

これからのエネルギー技術

産業技術総合研究所 近藤 道雄

抄録

震災による原発事故によって日本のエネルギー政策が大きく見直されようとしている。原子力発電の比率は大幅に低下し、その結果燃料の輸入による国富の流出が懸念される。その中で再生可能エネルギーに注目が集まっており、特に最近では風力と太陽光発電の導入量が大きく伸びてきている。これからの課題は発電コストのさらなる低減と電力の需要呼応性 (dispatchability) であろう。太陽光発電についてコストはドイツでも20円/kWhを下回っている。日本ではPV2030+という技術ロードマップがあるがその目標を10年以上前倒しする必要があるだろう。

技術的に見ると、結晶シリコンでは薄型化と高効率化が、薄膜系では高効率化が最大の課題であり、コスト低減にも不可欠な開発課題である。超高効率では化合物半導体の集光系が主流であり、40%を超える変換効率が達成されてきている。将来技術としての有機系も最近の進展は目覚ましく、10%を超える効率が報告されている。

最近の国際競争の激化は技術がコモデティ化したことによるところが大きいですが、カギとなる知財をしっかり押さえることと、逆に標準化などによって市場での主導権を握るといった技術開発と並行した市場戦略が必要であろう。

はじめに

2011年3月11日に起こった東日本大震災がもたらした影響は金額では計り知れないほど巨大なものであった。恐らく日本の、そして日本人の運命を180度変えてしまったといえよう。リーマンショックに端を発した世界的な不景気、ヨーロッパ経済危機、アメリカの経済危機、そして今度はそれが中国をはじめとするアジア経済にも影響をもたらしつつある。通貨危機は金への投機や円買いへと波及し、日本企業は世界的不景気と円高による二重苦にあえいでいた。そこに致命的な追い打ちをかけるような震災、サ

プライチェーンの寸断、そして原発事故による電力不足、さらにはタイを襲った洪水と、単なる偶然の一致では片づけられない巨大な危機が日本を襲ってきている。

日本はエネルギーも資源もない国であり、技術と知恵で経済を支えてきた。それが、日本の牙城であったモノづくりの国外流出と空洞化によって崩れ去ろうというとき、我々技術開発に関わる者は何をし、どこを目指していくべきであろうか？

本稿では日本の将来を支える電力エネルギー技術についてあるべき姿を現実論に基づいて述べてみたい。

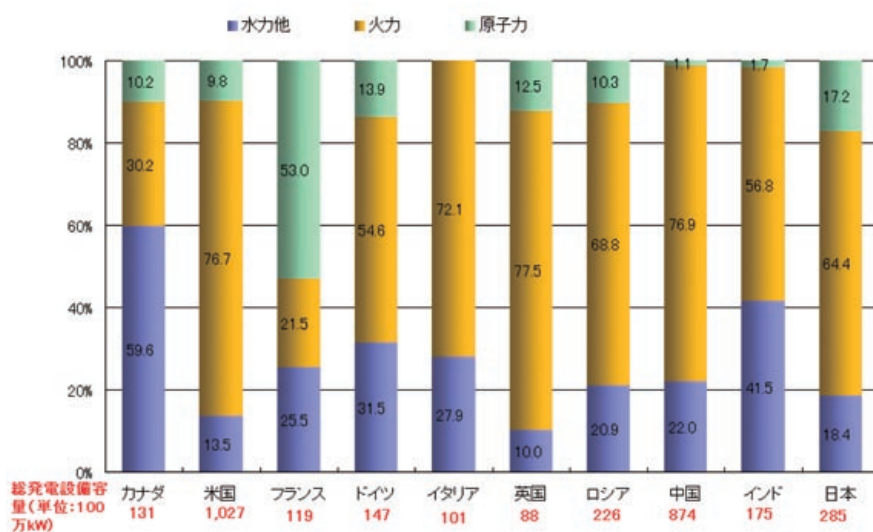


図1 各国の発電設備の電源構成 (出典JEPIC)

○震災後、各原子力発電所が順次定期検査入りしていることにより、国内発電量に占める原子力の比率は12月には約7%にまで低下。他方、火力発電比率は、約86%に上昇。

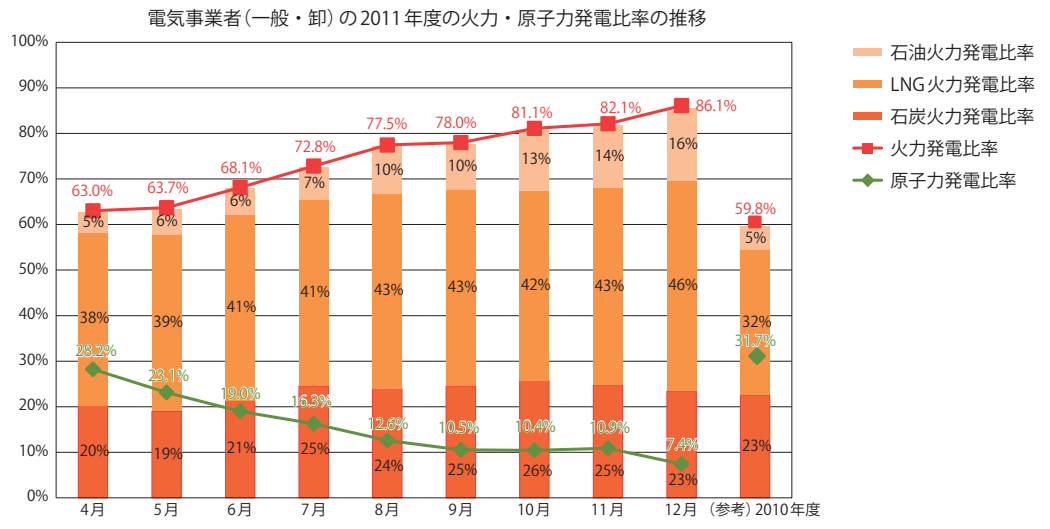
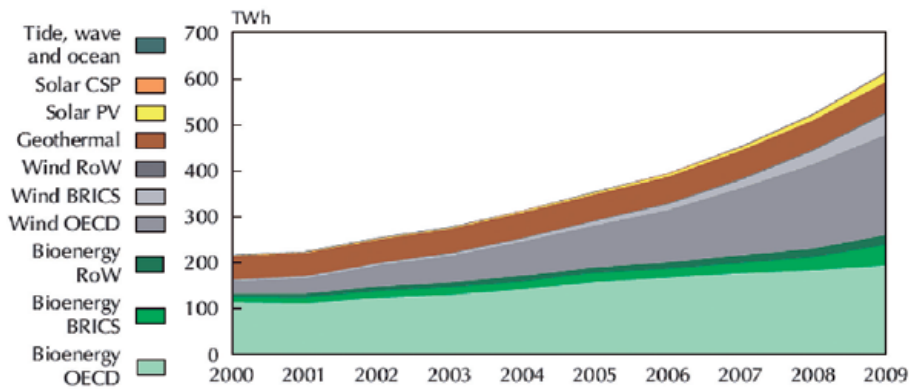


図2 震災以後の電源構成の変化（資源エネルギー庁資料）



電力エネルギーの現状

図1は震災前のOECD各国の電源構成を表したものである。日本は原子力比率が電力量では30%程度であるが、設備容量比率で言うとも17%程度である。これは原子力発電が稼働率が高い、ある意味“優等生”であることを示している。あとで述べるが、逆に昼間のピーク需要に合わせようとすると夜には電気が余ってしまい、深夜電力料金なるものが設定されることになる。言い換えると昼間の需要増に合わせるということができないわけである。この比率はフランスに次いで高いが、原発全廃と言っているドイツと比べると大差なく、原発大国であると錯覚を持つ米国より比率が高い。

震災以後これがどうなったか？ 図2は震災後の日本の電源構成の変化について調査されたものである。その後原子力発電所はさまざまな事情で稼働停止されたところが増えていたので、事情は刻々と変わっているが、ある時点に

おける断面図とご理解いただきたい。これを電力量で見ると震災前は30%近くあった原子力比率が7%にまで低下している。今後、メンテナンスで短期かもしれないが比率がゼロになることもあるだろう。その代わりに増えているのは火力発電であり、燃料の高騰によって各電力会社は軒並み収益で赤字転落となっている。今後燃料費はさらに高騰することが予想されるので電力料金の値上げ、生産拠点の国外流出という悪循環が繰り返される懸念がある。

