

## エネルギー転換部門の削減ポテンシャル

地球温暖化対策技術の検討は、我が国の社会経済の在り方についての将来像を踏まえた検討が必要であるが、2010 年までという比較的短い期間において大幅な削減を見込むためには、導入可能な対策は技術的に実用化がある程度図られているものでなければならない。そこで本検討では、技術の成熟度に関する検討を踏まえた上で、以下に示す対策について導入可能性と導入における課題を検討した。

- 風力発電の導入促進
- 廃棄物発電の導入促進
- 原子力発電の利用率向上
- 既設火力発電所のリパワリング
- 火力発電における燃料転換

## 1．風力発電の導入促進

### (1) 対策の概要

#### 風力発電のしくみ

風力発電は、自然エネルギーである風力エネルギーを電気エネルギーに変換して利用するものであり、変換の過程としては、風の運動エネルギーを風車(風力タービン)により回転という動力エネルギーに変え、次に回転を歯車等で増速して発電機を動かし、電気エネルギーへ変換を行うものである。一般に風は地上からの高さが高いほど強くなるため、風車の高さもできるだけ高くした方が有利であり、また風車が得るエネルギーは風車が風を受ける面積に比例する。

風力発電システムには、常に風の方向を向くようにするヨー制御装置や、出力を制御するピッチ制御装置等が備わっており、より多くの安定した出力が得られるような工夫がなされている。また、低風速でも発電が可能となるよう風速の強弱で発電機を切り替え、幅広い風速領域で発電が行える風力発電システムも実用化されている。

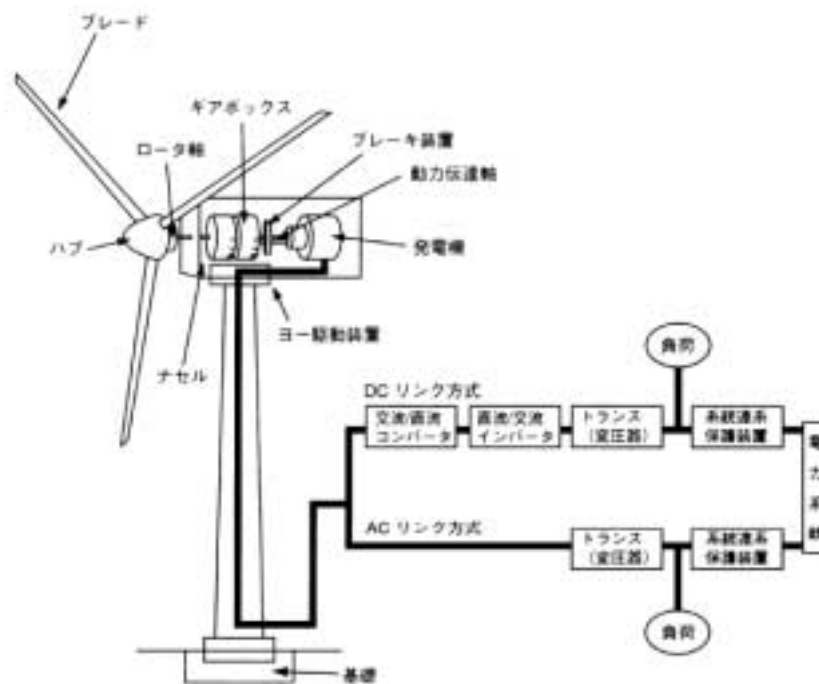


図 風力発電システムの概要

(出典) NEDO「新エネルギー技術開発関係データ集作成調査(風力発電)」

ここ数年で大型化が進展し、最近では、1基あたりの発電規模が2,000kWクラスの発電機が製造されている。大型化の進展によって、設備の単価は下落し、またより上空の高い風速を捉えることによって、発電コストも低下してき

ている。

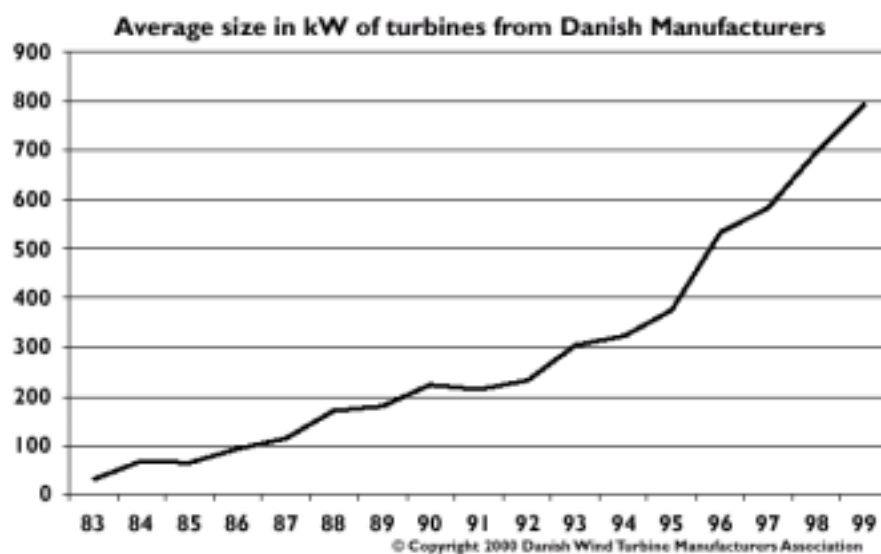


図 デンマークで製造される風力発電機 1 基あたりの平均出力 (kW)

(出典) Danish Wind Turbine Manufacturers Association 「Graphics 1999」

デンマーク、オランダ等の海洋に面した欧州諸国では、陸上の開発に加え、洋上での風力発電の実施についても、実証的なプロジェクトが実施され始めた。

洋上風力発電については、地上に比べて風速が大きい＝発電量が多い、垂直方向の風速変化が小さい＝ハブ高さが低くて良い、地上よりも乱流が少ない＝風力発電システムが安く長寿命にできる、等様々なメリットが期待される。



図 洋上風力発電 (デンマーク Vindeby)

(出典) <http://www.windpower.dk/>

### 風力発電の導入状況と目標値

国内でも最近、1,000kW を超える規模の風力発電機を多数設置するような発電施設の建設が各地で始まり、2010 年度の目標値である 30 万 kW は大幅に超える見通しとなってきた。

一方で、EU 諸国では強力な推進政策を背景に、ドイツ、スペイン、デンマークなどで急増しており、また、大型機の開発に遅れをとった米国でも風力発電に対する見直しの機運が高まり、大きな目標値を掲げ再び増加傾向にある。

デンマークでは、2030 年の風力発電の導入目標値を 5,500MW とするなど、欧州各国では大きな目標値を設定している。

以下に、主要な風力発電の導入実績と導入目標を示す。

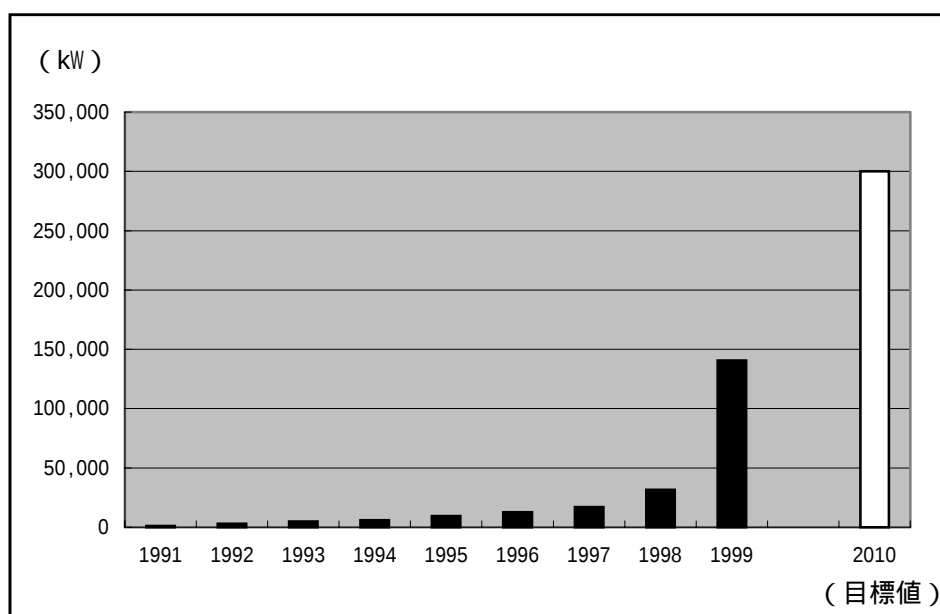
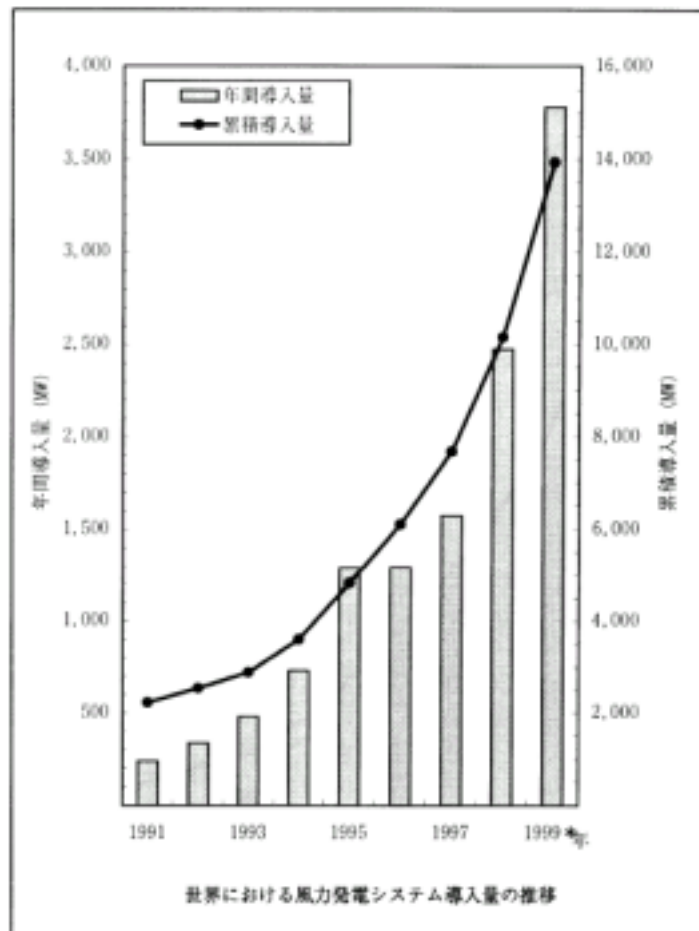


