



Task 1 Strategic PV Analysis and Outreach

SPVPS

TRENDS IN PHOTOVOLTAIIC APPLICATIONS 2025

REPORT IEA PVPS T1-48:2025

PHOTOVOLTAIIC POWER SYSTEMS TECHNOLOGY COLLABORATION PROGRAMME

太陽光発電応用の動向報告書 2025(翻訳版)



(技術開発項目)

太陽光発電導入拡大等技術開発事業／動向調査研究／太陽光発電システム
における国際技術協力プログラムに関する総合調査

国際エネルギー機関・太陽光発電システム研究協力プログラム (IEA PVPS)
太陽光発電応用の動向報告書 2025

(報告 IEA-PVPS T1-48: 2025)

この「太陽光発電応用の動向報告書 2025」(“Trends in Photovoltaic Applications
2025”(ウェブ公開版))(翻訳版)は、国立研究開発法人 新エネルギー・産
業技術総合開発機構の要請により、(株) 資源総合システムが翻訳したもの
である。

IEA PVPS技術協力プログラム（IEA PVPS TCP）について

1974年に設立された国際エネルギー機関（IEA）は、経済協力開発機構（OECD）の枠組みの中での独立組織体である。技術協力プログラム（TCP）は、エネルギー安全保障及び持続可能性の未来は国際協力から始まるという信念によって創設された。同プログラムは、共通の研究と特定のエネルギー技術の応用推進に尽力している産学官の多数の専門家で構成されている。

国際エネルギー機関・太陽光発電システム研究協力プログラム（IEA PVPS）は、IEAの枠組みにおける技術協力プログラム（TCP）のひとつで、1993年に制定された。IEA PVPSの使命は、「国際協力を推進して持続可能なエネルギー・システムへの転換における太陽光発電の礎としての役割を促進すること」である。これを達成するために、加盟国・機関は、太陽光発電システムの応用に関する種々の共同研究プロジェクトを遂行してきた。各国・機関の代表で構成される執行委員会はプログラム全体を統括し、研究プロジェクトであり活動領域でもある各「タスク」活動を規定する。本報告書（太陽光発電応用の動向報告書）は、市場と産業の分析、戦略的研究について取り扱い、IEA PVPSプログラム全体から得られる太陽光発電システムに関する情報の交換と普及を推進するタスク1が作成した。

2025年のIEA PVPS加盟国は、オーストラリア、オーストリア、ベルギー、カナダ、中国、デンマーク、フィンランド、フランス、ドイツ、インド、イスラエル、イタリア、日本、韓国、マレーシア、モロッコ、オランダ、ノルウェー、ポルトガル、南アフリカ、スペイン、スウェーデン、スイス、タイ、トルコ、英国、米国である。加盟機関は、欧州委員会（EC）、SolarPower Europe及びシンガポール太陽エネルギー研究所（SERIS）である。

IEA PVPSウェブサイト：www.iea-pvps.org

著者

主たる執筆者：Gaëtan Masson（Becquerel Institute）、Melodie de l'Epine（Becquerel Institute France）、貝塚 泉、岡崎 順子（（株）資源総合システム）

BIPV関連執筆者：Francesco Frontini、Pierluigi Bonomo（南スイス応用科学大学、SUPSI）、Jose M Vega De Seoane、Juan Ignacio Martinez（Becquerel Institute Espana）

分析：Adrien Van Rechem（Becquerel Institute）、Becquerel Instituteのチーム

データ（IEA PVPS報告国）：Becquerel Institute（ベルギー）、（株）資源総合システム（日本）

データ（IEA PVPS非加盟国）：Becquerel Sweden

編集者：Gaëtan Masson（IEA PVPSタスク1代表）

デザイン：Mahamadou Tchiffa

免責事項

IEA PVPS TCPは、国際エネルギー機関（IEA）の下で創設された組織であるが、機能的及び法的に独立している。IEA PVPS TCPの見解、調査結果及び出版物は、必ずしもIEA事務局もしくはIEA加盟各国の見解や政策を表すものではない。IEA PVPS非加盟国のデータは、関係国の公的機関もしくは専門家によって提供された。データは発行時点で有効なデータであり、発行日の関係からいくつかの国のデータは推定値として捉える必要がある。

表紙の写真：Blue Sea太陽光発電所（中国）

写真提供：LONGi Green Energy Technology

ISBN 978-1-7642902-3-4：Trends in Photovoltaic Applications 2025

報告書の範囲と目的

本報告書の目的は、太陽光発電システム市場の発展と市場における製品応用の進展の報告と解説である。動向は、報告国における産業の概況、政策及び非技術的要因の観点から分析されている。

本報告書は、企業や国家及び公的機関における戦略策定責任者を支援し、電力事業者やその他のエネルギー・サービス供給事業者による中期計画策定を支援するために作成されている。また、国家エネルギー政策を策定し、エネルギー計画を立案する立場にある政府関係者にとっても参考となる。本報告書の対象は、定格出力40W以上の太陽光発電応用に限定されている。提供された各国のデータは発行時点において可能な限り正確を期している。生産規模及び太陽光発電システムの価格に関するデータは精度にバラツキがある。これは報告国において、太陽光発電産業界によるデータ提供に対する協力の度合いが異なるためである。本報告書は、太陽光発電応用の動向報告書・第30報であり、2024年末時点における報告国等の太陽光発電システムの応用、市場と生産を概観し、1992～2024年の太陽光発電システムの普及拡大の動向を分析したものである。本報告書の主要データの大部分は、報告国の代表者から提供された各国の国内調査報告書(NSR、National Survey Report)や概況情報から引用している。IEA PVPS加盟国以外の国々の情報は各種情報源から引用しており、正確性を確保すべく努力はしているものの、一部のデータの信頼性については、IEA PVPS加盟国のデータの信頼性と同レベルを保証できるものではない。

謝辞

本報告書は、タスク1専門家による監修の下で作成されたものであり、すべてのタスク1専門家に格別の感謝の意を表する。

緒言

2024年の太陽光発電システム新規導入量は再び過去最高を記録し、エネルギー転換が進むとともに、産業構造の変化をもたらした。年間導入量は2023年の465GWから増加し、特筆すべき601GWという値に到達した。これにより、2025年初頭における世界の太陽光発電システム累積導入量は2.2TWを超えた。この累積導入量は、2025年の世界における電力消費量の少なくとも10%を賄える見込みで、推定発電量は2,950TWhを超えると予測される。これにより、エネルギー関連の排出量全体の約2.8%に相当する、10億tを超えるCO₂排出量を削減することが可能となる。

これまでと同様に、中国の太陽光発電市場が世界を席巻し、単独で360GW近くを導入した。これは世界市場全体の約60%に相当する。その他の地域でも導入が加速し、欧州では年間導入量が過去最高の70GWに達し、米国は47GWを導入、インドの導入量は32GWへと回復し、ブラジルも14GWを導入し世界的な主要市場としての地位を確固たるものにした。

経済の混乱が続く一方で、太陽光発電分野は拡大を続けた。2023年に始まった極端なモジュール供給過剰は、世界の全地域で持続不可能な水準の低価格につながり、製造業者の事業存続を脅かすこととなった。2024年末には、製造業者の持続可能性確保に向けた協調的な取り組みが進められたことで、価格の安定化の兆しが見え始めた。

太陽光発電の急速な普及は、電力システム及び市場の課題も浮き彫りにした。世界各地で記録的な水準の出力抑制が発生し、系統の強化、蓄電システムの導入、需要側のフレキシビリティの確保の緊急性が改めて示された。同時に、多様化も進展した。営農型、水上設置型、蓄電池併設型太陽光発電等が新たに導入され、相次いで稼働を開始した。また、太陽光発電由来の大規模な水素、アンモニアのプロジェクトも計画段階で進展しており、太陽エネルギーを原動力とする産業の脱炭素化の初期段階を示している。

2024年は、太陽光発電が社会経済における存在感をさらに増大させていることを改めて示す年となった。世界の太陽光発電関連雇用者数は2023年の720万人から約910万人へと増加し、特に設置及びO&M（運用・保守）分野での成長が顕著であった。これは市場拡大の結果であり、とりわけ労働集約度の高い国々で顕著な傾向である。また、カナダやオーストラリア、米国等では、先住民族（First Nations）コミュニティとの連携を深める太陽光発電プロジェクトが増加している。これらの地域では、より包摂的なエネルギー転換の一環として、パートナーシップの新たなモデルや土地権利の承認、利益分配の枠組みが構築されつつある。

2024年の成果は、太陽光発電が「競争力のある電源」から「電力システムにおいて重要な電源」へと進化していることを示している。産業の混乱や系統統合上の課題は依然として残るものの、太陽光発電は最も急速に成長し、かつ最も競争力の高いエネルギー技術としてその地位を確立した。世界の電力需要の1割以上を賄うというマイルストーンを達成したことは、太陽光発電がエネルギー転換戦略の中核であるだけでなく、すでに世界のエネルギー・システムそのものを再構築しつつあることを明確に示している。今後もなお克服すべき重要な課題は残るものの、太陽光発電の急速な成長が続く見通しは極めて明るい。

Gaëtan Masson（IEA PVPSタスク1代表）

Daniel Mugnier（IEA PVPS議長）

目次

緒言	2
1章 太陽光発電技術の概念と方法論について	5
太陽光発電技術	5
太陽光発電の応用と市場分野	7
主要な太陽光発電市場の開発に関する指標の調査方法	10
2章 太陽光発電市場の発展動向	12
世界の太陽光発電システム設置容量	13
太陽光発電の市場分野	20
デュアルユース（二重利用）と新興太陽光発電市場分野	25
地域別の太陽光発電の発展状況	35
3章 政策の枠組み	45
公共政策のけん引力及び支援制度	47
市場主導型太陽光発電	57
マイナス価格と出力抑制：政策及び市場への影響	60
需要家主導型の太陽光発電：プロシューマー及びエネルギー・コミュニティ	62
エネルギー転換を促進する政策	66
産業及び製造に関する政策	70
4章 太陽光発電産業の動向	71
太陽光発電の川上部門	73
周辺機器（BOS）	83
5章 太陽光発電が社会に与える影響と社会的受容	85
太陽光発電の普及に対する受容	85
気候変動の緩和	90
経済価値	92
社会的影響	95
使用済み太陽電池モジュール	101
6章 2024年における太陽光発電電力の競争力	104
太陽電池モジュール価格	105
太陽光発電システム価格	107
太陽光発電の発電コスト	110
7章 エネルギー部門における太陽光発電	117
太陽光発電による発電量	117
太陽光発電の統合とセクター・カップリング	122
付録	125
図リスト	131
表リスト	133

太陽光発電応用の動向報告書 // 2025年

太陽光発電システム研究協力プログラム WWW.IEA-PVPS.ORG



2024年の世界の結晶シリコン太陽電池モジュール生産量

700 GW

に到達



2024年の太陽光発電市場規模

上位

5ヶ国

中国	357 GW
欧州連合(EU)	66 GW
米国	47 GW
インド	32 GW
パキスタン	18 GW

電力需要に占める
太陽光発電の貢献度

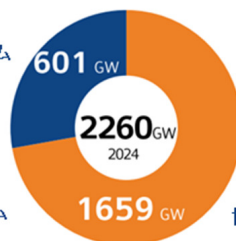


10.8%

2024年の
世界の電力需要に
占める太陽光発電の割合

2024年の
世界の太陽光発電システム
年間設置容量(GW)

2024年末時点の
世界の
太陽光発電システム
累積設置容量



2023年末時点の
世界の太陽光発電システム
累積設置容量(GW)

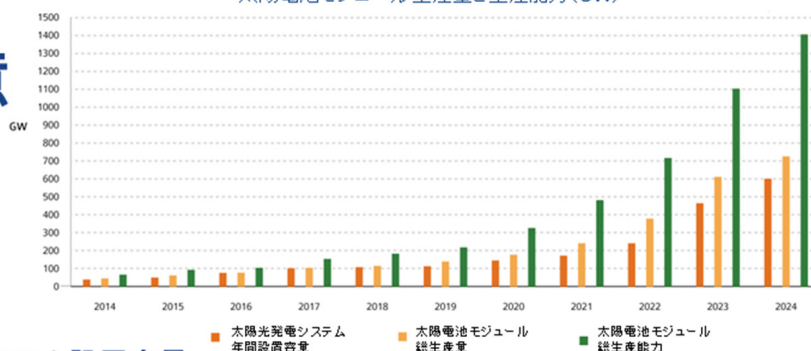
気候変動への影響

CO₂ 10.45億

t/年のCO₂排出削減
(2024年)

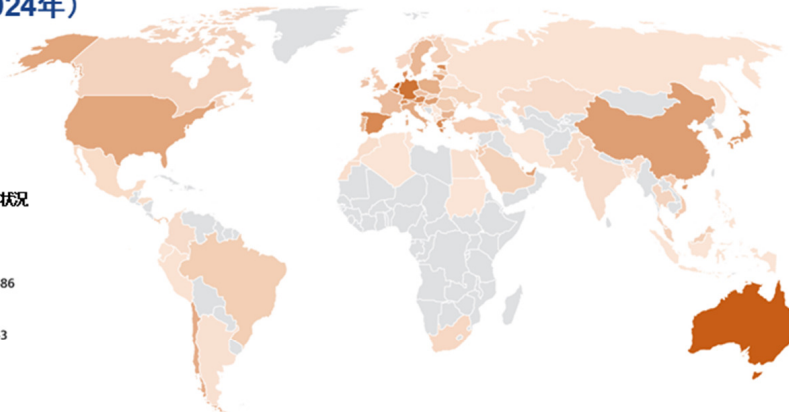
*算出方法を2022年から変更、
太陽光発電はベースロード電源
を代替すると想定

2014~2024年の太陽光発電システム年間設置容量、
太陽電池モジュール生産量と生産能力(GW)



人口1人当たりの太陽光発電システム設置容量
(2024年)

太陽光発電システム普及状況
(W/人)



1人当たりの太陽光発電システム設置容量

1位 オランダ	1,486W /人
2位 オーストラリア	1,463W /人
3位 ドイツ	1,203W /人
4位 ベルギー	982W /人
5位 オーストリア	970W /人

2024年に40ヶ国が
累積設置容量で少なくとも

4 GWp

達成

2024年に34ヶ国が
年間設置容量で少なくとも

1 GWp

達成

出典：IEA PVPS、その他



1章 太陽光発電技術の概念と方法論について

太陽光発電技術

太陽光発電デバイスは、太陽光を電力に直接変換するもので、他の太陽エネルギー技術（集光型太陽熱発電（CSP）または冷暖房用の太陽熱利用）とは異なる技術である。太陽光発電システムの主なコンポーネントは、各種太陽電池セル及びこれを接続・封止して形成される太陽電池モジュール（製品）、太陽電池モジュールまたはアレイの架台、インバータ（1台または複数台、系統連系形太陽光発電システムには必須であり、ほとんどの独立形システムにも必要）、モジュール同士及びモジュールとインバータを接続するためのケーブル、蓄電池及びチャージ・コントローラ（独立形システムだけでなく系統連系形システムでも搭載が増加）である。

太陽電池セル、モジュール及びシステム

太陽電池セルは、太陽光発電システムの最小ユニットである。太陽電池セル・モジュールの出力を向上させるには、ウエハのサイズすなわち太陽電池セルのサイズを拡大することが簡単な方法であると認識されていることから、太陽電池セルのサイズは徐々に拡大している。2023年及び2024年には、主要メーカーが長方形セルの標準化について合意した。標準サイズはM10/182R（短辺182mm、長辺188～210mm）とG12R/210R（182mm×210mm）のいずれかである。ただし、G12（210mm角の正方形セル）も今後数年以内に普及が進む可能性がある。一般的に太陽電池セルは、ウエハをベースとする結晶シリコン系（単結晶及び多結晶シリコン）、化合物半導体系（薄膜系）または有機系に分類される。

今日、結晶シリコン太陽電池技術は、セル生産量全体の98%超を占めている。単結晶シリコン太陽電池セルは、単結晶成長法によって製造されたウエハを用いて形成され、量産レベルでの変換効率は20～25%（単接合）である。結晶シリコン太陽電池市場では、多結晶シリコン太陽電池セルに取って代わった単結晶シリコン太陽電池セルが大部分（100%近く）を占め、市場シェアをほ

ば独占している。多結晶シリコン太陽電池セルは、キャスト法による凝固プロセスによって製造された多結晶シリコン・ウェハーを用いて形成される。量産レベルの平均変換効率は約18～21%（単接合）と、単結晶品に比べて低いため市場で新品が流通することはほとんどないものの、既に稼働している多くの太陽光発電システムが多結晶シリコン太陽電池モジュールを採用している。セルは、p型またはn型の結晶シリコンから製造される。p型技術はn型技術よりも市場で先行して開発されたが、n型セルはより変換効率が高く、劣化率が低いため、製造はn型へとシフトしつつある。製造コストが歴史的に高かったにもかかわらず、2024年にはn型ウェハーのシェアは30%から70%へと上昇した。

薄膜太陽電池セルは、ガラス、ステンレス鋼やプラスチック・フィルムなどの裏面材上に非常に薄い光起電性半導体材料層を堆積することによって形成される。III-V族化合物半導体太陽電池セルは、ゲルマニウム (Ge) 基板上にガリウムヒ素 (GaAs) などの発電材料を積層して形成され、25～30%（非集光）の高い変換効率が得られる。コストが高いため、通常は宇宙での応用に利用されている。薄膜太陽電池モジュールの変換効率は、一般的な結晶シリコン太陽電池モジュールよりも低かったが、近年ではこの状況が変化している。また、薄膜太陽電池セルは、原材料からモジュールを製造するまでの工程数が少なく、電力消費量も低いことから、結晶シリコン太陽電池セルよりも低コストで製造できる可能性がある。商業的に利用されている薄膜材料は、カドミウム・テルル化合物 (CdTe)、銅・インジウム・(ガリウム)・セレン化合物 (CIGS及びCIS) である。

有機薄膜系太陽電池 (OPV) セルは、吸光活性層として色素や有機半導体を用いている。

薄膜太陽電池モジュールの変換効率は、有機薄膜太陽電池 (OPV) が14%¹、CIGS及びCISが19.2%、CdTeが19.9%、単接合GaAs（非集光）が25.1%、3接合GaAs（非集光）が31.2%、一部の集光型太陽電池 (CPV) モジュールでは35%超と幅がある。太陽電池セルの変換効率は、ここに示されている商業用の太陽電池モジュールの変換効率よりも一般的に2.5%高いことに留意されたい。

ペロブスカイト型結晶構造を持つ有機無機ハイブリッド材料も太陽電池材料として使用されている。ペロブスカイト技術への関心は高まっており、過去数年間で研究が進み、現在最も急速に進展している太陽光発電技術である。製造コストを低く抑えられる可能性がある一方で、安定した製品の製造は困難である。それにもかかわらず、開発や実証活動は進行中であり、欧州及び中国ではパイロットラインが立ち上げられている。現在は、ペロブスカイト太陽電池セルを用いた、結晶シリコン又は薄膜ベースのタンデム型セルの研究が中心となっている。2024年には、シリコン・ベースのペロブスカイト・タンデム太陽電池セルのプロトタイプ（面積1cm²）で変換効率34.6%を達成し、M6規格のウェハー（LONGi製）を用いた太陽電池セル（量産サイズ）では30.1%の変換効率を記録した。

2024年、太陽電池モジュールの代表的な定格出力は技術やサイズに応じて約440～720Wで、2025年には出力760Wの両面ガラスのモジュールも登場した。一般的な住宅用太陽光発電システム向けのモジュールの出力は、2024年には435～550Wで、670W超のモジュールは集中型の地上設置型太陽光発電システムに使われることが多い。建材一体型太陽光発電 (BIPV) システム向けの、特殊な太陽電池モジュール製品（大面積・高出力モジュールなど）もある。結晶シリコン太陽電池モ

¹ モジュール変換効率は、NREL の「Champion Module Efficiencies for small or standard modules」(<https://www.nrel.gov/pv/module-efficiency.html>) の報告値

ジュールは相互に接続された複数のセルで構成され、透明表面材（通常はガラス）と裏面材（通常はプラスチック・フィルムまたはガラス）で封止される。薄膜太陽電池モジュールは単層基板上に形成された太陽電池セルを透明プラスチック・フィルムまたはガラスの透明表面材により封止することにより、フレキシブル型または非フレキシブル型の太陽電池モジュールとして構成される。

太陽光発電システムは、ひとつまたは複数の太陽電池モジュールによって構成され、電力システムに連系される（系統連系形太陽光発電システム）か、直列負荷に接続される（独立形太陽光発電システム）。太陽光発電システムには、太陽電池モジュールが発電する電力をネットワーク/送配電システムまたは負荷の標準に変換させるためのインバータ、チャージ・コントローラまたは蓄電池などの様々な電気機器が含まれる。

特にBIPVシステム向けに様々な架台が開発されている。ファサード一体型太陽電池、傾斜屋根、陸屋根、一体型合わせガラス太陽電池モジュール（不透明、半透過型）、瓦一体型太陽電池モジュールなどに向けた架台がある。

とりわけ直達光の比率が高い国での太陽光発電の利用において、1軸または2軸の追尾装置の地上設置型システムへの応用に関心が集まっている。追尾装置を利用することにより、エネルギー収量は固定式と比較して、1軸追尾装置では15%から35%に、2軸追尾装置では25%から50%に増加する可能性がある。正確な増加率は、システム設置場所の緯度だけでなく、1軸追尾装置の向きや、その制御アルゴリズムにも依存する。

太陽光発電の応用と市場分野

建物に設置する分散型太陽光発電システムは、建物据付型太陽光発電（BAPV）システムと建材一体型太陽光発電（BIPV）システムに分類される。BAPVシステムは、既存建物の外皮に追加する形で取り付けられるのに対し、BIPVシステムは従来使用されてきた屋根材やファサードなどの建材を代替する形で取り付けられるものである。IEAPVPSのタスク15は、BIPVの定義に関して、複数の解釈を検討し、それらを以下の定義に集約した。

「BIPVモジュールは、太陽電池モジュールと建材の機能を兼ね備え、建物の構成要素となるよう設計されたものである。BIPV製品とは、BIPVシステムにおける（電氣的及び機械的に）切り離すことのできない最小の太陽光発電ユニットであり、建築関連の機能を維持するものである。BIPV製品を取り外す場合には、適切な建材で置き換える必要がある。

BIPVシステムとは、太陽電池モジュールが前述のBIPV製品の定義を満たす太陽光発電システムである。これには、太陽電池モジュールを外部のACまたはDC回路に接続するために必要な電気部品、及びBIPV製品を建築物に統合するための機械的な取り付けシステムが含まれる。」

本報告書においても、同様の定義を採用している。BIPV製品のうち、屋根瓦一体型太陽電池モジュールは通常は小型で長方形の太陽電池モジュールで、建材を設置するために使われる通常の支持金具を用いて、従来の瓦やスレートと並行して設置することができる。BIPV製品には様々な形状、色、サイズの製品があり、大部分はガラスで挟み込んだ構成であるが、様々な材料を用いて製造することが可能である。BIPV製品は通常、従来の建物外皮のソリューションに置き替わる

ものであるが、頻度は少ないものの建築的に興味深い要素を提供するケースもある。

両面受光型太陽電池モジュールは、モジュールの両面で受光する。地面からのモジュール裏面への反射（アルベド）により、推定エネルギー収量は約15%、1軸追尾装置を使用する場合には最大30～35%増加する可能性がある。両面受光型太陽電池モジュールは、総設置コストが高額であるにもかかわらず、競争上の優位性を高めている。2024年に製造された太陽電池モジュールの75%超が両面受光型であったと推定されており、これは2023年の約50%からの増加である。両面受光型モジュールの性能を正確にシミュレーションするには、依然としていくつかの課題が残されている。

水上設置型太陽光発電（FPV）システムは、水面に浮くフロートの上に設置され、水力発電のダム周辺などでは既存の系統に連系することが可能である。人工水域でのFPVシステム開発は、人口密度の高い地域での土地不足の解決策となる。また、乾燥した気候において水の蒸発率を低減できることや、温暖な気候において太陽電池モジュールの冷却効果が向上することによるエネルギー効率向上といった利点もある。洋上FPVシステムは、複数の場所に設置されている。

営農型太陽光発電は、農作物とエネルギーの生産を同一の場所で行う。太陽光発電システムは、牧草地や耕作地に追加的に設置されるだけの静的ツールにも、農業生産の促進に寄与する動的ツールにもなりうる。農業と発電、2つの生産活動において太陽光を共有することで、天候と作物の種類によっては収穫量が増加する可能性があり、さらには作物から蒸発した水分が太陽電池モジュールの動作温度を下げることで、双方にとって有益となるケースもある。放牧と組み合わせることで、一部の気候においてはモジュールによる日陰が牧草の品質を向上させることができるとともに、家畜の放牧により太陽光発電システムの維持管理コストが削減される。

太陽光発電＋太陽熱（PVT）太陽電池は、太陽電池モジュールと太陽熱集熱器を組み合わせることで、太陽光を電力に変換しつつ太陽電池モジュールからの廃熱を吸収し、温水を生成したり、暖房システムに熱を供給したりする。モジュール内を循環する水がモジュールの動作温度を低下させ、それによってシステム全体の性能が向上する。

車載用（車両一体型）太陽光発電（VIPV）システムは、自動車の車体に太陽電池セルを組み込むことで、モビリティ分野での排出量削減に貢献する。太陽電池セル技術の発展は、意匠性を配慮した自動車設計への期待と、軽量化や耐荷重性能などの技術的要件の双方を満たす新型車種の実現を可能にしている。車両据付型太陽光発電（VAPV）システムは、太陽電池モジュールを車両に一体化させることなく据え付けて使用するものである。

インフラ一体型太陽光発電（IIPV）システムは、防音壁、ダムの壁、舗装、道路などのインフラに太陽光発電を組み込むもので、新たな応用例の実証が着実に行われている。

ソーラー・ホーム・システム（SHS）及びピコ太陽光発電システムは、チャージ・コントローラ及び蓄電池を備えた高効率照明（主にLED）を組み合わせるものである。わずか数Wの小さな太陽電池モジュールが照明、携帯電話の充電、ラジオや小型コンピュータへの電力供給などの必要不可欠なサービスを提供することができる。規模の拡張が可能なタイプのピコ太陽光発電システムが市場に参入したことから、まず小さなキットを導入し、後に発電容量を追加することができるようになった。大部分は、主に途上国における独立形システムによる必要最低限の電化向けに利用されている。

系統連系形太陽光発電システム

系統連系形太陽光発電システムでは、インバータ（パワーコンディショナ）が太陽電池アレイによる直流出力（DC）を交流出力（AC）に変換して系統に電力を供給する。代表的なインバータの加重変換効率は95～99%である。ほとんどのインバータは、最大出力追従制御機能（MPPT）を装備している。この機能は、太陽電池アレイの最大電力が供給できるよう、常にインバータ出力を調整する。インバータはアレイ全体に対して1基を設置することも、太陽電池モジュールのストリングごとに複数設置することもある。また、一般に「ACモジュール」と呼ばれるインバータを内蔵した太陽電池モジュールは、（系統運用者が承認している場合は）電力系統に直接接続でき、部分的な日陰の管理と設置する際の自由度が向上する。また、最大4枚の太陽電池モジュールに接続可能なマイクロ・インバータは、初期コストが高いにもかかわらず、太陽電池アレイのサイズが小さくても最大の性能を達成できるなど、複数の利点がある。「ACモジュール」はケーブルコストを節約できるため、バルコニー設置型太陽光発電システム（balcony PV）や小規模住宅用システムに加え、高速道路や鉄道沿いなどの細長い土地に設置される太陽光発電システム（Linear PV systems）でも採用が増加している。特定のプロジェクトの一部では、発電電力がトラムや鉄道網などの直流（DC）回路に逆潮流されるため、DC-DCインバータが使用されている。

系統連系形分散型太陽光発電システムは、電力系統に連系している顧客に電力を供給、あるいは直接電力系統に給電する（大半は配電系統に連系されるが、特に規模が大きい電力事業用太陽光発電システムでは送電系統に連系する場合もある）。こうしたシステムは、顧客の敷地内、多くは住宅用、商業用、産業用の建物の電力メーターの需要家側、または自動車道路の防音壁などの建築構造物などに設置されている。システムの規模は、分散型であるかどうかを決定する要素にはならない。例えば、屋根に設置された1MWの太陽光発電システムは、太陽光発電システムとしては規模が大きいと認識されるが、太陽光発電以外の分散型発電においては大きいとは言えない。

系統連系形集中型太陽光発電システム（電力事業用太陽光発電システム）は、集中型発電所として機能する。発電電力は、電力需要家に直接供給されるわけではない。システムは主に大量の電力供給を目的としているものの、発電時における単純な電力供給にとどまらず、電力系統上での機能を果たすために、蓄電設備と併設されるケースが増加している。これらのシステムは地上設置が一般的で、近隣地区の開発状況とは無関係に機能する。

ハイブリッド・システムは、太陽光発電システムとディーゼル発電システムの長所を組み合わせたミニグリッド向けのハイブリッド応用で、燃料費の高騰による影響の軽減、運用コストの削減、従来の単独の発電システムと比べ高品質のサービスの提供が可能となる。蓄電池が安価になるにつれて、ディーゼル発電機は最悪の事態に備えるために使われることが増えてきている。技術の融合により、例えば、携帯電話の基地局のように、遠隔地においても信頼性とコスト効率の高い電源を提供できる。大規模ハイブリッド・システムは、ディーゼル発電を利用している中央アフリカなどの大都市で利用可能であり、蓄電池と組み合わせて使用されるケースが多い。

独立形太陽光発電システム

多くの独立形太陽光発電システムは、日射量が少ない時間帯に電力を供給するための蓄電池が必要である。2024年には、独立形太陽光発電システム向けに、鉛蓄電池やリチウムイオン電池、リン酸鉄リチウムイオン（LFP）電池など、複数の蓄電池技術が一般向けに商業化されている。それぞれの蓄電池ごとに特定の利点を備えている。蓄電池の寿命は稼働方式や条件によって異なり、技術、使用方法、維持管理により幅があるものの、通常5～15年である。揚水発電など一部の特定応用では、発電時に電力が消費されるため蓄電池は不要である。

チャージ・コントローラ（レギュレータ）は、蓄電池を最適充電状態に維持するために利用され、必要な電力量をユーザーに供給するほか、過放電または過充電から蓄電池を保護する。チャージ・コントローラの中には、太陽光発電システムの発電電力を最大化するために最大出力追従制御機能（MPPT）を一体化したものもある。交流電力が必要な場合には、「独立形インバータ」を用いて通常の交流機器に電力を供給することが可能である。

独立形住宅用太陽光発電システムは、電力事業者の配電網に接続されていない住宅や村落に電力を供給する。世界中で設置され、照明や冷蔵庫などの低電力負荷に電力を供給している。配電網のない地域社会のエネルギー需要を満たすための最も競争力のある技術となりつつある。

独立形非住宅用太陽光発電システムは、地上設置型太陽光発電システムが最初に商業的に応用されたものであり、遠距離通信、揚水ポンプ、ワクチンの冷蔵、航行支援装置などの広範な応用の電源として利用されている。これらは、少量の電力が高い価値を持つ状況における応用であるため、太陽光発電は他の小型発電源に対してコスト競争力を持っている。

主要な太陽光発電市場の開発に関する指標の調査方法

本報告書では、系統連系形及び独立形太陽光発電システム双方の設置容量を調査対象としている。慣例により、報告書の数値は太陽光発電システムの定格設置容量を示している。これらの数値はW（ワット）、W_p（ワットピーク）あるいはW_{dc}（W（DC））で表記される。データを集計する際には、複数の方法に基づく手順を踏んでいる。

AC値で報告された発電容量は、毎年最も正確な設置容量を算出するために必要に応じてDC（公称）容量に変換される。太陽光発電用インバータの出力、あるいは系統連系容量を報告している国もある。標準のDC容量（W_p）とAC容量の差は最小で5%（変換損失）から最大で40%である（例えば、一部の系統規程では、太陽光発電システムの出力をピーク発電容量の65%に制限しているが、AC/DC比率の高さは電力事業用太陽光発電システムの進展状況を反映している）。一部の国では、これは公式データとは異なる値を公表することを意味する。例えば、中国の国家能源局（NEA）の公表値はACであるため、IEA PVPSはACからDCへ換算するための変換比率（訳注：AC/DC比率、過積載率とも呼ばれる）を適用している。AC/DC比率は一定でないため、算出される数値はしばしば幅がある結果となる。特に中国における新設の電力事業用太陽光発電システムの容量については、中国の公式報告値を年間設置容量の最小値と見なしている。電力事業用システムの公式のAC/DC比率に不確実性があることを考慮すると、年間設置容量の最大値として、さらに47.8GWが設置された可能性がある。本報告書の多くの図において、設置容量の最小値を色で塗りつぶした

バーで、最大値と最小値の差分を縞模様のバーで表示することで2つの値を区別している。2つの値が区別されていない場合、とりまとめたデータは、中国について、多い方の合計値を参照している。

地理的・政治的な地域圏による国/地域の分類（付録4参照）：主要市場のデータを報告する表やグラフでは、欧州連合（EU）加盟国のデータが報告されている。特に明記していない限り、「欧州」という用語には欧州大陸のすべての国が含まれる。欧州委員会（EC）はIEA PVPS加盟機関であるが、本報告では、特に明記していない限り、IEA PVPSのブロックにすべてのEU加盟国を含めることはしていない。台湾（Chinese Taipei）は経済地域を指し、トルコは欧州に含めている。また、「Korea」は韓国を指している。

世界全体のデータは、正確な統計値というよりはむしろ傾向として認識すべきである。また、IEA PVPS非加盟国のデータは様々な情報源から入手しており、一部は貿易統計に基づいている。

太陽光発電市場の絶え間ない成長に伴い、太陽光発電システム設置容量の報告は複雑さを増している。IEA PVPSは、数値が報告されているものについては系統連系形及び独立形、双方のシステムの総設置容量を計算し、報告されていない残りの設置容量を推計値とすることを決定した。これまで設置容量が大きく、良好な結果を報告してきた国々において、出荷/輸入容量と設置容量の差が緩やかながらも拡大しているのは、ACからDCへの変換係数、リパワリング、稼働停止など、複数の要因によるものと考えられる。また、数枚のモジュールのみで稼働するマイクロシステム（プラグ&プレイシステムまたはbalcony PVと呼ばれる）が急速に発展しているにもかかわらず総容量が少ないのは、市場には出ているものの多くの場合報告されていないシステムの設置が進展し、配電系統運用事業者（DSO）が認識していない、あるいはデータに反映されていないケースがあることが示唆される。マイクロシステムに関して（部分的ながら）データが存在する国の中では、ドイツが2025年6月までに100万システム（合計1GW相当）に到達し、フランスは2024年に10万システム超の導入を報告している。中国は国内市場の潜在規模を約70GWと見積もっている。これに対し、日本ではプラグ&プレイシステムは依然として法的に認められていない。

このほか、独立形応用などの市場の発展については、加盟国でさえ追跡が困難であり、しっかりとした報告体制が整っていない第三国で設置容量が著しく増加していることも過少報告の原因である可能性が高い。本報告書ではこうした点を踏まえて、報告された数値、専門家による運転開始容量の推定値及び、前述のいずれかの状況下で設置された未報告システムの推定値を考慮に入れている。2025年4月に発表されたSnapshotレポートにおける世界全体の推定値と本報告書の設置容量は概ね一致しているが、多くの国が年間設置容量を更新しており、特にオーストラリア、スペイン、シンガポール、ベトナムでその傾向が顕著である。

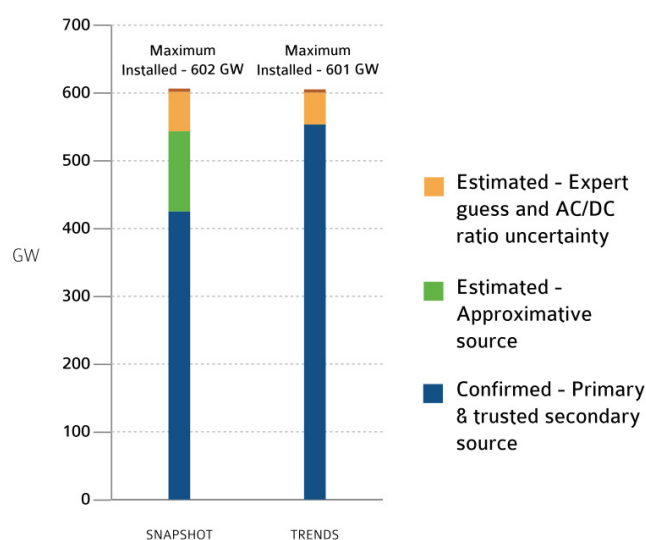


図 1.1 2024 年稼働開始容量（初期推計値及び確定値）
出典：IEA PVPS、その他



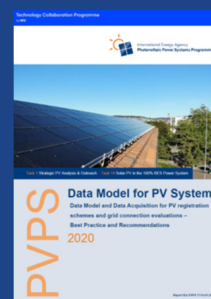
2章 太陽光発電市場の発展動向

世界全体では2024年末までに2.26TW超の太陽光発電システムが設置され、このうち47%超は過去3年間に設置された。2024年には35ヶ国超がGW規模の年間設置容量を達成した。世界の太陽光発電システム累積設置容量については、目覚ましい貢献を見せる国の数が毎年増加しているものの、過去3年間は、中国市場に一極集中しているため、そうした国々の重要性は相対的に低くなっている。

