

## 研究論文

# RPS下における新エネルギー供給量と 電気事業者に生じる追加費用の推定

An Assessment of Renewable Energy Supply and Additional Cost for  
Retail Suppliers under the Renewables Portfolio Standard in Japan

西尾 健一郎\*・浅野 浩志\*\*  
Kenichiro Nishio Hiroshi Asano

(原稿受付日2003年4月17日, 受理日2003年8月22日)

## Abstract

The Renewables Portfolio Standard (RPS) enacted in April 2003 in Japan is a compulsory policy that requires that about 1.35% of each retail supplier's electricity sales in 2010 comes from renewable energy generation by photovoltaics, wind, biomass, geothermal and small hydro. This paper provides a quantitative analysis of the impact of the RPS, in order to give direction to the effective strategy under it. We assume supply curves for renewable generations based on regional resource endowments, and derive optimal renewable portfolios, renewable energy credit prices and additional costs to retail suppliers for purchasing credits. The analysis shows that purchasing credits from certificated renewable generators in other regions and credit trading among retail suppliers enables effective implementation of the RPS, because resource endowments of renewable energies are varied with regions. Moreover, sensitivity analysis shows that the constituents of renewable portfolios and economic impacts depend on assumed marginal values of electricity, which are determined by electricity market and characteristics of renewable technologies.

## 1. はじめに

電気事業者に対して、新エネルギーによって発電された電気を一定量利用することを義務付ける「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」(Renewables Portfolio Standard, RPS)が、2003年4月から全面施行された<sup>\*1)</sup>。RPSにより、新エネルギーの環境価値に相当する「新エネルギー等電気相当量」<sup>\*2)</sup>という概念が導入され、電力供給地域をこえた取引が開始される。従って、電気事業者および新エネルギー発電者はその供給量や取引価格<sup>\*3)</sup>の動向に大きな関心を寄せているが、各新エネルギーに関する情報は体系化されてない上、環境価値の取引は新たな試みであるため、現状では量および価格の見通しが不透明である。このことが、制度の機能性や、制度参加者の適切な方策の構築を妨げる恐れがある。

そこで本研究では、電気事業者の履行方策立案や新エネルギー発電者の事業計画立案に資することを目的とし、日本版RPSの定量評価を行う。まず、各新エネルギーの資源量と経済性について、地域偏在性を考慮した推定を行う。さらに、最適化計算により、効率的な新エネルギー導入パ

ターンと限界的な新エネルギー価値を導出する。最後に、RPSにより電気事業者に生じる経済的負担を分析する。

## 2. Renewables Portfolio Standard

RPSは、電気事業者に対して、販売電力量の一定割合以上の新エネルギー電気を利用することを義務付け、同時に、新エネルギー等電気相当量（以下では新エネ相当量）の取引を認める、キャップ・アンド・トレード型の制度である。義務対象者である電気事業者とは、一般電気事業者、特定電気事業者、および、特定規模電気事業者を指す。電気事業者全体で実際に課せられる義務量は、2003年度約33億kWhから2010年度に122億kWhに達する<sup>\*4)</sup>。対象新エネルギーは、太陽光、風力、バイオマス、中小水力、および、地熱で、認定設備により系統連系され販売される電気でなければならない。バイオマスに関しては、混燃利用の場合はバイオマス比率を乗じた量が新エネルギーとみなされ、一般廃棄物発電もその一例である。

新エネルギー発電者は、電気事業者に対して、従来のように電気と新エネ相当量をまとめて販売することも出来るし、分離して販売することも可能である。一例を挙げると、北海道電力は電気のみを3.3円/kWhで購入する風力発電プロジェクトをRPS導入決定後に募集した。この場合、新エネルギー発電者は、新エネ相当量を東京電力など北海道電力以外に販売することになる。電気事業者はRPS義務履行

\* (財)電力中央研究所 経済社会研究所 研究員

E-mail: nishio@criepi.denken.or.jp

\*\* 上席研究員

〒100-8126 東京都千代田区大手町1-6-1

のために、自ら発電するか、供給地域内外の設備から新エネ相当量を調達しなければならない。また、電気事業者間で新エネ相当量の過不足分を取引することや、新エネ相当量を次年度に持ち越すこと（バンキング）や一定範囲で次年度から前借りすること（ポロイニング）も認められる。

