

JAERI-Review
2002-013



JP0250381



太陽光発電の習熟特性に関する調査

2002年7月

山口 雅教・佐藤 治

日本原子力研究所
Japan Atomic Energy Research Institute

本レポートは、日本原子力研究所が不定期に公刊している研究報告書です。
入手の間合わせは、日本原子力研究所研究情報部研究情報課（〒319-1195 茨城県那珂郡東海村）あて、お申し越してください。なお、このほかに財団法人原子力弘済会資料センター（〒319-1195 茨城県那珂郡東海村日本原子力研究所内）で複写による実費頒布をおこなっております。

This report is issued irregularly.

Inquiries about availability of the reports should be addressed to Research Information Division, Department of Intellectual Resources, Japan Atomic Energy Research Institute, Tokai-mura, Naka-gun, Ibaraki-ken, 319-1195, Japan.

© Japan Atomic Energy Research Institute, 2002

編集兼発行 日本原子力研究所

太陽光発電の習熟特性に関する調査

日本原子力研究所東海研究所エネルギーシステム研究部

山口 雅教 ・ 佐藤 治

(2002年4月15日受理)

エネルギーシステムモデルを使用してエネルギー技術の将来的役割を解析する際に、発電システム間の競合の状態を合理的に模擬するため、発電システムの習熟特性を用いて価格の変動を内生的に表わす方法の採用を検討している。今回は、日本のエネルギーシステムの中で今後その重要性が増加していくと考えられる分散型電源の内、太陽光発電について習熟特性の調査を行ない以下のことが分かった。

日本の住宅用太陽光発電システム価格の進歩率（累積設置規模倍増時の価格低下率）は0.88程度であり、システム価格の68%は太陽電池モジュール部分で占められている。従って、今後のシステム価格低下にはモジュール部分の価格低下が重要な役割を果たす。次に、モジュールの進歩率は日本及び米国共に0.82であった。この値は、いずれも約20年間の価格調査の結果であると共に、生産される電池の種類の変化も含んでいるため、長期的な価格低下予測には有効なデータと考えられる。現状の太陽光発電のシステム価格から計算される発電価格の習熟特性を外挿し、2010年の日本の導入目標である5000MWeにおいて、太陽光発電システムによる発電価格が市場競争力を持つ31円/kWh以下となる条件を求めると、これまでの習熟特性が継続するとの仮定の下では、耐用年数20年の場合に0.8%以下の低金利が必要となることが分かった。

An Investigation on Experience Curves of Solar Photovoltaic Power Systems

Masanori YAMAGUCHI and Osamu SATO

Department of Nuclear Energy System
Tokai Research Establishment
Japan Atomic Energy Research Institute
Tokai-mura, Naka-gun, Ibaraki-ken

(Received April 15, 2002)

In assessing the role of new energy technologies by using the system optimization model, characteristic data of energy technologies in the model have so far been specified as fixed exogenous assumptions. In order to provide more realistic simulation of market competition in the actual world, it is now planned to adopt experience curve of technologies in the model. Since decentralized power technologies will most enjoy benefit of experiences, solar photovoltaic power (PV) systems have been selected for a preliminary investigation. The results are as follows.

The progress ratio of residential PV system was 0.88, and 68% of the total system price was occupied by the PV module in the year 1999. This means that the module price is important for further reduction of the system price. On the other hand, the progress ratio of the module price was 0.82 both in Japan and in U.S.A. These data are the results of producing PV systems in 20 years, and also reflect the variation in the mix of PV modules produced. So the value 0.82 seems to be useful for the prediction of the PV module price reduction for the future. When applying this progress ratio, it was found that, at the installed capacity of 5000MWe, the Japan's development target in 2010, the PV system with a lifetime of 20 years can be economically competitive only if an interest rate is 0.8% or below.

Keywords: New Energy Technologies, Market Competition, PV Systems, System Price, Experience Curve, Progress Ratio

目 次

1. まえがき	1
2. 太陽光発電システムについて	1
2. 1 太陽光発電に関する基本事項	1
2. 2 システム構成と太陽光発電の原理	4
3. 国内及び国外の太陽光発電の導入状況	5
3. 1 各国のシステム導入量と導入目標	5
3. 2 太陽電池の生産状況	6
3. 3 各国の太陽光発電の導入環境整備状況	8
3. 4 技術開発	10
4. 価格に関する詳細検討	12
4. 1 発電コストの定義と経済性	12
4. 2 太陽光発電システムの価格構成要素	15
4. 3 太陽光発電システム価格の経時低下	16
4. 3. 1 太陽光発電システム全体及び各要素価格の経時低下	16
4. 3. 2 太陽電池本体価格の経時低下	18
4. 4 太陽光発電システムの習熟効果	20
4. 4. 1 システムの習熟効果	20
4. 4. 2 電池本体の習熟特性	22
4. 5 発電コストの習熟特性の検討	25
5. あとがき	28
参考文献	29

Contents

1. Introduction.....	1
2. General Aspect of Photovoltaic Systems.....	1
2.1 Outline of Photovoltaic Systems.....	1
2.2 System Configuration and Principle of Electric Generation.....	4
3. Development of Photovoltaic Systems in Japan and in Overseas.....	5
3.1 Target and Present State of Development in Each Country.....	5
3.2 Present State of Photovoltaic System Production.....	6
3.3 Policy of PV System Development in Each Country.....	8
3.4 Technology Development.....	10
4. Detailed Discussion on the Price.....	12
4.1 Definition of the Electricity Generation Cost and Economics.....	12
4.2 Price Components of PV Systems.....	15
4.3 Time Dependence of the PV System Price Reduction.....	16
4.3.1 Price of Total System and Components.....	16
4.3.2 Price of PV Module.....	18
4.4 Experience Curves of PV System Price.....	20
4.4.1 Experience Curves of PV System Elements.....	20
4.4.2 Experience Curves of PV Module.....	22
4.5 Consideration on Experience Curve of Electricity Generation Cost.....	25
5. Concluding Remarks.....	28
References.....	29

1. まえがき

気候変動問題への対策として、近年自然エネルギーを利用した発電技術が注目されている。その多くは現在のところ高コストであるが、主として小型の分散型電源であるため、設備の量産化による将来的なコスト低下の可能性が予測されている。このような分散型電源は現在の分析モデルではその特長を適切に捉えて分析することができないが、国際エネルギー機関（IEA）のエネルギー技術システム解析計画（ETSAP）では、量産化に伴うコスト低下を考慮した場合の将来的な市場競争力を非線形最適化手法によって分析する試みが開始された。すでに予備的な分析を通じて、公的補助によって分散型電源の市場形成を支援すれば、その後の長期的なコスト低下を通じて公的補助を上回る利益が社会にもたらされるなどの結果が得られている。

しかしながら、量産化に伴う習熟効果がどの程度のコスト低下をもたらすかについては、まだ信頼性の高いデータが得られておらず、こうしたデータの調査が ETSAP の附属書 VII 研究の課題の一つとなっている。そこで、当研究グループでは、各種の分散型電源を対象として習熟効果に関する情報を収集整理し、必要なデータの整備を行うこととした。

本調査はその第一段階として、太陽光発電の周辺状況としてのシステム構成、太陽電池の種類、導入目標などを調査し、太陽光発電システムの習熟特性をまとめたものである。

2. 太陽光発電システムについて

2. 1 太陽光発電に関する基本事項

1) 太陽光のエネルギー潜在量

太陽から全方向に放射されているエネルギーは 3.8×10^{26} J/秒であり、これから太陽—地球間距離をもとに、大気による吸収なしとして地表で受けるエネルギーを求めると $2.00 \text{ cal}/(\text{min} \cdot \text{cm}^2)$ （理化学辞典）となる。これを MKS 実用単位に換算すると $1.4 \text{ kW}/\text{m}^2$ となり、この値に地球の断面積を掛けて得られる総エネルギーは $173 \times 10^{12} \text{ kW}$ となる。全エネルギーの内、大気圏に入った時に反射されるものが 30%、残りの 70% が地表と大気に吸収され、地球上で気象変化、地表面の加熱等の仕事をした後、より低温の熱となって地球外に放出される。

地上で太陽エネルギーを利用する際に用いられる値としては、大気圏外エネルギーの約 70% として計算された $121 \times 10^{12} \text{ kW}$ が用いられる。即ち、快晴時に地表の単位面積が受取る太陽エネルギーとしては $1 \text{ kW}/\text{m}^2$ ($=1.4 \text{ kW}/\text{m}^2 \times 0.7$) が基礎的な数値として用いられている¹⁾。

2) 日本の限界潜在供給力

日本の太陽光発電の限界潜在供給力は、太陽光発電システムの導入可能性のある住宅、公共建築物、産業、インフラの 4 つの部門のそれぞれについて、単位面積当りもしくは単位施設当りの導入可能原単位を用いて表 1 のように導入可能量 $173,125 \times 10^3 \text{ kW}$ と算出されている²⁾。 $173,125 \times 10^3 \text{ kW}$ の年間発電量は、太陽光発電システムの年平均利用率を 12% とすれば 1820 億 kWh/年となり、石油換算で 4250 万 kl/年（発電効率 40%）である。この値は 2030 年度の総発電電力量の約 14% に相当すると推定されている²⁾。

表1 太陽光発電の導入可能量

	設置 対象	(単位)	単位 容量	(単位)	設置 率	増加 見込	計 (1000kW)
住宅							79,200
	戸建住宅	25,000,000	戸	4 kW/戸	60%		60,000
	共同住宅	2,560,000	棟	30 kW/棟	25%		19,200
公共建築							17,500
	学校	200	km ²	100,000 kW/m ²	25%	×2	10,000
	公共施設	250,000	箇所	30 kW/箇所	50%	×2	7,500
産業							47,925
	工場建屋	400	km ²	100,000 kW/m ²	50%		20,000
	工場敷地	1,100	km ²	100,000 kW/m ²	25%		27,500
	業務用ビル	170,000	箇所	10 kW/箇所	25%		425
インフラ							28,500
	道路	87	km ²	100,000 kW/m ²	100%		8,700
	鉄道	126	km ²	100,000 kW/m ²	50%		6,300
	河川堤防	68	km ²	100,000 kW/m ²	50%		3,400
	河川敷	104	km ²	100,000 kW/m ²	5%		520
	その他	9,580	km ²	100,000 kW/m ²	1%		9,580
合計							173,125

出典：(2)

3) 太陽電池の出力の定義

太陽電池アレイの出力は、対象とした太陽電池アレイの変換効率と面積に基づき下式で決められる³⁾。太陽電池アレイとは所定の出力を得るためにモジュールを多数並べ、直並列に接続し固定したものである。

太陽電池アレイの出力(kW)

$$= \text{標準状態でのアレイ変換効率} * \text{アレイ面積(m}^2\text{)} * \text{標準状態の日射強度(kW/m}^2\text{)} \quad (1)$$

但し；

標準状態：セル温度 25℃、基準太陽光の分光分布で 1 kW/m²の状態

変換効率：太陽電池モジュール変換効率は

単結晶シリコンで 12～15%、

多結晶シリコンで 10～14%、

アモルファスシリコンで 6～8%。

太陽電池アレイ変換効率はこれより若干低い値となる。

次に、太陽電池アレイの年間発電電力量は、現状、下式で求められている³⁾。

年間発電量(kWh/年)

$$= \text{アレイ出力(kW)} * \text{システム利用率} * 365(\text{日/年}) * 24(\text{h/日}) \quad (2)$$

但し；

システム利用率：年間暦時間(24 * 365=8760h)に対する稼働率とシステム効率との積。日本におけるシステム利用率は 0.1~0.15(一般的に 0.12)。

従って 1kW システムの年間発電量は

$$1,051.2(\text{kWh}/\text{年}) = 1(\text{kW}) * 0.12 * 365(\text{日}/\text{年}) * 24(\text{h}/\text{日}) \quad (3)$$

となり、kW で表したアレイ出力の約 1000 倍が年間発電量 (kWh) となる。

4) 太陽電池の種類と効率

太陽電池のエネルギー変換効率は、入射太陽光エネルギーに対する太陽電池の出力となる電気エネルギーの比で表される。太陽電池の出力は入力光のスペクトルが変化した場合も太陽電池の負荷が変化した場合も変化するため、国際電気企画基準委員会では、太陽輻射の通過空気質量条件が AM(air mass 注 1)1.5 で 1 kW/m² の入力光パワーに対し、負荷を変化させた場合の最大出力の比を百分率で表したものを公称効率と定義している⁴⁾。従って、太陽光発電システムの公称効率はアレイの変換効率と発電後のシステムの効率とから構成される。

表 2 に太陽電池の種類とその特徴を示す^{3) 5)}。太陽光発電アレイの材料としては表 2 に示されるように大別してシリコン系と化合物系とがある。シリコン系は単結晶シリコン、多結晶シリコン、アモルファスシリコンの 3 種類があり、それぞれ発電効率や価格が異なることから、その性質にあった用途に使用されている。電力用太陽電池としては変換効率及び信頼性の高さから単結晶及び多結晶シリコン型が使用され、既に多くの製品が販売されている。その結果、単結晶及び多結晶シリコンの生産量は両方で世界の太陽電池生産量の 80% を占めている。一方、化合物系半導体を用いたセルの技術開発も実施されているが、実用化にはしばらくの時間が必要である。

表 2 太陽電池の種類と特徴

太陽電池の種類			特徴					世界の生産量 MW(%)	その他
			モジュール 変換効率	信頼 性	コス ト	製造エネ ルギー	主な 用途		
シリコン 太陽電池	結晶系	単結晶Si	◎(11~14%)	◎	△	△	宇宙、電力用	73(36.3)	豊富な使用実績有り
		多結晶Si	○(10~13%)	◎	○	○	電力用	88.4(43.9)	
	アモル ファス系	a-Si a-SiC a-SiGe	△(6~9%)	△	◎	◎	民生用 (電卓、時計)	23.9(11.9)	初期劣化が有る。 フレキシブルなものが生産可能
化合物 半導体 太陽電池 出典	二元系	GaAs	◎	◎	x	△	宇宙用	—	重く、割れ易い 資源量が少ない。 公害物質を含むものが有る
		CdS、CdTe	△	△	○	○	民生用	—	
	三元系	CuInSe	△	△	○	○	民生用	—	
			(5)					(3)	(5)

