

2. 石炭火力は最大の電力源

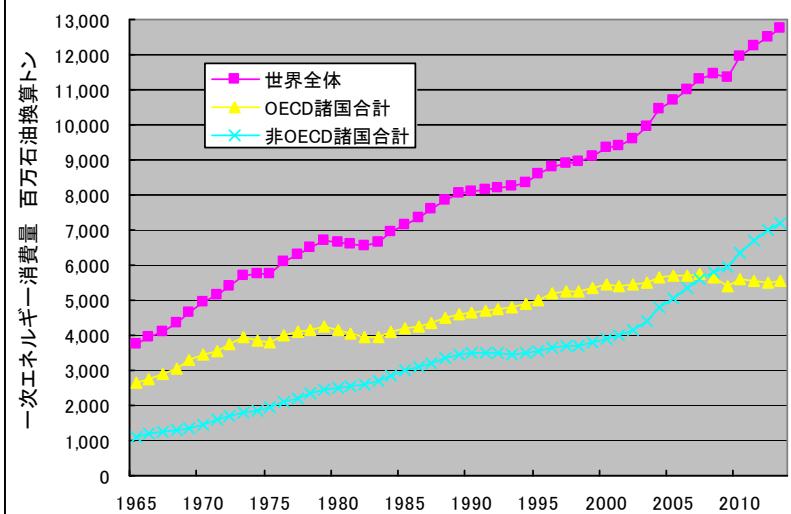
2.1 世界のエネルギー消費の推移

<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。

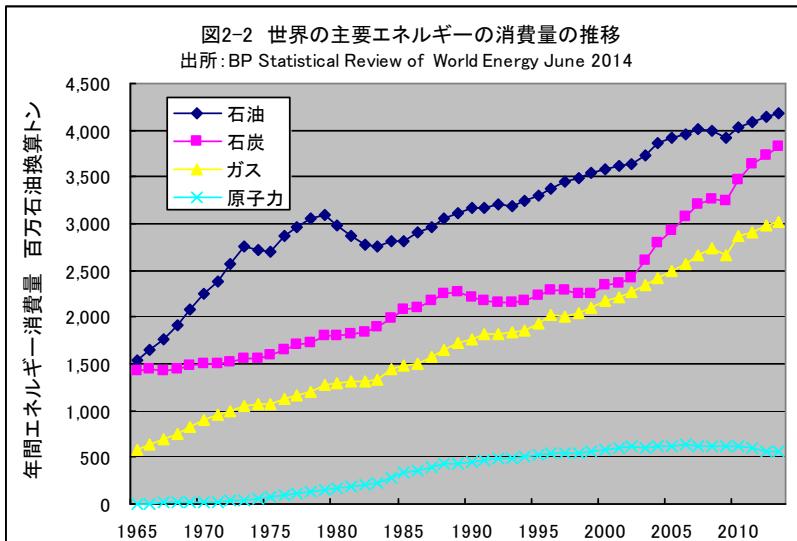
現在の人口比率で5分の1以下であるOECD諸国が多くのエネルギーを消費してきたことが分かります。しかし、2000年頃から、OECD諸国のエネルギー消費は、ほとんど増加しなくなっています。代わって、2000年代に入ると非OECD諸国のエネルギー消費が急増しています。これは、非OECD諸国全体の状況というよりも、中国の急速な経済成長に伴うエネルギー消費の増大によるものです。

