

DISCUSSION PAPER SERIES

東アジアの再生可能エネルギー政策  
—日中韓台の普及促進措置の現状と課題—

朴勝俊・李秀澈

No.2009-05



京都産業大学大学院経済学研究科  
〒603-8555 京都市北区上賀茂本山

Graduate School of Economics  
Kyoto Sangyo University  
Motoyama-Kamigamo, Kita-ku, Kyoto,  
603-8555, Japan

2009/06/14

# 東アジアの再生可能エネルギー政策－日中韓台の普及促進措置の現状と課題－ The Renewable Energy Policy in East Asia -- Current Status and Challenges for Promotion Schemes in Japan, China, Korea and Taiwan--

○朴勝俊\*・李秀澈\*\*

## 1. はじめに

太陽・風力・バイオマスといった再生可能エネルギーは、地球温暖化問題とエネルギーセキュリティの解決策の一つとして、世界的に関心を呼んでいる。主に、EU 諸国の積極的な支援策が広く知られているが、日本、中国、韓国、台湾（以下、日中韓台）の東アジア 4ヶ国・地域でも、近年、その普及を促進する政策措置の導入が進んでいる。本報告では、これらの再生可能エネルギー普及措置の歴史と現状、および制度の効果を、EU 諸国の試みを参照点としつつ相互に比較し、それらの成果や課題、および改善方向を明らかにする。

再生可能エネルギーとは、化石燃料や原子力との対比で、自然界からの恵みによって一定限度内であれば枯渇することなく繰り返し利用できるエネルギーをいう。ただ各国は、再生可能エネルギーを政策的に支援する上で、非石油エネルギー供給源の多様化や、エネルギー需要側の技術普及促進など、それぞれの実情に応じた政策目的を絡ませて、国ごとに異なった概念名称と定義を与えている。表 1 から分かるように法令上の定義・分類は大同小異であるが、大規模水力の取り扱い、廃棄物エネルギーの取り扱い等で若干の差異がある。すなわち日本の定義では 1000kW を超える大型水力発電設備は新エネルギーに含まれないが、他の 3 国・地域では再生可能エネルギーの一つとされる。また、韓国や台湾では廃棄物エネルギーが再生可能エネルギーに含まれるのに対し、日本の RPS 法(後述)では、廃棄物に含まれる植物由来の残渣分だけが新エネルギーに含まれる。

また、韓国では石炭・中質油残渣由来の液化ガスや水素エネルギーなどの自然界由来と言えないものや、燃料電池のような、エネルギー源というよりエネルギー利用設備に対して、新エネルギーという分類を与え、支援を行っている。日本でも 2008 年の政令改正までは、表 2 に示すような分類がなされ、廃棄物発電や天然ガスコージェネレーション、燃料電池なども含まれていた。

本稿では、これらの中でも再生可能エネルギーからの発電（以下、再生可能発電あるいは再生可能電力と呼ぶ）と、普及促進のための政策措置を主な検討対象とする。

---

\* 京都産業大学経済学部 Faculty of Economics, Kyoto Sangyo University  
〒603-8555 京都市北区上賀茂本山 Tel 075-705-1862

\*\* 名城大学経済学部 Faculty of Economics, Meijo University  
〒468-8502 愛知県名古屋市中白区塩釜口 1-501 Tel 052-832-1151(代)

表 1：再生可能エネルギーの関連定義・分類の比較

|                       |         | 中国   | 日本  | 韓国                                   | 台湾                   |          |
|-----------------------|---------|--|---|--------------------------------------|----------------------|----------|
| 定義法令                  |         | 再生可能エネルギー法('06 施行)、中期発展規画('07)                             | 新エネ特別法施行令('08 改正)                                     | 新再生エネ開発普及促進法('04)                    | 再生可能エネルギー発展条例草案('08) |          |
| 概念名称                  | 分類      | 再生可能エネルギー  | 新エネルギー  | 新再生エネルギー                             | 再生可能エネルギー            |          |
| 再生可能エネルギー             | 太陽エネルギー | 太陽エネルギー  | 太陽熱<br>太陽電池   | 太陽熱<br>太陽光発電                         | 太陽エネルギー              |          |
|                       | 風力      | 風力発電   | 風力発電  | 風力                                   | 風力                   |          |
|                       | バイオマス   | (藁・薪・畜糞の伝統的燃焼を除く) エタノール、バイオ・ディーゼル、バイオマス練炭、メタンガス<br>バイオマス発電 | バイオマス燃料製造<br>バイオマス熱利用<br>バイオマス発電                      | バイオディーゼル、バイオエタノール、バイオガス、バイオ液化油、バイオ燃料 | バイオマス                |          |
|                       | 水力      | 小規模水力  | 小規模水力   | 小水力(千 kW 以下)                         | 小規模水力                | 非抽蓄式水力   |
|                       |         | 大規模水力  | 大規模水力   |                                      | 大規模水力(2003-)         |          |
|                       | 海洋エネルギー | 海洋エネルギー  | 海水・河川水熱源利用  | 海洋エネルギー                              | 海洋エネルギー              |          |
|                       | 地熱      |  | 地熱  | 地熱                                   | 地熱                   | 地熱       |
| 雪・氷熱利用                |         |  |   |                                      | 廃棄物エネルギー             | 廃棄物エネルギー |
| その他<br>(韓国でいうの新エネルギー) |         |  | ※08 年の改正まで、廃棄物エネルギー等の非再生エネルギーの他、さまざまな需要側技術などが列挙されていた。 | 燃料電池<br>石炭・中質残渣油の液化ガス<br>水素エネルギー     |                      |          |

表 2： 2008 年政令改正前の日本の「新エネルギー」の定義・分類

|                |                      |           |
|----------------|----------------------|-----------|
| 再生可能エネルギー      | 自然エネルギー              | 太陽光発電     |
|                |                      | 風力発電      |
|                |                      | 太陽熱利用     |
|                |                      | 雪氷熱利用     |
|                | 自然エネルギーでかつリサイクルエネルギー | バイオマス発電   |
|                |                      | バイオマス熱利用  |
|                |                      | バイオマス燃料製造 |
| リサイクルエネルギー     | 廃棄物発電                |           |
|                | 廃棄物熱利用               |           |
|                | 廃棄物燃料製造              |           |
|                | 温度差エネルギー             |           |
| 従来型エネルギーの新利用形態 | クリーンエネルギー自動車         |           |
|                | 天然ガスコージェネレーション       |           |
|                | 燃料電池                 |           |

## 2. 再生可能エネルギーに対する支援の根拠

風力や太陽光等の再生可能エネルギーは、多くの場合、化石燃料や原子力等の既存電源と比較して高コストかつ供給不安定であり、市場競争においては淘汰される可能性が高い。これらに政策的支援を行う根拠は、主に次の 3 点に求めることができるであろう。

第 1 に、環境上の効果である。化石燃料による火力発電や原子力等に比べて、大気汚染物質や温室効果ガスによる外部費用や、放射性廃棄物対策および過酷事故リスクの外部費用が小さい。この際、本来であれば、既存電源に対して環境税等によって外部費用の内部化がはかられるべきである。しかし環境税の導入は政治的に難しく、しかも既存エネルギーには相当の政府補助が行われているので、再生可能エネルギーへの支援政策を通じて競争条件の均等化がもたらされるべきである（大島 2006）。

第 2 に、エネルギー自給率の向上である。再生可能エネルギーは国内に賦存する自然エネルギーの活用であるため、その使用量に応じて既存エネルギーを節約し、エネルギー輸入依存度を下げることができる。

第 3 に、電力市場の資源配分機能の補正である。電力市場では既存の発電所（多くの場合、減価償却を終えた発電所）で、安価な燃料を用いて発電された電気が最も安い。そのため、これらの発電所がたとえ非効率でかつ外部費用が大きくても、優先的に用いられることになる。それに対し、新規の風力・太陽光発電所は固定費の比率が高く、長期平均費用が電力市場価格を下回る投資案件であっても、投資家は期待する年数内で確実に資金が回収できる確信が持てないことが多い。そのため、最新技術の普及を促進し、旧式の非効率な発電所の引退を促進する上でも、再生可能電力を優先的に販売できるような施策が望ましいのである。

### 3. 再生可能発電の開発段階と関連政策類型

再生可能発電普及のための政策措置は、その開発・普及段階に応じて様々なものが考えられる（表 3）。一般には、研究・開発段階から順に需要開拓・普及へと向かうため、それに応じた政策が順に導入されると想像されるが、近年では、中国や韓国でも積極的に、欧米の先進国と同様の普及拡大策が制度化されており、議論の焦点は RPS(供給義務量+証書取引)と FIT(固定価格買取制)のいずれを選択すべきか、に移っていると言える。

まず、表 1 と図 1 を念頭に、開発段階において必要とされる政策措置について、説明を与えることとしよう。図 1 は再生可能エネルギーをめぐる各種アクターの分類を示している。政策措置を検討する場合、どのアクターを実施主体とし、どのアクターが負担を負うのかを、よく切り分けておくことが重要である。

#### 3.1. 研究・開発初期段階

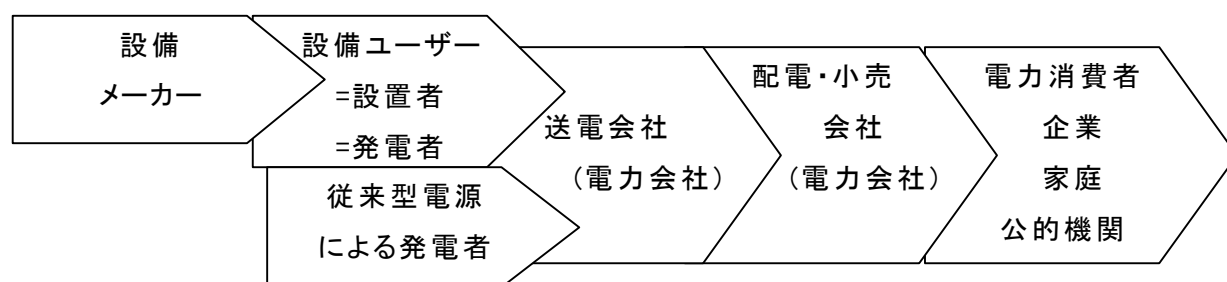
再生可能エネルギー技術が商業化段階に達していない「研究・開発初期段階」においては、研究・開発補助金によって実用化へ向けた研究開発が図られる。もちろん、収益性と成長が見込まれる分野では、民間の設備メーカーによって自発的に研究開発がすすめられるはずであるが、再生可能エネルギーに関しては環境上・エネルギー安全保障上の外部効果と、内部費用が低く安定的な既存エネルギー（化石燃料や原子力）との競争という障壁

の存在から、政府を中心とした研究開発体制がとられるのが普通である。

表 3：再生可能発電の発展段階別にみた政策措置一覧

|               | 公的政策措置                              |   | 自発的措置  |
|---------------|-------------------------------------|---|--|
| 普及段階          | 義務的政策措置                             | 誘導的政策措置<br>(インセンティブ付与)  | (民間人が当面の金銭的不利益を覚悟で自発的に行うもの)  |
| 研究・開発<br>初期段階 |                                     | 研究・開発プロジェクトや補助金   |  |
| 初期需要<br>開拓段階  | 系統連係規則、<br>設置義務<br>(公共建築や大規模建<br>築) | 設備補助金または税制優遇措置、<br>政策金融(低利融資)、<br>部品等輸入関税軽減、<br>各種許認可手続の簡素化   | 市民による率先導入、<br>需要者の自発的グリーン証書<br>(グリーン電力を含む)、<br>電力会社の自発的 FIT<br>(余剰電力購入メニュー)、<br>環境配慮金融(SRI等) |
| 市場形成<br>段階    | 系統連係規則、<br>FITの電力買取義務、<br>RPSの導入義務量 | 設備補助金または税制優遇措置、<br>政策金融(低利融資)、<br>部品等輸入関税軽減、<br>FITの固定価格制、差額補助<br>電力価格補助[Premium-FIT]、<br>RPSの証書取引、<br>競争入札制度、<br>各種許認可手続の簡素化 | 市民による率先導入、<br>需要者の自発的グリーン証書<br>(グリーン電力を含む)、<br>電力会社の自発的 FIT<br>余剰電力購入メニュー)、<br>環境配慮金融(SRI等)  |
| 普及拡大<br>段階    | 系統連係規則、<br>FITの電力買取義務、<br>RPSの導入義務量 | FITの固定価格制、<br>RPSの証書取引、<br>入札制度、<br>電力価格補助[Premium-FIT]<br>各種許認可手続の簡素化<br>既存エネルギーへの環境税  | 環境配慮金融(SRI等)   |
| 成熟段階          | 系統連係規則                              | 既存エネルギーへの環境税  | 環境配慮金融(SRI等)   |

