

エネルギー供給部門の対策・施策の見直しについて

エネルギー供給面の対策・施策については、現時点において入手可能な資料やデータに基づき暫定的に評価したところ、現状のままでは、現大綱の想定通りの温室効果ガス排出削減効果が得られる確実性が低い対策・施策も含まれているものと考えられる。

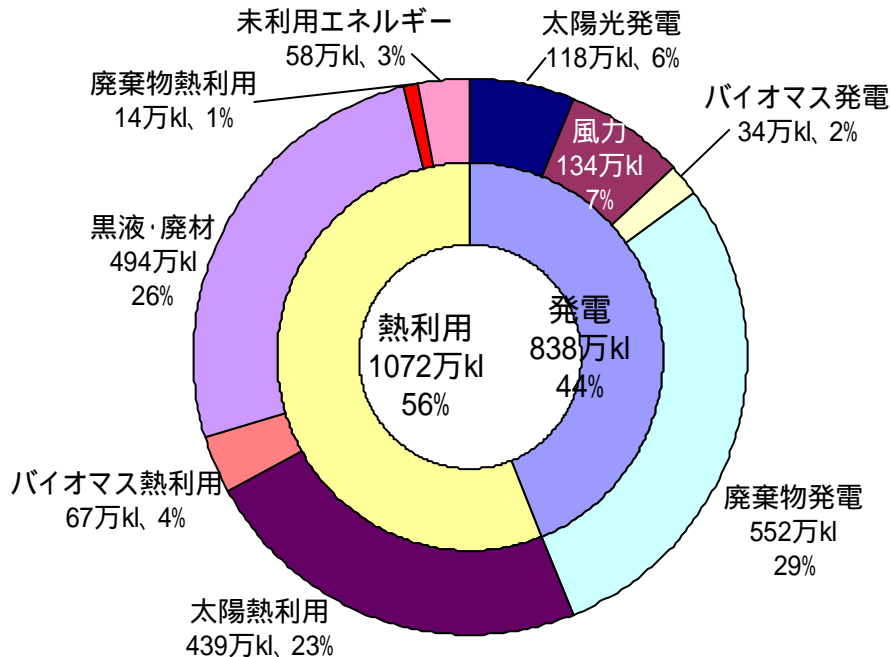
今後、さらに新しい資料やデータなどを踏まえて、より精密な評価を行う必要があるが、今後の対策・施策の見直しの検討に当たっては、削減効果の確実性を向上させるために、幅広く検討を行うことが適当であると考えられる。このため、本資料では、大綱の対策・施策の強化の方向性について概観した。

なお、この資料の数値を含む記述内容は、現時点において入手可能であった資料やデータに基づき検討した暫定的なものであり、今後、さらに新しい資料やデータ及び中央環境審議会及びその他の関係審議会の議論を踏まえて変わりうるものであることに特に注意を払う必要がある。

1. 新エネルギー対策

(太陽光発電、風力発電、廃棄物発電、バイオマス発電、太陽熱利用、未利用エネルギー、廃棄物熱利用、バイオマス熱利用、黒液・廃材等)

現行大綱においては、長期エネルギー需給見通しに記載されている新エネルギーの2010年度1,910万kl(原油換算)導入目標を実現するための施策が挙げられている。



長期エネルギー需給見通しにおける新エネルギーの種類別導入目標量(原油換算kl表示)

このうち、従来から高い水準で利用され、現時点で目標と同等の利用実績のある黒液・廃材は、2010年度における目標達成の確実性が高い。また、電気事業者による新エネルギーの利用を義務づけたRPS法の施行により、2010年度に122億kWh(約113万kl)の新エネルギー導入が見込まれる。

しかし、これら以外の新エネルギー対策について、特に、目標量の大きい廃棄物発電及び太陽熱利用については、現状のまま推移した場合には、目標導入量に到達することは難しく、新エネルギー全体の導入目標達成の確実性は低いと言わざるを得ない状況にある。

しかしながら、新エネルギーの利用推進は、地球温暖化対策の上で大変重要であり、長期的に化石燃料への依存度を下げることを目指す場合に、有効な手段である。

こうした観点から、新エネルギーに関する対策・施策の見直しに当たっては、以下のような強化策を含めた政策オプションを検討し、新エネルギーの導入目標総量達成の確実性を向上させる必要があると考えられる。