図2-1 世界の一次エネルギー消費量の推移
出所：BP Statistical Review of World Energy June 2014



<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。

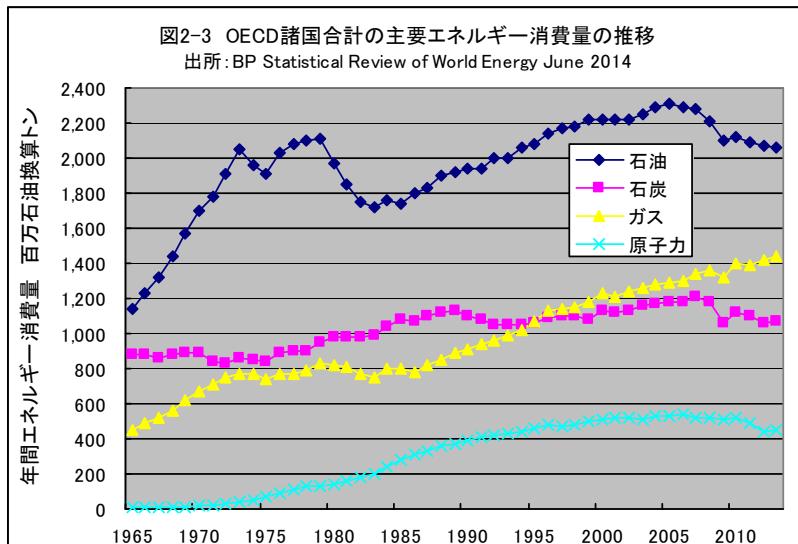
天然ガス消費は、1960年代から直線的に増加しています。クリーンで、先

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諸国のエネルギー消費>

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。

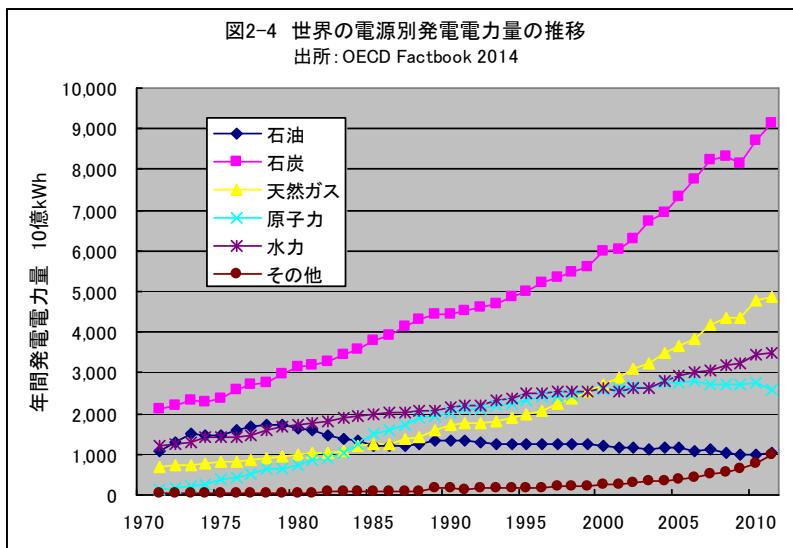


先進国でのエネルギーとしての石炭消費は、殆どが発電用で、世界全体に比べ増加率も低くなっています。

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。



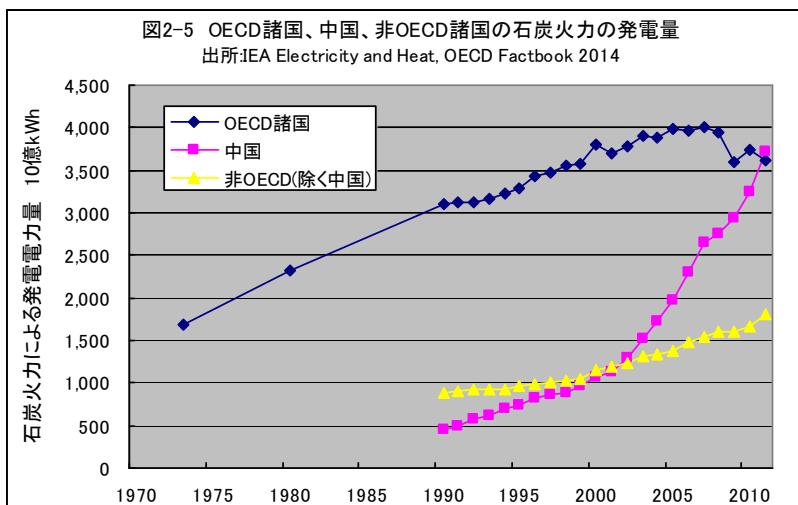
石炭は安価な燃料です。石油のように産出国の偏りが少なく、石炭は世界に広く分布しています。自国で石炭を産出する国の多くは、石炭火力をメインの電源にしています。

