,100	1979/5/4
14	福島第二原子力1号	BWR	運転可能	東京電力	1,100	1981/7/31
15	福島第二原子力2号	BWR	運転可能	東京電力	1,100	1983/6/23
16	福島第二原子力3号	BWR	運転可能	東京電力	1,100	1984/12/14
17	福島第二原子力4号	BWR	運転可能	東京電力	1,100	1986/12/17
18	柏崎刈羽原子力1号	BWR	運転可能	東京電力	1,100	1985/2/13
19	柏崎刈羽原子力2号	BWR	運転可能	東京電力	1,100	1990/2/8
20	柏崎刈羽原子力3号	BWR	運転可能	東京電力	1,100	1992/12/8
21	柏崎刈羽原子力4号	BWR	運転可能	東京電力	1,100	1993/12/21
22	柏崎刈羽原子力5号	BWR	運転可能	東京電力	1,100	1989/9/12
23	柏崎刈羽原子力6号	BWR	運転可能	東京電力	1,356	1996/1/29
24	柏崎刈羽原子力7号	BWR	運転可能	東京電力	1,356	1996/12/17
25	浜岡原子力1号	BWR	永久停止	中部電力	540	1974/8/13
26	浜岡原子力2号	BWR	永久停止	中部電力	840	1978/5/4
27	浜岡原子力3号	BWR	運転可能	中部電力	1,100	1987/1/20
28	浜岡原子力4号	BWR	運転可能	中部電力	1,137	1993/1/27
29	浜岡原子力5号	BWR	運転可能	中部電力	1,380	2004/4/30
30	志賀原子力1号	BWR	運転可能	北陸電力	530	1993/1/12
31	志賀原子力2号	BWR	運転可能	北陸電力	1,150	2005/7/4
32	美浜1号	PWR	運転可能	関西電力	340	1970/8/8
33	美浜2号	PWR	運転可能	関西電力	500	1972/4/21
34	美浜3号	PWR	運転可能	関西電力	826	1976/2/19
35	高浜1号	PWR	運転可能	関西電力	826	1974/3/27
36	高浜2号	PWR	運転可能	関西電力	826	1975/1/17
37	高浜3号	PWR	運転可能	関西電力	870	1984/5/9
38	高浜4号	PWR	運転可能	関西電力	870	1984/11/1
39	大飯1号	PWR	運転可能	関西電力	1,175	1977/12/23
40	大飯2号	PWR	運転可能	関西電力	1,175	1978/10/11
41	大飯3号	PWR	運転可能	関西電力	1,180	1991/6/7
42	大飯4号	PWR	運転可能	関西電力	1,180	1992/6/19
43	島根原子力1号	BWR	運転可能	中国電力	460	1973/12/2
44	島根原子力2号	BWR	運転可能	中国電力	820	1988/7/11
45	伊方1号	PWR	運転可能	四国電力	566	1977/2/17
46	伊方2号	PWR	運転可能	四国電力	566	1981/8/19
47	伊方3号	PWR	運転可能	四国電力	890	1994/3/29
48	玄海原子力1号	PWR	運転可能	九州電力	559	1975/2/14
49	玄海原子力2号	PWR	運転可能	九州電力	559	1980/6/3
50	玄海原子力3号	PWR	運転可能	九州電力	1,180	1993/6/15
51	玄海原子力4号	PWR	運転可能	九州電力	1,180	1996/11/12
52	川内原子力1号	PWR	運転可能	九州電力	890	1983/9/16
53	川内原子力2号	PWR	運転可能	九州電力	890	1985/4/5
54	東海第一	GCR	永久停止	日本原子力発電	166	1965/11/10
55	東海第二	BWR	運転可能	日本原子力発電	1,100	1978/3/13
56	敦賀1号	BWR	運転可能	日本原子力発電	357	1969/11/16
57	敦賀2号	PWR	運転可能	日本原子力発電	1,160	1986/6/19
58	JPDR	BWR	永久停止	日本原研	13	1963/10/26

その後も、1980年代から1990年代半ばまで、原発の導入が進んでいることが分かります。



＜運転可能原発の残存簿価＞

原発の廃止措置に関しては、以下の資料に全体像が整理されており参考にしました。

総合資源エネルギー調査会、電気料金審査専門委員会、廃炉に係る会計制度検証ワーキンググループ、第一回配布資料

資料5「原子力発電所の廃止措置を巡る会計制度の課題と論点」

平成25年9月、資源エネルギー庁

電力各社の平成25年度の有価証券報告書で、運転可能な原子力発電設備の残存簿価を調べてみました。10社合計で**2兆4,130億円**です。かなりの金額ですが、原発が停止し、余分に掛かっている燃料代に比べれば、驚くほどでもないような気もします。

原発の廃止措置段階に入ると、残存簿価は一括費用計上されます。予定より早期に原発を廃止する場合には、大きい簿価が残ります。一方、福島第一原発のような事故でなくとも、後述のように、原発の廃炉には長期間を要し

ます。そのため 2013 年 9 月に、運転終了後も電気事業の用に供される設備については、減価償却費を継続し、料金原価に含めることができるよう変更されました。

本件の会計処理については、後述の原発解体引当金制度と併せ、正確に知りたい場合は、資源エネルギー庁の書類を確認下さい。

＜原発に装荷されている燃料＞

電力各社のウェブページで、運転可能な原発の原子炉に取り付けられている燃料集合体の数量を調べてみました。

燃料集合体は、数 10 から 200 数 10 本の燃料棒を束にしたもので、寸法も重量も種々異なりますが、日本全体の燃料集合体の数量を単純に合計すると約 2 万 3,800 体数になります。

＜使用済み燃料集合体＞

同様に、使用済み燃料集合体の数量を調べました。電力各社のウェブページに掲載されている保管数量の集計年は同一ではありませんが、2014 年 7 月時点で掲載されている最新データによれば、使用済み燃料集合体の合計数量は約 6 万 1,000 体数です。

その他に、各原発から運ばれて、日本原燃の六ヶ所再処理工場に保管されている使用済み使用済み燃料集合体の総量が、重量で 2,919t・Upr(2012 年 3 月)と報告されています。注) t・Upr は照射前金属ウラン重量換算トン

＜低レベル放射性廃棄物＞

低レベル放射性廃棄物の保管量も調べてみました。低レベル放射廃棄物は、3 レベルに分類されています。①放射能レベルが極めて低い廃棄物で、濃度上限値は、例えばセシウム Cs137 単独なら 100 kBq/kg で、浅地中処分(素掘りのレンチ処分)されるもの。②放射能レベルの比較的低い廃棄物で、濃度上限値は Cs137 単独なら 100 GBq/kg で、浅地中処分(コンクリート製のピット処分)されるもの。③放射能レベルの比較的高い廃棄物とされ、濃度上限値はセシウム以外の放射線核種の値が示されているため省略しますが、余裕深度処分(地下 50~100m にコンクリートピットと同等の構造物を設けて処分)

されるものです。

なお、最終処分場の立地が決まらないのは高レベル放射性廃棄物で、ガラス固化体とし、地下300m以深の安定した地層中に処分する予定とされています。

低レベル放射性廃棄物は、一般に200Lドラム缶に入れて保管されており、電力各社のウェブページに情報公開されている低レベル放射性廃棄物の合計は、**約65万9,000本**です。その他に、日本原燃の六ヶ所村の低レベル放射性廃棄物埋設センターに**約26万6,000本**が埋設されています。

＜原発の廃止措置＞

福島第一原発のような事故によるものでない場合にも、原発の運転停止から廃止措置の完了までには**20～30年**程度を要するとされます。

運転終了後、使用済み核燃料の搬出、系統の除染を行った後、必要に応じた期間、放射能の減衰を待ちます。その上で、配管や容器の解体撤去を行い、その後、建屋を解体をします。廃棄物は、放射能レベルに応じて区分され、処理・処分されます。

＜廃炉の費用＞

原発の廃止措置の費用は、表3-2のように想定されています。なお、反原発を主張している方などからは、もっと多くの費用が掛かるという意見もあるようです。

表3-2の平均的な費用をもとにし、容量の合計で5,045万kWの日本全体の原発を廃炉にする費用を計

表3-2 原発の廃止措置費用

出所：審議会資料「原子力発電所の廃止措置を巡る会計制度の課題と論点」

原発容量	廃止措置の費用
小型炉(50万kW級)	360～490億円程度
中型炉(80万kW級)	440～620億円程度
大型炉(110万kW級)	570～770億円程度

算すると、**約3兆3,000億円**になります。

＜廃炉引当金の不足＞

原発の廃止措置には長期間を要し、多額の費用が掛かるため、原発運転中

に、解体引当金を積み立てることが義務付けられています。廃止措置に要する総見積額をもとに、運転期間 40 年間と 76% の設備利用率に基づく想定総発電電力量と、発電実績の比率に応じて積み立てることになっていました。

前述の資料「原子力発電所の廃止措置を巡る会計制度の課題と論点」によれば、平成 24 年度末の時点で、日本の運転可能な全原発の未引当額(廃炉の費用と解体引当金累計の差額)の合計は、**1兆 2,425 億円**と示されています。

解体引当金の未引当額があるのは、殆どの原発の運転期間が 40 年未満であるためですが、その他に、設備利用率の実績が 76% よりも低いことも加わっているようです。なお、内容は省略しますが、解体引当金制度の見直しも行われました。

＜発生する放射性廃棄物＞

廃止措置で発生する廃棄物の量については、図 3-7 に示すモデルプラント(110 万 kW 級 BWR)に対する試算があります。

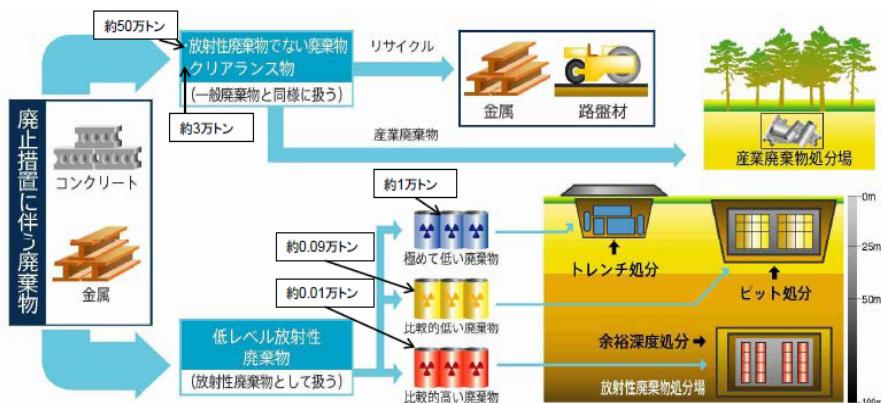


図 3-7 モデルプラント(110 万 kW 級 BWR)に対する廃止措置費用の試算

出所：審議会資料「原子力発電所の廃止措置を巡る会計制度の課題と論点」

廃棄物の総量は約 54 万トンと試算されています。そのうち、約 92%(約 50 万トン)は放射性廃棄物ではない廃棄物で、約 5%(約 3 万トン)は放射性廃棄物として扱う必要がない廃棄物(クリアランス)です。

低レベル放射性廃棄物の発生量は、約2%(約1万トン)程度と想定されています。前述の3段階の放射能レベルに分けると、放射能レベルが極めて低い廃棄物が約1万トン、比較的低い廃棄物が約0.09万トン、比較的高い廃棄物が約0.01万トンとなります。

BWRとPWRの違いを考慮せず、また、廃棄物の発生量が原発の容量kWに比例するという大雑把な評価をすると、日本全体の原発を廃炉にした場合に発生する低レベル放射性廃棄物の総量は、およそ45万トンになります。

＜本項のおわりに＞

以上紹介した数値データを表3-3に示しました。原発をやめる場合、CO2排出が少ない代替電源の導入は非常に大きな問題ですが、原発を廃止するだけでも、なかなか大変であることが分かります。

表3-3 日本全体の脱原発に係わるデータ

項目	金額・数量	備考
運転可能な全原発の残存簿価	2兆4,130億円	電力各社の25年度有価証券報告書
全原発の廃止措置費用	約3兆3,000億円	モデルプラントの試算値に基づく概算
解体引当金の未引当額	1兆2,425億円	平成24年度末時点
運転可能な全原発の燃料集合体数	約2万3,800体数	各社ウェブ公開情報の最新値合計
使用済み燃料集合体数(電力各社保管)	約6万1,000体数	各社ウェブ公開情報の最新値合計
同上(日本原燃六ヶ所村保管)	2,919t・Upr	平成24年3月
低レベル放射性廃棄物(電力各社保管)	200Lドラム缶 約65万9,000本	各社ウェブ公開情報の最新値合計
同上(日本原燃六ヶ所村埋設)	200Lドラム缶 約26万6,000本	平成26年7月
全原発解体による低レベル放射性廃棄物	約45万トン	モデルプラントの試算値に基づく概算

注) t・Uprは照射前金属ウラン重量換算トン

原発を直ちにやめれば、福島第一原発のような事故のリスクは払拭できるでしょう。しかし、トイレの無いマンションと言われるような放射性廃棄物の問題が解決するわけではありません。日本には、既に沢山の放射性物質と放射性廃棄物があります。更に、廃炉の過程でも放射性廃棄物が発生します。直ちに原発をやめても、放射性廃棄物の問題は、さほど軽減されるわけではありません。

廃止を決めた原発は、地元にとって明らかに迷惑施設です。迷惑施設は、受益者が迷惑も分担することが原則です。原発の地元に全てを押し付けることは、公正なやり方ではないと思います。原発が立地していない多くの自治

体で、脱原発を主張する首長が増加していますが、迷惑事項を分担することも必要になるでしょう。

原発をやめることには、経済的負担とともに、お金では解決できない放射性廃棄物の問題が伴います。その他、20～30年を掛けて、多数の原発を解体撤去するのには、長期に亘りその技術とそれを担う人材を維持することも必要になります。事前に、脱原発のシナリオを詰めておくことが重要だと思います。

4. 欧州と日本の風力発電

日本では、太陽光発電や風力発電などの再生可能エネルギーという言い方がされます。しかし、風力発電の発電コストは、太陽光発電のおよそ1/3と経済性で大きな違いがあり、一括して論じる技術ではありません。

この先、化石燃料価格が上昇すれば、風力発電の発電コストは、火力発電と競争できる水準になると想定されています。EUが再生可能エネルギーの導入に注力しているのは、主に風力発電のことです。

一方、日本には風力発電に適した立地が乏しいことが指摘されています。そのため、再生可能エネルギーの導入と言うと、発電コストが高い太陽光発電に関心が持たれます。本章では、これらの事柄をデータにより紹介します。

4.1 風力と太陽光の発電コスト

風力発電と太陽光発電の発電コストの違いから見ることにしましょう。

<日本の発電コスト>

日本における発電コストの情報として、前述したコスト等検証委員会報告書の値と、再生可能エネルギー固定価格買取制度(FIT)の最新の値を表4-1に示しました。全般に、風力発電の方が太陽光よりも、かなり発電コストが低いことが分かると思います。

表4-1 日本の風力発電と太陽光発電の発電コストの比較

出典	風力発電		太陽光発電		
	項目	電力 円/kWh	項目	電力 円/kWh	
コスト等検証委員会報告書 発電コスト（2011年12月）	陸上風力(2010年)	9.9～17.3	住宅用太陽光(2010年)	33.4～38.3	
	陸上風力(2030年)	8.8～17.4	メガソーラー(2010年)	30.1～45.8	
日本の再生可能エネルギー 固定価格買取（2014年度）	風力(20kW以上)	22 + 税	住宅用太陽光(2030年)	9.9～20.0	
			メガソーラー(2030年)	12.1～26.4	
		太陽光(10kW未満)		37	
		太陽光(10kW以上)		32 + 税	

コスト等検証委員会報告書には、現状2010年と2030年のモデルプラントの発電コストが示されており、そのうち、陸上風力発電と太陽光発電の値を示したものです。風力発電の発電コストは、かなりの幅を持っていますが、2010年のモデルプラントについて、平均値で比べると、風力発電は太陽光の

1/3 近い値です。

なお、2030 年の発電コストは、今後の技術革新などによるコスト低減を考慮した値です。風力発電は機械的な装置のため、コスト低減はあまり考慮されていません。太陽光発電の方がコスト低減の余地が大きいことに間違いないと思いますが、2030 年の値は期待値と言うべきでしょう。

固定価格買取制度の調達価格でも、太陽光発電に比べて風力発電はかなり低く設定されています。買取価格は、発電設備を設置し買取期間に妥当な投資収益が確保できるよう、発電コストよりも高く設定されたものです。

風力発電の発電コストが、2010 年のモデルプラントで 9.9~17.3 円/kWh と広い幅があるのは、発電容量の大きさや、設置場所の風況、設置場所による建設や保守の容易さに違いがあるためです。FIT の風力発電の買取価格は、発電コストの高い場合に対応していると考えられます。そのことは、低コストの風力発電の立地が、あまり残されていない実態を反映したものと思われます。

< EU の FIT 価格 >

世界各国の、風力発電や太陽光発電の発電コストや電力価格のデータを探したのですが、見つかりませんでした。代わりに、図 4-1 には、EU 各国での、再生可能エネルギー固定価格買取制度(FIT)の調達価格を示しました。EU 加盟国の殆どは FIT を導入しています。

図4-1 EU加盟国のFIT、風力と太陽光の買取価格 (2010年4月現在)
出所:EUROPE'S ENERGY PORTAL

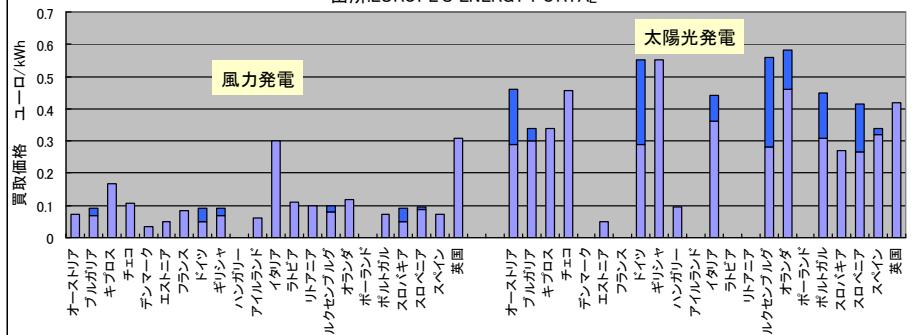


図 4-1 は少し古いデータで、2010 年 4 月時点の買取価格です。以前にウェブサイト Europe's Energy Portal にあったものですが、現在は掲載されていないようです。その後、特に太陽光発電は価格が低下しており、最新の値はもっと下がっていると考えて下さい。

EU では、多くの国に FIT が導入されています。電力買取価格は、発電コストよりも少し高く設定され、その差が再生可能エネルギー導入のインセンティブになります。インセンティブの大きさは、国により少し異なるようです。

左側に風力発電、右側に太陽光発電の買取価格を示しました。買取価格に範囲がある場合は、図 3-1 の棒グラフ上部の濃い青の部分で示しました。風力発電の買取価格は、概して太陽光発電の 1/3 くらいです。両者の発電コストの比率も、そのくらいだと思われます。

FIT の風力発電の買取価格は、表 3-1 の日本の値が 22 円/kWh であるのに対し、図 3-1 の EU の値は、殆どが 0.1 ヨーロ/kWh 前後です。今の為替レートの約 135 円/ヨーロで換算すると、EU の値は約 14 円/kWh となり、日本よりかなり安いことが分かります。この理由は、日本は太陽光発電の導入量が少なく設備価格の低下が進んでいないことに加え、後述するように、風況の優れた立地が少ないため、発電コストが高くなっているためと思われます。

4.2 なぜ EU は再生可能エネルギーに熱心か

＜温暖化防止＞

どこの国にも、再生可能エネルギーの導入に熱心な人はいます。一方、国レベルで熱心なのは EU です。その他の国は、温暖化防止に否定的ではありませんが、再生可能エネルギーの導入には、それほど積極的ではありません。例えば、エネルギー消費大国の米国は、最近までかなり数の専門家が、地球温暖化に疑念を抱いていました。環境に優しいイメージがあるカナダも、京都議定書の目標達成が困難になると、さっさと京都議定書から離脱しました。

生真面目な日本は、第一約束期間の削減目標はなんとか達成しましたが、原発停止のもとでは、第二約束期間の削減は困難であり、京都議定書から離脱しました。

世界は温暖化防止に否定的ではありませんが、再生可能エネルギーの導入に熱心なのは、殆どEUだけのように思われ、その理由を考えてみました。

＜再エネ導入の経済負担＞

EUは、温暖化の危機意識が非常に高いのかもしれません。また、今直ぐに行動しないと、手遅れになるとを考えているのかもしれません。

しかし、国の政策は理念だけで決まるものではありません。政策は、実行できなければ意味がありません。少ない国民負担で実行できることが望ましいことです。多くの国が、再生可能エネルギーの拡大に積極的でないのは、経済的な負担が大きいと考えているためだと思います。

一方、EUはこの経済的負担をどのように考えているのでしょうか。EUの公的機関が発行した再生可能エネルギーに関するレポートからは、二つのことが読み取れます。再生可能エネルギーのなかでも陸上風力発電は、発電コストが火力発電に近く、将来、化石燃料価格が上昇すれば、陸上風力発電のほうが安価になると考えられています。これは、EUに限った認識ではありません。もう一つは、北海や大西洋に面した地域には、豊富な風力資源があり、それを利用した風力発電により、EUの電力需要のかなりを賄うことができると想定されていることです。

これらのことから、風力発電を中心とした再生可能エネルギーに転換することは、中長期的に評価すれば、EUにとって大きな経済負担にはならないと考えられているように思います。風力発電に重点を置いた再生可能エネルギーの導入なのです。

＜産業競争力＞

以下は個人的な憶測ですが、全ての先進国が温暖化防止のために再生可能エネルギーを拡大することは、国際的な産業競争の観点で、EUに都合が良いと考えているのではないか、という推測も否めません。

EUの産業競争の主な相手は米国と日本です。最近では韓国あたりも加わるのかもしれません。再生可能エネルギーへの転換は、エネルギー消費大国の米国にとって、産業活動の大きな制約になると思われます。日本は、米国ほど大きな影響はないと思いますが、工業生産の比率が高く、後述するよう風力発電の立地が乏しいため、EUよりも大きな経済負担になります。

その他、温暖化防止は、発展途上国の経済成長をある程度抑制します。先進国の豊かさが、発展途上国の貧しさに支えられていることは否定できないと思います。

これらにより、世界に温暖化防止を求めるることは、EUの国際的産業競争にとって、相対的にプラスになると想像されます。政策立案者は、自国民の豊かさのために、そのくらいのこと考えるものと思います。

<EUの風力発電>

データにより示すことが本書のやり方です。主なデータは次項以降に紹介しますが、ここでは、EUの再生可能エネルギーによる発電の実績と、2050年の想定を紹介することにします。

図4-2 EUの再生可能エネルギーによる発電電力量の推移
出所:IEA統計、Renewables and Waste

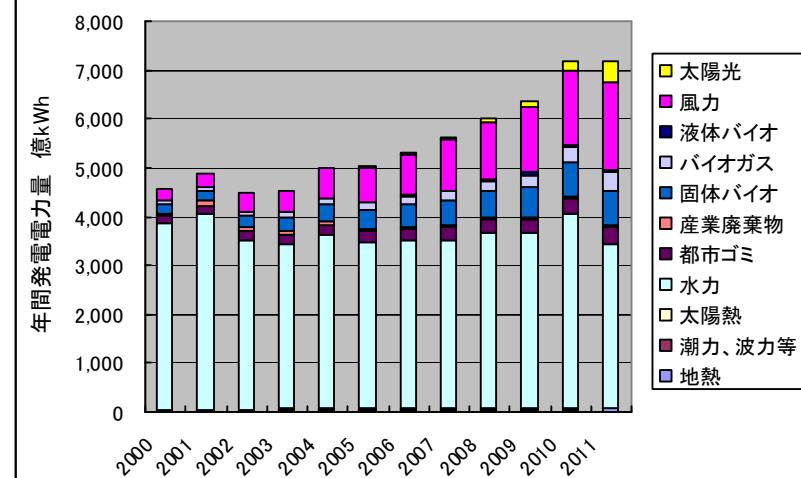
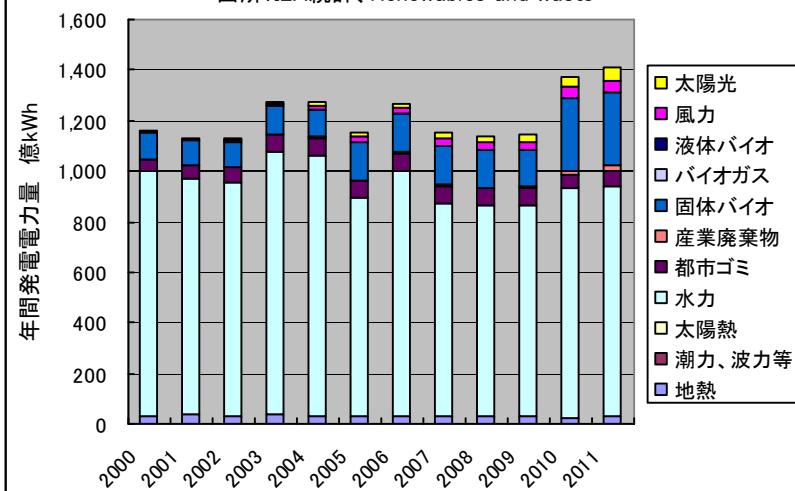


図4-2は、IEAの統計データベースからとった、EU27カ国の再生可能エネルギーによる発電電力量の実績です。なお、総発電電力量に占める再生可能エネルギーの割合は、2011年実績で22%です。

棒グラフの下から、地熱、潮力等、太陽熱の発電量は、グラフ上でほとんど認識できないレベルです。次の揚水発電を含む水力発電が一番大きな割合を占めています。その上の廃棄物とバイオの5項目による発電量も、かなりの割合を占めています。最上部の2項目が風力発電と太陽光発電ですが、風力発電の電力量が明らかに多いことが分かります。

日本では、太陽光発電や風力発電などの再生可能エネルギーと一括りで言われることが多いのですが、太陽光発電の発電コストは、風力発電のおよそ3倍であり、それが発電電力量の実績に反映されています。なお、2009年頃から、太陽光発電が認識できるレベルに増加してきているのは、固定価格買取制度（FIT）により、高い価格で太陽光発電による電力を買い取るようになったためです。

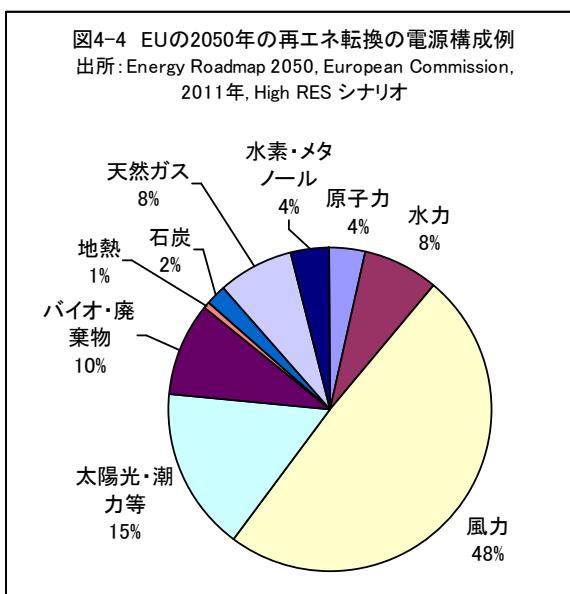
図4-3 日本の再生可能エネルギーによる発電量の推移
出所:IEA統計、Renewables and waste



比較のために、同じ IEA のデータベースを用いて、図 4-3 には、日本の再生可能エネルギーによる発電電力量の実績を示しました。なお、総発電電力量に占める再生可能エネルギーの割合は、2011 年実績で 13.4%です。

棒グラフには、EU と同じ順序で内訳を表示してあります。EU と比べ、日本の地熱発電は少し多いようです。主題である棒グラフ上部の風力発電の割合は、EU に比べて非常に少ないことが分かります。日本は風力発電に適した立地が乏しいためです。そのため、発電コストが高い太陽光発電による電力量が、風力発電と同じくらいになっています。

次に、将来の EU の再生可能エネルギーによる発電について紹介します。図 4-4 は、EU の 2050 年の電源構成の想定の一例です。欧州委員会は 2011 年に、温室効果ガス排出量を 2050 年までに、90 年比で 80~95% 削減する長期目標のロードマップを公表しました。そのレポート Energy Roadmap 2050 には、複数のシナリオが提示されており、図 4-3 は「再生可能エネルギー高導入」シナリオの 2050 年の電源構成を図示したものです。



天然ガスや原子力などの再生可能エネルギー以外も含む全電源の構成ですが、風力発電が約半分を占めています。太陽光発電の比率もかなり大きいのですが、風力発電の 1/3 以下です。なお、図には太陽光・潮力等と示されていますが、潮力や波力発電はほとんどありません。

風力発電と比べて太陽光発電は、今後の技術開発によりコスト低減の余地が大きいと考えられており、同レポートでも、太陽光発電の設備コストの低減が見込まれています。それでも、太陽光発電の導入量はこの程度の想定です。

なお、コストが高い太陽光発電は、不要ということではありません。風力発電も太陽光も、お天気次第ですから、多様なものを揃えることが、少しでも安定に電力を供給することに繋がる訳です。また、太陽光発電は、昼間のピーク電力需要に対応するものとして有効です。

4.3 世界の風力発電の概況

世界で風力発電が多い上位 30 カ国について、1 章の 1.5 項に前述しました。本項では、IEA で風力発電の開発に参加しているメンバー国 (IEA WIND) について、もう少し詳しい情報を紹介します。

<IEA WIND メンバー国>

図 4-4 には、IEA WIND の年次報告書から、2013 年末のメンバー国の風力発電データを示しました。各国の累積の設置発電容量、総電力需要に対する風力発電の比率、および、平均の設備利用率を示しました。3 つのグラフとも、発電容量の大きい国から順に並べてあります。なお、韓国、フィンランド、イスラエルの棒グラフが見えないのは、データの欠落ではなく、グラフで認識できない水準であるためです。なお、IEA WIND のメンバー国以外で、風力発電の設置容量が大きい国としては、インド (20.1GW)、フランス (8.2GW)、トルコ (2.9GW) などがあります。

IEA の統計データベースによれば、世界全体で 2012 年の風力発電による発電電力量は、総発電電力量の 2.3% を占めています。図 4-4 に示す 2013 年

の IEA WIND メンバー国の中では、多くの国で、総電力需要に対する風力発電の比率は、世界の平均比率よりも高くなっています。しかし、日本の総発電電力量に占める風力発電の比率は0.5%に過ぎません。これは、日本が風力発電の導入促進を怠けていた訳ではなく、日本には風力発電に適した立地が乏しいという実態を反映したものです。この事は、本書の主題の一つです。

図 4-5 主な国の風力発電、設置容量・総電力需要に対する比率・設備利用率 (2013 年末)

出所:IEA WIND 2013 Annual Report

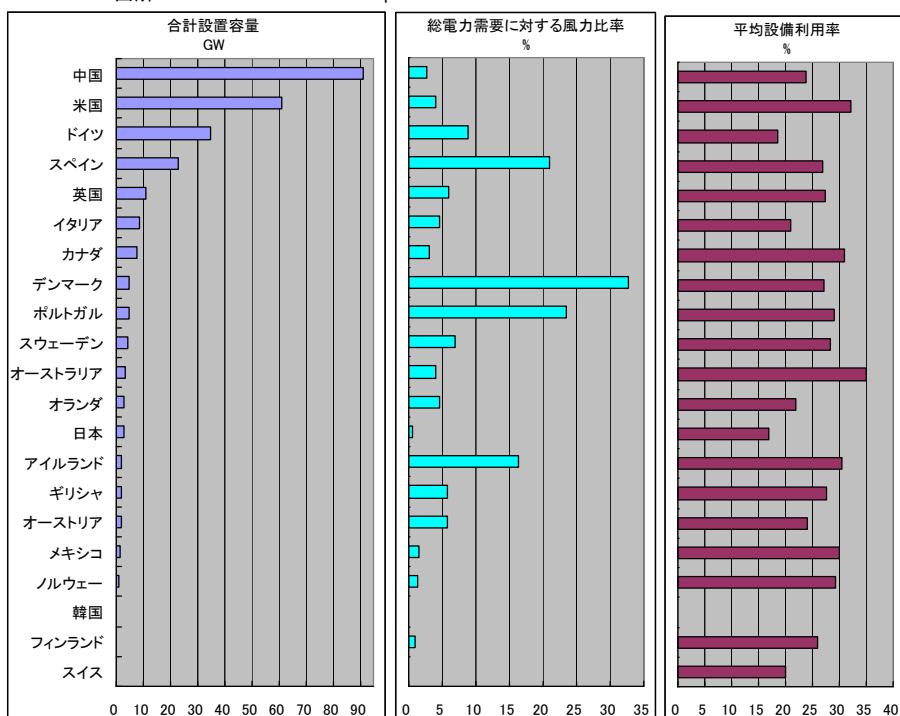


図 4-5 に示されるように、風力発電の設置容量が大きいのは中国と米国です。大国で電力需要も大きく、総電力需要に対する風力発電の比率は、各々 2.6%、4.1%とそれほど大きくありません。一方、風力発電の比率が 33%と

高いデンマークの設置容量は、第3位のドイツと比べても約1/7と小さく、デンマークの事例は、そのまま日本の参考にはならないと思います。設置容量と風力発電比率が共に大きいのは、ドイツやスペインです。風力発電に関する、これらの国の成功と失敗の事例を見極めた上で参考にすべきです。

＜設備利用率＞

風力発電の定格出力と設備価格が同じなら、設備利用率（＝年間発電電力量 / (定格発電出力 × 365 × 24)）が2倍になれば、発電コストは2分の一になります。設備利用率は重要なファクターです。図4-5の一番右側に、各国の運転実績に基づく平均の設備利用率を示しました。年間平均で高い風速が得られる風況の優れた国では、設備利用率は高い値になります。

オーストラリア、米国、カナダ、アイスランド、メキシコは30%を超える高い設備利用です。過半の国の設備利用率は25%以上です。IEA WIND メンバー国の中で、日本の設備利用率は最低の17%です。日本の風力発電は、それでも比較的風況が良い場所を選んで設置されたものです。

ドイツの設備利用率が18.5%と、2番目に低い値であるのは、少し意外です。ドイツについては後述しますが、ドイツの海岸地帯である北海、バルト海沿岸は、日本に比べて風況に恵まれています。しかし、風力発電の導入拡大を図るため、風が比較的弱い内陸部まで、風力発電を設置したため、平均の設備利用率が低くなったものと考えられます。

4.4 主要国の風況マップ

本項では、世界地図の上に年間平均の風速を示した風況マップにより、主要国の状況を紹介します。Googleの画像検索で、キーワードを“wind map”、“wind atlas”、などとすると、多数の風況マップを見ることができます。図4-6には、スウェーデン VAISALA 社傘下の3TIER 社のウェブページからダウンロードした風況マップを示しました。無償でダウンロードでき引用することができます。地上80mの年間平均風速を色分けして示しています。

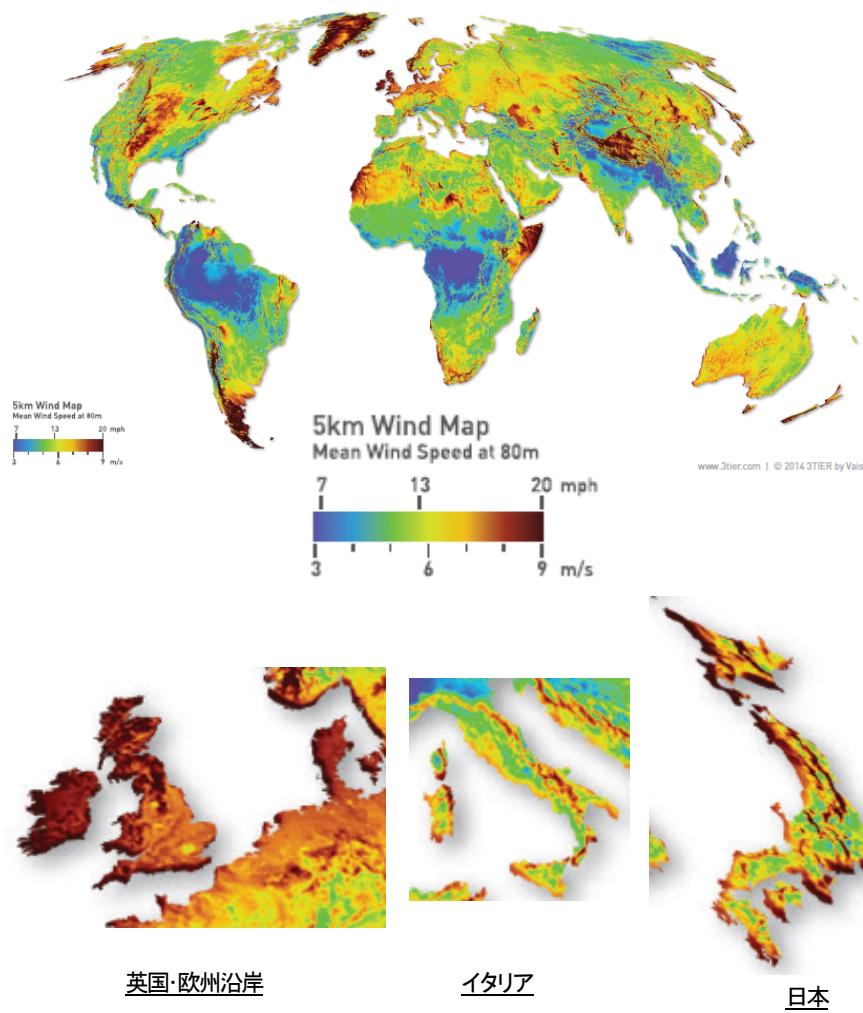
図 4-6 世界の風況マップ

出所 : 3TIER by Vaisala



Global Mean Wind Speed at 80m

3TIER
by Vaisala



ウェブページ上では、拡大が可能な解像度を持っていますが、本書では小さいコピーとなってしまうため、英国、イタリア、日本の部分を拡大して添付しました。後述しますが、英国は国全体の風速が高いことが分かります。概してイタリアは風速が低く、風力発電に適した立地が乏しいことが窺われます。また、日本で風速が高いのは海岸線です。

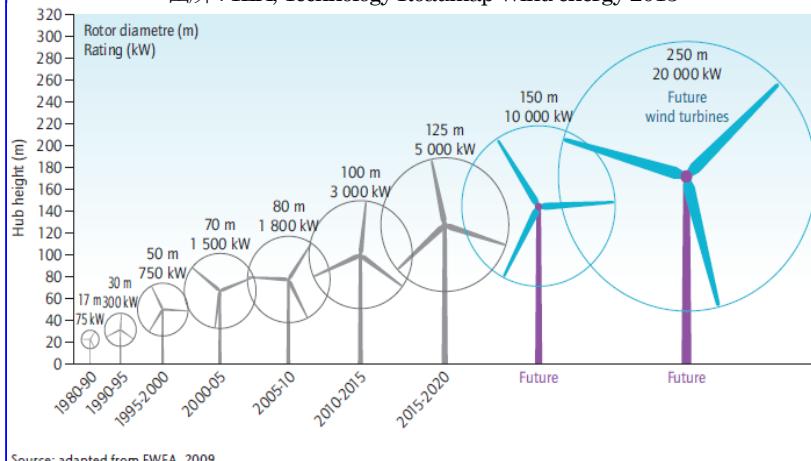
＜風力発電の基礎知識＞

風力発電の風況マップを見る際は、地上どのくらいの高さのデータであるかを確認する必要があります。図4-7には、風力発電の大型化の進展を示しました。また、三菱重工業[㈱]の風力発電のウェブページによれば、風力発電の定格出力は、概ね下記のような式で示されるそうです。

$$\text{定格出力 kW} = \text{約} 0.3 \times (D = \text{直径 m})^2$$

図4-7 風力発電の大型化の進展

出所：IEA, Technology Roadmap Wind energy 2013



＜欧洲の風況マップ＞

多くの風況マップの画像には著作権があり、本書にコピーを掲載することには問題があるかもしれません。そのため、掲載されているウェブページを紹介しますので、関心がある方は、そのページを参照して下さい。

図 4-6 からも、欧州大陸で風速が高い地域が分かるかもしれません、もっと分かり易い欧州の風況マップとして、例えば、下記があります。

欧州の風況マップ（地上 50m）

European wind resources at 50 metres a.g.l.

From the European Wind Atlas. Copyright © 1989 by Risø National Laboratory, Roskilde, Denmark

(<http://www.windatlas.dk/europe/landmap.html>)

European Wind Atlas という 600 頁余りの有償の風況データ資料の紹介ページに掲載されているものです。局所的な変化を除き、大規模スケールの風速状況を示したものと記載されています。

欧州大陸の北西の海岸地域は、風況が優れており、高い設備利用率が期待できることが分かります。偏西風の影響を受けているためだと思います。海に囲まれた英国やアイルランドは、国全体が良い風況に恵まれています。特に、英国北部のスコットランド地方は高い風速です。また、デンマークも、国全体が風力発電に適していることが分かります。

イベリア半島のスペインやポルトガルの海岸地域にも、風力発電に適した地域が見られます。一方、地中海に突き出たイタリアは、概して風況が良くありません。

<米国の風況マップ>

下記は、米国立再生可能エネルギー研究所 (NREL)による風況マップです。

米国の風況マップ（地上 80m）

Utility-Scale Land-Based 80-meter Wind Maps

米国立再生可能エネルギー研究所

(http://apps2.eere.energy.gov/wind/windexchange/wind_maps.asp)

ロッキー山脈東側の米国中央部を縦断する広大な地帯は、風力発電に適した地域であることが分かります。図 4-5 に示したように、米国の風力発電の設置量は世界第 2 位ですが、まだまだ風力発電に適した立地があることが分かります。

＜オーストラリアの風況マップ＞

下記は、南オーストラリア州の再生可能エネルギーのウェブページに掲載されている風況マップです。南西部および南部海岸地域には、風速が高い広大な地帯が見られます。

オーストラリアの風況マップ（地上 80m）

Predicted wind speed at 80 metres above ground level, 1995-2005,
Australia, Department of Primary Industries and Regions 2012
(http://www.renewablessa.sa.gov.au/files/121219-windresourcemap_pingaustralia.pdf)

＜中国の風況マップ＞

中国の風況マップとしては、例えば、中国能源研究所が作成した風況マップが、下記 IEA レポートに掲載されています。なお、同マップには、説明目的のものとの但し書きがあります。

中国北部の内モンゴル自治区や、西部のチベット自治区などに、風況に優れた広い地域があるようです。

中国の風況マップ（地上 70m）

IEA, Technology Roadmap
China Wind Energy Development Roadmap 2050
Figure 3. Distribution of land-based wind resource potential
(WPD \geq 300 W/m², 70 m height)

4.5 EU の風力資源

本項では、EU が有する風力発電のポテンシャルを紹介した上で、日本の参考とするため、風力資源が豊富な英国、風力発電の導入が進んでいるドイツ、風力資源が乏しいイタリアについて紹介します。

＜欧州の風力発電ポテンシャル＞

前述の世界の風況マップからは、英国や欧州大陸の北西海岸域は、風力エネルギーが豊富であり、一方、イタリアは風力発電に適した立地が乏しいこ

とが定性的に分かれます。ここでは、定量的情報として、下記文献により、
欧州の風力発電のポテンシャルを紹介します。

EEA (欧州環境省) Technical report (2009 年), "Europe's onshore and offshore wind energy potential, An assessment of environmental and economic constraints"

少し以前のレポートですが、風力発電は太陽光発電のようにコスト低減が急速に進んでいる訳ではないので、状況はそれ程違わないと思います。同レポートは、2020 年と 2030 年の欧州の風力発電のポテンシャルについて、各種制約抜きの最大値、社会・環境面の制約を考慮した値、火力発電などの従来型発電に比べて経済的に競争力がある値 (Economically competitive potential、以下には経済性考慮ポテンシャル) の 3 種を示しています。本項では、陸上風力発電の経済性考慮ポテンシャルを紹介します。

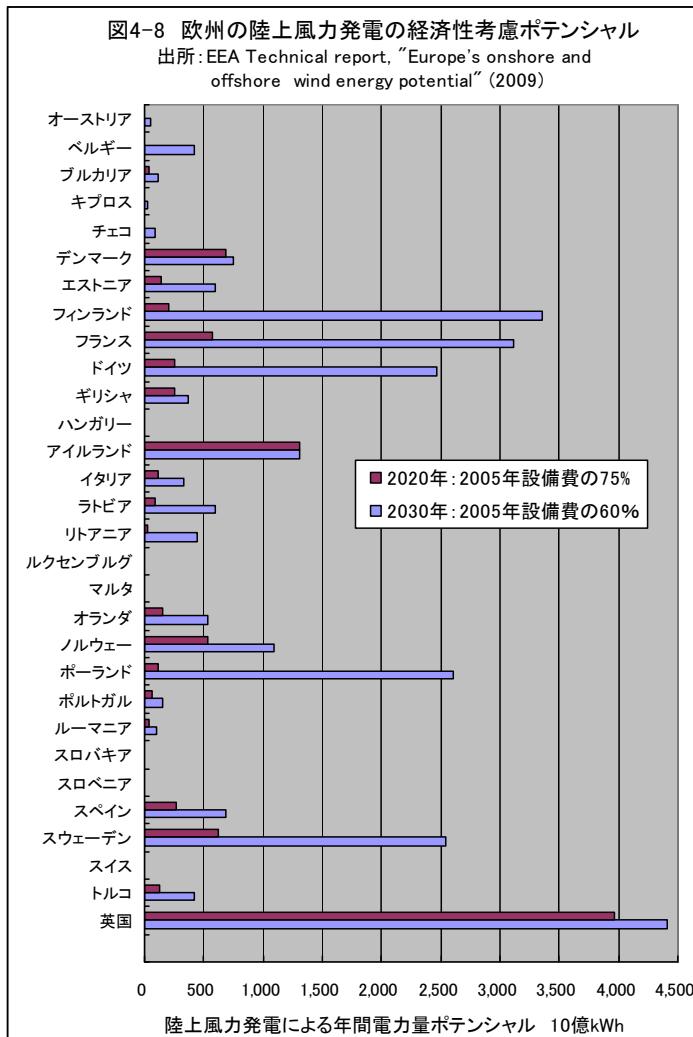
同レポートでは、2005 年の風力発電の設備費を基準 (ターンキー・コストが 1,000 ユーロ/kW) として、2020 年には 72% に、2030 年には 58% に低減すると想定しています。運転保守費の比率や金利などは、2005 年の標準的な値を用いています。それらのデータと、年間平均風速を示す風況マップの定量データを併せれば、地図上に風力発電の発電コストを示す 2020 年と 2030 年の風力発電のコスト・マップが作成できます。

欧洲の将来の平均発電コストを、2005 年価格 (5.9 ユーロセント/kWh) ベースで、2020 年は 6.3 ユーロセント/kWh、2030 年は 6.5 ユーロセント/kWh と想定しています。それよりも発電コストが低い 5.5 ユーロセント/kWh 以下の風力発電の発電量の総量を、経済性考慮ポテンシャルとして算定しています。

図 4-8 に、欧洲各国の 2020 年と 2030 年の陸上風力発電の経済性考慮ポテンシャルを示しました。2020 年の合計値は 9 兆 6,000 億 kWh になります。これらの国全体の 2012 年の総電力供給量の実績は 3 兆 5,000 億 kWh ですから、3 倍近くの経済性考慮ポテンシャルがあることになります。

経済性考慮ポテンシャルが一番大きい国は、図 4-6 の風況マップからも想

像できると思いますが英国です。2020 年の英国のポテンシャルは約 4 兆 kWh で、同国のが 2012 年の総電力供給量である 3,600 億 kWh の約 10 倍です。因みに、日本の年間発電電力量は 1 兆 kWh 前後ですから、その 4 倍です。



その他に 2020 年の経済性考慮ポテンシャルが大きい国は、英國の隣りのアイルランドや、デンマーク、スウェーデン、ノルウェー、フランスなどです。北海、バルト海、北大西洋などに面した海岸線を有し、偏西風を有効に利用できる立地がある国です。

図 4-8 には、2020 年に比べて、2030 年の経済性考慮ポテンシャルが大幅に増加する国が見られます。具体的には、フィンランド、フランス、ポーランド、スウェーデン、ドイツなどです。風力発電の建設費低減が、2020 年の 72% では、まだ、火力発電の発電コストに敵わないが、2030 年の想定の 58% まで低減すれば、風力発電のポテンシャルが大幅に増大する国です。後述するドイツは、そのような長期的観点で、風力発電を将来の中心の電力源に想定しているものと思います。

一方、例えばイタリアの風力発電の経済性考慮ポテンシャルは、2020 年でも 2030 年でも小さい値です。そのため、再生可能エネルギーの導入を拡大するには、発電コストが大幅に高い太陽光発電に頼ることになります。そのことが、電気料金の高さや、恒常的な電力不足に繋がっているように思われます。実は、イタリアのエネルギー事情は、日本と多くの類似点があり後述します。

＜欧洲と日本との違い＞

非常に大きなポテンシャルが想定されていますが、風力発電を推進している組織が検討したものですから、割り引いて考えることが必要でしょう。一般にポテンシャルなどというものは、いざ本当に使おうとすると、考慮されていなかった種々の制約のため、その何分の一しか使えないものです。

しかし重要な点は、欧洲では、燃料価格が上昇し火力発電コストが高くなつた時点では、風力発電の設備費がある程度低下すれば、従来型発電と経済的に競争できると考えられている点です。

一方、日本での議論は、温暖化防止のためには、余分のお金が掛かっても再生可能エネルギー導入を拡大しようというものです。それは、日本は安価な陸上風力発電の立地が乏しいため、再生可能エネルギーとして、発電コス

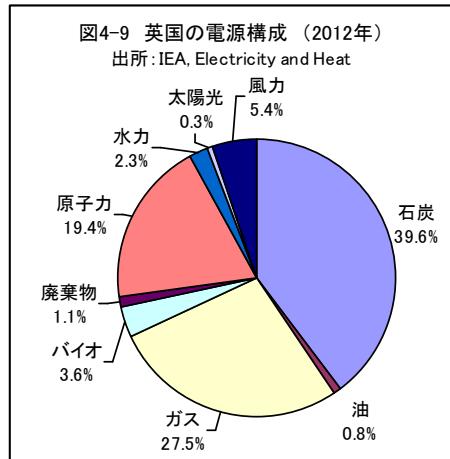
トが高い太陽光発電を中心に考えなければならないためです。

＜英国の風力と天然ガス＞

再生可能エネルギーの導入を推進している EU の主要国で、風力発電のポテンシャルは大きいけれど、導入量が少ない英國について見ることにしましょう。図 4-9 には、英國の 2012 年の電源構成を示しました。石炭が 40%、ガスが 28%、原子力が 19% と続いています。風力発電は 5.4%、太陽光発電は 0.3% です。