太陽光発電システムの設置の大部分を占めるのは系統連系形システムであり、発電電力は、電力需要家の電気配線に電力を供給したり、電力系統に逆潮流されたりする。本報告書では、太陽光発電システム設置データの報告値は基本的に直流 (DC) 出力であり、公式の報告値が交流 (AC) 出力である場合は、整合性を保つためにDCに変換している。本報告書では、公式の報告値がACである場合は必要に応じて容量をMW (AC) あるいはMW (DC) で示す。原則として、MWは、MW (DC) を示す。データの変換方法、不確実性及び特に中国市場の数値の評価に及ぼす影響の詳細については第1章を参照されたい。太陽光発電システムの登録については、IEA PVPSが報告書「Data Model for PV Systems」を刊行している (英文のみ。右記URLよりダウンロード可能)。

「Data Model for PV Systems (太陽光発電システムのデータモデル2020年版)」

報告書のダウンロードはこちら。



https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2020/11/2020_11_30-PVPS-T1-T14-Data-Model-for-PV-Systems.pdf

世界の太陽光発電システム設置容量

2024年末時点の世界の太陽光発電システム累積設置容量は2,261GW²に達し、2025年4月にIEA PVPSが発刊した「世界の太陽光発電市場の導入量速報値に関する報告書（Snapshot of Global PV Markets 2025）」（Snapshotレポート）の速報推定値（2,246GW）とほぼ一致した。

2024年の世界の年間設置容量については、信頼できる情報源に基づく統計値は**最低でも553.3GW、最も確度の高い設置容量は601.1GW**であるとみられる。これは、2023年比で29%の増加に相当する。2023年の設置容量は2022年のほぼ倍に達し、2022年もまた2021年を大きく上回る水準であった。これは、気候変動の緊急課題に対する取り組みの拡大、太陽電池モジュール価格の急落に加え、中国で急拡大した生産能力を活用するための動きが重なったことによる。

信頼性の高い情報源に基づく、IEA PVPS加盟国³全体の累積設置容量は1,937GWであった。IEA PVPS加盟国は、オーストラリア、オーストリア、

世界の太陽光発電システム年間設置容量（GW）
前年比+29%成長

ベルギー、カナダ、中国、デンマーク、フィンランド、フランス、ドイツ、インド、イスラエル、イタリア、日本、韓国、マレーシア、モロッコ、オランダ、ノルウェー、ポルトガル、南アフリカ、スペイン、スウェーデン、スイス、タイ、トルコ、英国、米国である。欧州委員会（EC）はIEA PVPSの加盟機関であるため、本報告書では、IEA PVPS加盟国にはECの加盟国も含まれている。

IEA PVPSに加盟していない主要市場の累積設置容量は、2024年末時点で323.5GWと考えられている。このうち、ブラジル（52.1GW）、ベトナム（25.4GW）、パキスタン（22.4GW）が上位3ヶ国を占めた。これら3ヶ国が、IEA PVPS非加盟国の累積設置容量の6.5%（パキスタン）から15%（ブラジル）を構成している。その他のIEA PVPS非加盟国で相当量の累積設置容量を持つ国としては、アラブ首長国連邦（UAE）（7.6GW）やサウジアラビア（6.7GW）など、世界最大規模の太陽光発電プロジェクトが順次稼働している中東・北アフリカ（MENA）諸国が挙げられる。アジアでは、台湾の累積設置容量が14.3GWとなった。欧州の累積設置容量上位国はポーランド（21.3GW）とギリシャ（9.7GW）で、ウクライナ（7.1GW）がこれに続くが、戦争が継続しているため同国の市場は停滞している。IEA PVPSに加盟していない欧州の10ヶ国の累積設置容量は2GW超である。

² 中国の国家能源局（NEA）の公表値はACであるため、IEA PVPSはACからDCへ換算するための変換比率（訳注：AC/DC比率、積み増し率または過積載率とも称される）を適用している。AC/DC比率は一律でないため、計算値はしばしば幅がある結果となる。特に中国における新設の電力事業用太陽光発電システムの容量については、中国の公式報告値を年間設置容量の最小値と見なしている。電力事業用システムの公表されているAC/DC比率に不確実性があることを考慮すると、年間設置容量の最大値として、さらに47.8GWが設置された可能性がある。本報告書の多くの図において、設置容量の最小値を色で塗りつぶしたバーで、最大値と最小値の差分を縞模様のバーで表示することで2つの値を区別している。2つの値が区別されていない場合、とりまとめたデータは、中国の公式報告値を採用した多い方の合計値を参照している。

³ 本報告書の目的上、IEA PVPS加盟国とは、個別にIEA PVPSに加盟している国家、あるいは（明示される場合には）加盟国またはIEA PVPSの加盟機関である欧州委員会（EC）を通じて加盟国とみなされる国を指す。

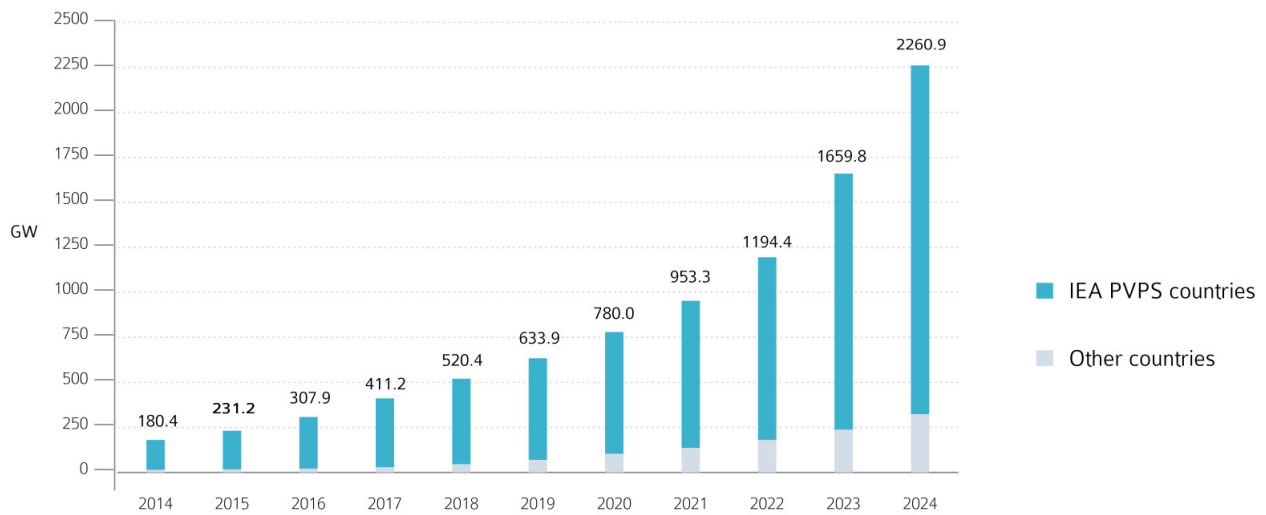


図2.1 世界の太陽光発電システム累積設置容量（GW）

出典：IEA PVPS、その他

人口1人当たりの太陽光発電システム設置容量

太陽光発電の普及率は、人口1人当たりの設置容量（W）またはその国の電力需要に対する太陽光発電電力の発電量（kWh）の割合として測定することができる。ここでは、各国の取り組みを示す指標となる、人口1人当たりの太陽光発電システム設置容量に注目する。

人口1人当たりの設置容量は
オーストラリアとオランダが
1,400W/人を超えた

IEA PVPS加盟国及び調査対象国における人口1人当たりの太陽光発電システム設置容量では、2024年にオランダがオーストラリアを上回り、1,486W/人（2023年比9.4%増）で首位となった。オーストラリアは1,463W/人（同25%増）で2位となった。続くドイツ（1,203W/人）、ベルギー（982W/人）、オーストリア（970W/人）、ギリシャ（938W/人）は上位を保っている。アラブ首長国連邦（UAE）は、2023年に複数の大規模電力事業用太陽光発電プロジェクトが稼働を開始したことで設置容量が大幅に増加し、2024年には人口1人当たりの設置容量が703W/人に達した。この他、米国をはじめとする21ヶ国の人口1人当たりの設置容量は現在500W/人超である。中国では、設置容量の増加により普及率が継続して上昇し、749W/人となった。設置容量上位国のうち、インド（86W/人）とブラジル（246W/人）は依然として後れを取っている。

典型的な住宅用システムの太陽電池モジュール1枚の出力は435～550Wであり、現在、35ヶ国近い国では1人当たりのモジュール設置枚数が1～3枚に相当する。

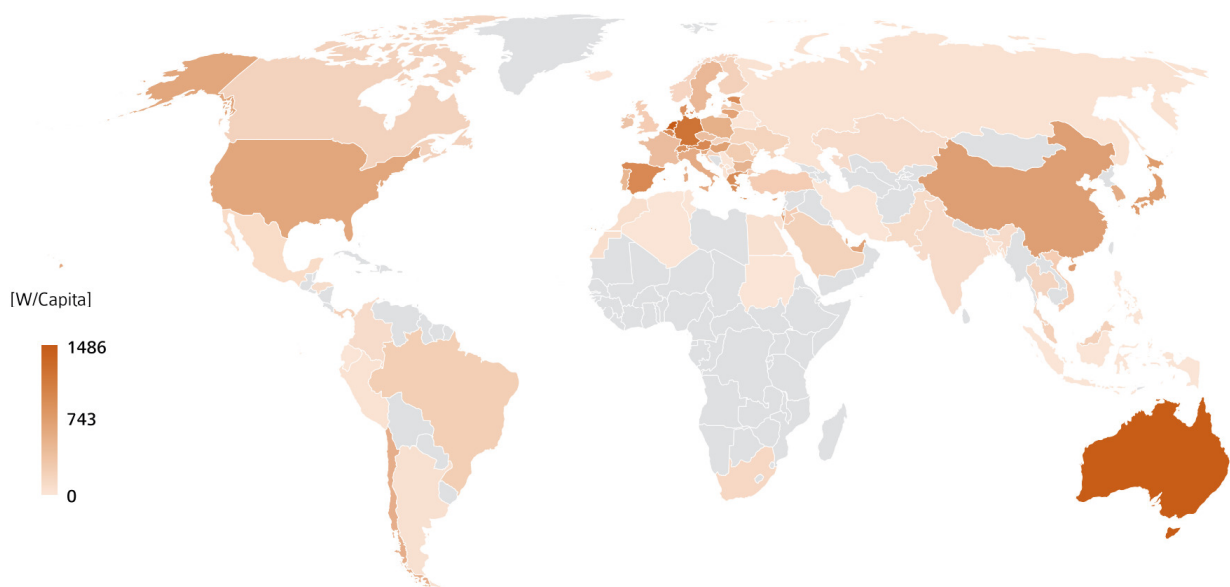


図2.2 人口1人当たりの太陽光発電システム設置容量（W/人）（2024年）
出典：IEA PVPS、その他

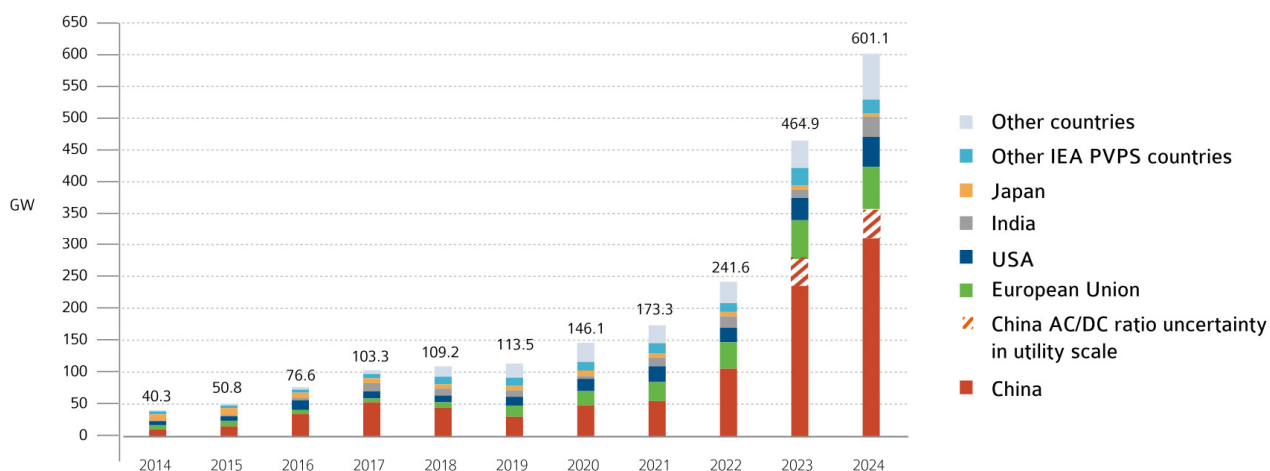


図2.3 主要市場における太陽光発電システム年間設置容量（GW）
出典：IEA PVPS、その他

IEA PVPS加盟国では、2024年に少なくとも470.3GW、推定では最大518.1GWの太陽光発電システムが新規に設置された。IEA PVPS非加盟国については、高精度で追跡を行うことはさらに困難であるが、推定87.4GWが設置された（全EU加盟国を含む）。過去2年間も市場は力強い成長を見せたが、2023年は太陽電池モジュール価格の下落によって、ほぼすべての記録が塗り替えられ、年間設置容量は2022年からほぼ倍増した。2024年も、変動する電力市場から（需要家を）保護する手段として、太陽光発電が信頼性の高い安定した発電コストを提供できるという需要家及び投資家の信頼が維持されたため、年間市場は引き続き成長した。

この成長の大半は中国によるもので、中国は生産能力の増強ペースに追随することに苦慮しながらも、年間を通じて設置容量を増加させた。中国の設置容量は309.4～357.3GWであった（国家能源局（NEA）によるAC値から換算。使用するAC/DC比率により異なる）。電力事業用太陽光発電所の定格設置容量に関する不確実性が増大する一方で（インバータ/モジュール比率は業界の慣

行に基づいて推定されるが、数パーセンテージポイントの誤差により推定量に数十GWの違いが生じる場合もある）、2024年の中国市場が集中型システムによってけん引されたことは明らかで、分散型システムの新規設置容量シェアはわずか38.2%であった。2024年の中国の年間設置容量は世界全体の59.4%を占めた。中国の独占的な地位は、2000年代半ばから後半にかけてのドイツの状況に似ているが、長期的な影響について判断を下すことは困難である。中国の累積設置容量は少なくとも958.5GW、最大で1,048.5GWに達した。

欧州連合（EU）全体の年間設置容量は、中国に続いて世界第2位と、5年連続で力強い成長率を維持している。EU全体の年間設置容量は66.0GWで、17.2GWを導入した**ドイツ**がけん引している。**スペイン**は8.7GWと安定しているほか、**イタリア**（6.7GW）、**ポーランド**（4.2GW）、**フランス**（6.0GW）が大きく貢献した。

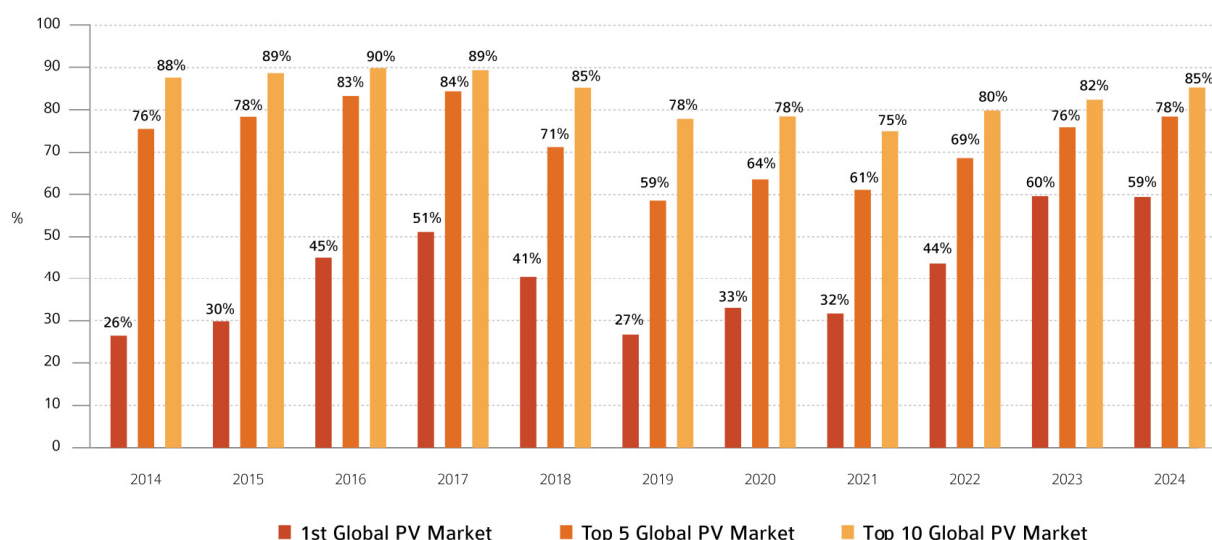


図2.4 上位国による市場シェア

出典：IEA PVPS、その他

米国市場は、2023年に50%増を記録した後、さらに約40%成長し、47.1GWに到達した。サプライチェーンの問題による施工の遅れなど、2022年の市場を妨げていた問題の一部は、部分的に解決している。米国市場は依然として電力事業用市場が中心で、集中型システムが40.3GWと年間設置容量の85%強を占めた。分散型システムの年間設置容量は6.7GWとなり、2023年の9.6GWをやや下回った。2024年末までに米国の累積設置容量は225GWに達した。

インドは力強い成長を背景に、年間設置容量は前年の13.0GWから31.9GWへと拡大し、ドイツを抜いて第3位となった。インドの累積設置容量は124.6GWに達した。パキスタンも18.0GWという大幅な成長により、ドイツ（17.2GW、累積設置容量100.4GW）を上回り、第4位の市場となった。

中国市場の優勢に伴い、上位国による市場シェアがますます拡大しているのは驚くに当たらず、主要市場の設置容量に比べ、より小規模な市場は市場規模に比例して設置容量も少ない。中国は、生産能力増強の結果を吸収するために様々な取り組みを行っている。

ブラジルは過去4年間の高い成長率を維持できず、6位に後退したものの、依然として成長市場である。年間設置容量は14.3GW、累積設置容量は52.1GWに達し、世界の重要な市場であることを証明している。スペインは7位（年間：8.7GW、累積：48.3GW）で横ばいとなった。イタリアはトップ10位圏内を維持した（年間：6.7GW、累積：37GW）。ポーランドは2024年も2023年と同程度の導入量となり、年間設置容量は4.2GW、累積設置容量は21.3GWとなった。オランダは3.4GWを設置し、累積設置容量は26.7GWに達した。

上位10ヶ国合計の年間設置容量は、2024年の世界市場の約85%を占めている。これは、世界の太陽光発電市場の成長が依然として限られた数の国によってけん引されていることを示唆している。これまで、市場の一極集中は上位3ヶ国あるいは5ヶ国のいずれかの市場が停滞した場合の市場の安定性に対する懸念を強めてきたが、過去数年間は、ある市場が減速すると別の市場が成長するという状況が多くみられている（例：米国とインド）。図2.4に示す通り、市場の一極集中は2019年に順調に緩和された後、2020年に再び拡大し、2021年に安定した。その後、4年連続で拡大が続いた。これは中国の太陽光発電市場の成長によるものである。中国を除いて考えれば、新市場の台頭によって世界の太陽光発電市場の一極集中が緩和され、その分リスクも低下している。とはいえ、依然として中国市場の規模が世界の太陽光発電市場の発展を形作っている。2019年には、中国市場の停滞が他国の成長をほぼ打ち消し、世界の太陽光発電市場全体の成長は限定的なものとなったが、2022年、2023年及び2024年は中国の設置容量が増加したことにより、世界全体での成長が最大化された。

前述の通り、IEA PVPSは設置容量を直流（DC）容量で報告している。交流（AC）容量換算では、2024年の新規設置容量は約400～501GW（AC）となる。この数値は（DC容量と同様に）、実際の数値の近似値であり、世界のすべての太陽光発電システムが同時に発電すると仮定した場合に、瞬時に発電できる最大出力の推定値である。この数値は指標に過ぎないため、いかなる場合もエネルギー生産量の計算に用いるべきではない。

上位10ヶ国入りに必要な導入量は、2014年の0.87GWから2018年には2.3GWへと着実に増加し、2020年以降は約3.5GWで推移、2024年には前年と同程度の増加量で5.6GWに達した。これは太陽光発電市場の世界的な成長傾向を反映するとともに、年ごとの変動も示している。この導入量の増加は一見すると大きいように見えるが、中国の設置容量と比較すれば依然として非常に小さい。仮に世界各国の市場が中国と同じ速度で成長していた場合、上位10ヶ国入りに必要な最低導入量は5GWではなく、10GWに近い水準となっていたと考えられる。かつて上位10ヶ国に入っていた国のうち、2024年に数GWを設置したものの上位10ヶ国入りに必要な容量にはわずかに届かなかった国もある。トルコ、ポーランド、オーストラリアは、いずれも2024年に4GW超を設置し、市場は安定するか、あるいは成長率がわずかに鈍化した。速報値が示すように、大半の分野で市場競争力を達成した市場では、安定化の兆しが見られた。

2024年には、年間設置容量が1GW超に達した国が30ヶ国を超え、すべての大陸に拡大しており、中東・アフリカ地域の複数の国が新興市場として注目されている。

表2.1 太陽光発電市場規模上位10ヶ国の変遷

順位	2014年	2015年	2016年	2017年	2018年	2019年	2020年	2021年	2022年	2023年	2024年
1	中国	中国	中国	中国	中国	中国	中国	中国	中国	中国	中国
2	日本	日本	米国	インド	インド	米国	米国	米国	米国	米国	米国
3	米国	米国	日本	米国	米国	インド	ベトナム	インド	インド	ドイツ	インド
4	英国	英国	インド	日本	日本	日本	日本	日本	ブラジル	インド	パキスタン
5	ドイツ	インド	英国	トルコ	ベトナム	ベトナム	ドイツ	ブラジル	スペイン	ブラジル	ドイツ
6	フランス	ドイツ	ドイツ	ドイツ	オーストラリア	スペイン	オーストラリア	ドイツ	ドイツ	スペイン	ブラジル
7	南アフリカ	韓国	タイ	韓国	トルコ	オーストラリア	韓国	オーストラリア	日本	日本	スペイン
8	韓国	フランス	韓国	オーストラリア	ドイツ	韓国	インド	スペイン	ポーランド	イタリア	イタリア
9	オーストラリア	オーストラリア	オーストラリア	フランス	メキシコ	ドイツ	ブラジル	韓国	オーストラリア	ポーランド	フランス
10	インド	カナダ	トルコ	ブラジル	韓国	ウクライナ	スペイン	ポーランド	オランダ	トルコ	日本
EUの順位	3	3	4	4	2	2	2	2	2	2	2
上位10ヶ国に入るために必要な市場規模											
	865MW	675MW	818MW	1,067MW	2,265MW	3,537MW	3,528MW	3,710MW	4,200MW	4,827MW	5,620MW

出典：IEA PVPS、その他

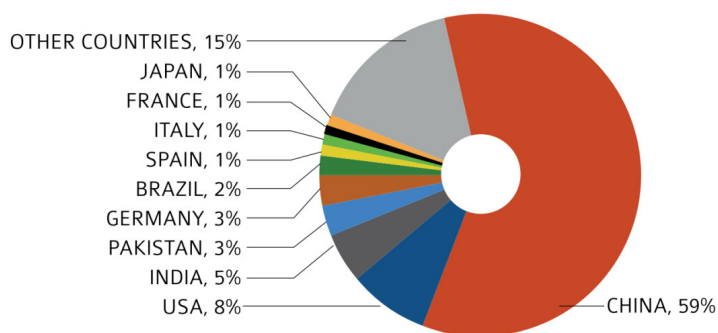


図2.5 世界の太陽光発電システム年間設置容量の国別比率（2024年）
出典：IEA PVPS、その他

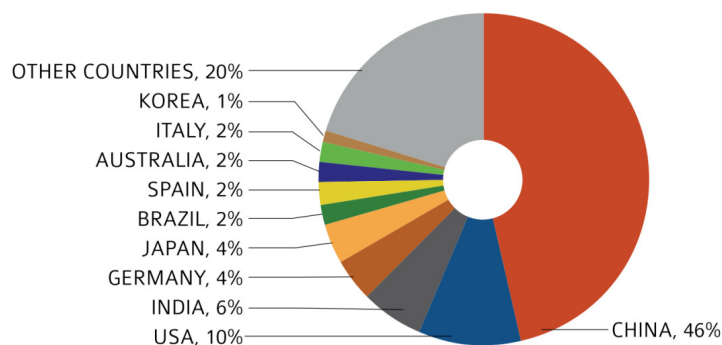


図2.6 世界の太陽光発電システム累積設置容量の国別比率（2024年末時点）
出典：IEA PVPS、その他

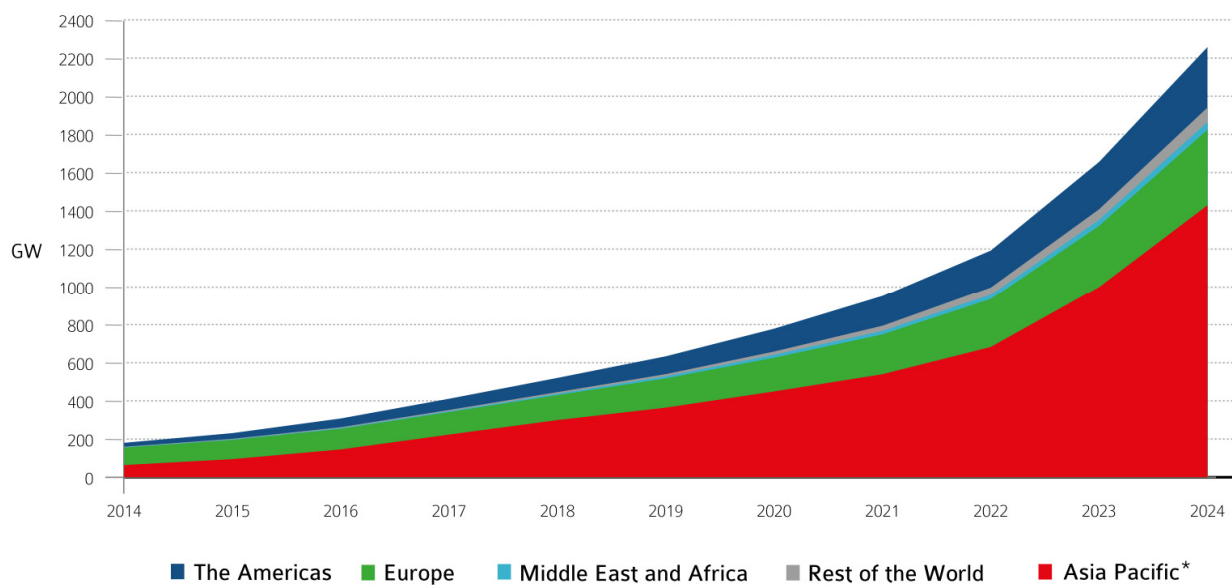


図2.7 地域別太陽光発電システム累積設置容量
*中国のAC/DC比率の不確実性による47.8GWを含む
出典：IEA PVPS、その他

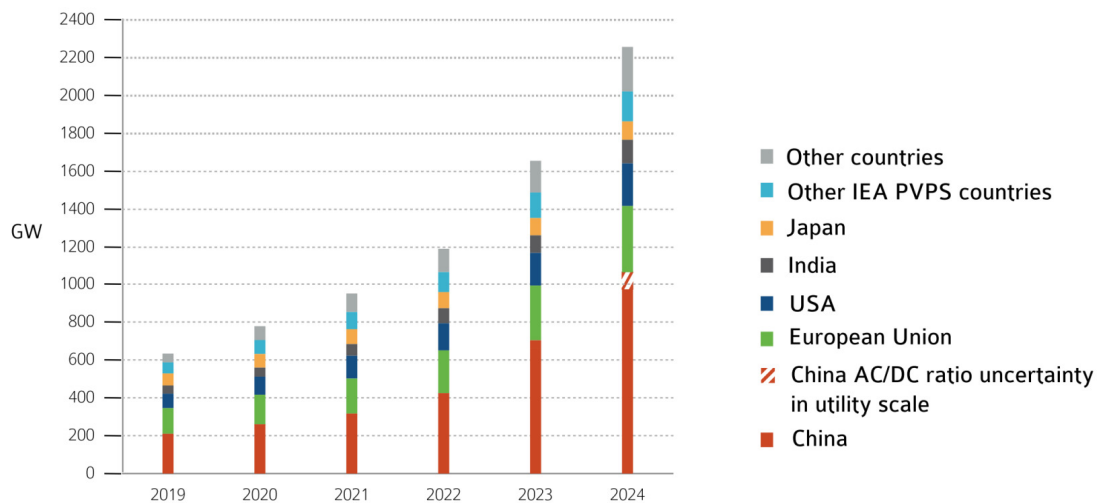


図2.8 主要市場の太陽光発電システム累積設置容量（2019～2024年）

出典：IEA PVPS、その他

太陽光発電の市場分野

本報告書では、①集中型太陽光発電システム（数MW超の大規模システムから電力事業用システムまでを指し、発電電力は主に系統に逆潮流される）、②分散型太陽光発電システム（集中型より小規模で需要地に接続されている系統連系形システム）、③独立形太陽光発電システムの3つの市場分野について考察する。独立形太陽光発電システムは、本報告書の市場統計では分散型システムの容量に含まれる。報告体制は国によって異なり、集中型と分散型を区分する特定のシステム規模の設定はないものの、多くの市場では政府、電力事業者、業界団体が区分化を行っている。これは、国によって及ぶ影響が大きく異なり、系統連系、系統容量、財政政策、税制、容量を適切に計算・評価する能力に影響が及ぶためである。さらに一部の市場では、業界の慣行に沿って、交流（AC）出力から直流（DC）出力への変換が、異なる変換係数に基づいて行われている。

全体として、2024年の年間設置容量は集中型（62%、373.0GW）が分散型（38%、228.1GW）をわずかに上回ったと推定され、より多くの集中型システムが設置される動きが見られた。ただし、中国のAC/DC比率の不確実性による47.8GWは、集中型システムの容量に含まれていることに留意されたい。世界全体で見ると集中型と分散型の割合は概ね拮抗しているように見えるが、これは中国市場で集中型と分散型がバランスしているためである。その他の主要な市場では市場に大きな偏重があるものの、図中には表現されない。

電力事業用システムのシェアは、2024年に累積設置容量の約57%を占め、前年比で安定して推移した。独立形システムと電力系統の末端（グリッドエッジ）のシステムは、分散型太陽光発電システムへの統合が進んでいるが、多くの国では設置容量を把握する力が限られている。

当初から住宅用太陽光発電システムにインセンティブを与えていた欧州市場を除けば、新興太陽光発電市場における主な太陽光発電開発は、過去には電力事業用太陽光発電所であったケースが多い。この傾向は世界各地でのモジュール価格の下落と自家消費の魅力の高まりによって変わりつつあり、ブラジルやベトナム、南アフリカがその実例となった。

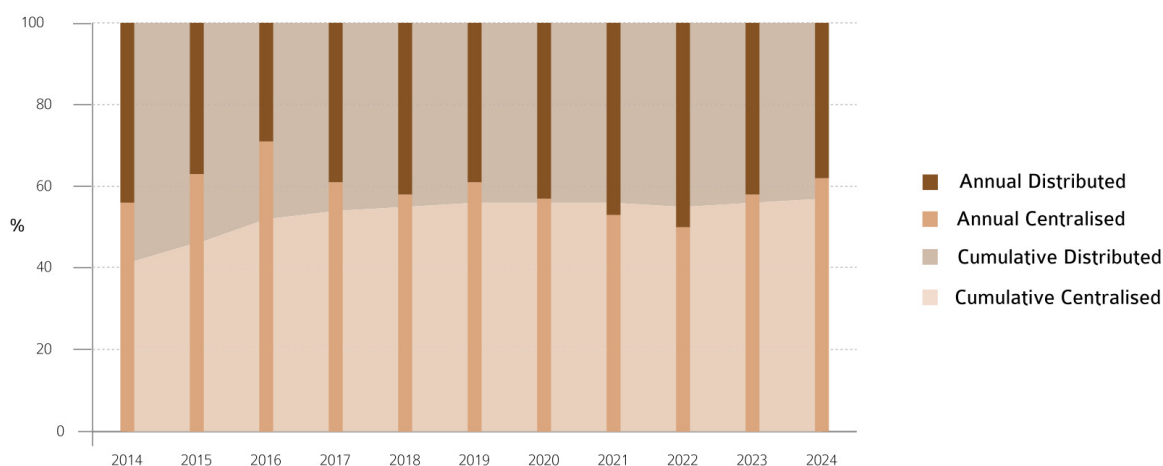


図2.9 年間設置容量における系統連系形太陽光発電システム（集中型・分散型）の比率
（2014～2024年）

出典：IEA PVPS、その他

電力事業用太陽光発電

電力事業用太陽光発電所は、一般的に地上設置型（または水上設置型）である。大規模な電力需要地や産業施設（採掘現場等）が近隣にあるなど、発電電力を自家消費することも可能であるが、通常、発電電力は系統に逆潮流される。電力事業用太陽光発電システムの開発は、太陽光発電の新興市場と既存市場の双方において引き続き拡大している。多くの国で（太陽光発電は）すでに市場競争力を獲得しているが、競争入札プロセスは最も競争力あるプロジェクトの選定や、使用する土地の種類の規定など、その他の側面での選考を行うために用いられている。

表2.2 集中型太陽光発電システム年間設置容量上位10ヶ国（2024年）

国名	設置容量（GW）
中国	239.1
米国	40.3
インド	23.9
パキスタン	9.0
ドイツ	6.5
ブラジル	5.7
サウジアラビア	3.8
日本	2.3
イタリア	2.2
オーストラリア	2.0

出典：IEA PVPS、その他

表2.3 集中型太陽光発電システム累積設置容量上位10ヶ国（2024年）

国名	設置容量（GW）
中国	674.3
米国	158.1
インド	100.8
日本	39.1
スペイン	38.6
韓国	26.3
ドイツ	25.4
ブラジル	17.1
オランダ	15.4
ベトナム	14.7

出典：IEA PVPS、その他

インド、米国、スペイン、韓国など一部の主要市場では新設容量の大半を電力事業用システムが占めている。中東・北アフリカ（MENA）地域では、非常に大規模な電力事業用システムの稼働が進展しており、多くの国に先行して、2023年にはサウジアラビアやアラブ首長国連邦（UAE）で稼働が開始した。今後数年のうちに、集中型システムにけん引される新たな国が登場する見通しである。

太陽光発電電力を卸電力市場に直接販売する太陽光発電所（Merchant PV）や企業需要家に直接売電するコーポレートPPAは、多くの国で引き続き成長している。過去数年間に行われた試みは、特に2022年には、市場価格の高騰に後押しされ、開発事業者や投資家に対し、プロジェクトの実現は可能であるという自信を与えた。Merchant PV（卸電力市場での直接売電）は、初期段階にある一方で、マイナス価格の影響と価格競合の影響という2つの問題を抱えており、今後数年間にわたって投資家が注意深く監視するとみられる。同時に、系統の混雑、社会的受容、厳格な環境影響調査要件により生じている制約は、依然として重大な障壁となっている。プロジェクト開発事業者が系統連系枠の確保のみを目的として非常に低い入札価格を提示した事例がある（ポルトガル、スペイン）。一方、電力事業用太陽光発電所の開発を確実に継続的に行うために、特別な投資を行って系統容量を増強した国もある（オーストラリア、オーストリア、ブラジル、フランス）。

電力事業用システムは一様ではなく、規模は数MWから1,000MWを超えるものまで多岐にわたる。固定傾斜架台に設置されるシステムもあれば、発電量を最大化することを目的として一軸または二軸追尾装置を採用するシステムもある。水上に設置される水上設置型太陽光発電（FPV）システムでは標準化が進みつつあり、放牧地等にゆとりをもって設置するシステムの開発も同様に進展している。両面受光型太陽電池モジュールの利用も比較的急速に増加している。入札における特定のルールや、系統サービス市場や卸売市場における有利な条件に後押しされて、併設型の蓄電システム（バッテリー）の導入はますます一般的になっている（オーストラリア、ドイツ、米国）。2024年の世界の集中型太陽光発電システムの年間設置容量は373.0GW（新設容量の62%）、累積設置容量は1,300GWに達し、世界全体の累積設置容量の58%を占めた。

