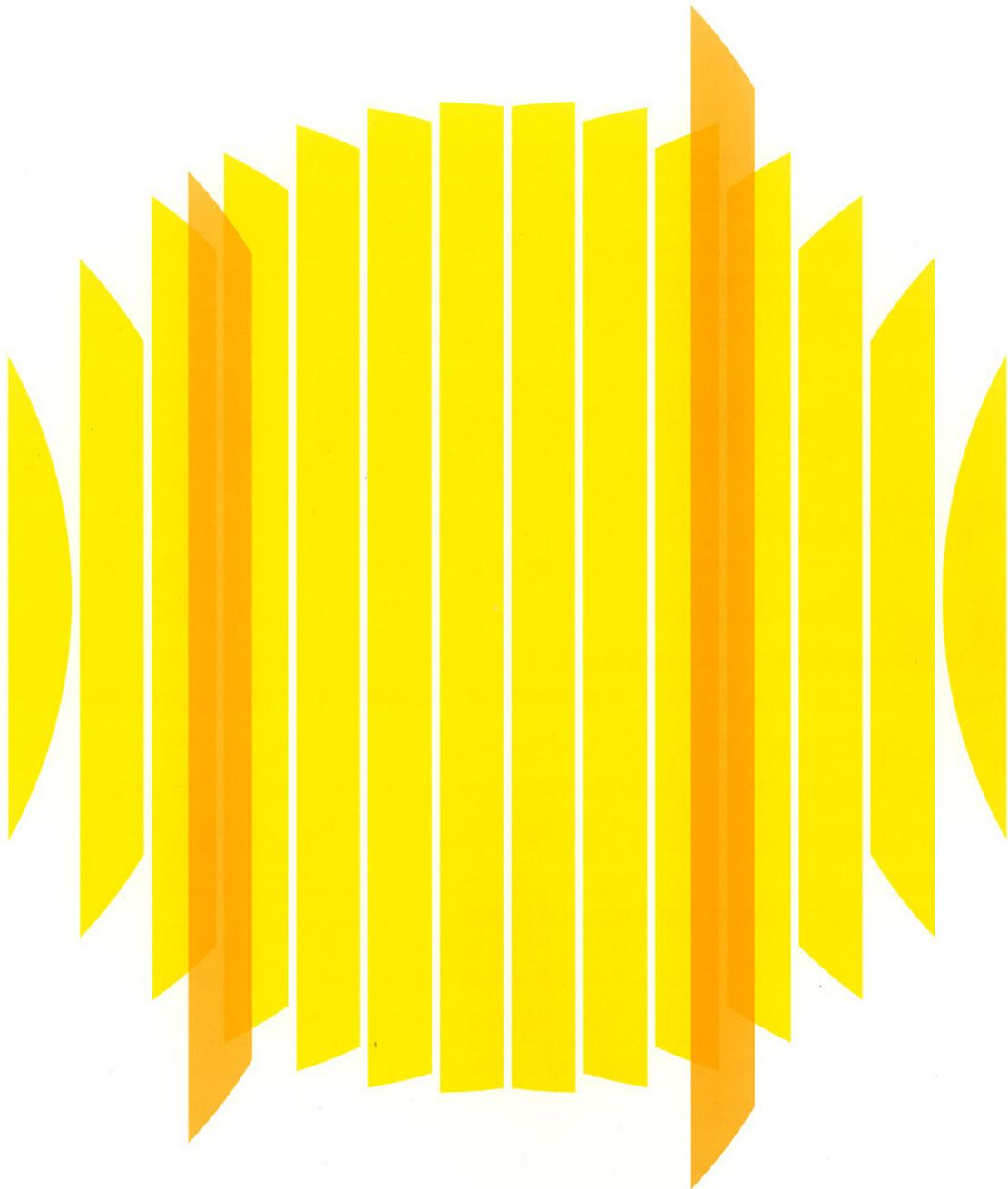


季報 エネルギー総合工学

Vol. 32 No. 3 2009.10.



財団法人 エネルギー総合工学研究所
THE INSTITUTE OF APPLIED ENERGY

目 次

【巻頭言】			
電気の使用者の安心・安全に向けて	(財)電気安全環境研究所 理事長	末 廣 惠 雄	…… 1
【寄稿】			
バイオマスの自動車燃料への適用	新日本石油(株) 研究開発企画部 部長	齋 藤 健一郎	…… 3
【寄稿】			
欧米における電気事業の動向	(社)海外電力調査会 調査部 副主任研究員	大 西 健 一	…… 12
【調査研究報告】			
海外の再生可能エネルギーの国内利用について (その1：システムの概念設計) ～発電用燃料等としての可能性について～	プロジェクト試験研究部 主任研究員 プロジェクト試験研究部 参事 川崎重工業(株) 技術研究所 化学技術研究部 研究一課 上級専門職	渡 部 朝 史 村 田 謙 二 神 谷 祥 二	…… 22
【調査研究報告】			
低炭素化に向けたクリーンコールテクノロジーの技術開発	プロジェクト試験研究部 主管研究員	小 西 康 雄	…… 31
【調査研究報告】			
集光型太陽熱発電（CSP）の技術動向	プロジェクト試験研究部 主管研究員	吉 田 一 雄	…… 43
【調査研究報告】			
エネルギーセキュリティと原子力の役割	プロジェクト試験研究部 主管研究員	氏 田 博 士	…… 54
【調査研究報告】			
原子力人材の定量分析と人材育成における課題	プロジェクト試験研究部 参事 プロジェクト試験研究部 主管研究員	波田野 守 氏 田 博 士	…… 64
【研究所の動き】			…… 73
【編集後記】			…… 75

巻頭言

電気の使用者の安全・安心に向けて

末廣 恵雄 (財電気安全環境研究所
理事長)



(財電気安全環境研究所 (JET))は1963年に設立され、当初は、いろいろな家電製品の普及にあわせて国の指定試験機関として、専ら家電製品などの型式認可のための試験検査を行い、電気用品の安全確保の役割の一端を担ってまいりました。

私自身は、本年7月から現職を務めておりますが、JETの業務には20年前に関与したことがあります。当時は、基準・認証制度が国際貿易における非関税障壁の1つと指摘され、IEC規格など国際規格への整合化や、試験データの相互活用を図るため海外の試験機関との協力関係の構築などが喫緊の課題でした。JETでは、現在、32カ国、48機関と幅広く提携しています。

このたび、久しぶりにこの業務に携わることとなり、その後さらに取り巻く環境が大きく変化してきたことを痛感しています。

規制緩和の一環として、主力家電製品の多くは国の型式認可の対象外となり、安全確保は、製造事業者の自己確認によることとなりました。そして、欧米のように民間制度を活用したシステム(第三者機関による認証制度(S-JET認証等))が導入されました。おかげさまで、S-JET認証は、多くの事業者にご利用いただいておりますが、欧米と異なり、第三者試験機関を活用しようという意識が、事業者、使用者ともまだまだ定着していないのは事実です。しかし、欧米の状況を見ますと、徐々にその方向に向かうものと思われま

す。また、国の指定試験機関という制度がなくなり、この分野も自由化され、試験業務に民間企業が参入可能となりました。

さらに、近年新しい業務のニーズが増えております。例えば、新エネルギー利用をサポートする認証業務です。具体的には、国際整合規格に基づき太陽電池モジュールの性能および安全性を第三者の立場で認証するものです。これは海外との取引において特に重要視されています。小型分散型発電システム用の系統連系保護装置についても第三者の立場で認証する制度があります。太陽光発電や燃料電池の分野においても、これら新技術を安心して使用いただけるよう努めていま

す。また、昨今注目をあびている「省エネ家電」について、第三者試験機関として省エネ性能試験を実施しています。

このように、電気用品等の安全確保体制についていろいろな変革がありました。が、電気用品等の安全確保は、国民が安心して便利な生活を送るためには疎かにできないものであることに変わりありません。試験業務だけでなく、規格・技術基準の整備や国際協力の業務にも携わりながら、関連の工業会や機関・組織とも関係を密にし、電気用品等の安全確保に引き続き努力してまいりたいと考えています。

話は変わりますが、8月末の衆院選で民主党が圧勝し、新政権が発足しました。近年は、いわゆるマニフェスト選挙の様相が一段と顕著になってきました。選挙ですから、世間にアピールする政策や大胆な政策が掲げられるのもある程度やむを得ません。

エネルギー関係についていえば、各党の低炭素社会への姿勢をあらわすものとして、温室効果ガス削減の中期目標として意欲的ではあるが厳しい数字が掲げられていましたし、太陽光発電の導入、省エネ家電の普及促進、電気自動車等々の言葉が続いていました。しかしながら、どういうシナリオになるのか、どういうステップで進めるのか、また、経済成長との関連や今後の国民負担など明らかにされていません。これから追々具体化の議論が進むと思います。

(財)エネルギー総合工学研究所では、永年にわたり、エネルギー技術を中心とする総合工学の立場から幅広い調査研究に取り組んでこられ、多くの蓄積があります。まさにこれから国をあげて議論される戦略や基盤の構築において大いに貢献されることを期待しております。

[寄稿]

バイオマスの自動車燃料への適用

齋藤 健一郎 (新日本石油(株) 研究開発企画部 部長)



1. はじめに

世界的に見れば、輸送用バイオ燃料の歴史は数十年に及ぶ。日本でも1970年代の石油危機時にエタノールの開発が検討されたことがあったが、原油価格下落と共に価格面で引き合わないと判断されたことから、開発が下火となった。米国やブラジルでは、さらにその前からより生産・利用が進められており、特にブラジルでは1930年代より利用が行われていたことに加え、1973年の第一次石油危機に起因する原油価格高騰、当時の高い石油輸入依存率対策として、自動車燃料のガソリンからサトウキビ・エタノールへの代替を促進する『国家アルコール計画(プロアルコール)』を1975年から実施、現在でも同国のガソリンには政府の定める一定量(22

~25%)のエタノールの混合が義務付けられている(図1参照)。

昨今の世界的な導入拡大の機運は、従来の各国の国内農業政策とエネルギーセキュリティ向上を目的としたものに加えて、京都議定書の基準となるIPCC報告書にてバイオ燃料をカーボンニュートラルと規定したことに基づいている。カーボンニュートラルとは、「バイオマスはその成長過程で大気中の二酸化炭素(CO₂)を吸収・固定化することから、バイオマスを原料とする燃料の排出CO₂はカウントしない」という概念である。実際は、バイオマスの生産や燃料への変換、輸送過程で種々のエネルギーが投入されているため、このカーボンニュートラルとは、利用燃焼時のCO₂のみが相殺される考え方である。全世界での急速なバイオ燃料の導

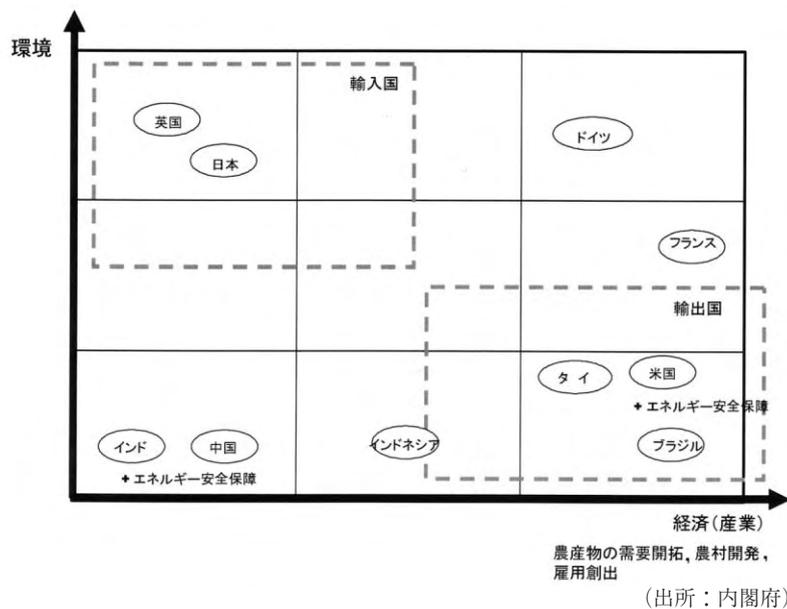


図1 バイオ燃料に対する各国のポジション

入量拡大に伴い、実効でのCO₂削減量の再評価や、土地および水の食糧生産との競合問題、食糧価格高騰の可能性等がクローズアップされ、メリット・デメリット両面からの議論が進められてきているところである。

最近の動きを見ると、バイオ燃料に対する毀誉褒貶の波は大きい。数年前はCO₂削減の切り札のように言われたものが、今は食糧高騰問題の元凶とされている。バイオ燃料には「作る（＝資源確保）」「使う」という2つの視点があり、「作る」視点がより重要である。カーボンニュートラル特性も、成長時にCO₂を吸収することによるものであり、「使う」時にはCO₂を排出している。食糧問題についても、原料となる作物やそれを作る土地の取り合い、即ち「作る」問題である。

一方、バイオ燃料を考える際に忘れてはならないのは、「エネルギー」としての視点である。エネルギーとして求められるのは、①供給安定性（Energy security）、②経済性（Economical efficiency）、③環境適合性（Environmental protection）のいわゆる“3E”である。まず、この点を踏まえた土台のうえで、バイオ燃料によるCO₂削減や食糧との競合問題が検討されるべきであり、3Eを忘れた議論はエネルギーとしては出口のないものになる。米国やブラジルの導入が進んできた背景、言い換えれば、わが国で20世紀に導入されな

った背景は、専ら、このエネルギーとしての視点と経済原則によるものであることに留意すべきである。

本稿では、バイオ燃料をエネルギーとして視点を軸において、わが国特有の状況を念頭に、これまでの自動車用バイオ燃料導入の経緯と見通しについて述べる。

2. ガソリン車用バイオ燃料の導入経緯と技術開発

ガソリン車用バイオ燃料は、ほぼエタノールに議論が集約される。わが国におけるバイオ燃料導入の意義は、専らCO₂削減であり、これまでのエネルギーとしての経済原則からはドライビングフォースは働かないはずである。しかし皮肉なことに、日本でのバイオ燃料議論は、その経済的理由を背景とした品質問題に端を発する（図2参照）。

(1) 品質確保法の規制

2000～2002年にかけて、アルコールが揮発油税の対象外であることから、そのアルコール類を大量に混合したガソリンが一部で流通、それが原因で車両部材（主にアルミニウム）の腐食による車両火災等のトラブルが発生した。

この問題を解決するために、アルコール濃度と車両安全性の検討が経済産業省により行

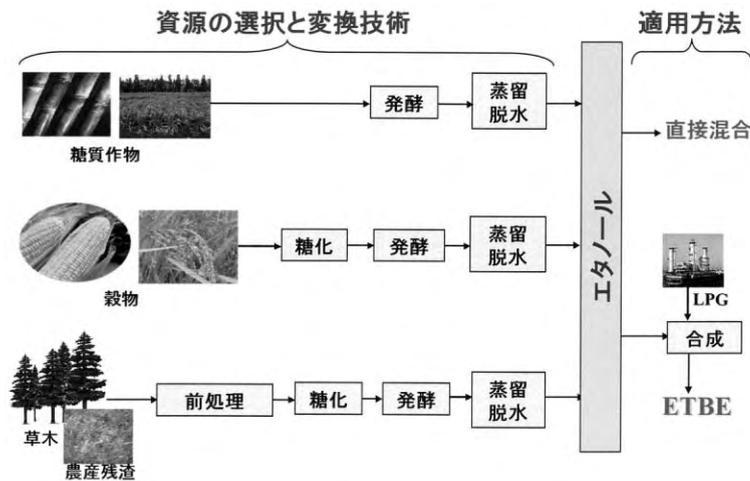


図2 ガソリン車用バイオ燃料の製造プロセス

われ、現在の市場車での安全性と環境性を確保するためには、エタノール3%以下、それ以外のアルコール・含酸素化合物では酸素濃度1.3質量%以下であることが必要であるとの結論を得た。ここでのエタノール3%以下という規制値は、前述のアルミ腐食への影響を踏まえたものであり、酸素濃度1.3質量%以下という規制値は自動車から排出されるNO_xへの影響を踏まえたものである。

その結論は2003年6月に品質確保法の強制規格として制定・運用され、現在では高濃度アルコールによるトラブルは激減している。なお、現在販売されている車両のほとんどは、一部の軽自動車を除いて3%を越えるエタノールを混合しても部材の問題は起きないように対応されている模様である。冒頭にも述べたように、従来より海外では3%を超えるエタノールを混合したガソリンが使用されており、日本の自動車メーカーも海外向けには10%程度のアルコール濃度にも対応できる部材の技術を適用してきた。しかし、国内に対しては必ずしも、その技術が適用されてきたわけではないため、市場車がすべて入れ替わるには、これから10年程度はかかると思われる。従って、その間は例えエタノールの安定的な資源確保ができた場合でも3%を超えるエタノール混合ガソリンの一般流通には消費者保護の観点から困難と思われる。また、含酸素濃度は窒素酸化物（NO_x）排出量への影響を勘案した数値であることにも注意が必要である。ブラジル等の海外に比較して格段に排出ガス規制の厳しい日本では、高濃度アルコール混合のためには、部材の耐アルコール性のみならず、排ガス制御についても車両側の対応が必要と思われる。

(2) CO₂削減とエネルギー戦略に基づくバイオエタノール導入

バイオマスも含めて資源をほとんどもたない日本は、エネルギーの大部分が輸入になるため、これまでの経済価値では安価な化石資

源が優先され、バイオマスは選択されない。この限りにおいては、バイオ燃料への対応は前述の品質確保法による規制で終結したであろう。ところが、バイオ=カーボンニュートラルとする京都議定書約束期間への対応として、バイオ燃料を積極的に利用しようとする動きが始まった。

また、2006年3月には国により「新・国家エネルギー戦略」が策定され、2030年での数値目標として、エネルギー利用効率30%向上、エネルギー全体の石油依存度40%以下等と並んで、運輸部門の石油依存度80%以下とする数値目標が設定された。

ここに至り、バイオ燃料はCO₂削減と石油依存度低減の両面から注目されることとなり、利用・普及について①資源量の確保、②品質の確保、③経済性の確保の3点から議論が行われた。

① 資源確保

資源量の確保については、第1約束期間の時点で、国内で利用が見込めるバイオ資源と、輸入可能なバイオ燃料の見通しをもとに、輸送用バイオ燃料原油換算50万klという目標が定められた。これは、エタノールで換算すると、約80万klに相当する（エタノールの容量当たりの発熱量が原油の約6割のため）。国内で生産可能なバイオエタノールは、2010年の時点では数万klが限度であるため、若干のバイオディーゼルを含めたとしても、ほとんどが輸入に頼ることになる。2007年の燃料用エタノールの全世界生産量は5,200万kl、主要生産国である米国で2,400万kl、ブラジルで1,800万kl程度が生産されている。しかしながらその大半が各国自国内で消費されており、年間貿易量は300万kl程度に過ぎず、ブラジルがほぼ唯一の輸出国である。2013年のブラジルのエタノール生産量は3,000万klに達すると見込まれているが、0~100%エタノールの利用が可能なフレックス燃料車（FFV）の販売シェアが圧倒的であることや、盛んな経済成長を

踏まえると、ブラジルの輸出余力の大きな伸びは期待できないとする見方もある。

さらに、輸入相手国がブラジル一国である、すなわちエネルギーの一国依存という点もエネルギーセキュリティの点では石油が中東依存であること以上に問題が大きい。エネルギー供給という観点では、バイオ燃料単独で石油と縦割り分担任させるのではなく、石油や天然ガスなどと合わせ、両方でフレキシブルに補完しあう形をとるべきであることは言うまでもない。

なお、石油業界では、こうしたエタノールの安定供給を確保することを目的に、石油連盟所属各社が「バイオマス燃料供給有限責任事業組合」を設立し、国内外を含めた安定供給確保に努めている。

② 品質確保

2番目の論点としては品質の確保がある。給油する時点での製品品質については、すでに品質確保法で適正な規制が行われているので、問題はいかに適正な品質のものを供給するかにある。

エタノールはガソリンと異なり、水との親和性があり、水分混入によりエタノールが水相に移行して品質が悪化することがある。この問題を防止するために、海外ではサプライチェーンの最後、即ちローリー積み込み時にエタノールを混合しており、わが国においても直接混合の場合は同様の方法を取る必要がある。これまでの法体系では、オイルターミナルにおけるエタノール混合は認められていなかったが、作年の5月、届出や品質保証体制の整備を条件に、オイルターミナルでのエタノール混合が認められることになった。

このように直接混合の法規制としての整備は完了したが、エタノール混合出荷という体制は、最終製品での品質確認が極めて困難なため、ユーザーに対する品質保証には懸念が残る。法整備に先立って行なわれた石油産業活性化センターによる実証試験においても、水混入による品質の悪化が報告され、直接混

合における品質管理の重要さが確認された。また、エタノールの直接混合では、混合後ガソリンの蒸気圧が上昇するため、軽質のLPG留分を減じる等、混合前のガソリン基材（サブオクタンガソリン）の蒸気圧を調整する必要がある。ガソリンは季節に応じて、適正な蒸気圧に調整されており、低すぎると自動車の始動性・運転性が悪化する一方、高すぎる場合は蒸発ガスが増加し光化学スモッグ発生のリスクが増大する。

この点をクリアして安全安心品質のバイオ燃料を確実に消費者に届けるため、石油業界ではバイオエタノールをバイオETBEに変換して利用する方法で導入を進めている。ETBEはエタノールと石油留分のイソブテンとから製造されるエーテルで、水に不溶なため従来のガソリン同様の品質管理・保証体制にて出荷が可能である。石油連盟では、この方法で2010年に原油換算21万 kl のバイオエタノールを導入すべく、2007年度よりバイオETBEを混合した「バイオガソリン」の試験販売を経済産業省の支援のもとに実施した。2009年度はETBE利用量を20万 kl 程度まで拡大し、2010年の目標値達成を目指していくこととしている。

なお、バイオETBEは、エタノールからETBEへの変換の際にエネルギーを必要とするためにCO₂が発生する。しかし、ガソリン製品とした場合、発熱量当たりのCO₂発生量の多い芳香族を減らし、CO₂の少ないLPG分を増やすことができる。一方、直接混合の場合は、エタノール混合による蒸気圧上昇-蒸発ガス増加を抑制するために、CO₂発生量の少ないLPG分を減らさざるを得ない。こうした理由により、バイオETBEを混合したガソリンは、エタノール直接混合よりも燃焼時のCO₂発生量は直接混合より少なくなるため、総合的にみたCO₂削減効果はほぼ同等と見込まれる。

③ 経済性確保

バイオエタノールの製造コストは、さとうきびを原料とした場合には10円～20円/ℓ程度

とされている。しかし、エタノールがエネルギーとして評価されている現在は、マーケットにおいては原油にリンクし、原油以上の価格で取引されており、自国内に資源を持たないわが国で利用する場合には、このマーケット価格で評価することになる。自国内には、後に述べるセルロース系エタノールの可能性はあるが、こちらは技術開発中であり、製造コストが評価できる状態にない。加えて、エタノールは発熱量が原油の6割程度しかないため、見かけの容量当たりの価格以上に高価なエネルギー源ということになる。(例えば、50円/ℓのエタノール価格は、ガソリン等価のエネルギー換算では $50 \div 0.6 = 80$ 円/ℓのコストということになる。)このような価格差を乗り越えてエタノールが普及するには技術開発によるコストダウンだけではなく、バイオ燃料に対してCO₂削減という付加価値を経済的に評価する仕組みを作ることにより、マーケット主導型の導入が進むのではないか。

(3) バイオエタノール生産の技術革新

① 原油価格の高騰と食糧問題

エネルギーと食糧には量的なスケールに大きな違いがある。現在、全世界では原油換算で115億tのエネルギーが供給されているが、一方の食糧(穀物)は20億t、これを全てエ

タノール化しても得られるエネルギーは原油換算で4億t程度である。このような量的バランスにありながら、現在の穀物を原料とする”第一世代”のバイオ燃料にCO₂削減策として、さらにはエネルギーとして過大な期待が寄せられ、エネルギーマーケットに取り込まれてしまったことが、今の食糧問題の原因の1つと思われる。この問題を解決するには、エネルギー確保、CO₂削減ともに、バイオ燃料を主役としてとらえるのではなく、適切な役割を与えてやるのがまず第一であるが、その一方、エネルギーと食糧の連鎖を切り離すための、食糧と競合しないバイオ燃料の開発も方法の1つである(図3参照)。

こうした背景により、世界各地で技術開発が進められているのが、セルロース原料からのエタノール製造である。日本における、この技術開発の意義は、海外でのそれより高いと考えられる。この開発により、まず、限定された面積のなかではあるが、国内生産の可能性を高めることができる(ただし、ここでの過大な期待は、土地の取り合い、農業問題につながるので冷静な判断が必要と思われる)。さらに、こうした日本発の技術を海外に展開し、その技術を梃子に、わが国に向けたバイオ燃料・エネルギーの確保を狙うといった、いわゆる開発導入の手法への展開も可能になる。

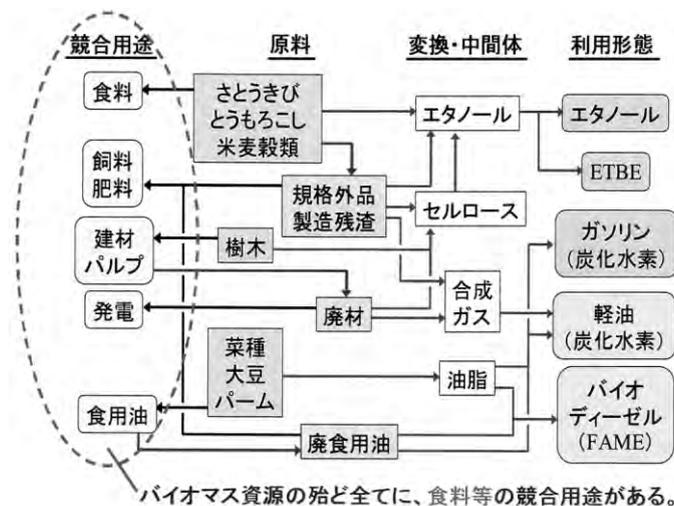


図3 自動車用バイオ燃料のサプライチェーン

② バイオ燃料技術革新計画

わが国では、先に述べた「新・国家エネルギー戦略」達成のための輸送部門の具体的対応策として「次世代自動車・燃料イニシアティブ」が平成19年に策定された。同イニシアティブでは、日本の自動車・燃料の環境エネルギー戦略のポイントとして① バッテリー、② 水素・燃料電池、③ クリーンディーゼル、④ バイオ燃料、⑤ 世界一やさしいクルマ社会構想、が挙げられ、バイオ燃料についてはセルロース系第二世代バイオ戦略策定のために「バイオ燃料技術革新協議会」が設置された。産官学合同による同協議会ではセルロース系エタノール製造技術の開発を目標とした「バイオ燃料技術計画」を策定し、2008年3月に発表している。計画では、2015年を目標に100円/ℓと40円/ℓをベンチマークとした開発計画並びに開発体制の構築が提言されている。

ここでの100円/ℓという数値は、国内未利用資源の有効利用を目的として設定されたベンチマークであり、揮発油税等が免除された場合にガソリンと競争力を持つコスト、という意味を持つ。いわば、国内での農業振興を目的としたベンチマークであるため、このコストによる生産はエネルギー量としては限定される。むしろ、エネルギーとしては限定していかないと本来の目的である農業振興に逆行することになる。

一方、40円/ℓという数値は、純粋にエネルギーとしてみた場合に原油由来のガソリンと競争力を持つ、という意味でのベンチマークである。日本のエネルギーとしての国際競争力を考えると、このレベルまでの技術革新が必要になる。いずれも目的に沿った根拠のある数値設定であるが、農業振興や未利用資源の有効活用に止まることなく、エネルギーとして意味のある量まで利活用を拡大しようとするならば、原油と拮抗するレベルまでコストを低減していく必要があると思われる。また、米国でのセルロース系エタノールのコスト目標が30～40円/ℓであることを考えると、

エネルギーの国際競争力という点でも40円/ℓを目標として技術革新を図る必要があるのではないかと。

このように、バイオ燃料の社会性を議論する際に、農業と工業の関係を紐解き、適切な連携や融合を図っていく必要があるが、技術開発においても、これまでの枠をこえての連携が必要不可欠である。「農」の範疇であった作物栽培から、「工」であるエタノール製造・精製に至る広範囲での技術開発がリンクして行われる必要がある。この技術開発の手法の一つとして、新日本石油、トヨタ自動車、三菱重工、東レ、サッポロエンジニアリング、鹿島建設の6社により「バイオエタノール革新技术研究組合」が2009年3月に設立され、2015年を目指しての開発が進められている。

3. エネルギー供給構造高度化法と持続可能性基準

前述の品質確保法に加えて、バイオ燃料導入に関連する法律、基準の策定が行われている。2009年6月に成立した「エネルギー供給事業者による非化石エネルギー源の利用及び化石エネルギー原料の有効な利用の促進に関する法律」(エネルギー供給構造高度化法)と、現在、検討が行われている「持続可能性基準」である。

(1) エネルギー供給構造高度化法

同法は、エネルギー供給事業者による非化石エネルギー源の利用および化石エネルギー原料の有効な利用を促進し、事業の持続的かつ健全な発展を通じたエネルギーの安定的克適切な供給の確保を図り、国民経済の健全な発展に寄与することを目的に制定された。「非化石エネルギー源の利用」という目的では、例えば、一定規模以上の石油精製販売業者は、ある量の非化石エネルギー(原油、LPG、天然ガス、石炭以外)の供給、さらに、非化石エネルギーの内でも再生可能エネルギー(太

表1 持続可能性基準制定の動きと例

<p>○EU再生可能エネルギー指令 導入目標：2020年10%</p> <ul style="list-style-type: none"> ・高い炭素貯蔵が見込まれている湿地や森林などの保護 ・生物多様性の価値が高いことが認められている土地の保護 ・バイオ燃料使用による全温室効果ガスの削減率が、化石燃料使用時と比較して35%以上、2071年より50%以上 ・食糧競合について2年毎に報告書
<p>○米国RPS（再生可能燃料基準）導入目標：2022年20%</p> <ul style="list-style-type: none"> ・温室効果ガス20%以上
<p>○英国RTFO（再生可能燃料導入義務制度）導入目標：2010年5%</p> <ul style="list-style-type: none"> ・2010年に供給したバイオ燃料全体として50%の温室効果ガス削減
<p>○国際バイオエネルギーパートナーシップ（GBEP）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・バイオ燃料に対する持続可能な基準検討中 項目：温室効果ガス、土地利用変化、大気・水環境、生物多様性、食糧安全保障、経済性等

陽光、風力、バイオ等)の供給が、誘導的規制のもとに義務付けられることになる。また、「化石エネルギー原料の有効な利用」という目的では、化石エネルギーから燃料製品を生産する際には、その残存物の減少が義務付けられることになる。もっと具体的には、自動車燃料の場合はバイオ燃料の混合目標の設定につながる法律でもあり、現在、その省令、規則の議論が行われている。京都議定書の目標設定と同様に、エネルギーの3Eを踏まえた制度設計議論が望まれる。

なお、先ごろ提案された同法の省令における定義づけの中で、バイオ燃料とともに新燃料として注目されている水素が「化石資源由来のもの」との限定つきで「化石燃料」として定義付けられている。水素はガソリンや軽油とは異なり、様々な原料から生産されることと、燃焼用途ではなくエネルギー効率のよい燃料電池用として使用されるため、化石資源由来であっても導入が推進されるべきものと思われる。バイオ燃料のカーボンニュートラル特性とともに、水素の持つ「電気を運ぶ」媒体としての特性も勘案し、ともにエネルギー政策としての位置づけについてコンセンサスを得ていく必要がある。

(2) 持続可能性基準の策定

エネルギー供給構造高度化法に基づく目標設定にあたっては、バイオ燃料の「再生可能エネルギー」としての定義づけが大前提とな

る。一方、バイオ燃料によりCO₂削減を担保するばかりでなく、食糧競合、土地利用変化、生物多様性、安定供給などの観点で持続可能な形で利用していこうとする「持続可能性基準」作りの議論が国際的に進められている。EU、英国やドイツ、米国では先行する形で基準作りが行われていたが、昨年よりGBEPやISOで基準の国際標準化の動きが始まったことから、日本でもこれに対応する形で基準検討が行われている（表1参照）。

開発導入という形でバイオ資源の確保を図る場合でも、やはり、輸入に頼らざるを得ない日本においては、国際標準化は自国内で生産し残りを輸出するといった、先行国とは180度異なった重要な意味を持つ。供給構造高度化法の前提、という意味だけではなく、エネルギーにおける国際競争力強化の観点からも、一刻も早くわが国ならではの、そして海外諸国に対して説得力のある基準作りを行い、国際標準化に対してイニシアティブを取っていく必要があると思われる。

4. ディーゼル車用バイオ燃料

わが国では自動車燃料の需要はガソリン6,000万kl弱であるのに対し、軽油は3,500万kl前後であり、さらに、ディーゼル排ガスの悪い印象により需要はここ10年間以上、減少が続いている。しかし、軽油品質が向上し、自動車技術も飛躍的な進歩を遂げたことにより、排ガス

の問題は概ね解決している。一方、ディーゼルエンジンはガソリンエンジンよりもエネルギー効率が良いために、ガソリン車をディーゼルシフトすることにより、CO₂削減が可能となる。

こうした背景により、直近の課題としては、「クリーンディーゼル」の導入、即ち燃料側から見た場合は「石油の有効利用」が優先的に検討されており、ディーゼル車用バイオ燃料の普及について、国全体でのエネルギーとしての議論には至っていないように見受けられる。これまでの日本におけるディーゼル車バイオ燃料は、CO₂削減やエネルギーとしてではなく、廃棄物の有効利用としての面からの検討がなされてきた経緯がある。現状でのCO₂削減やエネルギー確保への影響度合いを考えると、当然の優先順位であるが、今後、普及拡大を論じる場合には、廃棄物/CO₂/エネルギーという意義の混同を切り分けて進める必要があると思われる。

