

太陽光発電のライフサイクル分析と大規模輸送システム

電子技術総合研究所

エネルギー部 エネルギー情報技術研究室

加藤和彦

はじめに

地球温暖化対策技術としてその役割が大きく期待されている太陽光発電に関し、最近、化学工学会第一種研究会「CO₂と地球環境問題研究会」でエネルギー収支および経済性の評価が行われている⁽¹⁾⁽²⁾⁽³⁾。さらに、電子技術総合研究所、東京大学および資源環境技術総合研究所の研究グループは、上記研究会の試算をもとに太陽光発電システム（PVシステム）の間接的なCO₂排出量について考察している⁽⁴⁾。これらの一連の研究では、太陽電池セルの年間生産規模の拡大とそれに応じたセル効率および生産技術の向上などを前提条件としたライフサイクル分析により、PVシステムが日本に設置される場合のエネルギー・ペイバック・タイム（Energy Payback Time : EPT）、発電コストおよびCO₂排出原単位が試算されており、国内におけるPVシステム、特に住宅用屋根設置型システムがエネルギー収支やCO₂排出量の点で優れていることが示された。

しかし、将来的に太陽光発電が地球環境問題対策としてより大きな効果を発揮するためには、やはり、日照条件に恵まれた低緯度地域での大規模導入が必要となるであろう。

そこで、本稿ではわが国における住宅用屋根設置型PVシステムのEPTおよびCO₂排出原単位について紹介するとともに、日本国内で製造したPVシステムをオーストラリアに輸送、地上設置し、さらにその電力を現地で利用する場合、あるいは液体水素に変換後、日本に輸送して国内で利用する場合のEPTを概算した結果を報告する。

1. 評価指標 — EPTとCO₂排出原単位 —

1.1 エネルギー・ペイバック・タイム

発電技術のEPTとは「発電プラントの建設や運用のために投入されるエネルギー E_{in} を、その発電プラントの年間出力エネルギー E_{out} で回収するのに要する年数」のことであり、一般的には下記の(1)式で定義される。

$$EPT [y] = \frac{E_{in}}{E_{out}} \quad (1)$$

投入エネルギー E_{in} には化石エネルギー $E_{in,f}$ [Mcal]と電力エネルギー $E_{in,e}$ [kWh]とがあるため、通常、(1)式は電力量を熱量に変換する換算係数 f_1 、 f_2 [Mcal/kWh]を用いて次のように表される。

$$EPT [y] = \frac{E_{in}}{E_{out}} = \frac{E_{in,f} + f_1 \times E_{in,e}}{f_2 \times E_p} \quad (2)$$

ここで、 E_p は発電プラントの年間発電電力量[kWh/y]である。発電プラントの製造・建設と発電とが同一地域内で、かつ時間的に大きなずれがなければ、 $f_1=f_2$ と見なすことができるが、そうでない場合にはそれぞれ別個に検討する必要がある。

(2)式の分母は発電プラントから得られた電力によって回避される化石エネルギー量とを表していることになるから、この(2)式にしたがえば、EPTは「投入エネルギーを、回避される化石エネルギー消費量で回収するために要する年数」と考えることもできる。

1.2 CO₂排出原単位

発電プラントのCO₂排出原単位 c [g-C/kWh]は、耐用期間 L [y]中の総発電電力量 E_L [kWh]あたりのCO₂排出量を炭素量に着目して定義した指標である。

発電プラントからのCO₂排出量は、エネルギー起源 C_e [g-C]および非エネルギー起源 C_{ne} [g-C]の二つに大別され、前者はEPTを求める際に用いる燃料種別投入エネルギー量にTable1⁽⁵⁾に示したそれぞれのCO₂排出原単位を乗じることによって得られる。 c は以下の(3)式で求められる。

$$c = \frac{C_e + C_{ne}}{E_L} = \frac{C_e + C_{ne}}{E_P \cdot L} \quad (3)$$

2. 太陽電池モジュールの投入エネルギーおよびCO₂排出量

2.1 前提条件

分析の対象とした太陽電池モジュールは、多結晶シリコン (polycrystalline silicon、以下"poly-Si"と略記) モジュールおよびアモルファスシリコン (amorphous silicon、以下"a-Si"と略記) モジュールの二種類である。モジュールを構成するセルの年産規模については、いずれも10MW/y、1GW/y、および100GW/yの三通りを想定した。年産規模10MW/yの製造技術は、現在開発段階にあるがすぐに実用化可能な技術レベルを想定し、