住宅用新エネルギー導入の促進

新エネルギー導入目標のうち、太陽光発電及び太陽熱利用については、さらに住宅用の導入目標量が以下の通り掲げられている。

- ・住宅用太陽光発電：約 100 万台を想定
- ・住宅用太陽熱利用：約 900 万台を想定

住宅用太陽光発電については、年々の価格低下や補助制度の後押しの効果により、近年の導入の伸びが大きく、2001 年度末で 8 万台弱の導入実績のうち、1999~2001 年度の 3 年間の導入量が約 6 万台であり、この 3 年間で導入量は約 5 倍となっている。ただし、目標達成のためには、2002~2010 年度の 9 年間で 92 万台と、従来以上（年平均 10 万台以上）の導入の伸びが必要である。現時点において、補助制度が適用された場合でも、導入に約 60~70 万円/kWが必要となり、その償却に長期間を要することから、さらなる大規模導入が進むためには、より一層の負担軽減が必要と考えられる。

住宅用太陽熱利用については、1980 年代に太陽熱温水器の設置件数が年間 80 万台を記録した実績があるものの、近年はその 1 割程度の設置台数にとどまり、過去に設置された設備の撤去台数が設置台数を上回る状況となっている。今後、2010 年度までに 900 万台の導入を達成するためには、年間 100 万台規模の導入が必要であり、普及策の抜本的な見直しが必要と考えられる。

太陽熱温水器は、1 件当たりの導入コスト 20 万円前後となっており、太陽光発電に比較して、投資回収期間も短くなっているが、近年普及が進んでいる給湯温度調節型のボイラーと適合しない例が増加している。一方、太陽熱温水器の機能を充実させたソーラーシステムは、価格が太陽熱温水器の 2~3 倍程度となり、太陽光発電と同様、設置コストの問題が生じている。

これらの住宅用新エネルギー利用機器の導入に際しての負担軽減を実現するためには、これまで行われてきた電力会社による余剰電力購入メニュー、国等からの補助制度を引き続き有効活用するほか、機器の製造・販売業者に対し、価格低下を可能にする技術開発や、普及を加速するための事業形態の開拓を後押しすること等が必要と考えられる。

産業・業務部門における導入促進

産業・業務部門における新エネルギーの導入は、黒液・廃材を除けば、新エネルギー電力（太陽光発電、風力発電、廃棄物発電等）が中心となる。

こうした新エネルギー電力については、売電が可能であることにも鑑み、以下のような様々な形態での導入が想定される。

- ・工場・事業場における自家消費を主目的とした導入
- ・一般電気事業者への売電を主目的とした導入（RPS対象）
- ・PPS事業として、需要家への売電を主目的とした導入
- ・新エネルギーの普及啓発を主目的とした公共部門での導入

こうした導入を加速度的に進めるためには、設備投資回収期間の短縮化を図ることが必要である。このため、一つには初期投資コストの低減が必要であり、助成措置の強化や価格低下に資する技術開発への支援を強化することが有効であると考えられる。また、一方で、新エネルギー電力の買い取りに際しての付加価値を上げる取組の可能性も検討する必要がある。このためには、RPS法の利用目標の引き上げ、新エネルギー電力固定価格買取制度などが検討対象となりうるが、いずれも、技術的課題や経済的側面等から、その実現性や有効性について検証が必要と考えられる。RPS法の利用目標については、2001年12月の総合エネルギー調査会新エネルギー部会新市場拡大措置検討小委員会における「今後、必要な系統連系対策の内容及び費用規模、並びにその実施・負担のあり方等について、引き続き検討を行う必要があるが、そうした検討による方向性がまとまるまでの間（3年間を目途、新エネルギー等による電力の導入目標量は、原則として、風力）発電の連系に伴い特段の系統対策が生じない範囲にとどめることが現実的である」との報告に沿って策定されている。この記述にもあるとおり、大規模な新エネルギーの導入には系統対策が必要であり、その解決に向けた検討が急がれるべきである。

また、国・自治体におけるグリーン購入としてのグリーン電力プログラム（グリーン電力証書、グリーン料金等）の導入についても検討していく必要がある。

地域の視点での導入促進

風力発電やバイオマス発電、バイオマス熱利用、未利用エネルギー等の導入に当たっては、その立地条件が導入の適・不適に影響を与える。

こうした偏在による利用の制限を解決するため、地域間のエネルギー融通のネットワークの強化を図る必要がある。

一方、各地域において、その地理的社会的条件を勘案し、新エネルギーの供給ポテ

ンシャルや需要を分析し、その地域での最適な新エネルギー導入のあり方を検討する取組が必要である。

2. 電気事業に関する対策

大綱においては、エネルギー供給面の対策として、新エネルギー対策のほか、燃料転換と原子力の推進を掲げているが、これらを併せて電気事業に関する対策としてこの資料では概観することとする。