図 1 再生可能発電をめぐる各種アクター



### 3.2. 初期需要開拓段階

再生可能エネルギー技術の実用化に成功したものの、生産規模の小ささと高コストに特徴づけられる商用化の初期段階においては、初期の需要創造と生産規模拡大のための施策が求められる。

風力発電や太陽光発電などの不安定な自然の力に依存するエネルギー源は、蓄電池等を

用いれば独立分散型の電源として活用することも可能であるが、個別に蓄電池等を併設して負荷の変動に備えるよりも、既存の送電網に電力を流し込んで(feed-in)、個別の変動を送電網全体で吸収した方が社会的費用面で合理的な場合が多い。そのため、送電会社<sup>1</sup>に対して、再生可能電力の系統連係義務を課すことが有効といえる。他方、公共建築や大規模建築に対して再生可能発電設備の設置を義務づければ初期需要を開拓することが可能である。以上が義務的政策措置である。

再生可能発電設備の生産者の起業や設備投資を支援したり、設置者（ユーザー）に対して再生可能発電設備の設置・利用することを促す、誘導的政策措置（経済的インセンティブ措置）もいくつか考えられる。最もよく用いられるのは、太陽電池や風力発電機の設置コストに対する補助であり、設備補助金、税制優遇措置(税額控除)、政策金融(低利融資)などである。また、韓国のように設備メーカーが外国からの部品に依存している場合には、それに対する輸入関税の軽減が有効である。また、設備メーカーの工場建設や、設備ユーザーによる建設・設置、系統連係等に関わる各種許認可手続(建築許可等)の簡素化は、投資のリードタイムを短縮してリスクを緩和することにより、投資を促進する効果がある。

上記の施策が政府による政策措置であるのに対し、政府が適切な政策措置を採らない段階で、民間人や企業による自発的な取り組みも存在する。設備ユーザーがコスト高な設備を率先して導入したり、この負担を自発的なグリーン電力証書取引で広く分担するなどの措置がある<sup>2</sup>。これは、民間企業が企業の社会的責任(CSR)の一環として行い、企業宣伝に役立てる場合もある。日本の電力会社が行っている「余剰電力購入メニュー」は、太陽電池や風力発電所を系統連係した上で、固定された価格で余剰電力を無制限に買い取るというものであり、制度的には後述の固定価格買取制(feed-in tariff)に等しいが、法的拘束力がない自発的な取り組みである点で特徴的である。環境配慮金融(SRI 等)は資金不足に陥りがちな再生可能エネルギー部門に対し、企業や個人が好意的な条件で投資や貸付を行うものである。以上のいずれも、社会的文脈によっては重要な役割を果たしうるが、その効果が法的な拘束力によって担保されるものでなく、民間人や企業が環境や社会のために当面の金銭的な不利益・負担を覚悟で、率先して実施するものであるのが特徴である。

### 3.2. 市場形成段階から普及拡大段階

設備メーカーたちの数や規模が増加して供給力が高まってくると、政府の再生可能エネルギー普及目標に応じて、電力市場で相当のシェアを占めるまでに普及させる施策が求められる。系統連係義務はここで、他の電源より優先的に再生可能電力を市場に送り込むと

---

<sup>1</sup> 東アジア4ヶ国・地域では、垂直統合された地域独占的な電力会社を送電網を所有している。

<sup>2</sup> 自発的なグリーン電力証書取引では、再生可能エネルギー発電者は買電価格に加えて、発電量に応じたグリーン電力証書を第三者に販売して自己負担を減らす。証書の購入者はその「環境価値」をアピールすることができる。

いう政策的な意味を帯びる。

この段階で重要な役割を果たす固定価格買取制(**feed-in tariff, FIT**)と再生可能電力供給義務量・証書取引制(**renewable portfolio standard, RPS**<sup>3</sup>)は、いずれも義務的政策措置と誘導的政策措置のポリシーミックスとみることができる。

**FIT** は送電会社に対して、再生可能電力を有償で買い取る義務を課すとともに、法令によってその買取価格を長期間にわたり電力市場価格よりも高い水準で固定するものである。それだけでは送電会社に多額の負担が発生するので、法定買取価格(基準価格)と電力市場価格との差額分が、政府から送電会社や発電者に補助金として与えられたり、電気料金への上乗せによって電力消費者が薄く広く分担する制度が明文化される。ところで **FIT** の亜種として固定料率補助制(**Premium-FIT**)が存在するが、これは発電者に再生可能電力を電力市場において市場価格で販売することを認めつつ、その市場価格に固定された料率の補助金を上乗せで与えるものである。この場合には送電会社に買い取り義務は課されない。

**RPS** は電力供給者に、販売電力の一定比率を再生可能電力で賄うことを義務づけるとともに、義務量と実際の再生可能電力供給量との差を証書取引の形で融通することを認め、再生可能電力に証書価格というインセンティブを追加させるものである。ここで、電力供給者として、全ての従来型電源による発電者・輸入者(**producer & importer**)を指定する場合と、全ての電力小売会社(**supplier**)を指定する場合がある<sup>4</sup>。

競争入札制度(**tender**)は、政府や送電会社が一定の容量の再生可能発電設備に対して、長期間にわたって固定価格での電力買い取りを保障するとともに、販売権を競争入札によって発電者に割り当てる制度である。その際、電力の落札価格が長期間の固定価格となる。

**FIT**、**RPS**、競争入札制度のいずれも、価格が魅力的か、義務と制裁の厳しい政策がとられるならば、十分な販売シェアを再生可能エネルギーに与えることができるはずである。

助成措置(補助金、税制優遇措置、政策金融)は補完的施策として併存する場合もあるが、**FIT**、**RPS**、競争入札制度が充実するにつれて重要性が低下する。各種許認可手続の簡素化の重要性は変わらない。民間人や企業による自発的な取り組みも、主要な普及策が充実するにつれて重要性が低下する。むしろ、実質的に再生可能電力量に上限を定める **RPS** 制度の下では、自発的な取り組みは必ずしも全体の供給量の増加にはつながらない。従って、自発的に導入支援された再生可能電力は **RPS** 市場の外部に留まるべきである。

それに対して、自発的な環境配慮金融による低利融資は、政府資金を要せずに再生可能エネルギー部門に資金を集め、設置者の負担を軽減するとともに、要求される投資回収年数の短縮化に貢献するので、他の助成措置や自発的な取り組みに比べれば重要性は保たれる。

---

<sup>3</sup> EU ではこの制度を **Quota Obligation System and Tradable Green Certificate (Quota/TGC)**と呼んでいる(Ragwitz, M et al. (2007))。

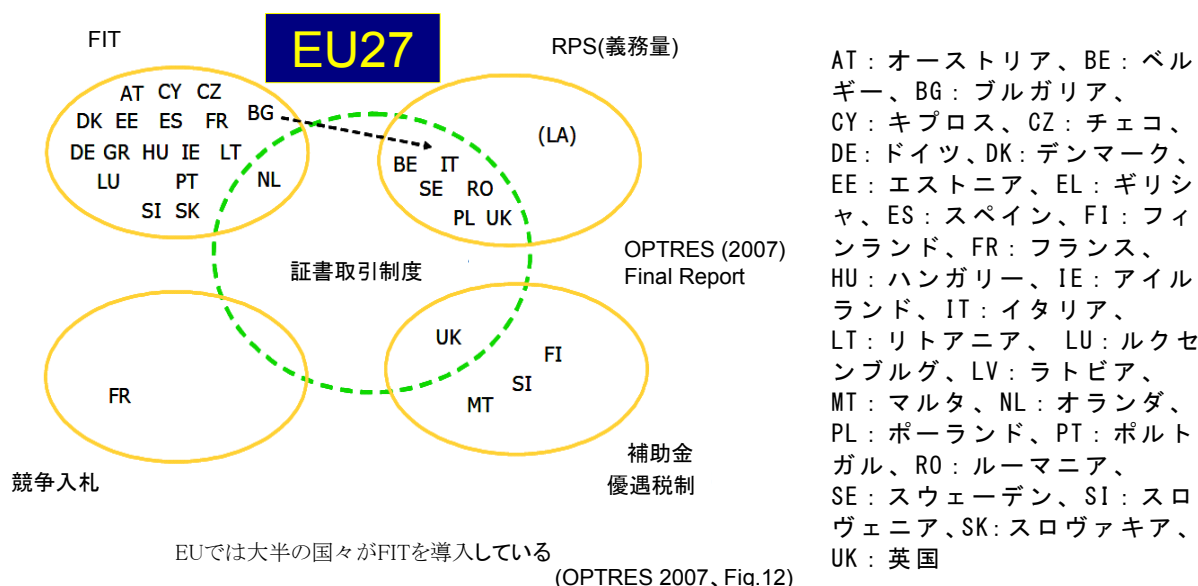
<sup>4</sup> 発電者・輸入者を指定する例として日本やイタリア等が、電力小売会社を指定する例としてベルギーや英国等がある。例外的に、全ての電力消費者に対して、購入電力の一定比率を再生可能電力で賄う義務を課す制度もある(スウェーデン等)。

また、再生可能電力の競争力を高める上で、既存電源（化石燃料による火力や原子力、大規模水力等）から発電された電力に対しては、その外部費用に応じた環境税が課されるべきである<sup>5</sup>。

### 3.3. 成熟段階

再生可能発電の単価が、既存電源（化石燃料による火力や原子力、大規模水力等）と十分に競争できる水準まで低下すれば、普及支援策はほとんど不要となろう。ただし、既存電源の外部不経済に応じた環境税は不可欠である<sup>6</sup>。不安定な風力や太陽光といった電源で、発電量が事前に予測できない場合には、価格は市場価格に準ずるとしても、優先的な系統連係義務が維持されるべきかもしれない。また、発電設備の新陳代謝のために、老朽設備の引退を促進し新規設備への投資を促進する制度も検討に値する。さらに、環境配慮金融はこの段階でも重要な役割を果たすとみられる。

図2: EU27ヶ国の再生可能エネルギー支援制度



## 4. FIT vs RPS--OPTRES 報告書に基づく主要政策の効果と経済性の比較

### 4.1. 普及実績の比較

固定価格買取制(FIT)と再生可能電力供給義務量・証書取引制(RPS)の制度実績を比較する上で、欧州委員会の支援に基づき、EU加盟国での再生可能エネルギー促進策の国別実績を比較検討したOPTRES研究が参考になる。この最終報告書(Ragwitz et al. 2007)によれば、FIT制を採用している国々の方がRPS制を採用した国々よりも、特に風力と太陽光

<sup>5</sup> ここでいう環境税は炭素税ではなく、原子力も外部費用やリスクに応じた課税を免れない。

<sup>6</sup> もちろん、再生可能エネルギーと言っても外部費用がゼロではないので、その電力を享受する者は環境税を支払うべきであろう。



の導入実績が優れていた。こうした経緯から、EUでは多くの加盟国がFIT制度を採用するに至っている（図2および付録を参照）。

風力に関しては、EU15<sup>7</sup>における2007年末の累積設備容量の79.8%がFITを採用していた国々（ドイツ、スペイン、デンマーク等）に存在し、RPSをとっていた国々（イギリス、イタリア等）は自然的潜在量を十分に開拓し得ていない<sup>8</sup>。一方で、2005年のFIT導入まで、競争入札制をとっていたアイルランドでも急激な伸びが見られていた。

太陽光に関しては、FIT制をとっている一部の国々（ドイツ等）で急激な伸びが見られるが、FIT制をとっている全ての国が同様に成果を挙げているわけではない。他方、RPS制を採用した国では、普及がほとんど進んでいない。FITを採用した国々では、現時点ではまだ高コストの太陽光発電に対して、10～20年にわたって、高いところで約0.5 EUR/kWh（約85円/kWh）水準の固定価格買い取りを行っている（一木・貝塚2007）。それに対し、RPS制度においては全ての再生可能電力が原則として同じ土俵で競争せねばならず、発電単価が他の再生可能電力の数倍に達する太陽光にとって、市場参入の余地は限られる。

