

強い措置は含まれていない。むしろ長期エネルギー需給見通しは、エネルギー供給部門、特に原子力発電を中心とした電力部門の最上位の国家計画としての意味合いが強い。

第2に、策定にあたっての方法論に問題がある。長期エネルギー需給見通しの策定方法は、おおよそ次のようになっている。まず、人口増やGDP増大といった要因を外生的に与え、それに基づいてエネルギーの需要増大を予想する。次に、省エネ対策の効果をエネルギー需要とは別個に計算し、エネルギー需要から差し引き、省エネ対策後のエネルギー需要量を定める。基準となるエネルギー需要と省エネ対策の効果の算定方法の整合性はおそくない。いずれにせよ、こうして得られた需要量を満たすためにエネルギー供給構造が決められる。エネルギー需給見通しは一定のモデルに基づいて計算されている。だが、その詳細は公表されていない。また、省エネ量の根拠も明確でない部分が多い。加えて、モデルである以上唯一絶対的なものはないにもかかわらず、他のモデルとの間で比較検討を行うことなく、国家計画として権威づけられている。

第3に、原子力発電については目標値があらかじめ前提として与えられる。概して、原子力発電の目標値、目標年次ともにきわめて野心的である。内容的にみても、核燃料サイクル開発を含んでいたり、2030年以降の原子力発電の割合を何ら国民的検討も加えないままあらかじめ決めてしまっていたり、非常に問題が多い。逆に、新エネルギー（再生可能エネルギー）の供給量も所与とされているが、こちらは概して目標水準が低い。

第4に、このようにして作られる長期エネルギー需給見通しは、京都議定書目標達成計画等の温暖化防止政策策定にあたって前提となる。決定プロセスに係わる主体のほとんどは利害関係者で占められている。エネルギー需給見通し

の改訂にあたって環境省は関与しないし、既存のエネルギー政策に批判的な立場をとるものもほとんど参加していない。温暖化防止政策を進める観点からすれば、長期的エネルギーの需給のあり方を、温暖化防止政策を検討する中で検討する必要があるが、そうしたことは一切行なわれない。

このようにしてつくられる長期エネルギー需給見通しは、個別のエネルギー政策を規定するだけでなく、温暖化防止政策をも規定し、温室効果ガス排出削減対策の余地を狭めている。このことが、効果的な気候変動対策を立案するうえで問題になっている。

以上が、エネルギー政策全般に言えることである。以下では、石炭シフト、原子力発電、再生可能エネルギーについて述べる。

エネルギー転換部門の石炭シフト

エネルギー転換部門のほとんどは電力部門である。1990年代以降の電力部門の特徴は、次のようにまとめられる。

第1に、直接排出でみた場合、温室効果ガス排出が最も大きな部門である。温室効果ガス排出のうち、エネルギー利用起源のCO₂の割合は最も大きく、また伸び率も高いが、増大分1億4400万トンのうち55.1%（うち事業用発電のみで54.9%）、7900万トンがエネルギー転換部門からのものである。これは、運輸部門3900万トン、26.9%（うち自動車のみで25.1%）、民生業務部門2400万トン（16.6%）と比べて大きい。つまり、エネルギー転換部門、とりわけ電力部門が排出の増大に大きく寄与している。

第2に、排出増大の大きな要因となっているのは、電源の石炭シフトである（図1）。電力部門の排出増大の内訳を「総合エネルギー統計」にもとづいて計算すると、表1のようになり、2006年度の石炭燃焼に伴う酸化炭素排出が1990年度に比べて3倍近く増えている。

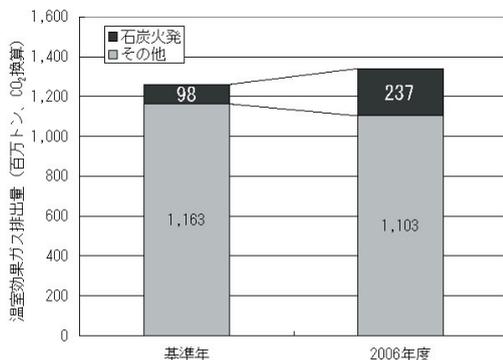
表 1 電力部門からのエネルギー源別CO₂排出量
単位：1000トン (CO₂)

