

### 6.3 石炭

日本は、かつては産炭国であり、エネルギー源、製鉄原料炭などに大量の石炭が消費され、経済発展し先進国となった。国策によりエネルギー源が石炭から石油へ転換され、現在は、ほとんどの炭鉱が閉鎖されたが、現在も多くの電力が輸入石炭によって作り出されている。世界的にみると世界のエネルギー源の多くが石炭である。

石炭エネルギーの特徴は次のようなものである。①固体の植物化石燃料である②薪より高カロリー（重量当りの発熱量4倍）である③石油より低カロリー（重油の約半分）である④価格が安い（同一カロリーで石油の6分の1、2008年）⑤環境汚染物質が多い（硫黄を含み酸性雨のもとになる。煤塵が多く、PMによる大気汚染を生じやすい）

#### 6.3.1 石炭の物性

石炭は植物化石である。

枯れた植物は、通常、微生物によって分解されるが、完全に分解される前に地中に埋まった植物が、圧力と熱を受けて、石炭化したものが石炭である。したがって、石炭は、地球上（地中）に分解微生物が少なかった時代の地層にだけあり、その他の地層にはない。

古くは、欧州、北米の石炭紀（2.8億年前）から新しいところではドイツ、日本の新生代（2～7千万年前）まで、異なった年代の石炭層があり、それぞれ性質が異なっている。

現代は、土壤中に微生物がいるため、枯れた植物からは、分解・発酵によってバイオガスなどが発生し、新たな石炭は生成されない。石油と天然ガスは、生成機構が研究中であり、諸説あるため化石燃料であるかどうかは分かっていないが、石炭はその成因が分かっており、明らかに化石燃料、化石資源である。

枯れた植物の微生物による分解速度よりも地中への堆積速度が上回るとはじめて泥炭ができる。年代が経過すると「石炭化」が進み、泥炭→褐炭→歴青炭→無煙炭と品質がよくなる。

図は、石炭・石油・天然ガスの組成を炭素、水素、酸素の三角ダイアグラム上に示したものである。石油や天然ガスの起源は様々であり、この図のように油母頁

岩から全ての石油ができる訳ではないが、炭素—酸素—水素の含有量によって石炭、石油、天然ガスという3つの炭化水素が配置できる。

石油と天然ガスは、酸素分をほとんど含まないため組成図の左端にあり、天然ガスよりも石油の方が、炭素分が多い。

石炭は、酸素分を比較的多く含み、図の右下の方から上の方へ向かって「石炭化」が進む。日本は、火山国であるため比較的炭化が速いといわれており、良質な炭田が多い。

主な石炭の種類は次のようなものである。

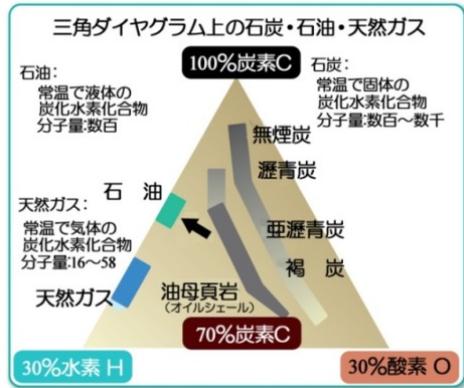


図 6-3-1 石炭・石油・天然ガスの組成  
参考:「JCOAL 石炭開発と利用のしおり」ほか

①泥炭：泥状の石炭。

ピートともいわれる。品質が悪いので、単独で使われることはない。炭素分が少なく図には、示されていないが、石炭化の最初の段階とされる。泥炭地は、土そのものが可燃物であるため、発火すると消火が難しく、泥炭火災による CO<sub>2</sub> 排出が問題になっているところがある。