#### 4.2. 補助単価の比較

OPTRES最終報告書の第4章では、技術別の補助単価[EUR/MWh]の比較が行われている<sup>9</sup>。一般に、RPS制度の方が均一の市場での自由競争であり、コスト低下が進むので、固定的な価格で補助を与え続ける1 kWhあたりの補助単価が低くなると信じられている。しかしながら、補助単価はFIT制の国々の方が総じて低いという。

図3は、EU15の陸上風力に対する補助単価の実績を比較したものである。帯グラフは発電単価の幅（最小値～平均値）、点と線のグラフは補助単価（平均値～最大値）を比較したものである。これを見ると、FIT諸国ではおおむね平均以下の発電単価を回収できる最低限度の補助単価となっているのに対し、RPS諸国では市場で決まる補助単価は平均発電単価を大幅に上回る場合が多いことが分かる。

この理由は、証書市場がいまだ十分に成熟していないこと、および多様な電源を単一の市場で扱うことのほか、価格の変化するRPS制度の下では、投資回収年数が長期にわたる再生可能エネルギー投資に対して、投資家が相当のリスクプレミアムを要求するためであると見られる。逆に言えば、FITは長期に渡って価格を固定させるため、投資家（一般家庭の場合も多い）にとってリスクが小さく、十数年の間で費用が回収できる見通しさえあれば利益が小さくてもその投資が行われる可能性がたかい。つまり、同じ補助単価水準であれ

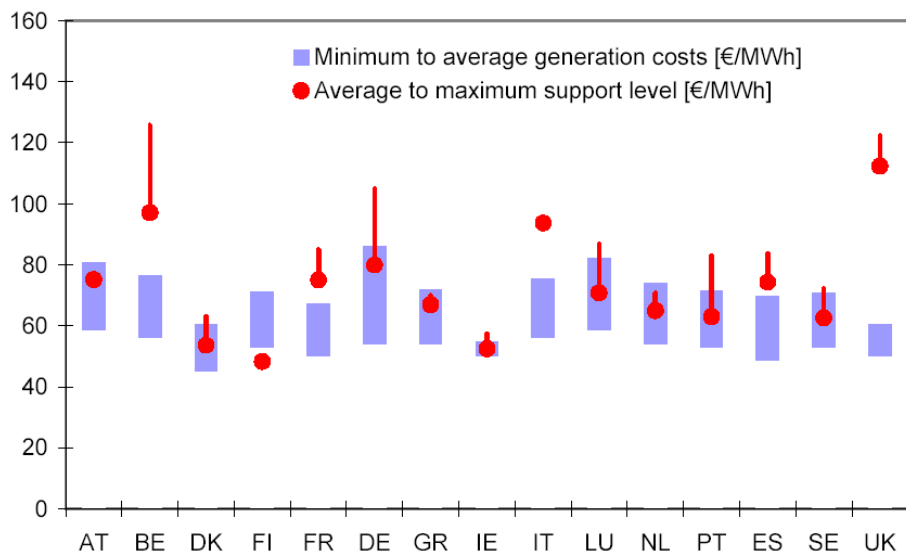
<sup>7</sup> 2004年の東欧諸国加盟以前からの既存EU加盟国15ヶ国をいう。

<sup>8</sup> 欧州風力連盟(EWEA)の最新データとOPTRES(2007)の各国制度一覧より計算。

<sup>9</sup> 補助単価として、現行の再生可能電力価格（FITの場合は公定固定価格、RPSの場合は電力市場価格+RPS証書価格）に基づく収入単価の現在価値を用いる。また、各国の補助年数の違いを、利子率6.6%で標準耐用年数15年に換算して、同じ基準で比較できるようにしている。

ば、RPS 制度の方が FIT よりも再生可能電力供給量が小さくなり、同じ再生可能電力供給量を実現するには RPS 制度の方が、高い価格が必要となるということである。

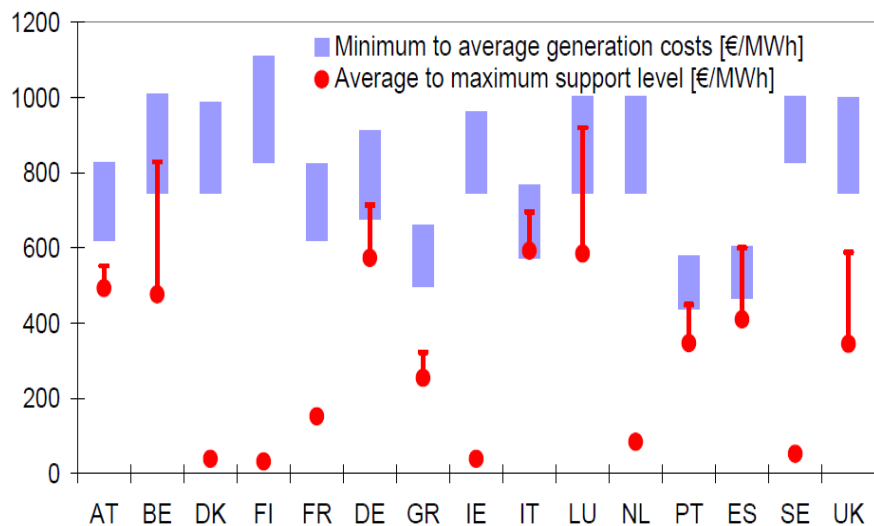
図 3：EU15 の陸上風力に対する補助単価(2005)



- AT：オーストリア (F)
- BE：ベルギー (R)
- DK：デンマーク (F)
- FI：フィンランド (S)
- FR：フランス (T&F)
- DE：ドイツ (F)
- GR：ギリシャ (F)
- IE：アイルランド (T)
- IT：イタリア (R)
- LU：ルクセンブルグ (F)
- NL：オランダ (S&F)
- PT：ポルトガル (F)
- ES：スペイン (F)
- SE：スウェーデン (R)
- UK：英国 (R)

かっこ内の F は FIT、R は RPS、T は競争入札、S は補助金や優遇税制をさす。

図 4：EU15 の太陽光発電に対する補助単価(2005)



- AT：オーストリア (F)
- BE：ベルギー (F)
- DK：デンマーク (F)
- FI：フィンランド (S)
- FR：フランス (T&F)
- DE：ドイツ (F)
- GR：ギリシャ (F)
- IE：アイルランド (T)
- IT：イタリア (F)
- LU：ルクセンブルグ (F)
- NL：オランダ (S&F)
- PT：ポルトガル (F)
- ES：スペイン (F)
- SE：スウェーデン (R)
- UK：英国 (S)

かっこ内の F は FIT、R は RPS、T は競争入札、S は補助金や優遇税制をさす。

#### 4.3 技術別の補助の必要性

太陽光発電に関しては、FIT を採用している一部の国々でのみ、コスト回収が可能な補助単価が与えられている (図 4)。太陽光発電は現時点ではコストが高く、細やかな価格差別が可能な FIT 制度の下で、特に太陽光発電に高い価格付けがなされている場合にのみ普及が見込める。RPS や入札で決まる価格は太陽光発電にとっては低すぎるのである。

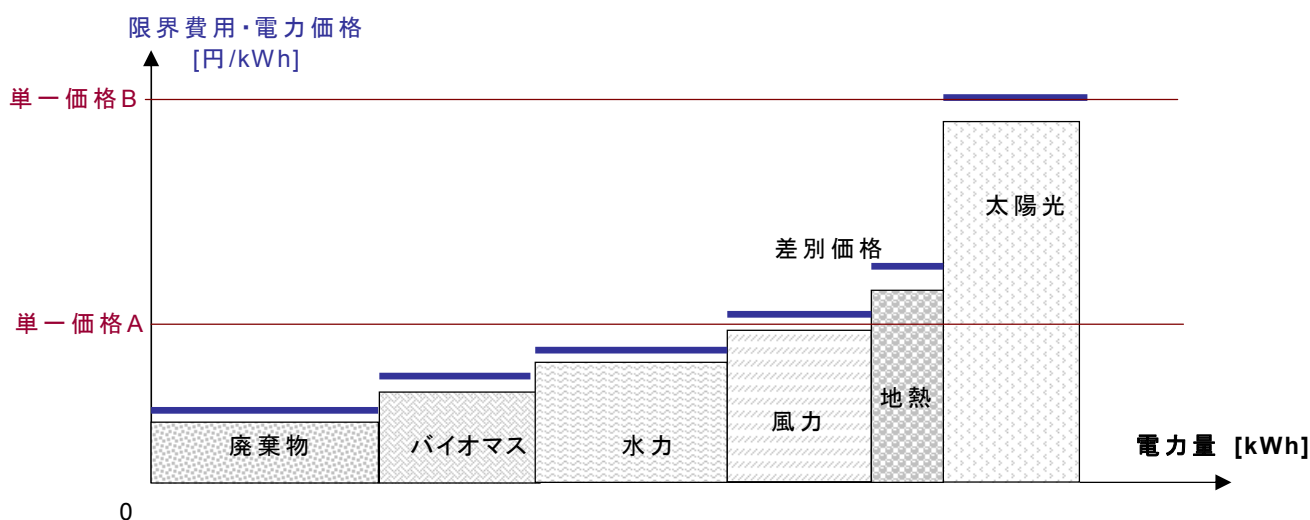
現時点でコストが高い電源に対して補助を行うことは非効率であるとするなら、太陽光発電の普及促進策をとるべきではない。こう考えるならば RPS 制度に問題はない。

しかし、太陽光発電の将来的なコストダウンは普及拡大による生産量の増加に伴って生じるものであり、また普及拡大に成功した国では、設備製造業が国際競争力を獲得する可能性が高い。ドイツやルクセンブルク、ポルトガル等の国々はこのような考えから、FIT において太陽光発電に対し、高い固定価格を設定しているのである<sup>10</sup>。

多種多様な再生可能エネルギーに対して、電源種別・規模別・立地条件別の細やかな価格差別を行うことは、普及支援に必要な資金を最小化する上でも重要な意味がある。それぞれの価格は、これら設備の市場価格を調査し、その平均的な水準から発電単価を求め、適正利潤を加算することによって定めることができる。

図 5 は、各種再生可能電力の限界費用を模式的に示したものである。単一価格の場合には、その価格よりも安価な再生可能電力しか普及が促進されない。価格が低い場合(A)には、供給量が限定される。しかし、供給量を増やそうと価格を高めれば(B)、安価な電源に対して限界費用を何倍も上回る余計な補助がなされる。それに対して、電源種別・規模別・立地条件別に細やかに価格差別を行えば、現時点で相対的にコストの高い再生可能電源も普及を促進でき、限界費用の低い電源には必要最小限の補助を与えることができる。ドイツに代表される FIT 制度では、再生可能電力が細かく類型化され、それぞれに異なる価格が定められている(例えば BMU(2004)を参照)。

図 5：再生可能電力に対する単一価格と差別価格



RPS 制度はふつう単一価格をとる。RPS 制度のもとで、再生可能電力供給義務を負った電力会社が仮に他者から再生可能電力を全量購入する場合、同量の再生可能電力を供給す

<sup>10</sup> ベルギーとイタリアは太陽光発電に対しては FIT を、英国は設置補助金を用いている（一木・貝塚 2007）

るといふ条件で比較するならば、顧客に転嫁すべき負担は十分に価格差別がなされた FIT よりもむしろ大きくなる<sup>11</sup>。いずれにせよ、全ての種類の再生可能電力が潜在量いっぱいまで活用しようと思えば、支援制度において価格差別が不可欠となる。

制度間のコスト比較は同量の再生可能電力供給という条件で行わなければ意味がない。ドイツのように再生可能電力供給量を大幅に増加させている FIT 制度と、同様の成功を見せていない日本等の RPS 制度を比べた場合、後者の方が電力消費者の負担が小さくなるのは当然である。電力消費者の負担抑制という議論の背後で、暗黙の再生可能電力供給目標水準の切り下げがないよう注意する必要がある。

参考までに、ドイツの再生可能エネルギー法(EEG)が標準家庭の電気料金に与えた効果を表 4 に示す。2000 年から 2007 年まで、電気料金は約 1.5 倍に上昇しており、EEG は 1999 年に導入された電力税(エコ税)と合わせ、その原因としてしばしば槍玉に挙げられる。しかしながら、再生可能エネルギーをドイツの電力消費の 14.2%(2007 年)にまで高め、ドイツの再生可能エネルギー産業を世界の座に押し上げるのに寄与した EEG の費用負担は、2007 年において電気料金の 4.9%(月あたり 2.94 ユーロ ≒ 500 円)を占めるに過ぎない。実際には通常の発電・送電・供給費用が、価格上昇の過半を占めるが、その上昇の理由は、ドイツ電力市場の自由化後の寡占化、EU 排出枠取引によるタナボタ利益(朴 2008)、および国際エネルギー価格の上昇等である。