図 国内の風力発電の導入実績と目標値

(注) 1999 年度実績には 1999 年度の補助金によって着工されたものを計上しているため、1999 年度末に完成していない施設を一部含んでいる。



出典: European Commission Directorate-General for Energy, "Wind Energy-The Facts", April 1998  
 \* BTM Consult ApS, "International Wind Energy Development", March 2000

図 世界の風力発電の導入実績

(出典) NEDO「新エネルギー技術開発関係データ集作成調査(風力発電)」

表 各国の風力発電の導入実績

| 国 名              | 1998年末導入量 (MW) | 1999年末導入量 (MW) |
|------------------|----------------|----------------|
| アメリカ合衆国          | 2,141          | 2,445          |
| カナダ              | 83             | 126            |
| メキシコ             | 2              | 2              |
| その他中南米諸国         | 66             | 94             |
| 南北アメリカ計          | 2,292          | 2,667          |
| ドイツ              | 2,874          | 4,442          |
| スペイン             | 880            | 1,812          |
| デンマーク            | 1,420          | 1,738          |
| オランダ             | 379            | 433            |
| イギリス             | 338            | 362            |
| イタリア             | 197            | 277            |
| スウェーデン           | 176            | 220            |
| ギリシャ             | 55             | 158            |
| アイルランド           | 64             | 74             |
| ポルトガル            | 51             | 61             |
| フィンランド           | 18             | 39             |
| オーストリア           | 25             | 34             |
| フランス             | 21             | 25             |
| ノルウェー            | 9              | 13             |
| ベルギー             | 10             | 11             |
| トルコ              | 9              | 9              |
| ルクセンブルグ          | 5              | 6              |
| スイス              | 3              | 3              |
| その他欧州諸国          | 19             | 21             |
| 欧州計              | 6,553          | 9,737          |
| 中国               | 200            | 262            |
| インド              | 992            | 1,035          |
| 日本               | 30             | 68             |
| その他アジア諸国         | 3              | 11             |
| アジア計             | 1,224          | 1,376          |
| オーストラリア・ニュージーランド | 34             | 45             |
| 太平洋諸島            | 3              | 5              |
| 北アフリカ            | 9              | 64             |
| 中東               | 18             | 18             |
| 旧ソ連              | 19             | 19             |
| その他諸国計           | 83             | 151            |
| 世界の導入量合計         | 10,153MW       | 13,932MW       |

出典：BTM Consult ApS, "International Wind Energy Development", March 2000

(出典) NEDO「新エネルギー技術開発関係データ集作成調査(風力発電)」

表 各国の風力発電に関する目標値

| 国       | 1999 年末導入実績<br>( MW ) | 導入目標                                                                                                                                                                                                                                 |
|---------|-----------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 日本      | 68                    | ・ 300MW ( 2010 年度 )                                                                                                                                                                                                                  |
| アメリカ合衆国 | 2,445                 | <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 2002 年までに平均風速 5.8m/s の地域で売電価格 \$0.04/kWh、平均風速 6.7m/s の地域で \$0.025/kWh を達成する。</li> <li>・ 2005 年までに世界における導入量の 25% を占め、国内電力供給量の 5 % を占める。</li> <li>・ 2010 年までに全米で合計 10,000MW を導入する。</li> </ul> |
| 欧州      | 9,737                 | <ul style="list-style-type: none"> <li>・ EU 加盟国において</li> <li>・ 40,000MW ( 2010 年 : EU White Paper )</li> <li>・ 再生可能エネルギーによる電力供給を 2010 年までに全電力供給の 12% ( 現状 6 % ) とする。</li> </ul>                                                      |
| ドイツ     | 4,442                 | ・ 風力発電の導入目標値はない。                                                                                                                                                                                                                     |
| スペイン    | 1,812                 | <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 地方自治体ごとに目標を設定し</li> <li>・ 1,020 ~ 9,300MW ( 2000 年 ~ 2012 年 )</li> </ul>                                                                                                                    |
| デンマーク   | 1,738                 | <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 1,500MW ( 2005 年 )</li> <li>・ 5,500MW ( 2030 年 : うち洋上 4,000MW )</li> </ul>                                                                                                                  |
| オランダ    | 433                   | <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 2,750MW ( 2020 年 : うち洋上 1,250MW )</li> <li>・ 再生可能エネルギーによる電力供給を 2020 年までに全電力供給の 20% とする。</li> </ul>                                                                                          |
| イギリス    | 362                   | ・ 再生可能エネルギーによる電力供給を 2010 年までに全電力供給の 10% とする。                                                                                                                                                                                         |
| イタリア    | 277                   | ・ 3,000 MW ( 2010 年 )                                                                                                                                                                                                                |

( 出典 ) NEDO 「新エネルギー技術開発関係データ集作成調査 ( 風力発電 )」

## ( 2 ) 対策の課題

### 技術的側面

#### ア．資源量（全国、地点別）の推計技術の向上

陸上での風力発電のポテンシャルについては、いくつかの試算がされている。総合エネルギー調査会新エネルギー部会においては、平均風速が 5m/s 以上の場合、自然公園内等は対象としないなど一定の条件を付けるが、農地、森林、海浜等全ての土地を対象に導入を仮定すると設置可能地域面積は、939 k m<sup>2</sup>であり、ここに 1,000kW 規模の風力発電機を設置した場合の潜在導入規模は、約 640 万 kW としている。

この試算は、一部の観測データから推計を行ったものであり、今後の観測データの充実やシミュレーション技術の向上によって、より正確な潜在量の試算が期待されるが、いずれにせよ、陸上においては、一定の限界がある。

なお、この推計には、社会的条件である道路条件や送電線などのインフラの整備状況、景観問題や希少動植物の保護などの環境面での条件が導入の可否や難易に大きく影響するため、実地的な潜在規模はこれらの課題を明確にした上で算定する必要がある。

表 国内の陸上での風力発電の潜在導入規模試算例

| 潜在量試算例     |            |           | 系統規模<br>( 1998 年 ) |
|------------|------------|-----------|--------------------|
| 5m/s 以上    | 6m/s 以上    | 7m/s 以上   |                    |
| 640.6 万 kW | 274.4 万 kW | 75.1 万 kW | 17,655 万 kW        |

( 出典 ) 総合エネルギー調査会新エネルギー部会資料 ( 平成 12 年 10 月 )

また、日本の地形は複雑であり、近接した地点においても、年間の発電量が大きく異なることが多い。多数の風況観測装置を用いて実測すれば、より正確な推計が可能であるが、コストダウンとリードタイムの短縮のために、シミュレーションによる風況予測技術の向上が期待される。

洋上風力発電については、陸上よりもポテンシャルが大きいと言われることがあるが、実測データがほとんどなく、地質データや船舶航路等の社会的制約を評価する必要があり、現在のところ、その資源量は評価されていない。

今後の洋上風力の詳細な資源量の調査が期待される。

#### イ．風車の技術開発

現在、日本で建設されている風力発電機は、デンマークやドイツからの輸入品が多い。

これらは、現地での使用条件に適したように設計されており、日本で使用するには、改善の余地が大きいとされている。

また、大型化や高効率化が進展しているが、引き続き大型化、高効率化の進

展が期待される。

洋上風力発電については、基礎構造、風車の軽量化・耐久性能向上、系統連系、防錆・防湿対策、遠隔管理、海上施工、安全対策等開発すべき点が多い。

#### ウ 系統への影響緩和

北海道や沖縄等の離島など比較的規模が小さい系統では、その規模に対して過大な風力発電が連系する場合には、周波数変動等の問題が指摘されており、北海道電力では、当面の間 15 万 kW を風力発電の入札の上限と設定している。

今後は、周波数変動等の系統への影響を低減するような技術開発が望まれる。

また、気象データから風力発電による発電量を予め予測し、他の電源と効率的に調整できるようなシステムの開発が望まれる。

#### 経済的側面

近年の機器の大型化、事業規模の拡大により、コスト低減が進展しつつあり、設置コストは規模によるが、1999 年度に導入された施設で約 20 ～ 40 万円 /kW となっている。

設置コストの内訳を見ると、風力発電機器本体が約 6 割、その他工事費が約 2 割、電気設備費が約 1 割となっており、事業規模の増大に伴って出力規模当たりの工事費等が小さくなっている。

また、一定の運転期間、運転・維持費等を前提として、発電コストを試算すると、大規模施設は約 9 ～ 12 円/kWh 程度、中小規模・単基は約 12 ～ 23 円 /kWh 程度とされている。

今後、技術開発の進展に伴い、一層の機器の低コスト化及び大型化、事業規模の拡大が図られ、更なるコスト低減の可能性があると考えられているものの、現状では、補助金等の支援がないと成立が困難である。

現在、風力発電については、主として NEDO の補助金を利用されており、一定の要件を満たした案件に対して事業者については 1 / 3、市町村に対しては、1 / 2 の補助率で補助されている。

