

表 3-2 PV2030+ におけるセル・モジュール性能目標

個別技術の開発目標	太陽電池 ¹⁾	現状	2017年		2025年		2050年
		モジュール (%)	セル (%)	モジュール (%)	セル (%)	モジュール (%)	モジュール (%)
結晶シリコン ²⁾		～16	25	20	(30)	25	40%の超高効率太陽電池 (追加開発)
薄膜シリコン		～11	18	14	20	18	
CIS系		～11	25	18	30	25	
化合物系 ³⁾		～25	45	35	50	40	
色素増感		—	15	10	18	15	
有機系 ⁴⁾			12	10	15	15	

- 1) セルは技術の到達水準を示す指標で、研究室での小面積セル。モジュールは実用化技術段階。
- 2) 結晶シリコンは単結晶、多結晶などを区別せず、シリコン基板を用いた太陽電池として設定。
- 3) 集光時の変換効率。
- 4) 新しい太陽電池として有機系太陽電池にも開発目標を設定した。
- 5) モジュール目標を達成するために最低限必要なセルの変換効率。

出典：NEDO PV2030+

(2) 太陽光発電システム共通基盤技術

共通基盤技術についての取組としては、前述のとおり発電性能評価技術や信頼性評価技術の開発が主として挙げられる。

発電性能評価技術開発としては、屋内試験によるモジュール評価技術の高精度化と標準化、また、新型太陽電池モジュールに対応した評価技術開発等を実施してきた。

信頼性評価技術開発としては、屋内及び屋外での太陽電池モジュールの特性データ取得による劣化特性評価技術開発、不具合事例収集や要素技術試験等を通じた不具合発生機構の解明と劣化要因抽出等、太陽電池モジュールの信頼性の事前把握や評価等に資する技術開発を実施してきた。

さらに、これらの技術を太陽光発電システムの発電電力量推定技術へ展開して精度向上を図り、また、これに用いる日射量等の基礎データを整備すること等も実施してきたところである。

(3) 系統連系技術

今後、電力系統において太陽光発電の導入が見込まれるが、その多くがパワーコンディショナにより系統に連系されることから、下記に示すような保護機能や、系統運用へ貢献する機能を有することの必要性がこれまで以上に高まっている。

- ・単独運転防止機能
- ・FRT (Fault Ride Through)
- ・出力 (有効電力) 制御
- ・無効電力制御

等

3. 3 評価と課題

以上のように、各プロジェクトは PV2030+で掲げていた所期の目標を達成しつつある。結晶シリコン等では、所期の目標達成の見通しを得たと言える。

一方で、プロジェクト開始段階で設定された目標は、性能目標について偏っていたことも否定できない。2050年という長期目標を掲げた革新的太陽光発電技術研究開発はもちろんのこと、太陽光発電システム次世代高性能技術の開発もコスト低減を明確に掲げた開発項目は一部に留まっている。

PV2030+で目標に掲げた2020年が目前に迫りつつある現在、発電コスト目標達成を現実のものとするためには、さらなる開発、とくに製造コストも意識した開発をこれまで以上に強化すべきである。

また、革新的太陽光発電技術研究開発や次世代高性能技術の開発で得られた新たな知見については、2030年あるいはそれ以降の社会を支える技術となり得るかどうか、見極めを進める必要がある。

さらに、有機系太陽電池実用化先導技術開発で進める実証事業からは、有機系太陽電池の新たな開発課題も見えてくるはずであり、改めて開発の必要性等を整理する必要がある。

4. 太陽光発電大量導入社会における課題

本章のポイント

- (1) 太陽光発電の導入は加速され、大量導入社会の実現は目前である。一方で、これを確実なものとし、さらに維持するためには、解決しなければならない課題が存在する。
- (2) 従来から進める発電コスト低減はもちろん、立地制約に関する問題等、新たに顕在化しつつある課題もある。
- (3) さらに、産業競争力の観点からも、製造産業に加えてサービス産業まで含めた太陽光発電をめぐる産業基盤の強化が必要。

本章では、太陽光発電の大量導入社会実現に向けて解決すべき主な課題等を整理し、進めるべき技術開発の方向性について述べる。

(1) 政府目標

2014年4月に閣議決定された新たなエネルギー基本計画では、「エネルギー政策の要諦は、安全性(Safety)を前提とした上で、エネルギーの安定供給(Energy Security)を第一とし、最小の経済負担(Economic Efficiency)で実現し、同時に、環境への適合(Environment)を図るため、最大限の取組を行うこと」としている。その上で、再生可能エネルギーを「現時点では、安定供給面、コスト面で様々な課題が存在するが、温室効果ガスを排出せず、国内で生産できることから、エネルギー安全保障にも寄与できる有望かつ多様で、重要な低炭素の国産エネルギー源である。」と位置付け、これまでのエネルギー基本計画で示した水準を更に上回る水準の導入を目指すこととしている。太陽光発電はこれらの観点に非常に適合するものであり、2009年の長期エネルギー需給見通しにおいて、2030年までの太陽光発電を53GW相当まで導入するという目標が設定されている。さらに、東日本大震災後の電力供給不足への懸念などと相まって、特に、導入までの期間が比較的短い太陽光発電システムの導入拡大への期待が高まっている。

2012年からの固定価格買取制度の開始に伴い、太陽光発電の導入が加速しているが、前述の長期導入目標を達成するためには、持続的な導入を実現する必要がある。

(2) 達成に向けた課題

欧州における年間導入量の増減の例から、太陽光発電の導入量が国の支援策に大きく依存していることは既述のとおりである。支援策の縮小、終了によって極端に導入ペースが失速するのは、少なくともまだ事業性が成立しない発電コストレベルにあるためである。

したがって、公的支援なしで導入を進めていくためには、引き続き発電コスト低減に取り組んでいくことが最も重要であり、太陽光発電の大量導入を実現していく上での中核的な課題であると言える。発電コスト低減のためには、導入コスト(システム単価)の低減や、製造コストや施工コス