表 4: ドイツにおける電気料金の上昇要因

|                            | 1998         | 1999         | 2000         | 2001         | 2002         | 2003         | 2004         | 2005         | 2006         | 2007         |
|----------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| <b>再生可能電力シェア</b>           | 4.8%         | 5.5%         | 6.3%         | 6.7%         | 7.8%         | 8.1%         | 9.5%         | 10.4%        | 11.7%        | 14.2%        |
| <b>標準的電気料金 (EUR/月)</b>     | 49.95        | 48.20        | 40.66        | 41.76        | 46.99        | 50.14        | 52.38        | 54.23        | 56.63        | 60.31        |
| 再生可能エネルギー法<br>(電気料金に占める比率) | 0.23<br>0.5% | 0.28<br>0.6% | 0.58<br>1.4% | 0.70<br>1.7% | 1.02<br>2.2% | 1.23<br>2.5% | 1.58<br>3.0% | 1.84<br>3.4% | 2.20<br>3.9% | 2.94<br>4.9% |
| コジェネレーション支援法               | 0.00         | 0.00         | 0.38         | 0.58         | 0.76         | 0.90         | 0.85         | 0.99         | 0.90         | 0.85         |
| 電力税 (エコ税)                  | 0.00         | 2.25         | 3.73         | 4.46         | 5.22         | 5.97         | 5.97         | 5.97         | 5.97         | 5.97         |
| 供給権税(Concession charge)    | 5.22         | 5.22         | 5.22         | 5.22         | 5.22         | 5.22         | 5.22         | 5.22         | 5.22         | 5.22         |
| 発電・送電・供給費用                 | 37.60        | 33.80        | 25.15        | 25.05        | 28.29        | 29.90        | 31.52        | 32.73        | 34.53        | 35.70        |
| 付加価値税                      | 6.90         | 6.65         | 5.60         | 5.75         | 6.48         | 6.92         | 7.24         | 7.48         | 7.81         | 9.63         |
| <b>電気料金単価 [cent/kWh]</b>   | 17.1         | 16.5         | 13.9         | 14.3         | 16.1         | 17.2         | 18.0         | 18.6         | 19.0         | 21.0         |
| (EUR/月; 2000 年価格実質)        | 50.97        | 48.88        | 40.66        | 40.94        | 45.44        | 47.98        | 49.32        | 50.07        | 51.44        | 54.23        |

※年間電力消費量 3500kWh の家庭を想定。再生可能エネルギー法は、再生可能電力に支払われる固定価格から従来型電源の発電単価を除いたものを、電力消費者が電気料金を通じて負担する仕組みである。出典：2004 年までの値は BMU(2007)、2005 年以降は BMU(2008a)による。再生可能電力シェアは BMU(2008b)に基づく。

#### 4.4. 自国製造業の国際競争力

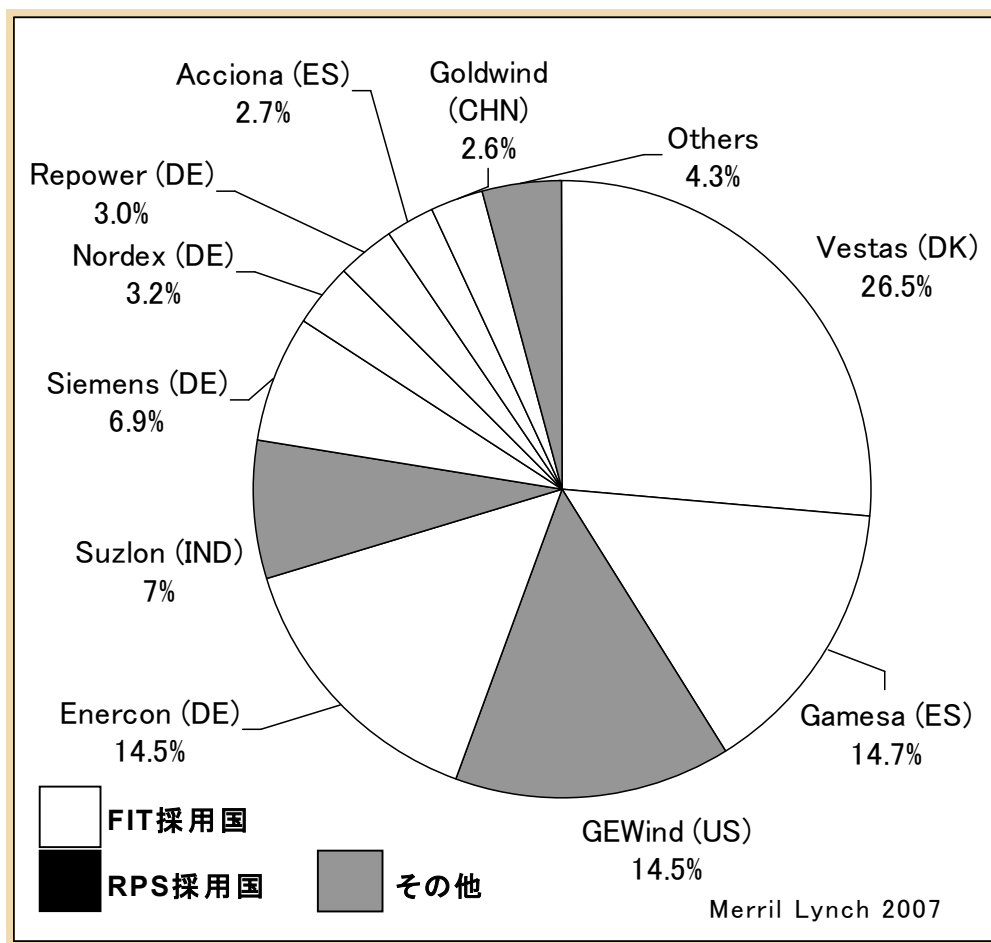
先に、一般に RPS 制度の方が均一の市場での自由競争であり、コスト低下が進むので、

<sup>11</sup> もちろん、同じ量であっても、電力会社が自ら再生可能電力供給する比率を高める場合には、顧客の負担をそれに応じて小さくすることができる。

固定的な価格で補助を与え続ける 1 kWh あたりの補助単価が低くなると信じられている、と述べた。これが事実であれば、RPS 採用国で、国際競争力のある再生可能エネルギー設備メーカーが育つはずである。

しかしながら、図 6 によれば、風力発電設備メーカーとして上位を占めているのは、米国の GE-Wind とインドの Suzlon を除いては、FIT による普及実績の顕著な EU 加盟国（FIT 採用国）のメーカーであり、日本も含め、RPS 採用国のメーカーは 1 社もトップ 10 に名をつらねていないことが分かる。

図 6：風力発電設備メーカー上位 10 社(2007 年新規設置量ベース)



太陽光発電に関しては、上位 5 社の顔ぶれが 2006 年から 2007 年の間に大きく変化している。2006 年まではシャープを初め日本企業が上位を占めていたが、これは RPS の効果というより、90 年代半ばからの設置補助金と余剰電力購入メニューによるものであった。それに対し、2007 年にはついにドイツの Q-Cells がトップのシェアを獲得、それ以外にも中国や米国のメーカーが上位に顔を出すようになってきている。4.3 節で見たように、RPS は太陽光発電の普及にほとんど効果をもたらさないため、RPS 採用国において、RPS によって太陽電池メーカーが育つということにはなかったのである。

表 5：太陽電池メーカー上位 5 社とそのシェア

|   | 2006 年    |       | 2007 年        |       |
|---|-----------|-------|---------------|-------|
| 1 | シャープ(日本)  | 17.2% | Qセルズ(ドイツ)     | 10.4% |
| 2 | Qセルズ(ドイツ) | 10.0% | シャープ(日本)      | 9.7%  |
| 3 | 京セラ(日本)   | 7.1%  | サンテック(中国)     | 8.8%  |
| 4 | サンテック(中国) | 6.2%  | 京セラ(日本)       | 5.5%  |
| 5 | 三洋電機(日本)  | 6.1%  | ファーストソーラー(米国) | 5.5%  |

出典：日本経済新聞 2008 年 6 月 2 日

#### 4.5. その他の留意事項

再生可能エネルギーの普及策として、FIT を採用した国々の方が RPS 採用国よりも、再生可能電力の供給量と、設備メーカー育成の点で高い業績を挙げていることが分かった。そのため日本でも、太陽光発電についてのみ、FIT 制度を導入することを経済産業大臣が明言した(2009 年 2 月 24 日)。

しかしながら、単なる FIT か RPS かという二分法で、普及策の成否が決定されるわけではない。政府の将来計画の明確さや制度枠組の長期安定性、行政上の許認可手続の簡便さ、FIT の場合には固定価格の水準、RPS の場合には供給義務量の水準や制裁金の水準などが、制度の成否を大きく左右する。また、OPTRES 最終報告書においては、再生可能エネルギーの普及に対する様々な障害の存在が指摘されている(表 6)。いずれの政策を導入するにしても、これらの問題に十分な対応がなされる必要がある。

表 6 再生可能エネルギー普及に対する様々な障害

|            |   |
|------------|---|
| 行政上の障害     | 関連する役所の数が多すぎることや、それらの間の協調が不十分なこと。リードタイムが長いこと。都市計画・空間計画上の規制。中央・地方の政府が再生可能エネルギーの便益を認識していないこと。 |
| 系統連系に関する障害 | 送電線容量の不足。手続の不透明さと、客観性の欠如。高い系統連系費用。リードタイムが長いこと。  |
| 社会的な障害     | NYMBY 問題(立地地域の人々や政府の反対)。地方政府や人々が再生可能エネルギーの便益を認識していないこと。既存電源の外部費用が認識されないこと。                  |
| 資金調達上の障害   | 投資家や銀行に信用されにくいこと。電力収入や補助金の見通しがはっきりしないこと。  |

参考：OPTRES 最終報告書(Ragwitz et al. 2007)

## 5. 東アジア 4 ヶ国の再生可能エネルギー普及策

### 5.1. 再生可能エネルギー導入目標

東アジア 4 ヶ国はそれぞれ、長期的な再生可能エネルギー導入目標を立てている。人口や経済規模が大きく異なるので単純な比較はできないが、公式の総量目標をそのまま一覧表として示す(表 7)。比較に際しては、国の規模に応じて同じ基準で比較すべきであり、そのため備考に人口と GDP を示している。

日本の場合は、総合資源エネルギー調査会(2001)による 2010 年の新エネルギー供給目標は、総量で原油換算 1910 万 kL であり、電源別の目標として、太陽光発電が 4820MW、

風力発電が 3000MW となっている。また、電源を区別しない RPS 法上の目標は、2010 年には 122 億 kWh(約 1.35%)、2014 年には 160 億 kWh(約 1.6%)の発電量目標となっている。日本の新エネルギーの数値からは大型水力が除外されている点に注意する必要がある。

表 7：日中韓台の再生可能エネルギー導入目標

|    | 一次エネ比(%)                                | 総発電量比(%)                                    | 太陽光設備(MW)   | 風力設備(MW)                                   | 備考**                                      |
|----|---|---|---|--|---|
| 日本 | 4.3%*(2005)                             | 1.35%*(2010)<br>1.6%*(2014)                 | 1422 (2005)<br>4820 (2010)                            | 1390 (2006)<br>3000 (2010)                 | 人口 1.27 億人<br>GDP 4.35 兆ドル<br>4.35 兆\$PPP |
| 中国 | 7.5% (2005)<br>10% (2010)<br>15% (2020) |   | 5 (2005)<br>300 (2010)<br>1800 (2020)<br>10000 (2030) | 2600 (2006)<br>5000 (2010)<br>30000 (2020) | 人口 13.2 億人<br>GDP 2.5 兆ドル<br>13.0 兆\$PPP  |
| 韓国 | 2.06% (2006)<br>5.0% (2011)             | 1.0% (2006)<br>7.0% (2012)                  | 34.7 (2006)<br><br>1300(2012)                         | 173 (2006)<br>1137 (2010)<br>2250 (2012)   | 人口 0.49 億人<br>GDP 0.89 兆ドル<br>1.18 兆\$PPP |
| 台湾 | 1.4% (2006)                             | 7.3% (2006)<br>10.3% (2010)<br>14.9% (2025) | 1 (2006)<br>31 (2010)<br>1000 (2025)                  | 200 (2010)<br>980 (2010)<br>3000 (2025)    | 人口 0.23 億人<br>GDP 0.39 兆ドル                |