英國は風力資源が豊富ですが、図 4-5 に示したように、ドイツやスペインと比べと、少ない導入量に留まっています。以下、推測を交えて、その理由を考えてみます。

図 4-10 に、1990 年以降の電源構成の推移を示しました。1990 年には石炭火力が 2/3 を占めていましたが、その後、石炭から天然ガスへの転換が



進みました。転換理由の一つは温暖化防止のためです。また、電力の自由化により、石炭から天然ガスへの転換が進んだことも報告されています。

北海油田の大半は、英國とノルウェーの経済水域にあります。英國の天然ガスの国内生産量は、2012 年実績では、国内供給量の 53% です。しかし、1990 年代初めには、国内供給量の 9 割を占めていました。その後、天然ガスの生産量は増加し、1990 年代半ばには国内供給量と等しくなり、その状態は 2004 年頃まで続きました。2005 年から天然ガスの生産量は減少に転じ、現在に至っています。

天然ガスを LNG として輸入している日本と異なり、英國では国内で産出する天然ガスを、安価に利用できたものと思われ、電力自由化のもとで、石

炭火力からガス火力への転換が進んだと考えられます。

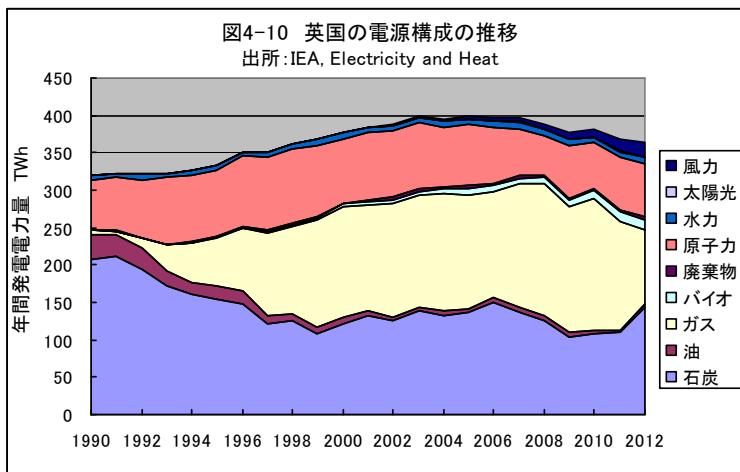


図4-10で近年、石炭火力が増加し、ガス火力が減少する傾向を示しているのは、天然ガスの国内生産量の減少を反映したものと思われます。

＜英国の風力とCO2＞

風力発電の導入は、温暖化防止のためです。表4-2には、英国とドイツ、イタリアのエネルギー・経済指標を示しました。参考として、東日本大震災以前の日本の値も付記しました。

表4-2 英・独・伊のエネルギー指標の比較 (2012年)

項目	単位	英国	ドイツ	イタリア	日本
人口	百万	63.71	81.92	60.91	128.04
人口一人当たりGDP	千USD	37.56	37.52	28.40	36.30
一次エネルギー供給量	石油換算トン	3.02	3.82	2.61	3.90
電力消費量	千kWh	5.45	7.14	5.28	8.34
CO2排出量	トンCO2	7.18	9.22	6.15	8.86
CO2排出量/GDP	kg-CO2/USD	0.19	0.25	0.22	0.24

注) (1) 日本のみ東日本大震災以前の2010年の値。

(2) USDは2005年ベースの米ドル

GDPやCO2排出量は、人口が多い国が多くなるのは当然ですから、人口一人当たりの値を対比することにします。英国の一人当たりのCO2排出量

は、ドイツや日本より少ないことが分かります。なお、イタリアは、もっと少ない値ですが、それについては後述します。

英国の一次エネルギー供給や電力消費量も、ドイツや日本より少なくなっています。これは、省エネなどエネルギー効率が高いためではなく、英国はエネルギー多消費の重工業が少ないためです。ドイツなどと比較して CO2 排出量/GDP の値が低いのも、エネルギー生産性が高いためではなく、産業構造の違います。

本項の主題に入りますが、英国は EU の当面の CO2 削減目標を、石炭から天然ガスへの転換で概ね達成しており、経済的負担を払ってまで風力発電を大幅に導入する必要がないわけです。

但し、北海油田からの天然ガスの生産量は急速に減少しています。今や、LNG の輸入量では、日本、韓国に次いで世界で 3 番目です。英国でのガス火力と風力発電の発電コストの差は縮小しているものと思われます。

一方、2015 年には、EU の 2020 年代の温室効果ガス排出量の新たな削減目標が出されます。また、2050 年までに温室効果ガスを 80% 以上削減するという長期目標も取り消されたわけではありません。

英国でも、石炭火力を風力発電に本格的に転換する時代が遠からず来るものと思います。但し、風力資源が豊富な英国では、風力発電に転換する経済負担は、日本が太陽光発電を大幅導入する場合に比べ、遙かに小さいものになると思われます。

＜ドイツの風力発電＞

図 4-6 の風況マップからは、北海やバルト海に面しているドイツ北部は風力発電に適していることが分かります。しかし、内陸部の風況はそれほど優れてはいません。

図 4-11 には、ドイツ各州の風力発電の設置状況を示しました。なお、各州の総電力消費量を併記しようと探したのですが見つからなかったため、経済規模を示す各州の GDP を表記しました。

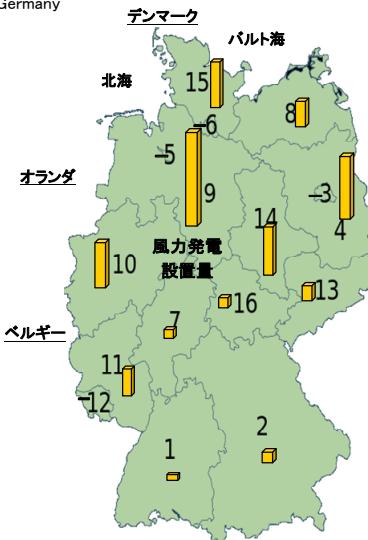
図 4-5 に示したように、ドイツは風力発電の導入が EU で最も進んでいま

す。図4-11から分かるように、風況がそれほど良くない内陸部にも、風力発電がかなり設置されているため、ドイツ全体の平均の設備利用率は18.5%と、EUの中で低い値です。

図4-11 ドイツ各州の風力発電設置状況など(2012年末)

出所: BWE, VDMA, "Status of wind energy development in Germany"
Wikipedia "List of German states by GDP"

図番号	ドイツの州名など	風力発電設置量 2012年末 MW	各州のGDP 10億ユーロ
1	バーデン=ヴュルテンベルク州	501.56	389.5
2	バイエルン自由州	868.89	465.5
3	ベルリン	2.00	103.6
4	ブランデンブルク州	4,814.38	57.8
5	自由ハンザ都市フレーメン	149.01	27.7
6	自由ハンザ都市ハンブルク	52.75	95.8
7	ヘッセン州	802.24	228.8
8	メクレンブルク=フォアポンメルン州	1,950.33	230.0
9	ニーダーザクセン州	7,333.47	36.9
10	ノルトライン=ヴェストファーレン州	3,182.72	582.1
11	ランツフント=ブフアルゾ州	1,927.60	117.7
12	ザールラート州	158.15	31.7
13	ザクセン自由州	1,002.54	96.6
14	ザクセン=アンハルト州	3,810.64	52.8
15	シュレースヴィヒ=ホルシュタイン州	3,571.42	77.3
16	ツューリンゲン自由州	899.59	49.3
	海上風力(北海)	229.50	
	海上風力(バルト海)	50.80	



しかし、経済規模が大きく電力消費量が多いバイエルンなどの南部の州には、風力発電の設置が少ないのが現状です。風力発電量が増大する冬季などには、ドイツ北部で余剰の電力を南部へ送電することが必要になりますが、現状の送電網の容量が充分でないことが報じられています。

日本でも、風力発電や太陽光発電の導入が拡大すれば、同様の問題が生じると思います。日本では、北海道の東部が風力資源が豊富な地域ですが、最大の電力消費地の東京からは遠く離れています。

10章では、2050年までに、温室効果ガスを80%削減するドイツの長期シナリオを紹介しますが、2050年の風力発電の容量は、2012年の2.6倍にするシナリオとなっています。その場合、風況が良くない内陸部にも風力発電が増加し、更に設備利用率を低下させることになるでしょう。

また、現状 0.9% に過ぎないドイツの洋上風力発電は、今後、大幅に増加させることが必要になるでしょう。洋上風力発電では、30 数% の設備利用率が期待できるものと思われます。北海沿岸には遠浅の海があり、洋上風力発電の建設費増加も、ある程度は抑えられるようです。それでも、陸上風力に比べて、洋上風力の設備費は大幅に増加します。また、発電電力量の変動対策に加え、ドイツ南部への送電網の強化も必要になります。

日本では 2014 年 10 月、再生可能エネルギーの固定価格買取制度で、太陽光発電の買取量が急増し、電力会社の送電網の能力を超えることが予測されるため、買取を中断する事態が発生しました。

ドイツの先行事例は、再生可能エネルギーの買取制度は、発電容量の総量が増大すれば済む誤ではなく、全国的な計画のもとに、再生可能エネルギーの導入拡大を図ることが不可欠であることを示唆しています。

＜イタリアの風力と日本＞

図 4-6 の風況マップで、イタリアには風力発電に適した立地が乏しいことを示しました。図 4-8 の風力発電の経済性考慮ホテンシャルでも、2020 年、2030 年共に少ない値であることが示されています。

1 章では脱原発を実行した国として、日本とのエネルギー事情の類似点を指摘した上で、イタリアの電源構成を紹介しました。イタリアは 13% 前後の電力を輸入しており、恒常に電力不足の状態にあることを前述しました。そのため、再生可能エネルギーの導入には熱心で、風力発電は立地が乏しいけれども、2012 年実績で総電力量の 4.1% に達しています。また、太陽光発電は風力発電を超えて 5.7% です。

前述の表 4-2 のエネルギー・経済指標に示されるように、一人当たりの CO2 排出量は、ドイツの 67% と低い値です。脱原発のもとでも CO2 排出量が低い理由は、電力の輸入分を差し引いて考える必要がありますが、前述した英国と同様に、ドイツや日本と比べてエネルギー多消費産業が少ないことが大きいと思います。

しかし、EU は中長期的には、更に大幅な CO2 排出削減の計画を持ってお

り、イタリアがそれに対応するのは容易ではないと思います。安価な風力発電の立地はあまり残されていません。火力発電の天然ガスへの転換もかなり進んでいます。残された有効な対策としては、経済的負担が大きい太陽光発電の更なる拡大くらいでしょう。

繰り返しになりますが、同様に風力資源が乏しい日本のエネルギー事情は、イタリアよりも更に厳しいものです。日本が脱原発を選択するのなら、今後先進国に求められる CO₂ の排出削減を如何に実行したらよいか、イタリアの先行事例を他山の石として研究すべきでしょう。

4.6 日本の風力資源

図 4-12 に、(独)新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)のウェブページから引用した日本の風況マップを示します。NEDO の風況マップのページには、陸上と洋上の風況が示されており、地上 30m、50m、70m の 3 種を選択できます。また、選択した局所を拡大表示する機能など、種々の機能を含むものです。図 4-12 は地上 70m の局所風況マップで、日本全体の状況を示したものです。

風力発電は経済性の点から、目安として年間平均風速が 7 m/s 以上の立地が選択されると言われます。図 4-12 で、オレンジ色の領域以上の場所が該当します。日本の場合、そのような場所の多くは山岳部です。山岳部以外で、広い範囲で平均風速が 7 m/s 以上の場所としては、北海道の北部や南西部、東北地方の海岸部などであり、あまり多くありません。偏西風を有効に利用できる立地が限られているということでしょう。

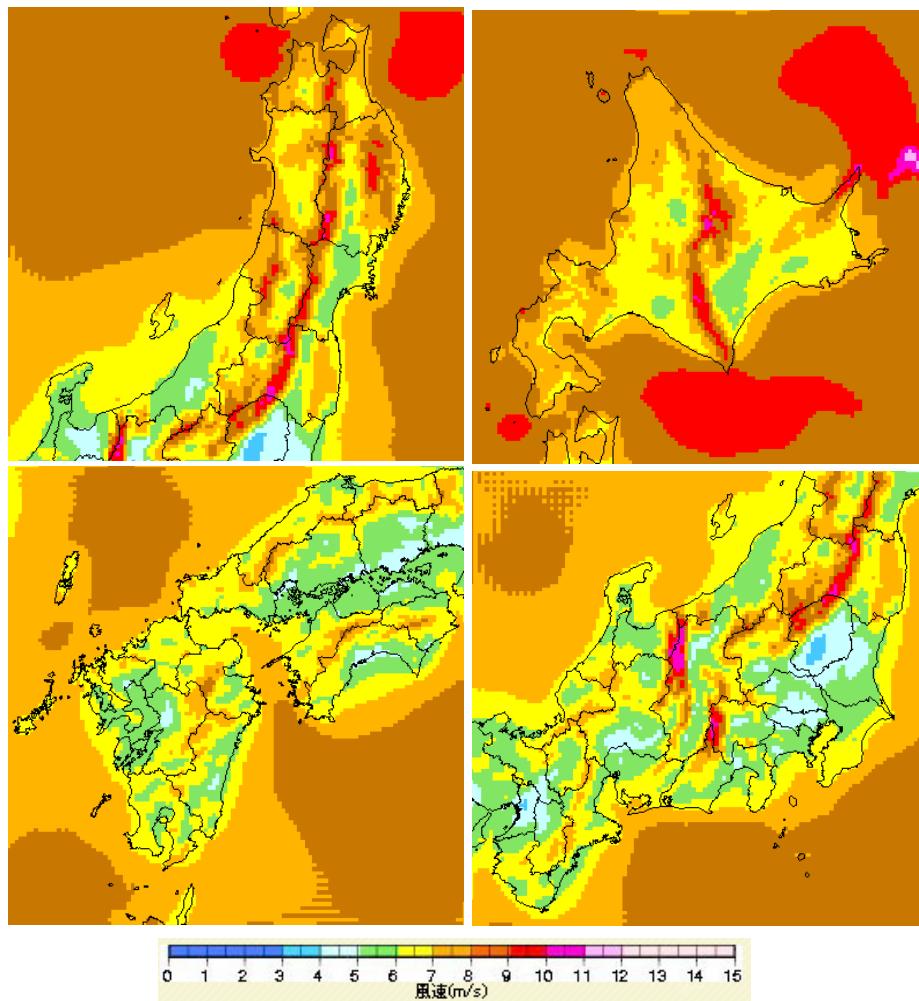
日本は中央が山岳地帯で、海岸部の平地に多くの人が住んでいます。そのため、海岸部での風力発電の設置には、種々の障害があるものと思われます。また、風況に優れた北海道などは、電力の多消費地から遠く離れているという欠点があります。

日本周辺の洋上であれば、図 4-12 からも分かるように、風況に優れた場所が豊富にあります。しかし、洋上風力発電は、設備建設費が高くなるため、

太陽光発電に比べて発電コストが低い利点が損なわれてしまいます。洋上風力発電については次項に記載します。

図 4-12 日本の局所風況マップ（地上 70m、年平均風速）

出所：NEDO ウェブページ「局所風況マップ」



風力発電のポテンシャルについては、前述の「コスト等検証委員会報告書」に記載があります。環境省や経済産業省が過去に委託して行った複数の調査結果を整理し、平均的共通的な値をまとめたものようです。

表 4-3 に、同報告書の日本の陸上風力発電のポテンシャルを示しました。同表に黄色のセルで示した設備容量が 1 億 5000 万 kW、年間発電電力量で 2700 億 kWh が有望なポテンシャルのようです。日本の総発電電力量の約 27%に相当します。

表4-3 日本の陸上風力発電のポテンシャル

項目		設備容量 万kW	発電電力量 億kWh
コスト等検証委員会報告書 (2011年12月)	保安林外・国有林外・自然公園外のポテンシャル	15,000	2,700
	国有林内のポテンシャル	12,000	2,100
	自然公園内のポテンシャル	1,400	250
参考	現行エネルギー基本計画の2030年の想定 (2010年6月閣議決定)	1,000	176
	2012年実績	261	45

ポテンシャル量の算定基準は、あまり明確ではないように感じますが、同委員会の会議資料を見ると、再生可能エネルギーの固定価格買取制度で、調達価格 20 円/kWh で 20 年間買取るケースに相当する導入可能量のようです。また、風速 5.5m/s 未満の立地は除いた、という記述もあり、前述の欧州の風力発電ポテンシャルよりも、発電コストが高いものまで含めたポテンシャルのようです。表 4-3 には、2010 年に閣議決定したエネルギー基本計画で想定されている 2030 年の風力発電量を併記しました。それと比べて 15 倍であり、かなり背伸びをしたポテンシャル量であると感じます。

日本の総発電量に占める風力発電の比率は、図 4-5 に示したように、2013 年実績で 0.5% に過ぎず、平均の設備利用率も 17% です。EU に比べて低い値であり、風力発電に適した立地が乏しい日本の実態を反映していると考えられます。

4.7 洋上風力の発電コスト

EU が再生可能エネルギーに熱心なのは、風力資源が豊富なためであり、一方、日本は風力発電の陸上の立地が乏しいことを前述しました。しかし、日本にも、洋上なら風況の良い場所がかなりあります。日本は排他的経済水域 (EEZ) が世界 6 位の海洋大国です。

＜洋上風力の現状＞

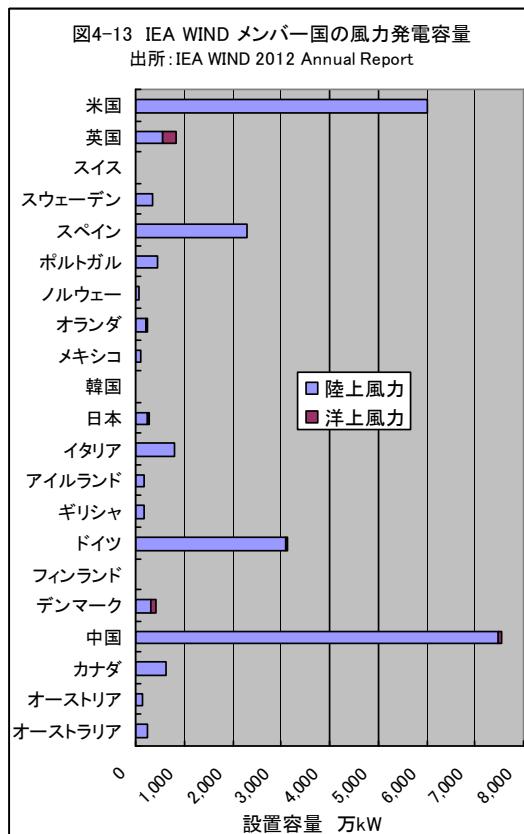
IEA の統計データによれば、2011 年の世界全体の風力発電による電力量は、総発電電力量の約 2% です。そのうち洋上風力発電は、2012 年時点の設備容量で風力発電全体の 2% に過ぎません。

洋上風力発電は今後の技術です。

図 4-13 は、IEA WIND の 2012 年の年次報告書に掲載されているメンバー国の風力発電の設置状況です。ある程度洋上風力発電があるのは、英国とデンマークくらいです。その他は、グラフ上ほとんど認識できない程度です。しかし、洋上風力発電は、今後、導入が拡大すると期待されています。

＜洋上風力の利点＞

洋上の風力資源は膨



大にあると考えられています。洋上に設置するのですから、設備建設費や運転保守費は増加します。しかし、風況のよい場所に設置すれば、風力発電の設備利用率が高まるため、発電コストの上昇は、かなり抑えられます。風力発電に適した陸上の立地が残り少ないと、本格的に洋上風力発電へ向かうものと思われます。

陸上風力発電は、近隣の住人には迷惑施設と考えられますが、洋上風力ではその点が回避できます。また、陸上で見られる種々の制約も減じることができます。

＜水深と構造＞

洋上風力発電では、設置場所の水深や海底の地盤状態、海岸からの距離は、設備建設費に大きく影響します。

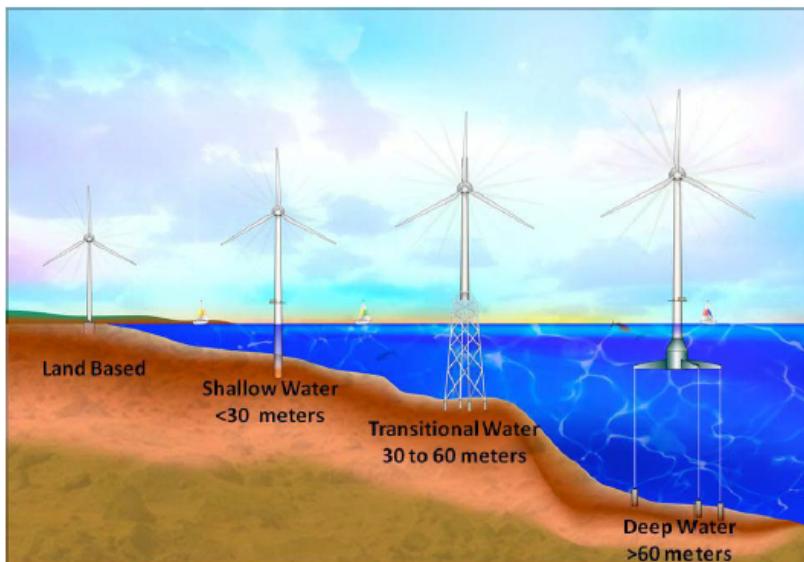


図 4-14 洋上風力発電の水深と構造

出所 : Large-Scale Offshore Wind Power in the United States,
米国 NREL, 2010 年 9 月

図 4-14 に示されるように、水深 50m 前後までは、着床式の構造物が用い

られます。着床式は水深が深くなるほど建設費が増加するため、水深 50 m 前後を境に、浮体式が有利になるのではないかと考えられています。但し、浮体式が安価にできる目処がある訳ではありません。浮体式の洋上風力は、コスト低減に取り組んでいる開発途上の技術です。

水深 30 m くらいまでは、一本足 (monopile) 構造が用いられています。それより深くなると、3 本足やジャケット構造 (Tripod/Jacket) が用いられます。海底に自重で着床している構造も考えられています。

浮体式は開発段階のため、種々の構造が試みられているようです。風力タービンを許容範囲の安定性で支持できる構造のものが、経済的に成立つコストで建設できるかが課題です。

＜陸上と洋上風力のコスト比較＞

洋上風力発電のコストを陸上風力と比較して紹介します。米国の国立再生可能エネルギー研究所 (NREL) の下記レポートを参考しました。2011 年に米国に設置された風力発電を想定したものですが、報告書の発行は 2013 年です。

2011 Cost of Wind Energy Review, NREL, 2013 年 3 月

表 4-4 に設備とコストの概要を示しました。洋上、陸上ともにウインドファームのコストが比較されています。洋上風力発電では、設置工事は海洋土木になり、陸上に比べて工事は大掛かりになります。また、海岸までの送電設備の新設も不可欠です。そのため、日本の陸上で見られるような数基の風力発電を設置したものでは割高になるものと思われます。

陸上風力は米国中央部に、洋上風力は北大西洋岸の洋上に設置されたプロジェクトを想定したものです。洋上風力は着床式と記されています。設置場所は、水深 15m で、沖合い 20km と記されていますから、建設費が最も安いモノパイル型の構造物と想像されます。

陸上風力のウインドファームが、1.5MW の風力タービンを 133 基設置して合計発電容量が 200MW であるのに対し、洋上風力は 3.6MW の風力タービンを 139 基設置して合計発電容量が 500MW です。タービンローター径と

タワー高さは、陸上が 82.5m と 80m に対して、洋上は 90m と 90m と大きく設定されています。

表 4-4 陸上風力と洋上風力のコスト比較

出所 : 2011 Cost of Wind Energy Review, NREL, 2013 年 3 月

項目	単位	陸上風力	洋上風力
ウインドファーム			
総出力	MW	200	500
基数		133	139
水深	m	–	15
海岸からの距離	km	–	20
設備利用率	%	37	39
風力タービン			
単基出力	MW	1.5	3.6
ローター直径	m	82.5	90
タワー高さ	m	80	90
運転寿命	年	20	20
設備建設費			
タービン	\$/kW	1,413	1,789
その他ハード	\$/kW	498	2,918
ソフト・コスト	\$/kW	187	893
合 計	\$/kW	2,098	5,600
運転・保守費	\$/kW/年	35	136

設備利用率は、陸上が 37% に対し、洋上は 39% と少しだけ高く設定されています。前述したように、日本の陸上風力の平均の設備利用率は 20% ですから、陸上の設備利用率の 37% は、随分風況が良い場所です。前述のように、米国の中西部には風況の良い場所が豊富にあります。

洋上ウインドファームは、発電容量が 500 MW で、設備利用率が 39% ですから、年間の発電電力量は 17 億 kWh になります。なお、日本の百万 kW 級原発は、設備利用率が約 70% と想定されているので、年間の発電電力量は 61 億 kWh になります。年間の発電電力量で、百万 kW 級原発の 3.5 分の 1 の洋上ウインドファームと考えてください。

陸上と洋上で発電容量が異なるため、表 4-4 には、kW 当たりのコストが示されています。設備の建設費は、陸上が 2,098 米ドル/kW に対し、洋上は

5,600 米ドル/kW と 2.7 倍です。年間の運転・保守費も、陸上の 35 米ドル/kW に対して、海上は 136 米ドル/kW と 4 倍近くです。

＜建設コスト＞

海上風力の建設費がなぜ高くなるかを示すため、表 4-5 に建設費の内訳を示しました。陸上風力のタービン本体コストからタワーを除いたものと比べると、海上風力のタービン本体のコストは 1.8 倍です。海上での腐食防止対策などがコストアップの理由かもしれません。また、陸上のタワーに比べて、海上の構造物のコストは 3.4 倍です。

表 4-5 風力発電の建設費内訳

出所：2011 Cost of Wind Energy Review, NREL,

陸上風力発電		海上着床式風力発電	
項目	\$/kW	項目	\$/kW
タービン本体	1,286	タービン本体	1,789
タービン・ロータ	(292)	その他建設費	2,918
被駆動系	(668)	エンジニアリング	(175)
制御装置	(30)	構造物	(1021)
タワー	(296)	輸送・据付	(1109)
その他建設費	445	港湾・架設	(73)
エンジニアリング	(55)	送電設備	(540)
輸送・据付	(123)	ソフト・コスト	893
土木・建設工事	(119)	工事保険	(94)
送電設備	(148)	撤去担保債券 ^{注1)}	(165)
ソフト・コスト	172	不測対応(contingency)	(471)
不測対応(contingency)	(112)	建設期間の融資金利	(163)
建設期間の融資金利	(60)		
市場価格との差額調整	195		
建設費合計	2,098	建設費合計	5,600

注 1) Surety bond (decommissioning)

輸送・据付費も、陸上に比べて海上は実に 9 倍です。海上での工事の大変さが反映されています。送電設備の費用は、海岸からの距離に左右され、検討ケースは 20 km と、海上風力としてはそれ程沖合いではありませんが、陸上に比べて海上は 3.6 倍です。

その他に、建設期間に発生するソフト・コストとして、工事保険や不測の事態に対応する費用 contingency も、海上工事のリスクに対応して大きい金額

になっています。

想定した洋上ウインドファームの年間発電電力量は、百万 kW 級原発の 3.5 分の 1 であると前述しましたが、洋上風力発電で百万 kW 級原発の電力量を得るためには、プラント建設費は日本円に換算して 1 兆円になります。

風力発電設備も、設備寿命が過ぎたら撤去することが必要です。洋上に何千基もの風力発電のスクラップが林立しては困ります。このレポートでは、Surety bond (decommissioning) として、165 米ドル/kW が計上されています。500 MW では、日本円に換算すると 84 億円です。洋上設備の撤去も大変な作業になると思われます。風力発電でも、広い面積を占有するメガソーラーでも、設備寿命が尽きた後のことを考えておくことは不可欠です。

＜年間運転費用＞

表 4-6 には、風力発電の年間の運転費用を示しました。風力発電では発電燃料費は発生しませんが、運転や通常の保守作業のための入件費や材料費が発生します。その他に、計画外のトラブルによる部品の交換作業も必要になります。計画外の保守費用は、過去の経験データから、平均部品交換費として計上されています。

表 4-6 風力発電の年間運転費用内訳

出所 : 2011 Cost of Wind Energy Review, NREL, 2013 年 3 月

項目	年間運転費 \$/kW/年	
	陸上風力発電	洋上着床風力発電
平均部品交換費	11	40
運転・保守費	17	46
土地リース料金	7	21
年間運転費用	35	107

注) 洋上の土地リース料金は、Outer Continental Shelf lease cost

洋上風力の土地の貸借料金については、このレポートでは、米国の規則に基づくものと思われますが、外側の大陸棚のリース料金として 21 米ドル/kW が計上されています。3.6 MW 洋上風力 1 基分では、年間に日本円に換算して 770 万円です。

陸上に比べて洋上では、現地へのアクセス費用などを含めた総合的な人件費は高くなります。また、洋上設置設備では保守作業の必要性が増加するることは納得できると思います

<NREL の発電コスト>

上述の建設コスト、年間運転費用、設備利用率および20年 の設備寿命をもとに、2011年の米国の金利、税制、再生可能エネルギーに対する優遇措置などに基づき、陸上風電の発電コストは72米ドル/MWh、洋上風力は225米ドル/MWhと算定しています。現在の為替レートで日本円に直すと、陸上が7.3円/kWh、洋上が23円/kWhになります。

陸上風力と比べた洋上風力の発電コストの比率は約3倍です。また、陸上、洋上ともに、発電コストの14%程度は、年間運転費用によるものです。

なお、ここに紹介したのは代表的な1ケースですが、NRELのレポートには、建設コストや年間運転費の上下限の範囲が示されています。

<日本での発電コスト試算>

上記の発電コストは、そのまま日本に適用できるものではありません。先ず、日本の陸上風力の平均の設備利用率は20%です。発電コストは、設備利用率に反比例しますから、それを修正するだけで13.5円/kWhと高くなります。その他、金利や税制も異なります。

そのため、NRELレポートの設備建設費と年間運転費を用い、日本の条件で発電コストを試算しました。最近日本で行われた発電コストの検討としては、「コスト等検討委員会」があり、2011年12月に報告書が出されています。福島第一原発の事故のあと、主に原発の発電コストを検討したものですが、風力発電などその他の発電コストも検討されています。同委員会で発電コストの試算に使用されたExcelファイル「発電コスト試算シート」が公開されており、それを用いて風力発電の発電コストを試算しました。

表4-7に試算結果を示しました。また、比較のため、同委員会の報告書に記載されている日本での2010年のモデルプラントによる風力発電の発電コストを併記しました。なお、国内に商用の洋上風力発電が無かったためと思

われますが、洋上風力のモデルプラントは2020年のものとなっています。

表4-7 日本での風力発電の発電コスト試算

出所：コスト等検証委員会報告書、2011年12月、

2011 Cost of Wind Energy Review, NREL, 2013年3月

項目	単位	陸上風力発電			洋上風力発電		
		米NREL	コスト等検討委員会	米NREL	コスト等検討委員会	米NREL	コスト等検討委員会
		2011年	2010年下限	2010年上限	2011年	2020年下限	2020年上限
共通の算定条件							
稼動年数	年		20			20	
割引率(金利)	%		3.0			3.0	
固定資産税	%		1.4			1.4	
設備利用率	%		20			30	
個別の算定条件							
発電出力	万kW	20.0	2.0	2.0	50.0	15.0	15.0
設備建設費	万円/kW	21.4	20.0	35.0	57.1	28.3	70.0
年間運転費	万円/kW	0.357	0.456	0.798	1.091	0.645	1.596
設備廃棄費用	万円/kW	-	1.0	2.0	1.7	1.4	3.5
計算結果							
発電コスト	円/kWh	9.64	9.91	17.34	17.90	9.35	23.12
発電コスト内訳							
資本費(建設・廃棄)	円/kWh	7.60	7.31	12.79	13.75	6.89	17.05
運転費	円/kWh	2.04	2.60	4.55	4.15	2.45	6.07

注) 米NRELデータは102円/米ドルで換算

表記した設備の稼動年数、割引率(金利)、固定資産税、設備利用率が試算の条件で、コスト等検討委員会で用いられた値です。発電コストを大きく左右する設備利用率は、陸上は20%、洋上は30%です。日本では、洋上風力として期待できる平均の設備利用率は30%くらいに想定されているものと思われます。

NRELレポートの設備建設費と運転費に基づく発電コストを、コスト等検証委員会の値と比較すると、陸上風力では同委員会の値の下限値近く、洋上風力では、下限と上限の間に位置しています。特に、洋上風力は設置場所の条件でコストは大幅に違ってくるため、日米での定量的な比較は、あまり意味がないと思います。

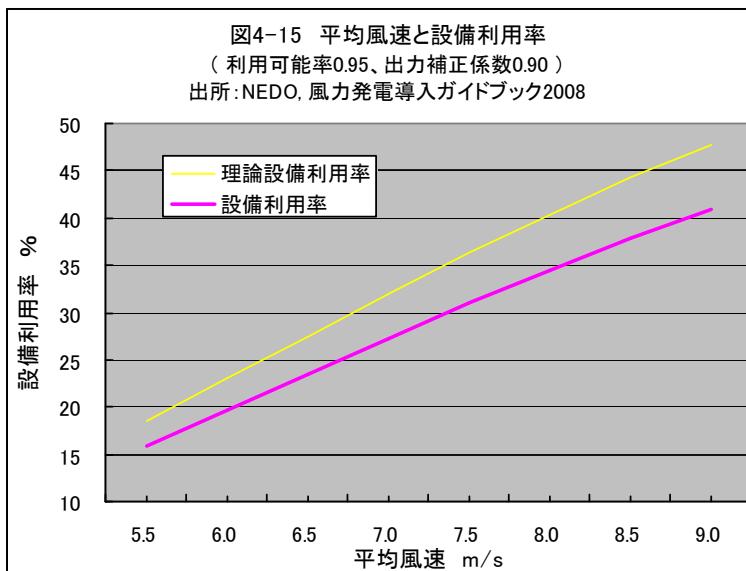
NRELの建設費等に基づく発電コストでは、陸上風力の設備利用率を20%にしても、発電コストは9.6円/kWhです。このくらいなら、今後、化石燃

料価格が上昇すれば、火力発電よりも低コストになることも期待できます。

一方、洋上風力の発電コストは17.9円/kWhです。建設費は、陸上風力の3倍近いのですが、設備利用率が1.5倍のため、発電コストは陸上風力の2倍未満に収まっています。この洋上風力の発電コストは、現在の日本の太陽光発電に比べて大幅に低い値です。洋上風力の立地があるのなら、太陽光発電よりも優先すべきということになります。

＜平均風速と設備利用率＞

日本近海での洋上風力の立地を調べて見ましょう。上述の発電コストは、設備利用率が30%で、着床式洋上風力のものです。風況マップを用いて立地を検討するのには、平均風速と設備利用率の関係を知る必要があります。



年間の平均風速から設備利用率を概略推定する方法は、前述したNEDOの「風力発電導入ガイドブック2008」に記載されています。時間的に変動する風速の分布をレーレ分布と近似することで、平均風速と理論設備利用率の関係を求めています。年間の発電電力量の評価に用いる通常の設備利用率

は、利用可能率と出力補正係数を用いて下記の関係で表されます。

$$\text{設備利用率} = \text{理論設備利用率} \times \text{利用可能率} \times \text{出力補正係数}$$

利用可能率は、年間の暦年時間から故障時間と点検時間を差し引いた比率です。通常、日本では95%が用いられているようです。

出力補正係数は、風向の変化、突風や風速の時間的変化がある場合の発電出力と、一定風速での出力との違いを補正する係数です。平坦な地形では95%、複雑な地形では90%程度を見込むとよいと記載されています。

日本の陸上風力発電の評価では、通常、出力補正係数は90%、利用可能率は95%が用いられているようです。一方、海上風力では、出力補正係数は平坦な地形に対する95%が妥当でしょう。利用可能率は、恐らく陸上より低下すると思われます。従って、両者の増減を考慮して、両者を合わせた値としては、海上風力と同じ値を用いて以下の検討を行なうことになります。図4-15に、平均風速と設備利用率の関係を示しました。

<海図と風況マップ>

水深50m以上での適用が想定されている浮体式の海上風力発電は、経済性の点で未知数です。そのため、着床式の適用限界である水深50mでの日本近海の平均風力を調べました。

日本近海の水深は、海上保安庁が刊行している海図で調べることができます。海底地形図には詳しく水深が示されています。無料で見ることができるものとして、私はマリーンネットワークス株のウェブページの「みんなの海図」を参照しました。無料で会員登録すれば見ることができるもので、日本近海の水深50mラインが示されています。図4-16には、北海道部分の小さい図を示しました。

一方、風況マップには、前述のNEDOの「局所風況マップ」を用い、地上70mの年平均風速を調べました。図4-17には、同様に北海道部分の小さい図を示しました。両ウェブページを開いて、日本近海の水深と風況を見て下さい。



図 4-16 みんなの海図

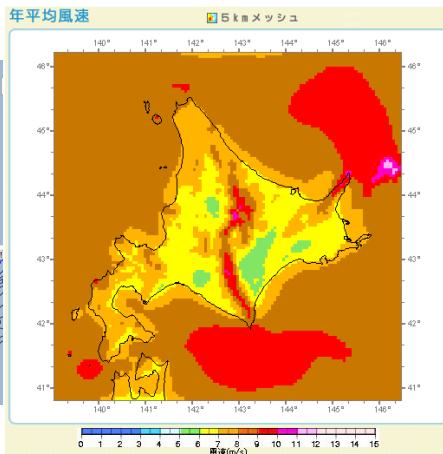


図 4-17 NEDO局所風量マップ

＜水深 50 m の平均風速＞

概して日本の近海は急深です。海図で水深 50 m のラインは、千葉県の九十九里浜の沖合いや仙台の沖合いなど一部には海岸から 20~30 km 離れている場所もありますが、殆どは 10 km 未満です。

一方、風況マップでは、比較的風況が良い北海道や東北の北部では、海岸線が 6~7 m/s、沖合い 20~30 km 離れると 8~9 m/s で、その間が 7~8 m/s です。その他の地域では、かなり沖合いまで行かないと、風速が 8~9 m/s になりません。

海図と風況マップを見比べて、水深 50 m の場所の高さ 70 m の位置での平均風速をチェックしました。北海道や東北地方は、水深 50 m の場所の平均風速は殆どが 7~8 m/s です。関東地方や中部地方の太平洋側は、多くの場所では 7~8 m/s ですが、6~7 m/s のところもかなりあります。日本海側は主に 6~7 m/s です。近畿地方は、水深 50 m の位置がかなり岸に接近しており、多くの場所で平均風速は 6~7 m/s です。中国四国地方や九州も 6~7 m/s が主体です。

水深 50 m で、風速が 8~9 m/s の場所は、宗谷岬、襟裳岬、津軽半島など

の数少ない場所に限られています。

感覚的で正確さを欠いた評価ですが、北海道や東北地方の北部では、水深 50 m の場所で平均風速 7~8 m/s が得られますが、その他の地域の殆どは、平均風速は 6~7 m/s です。また、平均風速が 8~9 m/s の場所は極めて限られています。前述のように、平均風速と設備利用率の関係は次のとおりです。

6~7 m/s の設備利用率は、20~27 %

7~8 m/s の設備利用率は、27~35 %

8~9 m/s の設備利用率は、35~41 %

日本は周囲を海に囲まれていますが、着床式の洋上風力の立地としては、31%前後の設備利用率が期待できるのは北海道と東北地方の北部に限られ、その他の地域の殆どは、24%前後の設備利用率しか期待できそうもありません。設備利用率が 30%の場合、洋上風力の発電コストは 17.9 円/kWh になることを前述しましたが、設備利用率が 24%では、発電コストは 22.4 円/kWh と高くなります。

前述のように、陸上風力に比べて洋上風力の設備建設費は、およそ 3 倍ですから、40%前後の高い設備利用率が望まれるのですが、そのような場所は、日本には僅かしかありません。

なお、誤解を避けるために補足すれば、水深 50 m 以上でも技術的には着床式は可能です。例えば、海底石油生産用のプラットフォームでは、着床式が水深 500 m 程度まで、浮体式のものは 1,000 m 以上でも使用されています。それは、石油プラットフォームでの生産物の価値が、洋上風力発電の電力量の価値よりも 2 衍以上大きいため、多額の建設費を掛けても経済的に成立つためです。

＜その他の必要条件＞

日本近海は急深の場所が多く、水深 50m 未満の地点の多くは海岸から 10 km 未満です。岸から近いことは、建設コストを低減する上で有利ですが、船舶の航行や漁業への障害、陸上風力と同様の迷惑施設としての問題が生じる可能性があります。また、経済性の点から、数十基以上の洋上風力を設置

したウィンドファームを建設するために、広いエリアを確保する場合にも障害が生じるでしょう。

最初に紹介したように、日本は排他的経済水域が世界 6 位の海洋大国ですが、洋上風力発電に適した立地は、思いのほか少ないように思われます。

4.8 本項のまとめ

風況の良い場所に設置した陸上風力の発電コストは、火力発電より少し高い程度です。将来、化石燃料の価格が上昇すれば、火力発電よりも発電コストが低くなると考えられています。

欧洲は風力資源が豊富にあり、中長期的に化石燃料価格が上昇することを考慮すれば、風力発電の導入は、経済的な負担ではないと考えられているようです。EU が導入拡大に熱心な再生可能エネルギーとは、主に風力発電のことです。

一方、日本は陸上風力の立地が乏しいことが指摘されています。日本は排他的経済水域が世界 6 位の海洋大国ですから、洋上ならば風況の良い場所がかなりあります。しかし、日本近海に遠浅の海岸は少なく、風況が良い上に、着床式洋上風力の設置に適した場所はあまり多くありません。一方、水深 50 m 以上を対象とした浮体式洋上風力は、開発途上の技術であり、それが経済的に成立つかは未知数です。

そのため、日本で再生可能エネルギーというと、太陽光発電に重きが置かれます。しかし、太陽光発電は、風力発電と比べて発電コストがおよそ 3 倍高い発電です。

EU が再生可能エネルギーを拡大するからといって、同程度の経済負担で日本が同じことができる訳ではありません。日本のエネルギー事情を認識し、政治は、国民に複数のエネルギー・シナリオを提示することで、進むべき道を議論することが重要だと思います。

5. ドイツの事例をもとに考える太陽光発電

太陽光発電は再生可能エネルギーとして期待が大きいのですが、最大の問題は、発電コストが高いことです。現状の火力発電の5倍前後、風力発電と比べても2~3倍です。加えて、ドイツや太陽光発電の導入が進んでいる国と比べ、日本の太陽光発電の設備価格はかなり高いのが現状です。

発電コストが高い太陽光発電は、そのままでは普及しません。固定価格買取制度（FIT）のような仕組みが不可欠です。太陽光発電のFITは、通常の発電のコストの数倍の価格で、20年間程度に亘り電力を買取り続けることを政府が保証するものです。

年間の発電電力量は、想定とあまり違うことはありませんから、太陽光発電の設置は、安全確実な投資になります。太陽光発電の買取価格が発電コストよりもかなり高く、充分な収益が期待できれば、太陽光発電の設置バブルが発生する事は事例が示しています。太陽光発電のFITは、かなり危うい制度です。買取価格の設定には、余ほどの注意を払う必要があります。

しかし、日本はFITの開始から3年間は高い電力価格で買取り、発電事業者が充分な投資収益を確保できるようにすると法律で定めてしまいました。随分乱暴なことです。

発電事業者の投資収益は、税金で賄うのではありません。概して投資余力が乏しい一般の電気利用者が、投資収益を負担することになります。電気は必要不可欠なものであり、国の制度として、間違っているように思います。

ドイツより12年遅れて、日本はFITを開始しました。ドイツの多くの事例が参考になる筈ですが、残念ながら、日本のFITの実施には、あまり活かされなかつたように思います。以下、データで示すことにします。

5.1 ドイツの太陽光発電の設備価格

太陽光発電の発電コストが、風力発電よりも高いことを3章で示しました。また、日本のコスト等検証委員会による各電源の発電コストも紹介しましたから、これ以上、発電コストが高いことを説明する必要はないでしょう。本

項では、日本と諸外国の太陽光発電の設備価格の違いについて、先ずドイツから見ることにしましょう。

＜設備価格に係わる問題＞

ドイツの太陽光発電の設備価格が、日本よりかなり安いことは、あまり知られていないようです。

太陽光発電の設備費の過半を占める太陽電池モジュールは、国際市場で取引されている商品ですから、本来は日本でも同じ価格水準のはずです。太陽光発電設備の据付費用等を含めたモジュール以外の部分は、BOS (Balance of System) と略称されることが多く、人件費の割合が高いものです。BOSの価格も、ドイツと日本なら、同水準でもよいように思われます。

日本は、ドイツにならって再生可能エネルギーの固定価格買取制度を始めました。行政に、国民負担を抑制する意思があるのなら、買取制度を始める前に、日本の太陽光発電の設備価格を低減する対策を講じるべきでした。しかし、太陽光発電の高い設備価格をそのままに、高い電力買取価格が設定されました。幾つかの不都合が生じ、2014年10月現在、急遽、買取制度の見直しを行う事態に至っています。

＜ドイツの設備価格＞

太陽光発電や太陽熱利用設備のドイツの業界団体は、ドイツ太陽産業協会(略称 BSW)です。BSWは、四半期ごとに太陽光発電の平均価格の情報をウェブページに公表しています。

また、IEAには、太陽光発電の研究開発を促進する組織として、IEA-PVPSがあります。IEA-PVPS 参加国の国別報告書が発行されており、下記ドイツ版には、BSWが調査、提供したと思われる太陽光発電の価格情報が記載されています。本項はそれらのデータをもとにしています。

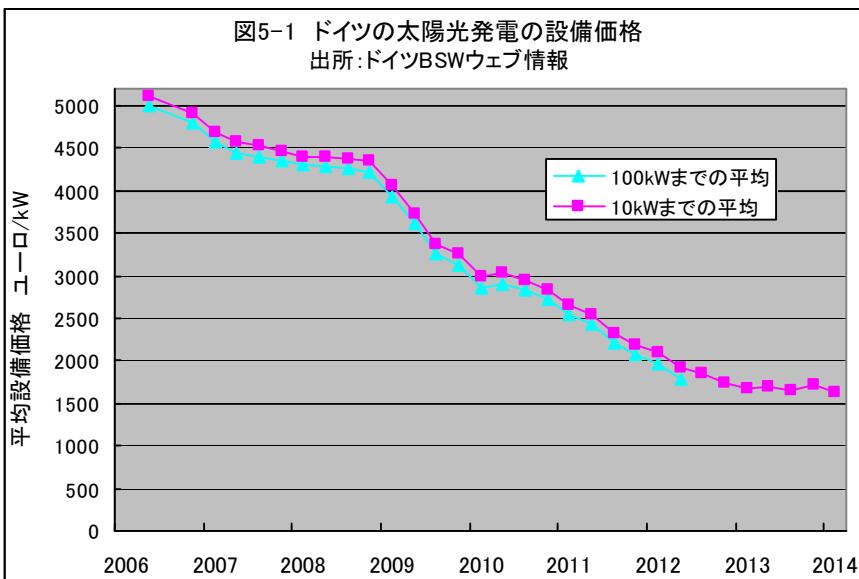
National Survey Report of PV Power Applications in Germany

図5-1は、ドイツの太陽光発電のkW当たりの設備単価の推移で、10kWまでの設備の平均値と、100kWまでの平均値を示しています。共に屋根に設置された太陽光発電システムのエンドユーザが支払う価格で、付加価値税

を含まない値です。100kWまでの平均値のほうが、僅かながら低い価格になっています。

図5-1 ドイツの太陽光発電の設備価格

出所:ドイツBSWウェブ情報



設備単価は、2006年に約5,000ユーロ/kWであつものが、2014年には1,640ユーロ/kWと1/3に低下しました。

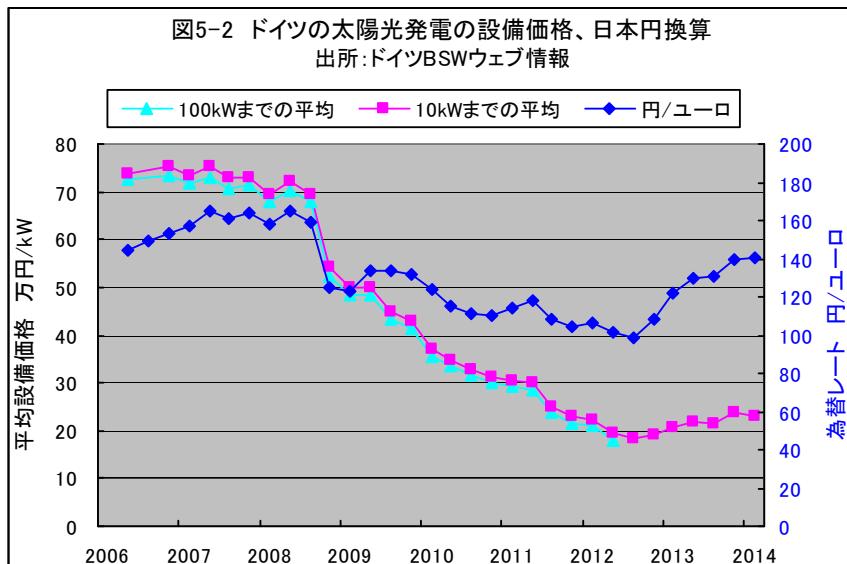
図5-2は、円/ユーロの為替レートを用いて、上図を日本円での設備単価に換算したものです。換算に用いた為替レートの推移も併記しました。1ユーロが98円から165円の範囲で大きく変動しています。

2008年頃までは、kW当たりの設備価格が70万円以上であったものが、2012年頃には20万円前後に低下したことが分かります。この価格低下は、ドイツの固定価格買取制度の効果です。

例えば、1999年に設立され、2001年に太陽電池モジュールの生産を開始したドイツのQセルズ社は、急成長し2007年には生産量で世界1位となっています。固定価格買取制度がうまく機能した結果です。

2009年ごろからは、中国製の安価な太陽電池モジュールがドイツに入って

きたことで、価格低下が進みました。中国の多くの国営企業と同様に、太陽電池の中国メーカーも、需要を考慮しない過大な設備投資を行ったことが、価格の低下に繋がったようです。2012年には、EUと中国の間でダンピング問題に発展しました。価格低下の一部は、コスト割れによる販売に起因するものと考えるべきでしょう。