(1) 品質確保法による規制

一般に「バイオディーゼル」と呼ばれている「脂肪酸メチルエステル (FAME)」は、その軽油への混合上限と混合軽油の品質規格が、2007年3月に品質確保法によって定められた。FAMEは、パーム油、菜種油、大豆油といった油脂類を一次原料として製造されるが、こうした油脂類は、構造に二重結合をもった成分を含んでいるため、酸化安定性に劣るとい

う欠点がある。また、食用を經由した廃食用油を原料とした場合には、成分の把握と品質管理が困難になるという問題がある。車両に品質の劣るFAME混合軽油を使用すると、燃料ラインの目詰まりや、部材の腐食等のトラブルが発生する。こうした背景により、FAMEの混合上限を5%とし、さらにはそのFAME混合軽油自体の酸化安定性や不純物について品質確保法で規格化されている。

(2) 利用技術の開発

油脂類は、そのままディーゼル燃料に混合してもエンジンは動くが、粘度や沸点が高いことにより短期間で車両不具合に繋がる。こうした点の改善を図ったのがFAMEであるが、前述のように最先端ディーゼル車に対しては品質面で課題があり利用は制限される (図4参照)。

こうした点を踏まえて、油脂類を品質面で問題無い形へ変換する方法として開発されたのが、「水素化バイオ軽油BHD」である。BHDは従来軽油に含まれる成分と同一であるため、従来軽油と同等に扱うことができる。FAMEが副原料としてメタノールを使用するのに対し (そのため、副産品としてグリセリンが発生し、その処理もFAMEの課題である)、BHDでは水素を使用するために大規模な設備が必要となるが、エネルギー供給を目的として大量生産をす

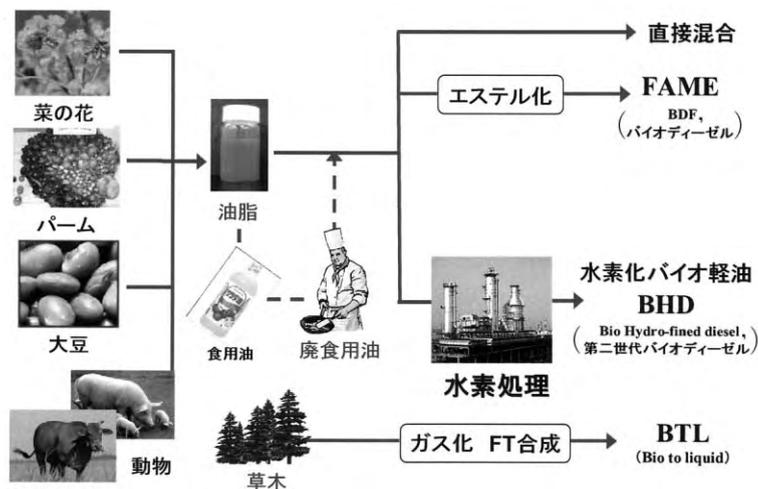


図4 ディーゼル車用バイオ燃料

るならば、コストもFAMEと同等である。水素化バイオ軽油は、フィンランドのNESTE OIL、ブラジルのペトロブラス、BP、コノコフィリップスといった石油会社が、自身の製油所インフラを活用し生産を開始、計画している。資源が安定供給されることを前提に、ディーゼル車用バイオ燃料の利用拡大を図るには、FAMEよりも品質的に安心で優れたBHDへとシフトいくことが望ましいと考える。

(3) ディーゼル車用バイオ燃料の資源

ディーゼル用バイオ燃料についても、わが国における導入・普及の最大の壁は一次資源の確保である。国内では廃食用油を原料としたFAMEが利用されているが、その量は約3,000kl、また全ての未利用廃食用油を収集したとしても20万kl程度と見積もられており、国内の軽油需要3,500万klに比較すると僅かな量である。先にも述べたとおり、廃棄物の有効利用は環境一般への意識向上に意義の深いものであるが、エネルギー確保やCO₂削減に直接的な効果を求めるのであれば、より多くの量が必要である。東南アジア地区で生産されるパーム油は単位面積当たりの収量が高く、エネルギー作物としても優れているが、利用するためにはエタノールと同様に食用との競合問題を解決する必要がある。ここでも、一刻も早い持続可能性基準の世界標準化が望まれる。

(4) BTL (Biomass to Liquid)

食糧とエネルギーを切り離す技術として注目される技術としてBTLがある。これは木質等のバイオマスを一旦、COとH₂にガス化して、FT合成することで軽油を製造する技術である。ディーゼル中心で、バイオ燃料の”Sustainability”に対する議論が盛んな欧州で積極的に技術開発が進められており、具体的にはShellが出資をしているChorenにより、15,000t/年の実証プラント（フライブルグ、2009年生産開始）の計画が発表されている。

5. おわりに

バイオ燃料にはエネルギー確保、CO₂削減、農業振興、廃棄物処理、といったさまざまな意義がある。研究開発や導入の開始時点で多くの意義のあることは、大きなドライビングフォースになりえる。しかし、本質的には目的や、それを達成するための量のイメージが異なるため、導入が進むに従い消えていく意義もある。例えば、廃棄物処理を目的とした場合に、処理すべき廃棄物以上のバイオ燃料利用は無意味であるが、エネルギーとしては意味のある量に達していない。そこを整理せずに数値目標を設定して導入を進めようとする、全ての意義に対して意味を持たない、あるいは相反する施策になってしまうこともあり得る。様々な目的を並べて、なんとなく合わせて一本とする議論から一歩進み、海外の議論に惑わされること無く、わが国においてバイオ燃料に対して最優先で期待するものは何か、それをどこまで期待するのか、そうした考え方の整理とコンセンサス作りが必要と思われる。

[寄稿]

欧米における電気事業の動向

大西 健一 (社)海外電力調査会
調査部 副主任研究員



1. はじめに

欧米諸国では、1970年代の石油危機以降、米国のレーガノミックス、英国のサッチャリズムに代表される公益事業の民営化、規制緩和といった「小さな政府」を志向する経済政策が展開された。電気事業に関しても例外ではなく、1990年代以降に欧米諸国で規制緩和が導入された。電力市場の規制緩和を機に、新規事業者はガス火力発電設備を次々と建設し、電気事業を開始した。しかし、2000年代には一転して燃料価格が高騰したことから、原子力や水力等の電源を持っていない新規事業者は撤退し、また規模の経済性を有していた既存事業者も経営合理化のために積極的にM&A（合併・買収）を行った。

一方、2000年前後を境にして電気事業を取り巻く市場環境に変化が生じ始めた。電力市場の自由化に伴って送電設備投資が抑制されてきたことや2000年代に大停電が多発したこと等を受けて、欧米諸国では電力安定供給を優先する政策が講じられた。また、地球温暖化を背景に低炭素社会における電気事業の構築も進められており、温室効果ガス排出削減に係る措置、再生可能エネルギーの利用促進に係る措置が欧米諸国で講じられている。

以下、欧米の電気事業制度の変遷を概観した上で、電力安定供給に向けた取り組み、地球温暖化対策としての排出権取引制度、再生可能エネルギー電源の導入促進といった電気事業を取り巻く市場環境の変化を取り上げる。

2. 欧米の電気事業制度の変遷

(1) 卸電力市場の自由化

[米国]

1970年代の石油危機を背景に石油消費の節減を図り、代替エネルギー電源の普及を行う観点から「公益事業規制政策法（PURPA：Public Utility Regulatory Policies Act）」が1978年11月に制定された。同法によって、電気事業者に対して、一定の条件を満たした再生可能エネルギー発電設備、コージェネ設備のような認定設備（QF：Qualifying Facility）の発電電力を購入することが義務付けられた。

90年代に入ると、「エネルギー政策法（EPAAct1992）」（1992年10月）で、複数州での発電事業を認める「適用除外卸発電事業者（EWG：Exempt Wholesale Generator）」の設置、送電系統への第三者アクセスを実施させる連邦エネルギー規制委員会（FERC：Federal Energy Regulatory Commission）の託送命令権限の強化等が規定された。この結果、再生可能エネルギー発電設備やコージェネ設備といった認定設備、多数の独立系発電事業者（IPP：Independent Power Producer）が相次いで発電市場に参入した。一方で、電気事業者が第三者アクセスを実施する際に差別的慣行を行う懸念が残るとしてFERCは新たな規則を策定した。「オーダー888」（1996年4月）では、第三者への非差別的な送電サービスの提供を電気事業者に義務付けると同時に、複数の制御地域の系統運用を行う独立系統運用者（ISO：Independent System Operator）

の設立が奨励された。当該オーダーを契機に卸電力市場の自由化が促進され、さらには州レベルでの小売電力市場の自由化、既存事業者による発電設備の売却、ISOの設立といった電力市場の構造変化が生じた。

米国では131制御地域（Balancing Authorities）が存在しているが、1990年代においては系統運用者間で協調的な系統運用が必ずしも実施されていたわけではなく、電力取引が複数の制御地域をまたぐ場合には送電料金の多重払い（パンケーキ問題）が発生していた。「オーダー2000」（1999年12月）では、この問題を解消するために地域大で一元的に系統運用を行う地域送電機関（RTO：Regional Transmission Organization）の設立が奨励された。

さらに、FERCは全米大での卸電力市場の標準化に向け「標準市場設計規則案（SMD NOPR：Standard Market Design NOPR）」（2002年7月）を提示した。しかし、市場設計には地域特性が十分に考慮されるべきと主張する南東部諸州の強い反発によってSMD NOPRは2005年7月に廃案となった。その後はFERCの卸電力市場改革は構造規制ではなく行為規制に重点が置かれることになった。

[欧州]

1987年7月、1992年末までにEC（欧州共同体）域内の市場統合を実現させることが明記された「単一欧州議定書」が発効したことを受けて、欧州単一市場に向けた動きが加速した。この「単一欧州議定書」は、EC域内政策の画期的な転換点と位置づけられており、1992年末までに、人・モノ・サービス・資本の移動が自由な単一市場を完成させるための方策として、物理的・技術的・財政的障害の除去を目的とした約270項目の自由化・共通化のための法令が採択された。「単一欧州議定書」を受けて、1988年5月には、「域内エネルギー市場」と題した報告書が作成され、EC域内における包括的なエネルギー政策の検討が開始された。米国の卸電力市場の自由化の背景と最も異なる点とし

て、欧州連合（EU：欧州共同体を基礎に1993年11月に発足）の加盟国間で電力市場に係る制度設計を統一化することが前提になっていることが挙げられる。1996年12月の「EU電力自由化指令」では、発電市場の自由化、送電部門のアンバンドリング（経営分離、会計分離）、送電系統への第三者アクセス、小売電力市場の段階的自由化が規定された。1990年代以降、先行して電力市場改革を行ってきた英国や北欧諸国の電気事業者は、国内外事業者との競争に直面した。一方でフランス電力会社（EDF）、ドイツのRWE社やE.ON社は、英国等の近隣の欧州諸国のエネルギー事業者の買収を積極的に行い、事業規模を拡大させた。

「EU電力自由化指令」では、国際連系線における混雑管理方式等の細則が盛り込まれていなかったため、これらの細則もEU大で規定する必要があること、また送配電部門に対する構造規制の強化が必要であること等が議論され、2003年6月に「改正EU電力自由化指令」及び「EU国際電力取引規則」が制定された。前者では、送配電部門を垂直統合型事業者から法的に組織分離させる法人分離（子会社として存続可能）、小売電力市場の全面自由化が規定された。後者では、送電料金の算定方法、国内送電線及び国際連系線の混雑管理方式等を調和化させることが規定された。

しかし、国際電力取引に不可欠な国際連系線の設備投資を促すには、送電部門の中立性を高めることが必要であるとの観点から、2009年6月に「第三次EU電力自由化指令」が制定され、①送電部門のアンバンドリングの強化（所有権分離方式の実施）、②EU域外事業者による送電事業者の買収手続き等が規定された。特にアンバンドリングの強化については、一部のEU加盟国が強硬に反対したことから、当初は電気事業者と送電部門との間の資本関係を遮断する所有権分離方式が盛り込まれていたが、系統運用部門のみを分離するISO方式、従来の法人分離を前提として厳格な規制・監視を適用する独立送電系統運用者方

式（ITO：Independent Transmission Operator）も追加されることになった。

（２）小売電力市場の自由化

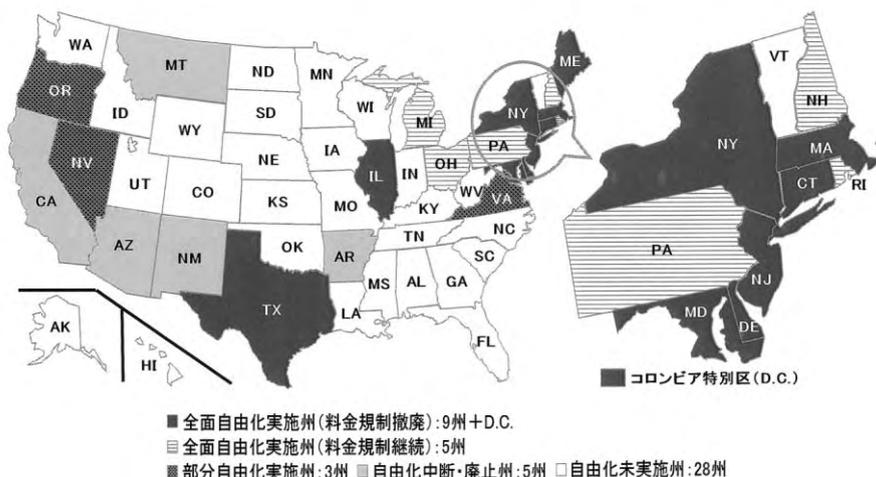
[米国]

米国では、1990年代以降、電気料金が比較的割高な州で小売電力市場への競争原理の導入についての議論が開始された。北東部のロードアイランド州で1997年7月に産業用需要に限定した自由化が米国で最初に開始された。その後、カリフォルニア州、北東部諸州等でも小売電力市場の自由化が導入された。しかし、2000年から2001年にかけて「カリフォルニア電力危機」が発生し、長期に亘って輪番停電が実施された。この電力危機の原因として、①送電線の制約、②卸電力価格の高騰、③市場支配力の行使、④小売供給事業者に課せられ

た電力取引所での調達義務、⑤小売電気料金の凍結等の様々な要因が指摘されている。

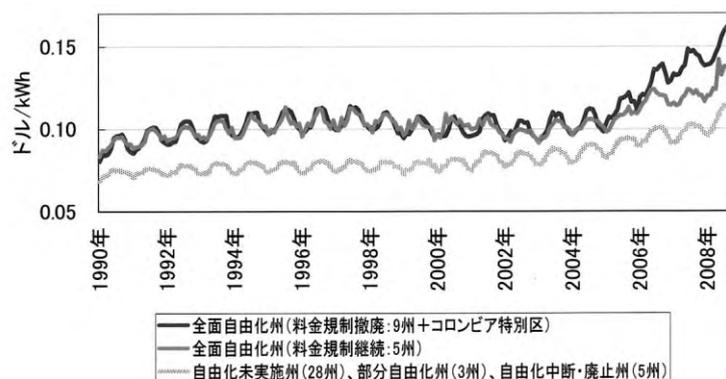
また、自由化州においては、移行措置として導入された小売電気料金の凍結措置が2000年前後から解除され始めた。卸電力価格の高騰時期と重なっていたため、解除直後に小売電気料金が大幅に引き上げられる事態となった。このため、バージニア州のように自由化が一部廃止され、再規制される場合もあった（図1参照）。

米国の家庭用小売電気料金の価格推移を概観すると、①自由化実施州は自由化未実施州よりも電気料金水準が歴史的に割高、②自由化実施州と自由化未実施州の双方で2000年代以降に電気料金が上昇、③料金凍結措置の解除に伴い、料金規制撤廃州と料金規制継続州との間で価格上昇幅に変化が発生といった特徴を確認できる（図2参照）。



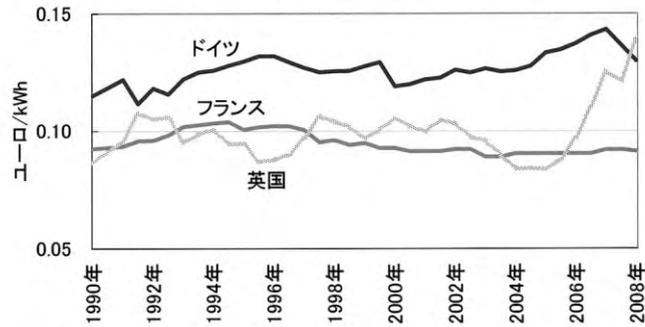
(出所：EIAの資料を基に筆者作成)

図1 米国各州における小売電力市場の改革動向（2009年4月時点）



(出所：EIAの資料を基に筆者作成)

図2 米国の家庭用小売電気料金（名目：税抜き）



(出所：Eurostatの資料をもとに筆者作成)

図3 欧州の家庭用小売電気料金 (名目：税抜き)

[欧州]

1996年12月の「EU電力自由化指令」に基づき加盟国毎に小売電力市場の自由化が開始された。英国（北アイルランドを除く）、ドイツでは1998年に、フランスでも2007年に全面自由化が導入された。英国、ドイツでは、自由化導入直後は競争の効果で一時的に電気料金が低下した。しかし、2000年代以降は発電・調達コストの上昇分が小売電気料金に転嫁されたため、電気料金は大幅に上昇した。一方、フランスでは発電電力量の大部分を燃料価格の影響をほとんど受けない原子力電源で賄っていたこと、また政府の認可に基づく規制料金制度を存続させていたこと等から、小売電気料金の水準はほとんど変動していない（図3参照）。

3. 欧米の電気事業を取り巻く市場環境の変化

欧米諸国では1990年代後半から卸・小売電力市場の自由化が行われてきたが、2000年代初期に多発した停電を受けて電力安定供給に向けた取り組みが進められた。また、「京都議定書」が1997年12月に採択されたことを受けて、2005年に欧州で先行して「キャップ&トレード方式」に基づく排出量取引制度が導入された。米国でも一部地域で2009年から排出量取引制度が導入されている。「キャップ&トレード方式」は、温室効果ガスの総排出量（総排出枠）を設定した上で事業者に排出枠を無償又は有償で配分し、事業者間で排出枠の取引を認める方式である。さらに、電力部門

においては再生可能エネルギー電源の導入促進等の措置が講じられている。

(1) 電力安定供給に向けた取り組み

[米国]

2003年8月、米国北東部とカナダで停電規模6,180万kWにおよぶ「北米大停電」が発生した。直接的な原因は事故発生地域の電気事業者FirstEnergy社の不十分な樹木伐採であることが事故報告書で指摘された。この「北米大停電」や前述の「カリフォルニア電力危機」（2000年～2001年）を受けて、電力安定供給を重視する「エネルギー政策法（EPAAct2005）」が2005年8月に制定された。主な内容として、① 電力信頼度機関（ERO：Electric Reliability Organization）の認定と強制力を伴う系統信頼度基準の策定、② 送電設備投資のためのインセンティブ料金制度の導入、③ 送電線建設計画の手続きの迅速化が規定されている。

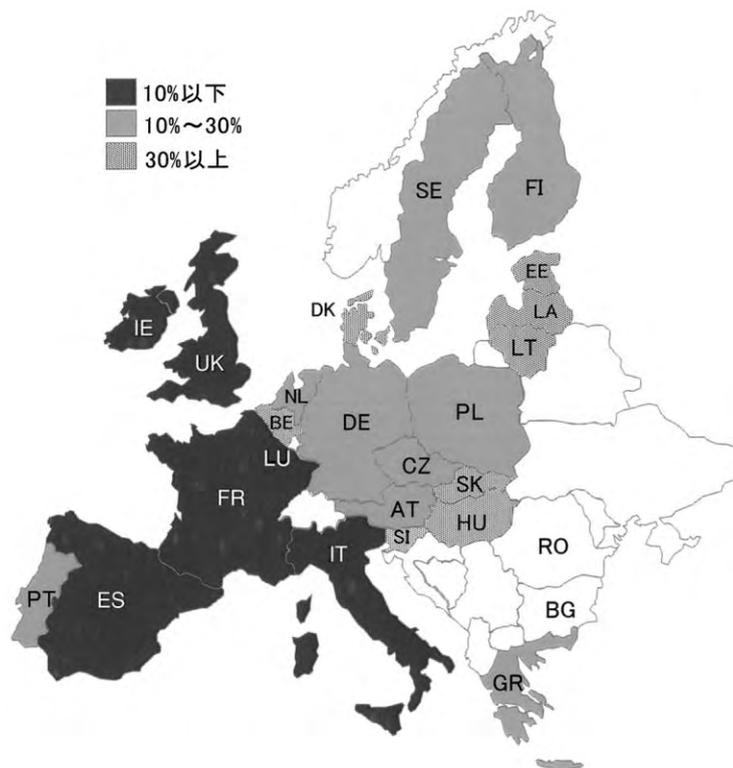
①については、EROとして認定された「北米電力信頼度協会（NERC）」は、信頼度基準に違反する事業者に対して罰則を執行する権限が付与された。②については、送電料金の算定における報酬率の上乗せ、商業運転前費用の回収、加速減価償却（償却期間短縮化）等を認めることで送電線の投資促進措置が講じられている。③については、重要地域であるにもかかわらず系統混雑が多発しているミッド・アトランティック地域（米国東部）、サウスウェスト地域（米国南西部）を「国益送電線路（NIETC：National Interest Electric Transmission

Corridor)」としてエネルギー省が指定し、州政府が当該地域での建設申請を1年以内に承認しない場合にはFERCが代わりに承認を行うことが可能となった。しかしながら、2008年に入ってカリフォルニア州の大手電気事業者SCE社による州際送電線（カリフォルニア州・アリゾナ州間）の建設申請を巡ってFERCとアリゾナ州公益事業委員会が対峙することになった。アリゾナ州公益事業委員会が既に建設申請を否決したにもかかわらず、SCE社はFERCに承認申請を行なったことが背景にある。結局、連邦第4巡回区控訴裁判所は2009年2月に「立地州が1年以内に否決している場合には、FERCに承認権限は付与されない」と判決を下した。このように、連邦政府と州政府との間では迅速な送電線建設計画を進めていく法的枠組みが必ずしも整備されているわけではない。このような背景から、第111議会（2009年～2010年）の上下両院で送電線建設計画の手続きを迅速化するための提案が審議されており、最終的にFERCの承認権限がどの程度の水準に規定されるのか注目される。

[欧州]

欧州では、もともとEU域内の市場統合を実現するためにエネルギー、運輸、通信のネットワークの拡充を促す「欧州横断ネットワーク（Trans-European Networks：TEN）」プロジェクトが1992年2月に調印されたマーストリヒト条約で規定されていた。1995年9月の「TEN財政支援認可規則」に基づき、欧州委員会が承認した個別のTENプロジェクトは優遇的な財政支援を受けることが可能となった。また、2002年3月のバルセロナ欧州理事会（EU首脳会議）では、EU加盟国が国内発電容量の10%に相当する国際連系線の送電容量を確保することが政治的に合意されている（図4参照）。

しかし、国際連系線の建設は遅々として進まず、一方で国際電力取引の影響で複雑な電力潮流が発生していること等を背景に、2003年9月に「イタリア大停電」（停電規模2,000万kW）が発生した。この大停電を受け、「EU電力供給保障指令」が2006年に制定されるに至った。同指令では、EU加盟国に対して①系



（出所：European Commissionの資料を基に作成）

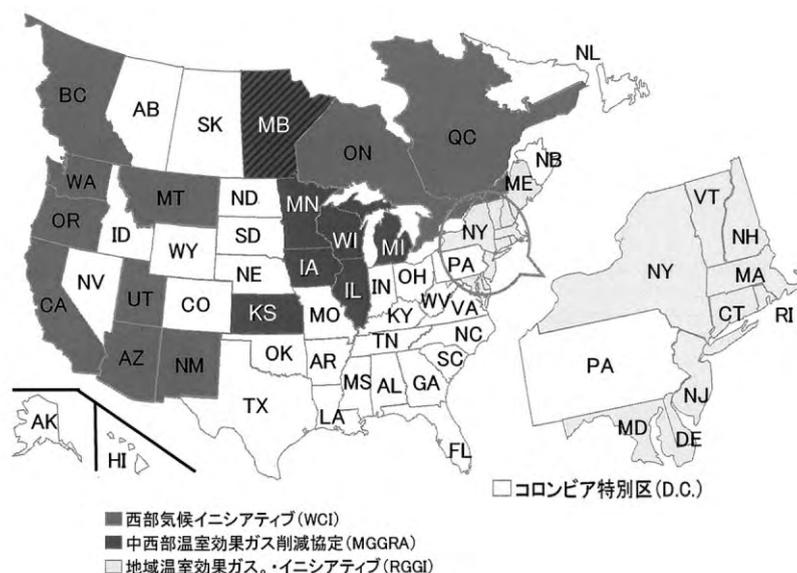
図4 欧州における国内発電容量に占める国際連系線の送電容量の割合

統運用者が最低限の運用規則を策定・順守すること、② 需給バランスを維持するために適切な措置を講じること、③ 需給想定及び送電線投資計画が欧州委員会に報告されること等が義務付けられている。

さらに、EU大での電力供給保障を強化するために、「改正EU国際電力取引規則」が2009年6月に制定された。同規則では、EU加盟国の送電事業者が新設される「欧州送電系統運用者ネットワーク（ENTSO-E：European Network of Transmission System Operators for Electricity）」を通じて協力しなければならないことが規定されている。当該指令案が提示された当初は法的拘束力を伴う系統規則を導入することを各送電事業者に義務付けることが検討されていた。しかし、最終的に採択された指令では、系統規則は国境間の連系線及び市場統合に関係する事項に限定され、かつEU加盟国内の系統規則を策定するEU加盟国の権限に抵触してはならないとの妥協内容に落ち着いた。系統規則の策定手続きとしては、ENTSO-Eが系統規則を作成し、新設される「欧州エネルギー規制者調整機関（ACER：Agency for Cooperation of Energy Regulators）」の意見を考慮した上で、欧州委員会が採択するという流れになる。

（2）地球温暖化対策としての排出量取引制度 [米国]

米国では、地球温暖化対策として「キャップ&トレード方式」に基づく排出量取引制度が州レベルで導入されている（図5参照）。北東部10州が参加する「地域温室効果ガス・イニシアティブ（RGGI：Regional Greenhouse Gas Initiative）」は、25MW以上の火力発電設備を対象に2009年から実施されている（2009～2018年でCO₂排出量10%削減が目標）。この他、「西部気候イニシアティブ（WCI：Western Climate Initiative）」、「中西部温室効果ガス削減協定（MGGRA：Midwestern Greenhouse Gas Reduction Accord）」等がある。連邦レベルでの排出量取引制度は未だ導入されていない。オバマ大統領は大統領選挙中に発表した「アメリカのための新エネルギー」と題する選挙公約や2009年2月に議会に提出した2010年度予算教書において、① 2012年から連邦レベルでの「キャップ&トレード方式」に基づく排出量取引制度を実施すること、② 温室効果ガスを2020年までに2005年比で14%、2050年までに83%削減する目標を設定することを盛り込んでいる。これを受けて、第111議会（2009～2010年）では連邦レベルでの「キャップ&



（出所：FERCの資料を基に作成）

図5 米国における地域レベルでの気候変動に対する取組み

トレード方式」に基づく排出量取引制度を導入するための提案が下院で2009年6月に採択されている（上院での審議は2009年10月以降に開始の予定）。

[欧州]

欧州では、第1期間（2005年～2007年）、第2期間（2008年～2012年）において「キャップ&トレード方式」に基づく「EU排出量取引制度（EU-ETS：European Union Greenhouse Gas Emission Trading Scheme）」が導入された。既に終了した第1期間の評価では、① 排出枠の割当ルールが不透明であったこと、② 無償の排出枠が過剰に割り当てられたことから市場メカニズムが作用せず、排出削減効果は限定的であったこと等が指摘されている。欧州気候取引所（ECX）ではEU-ETSの排出枠（EUA：European Union Allowance）を対象とした先物取引が行われているが、第1期間に該当する2007年先物価格は排出枠の余剰が明らかになった直後から暴落に転じた（図6参照）。第2期間に該当する2012年の先物価格も昨今の金融危機の影響で企業活動が収縮するとの観測から2008年7月のピークから2009年2月には3分の1程度まで下落した。

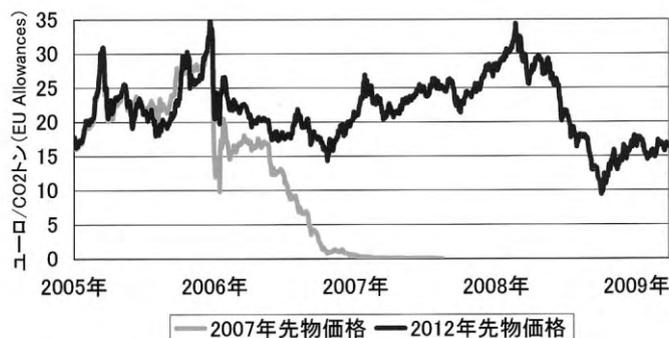
2008年1月に欧州委員会が提示した「気候変動パッケージ」では、EU全体の温室効果ガス排出量を2020年までに2005年比で14%削減（1990年比で20%削減）することが目標とされた。EU-ETS部門（電力、製鉄、非鉄、製紙等の産業部門、航空部門でEU全体の温室効果ガ

ス排出量の40%を占めている）については、従来のEU-ETSの第3期間（2013年～2020年）として位置付け、2020年までに2005年比で21%削減することを規定する「改正EU排出量取引制度指令」が2009年4月に制定された。当該指令では、2013年から電力部門については全量オークション制度が適用、産業の国外移転といった炭素リーケージが懸念される部門には無償の排出枠割当制度が適用されることが盛り込まれた。また、電力部門でも東欧諸国については段階的な全量オークション制度が導入されることが示されており、産業部門間、EU加盟国間で異なる制度となっている。

(3) 再生可能エネルギー電源の導入促進

[米国]

米国では、1978年11月のPURPAに基づき、電気事業者は再生可能エネルギー発電設備等の認定設備（QF：Qualified Facility）からの発電電力を各州の公益事業委員会が決定する価格で購入することが義務付けられた。購入価格は、電気事業者がQFからの電力購入を行わない場合に発生するであろう電気事業者の発電・調達コスト、いわゆる回避可能原価を基準に設定された。しかし、1980年代後半以降は燃料価格の低迷を受けて回避可能原価は下落し、QFの申請は減少した。一方、エネルギー省は再生可能エネルギー電源の競争的な導入を促すため、再生可能エネルギー利用基準制度（RPS：Renewable Portfolio Standard）を推奨することを1998年3月の「包括的電力競争計画（CECP）」



(出所：ECXの資料を基に作成)

図6 EU排出枠（EUA）の先物価格の推移

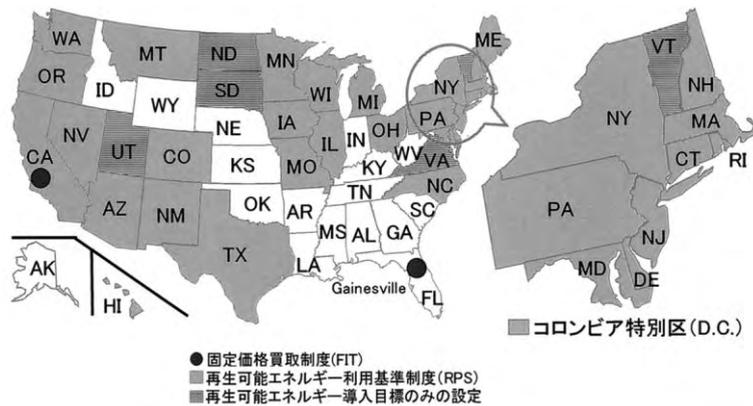


図7 米国の再生可能エネルギー促進政策（2009年3月時点）

と題する報告書で発表した。RPSは、電気事業者の販売電力量の一定比率を再生可能エネルギー発電電力で充当することを義務付ける制度で、2009年3月時点で28州（+D.C.）に導入されている（図7参照）。過去にも連邦大のRPS導入は提案されたが、未だ導入されていない。オバマ大統領は大統領選挙中に発表した「アメリカのための新エネルギー」と題する選挙公約において、①2012年までに消費電力量に占める再生可能エネルギーの割合を10%、2025年までに25%に引き上げること、②再生可能エネルギー促進措置として連邦レベルのRPSを導入することを盛り込んでいる。これを受け、2009年6月に第111議会（2009年～2010年）の下院で連邦レベルでのRPS導入のための提案が採択されている（上院での審議は2009年9月以降に開始予定）。

米国では、発電設備を所有する需要家が小売電気料金に相当する価格で余剰電力を電気事業者に売却するネット・メータリング制度が導入されており、2009年3月時点で44州（+D.C.）に導入されている。さらに政策的に再生可能エネルギー電源の導入を促すため、固定価格買取制度（FIT：Feed-in Tariff）の導入も地方自治体や州レベルで検討されるケースも出てきた。FITとは、政策的に高水準な購入価格を設定し、再生可能エネルギー発電電力を一定期間購入することを電気事業者に義務付ける制度である。既にカリフォルニア州で2007年に1.5MW以下の

再生可能エネルギー電源にFITが適用されている他、フロリダ州のゲインズビル市でも2009年2月に太陽光電源にFITが導入された。第110議会（2007年～2008年）でインスリー民主党下院議員が連邦レベルでのFIT導入を盛り込んだ「再生可能エネルギー雇用・供給保障法案」を提示したが、審議は見送られている。