その他のケースでは、将来の大量導入時代を想定して可能な限り現在研究中の製造技術の実用化を想定している。想定したpoly-Siセルおよびa-Siセルの製造工程については文献⁽¹⁾を参照されたい。

Table2 モジュール1kWあたりの投入エネルギーとCO₂排出量

年産規模	10MW/y		1GW/y		100GW/y	
f_j [Mcal/kWh]	2.457		2.324		2.205	
	E_m [Mcal]	CO ₂ [kg-C]	E_m [Mcal]	CO ₂ [g-C]	E_m [Mcal]	CO ₂ [g-C]
poly-Si						
セル効率	0.15		0.17		0.2	
セル化	4,652	283	2,210	150	1,295	90
モジュール化	1,386	90	808	56	661	47
合計	6,037	373	3,018	206	1,955	137
a-Si						
セル効率	0.08		0.13		0.16	
セル化	1,150	69	281	16	104	5
モジュール化	2,252	147	1,114	72	877	58
合計	3,402	216	1,395	88	981	64

太陽電池モジュールの製造過程からの投入エネルギーとして評価した項目は、①直接素材製造エネルギー、②直接投入エネルギー、③製造装置製

造エネルギー、④間接素材製造エネルギー、⑤建屋建設エネルギー、および⑥照明・空調用エネルギーである。また、そのほかにCO₂排出として、⑦製造工程からの直接排出、および⑧建屋建設用セメント製造時のCO₂排出を求めた。poly-Siおよびa-Si太陽電池モジュール製造時の投入エネルギー量とCO₂排出量をTable2に示す。

3.住宅用屋根設置型システムのEPTおよびCO₂排出原単位

3.1 周辺装置 (Balance of System : BOS) の投入エネルギーおよびCO₂排出量

アレイ容量 P_A は3kWとした。日本国内では系統連系による逆潮流が可能であることから、特に電力貯蔵装置は考慮せず、屋根上に固定するため架台とインバータについて検討した。これらのBOSを構成する素材(鉄鋼、銅、絶縁材料)の製造エネルギーとBOSを製造するためのエネルギーを投入エネルギーとして求め、さらにCO₂排出量を求めた。

3.2 年間発電量

太陽光発電システムの年間発電量は次式で求められる。

$$E_P = \frac{H_A}{G_s} \cdot K \cdot P_A \quad (4)$$

ただし、

H_A : 年間に得られるアレイ面日射量[kWh/y/m²],

G_s : 標準状態(日射強度1kW/m²、セル温度25°C、AM1.5)における日射強度[=1kW/m²],

K : アレイ面日射量基準のシステム出力係数(気象観測データから得られる日射量をさらに低下させる要因や、標準状態で測定された太陽電池の変換効率を現場の条件にしたがって補正する要因、蓄電池や充放電制御回路などの周辺回路の効率を考慮する要因、およびパワーコンディショナやその周辺の電気回路の効率を考慮する要因などからなる。)、

P_A : 標準状態におけるアレイ容量[kW]。

本稿の試算では、日本の年平均斜面全天日射量日積算値3.91[kWh/day/m²]をもとに、 $H_A = 3.91 \times 365 = 1,427$ [kWh/y/m²]とし、また、国内における個人住宅用システム(連系/逆潮流あり)の設計例から $K=0.81$ とした⁽⁶⁾。したがって、(4)式より年間発電量 E_p は 3.47×10^3 [kWh/y]となる。