しかしながら、この助成策については、予算枠の限度があり、要件を満たすすべての案件に助成されるわけではない。

表 風力発電に関する NEDO の主な助成策

| 事業名             | 対象  | 助成率           |
|-----------------|-----|---------------|
| 新エネルギー事業者支援対策事業 | 事業者 | 1/3 以内（債務保証有） |
| 地域新エネルギー導入促進事業  | 市町村 | 1 / 2 以内      |

洋上の風力発電については、建設例がないことから具体的なデータはないが、基礎工事、据付費、系統連系工事費等が陸上よりも相当割高になることから、より風況の良い地点にて実施することが望まれる。

現在、風力発電によって発電された電力は、11 円 / kWh 程度で 15 ~ 17 年にわたって購入する制度があるが、大規模な事業用風力発電について、北海道電力では、入札制度が実施されており、また他の電力管内でも入札の実施が予定されていることから、経済性の条件は、より厳しくなることが予想される。

#### 制度的側面

現在、風力発電の経済性を確保するには、補助金の獲得と電力会社の買い取り（2,000kW を超える規模では、入札にて落札）が条件になり、これが満たされない場合は、発電事業の成立は困難である。

実際に、当面の入札枠を北海道電力では 15 万 kW、東北電力では 3 年間で 30 万 kW、九州電力では 3 年間で 15 万 kW というように一定の制約を行っている。

このような入札枠の設定は、系統への影響を抑制する目的と経済性を確保するために実施されており、今後は、どの程度までなら、導入可能であるか技術的、経済的な検証を踏まえて検討し、入札枠が拡大されることが期待される。

最近、電力会社を中心となってグリーン電力基金が設立され、一般需要家が月々の電気料金に上乗せして基金への寄付金を拠出し、これと電力会社による原則同額の拠出金とを合わせた寄付金によって自然エネルギー発電の普及・促進に充てる制度が発足した。これについては、今後の成果が期待されるものの、どこまで一般市民が寄付を行い、普及するか明確にはなっていない。

他方、ドイツ等では、風力や太陽光による電力は、電力会社が一定の優遇価格にて買い取ることが法律によって義務づけられており、計画的な事業の実施が可能であるとされている。

米国では、電力の自由化による低価格燃料（化石燃料）への集中を防ぎ、自然エネルギーの普及を図るために風力を含む再生可能エネルギーの導入を割り当てる手法（RPS：Renewable Portfolio Standard）の制度が複数の州にて実施されたり、検討され始めている。

これらの制度は、州内の電気事業者に対し、一定の時期までに一定割合の再生可能エネルギーの導入を割り当てるプログラムで、対象とする比率を遵守しない場合その事業者に対しては罰則が設定されている。

また、オーストラリアでは、国内の電力事業者に対して 2010 年までに再生可能エネルギーによって、全電力の 2 % に相当する電力を供給するよう義務づけた「2000 年再生可能エネルギー法」が施行されている。

電力市場の自由化に伴い、買い取り義務づけによる価格保証的な支援制度に変え、オランダのように「グリーン証明書」を発行し、再生可能エネルギーの普及を支援する制度も存在する。これは、再生可能エネルギーによって発電を行った発電事業者は、発電した電力を一般の電力市場において市場価格に基づき販売し、割高な再生可能エネルギーによる発電コストと電力市場価格との差額分は、証明書を販売することによって補填するしくみとなっている。このグリーン証明書の制度は、オランダ以外にイタリア、デンマークで導入が予定され、また、スウェーデンでも類似の「クラマイト証明書」システムが提案されている。

国内での本格的普及のためには、これらの支援制度に関しても検討していく必要がある。

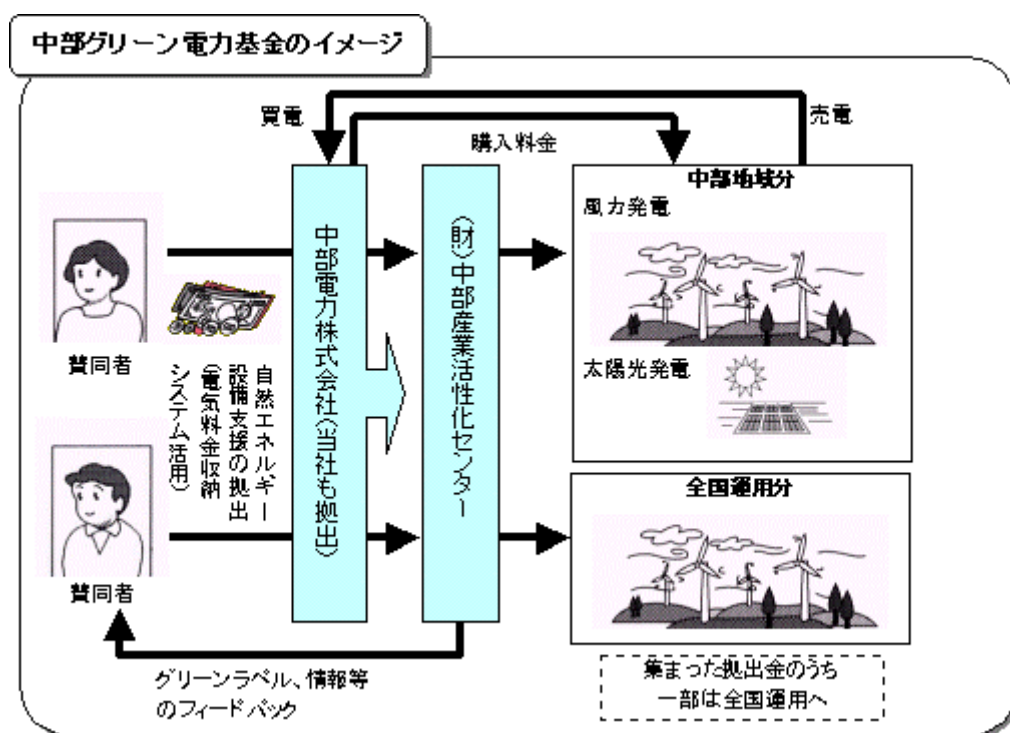


図 グリーン電力基金のしくみ（中部電力の例）

表 米国での必要とされる再生可能エネルギーの比率

| 州        | 概要                                                                                                                                                                         | 対象                                                             |
|----------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------|
| アリゾナ     | <ul style="list-style-type: none"> <li>・現在、0.2%（うち太陽 50%）</li> <li>・2004 までに 0.8%</li> <li>・2007 年までに 1.1%（60%太陽）</li> </ul>                                               | 太陽、風力、埋立ガス、バイオマス                                               |
| コネチカット   | <ul style="list-style-type: none"> <li>・2000 年にクラス 1 または 2 で 5.5%</li> <li>・2005 年にクラス 1 または 2 で 6 %</li> <li>・2009 年にクラス 1 または 2 で 7 %</li> <li>・その他クラス別に増大目標有</li> </ul> | クラス 1：太陽、風力、水力、持続可能なバイオマス、埋立ガス、燃料電池<br>クラス 2：水力、一般廃棄物、その他バイオマス |
| メイン      | <ul style="list-style-type: none"> <li>・2000 年に 30%</li> </ul>                                                                                                             | 燃料電池、潮汐、太陽、風力、地熱、水力、バイオマス、一般廃棄物、高効率コージェネ                       |
| マサチューセッツ | <ul style="list-style-type: none"> <li>・2003 年までに 1 %増設</li> <li>・2009 年までに 4 %増設等</li> </ul>                                                                              | 太陽、風力、海洋、クリーンバイオマス、水力、一般廃棄物                                    |
| テキサス     | <ul style="list-style-type: none"> <li>・2003 年までに 1,280MW</li> <li>・2008 年までに 2,880MW</li> </ul>                                                                           | 太陽、風力、地熱、水力、波力、潮汐、バイオマス、バイオマス起源廃棄物（埋立ガス含む）                     |
| ウィスコンシン  | <ul style="list-style-type: none"> <li>・2001 年までに 0.5%</li> <li>・2011 年までに 2.2%</li> </ul>                                                                                 | 風力、太陽、バイオマス、地熱、波力、再生可能エネルギー利用型燃料電池、60MW 以下の水力                  |

（注）上記以外はアイオワ、ミネソタ、ネバダ、ニュージャージー、ペンシルバニア州

### （３）削減ポテンシャルの検討

前述のように、陸上での風力発電の潜在量について、NEDOや総合エネルギー調査会による調査においては、平均風速が5m/s 以上の場合、自然公園内等は対象としないなど一定の条件を付けるが、農地、森林、海浜等全ての土地を対象に導入を仮定すると設置可能地域面積は、939 k m<sup>2</sup>であり、ここに1,000kW 規模の風力発電機を設置した場合の潜在導入規模は、約 640 万 kW としている。

この発電規模による発電量は、設備利用率を 19%と設定すると、以下のようになる。

表 陸上の風力発電の導入可能量

| 発電規模 (kW) | 発電量 (×10 <sup>9</sup> kWh) |
|-----------|----------------------------|
| 6,400,000 | 10.7                       |

設備利用率 19%は、新エネ法の基本方針に基づく目標値で公表されている設備規模と発電量から逆算した。

なお、現在計画されている集中型の風力発電設備においては、30%以上の設備利用率を見込んでいるような条件の良い事例も多いが、一方で、普及が進んだ場合、より条件の悪い地点が残されることになり、設備利用率の平均値は、

下がっていくことが予想されることからこの設備利用率を使用した。

洋上風力発電については、前述のように、実測データがほとんどなく、地質データや船舶航路等の社会的制約を評価する必要があり、現在のところ、その資源量は評価されていないことから、検討の対象とはしない。