### 3. 解析方法

#### 3.1 概要

##### (1) 解析フロー

解析フローを図1に、RPS対象新エネルギーの本研究における扱いを表1に示す。解析は、資源推定、最適化計算、費用分析の三段階で構成する。

第一段階の資源推定においては、既設および計画済みなどの確定的に扱う新エネルギー供給量（以下では新エネ供給量）と、今後建設される追加分の新エネ供給量を求めるための資源条件を、新エネルギー別に推定する。確定的に扱うのは、太陽光発電と中小水力、および、既設もしくは計画されている風力と一般廃棄物によるバイオマス（以下では一廃）の新エネ供給量である。また、風力と一廃については、最適化計算の入力資源条件として、追加的導入に関する資源量と経済性を推定する。第二段階の最適化計算では、競争的に導入量を決定し、新エネ相当量の取引価格にあたる限界新エネルギー価値（以下では新エネ価値）を導出することを目的とする。具体的には、検討期間中の累積義務量から前述の確定分新エネ供給量の累積を差し引いた分について、今後追加的に導入される風力と一廃の資源条件、および、各々の電力価値を入力条件とした最適化計算を行う。最終段階の費用分析では、導出された新エネ供給量と新エネ価値を用いて、電気事業者に生じる経済的負担の推定を行う。

なお、地熱および一般廃棄物以外のバイオマスは、開発可能性と経済性の面から、当面は供給量全体に対して十分な割合を占めるに至らないと見なし、解析から除外した。

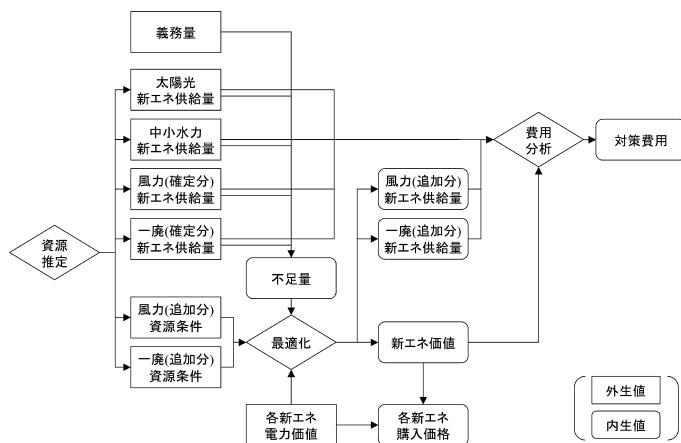


図1 解析フロー

##### (2) 地域区分

解析の際には、新エネルギー特有の地域偏在性を考慮するために、一般電気事業者の供給区域を参考に全国を10地域に区分する。本稿においては、適宜、「新エネ供給量」という表現を用いるが、各地域の設備により供給される新エネ相当量を指す。

各地域の義務量は、一般電気事業者の義務量を模擬し、割当量は販売電力量想定<sup>1)</sup>を参考に推定する。特定電気事業者、および、特定規模電気事業者は、現状では販売電力量が小さいため考慮していない。

##### (3) 利用目標量と検討期間

利用目標量は、4年ごとに向こう8年間について更新されるとされており、現時点で確定しているのは2010年度までの利用目標量である。筆者らの分析によれば、日本版RPSに関して最適化期間を2010年度までに限定すると、導入量や経済的負担が過小評価となる可能性が高い<sup>2)</sup>。そのような結果に基づき議論を進めることは、効率性の観点から望ましくない。従って、本研究では、現段階では定められていない2011～2014年度の利用目標量を2010年度と同水準の122億kWhと仮定し、2014年度までの動的最適化を行う。解析結果としては、このうち、2010年度までの結果を取り扱う。

##### (4) 電力価値

風力、および、一廃発電の電気としての価値、いわゆる、電力系統から見た回避可能原価を、4円/kWhと想定する。同水準は火力燃料費に相当し、電源計画に及ぼす影響が小さい場合の簡易的な回避可能原価として一般的である。

なお、電力価値は、各新エネルギーの出力安定性や各電気事業者の供給構造などに左右される。電気事業者全体の傾向は明らかではないが、本稿執筆段階で公表されているRPS本格施行に伴う購入メニュー改訂例をみると、風力などはkWhあたり3円台、一廃も含むバイオマスは単純な平均単価で約3～5円/kWh<sup>\*5)</sup>と様々である。従って、電力価値に関しては感度解析を行う。

表1 RPS対象新エネルギーの扱い

RPS対象新エネルギー	本研究における扱い
太陽光	新エネルギー供給量を推定(通増)
風力	確定分(既設・計画済み): 新エネルギー供給量を推定 追加分(上記以外): 資源条件を推定し、最適化計算により新エネルギー供給量を決定
一般廃棄物によるバイオマス(一廃)	確定分(既設・計画済み): 新エネルギー供給量を推定 追加分(上記以外): 資源条件を推定し、最適化計算により新エネルギー供給量を決定
その他バイオマス	除外
中小水力	新エネルギー供給量を推定(一定)
地熱	除外