②褐炭：炭素分が少なく水分が多い低品位の石炭。日本では、石炭ではなく、亜炭と呼ばれる。

褐炭には多くの欠点がある。重く嵩張るため輸送効率が悪い、自然発火しやすいため保管・輸送に適さない、乾燥すると粉じん爆発が起こりやすい、露天掘りが多いため環境破壊が大きく採掘後は住民の集団移転、跡地の人造湖化が必要となる、などである。褐炭は、輸送効率と熱効率が悪いため、取引されても非常に安価であり、安全性の面からも産炭地から遠くには運べない。したがって、もし使うとしても、その場で燃やすしかない地産地消エネルギーとなる。

安価であり大量に埋蔵されているが、前述の欠点と燃焼時の二酸化炭素排出量と煤煙が多いため、その使用は、環境問題や社会問題が大きく、できれば手を出すべきではない資源である。褐炭の石炭の生産量に占める割合は多くはない。世界の年間の石炭消費量は 80 億トンであるが、2005 年の褐炭採掘量は、ドイツ 1 億 7800 万トン、米国、ロシア 7500 万トン、ギリシア 7000 万トンなどとなって

いる。ドイツの産出量が飛び抜けて多いが、ドイツが褐炭の産出国であることと、次のような理由で、今後も褐炭を利用した石炭火力発電が拡大する見込みである。

ドイツでは、再生可能エネルギー大量導入を国策としており、そのためにバックアップ電源を増強する必要がある。一方で、原子力発電の廃止も進めており、ベース電源を確保しなければならない。電力料金の高騰に対応するためにも安価な電力資源が必要であるが、天然ガス発電が稼働率低下によって採算性が低下し撤退が進んでいるため、褐炭発電の増強が必要になっている。これまでの、再生可能エネルギーの大量導入によって結果的にCO<sub>2</sub>排出量が増えているが、今後、原子力発電の停止が進み、さらに褐炭の利用が拡大するとCO<sub>2</sub>の排出増大や大気汚染の増加が予想され、周辺国との間の政治問題に発展する可能性もある。

世界の褐炭の資源量は多く、石炭の約半分を占めるので、そのまま燃やすのではなく、ガス化技術・液化技術などを用いたクリーンな高度利用の取り組みが重要となるが、褐炭利用の主な理由が低コストであるため、高価な設備の導入は容易ではない。技術的、経済的には褐炭の利用はよい選択肢とは言えない。

③亜歴青炭（亜歴青炭）：次の歴青炭と性質は似ているが、水分を多く含み発熱量が低いため主にボイラーの熱源に使われる。石炭の中では埋蔵量が多い。

④歴青炭（歴青炭）：石炭化が進み、歴青（ピチューメン）を多く含む柔らかい石炭を歴青炭と呼ぶ。

歴青は石油などにも含まれ、コールタール、天然アスファルト、ピッチ（樹脂）などが知られる。高度歴青炭は粘結性が高く製鉄用コークスの原料に、低度歴青炭は粘結性が低くボイラー用燃料になる。炭素含有量は83～90%、日本で石炭と言えば通常は歴青炭である。

⑤無煙炭：石炭化度が高く炭素含有量は90%以上。

燃焼時の煤煙や臭いが非常に少なく、発熱量が高い良質の石炭である。家庭用練炭燃料や電極材料に使われるが、かつては蒸気機関などに用いられた。米国、インド、中国に多く埋蔵する。

揮発分が少ないため、着火はしにくく歴青炭よりも未燃分が多いという課題がある。歴青炭との混焼による無煙炭焼き火力発電所の開発が行われており、IHI社がベトナムで実証試験中である。

⑥油母頁岩（ゆぼけつがん、オイルシェール）：油母（ケロジェン）を多く含む岩石で、変質して石油になるといわれる。

ケロジェンは、泥質堆積物中に含まれる有機溶媒と高分子有機化合物である。

石油の起源物質であるという学説から油母という名前がついており、ケロジェン起源説は、石油を化石燃料とする学説の根拠となっているが、ケロジェンの詳細構造や生成機構は明らかになっていない。また石油の起源は、ケロジェンだけでは説明できていない。