震災以後期待が高まっているのは再生可能エネルギーであるが、再生可能エネルギーの現状はどうであろうか。

図3には世界の再生可能エネルギーの中で大規模水力を除いたものの年次変化が示されている。これを見るとバイオエネルギーと風力で全体の86%を占めていることが分かる。太陽光発電は2009年によく姿を現してきたところであり、その割合は発電量で3%程度であった。しかし、世界の太陽光発電導入量を見ると2009年と2011年では3倍程度に増加していることから、発電量でも再生可能エネル

表1 主要国の再生可能エネルギー累積導入量(単位GW)

	米国	ドイツ	中国	日本	世界全体
太陽光	4.2	24.7	2.9	4.7	67
風力	40.2	27.2	42.3	1.7	194

ギーの10%程度を占めるようになってきた。伸び率から言うと、2009年の2000年比で風力でも3倍弱なのに対し太陽光では20倍に増加している。その意味で、図3はあと数年すると大きく様変わりしてくると予想される。

また、再生可能エネルギー全体は総発電量が600TWhを超えているが、これはドイツ一国の年間発電量を上回り、日本の年間発電量の70%に相当する量であるから、これはもはや無視できる量とは言えない。

日本について言うと、2011年末現在太陽光発電の導入量は太陽光が4.7GW程度、風力が1.7GW程度である。これを主要国あるいは世界の傾向と比較すると日本は風力が圧倒的に少なく、ドイツが太陽光の割合が高いことが分かるだろう。年間発電量を計算するにはCapacity Factorと呼ばれる割合を8760時間/年に掛ければ大体のkWhベースの発電量が分かる。地域によって異なるが太陽光でおおざっぱに10%、風力では20%と考えればいだろう。このように考えるとドイツでは太陽光と風力を合わせると80TWh程度の年間発電量と推定され、年間発電量の15%程度を太陽光と風力でまかなっていることになる。また太陽光のピーク電力は設備容量の20%程度を占めていることから、天気良ければ昼間の電力需要の20%以上を太陽光が占めていることになるのである。

このピーク電力需要への適合性は太陽光発電の大きなメ

リットであると言える。原発事故直後の真夏の節電の要請を思い出すと、日射が強いときほどピーク需要は高まるのであるから、その時に最も発電電力の多い太陽光発電は都合が良い。原発比率が下がった今、ピーク需要への対応は喫緊の課題であり、ピークカットに寄与しうる太陽光発電のキロワット価値を評価すべきであろうと考える。もちろん、曇りの日は発電量が落ちるが需要は大きく落ちるわけではないという課題はあるが、燃料の焼き減らしには確実に貢献しうるものと考えられる。

このように考えると、再生可能エネルギー先進国と言われているドイツでは再生可能エネルギーによる電力は立派な基幹電力と言えるのである。日本では太陽光と風力合わせても年間発電量の1%程度でしかなく、まだまだ基幹とは言い難いが、ドイツの例を見る限り、再生可能エネルギーを基幹電力にすることはもはや夢物語ではないのである。

次に個別の技術について見てみよう。図4には各種電源のコストが2004、2010、2030年それぞれについて計算されている。ここでの計算はいわゆるLCOE (Levelized Cost Of Electricity) であり、初期投資(資本費)、運転維持費、燃料費、二酸化炭素対策費、などを含めて毎年発生する経費を運転開始時の価値に換算し(割引率)で計算される。図4では割引率は3%と設定されている。割引率が高くなると、後年度負担より初期投資が安い方が有利であるが、燃料費の値上がり率が割引率より高くなると、燃料費の割合が高い電源は不利になる。

図4を見ると、太陽光発電は、現在の発電コストが高いが、唯一2030年に現在よりコストが下がる可能性がある電源で、その時は他の電源と十分競争できるコストになっ

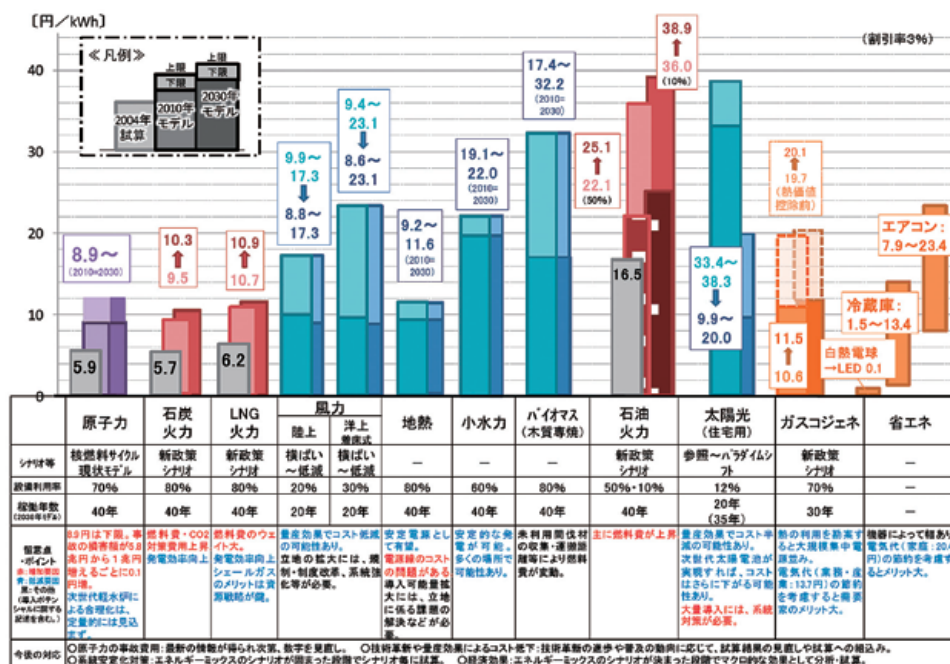


図4 各種電源の発電コスト2004年、2010年、2030年それぞれについてLCOEを計算(コスト等検証委員会資料より)

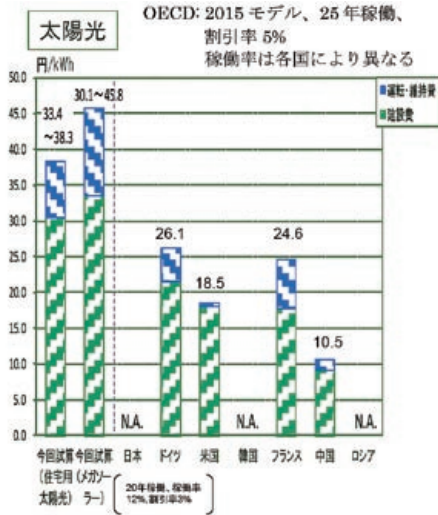


図5 各国における太陽光発電の発電コストの比較 (コスト等検証委員会資料より)

太陽光発電の課題と将来展望

太陽光発電においてはよく発電コストが高いと言われ、家庭電力料金の倍であると言われる。しかしながら、実際にもう少し現実の市場価格を踏まえて計算しなおされると、図5に示されるように日本の住宅用太陽光発電では33円/kWhから38円/kWh程度となっている。一方、非住宅のメガソーラーでは30.1円/kWhから45.8円/kWhまで幅がある。これは設置条件によって多様性があるからである。一方、ドイツやアメリカでは20円/kWh前後である。これは流通経路の違いや設置基準の違いが反映されている。事実、2012年1月時点でのドイツでの太陽光発電電力の買取金額は住宅用小規模で24ユーロセント、地上設置で18ユーロセントであるから、発電コストがそれ以上であることはないと考えられる。つまり、太陽光発電の発電コストが高いというのは過去の話になりつつあり、少なくとも家庭用電力料金並みの発電コストは十分達成可能であるということである。

ていると期待される。また、よく言われる太陽光パネルの寿命についても20年で使えなくなるわけではなく、歴史が浅いために実績がまだ十分でないというだけで、実際に20年以上故障なく運転されている例はいくつも見受けられる。発電事業においてはむしろ水力発電のように30年以上の寿命で発電コストを計算されるべきであろうと考える。逆に化石燃料や原子力を含めて天然資源に依存する電源では発電コストはむしろ上昇傾向にある。2030年まで持続可能な電源は発電コストで10円/kWh以下を実現できるかどうかにかかっているといって良いであろう。