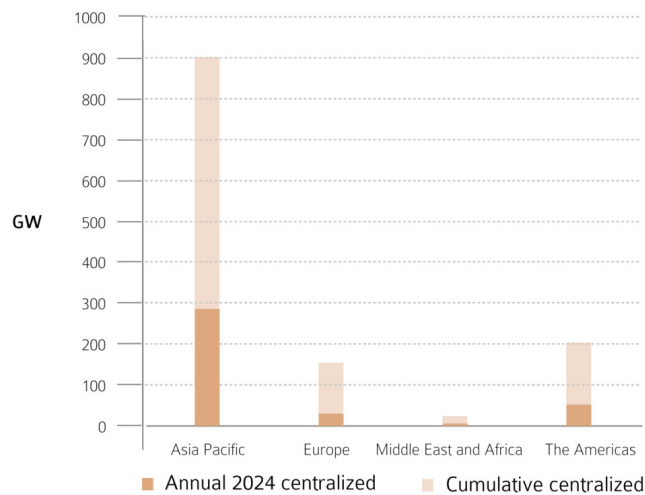


図2.10 地域別集中型太陽光発電システム設置容量（累積及び年間、2024年）

出典：IEA PVPS、その他

分散型太陽光発電システム

分散型太陽光発電システムとは、配電網に接続された比較的小規模な太陽光発電システム（数百Wから数MW規模）であり、主に建物上に設置されるか、地域の需要家に電力を供給すること（例えば自家消費による直接供給など）を目的として導入される。歴史的に、分散型太陽光発電はドイツなどの早期導入国において太陽光発電産業の普及を牽引した。現在では、多くの国で自家消費が分散型太陽光発電市場の主要な成長要因となっている。

分散型太陽光発電市場は、2010年から2016年にかけて13～22GWの規模で推移していたが、その後中国が国内の分散型太陽光発電市場の開発に成功し、2016年から2018年にかけて分散型太陽光発電システムの設置容量はおおよそ2倍になった。市場規模は、2022年の119.5GW、2023年の193.5GWから大幅に増加し、2024年には228.1GWに達した。

世界中の分散型太陽光発電市場に電力を供給するプロシューマー

プロシューマーとは、消費する電力の一部（または全部）を自ら発電する電力需要家である。消費地に近接するすべての発電事業者は、技術的にはその消費地に電力を供給するが、プロシューマーという用語は、この自家消費が電気の流れと財政の流れの両方に基づいている場合、つまり、需要家と発電事業者が電気メーターに対して同じ側にいる場合に使われる。プロシューマー市場の発展は、太陽光発電システムによる発電コスト（kWh 単価）が住宅用及び商業用の電力価格と競合可能な国々において、自然発生的に進行している。ただし、多くの場合、特に余剰電力を系統に逆潮流できるようにするなど、政策や規制の枠組みの調整が必要となる。一方、他の国では、既存の支援施策に伴うコスト負担が政策変更を促す要因となっている。単純なプロシューマー向けの政策やモデルの導入を経て、より複雑な集合型及び分散型（仮想）自家消費モデルや、住宅用・商業用の電力需要家向けの枠組みが導入されつつある。

表2.4 分散型太陽光発電システム年間設置容量上位10ヶ国（2024年）

国名	設置容量（GW）
中国	118.2
ドイツ	10.7
パキスタン	9.0
ブラジル	8.7
インド	8.0
米国	6.7
イタリア	4.4
フランス	4.1
日本	3.3
トルコ	3.3

出典：IEA PVPS、その他

表2.5 分散型太陽光発電システム累積設置容量上位10ヶ国（2024年）

国名	設置容量（GW）
中国	374.2
ドイツ	73.9
米国	66.9
日本	57.9
ブラジル	35.0
オーストラリア	26.4
イタリア	25.4
インド	23.7
トルコ	17.1
フランス	16.8

出典：IEA PVPS、その他

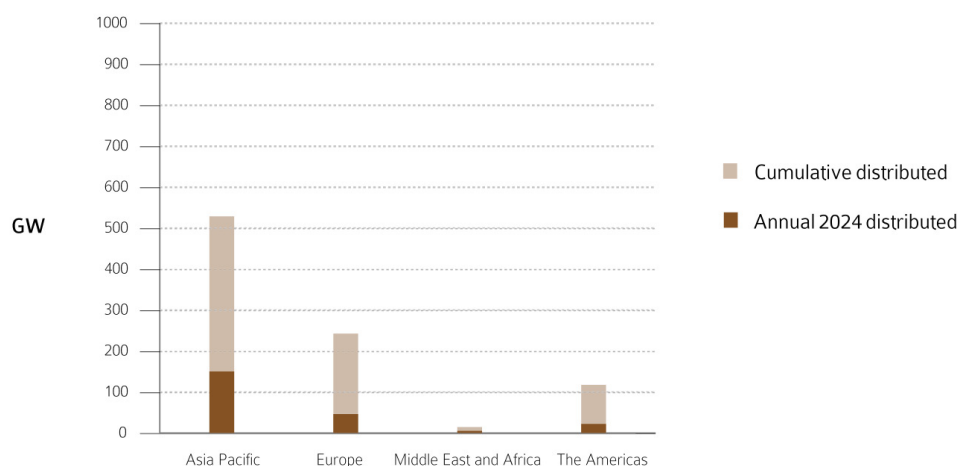


図2.11 地域別分散型太陽光発電システム設置容量（累積及び年間、2024年）

出典：IEA PVPS、その他

デュアルユース（二重利用）と新興太陽光発電市場分野

大規模な太陽光発電の新規導入によって引き起こされる土地の競争に対する対応策として、インフラや他の目的で使用している土地に太陽光発電システムを設置するとともに、社会的受容性を確保する必要性に込んでいる。太陽光発電に利用可能な土地の面積とその利用に対する受容性は、多くの国でますます重要な懸念事項となっている。一般的には、都市化の進行や拡張による生物多様性の減少、農地の持続的または定期的な減少、あるいは審美的・文化的理由による歴史的建物や自然景観の保全を強く推進している国々で重要性が高い。

電力事業用及び地上設置型太陽光発電システムでは、エネルギー生産と他の用途（主に農業）との間で土地を奪い合う事態が生じる。営農型太陽光発電システムは、同じ敷地で農業生産とエネルギー生産を組み合わせることで、受容可能で望ましい代替案を提案することを目指している。水上設置型太陽光発電（FPV）システムは、自然湖・人工湖や貯水池の利用可能な水面を活用するもので、土地利用に対する制約が多いアジア地域においては、特に活況な市場分野である。集中型太陽光発電市場も、両立可能な土地のデュアルユース（二重利用）を促進するという同じ必要性に支えられ、好調な傾向にある。同じ理由で、土地を奪い合ったり、反対されたりすることなく利用できる運河上のキャノピーや、高速道路沿いの防音壁などの他のインフラを使用することも、より一般的になってきている。

分散型太陽光発電において、太陽光発電を建物に一体化することは長年の目標とされ、土地利用の削減、消費地点での発電、太陽光発電に対する社会的抵抗の軽減という要請に対する自然な解決策と考えられてきた。建物設置に特化した太陽光発電システムは長期間にわたり開発されてきており、一部の国（特にフランス）では、分散型太陽光発電を公共政策の主な柱として、建物への太陽光発電システム設置を奨励していた。特に、欧州連合（EU）では、加盟国に対して野心的な目標を設定することを奨励している。既存の建築物を利用するという点で魅力的なだけでなく、より環境に調和した一体化につながるため、社会的な抵抗が小さい。

営農型太陽光発電

電力事業用太陽光発電プロジェクト開発が本格的に開始されて以来、農地での太陽光発電プロジェクト開発が進められてきた。作物が太陽光発電システムに取って代われ、農地が発電のために利用される開発事例もあれば、太陽電池モジュール周辺で継続された低強度放牧の事例もあった。しかし、営農型太陽光発電は、食料生産とエネルギー生産の両方のために土地を同時に利用する新たな提案である。太陽光発電が普及するにつれ、国によっては太陽光発電による農地の利用を法律や入札条件で規制しており、多くの国で土地利用の競合が太陽光発電プロジェクトの開発を制限する可能性がある（イタリア、フランス、韓国）。カタルーニャ州（スペイン）は営農型太陽光発電に関する公式ガイドラインを策定し、設置前の作物収量の少なくとも60%を維持すること、土壌攪乱を最小限に抑えること、太陽光発電システムの設置面積を土地面積の15~20%に制限することを義務付けている。チェコでは、新たな規制により、土地用途区分を変更することなく、果樹園、ブドウ畑、ホップ畑への太陽光発電システムの設置が許可されている。これらの規則には設置面積の上限を土地面積の10%に制限する項目が含まれるが、収量の維持に関する

義務はない。ただし、現時点では垂直設置型太陽光発電システムは設置許可の対象外である。日本では、2024年4月に、政府が農地法違反などに該当する営農型太陽光発電プロジェクト342件に対し、改正された規定に基づき固定価格買取制度（FIT）等に基づく交付金を一時停止した。

様々な地域において、農地での太陽光発電のポテンシャルについて、また営農型太陽光発電がいかに関与可能エネルギー目標の達成に貢献できるかについての研究が行われ、政府や開発事業者の関心が高まっている。一方、農家や一般市民による懸念、反対の声も増えている。この分野の潜在性をいくつか例示する。欧州連合（EU）では、農地の1%に営農型太陽光発電システムを設置することで、約944GWの太陽光発電容量（EUの電力需要の40%超）を導入できる可能性がある。最新の調査によると、インドだけで約3,200GW相当の太陽光発電システムの技術的潜在量が推定されており、パンジャブ州のみでも約871GW相当が見込まれている。

農地での太陽光発電の構成や設計は、国によって異なり、特定の用語が使用される場合もある。

- ・ 作物や植物の上方に設置する太陽光発電システム

太陽光発電システムは、少ない日射量でも育つさまざまな種類の作物の栽培を可能にし、作物に被害を与える危険要因（雹、過度の日光）からの保護、蒸発量の削減による節水などの新しいサービスやビジネスモデル、実際の気候条件や将来的な気候条件では育成が不可能な作物に適した環境を提供できる。このような農地の二重利用には、高架式太陽光発電所のような特別な技術ソリューションが必要であり、作物に合わせて太陽電池モジュールの設置密度を低くするか、あるいは、モジュールを可動式にしてその位置（傾斜）を調整することで、気象条件に応じて太陽光発電による発電電力量や収穫量を最大化させる。太陽光発電システムの設計時に、モジュールの間隔を広くとるなどして配置を調整するか、モジュール自体を半透明に変更するなど設計による調整が可能である。

- ・ 太陽電池アレイ間で作物、草原、花粉媒介者の生息、放牧

太陽光発電システムは、その土地の農業目的を維持できるように設置しなければならない。太陽光発電システムによって生じる日陰は草の生育を促し、動物（及び作業員）の高温によるストレスを軽減する。実際、一部の国では、気候変動による気温の上昇に伴い、動物のために日陰を増やすことが設置の重要な動機となる可能性がある。太陽光発電システムは、作業に適するよう、農業機械がアレイ間を通れる幅を確保し、適切な高さを維持し、電気的保護設計、防塵設計とする。地上設置型太陽光発電システムは、追尾装置の有無にかかわらず、電力事業用の規模で設置される。垂直設置の両面受光型太陽光発電システムについても、システムが農地に及ぼす影響が非常に小さいため、いくつかの発電所で試験が実施されている。

- ・ 温室に一体化されて開発される太陽光発電システムも存在

農地における太陽光発電のポテンシャルが大きいとしても、他の要素も考慮しなければならない。一般的に、食糧生産の安全保障と農業生産の充足が最優先事項とされるが、農業分野での経済バランス、環境への影響、社会的受容や水管理も重要な要素である。

システムのコスト、収益性、さらに農業へのメリットは、エネルギー生産と農業生産のどちらを重視しているかにより異なる。支援制度と財政支援の度合いもそれに応じて異なる場合がある。最も厳格な営農型太陽光発電の定義に該当する太陽光発電システムは、通常、より高いインセン

ティブを受けられる。

枠組みと支援制度は多様であるものの、一般的に、営農型太陽光発電システムは主に以下の2種類に分類できる。

- ・ 何らかの形で農業生産が維持される太陽光発電システム
すでに経済的に実行可能で費用対効果が高いシステム。エネルギー生産が中心となるが、農業生産は維持される。従来型の競争入札への参加や、電力売買契約（PPA）の交渉を行うことが多い。
- ・ 高度な基準に準拠し、農業生産と農家の収益を向上させる太陽光発電システム
農業生産の収益性が中心で、エネルギー生産は付加価値となる。この種のシステムは、下方で栽培する作物に合わせた調整が求められる。

中国では、雲南省で192MWの営農型太陽光発電システムが稼働を開始した。丘陵地での農業と高効率太陽電池モジュールを組み合わせたプロジェクトである。スウェーデンでは、Gullspångにおいて国内初となる容量6MWの大規模営農型太陽光発電所が正式に運転を開始した。同発電所では、菜種、牧草及び小麦の輪作体系を維持しながら、地域のバーティカル・ファーム施設向けにクリーン電力を供給する。米国では、インディアナ州で総容量1.3GWの大規模営農型太陽光発電プロジェクトの第1フェーズが稼働を開始した。同プロジェクトの初期フェーズ（「Mammoth North」と呼ばれる）の設備容量は480MWである。

ドイツでは、家畜を放牧する牧草地の上部空間に高架式の太陽電池モジュールを設置する、69MWの営農型太陽光発電プロジェクトが建設中で、2025年に稼働することが予定されている。イタリアでは、国内初の営農型太陽光発電プロジェクト向けの競争入札により、540件・計1.5GWのプロジェクトが採択された。プロジェクトは主に国内南部で実施される。このうち、Bologna近郊における9.6MWのシステムが稼働を開始した。フランスでは、太陽光発電を牛の放牧と組み合わせたPoisyでの250kWの営農型パイロット・プロジェクトと、牧草地としての利用を維持しつつ太陽光発電を最適化するように設計したCaméliaでの100kWの垂直型プロジェクトに進展があった。また、Isère県では1MWの営農型太陽光発電所の建設が開始された。SolarPower Europeが公開した営農型太陽光発電デジタル地図では、欧州の10ヶ国における計200件超のプロジェクトが示されており、計画中及び稼働中のプロジェクトの総容量は計15GW超に達している。

IEA PVPSは、国際協力を促進しベストプラクティスを整理するための営農型太陽光発電アクショングループを立ち上げ、世界の動向に関する報告書を2025年11月に発行予定である。また、欧州ではSolarPower Europeが実務向け営農型太陽光発電ハンドブックを出版し、10件の典型的な事例、実現可能なビジネスモデル、環境上のメリットを示すとともに、政策立案者に対して許認可手続きの簡素化とインセンティブの拡充を要請している。

インフラ一体型太陽光発電（IIPV）

インフラ一体型太陽光発電（IIPV）は、インフラ上またはインフラに近接して設置される太陽光発電システムを指す用語である。これは、あらゆる建物や建築環境の構成要素上、またはその近隣に設置される太陽光発電を指す用語として使用され得るが、一般的には、輸送インフラ近隣

の未利用地（一般道路、高速道路、鉄道沿線）や水路（灌漑用水路、河岸、堤防など）に設置される太陽光発電システムを指す場合が多い。

これらの空間は、もうひとつの土地の二重利用として太陽光発電システムを設置できる大きなポテンシャルがあり、社会的受容性の高い太陽光発電システムを設置できる面を提供できる。さらに、近年の太陽電池価格の急落により、リニア太陽光発電システム（道路、線路、運河沿い等、細長い土地に設置する太陽光発電システム）や特別仕様の架台の競争力が向上し、こうした革新的な導入ソリューションに新たな可能性をもたらしている。

欧州（スイス、ドイツ、オーストリア、オランダ）では従来から、防音壁と一体化しているか否かにかかわらず、一般道路や自動車道路、鉄道に沿って垂直設置型の太陽光発電壁を開発してきており、ここ数年の間に世界各地（韓国、米国、オランダ）で新たなプロジェクトが稼働を開始するなど、垂直設置型太陽光発電システムへの関心は引き続き高まっており、注目を集めている。電気自動車（EV）の普及に伴い、道路沿いに設置した太陽光発電システムの発電量は、需要家に限りなく近い場所で発電することで、輸送部門の脱炭素化に貢献することができる。

その他の革新的な利用については、高架式の太陽光発電キャノピーを自転車道や道路に設置する（ドイツ、フランス）ほか、堤防に設置する（オランダ）パイロット実証システムが実施されている。2010年代以降にインドで開発された灌漑用水路上部を覆う太陽光発電キャノピーは、水の蒸発率が高い地域で徐々に導入が進んでいる（米国、スペイン、フランス）。さらに、国有鉄道会社と民間の開発事業者は、鉄道網沿線の未利用線状用地（英国、フランス）や、線路内（スイス、フランス）での太陽光発電システム設置に関する調査や実証プロジェクトについても発表している。

太陽光発電システムには数多くの種類があり（地上設置型、垂直設置型、既存インフラへの一体化、キャノピーへの一体化）、その技術的・産業的・商業的成熟度はそれぞれ異なる。これらの太陽光発電システム設置における課題のひとつに、発電をしながら支持体の本来の機能（防音壁、日よけ）を維持しなければならないことがある。架台、システム、設備の正しい機能と、それらの持続性は確保されなければならない。細長い（線状）の土地への設置については、解決すべき技術上、規制上の課題が残っている。特に、公有地を民間（企業）の利益のために使用する点と、技術的・経済的に実現可能なものとするための電気設備と連系の可能性を精査する必要がある点が課題として挙げられる。

欧州委員会共同研究センター（EC JRC）は、欧州の主要道路及び鉄道に沿った土地への垂直設置型太陽電池モジュールの大規模普及の可能性を評価している。同調査によると、欧州連合（EU）における 2030 年導入目標の 750GW に対し、垂直設置型太陽光発電システムだけで EU 域内で計 403GW のポテンシャルが見込まれる。また、鉄道の線路だけで、太陽光発電電力の年間発電量が、EU の鉄道網の現在の年間電力消費量の 250%に達する可能性があることがわかった。この取り組みは、輸送部門の脱炭素化に貢献しつつ EU の電力需要を賄う電力を供給する大きな可能性を提供する。

水上設置型太陽光発電（FPV）：継続的な成長

人口密度の高い地域では、電力需要の中心地と水域が近接していることは、往々にして有利なポイントになる。陸上に設置する従来の太陽光発電システムは、用途の面で、産業活動や農業活動と競合している、あるいは土地の価格が高いために経済的に実行できない可能性がある。日本は、水上設置型太陽光発電（FPV）をいち早く導入した国のひとつで、200件超のプロジェクトを実施している。FPVは、シンガポールのような都市国家や、インドネシアのような島嶼国でも設置可能である。国別のFPVシステム設置容量は中国が最大である。

2024年末までに、世界のFPVシステムの設置容量は約8.7GWに達したと推定される。これは2023年の7GWからの増加であり、著しい成長である。

2024年には、内陸部や海域におけるFPVが世界各地で稼働を開始し、FPVの導入は大きく進展した。建設中または計画が進展した段階にある大規模FPVプロジェクトの件数も引き続き増加している。欧州では、革新的な膜構造を活用した浮体技術を採用した270kWのパイロットFPVシステムがスペイン・Canary諸島に設置された。ノルウェーでは、Risørで124kWの洋上型パイロットFPVプロジェクトが運転を開始した。同プロジェクトは3MWまで拡張される計画である。フランスでは、74.3MWのFPVプロジェクトが資金調達を完了し、2025年に稼働開始予定となっている。ドイツでは、Gilchingの砂利採石場湖上に1.8MWのFPVを建設中である。

アジアでは、インドのOmkareshwarで126MWのFPVプロジェクトが運転を開始した。日本では、東京湾で初の洋上FPVプロジェクトが開始され、計80～100kWの太陽光発電システムが電気自動車（EV）や船舶に電力を供給している。タイでは1.8MWのFPVシステムが完成し、年間2,650MWhの発電が見込まれている。中国は引き続き大規模システムで市場を主導しており、その例として、山東省における1GWの洋上FPVプロジェクトや、2025年8月に運転を開始した400MWのプロジェクトが挙げられる。台湾・彰化県では、約74,000世帯相当の電力を供給可能な440MWの洋上FPVシステムが稼働を開始した。韓国では、Imhaダムにおける47MWのFPVプロジェクトの建設が開始された。フィリピンでは、2024年1～8月に29件の大規模太陽光発電プロジェクトが承認され、このうち8件・計100MW超がFPVプロジェクトであった。各FPVシステムの規模は125.9～280MWで、プロジェクト実施場所はLaguna州、Ilocos Norte州、Negros Occidental州、Pampanga州である。インドでは、Jharkhand州のMaithonダム貯水池における234MWのFPVシステムが導入に向けて入札段階にある。

設置済み及び計画中のプロジェクトに加え、最新の調査ではFPVが世界的に大きな潜在導入量を有することが示されている。中国では、研究者により理論上の設置可能容量が最大862.6GWと推定された。インドでは、インド・ドイツの共同調査により技術的な設置可能容量が206.7GWと推定され、このうち30GWが2024～2040年にかけて、特にMadhya Pradesh州及びMaharashtra州で設置される見込みである。Wood Mackenzieによると、世界のFPVシステム設置容量は2033年までに77GWに達すると予測され、アジア太平洋地域がこのうちの57GWを占める。中国、インド、インドネシアの3ヶ国で計31GWの導入が予測される。欧州では、ドイツで2.2GW、次いでフランスで1.2GW、オランダで1GWの設置が見込まれている。米国では0.7GWの設置が予測されている。

建材一体型太陽光発電（BIPV）：特化市場での潜在力の活用

本報告書は、太陽光発電に焦点を当てた政策主導の観点から建材一体型太陽光発電（BIPV）産業の進化を探るものであるが、BIPVの真の変革力は建築及び都市デザインにあることを認識することが極めて重要である。BIPVは太陽光発電技術の単なる「派生形」ではなく、建材であり、都市再生のための手段であり、エネルギーと美観を結ぶ懸け橋である。その市場の進展については、単にキロワット単位の規模だけでなく、持続可能で文化的に受容される美しい都市を形成する能力という観点も考慮する必要がある⁴。

市場の状況

欧州のBIPV市場は、フランス、スイス、オーストリア、ドイツなどの国によって牽引されている。2024年末時点でのBIPVシステム新規設置容量は、フランスが約100MW、次いでスイスが90MW、オーストリアが82MWであった。2010年代初頭には、フランスの一体型システムに対する0.25ユーロ/kWhのプレミアムや、イタリアで2.5GWのBIPVシステムを含む計18GW超の太陽光発電システムの導入を支援したConto Energia制度など、フィードイン・タリフ（FIT）制度によるインセンティブによってBIPVの普及が促進された。現在、欧州でBIPVに特化した支援制度を継続して提供している国は少ないが、実施している国では顕著な成果を示している。オーストリアのEAG投資補助金は、革新的な太陽光発電システムに対するボーナスとして、標準的なシステムの30%を増額しており、これにより2023年以降BIPV市場が大きく成長した。スイスの一時投資補助金は、傾斜設置にボーナスを提供して垂直設置システムを優遇している。欧州全体では、2024年のBIPV設置容量は約350MWで、同年の分散型太陽光発電システム設置容量の1%未満という水準である。この数値は、過去数年間においてBIPVが総設置容量の5～10%を占めてきたスイス等の国の状況とは対照的である。

中国は世界の太陽光発電システム導入における主導的な立場にあり、BIPVは総設置容量のごく一部に過ぎないものの、近年市場は急速に拡大しており、過去数年で数GW規模成長したとみられている。この成長は、国家レベルの分散型太陽光発電に対する政策支援や地域ごとのBIPVに特化したインセンティブによって支えられてきた。しかし、2022年以降中国の建設業界が低迷したことにより、BIPVの発展が妨げられる可能性がある。インドでは、屋根設置型太陽光発電システムに対する政府主導の取り組みやBIPV向けガイドラインの策定により、近年BIPVへの関心が高まっている。米国では、BIPVは主に州レベルのグリーン建築物インセンティブや、LEED認証を目指す商業プロジェクトによって推進されている。日本や韓国などその他の国では、BIPVをネットゼロ・ビルディング戦略や地域インセンティブ制度に組み込んでいる。

BIPVソリューションは20年以上にわたり市場に存在しているが、依然としてニッチ市場にとどまり、太陽光発電産業全体の成長速度には追いついていない。BIPVは、比較的低コストで建築家や建物所有者に広く認知されている従来型建材に対抗する必要がある。その他の主要な障壁としては、厳格な技術要件と複雑さ、従来の確立された建材と比較した初期投資コストの高さ、太陽光発電に関する経験が乏しいさまざまな立場の特定の利害関係者の関与、建築基準法を調整する必要性、経済規模が大きい国における建設業界の停滞、従来建材や規格との統合上の問題点が挙

⁴ Solarchitecture: www.solarchitecture.ch

げられる。しかし、欧州における建物改修工事の増加、新興市場の台頭、ほぼゼロエネルギー建築物（nZEB）を優遇する政策により、今後もBIPVソリューションの導入が促進されると見込まれる。

標準的な太陽光発電システムと異なり、BIPVは新たな土地を必要とせず都市のエネルギー自立を支援するため、地上設置型太陽光発電システムの設置が現実的でなく、社会的に受容されない過密な都市における根本的な解決策となる。特にスイスでは、BIPVが建築として評価されることで導入が進むことが、近年の導入拡大から示されている。

BIPVの製造状況

欧州には90社超のBIPVメーカーが存在し、その多くは、イタリア、スイス、ドイツ、オーストリア、オランダに集中している。これらの企業は一般的に、特定の用途やプロジェクト向けにカスタマイズしたソリューションの提供に注力している。BIPVを製造している欧州メーカーは、従来型の太陽光発電システムメーカーと比べて一般的に小規模で運営されており、総生産能力は数MW/年にとどまり、国内や地域市場向けのサービスに重点を置いている。一方、Onyx Solar（スペイン）のように、突出して世界各地でプロジェクトを完成させている企業も存在する。結果として、欧州は多様で活発なBIPV製造拠点であるものの、総生産量は依然として限定的である。

対照的に、中国はBIPVの生産能力を急速に拡大しており、大規模導入を前提とした標準化製品に注力している。中国のメーカーは数百MW/年規模の生産能力を有しており、規模が大きいことにより欧州メーカーと比較して大幅に低い価格で製品を提供することが可能となっている。北米では、BIPV専門のメーカーは少ないものの、米国及びカナダのいずれにおいてもBIPV産業は依然として活発である。しかし、欧州同様、BIPVの生産は比較的小規模なままである。

BIPV業界はデザイン性とカスタマイズ性を重視している。メーカーは、異なる建築タイプごとの設計上の要求に応えるために、さまざまな色、仕上げ、形状、透明度などのソリューションを提供する傾向にある。BIPVの応用形態は多様で、分割型プレハブ屋根ソリューションから高度にカスタマイズされたBIPVファサードまで、カスタマイズの度合いもさまざまである。

技術の概要と変遷

BIPVは将来を見据えた建築の中核要素として、日よけ、断熱、採光、視覚的アイデンティティを提供すると同時に、太陽光発電所や見るからに存在感のある屋根設置型太陽電池モジュールとは異なり、ゾーニングや土地利用との競合を回避できる。現代のBIPVシステムは、建物に取り付けた単なる発電装置ではなく、エネルギーを生成する建築構成要素である。

従来型の太陽光発電業界と比較してBIPV業界の発展が遅いのは、建築設計への組み込みがより複雑であることを反映している。

主流となっている太陽光発電システムや建物設置型太陽光発電（BAPV）システムの市場規模と比較すると、BIPVは依然としてニッチ市場にとどまっている。しかし、技術的には比較的成熟したソリューションとなりつつあり、複数の国や建築タイプでの20年以上にわたるプロジェクト実績がある。

過去10年間のBIPVシステムの技術進化は顕著で、建設業界での導入を促進するために、主な市

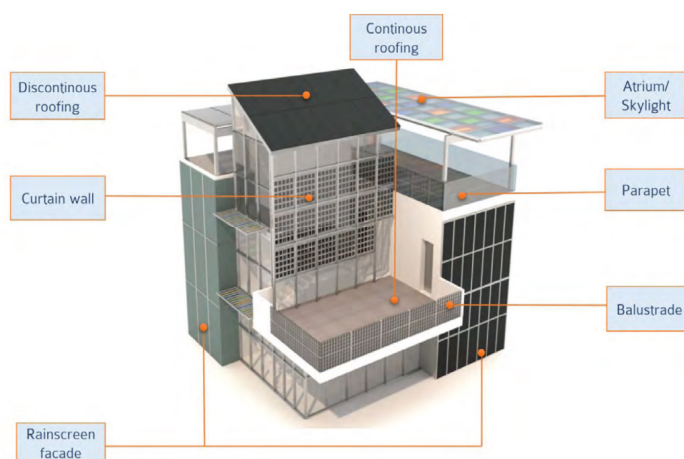
場要件に対応することに明確に注力してきた。この点については、建設分野のニーズは、BIPVを一般的な太陽光発電システムとは異なる価値観で評価することを求めており、建築・設計・施工の各側面を発電性能より重視する必要がある。BIPV産業は、発電電力の最大化を揺るぎない目的としていた主流の太陽光発電産業の特定用途として誕生したため、目的が同じでない建設業界のニーズを理解するには時間を要した。建設業界では、デザイン性、カスタマイズ性、透明度といった特性が重要であり、しばしば発電性能より優先され、発電性能は、色彩、デザインの自由度や室内快適性のために犠牲になる場合がある。市場と産業が成熟したことに伴い、今や、BIPVは、発電が不可欠な機能であるものの、それだけにとどまらない建材製品として理解されるようになっている。

BIPVの製造拠点が分散していることは弱みではなく、その建築的特性の表れである。一般的な太陽光発電システムとは異なり、BIPVは地域ごとに異なる建築基準、デザイン規格、施工慣行に準拠する必要がある。この多様性はイノベーションを促進し、「バウクルトゥール（建築文化）」（訳注：地域に根ざした建築手法と文化を重視する包括的なアプローチ）の価値観とも一致する。BIPVは画一化されたエネルギー産業よりも建設・デザイン産業に近いいため同じ方法で産業化することはできないし、されるべきでない。

BIPV産業は、数年の間に、一般的な太陽電池セル及びモジュールが、M2規格（156.75mm角）セルと4～5本のバスバー構成から、現在主流のM10規格のウエハーを用いたハーフカットセルのマルチバスバー（MBB）接続へと移行するという急速な技術進化の煽りを受けてきた。BIPVメーカーは、太陽電池セルのフォーマットに適応するため、予想以上の頻度で設備更新を余儀なくされており、産業としての事業妥当性が課題となっている。

現在、BIPV用太陽電池モジュールのソリューションとして最も普及しているのは、建築要件や設計上のニーズに合わせて表面及び裏面のガラスの厚さを調整した積層ガラス型である。屋根材及びファサード向けの最も一般的な構成は、EVAまたはPVBを封止中間層とする3mm+3mm、4mm+4mm、または6mm+6mmの合わせガラス（ガラスーガラス積層体）である。全体としてのデザイン性を向上させるために、いずれのガラスも着色することができる。下記の構造図に示されるように、BIPVシステムは、いくつかの種類の建物の構成部材及びその機能を担うことが可能である。また、高性能ガラスや太陽光発電付属品（遮光システムやキャノピー）のようなその他のソリューションも市場に登場しており、建設業界で高度なイノベーションを提供している。

デザイン性と建物としての機能は、建設業界における主要な要件の2つである。過去10年間、BIPVモジュールのデザイン性を向上させることと技術を統合することが、研究及び産業のエコシステ



構造図2.1 実際の建築物におけるBIPVシステム事例
出典：南スイス応用科学芸術大学（SUPSI）

ムにおいて最も重要な技術的課題であった。

デザイン性、性能、コストの最適なバランスを見極めることは重要な目標である。近年、多様な着色技術（ガラスへのシルクスクリーン印刷や選択的コーティング、着色封止材など）が登場し、市場で販売され、デザイン性及び利害関係者の受容性を向上するためのさまざまなソリューションが提供されている^{5, 6}。

BIPVの製造は、主流となる太陽光発電システム製造と比較して柔軟に対応することや自動化レベルが低いことが前提となるためスループットも低い。これは、特にファサード用途では、設計における高度なカスタマイズ性に対応するためである。サイズは、通気ファサード（3mm+3mm合わせガラス使用）の0.5m²未満から、カーテンウォール用途における最大8m²まで多岐にわたる。また、BIPVモジュールは最大4×2mのサイズ（12mm+12mm合わせガラス、二重または三重の複層ガラス使用）に及ぶ場合がある。

細分化し多様化した建築市場を考慮すると、完全自動化による生産体制や規模の経済なしには、一般的な太陽光発電業界の価格低下に対し、BIPVが対応することはできない。

しかし、タイルや瓦といった屋根材など特定の用途やセグメントでは、標準化が可能である。欧州では、BIPV向けの先進的な製造技術が太陽光発電研究の重点分野となっており、Horizon 2020やHorizon Europeの公募プログラムがこの課題に対応している。研究プロジェクトは、複数の接続技術（マルチバスバー（MBB）、裏面コンタクト、マトリックス・シングリングなど）を含む、さまざまなBIPV技術向けの柔軟性のある、先進的な製造技術に取り組んできた。



IEA PVPS タスク 15 は、世界の再生可能エネルギー市場における BIPV 製品の普及を加速できるようにするための枠組みを構築している。

タスク 15 は最近、BIPV の機会と課題を理解するためのケーススタディを含む技術ガイドブックを発行した*。

タスク15・フェーズ3（進行中）のテーマは、「BIPVシステムの性能、信頼性、安全運用に関する共通アプローチの検討」である。5つのサブタスクで構成され、①市場、動向及び導入状況、②特性評価と性能に関する標準化前調査（例：火災、グレアなど）、③オープンBIM形式でのBIPV向けIFC標準の開発と、BIPVの最適な外装を設計するためのBIMモデル作成（訳注及び補足：Building Information Modeling（BIM）は、建築物の設計・施工・運用に関する情報を3Dモデルで統合管理する手法。Industry Foundation Classes（IFC）は、BIMデータの国際標準フォーマット）、④革新的な着色BIPV製品の信頼性及び長期挙動の調査、⑤研修、利害関係者への普及活動及び異分野間の協働を扱う。

* IEA PVPS、ガイドブック「Building Integrated Photovoltaics: A technical guidebook」 <https://doi.org/10.1201/9781003432241>

⁵ IEA PVPS、報告書「Coloured BIPV. Market, research and development」(Report IEA-PVPS T15-07: 2019)

⁶ 南スイス応用科学芸術大学（SUPSI）、報告書「Building Integrated Photovoltaics: A practical handbook for solar buildings' stakeholders」(2024)

独立形太陽光発電市場の発展

独立形太陽光発電システムに関する統計は、通常、系統連系形太陽光発電システムと同じレベルの精度をもって記録されておらず、系統連系形太陽光発電システムよりも設置容量がかなり小さい。これは、系統連系形太陽光発電システムが急速に普及していることや、電力事業用太陽光発電システムの規模が大きいことが要因である。しかし、主にアジア、アフリカや南米を中心とした村落電化プログラムやアフリカにおけるミニグリッド開発にけん引され、独立形太陽光発電システムは引き続き発展している。

アジアとアフリカのいくつかの国では、遠隔地に電力系統を整備することの代替手段として、もしくは系統連系の整備前に、バックアップ・システムを備えた独立形太陽光発電システムが利用されている。独立形システムは、以下の2種類に分類される。

- ・ ミニグリッド（孤立型電力系統とも呼ばれる）：容量10kW～10MWの小規模発電システムによる電力系統で、1種類以上の再生可能エネルギー源（太陽エネルギー、水力、風力、バイオマス）を使用して発電し、国の送電系統から隔離された限られた数の需要家に電力を供給する。バックアップは、蓄電池やディーゼル発電機である。
- ・ 独立形システム：中央の配電網に連系されず、個々の電化製品、住宅や小規模企業に電力を供給するもので、ソーラー・ホーム・システム（SHS）がその一例である。エネルギーをより長時間利用するためには、蓄電池も併用される。

太陽光発電は、従来型の系統が未整備の地域において、競争力のある電力供給の選択肢となっている。携帯電話が固定電話回線を持たない人々を繋いでいるのと同様に、太陽光発電は、複雑でコストのかかる電力系統を構築することなく、特に「ラストワンマイル」（ユーザーへの電力供給の最後の区間）に電力を供給する手段となっている。