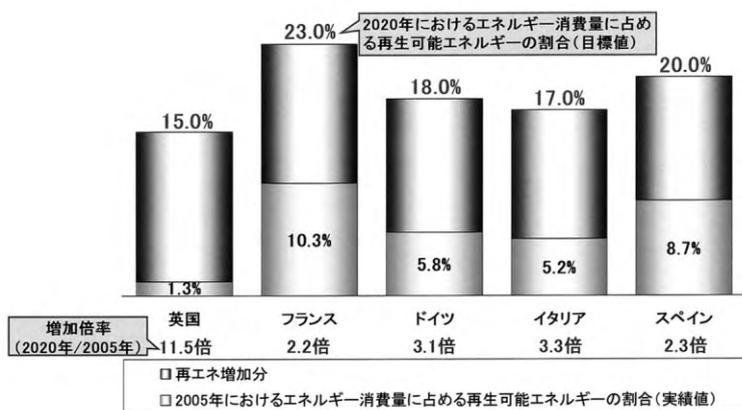
また、オバマ政権下では再生可能エネルギー電源への投資に対する連邦発電税控除（PTC：Production Tax Credit）の延長、連邦投資税控除（ITC：Investment Tax Credit）の適用範囲拡大といった税制面での優遇措置が導入されている。

今後の動向としては、エネルギー省が2008年5月に「2030年時点で総供給電力量の20%を風力発電で賄うことも可能」と報告しているように、米国では風力等の再生可能エネルギー電源が中西部で大量導入される計画である。この計画の実現には、遠隔地に偏在する再生可能エネルギー発電電力を需要地まで大量送電するための長距離送電線の迅速な整備が必要となる。従来、一般的であった規制機関が認可する規制料金の下で管轄地域の送電線利用者が費用負担する「規制送電線」の枠組みではなく、交渉または市場原理に基づく料金の下で特定の送電線利用者が費用負担する「マーチャント送電線」の枠組みを活用することで迅速な長距離送電線の整備が行われるケースも増加すると考えられる。

[欧州]

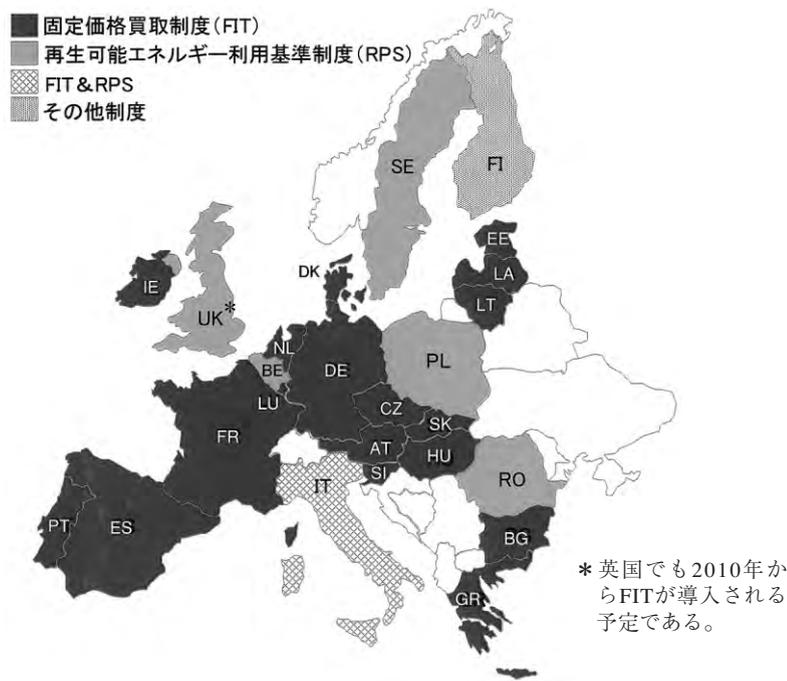
欧州では、2001年9月に「EU再生可能エネルギー電力促進指令」が制定され、EU全体の供給電力量に占める再生可能エネルギー電力の割合を1997年の14%から2010年に22%に増加させるためにEU加盟国毎に導入目標値が設定された。同指令では、導入目標値の順守に法的拘束力が伴っていなかったことから、大部分のEU加盟国で達成は困難と指摘されている。2009年4月には電力部門の他に熱部門、運輸部門まで対象を拡大した「EU再生可能エネルギー

ー利用促進指令」が制定された。同指令では、① 2020年までにEU全体のエネルギー消費量の20%を再生可能エネルギーで賄う目標が設定されること、② EU加盟国に対して法的拘束力を伴う導入目標値を割り当てること等が盛り込まれた(図8参照)。上記の再生可能エネルギーの導入目標を達成するためには、EU域内において発電電力量に占める再生可能エネルギーの割合を34%程度まで高める必要があるとの分析もある。例えば、英国ではエネルギー消費量に占める再生可能エネルギー比率を2005年



(出所：各種資料を基に作成)

図8 エネルギー消費に占める主要EU加盟国の再生可能エネルギー導入実績値と目標値



(出所：各種資料を基に作成)

図9 EU加盟国の再生可能エネルギー促進政策(2009年)

の1.3%から2020年には15%に増加させなければならぬ。導入目標値を効果的に達成させ、EU加盟国内の既存の再生可能エネルギー促進措置の枠組みを維持する観点から、当該指令では事業者間ではなくEU加盟国間で再生可能エネルギー量を取引できる柔軟性措置が盛り込まれている。EU加盟国ベースでは、FITやRPSといった再生可能エネルギー電源導入促進措置が講じられており、欧州ではFITを採用している場合が多い（図9参照）。

4. おわりに

欧米諸国における電気事業の潮流は、市場自由化の促進から電力安定供給の重視、低炭素社会の実現に向けて大きく変化している。特に低炭素社会の実現については、温室効果ガス排出削減や再生可能エネルギー導入に従来以上に高い目標が設定される傾向が見られる。しかしながら、その目標を実現するため

に具体的な制度設計を策定する段階になると国・地域間、または業界間において必ずしも画一的な枠組みが導入されているわけではない。例えば、温室効果ガスの排出量取引制度を挙げれば、排出源の工場等を移転できる産業や国際競争に晒されている産業に対しては特例措置が設定される一方で、地域密着型の電力産業については比較的厳しい措置が導入される場合もある。このような特例措置が導入されることで目標達成のための費用負担も大きく変わってくることになる。利害関係者間での公平性をいかにして確保していくか、目標達成のための費用をいかにして低減させることができるのかといった多くの課題が残されている。わが国でも低炭素社会の実現に向けて中長期的に再生可能エネルギー電源の大量導入、そのためのインセンティブ施策が議論されている。適切な施策を導入するためにも、欧米における動向を注視することは有意義である。

海外の再生可能エネルギーの国内利用について (その1：システムの概念設計) ～発電用燃料等としての可能性について～



渡部 朝史* (プロジェクト試験研究部 主任研究員)

村田 謙二** (プロジェクト試験研究部 参事)

神谷 祥二*** (川崎重工(株) 技術研究所 化学技術研究部 研究一課 上級専門職)

1. はじめに

わが国では、原子力発電や再生可能エネルギー普及への取組みが行なわれてはいるものの、依然として化石燃料への依存が高い状態となっている。このようなエネルギー需給構造には今後予想される資源制約ならびに環境制約により大きなリスクが内在する。そのため温室効果ガスの排出がなく、一定の供給量を確保できる資源を、安定的に輸入または生産する社会システムを構築することが将来において大変重要である。本稿では風力を水素源とした国際的な水素エネルギーシステムのシステム概念を構築し、システムの経済性検討を行い、既存火力発電所の発電用燃料と比

較し、国際的な水素エネルギーシステムの成立可能性について検討した。その結果を「システムの概念設計」と「経済性検討」の今後2回に分けて掲載することとし、今回はシステムの概念設計について報告する。

2. システム概念

図1に気象条件に恵まれた海外地域で得られた風力発電によるエネルギーをわが国へ輸入するシステム概念図を示す。

海外風力発電によるエネルギーは国内汽力発電所の燃料として利用する。国内電力供給までは図1の要素システムで構成される。ここで「現地送变电」とは「水電解水素製造」,

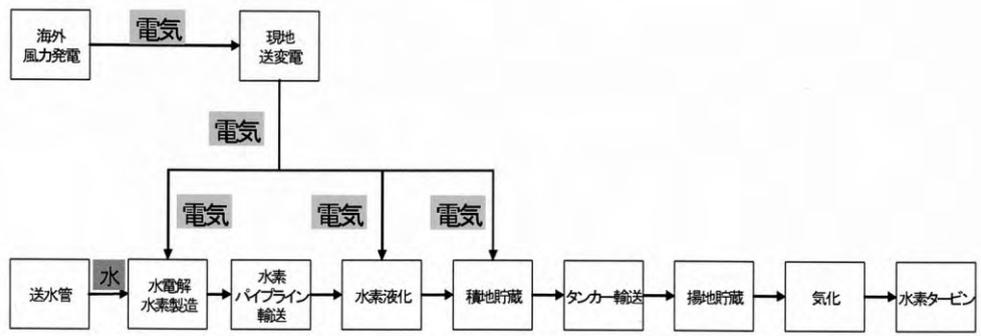


図1 海外風力水素システム概念図

輸送された気体水素を液化する「水素液化」、および液体水素の「積地貯蔵」のユーティリティ等の動力のために電力を供給するシステムであり、「送水管」は「水電解水素製造」に水素の原料となる水を近隣の河川から供給するシステムである。水素製造と水素液化は水素パイプラインで結ばれる。液体水素はタンカーに積載され、わが国まで海上輸送され、国内の各発電所に供給される。この国内水素供給までのシステムは液化天然ガス（LNG、Liquefied Natural Gas）をわが国に輸入するチェーンに匹敵する。

3. 海外風力発電エネルギーの輸入についての検討

(1) 検討ケース

検討ケースを表1のとおり3ケースとした。現有機器とは、その機器が現在既に製品として世の中で活用されている規模を想定しており（例えば貯蔵設備のタンク容量は3,000m³を想定）、機器大型化とは、機器規模を大型化し（例えば貯蔵設備のタンク容量は8万m³を想定）コストメリットを考慮したケースのこととした。

表1 検討ケース

	機器規模	エネルギー効率
ケース①	現有機器	現在ケース
ケース②	機器大型化	現在ケース
ケース③	機器大型化	将来ケース

エネルギー効率の現在ケースとは、水電解水素製造および液化における電力原単位が現状レベルのケースのこととし、将来ケースとは、電力原単位が現状レベルから向上したケースを指している。

(2) 風力発電所建設想定地

図2にパタゴニアの位置を、図3に現地の風景を、図4にパタゴニア地方の植生を示す。

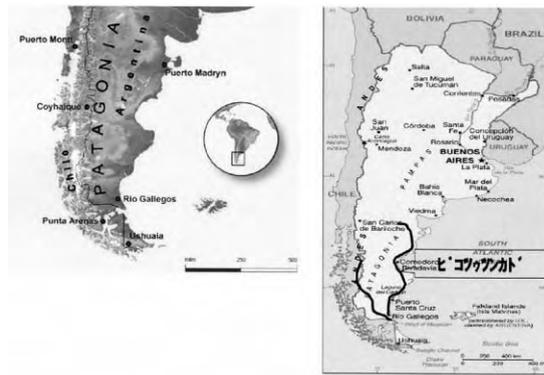


図2 パタゴニアの位置



図3 現地の風景

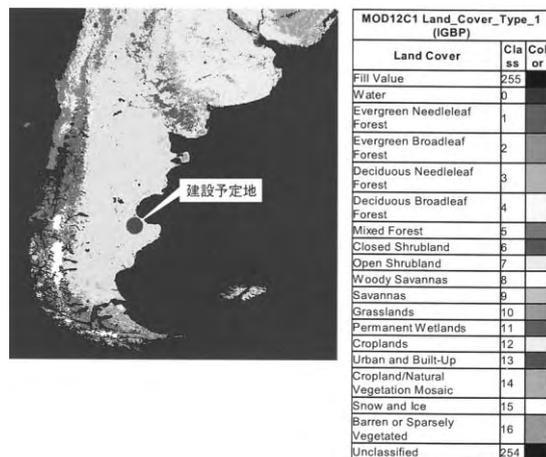


図4 パタゴニア地方の植生

パタゴニア地方の植生はほとんどが2m以下の木で覆われ、その被覆率が10~60%の土地である。図3からも広大な大地が横たわっていることが想像される。

このパタゴニア地方のうち、海外風力発電建設想定地は、HESS（水素エネルギー協会）調査団（団長：太田健一郎横浜国立大学教授）

報告書⁽¹⁾をもとにアルゼンチン・パタゴニア地方南部のサンタクルス州のピコツウルンカド市北方に建設すると仮定した。表2に日本とパタゴニア地方南部の比較を示す。

表2 日本とパタゴニア地方南部との比較

	人口 (千人)	面積 (103km ²)	人口密度 (人/km ²)
日本	126,700	378	335.5
チュブット州	413	225	1.8
サンタクルス州	197	244	0.8

パタゴニア地方南部はその面積46万9,000km²の50%で風車利用可能と想定されており、その風力発電潜在量は我が国の電力需要の10倍以上とも言われている⁽²⁾⁽³⁾。今回の検討対象とする発電量は国内発電所送電端電力量を、2006年度における国内電力会社10社の販売電力量の約10%である8.9×1,010kWh/年とした。パタゴニア地方で前記電力量を賄うため発電量はエネルギー効率が現在ケース(水電解水素製造および液化における電力原単位が現状レベル)で3.4×1,011(3,400億)kWh/年、将来ケース(電力原単位が現状レベルから向上したケース)で2.65×1,011(2,650億)kWh/年となり、これはパタゴニア地方の潜在量(約9.6兆kWh/年)の3~4%程度であると考えられる。

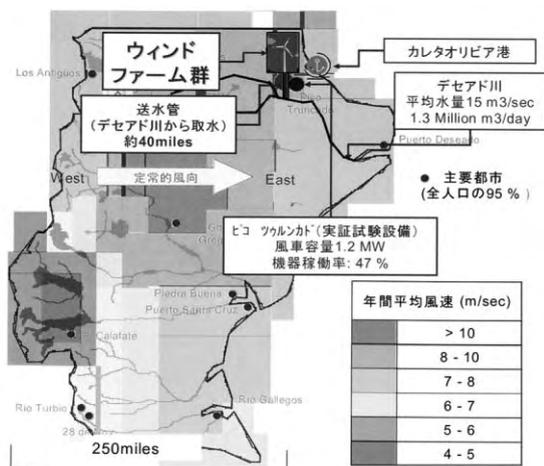


図5 パタゴニア地方の風況とウインドファームの想定位置

図5はパタゴニア地方の風力状況⁽¹⁾とウインドファーム建設の想定場所を示す。パタゴニア地方の風況は乱れの少ない強風が西から吹き抜け、ほとんどの地域で平均風速7m/s以上、中心部では10m/sを越える。建設場所の設定理由は、①水素製造に必要な水源(デセアド川)に近い。②水素輸出用の港湾に近い⁽¹⁾。③周囲と比較して年間平均風速が高い等による。建設場所付近の平均風速は7~10m/sであり、HESS調査団の現地風況計測結果では、平均風速10m/sが報告されているので⁽¹⁾、本稿では建設予定地の平均風速を10m/sとした。

(3) 海外風力発電

① 年間稼働率

HESS調査報告書⁽¹⁾ではサンタクルス州の風力発電の稼働率を、保守による運転停止や各種の損失を考慮した上で49%と見込んでおり、本稿では次式(1)で示す年間稼働率を50%とする。

$$\text{年間稼働率 (\%)} = \frac{\text{年間発電量} \times 100}{\text{定格出力} \times 8760 \text{時間}} \dots (1)$$

② 風車単価・設置基数

風車建設単価を米国の国立再生可能エネルギー研究所(NREL)の公表資料に従い算定した⁽⁴⁾⁽⁵⁾。NRELの公表資料では、定格出力:1.5MW,ロータ直径:70m,ハブ高さ:65mの風車の建設単価を981US\$/kWと算定している。現在の実用化風車の最大定格出力は5MWであるが⁽⁶⁾、本検討では、ケース①では、定格出力:3MW,ロータ直径:99m,ハブ高さ:65mの風車を、ケース②またはケース③では、定格出力:5MW,ロータ直径:99m,ハブ高さ:65mの風車を、それぞれ想定しており、前記NRELの風車建設単価を基準に、表3の条件で本検討における風車建設単価を算出した。

結果、ケース①における3MW級風車の建設単価は1,031US\$/kW,ケース②,ケース③における5MW級風車の建設単価は859US\$/kWに算定される。

風速分布としてレイリー(Rayleigh)分布を

表3 スケールアップの考え方

部位	スケールアップ時のコスト
ロータ部 (ブレード、ハブ、ピッチ等)	ロータ直径の3乗に比例
発電機関連部	発電機定格出力に比例
タワー部	タワー長の3乗に比例

想定すると、稼働率は53.61%なる。想定稼働率50%は、保守による運転停止や各種の損失も考慮した妥当な稼働率と見なせる。

式(1)からパタゴニア地方に建設される風力発電の定格発電規模、風車基数および建設コストを表4に求めた。(円換算 1\$=100円、後述の円換算も同レート)。

表4 風力発電の定格発電規模、風車基数、建設コスト

	発電規模 (MW)	風車基数 (基)	建設費 (億円)
ケース①	約77,500	約25,800	約80,000
ケース②	約77,500	約15,500	約66,600
ケース③	約60,400	約12,100	約51,900

(4) 現地送変電

風力発電で得られた電力を「水電解水素製造」「水素液化」および「積地貯蔵」に供給するためのウィンドファーム1カ所当たりの定格電力は約1,500MW、風車基数はケース①では約500基、ケース②およびケース③では約300基で、その送電システムの概念図を図6に示す(図はケース②の場合)。

風向直角方向にはロータ直径の3倍、風向並行方向にはロータ直径の10倍の間隔で風車を設置と仮定した。結果、ウィンドファームの建設数はケース①およびケース②で52箇所、ケース③で41箇所と想定した。またウィンドファーム一ヶ所の規模はケース①で約150km²(風向直角方向約15km×風向並行方向約10km)、ケース②およびケース③で約90km²(風向直角方向約9km×風向並行方向約10km)と想定した。

電気協同研究7)の変電設備建設単価および電力設備電磁界対策ワーキンググループの資料⁽⁸⁾等を参考に、ウィンドファーム1カ所当

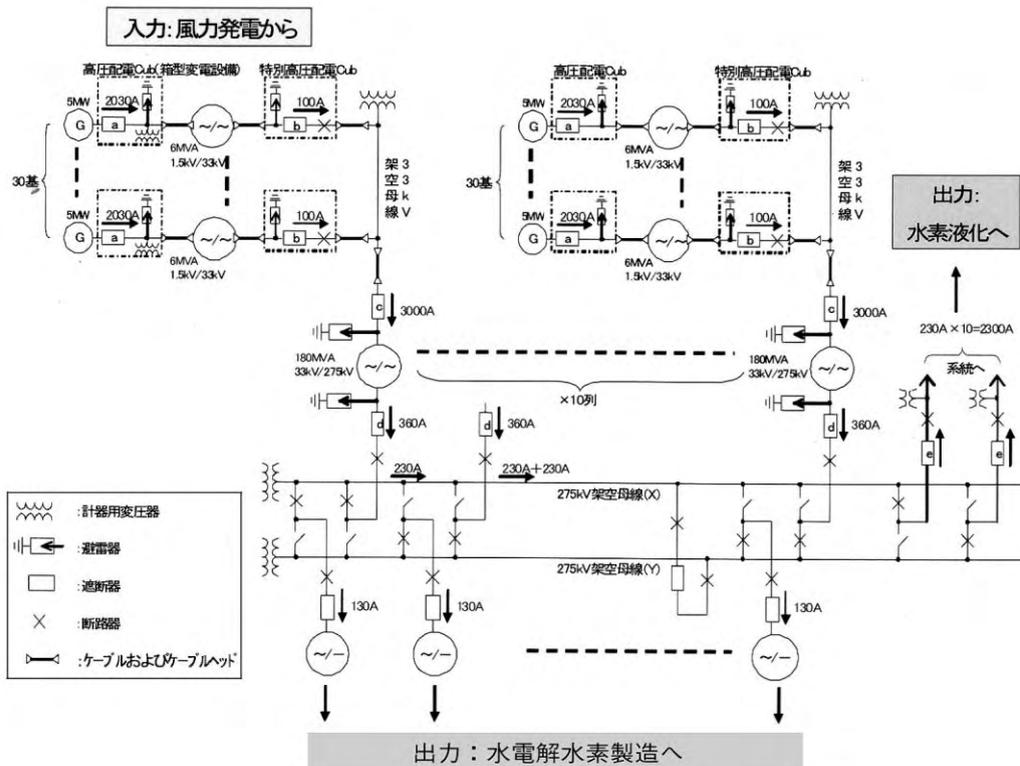


図6 ウィンドファーム(1カ所)の送変電システム概念図

たりの現地送変電コストを約500億円と算定し、現地送変電の総建設コストをケース①で約2兆6,400億円、ケース②で約2兆5,600億円、ケース③で約2兆200億円と算定した。

(5) 電力量割合および稼働率の検討

① 定格出力と稼働率の関係

定格出力と稼働率の関係は、次の仮定をもとに算定した。

仮定1：風力発電の出力はすべて「水電解水素製造」「水素液化」「積地貯蔵」の動力に利用。

仮定2：液化水素の量は、製造された水素から液化まで到着する間のロス分を差し引いた量。

仮定1から式(2)、(3)が、仮定2から式(4)が成立する。

$$Wt = Gt + Lt + St \dots \dots \dots (2)$$

$$Wt \times Wm = Gt \times Gm + Lt \times Lm + St \times Sm \dots \dots (3)$$

$$Hg = Hl + H\delta \dots \dots \dots (4)$$

ここで、

Wt：風車発電の定格出力(kW)

Gt：水電解水素製造の定格動力(kW)

Lt：液化の定格動力(kW)

St：積地貯蔵の定格動力(kW)

Wm：風力発電稼働率(%)

Gm：水電解水素製造稼働率(%)

Lm：水素液化稼働率(%)

Sm：積地貯蔵稼働率(%)

Hg：水電解による水素量(ton/年)

Hl：液体水素量(t/年)

Hδ：液化まで到着する間のロス量(t/年)

また、Hg, Hl, Hδは式(5)~(7)で表される。

$$Hg = Gt \times Gm \times hr \times \rho / \alpha \dots \dots \dots (5)$$

$$Hl = Lt \times Lm \times hr \times \rho / \beta \dots \dots \dots (6)$$

$$H\delta = \delta \times Gt \times Gm \times hr \times \rho / \alpha \dots \dots \dots (7)$$

ここで

α：水素製造電力原単位(kWh/Nm3)

β：液化電力原単位(kWh/Nm3)

δ：液化まで到着する間のロス量/水電解水素製造量 (0< δ<1)

ρ：気体水素密度(ton/ Nm3)

hr：年間時間(時間/年)

さらにSt×SmとWt×Wmには次式(8)が成立する。

$$St \times Sm = \gamma \times Wt \times Wm \dots \dots \dots (8)$$

ここで

γ：積地貯蔵使用電力量/発電電力量(0<γ<1)

以上の関係式からGt×Gm, Lt×LmおよびWt×Wmの関係を求めると次式(9), (10)が導出される。

$$Gt \times Gm = \alpha / (\alpha + \beta(1 - \delta)) \times (1 - \gamma) \times Wt \times Wm \dots \dots \dots (9)$$

$$Lt \times Lm = \beta(1 - \delta) / (\alpha + \beta(1 - \delta)) \times (1 - \gamma) \times Wt \times Wm \dots \dots (10)$$

② 水電解水素製造および水素液化の電力量割合

発電電力量に対する水電解水素製造の電力量割合Pg(%)および水素液化の電力量割合Pl(%)は式(9),(10)より次式(11), (12)となる。

$$Pg = (Gt \times Gm) / (Wt \times Wm) \times 100 \dots \dots (11)$$

$$= \alpha / (\alpha + \beta(1 - \delta)) \times (1 - \gamma) \times 100$$

$$Pl = (Lt \times Lm) / (Wt \times Wm) \times 100 \dots \dots (12)$$

$$= \beta(1 - \delta) / (\alpha + \beta(1 - \delta)) \times (1 - \gamma) \times 100$$

水素製造と液化の電力量割合は、規模、風力発電稼働率とは無関係となる。

次に水素製造電力原単位および液化の電力原単位を現在ケース(ケース①およびケース②に適用)⁽⁹⁾と将来ケース(ケース③に適用)⁽¹⁰⁾で想定した際の水素製造と液化の電力量割合を表5に示す。

表5 電力原単位別電力量の割合

	現在ケース	将来ケース
水素製造電力原単位(α)	4.77 kWh/Nm ³	4.05 kWh/Nm ³
液化電力原単位(β)	1.20 kWh/Nm ³	0.6 kWh/Nm ³
Pg	79.2%	86.3%
Pl	19.8%	12.7%

水素製造電力原単位は水素のHHV(高位発熱量) 3.54kWh/Nm3を用いて、式(13)で求める。

$$\text{水素製造電力原単位} = 3.54 \times 100 / \text{電解効率}(\%) \dots \dots (13)$$

電解効率は、現在ケースでNEDO技術開発機構ロードマップ⁽⁹⁾から76.0%、将来ケースでDOEのレポート⁽¹⁰⁾から90.1%と仮定した。

液化電力原単位は、現在ケースで実用段階レベルの1.2kWh/Nm³を、将来ケースで次世代技術である磁気冷凍技術の液化電力原単位0.6kWh/Nm³を仮定した。ここで $\gamma = 1\%$ 、 $\delta = 0$ とした。

③ 水電解水素製造および水素液化の年間稼働率 W_m と、 G_m 、 L_m および S_m の関係を式(14)に示す。

$$1 = (P_g / G_m + P_l / L_m + \gamma / S_m) \times W_m \dots (14)$$

W_m 、 S_m が所与のとき、表5および式(14)から $G_m \times L_m$ は一定になる。システムコストを低減するためには高コストである水素液化稼働率 L_m を高くする必要があることから、風力発電の動力を水素液化に優先配分する。この時、水素製造稼働率 G_m は風力発電稼働率 W_m より低くなり、間欠稼働になるが、水素液化への水素ガス供給にバッファを設けることにより水素液化稼働率を上げることができる。風力発電稼働率を50%、水素液化稼働率 L_m を80%となるようにシステムを運転し、 $S_m = 100\%$ を仮定とすると式(14)から水電解稼働率 G_m は現在ケースで約45.4%、将来ケースで約47.1%となる。

(6) 送水管

① 送水管の仕様

水電解水素製造の原料となる水は、図2に示したウィンドファーム建設場所近くのデセアド川から取水する。必要となる送水量を表6に示す。

送水管は、水源から各ウィンドファームに送水する本管とファーム内の支管から構成さ

表6 本管・支管の送水量

年間総水素製造量:A	約 4.8×10^6 t/年
必要送水量:B=A*9	約 4.3×10^7 t/年
1日当たり送水量:C=B/365	約 1.2×10^5 t/日 (=本管流量)
支管本数:D 支管流量:E=C/D	D=10本, E=約 1.4×10^4 t/日

れる。本管の長さ、口径は、ケース①で約213km、1,400mm、ケース②およびケース③で約153km、1,400mmとなる。ウィンドファーム内の支管長は約10kmと仮定し、支管の総長、管口径はケース①およびケース②で約515km、500mm、ケース③で約406km、500mmとなる。

② 送水管の建設コスト

送水管建設コストは、材料コスト、ポンプ等の付属機器、設置工事費から構成される。

材質にダクタイル鋳鉄管を使用した送水管材料のコストは、積算資料2008.8⁽¹¹⁾をベースにケース①で約461億円(本管約303億円、支管約158億円)、ケース②で約377億円(本管約218億円、支管約158億円)、ケース③で約343億円(本管約218億円、支管約125億円)と算定した。

専門家への聞き取り調査等から、材料コスト、ポンプ等の付属機器、設置工事費の比率を30:30:40と仮定し、送水管建設コストをケース①で約1,540億円、ケース②で約1,260億円、ケース③で約1,140億円と算定した。

(7) 水電解水素製造

水素製造の設備能力は、年間総水素製造量約 5.4×10^{10} Nm³/年と(5)③で検討した稼働率から、ケース①およびケース②で約 1.35×10^7 Nm³/h、将来ケースで約 1.30×10^7 Nm³/hが要求される。水素製造装置1台の製造能力を500Nm³/hとするとケース①およびケース②で約26,900台、ケース③で約2万6,000台が必要である。DOE報告書⁽¹²⁾からケース①およびケース②では250US\$/kW、将来ケースでは200US\$/kWと仮定すると、1 Nm³/hの製造能力の水素製造装置コストは、ケース①およびケース②で1,193US\$/Nm³/h、ケース③で810US\$/Nm³/hと算定した。

建設コストはケース①およびケース②で約160億ドル(約1兆6,000億円)、ケース③で105億ドル(約1兆500億円)と算定した。

(8) 水素パイプライン輸送

夫々の水電解水素製造システムと水素液化設備の間に設置される水素パイプラインの配置を図7に示す(図はケース②の場合)。

パイプライン長はケース①で約1,290km, ケース②で約980km, ケース③で約770kmと算定した。また建設コストはケース①で約640億円, ケース②で約490億円, ケース③で約390億円と算定した。水素パイプライン建設単価は, NEDO技術開発機構報告書「水素パイプライン等に関する調査」⁽¹³⁾で示されたDOE2015年目標値80万US\$/mileを用いた。

パイプライン圧力を約5.6MPaとした高圧水素輸送にすると, パイプライン中に保存される水素量は, ケース①で水素の液化約7時間分, ケース②で約5時間分, ケース③で約4時間分の緩衝能力を有する。

(9) 水素液化

水素輸送形態として, 常温・大気圧の気体水素の容積が約800分の1となる液体水素(沸

点-253度, 密度70kg/m³)が有望である。液化設備の実在する最大規模は, 約50~60t/日であるので, ケース①の1基の液化量を51 t/日とした。ケース②およびケース③における機器大型化は, 必要となる液化量が膨大になることから(1日の液化量が約1万6,400t/日), WE-NETで実施した概念設計⁽¹⁴⁾を参考にして1基の液化量300t/日とした。

液化設備の建設コストは欧州の液化設備メーカーの試算⁽¹⁵⁾をベースに, 規模300t/日1基を約1億9,950万ユーロ(約245億円, 円換算1ユーロ=123円, 後述の円換算も同レート)と算定し, 51 t/日1基は, 「3分の2乗則」を用いて約6,120万ユーロ(約75億円)と算定した。結果, ケース①で必要基数322基, 建設コスト約2兆4,300億円, ケース②およびケース③で必要基数55基, 建設コスト約1兆3,500億円と算定した。

(10) 積地貯蔵と揚地貯蔵

液体水素の積み出す基地と受け入れ基地に,

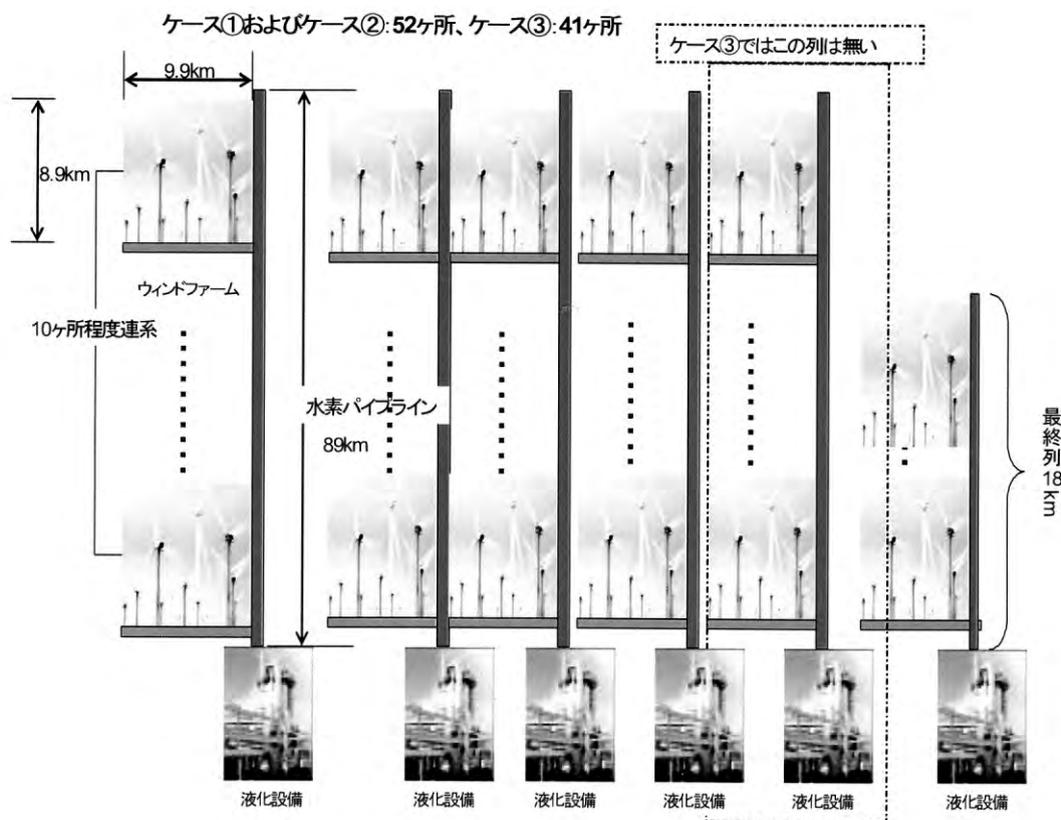


図7 水素パイプライン概念図

各々液体水素の積地貯蔵設備と揚地貯蔵設備が建設される。積地貯蔵量は年間の液体水素払出量の14日分、揚地貯蔵量は国内発電量の30日分を仮定すると積地で約 $2.6 \times 10^6 \text{m}^3$ 、揚地で約 $5.0 \times 10^6 \text{m}^3$ の貯蔵設備が必要となる。最大の液体水素貯蔵設備はNASA（米航空宇宙局）の約 $3,000 \text{m}^3$ が最大であるため、ケース①の規模（建設する一タンクの容量）を $3,000 \text{m}^3$ とした。ケース②およびケース③における機器大型化は、WE-NETで実施した $5 \text{万} \text{m}^3$ 級の液体水素貯蔵設備の概念設計を参考⁽¹⁴⁾にし、容量 $8 \text{万} \text{m}^3/\text{基}$ とした。