注 1 AM = (b/b0) / cos(z)

b0 : 標準気圧(101.3 kPa) b : 測定時の気圧(kPa) z : 太陽の天頂角(°)

2. 2 システム構成と太陽光発電の原理

太陽光発電システムの構成を図1に示す。図のように、電池本体部は太陽光を受けて直流電力を発電し、電池本体部で発生した電力は接続箱を介してインバータ（Power Conditioner）に導かれ、商用周波数の交流に変換される。交流に変換された電力は分電盤を介して家庭内の電力として使用されるか、又は電力量計を介して電力系統に逆潮流される⁶⁾。

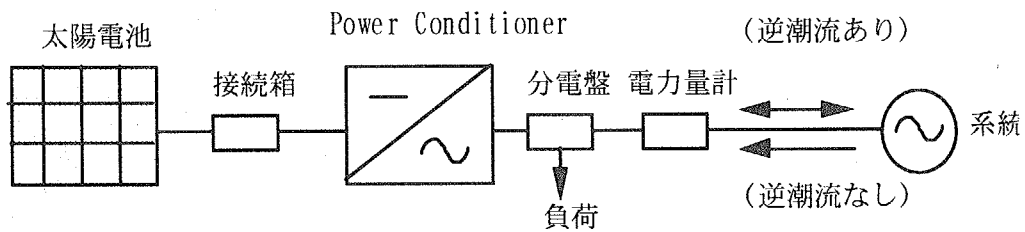


図1 太陽光発電システムの構成

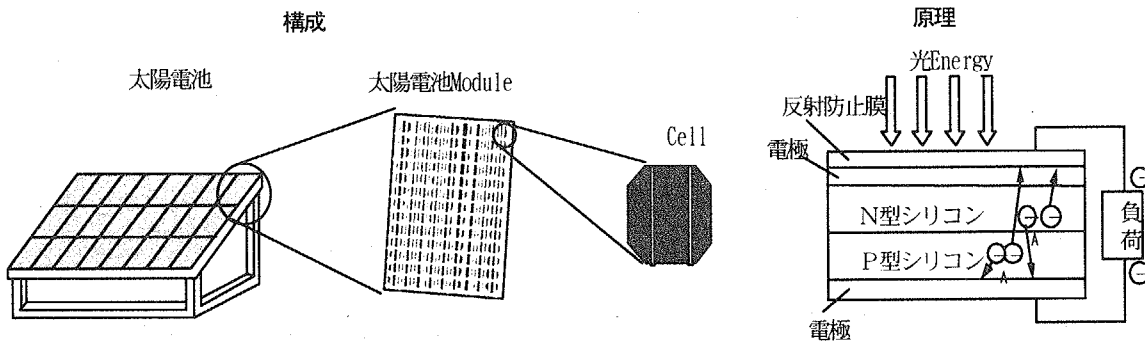


図2 太陽電池の構成と発電原理

図2に電池本体部の構成及び発電原理を示す。太陽電池本体部は1 m角または1 m×1.5 m角程度の大きさの複数のモジュールから構成され、各モジュールは最小単位となるセルを数十枚直列接続し耐候性パッケージに収納したものである。各セルは板状で10 cm角、12.5 cm角、又は15 cm角であり、発生電圧は0.5 V程度である。これを直列接続することによりモジュールの出力電圧をインバータの動作しやすい電圧としている。

セルの発電原理は、図のように貼り合わせられたN型とP型の半導体に太陽光が当たった場合、励起された電子はN型半導体のほうに、正孔はP型半導体側に集まることにより、半導体の両端に電位差が発生することを利用してはいる。

3. 国内及び国外の太陽光発電の導入状況

3. 1 各国のシステム導入量と導入目標

図3に、主要国の太陽光発電システム累積導入量の経時増加状態、及び導入量の将来目標値を対数目盛で示した³⁾。図4は同じグラフを通常目盛で表したものである³⁾。図3より、日本および米国の設備容量はそれぞれ世界の総設備容量の約1/3を占めており、太陽光発電の導入に積極的であることが分かる。また、累積導入量のこれまでの増加傾向と目標値との関係で見ると、日本およびドイツの目標値はほぼ外挿線にあり、現在の政策の維持により目標の達成見込みはある。一方、米国では過去の外挿線より高い目標となっており、現状のままでは目標値の達成は困難と推定される。図4に示すように、日本の設備容量は1995年以降急増しており、1996年に米国を抜いて世界最大となっている。後に示すように日本の設備容量増加は導入支援制度による補助金の増加と時期が一致しており、補助金制度の効果と考えられる。

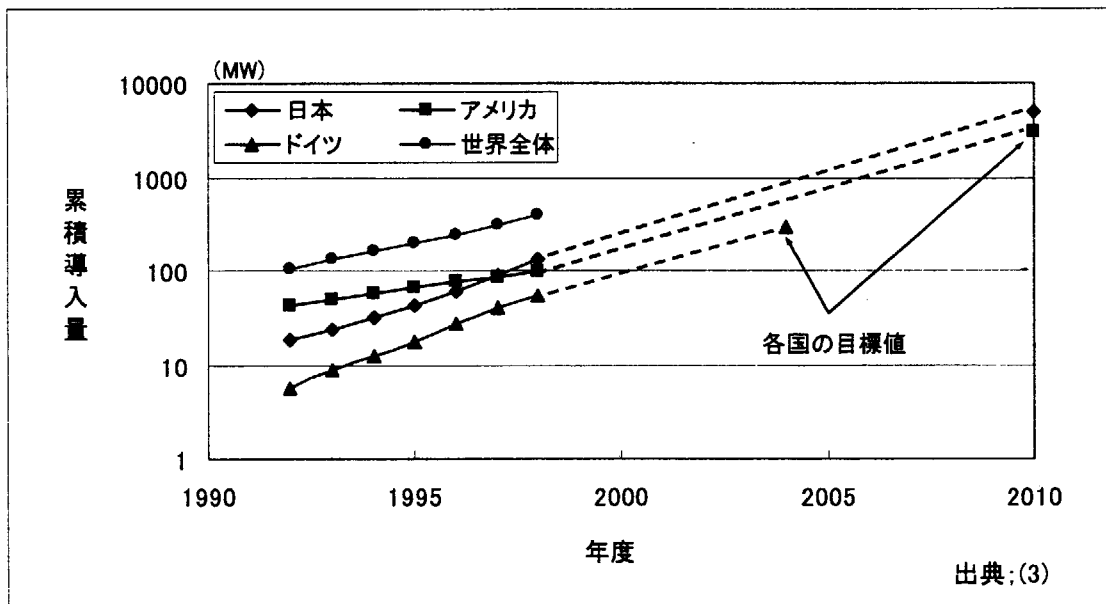


図3 各国の太陽光発電システム導入量と目標値

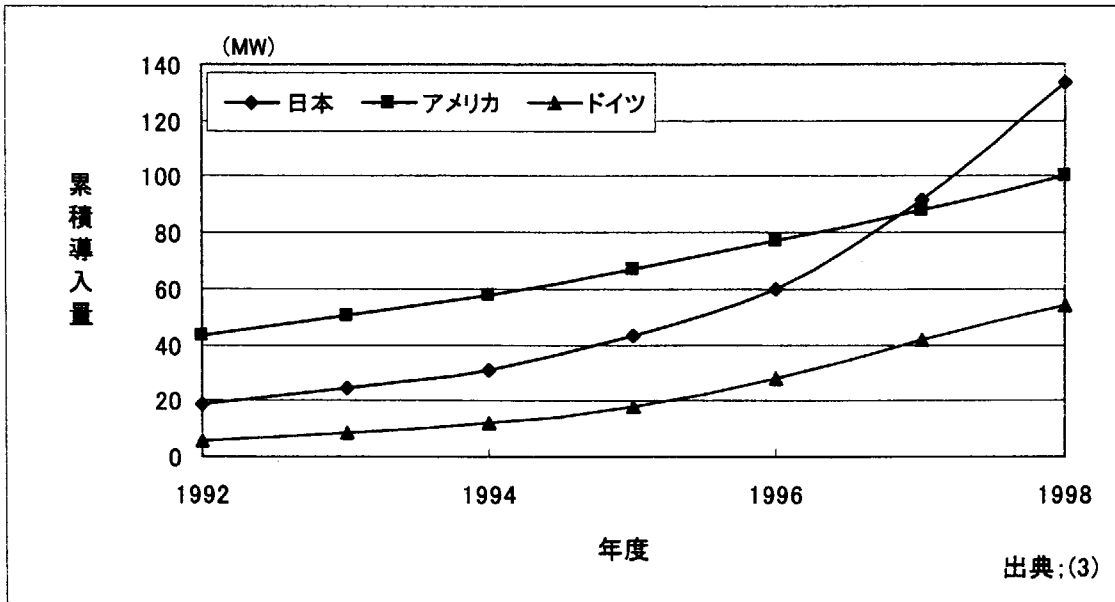


図4 各国の太陽光発電システム導入量

3. 2 太陽電池の生産状況

太陽光発電の動向を示すもう一つの指標である各国の太陽電池の生産量を図5に示す³⁾。この図に示すように、太陽電池生産量は日本と米国がそれぞれ30%~40%の生産量を占めており、1996年以降は日本の生産量の増加が著しい。また、上記生産量に関する内訳を電池の種類及び用途について調べてみると図6及び図7のようになる³⁾。

