エネルギーシステムモデルMARKALを用いた わが国における太陽光発電の導入条件の分析

正員 遠藤 栄一* 非会員 一戸 誠之**

Analysis on Dissemination Conditions of Photovoltaics in Japan
by Using Energy System Model MARKAL

Eiichi Endo*, Member, Masayuki Ichinohe**, Non-member

The national target for PV capacity in Japan is 4.82 GW in 2010, and several PV Roadmaps until 2030 are also described. To achieve the target, several support programs, such as subsidization to capital cost, Green Credit by the Green Power Certification System, buy-back under the Renewable Portfolio Standard law, have been already introduced. Carbon tax is still under consideration, but there are several analyses about possible carbon tax.

The purpose of this paper is to analyze PV system sales price and subsidy through buy-back which make photovoltaics cost-competitive with other energy technologies and make the target for PV capacity achievable by 2030 in Japan under an expected carbon tax. For the analysis energy system of Japan is modeled by using MARKAL.

Based on the results of analysis, under 6000 JPY/t-C carbon tax, photovoltaics needs subsidy for a while even if we taking both fuel savings and Green Credit into account. For attaining the national target for PV capacity in 2010, photovoltaics needs more expensive buy-back than that in present, but after 2010 necessary buy-back decreases gradually. If 120 JPY/W PV system sales price is attained by 2030, photovoltaics becomes cost-competitive without any supports. Subsidy through buy-back becomes almost unnecessary in 2030, if we can reduce it less than 170 JPY/W. The total necessary buy-back meets peak in 2025. It is much more than ongoing subsidy to capital cost of PV systems, but annual revenue from the assumed carbon tax can finance the annual total necessary buy-back. This means if photovoltaics can attain the targeted PV system sales price, we should support it for a while by spending carbon tax revenue effectively and efficiently.

キーワード：太陽光発電，エネルギーシステム分析，MARKAL，炭素税，余剰電力購入，助成

Keywords: photovoltaics, energy systems analysis, MARKAL, carbon tax, buy-back, subsidy

1. はじめに

エネルギー技術の技術開発，すなわち研究開発や導入普及を効果的かつ効率的に推進，促進するためには，計画立案段階でエネルギーシステム分析や費用効果分析を利用することが望ましい。これらの分析手法を用いることによって，過去の技術開発計画の妥当性を検証したり，将来の技術開発の適切な方向，方策を明らかにすることができる。

太陽光発電は，わが国で技術開発が進められているエネルギー技術の中の重点課題の一つと考えられる。この太陽光発電に関する技術開発計画の妥当性を様々な観点から詳細に論じるためには，目標価格の妥当性，目標価格と導入目標との関係の整合性，導入目標実現のための支援等に関する分析が重要である。しかし，太陽光発電を対象としたこのような研究は，関連研究^{(1)~(8)}はあるものの必ずしも十分ではないのが実状である。

ところで，わが国の太陽光発電の導入量は，図1に示すように年々増加しており，2003年には86.0万kWに達している⁽⁴⁶⁾。「長期エネルギー需給見通し」⁽²²⁾では，これを2010年に482万kWにすることが目標とされている。その後の導入目標，およびコストに関する目標，すなわち太陽電池モジュールの製造原価，太陽光発電システムの販売価格，発電原価等は，ロードマップとして示されている。

わが国の太陽光発電のロードマップとしては，現在，国の

* 独立行政法人産業技術総合研究所ライフサイクルアセスメント研究センター

〒305-8569 つくば市小野川 16 番地 1

National Institute of Advanced Industrial Science and Technology

16-1, Onogawa, Tsukuba 305-8569

** (株) 日立製作所生産技術研究所

〒244-0817 横浜市戸塚区吉田町 292 番地

Production Engineering Research Laboratory, Hitachi, Ltd.

292, Yoshidacho, Totsuka, Yokohama 244-0817

新エネルギー技術開発プログラムの目標⁽²⁹⁾、太陽光発電技術研究組合 (PVTEC) によるビジョン⁽³⁰⁾、および太陽光発電協会 (JPEA) によるビジョン⁽³¹⁾がある。文献(29)(30)が技術や研究開発を中心に描かれているのに対して、文献(31)は市場や普及を視野に描かれている。2010年よりあとの導入目標は、文献(31)にのみ設定されており、図1に示すようになっている。また、住宅用太陽光発電システムの販売価格の目標は、図2に示すように、2010年に30万円/kWと設定されており、その後はロードマップで若干異なる。ただし、これらのロードマップで描かれている2030年までに、太陽光発電が他の発電技術と同程度の発電原価を実現し、コスト競争力を持つとともに、産業としても自立することは、各ロードマップにおける共通の目標である。