途上国（アフリカ）では、高いコストがかかる配電系統拡張の代替案として、村落や小規模な地域に電力を供給するためにミニグリッドが設置されている。一部の国、特にオーストラリアでは、異常気象（熱波、火事、洪水、嵐）に直面して電力系統インフラが不安定になった場合に、電力系統の末端（グリッドエッジ）にマイクログリッドを構築することで、損傷したインフラの交換コストを削減し、地域住民にとってのレジリエンス（強靱性）を強化している。

独立形システムは、年間を通じて十分な太陽エネルギー資源によって太陽光発電を効果的に利用できる国々で、照明やスマートフォン充電など低消費電力機器向けの需要がある地域、あるいは文化的・環境的・政治的理由から自立を志向する人々が多い比較的裕福な地域（米国、オーストラリア、島嶼部・山岳地帯・砂漠などの人里離れた環境にある観光地）での導入に特に適している。

途上国においては、照明用及びインターネットへのアクセスなどの通信向けに電力を供給する取り組みに対し、最も信頼性が高く有望な電源のひとつとして太陽光発電が用いられている。（例えばアフリカでは）固有のビジネスモデルが開発されており、大手エネルギー関連企業グループは、こうした製品を何百万人もの人々を対象に展開している。Global Off-Grid Lighting Association（GOGLA）⁷の加盟団体による推定では、2024年の独立形ソーラー照明、ランタン及びソーラー・

⁷ <https://www.gogla.org>

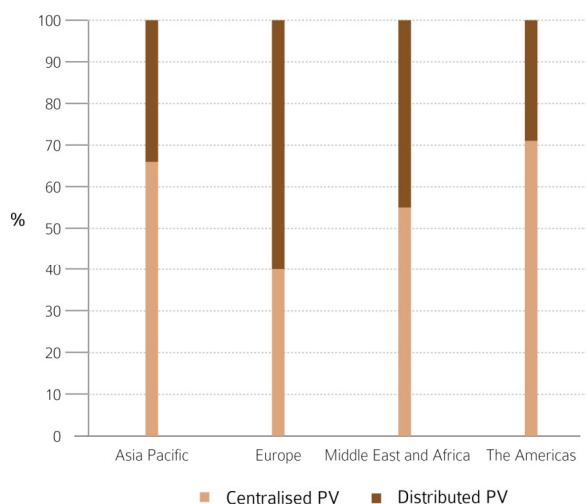
ホーム・システム（SHS）の出荷台数は930万台に増加し、2023年の出荷量を上回ったものの、2022年の水準には届かなかった。さらに、2024年には、推定200万台のソーラー・ポンプ、扇風機、冷蔵庫が導入された。太陽光発電は、給水ポンプ設備などの独立形農業用途にも導入されている。

地域別の太陽光発電の発展状況

初期の太陽光発電市場は、欧州、特にドイツでインセンティブが導入されたことから、欧州市場で初めて大きく発展し、2008年にピークを迎えた。世界市場の規模は、2000年代初めには緩やかに成長し、2000年の約200MWから、2004年には約1GWとなった。その後、欧州市場への大規模投資により、市場はさらに急成長した。2008年にはスペインが市場の発展に拍車をかけ、欧州全体で2006年には8GW、2010年には17GWまで増加し、世界市場の80%超を欧州市場が占める状態が2010年まで続いた。

2011年以降は、アジア及び米州のシェアが急速に伸び始め、一部の欧州市場（スペイン、フランス）は、太陽光発電ブームの「崩壊」段階に入って市場が縮小し、アジアが主導権を握るようになった。これによりアジアのシェアは2023年には50～75%で推移しており、2024年には65%近くに達した。

IEA PVPS 加盟国（の大部分）の詳細情報については、IEA PVPS の年次報告書（国内調査報告書（NSR）及び Annual Report）を参照されたい。国別のさらなる詳細については、各国の IEA PVPS タスク 1 専門家にコンタクトされたい。



* 独立形を含む

図2.12 系統連系形太陽光発電システム（集中型・分散型）の地域別年間設置容量比率（2024年）

出典：IEA PVPS、その他

米州（南北アメリカ大陸）

米州では2024年に68.2GWが設置され、累積設置容量は316.3GWとなった。これは、世界全体の年間設置容量の14%弱を占めた。2022年及び2023年同様、米州の設置容量の大部分は米国とブラジルが占めているが、年間設置容量が1GWを超えている国が複数（チリ、メキシコ）あるほか、年間数百MWを継続的に設置している国もある（カナダ）。

米州では、分散型太陽光発電及び集中型太陽光発電の両分野で普及が進んでいる。米国では、カナダと同様に、入札及びPPAの両方により電力事業用太陽光発電分野が市場をけん引している。一方、ブラジルでは、分散型太陽光発電分野が最大である。米州では米国の設置容量が最大で他国を大きく引き離しており、新たに47.1GWが設置され、累積設置容量は225GWとなった。2023年は米国の太陽光発電システム設置容量において記録的な年となった。これは、2022年にサプライチェーンの混乱により遅延が生じていたシステムが接続されたためである。この勢いは2024年も続き、設置容量は増加傾向を維持し、前年の記録的な成長の上に積み上がっている。電力事業用太陽光発電システムの設置容量は、2023年の24.3GWから2024年には40.3GWに急増した。一方、分散型太陽光発電システムの年間設置容量は6.7GWに縮小した。2022年に成立したインフレ抑制法（IRA）のインセンティブもまた、電力消費量の増加、再生可能エネルギーの基準及び公約、ソーラー・コミュニティへの支援と同様、設置容量の増加に貢献した。ブラジルは引き続き米州で第2位、世界では第6位の市場となった。（米国とは）まったく異なる進展を遂げており、新たに設置された14.3GWのうち、60%（8.7GW）は分散型であった。30GW超の分散型太陽光発電プロジェクトが系統連系を申請しているものの、このうち、どれほどの容量が実際に稼働するかは未知数である。ブラジルの累積設置容量は52.1GWとなった。

メキシコの2024年の年間設置容量は2.1GWとなり、このうち集中型が1GW、分散型が1.1GWと同程度であった。チリは南米で第2位の市場で、累積設置容量は10GWに近づいている。2023年には、電力事業用、商業用及び分散型の太陽光発電システム全体で、1.3GW超の太陽光発電プロジェクトが稼働を開始した。2024年にはこの成長が加速し、2.1GWが新たに設置され、累積設置容量は11.4GWに達した。コロンビアでは、2023年に約200MWの電力事業用太陽光発電システムが稼働を開始したほか、1GW超のプロジェクトが建設を開始しており、5GW超の容量が入札で選定されるなど、商業用プロジェクト向けの分散型太陽光発電に対する関心が高まっている。2024年は市場の大幅な拡大を反映し、累積設置容量は1.6GWに急増した。

その他の南米市場は依然として比較的低調であるが、多くの国で小規模な数十MWから数百MWの集中型プロジェクトが計画されているため、何百MWものプロジェクトが今後稼働を開始する予定である。アルゼンチンでは、市場は緩やかに拡大しており（2024年の年間設置容量は307MW、累積設置容量は1.5GW超）、数GWの太陽光発電システムの計画が進行中である。

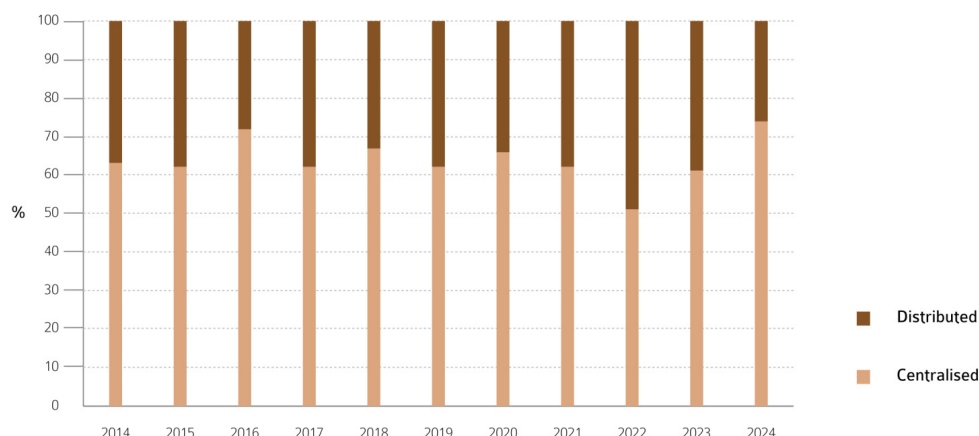


図2.13 米州における市場分野別の太陽光発電システム設置容量比率

出典：IEA PVPS、その他

アジア太平洋

アジア太平洋地域では、2024年に429.7GWの太陽光発電システムが設置され、累積設置容量は1.4TW以上に達した。アジア太平洋全域において市場は引き続き堅調である。若干の例外として、例えば日本では2023年比で設置容量が減少した。アジア太平洋地域は世界の年間設置容量の71%を占め、2023年の69%から微増しており、同地域の累積設置容量は今では世界全体の60%を超えている。

中国の太陽光発電市場の規模は、アジア地域のみならず世界を席巻しており、他の市場は後れを取っている。2024年には、アジアのIEA PVPS加盟国数ヶ国がGW規模を導入した（中国、日本、オーストラリア、韓国）。これより少ないもののマレーシアも1GW近い設置容量を達成した。

中国は、357.3GW（DC）（前述の通り中国の国家能源局（NEA）のAC値をIEA PVPSのAC/DC比率を用いて換算した値）を設置し、累積設置容量は1.04TW（DC）に達した。分散型と集中型の均衡のとれた2年間の成長を経て、2023年及び2024年は実質的に集中型太陽光発電が市場をけん引した（新規設置容量の65%）。中国における再生可能エネルギーの年間導入目標の160GWが完全に達成されたことから、2023年は「再生可能エネルギーの普及にとって重要な年」であったとNEAは宣言した。設置容量は地域によって偏りがあり、最も多いのは西部の新疆ウイグル自治区及び内モンゴル自治区、そして北京周辺と上海北部の各省であった。

IEA PVPS加盟国の中で、設置容量とポテンシャルの点でインドは最大の市場のひとつである。人口が多いため、そのポテンシャルは、中国と同等（電化の必要性を鑑みるとそれ以上）である。一連の行政的な課題・困難により、2020年に設置容量が4.4GWと鈍化した後、市場は2021年（13GW）に上向き、2024年には急増して31.9GWの系統連系形太陽光発電システムが新規に設置された。インドにおける電力事業用太陽光発電システムの年間市場シェアは、2022年、2023年、2024年のいずれも約75%であった。2024年もGW規模の入札が継続され、その多くは「太陽光発電＋蓄電」システム向け、技術中立、あるいはハイブリッド・システムの入札であった。分散型市場はわずかに成長したが、依然として電力事業用太陽光発電に相当遅れをとっている。一方で、独立形システムは様々な用途で相当量を占めている。インドの2024年の年間設置容量は31.9GWに達し、累積設置容量は124.6GWとなった。

日本市場では、年間設置容量が5.6GWとなり、2年連続で減少し、累積設置容量は97GWとなっ

た。日本市場は年々緩やかに縮小しており、年間設置容量は2012年以降最低となった。第2回及び第3回入札は応募容量に対して応札が下回ったが、2024年の第4回入札ではより多くのプロジェクトが応札し、募集容量を上回った。また、平均入札価格は第3回入札の8.17円/kWhから、5.06円/kWhに低下した。建物設置型システムの設置を奨励するため、固定価格買取（FIT）制度に基づく買取価格を複数の分野で増額し、これにより分散型市場は安定を維持した。

韓国とオーストラリアの年間設置容量はいずれも安定しており、韓国は横ばいの2.5GW（累積：30.7GW）、オーストラリアは5.3GW（累積：39.8GW）であった。とはいえ、2つの市場は異なっており、韓国では集中型システムが主流であるのに対し、オーストラリアでは分散型市場が主流である。オーストラリアでは、2025年末までに、100%再生可能エネルギー由来電力を数時間にわたり定期的に供給することが期待されており、電力事業用太陽光発電システムの開発をさらに促進するために新たな系統容量に投資している。

台湾は1.8GWを新たに導入し、累積設置容量は14.3GWに達した。一方、タイ市場は傑出しており、約3GWが導入されて累積設置容量は11.9GWに達した。フィリピン市場は、2023年と2024年は依然として小規模であったが、エネルギー市場の自由化により海外投資家にとって魅力的な市場であることが示され、数GWのプロジェクトが計画段階にある。また、4GWの太陽光発電システムが建設中であり、今後数年内にいくつかの大規模導入が見込まれている。マレーシアでは1.3GWが設置されて、累積設置容量は5.4GWとなった。パキスタンでは大量の太陽電池モジュールが輸入され、推定18GWが設置され、2024年には世界第4位の市場となった。このような顕著な設置容量は、低コストの輸入により、消費者や企業が不安定で高額な電力供給から脱却し、安定した電力供給と電力コストの確保を目的とした投資が可能になった結果である。設置されたシステムの大半は分散型太陽光発電システムであり、多くの場合、何らかの蓄電設備を備えている。パキスタンとバングラデシュでは、顧客の気候目標を達成するため、繊維メーカーが敷地内にて太陽光発電システムの設置を開始している。これは業務用（C&I）太陽光発電システムの新たな動向の始まりとなる可能性がある。

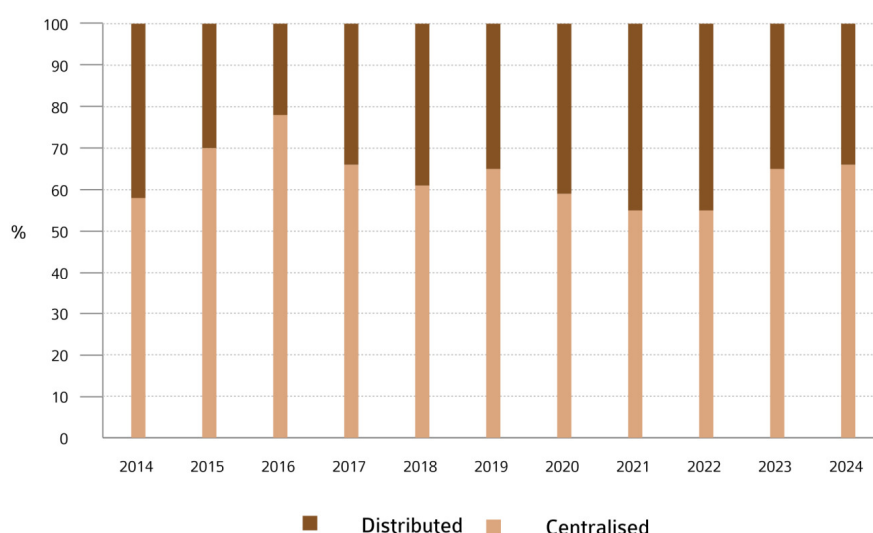


図2.14 アジア太平洋地域における市場分野別の太陽光発電システム設置容量比率

出典：IEA PVPS、その他

欧州

欧州は、長年にわたり太陽光発電の発展を先導し、2000年から2012年にかけては世界の太陽光発電設置容量の大部分を占め、2012年には累積設置容量の70%を占めるに至った。2009年から2012年にかけての急激な価格低下は、主に中国の生産能力の拡大によるもので、欧州市場に大きな影響を及ぼした。太陽光発電が短期間で非常に急速な発展（「太陽光発電ブーム」）を遂げたことが、従来エネルギー産業の多くの利害関係者からの反発を招き、各種施策によって複数の国で市場が縮小した。2013年から2017年には、アジアや米州を中心とした欧州以外の地域で太陽光発電システムの導入が急速に進展した一方で、欧州における設置容量の伸びは鈍化した。さらに、一部の国では、太陽光発電システムの設置に対する支援制度のコストを削減するために、買取価格の適切的な減額や追加課税などの施策が実施された。このような現象は、世界の他の地域より先に速いスピードで太陽光発電の開発が進んでいた欧州を中心に起きていた。スペイン、イタリア、チェコ、ベルギー、フランスなどでは、資金支援者や開発事業者、プロシューマーの信頼に影響を及ぼすいくつかの施策が導入された。

大部分の国で状況が徐々に改善され、2020年代初頭を通して欧州における太陽光発電システムの設置が増加した。その後も、多くの欧州市場が毎年成長しており、特に分散型分野では、2022年の電力料金高騰により住宅用、業務用（C&I）システムの導入が拡大したことが市場拡大を後押ししている。欧州全域の年間設置容量は、2023年から増加して73.4GWに達したが、世界の太陽光発電市場に占める割合は12%に低下した。欧州の現在の累積設置容量は398.7GWである。

エネルギー市場の一部において共通の規制枠組みの恩恵を受けている欧州連合（EU）及びその加盟国と、独自のエネルギー規制を持つEU非加盟国とを区別することが重要である。

多くの欧州諸国では、太陽光発電の普及の第一歩としてフィードイン・タリフ（FIT）制度を採用した。今では分散型太陽光発電システムは自家消費（または類似モデル）に移行する動きが加速している。また、電力事業用太陽光発電システムは入札や電力売買契約（PPA）が一般的になっている。これは欧州に限った傾向ではないが、電気料金が高いために自家消費が他の地域に比べて速く進展したことは間違いない。EU諸国のうち、規制の枠組みが市場の需要に追いついている複数の国では、共同自家消費やオフサイト自家消費の開発も加速している。

欧州では、過去には世界の他の地域と比較してBIPVがより奨励されていたが、数GWが設置されて以降、BIPVはニッチな市場にとどまっている。簡易型BIPVは、相変わらずニッチな市場として一部の国で順調に発展しており、野心的な気候目標に対応するために、建築規制により特定の太陽光発電システムの設置を義務づけている国でゆっくりと発展し、増加する可能性がある。当初、スペイン、ドイツ、フランスで成長した電力事業用Merchant PV（発電電力を卸電力市場で売電する）は、最近では、ルーマニアでプロジェクトが増えており、引き続き市場シェアが拡大しているPPAやコーポレートPPAとともに、近い将来、大きな市場シェアを獲得する可能性がある。欧州における太陽光発電の開発は、総じて2024年も引き続き活況で、中国の過剰な生産能力は、米国やインドよりも、より開放的な欧州市場をターゲットにしている。

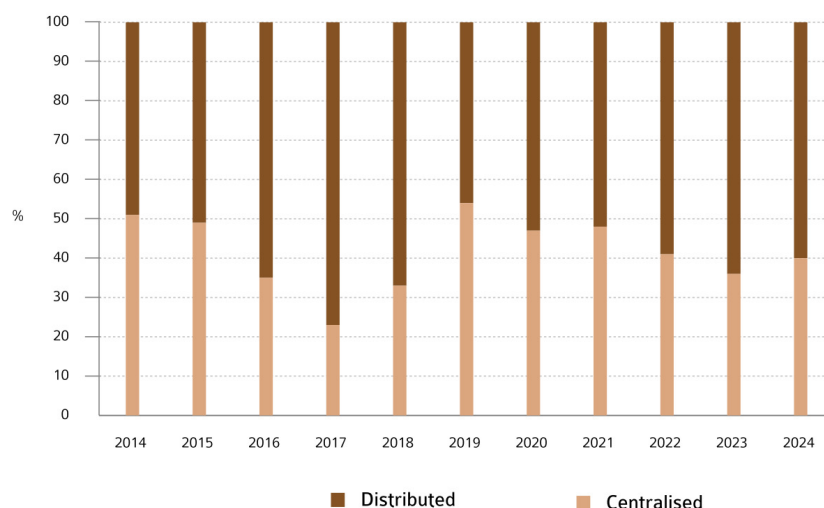


図2.15 欧州における市場分野別の太陽光発電システム設置容量比率
出典：IEA PVPS、その他

欧州連合（EU）

欧州連合（EU）における2024年末時点の太陽光発電システム累積設置容量は354GWに達し、欧州全体の設置容量の90%を占めた。より広範な欧州市場と同様、住宅用及び業務用（C&I）屋根設置型太陽光発電システムは最も重要な分野となっており、年間設置容量の58%を占める。2024年の市場は、2022年後半における電力市場価格の急騰の余波と、中国での生産能力の大幅増に伴うモジュールの強気な価格設定の影響が一部残っていた。13ヶ国が1GW超を設置しており、ドイツ（17.2GW）を筆頭に、スペイン（8.7GW）、イタリア（6.7GW）、フランス（6.0GW）、ポーランド（4.2GW）、オランダ（3.4GW）、ギリシャ（2.6GW）、オーストリア（2.5GW）が続く。英国、ルーマニア、ポルトガル、ハンガリー、アイルランドの年間設置容量はそれぞれ1～2GWであった。スウェーデン、ベルギー、チェコの市場は、いずれも導入量が1GWをわずかに下回った。集中型発電と分散型発電の市場シェアは国によって異なる。欧州市場のうち、集中型太陽光発電システムが0.5GW超を占め、電力事業用太陽光発電が市場のけん引役となっている国は、スペイン、オランダ、ハンガリー、ブルガリアである。一方、分散型システムの新設容量が0.5GW超で、年間設置容量が分散型市場にけん引されている国は十数ヶ国以上あり、特にドイツ、イタリア、ポーランド、フランス、オーストリアが挙げられる。

オランダは、人口1人当たりの設置容量が1,486Wと、引き続きEU最大である。太陽光発電の普及率がEUの現在の平均値である639W/人を超えるEU諸国の数は、依然として多い。オランダ以外で900W/人を上回ったのは、ドイツ（1,203W/人）、ベルギー（982W/人）、オーストリア（970W/人）、エストニア（965W/人）、ギリシャ（938W/人）、スペイン（935W/人）で、さらにデンマーク（886W/人）、ハンガリー（739W/人）などの数ヶ国がEUの平均を上回っている。

その他の欧州諸国

IEA PVPS加盟国となった英国市場は、2024年には前年比50%増となる1.9GWを導入し、成長を示した。2024年末の太陽光発電システム累積設置容量は17.9GWに達し、差額決済契約（CfD）入札では、記録的な容量となる3.3GWが選定された。なお、2022年に落札されたプロジェクトは2025

年から2028年にかけて稼働開始予定であり、これにより電力事業用分野の容量が最大となる見込みである。スイスは引き続き拡大し、1.8GWを導入した。今回も、これらは大半が屋根設置型システムである。トルコは2024年に4.2GWを導入し、累積設置容量は21.5GWに達した。

中東及びアフリカ

中東及びアフリカでは、特にアフリカ諸国において、太陽光発電の発展は大規模市場に比べて緩やかである。しかし、ここ数年は、太陽光発電市場は、ほぼすべての国で小幅な成長を遂げ、一部の国では大きな成長が見られた。大部分の国で、エネルギー計画に太陽光発電を盛り込み、国家目標を設定して太陽光発電を普及させるための規制の枠組みを整備するという明らかな傾向がみられる。

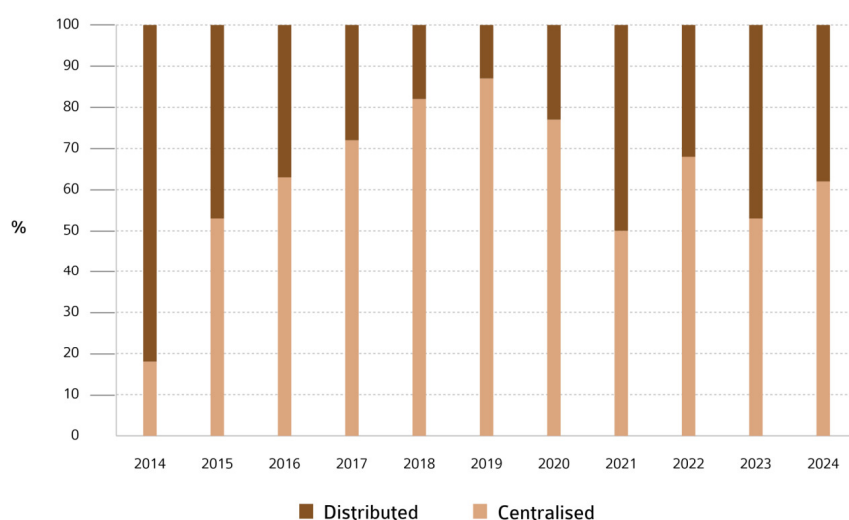


図2.16 中東及びアフリカにおける市場分野別の太陽光発電システム設置容量比率

出典：IEA PVPS、その他

中東

中東は日射量が豊富なため、太陽光発電システム設置に関しては、優れた日射レベルに基づく最も競争力の高い地域のひとつであり、入札を通じて締結されるPPA価格は世界最低水準である。2024年、中東地域全体の年間設置容量は6GWを超え、累積設置容量は21.5GWに達した。域内の年間設置容量の大半はサウジアラビアが占め、3.7GWを導入し累積設置容量は6.7GWとなった。アラブ首長国連邦（UAE）は約500MW、イスラエルは900MWを導入し、市場活動が着実に進展していることが示された。

中東では、電気料金が政府予算の補助を受けているケースが多いため、長年にわたり太陽光発電の競争力は限定的であったが、イラン、カタール、クウェート、サウジアラビア、バーレーン、ヨルダン、オマーン、UAEなどの国は、太陽エネルギーなどの再生可能エネルギーに関する今後数年間の目標を設定済み、または設定が予定されている。分散型太陽光発電に関する状況は緩やかに変化しており、ネットメタリングを提案している国は、エジプト、UAE・ドバイ（2023年に上限が引き下げられた）、バーレーン、ヨルダン（2024年にはネットビリング制度へ移行）などである。イラン、イスラエル、サウジアラビア、チュニジアではフィードイン・タリフ（FIT）制度

などが提案され、カタールやモロッコでは、同様の制度を導入する計画が立てられている。UAEは、ピーク時の負荷を緩和するために分散型発電システムの系統連系を促進している。急速に発展している中東・アフリカ地域のもうひとつの傾向として、新たな都市や地域の開発に政府が意欲的であることが挙げられ、地域全体で再生可能エネルギーのモデルケースとなることを目指している。マスダール・シティ（UAE）や、King Salman Energy Park（サルマン国王エネルギー団地、SPARK）及びNEOM（サウジアラビア）がその実例である。

集中型太陽光発電に関しては、地域の短期的・長期的な太陽光発電開発計画において入札が不可欠な要素となっており、政府や国有機関が、単一サイトまたは複数サイトのプロジェクトに関する調達入札を行っている。例としては、サウジアラビア（国家再生可能エネルギー計画（NREP）の第6回入札：3.0GW）がある。チュニジアは2024年10月に200MWの入札を実施した。ヨルダン、エジプト、サウジアラビア、モロッコでは、太陽光発電によるグリーンアンモニアやグリーン水素プロジェクトが進行中である。UAEは、鉄鋼業などの重工業の脱炭素化に向けてグリーン水素に関する取り組みを推進している。エジプトとモロッコは大規模なグリーンアンモニア製造施設を開発中であり、ヨルダンではAqaba近郊で530MWの太陽光発電によるアンモニア製造プロジェクトが進展している。

アフリカ

アフリカ市場は活況であるが、情報源により設置容量に関する報告値が異なるため把握が困難である。多くのアフリカ諸国では、報告の基準や報告能力が低いことに加えて、かなりの量の独立形極小規模・小規模太陽光発電システムが当局に報告されていない可能性がある。新型コロナウイルス感染症（COVID-19）はアフリカの成長に影響を与えており、2019年から2021年にかけて、食料や生活必需品に財源が振り向けられたことにより市場が縮小し、以前の好調な太陽光発電の発展や村落電化の取り組みが停滞した。

アフリカは太陽光発電の地域市場としては世界最小規模であり、累積設置容量は推定19.2GWのみで、うち2.6GW超が2024年に設置された。地域最大の市場は南アフリカである。南アフリカは、2024年の年間設置容量は1.2GWとなり、2023年と比較して伸びは鈍化した。累積設置容量は8.7GWに達した。集中型プロジェクトは、コートジボワール（50MWの契約）、ボツワナ（100MW、PPA締結済み）、ナミビア（100MW）などで開発中である。マリ（200MW）、南アフリカ（120MW）では建設中のプロジェクトがあり、ガンビアの23MWシステムは試運転中である。ザンビアとトーゴでは、蓄電設備を併設した電力事業用プロジェクトが進行中である。

大規模システムは、引き続き太陽光発電市場の中心であるものの、将来の電気料金上昇に対処するために企業が自家発電を模索する中で、業務用（C&I）分野が徐々に勢いと成熟度を増している。グリーン水素プロジェクト向けの大規模システムは、主に肥料用のアンモニア生産を目指して進行中または検討中で、これによりアフリカの食料安全保障が強化されるだけでなく、多くのアフリカ諸国での豊富な日射量が活用される。

専門家は、競争力が高いグリーン水素を生産できると確信している。

アフリカは、電力需要が集中型で小規模な国が多く、500MW未満のこともあるため、電力インフラと電力市場の関係が重要な問題である。この点で、太陽光発電システムを系統連系するだけ

でなく、電力系統インフラを強化し、隣国との系統連系を図ることが求められている。

ミニグリッドは村落電化のための重要な手段であり、2024年にはナイジェリアやジンバブエなどで一連のプロジェクトが稼働開始した。この分野は、純粋にビジネスとしてバンカビリティ（融資適格性）を向上させるソリューションを模索しているものの、いまだに助成金や補助金に大きく依存している。

これらの分野では、民間投資を呼び込むことが最も困難なことのひとつである（投資家は、リスクレベルと初期費用に敏感である）。しかし、新しい再生可能エネルギー市場は、国内外の投資家にとってますます魅力的になっており、アフリカ（特に遠隔地域）では、太陽光発電の開発にとって最も競争が厳しい分野となっている。すなわち、太陽光発電所は既存のディーゼル発電機を代替・補完するものとして、投資家の関心が寄せられている。

初期の太陽光発電プロジェクト開発は、政府の支援及び寄付団体によって支援された村落電化を中心とした、極小規模・小規模システムであったが、現在は、より市場中心の開発へと移行している。PAYG（pay-as-you-go）と称される分割払いによる設置モデルは、住宅用太陽光発電システムの需要家の資金調達を容易にするために利用されている。一方で、クリーンで信頼性の高い電力の利用機会を促進するために、多様な支払方法が設定されている。独立形太陽光発電システム（水汲み上げポンプ用など）は、需要家に安価な電力を供給するためにこれまで以上に大きな役割を担うことが予想される。

人口の増加、社会経済の活性化（電化率が高い国における人口一人当たりのエネルギー消費量の増加）、電力生産の脱炭素化、産業・交通の電化、グリーン水素生産など、数多くの要因によってエネルギー消費と電力の利用機会の増加が予想されるため、市場拡大の加速に向けて、これまで以上に支援政策や規制緩和が必要である。

アフリカは、既に水不足や食料生産の減少といった深刻な気候変動の影響に直面している。したがって、営農型太陽光発電や水上設置型太陽光発電（FPV）のような土地の二重利用は、電力を生産すると同時に食糧資源を増加させ、水資源を保護する可能性のある手段である。

表2.6 太陽光発電市場の詳細統計（2024年）

国	年間設置容量（MW）			累積設置容量（MW）		
	分散型	集中型	合計	分散型	集中型	合計
オーストラリア	3,249	2,040	5,289	26,414	13,396	39,810
オーストリア	2,183	326	2,509	8,014	889	8,903
ベルギー	978	0	978	11,378	285	11,663
カナダ	150	171	321	2,422	5,174	7,597
中国	118,180	239,085	357,265	374,210	674,298	1,048,508
デンマーク	278	430	708	3,271	2,022	5,293
フィンランド	188	57	245	1,142	107	1,249
フランス	4,139	1,871	6,010	16,847	12,832	29,679
ドイツ	10,730	6,490	17,220	73,939	26,485	100,424
インド	7,978	23,932	31,910	23,750	100,805	124,555
イスラエル	900	0	900	4,559	1,999	6,558
イタリア	4,436	2,246	6,682	25,446	11,574	37,020
日本	3,323	2,297	5,620	57,893	39,147	97,037
韓国	500	2,000	2,500	4,335	26,323	30,658
マレーシア	436	873	1,309	1,792	3,583	5,429
モロッコ	693	35	728	2,372	70	2,442
オランダ	1,700	1,700	3,400	11,289	15,448	26,737
ノルウェー	158	8	166	810	12	822
ポルトガル	679	797	1,476	2,611	2,758	5,369
南アフリカ	618	618	1,235	5,822	2,916	8,738
スペイン	1,418	7,247	8,665	9,764	38,588	48,353
スウェーデン	771	163	934	4,657	417	5,073
スイス	1,798	0	1,798	8,104	68	8,172
タイ	1,500	1,500	3,000	3,650	8,226	11,875
トルコ	3,319	830	4,149	17,101	4,401	21,502
英国	953	953	1,906	8,348	9,541	17,889
米国	6,744	40,333	47,077	66,928	158,088	225,015
IEA PVPS 加盟国合計	177,999	336,001	514,000	776,865	1,159,453	1,936,370
ブラジル	8,659	5,661	14,320	34,989	17,148	52,137
IEA PVPS 非加盟国合計	50,108	37,019	87,127	183,929	140,672	324,549
合計	228,107	373,020	601,127	960,794	1,300,125	2,260,919

出典：IEA PVPS、その他



3章 政策の枠組み

太陽光発電を取り巻く政策枠組みには、直接的及び間接的な支援制度、市場規制、産業振興政策が含まれる。

1990年代後半以降、太陽光発電の開発は、フィードイン・タリフ（FIT）制度、直接的補助金、税額控除から競争入札やフィードイン・プレミアム（FIP）制度に至るまで、さまざまな支援制度によって推し進められてきた。当初は、太陽光発電による電力コストと従来型電源による電力コストとの格差を縮小することにより、競争力の不足を補うためであった。最近の支援制度は、太陽光発電のコストが急速に低下し、多くの国で競争力はもはや問題ではなくなっていることから、太陽光発電を重点分野や重点的な用途に導入するよう誘導する傾向にある（詳細は第6章「2024年における太陽光発電電力の競争力」を参照されたい）。

集中型太陽光発電システムに対する支援制度は、一般的に市場での収益に上乗せする形で行われ、特に市場が確立され競争入札により最低限の収益が保証される国（FIPや差額決済契約（CfD）による報酬が需要家、電力事業者、電力市場への売電による収益に上乗せされる）でその傾向が強い。電力売買契約（PPA）や市場での売電（Merchant PV）により、支援制度に依存せずに開発を進めることも可能である。

新しい市場では、分散型太陽光発電への支援は、多くの場合、ネットメタリング制度から始まり、その後フィードイン・タリフ（FIT）制度が導入され、最終的には、自家消費後の余剰電力を電力事業者または政府が設定した価格で買い取る何らかの形のネットビリング制度に至る。この価格は、（余剰電力を抑制するため）卸電力価格よりも低く設定されることもあれば、割増価格のフィードイン・タリフ（FIT）制度で利益を得ることもある。直接的補助金や税額控除は世界各地に存在するが、直接的補助金政策は政府にとって初期コストが高いため弱い傾向があり、特定の市場分野を刺激するためだけに使われることが多くなっている。

住宅用及び商業用市場では、多くの国で自家消費が最有力の選択肢となっており、規制や支援

策もそれに沿ったものとなっている。競争力を持つ一部の市場では、支援施策が停止されたり、建材一体型太陽光発電（BIPV）や営農型太陽光発電といった新興分野を支援する方向で調整されたりしているが、その他の国々では気候変動への対応、エネルギー主権の追求、野心的な太陽光発電開発目標などのため、依然として強力な支援制度を維持している。建物や駐車場への太陽光発電システムの設置義務化、許認可の複雑さやコストに対応するための支援制度、電力市場へのアクセスの円滑化、プロシューマー向けの系統アクセス政策など、太陽光発電を奨励・円滑化するためのさまざまな間接的政策が、太陽光発電の普及を加速させるために世界中で導入されている。太陽光発電の競争力が十分に備わっていない、あるいは市場が不安定な国・地域では、支援制度は、市場の成熟度と投資家からの信頼性の向上によって進化している。

市場規模が大きい国・地域では、新たな政策の大半は自家消費制度で、コミュニティ・ソーラーのほか、共同自家消費やオフサイト自家消費といった革新的なものもある。自家消費を支援する政策は、需要家がプロシューマーになったりエネルギー・コミュニティを構築したりするための規制環境を整備するものであることから、非財政的インセンティブとみなされることもある。

多くの地域で、太陽光発電の社会的受容性を高めるための手法や枠組みが導入されており、地域による環境許認可手続きへの参加から、市民や先住民族による大規模プロジェクトへの出資にまで及ぶ。オーストラリア、カナダ、米国では、先住民族との和解と発展プログラムに太陽光発電を組み込むための国家政策が策定されている。これらの枠組みでは、資本参加、エネルギー主権、共同設計を優先している。具体的なプログラムとしては、カナダの先住民族向けローン保証プログラム、オーストラリアの先住民族クリーンエネルギー戦略が挙げられる。クリーンエネルギー開発において、土地利用と合意形成は切り離せないという認識が広まりつつあり、これは社会正義を世界的なエネルギー転換に組み入れる動きの拡大を反映している。