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。

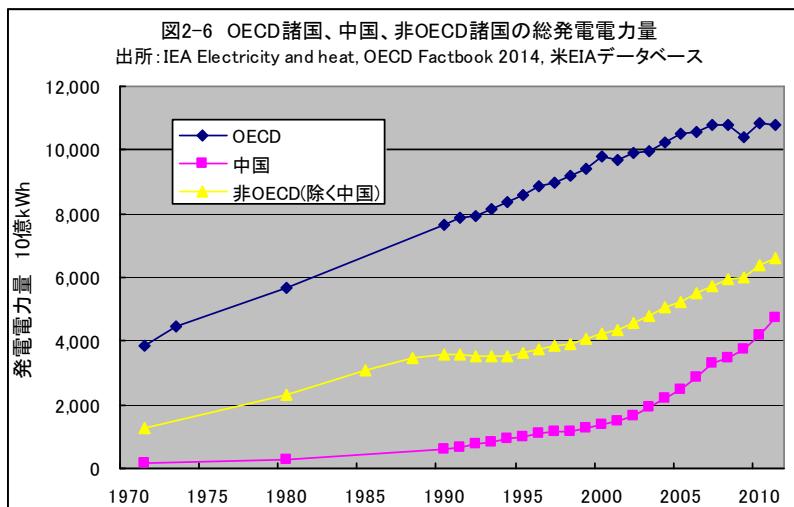
一方、中国の石炭火力による電力量は、2002年頃から急速に増加していることが分かります。経済成長による電力需要の増大を、主に石炭火力により賄った結果です。

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

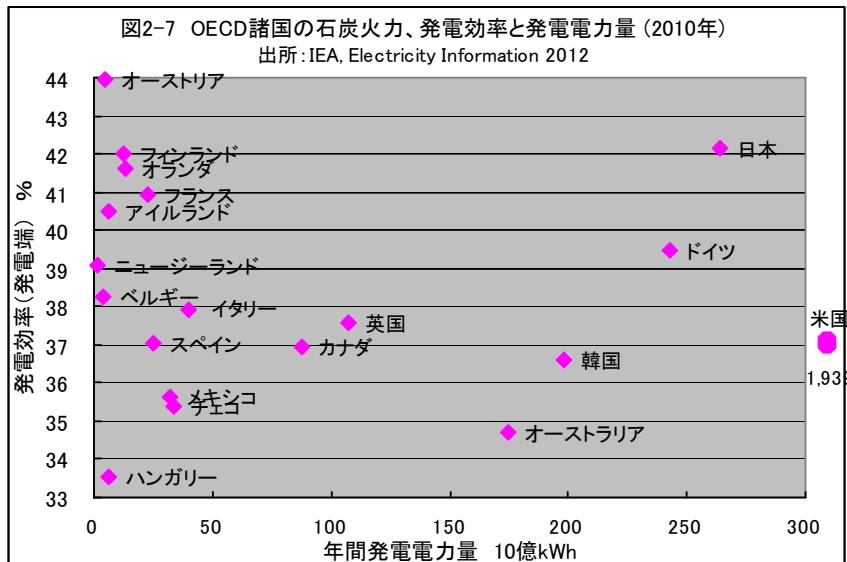
<OECD 諸国の発電効率>

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%だけです。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

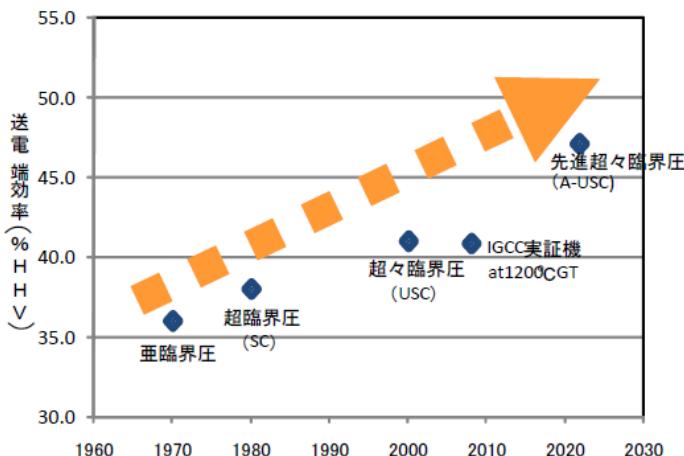


表2-2には、各発電技術の代表的蒸気温度と圧力、および、上図の発電効率の値を表記しました。それについて記載する前に、石炭と発電効率に関する基礎知識を紹介しておきます。専門家の方は、とばして読んで戴いて結構です。