一方、太陽光発電の普及を促進するための支援策も種々設けられている。「住宅用太陽光発電導入促進事業」⁽³²⁾では、2005年度までの予定で、太陽光発電の設備費等に対して、2004年度の年間予算52.5億円で、4.5万円/kWが助成されている⁽³³⁾。また、「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」、いわゆるRPS (Renewable Portfolio Standard) 法に基づいて、電力会社は太陽光発電からの余剰電力を32~22円/kWh程度で購入している⁽³⁴⁾。「グリーン電力証書システム」⁽³⁵⁾では、自然エネルギーの環境付加価値を3.5円/kWhとして、企業などの自主的な環境対策のための手段を提供している。個人による自然エネルギーへの助成としてとしては、「グリーン電力基金」⁽⁴⁵⁾があり、寄付金はおおむね一口当たり月額500円である。さらに、炭素税 (環境税) も検討されており、2010年のエネルギー起源の二酸化炭素排出量を1990年レベルに安定化するなど、大幅に削減するのに必要な炭素税は、税の用途等にもよるが、3433~6000円/t-Cとする分析結果が報告されている⁽³⁶⁾⁽³⁷⁾。

以上のような背景から、本論文では、予想される炭素税のもとで、太陽光発電が他のエネルギー技術に対するコスト競争力を持って、ロードマップに示されている導入目標を実現するために達成すべきシステム価格や必要な助成額を明らかにすることを目的とする。特に、2030年に助成なしに競争力を持つことのできるシステム価格を、ロードマップに示されている目標価格と対比させて分析するとともに、必要な助成の総額と炭素税による税収との関係も明らかにする。

2. エネルギーシステムモデル MARKAL

太陽光発電のロードマップに示されているシステム価格が、2030年までに競争力を持つための目標として適切であるかを明らかにするには、他の多くの競合関係にあるエネルギー技術との比較評価が不可欠である。さらに、競争力に対する炭素税の影響も考慮する必要がある。最適化型のエネルギーシステムモデルを用いれば、この二点を反映した分析をおこなうことができることから、本研究ではMARKAL⁽⁹⁾⁻⁽¹¹⁾を利用する。

MARKALは、多目的線形計画法を用いた、最適化型のエネルギーシステムモデルである⁽⁹⁾⁽¹⁰⁾。1980年代にIEA (International Energy Agency) のETSAP (Energy Technology Systems Analysis Project) で各国の協力の下に開発されており、わが国からも電子技術総合研究所 (現、産業技術総合研究所) および日本原子力研究所が参加した⁽¹⁰⁾⁽¹¹⁾。

MARKALは、一つの国あるいは地域の一次エネルギー供給から最終エネルギー消費までのエネルギーシステムを種々のエネルギー技術とエネルギーキャリアとで表現する。あらかじめエネルギー需要を設定しそれを満足するように最適化をはかる点、および多期間を同時に最適化する点などは、他のエネルギーシステムモデルにも見られるが、技術特性を通じてエネルギー技術を詳細に表現できる点が特徴である。

現在、IEAから入手できるもの⁽¹¹⁾のほかに、マニュアル⁽⁹⁾に基づいてプログラム化されたものがある⁽¹⁰⁾。筆者らが用いるMARKALのプログラムは、後者のパソコン用FORTRAN版で、23期までの分析が可能である。ただし、

図1 わが国における太陽光発電導入量の実績および目標

Fig. 1. Data and target for PV capacity in Japan.

図2 わが国における住宅用太陽光発電システムの販売価格の目標

Fig. 2. Goals of PV system sales price for housing in Japan.

本論文の分析では、わが国の 1988～2032 年の 45 年間にわたるエネルギーシステムを、1 期 5 年の 9 期でモデル化したものを用いる。なお、各期は、その中心年でよぶ。

目的関数として、総システムコスト PRICE (単位ドル)、二酸化炭素総排出量 ENVCO2 (単位 t-CO₂) などがあらかじめ設定されている。炭素税とほぼ同様の効果を表現するために、式 (1) に示す、PRICE と ENVCO2 とのトレードオフをあらわす合成関数 ESLOPE (単位ドル) を導入する。

$$ESLOPE = PRICE + \alpha \cdot ENVCO2 \dots\dots\dots (1)$$

なお、ENVCO2 は、一次エネルギー供給に対して、各エネルギー種ごとの排出原単位を掛け、これを対象期間にわたって単純合計して求める。ただし、化学工業用原料、非エネルギー⁽¹⁶⁾ およびバンカー (外航海運、国際線航空)⁽¹⁹⁾ は除く。また、 α ($0 \leq \alpha \leq \infty$, 単位ドル/t-CO₂) は、二つの目的関数を合成する際の重み係数であり、二酸化炭素の排出に対するペナルティ、ないしはマクロな二酸化炭素排出削減費用である。

本分析では、わが国のエネルギーシステムを、エネルギー技術約 260 種類、エネルギーキャリア約 40 種類でモデル化している。線形計画問題の規模としては、9 期で約 6200 式、約 7500 変数である。

Compaq 社の Visual Fortran を使用して MARKAL の FORTRAN プログラムを実行することで、線形計画問題が作成される。この最適解は、数理システム社の NUOPT を利用して求めており、最適化に要する時間は一般的なパソコンで 10 秒程度である。