## 2. 廃棄物発電の導入促進

### (1) 対策の概要

#### 廃棄物発電のしくみ

廃棄物利用は、廃棄物焼却等に伴い発生する高温燃焼ガスを利用するもので、主に発電、熱供給に分けられる。発電は照明、動力に使用でき、使いやすい高価値なエネルギーであるが熱利用効率（発電効率）は低く、15%程度となっている。一方、熱供給は熱のまま利用するため熱利用効率は高いが、供給量は周辺の需要状況に依存する。そこで、エネルギーを有効活用するには廃棄物の回収状況やエネルギー需要に合わせて発電、熱供給をバランスよく取り入れることが必要である。

廃棄物発電は、ボイラーで蒸気を作り蒸気タービンで発電機を回すことにより発電を行うものである。売電には価格の調整等の諸課題はあるが、清掃工場の維持管理費の軽減に役立っている。ただし、現在の技術では、全ての清掃工場で行えるわけではなく、中規模（処理量 100 トン/日）以上の全連続炉のみが対象となる。

中規模以下のごみ量の場合には、ごみを RDF（Refuse Derived Fuel：ごみ固形燃料）化させ、一定量の RDF を燃焼させ発電を行うことも可能である。また、ごみをガス化させてそのガスによって発電する方法も検討されている。

一般廃棄物によって市町村等が発電する一般廃棄物発電と、木屑やバガス等の産業廃棄物によって事業者が発電する産業廃棄物発電がある。

#### 廃棄物発電の導入状況と目標値

廃棄物発電については、1998 年度末において、一般廃棄物発電の設備容量が 78.6 万 kW、産業廃棄物発電の設備容量が 14.7 万 kW となっており、合計で 93.3 万 kW である。一方、新エネルギー法での目標値は、2010 年度において 500 万 kW となっている。

廃棄物発電発電出力の推移

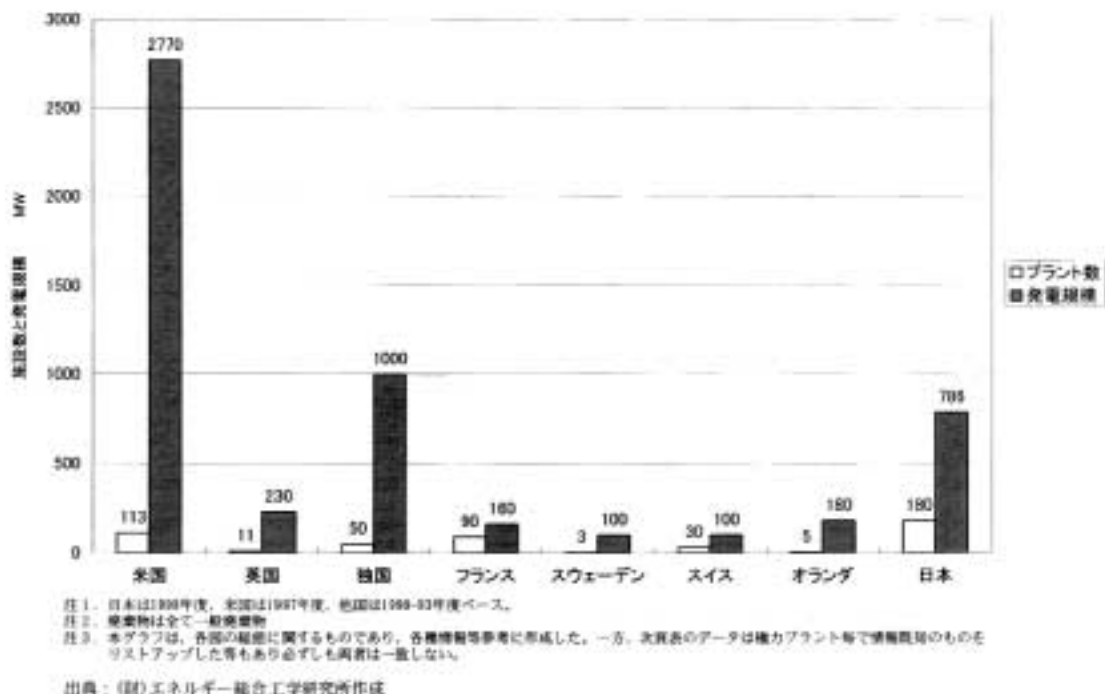
|       | 平成6年度 | 平成7年度 | 平成8年度 | 平成9年度 | 平成10年度 | 平成22年度目標     |
|-------|-------|-------|-------|-------|--------|--------------|
| 一般廃棄物 | 46    | 55.8  | 65.8  | 79.8  | 78.6   | 基準ケース→213万kW |
| 産業廃棄物 | 8     | 9.1   | 10.2  | 10.7  | 14.7   | 対応ケース→500万kW |
| 合計    | 54    | 64.9  | 76.0  | 90.5  | 93.3   |              |

廃棄物発電発電電力量の推移

|       | 平成6年度 | 平成7年度 | 平成8年度 | 平成9年度 | 平成10年度 |
|-------|-------|-------|-------|-------|--------|
| 一般廃棄物 | 24    | 30.0  | 33.2  | 37.7  | 41.6   |
| 産業廃棄物 | 3     | 3.3   | 4.1   | 4.0   | 5.4    |
| 合計    | 27    | 33.3  | 37.3  | 41.7  | 47.0   |

（出典）NEDO「新エネルギー技術開発関係データ集作成調査」

日本の廃棄物発電の設備数は、諸外国と比較して多く、また設備容量についても、アメリカ、ドイツについて大きい。



(出典) NEDO「新エネルギー技術開発関係データ集作成調査」

## (2) 対策の課題

### 技術的側面

現在の廃棄物発電の一番の課題は、発電効率の向上にある。

従来の廃棄物発電の発電効率は 10%前後と低いが、これは焼却炉内で発生する腐食性ガスにより排熱ボイラー内の伝熱管などが腐食する(金属温度で 500 程度以下では塩化反応が、600 以上では硫化反応が相対的に主要な過程)ことを防ぐため、管の表面温度が 150～310 に限定されるためである(火力発電所では蒸気温度を 500～600 に設定)。

発電効率の向上に向けて下表のような技術開発が進められている。

表 廃棄物発電の効率向上に向けた課題

| テーマ                                | 対策                                                                                                                               |
|------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 従来方式による高効率化                        | <ul style="list-style-type: none"> <li>・タービン入口蒸気条件上昇</li> <li>・タービン出口蒸気圧力低下</li> <li>・ボイラー効率向上</li> <li>・未回収エネルギーの回収等</li> </ul> |
| 組み合わせ方式による高効率化<br>(従来方式と別方式の組み合わせ) | <ul style="list-style-type: none"> <li>・ガスタービンとの組み合わせによるスーパーごみ発電</li> <li>・別置過熱器(独立スーパーヒーター)との組み合わせ</li> </ul>                   |
| 小規模処理施設への発電適用                      | <ul style="list-style-type: none"> <li>・R D F の採用</li> <li>・小規模規模発電設備の採用</li> </ul>                                              |
| 新方式への対応                            | <ul style="list-style-type: none"> <li>・ガス化溶融炉</li> <li>・その他</li> </ul>                                                          |

(出典) N E F 「廃棄物発電度入促進検討の手引き」

#### 経済的側面

##### < 一般廃棄物発電 >

中小規模設備の設備コストは、約 25 ～ 30 万円/kW と数年前と比較してコスト低減が見られない傾向にある。この場合、発電コストの試算は、約 12 ～ 13 円 / kWh となる。

一方、比較的新しい大規模設備の導入に伴ってコスト低減が進展してきており、経済性の良いものでは、設置コストが約 9 万円/kW 、発電コストが 9 円 / kWh と試算されており、石油火力発電の発電コスト 10.2 円/kWh と同レベルである。

##### < 産業廃棄物発電 >

木屑や汚泥を利用した発電は、長期間の運転が可能となれば、一定の運転コスト、利用率が確保されるとの前提の下で、発電コストが約 5 ～ 8 円/kWh となるとの試算もあり、石油火力発電の発電コスト ( 10.2 円/kWh ) 相当のレベルである。

バガスについては、一定の短期間(収穫期)のみの運転であることから利用率が 15 %と低く、また、重油との混焼とする場合には燃料費も要することから、発電コストの試算値は約 15 円/kWh と高いレベルにある。

廃棄物発電についても、各種の補助金が用意されており、引き続き実施されることが期待される。

#### 制度的側面

本格的普及に向けては、風力の項目で記載した R P S 等の補助金以外のメニューの検討も必要である。

### (3) 削減ポテンシャルの検討

#### 一般廃棄物発電

本検討会生物資源等部門においては、2010 年の一般廃棄物の焼却量を、以下のように想定している。

ここでは、リサイクルの進展等の対策が最も進展すると想定しているケースの焼却量を用いて、ポテンシャルを試算した。

表 一般廃棄物の焼却量（単位：千トン／年）

|  | 実績     |        | 2010   |          |
|--|--------|--------|--------|----------|
|  | 1990   | 1998   | 計画ケース  | 削減ポテンシャル |
|  | 36,676 | 42,203 | 34,565 | 33,139   |

生物資源等部門の想定によると、2010 年度の一般廃棄物の焼却量は、1998 年の実績よりも約 23% 減の 33,139 トンとなる。

この焼却によって発電が可能な量は以下のように試算できる。

表 発電可能量の試算

| 項目       | 数値                     | 備考                                            |
|----------|------------------------|-----------------------------------------------|
| 一般廃棄物焼却量 | 33,139 千 t / 年         |                                               |
| 低位発熱量    | 2,000 kcal/kg          | 廃棄物の構成によって発熱量は変化するため平均的な発熱量を使用した。             |
| 発電効率     | 20%                    | 電力技術戦略策定委員会資料より（現状：平均で 10% 程度、高効率のもので 20% 程度） |
| 発電量      | $15.4 \times 10^9$ kWh |                                               |
| 発電設備容量   | 2,930,000 kW           | 設備利用率を 60% と想定した数値                            |