\*日本の 2005 年の一次エネルギー比率 4.3%は大型水力も含んだ数字であるが、総発電量比は RPS 法の目標であり大型水力を含まない。RPS 法による目標は実際には量的目標であり、これを電力需要推定を元に百分率に換算した。なお、EDMC(2008)によれば水力は 2006 年総発電量の 8.4%を占める。

\*\*人口は 2008 年、GDP は 2007 年。\$PPP は購買力平価ドル換算を意味する。

出典：GWEC(2007)、資源環境対策(2007)、Chen(2008)、IEA-PVPS(2007)、李・李(2008)、林・朴(2008)、宋・李・知足(2008)、EDMC(2008)

中国は 2010 年までに一次エネルギーの 10%、2020 年には 15%を再生可能エネルギーでまかなうこと、2020 年には太陽光発電を 1800MW、風力発電を 30000MW まで拡大させることを目標としている。また、2030 年の太陽光発電目標は 10000MW である。絶対量としては日本よりはるかに多くなるが、1 人当たりで見れば必ずしも多いわけではない。

韓国は「第 2 次基本計画」として 2012 年までの目標を持ち、2011 年には一次エネルギーの 5.0%、2012 年には総発電量の 7.0%を再生可能エネルギーでまかなうとする。また、2012 年には、太陽光発電を 1300MW、風力を 2250MW まで高める目標である。これは、1 人あたりでは日本より大きいと言える。

台湾は 2025 年までの目標を持ち、2010 年には総発電量比の 10.3%を再生可能エネルギーでまかない、太陽光発電を 31MW に、風力を 980MW に増やすとする。また、2025 年には再生可能エネルギーの総発電量比の 14.9%に、太陽光発電を 1000MW、風力を 3000MW に高める目標である。これも、1 人あたりでは日本より野心的な計画と言えるかもしれない。

日本以外の総発電量比の目標には大型水力が含まれる。日本では、2006 年の総発電電力量の 8.4%が水力発電で供給されており、再生可能電力比率は欧州諸国と比較しても決して低いわけではない。また、再生可能エネルギーの潜在量は地理的・自然的条件に依存する

ので、この比率だけで目標の厳しさを単純に比較できるわけではない。

## 5.2. 日中韓台 4ヶ国・地域における再生可能エネルギー普及政策とその効果

日中韓台は地理的な近接性にも関わらず、経済発展の水準には相当の開きがある。概して、再生可能エネルギーに関して先を行く日本の方が、市場形成から普及拡大へとより高い段階に達しており、工業発展段階の順序に応じて、韓・台・中の順でそれに続くと考えれば、日本以外の国々は研究開発の初期段階か、初期需要の開拓段階にあると想像されるかもしれない。しかしながら近年では、中国や韓国が積極的に、欧州先進国と同様の FIT に基づく普及拡大策を制度化している。すなわち、後発国は先進国で開発・成熟化された技術の普及と国産化をめざし、それに適した普及策を導入していると言える。以下では、4カ国・地域導入してきた普及策を概観する（表 5）。

表 8：日中韓台の再生可能エネルギー普及政策

|             | 日本   | 中国  | 韓国  | 台湾  |
|-------------|--|---|---|---|
| 研究・開発初期段階   | 1974年～<br>「サンシャイン計画」等<br>・政府の研究開発<br>・設備補助金<br>・低利融資   | 1981年～<br>「第6次5ヶ年計画」<br>・政府の研究開発<br>・ODA資金での建設  | 1988年～<br>「第1次基本計画」<br>・政府の研究開発<br>・設備補助、低利融資   | 1980年代～風力技術開発<br>1995～太陽光技術開発<br>1999～RDF-5パイロット                                |
| 初期需要開拓段階    | 1994年～<br>・設備補助金<br>・電力会社の余剰電力購入メニュー(自主FIT)<br>→太陽光・風力   | 2000年～<br>「第10次5ヶ年計画」<br>・風力の競争入札(2003～2007、15回)<br>・西部地域への太陽光・小風力設置推進                                | 1992年～<br>「第1次基本計画(続き)」<br>・政府の研究開発<br>・設備補助、低利融資   | 2000年～<br>・太陽エネルギーへの設備補助金<br>2003年～<br>・台湾電力の購入制度                               |
| 市場形成～普及拡大段階 | 2003年～現在<br>「RPS法」<br>・RPS制度<br><br>・電力会社の余剰電力購入メニュー(自主FIT)はRPSと併存<br>・電力会社の系統連携抽選(風力)<br><br>・設備補助金は2005年で廃止、2009年1月より復活[7万円/kW]<br>・2010年度より太陽光にFITが導入予定 | 2006年～現在<br>「可再生エネルギー法」<br>・固定価格買取制(電力会社買取義務、公定価格・入札価格、費用分担制度)<br>風力:入札<br>バイオ:公定か入札<br>太陽・海洋・地熱は公定価格 | 2003年～<br>「第2次基本計画」<br>「新再生エネ法」<br>・固定価格買取制(電力会社買取義務、基準価格制、差額国庫補助)<br>・公共義務化事業<br>・普及補助(設備補助)<br>・政策金融<br>・税制優遇(税額控除・関税軽減)<br><br>2012年よりRPS制度に移行予定 | 2008年現在<br>・台湾電力の購入制度<br><br>「可再生エネルギー発展条例草案」<br>・固定価格買取制(電力会社買取義務、公定価格、費用分担制度) |

参考：杉山(2007)、宋・知足(2008)、李・李(2008)、林・朴(2008)、NEDO海外レポート関連記事等  
注：表は網羅的ではない。例えば政府の研究開発は後の段階でも新技術に対して継続されている。

日本は1970年代からのサンシャイン計画やムーンライト計画、1993年からのニューサンシャイン計画を通じて、太陽光や地熱を中心とする石油代替エネルギー発電技術の研



究・開発で世界の先端の地位を築き、普及量においても相当の実績がある。設備補助金が太陽熱温水器(1980～)、太陽光発電(1992～)、風力発電(1995～)に対して給付されてきた。1994年の通商産業省(当時)による設備補助金と、電力会社による「余剰電力購入メニュー(自主 FIT)<sup>12</sup>」の組み合わせによって、太陽光発電の普及実績において日本は世界一の地位を保ち続けた(2004年まで)。2003年の「電気事業者による新エネルギー等の利用に関する特別措置法」(RPS法)の実施以降、政策の中心はRPS制度となったが、再生可能エネルギーの普及は伸び悩んだ。そのため、2009年1月より太陽光発電に対する設備補助金が復活(7万円/kW)、2010年度からは太陽光発電に対してのみFIT制度が導入されることとなった。FIT制度では、太陽光発電の余剰電力が10年間にわたり50[円/kWh]の単価で買い取られ、消費者の電気料金に上乗せして回収される。初年度は総額900億円、世帯あたり月額約30円、10年後には総額3000億円近く、世帯月額100円程度まで上昇するとされている(山崎2009)。

中国は4地域の中で最も所得水準が低い、近年の急速な経済発展に応じるべく従来型エネルギーおよび再生可能エネルギーの供給拡大を急いでいる。FITを法制化し(可再生能源法、2006年1月施行)、外国製品の導入・普及から徐々に国産化をはかっている。中国のFITはドイツと同様、再生可能エネルギー導入に伴う超過費用を電力会社が自動的に電気料金に上乗せして回収するとともに、再生可能エネルギー適地が集中する地域の電力消費者の過度な負担を防ぐために、全国の送電会社の間で負担を融通する制度である。しかしながら、近年の風力発電の著しい伸びは、FITの導入以前からの競争入札制度(2003年～)によって引き起こされており、FITはさらにそれを強く後押しした格好である。他方で、太陽光発電の国内普及は、系統連系に関する問題が大きいため遅れている。FIT自体の効果や問題点を評価するには、もう少し時間が必要だと言える。

韓国は製造業一般の強い競争力にも関わらず再生可能エネルギー関連産業は出遅れており、その育成のためにFITを用いている(発電差額支援制度、2002年施行)。ただし、中国やドイツの場合と違って、電力会社(韓国電力(株)1社)は固定価格(基準価格)での買い取りに伴う超過費用に相当する金額を、政府の電力産業基盤基金から補助金(発電差額支援金)として受け取る仕組みである。この場合、FITを運営するためにはそれを裏付ける公的資金が必要であり、また再生可能エネルギーの普及が成功裏に進めば進むほど必要な財源規模が大きくなるため継続が困難となる。実際、韓国政府は2012年からFITを放棄してRPS制度に転換する方針を表明した。第4節に見たように、欧州の経験から政策効果と経済性はRPS制度よりFIT制度の方が優れた成果を挙げていることが知られているから、制度を改善するという理由よりも、財源問題が転換の主な理由ではないかと思われる。なお、韓国ではFIT以外にも多種多様な補助政策が並列的に導入されている。いずれも、公

---

<sup>12</sup> 余剰電力購入価格は電力小売価格と同じ。従って、契約種別によって価格が異なる。また、RPS法施行後は、RPS証書(相当量)を電力会社に帰属させることが契約の条件となっている。

的資金に依存するものである。

台湾は、普及政策措置の導入に関しては 4 地域の中では出遅れているが、2008 年 5 月によろやく再生エネルギー発展条例が起草された。この中で、政府が設置補助と固定価格支援のための基金を設立し、同時に電力会社は電力小売価格への上乗せ金を、総発電量に応じてこの基金に納めるとされている (CEPD 2008)。なお、正式の普及支援制度は未完成であるが、2003 年から電力会社 (台湾電力：公営) が自主 FIT<sup>13</sup>を行っている。

### 5.3. 日本の RPS 法運用のありかた

東アジア諸国の中でも日本では、2003 年度に RPS 法が施行されてから 2007 年度までのデータが入手可能であり、これに基づいて制度の実績と課題について検討する。

RPS 法には新エネルギー導入目標量が表 9 のように示されているが、2009 年までは移行措置として、前年度の電力供給量や新エネルギーの既存利用量に基づいて目標量の軽減が行われる。軽減後の「調整基準利用量」は前年の電力供給量が確定するまで分からない。

表 9：RPS 法の新エネルギー導入目標量と調整基準利用量

| 年度         | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009  | 2010  | 2011  | 2012  | 2013  | 2014  |
|------------|------|------|------|------|------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 目標量(億 kWh) | 73.2 | 76.6 | 80.0 | 83.4 | 86.7 | 92.7 | 103.3 | 122.0 | 131.5 | 141.0 | 150.5 | 160.0 |
| (調整)基準利用量  | 32.8 | 36.0 | 38.3 | 44.4 | 60.7 | 75.6 | 94.6  | 122.0 | 131.5 | 141.0 | 150.5 | 160.0 |

※2009 年までは調整基準利用量、2010 年より基準利用量。2007 年度までは実績値。2008～2009 年度は予測値(RPS 法評価検討小委員会(2006)による)。

RPS 法においては、この(調整)基準利用量がそのまま、対象となる電気事業者の利用すべき新エネルギー電力量となるわけではない。まず、RPS 証書(「相当量<sup>14</sup>」)の取引によって各電気事業者の(調整)基準利用量が上下する。次に、法第 8 条の規定では「経済産業大臣は、電気事業者の新エネルギー等電気の利用をする量が基準利用量に達していない場合において、その達していないことについて正当な理由がないと認めるときは、その電気事業者に対し(...中略...)、利用すべきことを勧告することができる」。この「正当な理由」には、(1)バンキング(前年度からの余剰導入量の繰り越し)、(2)上限価格(RPS 証書が 11 円/kWh 以下の価格で調達できなかった場合は、その量については免除される)、(3)太陽光発電のいわゆる 2 倍カウント分(2011～2014 年度)、(4)余剰電力購入メニュー対象の住宅用太陽光発電について同意の努力にも関わらず設備認定<sup>15</sup>が行われない場合、(5)ボロウイング(基準利用量の 20%まで自動的に翌年度利用量からの前借り)、の 5 項目が含まれている<sup>16</sup>。

<sup>13</sup> 電力購入価格は風力 2[台湾ドル/kWh]、太陽光 17[台湾ドル/kWh]である。ちなみに石炭火力は 1.0[台湾ドル/kWh]である(Taipei Times [web] 2008/4/15)。1 台湾ドルは約 3.5 円である。