以降ではここ10年の伸び率がもっとも高く、コスト低減の可能性も大きい太陽光発電について注目する。

さらに将来を見てみると、日本では図6に示されるように2030年までのコスト目標として7円/kWhを掲げている。これはパネルの製造コストに換算すると50円/Wであり、現在の半分以下である。しかし、米国ではこのコスト目標を2020年に達成するようなプログラムが発表された。つい最近ドイツでも2016年における買い取り価格が発表され、物議を醸している。2016年には小規模で13ユーロセント、大規模で7ユーロセントと、日本における2030年コスト目標を2016年に達成しなければならない。このような低コスト化の圧力は市場だけでなく政策サイドからも強まってきており、日本のロードマップも前倒し達

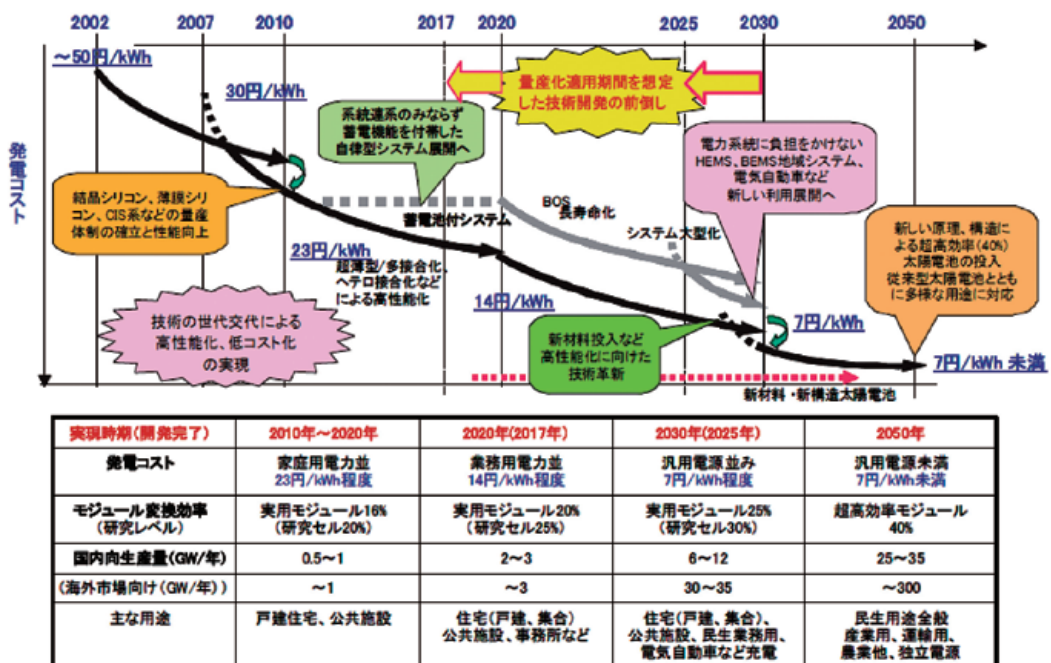


図6 日本における低コスト化シナリオ、PV2030+における、コスト目標と技術目標 (出典NEDO)

成するような加速化が必要と考えられる。

技術開発について

これまで述べてきたようなコスト目標を達成するためにはそれに応じた様々な技術目標が必要である。太陽電池には図7に示されるようにさまざまな材料を用いた太陽電池が開発され、かつ市場投入されてきた。これほど多様性の高い技術というのは珍しいのではないかと思うが、その理由はどれも決定打に欠けるということであろう。

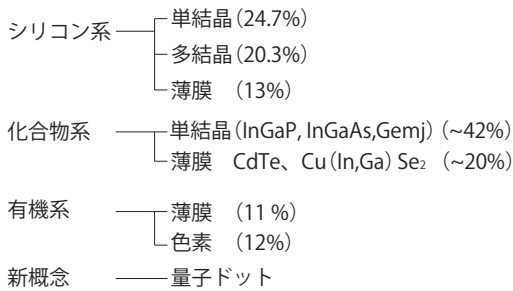


図7 太陽電池の種類と研究レベルでの変換効率の最高値

結晶シリコン太陽電池

まずはじめに、今市場の85%を占めている結晶シリコンについて見ると、シリコンという豊富な元素を用い、効率も集光型を除けば最も高く、実績もあって、値段も安いとなれば良いことづくめのようなのであるが、今後の市場の大きさを考えると、たとえば2011年の生産量は30GW程度であり、これを生産するのに必要なシリコン原料の量は20万トンから30万トン程度である。かつては高純度シリコン原料は半導体が中心で、太陽電池用はおまけのようなものであったが、今や太陽電池用に使われるシリコンが半導体より一桁近く多いという逆転現象が起こっている。これは従来のように余剰の生産能力を使って生産していた時代から、それ専用の製造設備が必要になるということであり、設備の投資コストを考えると、むしろ昔のように安く作れなくなってしまっているというネガティブな側面もある。

また、製造に必要なエネルギーも無視できなくなってくる。よくある太陽電池への批判に、製造エネルギーが膨大で、発電で製造エネルギーを回収できないというものがあったが、これは筆者が各所で講演したり執筆したりしていても未だに無くならない批判である。

これは20年前に、結晶シリコン太陽電池の製造エネルギーが見積もられた時には、製造プロセスにおいては半導体用シリコンのスクラップをもう一度溶かし、インゴットにして製造したために、溶融引き上げの消費エネルギーが

二度手間のために2倍になり、効率も低く、シリコンの厚さも今の2倍以上あったために回収年数が10年という、余り効率のよくない物であったが、その時はまだ日本の住宅の屋根には一軒も太陽電池が載っていなかった時代のことであり、その議論を持ち出すのは時代錯誤も甚だしいと言える。いまや日本の住宅には100万軒に近づくとする軒数の屋根に太陽電池が載っており、製造エネルギーの省エネ化も進展し、エネルギー回収年数は長くて3年、短くて2年程度と見積もられている。あとで述べる薄膜型に至っては1年未満であるし、有機系では0.1年という試算もある。つまりエネルギーの回収という観点からは太陽電池は極めて優秀な発電技術と言える。

しかしながら、毎年30%を超える率で成長を続けると、太陽電池が導入されることによって削減される二酸化炭素量と毎年余分に排出される二酸化炭素量のバランスが崩れ、結果的に年々二酸化炭素排出量が増えることになりかねない。昨今話題の消費電力が多い代表業種である電炉業界(鉄スクラップから電気炉で溶融して鋼材を生産する)と比較しても電気炉で鉄1トン生産するのに排出される二酸化炭素量は0.5トン程度であるのに対し、単結晶シリコン1トン生産するのに排出される二酸化炭素量は90トンと200倍近い排出原単位(すなわち消費電力)となる。したがって、コスト的、エネルギー的に考えて、シリコンを何百万トンも生産するという事は現状ではそう容易ではないということになる。

逆に言うと、これだけエネルギーを使って生産してもわずか2~3年の発電量でエネルギーが回収できるということは太陽の恵みが如何に大きいかを理解されるだろう。すなわち、結晶シリコンの製造効率を高めることは極めて重要な意味を持つのである。また、製造エネルギーを大幅に下げることができればこれはまさに夢のエネルギーと言えるのではないだろうか？

では結晶シリコン太陽電池の今後の技術の方向性はどのようなであろうか？ 結晶シリコン太陽電池の最大の強みは高い効率が製品レベルで達成されていることである。これは今後パネルの製造コストを低減する上で大きな強みである。現状ではシリコンの市場の値段がだいぶ安くなったこともあって、パネルの中でシリコン原料が占める割合は半分以下になっている。残りは部材やプロセスにかかるコストであり、これは効率と比例しているのだから、効率を2割高めればコストは2割下がる。

最近の結晶シリコンの変換効率の例が表2に示されている。古くはオーストラリアのGreen教授が発表した24.7%の変換効率がいまだに最高効率を誇っているが、この太陽電池の構造がある意味、今の高効率太陽電池のお手本となっており、これを如何に低コストで実現するかという技術開発が競われている。この太陽電池の構造が図8に示されている。基本的には4族元素のシリコンに3属元素のボ