ト低減にも寄与する太陽電池の高効率化の性能向上等、様々なアプローチの技術開発を検討していく必要がある。

また、これらの初期コスト低減と同時に、太陽光発電システムが期待どおりに機能し、計画した発電量を獲得することも重要である。このことは、固定価格買取制度の開始によって、事業性が追求されるようになった現状においては特に重要であり、計画時の発電量の推定や、実働時の発電機能の発揮状況、および不具合発生時の対応等、その信頼性が強く求められている。

一方、これらの発電コスト低減の方向とは別に、近年の導入加速によって、新たな課題も顕在化してきた。それは、①適地の獲得競争による土地価格の高騰、②系統連系の許容制約による対策費用追加、及び③メンテナンス費用である。①については、固定価格買取制度開始後の瞬間的な需要の高まりに対して発生している事象とも考えられなくはないが、事業性において適した場所から太陽光発電システムが導入されていくと考えれば、徐々に土地の獲得が難しくなり、整備に必要なコストは上昇していくと予想される。②は、既に地域によっては規制等の対策が取られはじめている。③は、住宅屋根設置が主流であった過去には、あまり議論にならなかったが、発電事業を営営するためには重要な要素である。三者ともに今後のコストアップ要因となり得るため、これらの解消または軽減に向けた対応が求められる。

さらに、大量導入を支えるべき太陽光発電産業においては、従来この業界の主役であったセル・モジュールメーカーが市場価格の低下に苦しむ一方で、施工・発電事業等の川下産業が急成長しており、産業の構造が変わりつつある状況といえる。

以降では、これらの課題を次の5つに整理し、解決に向けた取組方針、開発事項等について個々に論じていく。

- 【課題1】 国民負担の増大
- 【課題2】 長期・安定な発電能力維持の必要性
- 【課題3】 立地制約の顕在化
- 【課題4】 廃棄物大量発生への対応
- 【課題5】 グローバル競争の激化

4. 1 【課題 1】国民負担の増大

前章で示したとおり、太陽光発電のシステム単価は着実に低下し、生産量・導入量も拡大している。しかしながら、依然、市場拡大を支えているのは固定価格買取制度であり、欧州の例などによれば、買取価格の低下は導入量の減少を招く可能性がある。

我が国の固定価格買取制度では、買取費用を電気料金と合算して回収する再生可能エネルギー賦課金で賄う仕組みとなっている。2014年度の我が国の標準家庭における賦課金負担は約 0.75 円/kWh とされているが、太陽光発電を始めとする再生可能エネルギーの普及が進めば、今後賦課金が増加し、国民負担の増大が見込まれる。

2000年から固定価格買取制度を開始し、累積導入量が 32.4GW に達しているドイツ（2012年末現在）では、表 4-1 に示すように日本の再生可能エネルギー賦課金に相当するサーチャージ費用が、5.28 ユーロセント/kWh に達している。

電力需要家の負担を抑えつつ、持続的な導入普及を実現するためには、買取価格を引き下げても導入した者が利益を得られるような「発電コスト」を実現することが必要である。

表 4-1 再生可能エネルギー賦課金（日本とドイツの現状）

	日本		ドイツ
	2013 年度	2014 年度	2013 年
賦課金単価（円/kWh）	0.40	0.75	6.494 (5.28 ユーロセント/kWh)
標準家庭の負担水準 (300kWh/月使用)（円/月）	120	225	1,943 (15.8 ユーロ/月)

注) 金額は、全国平均。1 ユーロ 123 円で換算。
資源エネルギー庁：ニュースリリース（平成 25 年 3 月 29 日、平成 26 年 3 月 25 日）
ドイツの値はエネルギー白書 2013

4. 2 【課題 2】長期・安定な発電能力維持の必要性

過去数年間に亘る厳しい価格競争の結果、製造コストを引き下げるために、製品の品質低下を招いているのではないかと指摘がある。太陽光発電は長期間稼働させることを前提に事業性を検討しているため、その信頼性は普及の大きな鍵を握る。

従来、メンテナンスフリーと言われていた太陽光発電であるが、現実的には、維持・運転費用は無視できない。とくに大規模発電システムの場合は事業性に影響するため、正常運転を保持するための対応は必要ではあるものの、それが結果として事業性を圧迫することとなるのは本末転倒である。こうした費用を抑制するため、機器の信頼性向上や維持方法の向上は重要である。

また、太陽電池は、長期的な使用において経年劣化により徐々にその出力を低下させる傾向がある一方、急激に出力低下を招く劣化現象も存在し、その一つとして近年注目されているのが PID 現象（下記参照）である。これに対応した太陽電池モジュールの技術開発なども行われているところではあるが、PID 現象を完全に再現するための試験方法はまだ確立されておらず、開発技術の実効性をどのように検証するかが一つの課題となっている。このように、製品自体の信頼性を向上させると同時に、これを精度よく検証、評価するための手法の検討も並行して行なっていく必要がある。

<参考1> PID (Potential Induced Degradation) 現象

太陽光発電を普及拡大させるには、長期に亘って、導入時に想定した発電量を得ることができる「信頼性」の確保が必要である。しかしながら、近年、大規模太陽光発電設備で PID (Potential Induced Degradation : 電圧誘起出力低下) 現象と呼ばれる急激な出力低下が発生し問題となっている。PID 現象が発生すると収益に大きな影響を及ぼすため、PID 現象の発生を防ぐ技術の開発が求められている。

こうした信頼性に対する関心の高まりを受けて、様々な評価試験が行われている。

図 4-1 は、ドイツのフラウンホーファー研究所が、太陽電池メーカー 13 社の製品を対象に独自の PID 現象再現試験を実施した結果である。13 社のうち 4 社の製品は試験環境下で出力保持することが確認されたが、他の製品は出力低下が見られる結果となった。また、図 4-2 は、一般財団法人電気安全環境研究所研究事業センター、佐賀県工業技術センター及び独立行政法人産業技術総合研究所が行った試験結果である。ここでいうチャンバー法は、高温高湿試験槽で最大許容システム電圧を持続的にかけ続ける試験法、水張り法は、水をモジュール受光面に張り、樹脂フィルムで水の蒸発を押さえた状態で最大許容システム電圧を持続的にかけ続ける試験法を差す。試験の結果、出力低下が生じた太陽電池モジュールがあったが、試験法の違いにより、それぞれ結果も異なっている。