	石炭	石油	ガス
1990年度	78,483	134,817	75,684
2006年度	204,050	46,524	107,114

出所：資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」

また2006年度の石炭火力発電所からのCO₂排出量は、全温室効果ガス排出量(CO₂換算)のおよそ18%を占めるまでに至っている(図1)。

以上のように、エネルギー転換部門のCO₂排出への寄与度は最も高く、特に日本においては電力部門での石炭へのシフトがCO₂排出量増大を促進している。緊急の対策が必要である。



基準年：1990年（ただし代替フロン3ガスは1995年）出所：「国立環境研温室効果ガス排出インベントリ、資源エネルギー庁エネルギーバランス表」

石炭火発：事業用、自家発電用のCO₂排出量

その他：石炭火力発電を除くすべての温室効果ガス排出量(CO₂換算)

事業用発電：10電力+卸発電などを含み、工場内の自家発電は含まず

値：千トン-CO₂単位

図1 温室効果ガス排出量

原子力政策

日本の原子力政策の基本的枠組みは、数年おきに改定される原子力開発利用長期計画で定められてきた。同計画は、法的には原子力政策の最上位に位置づけられている。1990年以降でみ

れば、1994年、2000年と3回改定されている。省庁再編後の2005年に定められた最新のものは、従来の長期計画という名称が廃され、新たに原子力政策大綱とされた。これを実現する方策として、2006年3月に原子力立国計画が総合エネルギー調査会電気事業分科会原子力部会によって定められた。

かつては、原子力長期利用計画はエネルギー政策と別個に定められていたが、2001年以降はエネルギー政策の枠組みのなかで決められている。省庁再編以降は、原子力政策はエネルギー政策の一つに格下げされたとみることもできる。2002年には、エネルギー政策全般を規定するエネルギー政策基本法が定められた。2003年10月には、これに基づき、最初のエネルギー基本計画が定められた。現在の日本のエネルギー政策の基本はこの計画において示されている。原子力政策大綱はこれらのエネルギー政策体系の中に組み込まれたものである。

以上の一連の原子力政策の特徴は以下のよう

にまとめられる。

第1に、原子力発電を、ウラン資源が安定供給されること、さらに二酸化炭素を排出しないことから、基幹電源として推進するという強気の方針が示されている。中長期的目標としては、2030年以後も電力供給の30～40%を担うとされている。高速増殖炉開発スケジュール、既存原発の運転期間から考えると、既存原発の寿命を60年に延長することも含まれている。既設の商業発電用原子炉の廃止に際しては、代替原発を建設するとしている。原発の廃止や、他の種類の発電施設による代替は行わない方針である。

第2に、核燃料サイクル¹⁾の確立にむけた政

1) 核燃料サイクル

原子力発電で使われるウランの採掘から、原子炉で燃やした後の始末(処分)までの全過程を指す。「サイクル」と呼ばれるのは、燃やされたウランが再処理を経て、回収ウラン(或いはプルトニウム)として再び原子炉で使用されるという循環を成すからである。しかし、実際は原子力発電で燃やされた使用済み核燃料は、原発敷地内の貯蔵プールに保管され、それが次第に満杯状態になってきており、再処理に行くまでの「中間貯蔵施設」の建設が必要となって来ている。しかし現在すでに再処理に回す以上の使用済み核燃料が発生しているため、中間処理施設=最終処分場になるのではないかと懸念から立地反対が相次いでいる。

策を実施するとされている。核燃料サイクルのうち、高速増殖炉²⁾については2025年までに実証炉および関連サイクル施設を実現、2050年までに商業炉を開発する。そのために、原型炉もんじゅの早期運転再開を実現する。だが、高速増殖炉開発は遅延に遅延を重ねており、実現性のめどは立っていないといつてよい。使用済み燃料については、全量再処理する方針である。高速増殖炉の商業化が実現するまでの間は、MOX³⁾利用を核燃料サイクルの中軸におく。具体的には、六ヶ所再処理工場⁴⁾の操業を早期に開始、16～18基でMOXを利用する。2012年に軽水炉MOX燃料加工工場の操業を開始する。MOX利用をウラン資源の有効活用のためであると政府は主張している。だが、これは高速増殖炉が実現しないにもかかわらず再処理方針に固執しているため、余剰プルトニウムが発生し、そのプルトニウムを消費するためのものである。