ロンなどを1ppm程度に微量添加したp型のウエーハの表面に5族元素であるリンを過剰に添加し、表面をn型化する。これによって、表面は負極となり、裏面は正極として

働くようになり、光によって生成された負の電気である電子は表面側に、その相棒である正の電気を持った正孔は裏面側へと引き寄せられ、光起電力すなわち電圧が発生する。これだけでは単結晶シリコンを用いても10%程度の変換効率しか得られない。これを25%まで高める技術のポイントは表面のダングリグボンド欠陥を不活性化するパッシベーション技術である。結晶シリコンは結晶の質が高いので光で作られた電子や正孔などのキャリアが再結合で消失する確率より、表面の方が欠陥が多いので、表面で消失する確率の方が高い。さらに電気を取り出す金属電極との界面が最も欠陥が多いので、その影響を減らすことが重要である。そのほかにも、光の反射を減らし、結晶内の光の吸収を増長する表面逆ピラミッド構造とか、pn接合の表面側のn層の不純物濃度を減らして短波長側の光の吸収を改善するバイオレットセル構造などの工夫が凝らされている。理論的には28~29%程度が変換効率の上限と見

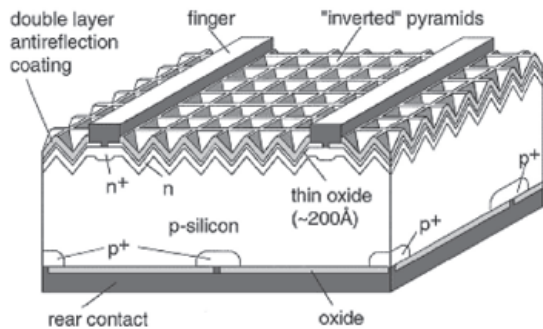


図8 高効率結晶シリコン太陽電池の代表的構造を表す模式図

表2 結晶系シリコン太陽電池の変換効率

	面積 cm ²	パッシベーション	Voc mV	Jsc mA/cm ²	FF %	セル効率 %	報告機関	認証機関	特記事項
単結晶	4		706	42.22	82.8	24.7	UNSW	Sandia	PERL
	155	SiO ₂				24.2	SunPower	NREL	145 μm, BC型
			655	40.8	78.7	21.0	Q-Cells		BC型 (小型)
	22	SiO ₂	702	40.1	80.5	22.7	UNSW	Sandia	Fz, n-Si, PERT
	157		647	38.7	80.1	20.1	SHARP		BC型 130 μm厚
	4		663	38.8	82.5	21.3	FhISE		BC型
	156.25		632	35.53	77.4	17.4	ECN		スクリーンプリント
	3.8		640	37.7	78.3	18.9	Georgia Tech.		スクリーンプリント
		Al ₂ O ₃ /SiN	618	40.73	80.0	20.1	PTC		Al ₂ O ₃
	4		591	33.5	75.9	15.0	ZAE Bayern		90 μm厚, 張り合せ
	78		632	35.6	73.8	16.6	IMEC	Sandia	80 μm, i-PERC
			662	37.2	77.3	19.0	FhISE	NREL	36 μm厚, IP-LFC
		SiN, SiO ₂	666	37.0	82.0	20.1	ANU		SLIVER
	155.72		630	37.3	77.8	18.3	ECN		n型
4	Al ₂ O ₃ /SiN	703	41.5	80.2	23.4	FhISE	FhISE	n型, PERL	
156		640	38.5	78.5	19.4	UNSW	FhISE	LDSE, 200 μm厚	
多結晶 p型	1	SiO ₂ wet	664	37.7	80.9	20.3	FhISE	NREL	99 μm厚
	233		626	37.33	78.5	18.3	京セラ	AIST	WT型
	232.5		613	36.8	76.0	17.13	京セラ	AIST	WT型, 100 μm厚
	92		616	37.5	74.2	17.1	Q-Cells		WT型
	137.7	SiN	636	36.9	77.0	18.1	Konstanz	FhISE	
	150		651	38.76	76.4	19.3	三菱電機	AIST	ハニカム
	243		647	36.8	77.4	18.45	Q-Cells	FhISE	裏面パ
	243		650	36.5	77.2	18.35	Q-Cells	FhISE	裏面パ, UMG
n型	156.25		607	335.2	76.7	16.4	ECN		
HIT型	100.7		745	39.38	80.9	23.7	SANYO	AIST	98 μm厚
			697	40.6	80.8	22.9	カネカ		IBC
						21.8	カネカ		Agフリー, IBC
			639	39.3	78.9	19.8	HMI	FhISE	p型基板

積もられているが、研究レベルでの25%というのは実現可能な値としてはかなり限界に近いものである。製品レベルでは20%程度の変換効率が得られている。さらなる高効率化のためにp型ウエーハをn型に置き換えることで、発電に重要な少数キャリアの寿命が長いという利点を生かそうという試みもなされてきており、22%程度の変換効率が期待されている。

結晶シリコン太陽電池の高効率化の方法にはあと2つの方法が有効であると考えられている。一つは裏面電極型であり、もう一つはヘテロ構造型と呼ばれる構造である。

裏面電極型はスタンフォード大学のSwansonらが最初に開発したもので、図9に示されるように正極と負極が図8のように表裏にあるのではなく、同じ裏面側に配置されている点が特徴である。これにより、表側には電極が一切なくなり、電極の影による光の損失をなくすることができる。電極の面積は実用化レベルでは数%と言われているので、相対的に数%の効率向上が期待できる。また、見た目という点でも表面側に金属電極がないのですっきりとした均一なデザインが可能となる。これは現在米国のサンパワー社とシャープが実用化に成功している。この方法の利点は高効率であるが、欠点は正極と負極をミリオーダーからサブミリオーダーで交互に配置しなくてはならないためにデバイスを作る工程が複雑になるということと、セルと呼ばれる個々の電池をパネルにするときに直列接続が必要になるが、その配線が複雑になるという課題がある。

さらに少し変わった技術としてヘテロ接合について触れる。ヘテロ接合はシリコンという同じ材料でpn接合を作って正極と負極を形成するのではなく、異なる材料で接合を作るものである。この構造は光の入射側にバンドギャップの大きい材料を配すると、光の吸収が抑制されるという効果（つまり電流が増大する）と、接合で生成され

る電圧が増大するという2つの効果がある。さらにシリコンの場合は金属電極と結晶シリコンが直接接触しないようにすることが重要であるので、これらを総合すると図10に示されるような構造になる。この構造はHIT (Heterojunction with Intrinsic Thin layer) 構造と呼ばれており、1990年ごろ、三洋電機（現パナソニック）の田中らが開発したものである。この構造はまず結晶シリコンと金属電極の間に薄いアモルファスシリコン層が挿入されており、アモルファスシリコンもpあるいはn型とアンドープのi型が積層された構造になっているという点である。これはまず金属電極と結晶シリコンが直接接触していないために界面欠陥の形成が抑制され、さらにi型水素化アモルファスシリコンが結晶シリコン表面を被覆することで表面欠陥が極めて少ない界面が実現されることによって高効率化が実現されたものである。最表面のp型およびn型層はそれぞれ正極と負極を形成する役割を果たしている。この構造は結晶シリコンの表面界面欠陥を減らすとともに、アモルファスシリコンのバンドギャップが大きいことによって、電圧の温度低下が少なく、気温が高いところに設置された場合でも効率の低下が通常の結晶シリコン太陽電池の半分程度になるという利点がある。

通常の結晶シリコン太陽電池では1℃温度が上がるごとに0.45%程度ずつ相対的に効率が低下する。たとえば真夏の日中では太陽電池の温度が60度以上に上がることが良くあるが、その時にはいわゆる標準状態（25℃）の時の変換効率と比べると相対値で15%も効率が低下していることになるのに対し、HIT型では8%程度で収まる。これにより、年間の発電量で比較すると日本の気象条件下ではHIT型は10%弱通常型より高いことが屋外試験からも明らかになっている。さらにこのHIT型は構造が表裏で対称に作れるので両面受光構造が作りやすいとか薄型ウエーハへの適合性が高いなどの利点を持っている。最近では98μmの厚さの薄型ウエーハを用いて745mVという高い電圧と23.7%という高い効率を達成している。最近基本特許の期限が切れたこともあり、国内外の企業がこの技術に取り組んでいるが、それはこの方式の優秀さを顕していると考えられる。