エネルギー転換において、電化は重要な要素であり、蓄電池、ヒートポンプ、電気自動車（EV）の販売は、住宅用・商業用ユーザー向けに引き続き増加している。一方、再生可能エネルギーの普及率が高く、電力系統の容量が飽和しつつある地域では、大型蓄電池が迅速なエネルギー転換を可能にしている。これと並行して、ガス供給が脆弱なため各国政府が代替エネルギーへの支援を加速させる中、太陽光やその他の再生可能エネルギー電力を電源とする「グリーン」水素プロジェクトの開発が以前にも増して強力に進められている。

税制及び送配電網のための資金調達は依然として重要な課題であり、一部の国では、系統を強化するための待機期間が長いことが太陽光発電システム導入の阻害要因となっている。

市場は常に、複数の規制やインセンティブにより複合的にけん引されているため、市場けん引力に関する問題は複雑である。過去には、公共政策及び支援施策が世界的に主要な牽引力となっていたが、競争力が高まるにつれて、太陽光発電システムの普及は市場と需要家の力によるところがますます大きくなっている。太陽光発電の普及を促進する政策、契約、動機については以下に詳述する。

公共政策のけん引力及び支援制度

支援制度と報酬モデルへのアクセス

支援制度は、オープンアクセス・スキーム（適用制限無し、または量/期間に上限有り。一般的にはシステム規模または設置形態に関連する一連の義務要件を伴う。設置業者の適格性要件または製品認証に関連する要件を伴う場合もある）、または競争入札を通じて適用を受けることができる。報酬モデルには、オープンアクセス・スキームの中ではフィードイン・タリフ（FIT）制度やフィードイン・プレミアム（FIP）制度（システムが発電した電力の全量に対して支払われる）、またはネットビリング制度（自家消費後の余剰発電量に対して支払われる）のほか、グリーン証書、直接的補助金が含まれる。一方で入札は、FIT制度からFIP制度または差額決済契約（CfD）制度への移行後に実施されるほか、電力または発電容量を調達するための入札も行われている。発電事業者と需要家の間の電力売買契約（PPA）は、これらのいずれの制度の仕組みも取り入れることができる。

オープンアクセス・スキームにおけるフィードイン・タリフ（FIT）制度とフィードイン・プレミアム（FIP）制度

買取価格が予め定められたFIT制度は、長期間にわたり、分散型分野における太陽光発電を確実に展開するための重要な手段であった。一部の制度は2024年を通じて継続された一方、過去には数多くが廃止された。FIT制度の原理は単純で、太陽光発電システムの発電電力が系統に逆潮流される場合に、決められた期間（大抵は10～20年間）にわたり、予め定められた価格で電力を買い取ることを保証する。FIT制度は国内の太陽光発電市場を促進するために確立されたもので、通常は公的機関や電力事業者が買取価格の支払いを行う。一般的には、中小規模のシステムのみが対象で、契約期間を通じて買取価格を固定できるほか、インフレその他の指数と連動させることも可能である。また、発電電力の全量を系統に逆潮流するシステムを対象とすることも可能だが、自家消費後の余剰電力のみを買い取る（ネットビリングとも呼ばれる）ケースも増えている。電力を全量逆潮流するか自家消費後の余剰電力を逆潮流するかを太陽光発電システム所有者が選択できたり、制度間（FIT/FIP）での移行ができたりする国もある。FIT制度は、住宅市場発展のためのけん引役としてその効力を発揮しており、引き続き、蓄電池を使わずに余剰電力を管理することで自家消費を奨励するツールとなっている。

2024年に政府（国、連邦政府、州政府）がオープンアクセスFITスキームを義務づけたIEA PVPS加盟国のうち、大半は住宅用分野を対象としているが（オーストリア、中国、フランス、ドイツ、イスラエル、日本、スイス、米国）、業務用（C&I）分野に拡大しているところもある（オーストリア、フランス、ドイツ、イスラエル、日本、スイス）。競争力の高まりに伴い、政府によるFIT制度を段階的に廃止している国（オーストラリア）もある（オーストラリアでは、電力事業者が顧客獲得・ロイヤルティ戦略の一環としてネットビリングのフィードイン・タリフ（FIT）制度を設定しているほか、余剰電力の最低買取価格を設定している州もある）。イタリアでは、営農型太陽光発電システムは、営農型のみが利用できる営農型専用のFITがある。

グリッドパリティが達成されるにつれて、各国ではFIT制度を廃止（韓国は2023年、フランスは

一部セグメントで2024年、中国は2025年）するか、自家消費後の余剰電力の逆潮流分（ネットビリングFIT）に限定してFIT制度を維持する国が増えている。FIT制度は各国で異なっており、政府が実施する場合と、地方自治体が発行する場合がある（オーストラリア、中国、米国など）。同じ国でも地域により制度の導入状況や特徴が異なる場合がある。また、政策の枠組みとは別に、顧客の囲い込みを強化する手段として電力事業者が独自にFIT制度を実施している場合がある（オーストラリア、米国、中国（香港））。

フィードイン・プレミアム（FIP）制度は、卸電力市場価格にプレミアムが上乗せして支払われる制度で、固定プレミアムと変動プレミアムがある。イスラエルは小規模太陽光発電システムを対象にFIP制度を適用している。スウェーデンとオーストリアでは、小規模分散型太陽光発電システムに対して固定プレミアムを適用している。スウェーデンの場合、発電量（kWh）に応じた税額控除により管理しており、2026年までに段階的に廃止される予定である。

太陽光発電を過度に補償することなく適切に奨励するFIT/FIP買取価格を定義することは、特にコストが不安定であったり急落したりしている場合には、細心の注意を要する。FIT制度のコストを負担する事業者（政府または電力事業者）は、一般的には、市場過熱がコストの流出や過度な補償を招かないようにするため、調整メカニズムを検討することになる。これは過去の市場過熱から学んだ教訓であり、これまでに2008年にスペイン、2009年にフランス、2010年にチェコ、2011年にイタリア、2012年にベルギーで市場が過熱し、2015～2017年には中国においても一定レベルの市場過熱が引き起こされた。その他の多くの国でも、程度は低いものの同様の状況が発生している。このような市場過熱が予算を圧迫し、太陽光発電に対する世論にマイナス影響を与えたため、これらの市場の大部分では回復に何年もの歳月を要し、ようやく再成長がみられるようになった。

市場の安定した発展を維持するため、または財政負担を現実的なものに維持するため、調整メカニズムには、定期的な業界との対話、インフレ率と市場成長率を指標化して制度に盛り込むことなどが含まれる。

太陽光発電システムの価格が一貫して低下してきた経験を踏まえ、多くの国が段階的にFIT買取価格を低減する制度を採用したり、予算を制限したりした。ドイツでは、2024年1月以降、半年に1%ずつFIT買取価格を引き下げている。日本ではFIT買取価格を定期的に調整しており、2024年は大部分のシステムの買取価格が据え置かれた（訳注：10kW以上屋根設置、10～<50kW及び<10kWは据え置き）ものの、2025年には引き下げられた（訳注：10～<50kWは据え置き）。フランスでは、設置率と経済指標に基づいてFIT買取価格が引き下げられている。コストの上昇や投資の活発化など、経済状況により必要な場合には、経済指標と政府の介入によるFIT買取価格の増額・減額も可能である。

インセンティブ付き自家消費

自家消費は、ネットメタリング、ネットビリング、自家消費電力に対するプレミアムの上乗せ、投資補助金など、各種制度の支援を受け、ますます多くの国で一般的になってきている。自家消費に対する支援策が様々な形で実施されている。その中には建物に設置される小規模太陽光発電システムの市場を発展させるためにこれまでに多くの国で採用された「ネットメタリング」があるが、ネットメタリングが正確には何を意味するか、さまざまな定義が存在している（同じ用語

が異なる規制や異なる報酬モデルを意味する場合がある)。その最たる例として、米国では「ネットメタリング」という用語が州によって異なる自家消費制度を示す言葉として用いられている。

多くの国において、自家消費の普及には直接・間接の双方のインセンティブが依然として不可欠である。太陽光発電が経済的に競争力を持つ国・地域であっても、初期投資コストが導入の障壁となる場合がある。これに対応するため、政府や電力事業者は余剰電力に対する報酬制度を提供している。

余剰電力に対する報酬は、以下のいずれかの形態で提供される。

- ・ **ネットメタリング**：一定時間枠（月、四半期、年）の消費電力を余剰発電電力で相殺
- ・ **ネットビリング**：短時間（5分～24時間）間隔で系統に逆潮流される電力を卸売価格、規制価格、契約価格で販売
- ・ **グリーン証書制度**：太陽光発電の環境属性（環境価値）を収益化する制度

ネットメタリングは、かつてベルギー、カナダ、デンマーク、オランダ、ポルトガル、韓国、米国、ギリシャ、ハンガリー、さらにはパキスタンにおいて市場の発展を支えてきたが、こうした政策は、太陽光発電電力のリアルタイム消費を推奨する自家消費制度であるネットビリングへの移行が進んでいる（ギリシャの地方自治体及び低所得世帯以外）。一方、アルゼンチン、ブラジル、チリ、メキシコなど南米の各国では、引き続きネットメタリング制度が維持されている。

ネットビリングは、系統に逆潮流される余剰太陽光発電電力に対しFITを付与（またはスポット価格にFITを上乗せ）する形でインセンティブを提供するもので、フランス、イタリア、日本、チリ、ギリシャなどで実施されている。また、電力系統への余剰電力の逆潮流量を抑えるため、使用時間帯別料金や低料金を設定し、蓄電池への投資を促すこともある（オーストラリア、カリフォルニア州（米国）、日本）。世界の一部の地域で系統が混雑したり、分散型太陽光発電の発電量が消費量を上回ったりする場合には、系統への常時アクセスを保証しない出力抑制政策が実施されるようになる（オーストラリア、韓国）。

ネットメタリング制度は、一部市場で他の制度への移行が進んでいる（インドネシア、ヨルダンは2024年、オランダは2027年までに移行予定）。一方、新興の太陽光発電市場では、住宅用を中心にネットメタリング制度を維持または新たに導入する動きが続いている。特に、中南米（エクアドル、プエルトリコ）、中東及びアフリカ（ザンビア、ケニア、ヨルダン、UAE（ドバイ）、モロッコ、チュニジア）、アジア（マレーシア、フィリピン、ベトナム（発電量の10%未満の少量の余剰電力に対して導入予定））でこの傾向がみられる。自家消費制度とネットメタリング制度は電力フローにおけるエネルギーの相殺に基づくものであるが、そうでない制度も存在している。イタリアでは、消費電力と系統への逆潮流電力のそれぞれに異なる価格が設定されている。

直接的補助金、リベート及び税額控除

太陽光発電は、保守費用が限定的かつ燃料コストが不要であるが、初期投資が（相対的に）高額であることが特徴として挙げられる。直接的補助金は、太陽光発電の発展初期段階に、オーストリア、オーストラリア、フィンランド、イタリア、日本、韓国、リトアニア、ノルウェー、スウェーデンなどで導入された。これらの国々の目的は、高額な投資コストを調整し、投資や資金調

達を促進することであった。一部の地域では直接的補助金がそのまま維持されているものの、総設置費用の一部のみを補助する傾向にあり、特定の分野（住宅用、低所得者向け）や用途（営農型、BIPV）に限定されている。

インセンティブは、各種の公的機関や、時には電力事業者から付与され、単独で、または複数のインセンティブを組み合わせる利用ができる。頻繁に政策が変更されるため（少なくとも、財政状況を最新のプロジェクトの経済性及び政治的な優先事項に合わせて調整するため）、これらのインセンティブの有効期間は通常、非常に短い。政府だけでなく、地方自治体も重要なインセンティブや補助的な普及政策を提供している。これらの地方自治体は再生可能エネルギー開発に参画しており、さらなる優遇策を提供する場合もある。政府や地方自治体によるインセンティブが存在しない場合、またはインセンティブを補完する目的、さらに再生可能エネルギー・ポートフォリオ基準（RPS）がある地域ではRPS達成を促進するために、電力事業者が顧客に対して独自の導入スキームを提供する場合がある。

多くの場合、直接的補助金は、太陽光発電の開発を支援・促進する手段として長期にわたり機能してこなかった。さらに太陽光発電を大規模に普及させるための手段としても、過去数年の大幅なコスト低下により一般的な太陽光発電システムに対する直接的補助金の必要性が低下したことから、FIT、FIP、またはその他のインセンティブへと徐々に置き換えられつつある。しかし、住宅分野に対する前払いの直接的補助金には心理的な魅力があるため（地域の文化によっては、FITによる後払いよりもエンドユーザーにとって魅力的な場合がある）、一部の国では引き続き直接的補助金制度が提供されている。

直接的補助金は、競争力がまだ確立していない特定の用途、分野、周辺機器、またはそれ以外への投資が困難な利用者を対象とすることが多い。補助対象の例としては、住宅用システム（ノルウェー、スイス（2024年に対象規模の下限を5kWに引き上げ））、営農型システム（オーストリア、日本、フィンランド）、BIPVシステム（韓国）、太陽光発電システムと併設／非併設の蓄電池システム（オーストリア、オーストラリア、ドイツ、日本、スペイン、ギリシャ、ポーランド）、高地や冬季の発電量が夏季より多い地域向けシステム（スイス）、自家消費システム（フランス）、低所得世帯向けシステム（オーストラリア、イタリア、インド、英国、米国など）、公共建築物用太陽光発電システム（日本、韓国、米国のカリフォルニア州、ニューヨーク州、ネバダ州、イリノイ州など）、あるいは公共建築物用BIPVシステム（イタリア）など、これらを組み合わせたものが挙げられる。

米国では、前政権下での重要政策であったインフレ抑制法（IRA）に、農村地域への導入と先住民民族コミュニティへの導入の両方を対象とした助成金プログラムの増額や、歴史的に疎外されてきたコミュニティへの導入を奨励する複数の助成金プログラムの新設が含まれている。しかしながら、これらの決定事項の多くは、2025年の変更案次第で、縮小や、撤回、期間の短縮が行われる可能性がある。

税額控除は、ベルギー、カナダ、日本をはじめ様々な国に広がっており、FIT制度や直接的補助金やリベート制度（フランス、米国で2005年という早い時期に導入）との関連の有無に関わらず、世界中で長年にわたって活用されている。税額控除は設備費、人件費、稀ではあるが電気料金にも適用できる（スウェーデン（2025年までに段階的に廃止））。

税額控除は個人（米国、イタリア、フィンランド、スペイン、スウェーデン）または企業（米国、スウェーデン（小規模システムに限定））が対象で、1年または複数年単位で運用される。税額控除は、依然として比較的調整しやすい人気のツールとなっている（例えば米国では、2022年にIRAの一部として導入されている）。太陽光発電システムとともに設置される、あるいは既存の太陽光発電システムに追加される蓄電池も、税額控除の対象となる（米国、オーストリア、スウェーデン）。低所得世帯（米国、英国）や自家消費システム（スペイン）、モジュールの現地生産（イタリア、米国）など特定の要件に限定して、税制優遇措置が増額されることもある。

このほか、現地生産がほとんどない、あるいはまったくない国（アルメニア、ベナン、マリ、ナイジェリア、パキスタン、ウガンダなど）においては、太陽電池モジュールの輸入関税を免除することで市場を活性化することができる。

競争入札

競争入札は、支援制度の恩恵を受ける太陽光発電システムの容量、予算、設置場所、種類及び機器の製造場所を管理するために用いられている。太陽光発電電力の競争力を高めるという明確な目的のもと、世界中の多くの国で採用されており、一般的に政府機関や、ときには電力事業者が、供給量の増加と供給安定性の確保を図ると同時に、供給コストの削減を目指したり、政府が定めるRPSの達成を目指したりして実施する。本節では、支援制度の恩恵を受けるためにプロジェクトが競合する競争入札について取り上げる。アフリカなど市場規模の小さい国で一般的な、単一サイトに対する入札（調達入札に相当）については取り上げない。

欧州では、オランダとフランスが2011～2012年と早くから競争入札を導入・実施している。2018年までには競争入札はさらに広範囲に拡大し、ドイツ、ポーランドをはじめ約10ヶ国が入札を実施した。以来、スカンジナビア諸国からバルト諸国、地中海沿岸諸国に至るまで、試験的導入も含め、入札制度を実施する欧州諸国は20ヶ国以上に倍増した。過去5年間で、ドイツ、イタリア、ポーランド、オランダ、英国、スペイン、フランスでは、入札により大容量のプロジェクトが選定された。セルビア、ルーマニア、ポーランド、アイルランド、ルクセンブルクでは、より小規模な容量を選定している。

競争入札が世界的に利用される要因は、再生可能エネルギー導入目標、土地利用、現地製造に関する課題などの地域条件によるところがますます大きくなっている。さらに、国の枠組みが、系統の安定性や電力市場におけるマイナス価格の影響を受けるにつれて、蓄電システムが太陽光発電入札において任意または必須の要素となりつつある。入札は、支援制度の恩恵を受けたり、土地の利用権や電力売買契約（PPA）を獲得したりする機会を提供するために行われる場合がある。また、水上設置型太陽光発電（FPV）システムや、営農型太陽光発電システムなど、特定の種類の太陽光発電システムへの投資を促すことも可能である。2022年11月に発刊された欧州委員会（EC）の「欧州連合（EU）の入札手続きによる再生可能エネルギー源由来電力に対する支援の成果」に関する報告書では、「再生可能エネルギーを対象とする入札の導入は、EUにとって紛れもない成功」であり、「政策支援制度と比較して支援コストを大幅に削減し、再生可能エネルギー設置容量を拡大し、技術向上のための確かな枠組みを提供した」と結論づけた。

当初、入札における報酬モデルは、フィードイン・タリフ（FIT）制度またはフィードイン・プ

レミアム（FIP）制度であった。これらは一部の国において電力事業用システム向けに現在も使用されているが、多くの場合、建物に設置する小規模な業務用（C&I）システムに限定されている。近年では、差額決済契約（CfD）がより一般的となり、市場価格が高騰した際に発生する予期せぬ利益を政府が回収できるよう、FITやFIPに代わって採用されつつある。

FIT制度ではkWhあたりの固定価格に基づいて報酬が支払われ、FIP制度では変動する電力卸売市場価格に上乗せして固定プレミアムが支払われるため、報酬額は変動する。FITによる報酬は、イスラエル、ブラジル、インドでは電力事業用の入札で支払われるが、日本、ルクセンブルク、中国、エジプトでは業務用（C&I）など特定の分野に限定される。日本の入札では、システム容量に応じてFITとFIPの両方が採用されている。オーストリアは2023年に、入札によるFIT制度からFIP制度に移行し、すでにこの仕組みを採用していたオランダ、ドイツに続いた。ドイツは2027年までにCfDに移行する予定である。CfD（英国、ギリシャ、フランス、イタリア、ハンガリー、アルバニア、ルーマニア、セルビア、中国、オーストラリア）は、想定買取価格と電力市場価格との差額を補償していることから、一定の収益性を保証するFIP制度に相当する。一部またはすべての報酬をグリーン証書（オーストラリア）や、投資補助金（ルクセンブルク）にした入札を実施した例もある。

世界的に競争入札の規模が拡大、インドが15GWで先導

2024年、中東・北アフリカ地域では、電力事業用太陽光発電システムに対する競争入札が、イスラエル、チュニジア（600MW超）、サウジアラビア（3GW、2023年の3.7GWに対して追加）、南アフリカ（1.8GW）で実施された。北米では、米国が州レベルまたは電力事業者レベルで入札を実施した。中南米では、チリが2024年に公募入札を実施したが、透明性欠如への国際的懸念を背景に中止された。アジアでは、インドが引き続き独自の入札制度を実施し、15GWの太陽光発電を公募したほか、日本、韓国（1GW）、マレーシア（2GW）もそれぞれの入札制度を継続した。オーストラリアは容量投資スキーム（CIS）の第1ラウンドを開始し、同ラウンドでは太陽光発電に2.7GWを割り当てた。

欧州委員会（EC）によるEU域内の電力市場設計の改正版（2024年）は、「EUの電力市場設計に関する法制度は、双方向差額決済契約（CfD）という形態の直接的な価格支援制度の設計を調和させることを目的とする」と規定している。これは、電力市場が不安定な時期に発電事業者が過剰な収入を得ることを抑制することを目的としている。

入札は、国レベルでの太陽光発電開発及び太陽光発電コストの枠組みを決めるために主に利用されてきた。これは、最大容量を定め、最も安価で適切な発電所を選んで開発することを意味する。しかし、入札をさらに発展させて、発電容量やセグメント開発に関するより大規模で長期的なロードマップを描くために利用することもまた可能である。系統運用者とともに適切な計画を立てることで、入札は、特定技術の容量を一定の水準に展開し、電力系統を最適化し、エネルギー転換を現地産業支援のツールとして期待されるものにすることができる。入札制度に蓄電システムの併設を組み込むことで、系統運用を円滑化し、太陽光発電などの変動性再生可能エネルギーの価値を向上させ、出力のタイミングを高需要期にシフトすることで出力抑制を低減できる。入札要件により、例えば、周波数調整用の短時間容量や夕方の需要ピークに対応する長時間容量

など、地域の電力システムの需要に合わせた蓄電システムの設計を促すことができる。蓄電システムの併設により、逆潮流のピークが平準化・低減され、必要となる系統連系容量が減少するため、系統連系にかかる投資を抑制することもできる。

特定の土地利用区分への支援を限定するなど、競争入札の仕様を、公共及び社会的受容に関するガイドラインに沿った基準に設定することで、一般市民や社会からの受容を構築するツールにもなる。

入札の選定基準

選定基準やボーナスは、望ましいとされる太陽光発電システムの種類を管理し、そちらに誘導するためのツールとなる。本質的にコストが高いプロジェクトにボーナスポイントを与えることで、従来型プロジェクトとの競争を可能にする場合や、特定の種類のプロジェクトを排除する場合に用いられる。その他の利用可能な手段としては、割当容量がある。これらの手段は、地域ごとの経験（例えば、フランスでの初期のカーボンフットプリントの活用）に基づき、より一般的になりつつある。

2024年は、プロジェクトを促進または実現するために、以下の選定基準を用いた。

- ・ システム容量（下限値と上限値の範囲内、韓国、フランス、ポーランドなど）
- ・ 土地利用区分、または建物への設置（フランス、ドイツ、ルーマニア）
- ・ 蓄電システムの有無（インド、オーストラリア、ドイツ）
- ・ カーボンフットプリント（フランス、韓国）
- ・ 現地調達率（アルジェリア、トルコ、インド、南アフリカ）
- ・ 地域資本、すなわち国内事業体が所有（すべてではないが、多くは通常の企業所有規定に基づく）（マレーシア）
- ・ 市民による運営または資金調達（フランス、オーストリア）、または先住民族やファーストネーションの参画（オーストラリア）
- ・ 特定用途、例えば営農型太陽光発電（イタリア）やFPV（インド、マレーシア、イタリア（2025年））

競争入札は、フランス（2017年～）やドイツ（2020年～）で採用されているように、市場に投入するにはまだ早い革新的なシステムの報酬レベルを引き上げることで技術革新の推進力として利用することもできる。

現地企業にアドバンテージを与えるため、または環境フットプリントの良好な製品を優先するため、環境または現地産品に関する要件が設定されることもある。現地産業を新興させるため、入札での一定量の割り当てや特定の技術を推すセグメント・ボーナス、現地での製造を求める追加要件もある。現地産品比率のパラメータは、選考基準において、最もあるいは次に重要な付加的要素となり得る。この種の要件は、各国・地域における太陽電池モジュール製造の発展を実現することを目的としている。

政府が実施する再生可能エネルギー容量入札では、技術中立な（技術的な制約がない）入札方式が採用されるケースが増えている。この方式では、太陽光発電は他の電源と競争することにな

る。過去に（カナダ、フランス、ドイツ、スペイン、イタリアで）実施した太陽光発電と風力発電の両方を対象とした入札では、太陽光発電が最も競争力が高い傾向があった。最近オーストラリアで実施された太陽光発電、風力発電、蓄電システムを対象とした公開入札では、各技術の競争力はよりバランスが取れていた。

欧州連合（EU）の政策枠組み

2019年に導入された欧州グリーンディールは、クリーンな循環型経済、生物多様性の回復、汚染の削減を目指す包括的な政策ロードマップであり、2050年までに気候中立を達成することを公約している。2020年、欧州委員会（EC）は、1990年比で温室効果ガス排出量を少なくとも55%削減する2030年の気候目標を提案した。これに伴う影響評価では、この目標が技術的にも経済的にも実現可能であることが確認され、目標達成のためには再生可能エネルギー比率が約38.5%必要であると予測されている。この目標を実現するため、EUは「Fit for 55」政策パッケージにおいて、エネルギー及び気候変動対策関連法の包括的な改定を提案した。同パッケージは、太陽エネルギー、特に太陽光発電をEUの脱炭素化とエネルギー安全保障戦略の要として位置付けている。

ロシアによるウクライナ侵攻に端を発したエネルギー危機を受け、EUは2022年にREPowerEU計画を策定し、エネルギー主権の再構築を図った。同計画は55%の排出削減目標を再確認するとともに、2030年よりも早い段階でロシア産化石燃料への依存から脱却することを目標に掲げた。これに伴い、欧州ソーラー・エネルギー戦略は、2030年までに太陽光発電システムの累積設置容量を720GW超とするよう求めている。

普及拡大を加速するため、欧州ソーラー・エネルギー戦略は以下の複数のイニシアチブを立ち上げた。

- ・ 欧州ソーラー・ルーフトップ・イニシアチブ：新築の公共・商業・住宅建物への屋根設置型太陽光発電システムの設置の段階的義務化（2026～2029年）
- ・ 土地のマルチユースによる電力事業用太陽光発電システムの普及：営農型、水上設置型（FPV）、交通インフラ上での太陽光発電システムを含む
- ・ 都市計画への太陽光発電システムの統合：建物、地区、都市への太陽光発電システムの統合
- ・ 系統整備：分散型太陽光発電システムの系統連系に向けたネットワーク・インフラの強化
- ・ 太陽光発電バリューチェーンの強靱化：EU域内製造の強化とサプライチェーン依存の低減
- ・ 投資支援：リスク軽減手段や資金提供を通じ、EUの太陽光発電産業を強化

2024年6月、EUはネットゼロ産業法（NZIA）を採択した。本法は、太陽光発電を含む戦略的ネットゼロ技術の域内製造拡大に向けた環境整備を目的とする。同法は、許認可手続きの簡素化と技能開発の支援を行い、2030年までに域内製造技術でEUの導入需要の40%を満たすことを目標としている。これにより、太陽光発電の競争力強化と輸入依存の低減に寄与する。

市場の変化による競争入札への影響

競争入札は世界市場をけん引しており、プロジェクト開発事業者は、政府の支援制度に後押しされた契約であるという安心感から、ますます大容量プロジェクトに投資するようになり、各国政府は太陽光発電容量の増加を計画・管理するツールを手に入れた。

競争入札における入札価格は2021年まで着実に低下していたが、新型コロナウイルス感染症（COVID-19）や需要増の影響による太陽電池モジュール価格の高騰が原因で、価格の下落傾向が停止した。その後、2022年後半から再び低下に転じた。応札者は、落札するために入札価格を可能な限り下げ、利幅を縮小させる傾向がある。これまでの入札で数多くのプロジェクトを落札している開発事業者は、価格圧力の見通しに優れており、落札可能な価格で応札できる可能性が最も高い。

過去数年間、競争入札の制約の下でどこまで入札価格を下げられるかが試されてきた。フィードイン・タリフ（FIT）制度や差額決済契約（CfD）制度の報酬に関連した低い応札価格はリスクを伴う可能性があり、多くの専門家が、このような低価格での応札は、資本コストが極端に低く、機器コストも低く、またリスクヘッジの必要性が低い場合のみ実現可能であると考えている。利幅の縮小は、特に過大な競争入札においては、一部の市場関係者の長期的安定性に対する脅威となり続けている。競争の激化により、最も競争力の高い（最低価格の）応札ではしばしばモジュール価格の下落を見込んだコスト計算を行っている。これにより、2021年から2022年にかけてコスト高騰に直面した際に、プロジェクトが脆弱になり、採算が合わなくなる可能性が高くなった。こうした状況は、特定部材のコストが低下する一方でその他のコストが上昇する際にも問題となり得る。実際、2023年から2024年にかけて、モジュール価格は下落した一方で、支持構造体（架台及びラック）や変圧器の価格は上昇した。

これまでは、FIP制度を利用する入札では、すべての再生可能エネルギー技術に対して価格がマイナスになることもあった。このような事例では、プロジェクトの収益性は市場での売電やPPAによって確保しつつ、入札の枠組みによって系統容量の確保や借り入れによる資金調達のための信頼性向上など、収益以外の重要な課題を解決することができる。

入札上限価格が（必要な報酬レベルを下回ったり、市場価格に比べ魅力が少なかったりするため）不十分（安すぎる）と見なされることがある。こうしたケースでは、競争入札がプロジェクト開発者にとって魅力的であり続けるために、市場にはないメリットを提供する必要がある。長期契約に対する国の支援は、投資家と土地所有者のいずれをも喜ばせる、最も明白なメリットである。

太陽光発電の競争環境は、過去5年の間に著しく変動し、2020年から2021年にかけては太陽光発電コストが上昇、2022年には世界の一部地域で電力市場価格が高騰した後、2023年には低下、2024年に安定化したほか、2023年及び2024年にはモジュール価格が大幅に下落した。その結果、プロジェクトの収益性のダイナミクスは変化し、政府主導の入札やPPAの魅力も変化した。このような状況下、例えば、市場環境がより魅力的であった場合、入札は応札容量が募集容量を下回り（2022年のフランス、南アフリカ、2023年の日本、韓国、ポーランド、セルビア）、入札価格が上限価格に近い、または上限価格を超えるなど競争的でないと思われた場合、選定容量が募集容量を下回った（2020年と2021年のフランスの一部の分野、2022年のスペイン）。一方、投資の安全性が確

保され、モジュール価格が低く、より魅力的であった場合は、応札容量が募集容量を上回った（2023年のアルゼンチン、フランス、ドイツ、アラブ首長国連邦（UAE））。入札容量に対して応札容量が超過するのは、市場環境の変動性が投資家を警戒させている兆候となり得るほか、開発事業者がセーフティネットを備えた報酬メカニズムを求める要因となる（オーストラリア）。

競争入札の激化と選定基準がより具体的になったことに伴い、プロジェクト推進者や開発事業者は、民間との報酬契約に基づく新規プロジェクト（未利用地でのプロジェクト）にますます注力している。これは、企業需要家向けの売電（コーポレートPPA）（欧州及び北米）か、または電力市場への直接売電（Merchant PV（補助金を利用しない太陽光発電プロジェクト）、オーストラリア、ブルガリア、クロアチア、ドイツ、ルーマニア、スペイン、アフリカの一部プロジェクト（ナミビア））である。

2023年の上昇後、入札価格は再び下落

2024年には最低入札価格が再び低下し、サウジアラビアで13ドル/MWh、イスラエルで19ドル/MWh、インドで30ドル/MWhという低水準となった。日本では2024年に実施された第20回入札で最低価格が30ドル/MWh、平均入札価格は45ドル/MWhであったものの、2023年の平均価格55ドル/MWhから低下した。欧州では、ドイツの39ドル/MWhが最低価格であった（この入札における平均価格は55ドル/MWhで、2023年の最低入札価格と同水準）。対照的に、フランスは年間設置容量が世界トップ10に入る市場規模にもかかわらず、電力事業用プロジェクトの最低入札価格が86ドル/MWhと、最高水準の価格帯を維持している。

業務用（C&I）及び建物設置用に特化した入札を実施している国では、価格はさらに高く、ドイツでは75ドル/MWh（2023年比減）、フランスでは110ドル/MWh（2023年比増）となった。

グリーン証書取引及び類似のスキーム

グリーン証書及び再生可能エネルギー・ポートフォリオ基準（RPS）に基づく類似のスキームは、ごく一部の市場でしか用いられておらず、少なくとも太陽光発電に関しては、その活用は縮小傾向にある。一定の価値を持つグリーン証書は、国や自治体による支援の枠組みの中で発行することができる（ベルギー（住宅用システム）、オーストラリア、イスラエル、イタリア、中国）。また、RPS義務（米国では主に電力事業用システムだが、これに限らない）の一環として、発電事業者と電力事業者の間で、市場価値で取引されることもある。一般に「再生可能エネルギー・ポートフォリオ基準（RPS）」と呼ばれる規制の枠組みは、再生可能エネルギー源の利用率を課すことで、再生可能エネルギーの開発を促進することを目的としている。政府当局がすべての電力事業者に対し、自社で発電するか、あるいは市場から特別な証書を購入する形で一定割合の再生可能エネルギー電力を利用することを求めている。これらの証書は一部で「グリーン証書」と呼ばれており、入手可能な場合には、再生可能エネルギー発電事業者は、その証書の市場価格に基づいて変動する対価を受け取ることができる。

グリーン証書は、社会的責任を自主的に果たすために購入することもできる（このケースでは、多くの場合、原産地保証（GO）が需要家に販売される電力に付けられ、保証のための賦課金が上乗せされる）。その価値は、各国市場や証書取引の活発度合いによって異なるが、GOの取引は、

政府資金による支援制度から支払われる報酬と合算される場合とされない場合がある。欧州では、2023年から2024年にかけて、供給量の増加に伴い価格が大幅に低下した。EUの企業サステナビリティ報告指令（EU Corporate Sustainability Reporting Directive）及び提案中のグリーンクレーム指令（Green Claims Directive）は、GOの取引拡大を後押しするとみられる。太陽光発電及び風力発電市場の成長により供給が増加するなかで、需要の増加による価格への影響は今後明らかになる。北米では価格は比較的安定していたものの、州や地域によって大きな差がある。

市場主導型太陽光発電

多くの国では、政府支援の財政的インセンティブ制度に頼らずに太陽光発電が開発されるようになっている。これには、PPA、コーポレートPPA（CPPA）、Merchant PVによる売上と報酬に加え、太陽光発電の自家消費が拡大するなかで、発生する「回避コスト」（すなわち、需要家が発電したことにより購入しなかった電力）による報酬も含まれる。投資は、企業の環境・社会・ガバナンス（ESG）戦略、独立系発電事業者（IPP）の開発ロードマップ、あるいは公共政策の主導による再生可能エネルギー・ポートフォリオ基準（RPS）に基づき牽引されている。

一部の地域では、太陽光発電及び再生可能エネルギーの普及が拡大し、これらの電源による発電量が需要を上回る水準に達した結果、発電側では自主的または強制的な出力抑制が生じ、市場側ではマイナス価格が発生している。市場競争力を維持するための戦略としては、太陽光発電システムの技術最適化（立地や設置する向きの選定、系統連系の最適化、自主的な出力抑制）に加え、市場面での最適化（売電時刻を調整するための蓄電池の活用や、売電収入に加えて予備容量や系統サービスなどの報酬を組み合わせる「収益の多重化（レベニュー・スタッキング）」）も進められている。

環境・社会・ガバナンス（ESG）戦略

企業（及び電力事業者や地方自治体）は、ESG戦略を強化する手段として太陽光発電の導入を段階的に進めている。自家消費型太陽光発電システムへの投資や、太陽光発電システムが発電した電力（またはGO）を購入することにより、以下に示すESGの三要素をすべて満たすことができる。再生可能エネルギーを生成し、化石燃料への依存と化石燃料からの排出量を削減することで環境目標の達成に寄与する。地域の雇用創出や地域の施工企業を支援することによって社会的影響を強化する。さらに、太陽光発電への投資は電力価格上昇への備えとなり、エネルギー消費の透明性を示すことで、企業のサステナビリティ・ロードマップに対する市民（最終需要家）の信頼性が向上する。

この枠組みにおいて、企業には太陽光発電を行動計画に組み込むための複数の方法がある。

1. グリーン証書及びGOの取引（上述）
2. インセンティブなしの自家消費：（オンサイトまたはオフサイト）の自家消費向け太陽光発電システムへの投資、エネルギー・コミュニティへの参加のいずれか、または両方
3. 電力売買契約（PPA）：新規（グリーンフィールド）もしくは既存（ブラウンフィールド）太陽光発電システムとの長期供給契約の締結（PPA/CPPA）
4. Merchant PV：電力市場で太陽光発電電力の購入

インセンティブなしの自家消費

自家消費のインセンティブが不要となるのは、自家消費による電気料金の節約と余剰電力の売電収益によって、太陽光発電システムの設置・資金調達・運用にかかる費用を長期的に賄うことができるようになった時である。小売電気料金と卸電力価格が上昇し、太陽光発電の均等化発電原価（LCOE）⁸が低下するにつれて、自家消費は多くの市場において、特に欧州市場及びオーストラリア市場や、ウクライナでの紛争により電気料金の混乱が見られた市場において、当然の選択肢となっている。しかし、電力価格が以前の低水準に戻ると、（スペインのように）需要家の設置意欲が低下する可能性もある。