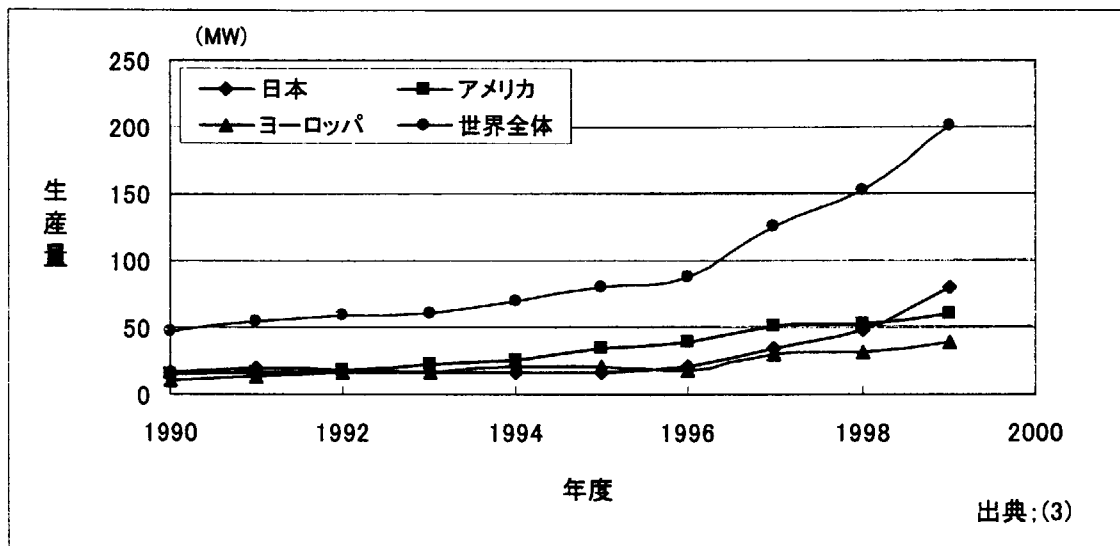


図5 世界各地域の太陽電池の生産量

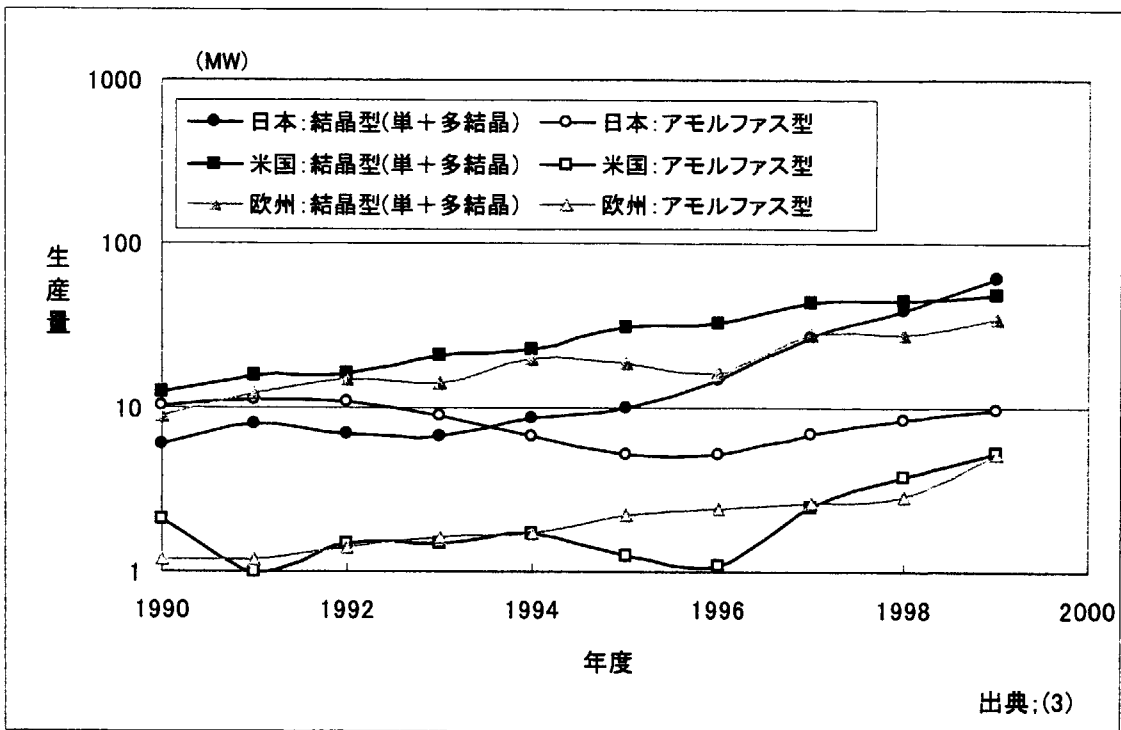


図6 世界各地域の太陽電池の種類別生産量

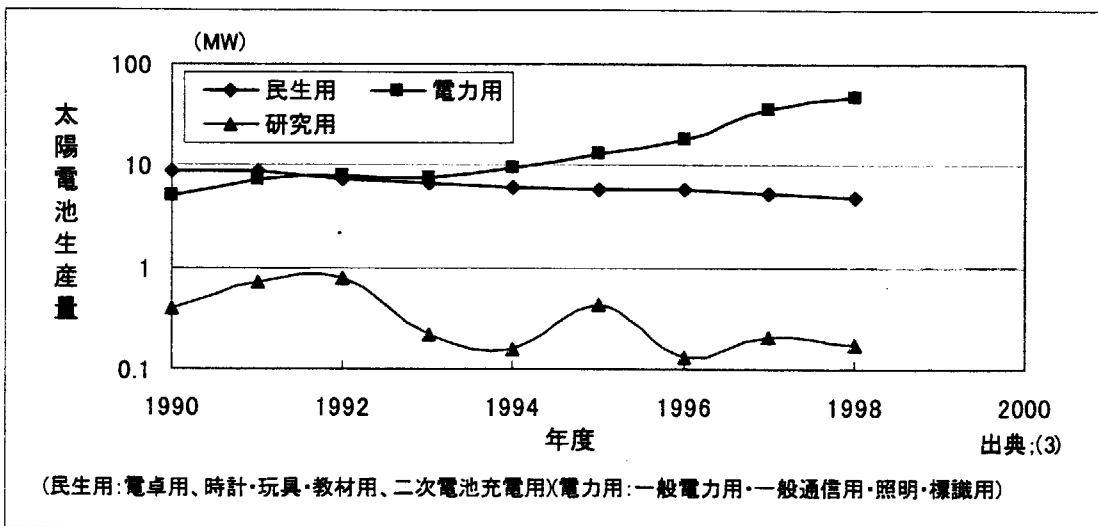


図7 日本の太陽電池の用途別生産量

図6に見るとおり、日本では1990年にはアモルファス型の太陽電池の生産量が結晶型に比較して多く、全体の60%を占めていたが、その後アモルファス型の生産量は増加せず、その比率は1999年には12%にまで低下している。一方、結晶型の生産量は1990年には36%程度であったが、1995年以後急増し、1999年には全体の76%を占めている。その中でも多結晶型の比率が高く、1999年には全生産量の52%を占めている。米国では1991年以降1999年まで継続してアモルファス型の生産量の占める比率は9%以下で小さい。一方、結晶型の占める割合は80%以上あり、その中でも単結晶型が全体の生産量の55%と大きい点が日本と異なっている。

日本における用途別の太陽電池生産状況(図7)を見ると、1994年までは民生用と電力用の生産量はほぼ同程度であったが、電力用の生産量の伸びが1995年以降著しい。この時期は、図4に示す日本の太陽光発電システムの累積設備導入量が急増した時期とも一致している。図4、図6、および図7より、日本における1995年以降の結晶型太陽電池の生産量の伸びは、主として政府の補助金により支援された太陽光発電システム需要の増大に伴って、それに使用される電力用太陽電池の需要が増加したことにより説明されると考えられる。また日本においては、米国及び欧州と比較して、1990年代の初めから電卓など民生用に使用されるアモルファス型太陽電池の使用量が多かったことが分かる。

3. 3 各国の太陽光発電の導入環境整備状況

表3に日本、米国、ドイツにおける太陽光発電に関する政策の実施状況を示す³⁾。各国とも開発内容はほぼ類似していること、米国では取組みの開始時期が早かったことがわかる。

表3 太陽光発電に関する各国の政策

国名	研究開発			普及プログラム	途上国援助プログラム	
	名称	デバイス	システム 建材一体型 モジュール			
日本	・ニューサンシャイン計画 (1993~)	全材料	大型用 住宅用 建物用	屋根用 カーテンウォール用	・住宅用PV導入基盤整備事業 ・産業用PVフィードテスト ・電力会社による導入	・国際共同実証研究 ・国際研究協力事業
米国	・PVUSA(1986~) ・薄膜パートナーシップ ・PVMat(1991~) ・PVBONUS(1993~) ・DOE PV 5か年計画 (1996~2000)	全材料	大型用 住宅用 建物用 独立型 追尾型 インバータ ストリング・ インバータ 蓄電池	窓用 屋根用 カーテンウォール用 ウォール用 ACモジュール 透明モジュール フレームレスモジュール	・ソーラー2000 ・100万軒ソーラールーフ・イニシアチブ(1997~2010) ・UPVG/TEAM-UP(電力会社) ・PV4U(各州政府) ・FEMP/各省庁(連邦政府)	・FINESSE ・Americas21st ・REFAD ・USAID
ドイツ	・第4期再生可能エネルギー技術開発計画 (1996~2000)	全材料	大型用 住宅用 モジュール方 独立型 蓄電池 ストリング・ インバータ	屋根用 ファサード用 防音壁用 ACモジュール	・10万ルーフプログラム (1999~2004) ・電力会社によるプログラム (グリーンプライス等) ・各地方自治地体のプログラム (レトベン・インセンティブ等) ・PV 2005年整備計画	・GTZ

出典:(3)

表4は、日本の太陽光発電システムに関する政策をさらに詳細に示したものである。この表から、日本における太陽光発電システムの導入推進策は1994年の新エネルギー導入大綱の決定以後活発になっており、通商産業省だけでなく、文部省、建設省等も推進策を実施していることが分かる。

次に、表5及び図8に太陽光発電関係の予算推移を示す。これらの図より、太陽光関連の予算は94年度から徐々に増加し、97年度には約60億円の大幅な増加となっていることが分かる。図4に示した設備容量の増加はこうした予算投入の成果であると考えられ、この増加傾向を今後とも維持して2010年に累積導入量5000MWの目標を達成するには、支援策の継続が必要と推測される。

表4 日本における太陽光発電システムに関する政策

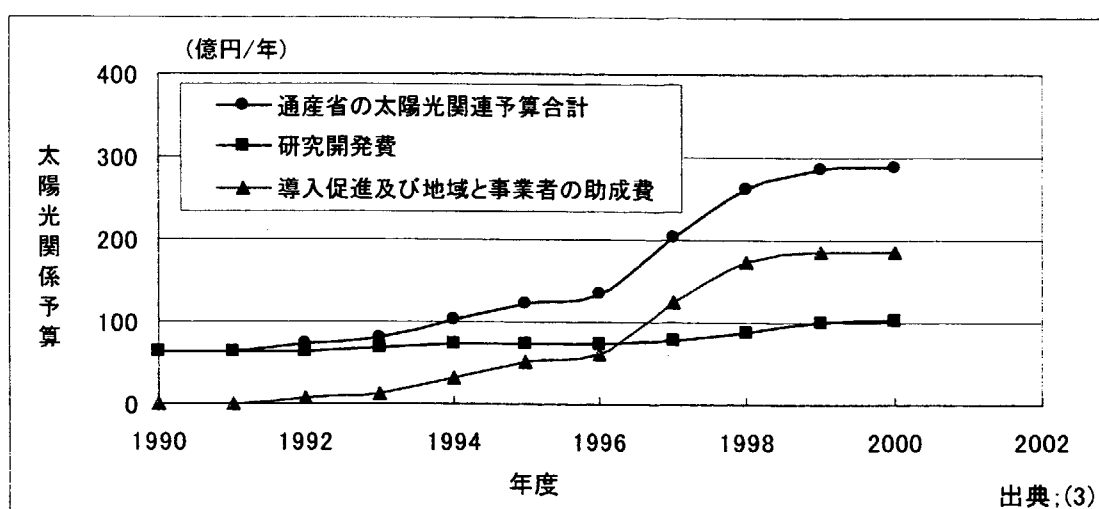
項目	時期	内容
主要機関		<ul style="list-style-type: none"> 通商産業省工業技術院ニューサンシャイン計画推進本部 通商産業省資源エネルギー庁 石炭・新エネルギー対策課 新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO) 新エネルギー財団(NEF)
研究開発		<ul style="list-style-type: none"> ニューサンシャイン計画(1993～) 太陽電池の低コスト量産化技術、太陽光発電システムの低コスト化技術、建材一体型モジュール技術、超高効率化技術、SOG-Si製造技術
普及導入策	1992～97年度	<ul style="list-style-type: none"> 公共施設等用太陽光発電フィールドテスト事業(NEDO) (設置:1992～97年度、モニタリングは2001年度まで継続)、186件(合計4900kW)に設置済
	1994	<ul style="list-style-type: none"> 新エネルギー導入大綱の策定
	1994～96年度	<ul style="list-style-type: none"> 住宅用太陽光発電システムモニター事業(NEF)
	1996年度～	<ul style="list-style-type: none"> 災害対応型給油所普及事業(通産省) 給油所にPV、コジェネレーション、貯水槽を導入して災害対応機能を強化、PVシステムは1/3を補助、9ヶ所に導入(1996～98年度)
	1996年度～	<ul style="list-style-type: none"> 太陽光発電システム標準化
	1997	<ul style="list-style-type: none"> 新エネルギー導入促進法の制定 新エネルギー利用を促進するための、政府、エネルギー使用者、エネルギー供給者、地方公共団体の役割の明確化等
	1997年度～	<ul style="list-style-type: none"> 住宅用太陽光発電導入基盤整備事業(NEF) システム価格の約1/3を補助、9244件(合計32.8MW、1994～97年度)に設置済み、更に8229件(98年度)、17000件強(1999年度)が応募
	1997年度～	<ul style="list-style-type: none"> エコスクール・パイロットモデル事業(文部省、通産省) 環境配慮型学校施設を整備、53校を指定済み(1997～99年度)で、うち34校にPVシステムを整備予定
	1997年度～	<ul style="list-style-type: none"> 次世代都市整備事業(建設省) 都市に関する次世代技術を統合化し、パイロット事業を実施(自然エネルギー活用システムへの補助の一環で太陽光発電システムを導入)
	1998	<ul style="list-style-type: none"> 電気事業法における規制緩和(設置手続きの簡素化) 長期エネルギー需給見通し改定 2010年時点のPV導入目標を5000MW(←4600MW)に上方修正
	1998年度～	<ul style="list-style-type: none"> 産業等用太陽光発電フィールドテスト事業(NEDO) 設置費の1/2を補助、166件(4730kW、1998～99年度)に設置済み
	1998年度～	<ul style="list-style-type: none"> 新エネルギー事業者支援事業(NEDO) 新エネルギー導入促進法に基づく導入事業への支援で、事業費の1/3の補助と借入れに対する債務保証を実施、PV関連は2件採択(合計216kW)
	(97年度は通産局が実施)	
	1998年度～	<ul style="list-style-type: none"> 地域新エネルギー導入促進事業(NEDO) 地方公共団体への支援で、事業費の1/3～1/2を補助、PVIはエコスクールを含む23件を採択(合計2039kW)
	(97年度は通産局が実施)	

出典:(3)

表5 通産産業省に於ける太陽光関連予算推移(1990年度～)

		(億円)										
年度	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	
通産省の太陽光関連予算合計	64.5	64.6	72.1	81.5	102.7	122.6	133.7	202.7	261.8	285.2	288.4	
研究開発費	64.5	64.6	63.6	69.3	72.1	72.49	73.4	77.3	88.1	99.6	102.3	
導入促進及び地域と事業者の助成費	0	0	8.5	12.2	30.6	50.11	60.3	125.4	173.7	185.6	186.1	

出典:(3)



出典:(3)

図8 通産省の太陽光関係予算の推移

3. 4 技術開発

太陽光発電システムの主要機器である太陽電池モジュールのコスト低下には、材料コスト及び製作コストの低下と効率向上が必要とされる。新規材料によるコスト低下は予測が付きにくい、既存の材料での効率向上の経過は、図9のとおりである⁶⁾。多結晶シリコンセルでは1991年以後、変換効率は17.1%でほぼ一定している。これに対して、1993年ごろから多結晶シリコン以外の材料で高効率のセルが報告され始め、mono-c-Siを用いたセルでは24%の変換効率、ガリウム砒素を用いたセルでは33%もの高い変換効率が報告されている。従って、今後更にコスト及び信頼性の点で要素技術の開発が進めば、低コストの太陽光発電システムが製作される可能性がある。