<sup>14</sup> 正式には「新エネルギー等電気相当量」と呼ばれる。

<sup>15</sup> 設備認定の際、RPS 証書が電力会社に帰属することを確認するという意味が重要である。

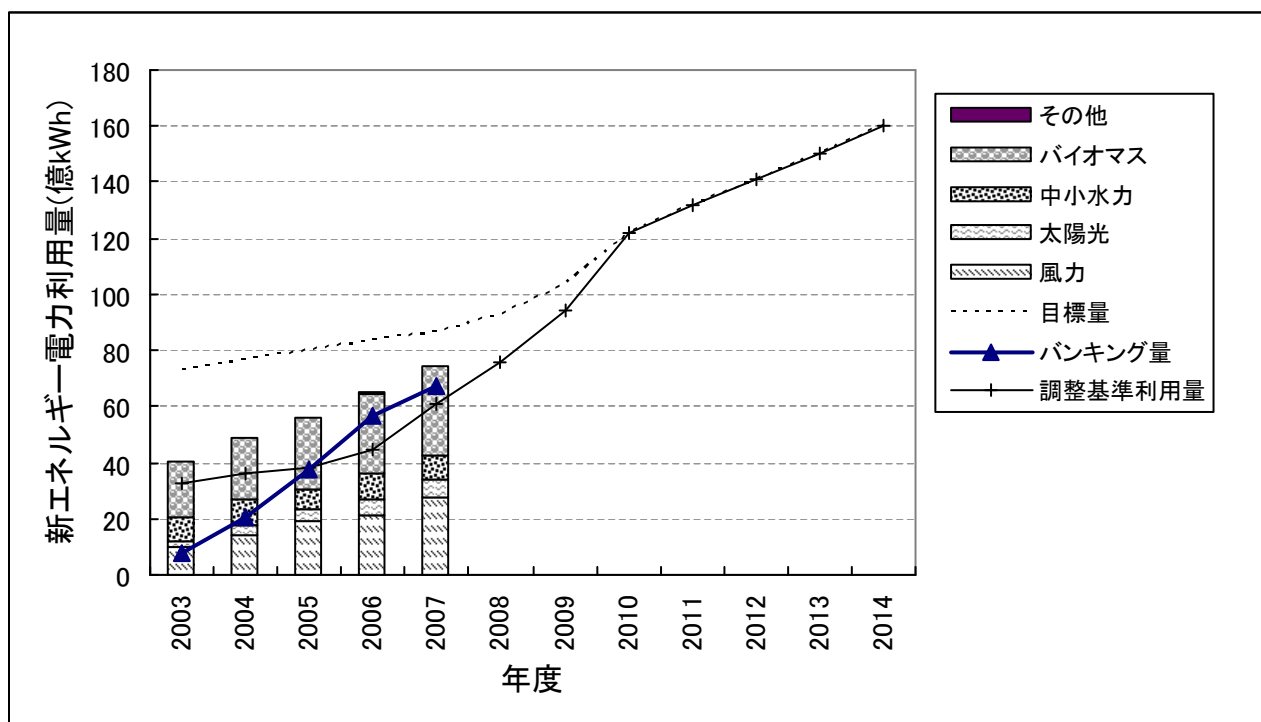
<sup>16</sup> 発電事業者による新エネルギー等の利用に関する特別措置法の運用に関する留意事項等(15 資省部第 21 号、経済産業省資源エネルギー庁省エネルギー・新エネルギー部長通知、平

これほどの例外措置・柔軟化措置が採られてもなお、電気事業者の義務未達成に「正当な理由がない」と判断された場合には「利用」の勧告を、未達成量が著しい場合には利用の「命令」を受け、この命令に違反した場合に 100 万円以下の罰金が科されるのである。

このように、日本の RPS では利用義務遵守の判定は非常に柔軟で、RPS 証書に対して 11[円/kWh]の上限価格が定められているほか、100 万円の罰金は大規模な電気事業者にとっては極めて軽微なものである。

これを念頭に、まず、過去の目標量および調整基準利用量の水準と、実際に利用された新エネルギーの量について考察を加えよう(図 7)。調整基準利用量は 2003 年において目標量の半分程度まで割り引かれ、2010 年に目標量に迫りつうように調整されてゆく。他方、2007 年度までの再生可能電力の利用量は毎年これを大幅に超過し続けてきた。その結果、2007 年度のバンキング量は調整基準利用量を上回っており、実際には、今後全く新エネルギーの増設が行われなくても、現状の量を維持すれば 2010 年度の目標が達成できる計算である。これは、実際の義務量の緩さを示唆するもので、RPS 法の制度的な実効性に疑問を抱かせるものである。

図 7：日本の RPS 法の利用義務量履行状況



出典：経済産業省資源エネルギー庁資料「電気事業者による新エネルギー等の利用に関する特別措置法の平成\*\*年度の施行状況について」各年度版(平成 15～19 年度)より作成。

また、新エネルギー利用量に占めるバイオマス発電の比率が大きいことも特徴である。

この大部分は一般廃棄物であるほか、近年では電力会社が既存の石炭火力発電設備において木材ペレット等の混焼を行う例が増えている（これは石炭を節約するというよりは、その利用を助長しているように見える）。他方で、風力発電は欧米主要国と比較しても伸び悩んでおり、太陽光発電の導入量でもドイツ大きく引き離されつつある(5.4.参照)。

次に価格に着目しよう。日本の RPS 法においては、RPS 証書の取引は相対<sup>あいたい</sup>で行われ、個別の価格は原則として公表されず、一物一価の法則が成立しない。また、原則として「電気のみ価格」と「相当量の価格(RPS 証書価格)」は分離して販売できるが、電気のみ価格を電力会社が 3 円/kWh 程度と一方的に安価に設定する(飯田 2007)。「余剰電力購入メニュー<sup>17</sup>」等の電力会社の提供する優遇的制度のもとで、両者を一緒に販売できれば有利だが、その機会も制約されている。図 8 にみるように、契約条件によって価格が異なるので、風力発電価格は、同じ年度内で最大値と最小値に大きな幅が生じている。また、特に高いものは以前に契約された「余剰電力購入メニュー」によるものとみられる。とはいえ、注目されるべきは、図 7 でみたように毎年 RPS 義務量が大幅に超過達成されているにも関わらず、図 9 にみるように RPS 証書価格はゼロにならず、何らかのプラスの値を保っていることである。この理由は、バンキングが認められていることと、2010 年度を過ぎたあたりで利用目標量が実質的な制約になってゆくと見られていることである。

図 8 風力発電価格の推移

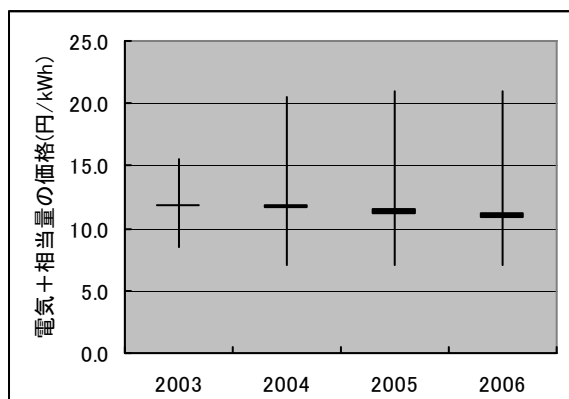
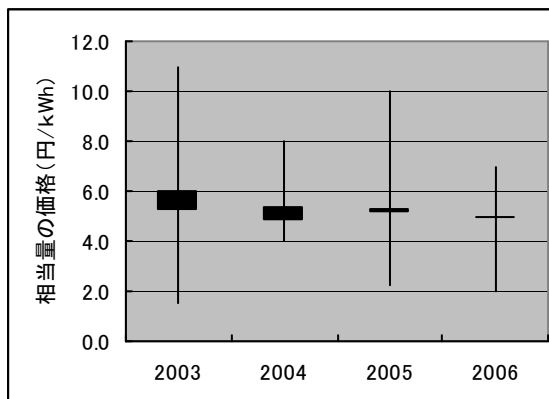


図 9 RPS 証書(相当量)の価格の推移



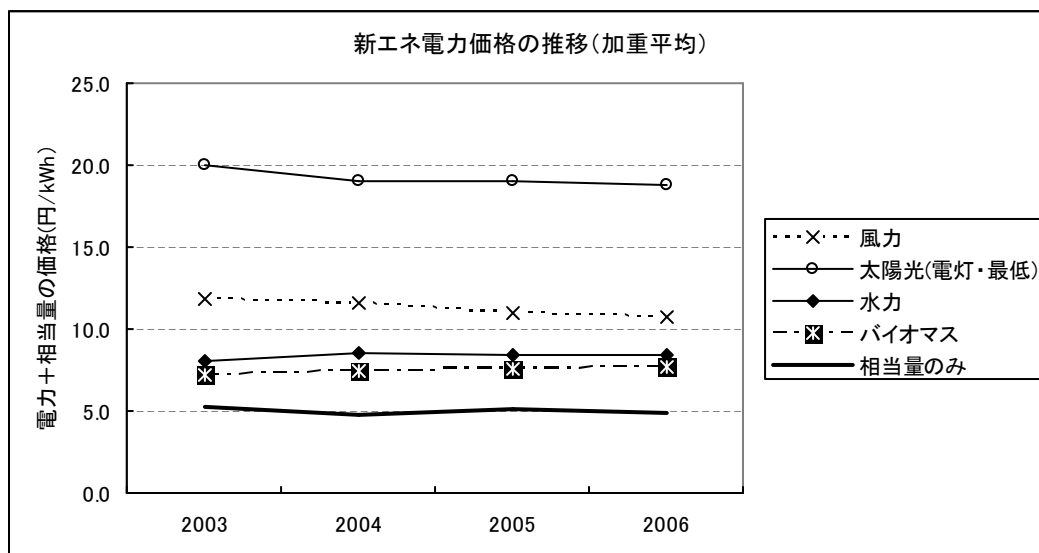
出典：資源エネルギー庁資料「RPS 法下における新エネルギー等電気等に係る取引価格調査結果について」各年度版(平成 15～18 年度)より作成。線グラフは最大値と最小値の幅を、帯グラフは単純平均と加重平均の幅を示している。

あえて、加重平均のみに注目して、新エネルギー電源の種別ごとに価格の推移をとらえると図 10 のようになる。RPS 証書(相当量)のみの価格は、約 5 円/kWh で推移している。

<sup>17</sup> 現在の余剰電力購入メニューは欧州諸国の FIT のような長期固定価格制ではない。多くの電力各社 HP 資料では契約期間が明示されていない(九州電力の場合は 1 年単位の自動更新)。状況の変化によって価格が変更されることも、契約が終了されることもある。また、RPS 証書は電力を購入した電力会社に帰属する。

これが日本において新エネルギーに与えられている平均的なインセンティブ水準であると言える。太陽光(20 円/kWh 弱)や風力(10 円/kWh 強)の電力価格が相対的に高いのは、先述のように、余剰電力購入メニューによって、比較的高い価格での買い取りがなされている部分があるためである。余剰電力購入メニューの外では、電気のための価格が約 3 円と低いことから、これに RPS 証書価格の約 5 円を上乗せしても価格は平均約 8 円/kWh であるから、約 10~24 円/kWh とされる風力発電の採算をとることは難しい(2001 年の発電原価試算(付録 2)参照)。水力・バイオマスの電力価格はそれに比べてもさらに低い。しかし、既存の石炭火力発電所での「バイオマス混焼」は新規設備投資が不要のため採算性があり、この制度から恩恵を受けている分野である。いずれにせよ、価格の決定権は電力会社の側にあり、推定される発電原価を十分に回収できる価格とは言い難い。

図 10 電源種別ごとの新エネ電力価格の推移



出典：資源エネルギー庁資料「RPS 法下における新エネルギー等電気等に係る取引価格調査結果について」各年度版(平成 15~18 年度)より作成。

第 4 節では欧州において、FIT 採用国の再生可能電力普及実績が優れていることを紹介したが、日本の RPS 制度には、相対的に劣位にある RPS を採用したという以外の点に、本質的な問題があるようである。

第一に、電力会社の裁量で決められる点が多いことである。再生可能電力のための公共政策としての「優先接続」も「電力買取ルール」もなく、ガイドラインさえないため、電力会社は電力価格、抽選方法、連系協議の手續やその費用まで、一方的に決めることができ、重大な普及の障害となっている(飯田 2007)。日本の再生可能電力制度は電力会社が独占的な地位を利用して新エネルギー発電者に対して不利益な価格での取引を強いる可能性が高いため、公正取引委員会も「独占禁止法上問題となるおそれのある行為」を列挙して、未然防止に努めているが、今後も動向が注視されるべきである(公正取引委員会 2003)。