#### 産業廃棄物発電

産業廃棄物の焼却量については、本検討会生物資源等部門において、以下のように想定している。

ここでも、リサイクルの進展や高炉への廃プラスチックの利用等の対策が最も進展すると想定しているケースの焼却量を用いて、ポテンシャルを試算した。

ただし、紙くず・木くず、汚泥のエネルギー利用については、生物資源等部門にて検討されているので、エネルギー転換部門では廃プラスチック、廃油のみを検討した。

廃プラスチック、廃油については、一般廃棄物との混焼などを想定し、発電を行う。条件は以下のとおり設定し、試算を行った。

表 産業廃棄物の焼却量（単位：千トン／年）

|         | 実績    |       | 2010  |          |
|---------|-------|-------|-------|----------|
|         | 1990  | 1998  | 計画ケース | 削減ポテンシャル |
| 廃プラスチック | 753   | 2,932 | 3,093 | 3,093    |
| 紙くず・木くず | 1,003 | 1,882 | 724   | 638      |
| 汚泥      | 4,840 | 4,358 | 5,083 |          |
| 廃油      | 984   | 1,383 | 1,575 |          |

表 廃プラスチックによる発電可能量の試算

| 項目     | 数値                                             | 備考                                     |
|--------|------------------------------------------------|----------------------------------------|
| 焼却量    | 3,093 千 t / 年 ( 廃プラ )<br>1,575 千 t / 年 ( 廃油 )  |                                        |
| 低位発熱量  | 7,340 kcal/kg ( 廃プラ )<br>10,340 kcal/kg ( 廃油 ) | 宮崎県企業局「未利用エネルギー活用可能性調査」より              |
| 発電効率   | 20%                                            | 電力技術戦略策定委員会資料より<br>( 一般廃棄物焼却場での利用を想定 ) |
| 発電量    | $9.07 \times 10^9$ kWh                         |                                        |
| 発電設備容量 | 1,730,000 kW                                   | 設備利用率を 60% と想定した数値                     |

#### まとめ

廃棄物発電の試算結果をまとめると以下のように整理できる。

表 廃棄物発電のまとめ

|       | 発電規模 ( kW ) | 発電量 ( $\times 10^9$ kWh ) |
|-------|-------------|---------------------------|
| 一般廃棄物 | 2,930,000   | 15.4                      |
| 産業廃棄物 | 1,730,000   | 9.07                      |
| 計     | 4,660,000   | 24.5                      |

( 注 ) 産業廃棄物のうち、紙くず・木くず、汚泥については、生物資源等部門で検討されており、上記には含まない。

### 3 . 原子力発電の利用率向上

#### ( 1 ) 対策の概要

定格電気出力から定格熱出力運用への変更

現在、原子力発電を含む汽力発電所の運転出力は熱出力と電気出力について定格が定められ、それに基づいて規制されている。元来、復水器型の汽力発電では、同一の熱出力でも、復水器の冷却水温度によってタービン出力が変動し、最終的には電気出力が変動する。電気出力と熱出力の両方による定格規制がなければ、冬季等の冷却水温度が低い時には、熱出力を定格に維持して電気出力を数%程度増やすことができる。こうした制度変更によって、CO<sub>2</sub> の排出を抑制する電力の出力を増加することができる。

### 連続運転期間の長期化と定期点検期間の短縮化

現在、原子力発電プラントの連続運転期間は13ヶ月以内とされており、この間隔で定期的に点検が行われている。この定期点検のために年数十日間プラントが停止している。現在の炉心燃料技術やその他のプラント機器技術から判断すると、原子力発電プラントの連続運転期間を延ばすことは問題ないと考えられる。また、定期点検期間についても各電力会社において業務改善や検査技術の向上などによってその短縮に努めている。こうした連続運転期間の長期化と定期点検期間の短縮化によって設備利用率を向上させて、CO<sub>2</sub>の排出を抑制する電力の出力を増加することができる。

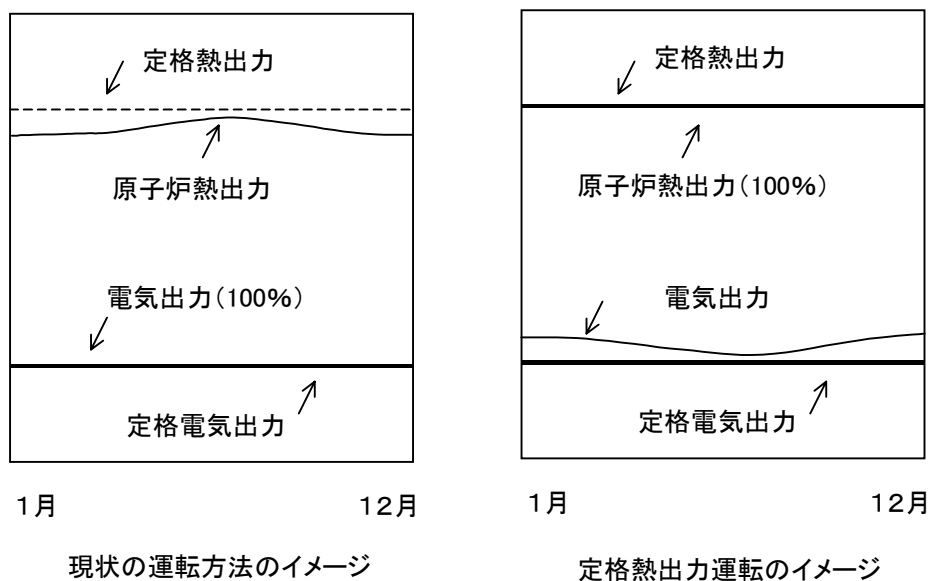


図 定格電気出力運転から定格熱出力運転への変更のイメージ

### (2) 対策の課題

原子力発電の制度や運用面での対応による増出力や利用率の向上については、主として制度面での対策となることから、技術的・経済的側面の問題は特にないものと考えられ、安全性の確保および住民の理解等のパブリックアクセプタンスを前提にしつつ、原子力発電を所管する関係省庁における関連制度の見直しが鍵となる。

### (3) 削減ポテンシャルの検討

定格電気出力運転から定格熱出力運転への変更と、連続運転期間の長期化や定期点検期間の短縮化のための制度的改善によって、現行定格出力に対する利用率が計画ケースで想定した84.2%から90%へ向上した場合には、原子力発電所13基新增設のケースで約303億kWh、原子力発電所7基新增設のケー

スで約 270 億 kWh 発電量が増加する。これは定格出力 100 万 kW の原子力発電所の年間発電量（約 70 億 kWh）の約 4 倍に相当する。

原子力発電所の発電量増分については、供給側において、最大限の努力として、同じベース電源であり、CO<sub>2</sub> 排出原単位が最も大きい石炭火力発電量を削減するという組み合わせで対策を行った場合には、13 基、7 基のケースでそれぞれ、2,540、2,260 万 tCO<sub>2</sub> の排出削減が可能となる。

ただし、被代替電源である石炭火力の発電用燃料価格が、他の火力発電用燃料価格と比べて相対的に安価であることから、被代替電源を石炭火力に限定する対策は、石炭以外の火力発電を被代替電源とする場合と比較して、対策コストを発生させる。

なお、設備容量に占める原子力発電の比率が向上するとミニマム・バランスの問題（正月やゴールデンウィークなどの電力需要が小さいときに、原子力発電の出力が最低電力を上回るケース）が発生し、電源の運用に支障をきたす可能性がある。そのため、計画ケースの電力需要に対して、需要側の節電対策による更なる電力消費量の低下を見込んだ場合には、運用面での制約から、本対策による排出削減を見込めない可能性がある。

表 原子力利用率向上による発電量増加

|       |       |       | 対策前   | 対策後   | (増分) |
|-------|-------|-------|-------|-------|------|
| ケース 1 | 設備容量  | 万 kW  | 5,970 | 5,970 | -    |
|       | 発電電力量 | 億 kWh | 4,404 | 4,707 | 303  |
|       | 利用率   | %     | 84.2  | 90.0  | 5.8  |
| ケース 2 | 設備容量  | 万 kW  | 5,325 | 5,325 | -    |
|       | 発電電力量 | 億 kWh | 3,928 | 4,198 | 270  |
|       | 利用率   | %     | 84.2  | 90.0  | 5.8  |

ケース 1：原子力発電所 13 基新設、ケース 2：原子力発電所 7 基新設

表 原子力発電利用率向上と石炭火力発電削減との  
組み合わせ対策による削減効果

|                       |            |                      | 削減ポテンシャル |       |
|-----------------------|------------|----------------------|----------|-------|
|                       |            |                      | ケース 1    | ケース 2 |
| 原子力発電                 | 増加発電量（発電端） | 億 kWh                | 303      | 270   |
|                       | 所内率        | %                    | 4.4      | 4.4   |
|                       | 増加発電量（送電端） | 億 kWh                | 289      | 258   |
| 石炭火力発電                | 削減電力量（送電端） | 億 kWh                | 289      | 258   |
|                       | 排出原単位（送電端） | gCO <sub>2</sub> /Wh | 0.88     | 0.88  |
| CO <sub>2</sub> 排出削減量 |            | 万 tCO <sub>2</sub>   | 2,540    | 2,260 |

ケース 1：原子力発電所 13 基新設、ケース 2：原子力発電所 7 基新設

## 4．既設火力発電所のリパワリング

### (1) 対策の概要

リパワリングとは、既設の汽力発電設備（石炭火力、石油火力、LNG火力）を改造して、発電出力の増大と熱効率の向上を図るものである。基本的にはガスタービンを追設して複合化を行うものである。

リパワリングにはガスタービンの排気を既設ボイラーの燃焼用空気として利用する排気再燃方式と、単純にガスタービンからの排熱を排熱ボイラーに導き、そこから蒸気を既存のボイラーと合流させて蒸気タービンを回す排熱回収式がある。