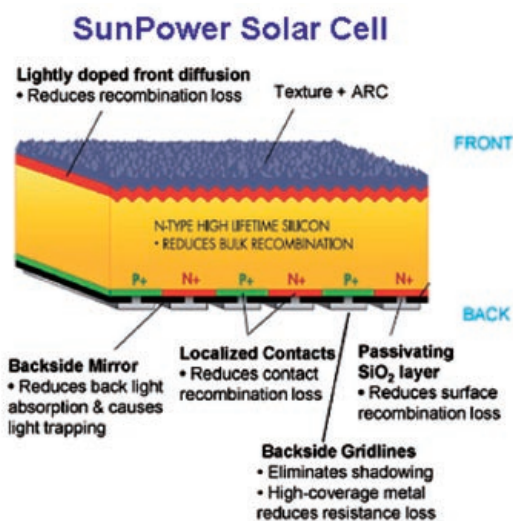


図9 裏面電極型 (BackContact型) 構造の模式図 (SUNPOWER社HPより)

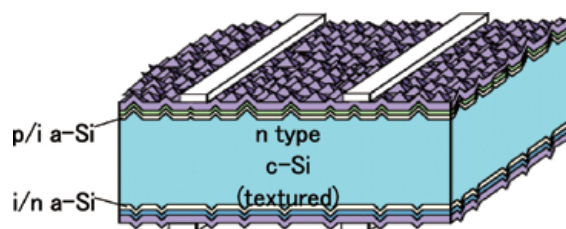


図10 HIT型太陽電池構造を表す模式図

結晶シリコンの今後の方向性はすでに述べたように、高効率化と低コスト化の両立である。また日本の産業としてはコモデティ化した技術への競争力維持という課題もある。その意味では、多結晶汎用品レベルのセル効率16～17%のレンジでは価格競争は厳しいであろう。やはりセルレベルで20%以上の効率を量産で実現すべきであると同時に、シリコンの使用量を減らすことが必要である。少し前までのシリコンの平均使用量はワットあたり10gと見積もられていたが、近年は技術の進展により、5～7g程度と推測される。しかし、たとえばインゴットからの切り代を考慮してシリコンの利用効率を50%とし、100ミクロン厚のウエーハで22%の効率を実現すると、ワットあたりの使用量は2gとなり、従来の1/2から1/3に低減することができるのでコスト的にもエネルギー的にも有利になる。しかしながら、100ミクロン以下のウエーハの扱いはデリケートなので量産時の歩留まりを考えると高度なオートメーション技術やすり合わせ技術が必要である。このあたりは日本の得意とする技術分野でもあるので、技術をブラックボックス化して、差別化を図ることが肝要であろうと考える。知財戦略については後段で触れたい。

薄型化については、まず薄いシリコンのウエーハを製造することを考えなくてはならないが、近年発展してきたダイヤモンドの小さい粒を金属ワイアに電着や接着剤などで固着させてシリコンを切断するというダイヤモンドワイアソーの技術によって、100ミクロン級の厚さのウエーハを切り代（カーフロスという）も100ミクロン程度で切れるようになってきたので、技術的には問題ないと考えるが、問題はそれあとの工程でどれだけウエーハの割れを防ぐことができるかという機械的な部分がコストを大きく左右する。効率については50ミクロン程度の厚さでも20%程度の効率はすでに実証されているのでこれも歩留りとコストの問題で原理的には問題ないと考える。したがって今後の技術のポイントは変換効率を20%からどれだけ高くできるかという点と、ウエーハ割れによる歩留まり低下をどこまで低減できるかという点であろう。

最後に結晶シリコン材料について述べる。上で述べたように、高効率化を目指すには通常多結晶では厳しくなりつつある。そこで最近注目されているのは擬単結晶ともいえるべき、モノライク結晶シリコンである。これは製造方法は多結晶と同様大きなつぼの中に熔融シリコンを流し込み、冷却してたとえば70cm角といった、156ミリのインゴットが16本とれるような大きなブロックを得るが、その時、つぼの最下部に単結晶の種層を置いておき、その上に単結晶を成長させるという方法である。単結晶に対して多結晶の利点は、一度に大きなブロックを作製できる点にあり、これが大きなコストメリットを持つ。単結晶の場合の一つの炉で20cm直径の丸いインゴットを引き上げるので、一つの装置では一本のインゴットしかとることが

できないからである。また、多結晶ではできる結晶のボリュームが大きいので結果的につぼから結晶内部に取り込まれる酸素不純物を通常のCZ単結晶より減らすことができるという優位性もある。したがってこのモノライク結晶シリコンは多結晶の高い生産性、低い酸素濃度と、単結晶の高効率を併せ持つ、理想的な材料であると言える。ただし、実際はモノライクと言ってもインゴットの周辺部は多結晶化しており、完全に均一な単結晶が得られるわけではないので、均一性という点で今後どこまで改善できるか、また最終的に得られる変換効率でどこまで単結晶に迫れるかがモノになるかどうかを左右するであろう。

薄膜太陽電池

薄膜太陽電池には図7に示されるように、シリコンと化合物半導体に分けられる。薄膜太陽電池のメリットは使用する資源量が少ないということであり、必然的に製造時のエネルギー消費も少ないということになる。たとえば同じシリコン系でも、結晶シリコンに対して薄膜シリコンはワットあたりのシリコンの使用量は1/100と少なく、エネルギー回収年数も半分程度と短い。製品レベルの変換効率は10～12%程度であり、多結晶シリコンの汎用品と比べても1～2ポイント低い。その中でもCu-In-Ga-Se系のいわゆるCIGS系太陽電池がやや効率でリードしている。これは研究レベルの最高効率が20%と最も高いということと関連している。次に効率が高いのがCdTe系太陽電池でこれは研究レベルでは17%程度である。もっとも効率で劣るのは薄膜シリコン型であり、初期効率でこそ16.3%を最近達成したが、光劣化という現象があり、劣化後の安定化効率で12～13%にとどまっている。これらの中でCIGS系太陽電池は現状実用化されている範囲内では結晶シリコンとほぼ同じ波長帯に吸収があり、バンドギャップが1eV程度とやや狭い。それに対してCdTeは1.4eV、薄膜シリコンはアモルファスシリコンが1.7～1.8eVと大きいので、高温時の動作においてはCIGS系より有利である。ただしCIGS系太陽電池はGa濃度やSeをSに置きかえることで広範囲にバンドギャップを制御できるので、将来的には太陽電池として最適と考えられる1.4eV程度のバンドギャップの太陽電池も実用化されるかもしれない。

薄膜シリコン太陽電池は効率向上が課題であり、初期に開発されたアモルファスシリコンの単接合型は効率が製品レベルで7%程度、研究レベルでも10%程度と低い。これは光劣化と呼ばれる現象で、初期効率から20%程度の効率が低下する。光劣化の原因については諸説あり、これという決め手となる解釈はまだないが、アモルファスシリコンにはシリコンと10%程度の水素が含まれており、水素がシリコンのダングリングボンド欠陥と結合して欠陥を

終端することで、太陽電池に使える材料が得られるのであるが、その水素が原因で光照射時に終端が外れて欠陥が生成されるといった解釈が一般的である。薄膜シリコン太陽電池では高効率化のために図11に示されるようなアモルファスシリコン(a-Si:H)と微結晶シリコン(μ c-Si:H)を積層し、光の入射側(図では下部のガラス側)にアモルファスシリコンを配して短波長側($\lambda < 800\text{nm}$)程度の光を吸収させ、裏面側に微結晶シリコンを配して長波長側($800 < \lambda < 1100\text{nm}$)を吸収させるといった多接合型が主流になってきている。現在製品レベルで10%程度の変換効率が発表されている。(光劣化後)