3. わが国のエネルギーシステムのモデル化

3・1 エネルギー需要の設定 モデルの妥当性を判断する上で、同様の他のモデルとの比較は有効な手段であり、それを容易にするために、エネルギー需要は以下の考え方にそって設定する。

エネルギー需要の分類は、各種の統計で現状を把握できることを念頭に、文献(16)～(19)に基づく。文献(23)(24)に合わせて、非エネルギー⁽¹⁶⁾を産業部門の一部とする。一方、文献(23)(24)では考慮されていないバンカー (外航海運、国際線航空)⁽¹⁹⁾を運輸部門に含める。

最終エネルギー消費の推定に際しては、2000 年まではデータ、2020 年までは「長期エネルギー需給見通し」⁽²²⁾にそったものにするを原則とする。すなわち、1990～2000 年は、文献(16)～(19)に基づいて、最終エネルギー消費の実績値を把握する。全体の整合性は、文献(16)でとることとし、文献(16)には示されていない内訳を文献(17)～(19)で推定する。2005～2020 年については、文献(23)(24)の基準ケースの値等を利用する。2025～2030 年に関しては、文献(23)(26)の 2010～2020 年の各セクター毎の増減率および文献(27)の中位推計における人口の減少率を参考に設定する。想定したわが国の最終エネルギー消費を図 3 に示す。

MARKAL では、エネルギー需要は、需要機器で最終的に

図 3 想定したわが国の最終エネルギー消費

Fig. 3. Assumed final energy consumption in Japan.

図 4 想定した燃料価格 (LHV)

Fig. 4. Assumed fuel prices in LHV.

消費される有効エネルギー需要で設定する必要がある⁽⁹⁾⁽¹⁰⁾。本論文の分析では、想定した各期の最終エネルギー消費を、利用されると予想される需要機器の利用割合を考慮した各期の平均変換効率を用いて、有効エネルギー需要に変換する。

分析の際には、さまざまな条件の下で、需要機器、エネルギーキャリアを含むエネルギーシステムを最適化するため、需要機器の利用割合は、当初、有効エネルギー需要を設定する際に用いた値とは必ずしも一致しない。そのため、分析の結果として求まる最終エネルギー消費は、一般には図 3 に示すものとは異なったものになる。

3・2 技術特性等の設定 エネルギーシステムのモデル化のためには、各種のエネルギー技術に対して、入出力エネルギーキャリア、コスト、すなわち設備費、運転保守費 (固定、可変)、変換効率、設備利用率、耐用期間、導入可能設備容量の上下限值など、種々の技術特性を設定する必要がある。他のモデルと比較する可能性を考慮に入れ、おおむね中立的、ないしは平均的な値となるよう以下の方針で設定する。

発電技術のコストについては、代表的な火力発電のコストを文献や統計等⁽¹⁵⁾で把握するとともに、文献(12)(14)等を参考に、燃料や発電方式の違いによるコスト比を比較し、

中間の値を採用するなどの方法によって設定する。導入可能設備容量は、文献(20)(21)(24)に基づく。

価格はすべてドルとし、為替レートは、対象期間内の実績値や文献(13)(22)を参考に、1ドル110円とする。また、原油等の輸入燃料価格は、文献(13)(25)の値を参考に、低位発熱量(LHV)で設定する。想定した燃料価格を図4に示す。割引率は5%とする⁽¹³⁾⁽¹⁶⁾。

4. 太陽光発電の導入条件分析の前提と手順

4・1 分析の主要な前提 以下では、太陽光発電および競合技術の技術特性の設定についての考え方を述べる。

モデルにおける太陽光発電の設備容量の上限はJPEAによるビジョンの目標値⁽³¹⁾とし、2005、2015、2025年の設備容量の上限は、導入目標の増加傾向を勘案して、図1に示すように設定する。設備費に関しては、「新エネルギー技術開発プログラム(NETDP)」の目標値⁽²⁹⁾、PVTECによるビジョンの目標値⁽³⁰⁾、およびJPEAによるビジョンの目標値⁽³¹⁾の三つのケースを分析の対象とする。ただし、PVTECの目標値は、2020年までであるため、2030年はそれまでの値を外挿し170円/Wと仮定する。また、2015、2025年の設備費は低減傾向を考慮して、図2に示すように設定する。耐用期間は20年、設備利用率は年間の発電電力量が約1000kWh/kWである⁽³⁸⁾ことから、昼間0.24、夜間0とする。太陽光発電の固定運転保守費は、現時点ではメーカーによる10年間の保証があり、その後については統計もないので、当初の10年間で0とし、その後の10年間で年当たり設備費の1%と仮定し⁽⁸⁾、その平均である0.5%を採用する。