リパワリングによる増出力と熱効率の向上には方式や設計方法によって幅はあるが、20～40%の出力増で14%～28%程度の熱効率の改善が見られる。

なお、既存設備の一部を利用できるために、環境アセスメントなどの制度面での課題を抜きにすれば、比較的短期間で熱効率の向上と増出力が図れるという利点がある。

### (2) 対策の課題

#### 技術的側面

##### ア．技術の実証度

天然ガス火力のリパワリングについては、国内で既に数例の実例があり、また、石油火力では国内での事例はないが海外では実績があり、技術の実証度は十分といえる。石炭火力については国内での事例はないが、海外には少数の実例がある。

##### イ．設置スペース

リパワリングを行う場合、追設するガスタービンと環境対策設備のための設置スペースが必要となる。

##### ウ．ガスタービン燃料の供給インフラ

石油および石炭火力のリパワリングにおいて、ガスタービン燃料としてLNGを使用する場合には、小規模なバッチ輸送では対応できないために、LNG基地やパイプラインなどの整備が必要となる。一方、軽油を利用する場合にはプラント内に軽油燃料タンクを付置するか、あるいは石油火力の場合には重油タンク等の転用で燃料の供給は可能になると考えられる。

##### エ．工事に伴う設備停止

リパワリングのための改造工事に際しては0.5～1年程度の運転停止は避け

られず、その間の代替供給力の確保が必要となる。

#### 経済的側面

既設火力発電所をリパワリングするためには、追設ガスタービンや付帯環境設備への投資が必要となる。追加設備投資額はリパワリングの方式によって異なるが、排気再燃型で追加ガスタービン 1kW あたり 25 万円、排熱回収型では 15～20 万円との報告例がある（環境庁「地球温暖化対策技術評価検討会報告書」, 1996）。これに対して新規火力電源の建設コストは以下のとおりである。

| 電源種      | 建設単価(kW あたり) |
|----------|--------------|
| 石油火力     | 19 万円程度      |
| L N G 火力 | 20 万円程度      |
| 石炭火力     | 30 万円程度      |

注) 平成 4 年度耐用年発電原価試算に用いられた建設単価  
(資料) 総合エネルギー統計より

運転費については、熱効率の向上に相当する分だけ発電量あたりの燃料費が安くなる。ただし、リパワリング設備の場合には、既存設備の一部が使用されるために、新規設備よりも耐用年数が短くなる。そのため、発電単価については、発電設備の寿命を考慮した生涯発電量あたりの単価で評価する必要がある。

なお、リパワリングは増出力であるから、新設火力電源と経済的な競合関係にある。現在計画されている新規電源を計画通り導入することで、電力需要の伸びに十分対応できる場合には、新設電源に加えてリパワリングを行うと過剰投資になる。

#### 制度的側面

リパワリングの実施に際しては、そのための設計期間が必要となる。また、環境アセスメントも必要となる。

石油火力の軽油燃料によるリパワリングについては、I E A の石油火力削減合意との整合に留意する必要がある。

### (3) 削減ポテンシャルの検討

#### 潜在的な導入ポテンシャル

我が国の事業用電力では、主として短期の供給力確保を目的として、東京電力の五井発電所と中部電力の知多発電所など計 7 基の L N G 火力発電所でリパワリング(いずれも L N G 燃料のガスタービンを用いた排気再燃方式)が行

われた実績がある。また、米国では 1995 年時点においてリパワリングされた発電容量は 3,000MW 以上との報告がある。その他、欧州においても導入事例がある。

環境庁「地球温暖化対策技術評価検討会報告書」(1996)によると、経済性については考慮せずに、稼働年数、設置スペースなどの物理的条件の範囲でリパワリングが可能と考えられる設備容量は、以下のとおりであった。

|          |            |
|----------|------------|
| 石油火力     | 1,000 万 kW |
| L N G 火力 | 800 万 kW   |

実際に導入の検討にあたっては、こうした物理的な可能性の検討に加えて、電力需要(最大電力)の伸びを考慮した必要な設備量の想定や、新設電源との経済性の比較などを含めた総合的な検討が必要になる。

#### 技術の削減効果

ここでは、リパワリングの削減効果を推計するにあたり、単位設備量あたり(既設 1 kW あたり)の削減効果を算定した。検討対象とする既設火力発電所は、石油火力へ依存度を上げず、また国内実績もある L N G 火力とした。

リパワリングは熱効率を向上させるが、同時に増出力効果を持つことから、リパワリングによる対策効果を検討する場合には、既設火力発電所をリパワリングして増出力させたケースと、既設設備はそのまま運用し、これとは別に A C C (アドバンスドコンバインドサイクル)を新規に導入したケースを比較する必要がある。

発電所の設備容量は、リパワリングによって 40%増加すると想定した。発電所の熱効率は、リパワリングの対象が古い発電所となることから、既設平均よりは低めの値として 38%を想定した。これを一般的なガスタービンの設置により熱効率 43%程度に引き上げる場合(ケース 1、相対値 13%向上)と、より高効率ガスタービンの設置により 47%に引き上げる場合(ケース 2、相対値 24%向上)を想定した。

熱効率の高い設備は優先して運用されることを考慮し、設備利用率は、既設については 50%、リパワリング設備と A C C については 60%とした。

以上の条件のもとで計算すると、単位設備量あたり(既設 1 kW あたり)の年間削減効果は、熱効率の向上幅が少ないケースで 91gCO<sub>2</sub>/W、大幅な熱効率向上を想定したケースで 360gCO<sub>2</sub>/W と試算された。

すなわち、追加電源 320 万 kW が必要な場合に、新規 A C C を導入せずに、既設 L N G 火力 800 万 kW をリパワリングして 320 万 kW の増出力を図ることに対応すれば、292 万 tCO<sub>2</sub> (800 万 kW × 360gCO<sub>2</sub>/W) の CO<sub>2</sub> 排出削減

が可能となる。

表 リパワリングによる削減効果（既設発電所 1kW あたり）

|           |                     | リパワリングあり |       | リパワリングなし + ACC 新設 |       |       |
|-----------|---------------------|----------|-------|-------------------|-------|-------|
|           |                     | ケース 1    | ケース 2 | ACC               | 既設    | 合成    |
| 設備量       | kW                  | 1.4      | 1.4   | 0.57              | 1.0   | 1.4   |
| 利用率       | %                   | 60.0     | 60.0  | 60.0              | 50.0  | 60.0  |
| 熱効率       | %                   | 43.0     | 47.0  | 49.0              | 38.0  | 41.8  |
| 年間発電量     | MWh/Y               | 7.4      | 7.4   | 3.0               | 4.4   | 7.4   |
| 年間燃料消費量   | GJ/Y                | 62       | 56    | 22                | 41    | 63    |
| CO2 排出量   | kgCO2               | 3,162    | 2,893 | 1,123             | 2,130 | 3,253 |
| CO2 排出原単位 | gCO2/W <sub>h</sub> | 0.43     | 0.39  | 0.38              | 0.49  | 0.44  |
| CO2 削減効果  | gCO2/W <sub>h</sub> | 0.012    | 0.049 |                   |       |       |
|           | gCO2/W              | 91       | 360   |                   |       |       |

注）表中の ACC の設備量 0.57kW は、既設の設備利用率を 50%、ACC の設備利用率 60%として、リパワリングを行った場合と同じ発電量を得るために必要な設備量を示したものである  
 $(0.57 = \{ 1.4 \times 0.6 - 1.0 \times 0.5 \} / 0.6)$

### 削減ポテンシャル

リパワリングについては、電力安定供給に必要な設備量の範囲内で、その設置を検討する必要がある。必要な設備量を越えて、設置可能な設備全てにリパワリングを施すことも物理的には可能であるが、経済的には考えられない。必要な設備量の範囲内ならば、設置費用と新規電源との差分相当が対策費用となるが、必要な設備量を超えた分については、設置費用そのものが対策費用となる。そのため、需要側での対策が進展するほど、供給側での対策の余地は減少する。

今回の計画ケースや、そこからさらに対策を追加するケースでは、電力需要の伸びが低下するために、将来の電力需要に対しては、建設中の新規電源で対応可能となる。建設中の電源を繰り延べしてリパワリングを行うことは考えられないため、このようなケースではリパワリングを導入する余地はほとんど無いものと考えられる。

なお、計画段階の電源との比較を行う場合においても、電源開発計画が長いリードタイムを経て検討されてきたものであるから、こうした点を十分考慮して検討を行う必要がある。

## ５．火力発電における燃料転換

### （１）燃料転換の現状

#### 現状と推移

石油火力については、オイルショック以降は石油代替エネルギーの開発や導入によって減少基調で推移しており、一般電気事業用の総発電量に占める石油火力の割合は 1990 年の 26.5% から 1998 年には 10.8% に減少した。

石炭については、埋蔵量が豊富で、政情が比較的安定している国々に遍在していることから、安定供給性に優れており、また、石油や LNG よりも相対的に安価なこと等から、石油代替エネルギーの柱として積極的な導入が図られてきた。その結果、一般電気事業用の総発電量に占める石炭火力の割合は、1990 年の 9.7% から 1998 年には 14.9% に上昇した。また、火力発電量に占める割合も、1990 年の 16.1% から 1998 年の 28.8% に大きく上昇した。

LNG については、石油代替エネルギーの柱の一つとして、また、都市圏の大気汚染防止対策における極めて有効な発電燃料として、積極的に導入が図られてきた。その結果、一般電気事業用の総発電量に占める LNG 火力の割合は、1990 年の 22.2% から 1998 年 24.6% に上昇した。また、火力発電量に占める割合も、1990 年の 36.7% から 1998 年の 47.5% に上昇した。