このほか、「新・国家エネルギー計画」では、原子力政策の国際的側面として、CDMスキームへの原子力の追加に向けた国際的枠組みをつくるよう働きかけることが明記されていることも注目しておく必要がある。

総じて、原子力政策については、従来通り特別の役割が付与され、その推進対策は具体的である。だが、特に高速増殖炉、核燃料サイクル計画は遅延に遅延を重ねてきた歴史があり、今後も実現する見込みはほとんどないと考えてよい。

再生可能エネルギー政策

温室効果ガスの排出削減努力をすることで、現行の日本の再生可能エネルギー普及促進策は、2002年につくられた「電気事業による新エネルギー等の利用に関する特別措置法」によって、2003年4月より施行された再生可能エネルギーポータルフォリオ基準 (Renewable Portfolio Standard: RPS、以下RPSとする) である。RPSは、各国さまざまな制度があるが、基本的に、電力事業者等に一定の再生可能エネルギーの導入を義務づけることが共通である。これに加えて、再生可能エネルギーであるという属性を取引可能なクレジットにし、その市場をつくる場合が多い。

日本のRPSにおいては、電力の小売りを行う事業者 (一般電気事業者、特定電気事業者、特定規模電気事業者) に対し、その販売電力量に応じて、「新エネルギー等電気」を一定割合利用することが義務づけられている。各電気事業者の毎年度の利用義務量は、経済産業大臣が4年ごとに8年先まで定める「電気事業者による新エネルギー等電気の利用の目標」をベースに決定される。利用義務量の合計値は、2005年度38.3億kWh、2010年度122億kWh、2014年度160億kWhである。

RPSの対象となるエネルギー源は、風力、太陽光、地熱、中小水力、バイオマスである。電気事業者は、自ら新エネルギー等電気を発電する、他の発電事業者から「新エネルギー等電気」

2) 高速増殖炉 (FBR: fast breeder reactor)

プルトニウムを燃料として使用する型の原子炉。高速中性子を使って反応させ、新たなプルトニウムをつくり出す (増殖する) ため、「夢の原子炉」とも言われるが、未だ開発中で実用化されていない。(フランスやアメリカは開発を放棄)

3) MOX燃料 (mixed oxide fuel)

ウランとプルトニウムの混合酸化物燃料。軽水炉の燃料は二酸化ウランであるが、二酸化プルトニウムも混ぜて作ったもの。

4) 六ヶ所再処理工場

使用済み燃料に含まれているプルトニウム、ウランを取り出し、処分されるべき核分裂生成物を分ける。この処理を日本で行うため、青森県六ヶ所村に1993年着工、建設された。現在 (2008年2月) 「アクティブ試験」という試運転の段階にある。

プルサーマル (plutonium use in thermal neutron reactor)