日本の太陽光発電の設備価格については後述しますが、太陽光発電に関心のある方なら、ドイツの価格が日本に比べて随分安くなっていることが分かると思います。度々引用している2011年12月に発行されたコスト等検証委員会報告書では、太陽光発電の現状の設備価格を35～55万円/kWと想定しています。如何にドイツが安いか、若しくは、日本が高いかが分かると思います。

日本の太陽光発電の設備価格が高いだけなら、売れないだけで、それほど害はありません。しかし、経済原理を無視した固定価格買取制度が導入され、高い設備価格をそのままに、異常に高い買取価格が設定されると、大きな問

題が生じます。日本の問題については後述します。

＜設備価格に対するスケール効果＞

太陽電池モジュールは、工場で大量生産されるものです。大容量のメガソーラーでも、基本的に、住宅の屋根に設置するものと同様のモジュールを多数設置するものです。そのため、スケール・メリットは小さいと言われます。しかし、太陽光発電システム全体では、図5-1に示したように、10kWまで設備の平均値が、100kWまでの平均値よりも少し高くなっています。設備単価には違いがあります。

図5-3に、ドイツの太陽光発電の設備単価に対する、kW容量の影響を示しました。データは、前述したIEAのPV-PSのドイツに関する年次報告書から取ったものですが、データの出所はBSWであると思います。データ点数が少ないので、前記10kWまでの平均値と対比して示しました。

図5-3 ドイツの太陽光発電の設備価格、kW容量との関係
出所: National Survey Report of PV Power Applications in Germany

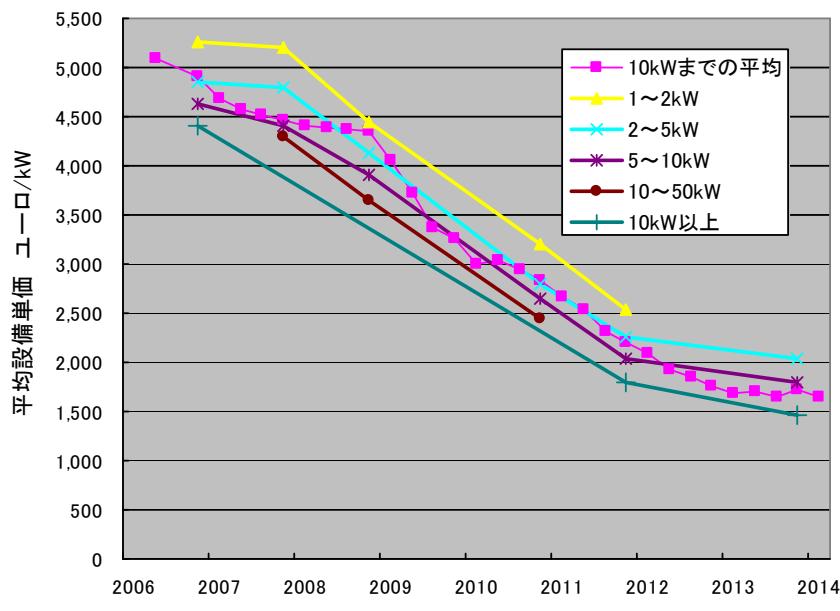


図5-3で、日本で住宅屋根に設置される2~5kWの設備単価と、10kW以上を比べると、後者は20%以上安くなっていることが分かります。日本でも、住宅用に比べて、メガソーラーの設備単価は20%くらい低くなってしまってもよいはずで、それがFITの買取価格にも反映されるべきです。FIT買取価格の決定過程で、メガソーラーの事業者の声が大きいため、その買取価格を有利に設定する傾向があるように思われ注視すべきです。

5.2 なぜドイツの太陽光発電は安いのか

ここまで読んだ方は、なぜドイツは安いのか疑問を持つことでしょう。なぜ日本は高いのかと言い換えれば、思い当たることは幾つかあります。しかし、それを定量的に示す事は簡単ではありません。

インターネットを探すと、同じ問題意識を持つ人は必ずいるものです。ここでは、下記の米国のレポートを紹介します。

Why are residential PV price in Germany so much lower than in United States? Joachim Seel ほか, Lawrence Berkeley National Laboratory, Sept. 2012

タイトルは訳すと「なぜ、住宅用太陽光発電のドイツの価格は、そんなにも米国より安いのか?」となります。50頁ほどのプレゼンテーション資料です。米国では、モジュール価格はそれほど高くないようで、その他の設備費用いわゆるBOSが、なぜ高いのかが検討の主題になっています。日本でのモジュール価格の高さについては後述します。

同レポートは、ドイツの太陽光発電の設置事業者に対する調査を行い、米国の設置実績と対比したものです。以下に検討結果を箇条書きで示しました。なお、対象は住宅用太陽光発電設備で2011年の価格です。()内には、当時の為替レートの1米ドル=90円で換算した値を併記しました。

<調査結果の概要>

◆ドイツの住宅用の太陽光発電設備のハードウェア(モジュール、インバータ、配線、設置金物など)以外の合計のソフト・コストは、米国より約2.70

ドル/W (24.3 万円/kW) 低い。

以下はその内訳で、

◆宣伝などの顧客獲得費用は、ドイツではたったの\$0.07/W (0.6 万円/kW) であり、米国に比べて約 0.60 ドル/W (5.4 万円/kW) 低い。

◆ドイツの調査報告では、設備当たりの平均設置時間は 7.5hr で、費用に換算すると、米国に比べ 0.55 ドル/W (5.0 万円/kW) の低下になる。

◆ドイツでは電力買取の許可申請はオンラインで行え、その業務（許可申請、許可手数料、検査、系統接続）には平均 10 時間である。申請手数料も無く、米国に比べておよそ 0.20 ドル/W (1.8 万円/kW) 低い。

◆ドイツの住宅用太陽光発電設備は、付加価値税が免除されている。米国の多くの州でも消費税が免除されていることを考慮すると、米国での平均の消費税分は約 0.20 ドル/W (1.8 万円/kW) となる。

◆上記以外の米国とドイツとのソフト・コストとの差である約 1.15 ドル/W (10.4 万円/kW) は、諸経費、利益、上記以外のソフト業務に関するものである。

その他に、ドイツの価格が低い要因として、下記を指摘しています。

◆ドイツでは、商談から設置完了までに要する期間が米国より短い。

◆ドイツの住宅用太陽光発電設備期は米国より容量が大きく、スケール・メリットがある。

また、次の点は 2011 年当時の状況で、現在とは違うと思いますが、日本にとっても興味深い指摘であると思います。

◆安い中国製モジュールの住宅用市場のシェアは、ドイツと米国ともに 1/4 程度であり、太陽光発電設備の大きな価格差を生む主な原因にはなっていない。

恐らく日本では、流通経費などの諸経費は、米国よりももっと多く掛かっていると思います。それらの経費を低減する対策を講じた上で、固定価格買取制度を始めれば、買取制度の国民負担がもっと少なくて済んだと悔やまれます。

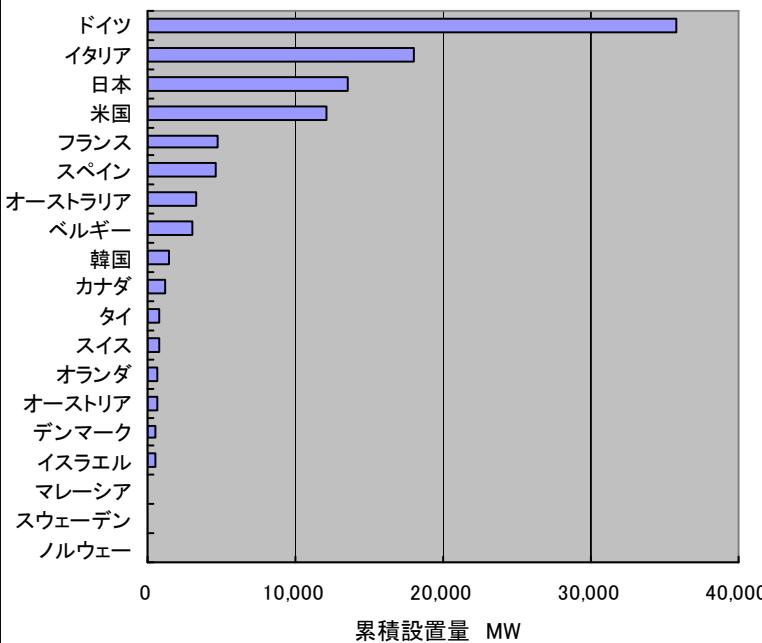
5.3 日本と世界の太陽光発電の設備価格

本項では、ドイツ以外の国と比べて日本の太陽光発電の設備価格が高いのかを紹介します。IEA-PVPS の 2014 年版年次報告書のデータにより、同参加国 の範囲で価格データを紹介します。

概して、太陽光発電の導入量が少ない国では、設備価格の低下も進んでいません。そのため、図 5-4 には、IEA-PVPS 参加国の太陽光発電の導入量を示しました。日本は、ドイツ、イタリアに次いで 3 番目に多い国です。

図5-4 IEA-PVPS参加国の太陽光発電の累積導入量、2013年

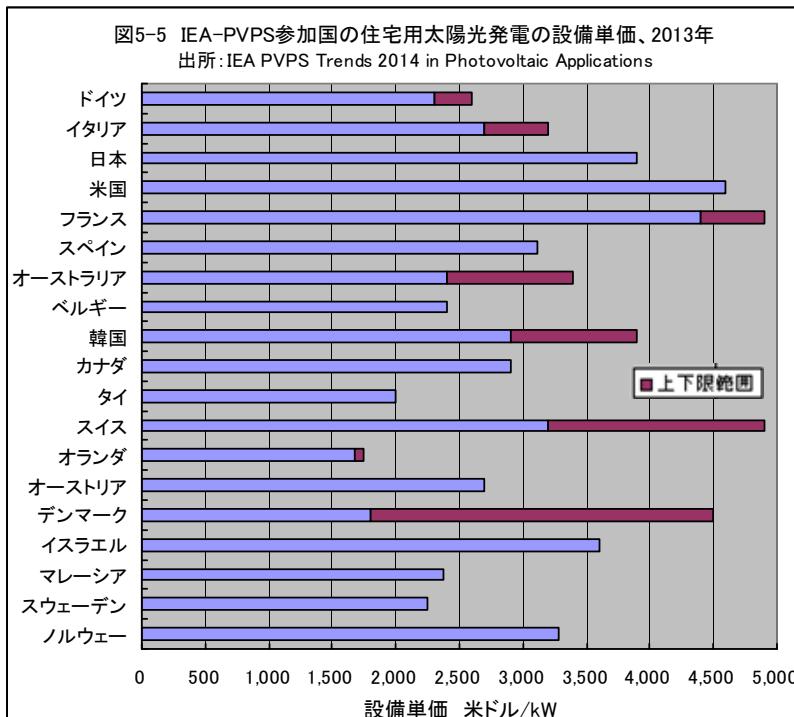
出所:IEA PVPS Trends 2014 in Photovoltaic Applications



なお、2014 年 7 月末時点での最新の日本の累計導入量は、全量買取制度開始以降の分が 1,163 万 kW、それ以前の分を含めると約 1,700 万 kW です。また、買取制度で認定されたものは、全てが設備化されるわけではありません

んが、実に6,934万kWです。

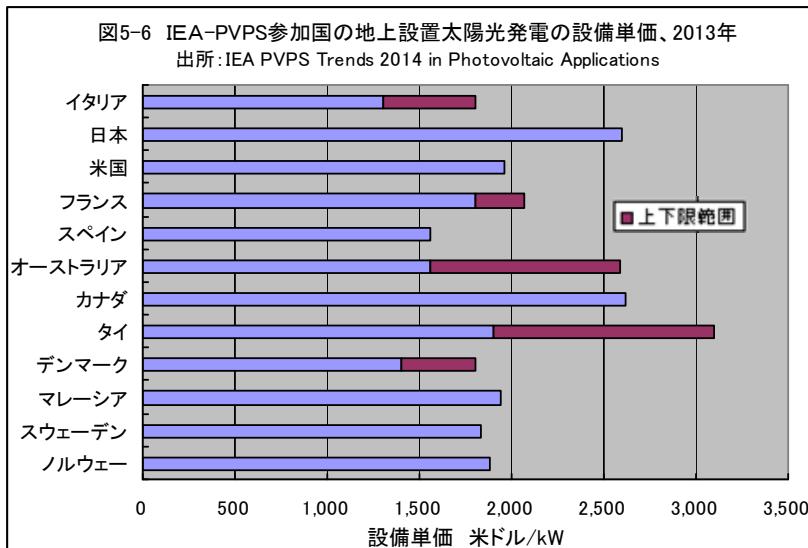
図5-5には、太陽光発電の導入量の多い国から順に並べて、住宅用太陽光発電の平均の設備単価を示しました。屋根に設置する費用を含めた値です。単価を範囲で示している国は、棒グラフの紫の部分で上下限を示しています。設備価格の低下を比べるのですから、単価範囲が示されている国については、下限値に着目すべきでしょう。



日本の住宅用発電設備の価格は、ドイツだけでなく、イタリアよりもかなり高い値です。日本より高いのは、米国とフランスだけですが、その理由は調べていません。

図5-6には、同様に、地上設置の太陽光発電の設備単価を示しました。住宅用よりも容量が大きい設備の単価です。なお、データを報告している国のみ

数は少なくなっています。



単価範囲の下限値で比べると、日本とカナダが同じ水準で、その他の国は、その70%前後です。住宅用でも地上設置の大容量設備でも、日本の太陽光発電の設備単価が、かなり高いことが分かると思います。

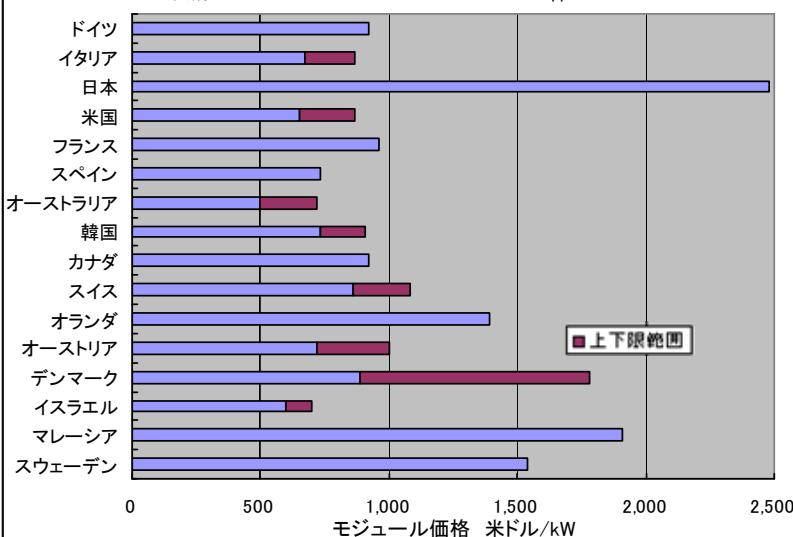
日本の固定価格買取制度では、地上設置の太陽光発電の認定量が、導入想定量を遥かに上回りバブルの様相を呈しています。日本の買取価格は、世界的に高い水準である設備価格をもとにしており、一般の電気使用者が、買取制度で過大な費用負担をしなければならないこと意味しています。

5.4 日本と世界の太陽電池モジュール価格

図5-7には、同じIEA-PVPSの年次報告書に記載されている太陽電池モジュールの各国のkW単価を示しました。モジュールについては、日本の価格が群を抜いて高いことが分かります。太陽電池モジュールは、国際市場で取引されている商品です。何もしなくとも、否、何もしなければ、国際的な価格水準になる筈のものです。

図5-7 IEA PVPS参加国の太陽電池モジュール価格、2013年

出所: IEA PVPS Trends 2014 in Photovoltaic Applications



2013年の価格ですから、日本で再生可能エネルギーの全量固定価格買取制度が始まって2年目のものです。買取制度の適用を受ける太陽電池モジュールには、一定以上の変換効率や、日本国内でのメンテナンス体制が求められたため、安価な中国製などのモジュールが、あまり入ってこなかつたためかもしれません。

中国国営企業によるコスト割れの安価な太陽電池モジュールが、日本の太陽光市場を席巻することを望むものではありません。しかし、一般の電気使用者が、高い電気料金を負担することや、太陽光発電の事業者が手にする投資収益を、投資余力が乏しい多くの電気使用者が負担することは、もっと望まないことです。

再生可能エネルギーの導入を否定するわけではありませんが、国民負担の増加を抑制する視点が欠落しているように思われます。

5.5 太陽光発電の買取価格の決定

固定価格買取制度では、妥当な買取価格を設定することが極めて重要です。ここでは、日本の固定価格買取制度について、買取価格の設定過程について補足説明をしておきます。

＜買取制度の狙い＞

太陽光発電などの電力を、発電コストよりも高い価格で買取り、発電事業者が投資収益を確保できるようにすることで、発電設備の投資促進を図るもので、その結果、発電設備の市場規模が拡大し、設備価格の低下が進むことが買取制度の狙いです。

従って、買取価格が高い制度開始初期には、再生可能エネルギーの導入量はほどほどで、市場規模が拡大したことで、設備価格と買取価格が低下することが重要になります。そして、買取価格がかなり低下した段階で、設備導入量が大幅に増大することが望ましいわけです。買取制度運用の評価は、再生可能エネルギーの総導入量と、電力買取の総費用の比率で評価すべきです。

制度開始の1、2年目に、太陽光発電の投資バブルが発生したのでは、買取費用が想定外に増大し、大きな問題になります。固定価格買取制度は、費用負担が20年間続く、危うい制度です。買取価格の設定と、その後の買取価格引き下げには、余程の注意が必要です。そのことは、先行するドイツの事例で、日本では分かっていたはずです。

＜日本の買取価格の設定経緯＞

再生可能エネルギーを全量固定価格で買取る制度の法律は、「電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法」という名前です。超党派の国会議員が推進し、また、その法律の成立を、東日本大震災のあと辞職する予定の菅元首相が、辞任条件の一つにしたもので、それら議員の意向を入れ、その附則第七条には、下記規定が盛り込まれました。

「経済産業大臣は、集中的に再生可能エネルギー電気の利用の拡大を図るため、この法律の施行の日から起算して三年間を限り、調達価格を定めるに当たり、特定供給者が受けるべき利潤に特に配慮するものと

する。」

制度の開始から 3 年間は高い電力価格で買取り、発電事業者が充分な投資収益を確保できるようにすることを法律で定めたわけです。

買取価格は、5 名の有識者による「調達価格等算定委員会」により、国内外の関連情報と、再生可能エネルギーに関する業界団体や事業者のヒアリングを行い、価格案が出されました。

太陽光発電については、前述した日本の高い設備価格をそのままに、発電事業者の要望に概ね沿った買取価格案が設定されました。設定価格案に対するパブリックコメントでは、高すぎるという意見もかなりありましたが、委員会案がそのまま採用されました。

危惧されたとおり、メガソーラーに関しては、初年度末の駆け込み認定で、導入想定量を遥かに超える量が認定されました。その時点で、問題が認識されたはずですが、2 年目、3 年目も買取価格を少し引き下げただけで続けられ、現在に至りました。

問題が大きい非住宅用太陽光発電の認定容量の合計は、2014 年 7 月末時点で 6,634 万 kW となりました。

もし、認定容量の全てが発電を開始すると、設備利用率を 12% して、年間発電電力量は 700 億 kWh となります。日本の総発電電力量の 7% です。買取期間である 20 年間の買取費用の総額は 51 兆円になります。詳しくは、後述します。

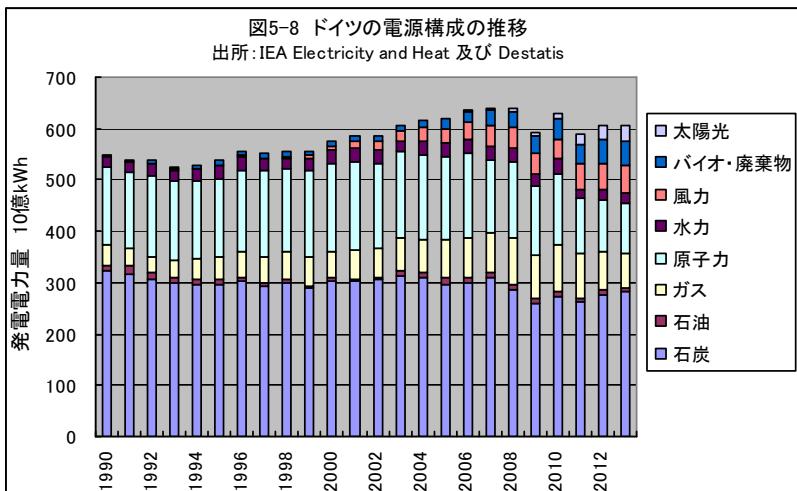
5.6 ドイツの太陽光発電買取制度の経緯

本項では、ドイツの太陽光発電の固定価格買取制度の経緯を紹介します。先ず、電源構成の推移から見ることにします。

＜ドイツの電源構成の推移＞

ドイツの近年の太陽光発電の導入量は目覚しく、最新の 2013 年のデータも含めたいと思いましたが、執筆時点では IEA のデータは 2012 年まででした。そのため、2011～2013 年はドイツ統計局 Destatis のデータを用いました。

複数の出所のデータを繋ぎ合わせると、データに少し違いがあり気になるもので。この場合も、特に揚水発電の扱いが違うのかもしれません。図5-8にドイツの電源構成の推移を示しました。



再生可能エネルギーの電力では、2000年頃から風力発電の導入が、2008年頃から太陽光発電の導入が本格化しています。水力を含めた2013年の再生可能エネルギーによる発電電力量は総電力量の24%に達し、水力を除いても約20%あります。

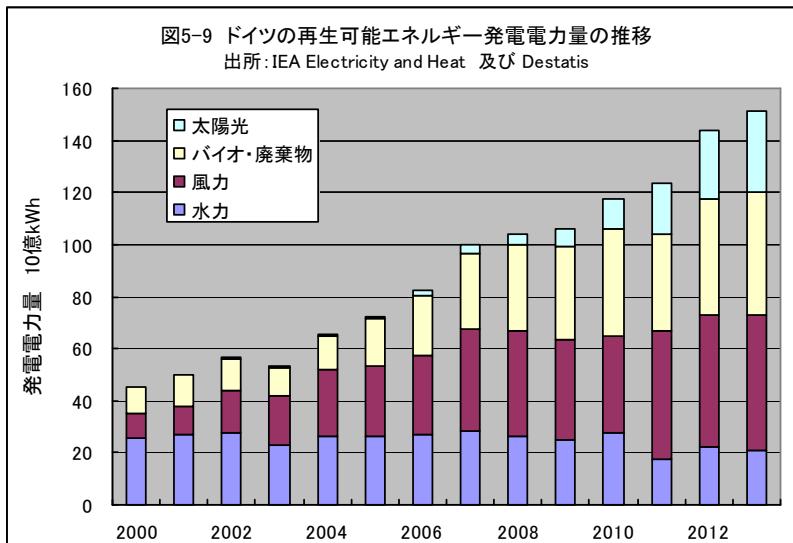
<ドイツの再生可能エネルギー>

図5-9には、再生可能エネルギーによる発電電力量の推移を示しました。風力発電の近年の増加は顕著ではありません。一方、2010年頃からの太陽光発電の増加は著しいもので、風力発電に追いつきそうな勢いです。

4章で、太陽光発電は風力発電よりおよそ3倍高い電力であり、EUが再生可能エネルギーの拡大と言っているのは、主に風力発電のことであると述べましたが、それが間違いでないかと思えるほどです。

太陽光発電の導入が進んだのは、固定価格買取制度によるものです。発電コストがいくら高くても、それよりも充分に高い価格で電力を買取ることを

保証すれば、太陽光発電の導入は促進されます。



＜固定価格買取制度の経緯＞

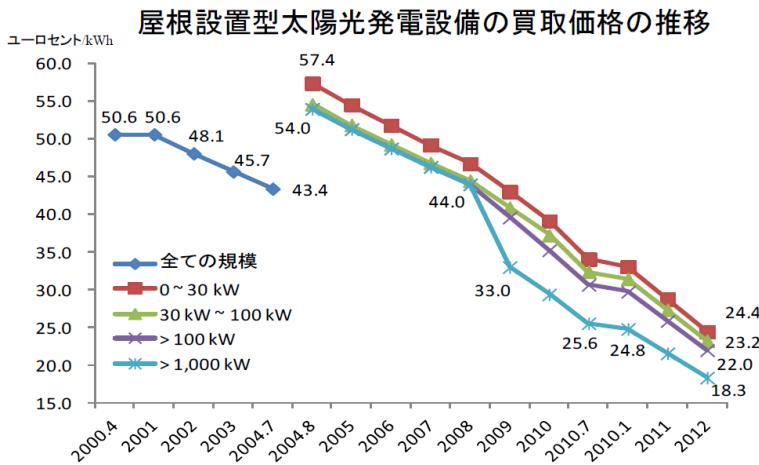
ドイツでの再生可能エネルギーによる電力の固定価格買取制度は、2000年に施行されました。太陽光発電は、風力発電などよりも高い買取価格が設定されました。当時の発電コストより低いものでした。

図5-10には、屋根設置型太陽光発電の買取価格の推移を示しました。なお、価格の単位はユーロセント/kWhです。ユーロ/円の為替レートの変動は大きく、2000年頃には100円/ユーロ、2008年のリーマン・ショック前には160円/ユーロに達し、その後、2012年には100円/ユーロ前後へと低下しました。2015年初めの現在の為替レートは140円/ユーロです。

図5-10に示されるように、2004年の改正で、太陽光発電の買取価格が大幅に引き上げされました。太陽光発電は、温暖化防止を目的とした地球環境保護の技術から、投資対象としての認識が持たれるようになりました。なお、買取価格は引き上げられましたが、グラフに示されるよう、買取価格は毎年遞減される制度になっています。

図 5-10

出所：調達価格等算定委員会 第1回配布資料、2012年3月



＜太陽光発電のシステム価格の低下＞

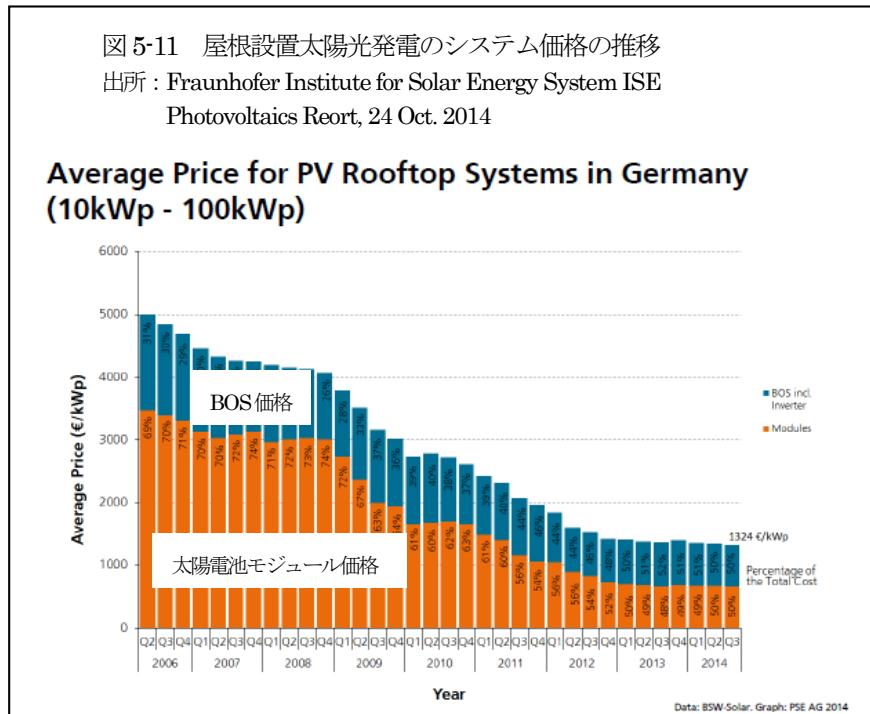
図 5-11 は、ドイツでの太陽光発電システムの平均価格の推移です。設置費を含めた太陽光発電のシステム価格を、太陽電池モジュールと前述した BOS 価格に分けて示したものです。価格低下が急速に進んだことが分かります。

太陽光発電の電力買取価格の引き下げ速度よりも、システム価格の低下が速ければ、太陽光発電設置の投資収益は拡大します。年間発電量の予測にくらいではなく、一定価格で 20 年間電力を買い取ることが保証されているのですから、安全確実な投資です。投資収益が拡大すれば、太陽光発電の投資バブルが発生します。実際、ドイツでは太陽光発電はバブルの様相を呈しました。

＜太陽光発電設置容量の推移＞

図 5-12 は、ドイツの太陽光発電の年間設置容量の推移です。累積設置容量の年毎の増分を、その年の設置容量として示したものです。データの出所は、ドイツを代表する研究機関フランホーファーのソーラ・エネルギー研

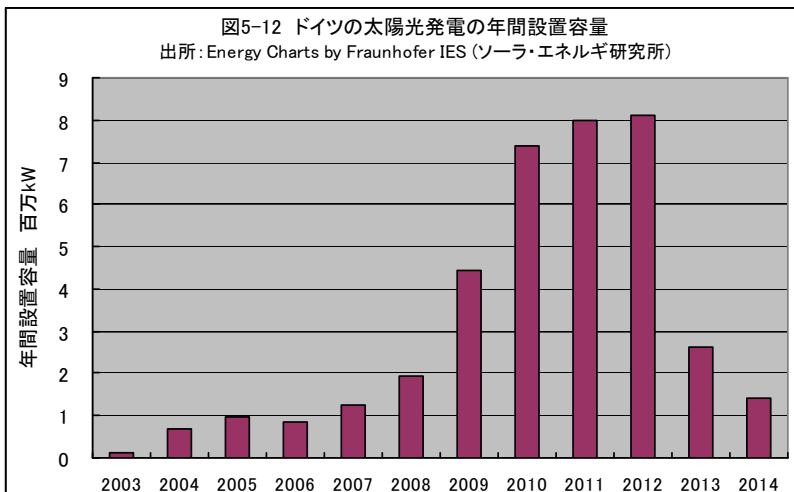
究所(IES)が、ウェブに掲載している”Energy Charts”から採ったものです。



余談になりますが、この Energy Charts のウェブは、ドイツの火力、原子力、再生可能エネルギーの電力をカバーしており、欧州エネルギー取引所 (EEX) のデータを利用することで、2011 年以降現時点まで、時間毎の発電量の変動を見るることができます。EEX はドイツの全発電はカバーしていないため、不足分は補正して表示していると説明されています。エネルギー取引所の電力であるため、NET 電力量であり、GROSS 電力量（発電端出力）ではないと注記されています。太陽光発電や風力発電の時間毎の変動を見る能够な興味深いサイトです。ドイツでは、再生可能エネルギーによる電力変動に関する問題を、実データをもとに検討していることが分かります。

図 5-12 からは、買取価格が引き上げられた 2004 年から目に見えて導入量

が増加し、2009年前後から年間の設置容量が急増してバブルの様相を呈していることが分かります。



買取価格の高い太陽光発電の導入量の急増は、家庭用や産業用の電力料金の上昇に繋がります。2010年には買取価格の臨時の引き下げが行われました。2012年に入り、固定価格買取制度を見直す動きや、買取価格の大幅な引下げが行われました。また、買取価格の引下げ前の駆け込み設置により、太陽光発電が急増したことも報じられました。

＜最近の買取価格＞

図5-13には、2012年4月の引き下げを含む、最近の買取価格の推移を示しました。不連続に引き下げられている部分がその値です。また、2012年4月の買取価格の改正で、太陽光発電は累積設備容量が5,200万kWになった時点で、固定価格による買取を終了することが決まりました。ドイツでは、中長期的に再生可能エネルギーは、風力発電を中心に考えられており、太陽光発電は、それほど多くの導入は必要ないと考えられているためでしょう。

その結果、太陽光発電の設置バブルが終わったことが、図5-12に示した2013年の設置容量から分かります。

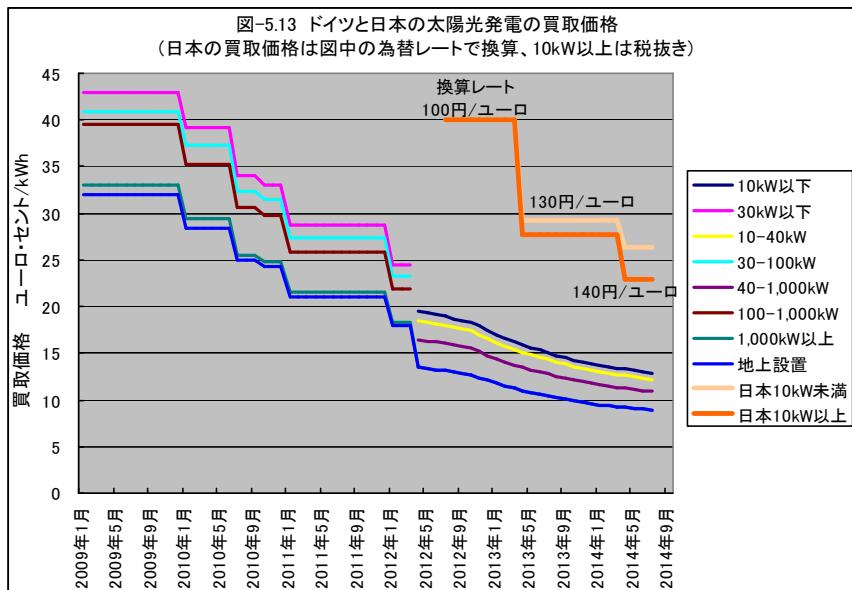


図 5-13 には、2012 年 7 月に開始された日本の固定価格買取制度の太陽光発電の買取価格を併記しました。図中に示した当時の円/ユーロの為替レートで換算して示したものです。

ドイツの太陽光発電バブルの只中に開始された、日本の太陽光発電の買取価格は、当時のドイツと比べ随分高い値に設定されました。その結果、日本で何が起きたかは後述します。

5.7 ドイツの太陽光発電の費用負担

固定価格買取制度により高い価格で電力を買取れば、発電コストが高い太陽光発電でも、導入量は増加します。問題は費用負担の増大です。

＜年間の FIT 買取費用＞

図 5-12 に示した年間の太陽光発電の導入量に、365 日と 24 時間と設備利用率を掛けると年間の発電電力量になります。日本の太陽光発電の平均の備利用率は約 12% です。ドイツの太陽光発電の設備容量と年間発電電力量から

逆算すると、設備利用率は9%前後です。日本より高緯度で、年間の晴天日数の違いもあるのかもしれません。

年間の発電電力量に、図5-13に示した買取価格の年間平均値を掛けると、その年導入された太陽光発電の電力について、年間の買取費用が概算できます。その価格で20年間買取り続けなければなりません。

FIT開始から10数年しか経過していませんから、その年に支払う買取費用は、FIT開始から設置された全ての太陽光発電の電力買取費用の合計になります。

図5-14は、ドイツの太陽光発電の累積設置容量と、FITによる年間総買取費用の推移です。2013年末の累積設置容量が約3,600万kW、発電電力量が310億kWhで、FITによる電力の総買取費用は約99億ユーロです。太陽光発電によりドイツの総発電電力量の約5%が供給され、その費用は、為替レート130円/ユーロで換算すると、約1兆3,000億円になります。

図5-14 ドイツの太陽光発電の累積設置容量とFITによる総買取費用

出所: Recent Facts about Photovoltaics in Germany

Fraunhofer ISE, 16 Oct. 2014

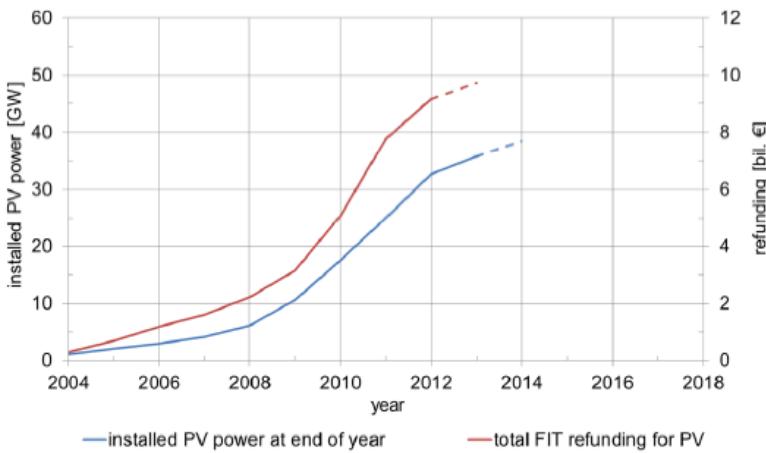


図 5-14 の FIT による総買取費用 (total FIT refunding) のグラフでは、2009 年に増加率が高まり、2011 年、2012 年に増加率が抑制されていることが分かります。

太陽光発電の FIT 買取費用の総額が、日本円で 1 兆円を超えた 2012 年に、費用負担の増加に耐え難くなり、上述のように、累積設備容量が 5,200 万 kW を超えた時点で、太陽光発電の FIT を終了することが決められたわけです。

一方、開始して 2 年半に過ぎない日本の固定買取制度では、2014 年末の太陽光発電の値は、認定された設備容量では、設備容量も買取費用の総額もドイツの値を超えているのですから脅威です。

＜電力料金の上昇＞

図 5-15 には、ドイツの家庭用と産業用の電気料金の推移を示しました。2014 年の家庭用電気料金は 29.13 ヨーロセント/kWh、産業用が 15.37 ヨーロセント/kWh です。2014 年の平均的為替レートは 140 円/ユーロ前後ですから、それで換算すると、各々 40.8 円/kWh、21.5 円/kWh になります。日本の電気料金も、東日本大震災の後かなり高くなりましたが、ドイツの特に家庭用料金は、日本よりかなり高いことが分かります。

ドイツの電気料金は、発送配電コストに、8 項目の付加金が加えられたものです。その内、金額が多いのは、付加価値税、営業許諾税、再エネ法賦課金、電気税（環境税）です。その中で一番大きいのが、再生可能エネルギーの FIT に関する再エネ法賦課金です。2014 年の再エネ法賦課金は、6.24 ヨーロセント/kWh ですから、日本円に換算すると 8.7 円/kWh になります。

＜家庭用と産業用の料金差＞

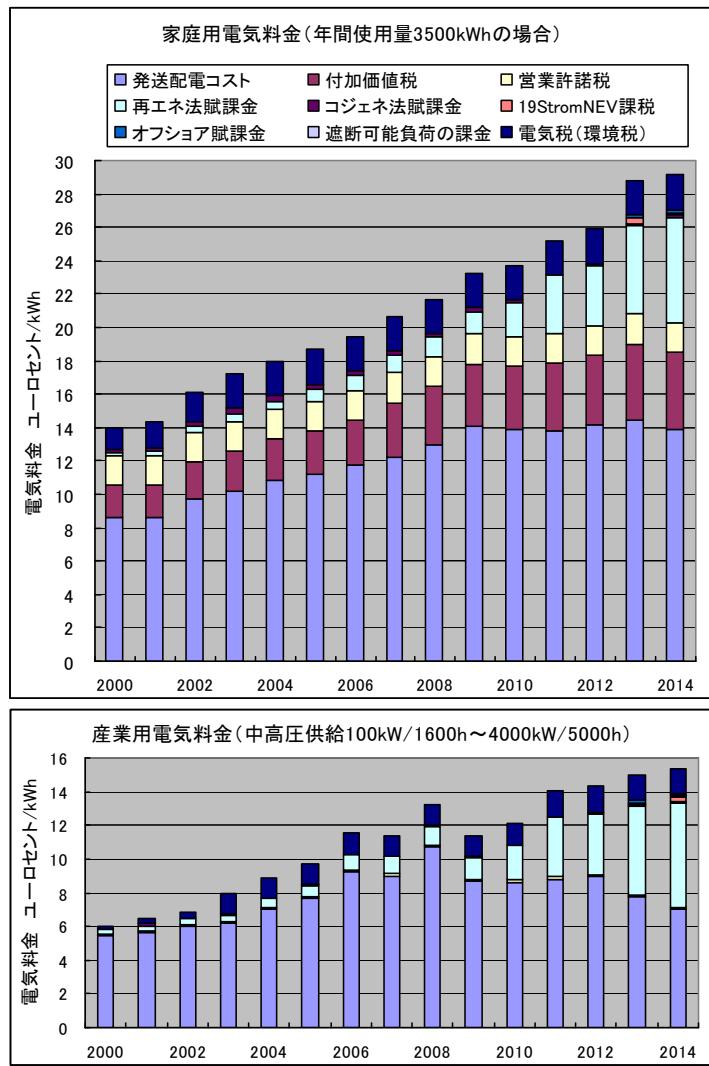
家庭用と産業用でなぜ大きな価格差があるのか、という疑問に答えておきます。先ず、産業用電気料金には、付加価値税が含まれていません。付加価値税は、消費者が負担するもので、企業は一時的に立替え払いしているだけだからです。

次に、発送配電コストのうち、発電コストは同じでも、小口に多くの家庭に送配電する場合に比べ、大口の産業用の送配電では kWh 当たりのコスト

が小さくなります。

図 5-15 ドイツの電気料金の推移

出所：BDEW-Strompreisanalyse Juni 2014

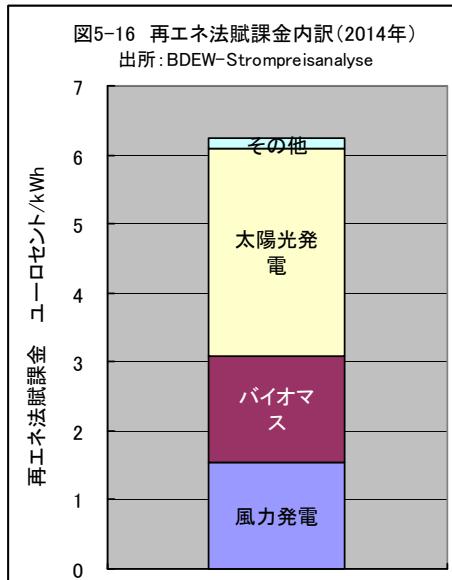


2014年の家庭用料金の発送配電コストは13.87ユーロセント/kWhであるのに対し、産業用は7.00ユーロセント/kWhです。

産業用電気料金で大きな比率を占めている再エネ法賦課金は、家庭用料金と同じ値です。その他の付加金は、家庭用と産業用の料金に、それほど大きな違いを及ぼすものではありませんが、両者で異なります。恐らく、国際的産業競争力などを考慮して、大口の電力消費者に対する優遇措置が講じられているものと思います。

＜再エネ法賦課金内訳＞

図5-16には、日本円で8.7円/kWhと紹介した2014年の再エネ法賦課金の内訳を示しました。太陽光発電の分が48%、風力発電とバイオマスが各々25%を占めています。発電電力量では、これらの約1/4に過ぎない太陽光発電が、賦課金の約半分を占めており、再生可能エネルギーの中でも、太陽光発電はお金の掛かるものです。総発電電力量の約



5%を占める太陽光発電が、電気料金を3円/kWh引き上げていると言えるでしょう。

なお、再エネ法賦課金は、従来型発電と比べた余分の費用に対するもので、図5-14に示した、FITの総買取費用とは違うものです。

＜なぜ太陽光発電が必要か＞

なぜ、発電コストが高い太陽光発電をドイツは導入するのでしょうか。先に図1-9で示したドイツの長期エネルギー・シナリオの2050年の電源構成で、風力発電が46%、太陽光発電が11%と想定されていることを紹介しま

した。安価な風力発電がメインですが、太陽光発電もかなりの導入量が想定されています。

ドイツは、英国などと比べると、風力資源が有り余るほど有るわけではないことを4章で紹介しました。また、お天気次第で発電電力量が変動する風力発電や太陽光発電は、多様なものを揃えることが変動の平準化に役立つこともあります。

その他に、太陽光発電には、風力発電を補完することも期待されているように思います。図5-17は、週ごとの風力と太陽光の発電電力量を、1月から12月までの52週分示したものです。グラフで両端の冬季には、薄緑で示される風力発電の電力量が多く、グラフ中央の夏季には、黄色で示される太陽光発電の電力量が多くなっています。風力発電と太陽光は、季節的な補完関係にあることが分かります。

太陽光発電は、昼間のピーク電力需要に対応するものとしても有効ですが、天気が悪い時には、他の発電手段で補わなければならないのが困ったところです。

＜ウェブ Energy Charts＞

本章のテーマとは関係ありませんが、図5-17を引用したフランホーファー研究機構ISEのウェブサイトEnergy Chartsは、面白いデータを提供しているので紹介します。

図5-18は、輸出入を含めドイツの全ての電源について、週単位の発電電力量を2014年の1年間分示したものです。また、図25-19は、2014年の2月中旬と8月中旬の1週間の発電量の変動を示すサンプルです。

図 5-17 ドイツの年間の風力と太陽光の週単位の発電電力量

出所 : Fraunhofer ISE のウェブ ENERGY CHARTS

Weekly electricity generation in Germany in 2014

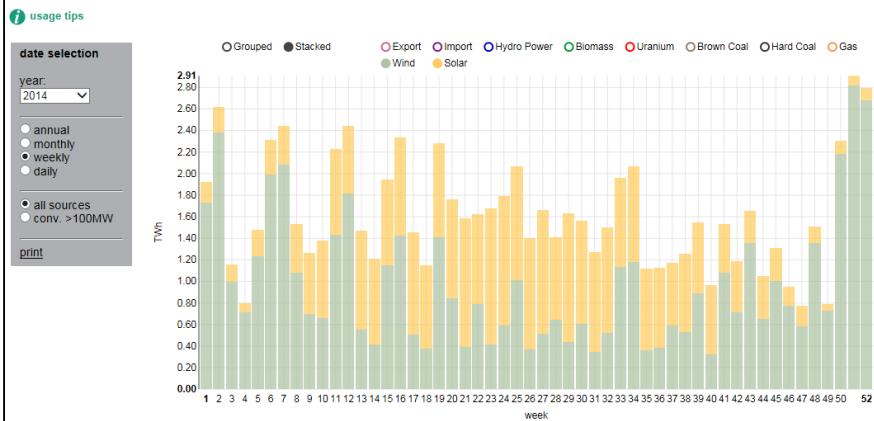


図 5-18 ドイツの年間の週単位の発電電力量 (2014 年)

出所 : Fraunhofer ISE のウェブ ENERGY CHARTS

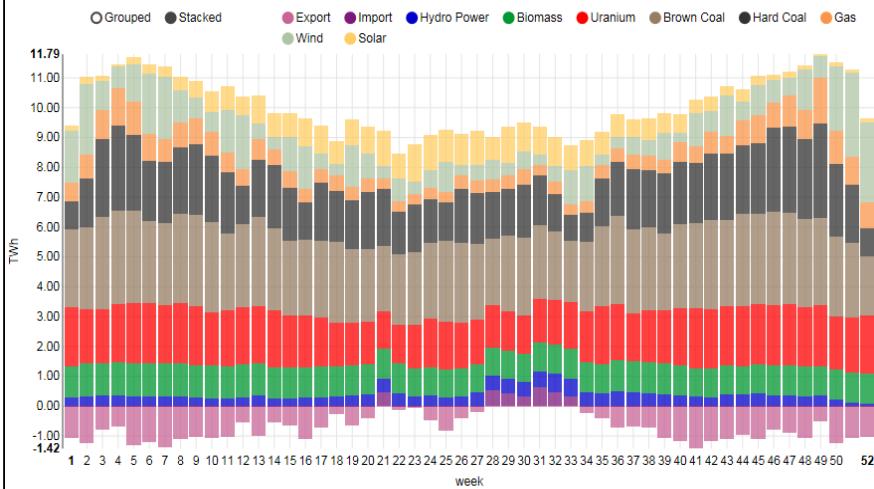
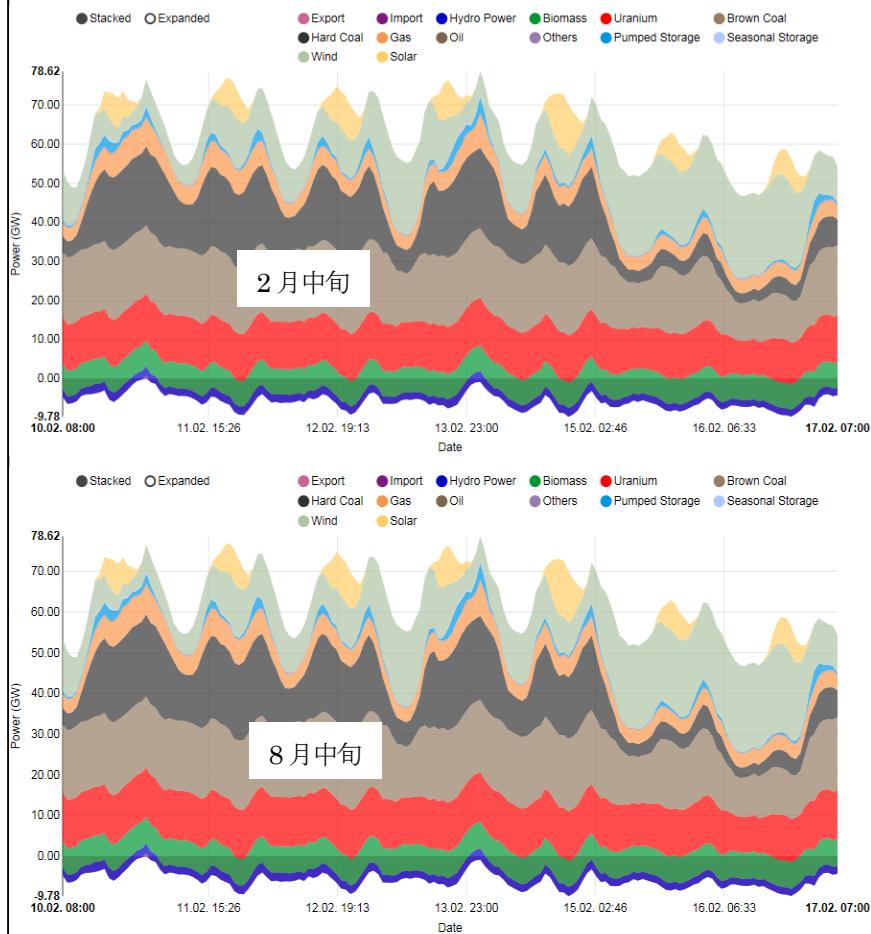


図 5-19 ドイツ 1 週間の発電量の変動サンプル (2014 年)