自家消費が一般的となっている地域では、系統運用者は、電力需要家と発電事業者との間での系統利用料負担の移転を警戒する可能性がある。また、収益が電力消費に比例する場合には、収入の減少さえも懸念される。これに関連して、（系統利用料の）固定料金、自家消費税や罰金は自家消費の魅力を低下させ、自家消費の拡大に影響を及ぼす可能性がある。例えば米国では、太陽光発電の需要家から太陽光発電以外の需要家へのこうしたコスト移転に関する懸念が、2022年にカリフォルニア州でネットメタリング制度の改定に至った要因のひとつとして挙げられ、改定にあたっては、系統負担金と最低電気料金が最初に検討された。

系統容量が飽和状態になり、出力抑制やバランシング・コストの増加を引き起こすと、需要家は競争力を高めるために、蓄電池や集团的自家消費、エネルギー・コミュニティを通じたエネルギー・シェアリングなどのソリューションを用いてますます投資の最適化を図るようになっていく。オーストラリア、ドイツ、米国の一部州、中国では、系統や逆潮流に関する制約により、太陽光発電システムの新設時に蓄電システムを併設することが一般的になっている。

電力売買契約（PPA）

電力売買契約（PPA）は、太陽光発電事業者と、単独/複数のオフテイカーとの間で結ばれる長期的な民間契約である（対需要家：コーポレートPPA（CPPA）、対電力再販事業者：PPA）。FIT制度（バーチャルPPAの場合は差額決済契約（CfD））では通常、公的機関や電力事業者から買取価格が支払われるのに対し、コーポレートPPA（CPPA）は、太陽光発電所の所有者と発電電力を買い取るオフテイカーとの間で一定期間継続する契約である。1kWh当たりの価格交渉が当事者間で行われることから、ある程度の収益が保証されるため、補助金を受けていない太陽光発電所の中でPPAを実施する事例が増加している。FIT制度で買い取りを行う契約の場合、2021～2022年のように電気料金が高騰している場合には、その時点の電気料金よりも安価な契約価格を交渉すれば、太陽光発電電力購入者にとって有利となる。PPAでは、必ずしも物理的に発電所と接続されていない場合でも太陽光発電電力の調達が可能であるため、CPPAを活用した自社の温室効果ガス（GHG）排出量削減に意欲的な大企業が増えている。CfDで運用されるバーチャルPPAの場合、オフテイカーは発電事業者に対して、契約価格と電力市場での売電価格との差額を支払う（または発電事業者から受け取る）。この場合、オフテイカーは発電事業者のためにリスクを負担する。もともと風力発電産業で導入されたPPAであるが、太陽光発電電力のPPAは2024年も力強い成長を続けた。許認可手続きと建設期間が短くなってきていることが、企業の電力調達において太陽光発電の

⁸ 均等化発電原価（LCOE）：発電電力 1kWh あたりのコスト指標

PPAが優先的に選ばれる理由となっている。この成長はアジア太平洋地域で特に顕著で、欧州、北米がこれに続いた。太陽光発電のPPAは工業施設、物流センター、小売業者で広く採用されている。主要なオフテイカーとしては、IT企業やオンラインプラットフォームが挙げられ、データセンターは特に重要性が高い。欧州連合（EU）は加盟国に対し、長期PPAに対する行政上の障壁を取り除き、その導入を促進するよう働きかけている。PPAの発展を妨げる主な障壁として、発電量の不足からオフテイカーの破産まで多数のリスクなどが挙げられるため、小規模ながらリスクヘッジ市場が成長している。イタリアでは、長期の再生可能エネルギーPPAを支援するために、契約者のいずれかが債務不履行に陥った場合に政府が介入できるリスク緩和制度が導入された。また、電力購入者が供給に対するさらなる信頼性と柔軟性を求めるなか、再生可能エネルギーと蓄電池を組み合わせたハイブリッドPPAが注目を集めている。

欧州では、少なくとも19GWの再生可能エネルギー・プロジェクトに関するPPAが締結され、その大部分は太陽光発電プロジェクトであった。スペインとドイツが欧州のPPA市場を主導しており、ポーランド、英国、ギリシャも一定の市場シェアを占めている。米国のPPA市場は、データセンター主導で15～25GWまで成長し、契約容量の約60%がデータセンターによるものである。アジア太平洋地域では、CPPAの契約量は、2023年比で10GW増加し、27GW超となった。オーストラリアでは、重工業及び鉱業業界のオフテイカーが中心となり、2024年に太陽光発電のCPPA契約容量が過去最高を記録した。中国では、50MW超の電力事業用太陽光発電プロジェクトのほぼすべてが政府主導の入札によって長期契約を確保しているが、2025年半ばからはCfDへの移行が予定されている。日本では、業務用（C&I）分野全体での長期契約に支えられ、CPPAや分散型太陽光発電向けのPPAが継続して拡大している。韓国では、2024年の規制改正により、電力購入企業による市場へのアクセスの改善や承認プロセスの効率化が進められているものの、PPAによる導入は依然限定的である。

PPA開発事業者や需要家の多くは産業別に特化しているが、第4章に記載の通り、広範囲にわたって事業を展開するグローバルなエネルギー事業者も存在している。

Merchant PV（太陽光発電電力を直接電力市場や需要家に販売する、補助金を利用しない太陽光発電所）

Merchant PV（太陽光発電電力を直接電力市場や需要家に販売する、補助金を利用しない太陽光発電所）は、太陽光発電市場の発展において今後さらに重要な役割を果たすことが期待されている。Merchant PVとは、電力市場における売電を前提としたビジネスモデルに基づく太陽光発電所のことである（訳注：一部を需要家に販売するケースもある）。市場は短期及び長期のインセンティブを提供しなければならないため、この種のビジネスモデルの台頭において、電力市場の設計が重要な役割を果たす。早くも2010年初めには、一部の国でMerchant PVの実験が行われたが（チリでは実験が失敗に終わった）、最近では、より競争力のある均等化発電原価（LCOE）と2022年から2023年初頭の欧州市場における電力料金の上昇により、プロジェクト開発事業者はMerchant PVという選択肢をより真剣に検討するようになった。

太陽電池モジュール製造と供給過剰や価格下落によるマクロ経済的圧力にもかかわらず、2024年はMerchant PVの設備容量は増加した。この成長は、補助金に依存せず、市場主導での展開を最適化することが可能な開発事業者によるものである。アナリストの予測では、特に短期的な価格

シグナルと長期的な市場見通しの両方を提供する規制緩和済みや制度改革中の電力市場において、太陽光発電システムの新規設置容量に占めるMerchant PVの比率は今後も増加し続ける。

Merchant PVモデルは、欧州（特にスペイン、ドイツ、イタリア、北欧）、アジア太平洋（とりわけオーストラリア及びフィリピン）、アフリカ（ボツワナやナミビアにおけるプロジェクト）、北米（米国におけるより期間が短いPPAが中心）、中東などで導入が拡大している。オーストラリアでは、2022年時点での累積設置容量約20GWのうち約18%がMerchant PVであり、この傾向は、未契約の設備容量が追加導入されたことにより2024年初頭まで継続した。ナミビアで100% Merchant PV（60MW）に対する許認可が下りたほか、サブサハラ・アフリカ地域では、南部アフリカパワープール（SAPP）と直接取引をするMerchant PVが初めて開発されるなどした。米国では、PPAの契約期間の短期化（多くが10年未満）により市場リスクが高まり、プロジェクトの経済性によってスポット市場での販売がますます重要になっている。欧州では、2022年から2023年初頭の電力価格による危機で高まったMerchant PVへの関心は、2023年末から2024年にかけて卸電力価格が安定化するのに伴い落ち着きをみせたものの、依然としてMerchant PVは、新規設置容量における主要な戦略となっている。価格シグナルが明確な市場では、今やMerchant PVは電力事業用太陽光発電の新設容量においてかなりの割合を占めるようになり、開発事業者及び金融機関の双方にとって柔軟性とリスクを併せ持つ選択肢となっている。

マイナス価格と出力抑制：政策及び市場への影響

2024年は出力抑制が大幅に増加し、特に太陽光発電の普及率が高い国で顕著であった。チリでは太陽光発電システムの新規設置容量が2.4GWに達したことに伴い、太陽光発電と風力発電の出力抑制量は5.9TWhに急増した（2023年比121%増）。特にAntofagasta州及びAtacama州の北部地域では、引き続き電力需要が比較的低く、南部への送電量が十分でないため、一部の太陽光発電所では年間の出力抑制率は50%を超えた。ドイツでは、夏季の日射量が高く、スマートグリッドの調整が不十分なため、太陽光発電の出力抑制率がほぼ倍増し、最も多い日には13%を超えた。スペインでは2024年の年間出力抑制率は1%未満と低水準であったが、依然として数百万ユーロ規模の収益損失となっている。2025年には、月によっては月間出力抑制率が10%以上になる見込みである。キプロスでは、再生可能エネルギー全体の出力抑制率が2022年の3.3%から大幅に増加し、29%に達した。これは主に、系統容量が限られていることと、住宅用太陽光発電システムの導入が調整されなかったことに起因する（2024年の住宅用太陽光発電の出力抑制量は1,500MWh）。

電力のマイナス価格は、太陽光発電による発電量が多い時間帯により頻繁に発生した。スペインでは、マイナス価格が650時間超にわたり発生し、スポット価格は-2.0ユーロ/kWhまで低下した。同様の状況は、日中の供給過剰に対して需要の柔軟性が限られているオーストリア及びオーストラリアでも見られた。ドイツでは、2025年に導入された新たな「ソーラーピーク」法により、マイナス価格発生時にFITを停止する政策対応が取られた。同法において重要な点は、補償を受けられなかった時間は20年間の買取期間に加算することで補填されることで、プロジェクトのバンカビリィを損なうことなく、自家消費や蓄電池導入を促している。

2024年には、出力抑制政策が対応型から予防型へ移行した。ドイツでは、系統の柔軟性確保と管理されていない余剰電力を減らすことを目的として、太陽光発電システムを新設する際にはス

スマートメーターが取り付けられていることと、動的な逆潮流規則に準拠している必要がある。オーストラリアでは、全国の系統における出力抑制率は1.17%で横ばいであったが、南オーストラリア州など一部地域では経済的出力抑制が増加した。政策議論では、太陽光発電の余剰電力を調整するために、電気温水器のオフピーク時（電力需要が低い時間帯）の設定を変更するといった、動的な負荷制御などのソリューションが検討された。中国では、新規の風力発電及び太陽光発電プロジェクトに蓄電設備を併設することが20超の省で義務付けられ、蓄電池の容量比率を20%としている省もある。これらの規則は系統の飽和状態を緩和した一方で、プロジェクトコストの増加と、義務的に設置された蓄電設備の利用率の低さを浮き彫りにした。ブラジルでは、制度が硬直化しているため柔軟なインフラへの投資が妨げられており、2035年には全国で8%、北東部では最大11%の出力抑制率が予測されている。

任意の出力抑制と義務的な出力抑制の制度が併存する状況が拡大している一方で、政策の明確さにはばらつきが残っている。オーストラリアとベルギーでは、出力抑制は市場に基づく価格シグナルと系統制約の両方の要因で発生する。経済的出力抑制は、地域のスポット価格が極めて低く、発電事業者が売電しないことを選んだ場合に生じる。これは通常、マイナス価格が発生した際に起きる現象で、こうした価格シグナルは、需要を上回る地域内の発電量を、遠隔にある需要地に送電できない構造的な送電ボトルネックに起因することが多い。スペイン及びドイツでは、タリフの停止や、入札をリアルタイムの系統状況に連動させる方向へと移行している。その一方で、優先給電や安定性の高いPPAを確保できないMerchant PVプロジェクトでは、任意の出力抑制が標準的な戦略となりつつある。損失回避にとどまらず、より積極的な出力管理も拡がりつつあり、一部のプロジェクトでは、低価格時間帯に出力抑制を行うことで調整力を提供したり、バランシングサービスやアンシラリーサービス市場に参加したりしている。売電や系統支援サービスなど、複数の収益源を組み合わせることで開発されるプロジェクトの数は増加傾向にある。

一部の市場では、出力抑制を地域系統の管理にも利用しており、進行中の規制手続きは、太陽光発電所有者に対する公平な取り扱いを制度化することを目指している。電力系統電圧が上限に達した際にスマートインバータが段階的に出力を抑制する「Volt-Watt制御」（一般的に地域内の発電量が消費量を上回る場合に発生）といった問題は、公平な出力抑制手順の必要性を浮き彫りにしている。これは、電力系統の末端（グリッドエッジ）のシステムが最初に、かつより頻繁に影響を受けるためである。また、一部の電力市場で導入が進む15分間隔でのクリアリング（清算）は、余剰電力が発生する時間帯をより正確に特定でき、不要な出力抑制量の削減につながる可能性がある。

政策面での進展にもかかわらず、透明性と補償設計には依然として大きな課題が残る。フランス（特に海外県・海外領土）や韓国など、出力抑制制度の中で補償対象を明確に規定している国は少数にとどまる。他の多くの国では、出力抑制は無補償、または部分的な補償にとどまるため、投資安定性が問題となる。中国では引き続き出力抑制に上限が設けられているものの、省ごとに、実施状況にばらつきがある。ブラジルでは、蓄電設備及び出力抑制を開始する基準値に関する規制対応の遅れが続いており、プロジェクト計画の確実性が損なわれている。

2024年には、世界的に太陽光発電システムを導入するにあたり、出力抑制が仕組み上の特徴として位置づけられた。太陽光発電が昼間の発電において大きな割合を占める地域では、系統の柔

軟性不足、変動しにくい需要、そして依然として高い再生可能エネルギー割合に適応していない市場規則が、出力抑制量の増加とマイナス価格の発生を招いている。しかし、変化はすでに始まっている。政府は、出力抑制に関して、従来の緩和策から包括的な計画策定へと方針を転換しつつあり、出力抑制を、蓄電の促進、タリフの見直し、よりスマートな分散型電源の実現を促す政策指標としてだけでなく、新たな市場機会を創出する手段としても、出力抑制を活用し始めている。こうした改革が、十分な速度で実現し、太陽光発電への次の段階の投資を促進するかどうかは、不確実性が残る。

需要家主導型の太陽光発電：プロシューマー及びエネルギー・コミュニティ

自家消費の枠組み

自家消費制度は世界各地で導入されており、その目的は二つある。住宅、商業、さらには産業部門の需要家がエネルギー転換に積極的な役割を果たせるようにすることと、自家消費制度以外の支援制度に伴うコスト負担を低減することである。自家消費の枠組みの増加は、直接投資補助、FIT及びFIPなどによって手厚く支援されてきた太陽光発電から、より需要家が主導する分散型太陽光発電を展開する自然な移行の一部とみられている。これらの枠組みは、最終消費に占める太陽光発電の比率の上昇、送配電コストの低減、さらに電気、熱、効率、蓄電等を統合したエネルギーマネジメントシステムの利用拡大を考慮して調整されつつある。

自家消費は、本質的に共通の物理的原理に基づいて運用されており、太陽光発電システムが発電し、そこで消費される電力により、需要家の電気料金明細の電力使用量（供給事業者から購入する電力量）を削減する。既存及び新たな自家消費の枠組みは、分散型太陽光発電システムの拡大を管理しつつ、系統運用者、市場、需要家のニーズのバランスを取るよう調整されつつある。

自家消費は多くの国で法的に認められているが、その促進または規制のメカニズムは国ごとに異なる。大部分の枠組みは、下記に記す規制上の主要な論点に対応している。

1. 最初の系統接続料金/年間の系統アクセス料金
2. 余剰電力を逆潮流し補償を受ける権利
3. 太陽光発電システムの第三者所有（TPO）

系統接続料金は、特に需要家が直接介入する必要のない電気メーターをすでに設置している場合、自家消費を促進するために減免することが可能である（フランス、フィンランド、オランダ）。反対に、自家消費を対象とするように調整することも可能である。系統使用料には電力消費に応じて変動する要素が含まれることが多いため、配電系統運用者（DSO）の収益を安定化させるために代替的アプローチが導入されている。これには、固定料金部分を引き上げた修正料金構造（オーストラリア、フランス、スイス）、ネットメタリングやネットビリング制度で逆潮流された電力量または請求電力量に課される特定の系統税（イスラエル、スペイン、ベルギー）、基本的な負担を保証するための最低料金（米国）が含まれる。オーストラリアや米国のような連邦国家では、州レベルの政策が大きく異なる場合があり、市場状況や規制の基本方針の多様性が反映されている。

プロシューマーに余剰電力を逆潮流することを認める場合、従来の電力事業者の許認可、発電

及び売電、さらに電力系統のバランシングの要件に影響を与えるため、世界各地で多くの規制枠組みの根本的な変更が必要とされる。再生可能エネルギー・システムの普及率が高い電力系統やインフラ構築が不十分な電力系統では、消費量が少なく逆潮流が多い場合、自動で逆潮流する権利は系統安定性管理の面で深刻な影響を及ぼす可能性もある（オーストラリア、オーストリア、米国、チリ、キプロスなど）。その結果、一部の国では、逆潮流電力量、容量、時間に上限を設ける措置を導入したり、配電事業者に状況に応じた出力抑制を求めたりしている（オーストラリア、ドイツ、日本、スペイン、米国（ハワイ州））。先進的なプロシューマー制度では、DSO主導の出力抑制メカニズムを組み込み、プロシューマーの参画を維持しつつ系統安定性を確保する仕組みが始まりつつある。余剰電力に対する報酬が市場価格を下回る場合、または電力市場オペレーター（一般的にはプロシューマーが利用する電気供給事業者や電力事業者）によって設定される場合、ネットビリング制度はプロシューマー主導型として分類されることがある。

自家消費向け太陽光発電システムの第三者所有は、推進要因にも阻害要因にもなり得る。例えば、サービス事業者が投資し、エンドユーザーに太陽光発電システムをリースするPV-as-a-serviceは、2024年時点で米国の住宅用市場の40～50%を占めており、オーストリア、ドイツ、英国、スペインでもリースモデルの普及が進んでいる。他方で、一部の国では自家消費向けシステムの第三者所有は一般的ではなく、この種のサービスを提案しようとする企業には複雑なビジネスモデルが求められる（フランス）。これらのビジネスモデルは、長期契約に太陽光発電を組み込むことで事業者に対する事業上の不確実性を低減し、今後数年以内に太陽光発電市場を大きく変革する可能性がある。

プロシューマー

プロシューマー（電力消費の一部あるいは全部を自ら発電する住宅用需要家）は、自家消費の発展において中心的な役割を担う。技術的には、設置場所に併設された発電設備が、設置場所の負荷需要に電力を供給するが、「プロシューマー」という用語は、同一メーターの境界内において電力フローと金銭フローの双方が発生する場合に適用される。太陽光発電システムのコストが低下し、発電コストが小売電気料金とますます調和したことにより太陽光発電のプロシューマーが増加した。一方、プロシューマー向け太陽光発電システムを導入するにあたっては、特に、余剰電力を逆潮流する権利を付与するといった、規制枠組みを構造的に調整する必要があった。とはいえ、規制の変更は市場に変動性をもたらす可能性がある。スペインで2023年から2024年に見られたような小売電気料金の急落は、成熟したプロシューマー市場であっても、自家消費スキームの魅力を低下させる可能性がある。

太陽光発電が高度に普及している地域では、逆潮流される電力の価値が低下し、場合によってはマイナス価格となることもある。このような状況では、逆潮流を積極的に抑制する政策がとられる場合がある。自家消費システムの経済性を維持するため、プロシューマーは、蓄電池を導入することで、設置場所で最大限電力を消費し、逆潮流による売電への依存度を下げるケースが増えている。

共同自家消費、エネルギー・コミュニティ及びコミュニティ・ソーラー

共同自家消費は、非局所的あるいはバーチャルな自家消費、エネルギー・コミュニティ、コミュニティ・ソーラーとも呼ばれ、1基以上の発電システムからの電力が1者以上の需要家に割り当てられ、他の供給事業者から系統を通じて供給されるエネルギーの消費量を削減または相殺することである。エネルギーの流れは、フィジカルなもの（例えば、太陽光発電システムが複数のテナントが入居するビルの内部系統に電力を供給する場合）や、バーチャルなもの（あらかじめ定義されたスプリット・キーを使用し、バーチャルな計測と課金によって発電量を配分する場合）がある。電力価格は、交渉で取り決めた1kWhあたりの料金に基づいて決定することも、負担した設備投資額の割合によって定めることもできる。

共同自家消費は、自家消費の範囲を広げることを目的に発展した。これにより、単独または複数の太陽光発電事業者（電力事業用発電所も）が、適度な距離にいる単独または複数の需要家に電力を供給することが可能になり、公共の電力系統の利用を最小限に抑えることができる。利用できる範囲は、当初は建物内に限定されることが多かったが、各国で地理的距離（半径10km、20km、あるいは地区、地域、全国）に拡大されたり、変圧器や変電所単位で設定されたりしている。このため、実際のエネルギー・フローを補償する制度もあれば、財政的なフローを補償する制度もある。詳細は異なっても、基本は類似している。このように範囲を地区や地域レベルまで広げ、複数の需要家や発電事業者を含めることは、参加者にとって、自家消費比率の向上や、自家消費目的の屋根や土地へのアクセスの公平化などの利点がある（フランス、米国、ブラジル、リトアニア、メキシコ）。

効率的に実施されれば、プロシューマーの新たなビジネスモデルの開発が可能となり、雇用や地域の付加価値の創出、需要家やエネルギー・コミュニティ向けの電気料金の低減につながる。こうしたモデルは、太陽光発電システムの発電時間に電力を消費するよう需要家を促すことで、太陽光発電システムが系統に及ぼす影響を緩和する可能性もある。

共同自家消費プロジェクトの経済的実現性は、小売電気料金、卸電力価格、発電コストだけでなく、需要家が系統にアクセスするために支払わなければならない負担金と、電力消費量と発電量に課せられる税金の水準に基づいている。ポルトガル、カナダ、ノルウェー、スウェーデン、スイス、ドイツでも注目を集めているが、特にオーストリア、イタリア、フランス、スペイン、米国で高い関心が寄せられている。

イタリアでは、同一の変電所に連系している1MW以下のシステムに対するインセンティブがある。スウェーデンでは、2021年以降マイクログリッドによる共同自家消費が許可されている。ドイツでは、建物の所有者が発電し、入居者に売電することができるため、投資がより魅力的なものとなっている。英国も、共同プロシューマーにとって有利な枠組みを導入した。スペインでは、公共政策と補助金がエネルギー・コミュニティを後押ししており、2024年には、熱、蓄電、モビリティと需要の管理を統合したプロジェクトを補助する新たなプログラムが開始された。米国では、インフレ抑制法（IRA）に、一定の規模、立地、公平な利益配分の要件を満たした共同自家消費プロジェクトに対する多額の税額控除ボーナスが盛り込まれた。半数近くの州で、バーチャル共同自家消費（米国では「コミュニティ・ソーラー」と呼ばれる）を可能にする法律が可決され、その多くに低所得世帯が参加するための要件が含まれている。この他の国でも何らかの規定はあ

るが、本格的な実施には至っていない。オーストリアでは、エネルギー・コミュニティで取引される電力は、免税及び系統利用料の軽減の対象となっている。スイスでは、大半の配電事業者が共同自家消費を認めているが、需要家が隣接し合っていて、公共電力系統は使用しないという要件がある。ノルウェーでは、同一敷地内の需要家は、1MW以下の太陽光発電システムによる発電電力の共同自家消費が可能である。米国とオーストラリアでは、蓄電やバックアップ電力によって電力消費にかかるコストを削減し、（場合によっては火災により破壊されたインフラへの対応として）現地のレジリエンスを高めるために、コミュニティ・マイクログリッドや電力系統の末端（グリッドエッジ）に位置する農村のマイクログリッドが登場しつつある。フランスでは、バーチャル自家消費の運用は周囲20kmまで可能であり、複数の入居者がいる建物で事業を行う公営住宅事業者向けに行政手続きと法的手続きが簡略化されている。発電事業者は、即時に自家消費されなかった余剰電力についてFITを利用することができる。フランスでは、発電事業者が電力市場を経由せずに地域の需要家へアクセスするためのより簡便な手段として、エネルギー・コミュニティの枠組みに注目が集まりつつある。系統料金の規制はさまざまで、プロジェクトを奨励するために免除制度を採用している国もあれば、地元で送電された電力であっても系統料金を全額支払わなければならない、共同自家消費やバーチャル・ネットメタリングの障壁となっている国もある。

各国でエネルギー・コミュニティの数が年々増加するにつれ、ビジネスモデル、ツール、部材、有能な専門人材をより容易に活用できるようになり、導入のさらなる加速につながっている。

欧州連合（EU）の状況

欧州連合（EU）の「クリーン・エネルギー・パッケージ（Clean Energy Package）」では、エネルギー市場の設計と新たなエネルギー構想の枠組みに関する新規定を導入した。再生可能エネルギー指令（RED II）及び電力市場指令（EMDII）において、個人の自家消費及び共同自家消費の活動に関する基本的な定義と要件が規定されている。EUは、再生可能エネルギー・コミュニティ（REC）と市民エネルギー・コミュニティ（CEC）という構想を導入した。RECでは、市民が生産した再生可能エネルギー電力を近隣に販売できるようになるが、境界線の定義や系統利用料金の設定が重要な要素となっている。これらの重要な要素は、加盟各国が国内実施する中で定義づけられている。このエネルギー・コミュニティという構想は、既存の太陽光発電の市場分野を拡大し、自身では太陽光発電システムの設置に投資できない需要家の電力コストの削減を可能にするだけでなく、エネルギー・コミュニティの円滑な最適化を容易にするために、欧州の研究開発・イノベーション資金による支援のもとで開発された各種ツールを活用することで、需要家がより一層地域コミュニティや電力市場と一体化することを後押ししている。欧州では、エネルギー・コミュニティ連合であるRESCoopは引き続き拡大し、200万人超（2023年比50万人増）の市民を代表する2,500超の団体が加盟している。

米国の状況

エネルギー・コミュニティという用語はインフレ抑制法（IRA）によって定義が変更され、米国では別の意味を持ち、エネルギー転換によって過去に悪影響を受けたコミュニティや、将来的に悪影響を受けるリスクがあるコミュニティを指す。米国におけるコミュニティ・ソーラーという用語の用法は、EUの再生可能エネルギー・コミュニティ（REC）よりもむしろ、共同自家消費の定義に近い。ソーラー・コミュニティはIRAの補助金や州政府による法整備を原動力として成長しており、エネルギー・コミュニティのコミュニティ・ソーラーに参加するといった要素の混合も頻繁に見られる。例えば、メリーランド州、ミネソタ州、ニュージャージー州では、コミュニティ・ソーラー施設に対して、低・中所得世帯の加入者に少なくとも一定割合の発電電力を供給することを義務づける類似のプログラムを実施している。2024年6月末時点のコミュニティ・ソーラーの推定発電容量は7.87GW（AC）で、そのうち75%がわずかに4州（フロリダ州、ニューヨーク州、マサチューセッツ州、ミネソタ州）に集中している。

エネルギー転換を促進する政策

持続可能建築要件

太陽光発電の発展において建築分野は主要な役割を担っており、太陽光発電が競争力を持ちつつある国において、持続可能建築要件は太陽光発電を普及させるためのけん引力となっている。こうした規制には新築の建物（住宅用及び業務用）への要件だけでなく、一部のケースでは売却不動産も対象とした要件がある。建物のエネルギー・フットプリントを削減するための一連の選択肢に太陽光発電が含まれる場合もあれば、建物の開発に太陽光発電を含めることが特別に義務づけられている場合もある。

2022年に発表された欧州委員会（EC）のソーラー・エネルギー戦略は、REPowerEU計画の一部である。REPowerEU計画では、直面している短期的な課題を克服するための4つの取り組みが示されており、その最初の取り組みが、欧州ソーラー・ルーフトップ・イニシアチブ（European Solar Rooftops Initiative）を通じた迅速かつ大規模な太陽光発電の導入促進である。EU加盟国は、それぞれの方法でこのイニシアチブを各国の規制に組み入れることになる。

オーストリアでは、連邦政府の支援制度として建材一体型太陽光発電（BIPV）に対する30%のボーナスがある一方、多くの郡で太陽光発電システムの建設に関する規制やインセンティブが設けられており、ウィーンやSteiermark州では、商業ビルや集合住宅に太陽光発電システムの設置が義務づけられており、両州では具体的な要件が定められている。フランスでは、業務用建物や屋根付き駐車場に太陽光発電システムや緑化屋根の設置が義務づけられている。2024年に向けたエネルギー・気候戦略の草案では、将来の太陽光発電システム設置容量のうち、55%を住宅・商業用屋根設置型システム、10%を大規模産業用屋根設置型システムとする目標が示された。ドイツのベルリンでは、2023年に多くの新築建物における太陽光発電システムの設置が義務づけられたほか、オランダでは2021年以降、建物のニアリー（ほぼ）・エネルギー・ニュートラル化を目指しており、太陽光発電を推進している。スイスでは、2024年には、100kW未満のBIPVは、建物据付型太陽光発電（BAPV）システムよりも約10%高い一時補助金が利用できた。連邦補助金に加え、一

部の自治体では太陽光発電ファサードに対する50%のボーナスなど、追加のインセンティブを提供している。歴史的建造物やエネルギー自立型構造物などの革新的なBIPVプロジェクトには、特別な連邦プログラムを通じて資金が提供されてきた。これらの政策の導入以降、一部の州ではこれらの措置を拡充し、歴史的建造物に対するボーナスを提供している。文化的に重要な建造物に関する許認可制度においても、BIPVが推進されている。デンマークでは、エネルギー・フットプリントの削減に向けて、国の建築基準に太陽光発電を組み込んでいる。さらに、2024年以降、エネルギー当局は3階建て以上の住宅への太陽光発電システム導入を対象とした支援プログラムの概略を示している。イタリアの一部の地域では、公共建物に太陽光発電を促進するための資本補助金が導入されている。東京都（日本）では、2025年以降に新設される住居用建物の大半に太陽光発電システムの設置が義務づけられている。日本政府は、2030年までにすべての新築建物をネット・ゼロ・エネルギーとし、新築の戸建住宅の60%に太陽光発電システムを導入するという目標を設定した。英国では、2024年を通じた議論を踏まえ、2027年から新築住宅への太陽光発電システム設置が義務化される見通しである。韓国では、公共建物に対する新・再生可能エネルギー・システム設置令により、床面積が1,000m²を超える新築公共建物について、電力消費量の10%超を新・再生可能エネルギー源で賄うことを義務づけている。米国のカリフォルニア州では、2020年以降、一部の新築住居用建物に太陽光発電システムの設置を義務づけており、2023年にはこれを非住居用建物及び高層集合住宅に拡大するとともに、太陽光発電システム単体ではなく、太陽光発電システムと蓄電システムの併設を義務づけている。インドの一部の州では、新築建物向けに太陽光発電電力の供給を義務づけている。

建物の性能に関する全体的な規制だけでなく、電力事業用太陽光発電システムが社会に受け入れられるかという疑問の高まりもあり、多くの国では政府が極めて限定的な分野において太陽光発電システムの設置を積極的に奨励または義務づけている。日本には、壁面一体型太陽光発電（半透明太陽電池やペロブスカイト太陽電池を含む）の研究、ガイドライン作り、実証を支援するプログラムがあり、フランスでは駐車場の防水屋根に太陽光発電を設置することを義務づけている。また、太陽光発電システムを他の用途と競合しにくい場所に設置することも、太陽光発電の普及を促進している。

e-モビリティ（輸送部門の電化）

e-モビリティは、多くのエネルギー移行戦略における「需要部門の電化」における主な手段である。モバイルバッテリーは定置型蓄電池を補完する有用な手段となる一方、電力消費の増加は、需要家が運用コストを管理するために太陽光発電システムの導入を促す可能性がある。

2024年も輸送部門の電化は世界的に力強い成長を続け、電気自動車（EV）の年間販売台数は1700万台（前年比25%増）に達し、世界の自動車販売台数の22%を占めた。この成長を主導したのは中国で、中国でのEVの販売台数は1100万台となり、世界市場の約3分の2を占めた。中国では新車販売の約半数がEVであるのに対し、欧州では20%、米国では10%にとどまっている。

欧州では、EU指令によって2035年までにゼロエミッション車（ZEV）の販売比率を100%とすることが目標とされている（オランダ及びデンマークは2030年まで）。英国、カナダ、米国（カリフォルニア州）は、2035年に100%ZEVとする目標に向けて、段階的に目標値を引き上げる措置を導

入している。ノルウェーは、2025年までに新車販売を100%ZEVとする目標に向けて順調に進展しており、2024年時点でZEV販売台数の比率はすでに88%に達している。

EVの市場シェアは、EU27ヶ国のうち14ヶ国で拡大したものの、主要市場であるドイツとフランスでは補助金の縮小または廃止により成長が停滞した。いくつかの国（スペイン、フランス、ギリシャ、アイルランド、ポルトガル）では、EV向けインセンティブが新たに導入されたか、あるいは延長された。スイスでは連邦補助金は提供されていないが、州レベルの支援施策は継続している。日本では、クリーンエネルギー自動車導入促進補助金（CEV補助金）制度により、引き続き補助金を提供しているものの、EVの普及は依然として比較的低水準にとどまる。インドのPM E-DRIVE補助制度は、自家用車を除く電動二輪車、電動三輪車及び電動バスを対象としている。韓国はEV補助金制度を改定し、蓄電池の種類、価格、航続距離に基づく適格基準を厳格化し、国内メーカーを大きく優遇する措置となっている。中国では、買い替え支援制度を強化したことによりEV需要が大幅に増加した。一方、米国では調達要件が厳格化されたものの、インフレ抑制法（IRA）に基づくEV税額控除は少なくとも2024年については継続された。

一部の国では、主に予算上の制約を理由に、最近、直接補助金を段階的に廃止した（ベルギー、ドイツ、オランダ、オーストリア）。ノルウェーやスウェーデンなど、普及率が高い国や導入が進んでいる国では、長年にわたってEVの普及を支援してきたが、すでにインセンティブを停止しているか、デンマークのように間接的な支援へと移行している。

2024年4月に施行されたEUの代替燃料インフラ規則（AFIR）は、2025年までに欧州横断輸送ネットワーク（TEN-T）に沿って60kmごとにEV充電インフラを設置することを義務付けている。ドイツでは、Deutschlandnetz（ドイツ国内送電網）イニシアチブのもと、2026年までに国内全土で1,000ヶ所の急速充電ハブを展開する。中国はインフラの拡張を継続し、2024年単年で約85万ヶ所に新規充電ポイントを設置した。

水素生産

水素をベースとする応用製品（太陽エネルギーによる合成燃料（ソーラー燃料）、エネルギー貯蔵など）は、その水素を「グリーン水素」にするために、大規模太陽光発電、風力発電、その他の再生可能エネルギー源の開発が必要になる。分散型水素生産は分散型太陽光発電にけん引され、分散型太陽光発電・水素生産に対する需要がさらに高まる可能性がある。

2024年には19ヶ国が水素戦略を公表し、最近になってアフリカ、ASEAN、欧州の各国が追加されたことから水素戦略を有する国は合計60ヶ国となった。同時に、複数の国の政府が水素目標を改定した。ポルトガルは水素製造の目標を2GWに引き上げ、日本は水素等導入目標を2030年までに300万t/年、2040年までに1200万/年へと引き上げた。また、オーストラリアは、148億ドルの産業計画に基づく新たな国家水素戦略を発表した。

欧州では、EUイノベーション基金が25件超のグリーン水素プロジェクトに対し、総額20億ユーロ超を割り当てた。ドイツでは約150MWの電解装置が建設されており、2030年までに13.4GWを導入することが発表されている。スウェーデンでは、740MWの電解装置で製鉄所を稼働させる計画がある。中東・北アフリカ（MENA）地域では、サウジアラビアとモロッコで、太陽光発電及び風力発電と連携した大規模な水素輸出プロジェクトが進展した。インドでは、2024年に電解装置容

量1.5GW相当の入札が開始されたが、2025年半ばに中止された。調査段階または資金調達段階にあるプロジェクトの規模は年々拡大しており、例えば、オーストラリアのWestern Green Energy Hub (WGEH、再生可能エネルギー70GW/水素350万t)、モーリタニアのAman Green Hydrogenプロジェクト(同30GW/170万t)、オーストラリアのAustralian Renewable Energy Hub (AREH、同26GW/1160万t)がある。中国では容量拡大が継続しており、2024年末時点で世界全体の約50%を占めるものと推定されている。

地域及び国家レベルのプログラム開始により水素の導入が引き続き促進されたことにより、グリーン水素の生産は、2024年に大きく加速した。一方、供給側の公的資金の割合は需要側より約50%多いため、市場に対するより強いメッセージが示されなければ、多くのプロジェクトが長期的なオフテイク契約の確保に苦慮する可能性がある。