大綱においては電気事業に関する対策として、2010年度の原子力発電量を2000年度比約3割増加させることを目指した原子力発電所の新增設、老朽石炭火力発電所の天然ガス転換等が挙げられている。大綱に対応した長期エネルギー需給見通し（平成13年7月）においては、2010年度の電気事業者の発電量当たりのCO₂排出原単位を1999年度から約2割の改善を目標に見込んでおり、大綱では、2010年度においてこの原単位の水準（73.6g-C/kWh（0.270kgCO₂/kWh）程度）を実現することが前提となっている。

しかし、原子力発電所の新增設は現大綱の想定よりも遅れており、電力需要が大綱の想定通りであった場合には、4基分の原子力発電量が不足し、約2~3千万tのCO₂が追加的に排出される計算となっている。

また、現時点において老朽石炭火力発電所の天然ガス転換の事例が見られず、また、電力自由化に伴い普及が進んだ卸供給事業において、その発電電力量に占める石炭火力の割合は5割を超える見通しとなっている。

最新（平成16年度）の電力供給計画では、将来の電力需要の伸びは年率1.1%と推計されており、大綱の想定に比べ、需要の伸びが下方修正されている。しかしながら、電力需要の伸びがこの平成16年度電力供給計画どおりであった場合、原子力発電所の新增設の下方修正、石炭が多く利用される卸供給の普及が現状の推移で進めば、電気事業者による新エネルギーの利用を義務づけたRPS法が遵守されたとしても、現行大綱が想定しているCO₂排出原単位の水準を確実に達成することは困難であると考えられる。

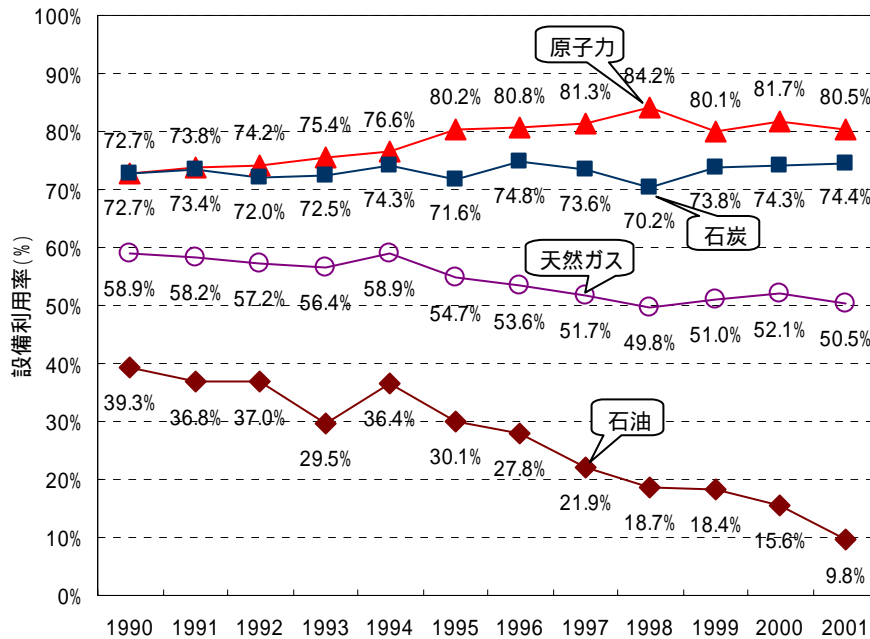
こうした観点から、電気事業に関する対策・施策の見直しの検討に当たっては、以下のような強化策を含めた対策・施策オプションを検討し、大綱が想定しているCO₂排出原単位の水準の達成の確実性を向上させる必要があると考えられる。