#### 今後の計画

「平成 12 年度供給計画の概要」によると、石炭火力については、今後 10 年間で 1,984 万 kW の石炭火力を開発し、平成 21 年度末設備量で 4,400 万 kW（設備構成比 16%）とする計画となっている。その結果、総発電量に占める割合も 21.5% と大きく上昇する計画となっている。

一方、LNG 火力については、同資料によると、今後 10 年間で 1,206 万 kW の LNG 火力を開発し、平成 21 年度末設備量で 6,686 万 kW（設備構成比 25%）とする計画となっている。総発電量に占める割合は 22.6% と現状よりはやや減少する計画となっている。

LNG 火力については、「2000 年版 電気事業の現状」においても「LNG 火力の導入については既に成熟期を迎えており、今後大幅な LNG 需要の増加は見込まれない考えられる」と述べられており、今後の火力発電については、経済性およびエネルギー供給安定性などの観点から、石炭火力が多く導入される計画となっている。

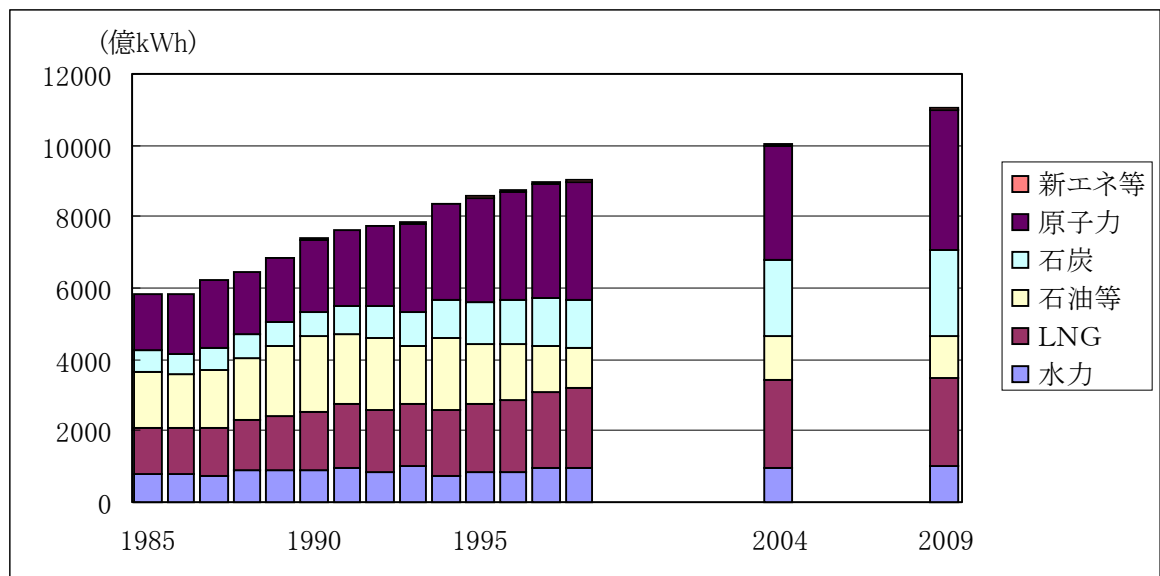


図 発電電力量の推移と今後の計画  
注) 2004 年および 2009 年の値は平成 12 年度供給計画による

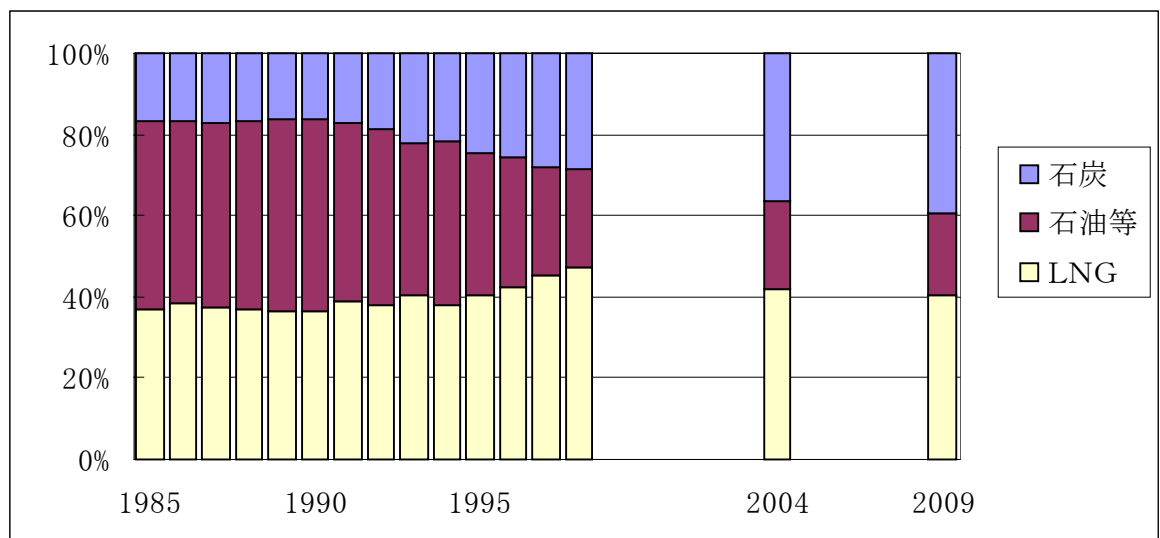


図 火力発電の発電電力量構成比の推移と今後の計画  
注) 2004 年および 2009 年の値は平成 12 年度供給計画による

## ( 2 ) 対策の概要

L N G ( 天然ガスを含む ) は、熱量当たりの CO<sub>2</sub> 排出が化石燃料の中で最も少ないことから、同じ熱効率 ( 発電端 ) で発電を行っても発電量あたりの CO<sub>2</sub> 排出が化石燃料の中で最も少ない。また、最新鋭の L N G 火力発電は、最新鋭の石炭火力と比べてもはるかに効率が低い。さらに、L N G 火力発電は、他の火力発電と比べて、所内率を低くできるという特徴がある。そのため、最新の L N G 火力の CO<sub>2</sub> 排出原単位 ( gCO<sub>2</sub>/Wh ) は石炭火力の半分以上となる。

表 発電用燃料別の二酸化炭素排出特性の比較

| 項目                       | 単位                       | L N G |       | 石油<br>既設 | 石炭    |       |
|--------------------------|--------------------------|-------|-------|----------|-------|-------|
|                          |                          | 最新    | 既設    |          | 最新    | 既設    |
| 熱効率 [ 発電端 ]              | %                        | 49.0  | 39.5  | 39.5     | 42.0  | 39.5  |
| 所内率                      | %                        | 3.5   | 3.5   | 6.0      | 6.0   | 6.0   |
| 熱効率 [ 送電端 ]              | %                        | 47.3  | 38.1  | 37.1     | 39.5  | 37.1  |
| 燃料の CO <sub>2</sub> 排出係数 | gCO <sub>2</sub> /M<br>J | 51.3  | 51.3  | 72.3     | 91.2  | 91.2  |
| CO <sub>2</sub> 排出原単位    | gCO <sub>2</sub> /W<br>h | 0.39  | 0.48  | 0.70     | 0.83  | 0.88  |
| [ 送電端 ]                  | [-]                      | (1.0) | (1.2) | (1.8)    | (2.1) | (2.3) |

注) 熱効率 [ 発電端 ] および所内率は比較のために想定した一般的な値。

CO<sub>2</sub> 排出係数は本検討において共通で用いている値。石油の CO<sub>2</sub> 排出係数は C 重油の値。

すなわち、地球温暖化対策の観点からは、火力発電の発電用燃料を、可能な限り L N G にシフトさせることが望まれる。発電用燃料を L N G にシフトさせるには次の 2 つの対策が考えられる。

運用上の対策：既設 L N G 火力発電を優先的に運用する ( 注 )。

導入時の対策：新規設備導入時に L N G 火力発電を優先的に導入する。

( 注 ) 石炭火力は、負荷追従性が低く運転費が相対的に安いことから、ベース電源として、高い設備利用率で運用されている。一方、L N G 火力は、負荷追従性が高く運転費が相対的に高いことから、主にミドル・ピーク電源として、石炭火力よりも相対的に低い設備利用率で運用されている。経済性を考えなければ、石炭火力によるベース供給の一部は、L N G 火力で代替することが可能である。

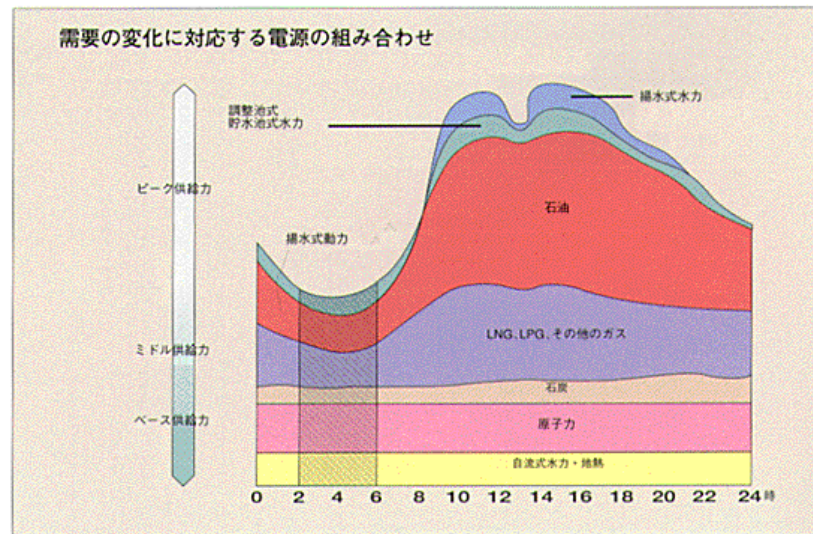


図 需要変化に対応する電源の組み合わせ  
(資料) 電気事業連合会HP (<http://www.fepc.or.jp>)