蓄電

蓄電コストは、2022年に一時停滞したものの、急速に低下しており、多くの市場で蓄電の魅力が高まっている。蓄電システムを併設することで発電出力の平準化、電力系統の安定化サービス(アンシラリーサービス)の提供、及びピーク時の逆潮流低減による接続コストの削減が可能になるため、蓄電コストの低下により、併設蓄電池を備えた太陽光発電所は、開発事業者や住宅用需要家にとってますます魅力的なものになっている。

中国では蓄電市場が大きく成長し、新たに37GWの蓄電所が稼働を開始した。これは2023年の新規設置容量の2倍超に相当する。この成長は、太陽光発電プロジェクトにおける蓄電に対する国家目標と、地域での義務化によって牽引された。オーストラリアでも顕著な成長となり、連邦政府及び州レベルのインセンティブに支えられ、2024年には7.8GWの系統用蓄電設備が建設された。欧州では、オーストリア、スペイン、ドイツが、入札や国家資金プログラムを通じて、蓄電池支援制度を継続または拡充した。ベルギーでは、欧州最大の蓄電池プロジェクトが700MWに拡張され、2025年夏に建設開始が予定されている。米国では、インフレ抑制法(IRA)に基づく連邦税額控除及び州レベルの調達メカニズムが引き続き蓄電池導入を推進し、世界最大の稼働済み蓄電池システムとなったEdwards-Sanbornプロジェクトの運開を含む、主要な太陽光発電+蓄電のハイブリッドプロジェクトが稼働開始した。日本では、初の容量市場入札により、1GW超の蓄電容量が割り当てられた。インドでは再生可能エネルギーと連携した蓄電池プロジェクトの入札が開始された。同じく新興市場であるチリでは、世界最大級の蓄電池システムと太陽光発電を組み合わせた複合プロジェクトが承認された。南アフリカでは、系統のレジリエンス及び信頼性向上を目的とする国家プログラムを通じて、蓄電池の導入を促進する政策が引き続き実施された。MENA地域においても、各国政府が蓄電池を国家エネルギー戦略や調達計画に組み込む動きが増加しており、サウジアラビアやアラブ首長国連邦(UAE)では、野心的な再生可能エネルギー導入目標を支えるための大規模入札を策定中または進行中である。

再生可能エネルギー由来の電力に依存するカーボン・ニュートラルなエネルギー・システムにおいて、蓄電は重要な要素である。欧州委員会(EC)は研究やイノベーションのための基金を通じて、蓄電を積極的に支援している。一部では、太陽光発電電力向けの蓄電設備開発においては、ほぼ一日中系統に接続されているEVが重要な担い手となると考えられている。これは、単純な蓄電池と比べてEVが大規模な蓄電と需要家への電力供給が可能となるためである。このような

Vehicle to Grid (V2G) の概念については、複数の国で調査と実証試験が行われており、電力市場での取引を含むV2Gプロジェクトについては、オランダ、スイス、日本が先駆けとなっている。

産業及び製造に関する政策

太陽光発電に対する産業・製造分野の支援制度は、歴史的に、導入までに長い期間を要してきた。2021年以降、好ましい政策議論が世界的に進展したものの、主要な支援施策が具体化し始めたのは、2022年から2023年になってからである。これには、米国のインフレ抑制法（IRA、2025年の大規模な税制改革法案「One Big Beautiful Bill Act（OBBBA）」により修正されたものの廃止はされていない）や、EUレベルでの戦略パッケージであるグリーンディール産業計画、ネットゼロ産業法（NZIA）及び2024年に施行された重要原材料法（CRMA）が含まれる。総じて、これらの支援制度は、税額控除、資本的支出（CAPEX）に対する支援、許認可手続きの簡素化、ならびに域内調達要件へのインセンティブを提供している。2022年末に設立された欧州太陽光発電産業同盟（ESIA）は、2024年に調整機能を拡充した。スペイン、イタリア、オランダ（2025年に縮小）において国家支援プログラムが実施段階に入る一方、オーストリア及びイタリア（Transizione 5.0）では、域内製造モジュールの使用に対する支援制度における追加支援といった、域内製造に対する間接支援が導入されている。

オーストラリアは、より広範なFuture Made in Australia（FMIA）の一環として、原材料からの一貫生産を支援するために、2024年に、10億オーストラリア・ドル（AUD）のSolar Sunshotプログラムを開始した。インドでは、2024年に生産連動型インセンティブ（PLI）制度の運用が加速し、生産能力の大規模な拡大に向け、選定プロジェクトが進行中である。トルコでは、再生可能エネルギー資源分野（YEKA）プログラムに基づく入札において、引き続き現地産品を優遇している。

一方、中国では、主に民間投資による過剰な生産能力が積み上がり、2023から2024年にかけて太陽電池モジュール価格が記録的な低水準まで下落し、世界中の製造業者に圧力がかかった。これを受け、政策インセンティブは、サプライチェーンの強靱化目標や戦略的貿易政策と結び付けられる傾向が強まっている。例えば、2024年にはEU域内製造の競争力強化を目的として、炭素国境調整メカニズム（CBAM）を太陽光発電部材に拡張することについて議論が行われた。もっとも、これらの取り組みの成否は、太陽光発電バリューチェーンの複雑性を十分に理解すること、ならびに高純度石英、ガラス、銀といった世界的に供給制約のある原材料へのアクセスを確保できるかに依存している。公表された施策のすべてが導入に至るとは限らないが、2024年の産業界全体の動きは、計画段階から実行段階への決定的な転換を示している。



4章 太陽光発電産業の動向

本章では、太陽光発電産業の川上部門及び川下部門の概要を示し、2024年及び2025年上期のハイライトを総括する。前半部分では、図4.1に示す通り、シリコン原料（金属シリコン、ポリシリコン、インゴット、ブロック/ブリック及びウエハー）から太陽電池セル・モジュールに至るまでの太陽光発電産業の川上部門における製造活動について解説する。後半部分では、コンポーネント（インバータ、架台、チャージコントローラ、蓄電池、器具など）を含む周辺機器（BOS）部門の活動と、プロジェクト開発や運用・保守（O&M）等の動向について解説する。

2024年の世界の太陽電池モジュール生産量は726GWに達し、前年比で18.5%増加した。これは、2022年から2023年にかけて記録された前年比61.7%増と比較すると、大幅な鈍化を示している。総生産量のうち94.5%はIEA PVPS加盟国で製造されており、中国が引き続き重要な役割を果たした。中国の生産量は、世界全体の太陽電池モジュール生産量の86.4%を占めた。世界全体の生産能力はさらに拡大し、1,405GW/年に達したが、このうち83%は中国に存在している。このことは、太陽電池モジュールの生産及び消費の両面において、引き続き中国が主導的な立場にあることを裏付けている。太陽電池モジュール製造のみならず、インバータ市場においても中国は主導的な立場を維持しており、世界のインバータ出荷量の80%超が中国企業によるものと推計される。

図4.2に示すとおり、生産能力が需要を上回る状況が継続し、2024年5月末以降、太陽電池モジュールのスポット価格は10セント/Wを下回った。この傾向は、主に、太陽光発電サプライチェーン全体にわたる過剰な生産能力（図4.3）によってもたらされた。価格は製造コストを下回る水準まで低下し、競争の激化と産業全体の圧迫を招いた。この状況は、一般に「内巻（インボリューション）」と称される。これに対して、中国政府は、無秩序な成長を抑制するために、太陽光発電製造部門における生産能力増強及び市場参入に関する基準を改定した。その結果、中国における新規生産能力が拡大するペースは遅くなり始めている。

中国が優勢であるにも関わらず、2024年には製造拠点多様化が引き続き進展していることが

示された。米国では、太陽電池モジュールの生産能力は国内需要を満たす水準に達しているが、依然として本格的な生産には至っていない。これはモジュールについてのみ言えることで、セルやウェハーには当てはまらない。インドも生産連動型インセンティブ（PLI）制度に支えられて生産能力を拡張しており、太陽電池モジュールの潜在的な輸出国として台頭しつつある。欧州連合（EU）では、2024年に採択されたネットゼロ産業法（NZIA）と各国の支援制度が生産能力の拡張に寄与すると期待されているが、欧州における拡張ペースは米国やインドと比べて依然として緩やかである。米国における複数の輸入関税や、インドの基本関税（BCD）といった保護貿易的な措置が、国内産業の発展を後押ししていると思われる。関税体系及びインセンティブの枠組みが、世界の製造拠点の多様化をさらに促進するものと期待される。

太陽電池セル技術の観点では、結晶シリコンが依然として主流となっている。しかし、PERCセルの生産が減少する一方で、TOPCon技術によるセル設計が優勢になるという注目すべき変化が起きている。

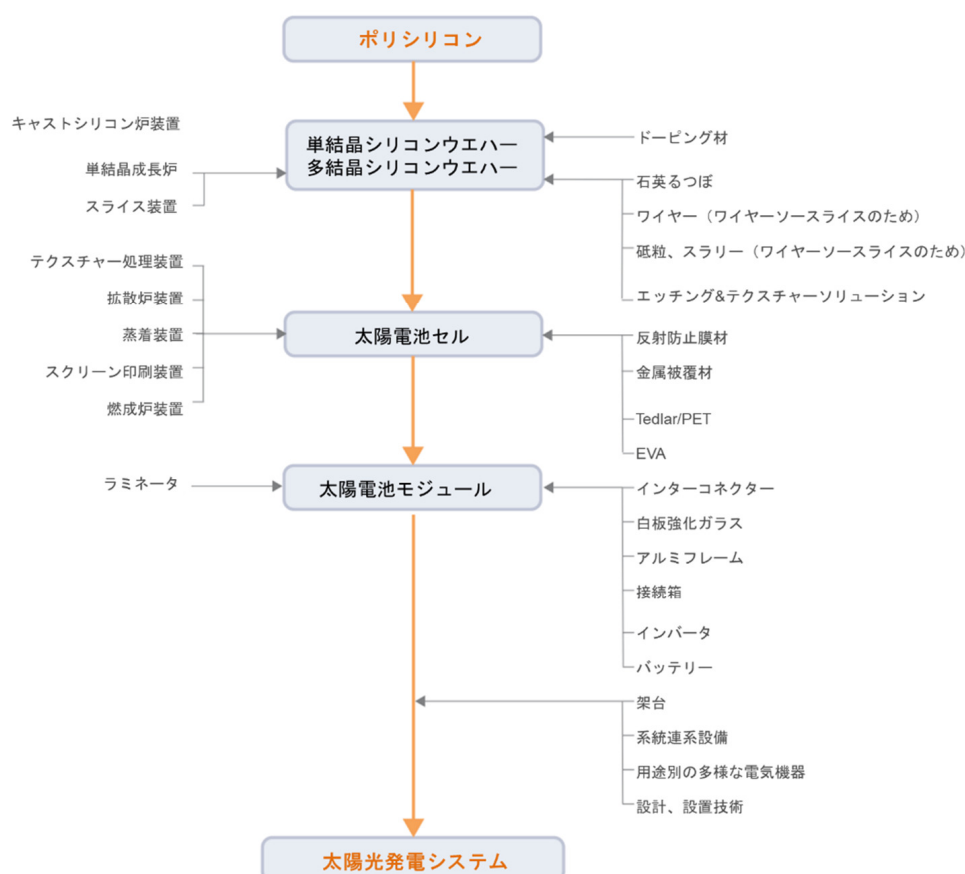


図 4.1 太陽光発電システムのバリューチェーン

出典：IEA PVPS、その他

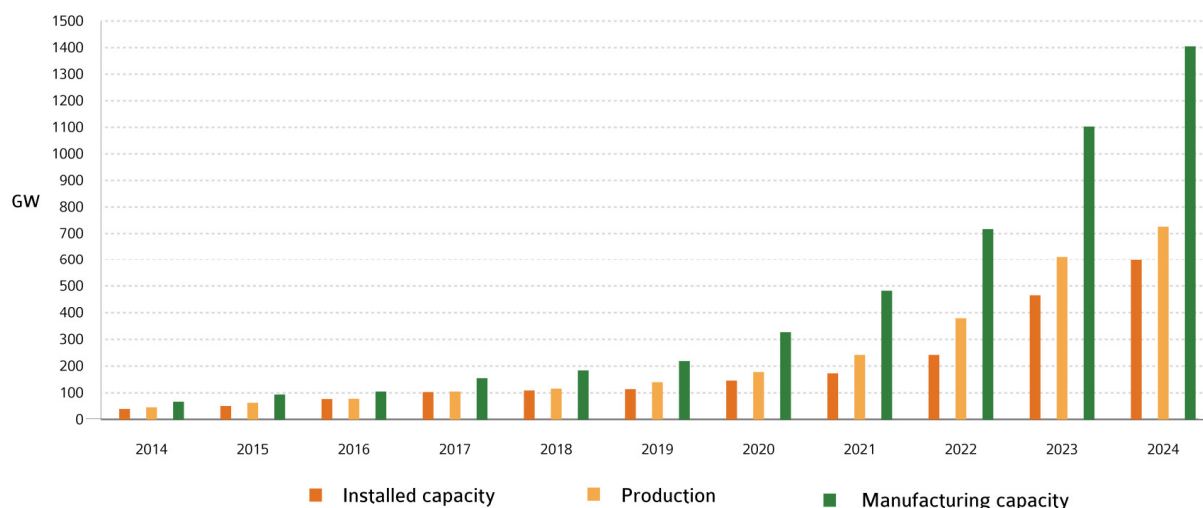


図 4.2 世界の太陽光発電システム年間設置容量、太陽電池モジュール生産量及び生産能力（GW）（2014～2024 年）
出典：IEA PVPS、（株）資源総合システム

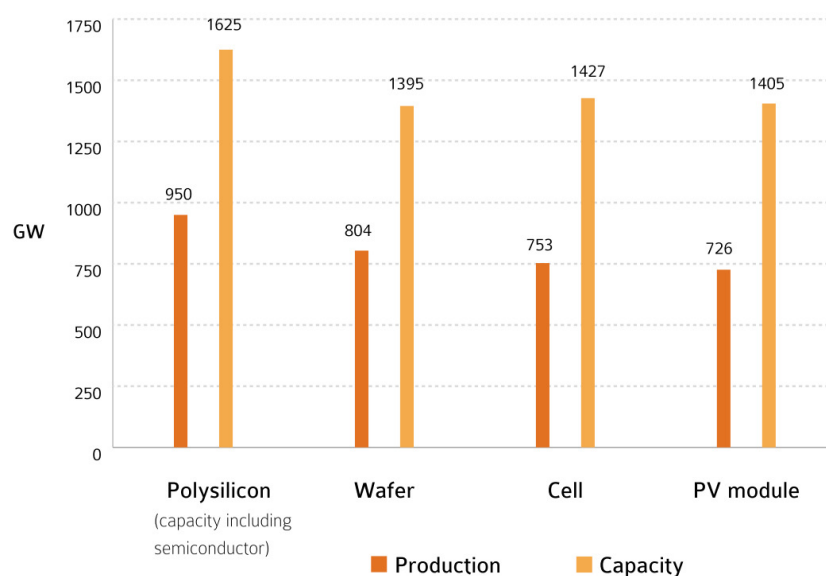


図 4.3 太陽光発電バリューチェーン全体の生産量及び生産能力（2024 年）
出典：IEA PVPS、（株）資源総合システム

太陽光発電の川上部門

金属シリコンの生産

結晶シリコン太陽電池セルはポリシリコンから製造され、そのポリシリコンはさらに金属シリコンから製造される。2024年の世界の金属シリコン生産能力は880万t/年に達し、前年比3.1%増となった。中国がこの生産能力の大半を占めており、728万t/年と、世界全体の約83%に相当する。

中国は引き続き生産量でも最大であり、2024年の生産量は470万tと、世界の金属シリコン生産量のおよそ70%に相当した。中国の金属シリコン製造は歴史的に新疆ウイグル自治区に集中してき

たが、近年では地域を分散する動きがみられる。例えば、Tongwei（通威）グループ（中）は内モンゴル自治区において新たに金属シリコン製造拠点2ヶ所の稼働を開始しており、生産能力は合わせて30万t/年となっている。

ポリシリコンの生産

2024年の世界のポリシリコン生産量（半導体グレードを含む）は約196万tに達し、前年比21.7%増となった。生産量は引き続き拡大したものの、2023年の61%増と比べると成長率は大幅に鈍化している。総生産量のうち、約190万tが太陽電池セル向けと推定される。

2024年末時点で、世界のポリシリコン生産能力は325万t/年まで拡大した。図4.4に、世界のポリシリコン生産量の最近の推移を示す。

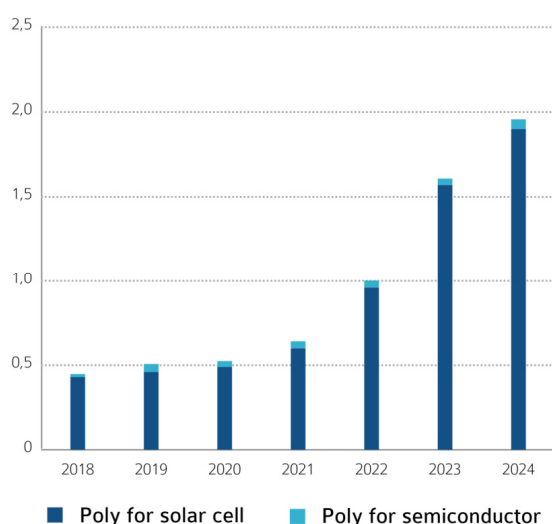


図 4.4 世界のポリシリコン生産量（100 万 t）
出典：IEA PVPS、（株）資源総合システム

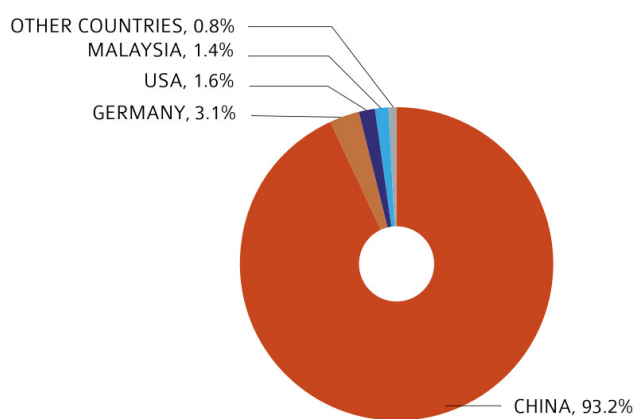


図 4.5 ポリシリコン生産量の国別比率（2024 年）
*半導体向けポリシリコンを含む
出典：IEA PVPS、（株）資源総合システム

2024年、中国は世界全体のポリシリコン生産において支配的な地位を維持し、中国における生産量は約182万tに達した。中国以外のIEA PVPS加盟国では、ドイツ、米国、マレーシア、韓国、日本における生産も報告された。ただし、韓国及び日本で生産されるポリシリコンは半導体用途に限定される。図4.5に、世界の国別のポリシリコン生産量の分布を示す。

供給と需要が不均衡であるにもかかわらず、世界のポリシリコン生産能力は今後も拡大すると予測される。現在公表されている計画が予定どおり進展した場合、世界全体の生産能力は2024年の325万t/年から2025年には500万t/年へ拡大する可能性がある。インド、オマーン、米国、オーストラリアでは、国内の太陽光発電サプライチェーンの強化を目的とした産業政策に支えられ、新たなポリシリコン生産イニチアチブが報告されている。一方、ポリシリコン市場における継続的な価格低下圧力は、将来の投資判断にリスクをもたらし、新規生産設備建設の遅延要因となる可能性がある。市場が持続的に過剰供給となっているため、2024年を通してポリシリコンのスポット価格は価格低下圧力を受け続けた。2023年12月末時点で7.28ドル/kgまで低下していたスポット価格は、その後も下降傾向が続き、2024年12月末には4.42ドル/kgまで下落した。このように低価格の状態が長期化していることを受け、中国の主要ポリシリコンメーカーであるTongweiグループ

及びDaqo New Energyの2社は、市場の安定化を目的として、2024年12月24日に減産を発表した。

その直後の2024年12月26日に、中国政府は、ポリシリコンを対象とする先物取引市場を正式に開設した。取引単位は1ロットあたり3tに設定され、取引通貨は人民元である。1日の価格変動制限幅（値幅制限）は前日終値比±14%に設定された。本市場の導入により、生産者が価格変動リスクをヘッジするための新たな手段を得ることが期待されている。

製造プロセスに関しては、太陽電池向けポリシリコンの大半は依然としてシーメンス法で生産されている。一方で、生産コストの低さを特徴とする流動床（FBR）法による粒状ポリシリコンも市場シェアを拡大しつつある。GCL Technology（中）が有するFBR法による生産能力は48万t/年である。2024年には、中国におけるポリシリコン総生産量の約14%を粒状ポリシリコンが占めた。

継続的な価格低下圧力の中で、ポリシリコンの消費原単位は着実に下落し続けた。太陽電池セルのポリシリコン消費原単位は、2015年の5.6g/Wから2024年には約2g/Wまで低下した。

消費原単位の低下は、複数の技術的進展によってもたらされた。具体的には、より薄いウエハーの普及、高効率n型単結晶シリコンへの移行、さらにTOPConやヘテロ接合（HJT）といった先進的なセル設計の導入が挙げられる。さらに、ウエハーのスライス技術が改良されたことによりカーフロスが低減したことも、原材料消費量の削減に寄与している。

一部のn型太陽電池メーカーが、ウエハーを今後さらに薄型化する計画を立てている。その結果、太陽電池セルのポリシリコン消費原単位の低下傾向は今後も継続すると見込まれる。

インゴット及びウエハー

2024年の世界のウエハー生産量は804GWに達し、前年比18%増となった。図4.7に示すように、太陽光発電バリューチェーンにおけるウエハー生産において、中国は優位に立ち続けており、世界のウエハー生産量の約97%に相当する776GWを生産した。

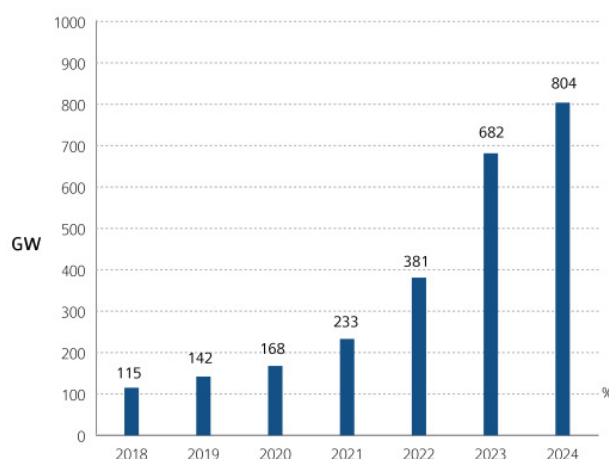


図 4.6 世界のウエハー生産量（GW）

出典：IEA PVPS、（株）資源総合システム

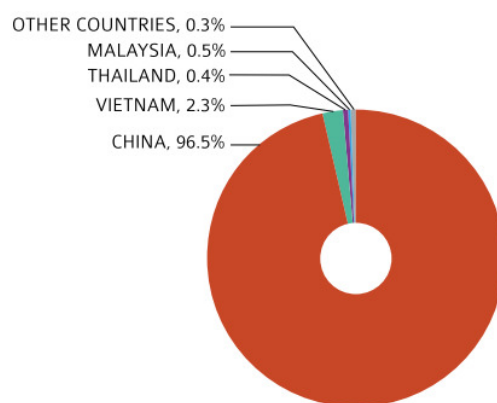


図 4.7 ウエハー生産量の国別比率（2024 年）

出典：IEA PVPS、（株）資源総合システム

中国に加え、ベトナム、タイ、マレーシアなどの国でもウエハーが生産されている。これらの国・地域は、米国が輸入する中国製品に課す関税を回避するため、海外での生産拠点設立を目指す中国主要メーカーからの投資を誘致してきた。しかし、これらの国における生産規模は依然として限定的である。

世界のウエハー生産能力は2024年に大幅に拡大し、1,395GW/年に達した。これは前年比43%の増加に相当する。このうち中国が1,349GW/年を占め、世界のウエハー生産能力における主導的な役割をさらに強化した。

現在、中国が世界のウエハー生産量で優位に立っているが、今後は太陽光発電サプライチェーンにおいて自国の地位を強化することを目指す国が増加し、生産拠点の多様化がさらに進むと見込まれる。

インドでは、国内太陽光発電産業の発展を目指した重点的な政策措置に支えられ、ウエハー製造が加速している。複数の工場が操業を開始し、今後さらに生産能力を拡張する計画がある。インド国家太陽エネルギー連合会（NSEFI）によれば、結晶シリコン・ウエハーの生産能力は2025年の6GW/年から、2030年までに100GW/年に増加する見込みである。Waaree Energies、Adani Group、Premier Energies、Reliance Industriesなどの主要インド企業は、ウエハーから太陽電池モジュールに至るバリューチェーン全体を網羅する垂直統合型の生産ラインを構築している。

米国では、結晶シリコン・インゴット及びウエハーの新規生産設備が、2025年末までに稼働を開始する見込みである。例えば、Hanwha Solutions（韓）子会社のQcellsは、ジョージア州Cartersvilleに垂直統合型の工場を建設中である。生産能力は3.3GW/年で、インゴット、ウエハー、太陽電池セル、モジュールの製造までを行う予定である。Corning（米）はウエハー製造分野への参入計画を発表している。同社はミシガン州にある子会社、Hemlock Semiconductor（米）のポリシリコン工場近隣で、結晶シリコン・ウエハーを生産する意向である。

インド、米国に加え、インドネシア及びラオスでもウエハー製造に関する新たな計画が報告されている。

2024年に太陽電池製造に使用された結晶シリコン・ウエハーのほぼ全量が単結晶（sc-Si）シリコン・ウエハーであった。このうち、n型ウエハーは急速に導入が増加し、市場シェアは2023年の30%から2024年には70%へと拡大し、主要技術となった。

ウエハーのサイズと形状も進化しており、182mmサイズ（M10、正方形）またはそれより大型のウエハーが主流となった。一方、166mmサイズ（M6、正方形）は2025年以降段階的に市場シェアを失うと予想される。特に長方形ウエハーは大幅な市場シェア拡大が見込まれている。210mmサイズ（G12、正方形）などのさらに大型のウエハーも近い将来に市場投入される見通しである。

ウエハー価格の動向は、需給バランスが継続的に不均衡になっていることを反映している。2024年1月時点で、サイズ182.2mm×183.75mm（G10L規格、厚さ130μm）のn型単結晶シリコン・ウエハーの価格は14.2ドル/枚であった。2024年4月末には一時的に価格が急騰し、19.0ドル/枚に達した。しかし、生産を縮小したにもかかわらず供給過剰が続き、在庫水準も高止まりしたため、価格は急落した。2024年5月末までには、n型単結晶シリコン・ウエハーの価格は、12.0ドル/枚で取引される水準まで低下した。2024年12月末時点で、価格はやや安定して12.8ドル/枚となった。過去最低の価格を記録したことで、すべてのウエハーメーカーが赤字となった。

この価格下落の主な要因は、需給ギャップの拡大であった。ただし、スライス技術の進展により可能となったより薄いウエハーやカーフロスの低減により実現した継続的なコスト削減も、価格低下への圧力を強めた。

太陽電池セル生産

2024年の世界の太陽電池セル生産量（薄膜技術を含む）は753GWに達した。前年比17%増という増加率は、2023年に記録した前年比63%増と比較すると大幅に鈍化している。図4.8に、近年の太陽電池セル生産の世界的な動向を示す。

生産及び生産能力

2024年の世界の太陽電池モジュール生産量（結晶シリコン及び薄膜技術を含む）は726GWに達し、前年比19%増となった。これは、2022年から2023年にかけて記録された62%の成長と比較すると大幅に鈍化しており、生産拡大のペースが遅くなっていることを示唆している。図4.10に、近年の世界の太陽電池モジュール生産量の動向を示す。

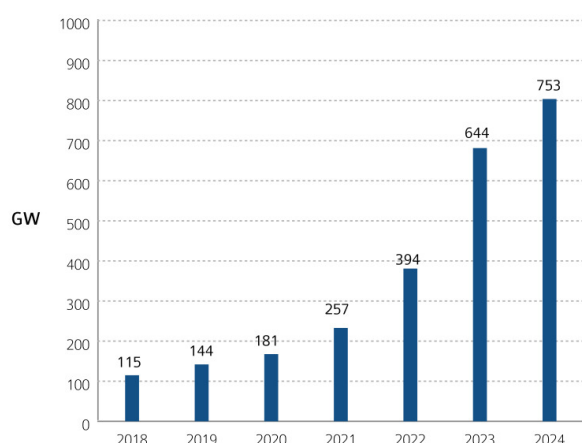


図 4.8 太陽電池セルの世界生産量（GW）
*薄膜技術を含む

出典：IEA PVPS、（株）資源総合システム

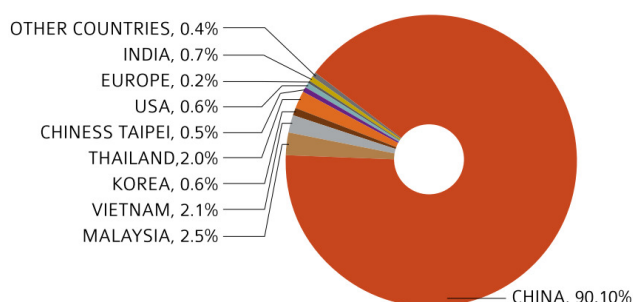


図 4.9 太陽電池セル生産量の国別比率
（2024 年）

出典：IEA PVPS、（株）資源総合システム

2024年末時点の世界の太陽電池セル生産能力は1,427GW/年に達した。中国は引き続き主要生産国であり、世界全体の91%に相当する約1,302GW/年の生産能力を保有している。しかし、近い将来、セル生産拠点の地理的分布は多様化すると見込まれており、特に米国及びインドにおいて生産能力拡張が進んでいる。

米国のClean Energy Associates（CEA）の分析によると、米国の結晶シリコン太陽電池セル生産能力は、2025年末までに13GW/年に達する見通しである。インドでは、2025年5月までにセル生産能力が15GW/年に達したと報告されており、NSEFIは2030年までに120GW/年に拡大すると予測している。また、インドネシアや中東のいくつかの国でもセル生産計画が発表されており、太陽光発電バリューチェーンを地域内で完結させる動きへの関心の高まりが示されている。

2024年には太陽電池セル技術に大きな変化があった。2023年にはp型PERCセルが約64%と市場の最大シェアを占めていたが、2024年には急激に低下し、約20%となった。これに代わって結晶シリコンTOPCon太陽電池セルが主流となり、市場シェアは2023年の約30%から2024年には70%にまで拡大した。ヘテロ接合（HJT）セルやバックコンタクト（BC）セルといったその他の技術のシェアは、それぞれ5%未満にとどまっている。

価格面では、2024年1月時点でのn型単結晶シリコンセル価格は0.056ドル/Wで、この水準は、2024年の前半にかけて維持された。しかし、2024年半ばには価格が急落し、5月には0.044ドル/W、6月

には0.034ドル/Wまで下落した。2024年12月末時点でスポット価格は0.033ドル/Wまで低下し、この部門としては過去最低の水準となった。

太陽電池セル産業が直面している主要な課題のひとつが、銀の消費量の削減である。Silver Instituteによると、2024年の世界の銀需要は11億6400万オンスに達し、そのうち約17%相当となる1億9760万オンスが太陽電池セルの製造に使用された。とりわけ業界がテラワット規模の導入に向けた規模の拡大に取り組むなかで、需給の不均衡により銀価格が上昇することにより、コストが押し上げられる要因となっている。

こうした状況を受け、複数の戦略により銀の使用量を削減する取り組みが進められている。具体的には、低温処理用の銀被覆銅ペースト、銅粒子を用いたスクリーン印刷の採用や、さらにはバスバーレス設計や高度セル間接続技術といった構造上の革新が挙げられる。これらのアプローチは、高いセル性能を維持しつつ、材料コストを抑制することを目的としている。

太陽光発電バリューチェーンの他の部門と同様、中国は2024年の太陽電池モジュール生産においても世界を牽引し続けた。中国は1,156GW/年の生産能力を有しており、世界全体の生産量の約86%に相当する627GWを生産した。

中国以外の地域における生産量は小規模ながら、注目に値した。インドの太陽電池モジュール生産量が24GWで最も多く、次いで米国が23GW、ベトナムが約20GW、タイが約10GW、マレーシアが約7GWであった。さらに、カナダ、日本、トルコ、カンボジア、台湾、メキシコ、ならびに複数の欧州諸国でも太陽電池モジュールが生産された。

表4.1 太陽電池セル生産量及び太陽電池モジュール生産量・出荷量の世界上位5社（ブランド）（2024年）

順位	太陽電池セル生産量（GW）		太陽電池モジュール生産量（GW）		太陽電池モジュール出荷量（GW）	
1	Tongwei Solar	89.1	JinkoSolar	89.8	JinkoSolar	92.9
2	JinkoSolar	81.3	JA Solar Technology	72.1	LONGi Green Energy Technology	75.8
3	JA Solar Technology	70.4	LONGi Green Energy Technology	70.2	JA Solar Technology	74.2
4	LONGi Green Energy Technology	60.8	Trina Solar	66.0	Trina Solar	70.5
5	Trina Solar	59.4	Tongwei Solar	50.0	Tongweiグループ	45.7

注：生産量は製造企業自身の生産量。出荷量は委託生産やOEM調達を含む

出典：IEA PVPS、（株）資源総合システム

太陽電池モジュール生産国の中でも、米国とインドは2024年に生産能力を大幅に拡張した。2024年末時点のモジュール生産能力は、米国で42.1GW/年、インドで61GW/年に達しており、国内政策によるインセンティブや産業開発への取り組みによる顕著な成長を反映している。

東南アジアにおいては、ベトナム、タイ、マレーシア、カンボジアで製造している太陽電池モジュールは、主として米国市場向けであった。しかし2023年、米国当局は、これら4ヶ国から輸入される太陽電池製品が、中国製品に課している既存の貿易関税を迂回していると認定した。その結果、反ダンピング関税（AD）及び相殺関税（CVD）の課税を2024年6月6日に開始した。この政

策転換は、米国市場向けに行っている東南アジアでの製造事業の採算性に影響を与えると見込まれる。2024年第4四半期に、これら4ヶ国からの米国向け輸出量が減少したのに伴い、一部の製造事業者が出荷量削減や生産拠点の移転を進め、今後のモジュール生産量が減少する可能性がある。

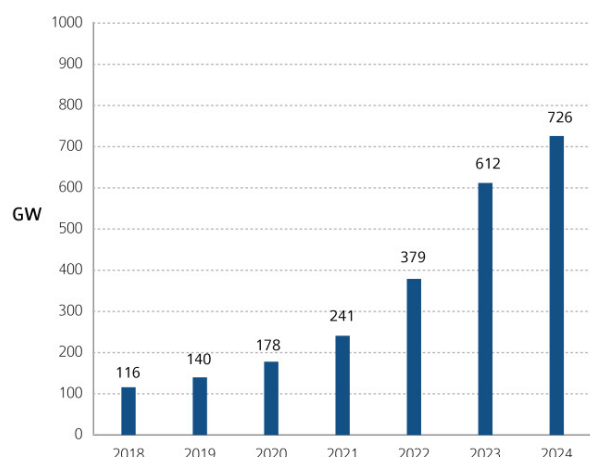


図 4.10 太陽電池モジュールの世界生産量 (GW)
出典：IEA PVPS、(株) 資源総合システム

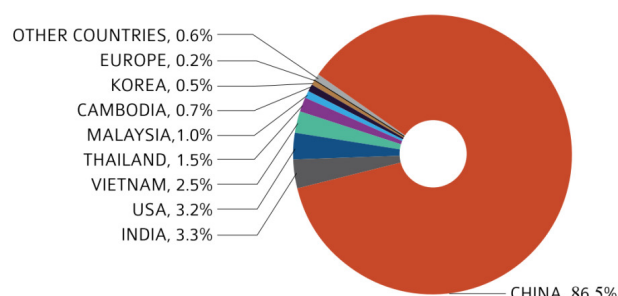


図 4.11 太陽電池モジュール生産量の
国別比率 (2024 年)

出典：IEA PVPS、(株) 資源総合システム

図4.12に、技術別の太陽電池モジュール生産量の内訳を示す。前年と同様、結晶シリコン太陽電池モジュールが市場の大部分を占め、2024年の世界全体の生産量の約98%を占めた。薄膜系太陽電池モジュールは残りの約2%で、その大部分はFirst Solar (米) が生産したCdTe薄膜太陽電池モジュールである。アモルファスシリコン太陽電池、CIGS薄膜太陽電池、有機薄膜太陽電池などのその他の薄膜太陽電池モジュールの生産量は、依然として小規模である。