石炭は薪よりも発熱量が大きく効率がよいため、18世紀の産業革命では、薪から石炭へのエネルギー転換が、消失しかけた欧州の森林を救った。

産業革命を支えたのは、石炭を乾留してコークスを生産する製鉄法と、石炭を燃料とした蒸気機関の、二つの中心技術であるが、もし大量の石炭がなければ、産業革命は持続せず、一時の新技术として廃れたと思われる。

石炭は、製鉄原料、蒸気機関の次に、コールタール、染料、医薬品（アスピリン）、有機化学原料などの原料、合成ガス、暖房用、セメント生産用燃料など様々な用途に使われるようになった。

6. 3. 2 石炭資源

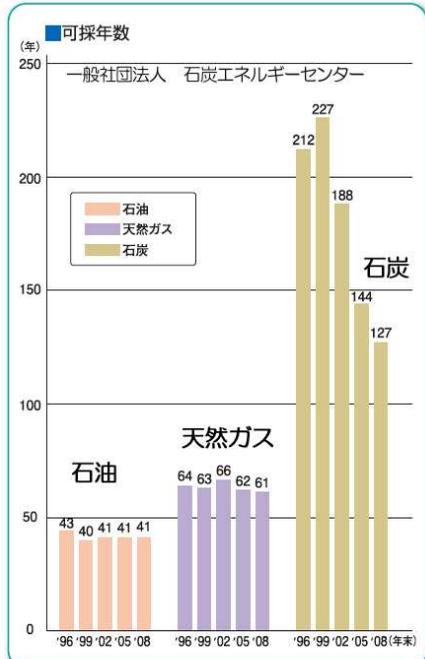
石炭も他の資源と同様に可採埋蔵量と可採年数が変化する。

近年の石炭需要増によって石炭の可採年数は急速に変化・減少している。

図は、一般社団法人石炭エネルギーセンター（JCOAL）のパンフレット（石炭開発と利用のしおり I-2）に示されるエネルギー資源の可採年数のグラフである（元のデータは、WEC世界エネルギー会議で3年毎に発表されたもの）。

可採埋蔵量を年間生産量で割ったものが可採年数であるが、石油と天然ガスは、約15年間、可採年数がほとんど変化しておらず、生産・消費されているにも関わらず短縮していない。石油にいたってはこの40年間、可採年数はずっと40年のままである。これに対して、石炭は、可採年数そのものは大きいものの急激に減少、10年間に100年も短くなっている。

日本政府（資源エネルギー庁）が例年発行しているエネルギー白書の2015年版より石炭に関するいくつかの統計を示す。



出典：WEC“Survey of Energy Resources 1998,2001,2007, 2010”より作成

図 6-3-2-石炭などの可採年数の変遷

図 6-3-3 は、国別の石炭可採埋蔵量である。石炭は、世界全体に分布しているが、米国、ロシア、欧州、中国の埋蔵量が多く全体の 3/4 を占めている。

図 6-3-4 は、1990 年以降の石炭生産量の推移を示している。埋蔵量では米国、ロシア、欧州が多いが、生産量では中国が多い。

2000 年以降、中国の石炭生産量が急速に伸びて全体の生産量を押し上げていることが分かる。石炭は、現在 100 年以上の可採埋蔵量があるものの、中国の大幅な生産増加によって可採年数が急速に縮まっている。