出所 : Fraunhofer ISE のウェブ ENERGY CHARTS



5.8 ドイツの太陽光発電の事例から学ぶこと

ドイツの実施から、約10年遅れで始められた日本の固定価格買取制度は、ドイツの経験から学ぶことがあります。前述と繰り返しになりますが、太陽光発電を対象に整理して示します。

＜危うい制度としての認識＞

太陽光発電の固定価格買取制度は、現状の発電コストの数倍の価格で、20年間に亘り電力を購入することを政府が保証するものです。法治国家ですから、買取費用が過大になったからといって、途中で止めるわけにはいきません。加えて、買取価格の設定が高すぎれば、太陽光発電設置の投資バブルが発生します。

かなり危うい制度です。買取価格は、余ほど慎重に設定する必要があります。ドイツは制度開始の初年度は、太陽光発電の当時の発電コスト（当時の設備価格に基づくコスト）より、少し低い値に買取価格を設定しました。初めての経験であり、危うい制度であることを認識し、慎重な対応を取ったものと思います。

一方、日本には、危うい制度としての認識が乏しく、ドイツで成功した制度と考えたのかもしれません。法律に「制度の開始から3年間は高い電力価格で買取り、発電事業者が充分な投資収益を確保できるようにする」と、恐らく政治が書きこんでしまったものと思われます。それを、再エネの推進者と発電事業者が悪用したように思われてなりません。

＜設備価格と電力買取価格＞

FITの狙いは、発電コストが高い太陽光発電を導入するために、発電電力を高い価格で買い取ってやることではありません。太陽光発電の市場規模を拡大することで、技術革新を速め、市場競争を活発にすることで、太陽光発電の設備価格低減を進めることができます。

2004年に引き上げられたFIT買取価格は、妥当な水準であったと思われます。太陽光発電の想定範囲の導入量であったことが、図5-12からは窺われます。太陽光発電の設備価格も低下していき、Qセルズ社のように急成長

して2007年は生産量で世界1位となるドイツ企業も現れました。

一方、日本では、国際的に見て太陽光発電の設備価格が高いことは、関係者は分かっていた筈ですが、高い設備価格をそのままに、太陽光発電の業界団体や発電事業者の要望にほぼ沿った高い買取価格が設定されました。それは、一般の電気使用者に、余分な負担を押し付ける結果となりました。

＜投資バブルの発生＞

固定価格買取制度は、安全確実な投資ですから、買取価格が高すぎれば、投資バブルが発生します。

ドイツの場合、バブルは安価な太陽電池モジュールを持った中国企業によりもたらされました。中国の多くの国営企業と同様に、需要を無視した過剰の設備投資をした中国の太陽電池メーカーが、安価なモジュールを販売したと報じられています。

図5-11に示される2009年頃からの急速の価格低下がそれです。図5-13に示されるように、買取価格を引き下げましたが、設備価格の低下に追いつかず、買取価格との較差が拡大し、バブルの様相を呈しました。

一方、日本では、前述の法律の規定に従い、高い設備価格をそのままに、意図的に高い買取価格が設定されました。やはりバブルが発生したことで、太陽光発電の認定量が急増したことを後述します。

＜外国のモジュール・メーカー＞

恐らくドイツは、買取制度を始める時には、中国の安価な太陽電池のメーカーの進出を想定していなかったでしょう。世界1位の生産量を誇ったQセルズ社は、中国勢との競争激化により、2012年4月には一旦倒産に追い込まれました。また、2013年6月には、EUと中国との間でダンピング問題にも発展しました。

日本の太陽光発電の買取制度には、太陽光発電モジュールの変換効率の基準があり、また、国内メンテナンス体制の確保が求められています。これらの規定は、安価な外国製品に対する意図もあるのかもしれません。国内市場が、外国メーカーに席巻されることを望むものではありません。しかし、電気

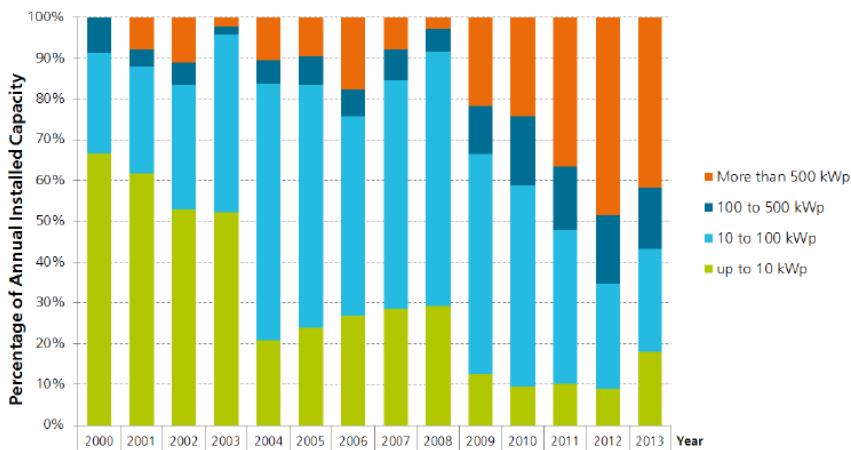
使用者の負担を考えれば、太陽光発電の設備価格が、先ず外国並みになることが重要であると思います。

＜メガソーラーの増加＞

図5-20には、ドイツで各年に設置された太陽光発電を、設備kW範囲毎の設置kW割合を示しました。設置量が少なかった2000年代の初めには、屋根設置の容量が小さい設備が多くを占めていました。しかし、太陽光発電の設置量が急増した2009年以降は、地上設置の大容量設備の割合が増加しています。投資対象の太陽光発電は、大容量の設備になります。また、屋根設置の設備は、環境保護に積極的な住宅が一巡すれば、新たな設置は減少します。

図5-20 ドイツの各年設置の太陽光発電の設備サイズ構成

出所：フランホーファ ISE, Photovoltaics Report, 24 Oct. 2014



日本の太陽光発電は、固定価格買取制度が始まる前は、殆どが屋根設置の数kWの設備でした。しかし、太陽光発電が投資と見做されれば、日本でもメガソーラーが増加することになります。

屋根設置の場合には設置スペースが限られるためね、太陽光発電モジュー

ルの変換効率を高めることが重要になります。しかし、地上設置の場合には、変換効率が高いことよりも、kW当たりの設備価格が安いことが重要になります。

また、太陽光発電は、少なくとも20年間は使用するものです。広い面積を占有するメガソーラーが、無計画に多数設置されると、種々の問題を起こすことは想像に難くありません。現在は、メガソーラーに対して、自治体が環境条例を制定する程度ですが、世界的な食料問題が起きれば、メガソーラーと農業生産が競合する事態も考えられます。日本は平地面積が限られており、メガソーラーについては計画的設置が必要であると思います。

＜認定時の買取価格＞

ドイツの固定価格買取制度（FIT）では、発電事業開始時点のFIT買取価格が適用されています。それに対し、日本では設備認定時点のFIT買取価格が適用されます。そのため日本では、認定だけ先にとり、設備価格が低下してから設備を建設する事業者が現れ大きな問題になっています。

日本のFITの制度設計の際には、ドイツの制度を充分に調査したはずです。なぜ、ドイツと異なる制度となったのか、調べてみましたが、分かりませんでした。

電力の買取価格が決まってから、発電事業の計画を詰めたほうが、発電事業者にとって都合が良い事は分かります。しかし、前例に倣うのが、お役所仕事の基本ですから、ドイツと異なる制度とする場合には、問題が起きないか検討したはずです。これも、発電事業者の都合を優先したためと思わないわけにはいきません。

＜なぜドイツの事例が活かされなかったか＞

最後に、なぜ、ドイツの事例が、日本の固定価格買取制度に活かされなかったかを考えてみます。

再生可能エネルギーの導入は、中長期的に考えるべきことです。過大な国民負担を伴う制度でもない限り、2、3年で実質的成果を期待することは無理なことです。それにも拘わらず、拙速に太陽光発電の導入を推進した背景に

は、二つの理由があるように思います。一つは、政治が単純に早期の成果を求めたのだと思います。もう一つは、東日本大震災の後、再生可能エネルギーで原発を代替できるとする再エネ推進者の主張の可否に、実績で答えを出し、原発の再稼動を進めようとしたのではないかと思います。その結果、後述するように、一般の電気使用者に過大な負担をもたらすことになりました。

次に、固定価格買取制度の危うさに対する浅薄な認識と、太陽光発電の国際的設備価格の情報の欠如が挙げられると思います。その結果、高い電力価格で買取り、発電事業者に充分な収益を約束する法律の規定が生まれたのではないかと思います。その結果は、想定を遥かに超えるメガソーラーの認定量を発生させることになりました。

その他に、多くの問題に係わるものとして、一般の電気使用者の負担増加よりも、発電事業者や太陽光発電メーカーの収益が優先されたように思われることがあります。

また、政治主導の制度であったことも理由の一つのように思われます。政治主導を否定する訳ではありませんが、政治は充分詳しい知識が無いことを自覚して、官僚を活用することが重要です。お役所仕事の基本は、前例主義ですから、官僚に遣らせれば、ドイツの事例が活かされただろうと思われます。

5.9 日本の太陽光発電の買取制度の実績

＜危惧が現実に＞

全量買取制度による太陽光発電の導入実績は、危惧されたことがそれ以上の規模で現実になったショッキングな結果と言えると思います。先ずは、太陽光発電の買取制度の実績を紹介します。

図5-21には、買取制度による認定設備容量の累計値と、運転を開始した設備の累計設備容量を示しました。買取制度では、10kW未満の設備と、10kW以上では、発電電力の調達期間と調達価格が違っています。図5-21には、10kW以上の設備を1000kWまでと、それ以上に分けて示しました。

1000kW以上は文字通りメガソーラーと呼ぶべきものです。データは経済産業省の毎月のプレスリリースを集計したものです。

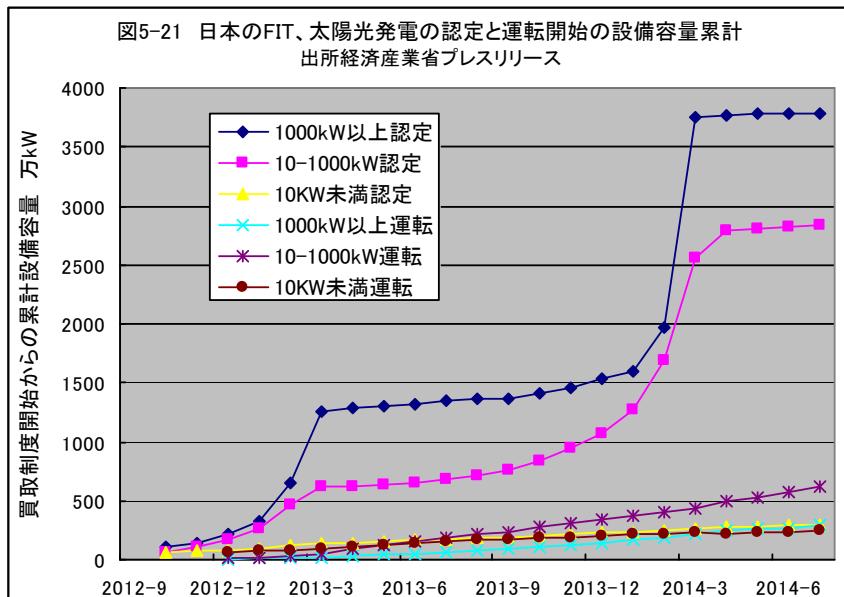


図5-21で、10kW以上の認定量の累計とその他の項目では、非常に大きな差があります。それは、10kW以上の認定量が、想定よりも遥かに大きくなつたためです。

10kW以上の認定量累計と、運転を開始した設備の累計にも、大きな差があります。また、調達価格の見直しが行われる直前の年度末に、認定量が急激に増大していることも分かります。

それらの理由は後述するとして、実績の数値を紹介しておきます。全量買取制度の開始以降の実績として、執筆時点で最新の2014年7月末の値は、認定容量累計では、10kW未満が300万kW、10kW以上が6,634万kW、その内1,000kW以上が3,789万kWです。一方、運転を開始した設備容量の累計では、10kW未満が248万kW、10kW以上が914万kW、その内1,000kW以上が290万kWです。

10kW 以上の設備の認定容量累計は、10kW 未満の設備の実に 22 倍です。全量買取制度の開始により、大規模な太陽光発電の計画が急増したわけです。

また、10kW 未満の設備では、運転を開始した設備の比率は、認定量の 83% を占めていますが、10kW 以上の設備では認定量の 14% に過ぎません。2013 年度末に認定された大規模設備の建設、運転が済んでいないのは当然としても、2012 年度末に認定されて設備の多くも、運転を開始していなように思われます。

＜買取価格＞

主題に入る前に、再生可能エネルギーの買取制度について、少し紹介しておきます。表 5-1 には、再生可能エネルギーの調達期間と調達価格を示しました。本項で論じるのは太陽光発電だけですか、その他の再生可能エネルギーについても併記しました。

表5-1 再生可能エネルギーの買取制度の買取期間と買取価格

電源		調達期間 年	調達価格(税抜き) 円/kWh		
			2012年度	2013年度	2014年度
太陽光	10kW以上	20	40	36	32
	10kW未満(余剰買取)	10	42	38	37
風力	20kW以上	20		22	
	20kW未満	20		55	
地熱	1.5万kW以上	15		26	
	1.5万kW未満	15		40	
中小水力	1,000kW以上 30000kW未満	20		24	
	200kW以上 1,000kW未満	20		29	
	200kW未満	20		34	
既存誘水 路活用中	1,000kW以上 30000kW未満	20			14
	200kW以上 1,000kW未満	20			21
	200kW未満	20			25
バイオマス	メタン発酵ガス	20		39	
	間伐材等由来の木質バイオ	20		32	
	一般木質バイオ・農作物残さ	20		24	
	建設資材廃棄物	20		13	
	一般廃棄物・その他のバイオ	20		17	

表 5-1 からは、初年度の太陽光発電の買取価格が、他の再生可能エネルギーに比べて高いことが分かります。大型の風力発電の約 2 倍です。また、10

kW未満の太陽光発電に比べ、10kW以上 の設備は随分優遇されています。

10kW未満の太陽光発電は、主に住宅の屋根に設置された設備で、2009年11月から先行して実施されている余剰電力買取制度が、そのまま延長されました。家庭で使用した残りの電力のみを買い取るもので、買取期間も10年間と半分です。メガソーラーにもスケール・メリットがあることを前述しましたが、10kW未満の買取価格は、10kW以上と殆ど差がありません。その言い訳として、10kW未満の余剰電力買取制度には、国や自治体による補助金制度があることが述べられていましたが、それだけでは、とても不充分です。

5.5項で紹介した、制度の開始から3年間は高い電力価格で買取り、発電事業者が充分な投資収益を確保できるようにする法律の規定が、大規模太陽光発電の事業者やその他の関係者に利用された結果です。

太陽光発電だけは、初年度の買取価格が高過ぎることが認識され、毎年引き下げられています。

＜発電開始までの流れ＞

買取制度の適用を受けて、再生可能エネルギー発電を行う場合には、発電設備・発電事業の計画を立て、経済産業省に設備認定の申請をして、認定を受けます。認定時の電力買取価格が、20年間などの調達期間に亘り適用されます。

それと並行し、電力を買い取る電力会社に、電気の接続可否の事前相談を行った上で、電力会社に正式なアクセス協議を依頼し、特定契約、接続契約を申し込みます。その上で、資金調達、設備発注、建設、完成、試運転を経て、電力供給開始の運びになります。

＜認定量と運転開始量の差＞

発電までの上述の流れにより、認定時と運転開始時には、かなりの時間的ずれが生じます。また、認定申請は無料であり、調達価格は毎年引き下げるだろう事は分かっていますから、取り敢えず認定を取得しておこうとする事業者も現れます。そのような事業者の中には、設備建設を取り止める事

業者も出てきます。

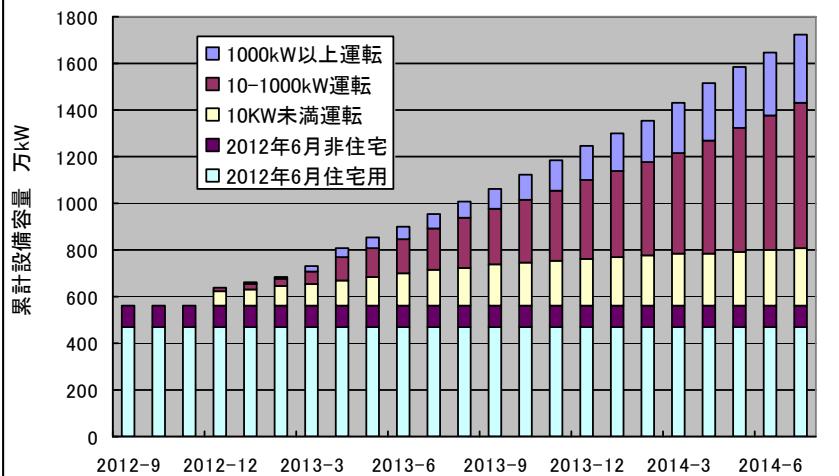
更に問題なのは、意図的に発電設備の建設を遅らす事業者です。買取制度は、発電設備の価格の引き下げを狙いとしたものです。調達価格が高いうちに認定を取り、設備価格が低下してから設備を発注すれば、事業収益を大きくできます。買取制度の開始時には、そのような事業者への対策が講じられていませんでした。認定量と運転開始量の違いには、それらのものが含まれています。

なお、最近電力会社が再生可能エネルギー電力の買取を拒否した、とマスコミで報じられたのは、電気接続の事前相談や正式のアクセス協議依頼で、新規接続の回答を保留したものとのようです。

＜運転開始設備量＞

買取制度による太陽光発電について、運転を開始した設備容量の累計から見ることにしましょう。図5-22には、全量買取制度が始まる前の、2012年6月末の住宅用太陽光発電と、非住宅用の累計値を併記しました。

図5-22 日本のFIT、太陽光発電の運転開始設備容量累計の推移
出所：経済産業省プレスリリース



2014年7月末の全量買取制度による累計値は1,162万kWで、全量買取

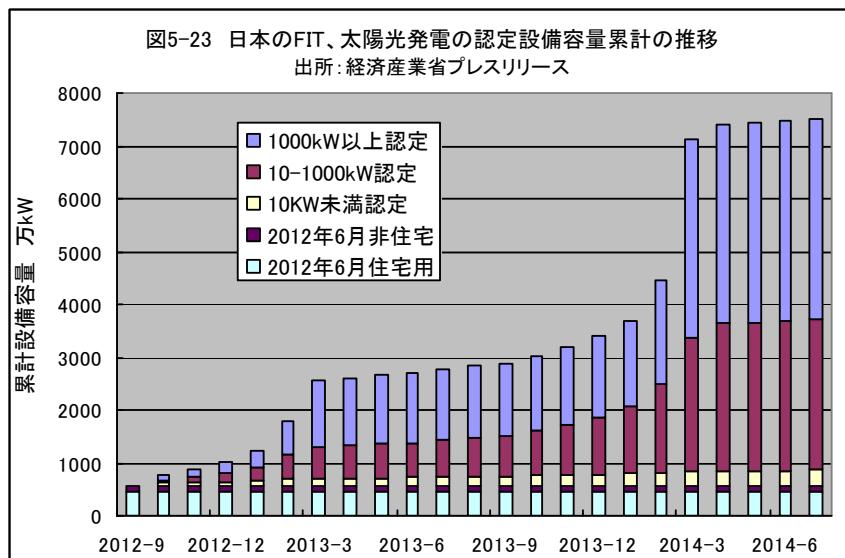
制度が始まる前の値は 560 万 kW です。買取制度により、2 年間で設備容量が約 3 倍に増大したわけ、買取制度が有効であったことを示しています。但し、驚くほどの増加ではありません。

10kW 未満は、従来の余剰電力買取制度が、そのまま延長されただけで、優遇策が加わったわけではありません。そのため、増加量もあまり大きくはありません。

一方、10kW 以上の設備は、2012 年 6 月末までは買取制度がなく、設備容量は僅かでしたが、全量買取制度が始まったことで、顕著に増加したことが分かります。

＜認定量＞

図 5-23 には、認定設備容量累計の推移を示しました。上図と比べて、縦軸の目盛りが大きくなっていることに注意して下さい。認定容量に全量買取制度が始まる前の値を加えると、2014 年 7 月末の値は、7,490 万 kW になります。運転開始設備の同様の値は 1,720 万 kW ですから、その 4.4 倍です。



10kW 以上の設備の認定量には、買取価格引き下げ前の年度末の駆け込み

認定が極めて多いことが分かります。

大規模な太陽光発電については、認定だけ取得し、その後の投資判断で発電を取り止めるケースもかなりあると思われますが、この認定量の大きさがどの程度の影響を持つものか、次の項で考えてみます。

5.10 日本の太陽光発電の大きな認定量の影響

全量買取制度で認定された太陽光発電の量は、実施前に想定された値に比べ、極めて大きなものです。太陽光発電の導入が進んだと、喜んでいる場合ではありません。認定量が大きく、20年間に亘り買取り続ける費用負担が過大だったとしても、法治国家である日本では、認定を取り消すことはできません。

認定量の一部、若しくは、かなりの部分は、実際に発電設備の設置に至らないかもしれません。その調査が行われているようですが、全容は公表されていないようです。

＜認定量の大きさ＞

太陽光発電の認定量の全量が発電を行う場合について、その影響を示します。10kW未満の太陽光発電は認定量が少ないと加え、余剰電力を10年間だけ買い取るもので、その影響はそれほど大きくありません。10kW以上の太陽光発電の6,633万kWの認定量について検討することにします。

百万kW級原発66基分というような不正確な表現がテレビなどで報じられますが、充分な日照がある時だけのことです。年間の発電電力量で評価すべきです。

日本では、太陽光発電の設備利用率は12%として評価するのが一般的です。その場合、年間発電量は697億kWhになります。日本の年間の総発電電力量は約1兆kWhですから、その7%です。

百万kW級原発と比較するなら、原発の設備利用率には議論がありますが、70%が一般的の値です。1基の年間発電電力量は61億kWhになりますから、認定された太陽光発電は11.4基分です。

＜太陽光発電の電力比率＞

天候により発電量が変動する太陽光発電や風力発電の比率が大きくなると、電力システムには、電力需給を調整する変動対策が必要になると言われています。今回認定された太陽光発電が、全て発電を行う場合の太陽光発電の比率がどの程度になるかを調べてみました。

昼間の電力需要が最も高くなるのは、一般に8月中旬の冷房負荷が最高に達する日です。一方、昼間の電力需要が最も低いのは、5月の連休中と言われます。太陽光発電は優先的に発電を行う設備ですから、その比率が最も高くなるのは、昼間の電力需要が最も低く、且つ、日照が良好な日です。

電力系統利用協議会が発行している ESCJ 年報によれば、電力需要が1年間で最も小さい5月の連休中では、昼頃の電力需要は、年間単純平均電力の80%前後です。年間総発電電力量を1兆kWhとすると、年間単純平均電力量は1億1,416万kWですから、その80%は9,130万kWになります。およそこの値が、日本の昼頃に発生する、年間で最も低い電力需要です。

一方、図5-17に示したように、固定価格買取制度の開始前の値に認定量の全てを加えた値は7,490万kWです。最低電力需要の昼間に、日照状態が良好で認定量の全てが発電を行うと、太陽光発電の比率は実に82%に達することになります。

電力システムに、どの様な変動対策を講じれば、そのように高い太陽光発電の比率を受け入れることができるのか、私には知見はありませんが、驚異的な値であることは理解できると思います。

＜電力の買取費用＞

次に、太陽光発電の認定量が全て設備して発電する場合に、買取期間の20年間にどれだけの買取費用が掛かるかを示します。買取費用が大きい10kW以上について検討します。

表5-2には、各年度の認定量、設備利用率を12%とした年間発電電力量、買取単価および20年間の総買取費用を示しました。3年間の総買取費用は、税抜きで51兆5,000億円です。買取費用と発電電力量から逆算した平均の

買取単価は36.9円/kWhになります。

表5-2 太陽光発電の固定価格買取制度
10kW以上設備の認定量(2014年7月末実績)に基づく試算

項目	24年度分	25年度分	26年度分	合計	備考
認定容量 万kW	1,868	4,436	330	6,634	
年間発電量 億kWh	196	466	35	697	利用率12%
買取単価(税抜) 円/kWh	40	36	32	36.9	
総買取費用(20年間) 兆円	15.7	33.6	2.2	51.5	

5.11 太陽光発電の導入想定量と認定量の乖離

10kW以上の太陽光発電の認定量が非常に多いことを述べてきましたが、買取制度の開始時に、導入量をどの程度に想定していたかを見ることにしましょう。国の制度であり、国民負担を伴うものですから、再生可能エネルギーの導入量の想定があったはずです。

その種の情報として、買取価格を検討した「調達価格等算定委員会」の委員会資料「サーチャージ額の試算」があります。

＜サーチャージ＞

ここでサーチャージとは、再生可能エネルギーの電力を高い価格で買い取ることにより余分に掛かる費用を、再生可能エネルギーの促進付加金として電気料金に上乗せする金額のことです。

サーチャージ単価=(買取総額-回避可能費用)／想定される総需要電力量

回避可能費用とは、電力会社が太陽光発電の電力を買取ることで、発電電力量を減じ、燃料費などの支出を減らすことができる額です。

固定価格買取制度の2012年度導入分のサーチャージの額について、「サーチャージ額の試算」には、下記のように記載されています。再生可能エネルギー導入の標準ケースを設定し、その前後に幅を持たせた試算値であると記されています。

■サーチャージ額 約0.2円/kWh～0.4円/kWh程度

■月額の電気料金7,000円の標準的家庭(300kWh/月)で、一月当たりのサーチャージ額 概ね70～100円程度

買取制度による初年度の再生可能エネルギーの導入により、平均的な家庭で、月の電気料金が70～100円くらい高くなることが想定されていたわけです。

＜導入想定量＞

上述の資料には、サーチャージ額を試算した再生可能エネルギー導入の標準ケースが記載されており、それを表記して表5-3に示しました。

表5-3 固定価格買取制度、2012年度の導入見込量

出所：調達価格等算定委員会の資料「サーチャージ額の試算」、2012年4月

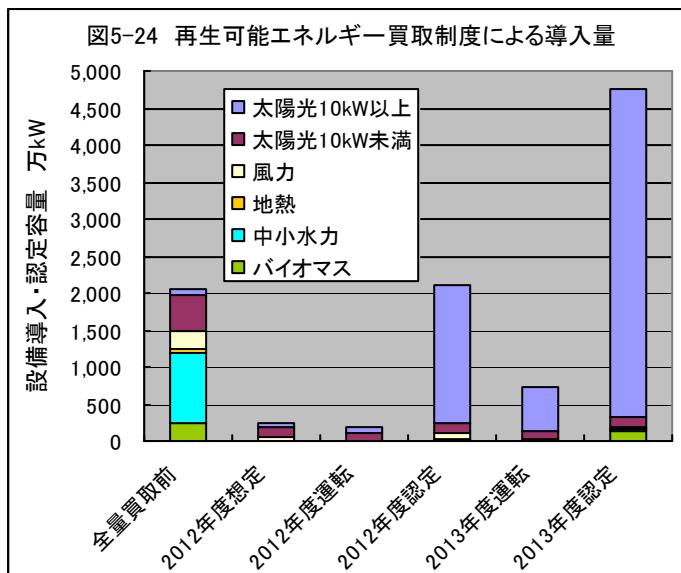
電 源	2012年度導入見込量	導入見込量の仮定
太陽光 10kW以上	50	7月～年度末までに50万kW増加
太陽光 10kW未満(余剰買取)	150	対前年度で4割の伸び
風力	38	年度導入量が5割増加
地熱	0	
中小水力 1,000kW以上	2	7月～年度末までに2万kW増加
中小水力 1,000kW未満	1	年度導入量が5割増加
バイオマス	9	年度導入量が5割増加
合 計	250	初年度で250万kWの増加

10kW未満の太陽光発電が約150万kWと一番多く、次が10kW以上の太陽光発電で約50万kW、風力発電が38万kWと続きます。その他の電源については、僅かな導入量しか想定されていません。

発電容量の合計は250万kWですが、太陽光や風力という設備利用率が低い発電が中心ですから、年間の発電電力量を計算すると、国内総発電電力量の0.3%程度のものです。それにより、月額電気料金が70～100円くらい高くなるということです。

＜想定量と実績の比較＞

図5-24には、全量買取制度が始まる前の2012年6月末の再生可能エネルギーの累積導入量、2012年年度の導入想定容量、2012年度に運転を開始した導入設備容量、2012年度に認定を受けた設備容量、同様に2013年度の運転開始と認可の設備容量を示しました。



2012年度の運転開始設備容量は177万kWであり、制度開始あたり想定した250万kWに概ね近い値です。

一方、2012年度の認定量は2,108万kWで、その大半は10kW以上の太陽光発電です。7月から始まった制度ですから、殆どのメガソーラーは、翌年の3月末までに発電を始められないと想定したものと思います。しかし、サーチャージ額の試算は、負担がどの程度になるかを示したものだから、このように大きな認定量が想定されたのなら、認定量に基づくサーチャージ額も示すべきであったと思います。恐らく、このように大きな認定量は、想定していなかったものと思います。

＜買取価格の引き下げ＞

2013年度の認定量は、4,755万kWと2倍以上に増加しました。10kW以上の太陽光発電の買取価格が、適切な値ではなかったためでしょう。

調達価格等算定委員会の資料を見ると、2013年度の買取価格は、2013年の1月21日から3月11日までに4回の委員会が開催され、買取価格の委員

長案が出されています。委員会で参照した導入状況のデータは、2012年11月末までのようです。2013年3月末に、10kW以上の太陽光発電の駆け込み認定が大量にあったことは考慮されず、買取価格は40円/kWhから36円/kWhへ10%だけ引き下げられたものと想像されます。

2013年4月以降になれば、10kW以上の太陽光発電の認定量が異常に多く、買取価格の設定が妥当でないことが分かった筈です。しかし、2014年度の買取価格の設定にも、特に対策は講じられませんでした。2014年の秋になり、やっと買取制度の見直しの議論が始められました。

＜制度運用に関する反省＞

日本が全量買取制度を始めた2012年7月時点には、ドイツの太陽光発電の設備単価は、日本の半値以下に低下していたことを前述しました。

ドイツのFITの買取価格も、地上設置太陽光発電は13.1ユーロセント/kWhまで引き下げられていました。当時の為替レートの約100円/ユーロで換算すると、13.1円/kWhになります。今の為替レートの140円/ユーロで換算しても18.3円/kWhです。3年間の日本の買取単価の平均は、前述したように36.9円ですから、ドイツに比べて2倍です。買取費用も2倍掛かるということです。

日本の全量買取制度では、制度開始3年間は、高い価格で買い取ることが法律で規定されたことを前述しました。もし、6～7年掛けて、同じ認定量を達成する計画とし、初年での買取価格をもっと低く設定すれば、総買取費用は大幅に低減できたはずです。太陽光発電を短期間で大量に導入する必要性は無かつたと思います。

法律を作った議員や関係者が、早期に成果を出すことに拘り、国民負担を低減する視点に欠けていたように思います。ドイツの先行事例があったのですから、よく考えればできた筈で、残念です。今となっては、認定されたものの多くが、設備化を断念することを願うだけです。

6. ガス火力は期待に応えられるか

CO₂排出削減のためには、石炭火力はガス火力に転換されることになります。脱原発で失われる電力を供給するのも、当面はガス火力の増強になるでしょう。将来、再生可能エネルギーに全面的に転換する場合にも、変動する風力や太陽光発電の電力量のもとで、電力需要に合致するように発電量を調整するのは、主にガス火力と思われます。

ガス火力は、温暖化防止の主役、準主役を担うことが期待されています。シェールガス革命により、期待は更に高まっています。本項では、ガス火力が、温暖化防止にどこまで応えられるかを考えてみたいと思います。

6.1 天然ガス利用の現状

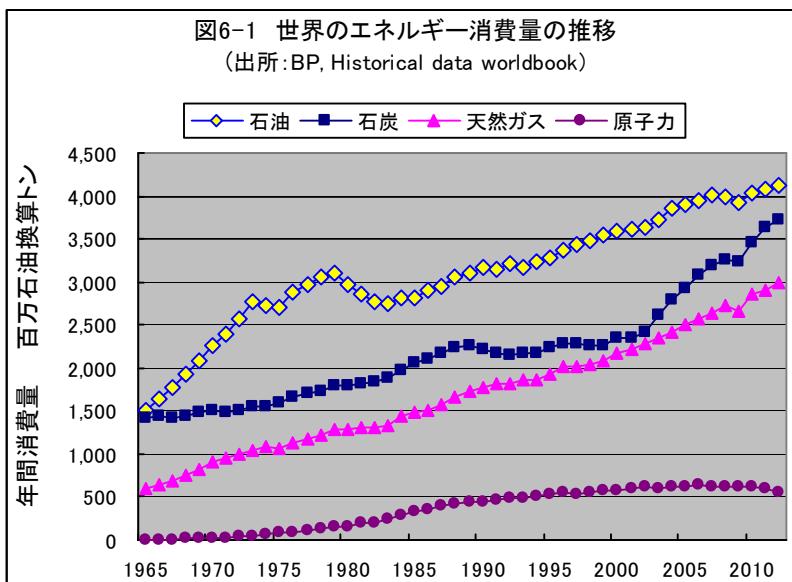
多くの国にとって、必要なエネルギーの総量を確保することが課題です。例えば、石炭を止めて天然ガスや再生可能エネルギーに転換することは、発展途上国にとって贅沢な願望と思われます。天然ガスがどの様に利用されてきたかを見ることから始めたいと思います。

＜世界の一次エネルギー消費＞

図 6-1 に、主要エネルギーの世界の消費量の推移を示しました。何れのエネルギーも、全般的に見れば増加しています。1960 年代には、石炭から石油へのエネルギー転換が起きました。1965 年に、石炭と石油の消費量が逆転しています。使用上便利な石油は、以後、急速に消費量を伸ばします。しかし、1970 年代の 2 度のオイルショックにより、石油消費は抑制されます。発電などの用途には、他のエネルギーが使用されるようになりますが、自動車など移動体燃料には、石油以外では原則対応できません。モータリゼーションの進展などにより、石油消費は、以前ほど増加率は高くありませんが、増加を続けています。

石炭は、消費量で石油に抜かれた後も、緩やかに増加を続けています。これは主に、多くの国が経済成長で必要となるエネルギー需要の増大を、自国で産出する石炭により充足した結果です。2000 年初め頃から石炭消費が急増

しているのは、中国が急速な経済成長で必要となるエネルギーを自国の石炭で賄ったためです。中国は、エネルギー消費でも、温室効果ガスの排出でも、世界に大きなインパクトを与える大国になっています。



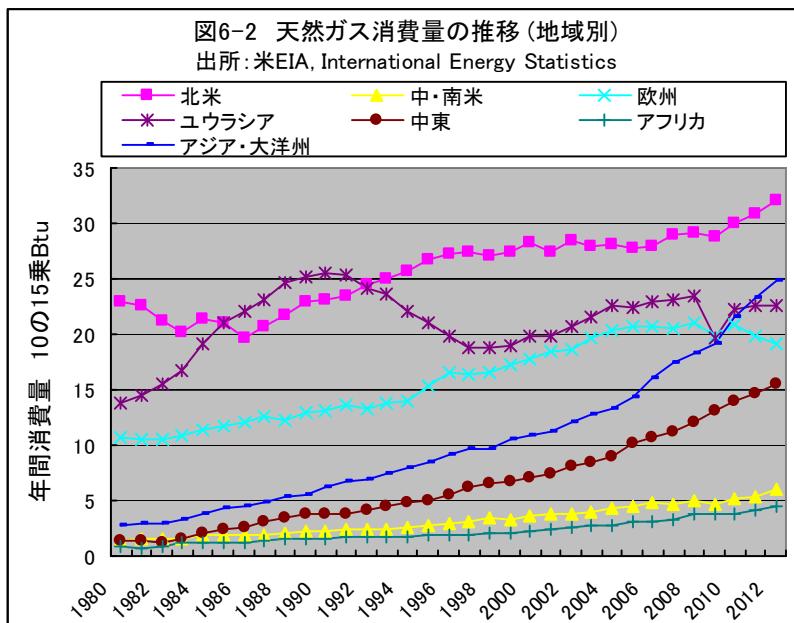
原子力は、1970年頃から実質的に増加を始めました。3章に記載したように、オイルショックによる石油消費の抑制に対し、エネルギー供給の一翼を担ったと言えると思います。エネルギー問題で、安定供給は最重要事項であり、エネルギーの多様化が優先的な対策です。

主題の天然ガスは1965年時点では、石油の約1/3の消費量ですが、以後、ほぼ直線的に増加しています。石油消費の抑制を補うものですが、クリーンで使い易いことが、消費量の増加を促進したものだと思います。しかし、地域別、国別に見れば、状況は一様ではありません。

＜天然ガス＞

以下、米EIAのInternational Energy Statisticsのエネルギー統計を用いて、天然ガスの消費量の推移を見ることにします。同統計には、世界218の

国と地域のデータが収録されています。図6-2には地域別の天然ガス消費量、図6-3には、一人あたり消費量を示しました。なお、熱量単位は、原典の Btu(= 0.252kCal)をそのまま用いています。



北米とユーラシアは、地域総量でも1人あたりでも高い消費量です。北米地域では、米国、カナダ、メキシコが、天然ガスの高い生産量です。一人当たりの消費量が高いのは、主に、エネルギー消費大国の米国の状況を反映したものでしょう。一人当たりの消費量の増加はみられません。

ユーラシアは旧ソ連邦に属した15カ国です。ソ連時代からの天然ガスのパイプライン・システムに組み込まれています。5カ国が生産・輸出をしており、その中でロシアは一桁高い生産量です。両地域とも、一人当たりの消費量では、ほとんど増加はみられません。

欧州は、2005年前後まで、天然ガス消費量のほぼ一貫した増加が見られます。石炭から天然ガスへの転換の結果と思われます。欧州で天然ガスの生産

量が高いのは、ノルウェー、英国、オランダで、前2者は北海油田からの生産です。また、ロシアからもパイplineで天然ガスの供給を受けています。欧州には天然ガスのパイpline網があり、それにより各国が天然ガスを利用しています。

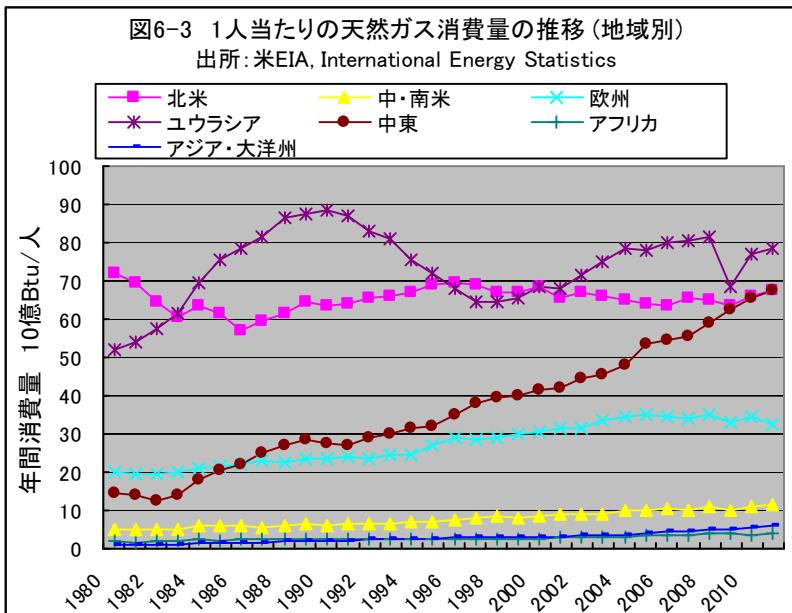


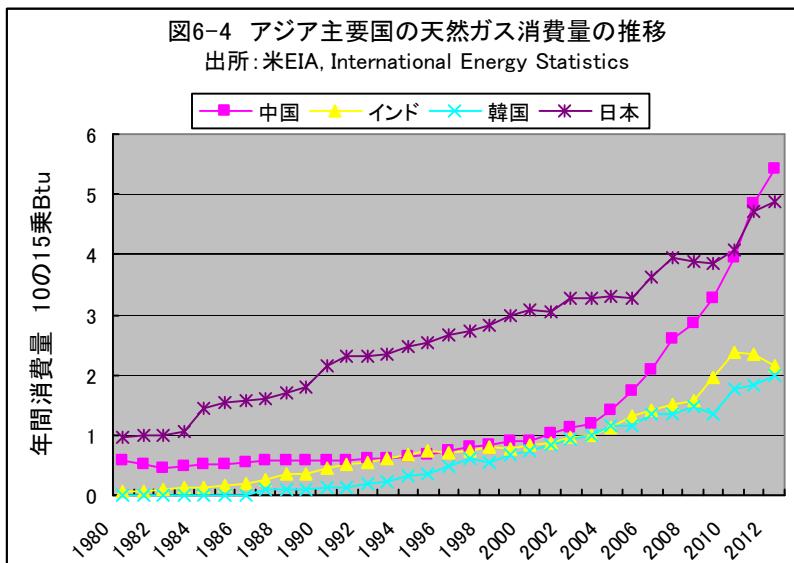
図6-2で、アジア・大洋州、中東、中・南米、アフリカは、1980年時点での天然ガス消費は、他の地域に比べてかなり低い水準だったことが分かります。その後、中東の産油国は、それまであまり利用されていなかった天然ガスを利用するようになったことで、消費が増大したものと思います。

その他の3地域は、1人あたりの天然ガス消費量では、他の地域に比べて随分低い水準です。

＜アジアの主要国＞

アジアで天然ガス消費量の多い国として、中国、日本、インド、韓国のデータを示しました。なお、それ以外には、インドネシア、マレーシア、パキ

スタン、タイなども天然ガスの生産国で消費量の多い国です。図6-4は総消費量、図6-5は1人あたりの消費量の推移です。



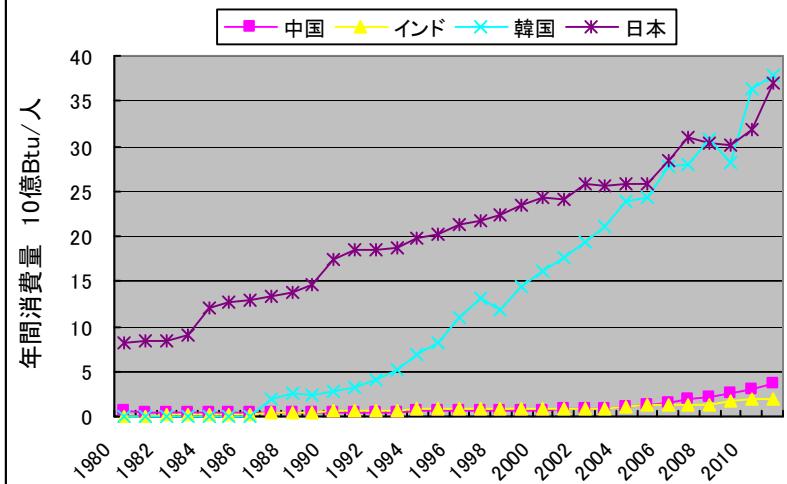
総消費量のグラフで、中国の天然ガス消費量が、2000年初め頃から急増していることが目付きます。中国は、急速な経済成長で必要になるエネルギーの確保が課題になっています。主に、国内で算出する石炭に依存してきたのですが、天然ガスもその一部を担っています。中国は天然ガスの生産国ですが、輸入量もかなり増加しています。

その他の3カ国も、天然ガスの消費量が増加しています。韓国は1980年代後半から、天然ガスの本格的な消費が始まりました。日本と同様に天然ガスをLNGで輸入しています。

1人あたりの消費量のグラフでは、様相はかなり異なります。日本や韓国に比べて、中国とインドの1人あたりの天然ガス消費量は、極めて小さいことがわかります。これらの国が経済成長すれば、天然ガス消費も大幅に増大することを意味しており驚異です。

図6-5 アジア主要国の人一人当たりの天然ガス消費量

出所: 米EIA, International Energy Statistics



＜石炭から天然ガスへの転換＞

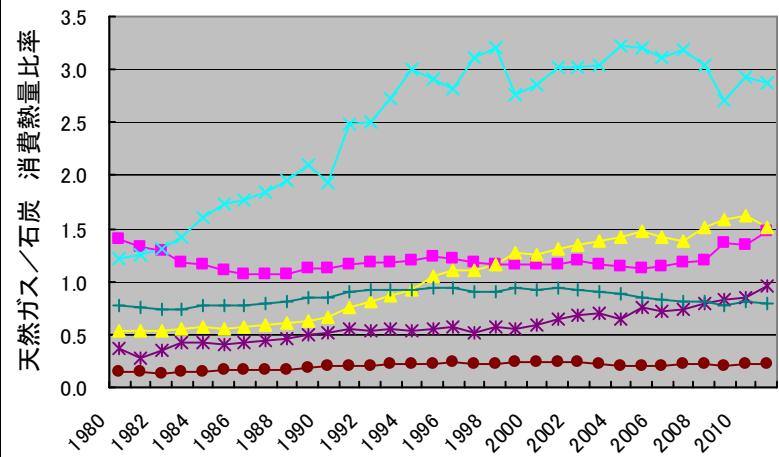
温暖化防止の観点で、石炭から天然ガスへのエネルギー転換が進んでいるかを見てみましょう。天然ガスと石炭の消費量の熱量比率の推移を調べました。図6-6は地域別のグラフ、図6-7はアジア主要国のグラフです。なお、1980年時点で、中東地域での石炭消費量に対する天然ガスの比率は49倍です。また、中・南米は、中東ほどではありませんが、その比率は3.3倍です。両地域は、以前から石炭消費量が少なかつたので、グラフから除きました。

図6-6に示されるように、世界全体での石炭に対する天然ガス消費の比率は0.74～0.93の範囲で、石炭から天然ガスへの燃料転換が進んでいる訳ではありません。

ユーラシアでは、1980年に天然ガス/石炭の比率が1.2倍だったものが、1990年代半ばには3倍前後に増加しています。これは、旧ソ連圏での天然ガス供給システムの整備の結果で、温暖化防止を目的としたものではありません。

図6-6 地域別の天然ガスと石炭の消費比率の推移

出所:米EIA, International Energy Statistics



欧州では、1990年頃から天然ガス/石炭の比率が増加しています。この間、英国では石炭から北海油田から生産される天然ガスへの転換が進みました。また、東欧諸国で温暖化防止を考慮した石炭から天然ガスへの転換も大きく影響しています。

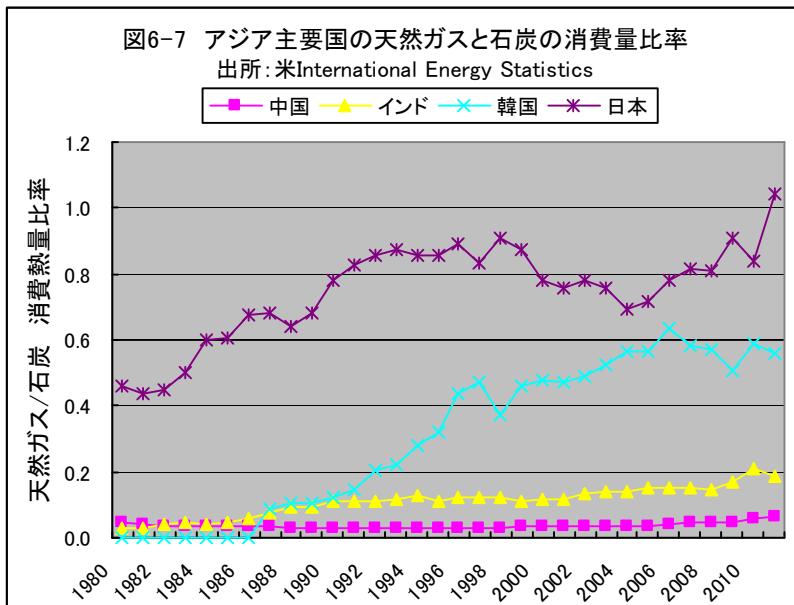
北米地域では、石炭から天然ガスへの顕著な変化はみられません。但し、近年の天然ガス消費の増加は、シェールガス開発の影響かもしれません。

アフリカでは天然ガスの比率が増加しています。天然ガス生産国での消費量が増加しているためと思われます。

アジア・太陽州では、グラフ上は天然ガス比率の増加はほとんど認められませんが、図6-7に4カ国のデータを示しました。日本は、1990年頃から、天然ガス/石炭の比率は0.8前後で推移していました。2011年には原発停止の影響を受け、天然ガスが増加しています。

韓国は、1986年からエネルギー・ミックスに天然ガスを加えました。その

後、天然ガスの輸入が増加したこと、比率が高くなっています。なお、韓国は、京都議定書の温室効果ガス削減国ではなかったため、温暖化防止のエネルギー政策には注力していなかったように思います。



中国とインドは、石炭に対する天然ガスの比率が、かなり低いことが分かります。経済成長に伴うエネルギー需要の増大を、主に自国で算出する石炭に依存してきたためです。近年、特に中国は、増大するエネルギー需要を如何にして賄うかが課題になっており、石油や天然ガスの輸入拡大に努めています。一方、PM2.5などの環境問題から、石炭使用は抑制されていくものと思われますが、温暖化防止の観点でのエネルギー政策が実効性を持つのは先のことでしょう。

6.2 天然ガスの輸入

天然ガスはクリーンで、都市ガスとして利用すれば便利なものです。生産

国はいいのですが、輸入するのは簡単ではありません。天然ガスの輸入は、パイプラインによるか、LNGで輸入することになります。また、都市ガスとして利用するのにはインフラ整備が必要であり、国内に普及できるのは先進国に限られるでしょう。

＜国際パイプライン＞

隣国からパイプラインで輸入する場合はまだよいのですが、第三国を経由する場合はかなり面倒です。国際紛争に際して、供給を停止されたり、時には攻撃目標になる可能性もあります。国際パイプラインで輸入する場合には、戦略的な配慮が必要になります。

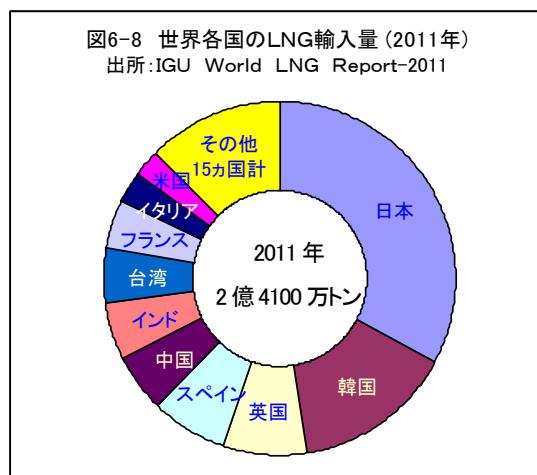
＜LNG輸入＞

一方、日本のような島国や、国際パイプラインの建設が困難な場合には、LNGで輸入することになります。日本は先進国そのため、気軽にLNG輸入と言いますが、多くの国にとって簡単ではありません。LNGは、天然ガスをマイナス162℃に冷やして液化するものですから、ちょっと考えれば、簡単ではないことが想像できると思います。