このように、PID 現象を再現するための様々な取り組みがなされているが、自然環境下で長期間使用される太陽電池モジュールの劣化現象には様々なものがあり、それら全てを再現できる適切な試験方法は確立されていない。

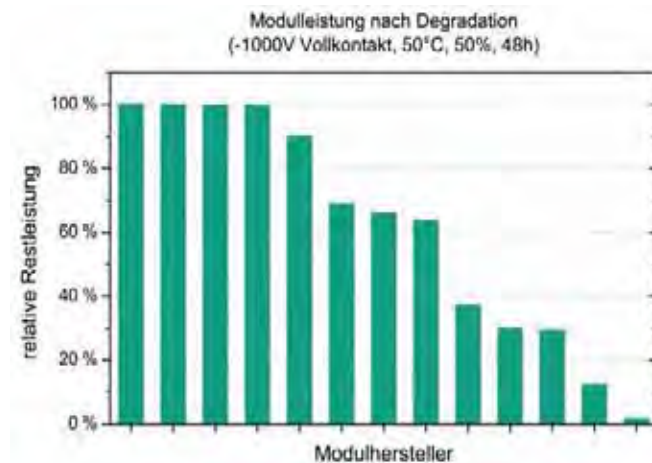
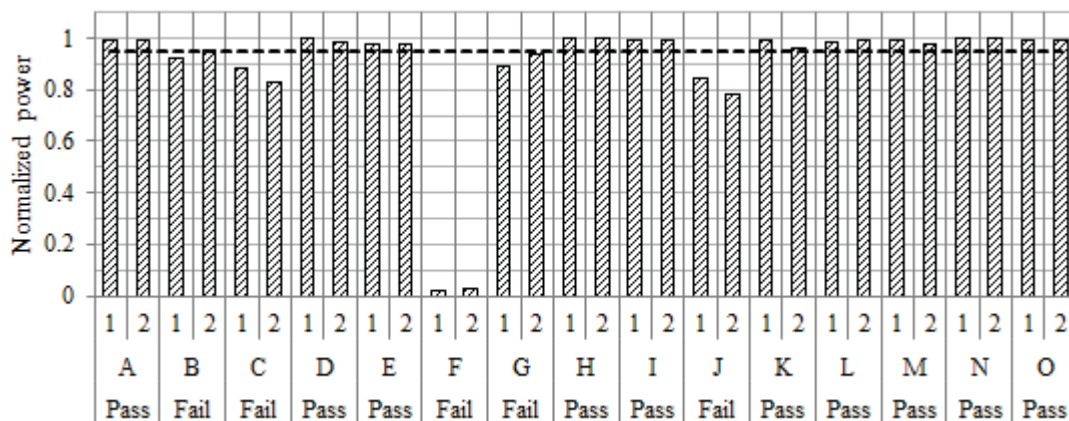
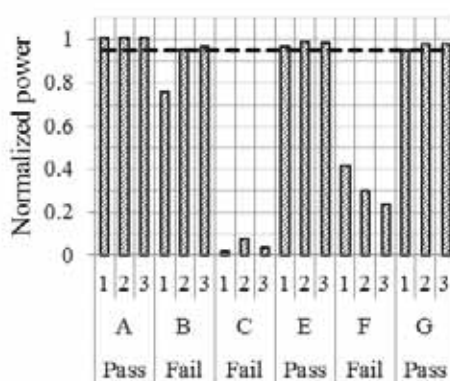


図 4-1 PID 現象再現試験の実施例 (1)

出典： Fraunhofer、2012 年 6 月 11 日プレスリリース



(a) チャンバー法による試験後出力



(b) 水張り法による試験後出力

図 4-2 PID 現象再現試験の実施例 (2)

出典：増田幸治 他，市販太陽電池モジュールによる Potential Induced Degradation 試験の系統比較,太陽エネルギー，Vol.39, No.1 (2013), pp.100-100

<参考 2> 経年劣化による発電コストへの影響

太陽電池モジュールの経年劣化は太陽電池の種類やセル特性、モジュール化技術、さらには使用環境等によっても異なってくるが、仮に 0.5%/年、1%/年、2%/年で出力劣化が進んだ場合の非住宅システムを対象として発電コストの影響を試算し、「2.6 太陽光発電の発電コスト」で示した劣化を考慮しない試算と比較したところ、表 4-2 に示す結果を得た。

大幅な出力劣化が発生し、これが長期にわたって進行すると、その収益性を著しく悪化させるため、そのロスを抑制することで収益性を保持できる範囲での製品の信頼性向上や、運用時の維持対応などが求められる。

表 4-2 劣化率による発電コストへの影響試算

劣化率	発電コスト	リファレンスケースとの差
0%/年（リファレンスケース）	23.1 円/kWh	—
0.5%/年	24.2 円/kWh	4.8%増
1.0%/年	25.4 円/kWh	10.0%増
2.0%/年	27.8 円/kWh	20.3%増

出典： NEDO 作成

4. 3 【課題3】立地制約の顕在化

太陽光発電の導入は加速しているが、導入ポテンシャルは無限ではない。土地コストの上昇も指摘され始めた。さらに、系統接続許容量の限界という根本的な課題も顕在化してきた。

（1）導入ポテンシャル

現状における太陽光発電の主な導入形態は、住宅屋根への設置や、平坦地での地上設置などである。この理由として、前者はサプライチェーンが既に確立されていること、後者は工事費が比較的安いことが挙げられる。特に、固定価格買取制度下で収益性が非常に重視されることから、導入コストの安い場所から導入が進んでおり、既にメガソーラー用地確保の競争が熾烈化していることが報道されているように、現在の概念でのメガソーラー事業における「適地」は不足していくことが予想される。