第二に、「系統の制約」である。系統の不安定化の懸念から、風力資源の豊富な地方の各電力会社は、風力発電連系可能量を定め、その範囲内でしか毎年度の募集（入札や抽選）を行わない<sup>18</sup>。また、風力発電設置者に対して、蓄電池の設置や解列条件（調整力が不足する時間帯に系統から風力を切り離すという条件）での契約が求められるようになっていく。また、電力会社間の送電線による融通が行われれば系統不安定化の懸念は相当に改称されるはずであるが、これが積極的に活用されようとしていない<sup>19</sup>。

第三に、導入目標量の低さである。日本の新エネルギー電力利用の目標は、2010年に電力の1.35%、2014年に1.63%となっている。確かに、大型水力を含むEUと、単純な比較はできない。日本の大型水力は1999年に総発電量の9.0%、2006年に8.6%を占めていたから、これに1.63%を上乗せすると、日本の再生可能電力はEUの定義で言えば2014年には約10%を占め、国際的に見ても遜色ないかのように見える。しかし、EUは2010年の再生可能電力目標は22%なのに対し、1999年の再生可能電力比率は14.2%（うち水力が12.1%）であったから、約7.8%ポイントの増加である。中でもドイツは2010年目標が12.5%なのに対し、1999年の再生可能電力比率は5.6%（うち水力は3.8%）であって、6.9%ポイントの増加が求められていた。しかも、2007年にはすでに2010年目標を上回る14.2%の再生可能電力比率を達成したのである。やはり、2010年の目標量の厳しさという点では、日本と欧州の間で数倍の違いがあると言わざるを得ない。

これに関しては、政府・経済産業省の審議会場で重要な位置を占める電力会社が議論を主導し、上述の系統制約などを理由に目標水準を低く抑えているとみられる。

日本においてはまた、政治主導で再生可能エネルギーの明確な将来構想が打ち出されていないことから、再生可能電力の普及のための政策的ルール（優先接続、電力買取ルール、負荷変動の調整責任、費用負担等）の議論が十分になされず、再生可能エネルギー普及に不利となる追加的な制約が先行していた。

#### 5.4. 太陽光発電の累積設備容量の国際比較

本節では、東アジア諸国の太陽光発電設備容量を、米国・ドイツの導入量を参照しつつ評価する。各国の累積設備容量(表10)を見れば、まず日本の容量の大きさと、それを2005年に一挙に抜き去ったドイツの勢いが目に付く。米国は世界3位の設備容量であるが、日独との差は大きい。これらに対し、中・韓・台は大きく出遅れていることが分かる。

---

<sup>18</sup> 2006年度の募集規模/連系可能量(kW)は、北海道電力5万/25万、東北電力10万/52万、北陸電力2.5万kW/15万、四国電力0万/20万、中国電力5.5万/検証中、九州電力5万/70万、沖縄電力1.1万/2.5万であった(飯田2007)。

<sup>19</sup> 井田(2007)による。彼によれば、解列によって風車の効率が25%減少、蓄電池によって風力発電設備の費用が2倍に増えるという。また、北海道と本州を結ぶ送電線は60万kW、東北電力と東京電力を結ぶ送電線は600万kWにも達するものである。

表 10：太陽光発電の累積設備容量(MW)

|     | 1993 | 1994 | 1995  | 1996 | 1997 | 1998  | 1999  | 2000  | 2001  | 2002  | 2003  | 2004  | 2005  | 2006  |
|-----|------|------|-------|------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 中国  | NA   | NA   | 6.63  | NA   | NA   | NA    | NA    | 19    | NA    | 45    | NA    | 65    | 70    | 80    |
| 日本  | 24.3 | 31.2 | 43.4  | 59.6 | 91.3 | 133.4 | 208.6 | 330.2 | 452.8 | 636.8 | 859.6 | 1132  | 1422  | 1709  |
| 韓国  | 1.6  | 1.7  | 1.8   | 2.1  | 2.5  | 3.0   | 3.5   | 4.0   | 4.8   | 5.4   | 6.0   | 8.5   | 13.5  | 34.7  |
| 台湾  | NA   | NA   | NA    | NA   | NA   | NA    | NA    | NA    | NA    | NA    | NA    | NA    | NA    | 1.6   |
| ドイツ | 8.9  | 12.4 | 147.7 | 28.8 | 41.8 | 53.8  | 69.4  | 113.7 | 194.6 | 278.0 | 431.0 | 1044  | 1910  | 2863  |
| 米国  | 50.3 | 57.8 | 66.8  | 76.5 | 88.2 | 100.1 | 117.3 | 138.8 | 167.8 | 212.2 | 275.2 | 376.0 | 479.0 | 624.0 |

出典：IEA-PVPS(2007), 李・王等(2007)

繰り返しになるが、日本の太陽光発電を支えたのは、政府の設備補助金(1994年～2005年)と電力会社の余剰電力購入メニュー(1992年～)であり、RPS法ではない。2006年度から政府の設備補助金がなくなり、設置者にとって太陽光発電の採算がとりにくくなった。そのため、前述のように、2009年1月から補助金が復活し、2010年度からFIT制度が復活したのである。

中国は、太陽電池が高価であることその他、いまだに電力会社への系統連系そのものが進んでいないという(宋・李・知足(2008))。そのため、太陽電池セルの生産能力が日本とドイツに続き世界第3位の水準に達しているにも関わらず、そのほとんどは輸出されており、国内で設置されるのはごく一部である<sup>20</sup>。太陽光発電の市場を立ち上げるための関連規制の整備が求められる。

韓国は、FITや各種補助政策の効果が現れて太陽光発電の普及が急激に進みつつある。表6に示されていないが、2007年の設置容量は100MWを超えたとみられる<sup>21</sup>。ただ、FITは3kW以上3MW以下の比較的大きな設備に対して適用され、家庭用には「太陽光住宅10万戸補助事業」などの補助金制度が重要な役割を果たしていると言える。

台湾はまだ、普及のごく初期段階にあるに過ぎない。

### 5.5. 風力発電の累積設備容量の国際比較

主要国の累積風力設備容量を表7に示す。2007年の累積風力設備容量は、ドイツ、米国、スペイン、インドに続き、中国が5位につけた。ドイツ、スペインともにFITの成功例とされる。米国はFITをもたず、優遇税制や低利融資、あるいは州レベルのRPSによって急激に設備容量を伸ばしているが、政策環境は必ずしも安定的ではないと言われる。

<sup>20</sup> Chen(2008)によれば、中国の2006年の太陽光セル生産量は381.5MWである。しかし、表5から分かるように、同年に国内で設置されたのは約10MWに過ぎない。

<sup>21</sup> 2007年の実績数値はまだ筆者の手元にない。2007年3月現在、建設中・計画中のものが121MWに達するという産業資源部の発表(朝鮮日報 Online 2007/5/17)に基づく推定である。

表 11：風力発電の累積設備容量(MW)

|     | 2000  | 2001  | 2002  | 2003  | 2004  | 2005  | 2006  | 2007  |
|-----|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 中国  | 346   | 402   | 469   | 567   | 764   | 1260  | 2599  | 5906  |
| 日本  | 136   | 302   | 338   | 580   | 809   | 1049  | 1309  | 1538  |
| 韓国  | 8     | 8     | 13    | 18    | 68    | 98    | 173   | 191   |
| 台湾  | NA    | NA    | NA    | NA    | NA    | NA    | NA    | 203.7 |
| EU  | 12887 | 17315 | 23159 | 28598 | 34371 | 40511 | 48029 | 56535 |
| ドイツ | 6104  | 8754  | 11994 | 14609 | 16629 | 18415 | 20622 | 22247 |
| 米国  | 2578  | 4275  | 4685  | 6372  | 6725  | 9149  | 11575 | 16818 |

中国は風力資源に恵まれており、2003年以降の競争入札による普及拡大に、2006年施行の可再生能源法が拍車をかけ、2005年から2007年までの間に4倍以上に増えた。単年度の設置容量も伸びを続けている(表8)。

それに対し、日本の単年度設置容量は2003年以降、200MW台で伸び悩んでいる。

韓国でも、2006年まで単年度設置容量の伸びが続いていたが、2007年には大きく落ち込んでいる。韓国の陸上風力導入の障壁は、風力適地の地理的条件(山岳地帯で電力インフラが乏しい、自然保護地域で許可取得が難しい)や、市民による反対である。

※台湾に関しては風力に関する情報が現時点で得られていない※。

表 11：風力発電の単年度設置容量(MW)

|    | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 |
|----|------|------|------|------|------|------|------|------|
| 中国 | 76   | 56   | 68   | 98   | 197  | 503  | 1337 | 3304 |
| 日本 |      | 166  | 36   | 242  | 229  | 240  | 260  | 229  |
| 韓国 |      | 0    | 5    | 5    | 50   | 30   | 75   | 18   |
| 台湾 | NA   | NA   | NA   | NA   | NA   | NA   | NA   | NA   |

## 5.6. 東アジア諸国の再生可能電力支援価格の比較

表10に、東アジア諸国の再生可能電力支援価格の一覧を示す。参考として、FITのお手本となるドイツの再生可能エネルギー法に定める公定価格も合わせて示した。

中国は公定の固定価格が未整備である。太陽光に関しては価格の設定基準がまだ検討中であり、固定価格買取制はいまだ始まっていない。風力に関しては競争入札による価格と、政府による審査価格の2種類があるが、いずれも価格そのものは際だって高いわけではなく、長期間のその価格での買い取りが保証されるということが、急速な普及を後押ししているものと考えられる。

日本の価格はすでに5.3節にて詳述したものであるが、ここでは最低値と最高値のみ示した。ここには、電力会社の余剰電力購入メニュー(自主的FIT)による固定価格と、「電気のみ価格+RPS 証書のみ価格」が混在している。日本ではこれらの価格は原則非公表



かつ不安定であり、長期的な価格の安定性は電力会社の提示する契約条件次第である。

表 10 東アジア諸国の再生可能電力支援価格(円/kWh 換算)

| 中国(実績)                                     | 日本(2006)   | 韓国('06.8-'08.9)  | 台湾(2003-)          | ドイツ(2004-)   |
|--|--|--|--------------------|--|
| 太陽光：未定<br>風力：<br>入札 6.1-8.3<br>審査 8.2-10.2 | 太陽光：8.7-24.1<br>風力：7.0-21.0<br>水力：4.5-13.0<br>バイオマス：4.0-15.0<br>RPS 証書：2.0-7.0<br>[参考]新 FIT 制度<br>太陽光：50 | 太陽光：67.8-71.2<br>風力：10.8<br>水力：7.4<br>バイオマス：7.3-8.6<br>バイオマス：6.9<br>燃料電池：23.5-28.3 | 太陽光：59.5<br>風力：7.0 | 太陽光：77.7-106.1<br>風力：14.8-15.5<br>水力：6.3-16.4<br>バイオマス：11.3-16.4<br>バイオマス：6.6-29.8<br>地熱：12.1-25.5 |

出典：宋・李・知足(2008)、李・李(2008)、TaipeiTimes (2008.4.15)、BMU(2004)

※為替レートを、1元=16円、1ウォン=0.1円、1台湾元=3.5円、1ユーロ=170円として円換算。

韓国の FIT 制度は、ドイツの制度と同様に、再生可能電力の種別・技術別・規模別に、細かく価格差別が行われている。特に、太陽光発電に対しては、投資を十分に回収できるほど高い価格が設定されている。また、いずれの電源に対しても、固定価格の適用期間は 15 年と定められている（2008 年 10 月より、太陽光発電に対しては 20 年か 15 年かを選べることになる）。

ドイツでは原則 20 年間の固定価格での買い取りと、毎年度一定率<sup>22</sup>の価格切り下げ (Degression)が法律で定められている。この Degression は技術革新とコスト低下を目的として、年度ごとの新規案件に対して適用されるもので、既設設備の電力価格が切り下げられるわけではないから、すでに投資した人々の利益が損なわれるわけではない。これと同様に韓国でも、2006 年の関連法改正の際に、技術集約型電源（太陽光、風力、燃料電池）に対しては、一定の猶予期間（太陽光と風力は 3 年、燃料電池は 2 年）後、太陽電池が毎年 4%、風力が毎年 2%、燃料電池が毎年 3%の基準価格減少率が適用されるようになった (李・李 2008)。