炭素税の税率は、文献(36)の6000円/t-C、すなわち重み係数15ドル/t-CO₂とする。これは、文献(37)の値に、文献(26)と文献(37)との差である原子力発電の建設遅れ3基分と、原子力発電1GWの減少当たり炭素税700～900円/t-Cの増加⁽³⁷⁾を考慮する場合にほぼ一致する。

主な競合技術の技術特性は、以下のように設定する。原子力発電の設備容量の上限は、2000年までは実績値、2010～2020年は現状にそった文献(26)の建設遅れケースとし、その後は傾向を外挿する。天然ガス複合発電の設備容量の上限は、2000年までは実績値、2010～2020年は文献(23)と同様とし、その後は一定とする。

風力発電の設備容量の上限は、2000年までは実績値、2010年は「長期エネルギー需給見通し」⁽²²⁾の目標ケースの3GW、その後はNEDOの全国風況マップで風速5m/s以上の物理的限界潜在量から、自然公園内を対象としないなどの条件を付した場合の5GW⁽³⁷⁾とし、2005年は増加傾向を勘案して1GWとする。洋上風力発電は分析対象に含めない。風力発電の設備費は、2005年までは文献(42)(43)の平均値とし、2010年以降は、進歩指数(Progress Ratio)0.82の経験曲線(Experience Curve)⁽³⁾を用い、2005年の設備費とそれまでの累積導入量とを基準にして、その後の設備容量の上限に基づく累積導入量とから推定する。耐用期間は

20年⁽⁴⁰⁾、設備利用率は2000年から2030年の間に0.2から0.3⁽⁴¹⁾に向上するものとする。

廃棄物発電の設備容量の上限は、2000年までは実績値とし、2010年は文献(22)の目標ケースの廃棄物発電とバイオマス発電との合計4.5GWとする。2010年より後は、2006年をピークとする人口の減少⁽²⁷⁾に比例して廃棄物の総量が減少する一方で、一般廃棄物の回収率が50%、産業廃棄物の回収率が33%まで増加する⁽³⁹⁾ものと仮定すると、両者がほぼ相殺されるので、横ばいとする。設備費は文献(39)による。

太陽光発電およびその主な競合技術の技術特性のうち、設備容量の上限値を表1に、設備費を表2に示す。なお、値を明示していない年は、値のある前後の年の値を内挿して設定する。

以上の前提で、前述の太陽光発電の普及促進のための支援策のうち、助成主体はともかく、将来的な継続の可能性があると予想される余剰電力購入による助成を前提として分析をおこなう。すなわち、太陽光発電の固定運転保守費(FIXOM)から、各期の太陽光発電の導入目標を達成できるよう一定額を控除していくことによって、他の技術に対する競争力を持って導入が可能になる最大のFIXOM、すなわち各期における最小の助成額を明らかにする。なお、

表1 太陽光発電および主な競合技術の設備容量
上限値(GW)

Table 1. Installed capacity upper bounds (GW) of photovoltaics and its major competitive energy technologies.

Year	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Technologies							
PV	0.317	1.5	4.82	13	28.70	52	82.82
Wind	0.14	1.0	3.0	5.0	5.0	5.0	5.0
Waste	1.2		4.5	4.5	4.5	4.5	4.5
Nuclear	44.92		51.9		61.5		66.0
Nuclear*	44.92		61.85		70.54		75.0
LNG CC	17.84		67.02		99.53		99.53

* The Long-term Energy Supply and Demand Outlook⁽²²⁾

表2 太陽光発電および主な競合技術の設備費
(ドル/kW)

Table 2. Investment costs (USD/kW) of photovoltaics and its major competitive energy technologies.

Year	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Technologies							
PV (JPEA)	7936	4818	2727		2273		1818
PV (PVTEC)	7936	4818	2727		2091		1545
PV (NETDP)	7936	4818	2727		1818		1091
Wind	2678	2678	2108	1729	1488		1299
Waste	2727						2727
Nuclear	2275						2275
LNG CC	1478						1478

導入可能ではなく、導入目標の達成とするのは、目標とされるシステム価格が、導入目標に相当する生産規模の実現にも依存すると考えられるからである。

さらに、以下の仮定を設ける。すなわち、太陽光発電で年間約 1000 kWh/kW の発電電力量が得られ、このうち 500 kWh が余剰電力として購入される⁽³⁸⁾ものとし、その購入価格の内訳は、環境付加価値 3.5 円/kWh⁽³⁵⁾、燃料節約分に相当する電力価値 4 円/kWh⁽³⁰⁾、および助成とする。分析にあたっては、現在の RPS 法の枠組みを踏襲し、風力発電、廃棄物発電とも、太陽光発電と発電電力量当たり同額を FIXOM から控除する。

4・2 分析の手順 太陽光発電のシステム価格は徐々に低下するので、分析対象期間のあとになるに従って導入目標実現のために必要な助成も少なくすむと推測されることから、太陽光発電の余剰電力購入価格や助成額は以下の手順で求める。