### 3.2 新エネルギー別の資源推定方法

#### (1) 太陽光発電

主に住宅用発電設備を想定する。住宅用発電設備の新エネ供給量に関しては、2001年度までの余剰電力購入実績、および、2002年度以降の追加新エネ供給量の和とする。追加新エネ供給量に関して、ペイバックタイムと導入率の関係を1997～2001年度のデータより分析し、価格低減を織り込んだ推定を試みた(図2)。

その際の主要な前提は以下の通りである。設備利用率は地域ごとに異なり、11.2～13.5%とした。導入者代替単価は23円/kWh(電灯単価および現行余剰電力購入単価に相当)とした。建設単価は2002年度70万円/kWから2010年度50万円/kW(毎年度4%ずつ低減)に達し、補助金は2003年度以降交付されないものと仮定した。導入機会数には一戸建持家新築件数を用い、2002年度以降は2001年度水準で一定とした。また、今後導入される発電設備の売電率は、2001年度の推定発電電力量と余剰電力購入量実績の比率を参考に推定し、48%とした。

非住宅用発電設備に関しては、電気事業者保有の発電設備のみを考慮する。追加的な導入は想定していない。

#### (2) 風力発電

電気事業者保有の発電設備、ならびに、事業用(新エネルギー発電者保有)の発電設備を想定する。最適化計算対象である今後追加的に導入される設備に関しては、新エネルギー発電者保有の事業用設備のみと仮定し、自家消費用の設備、および、電気事業者保有分設備は想定しない。新エネルギー発電者保有分に関しては、既設ないし計画済みの確定分の新エネ供給量、ならびに、追加分の資源条件を

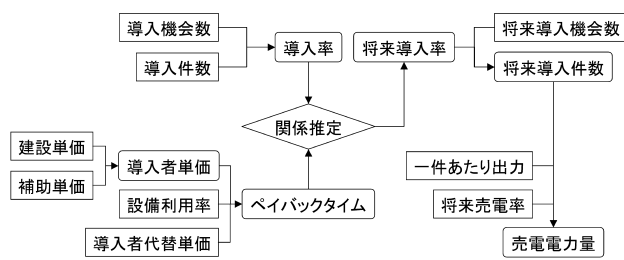


図2 太陽光発電の資源推定方法

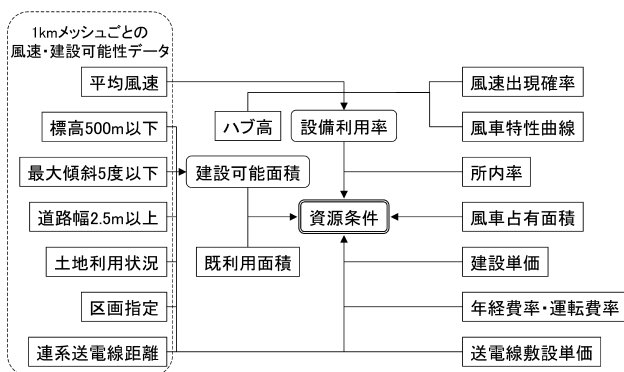


図3 風力発電(追加分)の資源推定方法

推定した(図3)。

資源条件は、約1km四方の区画ごとに集計された平均風速、および、建設可能性のデータに基づく。本研究においては、NEDO風況調査<sup>3)</sup>における3つのシナリオのうち、諸条件が中程度に作用する場合を想定したシナリオ2の条件設定を基本とし、一部入力データの変更、風車大型化も考慮しながら平均風速から設備利用率への換算を施すとともに、5km圏内に11万V未満の送電線が整備されていることを条件として加味した。建設単価は、2003年度においては25万円/kWで、その後は毎年度2%ずつ低減するとした。その他の諸前提としては、年経費率8.22%、運転費率1%、所内率1%とした。

#### (3) 一般廃棄物によるバイオマス発電

自治体や処理組合保有の設備を想定し、電気事業者による導入は想定していない。一廃発電設備は、一般廃棄物処理施設の新設・更新時に設置されるのが一般的である。そこで、処理施設の整備計画を推定し、推定された整備計画ごとに余熱の発電利用可能性を設定することで、資源条件とする。考察対象は、発電利用の経済性に注目した処理施設整備時の発電設備併設可能性の検討であり、処理施設整備計画の是非や、処理施設整備や廃棄物運搬に要する、いわゆる廃棄物処理費用については、廃棄物行政として別途対応される問題であるとみなしている。