台湾については、台湾電力(Taipower)による自主 FIT の価格を示している。太陽光発電の買取価格の高さが注目に値する。

## 5.7. 普及に関するその他の問題

ここまでで、東アジア 4 ヶ国の再生可能エネルギー目標、および再生可能電力支援制度の概要とその普及上の成果、および支援価格について示し、比較を行ってきた。本稿では、RPS によって「市場競争」を促すか、FIT 制度によって「投資の確実性」を担保するか、という主要な政策手法の選択、支援価格水準の設定を最重要の論点として議論を進めてきたが、東アジア諸国の電力市場における再生可能エネルギーの普及については、それ以外にも重要な問題がある。

<sup>22</sup> Degression の率は、水力 1%、バイオマス 1.5%、地熱 1%(~2010)、風力 2%、太陽光(5%)。

第一に、日本の制度上の問題として指摘された、独占的地位にある電力会社の行為の規制である。特に日本の場合、制度の運用上、電力会社の裁量に負うことが多く、そのことが普及を妨げている。電力市場の自由化の進んでいない東アジア諸国にとっては、明確なルールの策定が、共通の問題と言えよう。

第二に、OPTRES 報告書で指摘された各種の障害（行政上の障害、系統連系上の障害、社会的障害、資金調達上の障害；表 6 参照）である。EU 諸国の再生可能電力普及制度に関連して指摘された問題であるが、東アジア諸国にとっても、ほぼそのまま当てはまるように思われる。

第三に、関連産業の競争上の問題である。RPS や FIT 等の普及政策は、原則として自国製品と外国製品とを差別しないため、自国企業が弱ければ外国製品に依存せざるを得なくなる。他方、国内企業が強い競争力を持っていれば、再生可能発電者にとってのコスト（設備購入費、発電単価）の大半は、国内企業の付加価値として GDP 増加に貢献することになる。4.4.節では、自国で普及が進んでいる国ほど、設備メーカーの競争力が強くなることが示唆されたが、後発の韓国・中国・台湾にとって、どのような方法で技術水準を高め、競争力を高めてゆくべきかは重要な問題であり、政府による R&D や、国際貿易ルールに反しないという前提で、国産設備と輸入設備を差別する補助金制度(c.f.中国の低利融資)を検討する必要がある。

最後に、費用負担の問題である。中国はドイツの制度に類似した、電気料金による明示的な費用負担ルールを備えている。それに対し、韓国は FIT 制度を立ち上げたが、差額補助の費用を政府財源に依存しており、また、2012 年には、明示的に財源を確保する必要のない RPS 制度に転換される予定である。他方、日本では、2010 年からの FIT 制度で、太陽光発電に関する消費者への費用転嫁が明確化されるが、RPS 法については電力会社に生じた超過負担を、明示的に電気料金に転嫁するルールがない。仮に RPS 証書価格を 5 円/kWh としても、2007 年の新エネルギー発電量 74.3 億 kWh 程度であれば 371.5 億円、2014 年の 160 億 kWh に対しては 800 億円程度となる。電力業界の 19 年度の売上高(約 16.7 兆円)に比較すればわずかであり、現時点では吸収が可能であろうが、利用義務量の増加に伴って電力会社の負担が急増するか、負担の増加を嫌う電力会社によって再生可能電力導入目標が低く抑えられる状況が続くものとみられる。RPS 制度に関しても、国民または電力消費者によって、薄く広く、再生可能電力普及に伴う費用を負担するルールを明確化すべきである。

## 6. 結論

日中韓台の東アジア 4 ヶ国は、地球温暖化問題とエネルギー・セキュリティ問題への対応から、再生可能エネルギー普及を支援する政策を打ち出している。中でも、再生可能電力の普及に関しては、欧米で実施されてきた RPS 制度または FIT 制度のいずれかの導入

をはかっている。このことは、東アジアの後発国でも、研究開発段階・初期需要開拓段階を飛び越えて、市場形成・普及拡大段階に突入したことを示している。

EU15ヶ国ではOPTRES研究等により、FIT制度を導入した国々の方が導入量、コスト、企業競争力の点で優れた結果を残していることが明らかになっている。中国と韓国はFITを導入済みであり、台湾ではFITを制度化した再生エネルギー条例の草案が作られた。日本はRPSが主体であるが、太陽光発電にはFITが導入される予定である。いずれにせよ、各国の制度は導入からの年月が短く、中国の風力および韓国の太陽光で、設備容量の急速な伸びが見られるものの、制度の実績に関して結論を出すにはまだ早い。また、補助金等の関連制度も、東アジアではRPSやFIT以上に、重要な役割を果たし続けている。いずれにせよ、再生可能エネルギーの普及は、RPSかFITかという政策の二分法だけで割り切れるほど単純ではない。東アジアの電力市場の現状を踏まえた上で、行政上の障害、系統連系上の障害、社会的障害、資金調達上の障害、電力会社による普及に有害な行為の除去（運営上のほか政策形成・目標設定への影響を含む）、自国企業の育成、および費用負担に関して、透明かつ公平なルール作りが求められる。

付録 1：東アジア 4ヶ国および EU15 の再生可能エネルギー支援措置の推移

|         | 97  | 98  | 99  | 00  | 01  | 02  | 03     | 04    | 05   | 06   |
|---------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|--------|-------|------|------|
| CH      |     |     |     |     |     |     | T      | T     | T    | *T&F |
| JP      | S&f | S&f | S&f | S&f | S&f | S&f | *R&S&f | R&S&f | *R&f | R&f  |
| KO      | S   | S   | S   | S   | S   | S   | *F&S   | F&S   | F&S  | F&S  |
| TW      |     |     |     | S   | S   | S   | *S&f   | S&f   | S&f  | S&f  |
| AT      |     | F   | F   | F   | F   | +F  | F      | F     | F    | +F   |
| BE      | F   | F   | F   | F   | F   | *R  | R      | R     | R    | R    |
| DK      | F   | F   | F   | F   | *F  | F   | F      | F     | F    | F    |
| FI      | S   | S   | S   | S   | S   | S   | S      | S     | S    | S    |
| FR-wind | F&T | F&T | F&T | *F  | +F  | F   | *F&T   | *F    | F    | +F   |
| FR-bio  |     |     | *T  | T   | *F  | F   | *F&T   | F&T   | F&T  | +F&T |
| FR-PV   |     |     |     |     | *F  | F   | F      | F     | F    | +F   |
| DE      | F   | F   | F   | +F  | F   | F   | F      | +F    | F    | F    |
| GR      | F   | F   | F   | F   | F   | F   | F      | F     | F    | +F   |
| IE      | T   | T   | T   | T   | T   | T   | T      | T     | *F   | F    |
| IT-wind | F   | F   | *R  | R   | R   | R   | R      | R     | +R   | R    |
| IT-bio  | F   | F   | *R  | R   | R   | R   | R      | R     | +R   | R    |
| IT-PV   | F   | F   | *R  | R   | R   | R   | R      | R     | *F   | F    |
| LU      | F   | F   | F   | F   | F   | F   | F      | F     | F    | R    |
| NL      | R&S | R&S | R&S | *S  | S   | S   | *F&S   | F&S   | F&S  | *F   |
| PT      | F   | F   | F   | F   | F   | F   | F      | F     | F    | F    |
| ES      | F   | +F  | F   | F   | F   | F   | F      | +F    | F    | F    |
| SE      | S   | S   | S   | S   | S   | S   | *R     | R     | R    | R    |
| UK      | T   | T   | T   | T   | T   | *R  | R      | R     | R    | R    |

※FはFIT、fは自発的FIT、RはRPS、Tは競争入札、Sは補助金や優遇税制をさす。\*は制度の変更、+は制度の調整が行われたことを意味する。

参考：東アジア 4ヶ国については本文。EU15 に関しては Ragwitz, M et al. (2007)、p.34

付録 2：日本における公式の発電コスト試算例

|         | 発電単価(円/kWh)    |                 |
|---------|----------------|-----------------|
|         | 10-14<br>(大規模) | 18-24<br>(中小規模) |
| 風力      |                |                 |
| 太陽光     | 46<br>(トップ)    | 66<br>(平均)      |
| 一般廃棄物発電 | 9-11<br>(大規模)  | 11-12<br>(中小規模) |

出典：総合資源エネルギー調査会(2001)

付録 3：韓国における電源別発電単価比較(ウォン/kWh)

| 原子力  | 石炭(国内炭)    | 石油    | LNG  | 太陽光     | 風力      |
|------|------------|-------|------|---------|---------|
| 3.08 | 22.9(60.5) | 117.0 | 91.0 | 500~900 | 100~130 |

出典：李・李(2008)

文献

BMU(2004) *Die wichtigsten Merkmale des Gesetzes für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare Energien Gesetz) vom 21. Juli 2004*, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (on web)

BMU (2007) *What Electricity from Renewable Energies costs (abridged version)*, Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety, Jan. 2007 (on web)

BMU (2008a) *Electricity from Renewable Energy Sources, What does it cost us?*, Federal Ministry

- for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety, Mar. 2008 (on web)
- BMU (2008b) *Erneuerbare Energien in Zahlen, Nationale und Internationale Entwicklung*, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Stand: Juni 2008 (on web)
- CEPD (2008) Executive Yuan Approves Draft Renewable Energy Development Act, Council for Economic Planning and Development, 2005-5-7, <http://www.ey.gov.tw/ct.asp?xItem=42106&ctNode=22>
- Chen, Joeng-Shein (2008) Taiwan PV Industry Overview, [http://www.pvjapan2008.org/PVJAPAN-JP/IndustryInfo/CTR\\_012470](http://www.pvjapan2008.org/PVJAPAN-JP/IndustryInfo/CTR_012470)
- IEA-PVPS(2007) *Trends in Photovoltaic Applications, Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2006*, Report IEA-PVPS T1-16:2007
- Li, Junfeng et al. (2007) *China Wind Power Report 2007*, China Environmental Science Press
- Ragwitz, M et al. (2007) *OPTRES--Assessment and optimisation of renewable energy support schemes in the European electricity market*, Final Report, Karlsruhe, Feb. 07.
- RPS 法評価検討小委員会(2006)『RPS 法評価検討小委員会・報告書』総合資源エネルギー調査会新エネルギー部会 RPS 法評価検討小委員会、2006年5月26日
- 李秀澈・李炳旭(2008)「韓国の再生可能エネルギー支援政策—発電差額支援制度の現状と課題を中心に—」、所収：李秀澈編著『東アジアの環境賦課金制度（仮題）』第15章、昭和堂(近刊予定)
- 飯田哲也(2007)「持続可能なエネルギーは誰のものか」『資源環境対策』Vol.43 No.4, pp.29-38
- 井田均(2007)「風力発電建設に電力会社がブレーキ 北電・東北電が相次いで新障害設定 国の小委員会の提言を受けての動き」『地球号の危機ニュースレター』No.322(2007年4月)
- 一木修・貝塚泉(2007)「太陽光発電システムをめぐる国際動向」『資源環境対策』Vol.43 No.7, pp.94-101
- EDMC(2008)『エネルギー・経済統計要覧』日本エネルギー経済研究所・計量分析ユニット (EDMC)編、(財)省エネルギーセンター刊
- 大島堅一(2006)「新しい環境政策手段としての再生可能エネルギー支援策」『立命館国際研究』19-2、pp.29-49
- 公正取引委員会(2003)「RPS 制度開始に伴う一般廃棄物発電の余剰電力取引について」平成 15 年 8 月 18 日 (on web)
- 杉山大志(2007)『これが正しい温暖化対策』、エネルギーフォーラム
- 総合資源エネルギー調査会(2001)『新エネルギー部会報告書～今後の新エネルギー対策のあり方について～』、総合資源エネルギー調査会新エネルギー部会、2001年6月
- 宋国君・李佩潔・知足章宏(2008)「中国の再生可能エネルギー政策の分析」、所収：李秀澈編著『東アジアの環境賦課金制度（仮題）』第16章、昭和堂(近刊予定)

- 李俊峰・王斯成等(2007)『中国光伏産業発展報告 2007』中国環境科学出版社, 21 頁。
- 林俊旭・朴勝俊(2008)「台湾の再生可能エネルギー政策の特徴と課題」、所収：李秀澈編著『東アジアの環境賦課金制度（仮題）』第 17 章、昭和堂(近刊予定)
- 山崎康志(2009)「政局に翻弄された「太陽光発電買い取り制度」の舞台裏」『エネルギーフォーラム』No.653、2009 年 5 月、pp. 34-37