3.3 EPTおよびCO₂排出原単位の試算結果

EPTおよびCO₂排出原単位($L=20$ [y]の場合)の試算結

Table3 住宅用屋根設置型システムのEPTとCO₂排出原単位

年産規模	10MW/y		1GW/y		100GW/y	
f_2 [Mcal/kWh]	2.457		2.324		2.205	
	EPT [y]	c_{pv} [g-CkWh]	EPT [y]	c_{pv} [g-CkWh]	EPT [y]	c_{pv} [g-CkWh]
poly-Si						
セル化	1.6	12.3	0.8	6.5	0.5	3.9
モジュール化	0.5	3.9	0.3	2.4	0.3	2.0
BOS	0.2	1.5	0.1	1.3	0.1	1.2
計	2.3	17.7	1.3	10.3	0.9	7.1
a-Si						
セル化	0.4	3.0	0.1	0.7	0.0	0.2
モジュール化	0.8	6.4	0.4	3.1	0.3	2.5
BOS	0.2	2.3	0.2	1.5	0.1	1.3
計	1.4	11.6	0.7	5.3	0.5	4.1

果はTable3に示す通りである。

4. 太陽光発電システムの海外立地と発電電力の大規模輸送システム

4.1 前提条件と投入エネルギー

立地地点 PVシステムの立地地点として、日本から約7,000km離れたオーストラリアを想定した。オーストラリアの年間日射量は約2,100[kWh/y/m²]であり、日本の平均のおよそ1.5倍である。

太陽光発電システム アレイ容量 P_A は26GWとした。太陽電池モジュールについては、3章の試算のうちの年産規模1GW/yのpoly-Siモジュールを用いることとした。また、BOSについては地上設置のための架台、インバータおよびバッテリーについて検討した。架台は資源調査会の資料⁽⁷⁾にある1,000kWシステムの架台を参考に、発電効率の差異による架台必要面積の減少など考慮して決定した。インバータについては岡島ら⁽⁸⁾を参考に、18,000kVA容量のものを必要台数分考慮した。バッテリーもインバータ同様、岡島ら⁽⁸⁾を参考にしてNaS電池が使われるものとし、貯蔵効率は89%、貯蔵容量は太陽光発電システムの2日分とした。システム出力係数 K については貯蔵による損失を除く部分を0.72として、 $K=0.72 \times 0.89=0.64$ とした。したがって、(4)式より年間発電量 E_p は 35×10^9 [kWh/y]となる。

構成機器の海上輸送 太陽電池モジュールおよびBOSを、日本からオーストラリアまで海上輸送する。輸送エネルギーは、輸送船1隻あたりの年間輸送可能重量を86.9[t/y]、年間重油消費量を 1.92×10^5 [Gcal/y]、日本から輸送するモジュール、架台などの総重量を 1.52×10^7 [t]として求めた。なお、輸送船の製造エネルギーは考えない。

PVシステムの建設エネルギー 現地でのPVシステム建設に必要なエネルギーについては、オーストラリアのデータがなかったため、ここでは仮に日本における地上設置型システム（アレイ容量1MW）を設置する際の建設エネルギーである

Table4 投入エネルギーのまとめ

PVシステム	設備製造	10 ⁶ Gcal	モジュール	76.2	
			架台	101	
			インバータ	1.27	
			バッテリー	54.2	
			セメントなど	5.31	
			計	238	
	輸送	10 ⁶ Gcal		3.36	
	建設	10 ⁶ Gcal		18.2	
計		10 ⁶ Gcal		260	$E_{in,PV}$
LH ₂ 製造・輸送	設備製造	10 ⁶ Gcal		2.17	$E_{in,LH2}$
	輸送	10 ⁶ Gcal/y		1.47	$E_{T,LH2}$
	保守	10 ⁶ Gcal/y		0.04	$E_{M,LH2}$
ガスタービンCC	設備製造	10 ⁶ Gcal		3.47	$E_{in,GT}$
	保守	10 ⁶ Gcal/y		0.02	$E_{M,GT}$