整備計画については、自治体および処理組合の広域化計画や処理施設の国庫補助採択状況などに関する、各種資料<sup>4)</sup>やホームページ上で収集可能な情報を参考に、広域化ブロックごとの処理施設整備時期および規模を調査した。従って、推定される資源条件は、廃棄物行政と整合するものと考えられる。また、処理施設の大規模化による発電利用の増加も考慮できる。もっとも、整備計画詳細の把握が困難な広域化ブロックもあるため、その場合は、ブロックとして必要な処理量と、施設経過年数を鑑みたブロック内総処理能力の関係を分析することで、整備計画を補完した。

余熱の発電利用可能性は、整備規模により決定する(図4)。発電量は2000kcal/kg(全規模共通)、バイオマス率

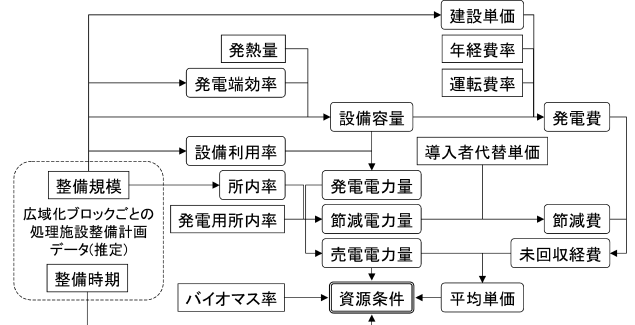


図4 一般廃棄物発電(追加分)の資源推定方法

は60%とした。発電端効率は22~10%（大規模~小規模）、設備利用率は67~50%、所内率は36~90%、発電用所内率は2%、建設単価は20~30万円/kWとした。また、年経費率8.99%、運転費率10%とした。導入者代替単価は、発電設備の有無による経費比較<sup>5)</sup>を参考に推定し、10.8円/kWhとした。最適化計算において、経済性に関する入力条件となるのは、平均単価である。平均単価は、発電費から電力購入節減費を差し引いた未回収経費を、系統への売電電力量で除した値であり、余剰電力売却時の損益分岐価格を意味する。

#### (4) 中小水力発電

電気事業者による保有設備と、公営電気事業者保有設備を想定する。中小水力の新エネ供給量は、資源エネルギー庁資料を参考に推定し、2010年度までに大幅な増加見込みはないとみなし、期間中一定とした。

### 3.3 最適化計算方法

動学的な線形計画問題により、最適な新エネ供給量の内訳と、新エネ相当量の取引価格にあたる新エネ価値を導出する。

目的関数は、「2003年度価値換算された風力および一廃の追加導入に要する総費用」についての最小化とする。ここで費用とは、導入費用から、電力としての価値を減じた費用である。割引率は4%とする。制約条件は、風力関連制約（建設面積上限・系統内設備容量上限）、一廃関連制約（設備容量上限）、RPS関連制約（新エネルギー供給量下限・取引同量・バンキング上限・ポロイング上限）である。変数は、風力に関する各メッシュの年度ごとの新設容量、一廃に関する各処理施設の整備年度における新設容量、および、新エネ相当量の融通量などである。新エネ価値は、最適状態における新エネルギー供給量下限制約式の限界価格として導出される。

### 3.4 経済的負担の分析方法

RPS下で電気事業者が発生する追加費用としては、新エネ相当量購入費、新エネルギー増加に伴う販売減収、系統関係費、電気事業者による新エネルギー導入費が挙げられる。本研究では、これらのうち、新エネ相当量購入費と販売減収についてのみ導出する。新エネ相当量購入費は、購入する新エネ相当量に新エネ価値を乗じた経費で、追加費用の大半を占める。あくまでも新エネ相当量のみ購入費であり、環境報告書に記載される類の新エネルギー分野の購入費ということであれば、電気分の購入費も加算する必要があることに注意されたい。販売減収は、RPS対象の逆潮する新エネ供給量が増加する一方、太陽光発電および一廃について自家消費量の拡大が見込まれることを鑑みた費用である。販売電力減少量は電気事業者の供給構造を変化させるほど大きくはないとみなし、減少量あたりの損失は、

販売単価と電力価値の差額とした。

なお、太陽光発電の新エネ価値は、最適化計算から得られる新エネ価値は適用せず、購入価格を23円/kWh、電力価値を4円/kWhと仮定したときの、差分にあたる19円/kWhとして固定的に扱う。確定分の風力に関しては、長期購入契約がひとまず継続するものとし、契約購入単価相当の11.5円/kWhに新エネ価値も含まれているものと仮定した。