生産国は、1千億円単位の大規模な投資により、液化プラントを建設することが必要になります。

輸入国は、低温のLNGを輸送する専用のLNG船を用意することが必要です。また、輸入したLNGを貯蔵するための低温タンクも、原油タンクやLPG球形タンクに比べて高価なものです。

LNGを輸入するためには、天然ガスの生



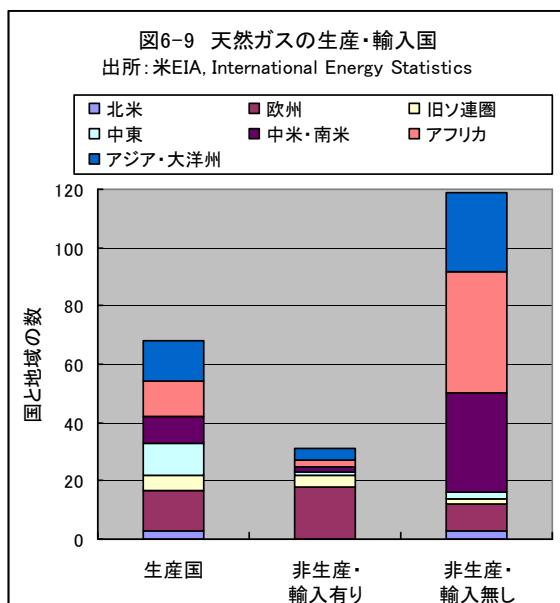
産国と輸入国の双方に多額の投資が必要になります。そのため、通常、長期の輸入契約を結んで、LNG が生産、輸入されます。スポット市場もありますが、東日本大震災での原発停止による LNG の突発的調達のようなケースは、それほど簡単ではないと思います。

図 6-8 に、天然ガスを LNG で輸入している国を示しました。2011 年の実績で、LNG 輸入国は 25 カ国で先進国が多くを占めています。日本は、世界の LNG の実に 1/3 を輸入しています。LNG 輸入大国が、原発の停止により、更に追加輸入をしている訳です。LNG 取引についての知見はありませんが、素人目には、エネルギー・セキュリティーの面で甚だ脆弱であるように思われます。

＜天然ガス輸入国＞

経済力が乏しい発展途上国にとって、天然ガスの輸入は簡単ではないと思われ調べてみました。前述の米 EIA の International Energy Statistics を用い、収録されている 218 カ国を、天然ガスの生産国、生産の無い輸入国、生産と輸入が無い国と地域に分類しました。日本のように、少量の天然ガスを生産している国もいたため、天然ガスの生産量が消費量の 5% 以上で、年間生産量が 100 億立方フィート以上を生産国に分類しました。

図 6-9 に分類結果を示します。天

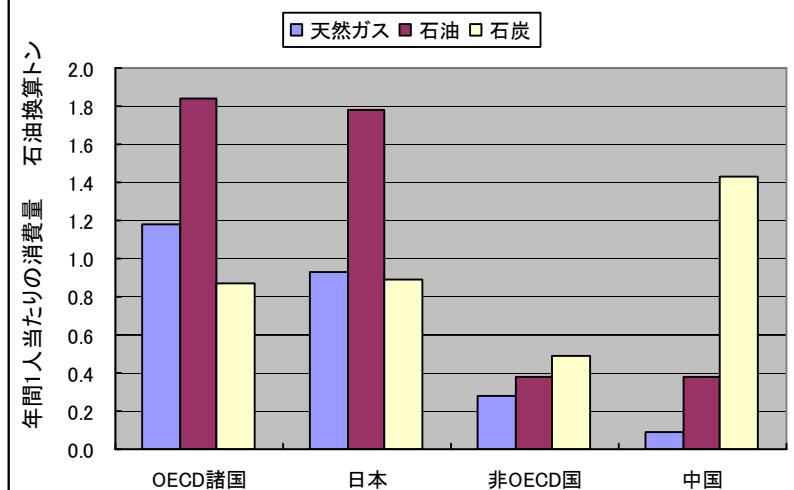


然ガスを生産も輸入もしていない国が多いことが分かります。アジア、アフリカ、中南米地域には、天然ガスを利用していない国が多く、発展途上国にとって、天然ガスの輸入・利用はハードルが高いことが想像されます。

＜先進国と発展途上国＞

先進国と発展途上国では、エネルギー事情にかなり違いがあると考えられ、天然ガス、石油、石炭の消費量を調べてみました。先進国としてはOECD加盟国の34カ国とし、非OECDの発展途上国と、1人当たりのエネルギー消費量を比較しました。なお、OECD加盟国の総人口は12.5億人、非OECDは56.9億人です。図6-10には、OECD国の一例として日本、非OECD国の一例として中国のデータを併記して示しました。

図6-10 先進国と発展途上国の1人当たりエネルギー消費
(2011年) 出所:米EIA, International Energy Statistics



OECD諸国のエネルギー消費では、石油消費が最も多く、天然ガスが続き、石炭が一番少なくなっています。日本のエネルギー消費も類似のものです。

それに対し、非OECD諸国の1人当たりのエネルギー消費は、OECD諸国の30%に過ぎません。また、石炭消費が最も多く、天然ガスが最も少ない

エネルギー構成になっています。石炭消費が多いのは、多くの発展途上国が、必要なエネルギーを自国で産出する石炭に依存しているためと思われます。中国のケースはその典型で、石炭消費が極めて多くなっています。

今後、発展途上国が今より豊かになれば、1人当たりのエネルギー消費量は増大します。人口で OECD 諸国の 4.5 倍の非 OECD 諸国の CO2 排出量の増加を抑制するには、石炭から天然ガスへの転換が必要になりますが、簡単なことではないと思われます。

6.3 原発をガス火力に転換すると

石炭を天然ガスに転換することで、CO2 を削減することを述べてきましたが、本項では、原発を天然ガスに転換したら、どれだけ CO2 が増加するかを紹介します。原発を再生可能エネルギーに転換するにしても、直ぐに大容量の再生可能エネルギーを導入できる訳ではありません。脱原発で不足する電力の多くは、当面、ガス火力で供給することになるでしょう。

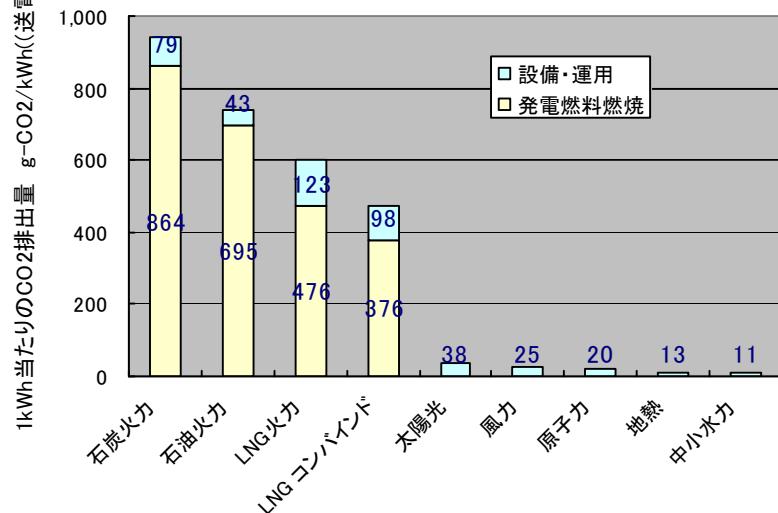
例題として、東日本大震災が発生する前年の 2010 年度の原発による発電をガス火力に転換した場合、90 年比で温室効果ガス排出量がどれだけ増えるかを試算します。

＜各種発電の CO2 排出量＞

図 6-11 に、各種発電によるライフサイクル CO2 排出量を示します。電気事業連合会の「原子力・エネルギー」図面集 2013 に掲載されているデータですが、元データは電力中央研究所の 2010 年 7 月発行の報告書のようです。

発電燃料の燃焼により直接的に排出される CO2 に加え、発電設備の建設や運用で排出される CO2 量を、ライフサイクルアセスメント(LCA)で求めた値が示されています。LCA で求めた値のほうが、排出される温室効果ガスの実態を表していると思います。しかし、京都議定書の温室効果ガス排出量は、LCA 的に求めた発電設備の建設などの CO2 排出量は対象としていません。ここでは、燃料燃焼による CO2 排出量のみで評価することにします。

図6-11 各種発電のライフサイクルCO2排出量
出所:電気事業連合会、「原子力・エネルギー」図面集2013



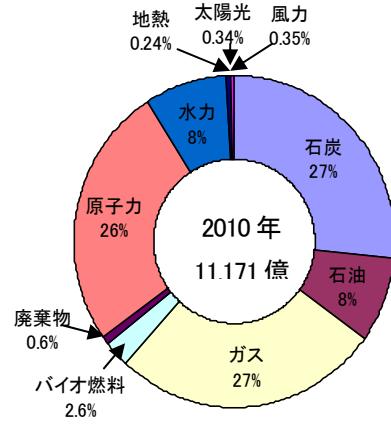
原発を代替するガス発電ですから、CO2排出量の少ないLNGコンバインド・サイクルで試算することにします。

＜原発の電力量＞

原発により2010年度に発電された電力量は2,882億kWhです。なお、図6-12は各電源による発電量の内訳で

す。自家発などの電力量も含めたものとして、IEAの統計ページにある

図6-12 日本の発電電力量 2010年
出所:IEA, Electricity/Heat in Japan in2010



Electricity/Heat の 2010 年のデータを用いたものです。

2010 年の原発の発電電力量を、LNG コンバインド・サイクルで発電した場合には、上記の 1kWhあたりの CO2 排出量を用いると、燃料の燃焼による CO2 排出量は、1 億 800 万トンと算定されます。

＜CO2 排出量＞

図 6-13 には、日本の温室ガス排出量の推移を、CO2 とそれ以外に分けて示しました。

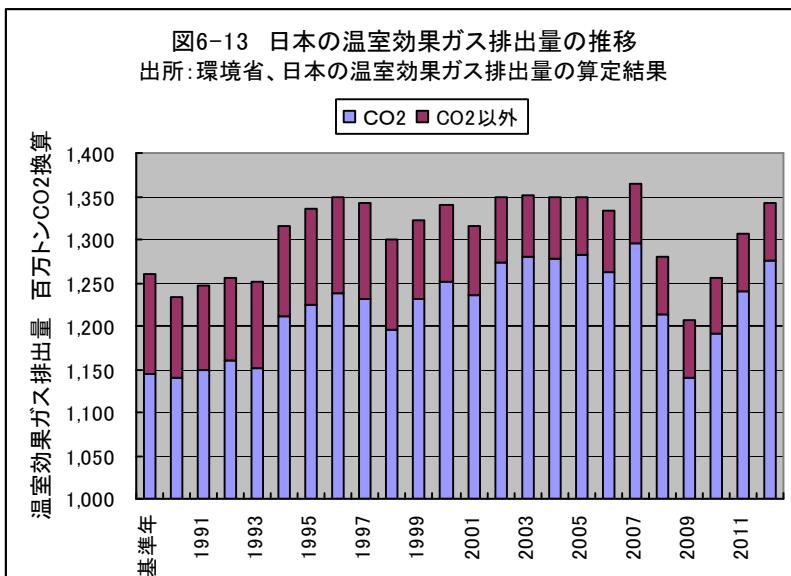


表 6-1 には関連の数値データを示しましたが、京都議定書の基準年と比較して、2010 年度実績の CO2 排出量は 4% 増加しています。非 CO2 を含めた温室効果ガス全体では、基準年とほぼ同水準です。

90 年比で 6% 削減が達成できたのは、森林吸収分と、外国にお金を払って取得した京都メカニズムクレジットを併せた結果です。これについては、8 章でもう少し詳しく紹介します。

2010 年度実績の原発発電量を LNG コンバインド・サイクルで代替した場

合には、表 6-1 に示すように、温室効果ガス排出量は基準年に比べて 8%増加することになります。

表 6-1 日本の温室効果ガス排出量と試算値

	排出量 百万トンCO2換算			基準年比増減 %	
	CO2	CO2以外	GHG合計	CO2	GHG合計
基準年	1,144	117	1,261	–	–
2010年度実績	1,191	65	1,256	4.1	-0.4
2010年度原発転換	1,299	65	1,364	13.5	8.2
90年比20%削減	944	65	1,009	-17.5	-20

＜2020 年以降の削減目標＞

日本は、京都議定書の第 1 約束期間については何とかクリアし、第 2 約束期間については不参加を表明しました。この先問題になるのは、2020 年以降の温室効果ガス削減目標です。2015 年には、削減の自主目標を公表する必要があります。

2014 年 1 月に、EU は 2030 年の温室効果ガスの削減目標を 90 年比 40% とすることを提案しました。日本は脱原発を選択したとしても、世界第 3 位の経済大国として、一桁台の削減率を主張したのでは世界から受け入れられないと思います。少なくとも、90 年比 20% 程度の削減を求められるべきでしよう。

表 6-1 には、90 年比 20% 削減の温室効果ガスの排出量も併記しています。脱原発で、ガス発電に転換して CO2 が増加した状態を基準に考えると、そこから、CO2 を 27% 削減することが必要になります。1990 年から 2010 年までの 20 年間に、CO2 削減どころか、4% 増加してしまった事実を考えれば、27% の削減は並大抵のことではありません。不可能ではありませんが、それなりの経済的負担を覚悟する必要があります。CO2 削減の道筋を示し、どれだけの負担が伴うかを示すことが重要であると思います。

6.4 天然ガスの漏洩による温暖化

天然ガスの 90% 前後はメタンです。メタンの温室効果を表す地球温暖化係

数は、CO₂の21倍とされます。そのため、天然ガスの生産や流通、利用過程での漏洩は、温暖化防止にとって重要な問題になります。本項では、天然ガスやシェールガスの開発・生産に伴うメタンの漏洩の話題を紹介します。

＜シェールガス生産での漏洩＞

シェールガスの開発・生産に関する環境問題は、以前から指摘されていました。2011年にコーネル大学のハワース教授のグループが、シェールガスの掘削時に大量のメタン漏洩があり、生産から消費までのLCA評価を行うと、石炭よりも温室効果ガス排出量が大きい可能性があると指摘し、関心が集まりました。シェールガス開発では、水圧破碎工程で、フローバック水の回収を適正に行わないと、水に随伴するメタンが大気に放散されます。

しかし、ハワード教授の報告にはデータの誤用があることや、メタンの温室効果が過大となる地球温暖化係数を用いている等の指摘を受けたと報告されています。その後、メタンの漏洩を考慮しても、天然ガスが石炭よりも温暖化影響が大きいという極端な指摘はないようです。

＜EPAの漏洩基準＞

米国環境省（略EPA）の温室効果ガス排出の一覧表（インベントリー）の書類には、温室効果ガスの一つであるメタン排出量の算定方法も記されています。天然ガスやシェールガスの開発・生産でのメタン漏洩に関するレポートの多くは、測定値とEPA基準との大小を比較しています。ガス井地帯の測定値が、EPAの算定値に納まっているというレポートもあれば、非常に高い測定値が観測されたというレポートもみられます。

＜技術文献レビュー＞

一例として、米国Science誌に最近掲載された下記レポートを紹介します。著者はスタンフォード大、MIT、ハーバード大、米エネルギー省研究所などの16名です。

Methane Leaks from North American Natural Gas Systems,

Science Vol.343, 2014年2月

過去20年間の天然ガス漏洩に関する技術文献のレビューを行い、次のこ

とを見出したと記しています。

①メタン漏洩で重要な天然ガスと石油の部門に関し、公的なリスト（EPAのインベントリー）が、実際のメタン漏洩を一貫して過小評価していることを、全てのスケールにおける測定が示している。

②少數のスーパー漏洩が、漏洩量の大きな部分の原因になり得ることを、多くの独立した実験が示している。

③非常に高い漏洩率を示している、最近の地域的な航空機による大気調査は、典型的な天然ガスシステムの漏洩率を代表するものである可能性は低い。

④100 年のインパクト指標を用いた評価で、システム全体の漏洩が、石炭から天然ガスへの転換による温暖化防止の効果を否定するのに十分な大きさになることは、殆どあり得ないことを示している。

<CNG 車は環境に優しくない?>

天然ガスの LCA 評価は、EPA のメタン漏洩基準に大きく依存しており、一方、EPA はメタンの排出を過小評価していると、このレポートは指摘しています。この点を見直して LCA 評価をすると、自動車のガソリンやディーゼル燃料を天然ガスに転換しても、温暖化防止の効果があるかは不確かであると述べています。

このレポートの情報をもとに米国のマスコミは、ディーゼル・バスを CNG 車に変更することは、環境に優しくないかも知れないと報じました。

天然ガスの生産・利用過程で現状漏洩するメタンの量は、天然ガスから石炭への転換による温暖化防止効果を否定するほど大きくはないが、無視できるような漏洩量でもないということでしょう。

但し、メタン漏洩を検知して減らすことは可能であり、また、漏洩メタンを回収して利用することが経済的にも成り立つ場合も多いようです。

一方で、高濃度のPM2.5 の排出管理すらできない国で、天然ガスやシェールガスの生産が行われれば、メタン漏洩のために、石油から天然ガスへの転換は、温暖化防止にマイナスになるかもしれません。

このレポートは、少し文学的な表現で締め括られています。それは、本章

のタイトルの問い合わせにも答えるもののように思います。以下にそれを引用し、本章のまとめとします。

If natural gas is to be a “bridge” to a more sustainable energy future, it is a bridge that must be traversed carefully: Diligence will be required to ensure that leakage rates are low enough to achieve sustainability goals.

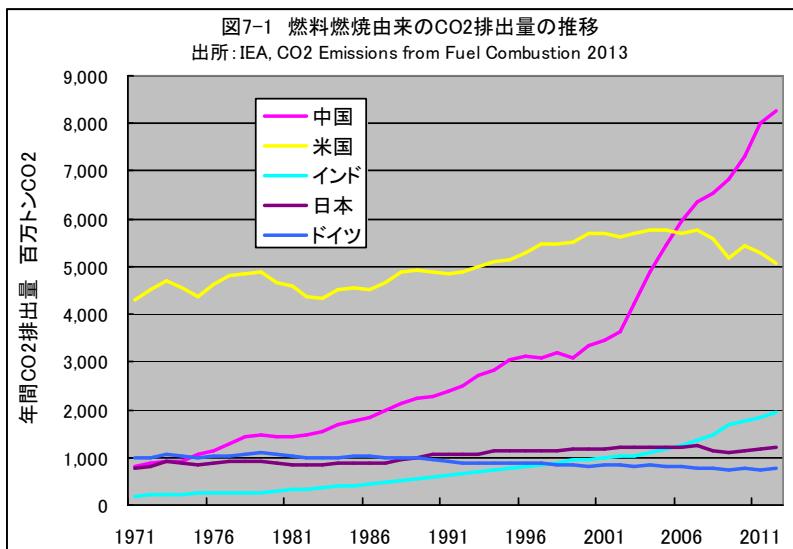
7. 中国のCO₂排出量はどこまで増加するか

電源構成を見直す上で、問題を難しくしているのは、温暖化防止を考えなければならぬためです。温暖化は世界全体の問題ですから、自國のことだけを考えたのでは、目的を達することはできません。本項では、最大のCO₂排出国である中国について考えることにします。

7.1 CO₂排出量の急増

世界で5人に1人は中国人です。そして、化石燃料の燃焼で、世界で排出されるCO₂の1/4は中国が排出しています。今もCO₂排出量を増加させており、どこまで増大するか脅威です。

図7-1には、中国と主要4各国のCO₂排出量の推移を示しました。米国とインドは、中国に次ぐCO₂の多量排出国です。米国は今後、CO₂排出量の減少に向かうと思われますが、インドは今後の経済成長により、中国を追従することも考えられます。



世界4位のCO₂多量排出国はロシアで、それに続くのが日本です。ドイ

ツのデータを掲載したのは、産業・社会のエネルギー効率が高く、再生可能エネルギーの導入など CO2 排出削減に努めている国の代表例として示したものです。

図 7-1 からは、2002 年頃から CO2 排出量が急増していることが分かります。図 2-5 で前述したように、急速な経済成長によるエネルギー需要の増大を、主に国内で産出する石炭により賄った結果です。

図 7-2 には、2012 年の化石燃料の燃焼による CO2 排出量について、世界全体に対する比率を示しました。中国は世界の排出量の 26%を占めています。

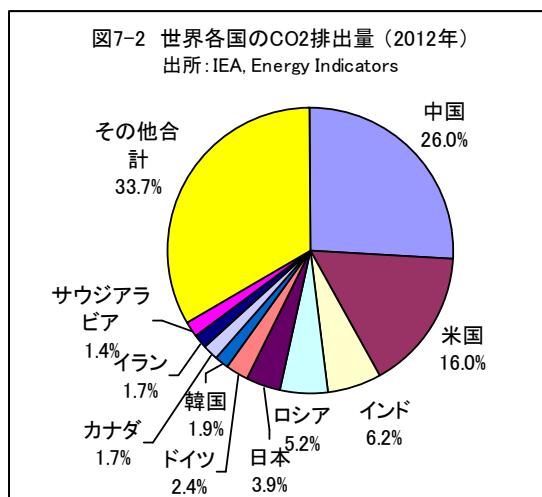
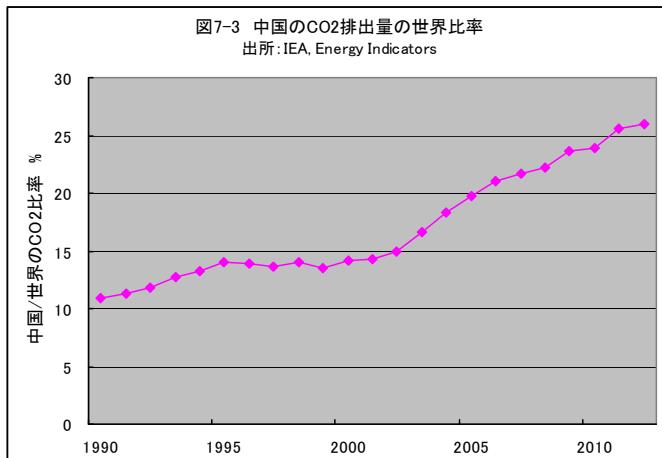


図 7-3 には、世界全体に対する中国の CO2 排出量の比率の推移を示しました。世界全体の CO2 排出量は、1990 年から 2012 年までに 1.5 倍に増加しています。また、2002 年から 2012 年までには、1.3 倍に増加しています。増加する世界の CO2 排出量に対しても、中国は 2002 年頃に 15%だった比率が、2012 年には 26%に達しています。グラフは、今後も世界全体に対する比率が高まる傾向を示しています。

本章では、今後、中国の CO2 排出量がどの程度まで増加しそうかを、データにより見ていきたいと思います。



7.2 統計データに対する疑惑

エネルギー問題について記載してきましたが、毛色の違う話題を紹介します。中国のGDPなどの経済指標には、疑惑が持たれているようです。

中国は人口の総数も疑われる大国ですから、統計データに誤差がある事は想像できると思います。一般に中国の統計データは、30余の地方政府のデータを集計したものです。データ項目にも依りますが、地方政府が、好ましいデータを中央政府に上げたいと思う事は想像に難くないでしょう。また、中央政府も、世界に好ましいデータを発信したいと考える場合もあると思います。中国の統計データには、統計誤差と、地方と中央政府の思惑が含まれていると考えられています。

＜李克強首相の挿話＞

李克強氏が首相になる何年か前のこと、米国の駐中国大使との食事の席で、「中国経済を判断する際に、GDPはあまり参考しない。電力消費量、鉄道貨物輸送量、銀行の貸付を参考にしている。」と述べたとのことです。この情報は、米本国に報告され、その後、ウィキリークスにより公開され、世間で知られることになりました。

2008年のリーマンショックの際には、中国の電力消費量の対前年同月比の増加率は、2008年10月から2009年5月まで、ひと月を除いてマイナスを記録しました。一方、GDPの増加率は、その間9%程度を維持しており、おかしいと指摘されたものです。

<CO2排出データの信頼性>

上述の挿話は経済指標に関するものですが、エネルギー指標が例外であるはずはありません。

CO2排出量は実測されているわけではないので、化石燃料の消費量から算出されているものと思います。化石燃料の輸出入量は、比較的信頼できるデータと考えられます。中国で問題がありそうなのは、国内で大量に産出され、消費されている石炭のデータであると思います。

下記の環境誌のレポートには、中国のCO2排出量の実績データについて、地方政府が報告しているエネルギー消費量から積算したCO2排出量と、中央政府の報告値にかなり大きな違いがあることが指摘されています。

Nature Climate Change(2012) 2,672-675(2012), "The gigatonne gap in China's carbon dioxide inventories"

本章では、主にIEAのデータベースの値を用いています。そのデータも、IEAの中国委員が報告した値をもとにしているのだから、例外ではないと思います。しかし、中国政府が報告しているデータ以外には、方法はないようと思われます。

中国のエネルギー効率は近年改善されているのか、というような精度を要する検討では注意が必要になります。

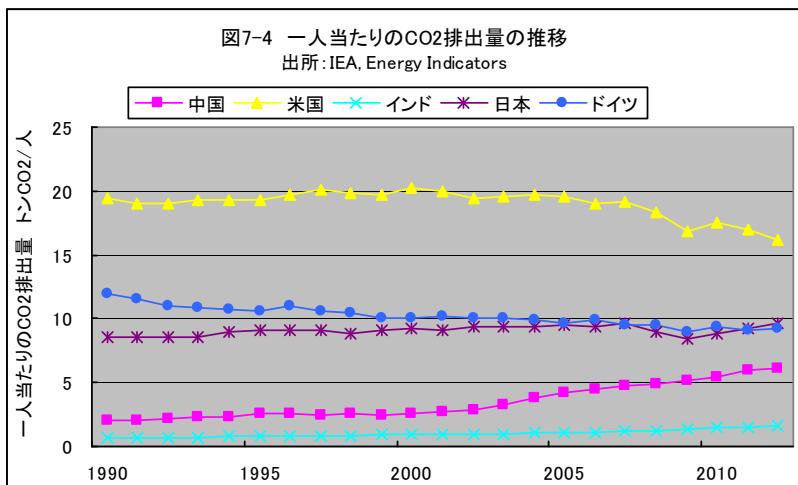
7.3 エネルギー指標の推移から考える

IEAデータベースのEnergy indicatorsの値により、燃料燃焼によるCO2排出量に関するエネルギー指標を紹介します。

<一人当たりのCO2排出量>

中国はCO2の最大の排出国です。しかし、人口が多い国は、CO2排出量

多くなるのは当然です。CO2排出量は人口一人当たりの値で比較、評価されるべきです。図7-4には、中国の人口一人当たりのCO2排出量の推移を、前述の4カ国と対比して示しました。



2012年の中の中国の一人当たりのCO2排出量は、日本やドイツの60%台で、米国となら40%以下です。大国には大国としての責任が求められますが、CO2排出量の多さを先進国から非難される水準ではありません。

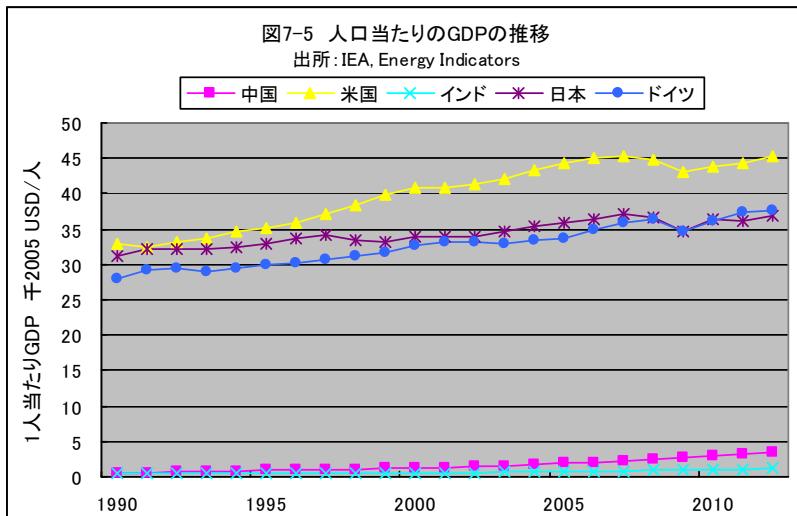
なお、インドのCO2排出量は世界3位ですが、一人当たりでは、日本の15%程度に過ぎず、今後豊かになれば、CO2排出量を大幅に増加させる可能性があります。

<一人当たりのGDP>

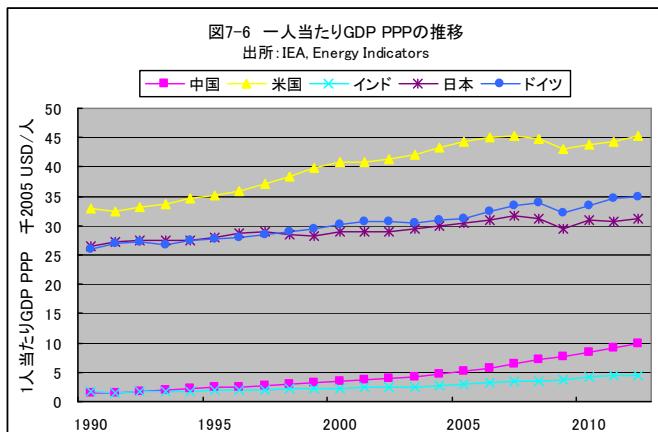
発展途上国は、今後豊かになり、エネルギー消費とCO2排出量を増加させます。図7-5には、5カ国の人一人当たりのGDPの推移を示しました。単位は1,000米ドル(2,005年)です。

2012年の中の中国の値は、日本やドイツの約1/10、米国の8%と、まだ随分低いレベルです。今後も順調に経済成長が続くなら、まだまだエネルギー消費が増大し、CO2排出量を増加させることになるでしょう。まあ、インドの値

は日本やドイツの3%に過ぎません。



購買力平価による GDP PPP で評価するほうが妥当かもしないと考えて、図7-6に示しました。中国やインドと、米国、日本、ドイツとの差は、縮まっていますが、やはり大きな違いがあります。



<GDP当たりの総一次エネルギー供給量>

発展途上国が豊かになり、GDP が増大してくれれば、産業や社会のエネルギー効率は向上し、GDP 当たりの一次エネルギー消費量は減少します。図 7-7 には、GDP 当たりの一次エネルギー供給量の推移を示しました。エネルギー供給量の単位 toe は、石油換算トンです。

5カ国とも低下傾向が見られますが、中国の低下が顕著です。但し、2012年の中国の値は、日本やドイツの約6倍であり、エネルギー効率が、まだまだ低いことが分かります。

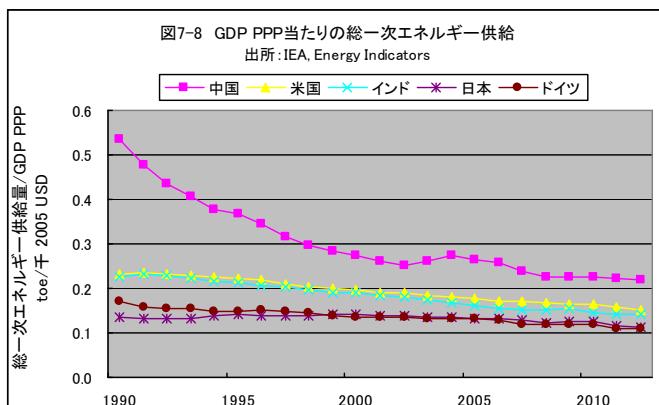
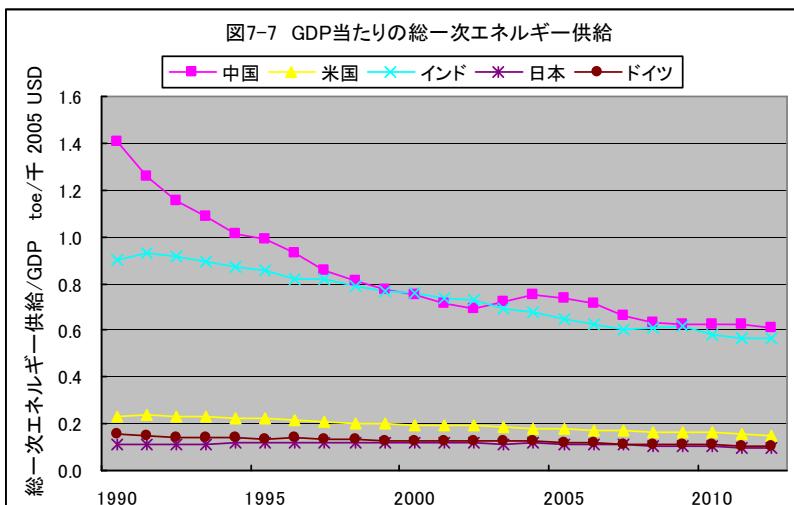
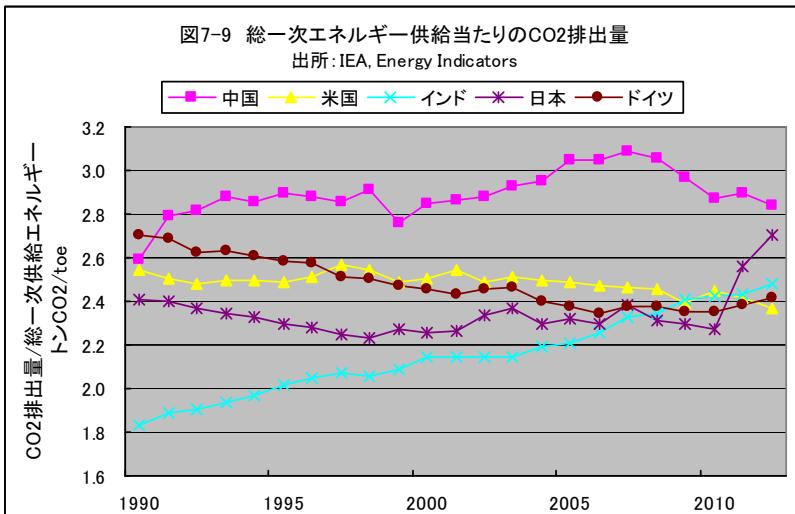


図 7-8 には、同様に購買力平価による GDP PPP を用いた値を示しました。
＜総一次エネルギー供給量当たりの CO2 排出量＞

図 7-9 には、一次エネルギー供給量当たりの CO2 排出量を示しました。たて軸を拡大して示したため、5 カ国で差異が大きいように見えますが、何れも 2.5 トン CO2/toe 前後です。



米国、日本、ドイツが低下傾向を示しているのは、再生可能エネルギーや天然ガスなどの CO2 排出量の少ない燃料の比率が増加しているためです。なお、2011 年から日本の値が飛び上がっているのは、原発が停止し火力発電が急増したためです。

中国の値が高いのは、CO2 排出量が多い石炭の比率が高いためです。CO2 排出量は、1990 年から概ね横ばいです。一方、インドの値は中国よりも低いのですが、増加を続けています。これらについての解説は次項に記載します。

7.4 中国のエネルギー構成

図 7-10 から図 7-13 には、1990 年と 2012 年の中国とインドの一次エネルギー供給のエネルギー構成を示しました。

＜中国のエネルギー＞

中国の1990年と2012年のエネルギー構成を比べると、石炭比率が増加し、バイオマス・廃棄物が減少しています。その他、天然ガスや水力も増加し、1990年には無かった原子力が、多くはありませんが2012年には出てきています。

図7-10 中国の一次エネルギー供給(1990年)
出所:Iea, Energy Balances

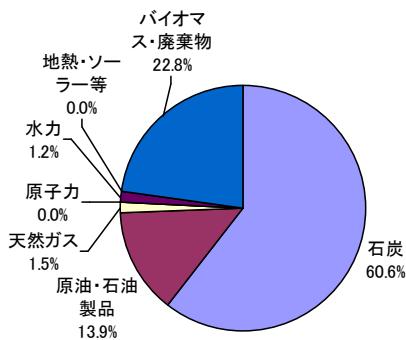
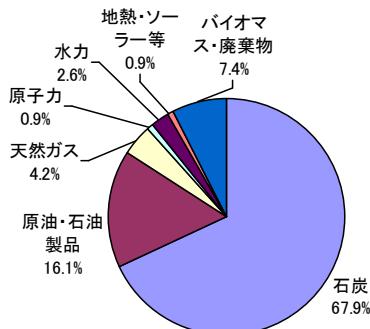


図7-11 中国の一次エネルギー供給(2012年)
出所:Iea, Energy Balances



石炭比率の増大は、2002年頃から始まる中国経済の急成長で必要となったエネルギーを、主に石炭により賄った結果です。

中国やインドにおけるバイオマス・廃棄物は、先進国における温暖化防止を目的としたものとは異なり、在来型のバイオマス・廃棄物です。具体的には、農村の家庭などで燃料に使用されている薪、農業廃棄物、畜産廃棄物などです。

発展途上国では、家庭の燃料の薪拾いは子供の仕事で、子供の大きな負荷になっている、と聞いたことがあります。また、1970年代に、中国で家庭用のメタン発酵槽が手作りされており、厨芥や家畜の排泄物を投入すると、一家の燃料を賄うことができ、発酵槽の残渣は畑の肥料に利用できるという報告を聞いたこともあります。しかし、1990年の中国で、バイオマス・廃棄物が、一次エネルギー供給量の1/4近くを占めていたことは驚きです。

石炭比率の増加、バイオマス・廃棄物の減少は、一次供給エネルギーに対する CO₂ 排出量の比率を増加させます。一方、天然ガス、水力、原子力の増加は、CO₂ 排出量の比率を減少させ、全体として、図 7-9 に示した推移になったものと思います。

＜インドのエネルギー＞

インドの一次エネルギー供給では、1990 年のデータで、バイオマス・廃棄物が最大のエネルギー源であった事は驚きです。発展途上国のエネルギー問題を考える場合には、先進国の常識が通用しないことを自覚する必要があります。

図7-12 インドの一次エネルギー供給 1990年
出所:IEA, Energy Balances

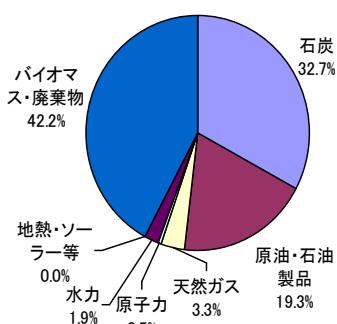
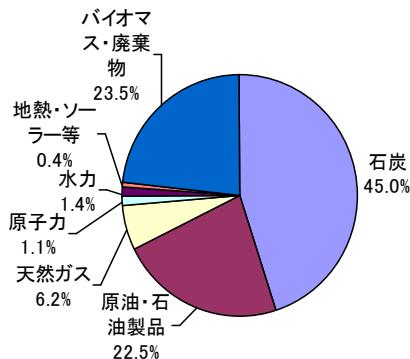


図7-13 インドの一次エネルギー供給 2012年
出所:IEA, Energy Balances



中国ほど急速ではありませんが、インドも経済成長を続けており、バイオマス・廃棄物の比率は減少し、エネルギー需要の増大を充足したのは、第一に石炭です。その他、天然ガス、石油、原子力の比率も増加しています。

インドにも、中国の 2002 年頃からのような、急速な経済成長の時代が訪れるかもしれません。その場合には、急増するエネルギー需要を如何にして確保するかは大きな課題になります。

＜必要なエネルギーの確保＞

図 7-14 には、中国とインドの国内エネルギー生産量、エネルギー輸入量、

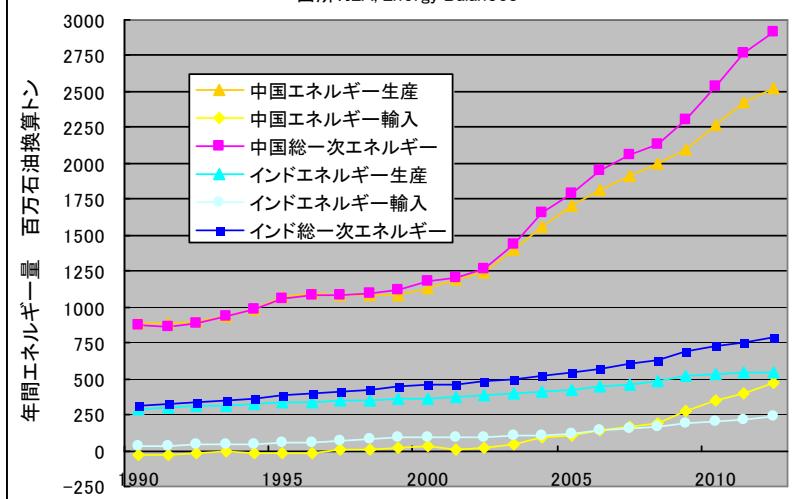
総一次エネルギー供給量を示しました。

中国は、1996年までは正味のエネルギー輸出国で、1990年には生産量の4%を輸出していました。1997年以降、正味エネルギー輸入国に転じ、2012年には、総一次エネルギー供給量の16%を輸入しています。この輸入量は、日本の総一次エネルギー供給量に匹敵するものです。

中国とASEAN諸国との南シナ海での領土問題も、主に石油資源に関するものです。日本との間の尖閣諸島の問題も、東シナ海に石油が賦存するという情報が発端でした。中国が、多くの発展途上国に進出しているのも、資源エネルギーの確保が主な目的です。

中国が経済成長を続けるために、エネルギーの確保は最重要課題の一つであると思われます。今後、中国が温暖化防止にどれだけ注力するかは不明ですが、エネルギー消費を抑制する努力は行われるでしょう。

図7-14 中国とインドのエネルギー供給
出所:IEA, Energy Balances



2012年のインドの一次エネルギー供給量は、中国の27%に過ぎません。また、エネルギー輸入量は、一次エネルギー供給量の30%です。但し、イン

ドは、2020 年代のうちに、人口で中国を抜くと予測されており、エネルギー消費でも、CO2 排出量でも、今後の経済成長により、大幅に増大するものと思われます。

7.5 中国 CO2 排出量の将来予測

<Kaya identity>

本項では、中国の CO2 排出量について、筆者の将来予測を紹介します。予測値の当否はともかく、考え方は参考になるのではないかと思います。前項で過去のトレンドを紹介したエネルギーに関する指標を用いると、CO2 排出量を下記のように表すことができます。

$$\text{人口} \times \frac{\text{GDP PPP}}{\text{人口}} \times \frac{\text{一次エネルギー供給}}{\text{GDP PPP}} \times \frac{\text{CO2排出量}}{\text{一次エネルギー供給}} = \text{CO2排出量}$$

この式は茅先生の恒等式 (Kaya identity) として、CO2 排出量に関する海外文献にも記載されているものであることを、後から知りました。定かではありませんが、茅先生の講演などのおぼろげな記憶が残っていたのかもしれません。

表 7-1 には、恒等式の各項目について、米国、日本、ドイツおよび中国の実績値を示しました。日本は東日本大震災が発生する前の 2010 年の値、その他の国は 2012 年の値です。

表7-1 エネルギー指標による2030年の中国CO2排出量の予測 (筆者の試算値)

項目	人口 百万人	GDP PPP/人口 千 2005 USD/人	TPES/GDP PPP toe/千 2005 USD	CO2/TPES トンCO2/toe	CO2排出量 百万トンCO2
実績	米国 (2012年)	314.28	45.283	0.150	2.370
	日本 (2010年)	128.04	30.887	0.126	2.274
	ドイツ (2012年)	81.92	34.806	0.110	2.417
	中国 (2012年)	1,357.86	9.787	0.219	2.836
予測	中国 (2030年)	1,461.00	25.300	0.140	2.500
	備考	国連推計 (2013年)	注3)	米国と日本 の中間	10%向上
					左記の 掛け算値

注 1) GDP PPPは、購買力平価のGDP

2) TPESは、総一次エネルギー供給

3) 2010年代前半は年7.5%成長、後半は6%、2020年代前半は5%、2020年代後半は4%で推定

<指標の設定>

表 7-1 の中国の 2030 年の予測の欄の値は、筆者の想定です。人口は国連の 2013 年の推計値です。人口予測は、かなり精度が良いものと言われます。

GDP PPP は、2010 年代前半の 2012 年以降の年間成長率を 7.5%、2010 年代後半は 6%、2020 年代前半は 5%、2020 年代後半は 4% として算定しました。以前には、中国は高い経済成長を続けると考えられていました。しかし、2014 年に入ると、リーマンショック以後のバブルの後遺症が顕在化を始めたため、最近は以前に比べ、経済成長率はかなり低下すると考えられるようになりました。上記の値はそれに対応したものです。

TPES/GDP PPP (購買力平価による GDP 当たりの総一次エネルギー供給量) は、産業や社会のエネルギー効率の高さを表すものです。中国にとって、必要とされるエネルギーの確保は、最大の課題の一つであり、エネルギー消費を抑制するために、今よりもエネルギー効率は高まるものと思います。16 年後に中国は、今の日本の水準には達しないが、エネルギー多消費社会である米国の今の値よりも低くなると考えたものです。

CO2/TPES は、一次エネルギー消費量に対する CO2 排出量の比率です。CO2 排出量の少ないエネルギーの比率が増加すれば、この値は小さくなります。図 7-11 に示した、2012 年の中国の一次エネルギーの構成では、バイオマス・廃棄物が 7.4% を占めています。主に農村で、未だに薪など家庭用燃料に使用されています。バイオマス・廃棄物の燃焼による CO2 は、化石燃料による CO2 排出量には含まれていません。中国が豊かになれば、バイオマス・廃棄物は、化石燃料に置き換わると思います。差し当たり、石炭に転換すると思われ、CO2 排出量を増加させます。

電力需要の増加分のかなりは、原発によることになると思います。3.5 項では、中国には建設中や計画段階の原発が多数あることを紹介しました。現状 1.1% である原発比率が増大することは、CO2/TPES を低下させます。また、現状で 6.2% の天然ガスの比率もかなり増加し、CO2/TPES を低下させると思います。

一方、風力発電や太陽光発電などの再生可能エネルギーは、あまり期待で

きないと想定しました。中国の環境・エネルギー分野に関し、温暖化防止よりも、PM2.5 対策や排水浄化などが、優先すべき課題であることは、疑う余地はありません。中国は大国ですから、風力発電の設置量が世界で 1、2 位になるかもしれません、中国の総発電電力量に占める割合は僅かな値に留まるでしょう。それらを総合し、CO2/TPES の低下はあまり期待できないと考えて、現状の 90% と仮定しました。

＜CO2 排出量の将来予測値＞

表 7-1 には、以上を掛け算した値として、2030 年の中国の CO2 排出量の予測値を示しました。2012 年の CO2 排出量の約 1.6 倍です。

表 7-2 には、人口当たりと、GDP PPP 当たりの CO2 排出量を、現状の米国、日本、ドイツ、中国と対比して示しました。

中国 2030 年の一人当たりの CO2 排出量は、現状の中国の値の約 1.4 倍で、現状の日本とは近い値になっています。GDP PPP 当たりの CO2 排出量は、現状の中国の値の約 60%、現状の日本の 1.2 倍です。

表 7-2 中国 2030 年予測の CO2 排出量指標（筆者の試算）

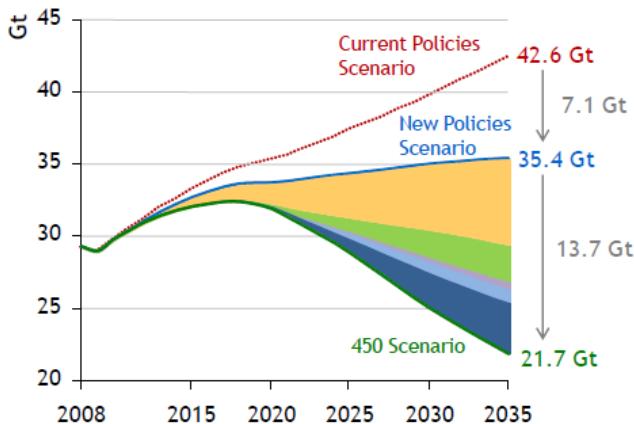
項目	CO2/人口	CO2/GDP PPP
米国（2012 年）	16.15	0.357
日本（2010 年）	8.86	0.287
ドイツ（2012 年）	9.22	0.265
中国（2012 年）	6.08	0.621
中国（2030 年予測）	8.23	0.350

7.6 公的機関による中国 CO2 排出量の予測

本項では、IEA と米国エネルギー情報局（以下、米 EIA と略）による、CO2 排出量の真面目な予測を紹介します。大きな機関による予測には、予測の根拠が明示されています。だからと言って、予測が当たるわけではありません。過去の多くのエネルギー予測がその事を示しています。将来を予測する事は、本質的に誤りを犯すことであると私は考えています。

＜IEA の WEO の予測＞

世界の CO₂ 排出量予測



中国の CO₂ 排出量予測

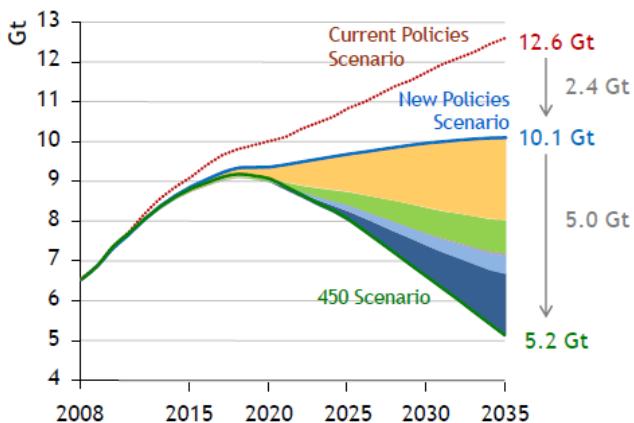


図 7-15 IEA の「450 シナリオ」、「新政策シナリオ」、「現状政策シナリオ」による 2035 年までの世界と中国の CO₂ 排出量予測

出所: World Energy Outlook 2010, Nobuo Tanaka, Executive Director

International Energy Agency, Beijing, 17 November 2010

世界のエネルギー予測で最も権威があるのは、IEA が毎年発行している

World Energy Outlook (WEO) だと思います。450 シナリオ、新政策シナリオ、現状政策シナリオの 3 シナリオに基づくエネルギー消費と、それに関する CO₂ 排出量の予測が掲載されています。