既存の導入ポテンシャル調査で導入先としての物理的導入先となりうるスペースは大きい事が報告されているが、導入先として積極的に選定されにくい状況にある。

図 4-3 に示すように住宅に関しては、その潜在的な導入ポテンシャルが約 2700 万戸、そのうち太陽光発電の導入可能な 1 戸建は約 1200 万戸であり、導入可能容量の上限は概ね推計が可能である。残りのうち、約 1200 万戸については、住宅の耐震強度の問題から導入可能先とはならず、建て替えられるか、太陽電池モジュールの軽量化や設置技術の改良などが達成されない限り、これらの住宅を導入先とすることによる導入ポテンシャル拡大の余地はない。

また、導入可能な住宅すべてに導入されるわけではないため、今後導入に向けて課題抽出・対策検討を進め導入可能戸数を増加させておくことが、太陽光発電の導入を促進していくうえで必要である。

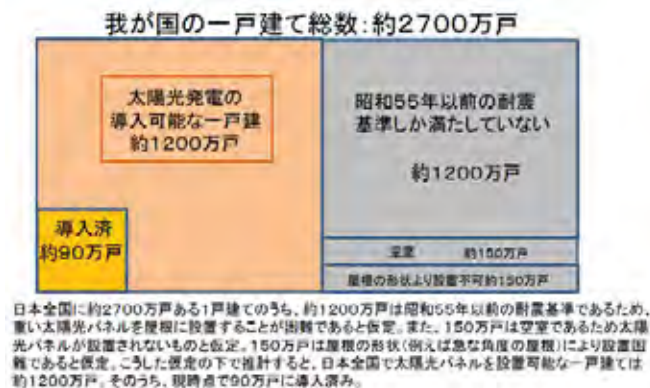


図 4-3 住宅用太陽光発電の導入ポテンシャル

出典：第1回調達価格等算定委員会（2012年3月6日）資料7

(2) 土地コストの上昇

これまで住宅用システムが中心であった我が国においても大規模太陽光発電所の設置が進んでいる。しかし、導入が進むにつれて、賃借料を必要としない所有地への設置から、借地の活用事例が増加していくことから、土地造成費用や系統連系費等の初期コストがあまり掛からない適地の土地賃借料の上昇が指摘されている。また、初期コストがあまり掛からない適地が少なくなれば、土地造成費用や系統連系費等の初期コストが掛かる土地への設置をせざるを得なくなる。土地造成費用や系統連系費等の初期コストの上昇は、今後の導入拡大を減速させる可能性がある。

第13回調達価格等算定委員会（2014年2月17日）「最近の太陽光発電市場の動向及び前回のご指摘事項について」より

土地賃借料について

「土地賃借料を計上している設備に限って平均値を算出すると、年間235円/㎡と平成25年度調達価格の算定の根拠とした値よりも高い水準であったが、遊休工業用地の転用で工業用地単価での算定となり突出して高額となった年間3,270円/㎡の案件などの極端なケースもあり、中央値で見ても年間150円/㎡程度、もっとも頻度の高いデータを見ると、従来の想定と同じ、年間150円/㎡であった。」

土地造成費について

「500kW-1,000kWの区分では全体の4割強、1,000kW以上の区分では全体の6割程度の案件で、土地造成費の計上が確認され、その全体の平均値は、平成24年度・平成25年度調達価格の算定の基礎とした0.15万円/kWよりも高い、0.97万円/kWとなった。ただし、分布図で見ると、極端に土地造成費用が高い案件などが一定程度存在することが全体の平均値を高めていることから、その中央値をみると、0.4万円/kWであった。」

(3) 系統接続の制約の顕在化

太陽光発電のような天候による電圧変動のある電源が大量に接続された場合、安定した電力供給に支障を来す可能性があり、欧州ではそのような例がすでに発生し問題化している。

我が国においても、北海道における大規模太陽光発電の接続については限界に近づきつつあるとされる。図 4-4 に都道府県別の導入予定量（固定価格買取制度、認定設備容量）を示す。特定地域に導入が偏っている様子が分かる。

こうした状況を踏まえ、資源エネルギー庁および北海道電力では、①接続可能量拡大のための特定地域に限った接続条件の改正、②大型蓄電池の変電所への世界初導入による再エネ受け入れ枠の拡大、③電力システム改革に則った広域系統運用の拡大、の対応策をとることとした。（平成 25 年 4 月 17 日資源エネルギー庁ニュースリリース「北海道における大規模太陽光発電の接続についての対応を公表します」）。

同ニュースリリースでは、沖縄について「再生可能エネルギーの接続量に限界が生じやすい」ことが示唆されており、資源エネルギー庁および沖縄電力では、①大型蓄電池の設置による接続可能量の拡大、②接続可能量拡大に向けた送電網実証事業、の対応策をとることとしている（平成 25 年 12 月 3 日資源エネルギー庁ニュースリリース「沖縄本島における太陽光発電の接続についての対応を公表します」）。

また、配電用変電所において、当該変電所から供給している電気の量を、当該変電所に流れてくる電気の量が上回る事態（バンク逆潮流）が発生し得るケースも増えており、これを回避するための対策に要する費用負担が求められる可能性も出てきた（2013 年 5 月 31 日経済産業省「電気設備の技術基準の解釈の一部改正（バンク逆潮流制限に係わる規定）について」）。