＜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。

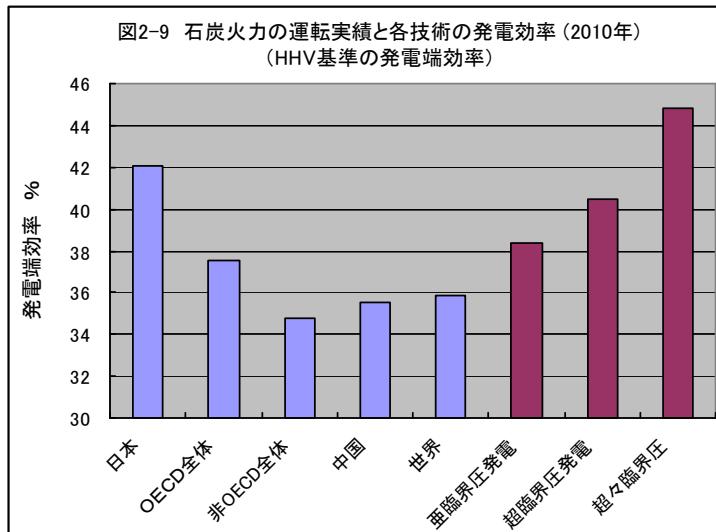
亜臨界圧発電は、主蒸気圧力が水の臨界圧力の 22.1MPa 以下のものです。一方、主蒸気圧力が 22.1MPa 以上で主蒸気温度が 500°C 台のものが超臨界圧発電、主蒸気温度が 600°C 以上のものは超々臨界圧発電、主蒸気温度が 700°C 級のものを先進超々臨界圧発電と呼んでいます。

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だと思います。



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。

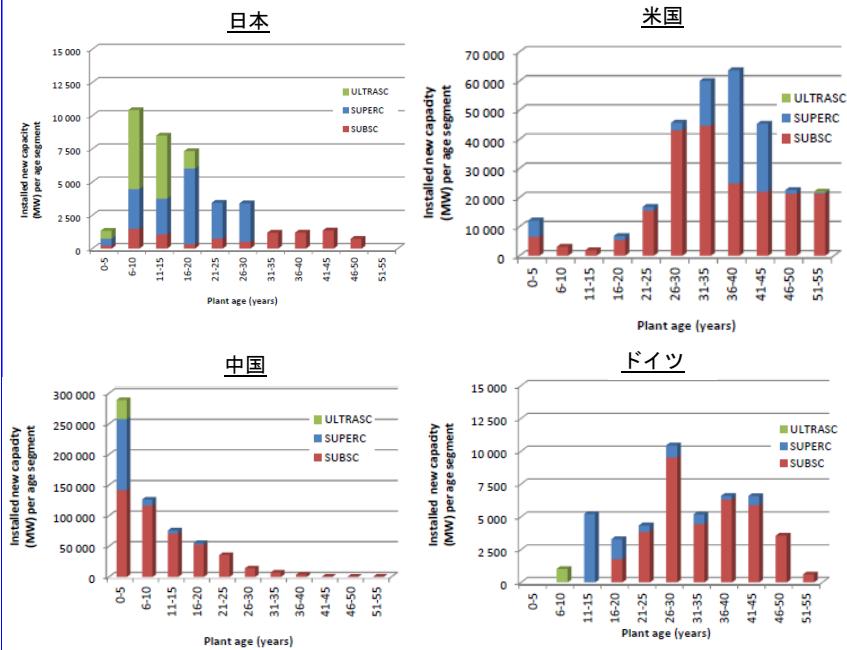
図が小さくて見難いと思いますが、横軸は発電プラントの設置後の経過年数の範囲、縦軸は発電設備容量 MW です。縦軸の棒グラフの赤は亜臨界圧、青は超臨界圧、緑は超々臨界圧発電です。縦軸のスケールが異なることに注意して下さい。