建設単価は有識者からのヒアリング等を参考に $8 \text{万} \text{m}^3/\text{基}$ で240億円と仮定し、「3分の2乗則」を用いて $3,000 \text{m}^3/\text{基}$ を約27億円と算定した。

結果、ケース①で積地基数866基、積地建設コスト約2兆3,300億円、揚地基数1,670基、揚地建設コスト約4兆4,900億円と算出し、ケース②およびケース③で積地基数33基、積地建設コスト約7,900億円、揚地基数63基、揚地建設コスト約1兆5,100億円と算出した。

(11) タンカー輸送

積地貯蔵基地と揚地貯蔵基地間の海上輸送距離は約2万kmである。液体水素の海洋輸送手段はコンテナ、バージ、タンカーなどが検討されるが、これまで液体水素の海洋輸送手段は実用化されていないため、WE-NET（World Energy Network）で実施したLNGタンカー技術をベースにした液体水素タンカーの概念設計を参考に⁽¹⁴⁾、ケース①でタンカー容量1万2,000 $\text{m}^3/\text{隻}$ 、ケース②およびケース③でタンカー容量6万3,000 $\text{m}^3/\text{隻}$ と算定した。

タンカー容量6万3,000 $\text{m}^3/\text{隻}$ の建設単価を248億円とし、「3分の2乗則」を用いてタンカー容量1万2,000 $\text{m}^3/\text{隻}$ の建設単価を約82億円と算定した。船舶速度は19.5ノット（約36.1km/h）、タンカー1隻の年間往復回数は7回と仮定すると、結果、ケース①で807隻、建設コスト約6兆6,300億円、ケース②およびケース③で154隻、建設コスト約3兆8,200億円と算定した。

(12) 気化

気化の設備能力は年間総水素気化量約 $4.3 \times 10^6 \text{t}/\text{年}$ から約 $1.2 \times 10^4 \text{t}/\text{日}$ が要求される。ケース①～③まで同じ容量を用いるとし、気化器の気化容量を8 t/h、稼働率を80%と算定した。建設単価はDOEレビューを参考に140万US\$/基と算定した⁽¹⁶⁾。結果、24基、建設コスト約109億円と算出した。

(13) 水素タービン発電

発電効率60%（高位発熱量）を目的とした水素タービンのタービン翼、ロータ等主要構成機器等がWE-NETで検討がなされた。タービンの容量、設備費、発電端効率、稼働率の仕様はWE-NETの成果⁽¹⁴⁾を参考にした。また発電所送電端効率は発電端効率の1割減とした。表7に水素タービン発電の仕様を示す。ケース①～③まで想定される総タービン数は33基、総定格出力は $50 \text{万} \text{kW} \times 33 \text{基}$ で1,650万kW、建設コストは約1兆5,400億円と算定した。

表7 水素タービン発電の仕様

タービン容量	500 MW/基
タービン単価	468億円/基
年間稼働率	70.0%
発電端効率	60.0%
送電端効率	54.0%

4. おわりに

経済発展・技術志向の低炭素社会を、負担を少なく実現するのに、気象条件に恵まれた海外地域の低コストな、しかしながら効率良く取り出し利用するには高度な技術が必要となる、再生可能エネルギーを、互恵的な関係の下にわが国に輸入するとの観点で、そのための1つのシステムの概念設計を行った。互恵の関係とは、輸入側のわが国は、その存立基盤となっている物作りの高度技術・製品を、風力のような薄く・時間的に変動するエネルギーを集めて利用しやすい形態に変換し取り

出す仕組み（寿命数十年）構築のために提供し続けるとともに、一方、輸出側は、分散的に風車を設置する風況の良い空間（面積）を提供し続けることである。

今回概念設計を行った、「海外の再生可能エネルギーの国内利用」のための「システム」での輸入水素のコスト等、経済性検討については、次回に報告する。

参考文献

- (1) NEDO技術開発機構；「南米の再生可能エネルギーを利用した水素の生産に関する調査」調査報告書，(2006)
- (2) 勝呂幸男；アルゼンチンにおける風車利用の可能性，足利工大第6回風力エネルギー利用総合セミナー（2006）
- (3) 村田謙二；風のアルゼンチン・パタゴニア，季報エネルギー総合工学Vol29 No.2，pp.98-106，(2006)
- (4) NREL；Baseline Cost of Energy（アクセス日2008.4.14）
<http://www.nrel.gov/wind/coe.html>
- (5) 4)の一部にある次のシートを利用
 - ・ Example COE Projection Sheet（MS Excel 23KB）
 - ・ Annual Energy Production Calculator（MS Excel 253KB）
- (6) REpower社；WEB（アクセス日2008.8.5）
<http://www.repower.de/index.php?id=1&L=1>
- (7) 電気協同研究会；「20kV級/400V配電方式普及拡大技術」電気協同研究第56巻第3号，p.287，(2000)
- (8) 原子力安全・保安部会 電力安全小委員会；「電力設備電磁界対策ワーキンググループ」資料9，p.4，(2008)
- (9) NEDO技術開発機構 燃料電池・水素技術開発部；2006燃料電池・水素技術開発ロードマップ，(2006)
- (10) DOE Hydrogen Program；Well-to-Wheels Analysis，39
http://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/htacjuly07_well_to_wheels.pdf（アクセス日2008.4.15）
- (11) 財団法人経済調査会；「月間 積算資料 2008年8月号」
- (12) DOE；Report to Congress, Solar and Wind Technologies For Hydrogen Production，p.13，(2005)
- (13) NEDO技術開発機構；「水素パイプライン等に関する調査」成果報告書，p.42，(2005)
- (14) NEDO技術開発機構；水素利用国際クリーンエネルギーシステム技術サブタスク3全体システム概念設計，(1999)
- (15) E4tech;The Economics of a European Hydrogen Automotive Infrastructure, A study for Linde AG，(2005)
- (16) DOE；2008 DOE Hydrogen Program Review Hydrogen Delivery Infrastructure Analysis，p.6，(2008)

[調査研究報告]

低炭素化に向けたクリーンコールテクノロジーの 技術開発



小西 康雄 (プロジェクト試験研究部
主管研究員)

1. はじめに

石炭は、他の化石燃料である石油や天然ガスに比べ、世界に幅広く存在し、かつ長期にわたり利用可能であることから、経済性と供給安定性に優れた化石燃料である。しかし、石炭は固体であることから、その用途が限定されていることや、石炭利用についての気候変動問題への悪影響を危惧する意見がある中で、新たな石炭の利用技術を推進していく必要がある。

本年（平成21年）経済産業省が開催した総合資源エネルギー調査会鉱業分科会クリーンコール部会で新たな石炭利用技術、いわゆるクリーンコールテクノロジー（CCT：Clean Coal Technology）の技術開発プロジェクトに関して、社会的、事業的側面を中心に議論がなされた。さらに、技術的側面から検討を行い、わが国の効率的な研究開発投資の実施に向けた方針策定に資することを目的として、末次克彦氏（アジア・太平洋エネルギーフォーラム代表幹事）を委員長としてクリーンコール技術開発研究会が開催された。当研究所は事務局として4月から3回の研究会の運営に携わってきた。

クリーンコール部会では、今後の日本の石炭政策の方向性を検討する中で、気候変動問題へ対応するためには、日本のクリーンコール技術を推進し、海外技術移転に繋げて、こ

れを国が支援していくべきとの要望が多く出た。本研究会ではこれらCCTを分かりやすい政策提言にまとめるために、専門家や関連企業に集まって頂いて、技術的視点からの整理等を行った。今回の検討では、CCTの中から、二酸化炭素（CO₂）削減に重要な高効率石炭発電および多用途利用の2分野に絞り、関連企業からのヒアリングを通じて知見を集約、技術的視点からの整理、有識者による委員会で評価を行った。

本稿では、クリーンコール部会に提出された資料を元に、この2分野の技術について解説し、低炭素に向けたクリーンコールテクノロジーを石炭関係者以外にも広く理解いただくことを目的とした。

2. わが国の高効率石炭火力発電技術の研究開発

(1) 国によるロードマップの概要

2008年7月に閣議決定された「低炭素社会づくり行動計画」⁽¹⁾においては、温室効果ガスの削減目標を実現する上での革新的な技術開発の重要性が掲げられている。その中で石炭利用の高度化が大きく取り上げられ、石炭のクリーン燃焼技術に関して、ガス化複合発電の発電効率の向上とCO₂回収・貯留技術（CCS技術）と併せたゼロ・エミッション石炭火力の実現を目指すこととしている。

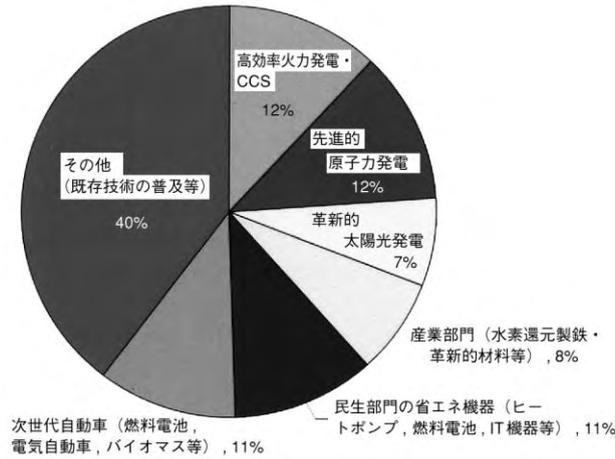


図1 2050年世界の二酸化炭素半減に至る削減へのエネルギー革新技術別の寄与度 (試算) (2)

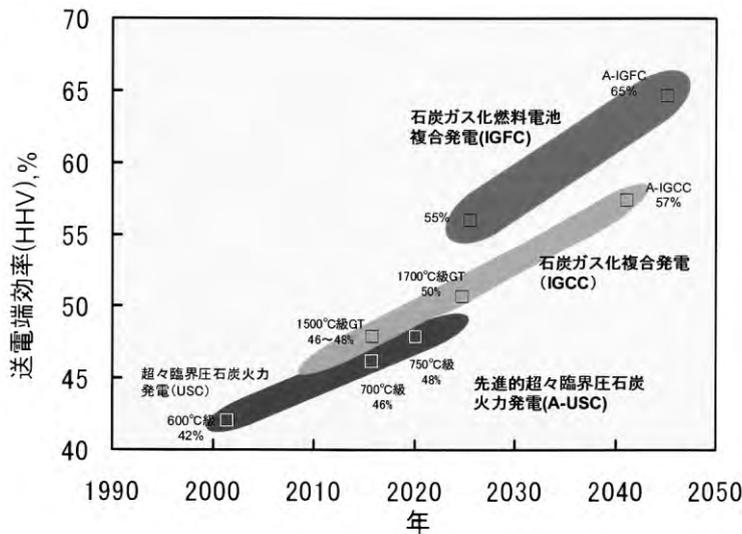
当研究所は、経済産業省の委託により、「Cool Earth—エネルギー革新技術計画」(2)の策定に協力してきた。この計画では、21の技術での目標達成を目指している。その中でも、「高効率石炭火力発電」と「二酸化炭素回収・貯留 (CCS)」がクリーン石炭利用の具体的な技術開発目標として掲げられ、図1に示すようにこの2つの技術で、温室効果ガス削減量の12%程度を担うことが期待されている。

①高効率石炭火力発電の技術開発ロードマップ

わが国の石炭消費量は年間1億8,000万トンであり、その内45%が発電に使われている。

その石炭の大半を輸入に依存しているわが国では、より効率的な石炭火力発電技術の開発に取り組んできており、石炭火力では現在世界最高水準の平均発電効率 (41.6%, LHV基準) を実現している。引き続き技術開発を実施・検討することによって、将来の石炭火力発電効率をさらに向上させる必要がある。

図2に示す通り、わが国の石炭火力では、微粉炭火力 (PCF)、石炭ガス化複合発電 (IGCC)、石炭ガス化燃料電池複合発電 (IGFC) の3つの開発の流れがある。PCFには、高灰融点の石炭が用いられるのに対して、IGCCやIGFCでは現在想定されている噴流床形式のガス化炉を用



(出所：参考文献 (2) のデータを基に作成)

図2 石炭火力の発電効率向上

いと低灰融点の石炭が適している。また、負荷対応では、IGCCやIGFCではベースロードとしての利用に対して、PCFは、負荷変動にも容易に対応が可能である特徴があることから、これらの技術を並行して開発を進めることが妥当である。CO₂排出量は、発電効率が57%まで向上すれば約3割削減が可能となる。

微粉炭火力（PCF）では、現在の蒸気温度が600℃の超臨界圧発電（USC）からさらに、700℃級の先進的超々臨界圧発電（A-USC）を開発し、2015年頃には高位発熱量（HHV）基準で送電端効率46%、2020年頃には48%を目指す。IGCCでは2010年頃に効率46%、2015年頃には48%、さらに、1,700℃級タービンの開発により2025年に50%、2030年以降には57%達成を目指す。天然ガス火力複合発電（NGCC）における高温のガスタービン開発の成果を取り入れることで、IGCCの効率向上が進められる。IGFCでは燃料電池開発の成果を取り込み、さらなる高効率化を目指す。

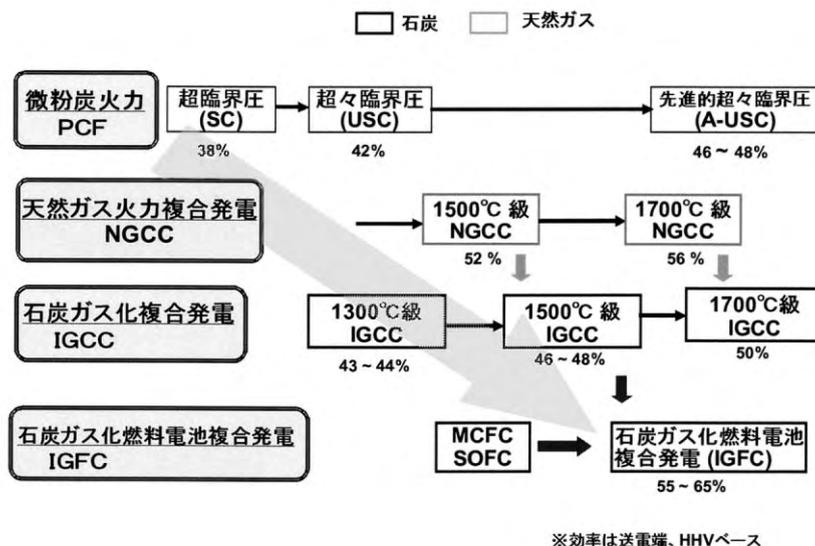
さらに最終ターゲットとして、エクセルギー再生法を利用して、発電システムで利用されていない排熱等の未利用エネルギーを再利用することによる高効率化（A-IGCC、A-IGFC）に取り組んでいく。

②二酸化炭素の回収・貯留技術（CCS）のロードマップ

CCSに関しては、「Cool Earth—エネルギー革新技術計画」⁽²⁾において、分離・回収コストを2015年頃にCO₂トン当たり2,000円台、2020年代に1,000円台に低減させることを目指すとしている。また、CO₂挙動予測技術等の開発を進め、国内での大規模実証に早期に着手し、2020年までに実用化の目途をつけることを目指す。その結果、石炭火力発電等の大規模排出源との組み合わせによりゼロ・エミッション化が可能と考えている。

石炭火力からのCO₂回収方法は、(a)石炭燃焼排ガス中のCO₂を回収する「燃焼後回収法」、(b)石炭を酸素で燃焼させ高濃度CO₂として回収する「酸素燃焼法」、(c)石炭をガス化したガス中のCOをCO₂に転換して回収する「燃焼前回収法」の3種類に分けられる。この内、燃焼前回収法はIGCC、IGFCに適合し、他の2法はPCFに適合する。

主な技術課題としては、燃焼後回収法の場合は吸収液の性能向上、酸素燃焼法では、経済的なボイラー設計、燃焼前回収ではガス精製との適切な組み合わせが挙げられる。



(出所：資源エネルギー庁 資源・燃料部 石炭課作成)

図3 高効率発電技術の体系

(2) 国によるロードマップの進捗状況

① 高効率石炭火力発電の実現に向けた取り組み

a) 先進的超々臨界圧発電 (A-USC)

既存の微粉炭火力に比べて発電効率の向上が期待されるA-USCは、実用化に向けて、高温高压に適応したボイラーやタービンの材料開発等、要素開発が進められている。

b) 石炭ガス化複合発電 (IGCC)

飛躍的な発電効率の向上が期待できるIGCCについては、実用化に向けて、石炭処理量1,700 t/日 (250MW) の空気吹IGCCの実証試験が着実に進められている。

c) 石炭ガス化燃料電池複合発電 (IGFC)

IGCCに燃料電池を組み合わせ、更なる発電効率の向上を可能とするIGFCを目指す多目的石炭ガス製造技術開発 (EAGLE) については、現在、石炭処理量150 t/日のパイロット試験を実施している。酸素吹きのみを用い、炭種の拡大や不純物の挙動、CO₂の回収などをのデータを取得するために、パイロットプラントによる試験を継続している。

さらに、より高効率化を目指した次世代IGCC (A-IGCC等) の技術開発を実施しており、先進的な基盤研究にも取り組んでいる。

② 石炭火力発電とCCSとの整合性についての実証試験の実施

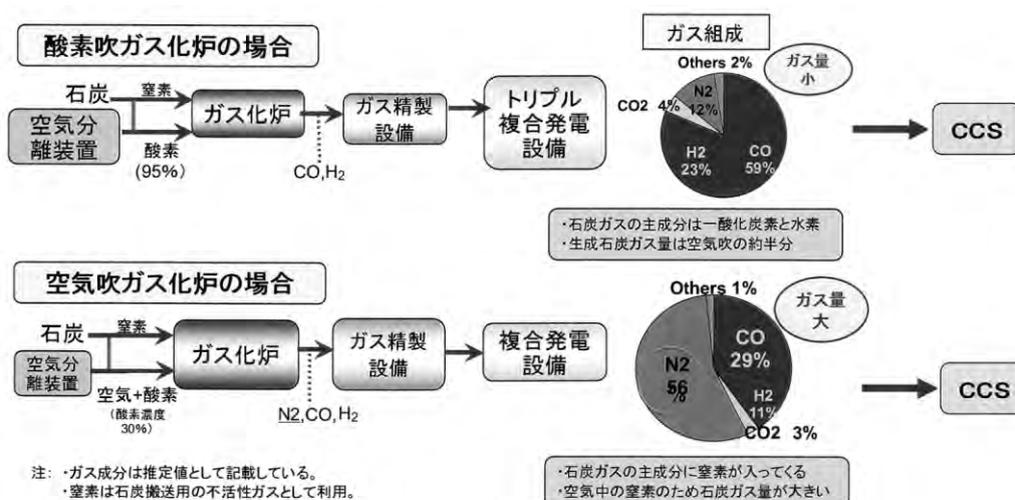
現在、石炭火力発電所からのCO₂の回収技術については、前述の3つの回収方式毎にパイロットプラントレベルでの研究開発が、国の支援の下で計画・実施されている。

燃焼前回収法は、電源開発株式会社若松研究所でIGCCのパイロットプラントであるEAGLE試験設備に組み込まれている。酸素燃焼法は、豪州カライド発電所で日本のメーカーなどにより実施されている。燃焼後回収法は、電源開発株式会社松島火力発電所で化学吸収法の試験設備が運転されている。

(3) IGCC+CCSの技術的検討ポイント

① 空気吹きと酸素吹きの特徴

わが国は、空気吹きと酸素吹きの2つのガス化炉を官民協力して開発してきており、双方の技術用途や有効性に着目した2つの石炭ガス化炉の研究開発を、実用化に向け着実に進化させておくことが重要である。まずこの2方式のガス化技術についての特徴を示し、その後で、CCSとの整合性や全体システムの有効性について、複数の観点から検討する。



(出所：資源エネルギー庁 資源・燃料部 石炭課作成)

図4 酸素吹きと空気吹きIGCCの特徴

酸素吹きと空気吹きの違いは、酸素製造装置の大小と生成ガス量の大小にあるので、図4では各コンポーネントの大きさに違いが分かるように示した。CCSの工程では、COをCO₂に転換した後に分離回収する。

②コンポーネントごとの比較

a) ガス化炉（発電と化学用）およびガスタービン

空気吹ガス化炉では、酸素製造（空気分離）装置の規模は比較的小さく、早期の実施を想定したIGCCに適した技術といえる。一方、酸素吹ガス化炉は、酸素製造（空気分離）装置が大きくなるが、酸素中でガス化させることからエネルギー密度が高まるため、石炭ガス化ガスを多目的用途へ活用できる技術である。

また、海外で開発利用されているガス化炉は、酸素吹きガス化炉のみであり、化学用や液体燃料用に利用されているが、発電用IGCCへの実績も出つつある。

発電用IGCCの効率を評価する上では、ガスタービン（GT）による発電効率に加え、スチームの回収によるスチームタービン（ST）の

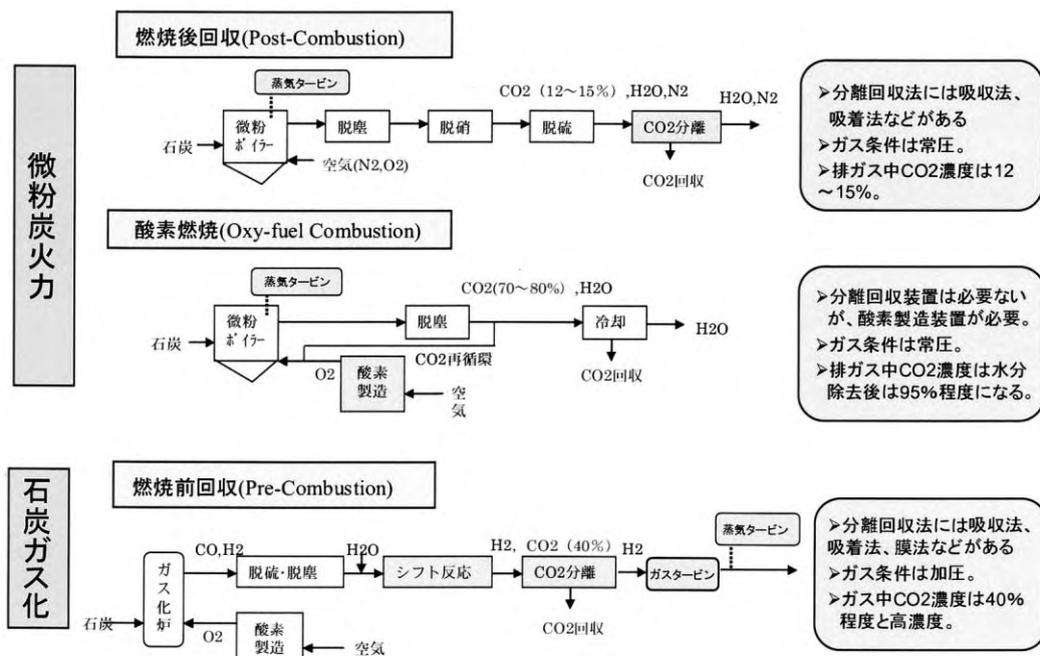
発電効率が重要であり、これらの複合発電の効率で評価される。よって、石炭ガス化ガスの組成はあまり考慮されない。

一方、化学用途のガス化炉は、発生するガスのエネルギー密度が高いことが重要で、すなわちガス化炉出口のガスが有する熱量と、ガス化される前の石炭が本質的に有している熱量からの転換効率（冷ガス効率）で評価される。ガス化炉出口ガス性状は、一般的にCO+H₂が主成分であるが、SNG製造の場合はメタンを多く含むことが望ましい。

炉形式から見た実績は、発電用では噴流床（E-Gas, GE, Shell）が多いのに対して、化学用では古くから固定床（Lurgi）、流動床（U-GAS）も用いられている。わが国で開発中の石炭ガス化炉は、いずれも噴流床形式である。

b) ガスタービン

IGCCではガスタービンの高温化に伴って、効率向上が期待される。現在1,700℃級GTの開発が進んでおり、将来、開発されたGTの適用による効率向上が見込まれる。



(出所：資源エネルギー庁 資源・燃料部 石炭課作成)

図5 CCSと高効率火力発電技術の適応性

c) 二酸化炭素回収 (CCS)

地球温暖化問題が国際的に議論される中で、CCS技術は石炭火力発電等から発生するCO₂を回収・貯留する技術として重要であるが、実用化に当たっては、環境影響評価、法令等の整備、社会受容性の確保などの課題の解決を図る必要がある。また、PCF、IGCC、IGFCという高効率石炭火力発電技術との適応可能性の観点から図5にCO₂回収方式ごとの特徴を示した。これら技術の発展段階や高効率石炭火力発電技術との組み合わせによる全体効率の評価を十分に見極める必要がある。

③ 発電システムとしての評価ポイント

石炭火力発電所から発生するCO₂の回収技術(設備)を付加すると、全体的な発電効率が低下するため、高効率石炭火力発電の効率性向上とともに、CO₂回収による効率低下をいかに抑えるかという全体システムとしての効率性を十分に評価する必要がある。その時の主な評価ポイントは、以下の3点と考えられる。

a) 微粉炭火力の燃焼後回収法とIGCCの燃焼前回収法

微粉炭火力とIGCCおよび天然ガス火力におけるCCS付設に伴うコスト増加について、米DOEのNETL (National Energy Technology

Laboratory)⁽³⁾が試算した結果を図6に示す。

現時点でIGCCは、従来型微粉炭火力に比し、発電効率は高いものの、kW当たりの建設コストが高く、発電したkWh当たりのコストは高めである。一方、CCSを付加した場合、建設費の上昇分は、微粉炭火力よりもIGCCは小さい。その結果、発電コストは、CCS付きIGCCの方が若干、優位との評価になっている。

なお、天然ガスを燃料とするNGCCは、原料費の割合が高いため、将来のエネルギー価格次第で優位性が決まってくる。

b) 微粉炭火力における燃焼後回収法と酸素燃焼法

酸素燃焼法は、既設の微粉炭燃焼ボイラーを活用し酸素燃焼させるもので、酸素製造装置が必要になる一方、燃焼ガスのCO₂濃度が高くなるため、CO₂回収装置が不要という特徴がある。

評価ポイントとしては、CO₂回収装置と酸素製造装置の有無に伴う全体システムの効率性とCO₂回収率の条件設定等を全体的に評価することとなる。

c) IGCC燃焼前回収法の空気吹きと酸素吹きのガス化炉型別比較

ガス化炉タイプ(酸素吹き、空気吹き)に

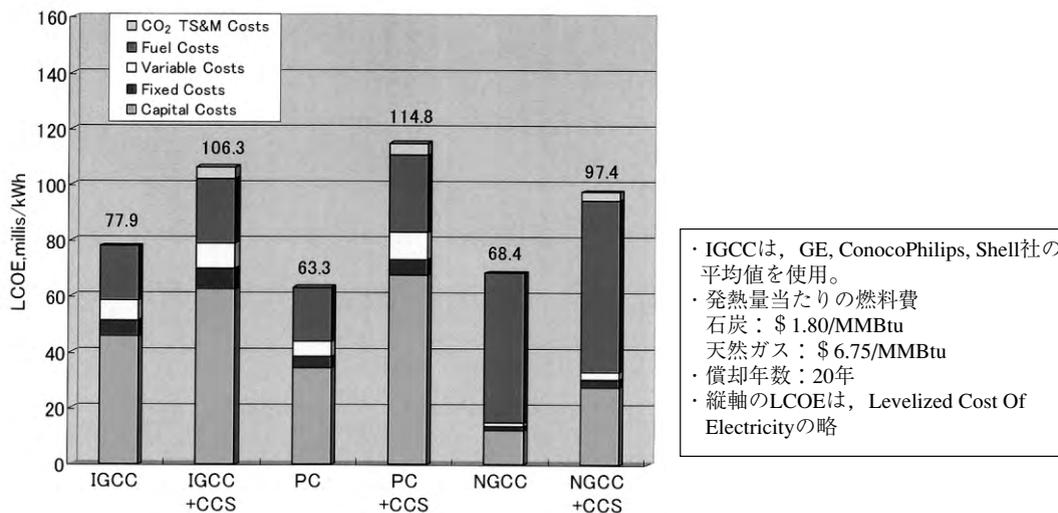


図6 発電方式によるCCSを実施した場合のコスト比較⁽³⁾

よるCO₂回収設備付設に伴う影響をコストおよび効率低下の面から見ると、その評価ポイントは、酸素吹きにおける酸素製造装置の設備投資、空気吹きにおける生成ガス量の増大の長短、その生成ガスからCO₂を回収する際のコスト等の面から比較することになる。

現時点では、両ガス化炉の国内でのプラント・スケールが異なること、CO₂回収技術が未実証であること、ガス化炉との全体システムでの実証がなされていないことから、明確な比較評価ができない状況にある。

なお、CCS関連技術は、周辺の技術（ガス化炉、設備）の発展次第で大きく変わると考えられるので、長期展望の時間軸上に今後の技術進歩を想定した上で、必要なメルクマールのタイミングで比較すべきであると考えられる。

④ IGCC、IGFCの展開

従来のIGCC+CCSの組み合わせによるCO₂回収型IGCCシステムは、燃焼前回収法によるCO₂分離回収装置を付加することから、発電効率の低下が不可避である。現在、経済産業省の予算措置によりNEDO技術開発機構・財団法人電力中央研究所で実施している「CO₂回収型次世代ガス化技術」では、CO₂を「ガス化炉→ガスタービン→廃熱回収ボイラー→ガス化炉」と循環させることにより、CO₂回収分離装置が不要な発電システムの構築を目指している。

IGFCでは、IGCCよりもさらに高効率（55-

65%）の複合発電が期待されている。現時点では、IGFC開発はIGCC開発計画の次の段階という位置づけにあり、国内では若松において酸素吹きガス化炉を活用したパイロット研究が実施されている。

⑤ 米国における石炭ガス化炉開発への政府支援

米国エネルギー省（DOE）⁽⁴⁾によると、米国で計画中の商業用IGCCは19件存在し、そのうち進行中のものが6件、計画が公表されているものが13件ある。商業用IGCCが米国技術で設計・建設できる背景には、20年程前に開始したCCT実証プログラムで実施されたIGCCの実証プロジェクトによる実証がある。表1に示すように当時、4件のプロジェクトが米国政府支援の下で実証試験が実施された。このうち、TampaとWabash Riverの2つのプロジェクトが現在も商用運転中である。これらの発電効率は、炭種にも拠るが、38%前後（送電端、HHV基準）と報告されている。このように、米国では民間企業による研究開発投資計画に応じて、同じ酸素吹きではあるが炉形式の異なる石炭ガス化炉に対して、政府の助成が行われている。

（4）高効率石炭発電技術開発の方向

海外では酸素吹IGCCのみが運転実証されているのに対して、日本では空気吹きと酸素吹きの両方式のIGCCを官民の協力の下で進めてき

表1 米国DOEが支援したIGCC実証プロジェクト

プロジェクト	発電量	ガス化炉	DOE補助	状況
Tampa Electric IGCCプロジェクト	250MWe (net) 2.0MWe (MCFC)	酸素吹き 噴流床 GE炉	49%	2001年終了 (現在商用運転中)
Wabash River Coal Gasification Repoweringプロジェクト	262MWe (net)	酸素吹き 噴流床 E-Gas炉	50%	2000年終了 (現在商用運転中)
Pinon Pine IGCCプロジェクト	99MWe (net)	空気吹き 加圧流動床 KRW炉	50%	流動床トラブルにより2001年終了。その後NGCCに改造して使用中。
Kentucky Pioneer Energy IGCC 実証プロジェクト	540MWe (net)	酸素吹き 固定床 BG/L炉	38%	2005年撤退

(出所：参考文献(5)を基に作成)

た経緯がある。わが国では、空気吹き方式を開発してきた経験と研究成果を、日本の知財、技術ポテンシャルとして活かしていけると考えられ、酸素吹き実施の際に、開発の効率の向上などに貢献できるので、両方式を開発実施してきた意義は大きいと考えられる。

以上のように、酸素吹き、空気吹きの両方を開発する必要性があることが確認されたが、いずれの場合も今後のコストダウンが大きな課題であるので、その方策オプションを提示していくことが重要と考えられる。

また、前述のように米国では、米DOE出資による実証機プロジェクトが4件実施された実績がある。

このような状況を勘案すると、資源のないわが国で石炭利用技術を開発していくに当たっては、空気吹きと酸素吹きの両方式の特質を活かしつつ、並行して技術開発を進めていくことが必要である。

3. わが国の石炭多用途利用技術の研究開発

(1) 基本的考え方

①石炭の多用途利用

国の技術戦略マップ2009（エネルギー技術戦略）⁽⁶⁾においては、「石炭のクリーン利用技術」が「化石燃料の安定供給確保と有効かつクリーンな利用に寄与する技術」として位置付けられており、「石炭火力発電技術（燃焼・ガス化）」、「製鉄等の産業石炭利用技術」、「都市ガスへの活用技術」、「低品位炭の活用（褐炭、亜瀝青炭）」、「環境負荷低減技術」等の開発・導入シナリオが提言されている。