電力会社毎のバンク逆潮流制限への対策に伴う事業者費用負担の額を表 4-3 に示す。

このように、現在主流の太陽光発電の形態では、どこでも設置、系統接続できるわけではなく、比較的安価に系統接続できるような適地は徐々に減少していくものと想定される。

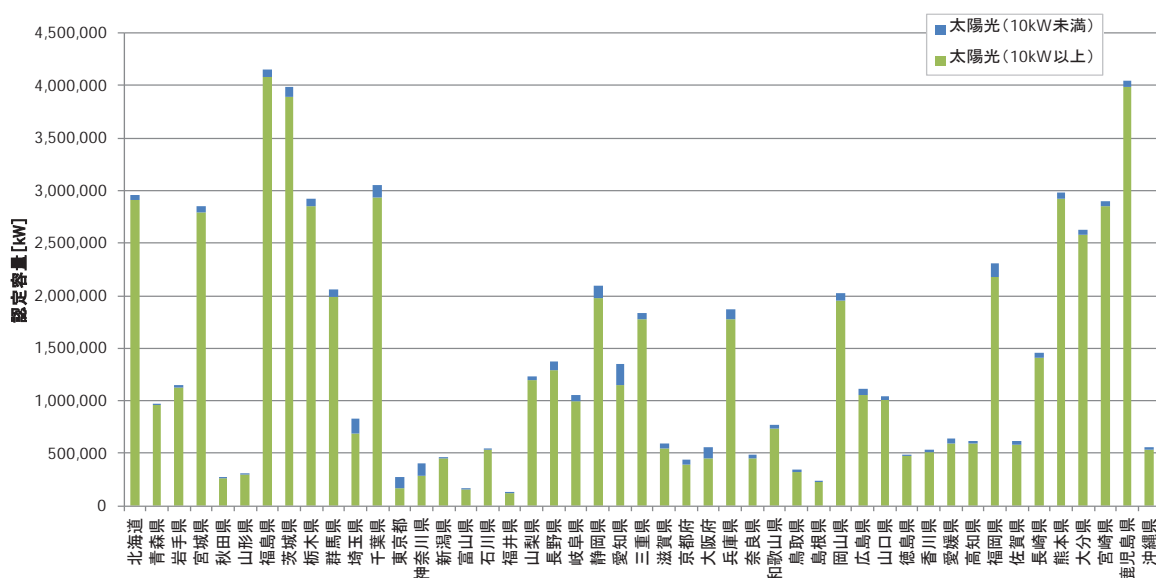


図 4-4 2014 年 3 月末時点での都道府県別設備認定容量

出典：資源エネルギー庁 HP(http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/dl/setsubi/20)

表 4-3 バンクの逆潮流制限への対策に伴う事業者費用負担（工事費負担金単価）

電力会社	工事費負担金単価（円/kW）
北海道電力(株)	3,255
東北電力(株)	3,675
東京電力(株)	1,995
中部電力(株)	3,675
北陸電力(株)	2,730
関西電力(株)	2,835
中国電力(株)	3,675
四国電力(株)	3,465（消費税等相当額を含む）
九州電力(株)	1,260（消費税等相当額を含む）
沖縄電力(株)	3,465

出典：各電力会社 HP をもとに NEDO 作成

4. 4 【課題 4】 廃棄物大量発生への対応

太陽光発電は、平成 16 年には国内累積導入量 1 GW を達成、平成 24 年には住宅用太陽光発電システムの国内導入件数が 100 万件を突破、平成 24 年 7 月の再生可能エネルギーの固定価格買取制度開始によって、導入はさらに加速し、今後もさらに大幅な普及拡大が見込まれる。一方で、大量導入が実現すると、使用済みの太陽光発電システムが大量発生することが予想される。使用済み設備の量については様々な試算が行われているが、例えば、非住宅分野の発電設備が固定価格買取制度の買取期間終了時に一斉に廃棄されるとすれば、平成 25 年度に運転開始した非住宅分野の 5.7GW の設備は、20 年後に使用済み設備として廃棄されることになる。（実際には、20 年以上使用されると考えられる。）

以上のことから、太陽光発電の健全な普及拡大のためには、使用済みのシステムを適正に処分可能な手段や社会システムを確保することが重要であり、政策としても、「電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法」の附帯決議において、「耐用年数経過後において大量の廃棄物の発生を防ぐ観点から、設備のリサイクルシステム構築等、早急に必要な措置を講ずること」が求められている。

これに対し、我が国ではリサイクル処理技術に関する取り組みが一部存在するものの十分ではなく、太陽光発電のさらなる普及を図るためには、リサイクル処理技術の実用化を着実に進めるとともに、撤去・回収・分別等においても低コスト化技術の有効性や実現可能性を検討することが必要である。

4. 5 【課題 5】 グローバル競争の激化

「2.5 太陽光発電における産業構造の変化」でも述べたように、国内における固定価格買取制度開始の影響をはじめとして、太陽光発電市場に新規参入する事業者が増えている。異分野からの参入も多い。

これまで太陽光発電を支えてきた、セル・モジュールメーカーも発電事業への展開を急いでいる。これには、太陽電池モジュールの低価格化の進展が影響している。表 4-4 に太陽光発電分野の市場規模の推移を、図 4-5 に伸び率の推移を示す。加減速はあるものの市場成長を続けていると評価できる

が、生産量・出荷量の伸びに比べ、生産額・出荷額の伸びが小さい。これは、「セル・モジュールを作って売る」市場に依存しているのは、事業の成長にいずれ限界が来ることを示唆しているとも言え、第2章で述べた川下展開を進める企業の動きを裏付けている。

表 4-4 太陽光発電分野の市場規模

	2010年度 実績		2011年度 実績		2012年度 見込		2013年度 予測
	額/量	成長率	額/量	成長率	額/量	成長率	
国内生産額（百万円）※1	914,298	41.1%	964,718	5.5%	1,398,538	45.0%	増加
全出荷額（百万円）※1	1,014,754	39.1%	1,011,048	▲0.4%	1,539,835	52.3%	増加
国内生産量（MW）※2	895	62.0%	1,102	23.1%	2,281	107.1%	
全出荷量（MW）※2	2,539	52.2%	2,686	5.8%	4,371	62.8%	

出典：※1 2012年度 一般財団法人光産業技術振興協会 技術情報レポート

※2 太陽光発電協会統計資料



図 4-5 太陽電池製造業の生産量/額の伸び率

出典：NEDO 作成

5. 太陽光発電の目指すべき姿

本章のポイント

- (1) 発電コストの低減を進めて 2020 年に 14 円/kWh、2030 年に 7 円/kWh を実現し、消費者に選択されるエネルギー源となることで、自立的に普及する再生可能エネルギーとなることを目指す。
- (2) 分散型エネルギーシステムにおける昼間のピーク需要を補う等、エネルギー供給源として重要な役割を果たす。
- (3) 多様な使い方で高付加価値事業を創出。新たな市場を開拓。