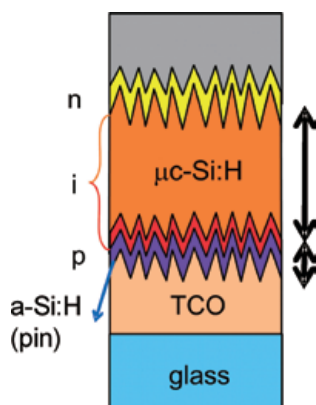


図11 薄膜シリコン多接合太陽電池の構造

ガラス、透明導電膜(TCO)を介してアモルファスシリコンpin太陽電池と微結晶シリコンpin太陽電池が積層されている。裏面側には光を反射する層が置かれている。

現在、研究レベルの変換効率では初期効率で16.3%が最高である。光劣化後の効率は未確認だが、おそらく13%を少し下回るのではないかと考えられている。現在各国で研究レベルでの変換効率で15%、製品レベルでの効率で13%をめざした研究開発が進められている。(いずれも光劣化後)

次にCIGSであるが、太陽電池の基本構造は図12に示されている。薄膜シリコンと違うのは積層順序であり、薄膜シリコンでは入射側のガラスTCOから始まってp,i,n各層を積層していくスーパーストレート型と呼ばれる構造が一般的であるが、CIGSの場合は裏面側にソーダライムガラスがあり、その上にMoを裏面電極としてCIGS層(通常p型である)、pn接合を形成するCdSあるいはZnOなどのn型層があり、表面側の透明電極層ZnOが配されており、このような構造をサブストレート型と呼ぶ。薄膜シリコンでは用途によってサブストレート型もありうるが、CIGSの場合スーパーストレート型は難しい。したがって、CIGS太陽電池の場合は表側と裏側の両面にガラスを使った、サンドイッチ構造を取ることがほとんどである。これは水分の浸入による太陽電池の劣化を防ぐということにも一役買っている。CIGS太陽電池は小面積での変換効率は20%

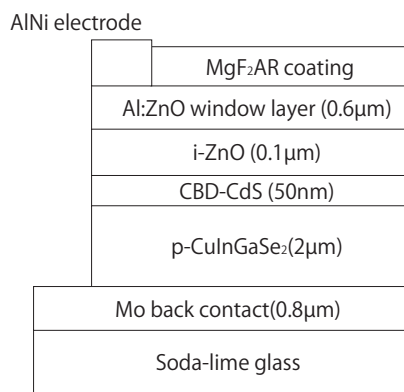


図12 CIGS太陽電池の構造の例
CBDはChemical Bath Depositionの略称

と高いが、これは3段階法と呼ばれる方法で製膜されており、第1段階で(InGa)2Se₃を蒸着し、第2段階でCu-Seを蒸着し、第3段階でGa-Se-Inを再び蒸着するというやり方である。この時それぞれの段階で最適な製膜温度(500度以上が一般的)に設定される。現在量産技術が最も進んでいるのはセレン化法と呼ばれる方法であり、Cu-In-Gaの金属プリカーサを何らかの方法でMo層の上に製膜し、Seの蒸気の中でアニールするとCIGS層が出来上がる。これまでの通説では3段階法は効率は高いが量産には向かず、セレン化法は量産に適するが効率が低いということであったが、最近では3段階法や蒸着法を量産に使う動きがあると同時にセレン化法でも効率向上が見られ、セレン化法でもサブモジュールで17.2%という効率を達成している。表3に各国企業から発表されているCIGSモジュール変換効率の一覧表を示す。

化合物太陽電池には他にCdTe太陽電池があり、むしろ生産量としては世界的にはこちらが主流であるが、日本ではCdに対するアレルギーがあり、日本での普及の可能性は不透明である。しかし、世界的に見ると主として大規模な発電事業で好んで使われている。最大の理由は価格である。製造コストとしてはすでに70セント/Wを下回っているとも言われており、健全な価格とは言い難い昨今の一部の結晶シリコンモジュールの値段を別にすれば、最も低コストで生産できる太陽電池と言える。製品レベルの変換効率は12%程度であり、そこそこの効率で価格が安いということをして売りにしている。現在生産設備容量は2GWと言われており、スケールメリットという点でも十分である。

ただし、CdTeの本当の問題はCdではない。Cdだけをあげつらうのであれば日本には相当量のNiCd充電電池が普及している。NiCd電池は国内で年間5000トン排出されている。CdTe太陽電池のカドミウムの使用量は1キロワットあたり100gにも満たないので1ギガワットでも100トン程度と、充電電池に比べれば無視しうる量である。しかも

表3 各国企業の大面積CIGSモジュールの性能 (2011年12月現在)

接合構造	開口部面積 /基板 (cm ²)	V _{oc} (V)	I _{sc} (A)	V _{oc} /セル (mV)	J _{sc} (mA)	FF	η _{ap} (%)	P _{max} (W)	機関名
ZnO:B/Zn (O,S,OH) /CIGSSe/ Mo/SLG	11310 (90×120)	116.6	2.16	685.9/ 170	32.5	0.709	15.8	178.3	Solar Fronteir
ZnO:B/Zn (O,S,OH) /CIGSSe/ Mo/SLG	808 (30×30)	—	—	698	34.6	0.716	17.2	—	Solar Fronteir
ZnO:Al/In (O,S,OH) /CIGSe/Mo/ LAG	6854 (93×73.7)	—	—	—	—	—	13.5*	92.5	Honda Soltec
ZnO:Al/ZnO/CdS/CIGS/Mo/SLG	6840	—	—	—	—	—	14.7	—	Solibro
ZnO:Al/ZnO/CdS/CIGS/Mo/SLG	6507/79	51	2.32	—	—	0.715	13.0	85	Wuerth Solar
ZnO:Al/ZnO/CdS/CIGS/Mo/SLG	(60×120)	—	—	—	—	—	15.1	—	Manz
ZnO:Al/CdS/CIGSSe/Mo/SLG	5400	—	—	—	—	—	12.8	—	AVANCIS
ZnO:Al/CdS/CIGSSe/Mo/SLG	643	—	—	590	36.5	0.723	15.6	—	AVANCIS
ZnO:Al/CdS/CIGSe/Mo/SLG	—	—	—	582	33.6	0.632	12.4	—	Centrotherm
ZnO:Al/ZnO/CdS/CIGS/Mo/SLG	7500	—	—	592	31.3	0.713	13.1	98.2	Solteature
ZnO:Al/ZnO/CdS/CIGS/Mo/SS	3883	11.86	6.428	—	—	0.671	13.2	51.1	Global Solar
ZnO:Al/ZnO/CdS/CIGS/Mo/SS	3700	—	—	—	—	0.640	12.5	—	SoloPower
ZnO:Al/ZnO/buffer/CIGS/Mo/SS	9703	28.24	7.254	—	—	0.725	15.7	148.5	Miasole
ZnO:Al/ZnO/CdS/CIGS/Mo/SLG	(30×30)	35.85	0.36	—	—	0.640	12.0	—	HelioVolt
ZnO:Al/ZnO/CdS/CIGS/Mo/Al	218.9	0.367	7.84	—	—	0.647	11.3	2.48	Nanosolar
ZnO:Al/ZnO/CdS/CIGS/Mo/PI	6300	47.5	1.8	—	—	—	—	52.6	Ascent Solar
ZnO:Al/ZnO/CdS/CIGS/Mo/SLG	(60×120)	—	—	—	—	—	13.0	—	LG Innotek
ZnO:Al/CdS/CIGSSe/Mo/SLG	(30×30)	—	—	—	—	—	15.5	—	Samsung SDI

η_{ap}: 開口部変換効率、*印: モジュール変換効率、Cu (InGa) Se₂=CIGS、CIGSSe=Cu (InGa) (SSe)₂、
SLG: ソーダライムガラス、LAG: 低アルカリガラス、SS: ステンレス、PI: ポリイミド

FirstSolar社は製品回収とリサイクルを95% (同社発表値)の割合で行っているが、NiCd電池の回収率が50%程度でしかない。むしろ技術的課題はTeという希少元素であり、現行のTeの生産量から考えるとこれ以上の大幅な増産は難しいという見方がある。

レアメタルはいろんなところで問題視されているが、InやTeといった希少金属を減らそうという動きは前からあり、その一例としてCu-Zn-Sn-S系太陽電池を上げる。これはCIGS太陽電池の派生材料ともいえるが、最大の特徴は希少元素を使わないということであり、変換効率も10%程度が得られたことで今後注目される材料である。