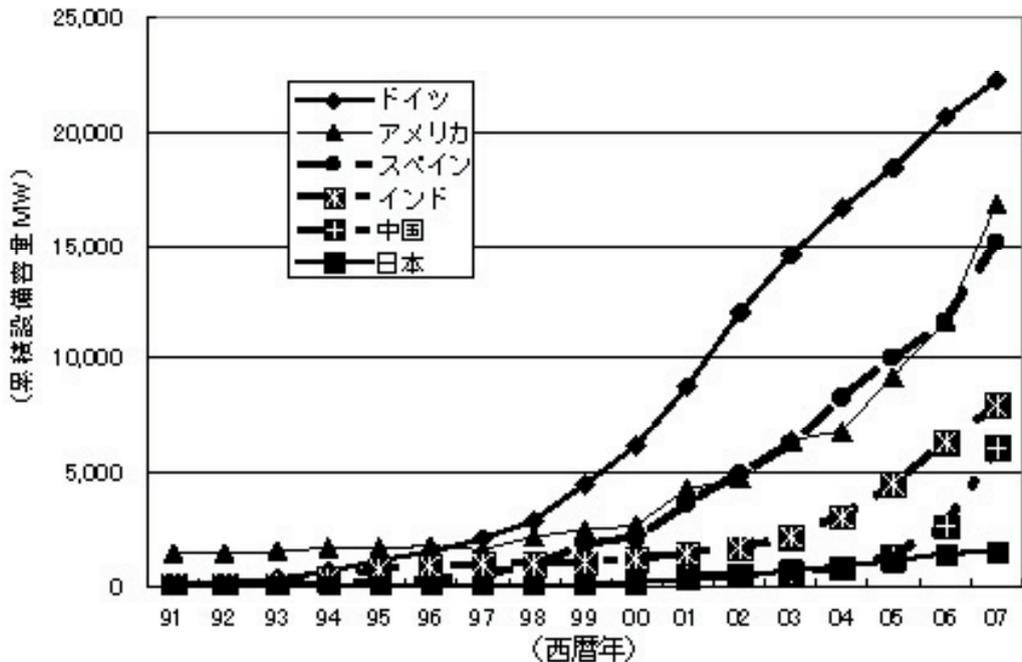
プルトニウムを高速増殖炉ではなく、普通の原子炉で燃やして利用すること。「プル」はプルトニウム、「サーマル」は熱中性子炉 (実質的には軽水炉) を指す和製英語。

を購入する、他の発電事業者等から「新エネルギー等電気相当量」を購入する、の3つの選択肢から選ぶことができる。

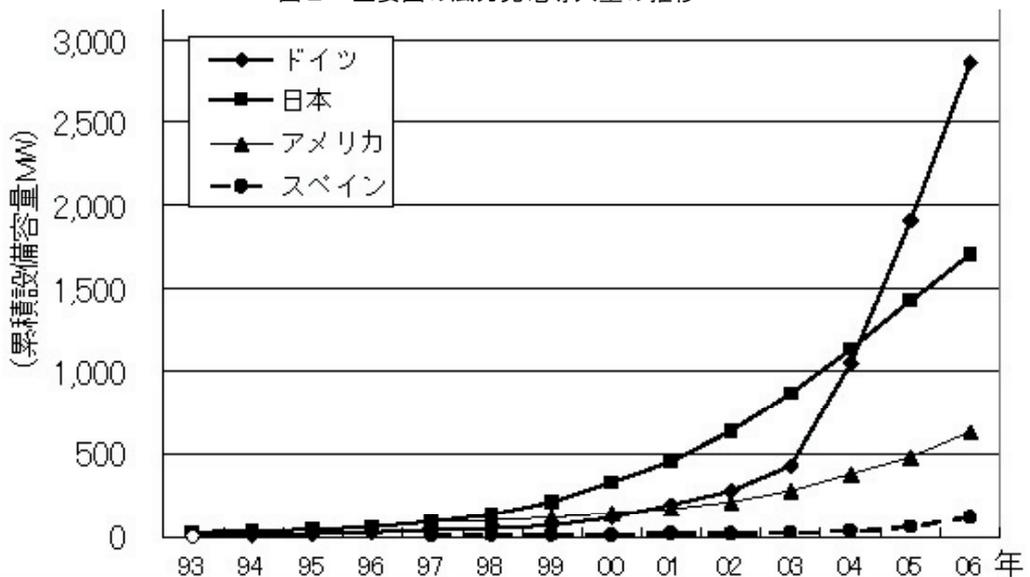
このように制度的には整備されたRPSであるが、アメリカのテキサス州とは異なり、日本のRPSの下では十分な効果が得られていないこと

が。図2、図3の風力及び太陽光導入量の推移のグラフからも明らかである。それには次の問題点があるからである。

第1に、目標値が低すぎることである。日本の再生可能エネルギー導入目標は、2001年の総合資源エネルギー調査会新エネルギー部会によ



出典：(2006年まで) Global Wind Energy Council [Global Wind 2006 Report] 2007
 (2007年) US, China & Spain lead world wind power market in 2007: Global Wind Energy Council
 図2 主要国の風力発電導入量の推移