我が国のエネルギー安定供給の確保や、環境性への適合の観点から、再生可能エネルギーの導入拡大を進めることは非常に重要である。ところで、地熱を除く再生可能エネルギーは、そのエネルギー源を太陽に依存している。さらに風力や水力、バイオマスなどのエネルギー源は、太陽からのエネルギーを何らかの形で蓄積したものとなっているのに対して、太陽光発電は、太陽から光の形で送られてきたエネルギーを瞬時に電気エネルギーに変化させ利用する点、また一旦機械的エネルギーに変換しないという点で、他の再生可能エネルギーと性格を異にしている。

このような特徴を持つ太陽光発電は、再生可能エネルギーの中でも地域偏在性が少なく、国民誰もが参加できる発電手法であり、先行的に導入が進んでいるエネルギー源であるが、既述のように課題があることも事実である。引き続き太陽光発電システムの導入を適正に実現するには、その特性を十分に理解し、また、その特長を活かした形態を模索していくことで、エネルギー供給量を着実に拡大していく事が求められる。

表 5-1 太陽光発電の特性

利点	課題
<ul style="list-style-type: none"> ●エネルギー源は太陽光のみ。日照があれば、どこでも発電可能 ⇒純国産エネルギー源 (太陽光以外の「光」でも発電可能。) ●発電時に CO₂ を排出しない。騒音もない、静かでクリーンなエネルギー源 (低炭素) ●一般に資源制約がない。 ●規模が発電性能にほぼ影響しない <ul style="list-style-type: none"> ・機器及び設備は、小規模から大規模まで設計可能 (用途に合わせることで、どこでも設置が可能) 	<ul style="list-style-type: none"> ●発電コストが高い。 <ul style="list-style-type: none"> ・発電効率が低い。 (光電変換の効率は 10~20%) ・設備利用率も他の電源に比べて低い。 ・エネルギー需要によっては、設備を設置するために大面積が必要 (発電コストが高い一因) ●時間帯や天気によって出力が変動する。 ●太陽光のエネルギー密度が低い (発電コストが高い一因) ほか、場所によって得られる総エネルギー量に差がある。 ●結晶シリコン系等の主流太陽電池の製造では、特殊環境 (高温環境や真空環境等) と大量のエネルギーが必要。(製造コストが高い要因)

したがって NEDO では、太陽光発電が選択的に導入されるよう経済性や多様性を高め、エネルギー供給量を着実に増加させていくことを目標に技術開発を進めていく。その際に描く「発電コスト」

と「導入形態・用途」は以下の通りである。

○ 発電コスト

現在の「非住宅用システム」は、主として系統への電源供給（売電）を目的として設置されている。太陽光発電が系統に接続される「電源」として定着するためには、従来型電源と比べて遜色無い発電コストを目指すべきである。非住宅用システムの利用方法として電力の自家消費を考えたとき、買電電力料金よりも低い発電コストが実現できれば、導入メリットが生じる。すなわちグリッドパリティの考え方である。2012年の電力料金は、全国平均で15.7円/kWhで東京電力、中部電力、沖縄電力を除けば、14円/kWh台である。そこで、2020年の発電コスト目標を14円/kWhとする。

さらに2030年には、発電事業者にも選択される電源となるべく、従来型火力発電並あるいはそれ以下となる発電コスト7円/kWhを目指すこととする。

これらの値は、第2章で述べた算出方法によるものであり、過去NEDOが掲げていた目標の考え方では、2020年目標、2030年目標、それぞれ7円/kWh台、3円/kWh台に相当する。

○ 太陽光発電の導入形態・用途

太陽光発電の本来の特性を考えれば、発電事業以外の用途も広がる。用途にあった発電能力や要求特性を満たすことができれば、新たな市場の創出も可能である。実際、有機系太陽電池や薄膜太陽電池には、軽量、着色等の意匠の優位性、フレキシブル、低照度でも発電可能等の特性を有するものが開発されつつある。

これらを生かし、利用形態の多様化が進められるべきである。また、新しい低コスト設置技術の開発によって、以下のような様々な発電市場を開拓することが可能となる。また、こうした新しい設置環境での発電が可能になることで、需要に近接した場所での発電機会が増え、系統依存の程度を低減することも期待できる。

- 住 宅：ゼロ・エミッション・ハウス（ZEH）を実現
- 中 規 模：公共・産業設備（屋根置き、地上置き）、ゼロ・エミッション・ビル（ZEB）、（屋根置き、壁面設置、BIPV）、農地や多目的での設置拡大。
- 大 規 模：発電予測等系統サポート技術が整備、発電に貢献。リプレイス需要も。
- そ の 他：水上、傾斜地等、従来は適地ではないとされてきたところ場所。

6. 太陽光発電開発戦略

本章のポイント

- (1) 引き続き発電コスト低減を推進。2020年には非住宅分野で業務用電力価格並となる14円/kWhを実現すべく、結晶シリコン太陽電池のヘテロ接合技術やバックコンタクト技術の向上等の技術開発を加速。さらに、基幹電源並の発電コストとなる7円/kWh（ジェネレーションパリティ）を2030年に達成するため、多接合型高効率太陽電池や新材料を用いた有機／無機ハイブリッド型太陽電池等の開発も進める。住宅分野では、蓄電池やHEMS（Home Energy Management System）等と組み合わせた価格でも導入意欲が湧く発電コストを目指す。
- (2) また、発電システムとしての信頼性を向上するとともに、リサイクルシステムを構築する等の大量導入社会を支える基盤技術の開発を進める。
- (3) さらに、産業の川下展開や利用形態の多様化、高付加価値技術の創出によって市場の拡大、競争力強化を目指す。