地球温暖化防止のためには、2050 年までに CO₂ 排出量を現在のレベルから半減させ、気温上昇を 2°C に留め、大気中の温室効果ガス濃度を 450ppm 程度に安定化させることが必要との考えが支配的ですが、450 シナリオはそれに対応したものです。ただし、450 シナリオの実現は、ほとんど困難と考えられています。

各国が実施している政策に基づく現状政策シナリオに対し、新政策シナリオは、各国が発表した公約や計画を考慮したものです。それが本当に実施されるかは不確かですから、新政策シナリオは努力目標と言えるでしょう。

図 7-15 には、無償でダウンロードできる 2010 年版 WEO の 3 シナリオによる、2035 年までの世界と中国の CO₂ 排出量の予測を示しました。2011 年版以降で修正されているかは確認していません。

現状の成り行きを表す現状政策シナリオでは、2035 年の世界の CO₂ 排出量を 426 億トン CO₂ と予測しています。それに対し中国は、126 億トン CO₂ で、世界の約 30% を占めることになると予測しています。なお、前述した筆者の 2030 年の予測値は 129 億トン CO₂ ですから、それほど見当外れの値ではないと思います。

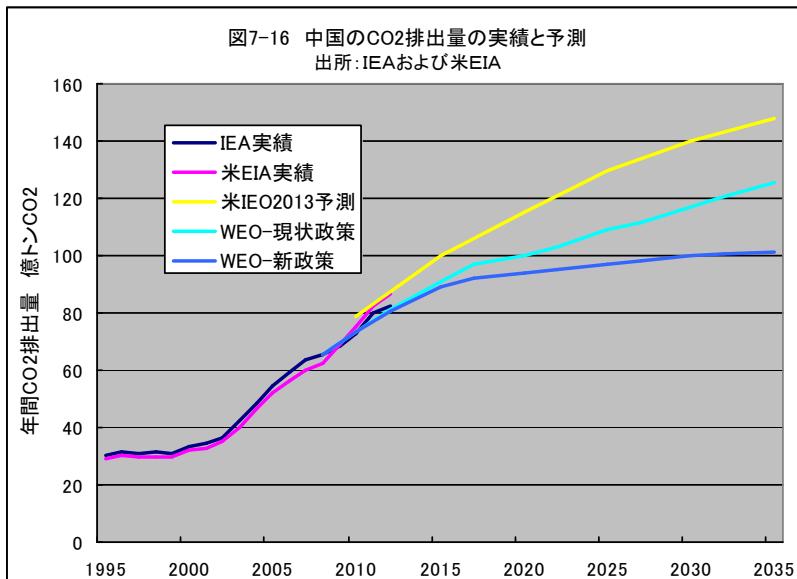
＜米 EIA の IEO 2013 の予測＞

米 EIA も、毎年 International Energy Outlook を発行しており、その 2013 年版 (IEO 2013) には、2040 年までのエネルギー消費と CO₂ 排出量の予測が記載されています。基準ケースは、各国の既存の法律や政策に基づくもので、IEA の現状政策シナリオに対応するものです。

図 7-16 には、中国の CO₂ 排出量の実績とともに、2035 年までの IEA の現状政策シナリオと新政策シナリオ、米 EIA の IEO2013 の基準ケースの予測値を示しました。

先ず実績値では、IEA と米 EIA で少し違っていることが分かります。前

述したように、中国の統計データに正確さを求めるのは、少し無理であるということでしょう。



予測値では、IEA の WEO の現状政策の値よりも、米 EIA の IEO2013 ではかなり大きいCO2 排出量を予測しています。例えば、2030 年の予測値は、IEA 新政策が 100 億トン、IEA 現状政策が 117 億トンに対し、米 EIA の予測値は 140 億トンです。

＜筆者の感想＞

図 7-16 を眺めると、米 EIA の予測は、実績のトレンドを延長し、エネルギー確保の制約などから、ある程度エネルギー効率の向上が図られることを想定したように見えます。一方、IEA の二つのシナリオとともに、2010 年代後半から CO2 増加の傾きが低下しており、CO2 排出削減の積極策がとられることを想定しているように見えます。

中国は 2009 年に、2020 年の GDP 当たりの CO2 排出量を 2005 年に比較して 40~45% 削減する目標を打ち出しており、IEA の予測は、それを反映

したものと思われます。また、発展途上国とはいえ最大の CO2 排出国の中国に対し、CO2 の増加を抑制してほしいという IEA の願望が込められたものかもしれません。

一方、米 EIA の予測には、PM2.5 の削減もできない中国には、実効性ある CO2 削減は無理であろうという第三者の見方を感じます。

IEA の予測はレポート発行前年の 2009 年頃の状況、米 EIA の予測は 2012 年頃の状況をもとにしています。一方、中国の経済成長の減速は、2014 年に入りかなり明確になってきました。両予測が根拠とした中国の経済成長を、下方修正する必要があると思います。

私としては、米 EIA の予測と、IEA 現状政策の予測の中間くらいが、今後の中国の CO2 排出量になるのではないかと考えています。

7.7 中国の CO2 排出量の削減目標

<米中共同声明>

この原稿を書いている 2014 年 11 月、APEC に合わせて行われた米中首脳会談の共同声明で、これまで温暖化防止に積極的でなかった両国が、温室効果ガスの排出削減目標案を発表しました。

米国は 2025 年までに、温室効果ガスを 2005 年比で 26~28% 削減する。中国は CO2 排出量を、2030 年頃のなるべく早い時期にピークにするとし、全エネルギーにおける化石燃料以外の割合を、2030 年までに約 2 割に高める、というものです。

<2030 年以降の CO2 削減>

中国の CO2 排出量の増減は、中国の経済成長と、エネルギー効率や非化石燃料比率に依存しますが、支配的なのは経済成長でしょう。

中国の人口は、2030 年頃にピークに達したあと、減少に転じると予測されています。また、15 歳以上 65 歳未満の生産年齢人口は、それよりも早く減少が始まります。そのため、中国の経済成長も、2030 年頃には概ねピーク域に達するように思われます。その段階で、エネルギー効率の向上が図られれ

ば、共同声明の一つの目標は達成できる訳です。

中国にとって、エネルギーの確保は重要な課題であり、一方、経済的に成り立つ省エネ技術などは、まだまだ普及せずに沢山残されています。エネルギー消費の抑制は、中国にとって経済的な負担にはなりません。日本のように、経済的な負担があっても、温室効果ガスを削減しようとするのとは異なります。

＜化石燃料以外の比率＞

図 7-11 に示した中国の 2012 年の一次エネルギー供給で、バイオマス・廃棄物が 7.4%、水力が 2.6%、原子力が 0.9%、地熱・ソーラー等が 0.9% ですから、化石燃料以外の比率は 11.8% です。これを 20% まで高めることになります。

中国社会全体が豊かになれば、バイオマス・廃棄物を燃料に使用することは減ると思います。これは CO₂ の増加要因です。一方、前述したように、中国には建設中と計画段階の原発が多数あります。例えば、東日本大震災前の日本は、一次エネルギー供給に占める原子力の比率は 15% でした。中国の原発比率が日本並みに増加すれば、それだけで、化石燃料以外の比率の 20% は達成できます。発電コストが高い風力発電や太陽光発電の導入拡大は、殆ど必要がありません。

＜本章のおわりに＞

CO₂ を増加させるのは、中国だけではありません。インドもブラジルもインドネシアも、今後もっと豊かになり CO₂ 排出量を増加させます。豊かになることは発展途上国の権利です。

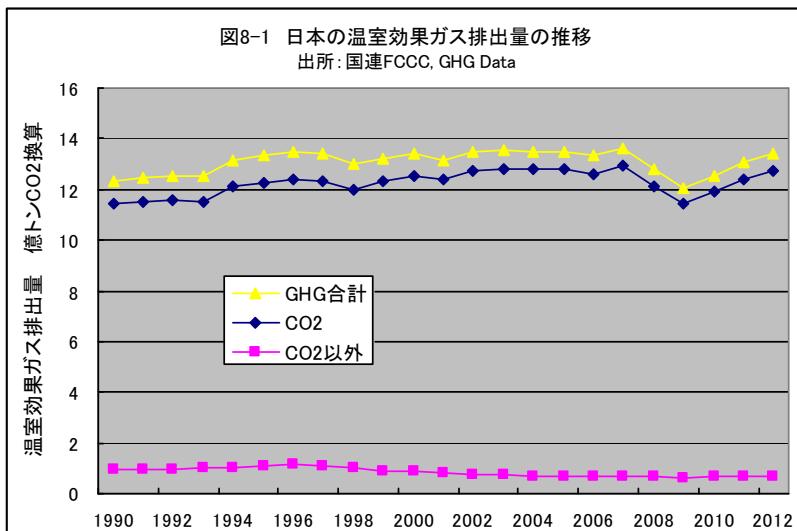
先進国には CO₂ 排出量の少ないエネルギーへの転換が求められますが、発展途上国は、エネルギー効率を高め、GDP 当たりの CO₂ 排出量を低減することが極めて重要です。温暖化防止は困難な課題であり、自国の CO₂ 削減だけに限界的な努力をしても解決できるわけではありません。

8. 日本の温室効果ガス、誰が CO2 を増加させたのか

京都議定書で、日本は 1990 年比で 6% の温室効果ガスを削減することになったこと、また、それを達成できたことは、多くの人が知っていると思います。しかし、CO2 排出量が増加してしまったことは、それほど知られていないように思います。少しエネルギー問題に関心がある人なら、CO2 が増加したのは、東日本大震災により原発が停止したためと思うかもしれません。しかし、原発が停止する前でも、CO2 は増加していました。誰が CO2 を増加させたのか、データにより順を追って紹介することにします。

8.1 京都議定書

図 8-1 に、日本の温室効果ガス (GHG) 排出量の推移を、CO2、CO2 以外、その合計に分けて示しました。単位は CO2 換算の億トンです。基準年の 1990 年と比べて、CO2 以外の排出量は減少していますが、CO2 は増加しています。



京都議定書では、基準年の GHG 排出量に対し、第一約束期間である 2008

年から 2012 年の 5 年間の平均排出量が、削減目標を満たすことが求められています。図 8-2 には、基準年の値と 1990 年、2008 年から 2012 年までの GHG 排出量を示しました。CO2 以外の排出量の削減が分かるように、棒グラフの上部を拡大して示しました。

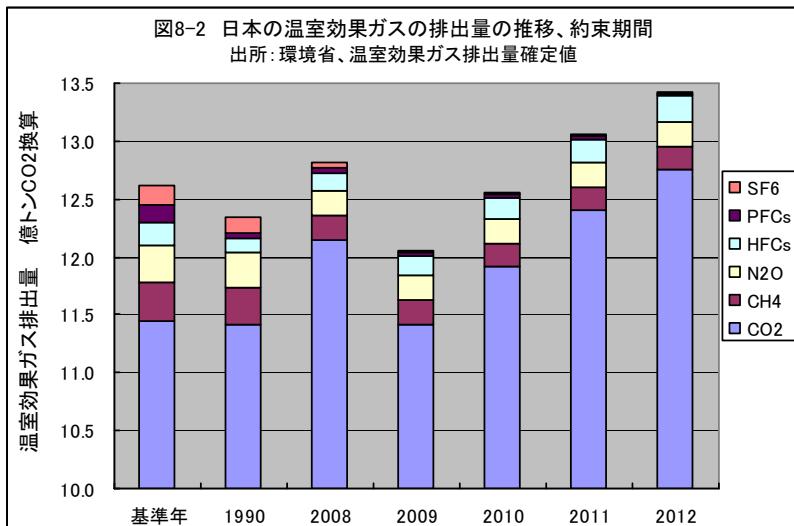


図 8-2 からは、CO2 が GHG の大半を占めていること、年毎に増減があることが分かります。なお、日本の GHG 排出量に占める CO2 の割合は、1990 年時点では約 92%、その後、CO2 以外の GHG の削減が進んだことで、最近では約 95% になっています。

＜基準年の排出量＞

京都議定書の基準年は原則 1990 年ですが、HFCs、PFCs、SF6 の排出量は、1995 年を基準年に選択できることになっており、日本は 1995 年を選択しています。そのため、基準年の GHG 排出量と 1990 年の値は違っています。また、GHG 排出量は、世界では一般に暦年の値が用いられていますが、日本は年度方式を選択しています。

本書では、日本の GHG 排出量のデータは、環境省が公表している確定値を用い、世界各国のデータは、国連の気候変動に関する枠組条約 (UNFCCC) のデータベース GHG Data を利用しました。

＜温室効果ガス＞

表 8-1 には、京都議定書で削減対象になっている温室効果ガスと、同じ重量の CO2 と比較した温室効果の度合いを表す地球温暖化係数を示しました。

CO2 以外は、総排出量はそれほど多くありませんが、温室効果が非常に大きいため、削減対象にされています。

表8-1 温室効果ガスと地球温暖化係数

(地球温暖化係数は、重量当たりの温暖化影響の大きさを示す)

記号	名称	地球温暖化係数
CO2	二酸化炭素	1
CH4	メタン	21
N2O	一酸化二窒素	310
HFCs	ハイドロフルオロカーボン類	140～1,170
PFCs	パーフルオロカーボン類	6,500～9,200
SF6	六フッ化硫黄	23,900

8.2 GHG の削減量

＜CO2 の増加量＞

基準年の CO2 排出量は、11 億 4,400 万トンです。その 92.5% がエネルギー一起源の CO2 で、残りが非エネルギー一起源の CO2 です。非エネルギー一起源の CO2 の約 3/4 は工業プロセスから排出されるもので、残り約 1/4 は廃棄物の焼却などによるものです。

2008 年度から 2012 年度の 5 年間の平均の CO2 排出量は 12 億 1,300 万トンで、基準年と比較して 6% 増加しました。

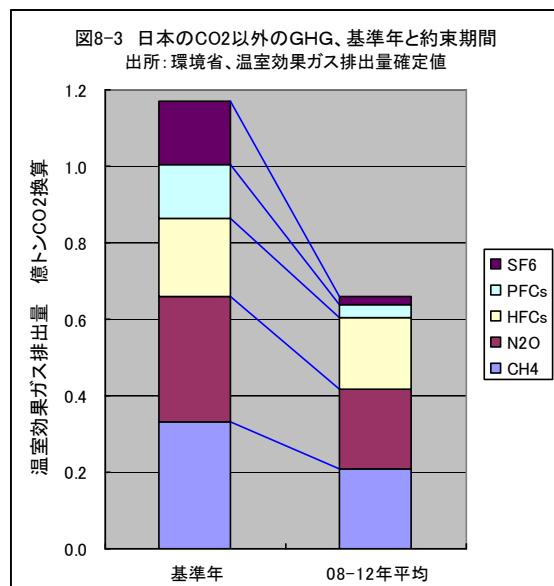
基準年と比べて、エネルギー一起源の CO2 は 8% 増加し、非エネルギー一起源の CO2 は 19% 減少しました。誰が CO2 を増加させたのかは後述します。

＜CO2 以外の削減＞

CO2 以外の GHG は、表 8-1 に示す 5 種類が削減対象です。図 8-3 には、

それらの基準年と第一約束期間の5年間の平均値の排出量を示しました。

基準年に GHG 総排出量の 1.3%を占めていた SF6(六フッ化硫黄)は、殆ど無くなっています。SF6 は、優れた電気絶縁特性を利用して、ガス変圧器やガス遮断機などに利用されています。SF6 の大気放散を防止するため、変圧器等の廃棄の際に、SF6 を回収、処理するよう変更さ



れました。SF6 は、CO2 のように大量に排出されていたわけではありませんが、表 8-1 に示すように、温室効果が非常に大きい物質です。

その他の GHG も減少しており、CH4、N2O、PFCs の削減量は、各々、総 GHG 排出量の 1%前後です。HFCs だけは、削減量が 0.1%程度と僅かです。

CH4 は日本の場合、主に稲作や畜産などの農畜産分野と、廃棄物処理で発生しています。N2O は、CH4 と同様分野での発生と、燃焼過程での発生が主なものです。HFCs は主に冷媒としての使用、PFCs は半導体の製造過程や溶剤としての利用に係わるものです。

CO2 以外の GHG は、基準年の排出量の 56%に減少したのですが、CO2 が増加したため、日本の GHG 排出量は、90 年に比べて増加してしまいました。しかし、京都議定書には、森林吸収分と京都メカニズムクレジットがあります。

8.3 森林等吸収分と京都メカニズムクレジット

京都議定書では、GHG 排出量の削減とともに、森林吸収分を考慮することが認められています。また、それでも削減目標に達しない場合には、京都メカニズムクレジットを利用することになります。

＜吸収源活動＞

京都議定書では、GHG の吸収源分野の活動について、第3条3項に新規植林、再植林、森林減少、4項に植生回復、森林経営、農地管理、放牧地管理、の合わせて7つの活動が規定されています。第3条3項は報告が必須の項目、4項は選択可能な項目です。4項について日本は、森林経営と植生回復を選択しています。

なお、植生回復は、2006年に活動の定義が定まったものです。日本は、都市緑化等によるGHG の吸収量を、植生回復活動として計上しています。

＜森林吸収分＞

表8-2には、京都議定書での主な国の森林吸収量の算入上限値を示しました。京都議定書には、森林等によるGHG の吸収量の算定方法が定められており、年間の算定値が表8-2に示す上限値を超える場合には、上限までの値をGHG 排出量から減じることができます。

日本の森林吸収量の算入上限値は1,300万炭素トンで、CO₂とCの分子量の比率で換算すると、4,770万トンCO₂になります。

表8-2 各国の森林吸収量の算入上限値

国名	温室効果ガス削減目標	森林吸収量(基準年排出量比)(A)	森林面積(B)	A/B
ロシア	0%	3300万炭素トン(4.0%)	809万km ²	4.1炭素トン/km ²
カナダ	6%	1200万炭素トン(7.2%)	310万km ²	3.9炭素トン/km ²
ドイツ	8%	124万炭素トン(0.4%)	11万km ²	11.3炭素トン/km ²
フランス	8%	88万炭素トン(0.6%)	16万km ²	5.5炭素トン/km ²
イギリス	8%	37万炭素トン(0.2%)	3万km ²	12.3炭素トン/km ²
日本	6%	1300万炭素トン(3.8%)	25万km ²	52.0炭素トン/km ²

出所：地球温暖化問題に関する懇談会、中期目標検討委員会(第5回) 資料3-3

表8-2からは、諸外国に比べ日本は、森林面積の割には極めて高い森林吸

収量の算入が認められていることが分かります。基準年の GHG 排出量の 3.8%です。

EU などに比べ、1990 年時点では日本は省エネが随分進んでいたため、ドイツなどの GHG 削減目標の 8%に対し、日本の 6%削減は大き過ぎると日本は主張していました。私自身も、もっともな主張であると思います。京都議定書の協議の過程で、GHG 削減目標は 6%のままだった代わりに、大きな森林吸収量が認められたと言われています。

＜都市緑化等による吸収＞

都市緑化等に GHG 吸収活動は、過去 20 年以降に森林でなかった都市域等において、1990 年以降 2012 年までの間に、新規の樹木（中高木）植栽を含めた面積 500 m²以上の緑化事業、と想定されています。都市緑化等による年間吸収量の算定値は、第一約束期間の平均で 100 万トン CO₂ でした。

＜吸収源活動の合計＞

GHG の吸収源活用による計上値は、森林吸収分が上限値の 4,770 万トン CO₂、都市緑化等による値が 100 万トン CO₂ で、合計 4,870 万トン CO₂ になりました。これは、基準年の GHG 総排出量の 3.9%であり、結局のところ、GHG 削減目標は 6%ではなく、実質的には 2.1%であったわけです。

＜京都メカニズムクレジット＞

大きな森林吸収分を考慮しても、日本は削減目標を達成できませんでした。最後はお金で解決することになります。なお、削減目標を達成できないと、排出超過分の 1.3 倍が第 2 約束期間の目標として上乗せられるペナルティーがあります。なお、日本は原発停止のもとで、第 2 約束期間の削減目標の達成は困難と考えて不参加を表明したので、最早このペナルティーは関係がありません。

京都メカニズムクレジットの利用は、簡単に言うと、GHG 排出枠に余裕のある企業や国から排出枠を購入する方法や、省エネが進んでいない発展途上国などに技術や資金を供与し、省エネ投資を行い、GHG 排出量を削減し、それを国際的に認証してもらうものです。取得した排出削減量を自国の削減

目標の達成に用いることができます。

削減目標に達しなかった分を、他国にお金を払って買うことには抵抗を感じます。しかし、省エネが遅れている国で、少ない省エネ投資で、効果的にGHGを削減することは合理的な考え方です。温暖化は地球全体の問題ですから、本来は、容易に削減できる場所を優先して、GHGの削減を行うべきです。

＜取得クレジット量＞

政府取得のクレジットの総契約量は9,749万トンCO₂で、取得に要した予算の総額は約1,562億円と公表されています。

その他に、電気事業連合会が2008年度から2012年度の5年間に合計2億7,300万トンCO₂のクレジットを取得しています。

取得クレジットの合計は3億7,049万トンCO₂で、5年間の平均値では7,410万トンCO₂になり、基準年のGHG総排出量の5.9%に相当します。

電気事業連合会のクレジット取得費用は調べていませんが、政府取得分と同じ取得単価と仮定すると、合計3億7,049万トンCO₂のクレジット取得に要する費用は約6,000億円になり、年間では1,200億円です。

＜GHG増減の総括＞

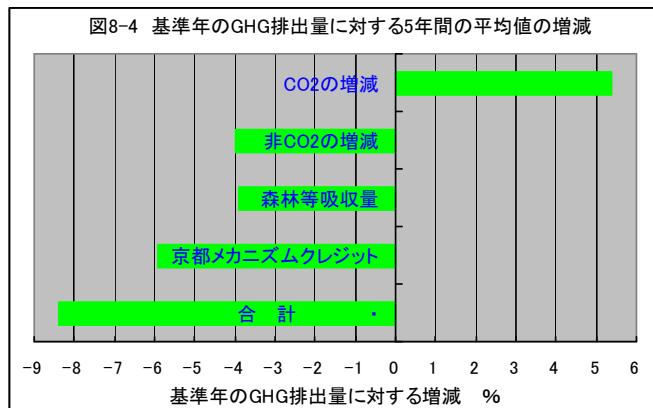


図8-4に、基準年のGHG排出量に対する、第一約束期間の5年間の平均

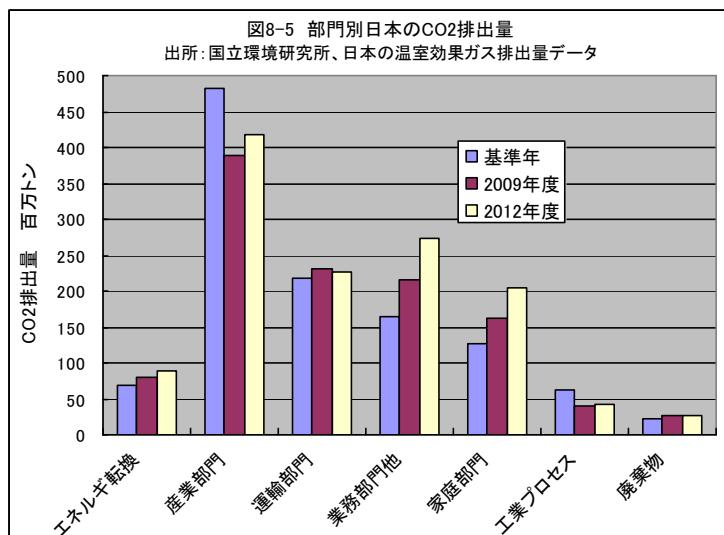
値の増減を示しました。基準年の GHG 総排出量に対する比率で、CO₂ は 5.4% 増加しましたが、CO₂ 以外が 4% 減少し、森林等吸収分が 3.9%、京都メカニズムクレジット取得量が 5.9% あり、合計では 8.4% の削減になり、6% の削減目標をクリア一できました。

しかし、率直に言って温暖化防止のために、温室効果ガスを削減できたと言える結果ではないと思います。次に、本項の主題である、誰が CO₂ を増加させたのかを見ることにしましょう。

8.4 部門別 CO₂ 排出量の推移

＜誰が CO₂ を増加させたのか＞

国立環境研究所の温室効果ガスのデータベースには、各種のデータが掲載されています。その中から、GHG の大半を占める CO₂ について、図 8-5 に部門別の排出量を示しました。



同グラフは、各部門で直接排出された CO₂ に加え、発電所で排出された CO₂ を電力の使用量に応じて各部門に割り振った値になっています。基準年

と 2012 年度とともに、東日本大震災により原発が停止する前の 2009 年の値を併記しました。

基準年と 2009 年度の CO₂ 排出量を比較すると、産業部門は排出量の絶対値は大きいけれど、明確に減少しています。運輸部門は、僅かですが増加しています。

一方、業務部門他と家庭部門は、CO₂ 排出量がかなり増加していることが分かります。なお、業務部門というのは、事務所、商業施設、公共施設などのことです。誰が日本の CO₂ を増加させたのかは明らかでしょう。

2012 年度の CO₂ 排出量は、これら 4 部門の何れでも増加しています。このほとんどは、原発が停止し火力発電が増加したこと、単位電力量当たりの CO₂ 排出量が増加したことによるものです。

＜省エネルギーの経緯＞

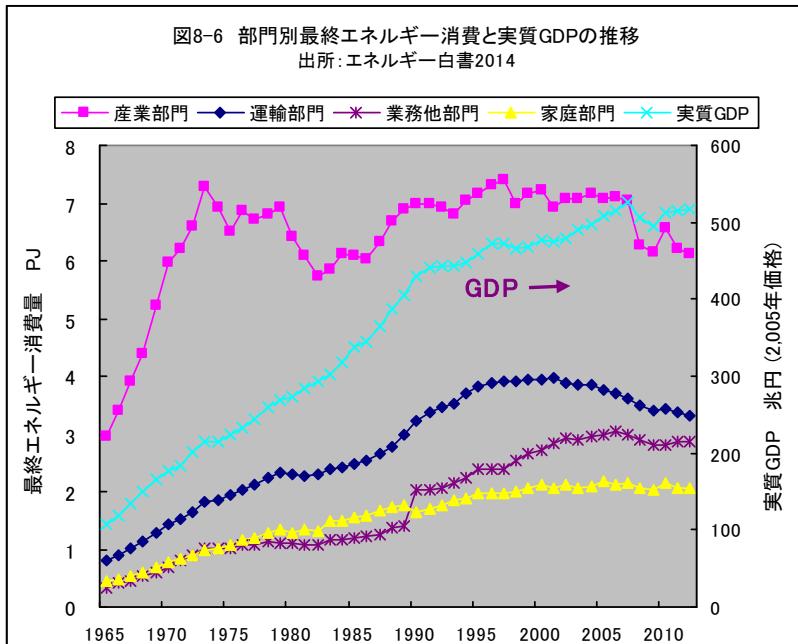
どの部門が、CO₂ の排出削減に努めてきたかを知るのには、1990 年以降を見るだけでは不充分です。なぜなら、日本は 1990 年時点では省エネルギーがかなり進んでおり、CO₂ の排出削減が図られていたからです。1970 年代の石油危機の頃からの推移を見る必要があります。

CO₂ 排出量の大半は、エネルギー消費に係わるものです。そこで図 8-6 に、1965 年からの部門の最終エネルギー消費の推移を示しました。また、経済成長の指標となる実質 GDP の推移も併記しました。エネルギー白書 2014 のデータを用いたものです。

産業部門のエネルギー消費は、1973 年に発生した第一次石油危機までは、安価な石油を大量に使用することで急増していました。それにより、GDP も増大しました。その後も、GDP は増加を続けていますが、石油危機を契機に、産業部門のエネルギー消費は劇的に抑制されたことが分かります。第二次石油危機は 1979 年に始まりますが、エネルギー消費は最低を記録しています。

バブルが崩壊した 1990 年代以降も、増加率は低下していますが GDP は増加していますが、産業部門のエネルギー消費は横這いを続けています。近

年、エネルギー消費が低下しているのは、リーマンショックによる景気の後退と、京都議定書の削減目標の達成に向けた、更なるCO₂排出削減努力の結果と思われます。



産業部門で現在までに採用されてきた省エネ・高効率化技術の殆どは、石油危機発生後の1970年代に検討されたものです。エネルギー価格の上昇と、省エネ等の技術のコスト低減について、経済的に成り立つ技術が順次採用されて現在に至っています。再生可能エネルギーの買取制度のように、経済性を度外視して普及したものではありません。

運輸部門は、石油危機の影響を受けずに、エネルギー消費を増大させていくように見えます。実態は、自動車の燃費改善が図られましたが、乗用車などの普及速度が上回った結果、エネルギー消費が増加したということでしょう。2000年頃から、エネルギー消費が減少しているのは、自動車台数の増加もピークに近づき、燃費改善の効果が現れてきた結果と思われます。

一方、業務部門と家庭部門は、石油危機の以前から最近まで、一貫してエネルギー消費を増大させてきたことが分かります。

家庭部門のエネルギー消費の増加は、豊かさの高まりを反映したものと言えるでしょう。但し、バブルが崩壊したころには、エアコンや家電機器は、概ね各家庭に行き渡っています。家電機器の省エネ性能や、住宅の断熱気密性が向上したことを考え合わせれば、省エネ努力が足りなかつたと言えると思います。

業務部門のうち商業施設では、それが営業的にプラスなのかもしれませんが、過度なエネルギー消費が目に付きます。また、公共施設では、エアコンの設定温度のように上から支持された事項は実行されても、税金で運営されているため、省エネにより経費を削減しようというインセンティブは働くかないように思われます。

図 8-5 に戻って 1990 年以降の状況は、よく言われる表現を用いると、産業部門は乾いた雑巾を絞るようにして更に CO₂ 排出量を削減し、業務部門と家庭部門は、濡れ雑巾に更に水を加えたようなものです。

8.5 2020 年代の温室効果ガス削減目標

＜パリ COP21＞

温室効果ガスに関し最も急がれることは、2020 年代の削減目標の決定です。2015 年 12 月に開催予定のパリ COP21 で、各国は削減目標を表明することを求められています。温室効果ガスの削減は、かなりの経済負担を伴うものと考えられ、2015 年 3 月頃まで、遅くとも夏頃までには、削減目標を設定し、国民的合意を得ることが必要でしょう。

原発の稼動を前提とするか脱原発かにより、温室効果ガスの削減可能量はかなり違ってきます。実行できない過大な削減目標を設定し、削減できなかつた温室効果ガスの排出枠を、外国にお金を支払って購入することは愚かな選択だと思います。

<CO2削減目標例>

表8-3には、日本の温室効果ガス削減目標の例として、基準年比で15%減、20%減、25%減の値を示しました。2012年のCO2排出実績から、どれだけ減らすことが必要になるかを示したものです。

なお、僅かに稼動していた原発が総発電電力量に占める割合は、2012年度は1.5%、2013年度には0.9%に低下しました。一方、CO2排出量は2012年に比べて、2013年は1.5%増加しています。

日本の温室効果ガス排出量に占める非CO2の割合は5%に過ぎず、2012年度の実績値を更に削減する余地は少ないと思われます。表8-3で、非CO2の排出量は2012年度と同じ値としました。

基準年比15%削減の例では、CO2排出量を2012年度実績より2億7,100万トン削減することが必要になり、2012年のCO2排出実績の79%に低減することが必要になります。

表8-3 2020年代の日本のGHG削減目標例（非CO2は2012年度と同じ） 単位：百万トンCO2換算

項目	基準年	2012年度	基準年比の削減目標例		
			15%削減	20%削減	25%削減
CO2排出量	1,144	1,276	1,005	942	878
非CO2排出量	117	68	68	68	68
GHG排出量合計	1,261	1,343	1,072	1,009	946
2012年とのCO2排出量差	—	—	271	334	397
2012年とのCO2排出量比 %	—	—	79%	74%	69%

2012年度と同様に原発が殆ど稼動しない状態で、CO2削減がどの程度大変であるかを見ることにしましょう。2020年代の削減目標としては、基準年比で15%が限度でしょうから、その場合を示します。

<再エネ発電だけで削減したら>

図8-7には、基準年比15%削減量と、2012年度の発電によるCO2排出量を対比して示しました。2012年度の発電によるCO2排出量のデータは、日本エネルギー経済研究所の資料に依るもので、電気事業者とともに、自家発の値が含まれています。図8-7で「その他」として示したのは、直接の発電目的以外で使用された燃料によるCO2排出量で、使用燃料の内訳は分かり

ません。

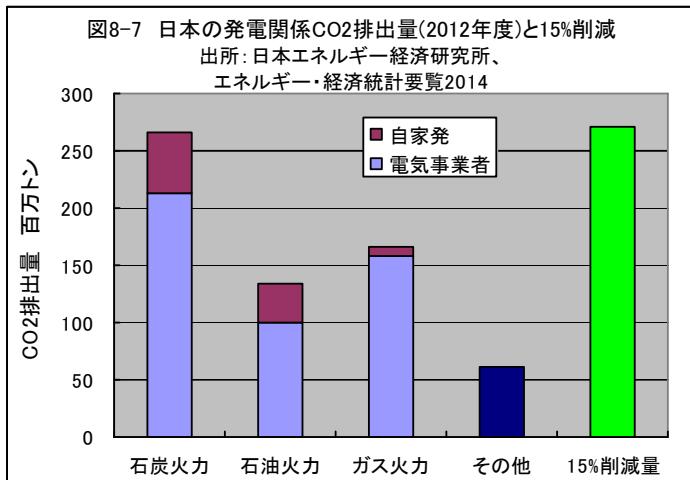
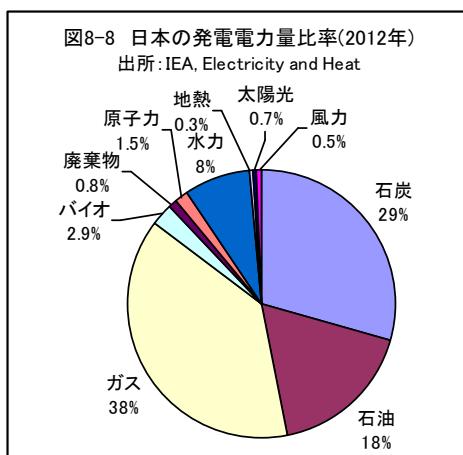


図8-7から分かるように、太陽光発電や風力発電の導入だけで、基準年比15%のCO2を削減するのには、例えば、石炭火力を全て置き換えることが必要になります。図8-8に示すように、石炭火力は、総発電電力量の29%を占めていますから、それだけの再生可能エネルギー発電の新規導入が必要ということです。

なお、図8-8の発電電力量は、IEAのデータベースの2012年の値のため、図8-7と厳密には対応していませんが、グラフで見る分には、殆ど問題はないと思います。

優先的に再生可能エネルギー発電に転換されるのは、老朽化設備で発電コストが

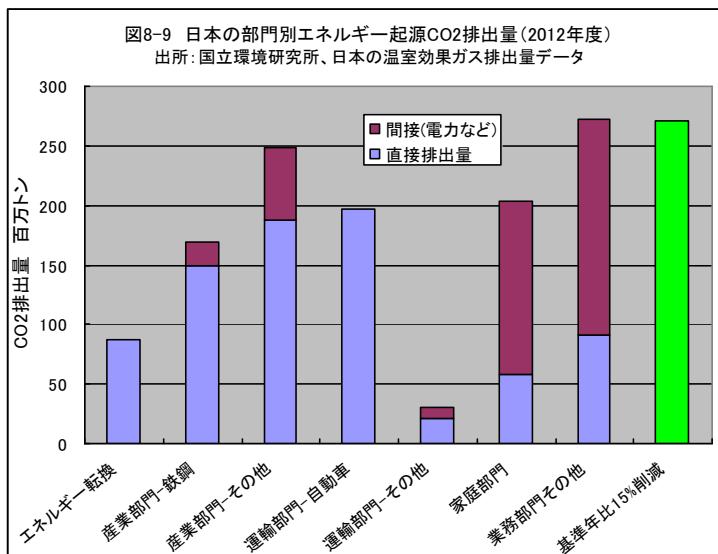


高い石油火力かもしれません。その場、全ての石油火力と、石炭火力の半分を再生可能エネルギー発電に転換することが必要になります。必要な再生可能エネルギー発電の新規導入量は、総発電電力量との比率で32%です。

太陽光発電や風力発電の導入だけで、CO₂排出量を15%削減するのは無理があり、各部門のエネルギー消費量を低減することでCO₂排出量を削減することを併せて行うことが必要です。

＜各部門のCO₂排出量＞

図8-9には、各部門のエネルギー起源CO₂排出量を示しました。直接排出量とは、例えば家庭部門なら、ガスや灯油などを使用して家庭から直接排出されるCO₂の量です。間接の殆んどは、家庭で使用された電力のために、発電所で排出されたCO₂を家庭部門に配分したものです。なお、間接排出量に含まれているのは、事業用発電の値だけで、自家発のCO₂排出量は直接排出量に含まれています。



業務部門その他のCO₂排出量は、基準年比15%削減量とほぼ同等です。業務部門とは、商業・金融、公共サービス、その他サービス業、水道・廃棄

物処理などのことです。業務部門を無くすことはできませんが、今後、家庭部門とともに、CO₂排出量を削減するかなりの努力が求められると思います。

<日本の鉄鋼業を無くしたら>

産業部門で CO₂ 排出量が飛び抜けて多いのは鉄鋼業です。そのため産業部門については、鉄鋼とその他に分けて示しました。鉄鋼業には高炉と電炉の事業が含まれています。

乱暴な話ですが、エネルギー多消費の鉄鋼業を日本から無くしたらどうでしょうか。15%削減の 6 割くらいを達成することができます。但し、関連産業を除いても、日本から直接的に 10 数万人の雇用が失われることになります。また、高炉産業の地元には、大きな経済影響があるでしょう。その他、日本の鉄鋼メーカーが生産している高性能の鋼板を生産できる海外メーカーが限られる、という問題もあると思います。

それらの問題には、目をつむることにしましょう。世界全体の鉄鋼需要が減少しないなら、日本の高炉メーカーが生産を止めた分は、他国が生産することになります。恐らく、大幅な過剰設備を抱える中国の鉄鋼メーカーが生産することになるでしょう。日本の鉄鋼業のエネルギー効率は、中国よりもかなり高いものです。そのため、日本が鉄鋼生産を止め、その分を中国が生産すると、世界全体では CO₂ 排出量が増加します。この問題は、温暖化防止では「カーボン・リーケージ」という言葉で議論されています。

日本は鉄鋼業を止めることで、温室効果ガス削減目標を達成することができるかもしれません、世界の温暖化防止には逆行することになります。温暖化防止は、なかなか難しい問題です。

<自動車から排出される CO₂>

図 8-9 に示されるように、運輸部門の自動車の CO₂ 排出量は、15%削減の 7 割余りを占めています。ハイブリッド車による燃費の向上は目覚しいものがあります。原油価格が高騰する下で、走行距離の長い使い方の自動車なら、ハイブリッド車の価格がアップは、燃料代の低減で相殺され、経済的な負担にはならないように思われます。2020 年半ばには、ハイブリッド車の普

及により、自動車の CO2 排出量が半減するかもしれません。それでも、15% 削減目標の 1/3 です。原発停止のもとで、基準年比で 15% の CO2 排出量の削減は、容易なことではないと思います。

<CO2 排出削減量の積み上げ>

結局のところ、国民負担を考慮しながら再生可能エネルギーの導入拡大と、経済的負担を考慮しながら産業部門の CO2 排出削減と、無駄の削除と快適性を少し犠牲に業務部門と家庭部門の CO2 排出量の削減を積み上げることが必要になります。

CO2 排出削減量の積み上げは、手間の掛かる作業であることに加え、それを実行する国民的合意が無ければ、絵に描いた餅ですから、本書で扱う範囲を越えています。本書の主張は、確りした根拠を持った積み上げを行って欲しいということです。

9. 附属書 I 国と EU の温室効果ガス排出量

本章では、京都議定書の附属書 I 国の温室効果ガス (GHG) 排出量について紹介した上で、EU の GHG 排出削減について記載します。

9.1 京都議定書の附属書 I 国

＜条約概況＞

地球温暖化防止を目的として、1992 年に採択された国連気候変動枠組条約 (UNFCCC) では、先進国と市場経済移行国 (Economy in Transition, 略称 EIT 国) からなる附属書 I 国に、温室効果ガス削減の政策実施義務が課せられました。そのうち、先進国からなる附属書 II 国には、発展途上国に気候変動に関する資金援助や技術移転などの実施が求められています。しかし、温室効果ガス削減の数値目標は設定されていません。

1995 年にベルリンで開催された気候変動枠組条約締約国会議 (COP1) で、現状の方策では温暖化防止の目標達成に不充分との結論に達し、COP3 までに、先進国に数値化された削減目標を課す議定書を策定することが決められました。それに従い、1997 年に京都で開催された COP3 で、先進国に温室効果ガス削減の数値目標を課す京都議定書が採択されました。第一約束期間の 2008 年から 2012 年の 5 年間の平均の GHG 排出量を、基準年の排出量から目標割合だけ削減することが求めされました。

＜附属書 I 国＞

UNFCCC の附属書 I 国のうち、米国は京都議定書に署名しましたが、発展途上国に対する義務付けが無いことや、経済に対する悪影響などの理由で批准しませんでした。カナダは京都議定書を批准しましたが、削減目標の達成が困難になると、第一約束期間の終了を前に離脱しました。日本は、8 章で紹介したように、第一約束期間の削減目標をなんとか達成しました。しかし、原発再稼動が不透明で、この先の削減見通しが立たない状況下で、京都議定書の第二約束期間への不参加を表明しています。表 9-1 には、京都議定書の附属書 I 国その他の関連情報を示しました。

表9-1 京都議定書の附属書Iの国々(2014年12月現在)

分類	国名	UNFCCC		EIT国 注1)	京都議定書		
		附属書 I国	附属書 II国		第1約束期間の 削減目標 %	基準年GHG排出 百万トンCO2換算	備考
EU-15	EU-15 (バブル)	○	○		-8	4,265.5	
	ドイツ	○	○		-8	1,232.4	
	英國	○	○		-8	779.9	
	フランス	○	○		-8	563.9	
	イタリア	○	○		-8	516.8	
	スペイン	○	○		-8	289.7	
	オランダ	○	○		-8	213.0	
	ベルギー	○	○		-8	145.7	
	ギリシャ	○	○		-8	106.9	
	オーストリア	○	○		-8	79.0	
	スウェーデン	○	○		-8	72.1	
	フィンランド	○	○		-8	71.0	
	デンマーク	○	○		-8	69.9	
	ポルトガル	○	○		-8	60.1	
	アイルランド	○	○		-8	55.6	
EU-28	ルクセンブルク	○	○		-8	13.1	
	ポーランド	○		○	-6	563.4	
	ルーマニア	○		○	-8	278.2	
	チェコ	○		○	-8	194.2	
	ブルガリア	○		○	-8	132.6	
	ハンガリー	○		○	-6	115.3	
	スロバキア	○		○	-8	72.0	
	リトアニア	○		○	-8	49.4	
	エストニア	○		○	-8	42.6	
	ラトビア	○		○	-8	25.9	
	スロベニア	○		○	-8	20.3	
	クロアチア	○		○	-5	31.3	
	マルタ	○			第二約束期間	2.0	注2)
	キプロス	○			第二約束期間	6.0	注2)
その他	ロシア	○		○	0	3,323.4	
	日本	○	○		-6	1,261.3	
	ウクライナ	○		○	0	920.8	
	オーストラリア	○	○		+8	547.7	
	ニュージーランド	○	○		0	61.9	
	イスラエル	○	○		-8	52.7	
	ノルウェー	○	○		+1	49.6	
	アイスランド	○	○		+10	3.3	
	リヒテンシュタイン	○			-8	0.2	
	モナコ	○			-8	0.1	
	ベラルーシ	○		○	第二約束期間	139.1	注2)
	トルコ	○			第二約束期間	188.4	注2)
	米国	○	○		-7(未批准)	6,219.5	注2)
	カナダ	○	○		-6(離脱)	594.0	

注1) EIT国は市場経済移行国(Economy in Transition)。

注2) 1990年のGHG排出量(森林等の吸収 LULUCF無し)。

UNFCCC の京都議定書のウェブページによれば、京都議定書を批准しているのは、現在 192 の国と地域です。その内、GHG 排出量の削減義務が課せられているのは、表 9-1 のとおりです。

第一約束期間の削減目標が指定されているのは 36 カ国で、その内 26 カ国は EU-28 の加盟国です。そのうち、1990 年代半ばまでに EU に加盟していた EU-15 の国々は、EU-15 全体で削減目標を達成する「共同達成」(EU パブル) を選択しています。

表 9-1 で EIT 国と示したのは市場経済移行国で、旧ソ連や東欧諸国です。2004 年以降に EU-28 に加盟した国の大半が該当します。EIT 諸国は、1990 年時点での産業・社会のエネルギー効率の改善が進んでいなかったため、GHG 排出量は高い値でした。そのことは、1990 年を基準年とする GHG 排出量の削減を容易にするものです。

表 9-1 の附属書 I 国には、先進国と考えられている OECD 諸国のうち、米国、カナダの他に、メキシコ、韓国、チリ、イスラエルも含まれていません。率直に言って、京都議定書の附属書 I 国は、かなり偏った参加国構成と感じられます。

9.2 附属書 I 国などの GHG 排出量

図 9-1、図 9-2 には、附属書 I 国等の 1990 年、2000 年、2012 年の GHG 排出量を示しました。データの出所は、UNFCCC の GHG データベースです。森林等の吸収分（略称 LULUCF）を考慮しない値を示しました。

京都議定書では、GHG 排出削減量を算定する基準年は、原則として 1990 年ですが、HFCs、PFCs、SF6 については 1995 年の排出量を用いてもよいことになっています。そのため、基準年の GHG 排出量と 1990 年の排出量は、必ずしも一致しません。紛らわしいので、本項では 1990 年の排出量を示すことにします。

図 9-1 には GHG 排出量が多い 5 カ国を、その他の国は図 9-2 に排出量の目盛りを拡大して示しました。2012 年の排出量が多い順に並べてあります。

クロアチアよりも排出量が少ない10カ国は、全体のGHG排出量を考える上で重要性が少ないと省略しました。3本一組の棒グラフは、上から順に1990年、2000年、2012年と並べてあります。

これらのグラフからは、米国のGHG排出量の多さが際立っていることが分かります。しかし、7章で紹介したように、中国の排出量が最も多いことは確実です。非附属書I国については、一部の年のGHG排出データしか報告されていませんが、中国の2005年のGHG排出量(LUCF無し)では、非CO₂のGHGが20%あることが報告されています。従って、中国のGHG排出量は、7章に示したCO₂排出量の約1.25倍と推定されます。

図示した32カ国の中、1990年よりも2012年のGHGが増加した国は12カ国です。一方、上述したEIT諸国のGHG排出量の削減が大きいことも分かります。

日本の非CO₂のGHGは、1990年には全体の10%、2000年以降では5%で、棒グラフの先端に少しあるだけです。しかし、他国を見ると、非CO₂のGHGの比率がかなり高いことが分かります。その傾向は、非附属書Iでも言えることで、温暖化防止は、CO₂排出削減だけではないことが分かります。なお、図9-2で、ウクライナの1990年のGHG排出量が異常に高い理由は、確認していません。データの信頼性の問題か、若しくは、1991年のソ連邦からの独立と関係があるのかもしれません。

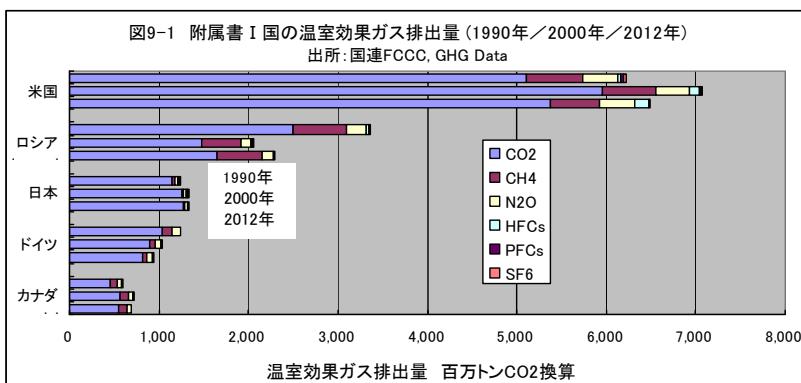
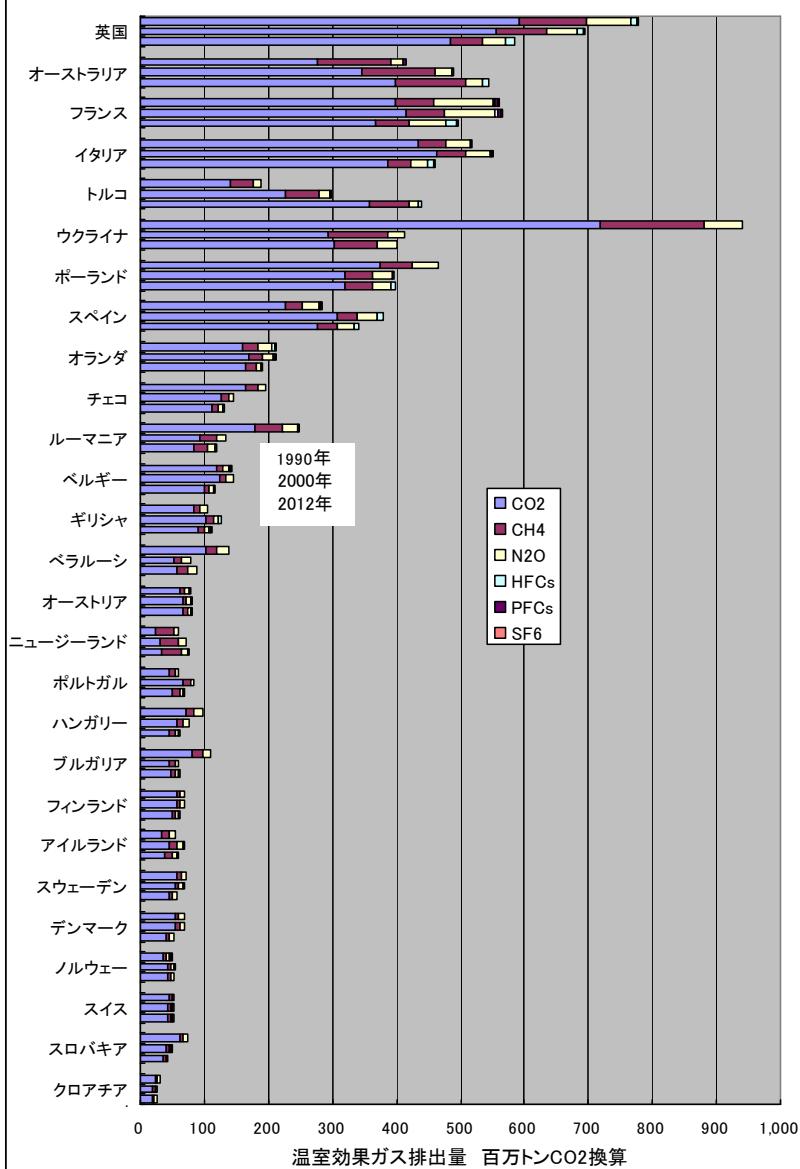