Step 1 2030 年に導入目標を達成できる最大の FIXOM (ドル/kW/年) を求める。このとき、全期間の FIXOM は同額とする。

Step 2 2030 年の FIXOM を Step 1 で求めた額に固定し、2025 年に導入目標を達成できる最大の FIXOM を求める。このとき、2025 年以前の FIXOM はすべて同額とする。すでに求めた FIXOM を固定し、それより前の期における導入目標を達成できる FIXOM を求める手順を 2010 年まで繰り返す。

Step 3 Step 2 で求めた各期の導入目標を達成できる FIXOM と、各期で設定している実際の FIXOM との差額として、各期に必要な余剰電力購入価格 (ドル/kW/年) を計算する。

Step 4 余剰電力を 500 kWh/kW/年、1 ドルを 110 円として、Step 3 で求めた値を (円/kWh) に換算する。

Step 5 3.5 円/kWh の環境付加価値、4 円/kWh の電力価値を控除することによって、Step 4 で求めた値から余剰電力購入による必要最小限の助成額 (円/kWh) を計算する。

Step 6 Step 4、5 で求めた値を (円/kW/年) に換算する。

Step 7 Step 6 で求めた値に、各期の導入目標 (GW) を掛けて、各期に必要な余剰電力購入費用の総額や助成金の総額を求める。

5. 分析の結果と考察

5・1 太陽光発電の導入条件の分析結果と考察 分析の結果求まる太陽光発電の導入目標達成に必要な最小限の余剰電力購入価格を図 5 に、PVTEC のビジョンの場合の内訳を図 6 に示す。太陽光発電が導入目標を達成している条件下では、表 1 に示す競合技術は、すべて設定した設備容量の上限値まで導入される。

分析の結果は次のように解釈できる。すなわち、前述の前提のもとでは、太陽光発電は電力価値と環境付加価値とを考慮しても、当分の間、助成なしには導入されない。2010

年の導入目標を実現するためには、現状よりかなり高額での余剰電力購入が必要である。その後、必要な余剰電力購入価格は徐々に減少し、2030 年に 120 円/W を実現できれば、余剰電力購入は必要なくなる。また、図 6 から分かるように、170 円/W の場合でも、電力価値と環境付加価値を考慮できれば、余剰電力購入を通じた助成はほとんど必要なくなる。

導入量と単位当たりの余剰電力購入価格とから、導入目標の実現に必要な余剰電力購入費用の総額が得られる。図 7 に余剰電力購入費用の総額を、図 8 には、PVTEC のビジョンの場合の内訳を示す。

分析の結果は、必要な助成額の一般的な傾向、すなわち当初は単位当たりの助成額は多いものの導入量が少ないため、助成の総額は少なく、その後しばらくは単位当たりの助成額の減少に比べて導入量の増加が上回ることから、助成の総額は増加を続け、あるところでピークを迎えたあと、導入量は引き続き増加するものの単位当たりの助成額の減少が上回ることによって、助成の総額は徐々に減少するという傾向に合致している。

図 5 導入目標達成に必要な余剰電力購入価格 (円/W/年)

Fig. 5. Necessary buy-back which can attain the target.

図 6 PVTEC のビジョンにおける導入目標達成に必要な余剰電力購入価格の内訳

Fig. 6. Necessary buy-back which can attain the target in the case of PVTEC's vision.

2025年にすべてのケースでピークに達するが、値はケースによって異なり、2020年の値とほぼ同額で頭打ちになる新エネルギー技術開発プログラムの目標の場合と比べ、JPEAによるビジョンの目標では、2025年のピークとほぼ同程度の額が2030年にも必要である。

図8に示すピーク時の2025年における助成総額の約3000億円は、前述の「住宅用太陽光発電導入促進事業」⁽³²⁾等における最大時の助成総額、年間約250億円と比べ、はるかに大きい。ただし、二酸化炭素の排出量は、図9に示すように2030年に向けて減少していくものの、年間10億t-CO₂前後の規模があり、炭素税による年間の税収は、図10に示すように1兆5000億円前後に達するので、環境付加価値を含めたとしても、すべてのケースにおいて必要な助成額を十分にまかなうことができる。

なお、図9から分かるように、仮定した炭素税率では、2010年のエネルギー起源の二酸化炭素排出量を1990年レベルに安定化するという目標は実現されていない。これは、炭素税による有効エネルギー需要そのものの縮退を考慮していないことも理由の一つであり、本モデルにおける重み

係数 α と炭素税とが異なる最大の点である。

5・2 分析および感度解析の結果の考察 本論文では、一つの導入目標に対して、目標価格の異なるケースについて分析を実施した。これらの結果に影響を及ぼす要因として、割引率、炭素税税率、太陽光発電および競合技術の技術特性、余剰電力購入価格の内訳などが考えられる。以下では、文献(30)で3%とされている割引率、太陽光発電の技術特性のうち、耐用期間と設備利用率、および余剰電力購入価格の内訳である電力価値と環境付加価値について、感度解析を実施したり、考察を加える。

割引率を3%とすると、すべてのケースについて、太陽光発電の競争力は低下する。太陽光発電自体は設備費が導入される時点にかかるため、割引率の低下はコスト競争力が高まる方向にあるものの、他の技術との競合で相対的に低下したものと推測される。

耐用期間の延長や設備利用率の改善は、競争力の向上に寄与する。太陽光発電の耐用期間の目標は30年とされて

図7 導入目標達成に必要な余剰電力購入総額
Fig. 7. Total amount of necessary buy-back which can attain the target.