石炭の経済性と供給安定性に着目し、石炭を石油、いわゆる液体燃料や、ガスすなわち代替天然ガス（SNG：Substitute Natural Gas）に転換して、利用範囲を拡大させようとする取り組みが、石油危機以降、世界各国で強化されたものの、その当時石油価格がバーレルあたり70米ドルにならないと石炭液化の経済性が発揮できない等の経済評価が一般的であ

った。昨今の原油価格の高騰により、中国における石炭液化実証プラントの運転開始、石炭を基礎原料としてメタノール等石油化学産業に利用する動き、米国における石炭ガス化によるSNG利用など、世界的には石炭の多目的利用が進展している。

わが国においても、ガス業界において石炭ガス化ガスのSNGとしての利用に関心が高まっている。

②未利用石炭資源の利用

わが国においては、これまで開発してきた石炭ガス化、石炭液化や石炭転換技術を応用し、世界的に大量に存在する一方で未利用な状況にある低品位炭（褐炭、一部の亜瀝青炭）を産炭国でガス化・液化することにより、わが国への新たなクリーン・エネルギーとして利用していく可能性が民間企業各社から提案されている。

インドネシアは、わが国への第二の石炭輸出国であり、一般炭では世界最大の輸出国に成長しているが、石油に関しては2004年に輸入国に転じており、天然ガス生産量の減退により輸出余力が減少するとともに、肥料産業等に対する天然ガス供給に相当制約が出てきている。そこで、インドネシア国内に大量に存在する一方で未利用の褐炭の液体燃料化やガス化、さらには石炭系ガスであるコールベットメタン（CBM：Coal Bed Methane）等の代替燃料の利用に関する必要性が高まっている。

わが国のガス業界等においても、豪州ビクトリア州やインドネシア等の大量に存在する褐炭をガス化することによりSNGとして活用するための調査研究を実施しており、このような産炭国に存在する未利用低品位炭のガス化等により、わが国への新たなエネルギー資源の供給源としてだけでなく、産炭国のエネルギー需給構造の緩和が期待され、産炭国におけるガス化技術の実証に向け、産炭国との連携による共同技術開発の推進が必要である。

また、このような未利用な低品位炭の産炭国

における活用促進は、産炭国における資源開発の促進と新たな産業の創出に寄与し、世界最大の石炭輸入国であるわが国と産炭国との重層的な関係強化にも貢献することが期待される。

③石炭・石油・天然ガスの転換技術の体系

化石資源は水素 (H)、炭素 (C)、酸素 (O) および若干の硫黄などの不純物から成り立っている。図7にH/CとO/Cの原子の比で整理すると、化石燃料の特徴が明らかになる。

石炭はメタンや原油に比べてH/Cが低いので、燃焼するとメタンや原油よりも多くのCO₂を発生する。気体であるA領域のメタンや天然ガスではH/Cが高く、燃焼時のCO₂発生が少ない。一方、B領域の石油および代替石油は、重量当たりの熱量が高く運輸用燃料として最適

で、現代社会において必須の燃料である。また、C領域のメタノールやDMEのように酸素を含む液体燃料は、従来、基礎化学品として利用されてきた。酸素を含むことから重量当たりの熱量が低いものの、クリーン燃料としての用途が広く、また、製造技術が確立しており、大量生産に適している。しかし、原油などの燃料に比べ世界の消費量は少ない。メタノールでも年間4,000万トンにすぎず、価格変動の激しさが燃料利用の課題となる。

これら燃料や原料の熱量当りの炭素排出係数を図8に示す。石炭からメタノールやDME、メタンなどを製造することは、原油よりも炭素排出係数が小さい、いわゆる低炭素原料を製造したことになる。

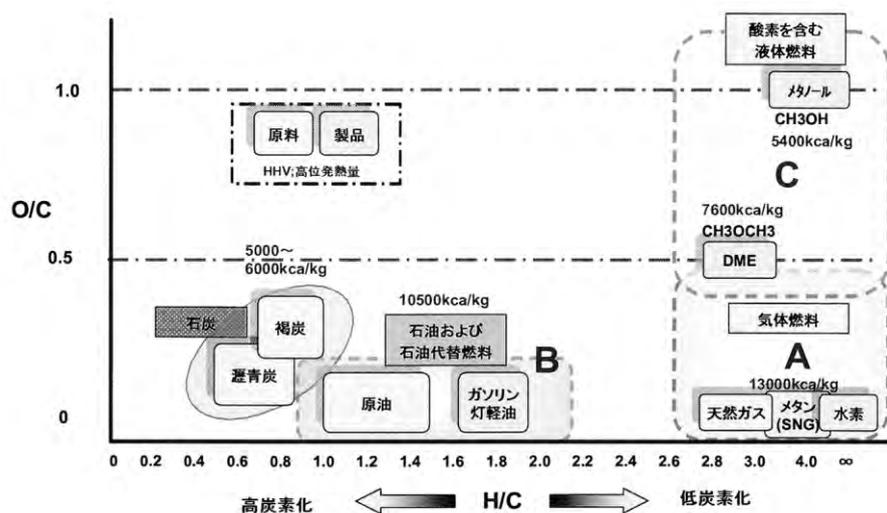


図7 各種燃料のH/CとO/Cによる位置付け

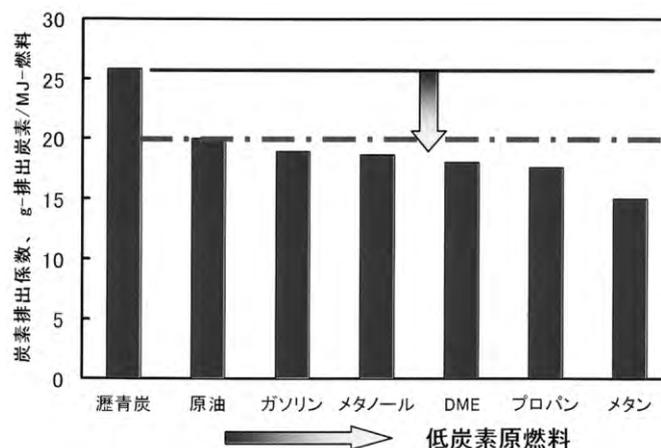


図8 各種原料、燃料の熱量当たりの炭素排出係数

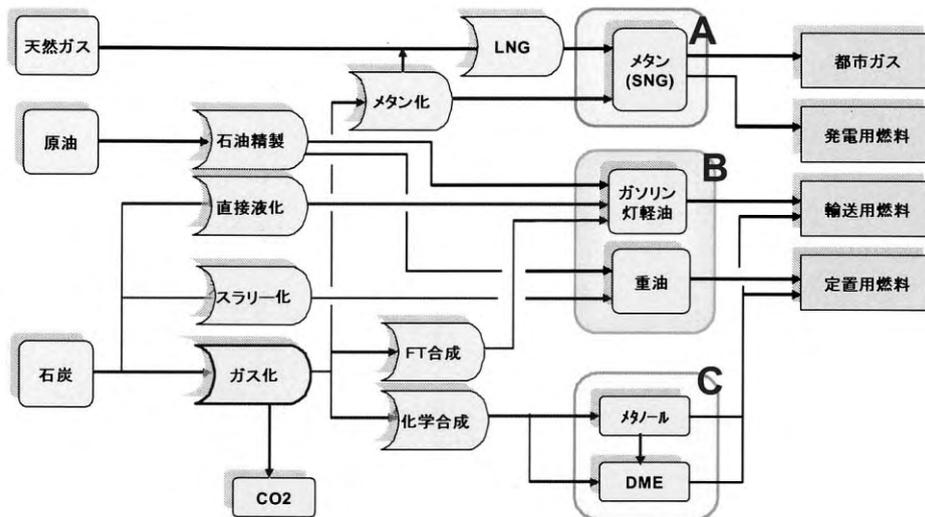


図9 化石燃料からのクリーン燃料製造のルート

図9に示すように、様々なルートで、石炭から、A、B、Cの領域の液体または気体燃料を製造し、都市ガス、発電用燃料、輸送用燃料、定置用燃料として使用することが技術的に可能である。

石炭をガス化し、合成ガスからA領域のメタンを製造する場合、日本に導入するには既存のLNG製造設備の余力を利用してLNGとする可能性も考えられる。また、FT合成によりB領域のガソリンや軽油代替燃料を製造可能である。わが国で開発中のGTL技術（Gas to Liquid）が適用でき、特に軽油留分の製造に適している。合成ガスからC領域のメタノールやDMEを製造することは既存の技術で可能である。

石炭を直接液化する技術では、瀝青炭を対象としたNEDOLプロセス、褐炭を対象としたBCLプロセスがわが国で開発され、パイロットプラント段階を終了している。これらは、H/Cが低い石炭に高温高圧下で水素（H₂）を添加し、H/Cを上げて油を製造する技術である。FT合成により製造する代替石油の場合、C原子が直線状に並んだ直鎖化合物であるのに対し、直接液化によって製造される油は芳香族に富んでいて、ガソリン留分ではオクタン価が高いことが特徴である。

水分が多く、また、自然発火性があって輸送に適さない低品位炭をスラリー化し、重油

の代替としてボイラーなどで燃焼する技術も開発中である。低品位炭には灰分を1，2％しか含まないものが多く、これら石炭の利用が期待される。

(3) 産炭国からわが国へのクリーン燃料供給と技術開発

現在わが国は、世界最大の石炭輸入国であり、豪州、インドネシアに輸入量の80％を依存している。昨今の世界的な石炭需要の増大、他の化石燃料の供給制約、気候変動問題への対応などからわが国に対する産炭国のニーズは多様化しており、重層的な産炭国との協力関係が石炭安定供給確保上重要なものとなっている。

一方、石炭利用の面から見ると、利用が制限されている褐炭・亜瀝青炭という低品位炭の埋蔵量が世界全体の石炭埋蔵量の約半分を占めている。豪州やインドネシアの石炭埋蔵量のおおよそ半分が褐炭である。豪州ではビクトリア州に豊富に褐炭が埋蔵しているが、水分が60％と高いために、その利用は露天掘りの炭鉱近傍における発電に限られている。発電の場合、ボイラー内部で排ガスを循環使用し原料の褐炭を乾燥する機能のある特殊なボイラーにより燃焼・発電を行っている。

この60％程度の水分を含む褐炭は、石炭ガス化技術との石炭の相性を考慮すると、わが

国が発電用として利用している豪州の瀝青炭に比し、ガス化しやすいとの技術的特徴がある。そのため、世界に未利用のまま存在する褐炭を現地でガス化して、クリーン燃料に転換・合成することにより、SNGや各種液体燃料の製造が可能であり、豪州の輸出余力増大に寄与すると考えられる。そこで、図10に示す各種ルートの中では、DMEやメタノールのような液体燃料への転換が、輸送コストの面から経済的に有利となる可能性が高い。

(4) 産炭国のエネルギー需給高度化に資する技術開発

インドネシアでは、天然ガスの生産量が低下しており、また、原油の生産も減少していることから、石炭は需給高度化実用の観点から利用されるのが妥当である。

インドネシアの低品位炭は、豪州に比べ水分が25～35%と低く、若干乾燥して粉砕することができる。粉砕した石炭をガス化し、メタン化によりメタンとしたものがSNGである。図10の「3」に示すように、メタンはパイプラインなどを利用して既設のLNG製造基地に送られ、天然ガスとともにLNGとしてわが国に輸送し、都市ガスとして利用するサプライチェーンが一案としてある。メタン化で発生したCO₂は分離回収しており、将来、貯留す

ることも可能である。インドネシアの天然ガス輸出量に制限が加わった場合に、必要量を確保することに寄与する方式である。米国の例では、ノースダコタ州で商業用SNG製造プラントが稼働中であり、分離したCO₂を原油増進回収（EOR）の用途でカナダのワイバーンに送っている。

石炭をガス化しメタンを製造する場合のガス化炉としては、（製品中の窒素除去を回避することから）酸素吹きであることが条件となる。ガス化炉のタイプは、噴流床、流動床、固定床を問わないが、わが国で開発中の「石炭部分水素化熱分解技術（ECOPRO）」の場合、生成したガス中にメタンが5%程度含まれるので、メタン化の負荷が20%程度軽減され、メタン製造に有利である。また、ECOPROでは、ガス化炉上段が熱分解プロセスとなっていることから、原料の石炭として、熱分解がし易い揮発分を多く含む褐炭や重瀝青炭が向いている。

瀝青炭を原料とする石炭油スラリー（COM：Coal Oil Mixture）は、重油を使用するため、重油の価格より大幅に安価な燃料を製造することが困難であった。石炭水スラリー（CWM：Coal Water MixtureまたはCS：Coal Slurry）は、60～70wt%の石炭濃度となり既に商業化されているが、瀝青炭に水分を加えて

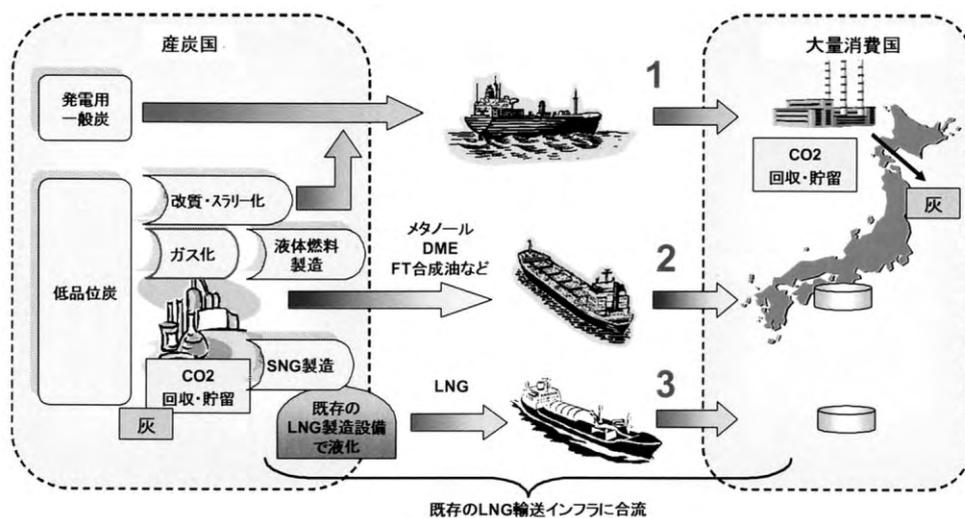


図10 産炭国から消費国への石炭資源の輸送形態

製造するため、原料より発熱量が低下していた。水分の多い亜瀝青炭や褐炭では、そのまま瀝青炭CWMのような高濃度のCWMを製造できない。そこで、熱水改質（HWT：Hot Water Treating）などの方法により、原料に含まれる水分を活用して高濃度スラリーを製造し、一部の水分を除去することで原料石炭より発熱量が高くなり、重油に近い燃料として利用できる技術開発が期待される。

4. おわりに

わが国では高効率石炭火力発電について、国のロードマップに沿った技術開発が官民協力の下で、推進されてきた。

クリーンコール技術開発研究会では、CO₂削減に向けて、微粉炭火力発電とIGCCさらにCCSとの全体システムとの関係を中心に、また、石炭多用途利用については気体・液体燃料製造を中心に、今後の取り組み方に対する整理を行った。

今後は、わが国が開発したクリーンコールテクノロジーを産炭国に移転することによって、グローバルな気候変動問題へ貢献することと同時に、わが国のエネルギーセキュリティの確保を図ることを、産炭国との良好な関係に基づいて実施することが望ましい方向と考えられる。

[謝辞]

本稿は、平成21年度総合資源エネルギー調査会鉱業分科会クリーンコール部会におけるクリーンコール技術研究会報告書を元に作成しており、NEDO技術開発機構の事業の一環として得られた成果の一部である。同研究会において協力頂いた委員の皆様、関連企業及びご指導頂いた資源エネルギー庁石炭課および発注元であるNEDO技術開発機構、(財)日本エネルギー経済研究所に謝意を表する。

参考文献

- (1) 低炭素社会づくり行動計画，内閣府，2008年7月
- (2) Cool-Earthーエネルギー革新技術計画，経済産業省，2008年3月
- (3) Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants, NETL, 2007
- (4) Gasification World Database 2007, NETL, 2007
- (5) Clean Coal Technology Programs: Program Update 2007, USDOE, 2008
- (6) 技術戦略マップ2009，経済産業省，2009年4月

集光型太陽熱発電（CSP）の技術動向

吉田 一雄（プロジェクト試験研究部
主管研究員）



1. はじめに

太陽エネルギーの利用法として、現在最も注目されているものの1つが、集光型太陽熱発電（CSP：Concentrating Solar Power）である。CSPは、一般に太陽光を集光して熱へと変換して熱媒体を加熱し、それによって製造した蒸気で発電する。CSPは国際エネルギー機関（IEA）が2008年に出した「エネルギー技術展望（ETP）2008」では、地球温暖化抑制に重要な17の技術の1つに挙げられている⁽¹⁾。

CSPの商業発電は1980年代に米国で始まり、1990年代初頭に発電容量354MWに達したが、それ以降2006年までは新たな設備の増設がない状態が続いていた。その後CSPの容量は徐々に増加し、現在スペインと米国を中心に建設計画が目白押しである。IEA傘下のSolar PACES等が2009年5月に出した予測によると、中位ケースで2020年に6万8,584MW、2030年には23万1,332MW、2050年に83万707MWに達すると見込んでいる⁽²⁾。

本稿では、代表的なCSP技術であるパラボラ・トラフ型とタワー型を中心にその技術内容を説明し、世界の最新動向を説明する。

2. 太陽熱発電と太陽光発電

太陽エネルギーによる発電にはCSPと太陽光発電（PV）があるが、これらにはそれぞれ長所と短所がある。CSPの長所の1つは太陽

が雲に隠れた場合とか夜間においても発電が可能なことである。つまり、CSPでは、ある一定量を蓄熱しておけばそれを用いて発電が可能である。蓄電に比較して蓄熱は容易であり、なおかつ低コストであることが幸いしている。太陽による発電は冷房需要が旺盛な際には、供給と需要のピークが一致している。しかし、電気需要のピークは日没からの数時間にもあり、その時間帯には蓄熱による発電が極めて有効である。CSPの発電コストは、PVのおよそ半分程度である。

PVでは日射の変化に追従して発電量は変化するが、CSPの場合には短時間の日射量の変化には鈍感である。このため、短時間の発電量変動を平準化するための蓄電装置等は不要となる。また、雲によってある程度長い時間発電ができない場合には蓄熱システムもしくは化石燃料によるバックアップで安定した電力供給が可能である。蓄熱コストは蓄電コストよりもはるかに小さいために、発電のみならず電力安定化供給システムまで含めたコスト（系統連係コスト、系統調整電源コスト）は、CSPの方がPVよりも低い。

ところで、CSPによる発電を効率良く行うためには「太陽光の質」が重要である。太陽光は、太陽から直接到達する「直達光」と、空気中の水分や気体分子、塵などによって直達光が散乱した「散乱光」とに分けることができる。CSPによる発電で利用できるのは直達光のみである。日本でよくみられる、晴れ

ていても薄く雲がかかったような状態では、散乱光が多くCSPでは満足な発電量は期待できない。これに対して、PVでは、直達光はもとより、散乱光でも発電は可能である。これが日本のように散乱光が多い地域でPVが有効な理由である。

直達日射量は“DNI”（Direct Normal InsolationもしくはIrradiation）と呼ばれている。CSPを設置し、活用するためには、少なくともDNIが年間1,800kWh/m²、低コストで商業発電を目指すならば年間2,000kWh/m²以上であることが望ましいとされている⁽³⁾。図1は世界のCSPの適地を示すものである⁽⁴⁾。サンベルトと呼ばれる地域が北半球、南半球に広がっている。世界で最

もCSPに適した地域は、乾燥し、植生による水分の蒸発や空気中の塵などの微粒子が少ない北アフリカ、中東からインド西部、米国南西部、オーストラリアなどである。サハラ砂漠などでは、DNIが年間2,800kWh/m²以上にも達する地域がある。DNIは発電コストにも影響する。図2に示すように、年間DNIが2,000 kWh/m²の地域よりも2,800 kWh/m²地域では発電コストが30%程度低くなるという⁽⁵⁾。

3. CSP技術

CSPの集光・集熱技術を大別すると、線集光型と点集光型とに分けることができる。

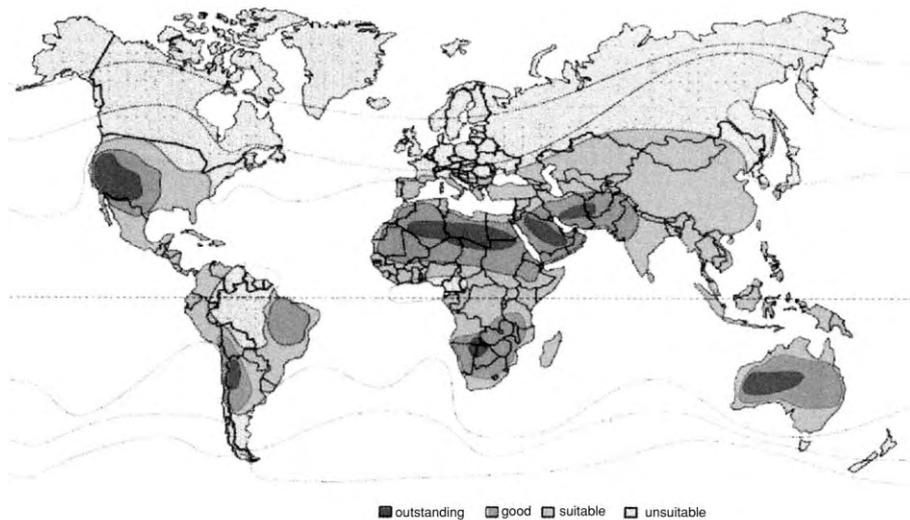


図1 世界のCSP適地の分布⁽⁴⁾

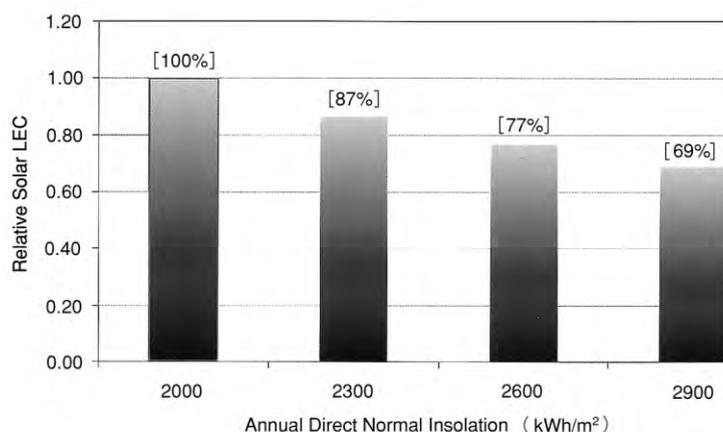


図2 CSPの発電コストに及ぼすDNIの影響⁽⁵⁾

(1) 線集光型CSP

線集光型には、パラボラ・トラフ型(図3)とフレネル型(図4)とがある。

① パラボラ・トラフ型

パラボラ・トラフ型は、放物線形状の反射鏡の焦線上に熱媒体(HTF: High Temperature Fluid)を流す集熱器を配し、そこで光から熱へと変換させる。その後、加熱されたHTFを用いて製造された蒸気により蒸気タービンを廻して発電を行う。線集光型は反射鏡から集熱器までの距離が短く、コレクタの設計形状が維持されている限り反射光の減衰が無く、ほぼ確実に集光が可能である。換言すれば、風の影響を受けやすいパラボラ・トラフ型では、風によるコレクタ・フレームのたわみやねじれを抑え、設計形状を維持し、なおかつ軽量低コスト化を実現するよう、構造に工夫が凝らされている。パラボラ型コレクタは、一般に焦線が南北方向になるように設置される。東から西へと移動する太陽のエネルギーを最大限に得るため、コレクタには一軸の太陽追尾装置がつけられている。エネルギー密度が低い太陽光を集光して熱を得るためには、広大かつ平坦な土地が必要である。2007年に運転を開始した、発電容量64MWのNevada Solar Oneのサイト面積は1.62km²にも達し、そのほとんどはパラボラ・トラフ型コレクタが設置された部分である。また、全コレクタの開口部の面積は357,200 m²にもなる。

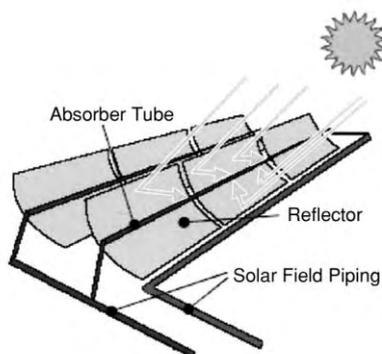


図3 パラボラ・トラフ型⁽⁶⁾

CSPの効率を左右する最も重要な要素は、光から熱への変換が行われるレシーバである。パラボラ・トラフ型コレクタでは、HCE(Heat Collecting Element)と呼ばれる真空二重管型の集熱器が一般に用いられる。線集光タイプのCSPでは、集光度が低く、しかも集熱器の表面積が広いために放熱も大きい。従って、発電のカルノー効率まで考えたシステム全体の効率は、550℃程度で最大となる。しかしながら、現在一般的なパラボラ・トラフ型の稼働温度は400℃以下である。これは、HTFとして低粘度の有機液体が用いられるためである。パラボラ・トラフ型や後述のフレネル型では、長大かつ細い配管内にHTFを循環させる必要がある。この循環のためのポンプで多大な電力が消費される。

② フレネル型

フレネル型は、図4のように、平面もしくは僅かな凹面を持つ鏡をほぼ水平に並べ、それぞれの鏡が太陽を追尾しながらシステムの上方にある集熱器へと太陽光を反射し、熱へと変換する。フレネル型は構造上、パラボラ・トラフ型よりも集光効率は低い。これを補うため、反射鏡上部に2次反射鏡を設置し、集光効率を高める工夫もされている。フレネル型は構造上風の影響を受け難い。また、フレネル型では、パラボラ・トラフ型のように、大型で風の影響を受けやすいコレクタを支持する必要がないことから、フレームが軽量・低コストとなる。また、

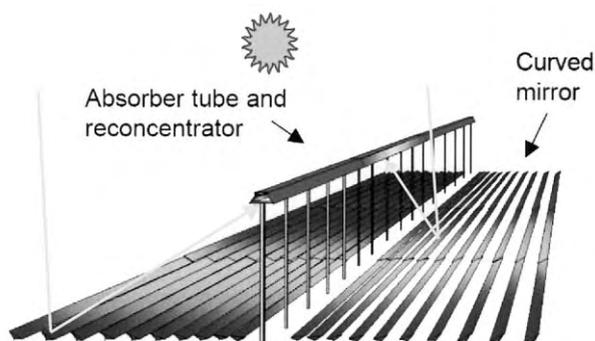


図4 フレネル型コレクタ⁽⁷⁾

同じフィールド面積に設置できる鏡の面積が、パラボラ・トラフ型の約30%と比較してフレネル型では70%~80%にできることから、土地の利用率が高いことが長所である。従って、単位土地面積あたりから得られる太陽エネルギー量はフレネル型の方がパラボラ・トラフ型よりも多くなる⁽⁸⁾。

③ CSPにおける発電

カリフォルニアのモハベ砂漠で20年以上の商業運転実績がある、SEGS (Solar Energy Generating System) の装置構成を図5に示す⁽⁹⁾。コレクタの集熱器において加熱された熱媒体HTFは、蒸気発生器において蒸気を製造し、蒸気タービンを用いて発電する。このような系は、フレネル型はもとより、タワー型についても同様である。図5では、天然ガスボイラが設置されているが、これは雲などにより日射量が低下した場合もしくは夕方まで運転を延長したい場合に用いられる。蒸気タービンによる発電は成熟技術であり、発電技術上の問題は少ない。一番の問題は冷却水の入手

であり、これが不十分だと発電効率は低下する。1989年から1997年にかけてのSEGSⅢ-Ⅶプラントにおける水の使用量は $3.4\text{m}^3/\text{kWh}$ で、水の全使用量の90%以上が冷却のために使われている⁽⁹⁾。現在、水の入手が困難な地域へのCSPの設置のため、水の消費を可能な限り低減した冷却塔や水を使用しないコンデンサなどの開発が行われている。

SEGSⅥプラントにおいて、夏季の最も日射条件が良い日における太陽の直達日射量(DNI)の変化と、ソーラ・フィールドの効率並びに太陽光から発電までの効率の推移を測定した結果を図6に示す⁽¹⁰⁾。ソーラ・フィールドの効率が約60%、また太陽から電力への変換効率は20%以上と、比較的高い効率を示しているが、これは日射条件が良い時の値であって、DNIが低い冬場には効率は低下する。現在まで、太陽から電力への変換効率は24%が最高値だったとのことである。

ところで、PVの変換効率とCSPの効率とを比較する場合には、次の点に留意する必要がある。PVの場合、JIS規格ではAM1.5、日射強

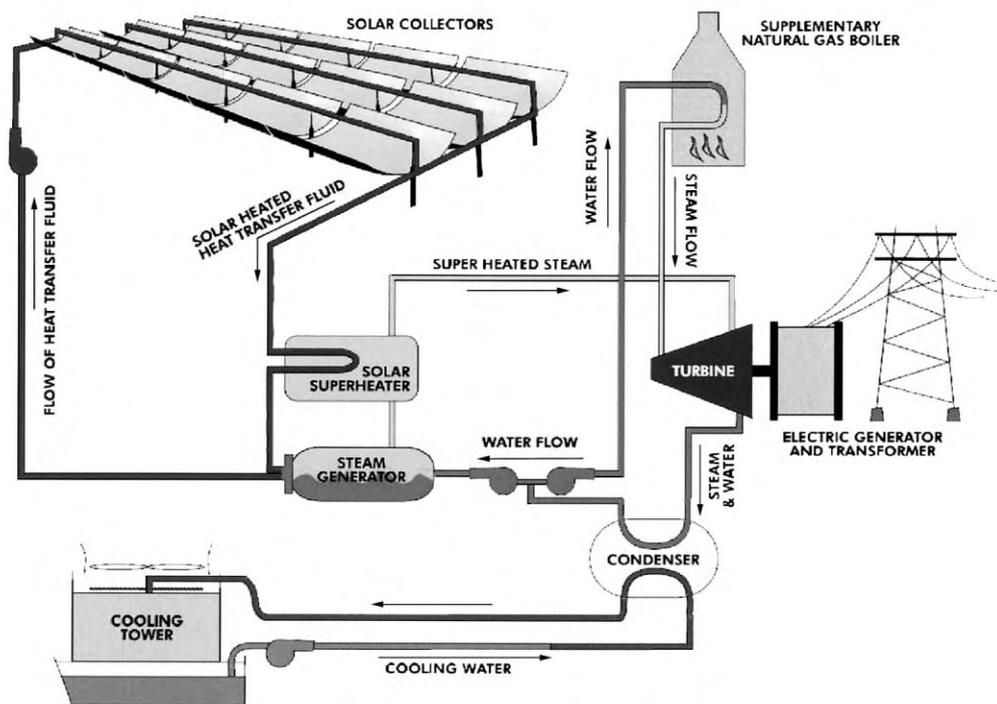


図5 SEGS型のシステム構成⁽⁹⁾

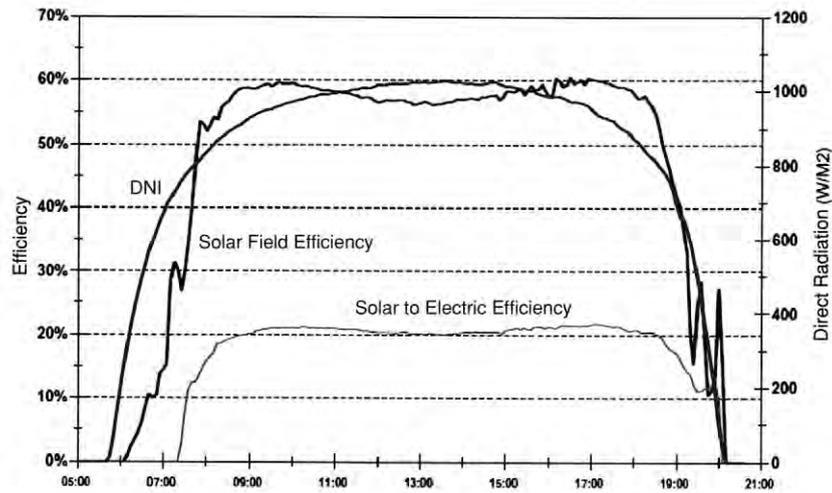


図6 SEGS VI プラントの効率⁽¹⁰⁾

度 $1,000\text{W}/\text{m}^2$ 、温度 25°C で効率を測定することになっている。実際の使用条件では、ごくまれに恵まれた条件を除き、JIS規格の測定条件よりも日射条件は劣る。その結果として、PVの変換効率はJIS規格での測定結果を下回ることになる。また、太陽の位置によっても入射角が変化し、効率低下の原因となっている。PVのJIS規格での変換効率は、CSPでいえば日射条件が最良時における太陽光-電力変換効率と考えてよい。

図7は2003年までのSEGSの9基のプラントの年間発電量の推移と累積発電量を示す⁽¹¹⁾。SEGS IXが可動を開始した1991年以降は総発

電容量の増加は無い。1992年に発電量が大幅に減少し、その後2年程度をかけて徐々に回復しているのは、1991年6月に発生したフィリピンのピナツポ火山の影響によるものである。成層圏に達した火山灰により直達日射量が大幅に減少し、発電量の低下をきたしたものである。その後は安定した発電量を確保している。