次世代太陽電池

結晶シリコンと薄膜太陽電池はすでに実用化され、技術的には発展途上にあるもののある程度の市場を形成してきた。それらに対して、まだ実用化されて間がないもの、今後の成長が期待できるものを次世代太陽電池とここでは位置づけて述べることにする。

まず実用化に最も近いところにあるのは、集光型太陽電池である。集光型太陽電池に用いられる太陽電池の一例は図13に示されるようにGe基板の上にGaInAsとInGaPからなる3種類の太陽電池を積み重ねて作成され、図14に

示されるように500倍程度の倍率のフレネルレンズと呼ばれるプラスチックレンズで集光されて用いられる。電池の素子の大きさは数ミリ角であり、変換効率は集光下で40%程度となる。この太陽電池は直射日光 (直達光 Direct Normal Irradiance) のもとでないと発電せず、太陽の動きに合わせて、正確に向きを変える必要があるので設置される場所の気象条件を選ぶ必要がある。

この集光型太陽電池は今でも効率を着実に向上させており、45%程度の変換効率もそう遠くない将来に実現されそうである。太陽電池の理論限界効率は70%程度と考えられている。これには波長の短い光から長い光までを余さず、エネルギー損失無しに電気エネルギーに変えることが必要である。特に、波長の長い光はエネルギーが小さいのでバンドギャップの小さい材料が必要となるが、あまりに

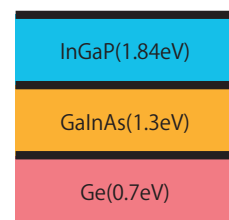


図13 集光型太陽電池の構造

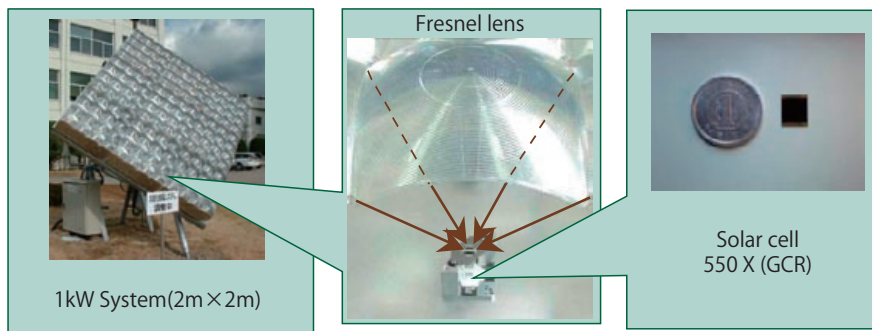


図14 集光型太陽電池システム (大同特殊鋼提供)

もバンドギャップが小さい材料は実際の設置環境の動作温度では発電能力が極端に低下するので現実的でない。また、波長の短い光はバンドギャップの大きい材料で変換する必要があるが、多接合型では各材料の結晶格子の長さの整合が必要という制約があるので材料選択が限られるという問題がある。

そこで図15に示されるような量子ドット型太陽電池が提案された。これは波長の短い光の時はバンドギャップの整数倍(例えば2倍)の時には通常一個の光の粒子に対して一組の電子正孔対が生成されるが、逆オージェ過程によって2組の電子正孔対が生成されるというものである(左図)。波長の長い光に対しては中間バンドと呼ばれる単位を介して二光子で吸収が起これ、発電に寄与させるこ

とができる(右図)。言い換えると多接合化による複雑さを緩和することができるというものである。これらの太陽電池の断面図が図16に示されている。この例では15nm間隔でGaAs層とそこに埋め込まれたInGaAs量子ドットが交互に積層されている。量子ドットは垂直方向にキャリアが流れるために垂直方向に位置がそろっている必要がある。この構造の太陽電池では量子ドットを埋め込まれていないGaAs太陽電池の性能を上回ることが期待されるが、取り出せる電流は向上するものの、電圧の低下を防ぐことが課題となっており、大幅な向上はまだ達成できていないのが現状である。

有機太陽電池

最後に有機太陽電池について簡単に述べる。いわゆる有機太陽電池には二通りあって色素増感型太陽電池と有機薄膜太陽電池に分けることができる。色素増感太陽電池は図17に示されるように透明導電膜(酸化錫が多い)の上にチタニア(TiO₂)のナノメートルサイズの微粒子からなるナノポーラスな電極とその上に吸着された色素を負極とし、ヨウ素を含む電解質液を介して反対側に配された白金や炭素電極からなる正極で構成されている。ナノポーラスなチタニア電極は微粒子を含むペーストをスクリーン印刷で塗布し、焼き固めるだけであり、色素の吸着は色素を含む溶液に浸して一定時間置くだけで、高価な製膜装置が不要であるという特徴があり、低コスト化が期待されている。また、材料的にも色素の構造を変えることで吸収波長帯を調整したり、電圧を向上させたりと開発要素が残されているため、さらなる高効率化も期待できる。色素は図18に示されるように従来Ruを含む錯体が高効率化の代表選手であったがRuを含まない色素も注目されている。色素増感太陽電池では黄金の組み合わせとでもいうべき組み合わせがあり、ナノポーラスチタニア、Ru錯体、ヨウ素電解質の3つである。チタニアが別のたとえばZnO系電極になると最適な色素や電解質の組み合わせが変わってくる。現在までの最高効率は公的機関の測定で11.4%で、

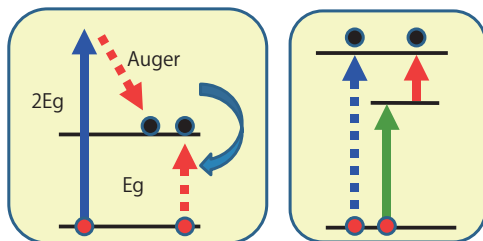


図15 量子ドット太陽電池の動作原理を示す模式図

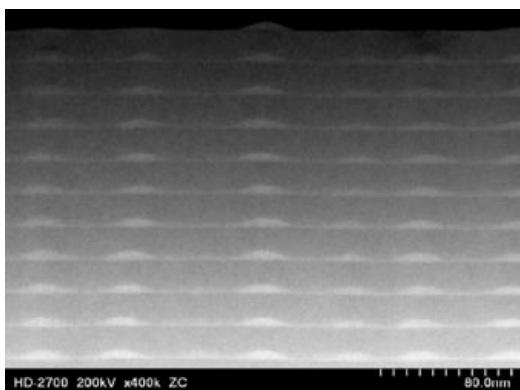


図16 量子ドット太陽電池の断面電子顕微鏡写真 (産業技術総合研究所提供)

これは上で述べた黄金の組み合わせを改良したものであるが、自主測定ではスイスEPFLがZnポルフィリン色素と共増感剤を用いCoベースの電解質で1sunで12.3%を報告している。従来のRuとヨウ素系電解質の組み合わせ以外で高効率が得られている点が注目に値する。

製品に近いところではモジュール化がさまざまに検討されてきたが、現在では9.9%とほぼ10%に近い変換効率が17cm²の大きさのモジュールで得られている。モジュール化の最大の課題は封止である。有機材料は一般に湿気や酸素に敏感であるが、色素増感型ではさらに電解質が漏れ出すという問題がある。そのため厳重な封止が必要で、そこにコストがかかると考えられる。特に太陽電池は必ず外に配線を取りだすところが必要なので、そこがネックになりやすい。

次に有機薄膜であるが、最近11%という変換効率が発表されたように、ここ3~4年で効率が倍近くにうなぎ上りに上昇している。有機=効率が低いという図式はもはや成り立たない。初期効率ではアモルファスシリコンに迫ら

んとしている。物質単体の性能を見ても図19に示されるようにp型n型いずれも1を超えていることから、有機半導体の性能はアモルファスシリコンに匹敵すると言える。アモルファスシリコンの太陽電池の変換効率は初期効率で12%程度であるから、最近有機太陽電池の変換効率が11%に達したことは至極自然なことであるともいえる。問題はその後、15%の壁を越えられるかという点にある。いまのところ、15%の壁を越えている材料は有機無機を問わず、結晶シリコン、CIGS(多結晶)、CdTe(多結晶)、GaAsやInGaP(単結晶)くらいであり、結局どれも結晶材料である。