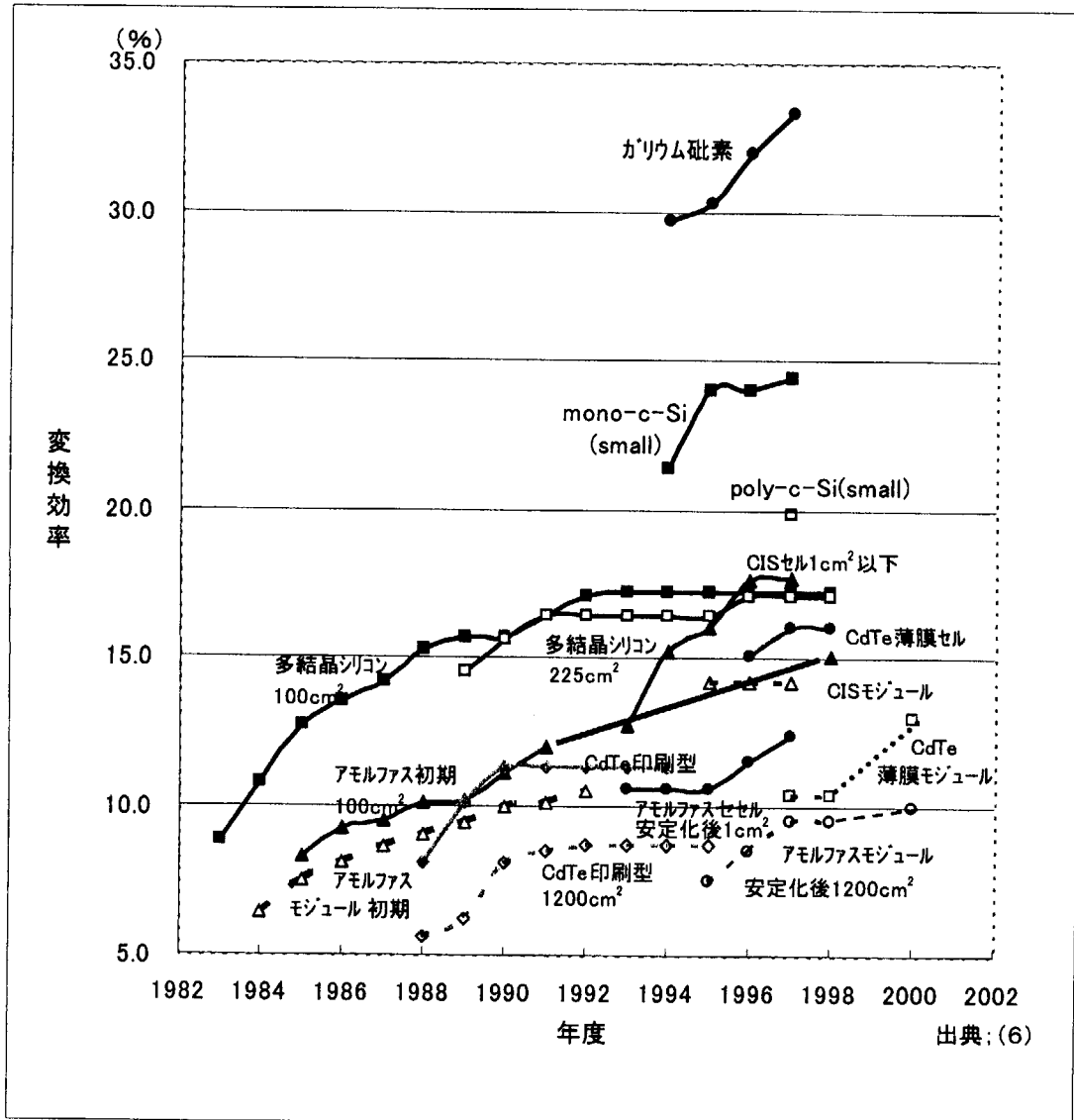


図9 太陽電池の変換効率の推移

4. 価格に関する詳細検討

4. 1 発電コストの定義と経済性

太陽光発電システムの経済性を他のシステムと比較するためには、発電コストで比較する方法が最も合理的であると考えられる。そこで初めに太陽光発電システムの発電コストを定義しておく必要がある。

太陽光発電システムの発電コストは下式で表される⁷⁾。

$$\text{発電コスト(円/kWh)} = \frac{\text{年間装置費(円/年)} + \text{年間修繕・保守費(円/年)}}{\text{年間発電量(kWh/年)}} \quad (4)$$

ここで年間装置費、年間修繕・保守費及び年間発電量は下記のように定義される。

- ① 年間装置費；総建設費を耐用年数で定額償却するための年間費用(円/年)であり、下式で表される。

$$\text{年間装置費} = \text{総建設費} * \left[r * (1 + r)^k / \{(1 + r)^k - 1\} \right] \quad (5)$$

ただし

k：耐用(償却)年数 r：金利 {0~1 (/年)}

k=20年, r=0.06では

$$n = \left[r * (1 + r)^k / \{(1 + r)^k - 1\} \right] = 0.08718 \quad (6)$$

- ② 年間修繕・保守費；年間のシステム修繕・保守費(円/年)であり、一般的に下式で表される。

$$\text{年間修繕・保守費} = \text{総建設費} * a \quad (7)$$

ただし

a：修繕・保守費比率 (通常 a=0.01 程度)

- ③ 年間発電量；発電規模 P(kW)システムの年間発電量(kWh/年)は下式で表される。

$$\text{年間発電量} = 365(\text{日/年}) * 24(\text{h/日}) * P(\text{kW}) * \eta \quad (8)$$

$$= 8760 * \eta * P \quad (9)$$

ただし、

P：太陽電池の定格出力。(太陽電池の定格出力は太陽光強度 1kW/m²の場合の出力であり、主にモジュールの変換効率により決められる。)

η：システム利用率。(通常日本における平均値は η=0.1~0.15 であり、一般的には η

=0.12 が用いられる。この理由は以下のとおり。システム利用率 η は ($\eta =$ 稼働率 \times システム効率) で表される。この時、稼働率は太陽電池システムが定格出力で動作している時間の実時間に対する比率である。太陽電池の定格出力は太陽光強度 1kW/m^2 の場合の出力であり、日本では年間平均で等価的に 1kW/m^2 が日射している時間は 3.84 時間/日が用いられている。従って稼働率 $= 3.84/24 = 0.16$ となる。次に、システム効率は発電後のモジュール出口からシステム出口までの電気効率で主にインバータ等での損失が含まれる。通常、システム効率 $= 0.75$ が用いられる。これらよりシステム利用率 $\eta = 0.12$ ($= 0.16 \times 0.75$) となる。

従って (4) 式は下式のように整理することができる。

$$\begin{aligned} & \text{発電コスト(円/kWh)} \\ & = (\text{総建設費} \times 10^{-4} / P) / [(8760 \times \eta \times 10^{-4}) / \{r \cdot (1+r)^k / \{(1+r)^k - 1\} + a\}] \quad (10) \\ & = \text{建設単価} / \text{発電コスト換算係数} \quad (11) \end{aligned}$$

ただし

$$\text{建設単価(万円/kW)} = \text{総建設費} \times 10^{-4} / P \quad (12)$$

$$\begin{aligned} & \text{発電コスト換算係数}(10^4\text{h}) \\ & = (8760 \times \eta \times 10^{-4}) / [r \cdot (1+r)^k / \{(1+r)^k - 1\} + a] \quad (13) \end{aligned}$$

上記の定義に基づき、太陽光発電システムのシステム利用率 $\eta = 0.12$ 、償却年数 $k = 20$ 年とした場合の発電コスト換算係数を試算すると、表 6 及び図 10 のようになる。

表 6 下記前提条件での発電コスト換算係数

[発電コスト換算係数]	金利 (%)						
	1	2	3	4	5	6	
修繕・保守 費率 (%)	1	1.607	1.477	1.361	1.258	1.165	1.082
	0.2	1.831	1.664	1.519	1.391	1.278	1.179
	0	1.897	1.719	1.564	1.429	1.31	1.206

前提条件

- ・太陽電池の耐用年数(k): 20年
- ・用地費、人件費、一般管理費、公租公課は無しとする。
- ・システム利用率(η): 0.12

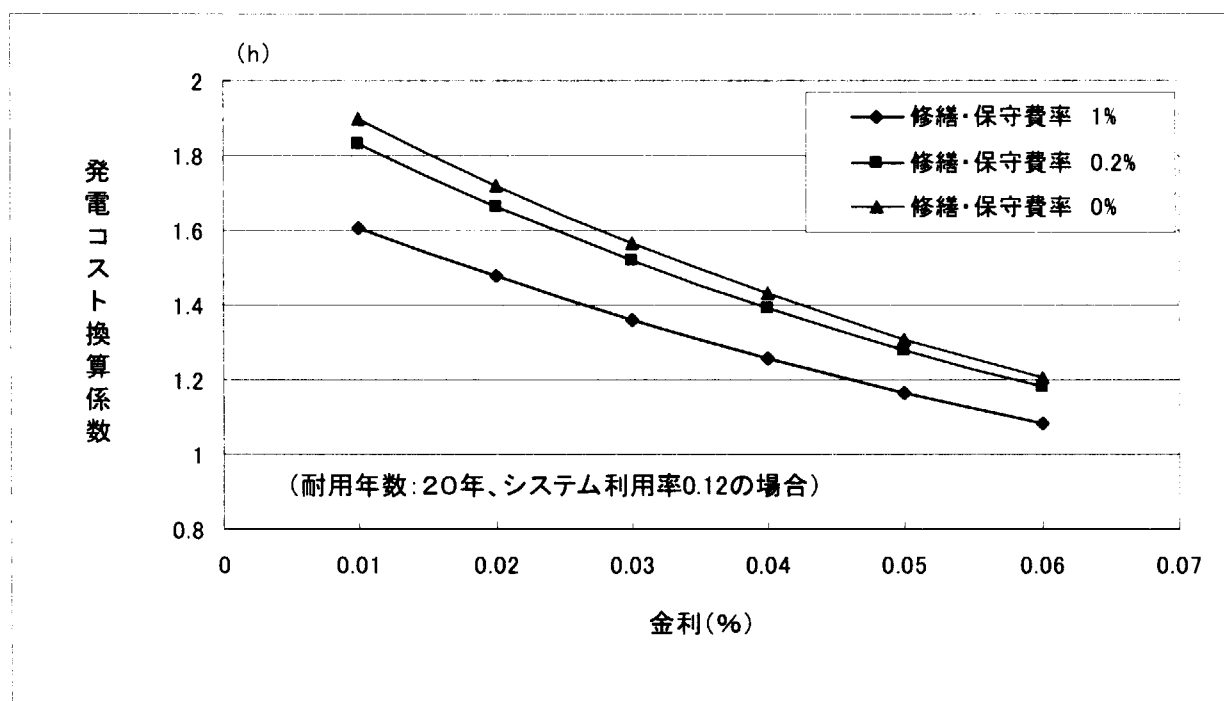


図 10 発電コスト換算係数と金利との関係

例えば、建設単価 100 万円/kW のシステムでは、

- ① 金利 6%、修繕保守費率 1%/年では；発電コスト = $100/1.082=92$ 円/kWh
- ② 金利 4%、修繕保守費率 1%/年では；発電コスト = $100/1.429=70$ 円/kWh

建設単価 35 万円/kW のシステムでは、

- ③ 金利 6%、修繕保守費率 1%/年では；発電コスト = $35/1.082=32$ 円/kWh
- ④ 金利 4%、修繕保守費率 0%/年では；発電コスト = $35/1.429=24$ 円/kWh
- ⑤ 金利 2%、修繕保守費率 0%/年では；発電コスト = $35/1.897=18$ 円/kWh

となり、建設単価 35 万円/kW ではケース③、④、⑤のように金利が低ければ、家庭用電気料金程度又はそれ以下となり、太陽光発電システムの市場競争力が出てくる。

因みに、現状の電力料金の代表例として東京電力の料金システムを用い⁸⁾、平均的な利用者として 100V、40A 契約で月当たりの電力使用量が 850kWh [$\approx 40A * 0.1kV * 24h/day * 30day * 0.3$ (利用率)] の家庭を考えると、月当たりの電力料金は

$$\text{電力料金} = \text{基本料金} + \text{電力量料金} = 26256 \text{ 円} \quad (14)$$

$$\{ = 1200 + \{21.25 * 90 + 28.25 * 140 + 30.95 * (850 - 230)\} \}$$

であり、単位電力量あたりに換算すると 30.9 円/kWh ($=26256/850$) となる。

4. 2 太陽光発電システムの価格構成要素

太陽光発電システムの価格構成要素を図11に示す³⁾。この図に示されるように価格は工事費と機械装置費に大別され、工事費は基礎工事と試験などを含む据付工事費に、また機械装置費は電池本体、インバータ、付帯設備費に分けられる。各要素がどの程度の価格となるかについて、平成12年/下期アモルファス及び結晶型の住宅用太陽光発電システムの価格構成内訳を表7に示す。同表より、単結晶及び多結晶システムではいずれも電池本体価格が全体の62%以上、アモルファス型でも57%程度であり、太陽電池本体価格の比率が圧倒的に大きいこと、また結晶型の最低設置価格は60万円/kW程度まで低下していることが分かる。

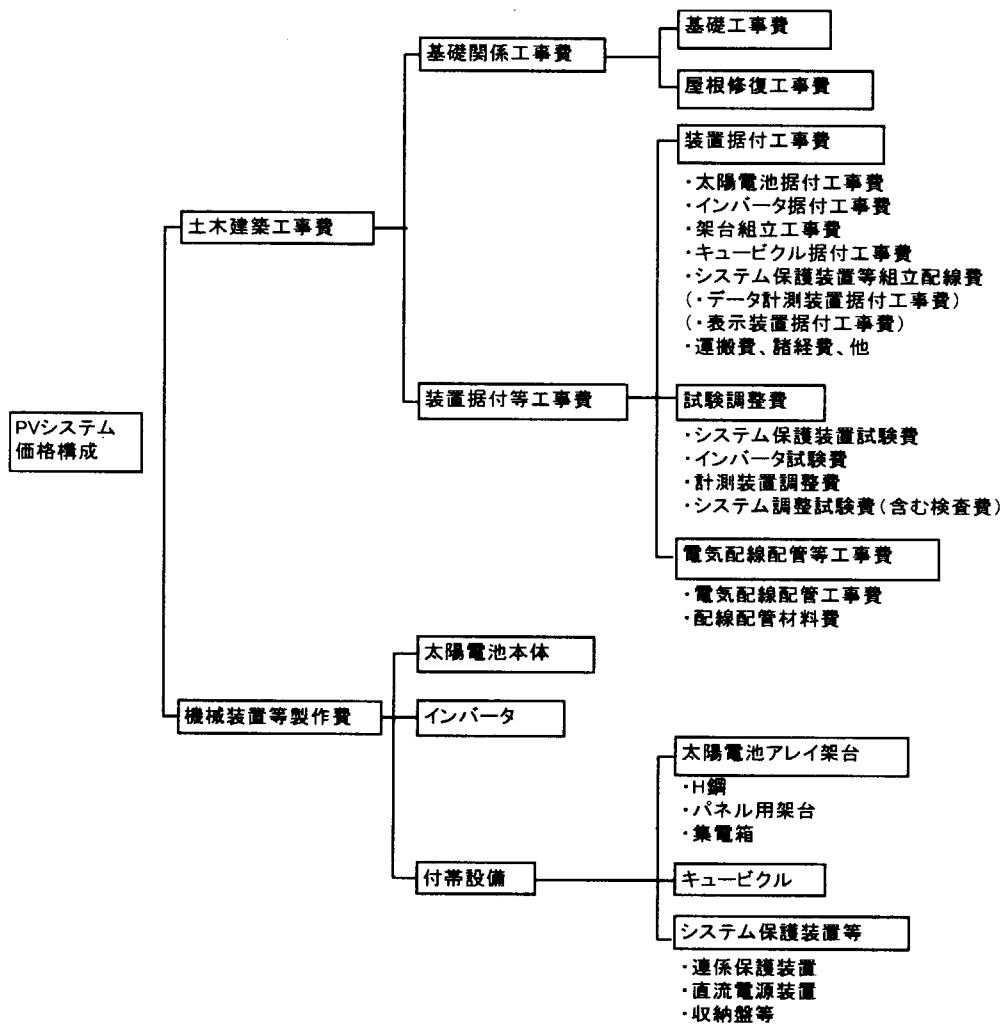


図11 太陽電池システムの価格構成

表7 住宅用太陽光発電システム価格の内訳(平成12年/下期)