3.16×10^5 [kWh]⁽¹⁾を容量倍して求めた。

海外での発電電力の

日本への輸送

PVシステムの出力を日本に輸送するためには、得られた電力を何らかの輸送可能なエネルギー形態に変換する必要がある。そこで、本稿では液体水素(LH₂)への変換および輸送を想定した。その際に必要な設備としては、水電解プラント、水素液化プラント、現地でのLH₂貯蔵タンク、

Table5 設定した分析ケースとそれぞれのエネルギー供給量⁽¹⁰⁾⁽¹¹⁾

[case 1] PVシステムを設置した地域で、その発電出力を利用するケース

- ・年間発電電力量 $E_p = H_A \times K \times P_A = 2100 \times 0.64 \times (26 \times 10^6) = 3.50 \times 10^{10}$ [kWh/y]
→この年間発電量は、4GW規模の水力発電が定格出力で年間フル稼働した場合の年間発電量にほぼ等しい。
- ・オーストラリアにおける平均発電効率0.346⁽¹⁰⁾より、 $f_2 = 0.86$ [Mcal/kWh]/0.346=2.486 [Mcal/kWh]

[case 2] LH₂を製造、日本に輸送して直接利用するケース

- ・水電解の電力原単位⁽⁹⁾：4kWh/Nm³-H₂、水素液化の電力原単位：1kWh/Nm³-H₂
- ・荷役時のロス⁽⁹⁾：2%
- ・日本国内に供給可能な水素の量 $E_{LH_2} = E_p / (4+1) \times (1-0.02) = 6.86 \times 10^9$ [Nm³-H₂/y] = 1.95 × 10⁷ [Gcal/y]

[case 3] LH₂で発電した電力を利用するケース

- ・水素燃焼タービン複合サイクル発電の発電効率⁽⁹⁾：48%
- ・年間発電電力量 $E_{GT} = E_{LH_2} \times 0.48 / 0.86$ [Mcal/kWh] = 1.09 × 10¹⁰ [kWh/y]
- ・日本の平均発電効率を0.39と仮定。 $f_2 = 0.86$ [Mcal/kWh]/0.39=2.205 [Mcal/kWh]

[case 4] LH₂で発電した電力を電気自動車で利用し、ガソリン車を代替するケース

- ・電気自動車の燃費⁽¹¹⁾：8.5km/kWh (60km/h定地走行時)
- ・ガソリン車の燃費⁽¹¹⁾：15km/l=1.79km/Mcal (60km/h定地走行時)
- ・ガソリン車を電気自動車で代替することにより、回避されるガソリンの年間消費量
 $E_{fuel} = E_{GT} \times 8.5 / 1.79 = 5.19 \times 10^7$ [Gcal/y]

LH₂輸送タンカー、日本でのLH₂貯蔵タンクがある。また、日本に供給されたLH₂から電力を得る場合には、さらに水素燃焼のガスタービン複合サイクル発電プラントも必要となる。これらの設備の製造、保守に要するエネルギー、およびLH₂輸送のための燃料消費量については、文献⁽⁹⁾を参考に求めた。

Table4は上記の前提条件によりそれぞれの設備投入エネルギー、輸送エネルギー、建設エネルギーおよび保守エネルギーを求めたものであるが、これからPVシステムの設備投入エネルギーが非常に大きいことがわかる。

4.2 年間発電量および国内へのエネルギー供給量⁽¹⁰⁾⁽¹¹⁾

海外に設置したPVシステムからの発電電力にはいくつかの利用段階が考えられるが、本稿ではTable5に示す四つのケースについて検討した。

4.3 EPTの試算結果とその考察

4.1節および4.2節にもとづいてEPTを試算した結果はTable6に示す通りである。case1が3年と最も短く、逆にcase2が14.6年と最も長くなった。case1が最も短いのはむしろLH₂の製造などによるエネルギーの損失が少ないことによる。一方、その他のケースでは E_{out} の違いがEPTに影響している。

case2およびcase3はそれぞれ、国内に供給される水素および電力を最終的な用途を特定せずに評価したEPTである。発電による損失がある分だけcase3の方がEPTが長くなりそうなものだが、実際には既存の発電技術に比べ発電効率の高いガスタービン複合サイクル発電で電力を得ているため、発電に用いられる水素エネルギー以上の化石燃料を節約していることが、両者のEPTの差に現れている。ただし、他の発電技術がガスタービン複合サイクル発電と同等の発電効率となれば、両者の差はなくなる。