南アフリカ、ドイツ、ポーランドなどは、埋蔵量は統計上の数値として表われるほど多くないが、生産量は多い。

図 6-3-5 は、世界の石炭消費量の推移である。

経済規模の大きい、米国、中国の消費が大きく 2ヶ国だけで世界の 60%を占める。続いて、インドとドイツの消費量が大きい。

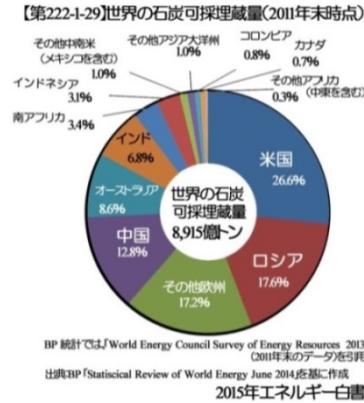


図 6-3-3-世界の石炭可採埋蔵量

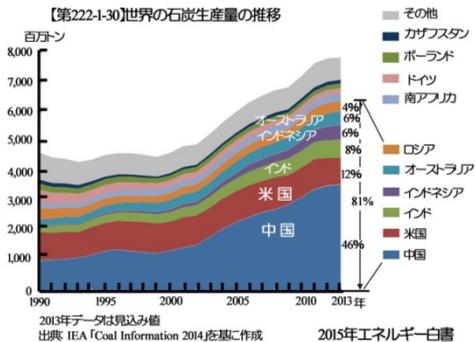


図 6-3-4-世界の石炭の生産量

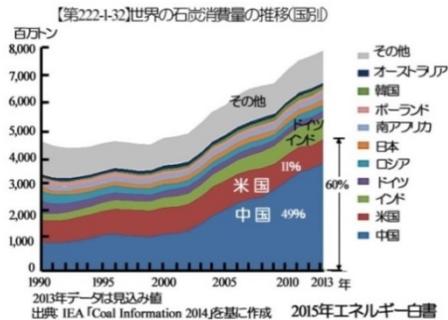


図 6-3-5-世界の石炭消費量

図 6-3-6 は、消費量の推移を用途別に示したものである。特に発電用途の伸びが大きく全体の 60%を発電が占めている。経済発展に伴って電力需要が増し、石炭の消費が増大している。

図 6-3-7 は、石炭の輸出量である。全世界の生産量 80 億トンの 16%、約 13 億トンが輸出されている。インドネシア、オーストラリアの 2 カ国で輸出量の 60%を占めており、ついで、ロシア、米国の輸出量大きい。最大の生産国である中国は、生産量が国内消費に追いつかないため輸出はない。

図 6-3-8 は、石炭の輸入量である。中国は最大の生産国であり、最大の消費国であり、最大の輸入国となっている。日本は世界第二位の石炭輸入国であり、韓国、台湾も国内炭の生産がほとんどないため大量の石炭を輸入している。

インドは、中国と同様、国内の生産では足りないため輸入量が多く、日本と同程度である。米国と欧州は国内炭の利用が多いため輸入は少ない。

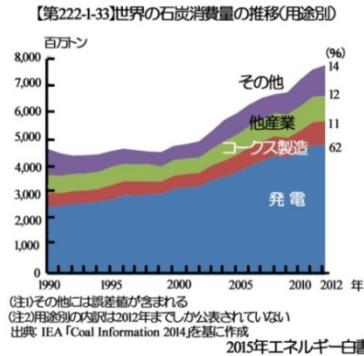
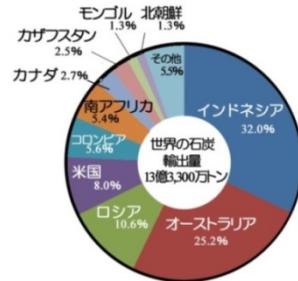


図 6-3-6-世界の石炭消費の用途別推移

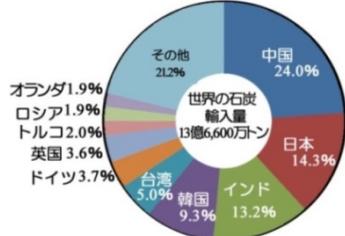
【第222-1-34】世界の石炭輸出量(2013年見込み時点)



【第222-1-35】世界の石炭輸出と出典データが異なるため合計は一致しない  
出典: IEA「Coal Information 2014」産基に作成  
2015年エネルギー白書

図 6-3-7-世界の石炭輸出量

【第222-1-35】主要輸入国・地域における石炭輸入量(2013年見込み時点)



【第222-1-34】の輸入統計と出典データが異なるため合計は一致しない  
出典: IEA「Coal Information 2014」産基に作成  
2015年エネルギー白書