再生可能エネルギーを利用して発電を行う際には、次式で示す平均発電コストがよく用いられる⁽⁵⁾。なお、一般に償却年数は30年程度とされる。

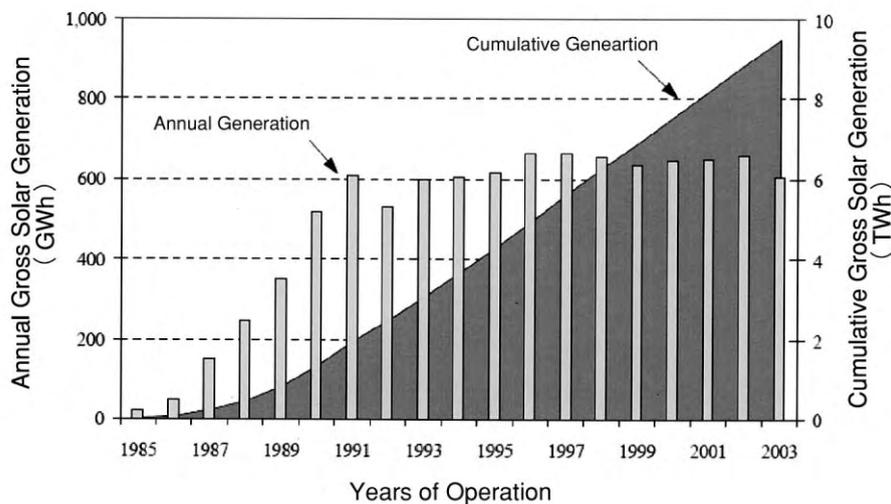


図7 SEGSの年間発電量および累積発電量⁽¹¹⁾

$$LEC = \frac{(CC \cdot AF) + O \& M + Fuel}{A}$$

ここで：

CC=総投資コスト

AF=減価償却費率

O&M=年間の操業コスト

A=年間の総発電量 (kWh)

Fuel=年間の燃料コスト

なお、固定比率(%)は次式で計算し、 q が借り入れ利率、 D はプラントの償却年数、 AI は保険料率である。

$$AF(\%) = \frac{q \cdot (1+q)^D}{(1+q)^D - 1} + AI$$

CSPの発電コストはDNIが高い地域でkWh当たり15ユーロセント、DNIが低い地域で23ユーロセント程度である。しかし、発電コストは設備の発電容量が大きいほど、また、累積発電容量が大きくなるほど減少する。従って、今後2020年までには10~14ユーロセント程度に低下するものと見込まれている。また、設備費は2020年に2,850ユーロ/kW、2030年には2660ユーロ/kWと予測されている⁽²⁾。

④ 蓄熱システム

CSPは光を熱に変換して発電するため、PVと比較して日射の変動に起因する発電量の変化は小さい。さらに、CSPの長所としては、

蓄電に比較して低コストの蓄熱が容易に利用できることである。しかし、比較的長時間にわたる日射の遮断や夜間の運転には蓄熱システムの導入が必要である。蓄熱システムの導入によりある程度電力需要のピークに合わせることも可能である。

現在CSPで使用される蓄熱システムは硝酸塩系の熔融塩を用いるものである。日射が十分にある場合には、熱交換器で熔融塩が加熱され、高温タンクにためられる。日射が途切れた場合や夜間には高温タンクの熔融塩を用いてHTFを加熱し、温度が下がった熔融塩は低温タンクにためられる。

蓄熱システムを導入することにより、装置の稼働率は増加する。図8は蓄熱システムが無い場合と、3時間および6時間の蓄熱システムを導入した場合の装置稼働率の変化を示す⁽¹²⁾。蓄熱システムが無い場合、総運転時間に比較して、全負荷で運転される時間は非常に短い。しかし、3時間でも蓄熱システムを導入することにより、全負荷で運転される割合が増加している。6時間の蓄熱システムの導入により運転時間はさらに増加している。

蓄熱システムを利用するためには太陽エネルギーのみで発電する場合に比較して、より広いコレクタ面積が必要であり、蓄熱時間を長くとるほどそれは拡大する。その結果として、設備コストは増加することになる。一方、設備の償却や操業コストを考慮した平均発電

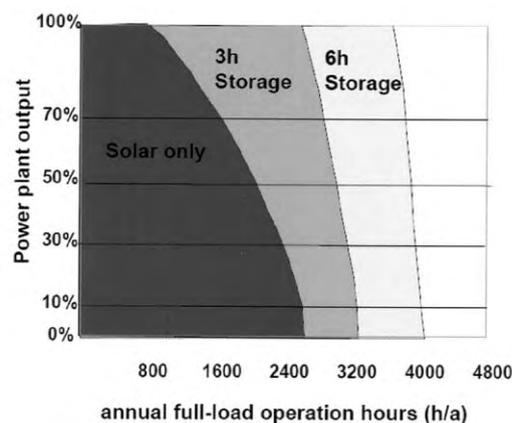


図8 発電に及ぼす蓄熱システムの影響⁽¹²⁾

コストを考えると、蓄熱システムが適正に導入されたほうが、平均発電コストは低くなる。この理由は、図8で示したように、蓄熱システムが導入されたほうが発電量は大きくなり、その結果平均発電コストは下がるためである。

(2) 点集光型CSP

光から熱へ変換効率を左右するのはレシーバの性能である。レシーバでは入射される太陽エネルギー量とその密度、およびレシーバ表面からの放熱ロスのバランスが性能を決定する。線集光型では、単位長さあたりのレシーバに入るエネルギー量が小さいこと、また表面積が広いために放熱ロスは大い。一方、点集光タイプは光を「一点」に集めることで集光度が高く、レシーバへ入る太陽熱エネルギー量とエネルギー密度が大となる。しかも、点集光型ではレシー

バの表面積が小さく、放熱ロスも少ない。これらの結果、点集光の方が線集光型よりも可動温度が高く、熱効率も高い。

① タワー型

系統連係を目指した点集光型のCSPとしてはタワー型がある。タワー型CSPはCRS (Central Receiver System) とよばれ、図9に示すように、タワーの周囲に配置した多数のヘリオスタットで太陽光を反射し、それをタワー上部のレシーバへ集めて熱へ変換する⁽⁶⁾。ヘリオスタットは太陽を追尾しながらある一定方向、ここではタワー上部のレシーバ、へ向かって光を反射する装置である。タワー型では多数のヘリオスタットで反射した光を小さなレシーバに集光するため、集光度が高く、しかもレシーバの表面積が比較的小さいことから高温を得やすい。レシーバの構造やヘリオスタットの性能にも依存するが、1,000℃程度までは上げることが可能である。タワー型で使用される熱媒体としては水蒸気、空気、熔融塩などがあり、レシーバの構造は熱媒体によっても異なる。加熱された熱媒体は、水蒸気を発生し、蒸気タービンで発電する。

2007年からスペインで稼働を始めた、世界最初のタワー型商業プラントのPS10 (発電容量11MW) を図10⁽¹³⁾に、そこで使用されてい

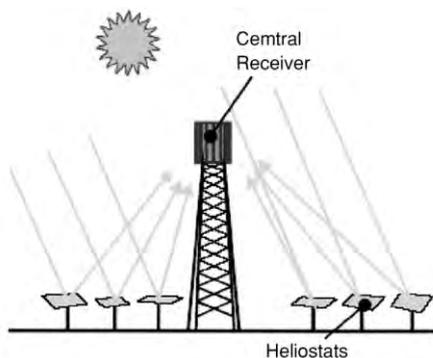


図9 タワー型⁽⁴⁾

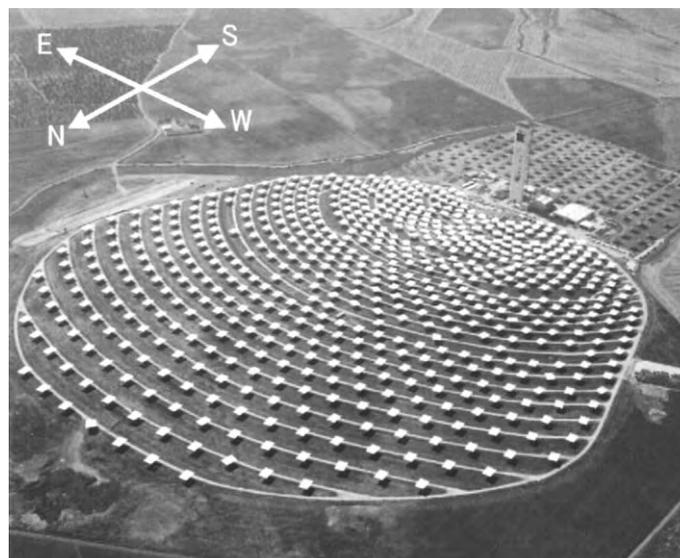


図10 スペインPS10⁽¹³⁾

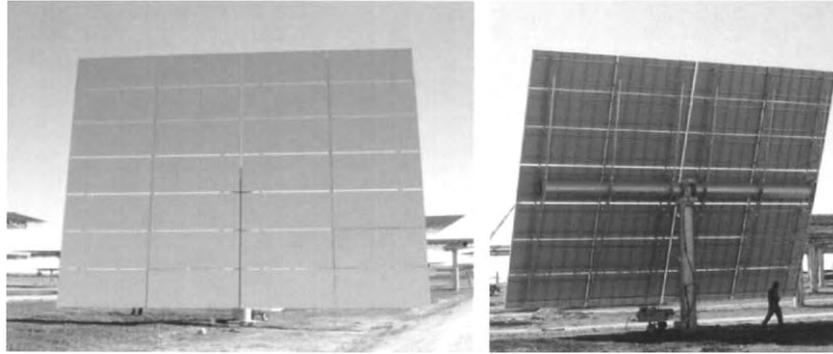


図11 PS10のヘリオスタット⁽¹³⁾

るヘリオスタットを図11に示す⁽¹³⁾。図10のように、タワーから北側に多数のヘリオスタットは同心円状に設置されている。それぞれのヘリオスタットの反射鏡の面積は120m²、台数は624台に達する。タワーから最も遠いヘリオスタットまでの距離は約900mにもなる。ヘリオスタットは1つのプラントで数多く用いられ、設備費の半分程度を占める。従って、設備費を抑制するためにはヘリオスタットの低コスト化が欠かせない。

スペインのPS10は熱媒体として飽和水蒸気を用いており、蒸気温度は260℃、40気圧である。世界最初のタワー型CSPでもあり、タワー型の特徴である高温を生かした設計にはなっていない。現在、PS10の隣に発電容量が2倍（20MW）のPS20が稼働を始めており、その他、地中海周辺地域や米国南西部で多くの建設計画がある。

② パラボラ・ディッシュ型

パラボラ・ディッシュ型は、太陽光をパラボラで反射し、焦点近傍に設置したレシーバで熱へと変換し、エンジンを廻して発電する（図12）。本システムは、パラボラ形状を維持する限り、必ず焦点に光が集光できること、また反射鏡からレシーバまでの距離がタワー型と違って短いことから、集光度が高く光の減衰も極めて少ない。

パラボラ・ディッシュ型での発電は、他のCSPのように一旦水蒸気を製造し、蒸気タービンを廻して発電するのではなく、太陽熱を、ヒートパイプなどを介してスターリングエンジンに導

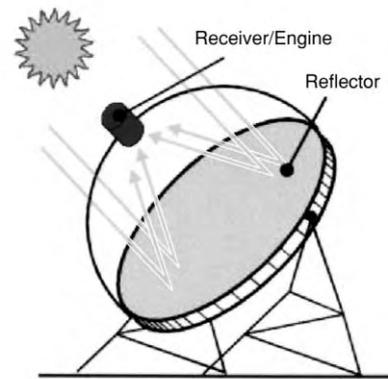


図12 パラボラ・ディッシュ型⁽⁶⁾

入するなどして発電を行っている。パラボラ・ディッシュ型では太陽光から電力への変換効率は30%を超えているものもある。これは集光度が高いために高温が得られ、レシーバの大きさが小さく、表面積が少なく放熱損失が小さいために、エネルギー効率が高いことが理由である。

通常、パラボラ・ディッシュ型は出力が10kW～25kW程度であり、パラボラ部分の直径は10m程度と大型化が困難であったが、最近オーストラリアで100kWを越えるものが開発されている。パラボラ・ディッシュ型は小型で、それぞれの機器で集光から発電まで可能であるために、分散型発電設備に適し、島しょ部などで利用されることが一般的である。しかし、最近では多数のパラボラ・ディッシュを設置したソーラ・ファームを形成し、系統と接続する計画も発表されている。また、パラボラ・ディッシュの発電上の問題は、蓄熱システムの利用が困難なことである。そのため、燃料を使用して電力の安定供給が図られている。

4. CSPの高効率化技術

(1) パラボラ・トラフ型およびフレネル型

パラボラ・トラフ型は、現時点ではHTFに有機合成油を用いているため、稼動温度は高々400℃である。しかし、今後発電効率の向上を目指すには、蒸気温度の上昇が不可欠であり、そのためには高温に耐えるHTFの導入が必要となる。現在、稼動温度を500～550℃に上昇させるための開発が積極的に行われている。現在のところ代替HTFとして有望なものは硝酸塩系溶融塩と水蒸気である。硝酸塩系溶融塩は550℃までの実績があり、蓄熱システムを導入する際にも熱交換器が不要で低コストになる。しかし、融点が200℃以上と高いため、溶融塩の凝固防止対策が必要となる。溶融塩の成分の調整により低融点の溶融塩も開発されている。水蒸気を用いる方法はDSG (Direct Steam Generation) と呼ばれている⁽⁵⁾。DSGではコレクタで発生した水蒸気で、熱交換器を介して蒸気タービンを廻すことができ、大幅な設備の簡略化と低コスト化が可能である。これらの技術は当然ながらフレネル型にも適用可能である。

(2) タワー型

タワー型のCSPにおける高効率化技術として3つの技術を取り上げたい。

1つ目はビームダウン型の集光・集熱系である。これは通常タワー上部に設置されるレシーバの代わりに反射鏡を置きヘリオスタットからの光をタワー下部のレシーバへ反射させるものである(図13⁽¹⁴⁾)。このシステムの長所はレシーバが地上にあり、熱の利用設備に近接でき、熱媒体を流す配管をタワー上部へ伸ばす必要が無いことである。また、レシーバを熱の放射損失が少ない形状にしたり、風による冷却作用を低減させたりできる。2009年秋時点で、東工大の技術を用い、コスモ石油、三井造船などがアブダビにパイロットプラントを建設中である。

2つ目は過熱蒸気製造用のレシーバの設置である。これは従来1つだったレシーバを水蒸気発生用と過熱蒸気用に分け、同じタワーに設置する方法である。BrightSource社がこの技術を用いてイスラエルに設置したデモプラントでは、570℃の過熱蒸気が得られたとの報告がある⁽¹⁵⁾。同様の技術はPS10を建設したAbengoa社でも検討されている。

第3はソーラ・ガスタービンである。これは図14に示すように、ガスタービンの圧縮機で圧縮した空気を太陽熱で加熱し、それでガスタービンを廻すシステムである⁽¹⁶⁾。現時点では、圧縮空気はレシーバで1,000℃程度に加熱され、不足分をダクトバーナで燃料を燃焼させ、さらに加熱されガスタービンに戻す。

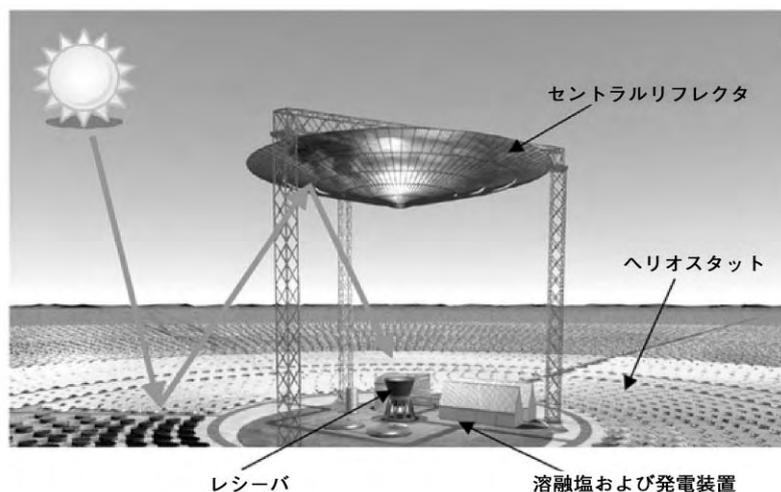


図13 ビームダウン太陽集光・集熱システム⁽¹⁴⁾

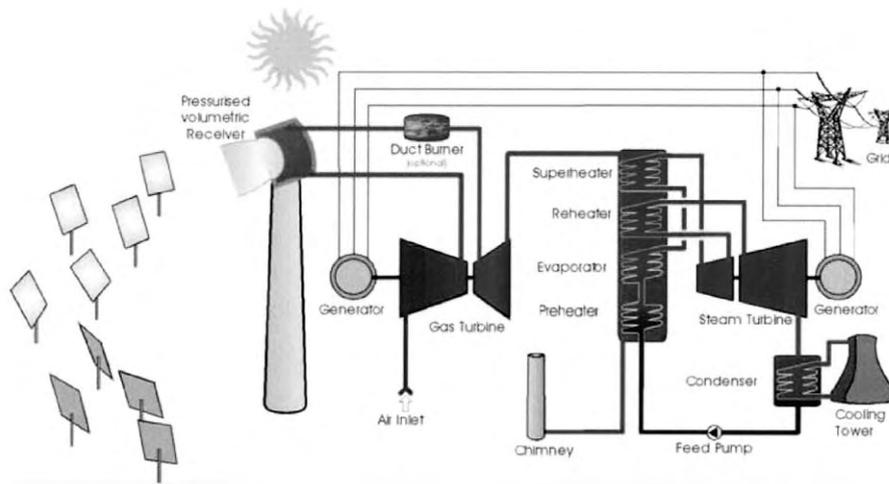


図14 ソーラ・ガスタービンを利用したコンバインドサイクル⁽¹⁶⁾

ガスタービンの排ガスはレキュペレータにより、レシーバに入るまでの予熱に利用するか、一般の廃熱回収ボイラで蒸気を発生し、蒸気タービンを廻す。本システムは、集光度が高く、高温が得られるというタワー型CSPの特長を生かした高性能プラントである。

このプロセスは、低発電コストが期待できることから注目を集め、ドイツ、スペインをはじめフランス、イタリア、イスラエル等が参加して国際共同研究・開発がおこなわれている。イスラエルのAORA社は同国南部のKibbutz Samarにおいて、世界最初のソーラ・ハイブリッド・ガスタービンの商業運転を開始した⁽¹⁷⁾。システムはモジュール構成で、ヘリオスタット30台、タワー高さは30mで、100kWのマイクロガスタービンを使用している。そのほかの国々でも実用化が検討され、大型化とともに、高性能化と低コスト化が期待されている。

5. CSP技術の利用と応用

上述のように、CSPが有効に利用できるのは所謂サンベルト地帯だけである。しかし、太陽エネルギーを他のエネルギーへと変換して輸送し、CSPの設置が不可能な地域でも恩恵を得ることができる。

EU諸国は、ドイツ政府やローマクラブが中心となって設立したTREK（後にDESERTECに

名称変更）と称する団体が中心となり、中東（ME）および北アフリカ（NA）諸国とともに、地中海周辺地域におけるCSP事業を中心とした再生可能エネルギーの積極的利用について検討してきた。これは、図15に示すように、北アフリカや中東でCSPを用いて発電した電力の一部を地元で使うと共に、残りを直流高圧送電でEUに送るというものである⁽¹⁸⁾。また、CSPで排出される熱は海水淡水化に利用し、水不足に悩む同地域で活用するという計画である。この計画は2008年に発足した地中海連合の主要プロジェクトにも取り上げられた。また、2009年7月に、ミュンヘン再保険、シーメンス、電力会社RWE、ドイツ銀行などのドイツの主要企業を中心としたEUの企業連合が、実現に向けて動き出すことになった。

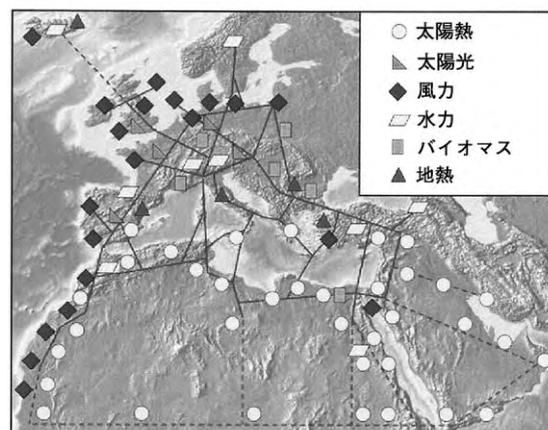


図15 DESERTEC構想⁽¹⁸⁾

サンベルトからの太陽エネルギー利用の形態としては、送電以外にも輸送可能な燃料へ転換して運ぶことも1つの解決策である。平成12～16年度に、当研究所が中心となって行った「石炭・天然ガス活用型二酸化炭素回収・利用技術の開発（通称ソーラフューエル・プロジェクト）」では、ビームダウン型の集光・集熱システムを用いて太陽熱を熔融塩に蓄熱し、石炭のガス化と天然ガスの水蒸気改質に用いるコンセプトであった。これらのプロセスで製造した合成ガスをもとにメタノールやDME等を製造し、それを日本に輸送して利用するというものである。その他、世界各国で太陽熱を利用した液体燃料製造、水素製造などの研究が活発に行われている。また、水素製造に関しては、CSPで得た電力を用いて水の電気分解を行い、水素を輸送するという手段もある。

このように、サンベルトで得た太陽エネルギーを何らかの形で「輸送」し、消費地で使用することができれば、日本のようにサンベルトが近くに無い国々の人々も、太陽エネルギーを幅広く利用可能となる。

6. まとめ

CSPは無限の太陽エネルギーを使い、二酸化炭素(CO₂)排出無しに発電することが可能であるため、地球温暖化抑制技術の中でも、切り札の1つとして注目されている。しかし、CSPは地球全体で有効に利用できる技術ではない。理由は、CSPが使えるのは太陽光の中でも直達光だけで、散乱光は利用できないためである。CSPの発電量は直達日射量の大きさに従って増加し、逆に発電コストは低下する。世界でCSPの設置に適する地域は、北アフリカ、米国南西部、オーストラリア等である。

CSPの代表的な技術としては線集光のパラボラ・トラフ型と点集光のタワー型、パラボラ・ディッシュ型がある。パラボラ・トラフ型はカリフォルニアで20年以上の商業運転の実績がある。同じ線集光のフレネル型は、パラボラ・トラフ型よりも低コスト化し、風の影響なども軽減できるが、集光性能が劣る。点集光型は集光

度が高く、高温での稼動が可能である。タワー型は大規模プラントに向くが、パラボラ・ディッシュ型は分散型電源に向いている。パラボラ・トラフ型は、各種のCSP技術の中で唯一20年余りの商業運転実績がある。しかし、パラボラ・トラフ型においてさえまだ改良の余地は多く、現在も性能向上に向けての研究・開発が続けられている。タワー型等他のCSP技術についてはまだ揺籃期にあって、基本的な集光機能でさえも開発段階にある。従って、日本の企業にとってもCSPに参入する機会は十分に残っていると考えられる。

CSPの応用として、高温の太陽熱を利用して水素等の新エネルギーを製造するプロジェクトも行われている。また、化石エネルギーと組合せ輸送可能なクリーン燃料の製造も可能である。このような技術を利用すれば、CSPが利用できない地域においてもサンベルト地帯の太陽を「輸入」することも可能であり、CO₂削減とエネルギー安全保障の両立に大いに貢献するであろう。

参考文献

- (1) Energy Technology Plan 2008, IEA (2008)
- (2) Concentrating Solar Power Global Outlook 09, Solar PACES, ESTELA, and Greenpeace (2009)
- (3) DLR, "Concentrating Solar Power for the Mediterranean Region" (2005)
- (4) Solar Millennium AG (http://www.solarmillennium.com/start_en.php)
- (5) R. Pitz-Paal, J. Dersch, et al., SES6-CT-2003-502578 (2005)
- (6) SolarPACES HP
- (7) E. Lüpfert, M. Geyer, et al., ASME Solar Energy: The Power to Choose, Washington, DC, April 21-25, (2001)
- (8) DLR, AQUA-CSP, (2007)
- (9) G. E. Cohen, D. W. Kearney, et al., SAND99-1290 (1999)
- (10) R. Cable, ASES FORUM 2001, Washington DC
- (11) L. Stoddard, J. Abiecunas, et al., NREL/SR-550-39291 (2006)
- (12) R. Tamme, Presented at DG TREN-DG RTD Consultative Seminar "Concentrating Solar Power" Brussels (2006)
- (13) "10 MW Solar Thermal Power Plant for Southern Spain," FINAL TECHNICAL PROGRESS REPORT
- (14) 東京工業大学 玉浦研究室提供
- (15) Y. Alek, E. Silberstein, et al., Solar PACES (2008)
- (16) H. Mueller-Steinhagen and F. Trieb., Quaterly of the Royal Academy of Engineering Ingenia 18, Feb./March (2004)
- (17) AORA (旧EDIG-Solar) 社HP
- (18) DLR, Trans-CSP (2006)

エネルギーセキュリティと原子力の役割



氏田 博士 (プロジェクト試験研究部
主管研究員)

1. はじめに

地球規模での3E問題である、環境保全 (Environmental preservation)、経済成長 (Economic growth)、およびエネルギーセキュリティ (Energy security) を克服して世界で持続可能な発展 (Sustainable Development) を達成することは、21世紀最大の課題である。そのため、最近になり国家エネルギー政策にかかわる様々な提言が行われている。総合科学技術会議、原子力委員会や資源エネルギー庁などから、地球温暖化の問題における原子力の役割やその推進への期待が示されている。

各国の持つ資源量やネットワーク網の程度などの差異により、また時代の要請などにも依存して、エネルギーセキュリティには、多様な概念がある⁽¹⁾。ここでは、広義の定義として、時間軸と空間軸とで分類し、地球規模の100年オーダーの問題とそれ以外の短期の課題とに大きく分ける考え方を提言する。後半の方が所謂狭義のエネルギーセキュリティとして一般に認識されるものであるが、これはさらに偶発的な(一過性の)課題と構造的な課題に分類できる。日本では、輸入エネルギー構成のベストミックスを目指すポートフォリオの方法論に基づき、セキュリティにおけるリスクを評価するモデルが中心となる⁽¹⁾。

以下、当研究所がかかわったエネルギーセキュリティの評価方法について示す⁽²⁾。エネルギーセキュリティは幅広い概念であり、エ

ネルギー供給を5つの異なった観点(エネルギー効率、多様化指数、中東+ロシア依存度、自給率、CO₂指数)から評価する方法とそのOECD(経済協力開発機構)先進諸国7カ国の比較結果を示す⁽³⁾。シナリオプランニングによる2015年の「2つの中国」を想定した分析も紹介する⁽⁴⁾。さらに、2100年までのエネルギーシステムシミュレーションによる、地球温暖化という長期的課題に対する原子力の役割についても言及する⁽⁵⁾。

2. エネルギーセキュリティの概念

(1) エネルギー資源の課題

一次エネルギー供給構造の遍歴を見ると、産業革命以降に薪が石炭に代わり、20世紀は石油へ、2000年には化石燃料全般と原子力になってきた。今後は再生可能エネルギーと原子力に進むのが自明の理と判断できる。しかし、各種電源のエネルギー密度を見ると、原子力と石炭火力が圧倒的に大きく再生可能エネルギーは非常に小さいだけに、再生可能エネルギーに一次エネルギーにおける大幅な比率拡大を期待するのは難しいであろう⁽⁶⁾。原子力は基幹電源として、再生可能エネルギーは分散電源として、相互補完の役割分担となるものと予想される。

エネルギー資源の課題として、化石燃料資源を見ると、2000年を境に発見量がピークを迎えているのに対し、需要のピークはまだ先である

ことから、供給減少のスピードが早まっていくという問題がある。石油と天然ガスは中東やロシアに偏在、石炭は北米やロシアを中心に世界に賦存する。しかし、課題として言えることは、これから大幅な需要増加が予想されるアジアに、化石燃料の賦存量が少ないことである。

一方のウランは今後50年を見ると、当初は先進国での消費が大きい、2020年頃からは途上国の消費が増大し、供給では確認資源に推定追加資源と高コストの有望資源を加えても2050年までは何とか持つという厳しい状況になる。加えて今後CO₂制約を条件に世界がエネルギーを利用するようになると、原子力でのウラン資源が大幅に使われ、2100年ころには枯渇する可能性も否定できない。このため、可能な限り早くプルトニウムの増殖が可能な高速増殖炉(FBR)を導入することが、対策として求められる。

(2) エネルギーセキュリティを脅かす要因

エネルギーセキュリティとは、何がおこるか分からない事態の中で国としてエネルギーを確保していくことにある。

「エネルギー政策基本法」に基づき策定される「エネルギー基本計画」では、エネルギー政策において実現すべき目標として「環境への適合を図りつつ、適切な価格で、十分に安定的な供給を確保する」ことが規定され、また、わが国が目指すべきエネルギー需給に関わる基本的な方針として「安定供給の確保」、「環境への適合」、「市場原理の活用」(経済性)を挙げている⁽⁷⁾。ここにも多様なエネルギーセキュリティ概念が見られる。エネルギー専門家の間では、2030年までの日本のエネルギーセキュリティを脅かすリスクとして、「アジアの経済発展によるエネルギー需要の増加や、原子力発電所立地への不安、中東諸国の国際紛争」が主に挙げられている。

2008年のOECD/NEAエキスパートミーティング「エネルギー供給セキュリティと原子力の役割」において、エネルギー供給のセキュリティが議論された⁽¹⁾。そこでは「輸入エネルギーの

経済性や、社会、政治的問題、そして技術的問題」も検討された。また、OECD/NEAは、「原子力アウトック2008」を昨年初めて発表し、「原子力は代替資源であって、政治的に安定した国々が供給できることがエネルギーセキュリティ上重要である」との考え方を示した⁽⁸⁾。

日本ではエネルギーの基本要件を考えた時、長期的には資源の枯渇であり、また燃料をバランスよく取り込むことに日本は敏感であるため、資源の偏在性や供給の途絶また燃料価格の変動が、リスク要因として挙げられる。一方、EUや米国は、大停電を経験しているだけに、「電力のユーザーへの提供がセキュリティでの大きなリスク要因」と考えている。日本と欧米では、セキュリティで考慮するリスク要因が大きく異なっている⁽¹⁾。

(3) エネルギーセキュリティの定義

欧州、日本にそれぞれのエネルギーセキュリティ概念がある。欧州では共同体としての電力ネットワーク、その大停電の防止、燃料供給(EU内部のガス、Uなどの不足の問題)が、日本では資源小国としてエネルギーの自給率向上とポートフォリオ(バスターミックス志向)が、セキュリティとして重要課題と考えられる⁽¹⁾。欧州の見方(供給ネットワークの安定性)と日本見方(自給率や市場支配力)は、対立概念ではなく、欧州と同じく電力ネットワークの脆弱性の課題を持つ米国などの視点を加えつつ、国や主体によってエネルギーセキュリティの定義が異なるという「多様性」があることを指摘したい。例えば、アジア大陸にある中国は、島国の日本と類似した概念を持つものと考えられる。このため、時間的にも空間的にも多様でまた階層性のある定義が本質であり、以下にその整理を試みる。

表1には、広義のエネルギーセキュリティの定義を示すが、時間軸と空間軸で分類してある。短期の危機、これが所謂多くの人がかかる概念で狭義のエネルギーセキュリティと定義できる。期間としては、10年くらいの間

表1 広義のエネルギーセキュリティ — 短期の危機 vs. 長期の課題

時間範囲	空間範囲	内容
狭義のエネルギーセキュリティ	■国 ■地域	■エネルギー供給-ベストミックス ■燃料供給-Uの問題 ■電力供給-ネットワークの課題
短期～10年 エネルギー危機	■世界規模	■発展途上国の利用拡大 (BRICs, etc.) —ベストミックス
長期～100年 エネルギー問題	■地球規模	■化石燃料資源の枯渇 ■地球温暖化

表2 短期のエネルギー危機

危機の種類	原因	結果	対策
偶発的な危機	■闘争 ■事故 ■テロリズム	■エネルギー供給チェーン(シーレーン)遮断	■石油備蓄 ■国際的・地域的協力 ■事故対策 ■テロ対策
構造的な危機	■中東地域の不安定 ■アジアのエネルギー需要増大 ■技術開発の遅延 ■環境問題	■価格変動 ■供給不測 ■資源獲得競争 ■弱い消費者	■技術開発 ■エネルギー政策 ■外交政策 ■防衛政策

に発生するエネルギー危機を意味し、さらに空間で国、地域、世界規模に分けることができる。エネルギー供給の課題、特にベストミックスへのアプローチは、日本などの他国から隔離された資源小国では重要な課題となる。新興工業国(BRICs)のような発展途上国のエネルギー利用拡大は、他の国々にとっても資源争奪を招き重要な課題であるが、当事国にとってもエネルギー資源を可能な限り確保するために多くの努力を要する。

一方の長期の課題は、100年のオーダーの地球規模のエネルギー問題であり、大きく化石燃料資源の枯渇と地球温暖化が挙げられ、最近のエネルギー環境問題で大きく取り上げられている重要なテーマである。

短期のエネルギー危機は、表2に示すように、事故やテロリズムのような偶発的な(一過性の)危機と中東地域の不安定やアジアのエネルギー需要増大のような構造的な危機に分けられ、それぞれ対策の方向性も異なる。

3. エネルギーセキュリティに関わる評価手法

(1) エネルギーセキュリティの様々な指標
日本において最も基本となる指標としては、

エネルギー自給率が挙げられ、日本は4%で原発を加えても14%に対し、フランスは8%だが原発を加えると50%、また英国は96%とカナダは140%とエネルギーの自給が可能となっている。