図8 PVTECのビジョンにおける導入目標達成に必要な余剰電力購入総額の内訳
Fig. 8. Total amount of necessary buy-back which can attain the target in the case of PVTEC's vision.

図9 PVTECのビジョンの場合のわが国における二酸化炭素の総排出量
Fig. 9. CO₂ emissions in Japan in the case of PVTEC's vision.

図10 PVTECのビジョンの場合の税率6000円/t-Cでの炭素税の税収と導入目標達成に必要な余剰電力購入総額
Fig. 10. Carbon tax revenue in Japan under 6000 JPY/t-C carbon tax and total necessary buy-back in the case of PVTEC's vision.

図 11 PVTEC のビジョンにおける導入目標達成に必要な余剰電力購入価格の内訳（電力価値，環境付加価値変更）

Fig. 11. Necessary buy-back which can attain the target in the case of PVTEC's vision, revised fuel savings and Green Credit.

図 12 PVTEC のビジョンの場合の導入目標達成に必要な余剰電力購入総額の内訳（電力価値，環境付加価値変更）

Fig. 12. Total amount of necessary buy-back which can attain the target in the case of PVTEC's vision, revised fuel savings and Green Credit.

いるが，他の競合技術に関しては，具体的な目標等の数値は入手できていない。太陽光発電の耐用期間を 30 年として分析している例⁽⁴⁴⁾では，他のエネルギー技術の耐用期間も 30 年としており，太陽光発電の耐用期間だけがのびて，競争力が強まる可能性は高くはない。設備利用率は，年間の発電電力量に依存し，今後の技術開発による改善が期待される一方で，大量に普及するに従って，日射条件の悪い地域や，傾斜角や方位角が最適角からずれた場所にも設置されるようになることが予想され，改善は相殺されるものと考えられる。

電力価値は文献(30)の値を，図 4 に示した燃料価格の想定値とは独立に採用したため，両者の整合性はとれていない。図 4 の燃料価格に基づけば，2030 年の電力価値は約 5 円/kWh になる。一方，環境付加価値の 3.5 円/kWh は民

間企業が自然エネルギーに対して認める価値であり，個人の環境付加価値を代表する指標としては，グリーン電力基金⁽⁴⁵⁾の値を利用することが考えられる。1 世帯当たり一口月 500 円であり，例えば東京電力の世帯当たりの電力使用量は，297 kWh/月（2002 年度）であることから，環境付加価値はおおむね 1.7 円/kWh に相当し，ほぼ半額になる。これらの値を採用する場合の PVTEC のビジョンにおける導入目標達成に必要な余剰電力購入価格および総額の内訳をそれぞれ図 11，図 12 に示す。助成部分が若干拡大するものの，必要な助成総額は十分低減されている状況には変わらない。

6. おわりに

MARKAL モデルを用いて，わが国のエネルギーシステムをモデル化し，太陽光発電が他の技術に対する競争力を持って導入目標を達成するのに必要な助成の条件に関する分析をおこなった。

本論文における分析結果は，太陽光発電は当分の間，何らかの助成を必要としており，また，助成なしには導入目標が達成できず，量産効果によるコスト低減も実現できない可能性のあることを示唆している。しかし，2030 年のシステム販売価格 12 万円/kW，あるいは少なくとも 17 万円/kW が実現できれば，他のエネルギー技術に対するコスト競争力も生じ，しかも想定した炭素税の収入は，この助成をまかなうのに十分な額であることから，少なくとも現状の余剰電力購入価格を維持するなど，炭素税の税収で必要な助成をおこなって，これらの目標の実現がより確実なものになるよう支援するべきではないかと考えられる。

本論文でおこなったエネルギーシステム分析の結果は，太陽光発電の技術開発の目標設定や，必要な助成に関する意思決定をする上で，定量的な情報を提供でき，役に立つものであると考えている。今後，炭素税税率，太陽光発電および競合技術の技術特性，端効果など，分析結果に影響をおよぼすと考えられる主な要因についても感度解析を実施することを計画している。また，助成の有無による各期の二酸化炭素総排出量の差，および必要な助成の総額から，太陽光発電への助成の二酸化炭素排出削減に対する費用対効果を明らかにする予定である。さらに，本論文で採用した多目的最適化で，二酸化炭素の排出に対する重み係数を温暖化への寄与に応じて，排出時期によって差をつける方式と，燃料価格に炭素税分を上乗せする方式との，モデル化の違いによる比較も今後の課題として興味深い。