図9-2 附属書I 国の温室効果ガス排出量 (1990年／2000年／2012年)

出所:国連FCCC, GHG Data



9.3 GHG 排出量の俯瞰的データ

＜一人当たりの GHG 排出量＞

前項で各国の GHG 排出量の大小を示しました。しかし、人口が多い国は、GHG 排出量も多くなる事は当然のことです。種々考慮すべきファクターはありますが、先ずは、人口一人当たりの GHG 排出量で比較する必要があると思います。図 9-3 には、附属書 I 国の一人当たりの GHG 排出量を示しました。小国のモナコは別にしても、最も多いオーストラリアと最少の国とでは、かなり大きな違いがあります。

一人当たりの GHG 排出量で上位 6 カ国の中、オーストラリア、米国、カナダ、ロシアの 4 カ国は、石油か天然ガスの產出国です。やはり、省エネ意識が低いのだと思います。図 9-3 で 2 番目のルクセンブルクは、一人当たりの GDP が世界トップクラスの豊かな小国です。この国も、省エネ意識が乏しいのかもしれません。

一方、5 番目のニュージーランドは、GHG 排出量が多いのですが、その半分以上は非 CO₂ で、エネルギー消費によるものではありません。主要産業の牧畜に起因するもので後述します。

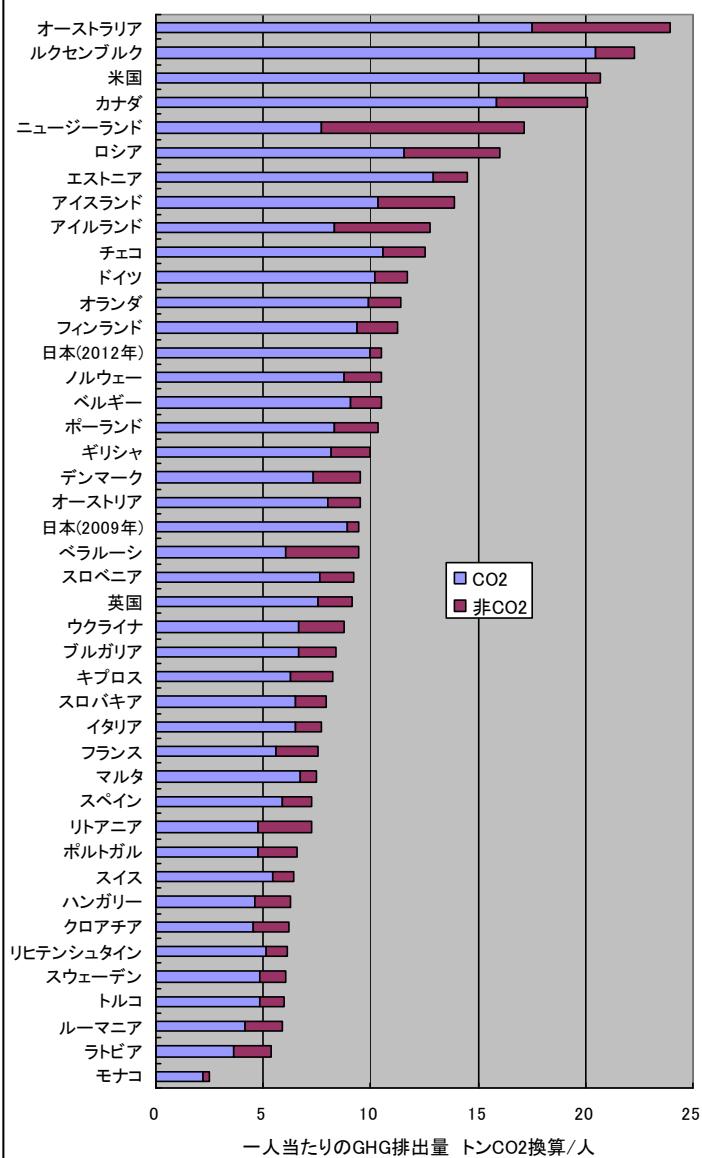
一人当たりの GHG 排出量が、10 トン CO₂ 換算前後には、ドイツ、日本、英国などが位置しています。それより GHG 排出量が少ない国々は、二つのグループに分けられるように思います。

一つは、一人当たりの GDP が比較的小さい国で、その結果、エネルギー消費とそれに起因する GHG 排出量が少ない国です。それらは、主に東欧などの EIT 諸国です。

もう一つは、一人当たりの GDP が比較的大きい経済的に豊かな国です。エネルギー消費量は多いけれど、GHG 排出量が少ない電源構成を持つ国です。原発が総発電電力量の 80% 近くを占めるフランスや、原発と水力で 80% 以上を占めるスウェーデンや 90% を超えるスイスなどが該当します。

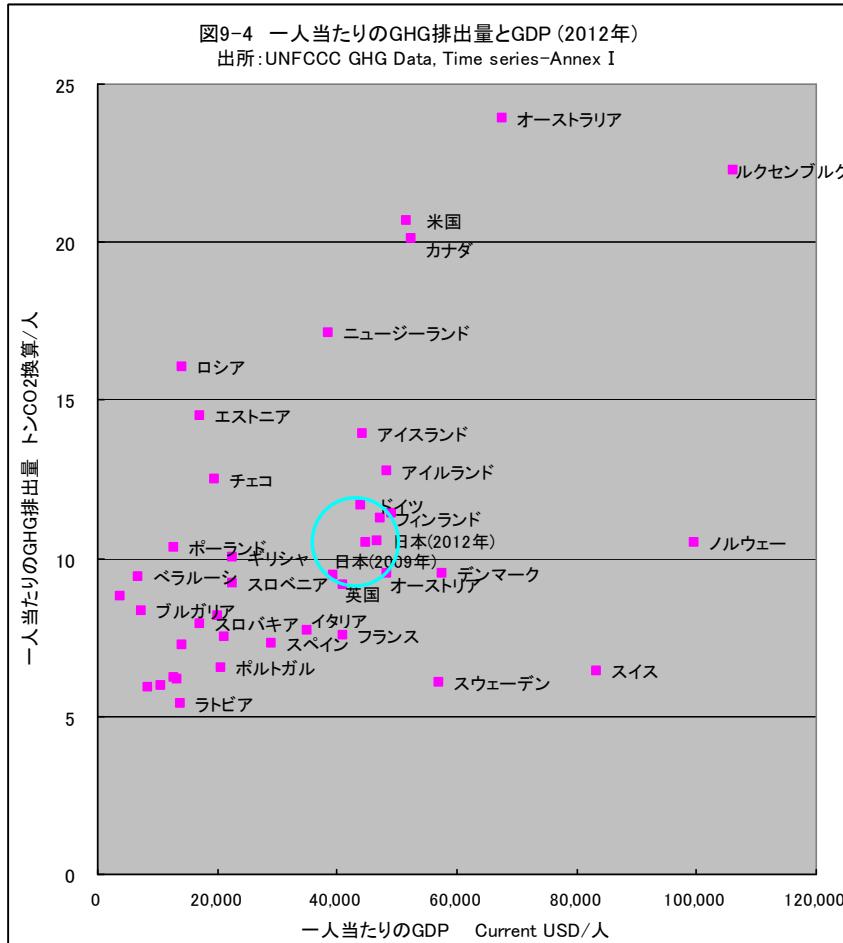
図9-3 一人当たりのGHG排出量 (2012年)

出所:UNFCCC GHG Data,Time series--Annex I



＜豊かさと GHG 排出量＞

上述を裏付けるため、図 9-4 には、一人当たりの GDP を横軸に、一人当たりの GHG 排出量を縦軸として、附属書 I 国を表示しました。小国のモナコ、リヒテンシュタインを除いて、40 カ国を表示しています。



プロットが重なっている部分の国名は省略しました。水色の輪で囲んだ部分に、ドイツ、日本、フィンランドなどがあります。

一般に、一人当たりの GDP が大きい経済的に豊かな国は、産業規模が大きく、個人のエネルギー消費も多いため、一人当たりの GHG 排出量が増加します。それに対し、先進国の多くは、産業や社会のエネルギー効率を高め、また、GHG 排出量の少ない再生可能エネルギーや原子力を使うことで、GHG 排出削減を図ってきました。図 9-4 は、そのような観点で附属書 I 国を俯瞰する目的で示したものです。

＜GHG 排出量と TPES＞

上記を補足するデータとして、図 9-5 には一人当たりの総一次エネルギー供給量 (TPES) を、図 9-6 には TPES当たりの GHG 排出量を示しました。それらは、下記の関係にあります。

$$\text{一人当たりの GHG} \equiv \text{一人当たりの TPES} \times (\text{GHG 排出量} / \text{TPES})$$

このデータは、一人当たりの GHG 排出量が小さい国は、エネルギー消費が少ないので、それとも、GHG 排出量が少ないエネルギーを使用しているためかを示すものです。

例えば、アイスランドは、一人当たりの TPES が飛びぬけて大きな値です。寒い国であることに加え、エネルギーを潤沢に使用できるためだと思います。一方、(GHG 排出量 / TPES) は、極めて小さい値です。IEA の統計のエネルギー・バランスによれば、アイスランドは、水力が TPES の 20%近く、発電と熱供給に利用されている地熱が 70%を占めていることが GHG 排出量を小さくしています。両者の結果として、一人当たりの GHG 排出量は、図 9-3 に示されるように、多い方から 8 番目になっています。

＜総一次エネルギー供給量＞

図 9-5 に示す一人当たりの総一次エネルギー供給量の単位は Mtoe で、10 の 6 乗の石油換算トンです。総一次エネルギー供給量の大小は、気候風土、エネルギー多消費の重化学工業の有無、産業・社会のエネルギー効率、その他、経済的豊かさに係わるエネルギー消費量などの要因が関係します。

概して、エネルギー資源が豊富な国や経済的に豊かな国が、一人当たりの

総一次エネルギー供給量の多い国になっていることが分かります。

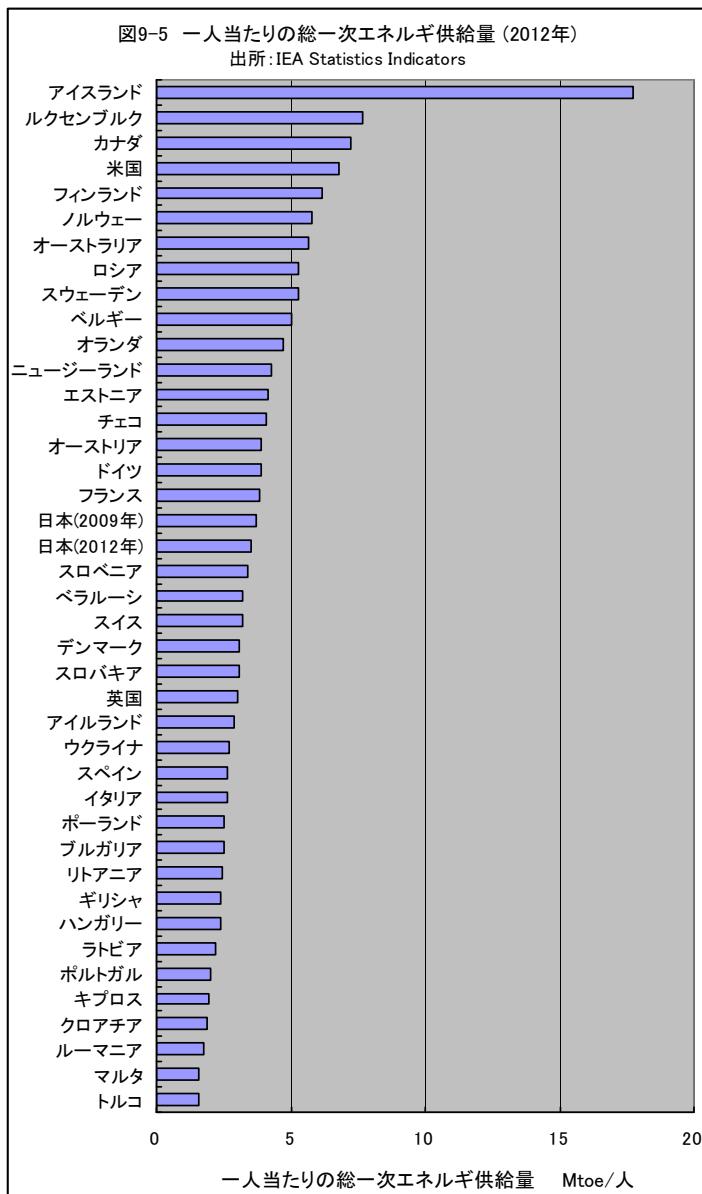
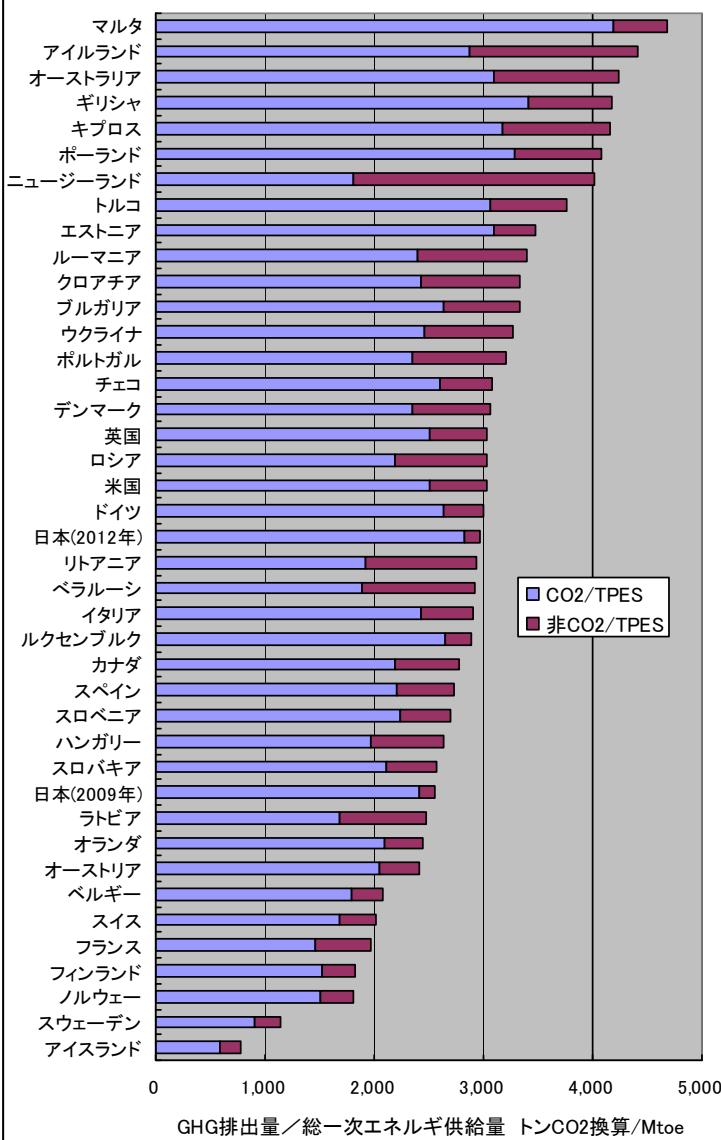


図9-6 GHG排出量/総一次エネルギー供給量（2012年）

出所:UNFCCC GHG Data, IEA Statistics Indicators



<TPES当たりのGHG排出量>

図9-6に示した総一次エネルギー供給量当たりのGHG排出量は、各国の使用エネルギーがGHG排出量が多いものか否かを示すものです。なお、非CO₂の部分は、エネルギー消費とは殆ど関係がありません。

何処の国でも、自動車の燃料は、ガソリンや軽油が殆どですから、GHG排出量の違いは、主に電源構成の違いによるものです。水力発電や原発比率の高い国は、GHG排出量が小さくなります。水力発電以外の再生可能エネルギーは、殆どの国ではGHG排出量を大きく左右するほどには導入されていませんが、デンマークでは風力発電が総発電電力量の33%に達し、アイスランドでは地熱発電が30%を占めています。なお、アイスランドでは、地熱が熱供給にも利用されているためGHG排出量が少なくなっています。

図9-6で、殆どの原発が停止した日本の2012年のGHG排出量は、2009年より16%増加しています。

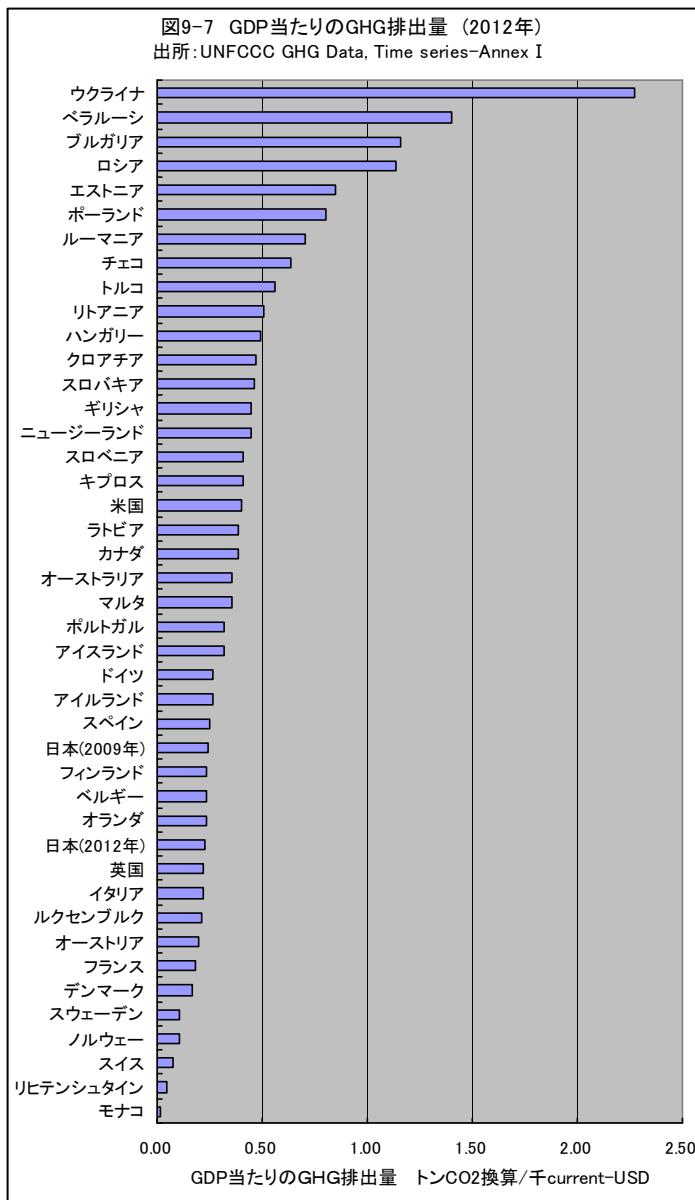
<GDP当たりのGHG排出量>

ここまで紹介したデータでは、産業・社会のエネルギー効率の高さや省エネの進展度合いは判断できません。そのため、図9-7には、GDP当たりのGHG排出量を示しました。産業活動の大きさとGHG排出量の比率ですから、図9-6のTPES当たりのGHG排出量と併せて見れば、各国のエネルギー効率や省エネの程度を推定できます。

図9-7の上位に、旧ソ連や東欧諸国が位置しているのは、エネルギー効率の改善が遅れていることを示すものです。一方、GHG排出量が少ない位置にある国々は、エネルギー多消費産業が少ない国や、リヒテンシュタインやモナコのようにサービス産業が主体の国です。

日本やドイツは、エネルギー効率の向上が進んだ国と言えると思いますが、エネルギー多消費の産業を有しているため、図9-7の真ん中位に位置しています。なお、GHG排出量を減らすために、エネルギー多消費産業を海外に出してしまえばいいかというと、前述したように、その産業がエネルギー効率の低い国に移行した場合には、地球全体では、CO₂排出量が増加してしま

います。その辺が、温暖化防止問題の難しいところです。



9.4 EU の GHG 排出量の削減

GHG 排出削減を主導してきたのは EU です。純粋に地球温暖化防止を考えている人も沢山いると思います。しかし、各国が集まり国際ルールを決める場では、自国の利益が主張されます。それは、国を代表して交渉に臨む人達の責務でもあると思います。

2020 年代の GHG 排出削減でも、EU 主導で国際ルールが決められることになると思います。恐らく、EU にとって都合がよい様にまとめられことになるでしょう。そのため、EU がこれまで、どの様に GHG 排出削減を行ってきたかを知っておくことは、日本にとっても重要になります。

＜EU-15 と EIT 諸国の GHG 排出量＞

前項では、附属書 I の各国個別の GHG 排出量を紹介しましたが、本項では EU のグループの GHG 排出量を見ることから始めたいと思います。

図 9-8 には、1990 年代から EU に加盟していた EU-15 と、2004 年以降に EU-28 に加盟した国のうち、11 カ国の EIT 国の GHG 排出量の削減を示しました。なお、EU-28 の残りの 2 カ国は、キプロスとマルタですが、何れも小国で、全体に対する影響は小さいので集計から除きました。

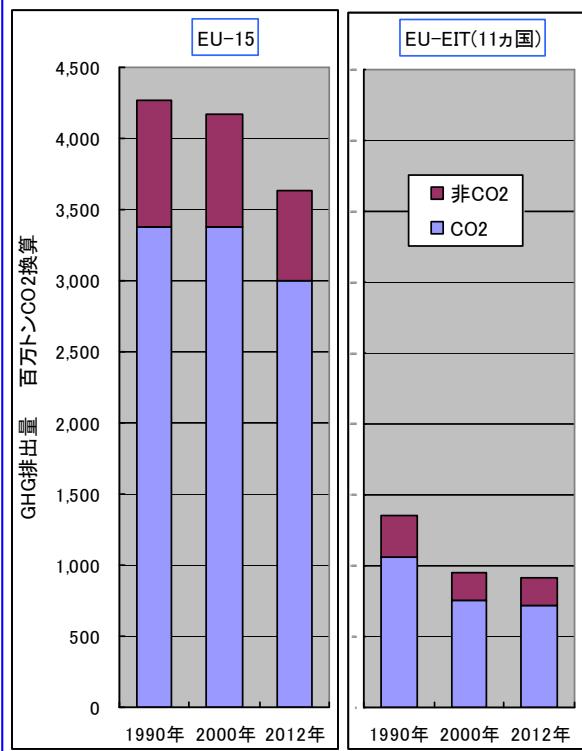
EU-15 の合計と比べ、2012 年の EIT の 11 カ国の人団は約 1/4、GDP は 1/10 以下に過ぎません。一方、1990 年から 2012 年への GHG 排出量の減少量は、EU-15 と比べて EIT の 11 カ国は約 70% であり、EIT 諸国は GHG 排出量の削減割合が大きかったことが分かります。また、EU-15 の 2090 年から 2012 年の削減割合が 15% であるのに対し、EIT の 11 カ国は 33% です。

図 9-8 からは、EU-15 の GHG 排出量は、1990 年から 2000 年までの間には、非 CO₂ の GHG はかなりの削減がありますが、CO₂ 排出量の減少は殆どないことが分かります。CO₂ 排出量の削減は 2000 年以降で、京都議定書の削減目標を達成するため、主に再生可能エネルギーの導入が進んだためと思われます。

一方、EIT の 11 カ国については、1990 年から 2000 年までの間に GHG 排出量が減少しており、それ以降は、殆ど減少していないことが分かります。

図9-8 EU-15とEUのEIT諸国のGHG排出量削減

出所：UNFCCC GHG Data, Time series Annex I



<EIT諸国のGHG排出削減>

図9-9には、EUのEITの11カ国の1人当たりの総一次エネルギー供給量(TPES)の推移を示しました。1990年に比べて2000年の値は77%と大幅に減少しています。これが、図9-8に示したGHG減少の主な原因と思われます。なお、同期間に、非CO2のGHGもかなり減少していることが図9-8から分かります。

EIT諸国の総一次エネルギー供給量の減少は、産業や社会のエネルギー効

率が高まったためでしょう。ソ連邦の構成国として、天然ガスなどのエネルギー供給を受けていた EIT 諸国は、1991 年にソ連邦が崩壊し独立国家となったことで、温暖化防止の国際世論とともに、省エネ志向が高まったものと想像されます。

表9-2 には、EU-15 と、EIT の 11 カ国 の GHG 排出量に関連したデータを対比して示しました。1 人当たりの GHG 排出量は、両者は、ほぼ同じような値です。しかし、EIT 諸国 の GDP は、EU-15 の 1/3 程度しかありません。また、1 人当たりの総一次エネルギー供給量も、EU-15 の 3/4 です。

EU に加盟した EIT 諸国は、市場経済の進展などにより、現在よりは豊かになっていくでしょう。その場合、GDP は増加するけれど、総一次エネルギー供給の増大は抑制することが求められると思います。

図9-9 EUのEIT-11カ国 のTPESの推移

出所:IEA Statistics

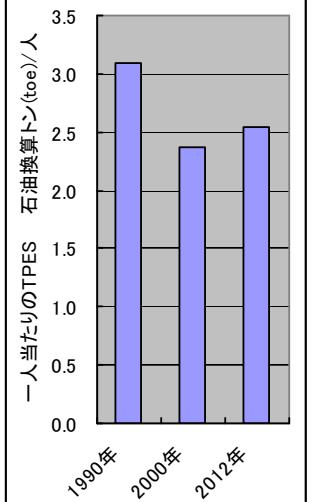


表9-2 EU-15とEITの11カ国の比較（2012年）
出所:UNFCCC GHG Data, IEA Statistics, 世銀データベース

項目		EU-15	EU-EIT(11カ国)
GHG排出量	千トンCO ₂ 換算	3,630,545	912,320
人口	万人	39,966	10,443
GDP	億current USD	158,797	13,406
TPES	Mtoe	1,375	266
1人 当たり	GHG排出量	トンCO ₂ 換算/人	9.08
	GDP	万current USD/人	3.97
	TPES	toe/人	3.44
		2.55	

＜独・英・日の GHG 比較＞

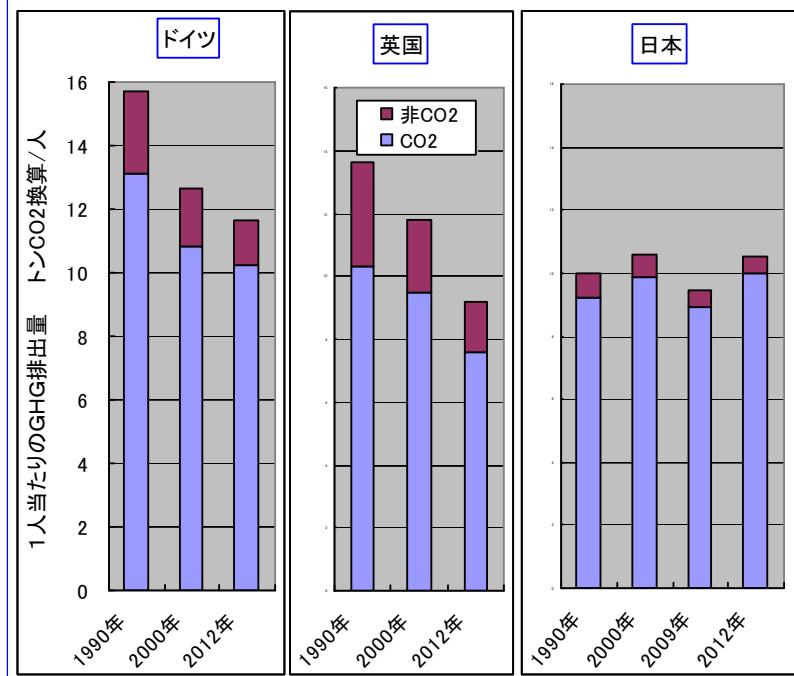
次に、EU-15 の GHG 排出削減について見ることにします。削減の経緯は

国により異なります。日本との対比を考える場合、例えば、水力発電が総電力量の60%近く、原発が36%を占める小国のスイスでは、比較にならないと思います。日本との比較を考えて、ドイツと英国のこれまでのGHG排出削減を見ることにします。

図9-10には、ドイツ、英国、日本のGHG排出量を示しました。図を眺めて、日本はGHGが少しも減っていないじゃないか、と感じるでしょう。それについては、8章に記載しました。

図9-10 ドイツ、英国、日本の1人当たりGHG排出量

出所：UNFCCC GHG Data, Time Series Annex I



1990年時点のGHG排出量は、ドイツも英国も、日本に比べて随分多いことが分かります。ドイツについては、エネルギー効率が低かった東ドイツと

の統合が、GHG 排出量を増大させており、西ドイツ出身の人には気の毒です。その代わり、京都議定書の 8% の削減目標は、容易に達成できました。

1990 年時点では英國は、家庭などでも石炭が使用されており、石炭の使用が GHG 排出量を高めていました。その他、非 CO₂ の GHG 排出量は、両国とも日本よりかなり多いことも分かります。

表 9-3 には、2012 年の 3 カ国の比較を示しました。人口 1 人当たりの値でみると、GHG 排出量、GDP、総一次エネルギー供給の何れも、概ね同じ様なものです。日本は、人口でドイツの 1.4 倍、英國の 2.3 倍の大國ですから、大国としての責任は求められると思います。しかし、現状の GHG 排出量について、EU から非難されるほどのものではありません。問題なのは、2020 年代以降の GHG 排出削減です。

表 9-3 ドイツ、英國、日本の比較（2012 年）
出所: UNFCCC GHG Data, IEA Statistics, 世銀データ

項目	ドイツ	英國	日本
GHG 排出量 千トン CO ₂ 換算	939,083	584,304	1,343,118
人口 万人	8,043	6,370	12,756
GDP 億 current USD	35,332	26,150	59,545
TPES Mtoe	312.5	192.2	452.3
1 人 当たり	GHG 排出量 トン CO ₂ 換算/人	11.68	9.17
	GDP 万 current USD/人	4.39	4.11
	TPES toe/人	3.89	3.02
			3.55

＜ドイツの GHG 削減＞

1990 年に比べ 2012 年の GHG 排出量は、CO₂ は 78%、非 CO₂ は 56%、GHG 全体で 74% に減少しました。また、GHG 減少量の絶対値では、約 7 割が CO₂ の減少、残りが非 CO₂ の減少によるものです。

非 CO₂ の減少は、主に廃棄物処分の適正化による CH₄ 発生の減少と、ナイロン製造などに用いられるアジピン酸製造での N₂O の排出削減によるものです。

1990 年から 2012 年までの GHG 排出削減量の 3/4 は、2000 年までに削減されたものです。2000 年までの排出削減量が多い理由は、1990 年のドイ

ツ統合によるものです。エネルギー効率や廃棄物の適正処分に関して遅れていた東ドイツと統合したこと、それを西ドイツの水準に引き上げるだけで、かなりの GHG 排出削減になっています。その件に関しては、下記の分析レポートがあります。

Fraunhofer ISI(独), DIW, SPRU(英), Report prepared for COP6 (2001), "Greenhouse gas reductions in Germany and the UK - Coincidence or policy induced?"

レポートのタイトルに示されるように、2000 年までのドイツと英国の GHG 排出量の削減が、両国の削減政策の結果であるか否かを分析したもので、ドイツについては、長期の気温にデータをもとに、対象期間について CO2 排出量の気温補正を行った上で、積み上げ方式の結構詳しい分析を行っています。

1990 年から 2000 年までの CO2 排出量の削減については、6 割が東西ドイツの統合効果、非 CO2 の削減については、約 1 割が統合効果によるものとしています。CO2 と非 CO2 を合わせた合計では、46%が統合効果、残りの 54%がドイツの GHG 削減政策の結果であると分析しています。

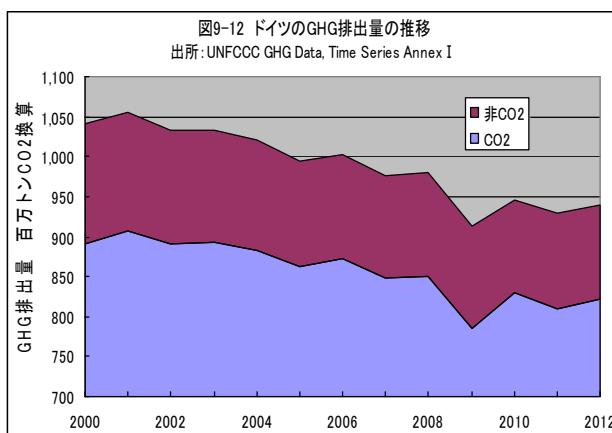
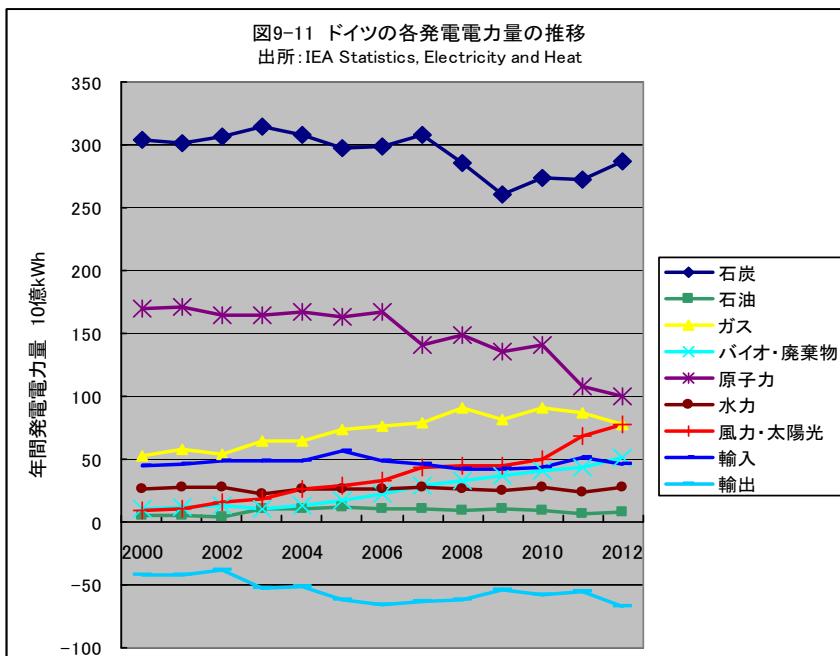
東ドイツとの統合による GHG 排出削減は、主に CO2 の削減で、統合後の数年間に顕著に削減されています。そのことが、2000 年以降には CO2 削減が少ない事実に繋がったものと思います。

近年、ドイツでは太陽光発電の導入が進んでいます。また、福島第一原発の事故の後、運転原発の削減も行われています。それらが、GHG 排出削減に与える影響を見るために、図 9-11 には、2000 年以降の各電源の電力量の推移を示しました。風力と太陽光はその合計を示し、また、電力の輸出入も併記しました。マイナスのグラフは輸出分です。

同様に、図 9-12 には GHG 排出量の推移を示しました。増減を分かり易くするため、グラフの上部を示しています。また、図 9-13 は 2012 年の発電電力量の構成比率です。

図 9-11 で、2010 年頃からの風力・太陽光が増加しています。そのほとん

どは、太陽光発電によるものです。また、2000年頃から、風力・太陽光発電が増加を続いている間、電力輸出も増大しています。



2011年頃から、一部の原発が停止し、発電量が減少していますが、それに対し、石炭火力が増加していることも分かります。

一方、図9-12に示すGHG排出量は減少を続けていましたが、2010年頃から再び増加傾向を見せています。

世間では、原発が停止した結果、石炭火力の発電量が増加し、CO₂排出量が増加してしまったと言われます。しかし、それ

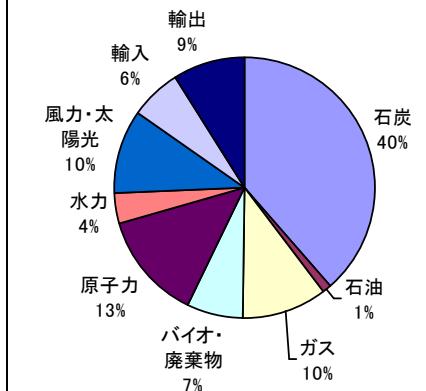
は短期的な対応の問題で、中長期的にはGHG排出量が減少する方向に進んでいくでしょう。

風力・太陽光発電が増加すると、電力輸出が増加する傾向は、本質的な問題であるように思います。風力・太陽光の発電変動に対し、それなりに火力発電などの負荷調整を行っても、余剰の発電電力量が増大することは避けがたいものと思われます。それに対し、ドイツでは隣接諸国との送電網を増強し、電力の輸出入で対応しているわけです。

発電電力量の時間的変動を、送電網を増強して、電力の輸出入により広域的に吸収する方法は、最も経済的な対応策です。しかし、日本はこのような対策を取る事はできません。火力発電や揚水発電などにより負荷調整と、電力貯蔵によることになります。

電力貯蔵には高い費用が掛かるばかりでなく、貯蔵効率は驚くほど低いものです。再生可能エネルギーの導入拡大による発電変動の問題は、技術的には対応可能かもしれませんのが、日本の場合、大きな経済負担を伴うものになります。何れにしても、問題の本質を見極めて、中長期的に対応策を講じて

図9-13 ドイツの電源構成（2012年）
出所：IEA Statistics, Electricity and Heat



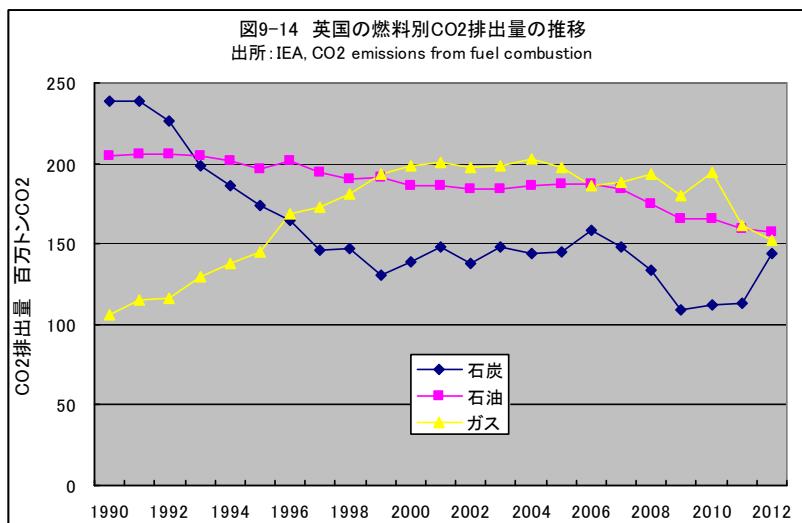
いくことが重要であると思います。

＜英国の GHG 削減＞

図9-10で、1990年に比べ2012年のGHG排出量は、CO₂は73%、非CO₂は48%、GHG全体で67%に減少しました。また、GHG減少量の絶対値では、約6割がCO₂の減少、残りが非CO₂の減少によるものです。

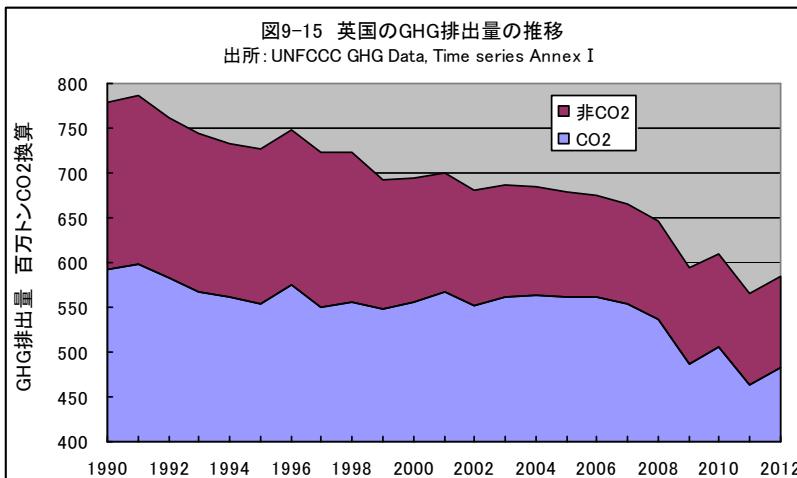
非CO₂の減少は、廃棄物の処理処分の適正化などでCH₄が半分以下になったこと、アジピン酸製造での排出削減などによりN₂Oが半分近くになったことが主な点です。

CO₂の減少は、主に石炭から天然ガスへの燃料転換によるものです。英国が北海油田で生産している天然ガスが使用されています。図9-14には、石炭、石油、天然ガスの各燃料の使用によるCO₂排出量の推移を示しました。1990年から2010年の間に、石炭によるCO₂排出量は半減し、天然ガスによるCO₂排出量が2倍近くに増加しています。



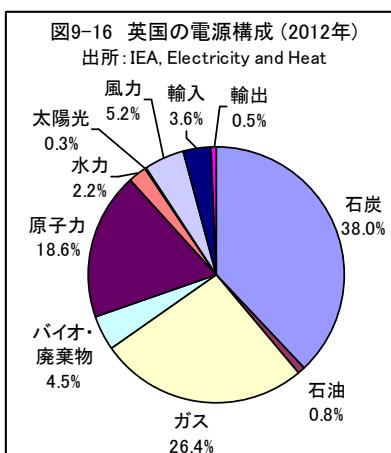
CO₂排出量が少ない天然ガスに燃料転換が進んだことで、図9-15に示されるように、CO₂の総排出量は減少しています。なお、図9-14で、2011年

から石炭が増加し、天然ガスが減少していますが、その原因は確認していません。



上記ドイツの項で紹介したレポートには、石炭から天然ガスへの燃料転換は、英国で1990年頃から始まったエネルギー市場の自由化とエネルギー企業の民営化の結果であると述べられています。GHGの排出削減は、環境意識の高まりや、それに呼応した政策以外にも、種々の要因が影響を及ぼしています。

図9-16には、英国の2012年の電源構成を示しました。石炭から天然ガスへの転換が進んだといっても、電力における石炭比率は、まだ40%近くあります。そのことは、図9-13に示したドイツでも同様です。



英国の再生可能エネルギーは、4章で紹介したように、風力資源が豊富で、風力発電の比率が5%に達しています。但し、発電コストが高い太陽光発電は、その1/10以下です。

9.5 非CO₂のGHG排出量

日本では、非CO₂のGHGは、総GHG排出量の5%に過ぎませんから、温暖化防止はCO₂削減の問題になります。しかし、世界では必ずしもそうではありません。

＜附属書I 国の非CO₂削減＞

図9-17には、附属書I 国の2012年のGHG排出量に占める非CO₂比率を示しました。図9-1、図9-2に対応して、GHG排出量が多い国から並べてあります。排出量の絶対値は同図を参照して下さい。非CO₂の比率が分かり易いようグラフの上部を表示してあります。

非CO₂の比率が最も大きいのはニュージーランドで、55%に達しています。牧畜で飼育されている多数の羊が出すメタンがその大半を占めているのですから驚きです。

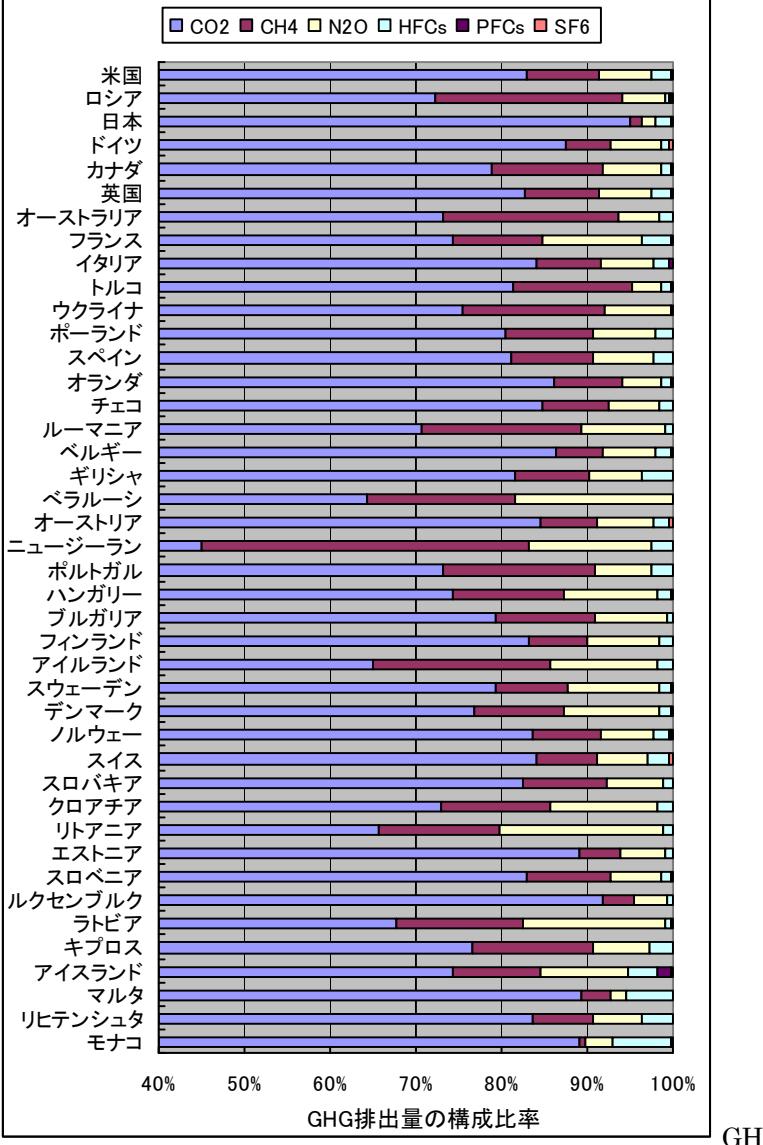
EU-28全体では、非CO₂がGHG排出量の18%を占めています。2012年の値ですから、比較的容易に削減できるものは、既に削減された上での値です。2050年までに、温室効果ガスを80%削減するという長期ビジョンもありますから、多くの国では、非CO₂のGHGについても大幅な削減が必要になります。

＜世界全体の非CO₂削減＞

表9-4には、非CO₂の5種のGHGについて、世界全体の1990年の排出量推定値を示しました。GHG合計の排出量に対する比率も併記しました。元のデータは、IPCCのレポートではないかと思いますが、米国環境省(EPA)のレポートからとったものです。GHG合計に対する比率では、CH₄が約16%で最大で、N₂Oが8%です。残りのHFCsは0.3%、PFCsは0.2%、SF₆は0.2%と、最初の2者に比べ、かなり少ない比率です。

図9-17 附属書I 国のGHG排出量構成比率

出所:UNFCCC GHG Data



GH

表9-4 世界の非CO₂のGHG排出量（1990年推定値）

部門	排出源	排出量(1990年) 百万トンCO ₂ 換算	GHG合計比 %
CH4			
エネルギー	天然ガス・石油システム	1,278	3.2
	石炭採鉱	530	1.3
	定置・移動燃焼	221	0.6
	バイオマス燃焼	176	0.4
農業	家畜の腸内発酵	1,764	4.5
	稲作	480	1.2
	肥料管理	233	0.6
	その他農業発生源	507	1.3
廃棄物	固体廃棄物の埋立	706	1.8
	排水	352	0.9
その他計		22	0.1
CH4計		6,269	15.9
N2O			
エネルギー	定置・移動燃焼	201	0.5
	バイオマス燃焼	41	0.1
工業プロセス	アジピン酸・硝酸製造	200	0.5
	その他工業プロセス源	81	0.2
農業	農業土壤	1,658	4.2
	肥料管理	204	0.5
	その他農業発生源	777	2.0
廃棄物	生活排水	68	0.2
その他計		12	0.0
N2O計		3,241	8.2
HFCs			
工業プロセス	HCFC-22製造	104	0.3
	その他	1	0.0
HFCs計		105	0.3
PFCs			
工業プロセス	一次アルミ製造	84	0.2
	その他	9	0.0
PFCs計		93	0.2
SF6			
工業プロセス	電源システムの使用	49	0.1
	その他	15	0.0
SF6計		64	0.2
非CO ₂ のGHG排出量合計		9771	24.8

出所:米EPA, Global Anthropogenic Non-CO₂ Greenhouse Gas Emissions:
1990 – 2030, Revised December 2012

HFCs、PFCs、SF6 は、工業プロセスなどで使用されている化学物質であり、代替物質に転換したり、設備からの排出を防ぐことも可能ですが。それに対し、CH4 や N2O の削減は容易ではありません。

＜メタンの排出源＞

ここでは、排出量が最も多いCH4（メタン）について、主な排出源を紹介します。CH4 の最大の排出源は、牛や羊などの反芻動物の腸内発酵で発生するメタンガスです。よく言われる表現では「牛のげっぷ」で、驚くべきことに、GHG の 4.5%を占めると推定されています。

次は、天然ガスや原油の生産過程で、大気に漏洩する CH4 です。天然ガスは殆どが CH4 であり、原油の生産でも CH4 が随伴します。精製過程以降でも、ある程度の CH4 漏洩があると思います。合計で GHG の 3.2%を占めると推定されています。

石炭採鉱でも CH4 が発生します。石炭層には CH4 が吸着しており、炭層メタンと呼ばれます。石炭を採掘することで、吸着している CH4 が大気に放散されます。この CH4 を燃料として回収する試みもありますが、実用には殆ど行われていないと思います。石炭採鉱での CH4 は GHG の 1.3%と推定されています。

＜生ゴミの処分＞

廃棄物の埋立てで発生する CH4 も多く、GHG の 1.8%を占めると推定されています。生ごみなどの主成分である有機物は、主に炭素と水素から構成されています。焼却すると炭素は CO2 になり、水素は H2O になります。一方、有機物を埋立処分すると、酸素が乏しい雰囲気の下で、嫌気性バクテリアであるメタン生成菌により分解されて CH4 が発生します。有機物の 1 個の炭素からは、焼却すると 1 個の CO2 が発生し、メタン生成菌により分解されると 1 個の CH4 が発生します。しかし、CH4 の温室効果は大きく、21 倍の重量の CO2 に相当するとされます。そのため、温暖化防止のためには、生ごみは埋立ではなく、焼却すべきとされます。

少し細かい話になりますが、補足しておきます。1 個の炭素からは、1 個

のCO₂や1個のCH₄が発生します。発生するCH₄とCO₂の重量比は、分子量の比率で16:44です。一方、CH₄の温暖化の影響（温暖化係数）は、21倍の重量のCO₂に相当するとされます。従って、埋立てCH₄が発生する場合と、焼却でCO₂が発生する場合では、埋立の方が、温暖化の影響は $21 \times 16/44 = 7.6$ 倍大きいことになります。但し、炭素は、焼却すると短時間で殆どCO₂になりますが、埋立てのバクテリアによるCH₄の生成は、ゆっくりした反応で、埋立てられた炭素が全てCH₄になるわけではありません。埋立ての温暖化の影響は、7.6倍よりも低いと思われますが、焼却よりもかなり大きいと考えられています。