一次エネルギーの多様化指標(エネルギーがバランスよく供給されベストミックスが実現した国は、値が低くなる)では、石炭依存が大きい中国は0.55と最も指数が高く、日本は石油比率が高いため0.31とOECD平均(0.27)を上回っている。カナダは0.25と最もバランスよい指標を示す結果になる。また石油輸入地域の多様化指数では、日本と東アジアは中東依存が高く0.7になるが、米国は0.2、欧州と中国は0.3と低い数値となり、バランスよく各地域から輸入している。

エネルギー政策基本法第2条に「石油等の一次エネルギーの輸入における特定地域への過度な依存を低減する」との条項があるが、石油に係る日本のエネルギーセキュリティ指標を見るとわが国は石油の約90%を中東地域から輸入している⁽⁷⁾。米国においても、石油輸入の中東地域への依存度が20%上昇していることが問題となっている。一方の欧州は、ロシアに石油供給の約30%、天然ガス供給の約20%を依存している。

「エネルギー基本計画」において、エネルギーの安定供給確保を図るための方針の1つとしてエネルギー源の多様化が指摘されている。わが国の一次エネルギー供給の石油依存度は、1970年代の石油危機当時約77%と極めて高く、現在でも50%と世界平均の40%と比して依然として高い水準にある。原油輸入額対総輸入比率など残る3項目はいずれも低くなっており努力の跡が見られる。

輸入地域が偏在していないか、どこから供給するか、などといったリスクの総合化マトリクスで評価する方法を図1に示す。これは日本で最も総合的なエネルギーセキュリティの評価指標と考えられる。それによると「最もリスクが高いエネルギー源である石油に対し、原子力は最もバランスが良くリスクが小さい」こととなる⁽⁹⁾。そして日本にとって最適な一次エネルギーの構成を、環境を考慮しないエネルギーセキュリティの面から判断すると、「石油輸入量の依存を大きく減らし、石炭の比率を最も高め、次いで原子力の比率も高める、ことがリスクの最小化につながる」結果となる。

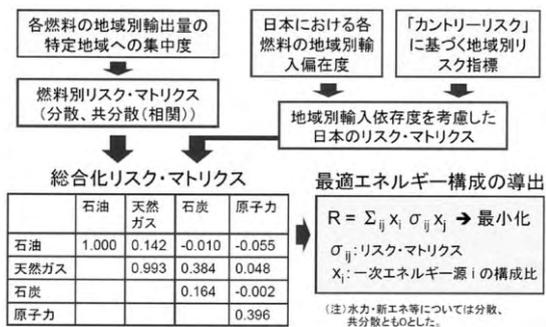


図1 リスクを考慮した最適エネルギー構成

(2) 複数指標による評価

日本では、ベストミックスを目指すポートフォリオの方法論に基づくセキュリティリスクのモデルが中心となる。その応用として、エネルギー供給を5つの異なった観点（エネルギー効率、中東+ロシア依存度、多様化指数、二酸化炭素(CO₂)指数、自給率)から評価する方法を示す⁽²⁾。この指標は、表1の広義のエネルギーセキュリティの概念を取り込んだものとなっている。

① エネルギーセキュリティに関わる評価軸および指標の設定

エネルギー政策の目標は定性的にならざるを得ないが、その達成度を定量的に示すことができる指標の設定を試みる。

a) エネルギー利用効率

一定の効用を得るのに必要なエネルギー量の低減を図ることは、エネルギーの安定供給および環境保全の双方に資するもので、わが国のエネルギー政策の最優先課題である。

IEA統計⁽¹⁰⁾に各国の数値が掲載されているGDP当たりの一次エネルギー供給量を採用する。

b) エネルギーの安定輸入

中東地域への依存度に加え、最近のエネルギー資源に関わる国家管理強化を進めるロシアに対する依存度も含めて指標として採用する。数値はIEA統計⁽¹⁰⁾に記載される数値を基に算出する。

c) エネルギーの供給構造

石油依存を低減させるため、原子力、石炭、天然ガスおよび再生可能エネルギーの利用拡大を図っている。エネルギー源の多様化に関しては、多様化指数として市場の集中度測定手法として活用されているハーフィンダル指数を用いる⁽¹¹⁾。

$$\text{ハーフィンダル指数} H = \sum W_i^2 \quad (1)$$

(W_i : 各構成因子のシェア)

d) CO₂排出に関わるエネルギー供給構成

上記「エネルギー基本計画」においては、温室効果ガスの約9割を占めるエネルギー起源のCO₂の排出抑制の重要性を指摘し、環境への適合を図る基本方針として、エネルギー利用効率の向上、原子力発電等の非化石エネルギーの利用拡大、CO₂排出量の少ないガス体エネルギーへの転換を指摘している。

ここでは、各エネルギーに関し、供給シェ

アを単位エネルギー消費量当たりの炭素排出量により重み付けしたものの総和を指標として採用する。

$$\text{二酸化炭素排出に関わる指標} = \sum W_i \times C_i \quad (2)$$

(C_i : 各構成因子の単位エネルギー消費量当たりの炭素排出量)

e) 自給率

エネルギーセキュリティの最も基本となる指標である自給率を採用する。

② エネルギーセキュリティに関わる評価点の算出方法

上述の各評価指標に関し、対象国・地域の間の比較における相対的な位置付けをエネルギーセキュリティに関わる評価点とする。対象は、精度の高いデータが得られるOECD 7カ国（日本、米国、カナダ、英国、フランス、ドイツ、イタリア）とする。なお、この7カ国でOECDのエネルギー供給の約8割を占める⁽⁸⁾⁽¹⁰⁾。

指標ごとの評価点の算出方法は、平均値を中央とする正規分布を仮定し、正規分布曲線上の偏差値（平均50）を評点とする。セキュリティの観点から良好な実績を示す場合、その評点は高くなる。偏差値を評点とする手法

は、全体の中での位置付けを明確にするために採用されるものであり、尺度が同一であるため異質な指標を含めた総合的な相対的評価を実施することが可能である。しかし、偏差値を用いた評価は、その時点における一定の環境条件下での相対的な評価にならざるを得ず、環境が変化すれば、改めて評価する必要があるという点に留意が必要である。

③ エネルギーセキュリティに関わる試算結果

上述の評価点算出方法により試算した主な結果を以下に示す。

a) エネルギー供給のセキュリティに関わる評価（図2参照）

わが国は、エネルギー利用効率については世界トップの評点であるが、他の評価指標については平均以下の評点であり、総合としても平均を下回る位置にある。

カナダ、英国といった資源国は、中東およびロシア依存度、経済性の指標に関し高い評点を得て全体としても上位に位置しているが、その他のエネルギー資源に乏しい日本は、フランス、ドイツに比しても劣位にある。フランスは、一次エネルギー供給に占める原子力

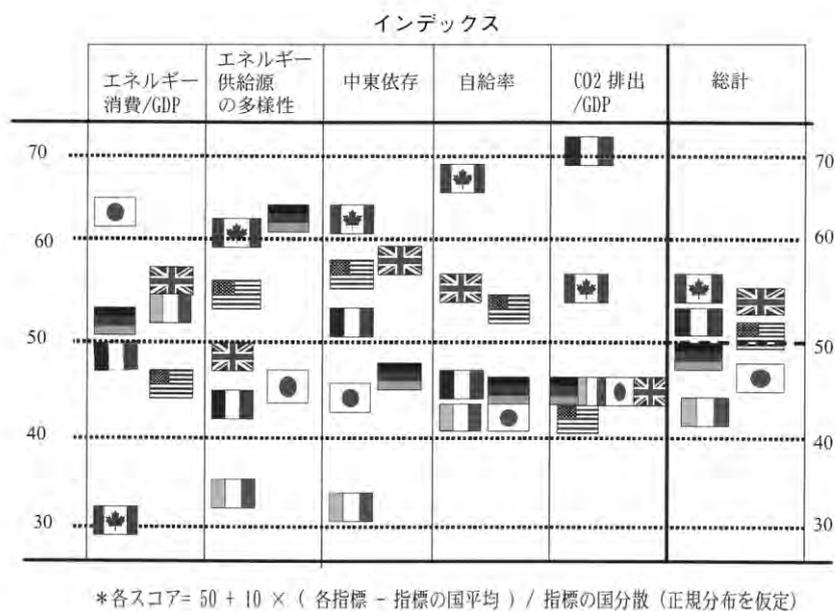


図2 2005年におけるOECD 7カ国のエネルギーセキュリティレベルの各スコア

比率が42% (2004年)⁽¹⁾と高く多様化指数では劣るものの、CO₂ 排出に関わる指標の評点が極めて高い。ドイツは、エネルギー供給構成のバランスがよく供給多様性に優れ高い総合評価につながっている。

b) エネルギー供給のセキュリティの推移
(図3参照)

1973年から2005年までのセキュリティの変化を示すが、日本は低いながらもスコアが上昇していることが分かる。バランスの良い資源大国のカナダは、常に好位置を占めている。

c) 原子力のエネルギーへの寄与を明確化する評価 (図4参照)

OECD/NEAの検討の中で、原子力の有無により原子力のエネルギーへの寄与を明確化するサーベイを実施した⁽¹⁾。この対応として、エネルギーセキュリティを5つの異なった指標で評価する方法では、正規分布と標準偏差をとって順番に価値を評価していたが、それを0-1の一樣分布として正規化し値にも意味を持たせる(半定量性)方法を採用した。また、5つの指標において、「エネルギー効率」は不変であるが、「エネルギー供給の多様性」と「エネルギ

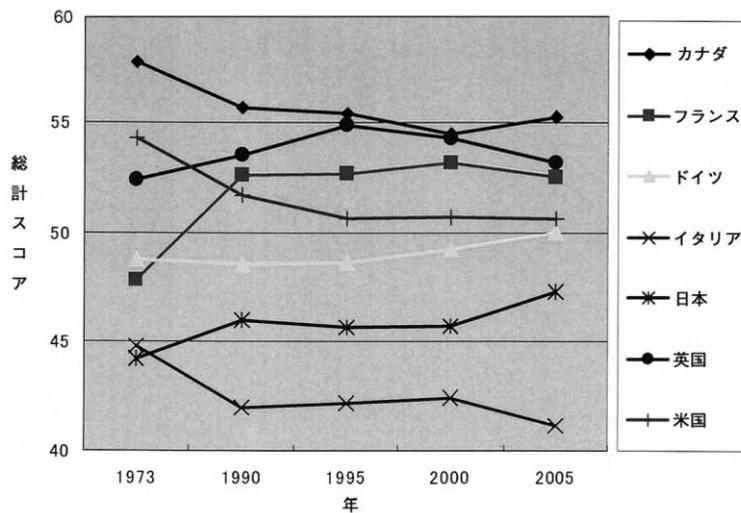


図3 OECD 7カ国のエネルギーセキュリティレベルの総計スコアの推移

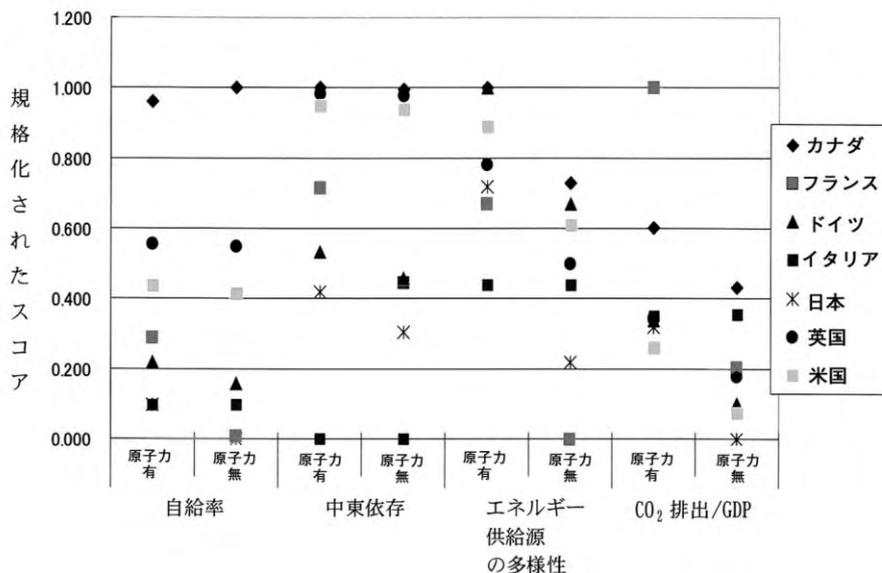


図4 4つの規格化されたインデックスの原子力の有—無の比較

「自給率」では原子力の寄与を0とする、また「CO₂排出量」と「中近東とロシアからの輸入」では原子力をなくす代わりに2005年の化石燃料の実績に応じて比例配分するとした場合の計算を追加して、従来値と比較する。

原子力のみでみたエネルギーセキュリティ寄与の評価では、日本では中東依存度の減少、エネルギー供給の多様化に貢献している。原子力依存度が大きいフランスでは、総てのインデックスで貢献度が高い。

(3) シナリオプランニングによる2015年の「2つの中国」

ここではシナリオプランニングによる2015年の「2つの中国」を想定した、専門家のグループによる議論に基づく分析も紹介する⁽³⁾。これは、表2の構造的危機の一例である。

東アジアのエネルギー安定供給および日本の安全・繁栄の実現に対するリスク要素の総合的検討、中国の将来像をシナリオ軸とする未来シナリオ「資源争奪シナリオ」と「極東の島国シナリオ」の作成、各シナリオに基づく科学技術戦略の視点の抽出と研究開発課題例の意義の検討を行った。

① マスタープラン：問題意識の共有化

以下の2つの問題意識を共有化し、日本としてとるべき基本戦略をマスタープランとして表現し、ここで対象とする危機はこのマスタープランの実現に対する危機として位置づける。

a) 東南アジア地域のエネルギー安定供給確保は日本の安全に資する。

日本として守るべきもの、すなわち国民1人ひとりの安全や幸福や豊かさ、その前提となる経済の発展や福祉の水準の確保は、東南アジア地域の繁栄および平和安定と不可分の関係にあり、地域全体のエネルギー安定供給確保はその基盤である。

b) エネルギー関連技術は国家的資産であり、日本の繁栄に向けて活用していくことが重要。

日本の有するエネルギー分野の技術および研究開発資源は、東南アジアのエネルギー危機リスクを低減し、技術や製品の輸出を通じ日本を豊かにし、さらに日本と東南アジア諸国の関係を戦略的に構築していくための大切な資源であり、これを活用していくことが重要である。

② リスク要素の抽出とシナリオ構造の決定

危機シナリオのコンポーネントとなるリスク要素を抽出するに当たり、a) 中国資源ナショナリズム、b) 中国技術体制、c) 地政学・国際関係、d) エネルギーインフラ、e) モータリゼーションの進展、f) 電力危機、g) 原子力事故・核拡散、h) 環境、の8つのリスクカテゴリーを設定し、事後的に4つのカテゴリーに分類しなおし、マスタープランの実現に対して特に影響を及ぼし、かつ現時点において見通しが不確実な要素として表3の18項目をリストアップした。

③ 2つの中国—「国権的な中国」と「オープンな中国」

各シナリオの基底となる中国の未来像について集中的な検討を行った。その結果、以下の2つの中国像を形成した。

・ 統治優先の政治的ロジックを指向する

「国権的な中国」

・ 経済発展重視の科学的・経済的ロジックを指向する「オープンな中国」

これらは我々が目的とする東アジアのエネルギー危機の描述および日本の科学技術戦略に関する議論にとって、最も有効なフレームワークになると考え作成したモデルである。各々はやや極端な状態ではあるが、両者をあわせて考えることにより、中国の未来像についての複眼的な理解が可能となる。大きな流れとしては、「国権的な中国」から「オープンな中国」に移行しつつあると見るのが一般的であろうが、これは近年のトレンドから見た仮説であって、2020年頃までどちらの「中国」

表3 マスタープランにとって影響が大きく不確実性が高い要素

中国	<ul style="list-style-type: none"> ・エネルギーセクターに市場メカニズムを導入するか？ ・資源確保の手段として外国資源を求めるか？ ・政治課題が科学技術体制に大きく介入してくるか？ ・経済繁栄が国内政治の安定をもたらすか？ ・温室効果ガス抑制に向けた国内措置を行うか？
地政学・国際関係	<ul style="list-style-type: none"> ・朝鮮半島地政学的情勢？ ・ロシア資源の北東アジアへの供給？ ・米中貿易摩擦？ ・シーレーン安保を巡る米中間対立？
インフラ・事故・テロ	<ul style="list-style-type: none"> ・中東資源輸送ルート確保のために国際協力体制ができるか？ ・中国の発電設備建設が間に合うか？ ・東南アジアのテロの規模と頻度？ ・東アジア諸国の原子力保証措置が充分にとられるか？
科学技術・地球環境	<ul style="list-style-type: none"> ・日本のエネルギー科学技術の国際的優位性が維持できるか？ ・自動車の燃費改善度合い？ ・消費者の省エネ・環境意識が高まるか？ ・ポスト京都プロトコルの行方？

が支配的となるかは予測できない。日本は両者の可能性を踏まえた戦略構築が求められる。

図5に示すように、「国権的な中国」と「オ

ープンな中国」における基本政策（政治経済、外交、科学技術）とエネルギーシステム（エネルギー政策、エネルギーの需要と利用効率、

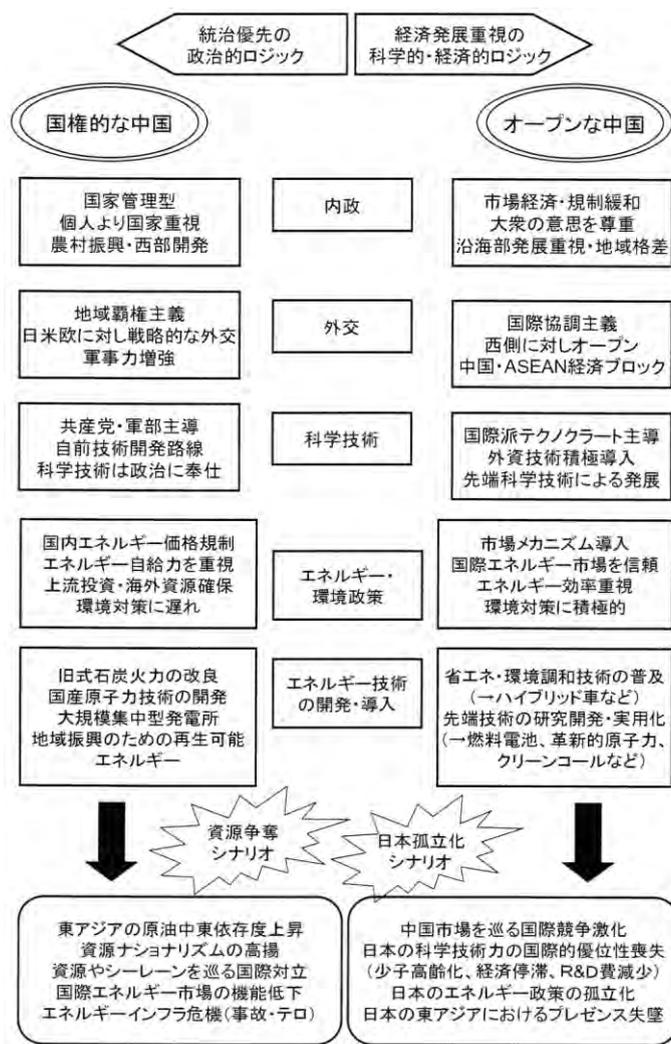


図5 「2つの中国」と危機シナリオ

エネルギー技術の展開) について、議論に基づき整理した。

(4) 長期的課題に対する原子力の役割

2100年までのエネルギーシステムシミュレーションに基づき、地球温暖化という長期的課題に対する原子力の役割について検討した⁽²⁾⁽⁵⁾。原子力エネルギーシステムの環境条件である、CO₂制約と原子力発電コスト、また市場経済が、原子力発電導入に対して与える影響を評価する。この3つの条件に対して、4つのケースを比較する。図6に、この3つを変えた4ケースの原子力発電の導入状況の比較を示す。

① まずBAU条件で、FBRと軽水炉の両方の原子力発電コストを同一として現状のFBR並みに高い場合は、原子力発電は導入されず、ほぼ原子力フェーズアウトのシナリオに近い。

② CO₂制約ケースでは、2050年時点から原子力発電が大幅に導入される。CO₂制約が原子力の必要性を高めている、逆に言えば、CO₂制約が無ければ、原子力は必要とされないことが分かる。

③ 次に、原子力産業分野の努力により、原子力発電コストが現状の軽水炉並みに安い場合は、2020年時点から原子力発電が大幅に

導入される。コスト削減の効果も大きいことが分かる。

④ 従来のシミュレーションは、2150年までの割引後のエネルギーコストの総和が最小となるような超長期最適化モデルで行なってきた。現実の市場経済下における意志決定に近い行動をシミュレーションするため、30年を最適化期間とし10年刻みで逐次的にシミュレーションを行う、逐次最適化モデルを作成した。30年最適化とは、評価する年代から30年分(10年を1ステップとしているため、3ステップ分)を最適化し、次にこれを与条件として、次のステップから30年分の最適化を順次行う。

Puの増殖により長期的には有利となるはずであるが、この場合はコストが高いため、短期の意思決定ではFBRの導入が遅れる結果となる。ウラン資源入手が2070年頃から困難になるにもかかわらず、2050年にならないと軽水炉の不足を補うようにFBRが導入されるに至らない。なお当然ながら、発電コストが非常に安価なケースであれば導入される結果となった。

いずれにケースにおいても、2070年頃に発電量の伸びが頭打ちの状況にあるのは、軽水炉からFBRへの移行時期においてPuの増殖に時間を要することを示している。

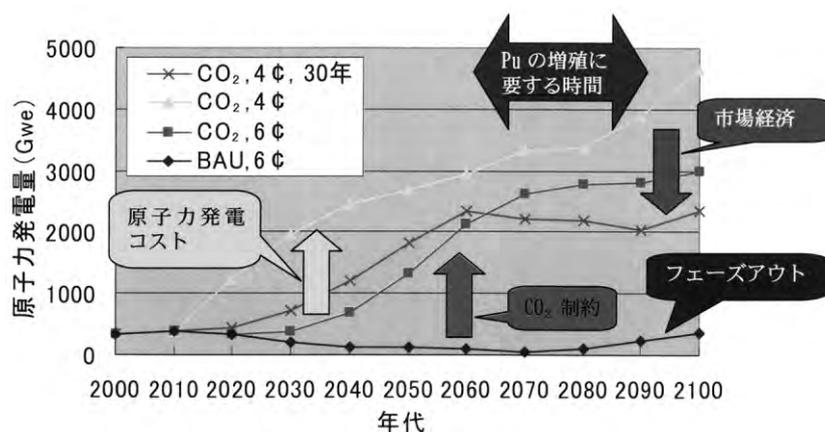


図6 原子力発電量—CO₂制約、原子力発電コスト、市場メカニズムの影響

4. おわりに

エネルギーセキュリティの基本概念とその評価手法を整理した。また、エネルギーセキュリティは幅広い概念であり、総合的な指標を用いた各国のエネルギーセキュリティのレベルを比較する手法を示した。シナリオプランニングによる2015年の「2つの中国」を想定した分析も紹介した。さらに、2100年までのエネルギーシステムシミュレーションによる、地球温暖化という長期的課題に対する原子力の役割についても言及した。

エネルギーセキュリティから見ても、環境・エネルギー問題における原子力の役割の重要性と持っているポテンシャルは明らかである。ライフスタイルの変更などあらゆる意味で省エネルギーは、21世紀のエネルギー政策において持続可能な発展を実現するための最重要課題である。地球環境維持の為に、化石燃料の炭酸ガス隔離技術の向上、再生可能エネルギー開発、に加え原子力エネルギーが必要であり、2100年に於ける基幹エネルギーとして、それぞれの持つポテンシャルを十分に発揮できるように、技術開発を進めるべきである。少子化、経済力が低下するわが国の課題として、インフラを整備し、持続的に利用可能な軽水炉と核燃料サイクル技術を開発、一層の技術革新とその普及促進が求められる。それが原子力の利用拡大、省エネの一層の推進と再生可能資源の推進といったベストミックスにつながる。

現在世界には432基の原発が動き、建設中、計画中は計118基ある。中国は原子力の設備容量はまだ小さいが、中国が2050年に向けたCO₂半減のシナリオを初めてまとめた内容は、「電源構成で再生可能エネと原子力が合わせて58%を占める。石炭火力はガス化とCCSを併設、太陽熱利用も普及させていくシナリオ」であり、原子力の比率を大きく高めている。中国はプルトニウムの国内供給と世界からの供給も含めて2100年にはFBRも大幅に導入、

一次エネルギーでの原子力の比率が3分の1近くを占めるようになり、原子力が大きく増強する姿である。こうした世界的な原発立地と、プルトニウム利用と制約の動きに対し、エネルギー安全保証の面からも安全な核燃料エネルギーの推進機関となる国際核燃料供給センター構想の具体化が期待される。

参考文献

- (1) OECD/NEA/NDC, 「原子力エネルギーと安定供給」 (Nuclear Energy and Security of Supply), 平成19年12～平成20年12月, パリ
- (2) H. Ujita, K. Matsui, E. Yamada, Proposal on Concept of Security of Energy Supply with Nuclear Energy, ICAPP' 09, Tokyo, Japan, May 10-14, 2009
- (3) 山田英司, 先進諸国との比較におけるわが国のエネルギーセキュリティレベルの評価研究, 日本原子力学会和文論文誌, Vol. 6, No. 4 (2007)
- (4) シナリオ・プランニング手法による東アジアのエネルギー危機の分析と日本の科学技術戦略, 社会技術研究論文集, pp.1-10, 2005, 社会技術研究会
- (5) IAE-C051105-2平成17年度軽水炉改良技術確認試験 (次世代型軽水炉開発戦略調査) エネルギー問題と原子力の役割に関する調査検討- 長期エネルギーシステム評価-報告書平成18年3月, エネルギー総合工学研究所
- (6) 内山洋司, 高橋圭子, 斉藤雄志, “経済性, セキュリティ, リスクから見たわが国の最適電源構成の検討,” 電力経済研究, No.20 (1986)
- (7) 経済産業省編, エネルギー白書2006年版
- (8) Nuclear Energy Outlook (NEO) 2008, OECD/NEA (2008)
- (9) 総合エネルギー調査会総合部会エネルギーセキュリティWG報告書参考資料, 平成13年6月
- (10) IEA, Energy Statistics of OECD Countries (2006)
- (11) 戒能一成, エネルギー安全保障の定量的評価の研究, 文部科学省学術フロンティア推進事業 (慶応大学G-SEC 黒田班) (2004)

原子力人材の定量分析と人材育成における課題

波多野 守^{*} (プロジェクト試験研究部 参事)

氏田 博士^{**} (プロジェクト試験研究部 主管研究員)



1. はじめに

近年、地球温暖化防止対策の重要性の認識が高まる中、長らく低迷が続いていた原子力発電所の新・増設の動きが世界的に活発化している。このような状況に加え、原子力発展期を支えた戦後世代の退職に伴う人材不足も見越し、原子力人材育成の必要性が世界的に認識されている。

既に米国では2000年前後から大学における原子力教育支援が開始され、一方、欧州においても2000年代初頭にヨーロッパ原子力教育ネットワーク（ENEN：European Nuclear Education Network）が設立されるなど、原子力人材の育成が推し進められている。

わが国においては、1990年代半ば以降原子力発電プラント建設基数が大幅に減少したものの継続的に建設が行われたこと、青森県六ヶ所村の原燃サイクル施設建設などにより原子力産業等の技術基盤と人材も比較的良好に維持されてきた。しかし、2000年前後から大学の原子力関連学科が相次いで名称変更、改組され人材育成基盤弱体化の危機感が持たれたことに加え、原子力産業における団塊世代を中心とする技術者の大量退職時代を迎えたことなどから、原子力技術者育成の必要性が認識されるに至った。2006年には産官学の関係者による「原子力人材育成の在り方研究会」においてわが国における原子力人材育成の必

要性と課題について協議が行われ、現在継続的に開催されている「原子力人材関係者協議会」に引継がれている。これらの議論を踏まえ、2007年度より経済産業省と文部科学省は「原子力人材育成プログラム」を立ち上げ、わが国における原子力人材育成が開始された。

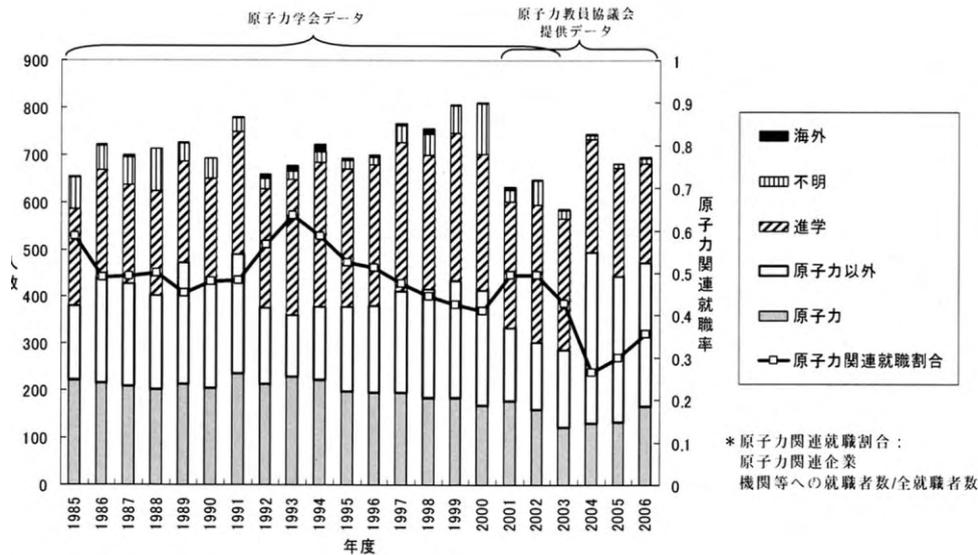
本稿では、今後の人材需要予測を含むわが国原子力人材に関する定量的分析結果と人材育成の課題をまとめた。

2. 原子力産業の採用、原子力専攻学生の就職状況

(1) 原子力専攻学生の就職状況

わが国において大学及び大学院で原子力分野を専攻し、就職する学生数は、最近では年間500人弱程度となっており、そのうち3割～4割程度（150～200人程度）が原子力関連分野へ就職している（図1参照）。

なお本データに関し、概ね2000年度以前のデータにおいては原子力専攻学生の就職動向を正確に把握できているものと考えられる。しかし、近年では大学における専攻の大括り化などの影響により、以前の原子力専攻の範囲と必ずしも一致していない。また、原子力関連企業への就職者数は、原子力に関連した事業を行なっている企業等への就職者数であり、必ずしも原子力部門へ配置された人数ではない。



(出所：原子力学会 (国立：～2003年、私立：～2000年) 原子力教員協議会 (国立：2004年～、私立：2001年～))

図1 原子力系学科・専攻の学生の就職状況

(2) 原子力産業の採用状況

わが国の電気事業者 (11社) において、毎年、大学・大学院卒業生で新規に採用する原子力分野の技術者数は100名程度、うち原子力専攻は20名程度 (約20%) となっている (図2参照)。

主要原子力メーカーにおいては、原子力分野の採用技術者数は、主要6社^{※1}合計で年間150名程度であるが、うち原子力専攻は15名程度 (約10%) である (図3参照)。

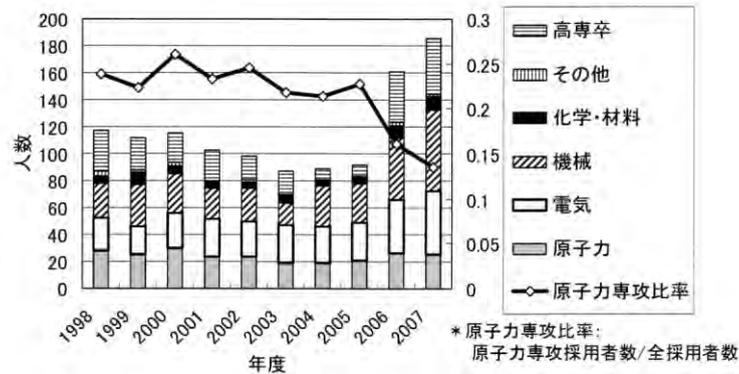


図2 電気事業者の原子力部門における学生の採用状況

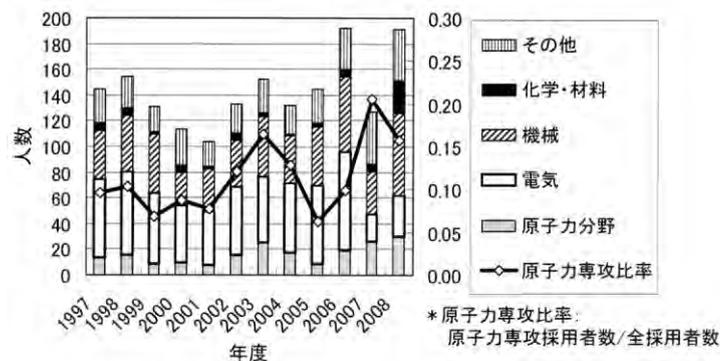


図3 主要原子力メーカーの原子部門における学生の採用状況

※1 IHI, 東芝, 日立製作所, 富士電機システムズ, 三菱重工業, 三菱電機 (50音順)

3. わが国の原子力技術者数の状況と推移

図4は、(社)日本原子力産業協会（原産協会）が継続的に調査を行なっている、原子力産業実態調査⁽¹⁾に報告されているわが国原子力産業の技術者数推移の概要を示したものである。