	全結晶システム		単結晶システム		多結晶システム		アモルファスシステム	
	(万円/kW)	(%)	(万円/kW)	(%)	(万円/kW)	(%)	(万円/kW)	(%)
1. 平均設置価格(1)~(3)	88.8	100	88.8	100	88.7	100	105.7	100
(1) 太陽電池価格	56	63	61	69	54.7	62	56.9	54
(2) 付属機器等費用	20.9	24	18.7	21	21.5	24	14.3	13
(3) 設置工事費用	11.9	13	9.1	10	12.5	14	34.5	33
2. 最高設置価格	142.3		129.6		142.3		110.4	
3. 最低設置価格	60.3		60.3		61.6		99.3	

出典：(9)

4. 3 太陽光発電システム価格の経時低下

4. 3. 1 太陽光発電システム全体及び各要素価格の経時低下

表8に1993年から2000年までの住宅用太陽光発電システム(3kW標準工事のケース)の価格とその内訳の経時低下状況を示す。図12は同表をグラフとして示したものである。表9に1993年から1997年までのNEDO・PVフィールドテストにおける太陽光発電システム設置費例(10kWのケース)の価格と、その内訳の経時低下状況を示す。図13は同表をグラフとして示したものである。

図12より、住宅用太陽光発電システムの価格は1993~1995年までは急激に低下していることが分かる。この原因はモジュール以外の周辺機器及び工事費の低下によるものである。中でもインバータの価格は急激に減少し、1993~1994年まではシステム全体に占める比率は30%以上で比較的大きかったが、1994年以降、比率は低下し2000年では11%となっている。

この結果、2000年時点ではシステム全体に占めるモジュール価格の比率は68%にまで上昇し、今後の低コスト化にはモジュール価格の低下が必要不可欠になっていることが分かる。

図13に示されるNEDO・PVフィールドテスト(10kWのケース)の1994年以降について、システム価格を住宅用(図12)と比較すると、フィールドテストの価格が常に25%以上高くなっている。その内訳について見ると、モジュール(本体)価格はフィールドテストの方が20~50%安価であるが、周辺機器及び工事費が高価となっている。これは、フィールドテストの場合、モジュールについてはユニットが大きい分製造コストが低下する一方、機器及び工事費等の周辺部分については標準化が進みにくいため、コストが低下しないためと考えられる。

表8 住宅用太陽光発電システム価格構成の変化（3kW標準工事のケース）

単位:(万円/kW), (%)

	1993年		1994年		1995年		1996年		1997年		1998年		1999年		2000年	
	金額	比率	金額	比率	金額	比率	金額	比率	金額	比率	金額	比率	金額	比率	金額	比率
モジュール	120	33	90	45	80	56	70	60	65	63	65	64	63	65	59	68
インバータ	133	36	60	30	30	21	23	20	17	16	15	15	13	13	10	11
その他の機器	67	18	23	12	17	12	10	9	8	8	8	8	7	8	7	8
標準工事費	47	13	27	13	17	12	13	11	13	13	13	13	13	14	12	13
計	367	100	200	100	143	100	117	100	103	100	102	100	96	100	87	100

出典:(10)(11)

表9 NEDO・PVフィールドテストにおける太陽光発電システム設置費例
(10kWのケース)

単位:(万円/kW), (%)

(金額:万円/kW, 比率:%)	1993年		1994年		1995年		1996年		1997年	
	金額	比率	金額	比率	金額	比率	金額	比率	金額	比率
機械装置等製作費										
太陽電池本体	60	17.2	60	18	60	33.3	53	33.8	53	39.1
インバータ	40	11.5	40	13	30	16.7	20	12.7	20	14.8
付帯設備	54.5	15.6	79	23.8	50	27.8	38	24.2	27.6	20.4
小計	154.5	44.3	179	53.8	140	77.8	111	70.7	100.6	74.3
土木建築工事費										
基礎関係工事費	80	22.9	58	17.4	0	0	0	0	16	11.8
装置据付工事費	114.4	32.8	95.5	28.7	40	22.2	46	29.3	18.8	13.9
小計	194.4	55.7	153.5	46.2	40	22.2	46	29.3	34.8	25.7
計	348.9	100	332.5	100	180	100	157	100	135.4	100

付帯設備: 架台、キュービクル、システム保護装置

装置据付工事費: 装置据付工事費、試験調整費、電気配線工事費(計測表示は除く)

出典:(10)

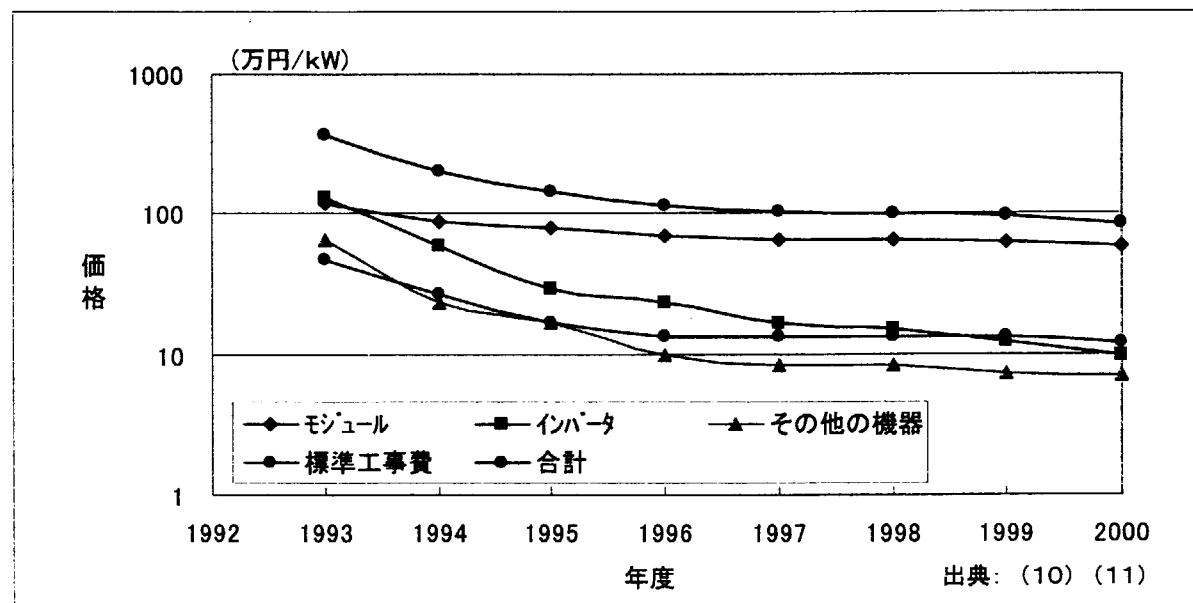


図1.2 住宅用太陽光発電システム価格内訳（屋根置型3kW標準工事のケース）

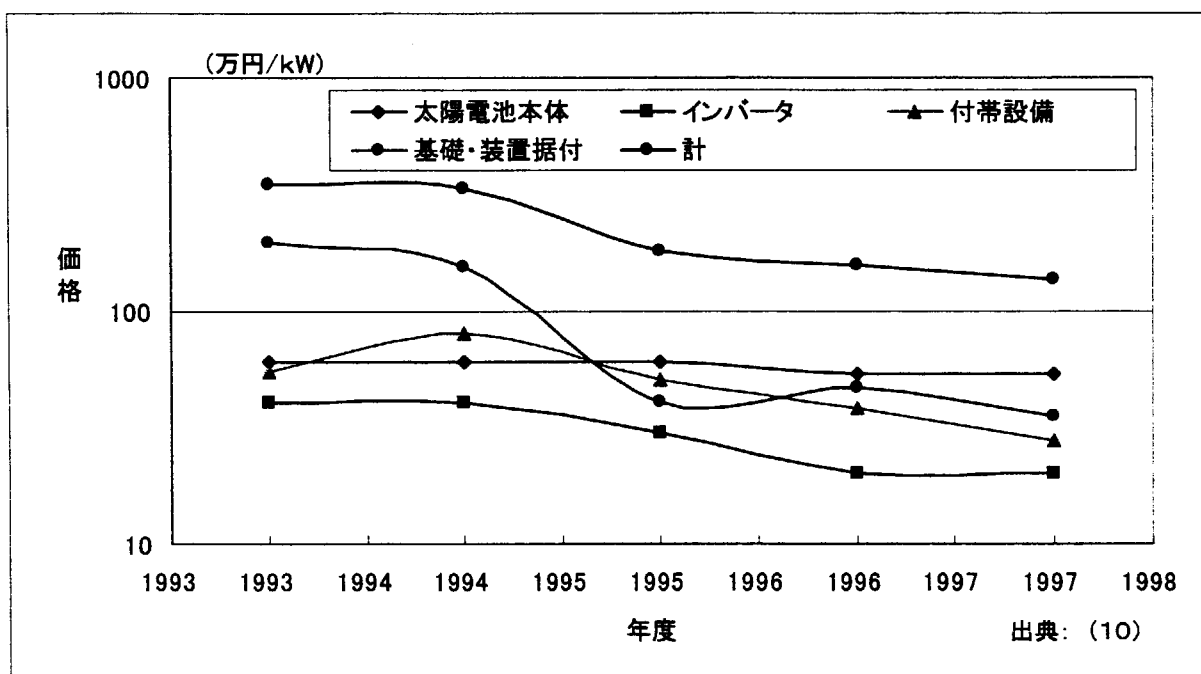


図 1 3 NEDO・PV フィールドテストにおける太陽光発電システム設置費例 (10 kW のケース)

4. 3. 2 太陽電池本体価格の経時低下

これまでの検討から、太陽光発電システムの今後の価格低下を決める主要な要素はモジュール（電池本体）であることが分かった。そこで日本の電池本体価格についてのデータを調査したところ、2つの出典から年代の異なる価格データが得られた^{10) 12)}。それらについて、年代を横軸にとった同一グラフ上でプロットすると図 1 4 及び表 10 のようになる。この図において平均単価 1 と平均単価 2 とはほぼ重なっている。平均単価 1 は生産額及び生産量共に占められ、最近のデータまで含まれているためこれを主データとし、平均単価 2 を参考データとした。

この図に示すとおり、電池本体の平均価格は 1985 年頃までは比較的順調に低下しているが、それ以後の価格低下率が小さくなっている。1985 年以降の価格低下は経時的に見ると小さいが、詳細に見ると 1994 年以降再び低下する傾向にある。これは 1994 年に策定された新エネルギー導入大綱に基づき、国の補助金及びそれに誘導された住宅用太陽光発電システムの導入量の増大に対応するために、太陽電池生産量が急増したことに関係していると思われる。更なる価格低下が起こるためには、次の習熟効果のところで示すように、累積導入量が 1 桁大きく増加する必要がある。したがって、政策誘導によって導入量を増加しないかぎり、価格の低下はなかなか進まないものと見られる。

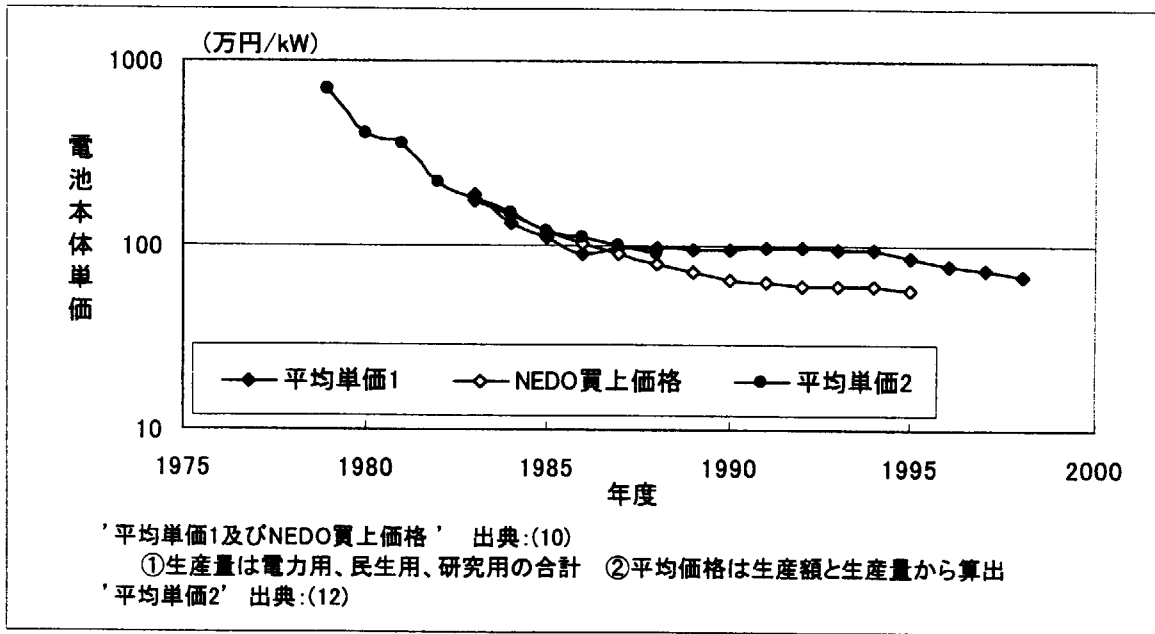


図14 日本の太陽電池本体単価の推移

表10 日本における太陽電池本体の生産額及び生産量

年度	生産額1 (円)	生産量1 (kW)	平均 単価1 (万円/kW)	NEDO 買上価格 (万円/kW)	平均 単価2 (万円/kW)
1979					700
1980					400
1981					350
1982					220
1983	9.0680E+09	4826	188	175	180
1984	9.0970E+09	6918	131	148	150
1985	1.0565E+10	9520	111	120	120
1986	1.0094E+10	11140	91	103	110
1987	1.0352E+10	10725	97	90	100
1988	9.7330E+09	10101	96	80	90
1989	1.1640E+10	12252	95	72	
1990	1.3842E+10	14570	95	65	
1991	1.6339E+10	16883	97	63.5	
1992	1.5560E+10	16107	97	60	
1993	1.3936E+10	14669	95	60	
1994	1.4896E+10	15680	95	60	
1995	1.6790E+10	19505	86	58	
1996	1.9036E+10	24703	77		
1997	3.1629E+10	42518	74		
1998	3.6844E+10	54017	68		
1999	5.7290E+10				