出典：TRENDS IN PHOTOVOLTAIC APPLICATIONS (Report IEA-PVPS T1-16:2007)
 図3 主要国の太陽光発電導入量の推移

って定められる。RPS導入時点での既存水力を除く目標値は、表2の通りである。

表2：RPSにおける目標と実績（単位：TWh）

年度	義務量 (目標)	調整後義務量 (目標)	供給量 (実績)	バンキング量 (実績)
2003	7.32	3.3	4.10	
2004	7.66	3.6	4.91	0.79
2005	8	3.8	5.58	2.06
2006	8.34	4.5	6.51	3.78
2007	8.67	6.1		
2008	9.27	7.6		
2009	10.33	9.5		
2010	12.2			
2011	13.2			
2012	14.1			
2013	15.1			
2014	16			

出所：RPSホームページ (<http://www.rips.go.jp>)

目標量は2005年度の消費電力の1.3%に相当するにすぎず、非常に低い。また、2010年度までの義務量は“調整”という名目で、目標の引き下げが行われている。そのため、一層義務量が少なくなる。これにより、供給量は調整後の義務量を大幅に超え、バンキングされた再生可能エネルギークレジット量が年々増大している。目標値は、実質的にシーリング（天井）になっているといつてよい。

第2に、廃棄物がバイオマスとして再生可能エネルギーに含まれている。廃棄物発電はコストが他の再生可能エネルギーに比べて安いので、廃棄物発電の導入が促進される傾向にある。2006年度末の廃棄物発電からの供給量は2864GWhで、全体の44%を占めた。

第3に、RPS法によって認定された施設は、2003年度末の400万kWから2005年度末の800万kWへと増大したものの、ほとんどがRPS法施行以前に建設された既存設備である。これは、既存の設備への必要のない補助になっている可能性がある。新規の設備導入を進めるためには、改良する余地がある。

まとめ

これまでみてきたように、日本のエネルギー

転換部門（電力部門）の政策には課題が多い。以下、簡単に今後の課題についてまとめておく。

まず、第1に、石炭シフトの政策を転換する必要がある。すでに述べたように、電力部門における石炭シフトは二酸化炭素排出増大に大きく寄与している。この点の変更なくして京都議定書の目標達成は困難である。石炭火力の新設・利用禁止、石炭課税の税率拡大を含む措置の導入や電力政策の変更を早急に行わねばならない。

第2に、無理な原子力発電拡大に依拠した政策をとらないことが重要である。これまでの気候変動対策は、原子力の拡大が政府の計画通り進むこと、設備利用率が高く維持されることが前提とされている。これに、火力発電の熱効率の向上や京都メカニズムの活用を組み合わせ、電力の排出源単位が20%程度改善することを見込んでいる。だが近年の原子力発電のトラブル隠蔽や新潟県中越地震の影響を考慮すれば、原子力発電があたかも計画どおり進むかのように想定することには歴史的にみて無理がある。これまでの温暖化政策の歴史は、原子力拡大を前提としながら、結局は実現できず、そのことが目標達成を一層困難にしてきたというものであった。こうした歴史の教訓をふまえる必要がある。

気候変動問題は、今世紀中の私たちの対応いかんによって未来永劫にわたる地球の姿が全く変わってしまうという問題である。なかでも、人間社会に不可欠なエネルギー利用によって発生する二酸化炭素は、温室効果ガスの中で最も大きな寄与度である。IPCC第4次評価報告書によれば、危険な気候変動を避けるためには、2050年までに50%以上の温室効果ガスの排出削減をしなければならない。他方で、エネルギー供給システムを変えるには時間がかかる。例えば、発電所をつくるのには10年くらいの期間がかかるし、いったん作られると数十年間利用され続ける。逆に言えば、利用施設は毎年わずしかしらず更新されない。できる限り早期の対策が必要である。