## 4. RPS導入の影響

### 4.1 新エネルギー導入量と追加費用の基礎解析

新エネルギーの供給量および設備容量を図5、図6に示す。導入は、経過措置の縮小に伴い2008年度以降急増する義務量に対して、前倒しで進められる。この要因の一つは、風力や一廃の導入が計画上ある程度見込まれるためであり、もう一つは、将来の価格低減や割引率の効果を考慮した上でも、資源制約の中では良質な資源から計画的利用を進めることにより費用効果が得られるからである。RPS導入初期に供給量が義務量を上回ることで生じる余剰は、バンキングされ、2009年度以降の履行に活用される。前述の通り、2014年度までの最適化計算を行っているが、2011年度以降に25億kWhがバンキングされる結果となる。2010年度における供給量は、太陽光<sup>6)</sup>が7億kWh、風力<sup>7)</sup>が

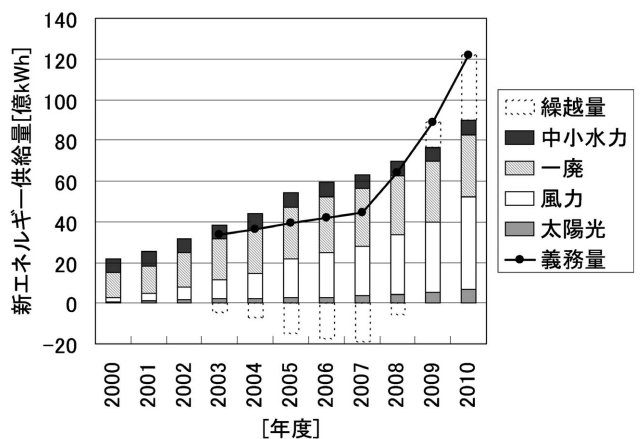


図5 新エネルギー供給量の推移

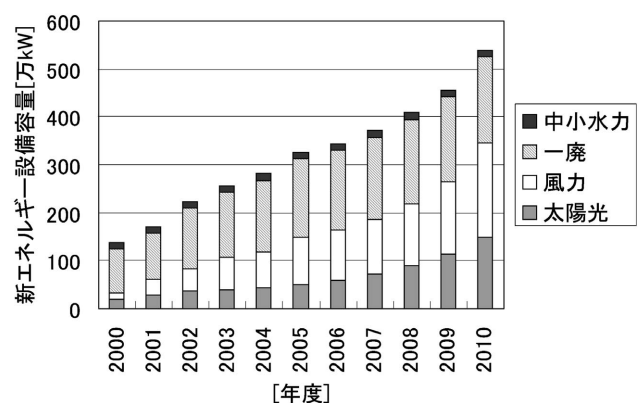


図6 新エネルギー設備容量の推移

45億kWh、一廃が30億kWh、中小水力が7億kWh、合計で90億kWhとなる。制度上、バンキングやボローイング活用が認められるため、2010年度において利用目標量122億kWhに合致する必要はないことに注意されたい。参考までに、設備容量は、太陽光<sup>\*6)</sup>が149万kW、風力<sup>\*7)</sup>が198万kW、一廃が179万kW、中小水力が14万kW、合計で540万kWである<sup>\*8)</sup>。引き続き、各地域における2010年度の供給量内訳(図7)を参考にしながら、新エネルギー別の導入傾向について述べる。

太陽光発電は、2003年度以降は設置費助成が終了するという仮定に従い、一旦は導入ペースが減速するが、建設単価の低減に伴い供給量が拡大する。なお、建設単価の前提条件を毎年度7%低減し2010年度に40万円/kWを下回るとしても、供給量は16億kWhであった。地域別で見ると、住宅の多い東京・中部・関西が多く、これに九州・中国が続く。ただし、いずれの地域も、履行に占める割合は小さい。

風力に関しては、大規模風力入札により2004年度頃まで堅実な伸びが見込まれる。その後も、着実に導入が進む。2003~2010年度の設備容量の平均増加は約20万kWであり、2003年度の増加見込みとほぼ等しい。地域別では、一般的に好風況地域とされる東北・北海道の導入量が多い。

一廃に関しては、ダイオキシン規制強化の対応上、2002年度を中心として導入機会が一時的に急増して、供給量が

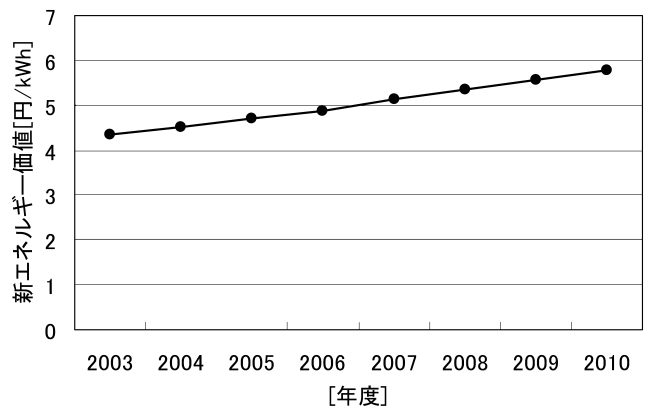


図9 新エネルギー価値の推移

増加する。ただし、その後の増加ペースは鈍化し、2003~2010年度の平均増加は約6万kWである。一廃は、経済性では優位な印象が強いが、新エネルギーとみなされるのはバイオマス率を乗じた分であるため、風力の経済性と比較する際には注意を要する。地域別では、特に大規模の処理施設が多い人口密集地域を中心としており、東京・関西・九州の順で供給量が多い。