‘平均単価1及びNEDO買上価格’ 出典:(10)

①生産量は電力、民生、研究用の合計

②平均単価1は生産額と生産量から算出

‘平均単価2’ 出典:(12)

4. 4 太陽光発電システムの習熟効果

4. 4. 1 システムの習熟効果

これまでに記述した価格及び設置容量（又は生産量）の実績データを基に、太陽光発電システムの習熟特性をまとめた。習熟特性を表現する方法として一般に用いられるのは習熟曲線である。習熟曲線とは、1つの製品に対して、累積設備容量や累積生産量を横軸（X）にとり、縦軸に価格（Y）をとってプロットしたものである。この曲線の勾配が量産化に伴う習熟効果の大きさを表す。通常、この曲線は下式で表わされる。

$$Y=A * X^{-\beta} \quad (15)$$

習熟効果を表す指標としては、進歩率（PR：Progress Ratio）という概念が用いられる。これは累積設備容量（横軸）が2倍になった場合の価格低下の比率を表している。PRと β との間には下記の関係がある。

$$PR=2^{-\beta} \quad (16)$$

図15は住宅用と非住宅用に分けた場合の太陽光発電システム価格の習熟特性である¹³⁾。この図から、住宅用システムの進歩率は $PR=0.89$ 、非住宅用システムの進歩率は $PR=0.58$ でありかなり大きな差異があることが分かる。

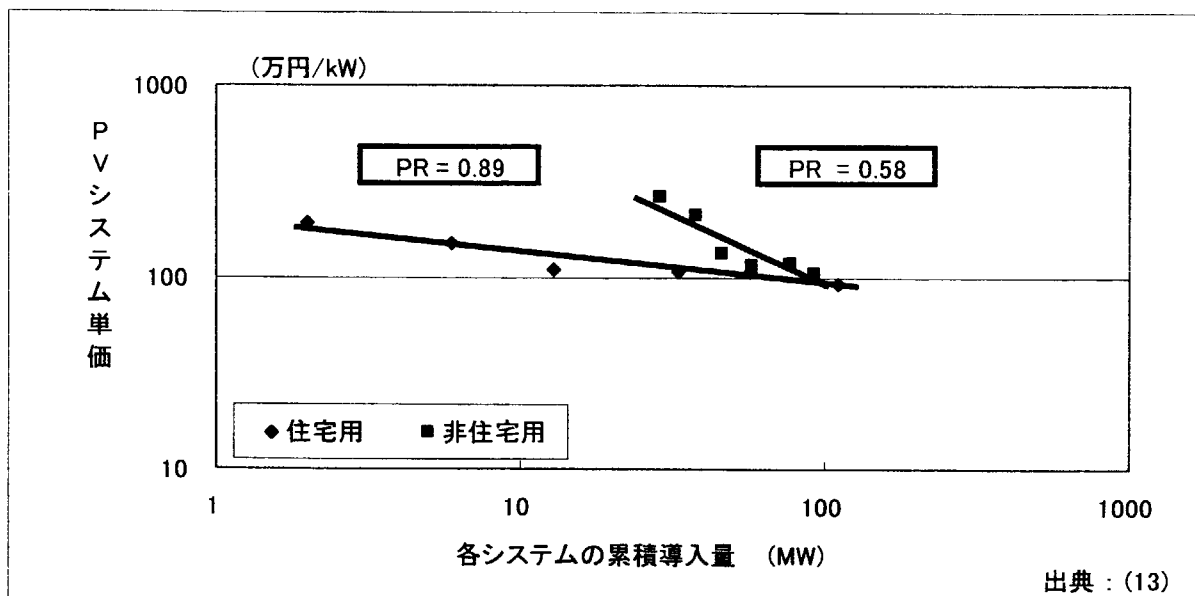


図15 太陽電池システムの導入量で見たシステム平均単価の習熟特性

この理由を調べるため、住宅用の代表例として住宅用太陽光発電システムモニター事業、及び住宅用太陽光発電導入基盤整備事業で実施された住宅用光発電システム（屋根置型 3kW 標準工事のケース）の導入量と価格をとり、非住宅用の代表例として公共施設等用太陽光発電フィールドテスト事業の導入量とその 10kW と 30kW の価格の平均値をとり、それらの内訳について習熟曲線を求めた。その結果を図16及び図17に示す。

図16では、住宅用太陽光発電システム全体の進歩率は $PR=0.88$ で、図15の値とほぼ同程度である。内訳を見ると、モジュール、インバータ、その他機器、及び工事費の価格低下率はそれぞれ 0.94、0.78、0.83、及び 0.90 である。

一方、図17より公共施設用太陽光発電システム全体の進歩率は $PR=0.68$ であり、非住宅用全体の $PR=0.58$ より価格低下はやや小さい。内訳として、モジュールとインバータの価格低下率はそれぞれ 0.94、0.77 で住宅用の場合とほぼ同じである。しかし、付帯設備と土木建築工事費の価格低下率それぞれは 0.62、0.54 で住宅用システムに比べて大幅に小さく、非住宅用システムの価格低下が著しい要因となっている。

図16および図17に示すように、住宅用、非住宅用ともに、これまで太陽光発電システムの価格を低下させてきた要因は、モジュール以外の部分（インバータ、付帯設備、工事費）の価格の大幅な低下である。その結果、最近では例えば住宅用システムに占めるモジュールの価格比率は 68% に達しており、今後の経済性の向上にはモジュール価格の低下が不可欠な状況に至っている。

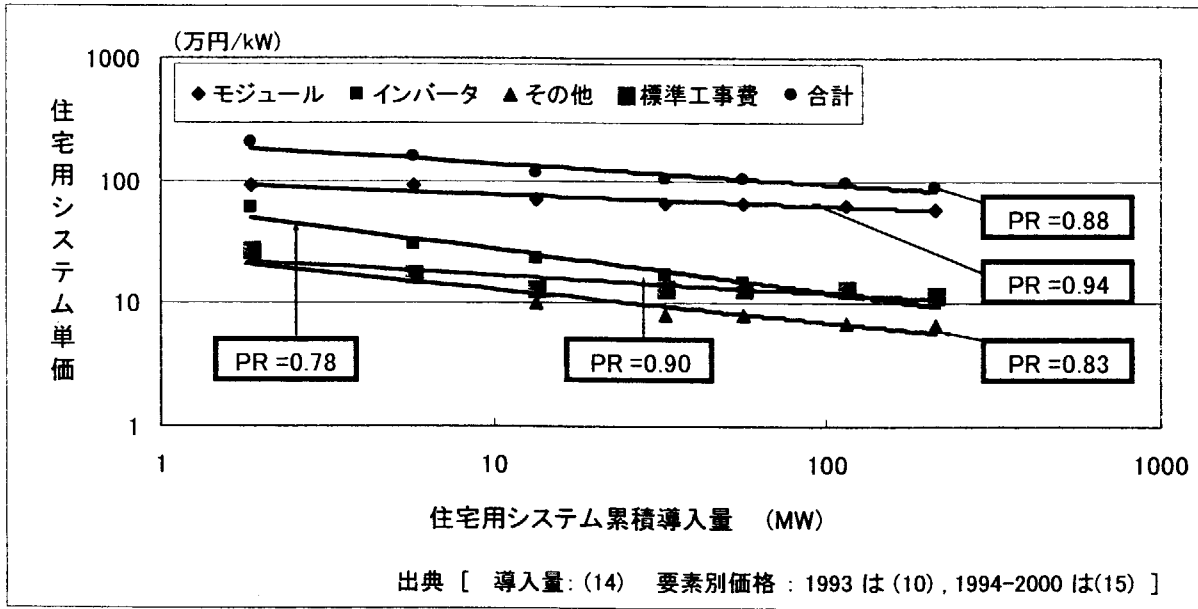


図 1 6 住宅用太陽光発電システム価格(3kW 標準工事のケース) の要素毎の習熟特性

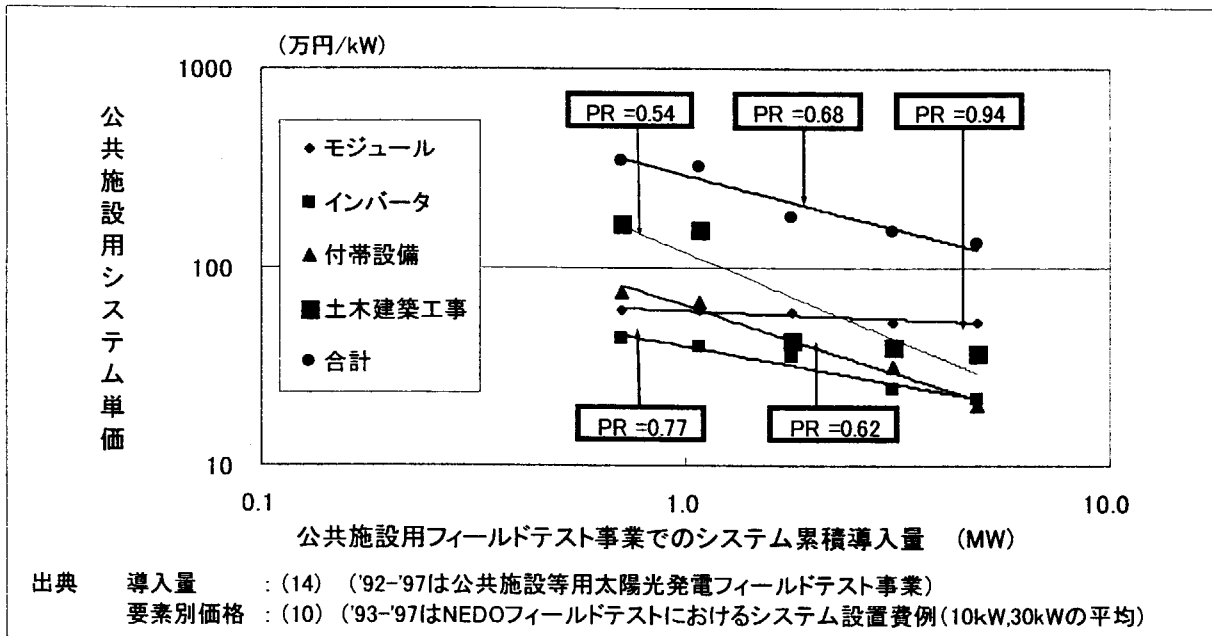


図 1 7 NEDO・公共施設用 PV フィールドテストでの単価の要素毎の習熟特性

4. 4. 2 電池本体の習熟特性

そこで日本の太陽電池本体の価格について習熟特性を調べた結果を図 1 8 に示す。この図は図 1 4 に示す平均単価 1 と平均単価 2 とが重なっている年代で殆ど同一の値であるため、同一の対象に関するデータであると考え、両者をまとめて 1 つの習熟特性としたものである。電池

本体の進歩率は 0.82 となっている。

この値は、図 1 6 に示したシステム価格の要因としてのモジュール価格の進歩率 $PR=0.94$ に比べて小さく、価格低下率が高い。この原因は、図 1 6 のシステムで検討したケースでは調査期間が 8 年で、システム累積導入量（最終値／初期値）の変化範囲も 113 倍であるが、図 1 8 の電池本体単体の調査のケースでは調査期間は 21 年で、システム累積導入量の変化範囲も 3196 倍であり、調査範囲が 1 桁以上広いことによるものと推定した。即ち価格低下は経済現象であり、短期間では種々の要因の影響を受けて揺らぐものと考えられる。

また、図 6 に示されるように、平均単価 1 が調査された期間（1983 年～1999 年）に含まれる 1990 年以降において、日本における太陽電池生産はアモルファス型と結晶型とが同程度の状態から、結晶型が主要部分を占める状態に変化している。一方、次に示すように、米国では 1990 年以降生産された太陽電池本体の大部分が結晶型であるが、この場合にも進歩率は同様に 0.82 と報告されている。このことから、モジュール価格の進歩率 0.82 には生産される太陽電池の種類の変化も含んでいるとみられる。