有機薄膜太陽電池で特徴的なのはバルクヘテロ構造におけるマイクロ相分離である。バルクヘテロ構造とは結晶シリコンのようにp層とn層が層状に接しているのではなく、図20に示されるようにお互いに入り組んだ構造になっていると考えられている。当初はp型とn型材料を共蒸着あるいは混合液を塗布すると性能が上がるのでさまざまなモデルが考えられた。このマイクロ相分離構造では、まず光励起されてきた電子正孔の対(エキシトンと呼ばれ、有機材料の中では容易に分解しない)がp材料とn材料の界面まで到達したときに電子と正孔に分かれる。電子と正孔はそれぞれn型層とp型層をそれぞれ流れて電極に到達する。マイクロ相分離の意義は励起子が界面に到達するとき

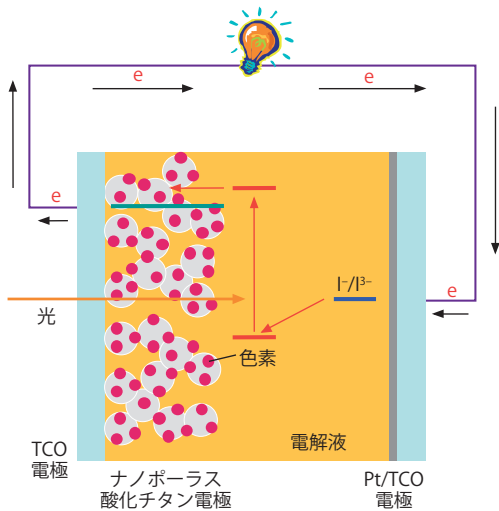


図17 色素増感太陽電池の構造

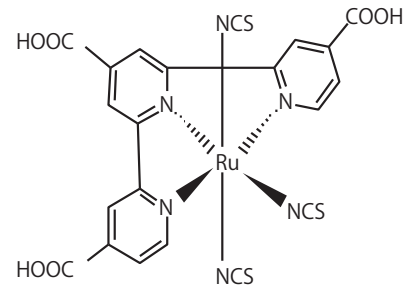


図18 Ruを含む代表的色素 Black Dyeの分子構造

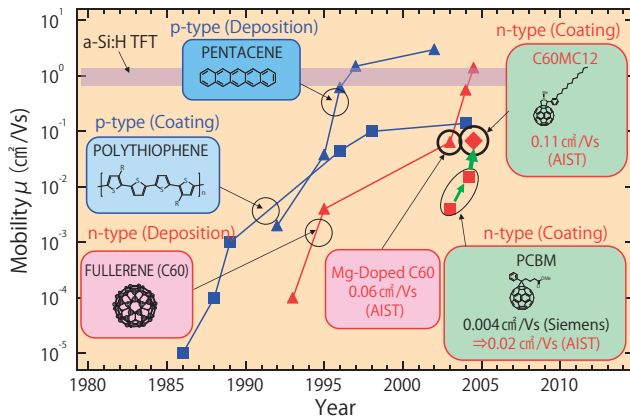


図19 有機半導体の性能を示す易動度(Mobility)の年次推移
1cm²/Vsがアモルファスシリコンの値として知られ、電子デバイスとして使えるかどうかの境目といわれる

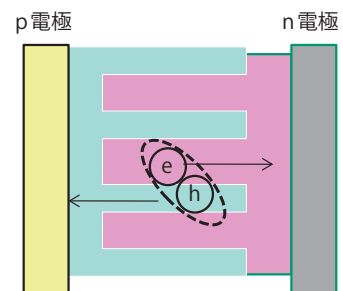


図20 バルクヘテロジャンクション構造におけるマイクロ相分離構造の模式図

に、有機薄膜の厚さよりずっと短い距離で界面に到達できるという点にある。

有機薄膜太陽電池もモジュール化技術が重要である。特に酸素や水分の浸入を阻害する封止技術の開発が必須であろう。

特許

昨今日本企業の国際競争力の低下が指摘されている。これまで日本は太陽電池の技術開発で世界のトップレベルを維持してきた。特に量産化技術を含む実用化という部分ではすべての太陽電池において世界一の技術力を誇示してきた。

しかしながら、技術のコモデティ化、国際競争の激化などにより、技術開発力にも陰りが見え始めている。特許出願数でみても、太陽電池に関する特許は図21に示されるように日米欧中韓へ出願された出願人国籍別の年次推移(出願年)は日本籍が年々下降しており、逆に中国籍が増えてきているように見える。また、特許数とビジネスにおける相関を見ると特許が実用化されるまで3年程度かかっていると考えると、2007年に日本が地域としての太陽電池生産量で世界一の座から転落したこととこの特許数の減少は説明できるかもしれない。言い換えると、特許数の減少は技術のコモデティ化を意味し、事業戦略としては技術開発以外の部分、標準化などをもっと視野に入れるべきだったかもしれない。

標準化と差別化は非常に難しい戦略であるが、技術の初期段階では差別化、成熟期には標準化という使い分けかもしれない。特に太陽電池は安いということが最大の競争力である。差別化してもコストが高いまま下がらないといつかは市場から消えていく運命にある。

終わりに

これからのエネルギー技術の中で太陽光発電を中心に現状と今後の方向を紹介した。いま日本の産業は大きな岐路

に立たされていると言える。産業構造を根本から変えるのか、この構造を守ろうとするのか、そのために何が必要か？この方向性はある程度政策サイドで決められることになるのではないだろうか？

例えばエネルギーコストに優遇策が無いままで高ければ(最近では配給制限まであるが)、エネルギー消費型産業は日本に残らないであろう。結晶シリコン原料を大量に日本で作るということはほとんどコスト競争力がなく不可能である。日本国内に製造業を残すシナリオが現時点では明確でないが、可能性があるのはたとえば限られた高品質なシリコン原料から高性能の太陽電池を有効に原料を使って作り出すことであろう。

一方、エネルギー政策という観点から見ると、安い太陽電池が普及した方が好ましく、それがどこで作られようがあまり関係はない。その方が大量に導入が進み、太陽光発電の発電量も増えるであろう。むしろ課題は、電力供給の変動が増えることであり、その結果、系統安定化に余計なコストがかかるかもしれない。

そういう意味では最も好ましいシナリオというのは、太陽光発電だけでなくさまざまな技術が並行してバランスよく導入が進行して行くことかもしれない。

profile

近藤 道雄 (こんどう みちお)

- 1980年 京都大学理学部卒。
- 1987年 大阪大学基礎工学研究科博士課程修了。工学博士。
- 1987年 東京大学物性研究所助手。
- 1993年 電子技術総合研究所 主任研究官。
- 2004年 産業技術総合研究所 太陽光発電研究センターセンター長。
- 2011年 産業技術総合研究所 太陽光発電工学研究センターセンター長。現在に至る。
- 東工大 総理工 物質科学創造専攻 連携教授併任。

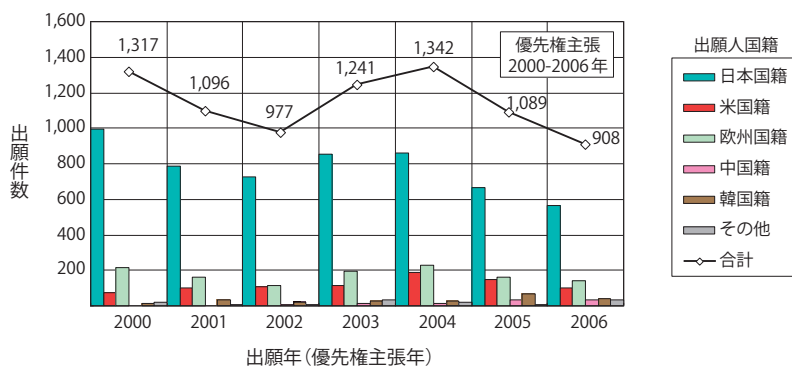


図21 太陽電池関連の特許の日米欧中韓に出願された特許の出願人国籍別年次推移 (出典:特許庁 平成20年度 特許出願技術動向調査報告書「太陽電池」)