図 6-3-8-世界の石炭の輸入量

図 6-3-9 は、生産量の推移を炭種別で示したものである。発電と一般産業に用いられる一般炭は約 60 億トン、コークス製造に用いられる原料炭は約 10 億トンと、いずれも 2000 年以降に急増している。低熱量の褐炭は、安全上移動が難しく、生産地での発電用途に限られるため、約 8 億トンとほぼ横ばいである。



図 6-3-9.世界の炭種別石炭生産量

### 6. 3. 3 日本の石炭利用

19 世紀末、日本では石炭火力発電による地産地消型発電が始まった。輸送手段がない時は、石炭や天然ガスなどの資源は、地産地消となるが、電気も送電網が整備されるまでは地産地消である。

その後、送電技術が進歩、送電網が発達したため、遠隔地の水力発電が利用されるようになり、電力は、水力発電を主力とする「水主火従」政策へと転換し、地産地消型発電から大規模発電型へと変わっていった。

日本は、比較的水力資源に恵まれていたこともあり 1955 年には、水力発電が総発電量の 80% を占めた。しかし、1960 年以降は、経済規模が大きくなり水力発電の開発地点が不足、火力発電の技術・信頼性が向上したため、大型の石炭火力が主力となり「火主水従」政策がとられ、1962 年には水力は 46% となった。

さらに、1960 年代後半からは、石油へのエネルギー転換が起こり、発電にも石油火力発電が登場したため、日本の発電は火力発電中心となった。図 6-3-10 は、日本の石炭利用の変遷を示すグラ

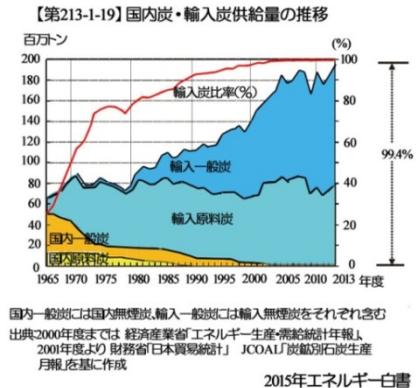


図 6-3-10.国内炭・輸入炭供給量の推移

フである。1965年以降、国内炭は激減し、輸入炭が増加、2000年頃より輸入比率はほぼ100%（2013年で99.4%）となっている。

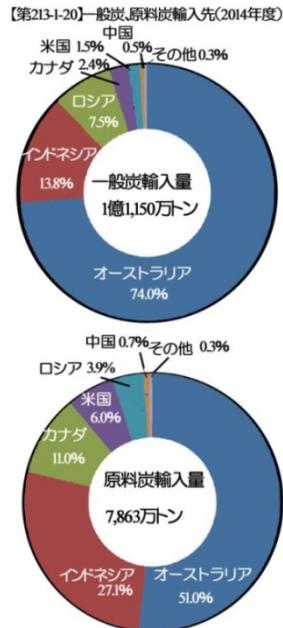
現在、国内の8つの炭鉱は全て北海道にあり、その生産量は、2010年92万トン、2014年131万トンとなっており、約1.9億トンの輸入量に対して2桁小さい。

輸入先は、図6-3-11に示すようにオーストラリアとインドネシアが大半を占める。

一般炭は、発電などの燃料に用いられ、原料炭はコークスなどの原料になる。一般炭の3/4がオーストラリアから、原料炭の半分がオーストラリア、1/4がインドネシアからの輸入である。

1970年代に起こった世界的な石油危機により、先進国では、石油発電を禁止することになり（1980年のIEA条約）、日本でも発電の主力は石炭火力と原子力になった。その後、天然ガス発電への移行が進んだが、コストの安い石炭は、依然として発電の主力である。