これらのことから、電池本体の進歩率 0.82 は長期にわたる変化を推定する場合に一定の信頼性があると見られる。

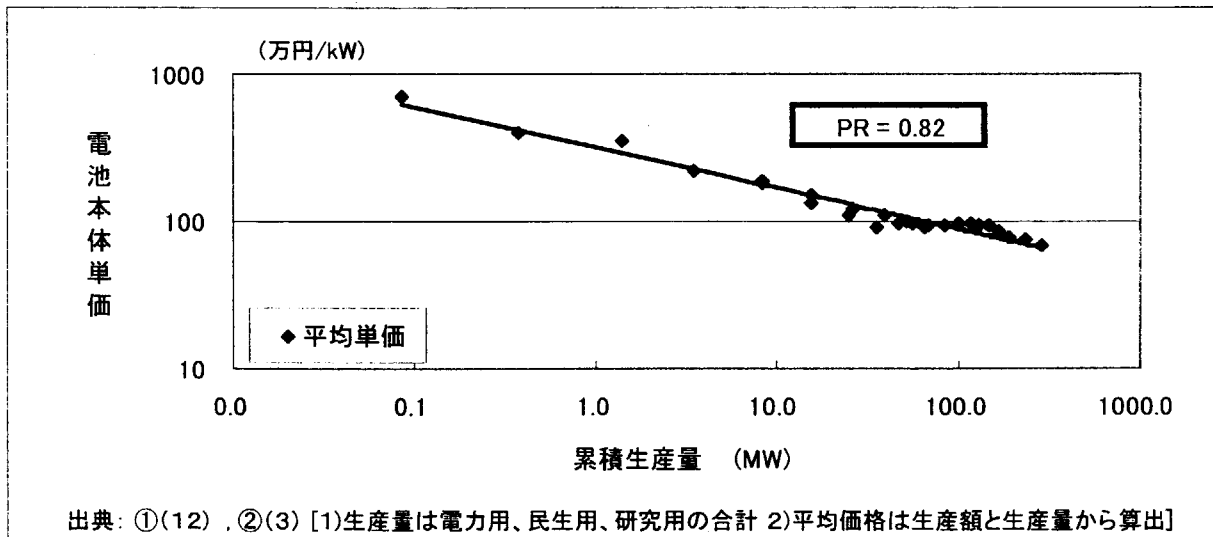


図 1 8 日本の太陽電池本体単価の習熟特性

電池本体価格の低下状況を更に確認するため、米国における電池本体価格の習熟特性を調べた結果を図 1 9 に示す。同図は米国における太陽電池本体についての過去 20 数年のモジュール価格と全販売量に基づく習熟特性である。先の図 6 に示されるように、米国においては太陽

電池の生産量の90%以上が結晶型であるため、この習熟カーブは実質的には結晶型太陽電池本体の習熟特性と考えてよい。本図に示されるように、米国においても太陽電池本体の習熟特性の進歩率はPR=0.82である。

次に参考データとして米国のPVMaT (Photovoltaic Manufacturing Technology Project) が示しているPVMaT参加メーカーの平均製造コストと全生産能力との関係を図20に示す。この図は、1992年から1999年までの実績データに2000年から2005年までの予想データを加えたグラフである。この図が示すように、PVMaT参加メーカーの全設備容量に対するコストの進歩率はPR=0.79である。また、1992年から1999年までの実績データのみでプロットするとPR=0.85であった。この値は図19の進歩率に比較的近い値を示している。データが限られているために相互の関係を議論することはできないが、量産効果の進歩率に与える影響を考察する場合に役立つと考え、参考値として示した。

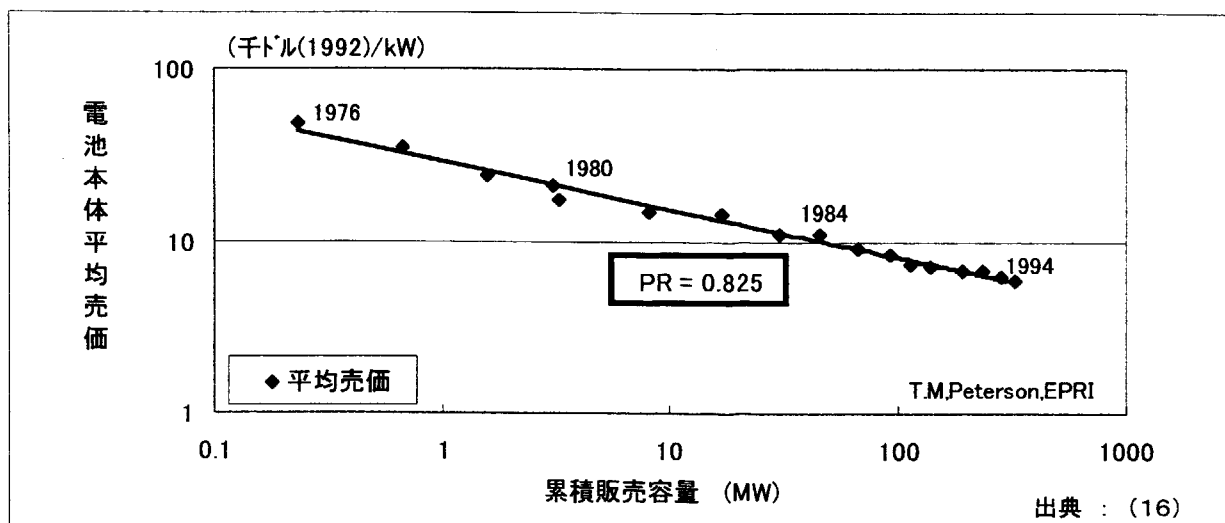


図19 米国の結晶型太陽電池本体平均売価の習熟特性

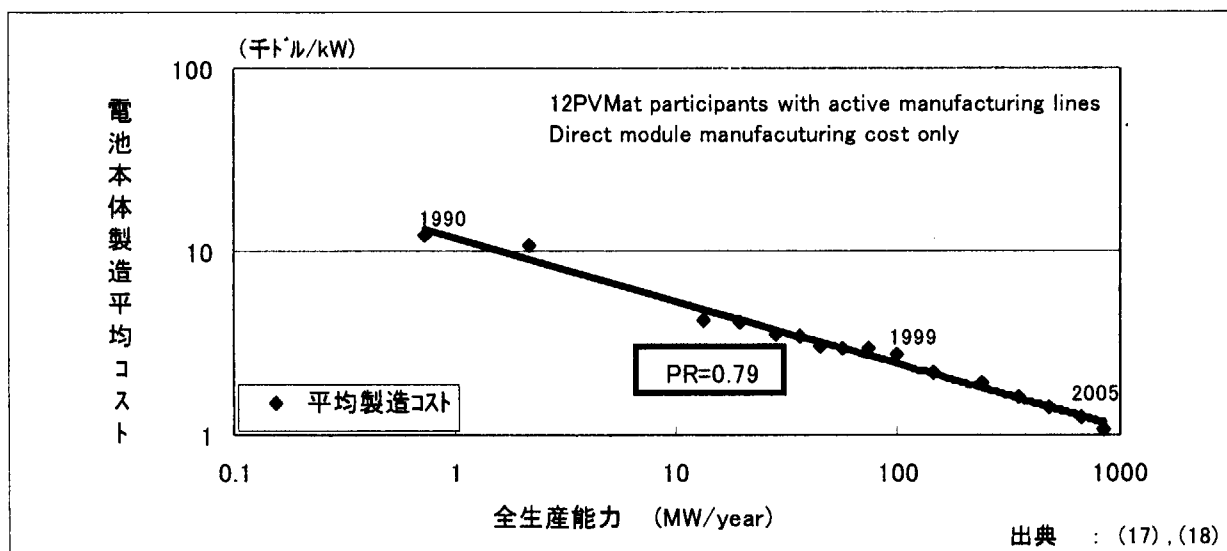


図20 PVMat参加メーカの太陽電池本体設備容量—製造コストの習熟特性

4.5 発電コストの習熟特性の検討

太陽光発電システムが実際に社会に導入されるか否かを判定する基準はシステム価格そのものではなく、そのシステムの耐用年数、維持費などを考慮した発電コストである。そこで上記のPVシステム価格の習熟特性を基に発電コストの習熟特性を求めた。

先に示した発電コストの計算式を下記に再掲する。

発電コスト(円/kWh)

$$= (\text{総建設費} * 10^{-4} / P) / [(8760 * \eta * 10^{-4}) / [r * (1+r)^k / \{(1+r)^k - 1\} + a]] \quad (10)$$

ただし

k : 耐用(償却)年数 r : 金利 {0~1 (/年)} a : 修繕・保守比率{0~1 (/年)}

P : システム出力(kW) η : システム利用率{0~1 (/年)}

この式に従って、住宅用太陽光発電システムの発電コストの習熟特性、及び2000年度の発電コストの耐用年数依存性及び金利依存性を求めた。この結果を図21~図23に示す。図21より現状の累積導入量でのシステムコストから、耐用年数20年、金利5%、保守費率1%を想定した場合の発電コストは75円/kWhであり、前述の経済性の目安となる発電コスト31円/kWhの2倍以上であることが分かる。図22より、発電コストは金利低下に対してほぼ直線的に低下し、0%金利では50円/kWh程度になること、また図23より、発電コストは耐用年数に対して0.3~0.5乗で低下し、耐用年数30年では20年に対して83%に低下することが分かる。しかし、いずれの場合も発電コストは31円/kWhよりかなり高価である。

そこで、発電コストの習熟特性を外挿し、累積設備容量がどの程度になった場合に発電コス

トが 31 円/kWh になるかを検討した。この結果を図 2 4 に示す。この図より、2010 年の政府導入目標である 5000MWe になった時点で太陽光発電の発電コストが 31 円/kWh となり、商用ベースでの市場参入が可能となるためには、耐用年数 20 年では金利 0.8%程度、耐用年数 30 年を想定しても、金利 3.5%程度でなければならないことが分かる。