Table6 各ケースのEPT試算結果

	case1	case2	case3	case4
E_{in} [10 ⁶ Gcal]	$E_{in,PV}=260$	$E_{in,PV}+E_{in,LH2}$ =262	$E_{in,PV}+E_{in,LH2}+E_{in,GT}$ =266	$E_{in,PV}+E_{in,LH2}+E_{in,GT}$ =266
E_{out} [10 ⁶ Gcal/y]	$f_2 \times E_p = 87$	$E_{LH2}-E_{T,LH2}-E_{M,LH2}$ =18.0	$f_2 \times E_{GT}-E_{T,LH2}-E_{M,LH2}-E_{M,GT}$ =24.0	$E_{fuel}-E_{T,LH2}-E_{M,LH2}-E_{M,GT}$ =50.4
$EPT=E_{in}/E_{out}$ [y]	3.00	14.6	11.1	5.28

さらに、case4は国内で利用するケースの中では最もEPTが短い、これは代替するガソリン車と電気自動車の燃費の違いによるものである。つまり、熱量換算の燃費は電気自動車が9.88km/Mcal、ガソリン車が1.79km/Mcalと、電気自動車の方が約5.5倍効率がよい。したがって、電気自動車がガソリン車を代替することにより、より多くのガソリン消費が回避可能となり、これがEPTの短縮に貢献している。

おわりに

従来、EPTあるいはエネルギー収支といった評価は、個々の要素技術に適用されることが多かったように思われる。一方、複数のエネルギー変換過程を含むようなシステム技術の場合は、その過程の中で異なった利用段階が考えられ、各段階でのEPTは評価基準の置き方によって変わってくる。特に本稿での検討したシステムのように、電力だけでなく水素エネルギーとしての直接利用形態も考えられる場合には、どのような利用技術を想定するかでEPTによる評価も異なる。今回は水素エネルギーから得られる電力を電気自動車で利用する場合しか検討できなかったが、水素自動車で利用する場合についても検討する必要がある。むしろ、このような大規模システムの導入はEPTだけでなく経済性の評価も重要であるが、太陽光発電をはじめとした再生可能エネルギーをエネルギー源とする大規模システムの場合は、EPTについての検討が極めて重要である。

参考文献

- 1.CO₂と地球環境問題研究会編：太陽光発電技術の評価Ⅰ，（1993）
- 2.稲葉ら：太陽光発電システムのエネルギー評価，化学工学論文集，Vol.19，No.5，p.809-817，（1993）
- 3.加藤ら：太陽光発電システムの経済性評価，化学工学論文集，Vol.20，No.2，p.261-267，（1994）
- 4.加藤ら：太陽光発電システムのCO₂排出原単位に関する考察，化学工学論文集，Vol.21，No.4，p.753-759，（1995）
- 5.内山ら：発電プラントの温暖化影響分析，（財）電力中央研究所研究報告Y91005，（1992）
- 6.太陽光発電技術研究組合監修：太陽光発電システム設計ガイドブック，オーム社，（1994）
- 7.科学技術庁資源調査会編：自然エネルギーと発電技術，大成出版社，（1983）
- 8.岡島ら：大規模太陽光発電システムの評価，第8回熱工学シンポジウム講演論文集，p.40-41（1995）
- 9.（財）エンジニアリング振興協会：地球環境のクリーンエネルギーネットワーク最適システムに関する調査，平成3年度NEDO委託調査報告書，（1992）
- 10.（社）海外電力調査会：海外電気事業統計（1993年版），（1993）
- 11.環境庁企画調整局地球環境部編：地球温暖化防止対策ハンドブック4—交通編—，第一法規，（1992）