図6-3-12は、日本の電源別発電電力量の推移である。元のデータは電力会社のデータとエネルギー白書2014のものを農林水産省がグラフにしたものである。



2015年エネルギー白書  
出典:財務省日本貿易統計 庶基に作成  
図6-3-11-日本の石炭輸入先

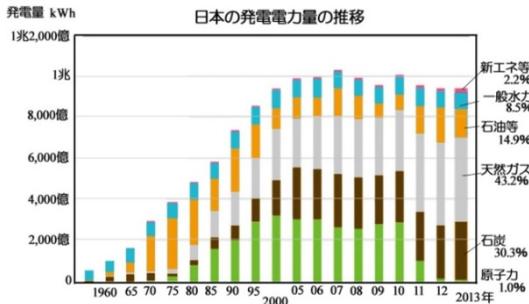


図6-3-12-電源別発電電力量の推移

棒グラフの下から2番目が石炭、3番目が天然ガス、4番目が石油である。かなりの部分を石炭と天然ガスの火力発電が占めている。

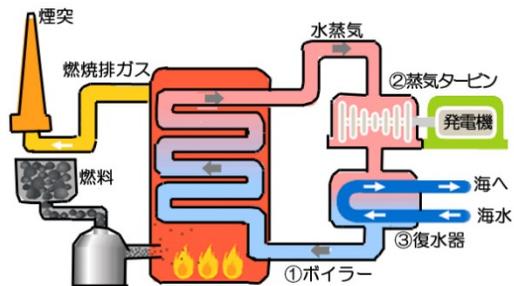
2011年の東日本大震災と福島第一原子力発電所の事故以降、大半の原子力発電所が停止、石油による火力発電が14%もあるが、先進国の中では異例である。

電力価格は国際競争力や国民生活に大きな影響があるため、安価な電力に依存しなければならない発展途上国や経済規模が大きい米国、中国、ドイツなどはどうしても石炭に頼らざるを得ない。日本も安価な石炭への依存度は大きい。

1960年代、経済規模が小さく電力消費量が少ない時は、水力発電が多くの電力を供給していたが、電力消費量が増えてからはその割合が非常に小さくなっていることが分かる。オイルショック以降、石油火力発電が縮小し原子力発電と石炭火力発電が増加、2000年以降は、天然ガス火力発電が増加している。2011年の福島第一原子力発電所の事故以降、ほとんどの発電が火力発電となり、石炭火力発電の役割が非常に大きい。

図 6-3-13 は、石炭火力発電のプロセスを非常に簡単に示したものである。

燃料である石炭を空気で燃焼し、水を蒸発させて蒸気を発生させ、蒸気タービンを回して発電を行う。タービンをまわした蒸気は、復水器で吸引・液化して水に戻して循環される。



石炭火力発電、石油火力発電、原子力発電（沸騰水型、加圧水型）は、このスチームタービンによるランキンサイクルが大半を占める。

米国やフランスなどでは、火力発電や原子力発電の復水器の冷却水には河川などの真水（淡水）が使用され、温排水をそのまま河川に戻せないため冷却水の空冷装置（冷却塔）が必要となり、濁水で冷却水が不足すると発電ができなくなる、といった課題がある。

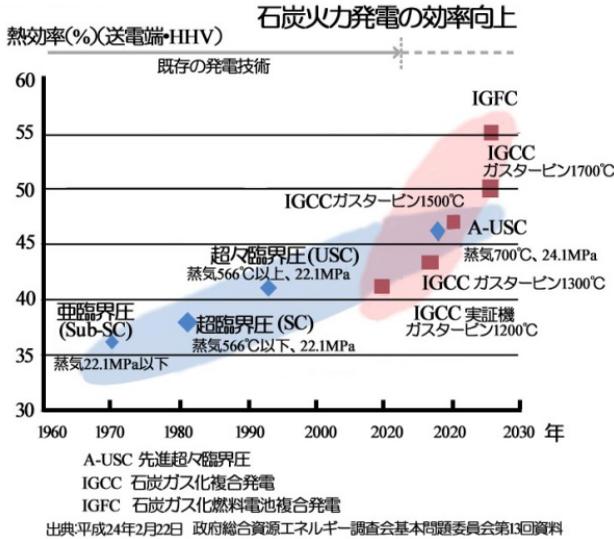


図 6-3-14 石炭火力発電の性能向上の推移と予測

日本は、国土が海に囲まれているため、図にあるように復水器の冷却水には海水が使用される。そのため、海外の火力発電所の映像にみられる巨大なクーリングタワー群が日本の発電所にはなく、また、降水量や河川水位によって火力発電が影響を受けることもない。