各地域の新エネ供給量と義務量の推移を図8に示す。地域別に見ると、義務量以上の新エネ供給量を有する主要な地域は、東北・北海道である。両地域は既設もしくは計画済みの風力が多い点特徴であり、もとより、バンキングを活用すれば義務量を達成可能な新エネ供給量が見込まれる。さらに、風力建設の好条件地域であるため追加的導入がなされ、終始、余剰が生じることになる。

他方、東京・関西・中部に関しては、新エネ供給量が義務量を下回りがちである。これら地域は、現状で新エネ供給量が少ないことに加え、需要密度に対して資源密度が小さい。一廃の追加導入に期待することも出来るが、基本的には地域内設備のみで調達するのは得策でないと言える。本稿では地域内のみで調達する場合の新エネ価値について詳細を取り上げないが、例えば、東京の場合、新エネ価値は上限価格11円/kWhを上回る。他地域設備からの新エネ相当量購入、もしくは、肩代わりの活用が有効であり、また、後期において不足量が急増するので、予め積極的な対応を進めバンキングしておくことが必須となるであろう。

新エネ相当量の取引価格にあたる新エネ価値の推移を図9に示す<sup>\*9)</sup>。2003年度において4.3円/kWh、2010年度において5.8円/kWhとなる。ただし、2011年度以降の利用目標が増加するならば、より高水準となる。なお、ここで示す新エネ価値は、将来を考慮した上での、完全競争市場を前提とした均衡価格である。従って、売り渋りのような価格変動要因は表現されない。

RPS下においても、従来のように電気と新エネ相当量をまとめて契約することは可能であるが、その際の購入価格

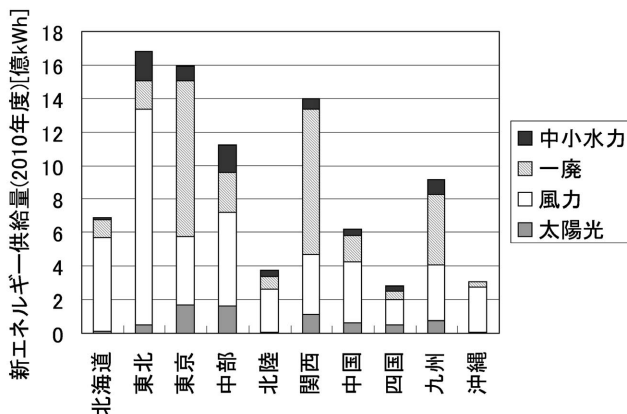


図7 各地域の新エネルギー供給量内訳(2010年度)

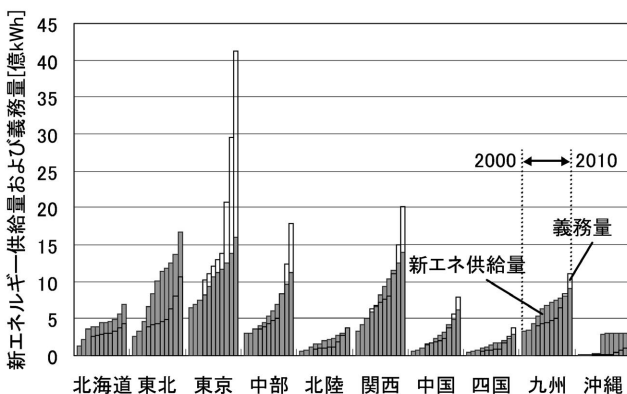


図8 各地域の新エネルギー供給量と義務量の推移

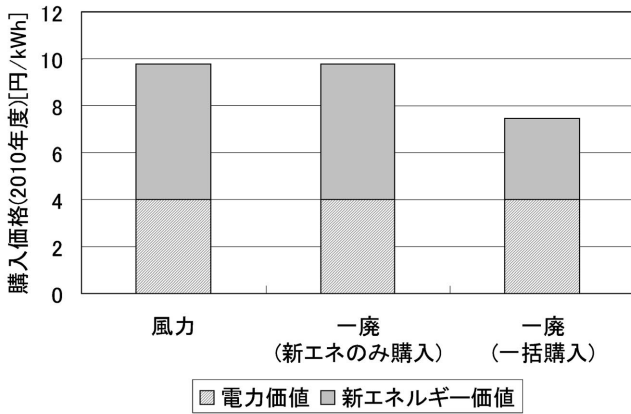


図10 風力・一廃発電からの購入価格内訳 (2010年度)