なお，本論文の分析では，コスト競争力のないまま普及が進んでいる太陽光発電の現状を表現することより，むしろ将来的には重要視されると推測されるコスト競争力を分析することに主眼をおいている。そして，技術選択の観点として，コストと二酸化炭素排出量を指標として導入する一方，これら以外の要因は環境付加価値で代表させるという方法をとっている。現状の技術選択をより忠実に表現するためには，本モデルによる分析には限界があり，技術の

社会的受容性に関して、別途検討することが望ましい。

本研究をまとめるにあたり、MARKAL の FORTRAN プログラムをご提供いただくとともに、MARKAL に関して種々のご助言をいただいた日本大学教授小山茂夫氏、分析方法に関して貴重な示唆をいただいた産業技術総合研究所エネルギー技術研究部門主任研究員村田晃伸氏、研究の機会を与えていただいた同所ライフサイクルアセスメント研究センター長稲葉敦氏、日立製作所生産技術研究所長伊藤文和氏に謝意を表する。

(平成 16 年 2 月 23 日受付、平成 16 年 6 月 15 日再受付)

文 献

- (1) 今村栄一・内山洋司:「太陽光発電システムの普及分析」, 電中研報告, No. Y94011 (1995-6)
- (2) 植屋治紀:「学習曲線による新エネルギーのコスト分析」, 太陽エネルギー, Vol.25, No.6, pp.37-41 (1999-11)
- (3) OECD/IEA: Experience Curves for Energy Technology Policy, pp.64-74, OECD (2000)
- (4) 渡辺千仍編:「技術革新の計量分析」, pp.136-157, 日科技連 (2001-11)
- (5) E. Endo and Y. Tamura: "Cost-effectiveness Analysis of R&D on Solar Cells in Japan", *T. IEE Japan*, Vol.121-B, No.11, pp.1472-1482 (2001-11) (in Japanese)
- (6) 遠藤栄一・田村佳彦:「太陽電池の研究開発に関する費用効果分析」, 電学論 B, 121, 11, pp.1472-1482 (2001-11)
- (7) E. Endo and Y. Tamura: "Cost-efficiencies of R&D on and Subsidization to Photovoltaics in Japan from the Viewpoint of Solar Cell Manufacturing Cost Reduction", *T. IEE Japan*, Vol.121-B, No.12, pp.1788-1798 (2001-12) (in Japanese)
- (8) 遠藤栄一・田村佳彦:「太陽電池の製造原価低減に対する研究開発と導入助成との投資効率の比較」, 電学論 B, 121, 12, pp.1788-1799 (2001-12)
- (9) 遠藤栄一・田村佳彦:「日米の太陽光発電研究開発の投資効率」, エネルギー・資源学会研究発表会講演論文集, pp.417-422 (2002-6)
- (10) 山口雅教・佐藤 治:「太陽光発電の習熟特性に関する調査」, 日本原子力研究所, JAERI-Review 2002-013 (2002-7)
- (11) BNL&KFA: User's Guide for MARKAL Version2.0, IEA ETSAP (1983)
- (12) 遠藤栄一・小山茂夫:「エネルギーシステムモデル MARKAL の実用化と応用に関する研究」, 電総研研究報告, No.869 (1986-7)
- (13) IEA ETSAP home page, URL: <http://www.etsap.org/>
- (14) 村田晃伸:「エネルギー情報技術データベース」, 産業技術総合研究所研究情報公開データベース
URL: <http://www.aist.go.jp/RIODB/ENERGY-DB/japanese/index.html>
- (15) 佐藤 治・他:「我が国における二酸化炭素削減戦略と原子力の役割」, 日本原子力研究所, JAERI-Research 99-015 (1999-3)
- (16) 後藤純孝・他:「我が国の長期エネルギーシステムのモデル化」, 日本原子力研究所, JAERI-Research 99-046 (1999-7)
- (17) Nuclear Energy Agency: Projected cost of generating electricity, update 1998, IEA, OECD (1998)
- (18) 資源エネルギー庁: 総合エネルギー統計平成 13 年度版, (株) 通商産業研究社 (2002-7)
- (19) 経済産業省経済産業政策局調査統計部: 石油等消費動態統計年報平成 13 年, (財) 経済産業調査会 (2003-7)
- (20) 日本エネルギー経済研究所: エネルギー・経済統計要覧 (2004 年版) , (財) 省エネルギーセンター (2004-3)
- (21) 国土交通省: 交通関係エネルギー要覧平成 15 年版, 財務省印刷局 (2003-3)
- (22) 日刊電気通信社: 電力開発計画新鑑平成 14 年度版 (2002-9)
- (23) 経済産業省資源エネルギー庁電力・ガス事業部編: 平成 15 年度電力需給の概要 53, 中和印刷 (2004-2)
- (24) 総合資源エネルギー調査会総合部会/需給部会: 今後のエネルギー政策について 報告書 (2001-7)