しかし海水を使うことによる課題もあり、海洋生物対策、耐腐蝕などの海水対応技術、津波対策などが必要となる。

ランキンサイクルは、水蒸気（水の臨界圧力 22MPa、温度 374°C）を使うため、他の発電方式、たとえばガスタービンを用いたブレイトンサイクルなどに比べて、プロセス流体の温度が低く、熱サイクルの効率が低い。

そこで、蒸気の高圧・高温化が進められており、1970年代の亜臨界プロセスの効率は35%、1980年代の超臨界（SC、566°C以下）では38%、1990年代の超々臨界圧（USC、566°C以上700°C級）では42%と効率が上昇している。

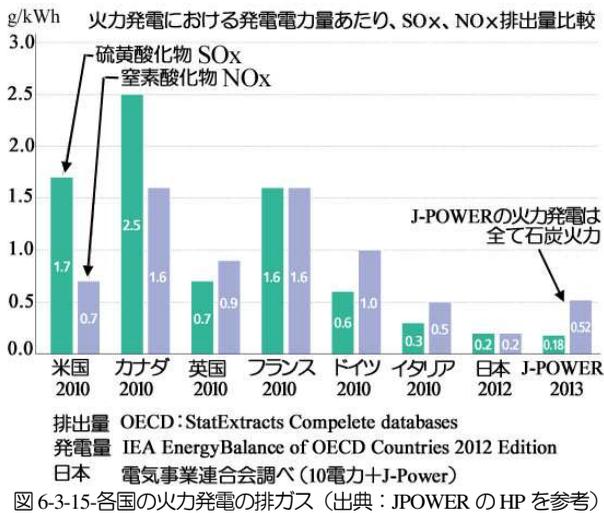
図 6-3-14 に石炭火力発電の性能向上の推移を示す。

高温・高圧になると高価な材料や高度な技術を要するが、多くのエネルギー資源を輸入に頼る日本にとっては重要な技術である。

安価ではあるが、効率が低く CO<sub>2</sub> 排出量が多く、大気汚染が著しい、というのが、世界の一般的な石炭火力発電の評価である。しかし、日本の石炭火力発電技術は極めて高く、これらの課題を解決できると言われている。次の棒グラフは各国の

火力発電における排ガス中の有害物質の量を示したものである。

それぞれの火力発電には、石炭火力と天然ガス火力があり、各国の事情によって配分が異なり、日本では、石油火力も稼働しているので直接の比較は難しいが、日本の火力発電の排ガス中に含まれる  $\text{SO}_x$ 、 $\text{NO}_x$  の量は他の国に比べてかなり少ない。また、図の右端のJ-POWER社（電源開発）の火力発電は石炭火力発電だけであるから日本の平均値より  $\text{NO}_x$  の排出量が多いが、それでも他の国の火力発電と比べるとかなり排出量が少なく、日本の石炭火力発電の技術が非常に高いことが分かる。



一般的には、ダーティで環境負荷の大きいエネルギー源とされている石炭であるが、日本の石炭火力発電は、非常にクリーンなエネルギーとなっている。

かつて、日本は産炭国であり、高度経済成長期に、石炭の大量使用によって深刻な大気汚染を経験した。その後、長期にわたって環境対策技術や効率的燃焼技術を開発、現在では、世界の石炭火力発電をけん引できる高い技術力を有するようになった。

図 6-3-16は、徳島県・橋湾石炭火力発電所である。超超臨界圧ボイラー・タービンにより熱効率は 45%。105 万 kW × 2 基は国内最大級である。

非常に景観のよい内海に立地しており、煙がモクモクと排出される従来の石炭火力発電所とはイメージが大きく異なる。



図 6-3-16-橋湾石炭火力発電所  
(出典：JPOWER の HP)