燃料転換の大幅導入（設備利用率の調整）

< 概要と効果 >

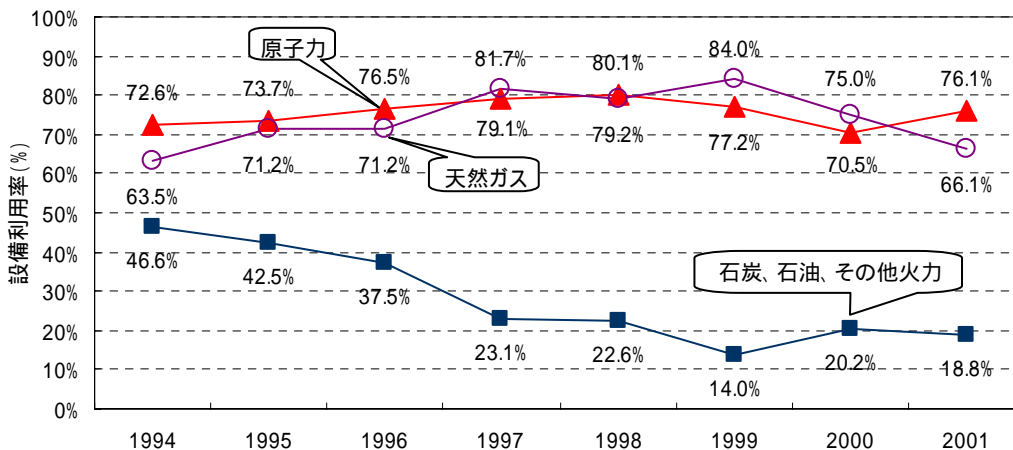
我が国の一般電気事業者の火力発電設備容量は 2001 年度末で 11,837 万kW、このうち天然ガス火力が約 49%を占め、約 36%が石油火力、約 15%が石炭火力となっている。

現在、石炭火力は原子力に次いで高い 70%以上の設備利用率で運転されているが、逆に、天然ガス火力は、50%程度の設備利用率にとどまっております、近年、この数字は低下の傾向にある。



< 日本の発電燃料別設備利用率の推移 >

一方、海外の事例を見ると、英国においては、天然ガス火力の設備利用率が 70%を超え、石炭等その他火力は 18.8%となっている。英国では、1993 年以降、高効率の天然ガスコンバインドサイクル発電施設が順次導入されており、これらの設備を最大限利用していることが示唆される。



< 英国の発電燃料別設備利用率の推移 >

我が国において、現存の（及び2010年度までに運転開始される）発電設備の範囲内で、英国と同様、高効率の天然ガス火力を中心に利用して発電を行った場合、2010年度の電源構成や電気事業からのCO₂排出量等は以下の通りとなる。

	従来の石炭ベースの場合		天然ガスをベース電源とした場合	
	発電電力量 (億 kWh)	設備利用率 (%)	発電電力量 (億 kWh)	設備利用率 (%)
火力発電	5,569	42.6%	5,569	42.6%
石炭	2,192	64.3%	1,708	50.1%
石油	415	10.8%	415	10.8%
天然ガス	2,720	50.3%	3,205	59.3%
その他火力	242	57.9%	242	57.9%
CO ₂ 排出量(万 t-CO ₂)	32,352		30,432	

こうした運用を行うことにより、発電量当たりのCO₂排出原単位は0.332 kgCO₂/kWhから0.314 kgCO₂/kWhに低下し、1,920万t程度のCO₂削減効果が見込めることとなる。

<導入に当たっての課題>

我が国において、天然ガスは石炭に比べて価格が高いため、天然ガスの利用を拡大すると追加的な燃料コストが発生する。上記の発電構成を実現しようとする場合には、約1,384億円の追加コスト（石炭価格を4,900円/トン、天然ガス価格を28,600円/トンと仮定）が発生する計算となり、このコストの合理的な負担方法についての社会的合意が必要となる。

仮に、この額を電力料金全体に広く転嫁した場合、価格上昇は0.25円/kWhとなる。また、電灯（家庭や業務用に供給されている契約区分）にのみ転嫁した場合には、0.81円/kWhの価格上昇と算定される。

既存発電施設的能力向上

<概要と効果>

既存の火力発電所の効率向上に資する取組として、以下の技術、研究例が挙げられる。

- ・タービンブレード交換による効率向上 0.5~1%
- ・復水冷却熱交換器交換による効率向上 0.5~1%
- ・深層水の冷却水利用による効率向上 1~3%
- ・所内電力の削減による総合損失率改善（超微粉ミルの採用 等）

こうした対策を講じることにより、既存の火力発電所の発電効率を平均 3%程度向上させ、所内率を 3%程度改善できるとの指摘がある。

仮に、上記の対策が国内の火力発電所に大規模に導入するとした場合、最大約 850 万tのCO₂削減の可能性はある。

なお、タービンブレード交換、復水熱交換器交換、深層水利用の各技術は、原理的には原子力発電所にも適用が可能である。仮に、これらを既存の原子力発電所に適用した場合には、出力が最大約 5%向上すると指摘もあり、その場合には、最大約 1,160 万tのCO₂削減のポテンシャルがあることになる。

<導入に当たった課題>

設備投資を伴う対策であり、コストの問題を解決する必要がある。

また、原子力発電所における出力向上については、制度上、再度認可を受ける必要があるため、手続き等に時間を要する可能性がある。