### (3) 対策の課題

#### 技術的側面

既設LNG火力発電の優先利用においては、代替される石炭火力発電側の負荷追従性が低いことから、運用面で制約を受ける(注1)。

また、港湾設備や燃料貯蔵タンクなどのLNG受入設備の容量に上限があることから、燃料供給面で制約を受ける可能性がある。LNG取引量は、供給地の生産から消費地の受入までを含めたトータルシステムとして決まっていることから、余剰が存在しない可能性があり、スポット市場での売買も限られている(注2)。

#### 経済的側面

運用時の発電費用の差は主として発電用燃料価格の差となる。LNG価格は石炭価格よりも相対的に割高であるために、LNG火力の優先運用は、経済的負担を伴う。

建設費用等を含めた発電費用でも、一般には、石炭火力の方がLNG火力よりも経済的である。そのため、LNG火力の優先的導入においても、経済的負担が発生する。

LNG消費拡大の程度によっては、港湾設備の整備、貯蔵設備の新設・追設など、LNG受入のための新たな設備投資が必要となる。

また、日本のLNG輸入量は、世界のLNGマーケットの中で非常に大きなシェアを占めていることから、日本におけるLNG使用量の拡大は、世界のL

NGマーケットの値動きに影響を及ぼす可能性がある。その結果として、LNGの高騰を招く可能性がある。

以上のことから、燃料転換に対して適切な経済的支援が行われない場合には、電気料金低減への社会的要請に反して、電気料金を上昇させることになる。

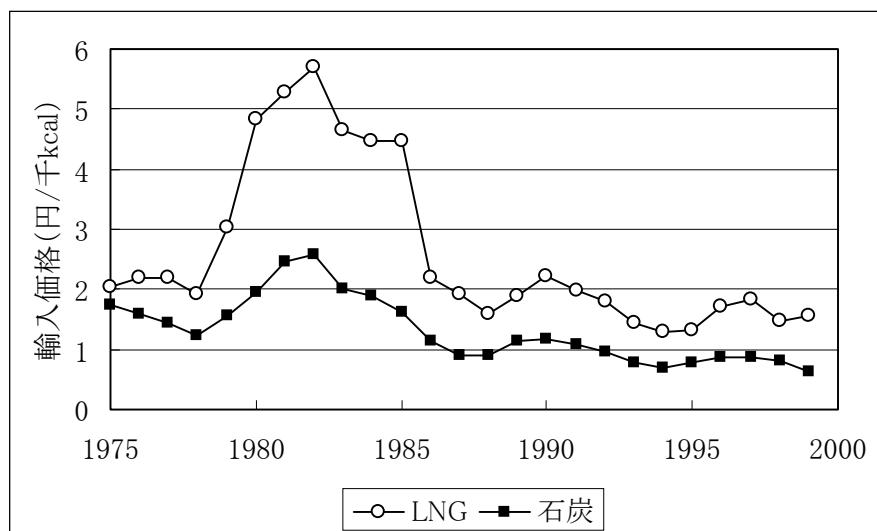


図 石炭とLNGの輸入価格の比較

(資料) 日本エネルギー経済研究所「エネルギー・経済統計要覧」より作成

#### 制度的側面

発電所の新規立地には、計画から運転開始に至るまでに長いリードタイムが必要となる。そのため、計画変更を伴う場合には、再度長いリードタイムを要することとなる。

また、LNGの受入量拡大に際しては、技術的、経済的な課題に加え、港湾計画や自治体との協定等、規制や約束に抵触しないか等の検討も必要となる。

#### エネルギー安定供給性の課題

石炭については確認埋蔵量が大きいことや、産出地の偏りがなく政情の安定した国に広く遍在することなどから、長期的に見て安定性の高い燃料と考えられている。

地球温暖化対策の観点からは、CO<sub>2</sub>排出の多い石炭火力による発電量をできる限り抑えることが重要となるが、国産エネルギーの少ない我が国においては、エネルギーの安定供給性の観点からは、多様な電源をバランス良く開発・運用していくことが重要となる。

(注1) 石炭火力は出力調整幅が小さく、夜間停止などに対応できないものが

多いために、LNG火力に余力がある場合でも、ピーク対応を見込んで石炭火力についても常にある程度の発電を行っておく必要がある。

(注2) 天然ガスのLNG形態での利用については、その供給システムがLNGプロジェクトとして採鉱から液化・生産・輸送・液化・生産・輸入・受入・貯蔵の各段階が一貫した大規模なチェーンシステムとして建設される。プロジェクト成立には長いリードタイムを要し、また、売り主、買い主ともに莫大な設備投資が必要となることから、巨額投下資金を確実に回収していくために、一定の取引量を前提として、20年から30年の長期契約やテイクオアペイなどの硬直性の高い契約形態が伴う。

このような特徴は、既存プロジェクトに対しては、安定供給性確保の効果を持つが、逆に、新規プロジェクトの立ち上げに対しては発電燃料需要とのマッチング・リスクを発生させるために、LNG消費量拡大の障害となっている。

#### (4) 削減ポテンシャルの検討

ここでは、既設LNG火力の優先利用という運用面での対策について検討を行った。

1998年において運転されているLNG発電所5,500万kWのうち、2010年においても運転される発電所を約5,000万kWと想定した(これらの発電所は、現在平均約49%の設備利用率で運用されている)。これらの発電所の設備利用率を1%引き上げるとともに、その発電量増分だけ石炭火力の発電量を削減した場合には、CO<sub>2</sub>排出量は約176万tCO<sub>2</sub>削減可能となる。また、その際の燃料費用の差額を削減費用と見なすと、削減費用は77億円となり、削減単価は1.6万円/tCとなる。なお、新設の発電所については、熱効率が高いことから、ある程度高い設備利用率で運用されるものとして、対象には含めていない。

削減ポテンシャルを見積もるためには、利用率の引き上げが、技術的にどの程度まで可能であるかを想定する必要がある。これについては、負荷曲線や地域特性を考慮する必要がある、その想定は非常に難しい。また、(3)対策の課題で述べたように、燃料受入量の設備的・制度的制約、燃料調達の可否、燃料高騰の懸念があることから、大幅な引き上げは難しいと考えられ、仮に1～5%程度と想定すると、その削減量は176～881万tCO<sub>2</sub>となる。

表 LNG火力発電の利用率1%向上によるCO2削減効果の試算

|       |                       |                      | 値     | 備考 |
|-------|-----------------------|----------------------|-------|----|
| LNG火力 | 設備量                   | 万 kW                 | 5,000 | 1) |
|       | 平均熱効率                 | %                    | 39.5  |    |
|       | 所内率                   | %                    | 3.5   |    |
|       | 排出原単位（送電端）            | gCO <sub>2</sub> /Wh | 0.482 |    |
|       | 発電量あたり燃料費（送電端）        | 円/kWh                | 3.61  |    |
| 石炭火力  | 平均熱効率                 | %                    | 39.5  | 2) |
|       | 所内率                   | %                    | 6.0   |    |
|       | 排出原単位（送電端）            | gCO <sub>2</sub> /Wh | 0.884 |    |
|       | 発電量あたり燃料費（送電端）        | 円/kWh                | 1.85  |    |
| 削減効果  | LNG火力利用率向上            | %                    | 1.0   |    |
|       | 代替発電量                 | 億 kWh                | 44    |    |
|       | CO <sub>2</sub> 排出削減量 | 万 tCO <sub>2</sub>   | 176   |    |
| 削減費用  | 発電量あたり燃料費差（送電端）       | 円/kWh                | 1.76  |    |
|       | 削減費用                  | 億円                   | 77    |    |
|       | 削減単価                  | 万円/tC                | 1.6   |    |

1) LNG 価格は 1.6 円/Mcal とした。

2) 石炭価格は 0.8 円/Mcal とした。

## 6 . 削減ポテンシャルのまとめ

表 エネルギー転換部門の削減ポテンシャルのまとめ

| 削 減 対 策                      | 2010 年の導入量 |              |        | CO2<br>削減量<br>( 万 tCO2 ) |
|------------------------------|------------|--------------|--------|--------------------------|
|                              | 計画<br>ケース  | 削減<br>ポテンシャル | ( 差分 ) |                          |
| 風力発電の導入促進 <sup>1)</sup>      |            |              |        |                          |
| 設備量 MW                       | 776        | 6,400        | 5,624  | -                        |
| 発電量 GWh                      | 1,292      | 10,700       | 9,408  | -                        |
| 廃棄物発電の導入促進 <sup>1)</sup>     |            |              |        |                          |
| 発電量 GWh                      | 9,493      | 24,500       | 15,007 | -                        |
| 原子力発電利用率の向上 <sup>2) 3)</sup> |            |              |        |                          |
| 発電量 GWh                      | 440,400    | 470,700      | 30,300 | 2,540                    |
| 発電量 GWh                      | 392,800    | 419,800      | 27,000 | 2,260                    |
| 既設火力発電所のリパワリング <sup>4)</sup> | -          | -            | -      | -                        |
| 火力発電の燃料転換 <sup>5) 6)</sup>   |            |              |        |                          |
| 転換量 GWh                      | -          | -            | 4,380  | 176                      |
| 転換量 GWh                      | -          | -            | 21,900 | 881                      |

1) 被代替電源を想定していないことから CO2 削減量を示していない。

2) 原子力発電量増分だけ石炭発電量を削減するという供給側での組み合わせ対策を想定。

3) 上段：原子力発電新設 13 基のケース、下段：原子力発電新設 7 基のケース

4) 技術としての削減効果はあるが、前提条件である計画ケースの電力需要を踏まえて、2010 年までの導入可能性は小さいと判断した。

5) 既設 LNG 火力発電の利用率を向上させて、その発電量増分だけ石炭火力発電量を削減するという対策を想定。

6) 上段：利用率 1 % 向上を想定、下段：利用率 5 % 向上を想定