さらに、石炭火力発電の効率を大きく上げて、CO<sub>2</sub>の排出を減らそうと考えられているのが、石炭ガス化複合発電システム・アイジーシーシー：IGCC (Integrated Coal Gasification Combined Cycle) である。

図 6-3-17 に IGCC の概要を示す。

ガス化発電では、石炭を燃やして直接ボイラーを焚くのではなく、石炭をガス化し、そのガスを燃焼してガスタービンを駆動、高温の排熱で蒸気タービンを駆動してもう一度発電する。高価な設備となるが高効率の発電となる。

燃焼に酸素を使用する酸素吹きと、空気を使用する空気吹きが検討されている。様々な実証研究が行われており、三菱重工では、空気吹きガス化技術によって既存の「超々臨界圧微粉炭火力」からさらに効率を 10~20%向上させることに成功している。

次の図は、米国 DOE (エネルギー省) の NETL (国立エネルギー技術研究所) の IGCC プロジェクトのひとつ Tampa Electric の 25 万 kW 発電プラントの例(1986 年)である。

正味 25 万 kW の発電を行うために 2500 トン/日の石炭を消費し、31.7 万 kW を発電し、空気、酸素および窒素の圧縮に 5 万 kW の電力を消費している。

石炭と水と酸素(原料は空気)から合成ガスを製造、ガスタービンで発電と空気圧縮を行い(プレイトンサイクル)、排熱でスチームを発生、スチームタービンで発電を行い(ランキンサイクル)、凝縮水を循環させている。一般的な大型火力発電所は 50 万 kW から 100 万 kW の発電を行うので、実際の IGCC プラントは、この例の 2~4 倍の規模となる。

IGCC では、ガスタービンとスチームタービンを直結させたシステムや CO<sub>2</sub> の分離回収貯留 (CCS: Carbon Capture and Storage) システムを組み合わせたシステムも検討されている。

IGCC は高効率の複合発電であるが、さらに進んだ高効率の発電システムとして、石炭ガス化燃料電池複合発電（IGFC : Integrated Coal Gasification Fuel Cell Combined Cycle）の研究も行われている。

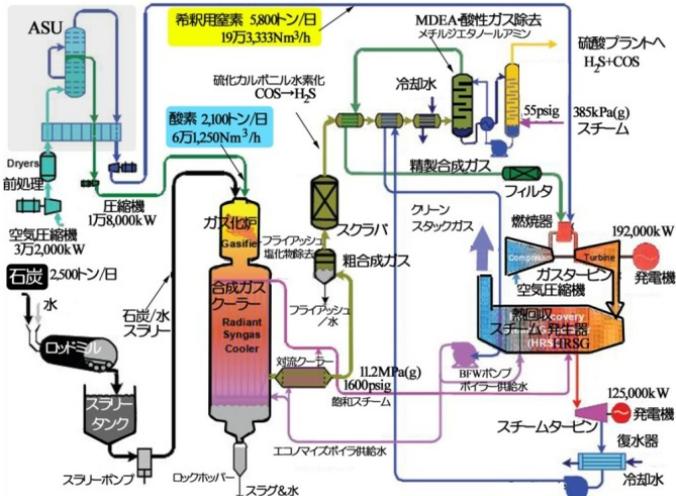


図 6-3-17-IGCC の概要

(出典：米国 DOE/NETL 研究所の IGCC プロジェクトを参考)

石炭をガス化し、ガスタービン、蒸気タービンに加えて、SOFC（固体酸化物形燃料電池）でトリプル発電を行う次世代技術である。日本の大崎 Cool Gen プロジェクトでは、酸素吹き IGCC（EAGLE ガス化技術）と燃料電池と CCS を合わせた「ゼロエミッション石炭火力発電」の実現へ向けた実証試験が行われている。（中国電力と電源開発の共同事業、広島県大崎上島町大崎発電所、16.6 万 kW）