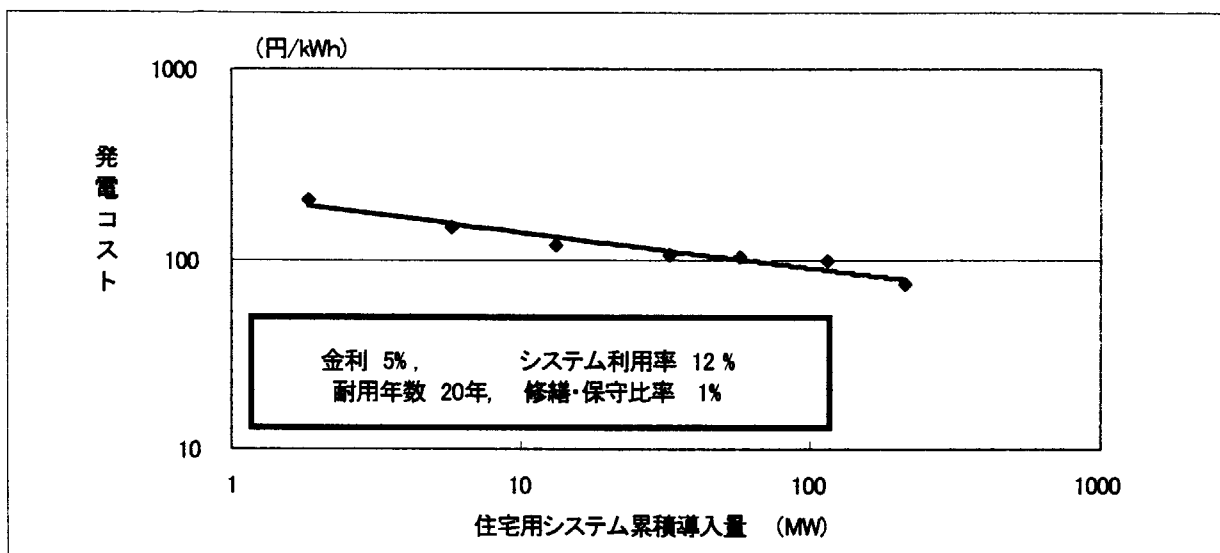


図 2 1 住宅用太陽光発電システム発電コスト(3kW 標準工事のケース) の習熟特性

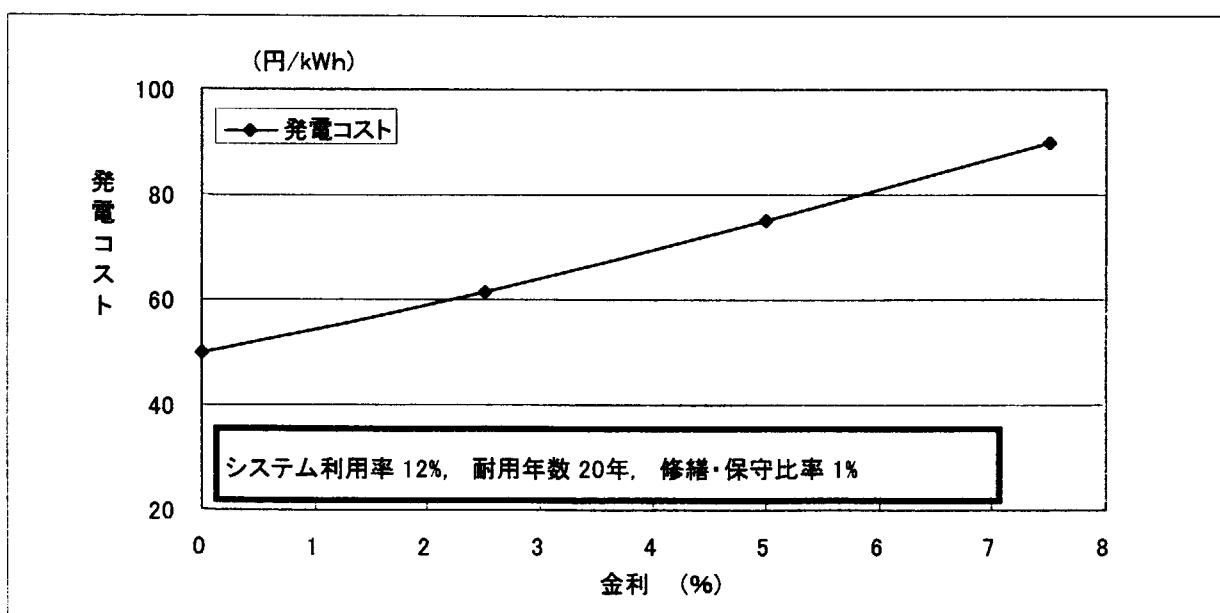


図 2 2 住宅用太陽光発電システム発電コスト(3kW 標準工事のケース) の金利依存性

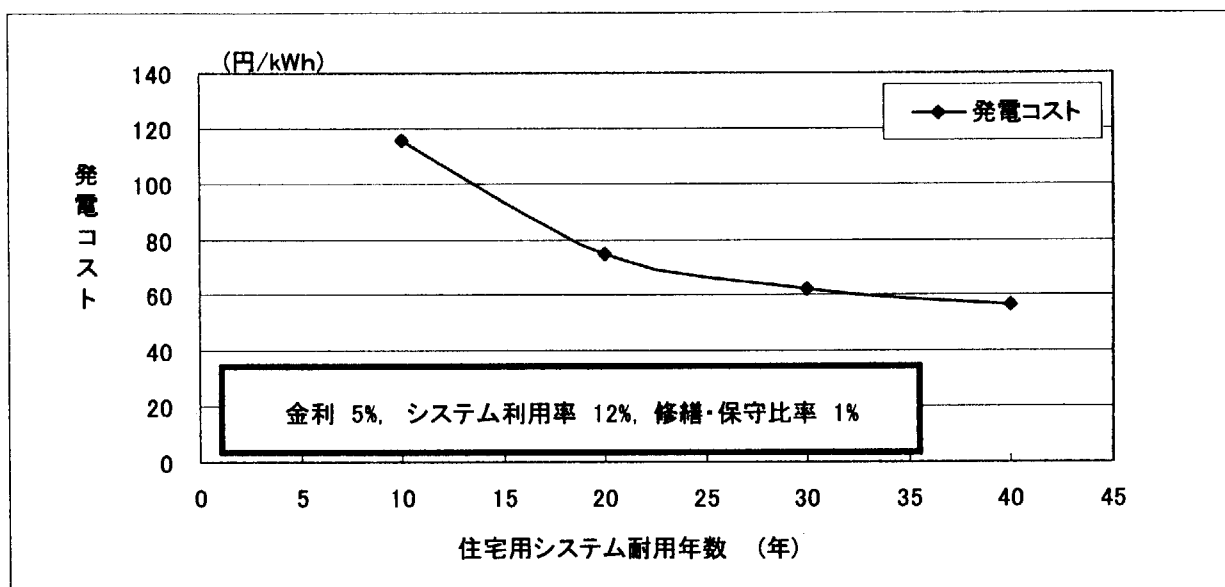


図 2 3 住宅用太陽光発電システム発電コスト(3kW 標準工事のケース) の耐用年数依存性

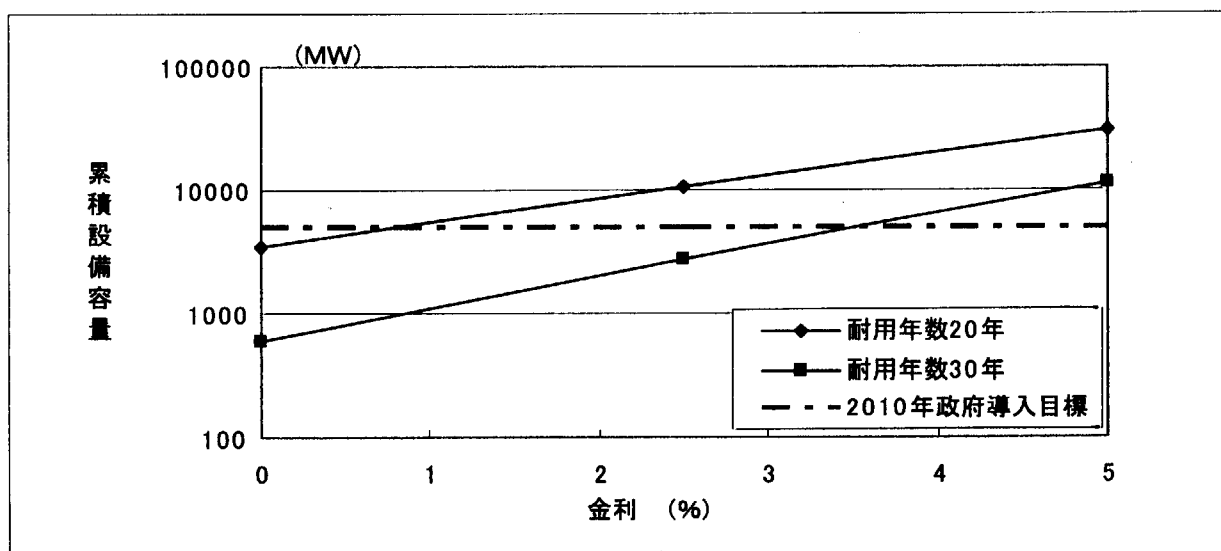


図 2 4 住宅用太陽光発電システム発電コスト(3kW 標準工事のケース) において発電コストが現状価格 (31 円/kwh) になる累積設備容量

5. あとがき

太陽光発電システムの一般的状況を調査した後、同システムの価格の経時変化及び習熟特性について調査し以下のような結果を得た。

- ① 日本の住宅用太陽光発電システムの最近の進歩率（設備規模倍増時の価格低下率）は 0.88 程度である。
- ② これまでの開発導入の中で周辺機器、工事費等の価格が大幅に低下してきており、1999 年時点では太陽電池モジュールが日本の住宅用太陽光発電システム価格の 68%を占めている。したがって、今後のシステム価格低下にはモジュールの価格低下が重要である。
- ③ モジュールを構成する太陽電池本体価格の進歩率は、日本及び米国共に 0.82 であった。この値はいずれも約 20 年間の価格推移の結果であり、生産される電池の種別変化も含んでいる。したがって、太陽電池本体の進歩率 0.82 は長期的な価格低下の予測には有効なデータと考えられる。
- ④ 現状のシステム価格の習熟特性を外挿した場合、2010 年の日本の導入目標である 5000MWe において、太陽光発電システムによる発電コストが市場競争力を持つ 31円/kWh 以下となる条件は、耐用年数 20 年では金利 0.8%以下、耐用年数 30 年でも金利 3.5%以下となることである。

参 考 文 献

- 1) 原子力図書館ホームページ：<http://sta.atm.jst.go.jp/pesco/TAIYO/SUN.HTM>
- 2) 資源エネルギー庁：総合エネルギー調査会総合部会基本政策小委員会資料
- 3) 平成 11 年度 NEDO 報告書：新エネルギー技術開発関係データ集作成調査(太陽光発電)
NEDO-P-9907 P2-3,P101,P1,P102-109,P103,P37,P40,P42,P116P113,
- 4) 浜川圭弘：太陽光発電 最新の技術とシステム、CMC(2000.9)
- 5) APEC ホームページ：http://www.apec-vc.or.jp/apec_j/solar_j/outline/outlne04.htm
- 6) 三菱総合研究所：分散型電源に関するデータベース整備、平成 13 年 1 月 P1
- 7) 平成 10 年度 NEDO 報告書：新エネルギー技術開発関係データ集作成調査(太陽光発電)
NEDO-P-9806 P251
- 8) 東京電力ホームページ：<http://www.tepco.co.jp>
- 9) NEF ホームページ：http://www.nef.or.jp/monitor/m12_shimo_price.htm
- 10) 平成 9 年度太陽光発電技術研究組合(PVTEC)研究成果報告書：太陽光発電産業動向調査、
平成 10 年 3 月 P72,P73,P74
- 11) NEF ホームページ：<http://www.pvtec.or.jp/data.html.htm>
- 12) 土谷：photovoltaics cost analysis based on the learning curve' Clean and Safe Energy
Forever , vol. 1,p 402-406 , 1990
- 13) 総合エネルギー調査会新エネルギー部会(第 9 回)配布資料—資料 4
- 14) 太陽光発電協会ホームページ：<http://www.jpea.gr.jp/3/3-2-3.htm>
- 15) PVTEC ホームページ：<http://www.pvtec.or.jp/data.html.htm>
- 16) DOE ホームページ：http://www.eren.doe.gov/power/pdfs/pv_overview.pdf
'Overview of Photovoltaic Technologies'
- 17) DOE ホームページ：http://www.eren.doe.gov/success_stories/opt_pv_manufacturing/html
'Photovoltaic Manufacturing Improvements
- 18) C.Edwin Witt：'Status and Recent Progress in Photovoltaic Manufacturing in USA'
NREL/CP-520-29462 January 2001

This is a blank page.

国際単位系 (SI) と換算表

表1 SI基本単位および補助単位

量	名称	記号
長さ	メートル	m
質量	キログラム	kg
時間	秒	s
電流	アンペア	A
熱力学温度	ケルビン	K
物質質量	モル	mol
光度	カンデラ	cd
平面角	ラジアン	rad
立体角	ステラジアン	sr

表3 固有の名称をもつSI組立単位

量	名称	記号	他のSI単位による表現
周波数	ヘルツ	Hz	s ⁻¹
力	ニュートン	N	m·kg/s ²
圧力, 応力	パスカル	Pa	N/m ²
エネルギー, 仕事, 熱量	ジュール	J	N·m
工率, 放射束	ワット	W	J/s
電気量, 電荷	クーロン	C	A·s
電位, 電圧, 起電力	ボルト	V	W/A
静電容量	ファラド	F	C/V
電気抵抗	オーム	Ω	V/A
コンダクタンス	ジーメンズ	S	A/V
磁束	ウェーバ	Wb	V·s
磁束密度	テスラ	T	Wb/m ²
インダクタンス	ヘンリー	H	Wb/A
セルシウス温度	セルシウス度	°C	
光量	ルーメン	lm	cd·sr
照射度	ルクス	lx	lm/m ²
放射能	ベクレル	Bq	s ⁻¹
吸収線量	グレイ	Gy	J/kg
線量等量	シーベルト	Sv	J/kg

表2 SIと併用される単位

名称	記号
分, 時, 日	min, h, d
度, 分, 秒	°, ', "
リットル	l, L
トン	t
電子ボルト	eV
原子質量単位	u

1 eV=1.60218×10⁻¹⁹J
1 u=1.66054×10⁻²⁷kg

表4 SIと共に暫定的に維持される単位

名称	記号
オングストローム	Å
バーン	b
バル	bar
ガロン	Gal
キュリー	Ci
レントゲン	R
ラド	rad
レム	rem

1 Å=0.1nm=10⁻¹⁰m
1 b=100fm²=10⁻²⁸m²
1 bar=0.1MPa=10⁵Pa
1 Gal=1cm/s²=10⁻²m/s²
1 Ci=3.7×10¹⁰Bq
1 R=2.58×10⁴C/kg
1 rad=1cGy=10⁻²Gy
1 rem=1cSv=10⁻²Sv

表5 SI接頭語

倍数	接頭語	記号
10 ¹⁸	エクサ	E
10 ¹⁵	ペタ	P
10 ¹²	テラ	T
10 ⁹	ギガ	G
10 ⁶	メガ	M
10 ³	キロ	k
10 ²	ヘクト	h
10 ¹	デカ	da
10 ⁻¹	デシ	d
10 ⁻²	センチ	c
10 ⁻³	ミリ	m
10 ⁻⁶	マイクロ	μ
10 ⁻⁹	ナノ	n
10 ⁻¹²	ピコ	p
10 ⁻¹⁵	フェムト	f
10 ⁻¹⁸	アト	a

(注)

- 表1-5は「国際単位系」第5版, 国際度量衡局1985年刊行による。ただし, 1eVおよび1uの値はCODATAの1986年推奨値によった。
- 表4には海里, ノット, アール, ヘクタールも含まれているが日常の単位なのでここでは省略した。
- barは, JISでは流体の圧力を表わす場合に限り表2のカテゴリーに分類されている。
- EC閣僚理事会指令では bar, barnおよび「血圧の単位」mmHgを表2のカテゴリーに入れている。

換算表

力	N(=10 ⁵ dyn)	kgf	lbf
	1	0.101972	0.224809
	9.80665	1	2.20462
	4.44822	0.453592	1

粘度 1Pa·s(N·s/m²)=10P(ポアズ)(g/(cm·s))

動粘度 1m²/s=10⁴St(ストークス)(cm²/s)

圧	MPa(=10bar)	kgf/cm ²	atm	mmHg(Torr)	lbf/in ² (psi)
	1	10.1972	9.86923	7.50062×10 ³	145.038
力	0.0980665	1	0.967841	735.559	14.2233
	0.101325	1.03323	1	760	14.6959
	1.33322×10 ⁻⁴	1.35951×10 ⁻³	1.31579×10 ⁻³	1	1.93368×10 ⁻²
	6.89476×10 ⁻³	7.03070×10 ⁻²	6.80460×10 ⁻²	51.7149	1

エネルギー・仕事・熱量	J(=10 ⁷ erg)	kgf·m	kW·h	cal(計量法)	Btu	ft·lbf	eV
	1	0.101972	2.77778×10 ⁻⁷	0.238889	9.47813×10 ⁻⁴	0.737562	6.24150×10 ¹⁸
	9.80665	1	2.72407×10 ⁻⁶	2.34270	9.29487×10 ⁻³	7.23301	6.12082×10 ¹⁹
	3.6×10 ⁶	3.67098×10 ⁵	1	8.59999×10 ⁵	3412.13	2.65522×10 ⁶	2.24694×10 ²⁵
	4.18605	0.426858	1.16279×10 ⁻⁶	1	3.96759×10 ⁻³	3.08747	2.61272×10 ¹⁹
	1055.06	107.586	2.93072×10 ⁻⁴	252.042	1	778.172	6.58515×10 ²¹
	1.35582	0.138255	3.76616×10 ⁻⁷	0.323890	1.28506×10 ⁻³	1	8.46233×10 ¹⁸
	1.60218×10 ⁻¹⁹	1.63377×10 ⁻²⁰	4.45050×10 ⁻²⁶	3.82743×10 ⁻²⁰	1.51857×10 ⁻²²	1.18171×10 ⁻¹⁹	1

1 cal= 4.18605J (計量法)
= 4.184J (熱化学)
= 4.1855J (15°C)
= 4.1868J (国際蒸気表)
仕事率 1 PS(仏馬力)
= 75 kgf·m/s
= 735.499W

放射能	Bq	Ci
	1	2.70270×10 ⁻¹¹
	3.7×10 ¹⁰	1

吸収線量	Gy	rad
	1	100
	0.01	1

照射線量	C/kg	R
	1	3876
	2.58×10 ⁻⁴	1

線量当量	Sv	rem
	1	100
	0.01	1

太陽光発電の習熟特性に関する調査