日本は都市ごみ焼却施設が普及しています。廃棄物の焼却は埋立てより費用が掛かります。欧米では、概して埋立て場所の立地に困らないため、廃棄物の埋立て処分が一般的です。しかし、CH₄の排出削減のため、EUでも生分解性廃棄物の埋立て削減するEU指令が出されています。なお、廃棄物処理に関しては、焼却や埋立ての他にも、CH₄の発生を低減する種々の処理・処分法が実施されています。

＜その他のメタン排出源＞

稲作でのCH₄は、GHGの1.2%とされています。これも、稲わら等が土壤中で分解されてCH₄を発生することによるものです。その他、農業関係や排水処理でのCH₄の発生は、有機物が分解されて生じるものです。

N₂Oも農業関連が大きな排出量となっています。CH₄、N₂Oともに、農業関係のGHGの排出は、対象が広範囲であり、削減が難しい分野であると思います。

表9-4は1990年の推定値ですから、シェールガスの開発・生産で発生するCH₄は含まれていないと思います。6章で紹介したように、シェールガス生産を適正な環境保護により行わないと、生産した天然ガスは、石油よりも温室効果が高くなってしまうかもしれません。

＜9章のおわりに＞

本章では、先進国のGHG排出状況を紹介しました。EIT諸国は別にして、

既に豊かになった先進国は、エネルギー消費と CO2 排出量を充分に増大させており、今後はそれを減らしていくことでしょう。

問題は発展途上国です。それらの国々が、今より豊かになり、エネルギー消費と CO2 排出量を増大させます。それを妨げる権利などは、先進国にはありません。エネルギー問題と温暖化防止は、自国のことだけ考えて済む問題ではありません。世界を見て考えることが必要です。

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

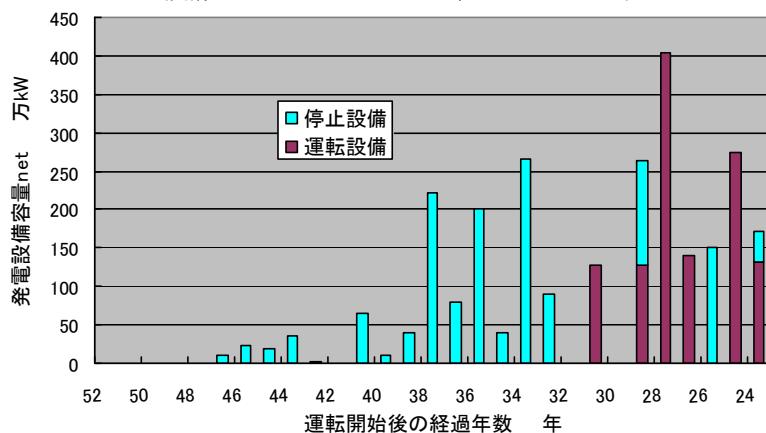
その後 2011 年夏に、長期エネルギー戦略で述べられている事項を促進するため、エネルギー関連法の改正が行われました。

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 年に原発の稼動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。

図-10-1 ドイツの原発の運転/停止状況(2013年8月)
(出所:World Nuclear Association, Nuclear Database)



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）、フランツォーファー風力発電・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ものになっています。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、WE0 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WE0 2010の想定に対応していることが分かります。

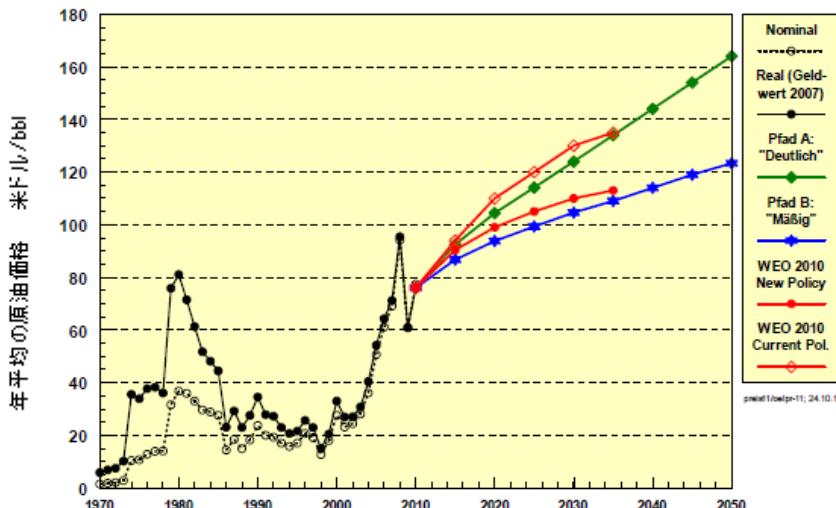


図10-2 原油価格の実績と将来価格の想定

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。

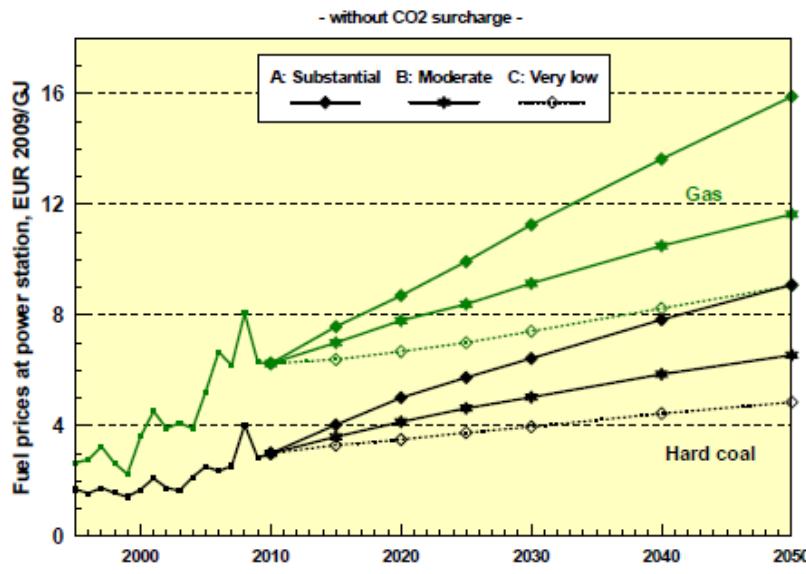


図10-3 ガスと石炭の将来価格の想定ケース

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 2011A 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 年までにほとんどの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とされています。

＜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。

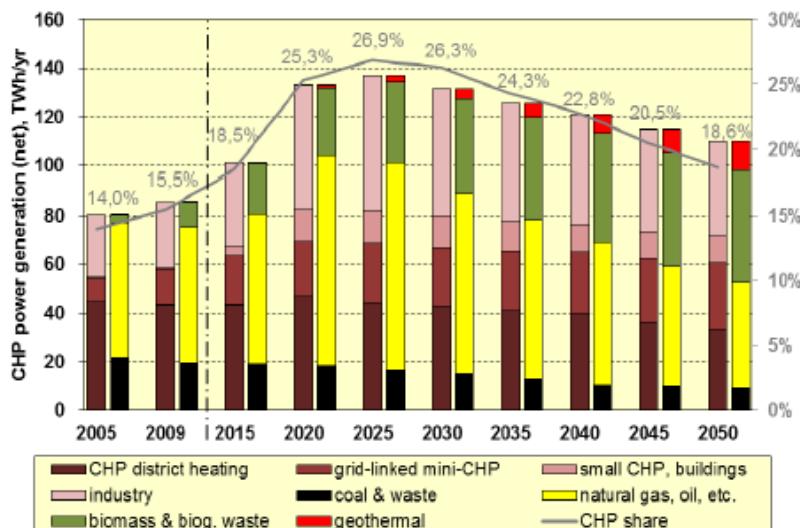


図10-4 コジェネによる年間発電量、用途と燃料内訳

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°C 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、ガス焚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、水素などを経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 ヨーロ・セント/kWh、圧縮空気貯蔵では 23~40 ヨーロ・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 ヨーロ・セント/kWh、将来は 10 ヨーロ・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 ヨーロ・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。

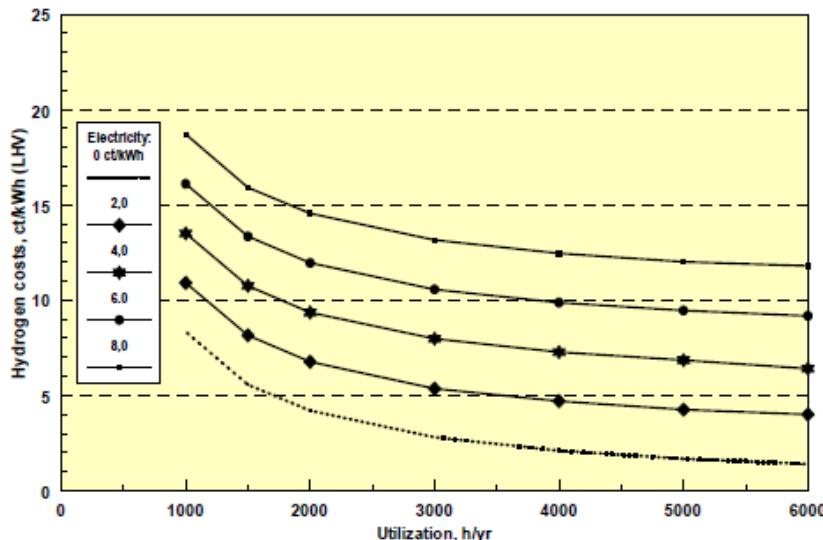


図10-5 2050年の水素製造コスト(2009年価格)、利用率と電力コスト

(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＞

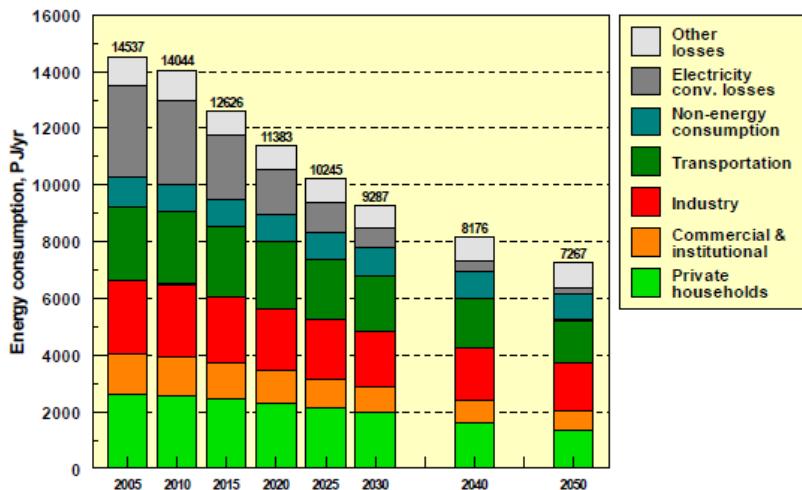


図10-6 各部門の最終エネルギー消費とエネルギー変換部門の消費、シナリオ2011A

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焚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、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。先ず、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ようです。欧洲では、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、発電電力を欧洲に送電輸入

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。

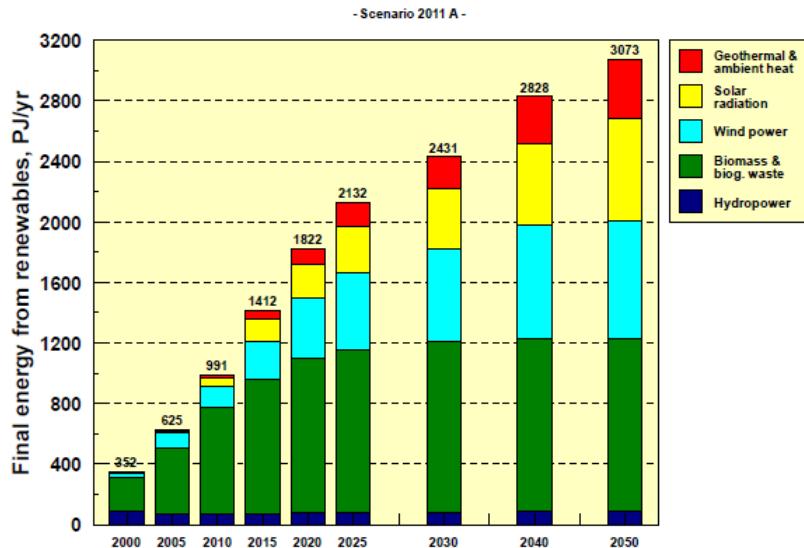


図10-7 再生可能エネルギーによる最終エネルギー内訳の推移、シナリオ2011A

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。

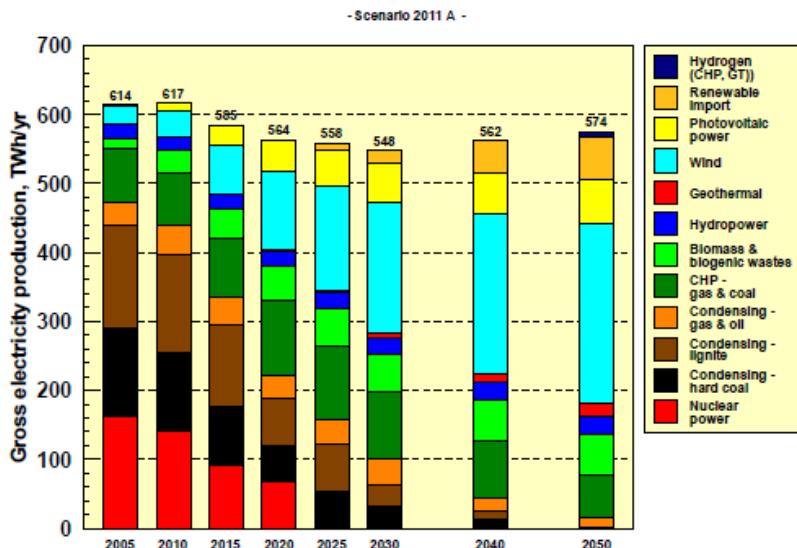


図10-8 電源構成の推移、シナリオ2011A

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、2030年には、再生可能エネルギー電力の5.5%である年間19TWh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62TWh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。

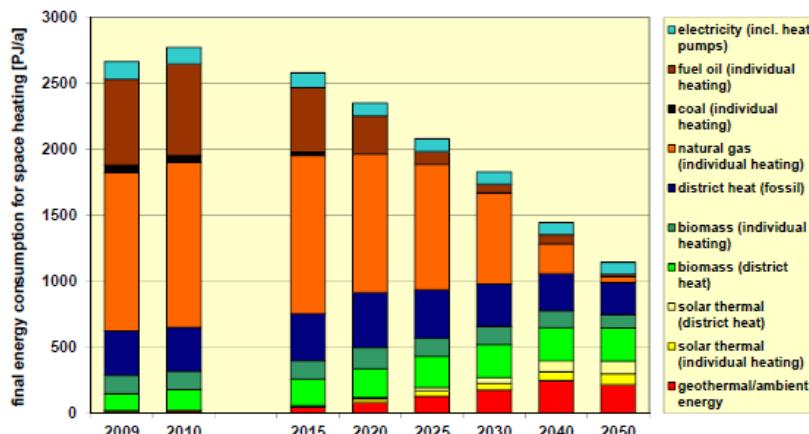


図10-9 暖房用の最終エネルギー消費、シナリオ2011A

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 17.6 GW 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。

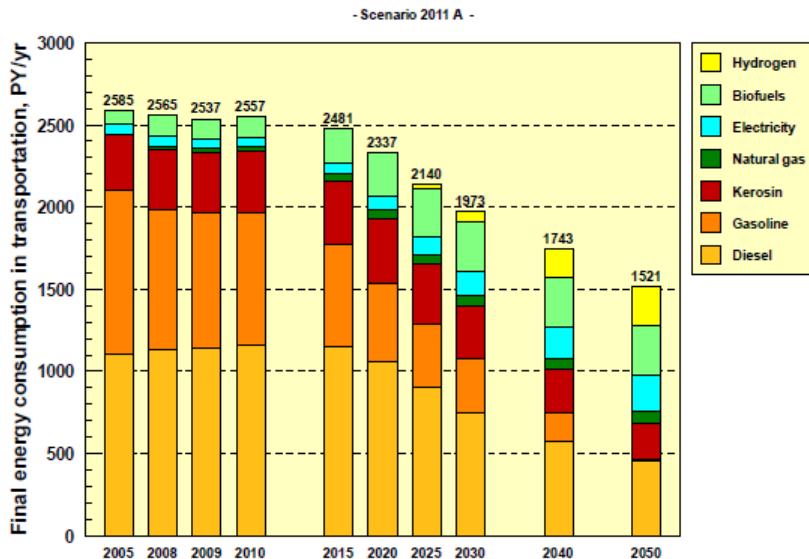


図10-10 輸送分野における最終エネルギー消費、シナリオ2011A

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、どの様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。

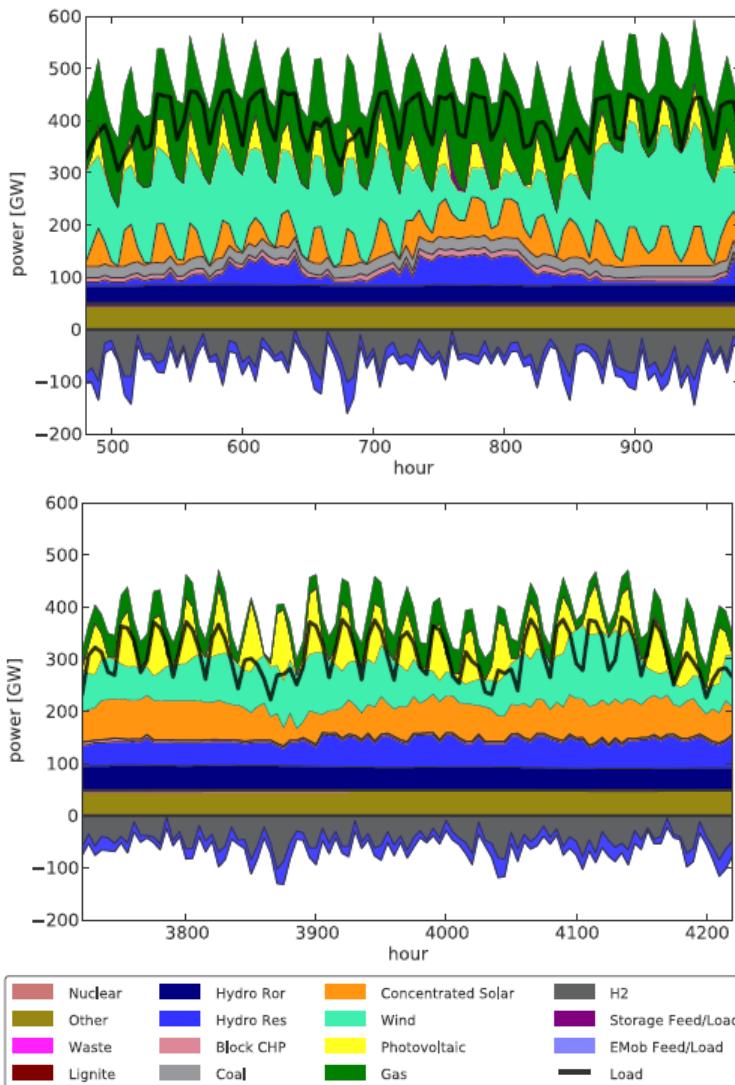


図10-11 2050年の欧州全域の電力需給シミュレーションのサンプル、

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ー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、フレキシビリティーが求められます。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、ガス焚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。

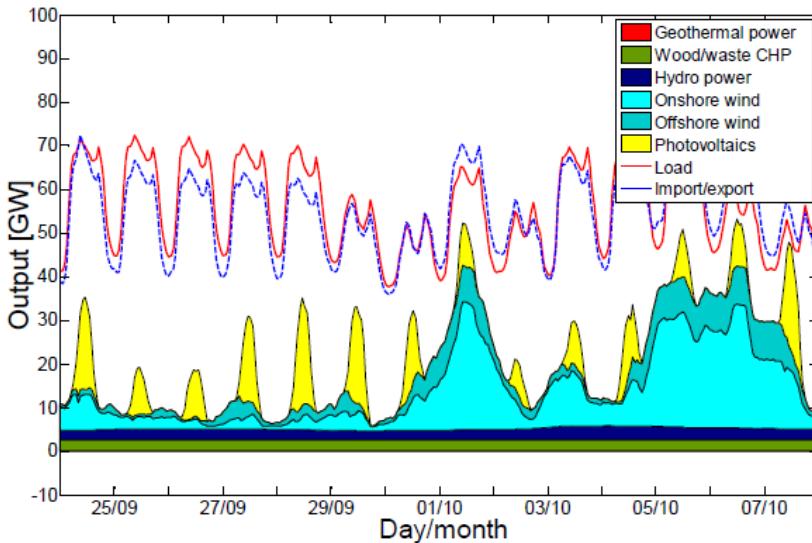


図10-12 2020年のドイツの再生可能エネルギー発電量と電力需要と輸出入のシミュレーションのサンプル、シナリオ2011A

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。充分なフレキシビリティー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。

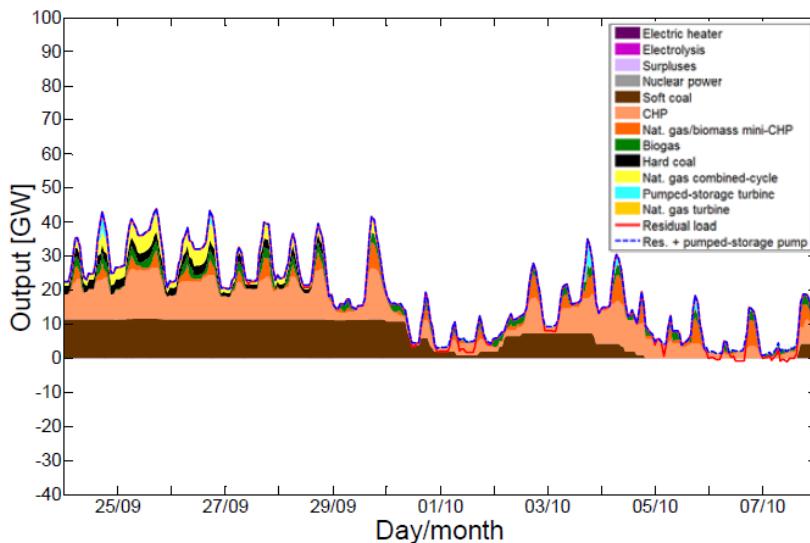


図10-13 2030年ドイツの風力・太陽光発電等の再生可能エネルギー以外の発電シミュレーションのサンプル、シナリオ2011A

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。

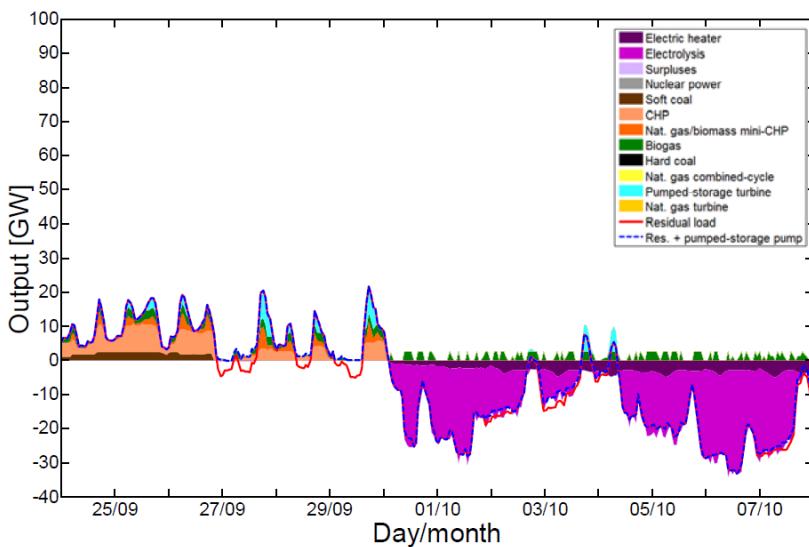


図10-14 2050年ドイツの風力・太陽光発電等の再生可能エネルギー以外の発電シミュレーションのサンプル、シナリオ2011A

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事を示しています。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排出権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。

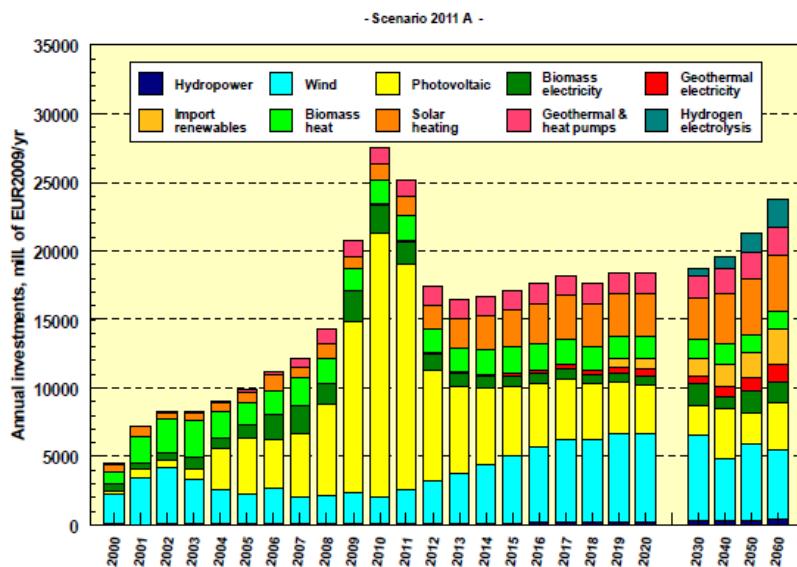


図10-15 再生可能エネルギーによる発電と熱供給のための年間投資額
シナリオ2011A

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 年頃の為替レートの 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	天然ガス	5.9	7.6	9.4	11.3
コスト	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	天然ガス	5.9	6.8	7.6	9.0
コスト	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	天然ガス	8.0	9.2	10.4	11.8
価格	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	天然ガス	4.9	5.0	5.8	6.7
コスト	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。

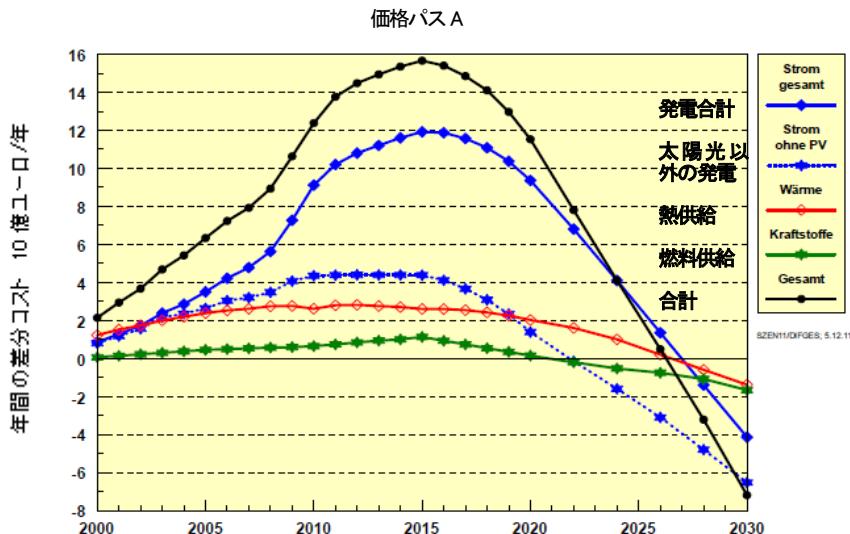


図 10-16 年間の差額コストの推移（シナリオ 2011A, 価格パス A）

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。

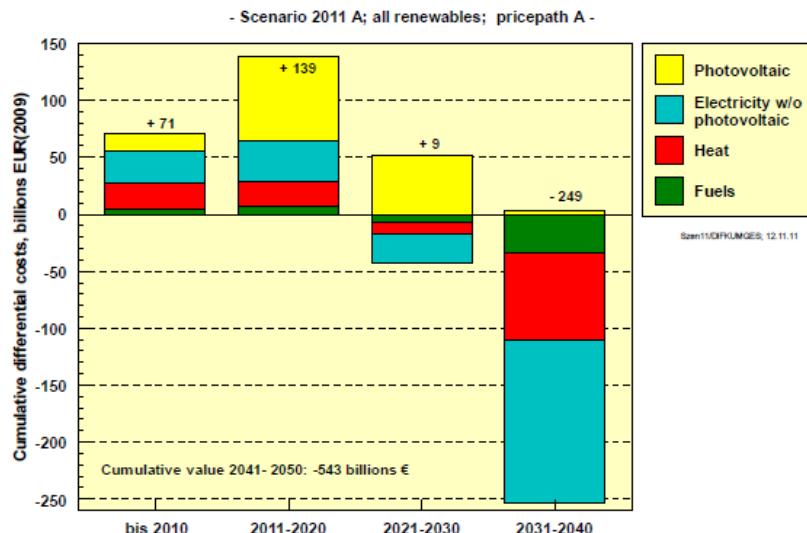


図10-17 再生可能エネルギー拡大の累積の差額コスト

(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。

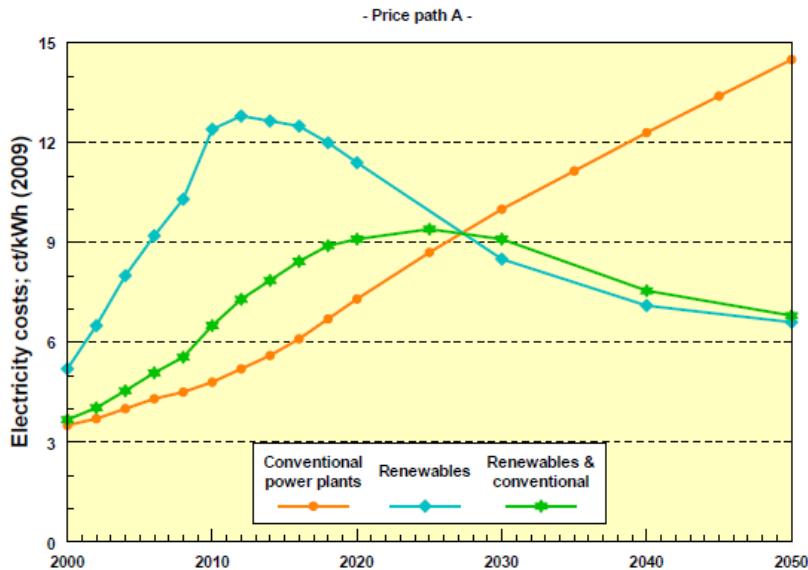


図10-18 化石燃料、再エネ、両者全体の発電コストの推移
(シナリオ2011A、価格パスA)

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)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。

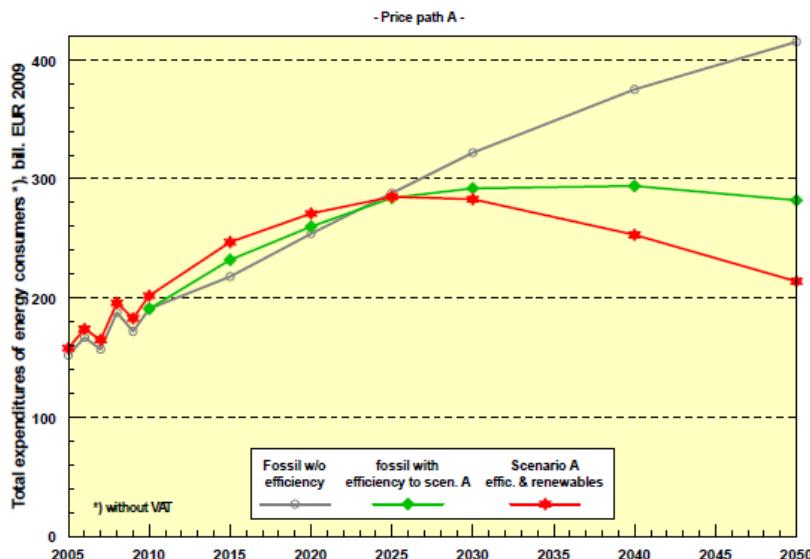


図10-19 全部門でのエネルギー支出の推移(シナリオ2011A、価格パスA)

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 排出枠価格を 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。先ずは、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らないためです。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す。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と、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。

欧洲では南部を除いて、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ジェネの使用拡大が考えられています。

コ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、コジェネによる熱供給も行われています。

日本であまりコ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、熱駆動の吸收冷凍

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。少し見にくいくらいですが、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、地球温暖化防止に关心が高まる以前の 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。

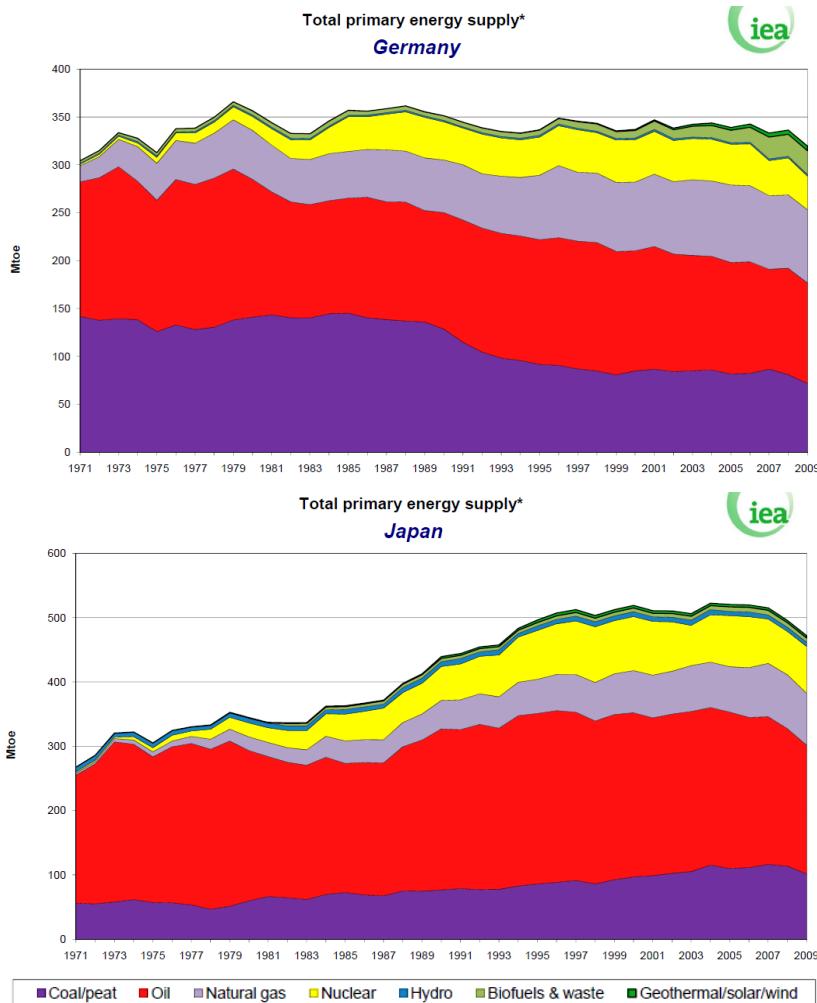


図10-20 ドイツと日本の一次エネルギー供給の推移

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規模プロジェクトです。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のには、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	km ²		357,121	377,930
可住地面積	km ²		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CO ₂ 換算	93,654	125,798
	CO ₂ 排出量	万CO ₂ 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CO ₂ 換算/人	11.45	9.88
	CO ₂ 排出量	トンCO ₂ /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充分に考えられます。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ので、人口あたりの暖房負荷は日本のほうが多い少ないでしょう。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、全体の合計ではありません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、充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COP21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。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。

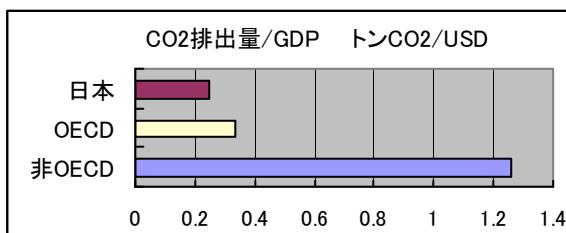
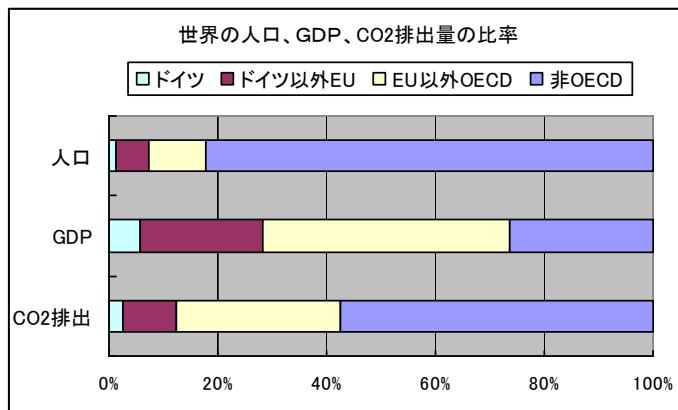
そこで必要とされるのは、豊かになりつつ(GDP増加)、CO2の増加(CO2/GDP)を抑制することです。それは石油危機以来、日本が40年に亘り

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



おわりに

紙数を費やしたのは、データにより示したかったためですが、言いたい事は、それほど多くありません。

＜本書の主旨＞

原発をやめ、電力の安定供給と経済性を確保するだけなら、難しいことはありません。石炭火力に転換すれば済むことです。しかし、それではCO2排出量が大幅に増加します。温暖化防止のため、再生可能エネルギーの導入が必要となります。

日本では、太陽光発電や風力発電などの再生可能エネルギーと言われます。しかし、太陽光発電は発電コストが、風力発電よりもおよそ3倍高い発電です。世界では、風力発電の導入実績は、太陽光発電より遥かに多くなっています。一括りで論じるべき技術ではありません。

EUが推進している再生可能エネルギーとは、風力発電のことです。化石燃料価格が、近い将来もう少し高くなれば、風力発電の発電コストは、火力発電と同等になると考えられています。欧州の大西洋や北海の沿岸には、風況が優れた立地が沢山あり風力資源に恵まれています。

日本で太陽光発電に关心が高いのは、風力発電に適した陸上の立地が乏しいためです。洋上なら、日本にも風況の良い場所は豊富にあります。残念ながら、日本近海に遠浅の海岸は少なく、着床式の風力発電が設置できる場所は限られています。水深が深い場所のための浮体式の風力発電は、開発途上の技術で経済性は未知数です。発電コストが低い風力発電の利点は損なわれるでしょう。

発電コストが高い太陽光発電の普及には、固定価格買取制度のような仕組みが必要になります。税金を使わずに済むため、財政赤字の政府にとっても都合が良いのでしょう。しかし、コストの高い発電を無理に普及させますから、過大な費用負担が発生します。加えて、高い価格で電力を買取れば、発電事業者は確実な投資収益を得られます。その収益を負担するのは、投資余力が乏しい多くの国民です。国の制度は、富める人から多くの税金を取

り、貧しい人に多くを再分配することが基本です。買取制度は、逆のことを行っており、国の制度として間違っています。

天候次第の再生可能エネルギーのために、講じることができる変動対策も、欧洲に比べて日本には限られています。それらのため、日本では再生可能エネルギーの大幅導入には、多額の費用が掛かることになります。

日本では、再生可能エネルギーを大幅に導入することは難しい問題であり、国民負担を如何に少なく抑えるかを重視して考える必要があります。

＊＊＊＊＊

以上が本書の主旨ですが、ネガティブな指摘ばかりなので、最後に提案を記載して本書のまとめとします。

<提案1>

地球温暖化が確かな事実なら、中長期的には日本も、太陽光発電を大幅に導入することが必要になると思います。発電コストが高い太陽光発電の導入拡大には、固定価格買取制度のような仕組みが不可欠でしょう。

しかし、2012年7月の同制度開始時に、日本の太陽光発電の設備単価は、太陽電池モジュールが国際的商品であるのにも拘わらず、ドイツの2倍でした。高い設備価格をそのままに、ドイツの2倍の電力買取価格が設定されました。当然、太陽光発電導入の費用負担も2倍になります。

本来、買取制度は、買取価格が低下してから、導入量が拡大することが理想です。しかし、高い買取価格を設定したため、太陽光発電設置のバブルが発生しました。それでは、一般の電気利用者に大きな負担がかかることがあります。

太陽光発電の買取制度の運用は、電気利用者の負担軽減を第一に考え、時間を掛けて導入拡大を図るべきです。

<提案2>

発電コストが低い風力発電の立地は、日本には限られています。原発もどれだけ再稼動するか見通せません。そのような状況では、2020年代の温室効果ガスの削減目標は、90年比で10%台が限度でしょう。

EUは、90年比で40%削減の提案をしていますが、安価な風力発電の導入に基づく計画です。また、過大な費用負担をしてまで、温暖化防止に努めようとする国はほとんどありません。

日本とEUのエネルギー事情の違いを認識し、経済性を大きく逸脱しない範囲の省エネと再生可能エネルギーの導入をもとに、削減目標を設定すべきです。

なお、日本は、2030年代半ばを目標に、太陽光発電の大幅なコスト低減により、その導入拡大で40%前後の削減目標を目指すことも付け加えるべきでしょう。

＜提案3＞

原発を再稼動しない場合について考えてみます。EUは90年比で40%削減、米国が05年比で26～28%削減を表明しており、世界3位の経済大国の日本が、10%台の削減目標を提案したのでは、非難が集まる事は必至でしょう。

しかし、温暖化防止の活動は、自国の温室効果ガスを削減することだけではありません。日本は、世界トップレベルの省エネ・高効率技術を発展途上国に広めることで、温暖化防止に貢献することができます。

そのため、日本は3～5兆円規模の思い切った資金を拠出し、日本が主導して、発展途上国に省エネ・高効率技術を普及させることを提案します。世界に向け、日本のエネルギー事情と、温暖化防止の活動を説明し理解を得ます。

重要な点は、日本がその活動を取り仕切ることです。役所の力だけでは無理かもしれませんから、企業のエネルギー関係者も参加させるべきです。日本が主導し、日本の優れた技術の輸出に繋げることで、拠出した資金のかなりを回収できると思います。

現状の固定価格買取制度による費用負担に比べて少ない負担で、日本が限界的努力で削減する温室効果ガスよりも多くを削減できると思います。

＜提案4＞

エネルギー問題は、食料と同じくらい国家にとって重要な事項です。この提案も含め、複数の将来シナリオを作り定量的な評価を行って、進むべき道を選択することが重要であり、そのことが本書の主旨です。(2014年11月)

以上

データ出所・参照文献

データの出所や参照文献は、図表や本文中に記載しました。下記はそれらを一覧表で示したものです。例えば、IEA の統計データは、多くのグラフの作成に使用していますが、最初に本文に登場した順序で示しています。

参照したデータの殆んどは、ウェブで閲覧できるものです。ウェブ・データベースなど、ウェブページに掲載されているデータは、<ウェブ>と付記しました。付記されていないものは、レポートやプレゼンテーション資料などです。

- 1 <ウェブ> U.S. Energy Information Administration (EIA), International Energy Statistics
- 2 Terna Rete Italia, Statistiche e Bilanci Energia "Dati statistici sull' energia elettrica in Italia - 2012"
- 3 <ウェブ> International Energy Agency (IEA) Statistics, Electricity and Heat
- 4 総合資源エネルギー調査会、審議会配布資料
- 5 Destatis, "Gross electricity production in Germany from 2011 to 2013"
- 6 DLR, Fraunhofer IWES, IFNE, "Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und
- 7 <ウェブ> Eurostat (EUの統計データサイト)
- 8 Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), "BDEW-Strompreisanalyse November 2013"
- 9 BDEW, "BDEW-Strompreisanalyse Juni 2015"
- 10 IEA, "Electricity Information 2012"
- 11 IEA, "Key World Energy Statistics 2013"
- 12 <ウェブ> 東京電力、平成25年度数表でみる東京電力
- 13 <ウェブ> 東京電力、電気料金計算シミュレーション
- 14 <ウェブ> 電気事業連合会、電源別発電電力量構成比
- 15 EU, "Quarterly report on European electricity markets", Second quarter 2013
- 16 BP, "Statistical Review of World Energy June 2014"
- 17 OECD, "Factbook 2014"
- 18 <ウェブ> IEA, CO2 Emissions from Fuel Combustion Highlights 2012 Edition
- 19 第2回コスト等検証委員会、配布資料6, 2011年10月
- 20 IEA, "CCS RETROFIT: Analysis of the Globally Installed Coal-Fired Power Plant Fleet", 2012
- 21 コスト等検証委員会報告書, 2011年12月
- 22 IEA, "Cost and Performance of Carbon Dioxide Capture for Power Generation", 2011
- 23 <ウェブ> World Nuclear Association, Nuclear Database
- 24 <ウェブ> IAEA, データベースPRIS

- 25 総合資源エネルギー調査会, 廃炉に係る会計制度検証ワーキンググループ, 第一回配布資料, 資料5「原子力発電所の廃止措置を巡る会計制度の課題と論点」, 平成25年9月, 資源エネルギー
- 26 電力各社, 有価証券報告書による原発の残存簿価
- 27 <ウェブ> 電力各社, 装荷されている燃料集合体の数量、使用済み燃料体の数量、低レベル放射性廃棄物の保管量
- 28 <ウェブ> 日本原燃六ヶ所村, 使用済み燃料体の数量、低レベル放射性廃棄物の保管量
- 29 <ウェブ> 日本の再生可能エネルギー固定価格買取制度(2014年度)
- 30 <ウェブ> Europe's Energy Portal
- 31 <ウェブ> IEA Statistics, Renewables and Waste
- 32 "Energy Roadmap 2050", European Commission, 2011
- 33 IEA WIND, "2012 Annual Report", "2013 Annual Report"
- 34 <ウェブ> 3TIER by Valsala, Global Mean Wind Speed at 80m
- 35 IEA, "Technology Roadmap Wind energy 2013"
- 36 <ウェブ> European wind resources at 50 metres a.g.l. From the European Wind Atlas. Copyright © 1989 by Risø National Laboratory, Roskilde, Denmark
- 37 <ウェブ> Utility-Scale Land-Based 80-meter Wind Maps, National Renewable Energy Laboratory (NREL)
- 38 <ウェブ> Predicted wind speed at 80 metres above ground level, 1995–2005, Australia, Department of Primary Industries and Regions 2012
- 39 <ウェブ> IEA, Technology Roadmap China Wind Energy Development Roadmap 2050, Figure 3. Distribution of land-based wind resource potential (WPD \geq 300 W/m², 70 m height)
- 40 EEA Technical report 2009, "Europe's onshore and offshore wind energy potential, An assessment of environmental and economic constraints"
- 41 BWE, VDMA, "Status of wind energy development in Germany"
- 42 <ウェブ> Wikipedia – List of German states by GDP
- 43 <ウェブ> NEDO ウェブページ「局所風況マップ」
- 44 "Large-Scale Offshore Wind Power in the United States", NREL, Sept. 2010
- 45 "2011 Cost of Wind Energy Review", NREL, Mar. 2013
- 46 NEDO「風力発電導入ガイドブック 2008」
- 47 <ウェブ> みんなの海図
- 48 IEA-PVPS, "National Survey Report of PV Power Applications in Germany"
- 49 <ウェブ> Bundesverband Solarwirtschaft (BSW)
- 50 "Why are residential PV price in Germany so much lower than in United States?", Joachim Seel etc., Lawrence Berkeley National Laboratory, Sept. 2012
- 51 IEA PVPS, "Trends 2014 in Photovoltaic Applications"
- 52 法律「電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法」
- 53 <ウェブ> Destatis (ドイツ統計データサイト)
- 54 調達価格等算定委員会 第1回配布資料、2012年3月
- 55 Fraunhofer Institute for Solar Energy System ISE, "Photovoltaics Report", 24 Oct. 2014
- 56 <ウェブ> Energy Charts by Fraunhofer IES
- 57 "Recent Facts about Photovoltaics in Germany", Fraunhofer ISE, 16 Oct. 2014
- 58 経済産業省プレスリリース, 太陽光発電の認定と運転開始の設備容量累計
- 59 調達価格等算定委員会の資料「サーチャージ額の試算」、2012年4月

- 60 BP, "Historical data worldbook"
- 61 International Gas Union (IGU), "World LNG Report-2011"
- 62 電気事業連合会、「原子力・エネルギー」図面集 2013
- 63 <ウェブ> 環境省、日本の温室効果ガス排出量の算定結果
- 64 "Methane Leaks from North American Natural Gas Systems", Science Vol.343, Feb. 2014
- 65 IEA, "CO2 Emissions from Fuel Combustion 2013"
- 66 <ウェブ> IEA Statistics, Energy Indicators
- 67 Nature Climate Change (2012) 2, 672–675 (2012), "The gigatonne gap in China's carbon dioxide inventories"
- 68 <ウェブ> IEA Statistics, Energy Balances
- 69 "World Energy Outlook 2010", Nobuo Tanaka, IEA, Beijing, 17 November 2010
- 70 IEA, "World Energy Outlook"
- 71 米EIA, "International Energy Outlook 2013"
- 72 <ウェブ> United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC), GHG Data
- 73 <ウェブ> 環境省、温室効果ガス排出量確定値
- 74 地球温暖化問題に関する懇談会、中期目標検討委員会(第5回) 資料3-3
- 75 <ウェブ> 国立環境研究所、日本の温室効果ガス排出量データ
- 76 エネルギー白書2014
- 77 日本エネルギー経済研究所、エネルギー・経済統計要覧2014
- 78 <ウェブ> 世界銀行データベース
- 79 Fraunhofer ISI(独), DIW, SPRU(英), Report prepared for COP6 (2001), "Greenhouse gas reductions in Germany and the UK – Coincidence or policy induced?"
- 80 米EPA, "Global Anthropogenic Non-CO2 Greenhouse Gas Emissions: 1990 – 2030", Revised December 2012
- 81 "Energy Concept for an Environmentally Sound, Reliable and Affordable Energy Supply", 28 September 2010
- 82 "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", 31 March 2012

【著者略歴】

早稲田大学機械工学科、修士。1970 年に大手鉄鋼会社に入社、エンジニアリング部門で、主にエネルギー分野での設計業務、技術開発に従事。

データをもとに考える日本の電源構成の再構築

2015 年 1 月 31 日 初版発行

著 者 田中雄三

発行者 田中雄三

〒277-0843

千葉県柏市明原

E-MAIL : websearch@nethome.ne.jp