わが国原子力産業の技術者数の推移を概観し、以下のようにまとめることができる。

① 現状の原子力技術者数は、電気事業者が約10,000名、鉱工業では約2万5,000名で、総数は約3万5,000名である。

② 電気事業者の技術者数は、単純な増加傾向を示しているのに対し、鉱工業では変動があり、近年では2000年初頭より減少してきた傾向に歯止めが掛かり、再度増加しつつある。

電気事業者技術者の技術者数推移の内訳を示したものが、図5である。電気事業者における技術者数において、運転・保守分野が支配的であり、増加し続けていることが分かる。

一方、鉱工業においては技術者数が減少傾向にあったが、底をうったものと考えられる。

なお、原産協会の原子力産業実態調査におい

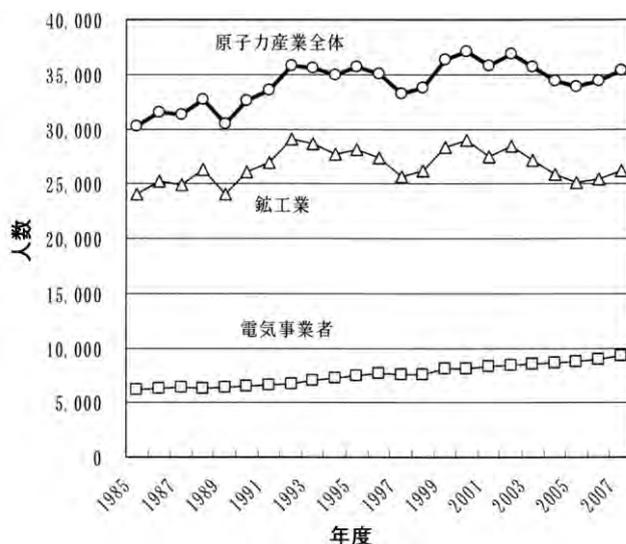


図4 わが国原子力産業における技術者数の推移：全体概要

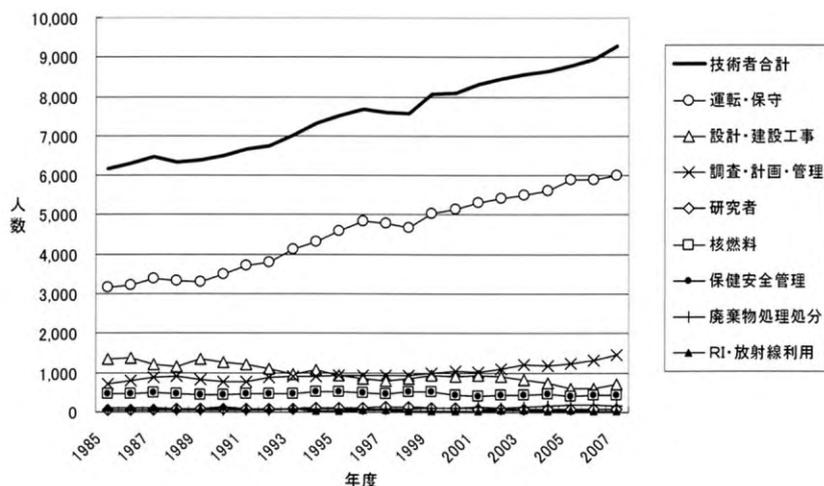
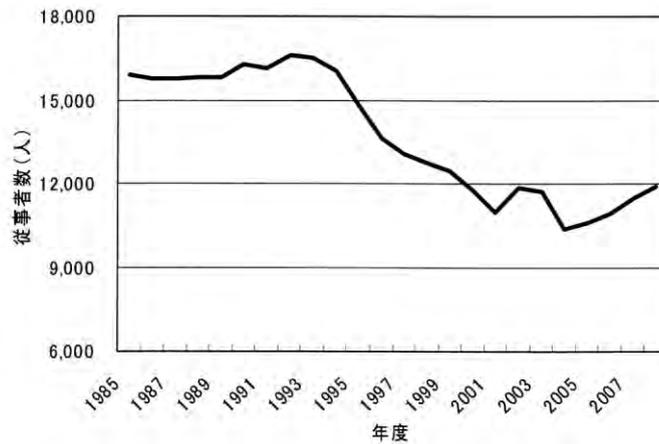


図5 わが国原子力産業における技術者数の推移：電気事業者内訳



(出所：JEMA公表データを基に作成)

図6 JEMA原子力統計による技術者数推移

る鈷工業には放射線利用など幅広い企業が含まれており、原子炉メーカー等のより限定された原子力産業動向は(社)日本電機工業会(JEMA)のJEMA原子力統計⁽²⁾によって知ることができる。図6に示すように、1990年代半ばより大幅に減少してきたが、2005年頃より明確に技術者が増加する方向に転じたことが見て取れる。

これは、近年の各国における原子力発電所の新、増設計画の増加の影響と考えられる。

4. 今後必要となる技術者数の予測

わが国原子力産業で今後必要となる技術者数の予測は、以下のように行った⁽³⁾。

(1) 予測の対象期間

わが国では2030年頃以降に現在稼働中の原子力発電プラントのリプレース需要が高まるものと考えられ、その間の人材育成、技術基盤維持がわが国原子力界の課題と認識されているため、技術者数予測は2030年までを考慮する。

(2) 原子力産業技術者数予測方法

① 原産協会、JEMAで継続調査されている原子力産業における技術者数実績データと原子力発電プラントの設計・建設基数、運転基数等との関連性を確認し、例えば、電気事業者においては図3に示す運転保守に係わる技術者

数/運転基数比、鈷工業においては原子炉一次系に係わる技術者数(JEMAデータ)/設計・建設基数比のように相関性が認められるものは、今後の国内原子力発電所の建設、運転中基数等の見通しから技術者数を予測する。一方、相関性が認められないものは、現状の人員規模が維持されるものとした。

② 海外原子力発電プラントのわが国メーカーによる受注については、基本的には国内原子力発電所の建設と同様の手法で、鈷工業技術者予測数に反映したが、「建設土木・工事」、「機器据付」については海外でのプラント建設工事であることを考慮し、算入を行っていない。

③ 新型炉等(次世代軽水炉、高速増殖炉サイクル)の開発に必要な技術者数(増加分)は、現在想定される開発工程をベースに過去の実績データから推測する。

(3) 原子力産業技術者数予測に用いるデータなど

① 国内の原子力発電所の建設、運転基数

「原子力人材育成の在り方研究会」(2006年12月1日)で電気事業者から示された「原子力発電所の建設・運転基数(イメージ)」⁽⁴⁾を基に、国内の原子力発電所の建設、運転中基数等を想定した。(図7参照)

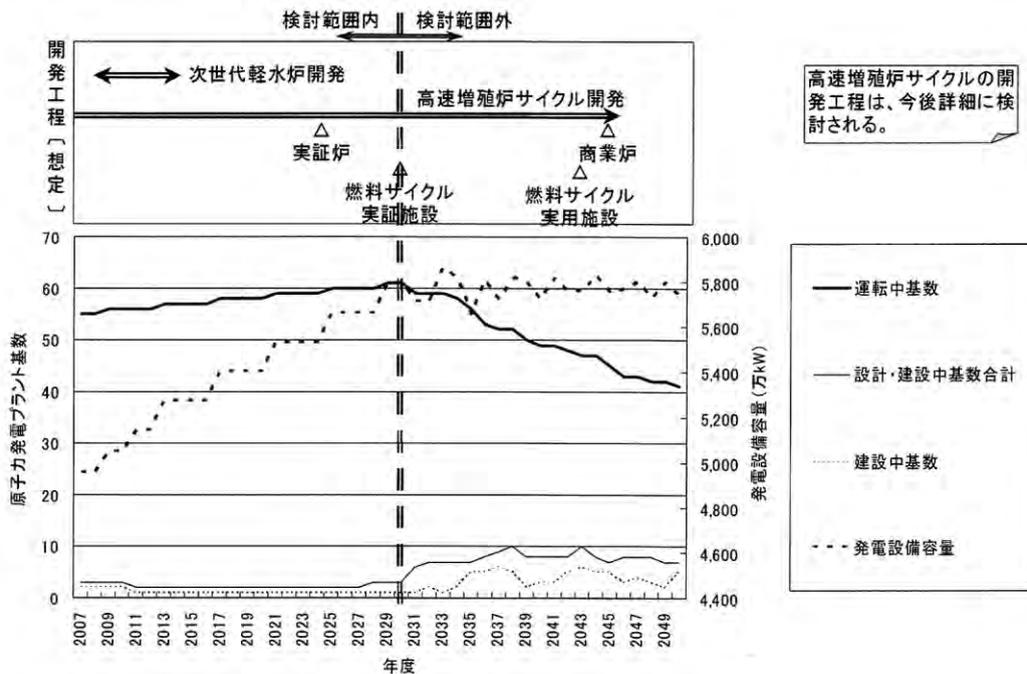


図7 今後のわが国原子力開発の想定

② 新型炉等（次世代軽水炉、高速増殖炉サイクル）の開発

高速増殖炉実証炉，燃料サイクル実証施設の建設に向け，開発要員が過去のピーク人数まで徐々に増員されるものとした。（図7参照）

③ 海外原子力発電プラントのわが国メーカーによる受注

IAEA（国際原子力機関）による2030年までの世界の原子力発電設備規模の予測⁽⁵⁾に基づき，世界の運開基数（2012年以降：9.4基／年）を算出した。またわが国メーカーの受注は，近年の海外市場の状況を勘案し，2011～2015年運開プラントにおいて段階的に受注を拡大し，下記の規模まで達するものと仮定した。

レファレンス・ケース：わが国原子炉メーカー
受注規模10%

（検討は，受注規模5%および15%の場合についても行った。2015年以降において10%受注は約0.9基／年の受注に相当する。）

（4）予測結果

① 電気事業者の技術者数

予測した技術者数の結果を図8に示す。国

内における原子力発電プラント数の減少に伴い，「設計・建設工事」部門の技術者数は一旦減少後増加に転じる。全体的には，運転中基数の増加を反映して，「運転・保守」部門などの技術者数増加により2030年に向け漸増傾向をとるものと考えられる。

② 鉱工業の技術者数

予測した技術者数の結果を，海外プラント受注に関し全くないと仮定した国内プラント分の場合とレファレンスケース（わが国原子炉メーカー受注規模10%）について図9に示す。

JEMA原子力統計相当の原子炉メーカー等の技術者数は，海外原子力発電プラント受注に大きく影響を受ける。国内プラントの建設に依存する建設土木・工事，機器据付けは減少する一方，運転プラント数に依存すると考えられるサービス部門技術者数は増加する。

一方，海外原子力発電プラント受注が全くない（国内プラントのみ）と仮定した場合，現在稼働中の原子力発電プラントのリプレースが本格化すると考えられる2030年直前まで原子炉メーカー等の人材需要が低迷することを示している。

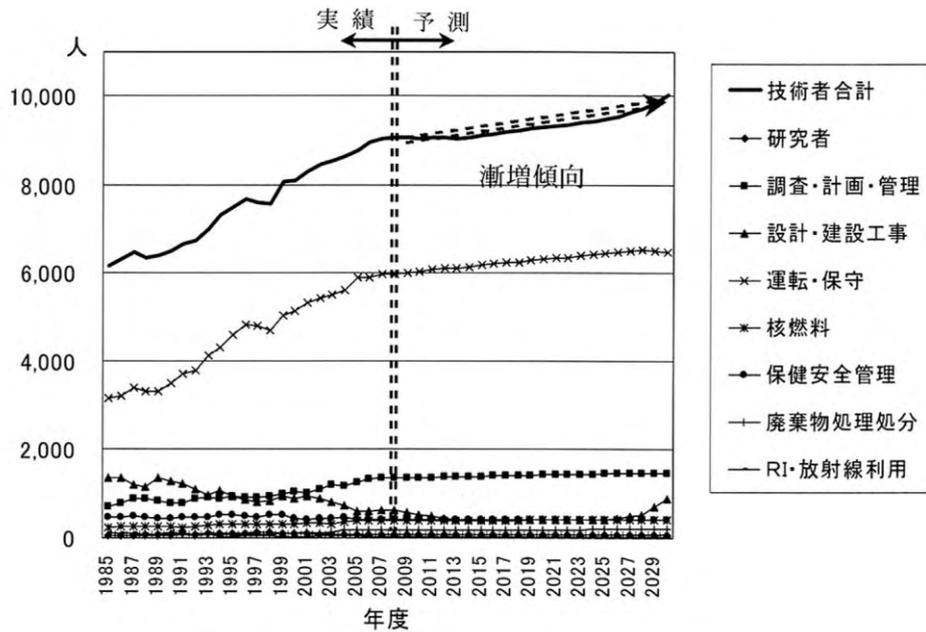


図8 電気事業者の技術者数予測結果

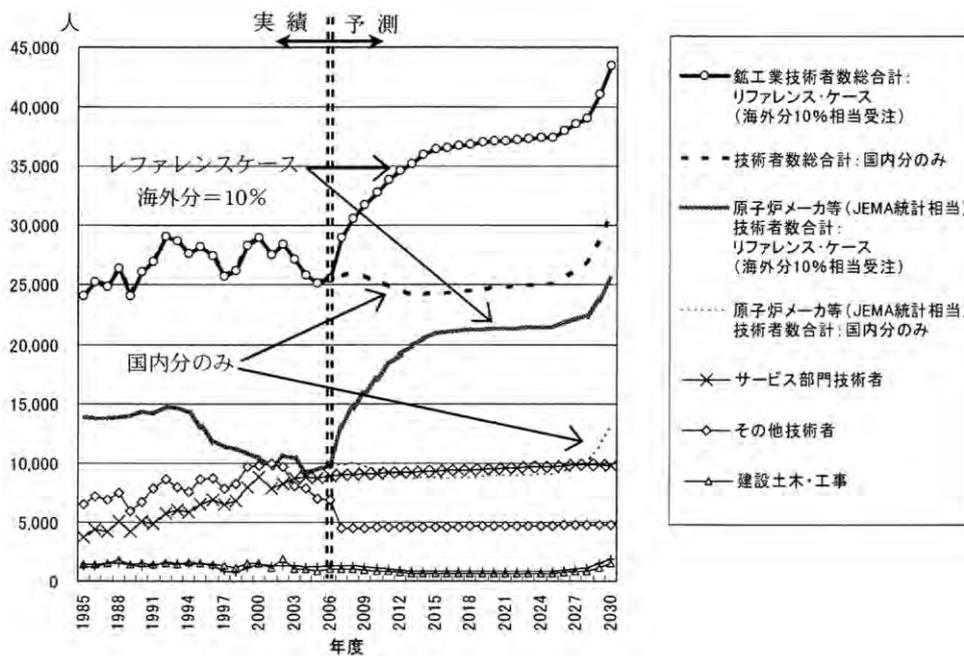


図9 鉱工業の技術者数予測結果

③ 全原子力産業

図10に電気事業者および鉱工業を合わせた全原子力産業で見た場合を示すが、鉱工業技術者数の比率が高く、前項で述べたと同様に海外原子力発電プラント受注が今後必要となる技術者数に大きな影響を与える。

(5) 原子力界全体の予測と研究開発に必要な人員数

前項まで原子力産業における将来必要な技術者数について検討を行ったが、更に研究機関等の研究者、技術者を考慮^{※2}して、わが国原子力界全体の研究者、技術者数を求めた。

※2 日本原子力研究開発機構 (JAEA) および原子力安全基盤機構 (JNES) の技術者、研究者のみを考慮し、将来も現状の人数が維持されるものとした。

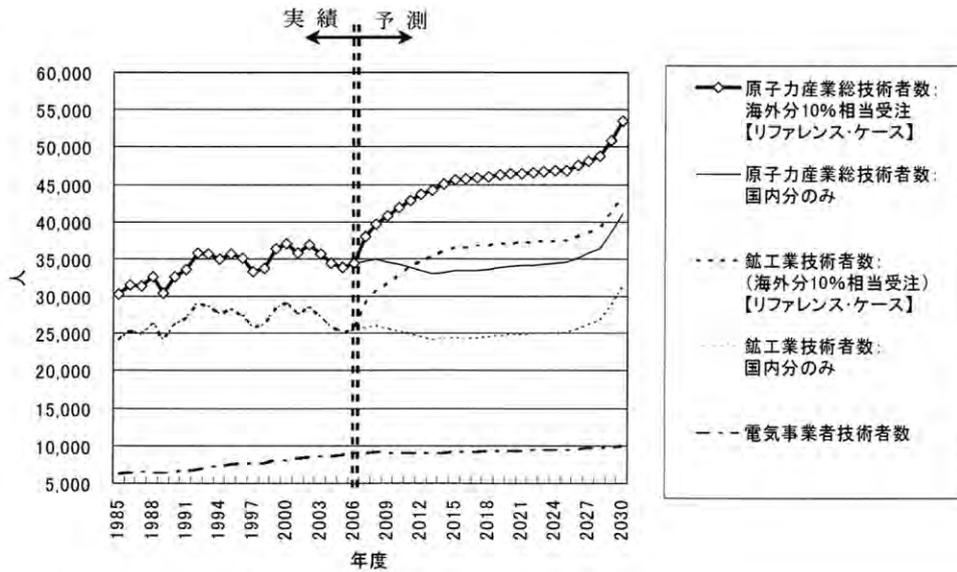


図10 わが国全原子力産業の技術者数予測結果

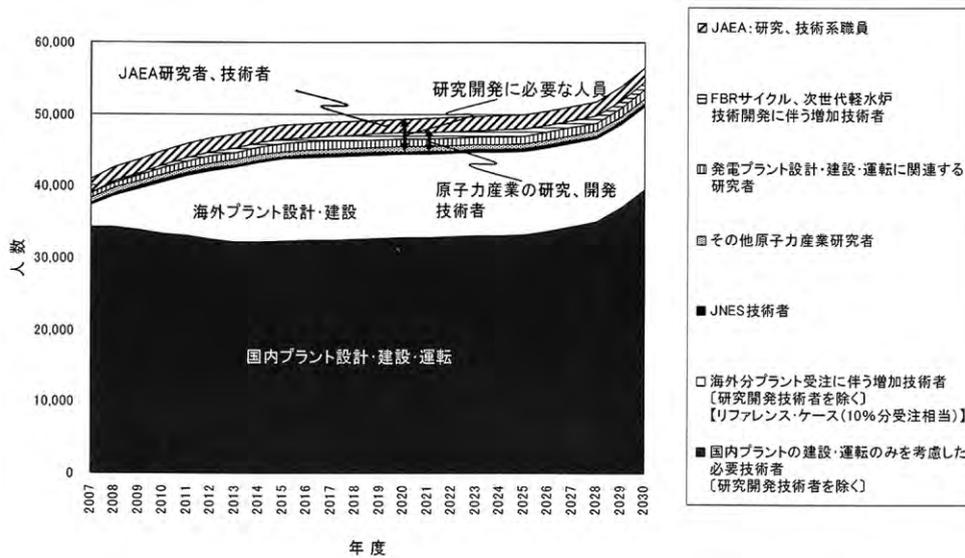


図11 わが国全原子力産業の技術者、研究者数予測結果
(海外原子力発電プラント受注：レファレンスケース)

図11に示すように、わが国原子力界全体の研究者、技術者数において国内プラントの設計・建設・運転に係わる技術者数が多数を占めることは当然であるが、JAEAの研究者、技術者を始めとする研究開発に必要な研究者、技術者数は、全研究者、技術者の約1割を占めている。

5. 考察

(1) 出身専攻について

原子力産業における新規採用状況の調査結果によれば、全採用者数に占める原子力工学出身

者の割合は1～2割程度である。今後、わが国原子炉メーカーによる海外原子力発電プラントの継続的な受注が実現すれば、原子力専攻出身者採用の需要も高まるものと考えられる。

なお、学科・専攻の大括化、改組などにより原子力専攻出身者の定義が難しいが、原子力学会および原子力教員協議会提供データに基づけば、わが国の原子力関連学科・専攻出身者の全就職者数は約500人/年、その3割～4割程度が原子力関連産業、機関に就職している。また、近年、原子力工学関連学科の新設、復活の動きもあり、当面は人材供給が量

的に逼迫するおそれは少ないものと思われる。一方、機械、電気など原子力以外の専攻出身者に関しては、今後の経済情勢等にも左右されるが、他産業との人材の奪い合いになることも考えられる。原子力自体が魅力ある産業となることがまず第一であるが、幅広い専攻の学生を対象として原子力を身近に感じてもらうといったプログラムも有効であろう。

(2) 新規採用状況について

原子力産業における技術者数が増加傾向にあることは、当然、新たな人材採用の活発化に結びつく。現実には、社内配置転換、キャリア採用等による人材の充足も行われていることから、技術者増と退職者の補充が全て新卒者採用数となるわけではない。特に、原子炉メーカー等は海外案件への対応を睨み、即戦力確保の観点からキャリア採用も活発的に行なってきた。

実際には、電気事業者および原子炉メーカー等は、近年、長らく抑制してきた新卒者採用数をも増加させてきている。

(3) 技術者数予測について

ここで行った検討では、わが国原子炉メーカーが海外で建設されるプラントの10%を受注する場合をレファレンスケースとした。昨今の経済情勢も含め、原子力発電プラント建設計画には不確定性が存在する。また、わが国原子炉メーカーが今後どれだけ受注可能か予測することは不可能である。従って、ここで示した予測数の絶対値にあまり重要な意味はないが、今後わが国で必要となる原子力技術者数が海外原子力発電プラント受注規模によって大きく影響されることは明らかである。

わが国における原子力発電プラント建設は、2030年頃から本格化するリプレースまで多くは期待できず、この時期まで技術者数も横ばい～微減と考えられ、これだけではわが国原子力の技術基盤の劣化が危惧される。従って、原子炉メーカーだけでなく原子力界全体としても、わが

国原子炉メーカーによる海外原子力発電プラントの継続的な受注が、原子力人材育成、技術基盤維持の観点から非常に重要となる。

なお、国際マーケットの動向を踏まえれば、わが国メーカーがある程度の規模で継続的に受注していくことは可能と考えられ、当面、原子力産業における技術者数が増加していく傾向にあることはほぼ確実であろう。

(4) 今後必要となる人材について

定量分析結果から、今後海外発電プラントへの対応が重要となることが示されている。

わが国原子炉メーカー等は、これまで単体機器等の輸出経験はあるものの、主契約者としてのプラント建設を海外で行った経験はない。今後の海外展開に当たっては、当然主契約者としてプラント建設を主導することが必須になるものと考えられ、国際感覚を有する人材、特に海外におけるプラント建設プロジェクト遂行に対応した人材の育成が必要となろう。

また、中長期的には次世代軽水炉、高速増殖炉サイクルなどに関する研究開発も重要であり、わが国の国際競争力を高めるとともに技術基盤を維持・強化することができる。研究開発に必要な研究者、技術者は全技術者数の約1割を占め、量的な充足も重要であるが、質の向上が重要な課題となる。

6. まとめ

原子力人材に関する定量的な分析によって、以下のような課題が抽出された。

① 国内市場だけではわが国原子力人材の需要は当面低迷し、技術基盤の劣化も危惧される。人材育成、技術基盤の活性化を図るためには、わが国原子炉メーカーによる海外原子力発電プラントの継続的な受注が必要である。

② わが国原子力産業の国際展開には、国際感覚を有するとともに、海外でのプラント建設

に対応可能な人材の育成が必要である。

③ 原子力専攻における人材育成は当然重要であるが、より多くの人材の基盤となっている他専攻の学生が原子力界を志望するよう原子力以外の専攻を対象として、原子力を身近に感じてもらうといったプログラムも重要と考えられる。

④ わが国原子力産業の国際競争力を高め、技術基盤を維持・強化するため、量的な充足と同時に、人材の質を高めることも必要である。

[謝辞]

本報告は経済産業省より受託した「平成19年度軽水炉改良技術確証試験（原子力人材定量データ及び海外事例調査事業）」の成果の一部であり、また、「原子力人材育成関係者協議会：原子力分野の人材に係わる定量的分析作業会」での議論を踏まえたものである。経済産業省資源エネルギー庁の関係者、原子力人材育成関係者協議会関係者および調査に当たってご協力いただいた電気事業者、電気事業連合会、原子力プラントメーカー、(社)日本電機工業会、大学、研究機関の皆様には感謝の意を表す。

参考文献

- (1) 「原子力産業実態調査」報告書、(社)日本原子力産業協会
- (2) JEMA原子力統計、<http://www.jema-net.or.jp/>、(社)日本電機工業会
- (3) 原子力人材育成関係者協議会報告書〔原子力分野の人材に係る定量的分析結果、原子力人材育成ロードマップ（中間取り纏め）〕、(社)日本原子力産業協会、平成20年7月
- (4) 「原子力人材育成の在り方研究会」調査報告書（平成18年度 大学・大学院等における原子力人材育成の在り方調査）、(社)日本原子力産業協会、平成19年3月
- (5) Energy, Electricity and Nuclear Power Estimates for the Period up to 2030 <2007 Edition>, IAEA（国際原子力機関）, July 2007

研究所のうごき

(平成21年7月2日～10月1日)

◇ 第33回評議員会

日時：7月16日(木) 11:00～12:10

場所：経団連会館(5階) 504号室

議題：

- 第一号議案 役員の一部改選について
- 第二号議案 評議員の一部交替について
- 第三号議案 平成20年度事業報告書および決算報告書について
- 第四号議案 その他

◇ 第76回理事会(臨時)

日時：7月30日(木) 14:30～15:10

場所：第一ホテル東京(4階) フローラ

議題：

- 第一号議案 理事長の互選について
- 第二号議案 評議員の委嘱について
- 第三号議案 その他

◇ 月例研究会

第281回月例研究会

日時：7月24日(金) 14:00～16:00

場所：航空会館7階701・702会議室

テーマ：

1. 住宅用太陽光発電の稼働実績と性能確認支援の取り組み
(株)住環境計画研究所 主席研究員
鶴崎 敬大 氏)
2. 我が国クリーンコール政策の新たな展開2009
(経済産業省 資源エネルギー庁 資源・燃料部 石炭課長 國友 宏俊 氏)

第282回月例研究会

日時：9月25日(金) 14:00～15:15

場所：航空会館5階501・502会議室

テーマ：

1. エネルギーセキュリティと原子力の役割
(財)エネルギー総合工学研究所 プロジェクト
試験研究部 副部長 主管研究員 氏田 博士)

◇ 外部発表

[講演]

発表者：白川 典幸

テーマ：Next Generation Safety Analysis Methods for SFRS(5) Structural Mechanics Models of COMPASS code and Verification Analysis

発表先：17th International Conference on Nuclear Engineering

日時：7月16日

発表者：内藤 正則

テーマ：Evaluation of Wall Thinning Rate due to Flow Accelerated Corrosion with the Coupled Models of Electrochemical Analysis and Double Oxide Layer Analysis

発表先：ASME Pressure Vessel and Piping Division Conference (ASME PVP2009)

日時：7月30日

発表者：黒沢 厚志

テーマ：Cool Earth 50 and Renewable Energy

発表先：国連大学研究所主催セミナー(横浜)

日時：8月3日

発表者：徳田 憲昭

テーマ：再生可能エネルギー技術開発の状況と将来展望

発表先：日本原子力学会シニアネットワーク連絡会第10回シンポジウム(東京大学武田先端知ビル)

日時：8月8日

発表者：内田 俊介

テーマ：Evaluation of Wall Thinning Rate due to Flow Accelerated Corrosion with the Coupled Models of Electrochemical Analysis and Double Oxide Layer Analysis

発表先：14th International Conference on Environmental Degradation of Materials in Nuclear Power System (Degradation 14)

日時：8月25日

発表者：時松 宏治

テーマ：マテリアルバランスを考慮した鉱物資源需給モデルの開発

発表先：資源・素材2009(北海道大学 高等教育機能開発総合センター)

日時：9月10日

発表者：時松 宏治

テーマ：「持続可能な発展」に関わる物的指標の将来値の推計方法に関する研究

発表先：(社)環境科学会 2009年会(北海道大学工学部情報科学棟)

日時：9月10日

発表者：蓮池 宏

テーマ：Demonstration of Tokyo Tech Beam-Down Solar Concentration Power System in 100kw pilot plant

発表先：14th International Symposium on Concentrating Solar Power and Chemical Energy Technologies(ベルリン)

日時：9月15日～18日

発表者：内藤 正則 (1), 岡田 英俊 (2), 内田 俊介 (3)

テーマ：連成解析による気液二相流中構造物の振動・腐食評価手法の開発

(注：上記の主題の下で、3名の発表者がシリーズ講演する。)

内藤；(1) 流れ加速型腐食評価手法の高度化と実機配管減肉解析への適用

岡田；(2) 配管内面での質量移行係数評価法の高度化

内田；(3) 減肉抑制のための限界酸素濃度とECPの評価

発表先：日本原子力学会2009秋の大会(東北大学)
日 時：9月16日

発表者：黒沢 厚志

テーマ：温室効果ガスの削減策

発表先：化学工学会 第41回秋季大会(広島)
日 時：9月16日

発表者：白川 典幸

テーマ：新技術を活用した高速炉の次世代安全解析手法に関する研究開発-33COMPASSコード構造力学部の開発と検証-

発表先：日本原子力学会2009秋の大会(東北大学)
日 時：9月17日

発表者：蛭沢 重信

テーマ：高レベル放射性廃棄物問題に打開策はあるか

発表先：エネルギー・資源学会平成21年度 第3回エネルギー政策懇話会
日 時：9月18日

発表者：時松 宏治

テーマ：「持続可能な発展」指標の将来値の推計方法に関する研究

発表先：環境経済・政策学会 2009年大会(千葉大学 西千葉キャンパス)
日 時：9月27日~28日

発表者：渡部 朝史

テーマ：国際的な水素エネルギーシステムの経済性と発電用燃料との比較

発表先：平成21年度 電気関係学会九州支部連合大会
日 時：9月28日

発表者：内藤 正則 (1), 上原 靖 (2), 内田 俊介 (3), 岡田 英俊 (4)

テーマ：Evaluation of Flow Accelerated Corrosion by Coupled Analysis of Corrosion and Flow Dynamics

発表先：13th International Topics Meeting on Nuclear Reactor Thermal Hydraulics (NURETH-13) held at Kanazawa, Japan
日 時：9月29日

発表者：蓮池 宏, 村田 謙二, 渡部 朝史

テーマ：既存自動車の走行距離分布の分析と電動車両の導入可能性評価

発表先：自動車技術会 2009年秋季大会学術講演会
日 時：10月8日

発表者：小野崎 正樹

テーマ：Morphological Changes of Inert Maceral in a Chinese Coal During Hydrogenative Thermal Processing

発表先：International Conference on Coal Science and Technology (ICCS&T), (ケープタウン, 南アフリカ)
日 時：10月26日~29日

[論文・寄稿]

発表者：笠井 滋

テーマ：次世代軽水炉の技術開発
発表先：電気評論2009年8月号
日 時：平成21年8月

◇ 人事異動

○ 9月30日付
(出向解除)

國分裕一 プロジェクト試験研究部 主管研究員

編集後記

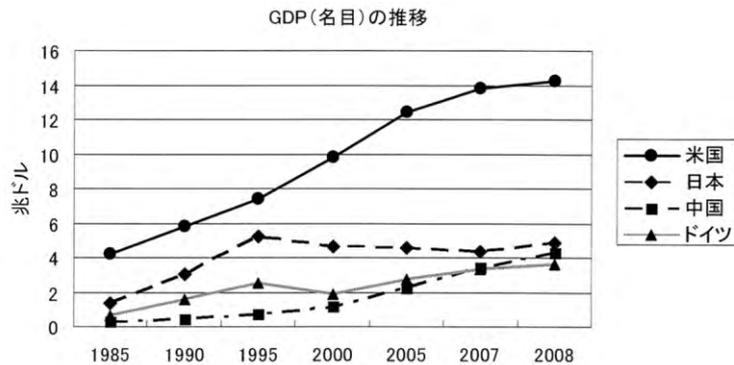
HTVのH2Bロケットによる打ち上げ、かつ国際宇宙ステーションへのドッキング成功は、何事もだめ続きで低迷する日本にとって正に快挙であった。もっと大々的にマスコミが取り上げたら良かったのと思う。流体力学、地球物理学、材料科学、熱力学、燃焼科学、制御工学、電子工学、通信工学、品質管理など数多くの分野の科学技術に加えて溶接などの職人技を含む多くの要素がチームワークによって融合し、広大な宇宙のただ1点に収斂した。世界に誇りうる成果である。これまでの多くの躓きや失敗を振り返り、それらを乗り越えた末に初めて到達した高みであるに違いない。

日本の低迷の様子はGDPの推移に示される。GDPが全てではないという議論はあるが、国の経済活動を示す1

つの指標であることに変わりはない。今更ではあるが、上位4カ国の名目GDPの推移を下図に示す。日本が10年以上低迷し、中国に抜かれることが確実な状況であることは良く知られている。バブルで背伸びした反動だとしても、この長きにわたる停滞が今の若者の気分を消極的にさせる方向に影響しているであろうことは想像に難くない。これを成熟とはとても言えないだろう。

日本がこの停滞を抜け出すには、やはり技術しかない。HTVおよびH2Bロケットの成功は、産業分野に直接・間接の波及効果をもたらすであろう。しかしもっと大きく、若者に希望の星を示し、その活力を刺激して、新たな創造につながるような心理的な波及効果を期待したい。

編集責任者 疋田知士



季報 エネルギー総合工学 第32巻第3号

平成21年10月20日発行

編集発行

財団法人 エネルギー総合工学研究所

〒105-0003 東京都港区西新橋1-14-2

新橋SYビル(8F)

電話 (03) 3508-8894

FAX (03) 3501-8021

http://www.iae.or.jp/

(印刷) 和光堂印刷株式会社

※ 無断転載を禁じます。