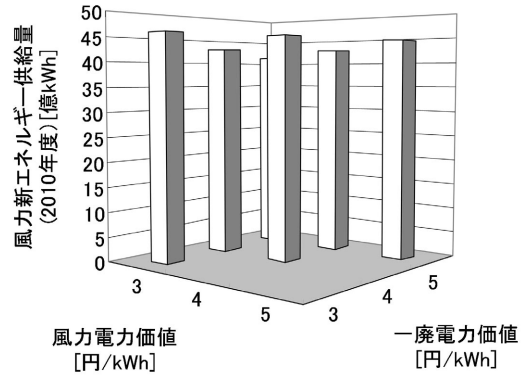


図12 風力発電の新エネルギー供給量 (2010年度)

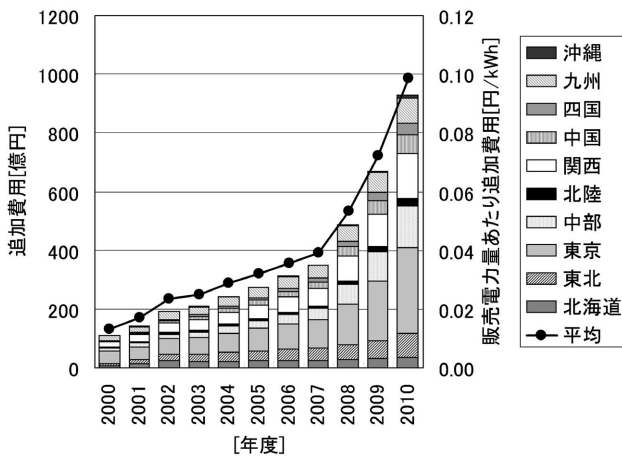


図11 電気事業者に生じる追加費用の推移

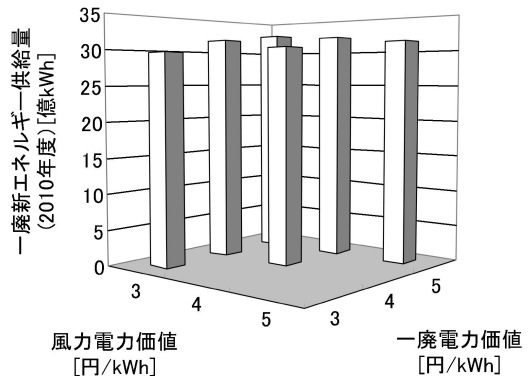


図13 一廃発電の新エネルギー供給量 (2010年度)

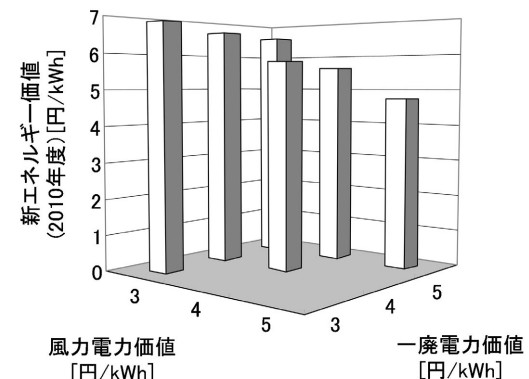


図14 新エネルギー価値 (2010年度)

は、電力価値と新エネ価値に連動すると解釈できる。内訳例として、図10に2010年度の値を取り上げる。一廃に関しては、通常、新エネ電気と、新エネでない電気が混在する。これらの電気を区別せず一括購入する契約も想定されるが、この場合、本来の新エネ価値にバイオマス率を乗じた水準が、見かけ上の新エネ価値となる。

RPS下で電気事業者に生じる追加的な対策費用を図11に示す。同図には、販売電力量あたりの追加費用も示している。系統関係費用や電気事業者による新エネルギー導入費用は考慮していないが、当面の追加費用として電気事業者全体で、2010年度において約930億円、販売電力量に対して約0.1円/kWhの負担が生じる。本研究のように供給側から影響を把握し、一方で、家庭・業務・産業部門など需要側の負担許容額を把握し<sup>6) 7)</sup>、RPSが国民経済的に整合しうるかを検証することは、有意義であろう。

4.2 電力価値に関する感度解析

電力価値の水準次第で、最適な新エネルギー内訳や新エネ価値は変化すると考えられる。4.1節においては、風力と一廃から購入する際の電力価値を、共に4円/kWhとして解析を行ったが、ここでは3~5円/kWhとして感度解析を行う。ただし、出力変動性を鑑みて、風力の電力価値