- (25) 総合資源エネルギー調査会: 第 1 回総合部会及び第 1 回需給部会合同部会 配付資料 (2001-3)
- (26) 総合資源エネルギー調査会: 第 4 回総合部会及び第 4 回需給部会合同部会 配付資料 (2001-5)
URL: <http://www.meti.go.jp/report/committee/index.html>
- (27) IEA: World Energy Outlook 2002, OECD (2002-9)
- (28) 伊藤浩吉:「わが国の長期エネルギー需給展望」, 日本エネルギー経済研究所第 374 回定例研究報告会配布資料 (2002-11)
- (29) 国立社会保障・人口問題研究所: 日本の将来推計人口 (平成 14 年 1 月推計) (2002-1)
- (30) 荒谷復夫:「太陽光発電技術開発状況と今後の展望」, 第 11 回高効率太陽電池および太陽光発電システムワークショップ 予稿集, pp.25-28 (2003-11)
- (31) 「新エネルギー技術開発プログラム, 新エネプログラム (太陽光) の概要」, 総合資源エネルギー調査会需給部会 (第 6 回) 資料 5-2 (2004-4)
URL: <http://www.meti.go.jp/report/data/g40412aj.html>
- (32) 泉名政信:「太陽光発電産業技術ビジョン PV 産業創生のための産業技術確立に向けた提言」, 第 3 回 PVTEC 技術報告会—平成 14 年度報告—, 太陽光発電技術研究組合, pp.1-4 (2003-5)
- (33) 小林哲三:「太陽光発電産業ビジョン」, 第 10 回高効率太陽電池および太陽光発電システムワークショップ予稿集, pp.24-27 (2002-11)
- (34) 財団法人新エネルギー財団ホームページ
URL: <http://www.solar.nef.or.jp/josei/josei.htm>
- (35) O. Ikki: "PV Activities in Japan", Vol.10, No.1, Resource Total System Co., Ltd. (2004-1)
- (36) 例えば, 東京電力 (株) ホームページ
URL: <http://www.tepco.co.jp/partner/pricing-pc/shinene-j.html>
- (37) 日本自然エネルギー (株) ホームページ
URL: <http://www.natural-e.co.jp/>
- (38) 高瀬香絵・室田泰弘: 炭素税の CO₂ 削減効果モデル結果の概要について, 炭素税研究会 (2003-5)
URL: <http://www.jacses.org/paco/carbon/index.html>
- (39) AIM プロジェクトチーム:「地球温暖化対策税の税率とその経済影響の試算」, 中央環境審議会総合政策・地球環境合同部会地球温暖化対策税制専門委員会 (第 12 回) 資料 2 (2003-7)
URL: <http://www.env.go.jp/council/16pol-ear/y161-12.html>
- (40) 大谷謙仁:「2000 年太陽光発電システムの通信簿」, 日本エネルギー学誌, Vol.80, No.3 (2001-3)
- (41) 石田博之: 第 15 回エネルギー基礎講座 新エネルギーの概要と展望, 日本エネルギー経済研究所 (2002-9)
- (42) 松宮 輝:「風力発電普及のための研究開発と規格」, 電学誌, Vol.124, No.1, pp.17-21 (2004-1)
- (43) 甲斐隆章:「風力発電の系統連系について」, 電学誌, Vol.124, No.1, pp.27-31 (2004-1)
- (44) 鴻池組:「Kounoike Information of Technology 風力発電」, 鴻池組ホームページ, URL: <http://www.konoike.co.jp/>
- (45) NEDO:「新エネルギーガイドブック入門編」, pp.21-23, NEDO ホームページ, URL: <http://www.nedo.go.jp/>
- (46) 「平成 15 年度高速増殖炉利用システム開発調査報告書」, エネルギー総合工学研究所, IAE-C0310 (2004-3)
- (47) 東京電力ホームページ, 「グリーン電力基金のご案内」, URL: <http://www.tepco.co.jp/env/corp-com/green/index-j.html>
- (48) 荒木由季子:「長期エネルギー需給見通しと太陽光発電の将来」, 第 21 回太陽光発電システムシンポジウム配布資料, p.15 (2004-6)

遠藤 栄 一 (正員) 1980 年 3 月九州大学大学院工学研究科電気工学専攻修士課程修了。同年 4 月電子技術総合研究所入所。エネルギーシステム分析, エネルギー技術評価に関する研究に従事。2001 年 4 月から独立行政法人産業技術総合研究所主任研究員。計測自動制御学会, エネルギー・資源学会, 研究・技術計画学会会員。

戸 誠 之 (非会員) 1988 年 3 月東京大学大学院工学系研究科産業機械工学専攻修士課程修了。同年 4 月株式会社日立製作所生産技術研究所入社。生産自動化, 生産ラインシミュレーション等の研究に従事。2002 年 4 月～2004 年 3 月独立行政法人産業技術総合研究所に出向。主任研究員。精密工学会, エネルギー・資源学会会員。