本章では、5つの課題それぞれに対し、開発の方向性を提示する。

特に、発電コスト低減目標については、非住宅システム（設備容量10kW以上）と住宅システム（同10kW未満）の「発電コスト低減のシナリオ（ロードマップ）」を示す。

6. 1 発電コスト低減に必要な取り組み

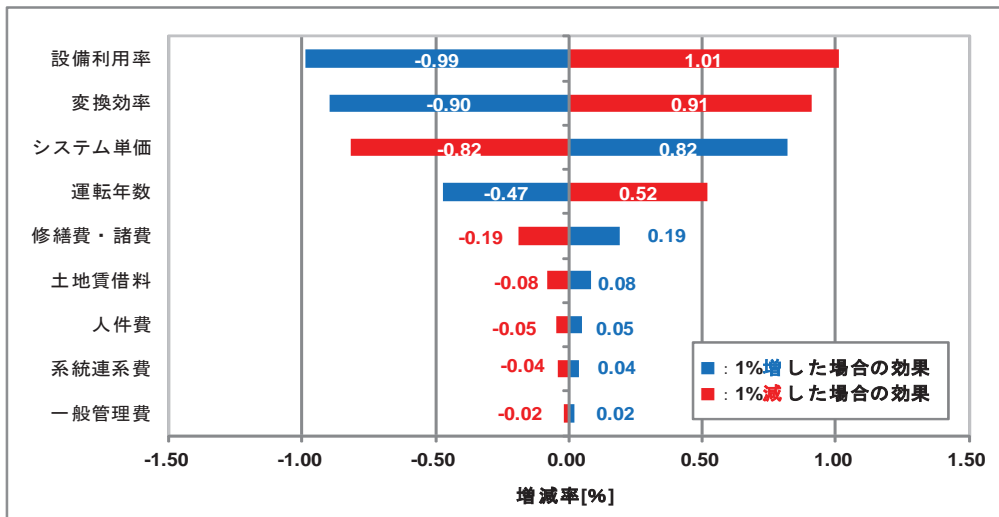
本節では、発電コストの構成要素を分析し、発電コスト低減に有効な要素を見出し、発電コスト低減のシナリオを示す。

(1) 発電コスト低減の方策

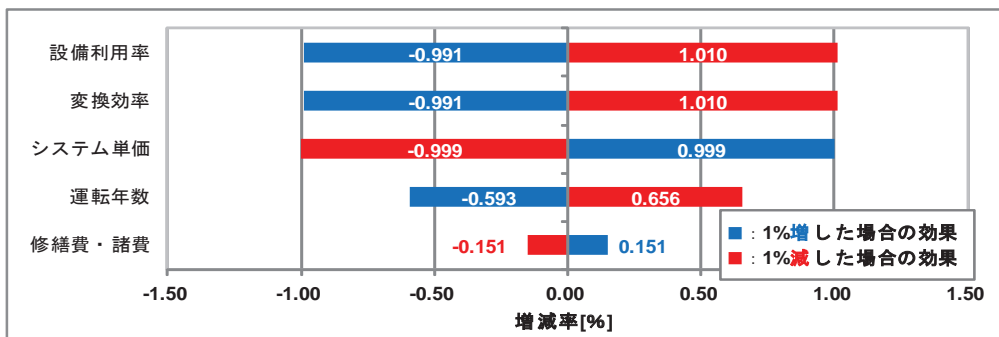
太陽光発電の発電コストの低減に必要な対策を検討するため、2012年度の調達価格等算定委員会で示された試算条件を参考に、入力パラメータ毎の発電コストに対する感度分析を行った。結果を図6-1に示す。

なお、本感度分析では、各項目をそれぞれ±1%した際の発電コストを算出し、ベースの発電コストに対する増減率を算出した。（「年」単位で計算している運転年数は、1年未満の微小変化の考察が困難であるため、±5%（±1年）増減した際の発電コストを算出し、ベースの発電コストとの差を5分の1し、増減率を算出した。）

感度分析の結果からは、「設備利用率の改善」、「変換効率の向上」、「システム単価の削減」、「運転年数の長期化」、「修繕費の削減」の順に太陽光発電の発電コスト低減に有効であることが分かる。なお、コスト構造は年々変化するので、感度分析は、状況変化が生じれば再度分析するべきものである。



(a) 非住宅用システム



(b) 住宅用システム

図 6-1 感度分析の結果

出典：NEDO 作成

以下、感度の高い（発電コスト低減への寄与が大きいと考えられる）パラメータ毎に発電コスト低減の可能性を検討する。

①設備利用率

設備利用率は、設備利用期間中、対象設備が定格出力（※）で運転したと仮定して得られる発電電力量に対する実際の発電電力量の割合であり、対象設備の発電性能を評価する指標の一つである。発電コストを議論するためには、運転年数の期間を通じた設備利用率を議論しなければならない。ここでは、それを明確にするため、「平均設備利用率」と言うこととする。

※ ここで、対象設備を系統接続する一般的な太陽光発電設備とすれば、ここでの定格出力とは、パワーコンディショナの定格出力である。

太陽光発電システムの想定する設備利用期間（運転年数）を 20 年とすれば、その期間の平均設備利用率は以下の式 6-1 で算出される。

$$\text{平均設備利用率}[\%] = \{ \text{総発電電力量}[\text{kWh}] \div (\text{定格出力}[\text{kW}] \times 8760[\text{h/y}] \times 20[\text{y}]) \} \times 100 \quad \dots \text{(式 6-1)}$$

太陽光発電の定格出力は、規定された基準状態（STC：Standard Test Conditions）での測定値をもって決定されるため、たとえば日射条件が基準状態よりも優れた場所にシステムを設置すると出力が増加し、設備利用率が向上する。（海外等、日射条件が異なる場所の発電コストと比較する場合は、この点に留意する必要がある。）また、日射条件のみならず、太陽電池モジュールや周辺機器の高効率化、太陽電池モジュールや周辺機器等もあわせた太陽光発電システム全体の設計最適化、太陽電池モジュールの発電性能劣化率を低減することなどの技術的対策によって、平均設備利用率を向上することも可能である。（例えば、設置するモジュール出力に対して、システム出力を小さくすることで、システムの設備利用率向上を図る例もある。）