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、石炭のデーター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)

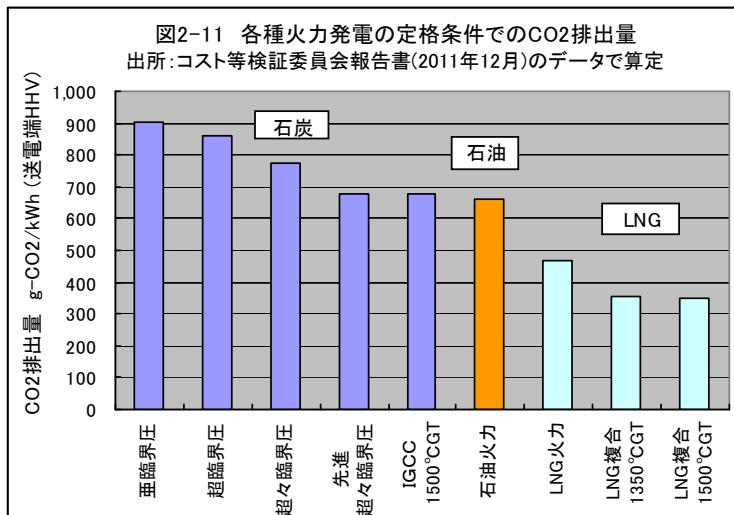
燃料	発熱量当たりの炭素量 トン-C/GJ	発電形式	代表的発電効率 % (送電端、HHV基準)	備考
石炭	0.0247	亜臨界圧	36	1970年頃の実績ベース
		超臨界圧	38	1980年頃の実績ベース
		超々臨界圧	42	2010年モデルプラント
		先進超々臨界圧	48	2030年モデルプラント
		IGCC 1500°C GT	48	2030年モデルプラント
石油	0.0195 (B+C重油)	石油火力	39	1970年代の超臨界圧
LNG	0.0135	LNG火力	38	1980年頃の実績ベース
		LNG複合サイクル 1350°C GT	50	1990年代の実績ベース
		LNG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

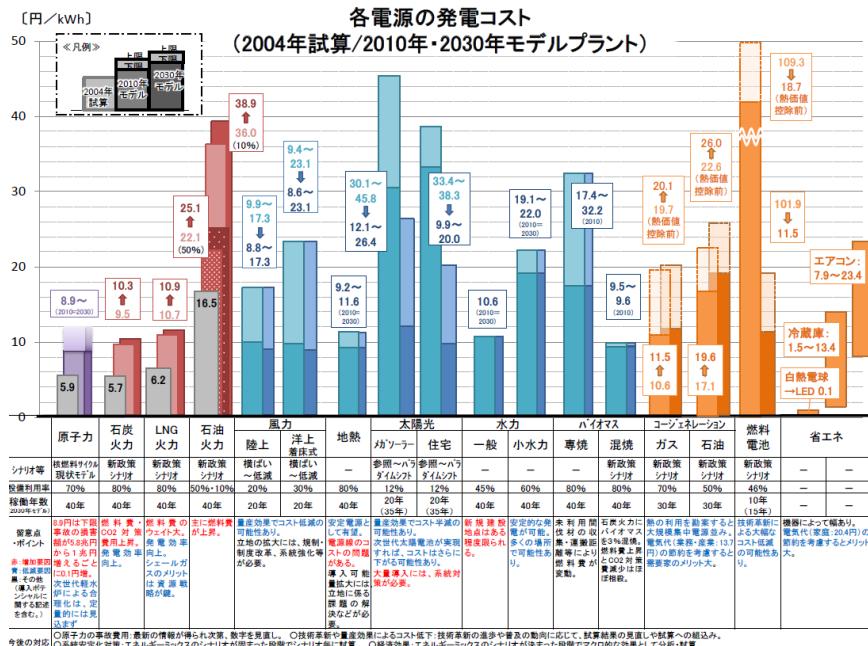


表2-3に示した石炭の発熱量当たりの炭素量0.0247トン-C/GJと、42%の

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。