が一廃の電力価値を上回るケースは想定しない。

2010年度における風力および一廃の新エネ供給量を図12、図13に比較する。例として、一廃の電力価値が4円/kWhの場合を取り上げると、風力の電力価値が4円/kWhから3円/kWhに変化するに従い、相対的に経済性が優位となる一廃の導入量は増加し、風力の導入量は減少する。この時の新エネ価値は、図14によれば5.8円/kWhから6.6円/kWhに上昇する。これら結果より、導入パターンや取引価格は、資源条件だけでなく、電力価値の評価によっても異なることが明らかとなる。なお、本解析フレームでは、このように新エネルギーごとに電力価値を設定することは勿論、地域ごとに異なる電力価値を設定して検討することも可能である。

## 5. おわりに

本研究では、RPS下における電気事業者の履行方策立案や新エネルギー発電者の事業計画立案に資することを目的とし、新エネルギーの導入可能性を推定し、エネルギー・地域・年度別の新エネルギー供給量、環境価値にあたる新エネルギー相当量の取引価格、および、電気事業者に生じる経済的負担について分析した。いずれの新エネルギーも地域偏在性を有するため、供給地域をこえた新エネルギー相当量の取引や電気事業者間の取引の活用が効果的な履行手段となりうること、義務量の増加ペースの早まる2010年度付近に備えて前倒して対応を進めることが有効であることなどを、示唆として得た。

定量的な解釈を深めるためには、資源量と経済性について、より精査することや、感度解析を行う必要がある。また、資源条件だけでなく電力価値も結果を左右するので、順次公表されつつある各電気事業者の新購入制度における電力価値の考え方を反映して解析することも考えられる。

### 注 釈

- 注1) 資源エネルギー庁により、RPS専用のホームページが開設されている (<http://www.rps.go.jp/>)。
- 注2) 諸外国において、再生可能エネルギー証書、グリーン電力証書などと呼ばれるものに相当する。
- 注3) 諸外国において、再生可能エネルギー証書価格、グリーン電力証書価格などと呼ばれるものに相当する。我が国において、正式に定義された呼称は存在しない。本稿においては、「新エネルギー価値」(新エネ価値)と呼ぶ。
- 注4) 正確には「調整後の義務量」である。以後、本稿においては「義務量」と呼ぶ。義務量は、前年度の販売電力量に依存するため、推定値に過ぎない。

注5) バイオマスに関しては、時間帯区分別単価の設定が一般的である。ここに挙げる水準は、余剰出力を一定と仮定した場合の平均単価である。現実には昼間の余剰出力が大きい場合が多く、このときの平均単価は高くなる。

注6) 電気事業者保有分以外の非住宅用設備は想定外である。

注7) 今後建設される自家消費目的の設備は想定外である。

注8) 2001年に経済産業省が策定した、2010年度における供給サイドの新エネルギー導入目標量と比較する際には、以下のような点に注意されたい。RPSは、自家消費分を対象としない。そもそも、両者の目標は完全には対応していない(新エネルギー導入目標量からRPS利用目標量にブレイクダウンする際の自家消費量を除外する前提が正確とは限らない、廃棄物発電によるバイオマス相当以外の量がカウントされないこととなった、等による)。また、RPSの場合は、バンキングやボローイングが可能なため2010年度断面を厳密に評価する必要はない。

注9) 本稿における「円」「円/kWh」の表記は、名目である。新エネ価値は、実質では均衡するが、名目では割引率に応じて逡増する。

### 参 考 文 献

- 1) 中央電力協議会；平成14年度供給計画の概要，(2002)，中央電力協議会。
- 2) 西尾健一郎，浅野浩志；RPS下における新エネルギー導入量と対策費用の分析，電力中央研究所研究報告，Y02014 (2003)。
- 3) 千代田ディムス・アンド・ムーア株式会社，NEDO；大型風力発電システムの開発（風況観測），NEDO平成5年度委託業務成果調査報告，(1994)。
- 4) 産業タイムズ社；全国ごみ処理広域化計画総覧2000年度版，(2000)，産業タイムズ社。
- 5) NEDO；廃棄物発電導入マニュアル，(1999)，NEDO。
- 6) 馬場健司，田頭直人；グリーン電力に対する家庭用需要家意識の分析，電力中央研究所研究報告，Y02003 (2002)。
- 7) 高橋雅仁，浅野浩志；業務用需要家のグリーン電力への支払い意志額のCV調査と数量分析－WTPから見た自主的取組と規制措置の比較－，エネルギー・資源，23-4 (2002)，288-294。