さらに、実際の発電事業では、発電設備全体の信頼性を向上させ、発電出力の長期的な低下（劣化）や故障・不具合によるシステム停止時間の短縮（原因の早期発見と復旧）なども平均設備利用率向上の重要な要素となる。また、将来的には蓄電システムとの連携も考慮すべきと考えられる。図 6-2 右表に、設備利用率向上に有効な技術例を示す。

このように、大別すると日射条件等の設置環境と、機器性能やシステム設計等の技術力が発電電力量に影響し、設備利用率の値として表現されるが、図 6-2 に示すように複雑に関係する要素を把握し、日射環境の優れた場所の選定だけではなく、太陽電池をはじめとした個々の技術の向上とシステム全体の最適化を図ることが、発電量の増大（設備利用率の改善）、すなわち発電コスト低減へ寄与することとなる。

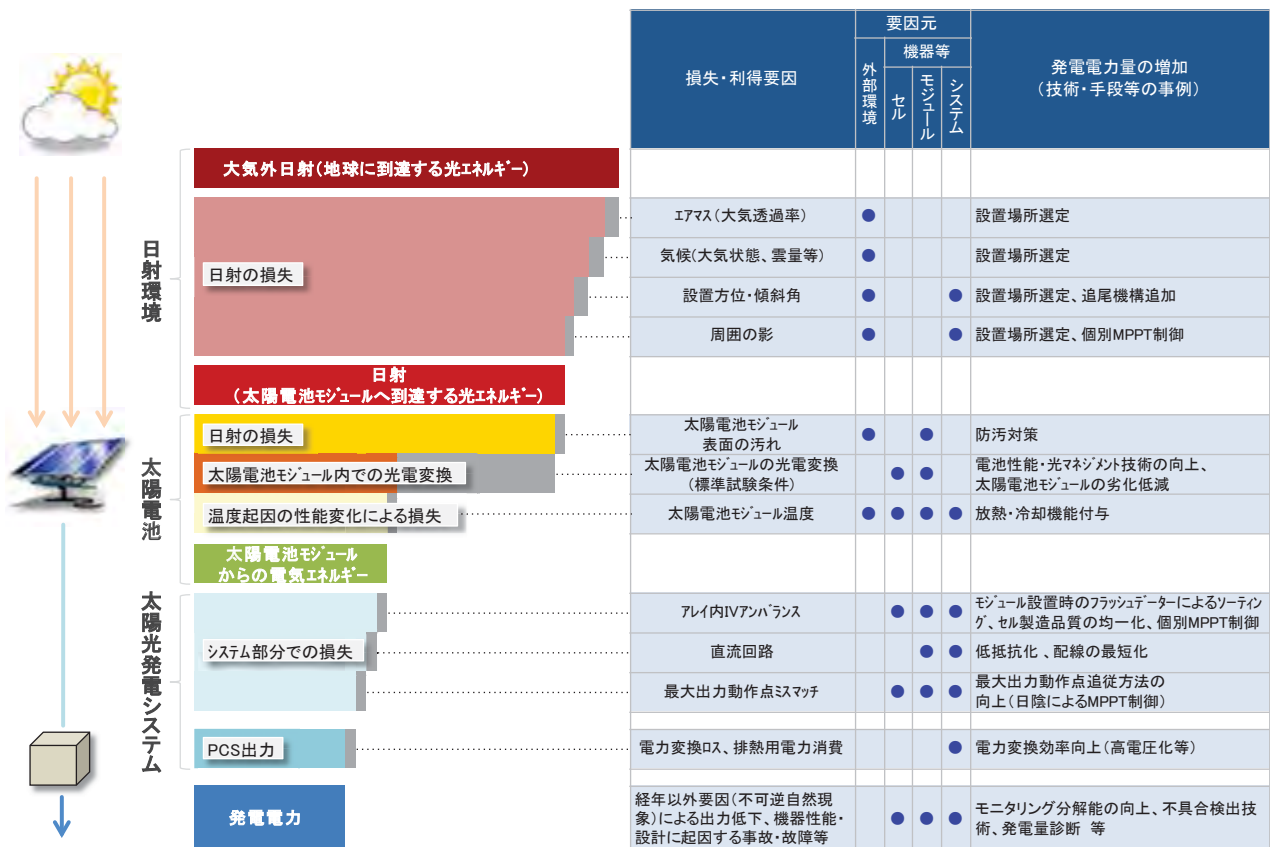


図 6-2 太陽光発電システムにおけるエネルギー損失の構造と発電電力量増大の方策例

出典：NEDO 作成

図 6-2 に示した方策の他にも、下記のような平均設備利用率向上に寄与する技術がある。

- ・ 太陽電池モジュールやパワーコンディショナをはじめとする太陽光発電システム構成機器の性能低下のメカニズム解明とそれに基づく性能低下率の低減技術
- ・ 太陽光発電システムの最適設計に具体的指針を与えるための太陽電池モジュールの発電量定格評価技術、および太陽光発電システムの発電量評価技術
- ・ 太陽電池モジュールの定格出力や発電量定格を定量的かつ高精度に評価するための基礎となる基準太陽電池校正技術の高精度化技術
- ・ 多様な構成機器や設置形態に対応した太陽光発電システムの最適設計技術
- ・ 太陽光発電システムの性能低下や故障を早期に検出する監視技術やその部位を特定するための現地検査技術
- ・ 低日照条件における変換効率向上技術

②変換効率の向上

変換効率向上は、発電コスト低減に大きく寄与する。このため、世界中の企業、研究機関が変換効率向上技術を競っている。

なお、変換効率向上による発電コスト低減は、得られる発電電力が増えるという直接的なもののほか、単位発電量当たりの必要面積の低減によるモジュール・BOS (Balance of System) などの初期費用、土地賃借料などの運転維持費等のコスト削減などにも有効である。一般に変換効率向上に有効とされる技術を表 6-1 に示す。

しかしながら、変換効率の高い太陽光発電セル・モジュールは、一般にその製造コストも高くなることから、システム単価が上昇しがちである。当然のことながら、発電コスト低減のためには、変換効率の向上とシステム単価の低減をバランス良く実現しなければならない。