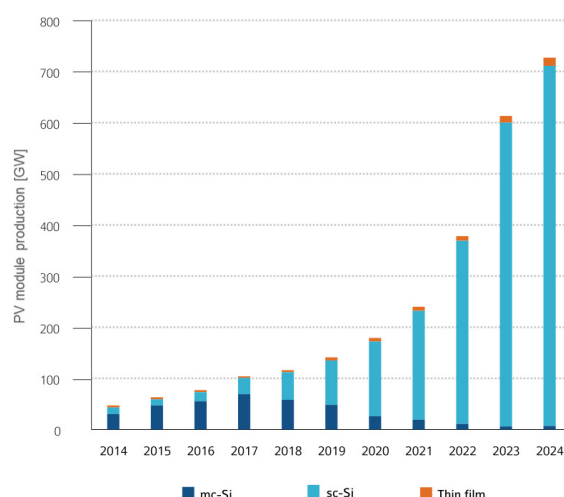


図 4.12 IEA PVPS 加盟国における太陽電池モジュールの技術別生産量 (GW) (2014～2024 年)

出典：IEA PVPS、(株) 資源総合システム

技術動向

太陽電池モジュールのコンポーネント及び構成にも変化が見られる。2024年における最も顕著な動向のひとつは、両面受光型太陽電池モジュールのシェア拡大である。中国太陽光発電産業協会 (CPIA) によると、中国で製造された結晶シリコン太陽電池モジュールの77.6%が両面受光型であった。この大幅な増加は、高い発電効率と発電量を求める市場需要の両方を反映している。

さらなる軽量化とコスト削減に向けて、メーカーは表面に使用するガラスをより薄いものになっている。しかし、この傾向は信頼性への懸念を生じさせている。例えば、現場での事故データに

よれば、3.2mm厚のガラスを使用した太陽電池モジュールは、より薄い2.0mm厚のガラスを使用したものと比べて、雹に対する耐衝撃性が高く、薄いガラスのモジュールの方が破損率がより高いことが示されている。

封止材については、エチレン酢酸ビニル（EVA）系材料が引き続き主流であり、2024年の市場シェアの54%を占めた。一方、耐久性及び耐湿性がより優れているポリオレフィン（POE）系封止材は、n型太陽電池セルの普及に伴い、特に注目を集めている。POEはコストが高いため、EPEラミネート（EVA-POE-EVAの積層構造）を採用するメーカーが増加しており、その市場シェアは2023年の28%から2024年には37%へと拡大した。

2024年を通じて、太陽電池モジュール価格に対する価格低下圧力が継続し、モジュール価格は0.10ドル/Wを下回る水準で推移した。2024年の年初時点では、n型単結晶シリコン太陽電池モジュール（580～625W、182mmセル使用）のスポット価格は0.119ドル/Wであったが、2024年5月末には0.099ドル/Wまで低下し、2024年12月にはさらに0.078ドル/Wまで下落した。

CPIAによれば、M10またはG12R規格ウェハーを用いた両面受光型n型結晶シリコン太陽電池モジュールの製造コスト（税金及び最低コストを含む）は、2024年12月時点で0.692人民元/W（2024年平均為替レート換算で約0.0948ドル/Wに相当）と報告された。このような低価格水準を受け、多くの太陽電池モジュールメーカーが深刻な財務的圧力に直面し、2024年度決算では純損失を計上する企業が増加した。

こうした厳しい市場環境は2025年半ばも継続した。2025年7月時点で、複数の主要メーカーが設備投資計画及び生産戦略の見直しを検討している。これに対応する形で、一部の企業は収益源の多角化と事業の安定化を目的に、エネルギー貯蔵システムや統合ソリューション事業へと重点を移しつつある。

表 4.2 太陽電池モジュールの生産量及び生産能力の実績推移

年	年間生産量 (MW)			生産能力 (MW/年)			
	IEA PVPS 加盟国	IEA PVPS 非加盟国	合計	IEA PVPS 加盟国	IEA PVPS 非加盟国	合計	設備 利用率
1993	52		52	80		80	65%
1994	0		0	0		0	0%
1995	56		56	100		100	56%
1996	0		0	0		0	0%
1997	100		100	200		200	50%
1998	126		126	250		250	50%
1999	169		169	350		350	48%
2000	238		238	400		400	60%
2001	319		319	525		525	61%
2002	482		482	750		750	64%
2003	667		667	950		950	70%
2004	1,160		1,160	1,600		1,600	73%
2005	1,532		1,532	2,500		2,500	61%
2006	2,068		2,068	2,900		2,900	71%
2007	3,778	200	3,978	7,200	500	7,700	52%
2008	6,600	450	7,050	11,700	1,000	12,700	56%
2009	10,511	750	11,261	18,300	2,000	20,300	55%
2010	19,700	1,700	21,400	31,500	3,300	34,800	61%
2011	34,000	2,600	36,600	48,000	4,000	52,000	70%
2012	33,787	2,700	36,487	53,000	5,000	58,000	63%
2013	37,399	2,470	39,868.5	55,394	5,100	60,494	66%
2014	43,799	2,166	45,964.9	61,993	5,266	67,259	68%
2015	58,304	4,360	62,664	87,574	6,100	93,674	67%
2016	73,864	4,196	78,060	97,960	6,900	104,860	74%
2017	97,942	7,200	105,142	144,643	10,250	154,893	68%
2018	106,270	9,703	115,973	165,939	17,905	183,844	63%
2019	123,124	17,173	140,297	190,657	28,530	219,187	64%
2020	156,430	23,044	179,474	289,581	37,095	326,676	56%
2021	213,032	29,346	242,378	410,500	71,500	482,727	50%
2022	329,842	48,758	378,600	611,124	105,476	716,600	53%
2023	550,992	61,208	612,200	1,030,500	72,500	1,103,000	56%
2024	686,140	39,760	725,900	1,321,278	84,027	1,405,305	52%

注：中国のIEA PVPS加盟は2010年であるが、2006年以降の統計には中国の生産量及び生産能力が含まれている

出典：IEA PVPS、(株) 資源総合システム

新興技術

中国、日本、韓国、米国、ドイツ、オランダ、スウェーデンをはじめとする一部のIEA PVPS加盟国では、新興の太陽光発電技術の研究開発が進められている。特にペロブスカイト太陽電池技術は、変換効率が短期間で急速に向上したため、2024年も実用化に向けた取り組みが続けられた。ペロブスカイト太陽電池セルは、変換効率が高い、材料コストが低い、製造工程におけるカーボンフットプリントが少ないなどのポテンシャルを持つことが期待されている。

中国を中心に、複数の企業がペロブスカイト太陽電池モジュールのパイロット生産ラインを立ち上げた。製造されたペロブスカイト太陽電池モジュールは実証プロジェクト向けに出荷され始めているが、2024年末時点では大規模な商業生産には至っていない。IEC 61215/61730の認証試験に合格したと発表した企業も複数ある。例えば、UtmoLightは2024年2月に、面積0.72m²の商用サイズのペロブスカイト太陽電池セル・モジュールがIEC 61215/61730認証試験に合格し、世界で初めて、かつ唯一のTÜV認証を取得したと発表した。

ペロブスカイト太陽電池セルと結晶シリコン太陽電池セルを用いたタンデム技術の実用化も世界各地で活発に行われている。Oxford PV（英）は、同社ドイツ工場でM6規格（166mmサイズのウエハー）を用いたタンデムセルの小規模生産を開始した。2024年6月には、面積約1.6m²（1m×1.7m）の太陽電池モジュールで変換効率26.9%（フラウンホーファー太陽エネルギー・システム研究所（FhG-ISE）CalLabが測定）を記録したと発表した。Hanwha Solutions（Hanwha Q CELLS）（韓）は、ヘルムホルツ・ベルリン物質・エネルギー研究センター（HZB）などとのコンソーシアムを通じて、2022年11月に独・タールハイムにパイロット生産ラインを構築した。さらに、2023年5月には、韓国にある同社の鎮川工場にタンデム太陽電池モジュールの新たなパイロット生産ラインを建設するため、1億ドルの投資を行うと発表しており、2026年末までに商業生産を開始する計画である。

Tongweiグループ（中）は、100MW/年のペロブスカイト/ヘテロ接合（HJT）タンデム太陽電池セル研究開発ラインを含む太陽光発電産業技術研究開発センターを中・四川省に設立する計画で、四川省発展改革委員会から正式に承認を得ている。同社は2023年11月に、ペロブスカイト/HJTタンデム太陽電池セルで変換効率31.68%を記録したと発表した。他の大手中国企業もペロブスカイト/結晶シリコン・タンデム技術の研究開発に取り組んでいるものの、パイロットラインの建設計画の発表には至っていない。LONGi Green Energy Technology（中）は、2024年6月に、小面積ペロブスカイト/結晶シリコン・タンデム太陽電池セルで変換効率34.6%（EU ESTIが測定）を記録したと発表し、さらに、M6規格のウエハーを用いて変換効率30.1%（FhG-ISEが測定）を達成したと発表した。JinkoSolar（中）もタンデム太陽電池セルの研究開発に取り組んでおり、2024年5月には、n型TOPCon構造のペロブスカイト/結晶シリコン・タンデム太陽電池セルで変換効率33.24%（SIMIT（中）が測定）を記録したと発表した。

前述の通り、ペロブスカイト太陽電池セルを用いた次世代型太陽電池セルの研究開発や実証が活発に行われているが、単接合技術もタンデム技術もいまだ本格的な商業生産には至っていない。変換効率の向上（小面積セルと大面積モジュールとのギャップを解消するため）、耐用年数や安定性の検証及び生産工程の確立が必要である。こうした技術課題の克服に加え、技術の特性を活かしたターゲット市場の明確化、規格の整備（性能測定や信頼性評価）、システムとしての製品

設計（工法など）、さらには環境安全性の確保やリサイクルへの対応も必要である。タンデム型については、既存の結晶シリコン太陽電池セル市場に導入する前に、耐久性や信頼性を検証する必要がある。

ガリウムヒ素（GaAs）系やガリウム化合物を用いた多接合太陽電池セルなどの先進的なIII-V族化合物太陽電池技術は、引き続き宇宙用途に特化した技術である。一方、結晶シリコン太陽電池モジュールは、コスト低下が進む中、とりわけ衛星の小型化や打上げ回数の増加を背景に、宇宙用途での利用も拡大している。

周辺機器（BOS）

太陽光発電システム用インバータ

Wood Mackenzie（英）によれば、2024年における太陽光発電システム用インバータの世界出荷量は589GWに達した。2025年初頭には、世界のインバータ生産能力は1TW/年を超え、生産能力が顕著に過剰な状態に陥った。この需給不均衡に加え、新規メーカーの参入も相まって、複数の市場セグメントにおいてインバータ価格の下落が生じた。

中国は世界最大の太陽光発電市場としての地位を背景に、インバータ製造においても引き続き主導的な役割を果たしている。2024年には、中国メーカーの上位2社であるHuaweiとSungrowが、世界のインバータ市場の55%以上のシェアを占めた。

技術開発及び製品の多様化が、インバータ市場を形成している。電力事業用プロジェクトの拡大に加え、分散型太陽光発電市場の成長により、太陽光発電と蓄電機能を一体化したハイブリッド・インバータに対する需要が、特に住宅用及び商業用分野で拡大している。これらのシステムは、電気自動車（EV）との連携や、仮想発電所（VPP）の構成として利用が拡大している。自家消費を円滑化するため、最新型のインバータには、蓄電システムやEVをスマート監視プラットフォームと組み合わせ、電力フローを最適化するエネルギーマネジメント機能が組み込まれている。

人工知能（AI）や機械学習が進展したことにより、インバータの性能も向上している。これらの技術は、故障検知、予知保全、発電量の最適化に応用され、運用・保守（O&M）コストの低減に貢献している。

MLPE（モジュールレベル・パワーエレクトロニクス）部門も特定の市場で成長した。個々のモジュールレベルで動作するマイクロインバータやDCパワーオプティマイザは、米国電気工事規格（NEC）でラピッドシャットダウン（迅速なシャットダウン）要件が義務付けられている米国の住宅用市場で広く採用されている。これらの技術は現在、他の市場でも普及してきており、特に安全性や配線の簡素化が重視される用途、例えばフランスの公共建築物などで拡大している。MLPE技術は、部分日陰の影響を受ける太陽光発電システムの発電量を増加させるのに役立ち、火災などの緊急事態においてラピッドシャットダウンを可能にする。2024年には、数枚のモジュールのみで稼働するプラグ&プレイシステムや、バルコニー設置型太陽光発電システム（balcony PV）の需要拡大を背景に、欧州においてもMLPE市場が拡大した。

2024年には、ハイブリッド・インバータ市場が引き続き成長した一方で、ストリング・インバータの導入量も大幅に増加した。セントラル・インバータ技術の進展も見られ、特に2,000V対応

システムの開発が進んでいる。さらに、太陽光発電システムの普及率が高い電力系統を安定化させるために、疑似慣性と蓄電機能を備えたパワーコンディショナー（PCS）を組み合わせたグリッドフォーミング（GFM）インバータが導入されつつある。

2024年には、特に最新型のインバータに組み込まれた通信機能に関連して、サイバーセキュリティが重要な課題として顕在化した。多くの国や地域で規制枠組みが強化される中、遵守要件が徐々に変化するのに伴い、国内製造品や地域認証を取得した製品へと市場シェアが移行する可能性がある。

太陽光発電用追尾装置

電力事業用太陽光発電システム向けの追尾装置市場は、2024年も引き続き成長した。Wood Mackenzieによれば、2024年の世界における太陽光発電システム向け追尾装置の出荷量は111GWに達し、前年比20%の増加となった。

米国は引き続き追尾装置の最大市場であり、電力事業用太陽光発電システムについては採用することが標準的な慣行となっている。現在、米国内の大規模太陽光発電プロジェクトの推定約90%が追尾装置を採用している。その結果、米国に拠点を持つメーカーが世界市場において強固な競争力を有している。2024年の世界出荷量では、Nextracker（米）が首位となり、Arctech Solar（中）、GameChange Solar（米）、PV Hardware（PVH、スペイン）、Array Technologies（米）がこれに続いた。

米国以外の地域においても、追尾装置市場は拡大している。インドでは、電力事業用太陽光発電システムの導入が急速に拡大しているため、アジア最大の追尾装置市場となる見込みである。サウジアラビアにおいても、大規模な再生可能エネルギー普及施策を背景に、追尾装置の採用が加速している。さらに中南米諸国においても同様に追尾装置の利用が拡大しており、世界市場の多様化の一因となっている。



5章 太陽光発電が社会に与える影響と社会的受容

太陽光発電は、経済分野、社会、環境全体に良い影響を与え、確実に永続的で重大な変化を現代社会にもたらしており、エネルギー転換を進める上で欠かすことができない柱となっている。あらゆる急進的な変革と同様に、変化が社会的に受容され、さらには望まれるものとなるためには、その魅力や必要性を広く知らしめ、変化がもたらす影響を理解してもらうことが必要である。太陽光発電が社会に与える影響としては、従事する雇用者数、企業の設立や撤退、事業転換、新しい資金の流れの創出、環境や地域社会への影響などが挙げられる。太陽光発電をますます野心的なクリーンエネルギー目標に取り入れようとする政府にとっては、太陽光発電の発展に関連するこれらの社会的側面を理解することが不可欠になりつつある。

特に、太陽光発電の普及率が上昇し、地域社会において電力事業用太陽光発電システムや建物に設置されるシステムを目にする機会が増えるにつれ、太陽光発電を受容しがたく思う人々も出てきている。また、一部の国では、多くの人が概ね好意的であるにもかかわらず、地上設置型太陽光発電システムを中心に、時には建物据付型太陽光発電システムも組織的な抵抗にあっている。地域受容性の向上を目的として、プロジェクト開発、資金調達、ガバナンスへの地域住民及び先住民族の参画を奨励又は義務化する手法が開発されている。

本章は、依然としてデリケートな論点として残る重要な側面を強調しつつ、太陽光発電がエネルギー転換における要素として人々に望まれるようになるために活用できる重要な要素と指標を提供することを目的としている。

太陽光発電の普及に対する受容

受容とは、ステークホルダーがエネルギー転換に賛同し、それに対する支援や関与に意欲的であることを意味する。この場合の受容は、変化に対するポジティブな認識によって促進され、ネ

ガティブな影響によって減退する。太陽光発電の開発初期にあたる、2007年から2009年にかけて欧州で起きた市場過熱までは、太陽光発電は圧倒的にポジティブなイメージの恩恵を受けていた。当時の太陽光発電の開発は小規模分散型の屋根設置型太陽光発電システムであり、太陽光発電は目立って収益や緊張感を生み出す存在ではなかった。

太陽光発電に対する受容度の低下は、市場過熱による急成長の後に起こる傾向がある。例えば、スペインでは2007年から2008年にかけてフィードイン・タリフ（FIT）制度が非常に好評で、太陽光発電システムの導入が急速に進展したため、国内の経済や予算への影響を恐れた政府が支援制度を縮小した。FIT制度を導入したその他の国も、市場の大きな発展とその後の急激な縮小を経験した。欧州連合（EU）は2011～2012年までは太陽光発電開発の中心地であったが、スペイン、フランス、ベルギー、チェコ、ギリシャ、ブルガリア、ルーマニアなど多くの国で同様のケースがみられた。

こうした状況下で反対したのは、主に太陽光発電を脅威とみなすセクターであった。例えば、従来の電力事業者やエネルギー関連の大手企業は、これまでの事業計画に太陽光発電を組み込むことができず、十分な情報を持たない当局に対して太陽光発電開発を抑制するよう圧力をかけた。太陽光発電コミュニティは、太陽光発電の環境面での利点に基づいて評判を築いてきたが、社会的に広く受容されるための取り組みには至らず、政府との健全な対話を築くことができなかった。

太陽光発電が社会的に受容されない原因として最も頻繁に繰り返される議論には、国や市場分野によって違いがあるものの、以下のような共通のテーマがある。

- ・ 自然や歴史的景観の中で、太陽光発電システムの外観が美しくないこと
- ・ 太陽光発電システムから生み出される資金の流れに対する否定的な意見（個人または、自国の資源を利用して自国経済に寄与せずに利益を得る多国籍企業の「暴利行為」と見なされている）
- ・ 製造工程で有毒物質や希少材料が使用され、リサイクルの可能性がないことや、有害物質が時間の経過とともに環境に浸出する可能性があることへの懸念
- ・ 太陽光発電が農作物に取って代わり、食料供給や食料主権にリスクをもたらすのではないかと懸念
- ・ 生物多様性や地域環境への影響を根拠とする地上設置型システムへの反対
- ・ システム設計において開発事業者が地域社会の感情やニーズに配慮しないのではないかと懸念
- ・ 品質や信頼性の問題に関する懸念（火災や電気に関するリスク、暴風雨への耐久性など）

こうした問題は、太陽光発電の普及率が低い間は顕在化せず、普及率が高まるにつれて顕著になるとみられる。こうした問題を抱える国・地域では、太陽光発電セクター、独立機関、政府機関などが、コミュニケーション活動や啓発活動の企画、太陽光発電に対するより攻撃的なデマを覆すためのファクトチェック・ツールの提供、一般市民や特定の対象に向けた啓発資料の作成を行った。コミュニケーション活動は、一般市民を対象にする傾向があり、ベスト・プラクティスの実証、コミュニティによる投資やガバナンスの説明、さらには計画策定及び開発プロセスへの参加や関与の仕方を市民に教育することを目指している。

社会政治的受容と地域社会による受容

多くの国で、国による社会政治的受容と地域社会による受容の間には乖離がある。それぞれ、懸念の内容が異なるため、別々に取り組む必要がある。

国による社会政治的受容とは、政治、政策決定者、主要なステークホルダー及び国民による技術の受容を指している。これには、太陽光発電を導入するためにどのように法規制の枠組みを適応させるかが含まれており、支援制度や系統枠、雇用、産業の発展、現地産品調達のための財政的負担を誰が負うかなど、さまざまな問題が考慮される。

国内の太陽光発電開発の初期段階では、社会政治的受容が地域社会による受容に遅れをとっていることが往々にしてある。

各国政府は、計画立法や手続きを適応させ、地域社会との連携や技術の進歩に向けた研究予算を確保し、導入規則や現地産品要件を通じて地域雇用を支援する施策を展開することで、国の社会政治的受容の成熟度を示してきた。例えば、トルコでは、太陽光発電の開発は、国内での価値創出と結びつくまでの間、一時的に停止されていた。フランスでは、長年にわたり入札で間接的な現地産品要件が取り入れられており、2022年と2023年には国内で製造されたBIPV製品がFIT制度のボーナス対象となったほか、2024年には国内製造を目的とした2件のギガファクトリー・プロジェクトが国家的重要プロジェクト（Projects of National Interest）に指定された。オーストラリアでは、エネルギー・インフラ担当コミッショナー（Australian Energy Infrastructure Commissioner）が地域社会との連携に関する見直しを終え、政府はその全ての結果を原則として受け入れ、2024年7月に、開発事業者評価制度の導入、協議義務の見直し、入札制度における地域社会との連携義務の強化を含む一連の取組に向けたスケジュールが策定された。米国では、地域社会による太陽光発電の受容と反対に関する研究（SEEDS）に特化した予算が計上されている。

地域社会による受容は、地域のステークホルダーによる受容と関連している。流通の妥当性（コストや利点）や手続きの妥当性、信頼性に対する懸念があり、NIMBY症候群（訳注：Not In My Backyard（うちの裏庭ではやめてくれ）の略。地域環境に好ましくない施設の近隣設置に反対する考え）が見受けられる場合もある。地域社会による受容には経済的側面に対する考慮、つまり系統費用、再生可能エネルギー発電システムに対する課金、太陽光発電への不平等なアクセス、少数の大手企業への収益の集中、社会的側面（環境及び景観への影響）、特定の反対派（例えば、農業従事者、猟師、ロビイスト）などが含まれる。電力事業用太陽光発電市場が成熟した国では、電力事業用太陽光発電システムに対する地域住民からの反対や、組織的な反発を受ける可能性がある。その理由として、土地の透水性を阻害することや、農業や生物多様性保護区との土地利用の競合（オーストラリア、フランス、スペイン、ポルトガル、スウェーデン、英国）、さらには、地域の文化遺産と調和しないこと（イタリア）など複数の要因が挙げられている。こうした反対は、計画への許認可に対するものだけでなく、各国の計画規制の方針として打ち出され、電力事業用太陽光発電所の設置を制限している（米国、フランス、イタリア、オランダ）。地域社会による受容度を向上させるための行動例として、付加価値の利益を地域住民と共有することの義務化（フランス）や、近隣住民や地域社会の人々にサイト選定、計画策定手続きや協議への参加の機会を提供することなどがある。

太陽光発電の受容に関連する課題は、たとえ太陽光発電システムが設置場所の政治的、経済

的、地理的及び社会的状況に直接影響されている場合でも、国・地域を問わずほぼ同様である。そのため、経験や優れた取り組みに関する情報を共有し、この課題について各国間で協力を強化する必要がある。

地域社会の関与

地域社会による受容度を高め、導入を加速させる重要な方法として、ステークホルダーの関与がある。ステークホルダーは、研究から許認可、建設、利用に至るバリューチェーンの全体にわたって関与しており、許認可、系統連系、投資といった主要な分野では、ステークホルダーの関与が重要である。関与を強化する手段としては、許認可手続きにおける公開協議、自家消費（すべての市民に発電者になることを促す）、エネルギー・コミュニティや集団所有、気候・エネルギー転換に関する詳細な政策・目標策定への自由な参加、またはエンドユーザー向けのガイダンスや啓発ツールの提供などがある。

地域住民や地域社会が太陽光発電のゾーニング、太陽光発電プロジェクトのサイト選定、許認可手続きに関与することは、大規模プロジェクトに対する地域社会の受容度を高めるための手段として広く認識されている。したがって、オーストリア、日本、米国、フランス、英国などの多くの政府は、太陽光発電プロジェクトの許認可手続きにおいて地域住民や地域社会との公開協議を必須要件としている。オーストラリアでは、2024年以降、クイーンズランド州において、社会影響評価及び地域還元協定の両方を義務付けている。台湾では、2025年には太陽光発電の許認可手続きにおける市民からの意見募集を強化した。一方、タイでは、建築物への太陽光発電システムの設置を促進する規制改正について、国民を対象とした意見聴取が実施された。欧州では、2024年5月に欧州連合（EU）が、再生可能エネルギーの導入を加速するため、許認可手続きの改善と合理化を目的とする一連のガイダンス文書（新規・改定文書）を採択した。これらのガイドラインは、受容度を高めるために市民参加が重要であるということを認識したうえで、「政策策定から空間計画、プロジェクト開発、導入、運用まで、再生可能エネルギー・プロジェクトのすべての段階において、市民、地方自治体、社会的ステークホルダーのニーズと視点を考慮すること」を推奨している。⁹ 反対活動が生じた場合、または長期にわたる協議手続きによりプロジェクトが停止した場合には、立法措置により地域社会との協議を省略することがある。カナダ・ブリティッシュ・コロンビア州では、計画許認可の変更により、環境影響評価及び地域社会との協議の対象から除外されたプロジェクトの事例が複数ある。また、米・ニューヨーク州では、地方裁判所が、地域のゾーニング規制で開発が禁止されている土地であっても、州当局によるプロジェクト認可を認め、システムの立地に関する地域の裁量権が縮小している。

エネルギー・コミュニティへの市民の参加や、太陽光発電プロジェクトに対して市民が投資したり、管理したりすることは、住民・市民がプロジェクトを立ち上げる力を得るだけでなく、地域社会への経済の流れを維持するための重要な手段である。

地域社会が連携する手段として、オーストリアでは、市民がエネルギー計画策定に関与し、投資を行うための施策が行われている。フランスでは、市民投資に関する教育と普及に政府が共同

⁹ 再生可能エネルギー及び関連インフラプロジェクトの許認可手続きの迅速化に関する委員会勧告（EU）2024/1343（2024年5月13日）

出資し、入札におけるボーナス付与など、プロジェクトの市民によるガバナンスを直接的または間接的に支援する施策が講じられている。この結果、オーストリア、ドイツ、フランス、デンマーク、米国、オーストラリアなど多くの国で市民による投資が行われており、市民は、プロジェクト管理に参加したり、金銭的な利益を受けたりすることができる。欧州では、市民エネルギー・パッケージ（Citizens Energy Package）¹⁰ に関する協議プロセスが2025年に開始された。同パッケージは、エネルギー転換が、確実に公正な移行（Just Transition）となることを目的としており、需要家の保護と権限強化の両立を図るものである。

情報及び指針のウェブプラットフォームやパンフレットを利用して、行政手続きの案内や技術解説、購入者ガイドの提供を行うことで、市民の自家消費への関与を促進できる。イスラエルでは、2025年に、市民が自宅屋根の太陽光発電ポテンシャルを地図に示して可視化できるツールが公開された（同様のツールは、以前から、米国、オーストラリア及び欧州の複数の国に存在している）。オーストラリアでは、政府のウェブサイト「Solar Consumer Guide」で、設置から設置後の監視までの手続きを説明している。このウェブサイトは、2024年に拡充・更新された。米国では、米国エネルギー省（DOE）・太陽エネルギー技術局（SETO）が運営する「Homeowner's Guide to Going Solar」ウェブサイトと同様の説明を行っているほか、州によっては独自に説明書を提供している。スペインでは、エネルギー多様化・省エネルギー研究所（IDAE）のウェブサイトで、エネルギー・コミュニティ及び自家消費に関する利用者に向けた案内を提供している。フランスでは、政府資金で運用されるウェブサイト「Photovoltaïque.info」で、エンドユーザーと設置業者の双方に対し、計画策定から運用までのガイダンスを提供している。シンガポールでは、エネルギー市場監督庁（EMA）のウェブサイトが設置手順、支払いスキーム、余剰電力販売に関するガイダンスを提供しており、太陽光発電システムの設置許可を得た有資格者（建築家または専門技術者）のリストも掲載している。

より一般的には、下記のような様々な視点からの関与がみられる。

- ・ 太陽光発電電力を享受する個人の参加：プロシューマとは、系統連系を維持しながら電力消費の一部または全量を太陽光発電で発電する電力需要家である。プロシューマ政策のうち、特に自家消費政策を実施している国については、第3章に記す。新興国におけるエネルギー・アクセスにおいては、分散型エネルギー源の導入が大幅に増加していることが長年にわたって示されている
- ・ 太陽光発電電力の開発・利用を目的とする団体の活動における個人の参加：エネルギー・コミュニティと特定のソーラー・コミュニティが電力を生産・管理するコミュニティに関与し、ステークホルダーの深い関与を可能にしている
- ・ 太陽光発電の開発に参加する団体やグループ：太陽光発電事業に参入している企業や電力事業者は、気候変動緩和戦略のツールとして太陽光発電を採用する当局と同様に、エネルギー転換の支持者となることで知られている

¹⁰ https://energy.ec.europa.eu/news/citizens-energy-package-commission-starts-consultation-process-2025-06-19_en?utm_source=chatgpt.com

気候変動の緩和

以下に、経済的、社会的、環境的側面において、太陽光発電に対する一般的な認識を向上させるために用いられる、重要かつ具体的な要素を示す。

気候変動は、社会が克服しなければならない重要な課題のひとつであり、太陽光発電は、エネルギー部門において温室効果ガス排出量を削減するための主要なソリューションのひとつである。

2024年の世界のエネルギー関連の排出量は二酸化炭素換算（CO₂eq）で378億tに増加し、2023年から0.8%増加した（2022～2023年は1.6%増加）。電力ミックスにおける太陽光発電の比率が増加すると、発電によって生じる排出量が大幅に削減される。

2024年の世界全体の電力における平均炭素強度は約473gCO₂/kWh¹¹（2023年比約3%減）であったが、太陽光発電電力1kWhあたりの二酸化炭素排出量は、技術と日射条件により異なるものの、ライフサイクルベースで15gCO₂/kWhという低い値になる可能性がある。IEA PVPSタスク12は、イタリアにおける一軸追尾装置を備えた太陽光発電所（年間日射量：約1,820kWh/m²/年）の炭素強度は17.1gCO₂eq/kWhで、モジュールを傾斜角34度で固定した場合には20.7gCO₂eq/kWhと報告している。

太陽光発電によって削減される年間ベースの二酸化炭素の総排出量は、2024年末時点の太陽光発電システム累積設置容量に基づく年間発電量を考慮し、これらの発電量が、太陽光発電システムが設置されている国の個別の電力ミックスによる発電量と同量の電力量に置き換わることを考慮して算出される。

太陽光発電電力の年間発電量は、太陽光発電システムの平均出力と各国の日照状況に基づく等価システム稼働時間をもとに国ごとに算出される。2022年以降に設置された太陽光発電システムについては、設置場所がどの国であるかに関わらず、一律に、中国製単結晶シリコン太陽電池モジュールを用いたものとして一定の排出量で計算している。太陽光発電の普及率が上昇するにつれて、太陽光発電は、その国の電力ミックスにおいて平均的な炭素強度を持つ電力を置き換えることが増えている（従来、太陽光発電が代替するのはピーク電源のみと考えられていたため、限界発電の二酸化炭素排出量が用いられていた）。その結果、太陽光発電が代替する電源が、排出量が最も多く調整が容易な電源だけでなく、平均的な電源になったため、削減される二酸化炭素排出量の総量は大幅に低下した。一方で、導入率の上昇に伴い、代替される電力量の総量が増加するため、正味の利益も増える。ただし、ここでの算定値には、出力抑制された太陽光発電システムによる発電量は考慮されていない。

この方法論を利用して算出すると、設置済みの太陽光発電システムによって削減される排出量（二酸化炭素換算）は、年間最大10.45億tと算出される。エネルギー分野における排出量の約2.8%が太陽光発電により削減されていることになる。これは基本的に、中国、インド、オーストラリア、日本やポーランドなど、炭素強度の高い電力ミックスを持つ国で太陽光発電システムが大量に設置されているという事実に基づいている。

二酸化炭素削減貢献量
10.45 億 t-CO₂eq

図 5.1 に、二酸化炭素削減貢献量の上位 30 ヶ国で削減された二酸化炭素削減貢献量を示す。世

¹¹ 世界の平均炭素強度について、Ember は、「Global Electricity Review 2025」において 473gCO₂/kWh、IEA は、「Electricity 2025」において 445gCO₂/kWh（2024 年）と報告している。

界全体で太陽光発電システムによって削減された二酸化炭素削減貢献量の約 98%を、上位 30 ヶ国が占めた。各国の太陽光発電システム設置容量と、電源構成の炭素強度を示した本図は、世界全体で削減された排出量に対する各国の貢献度の違いと、それぞれの電力ミックスの影響の大きさを明確に示している。電力ミックスにおける二酸化炭素排出量が多い国ほど、太陽光発電システムの設置が排出量の削減に貢献する度合いは高まる。太陽光発電システムの導入量が増加するほど、電力ミックスの年間排出原単位は低下する。

パキстанは、エネルギー部門の排出量が太陽光発電による影響を大きく受けている国々に名を連ねた（図 5.2）。パキстанの電力構成は、もともと水力発電を中心とする低炭素電源の比率が高かったが、2024 年に大規模に太陽光発電システムが導入されたことで、高コストのガス火力発電や化石燃料発電が代替された（電力系統全体の炭素排出原単位は約 5%低下した）。これにより、住宅向け利用者の電力消費量が増えても、系統電力の炭素排出原単位が増加しなくなった。

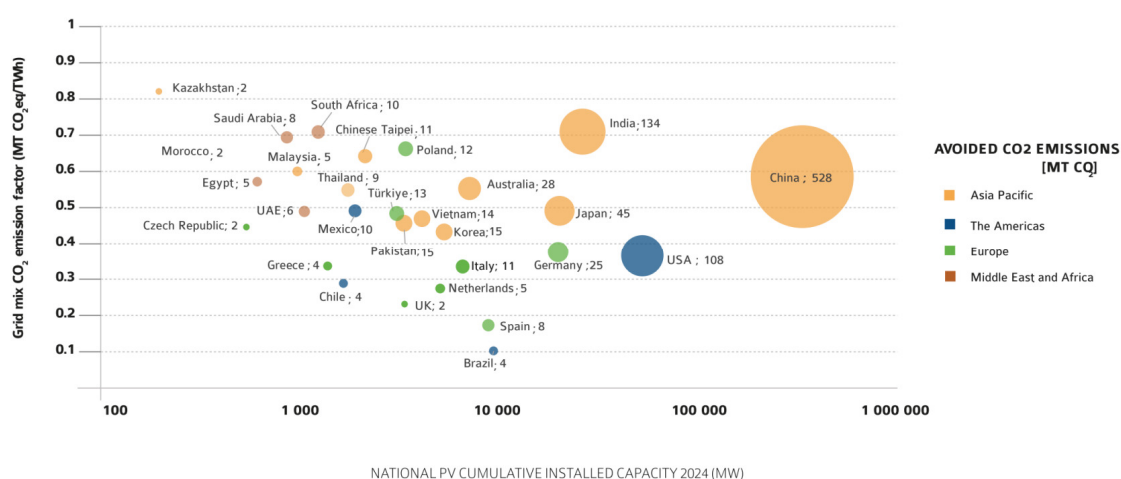


図 5.1 太陽光発電による二酸化炭素削減貢献量（MTCO₂eq/TWh）

出典：IEA PVPS、その他

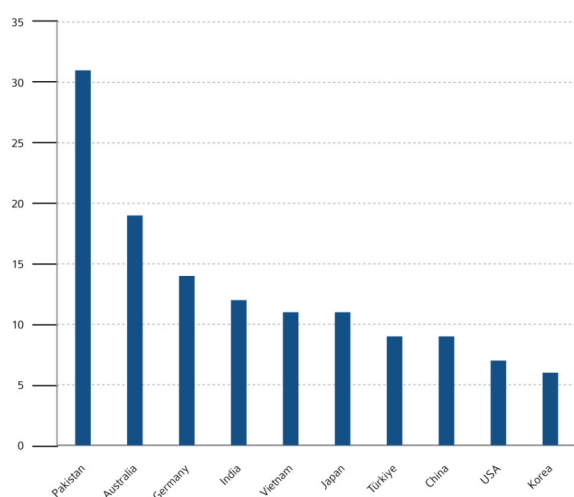
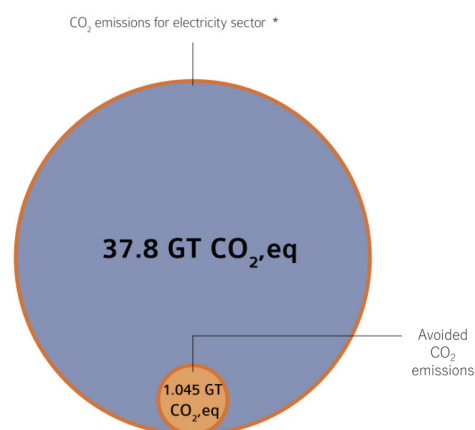


図 5.2 電力部門の総排出量に対する二酸化炭素削減貢献量の比率（%）

出典：IEA PVPS、その他



*電力部門によるエネルギー関連の二酸化炭素排出量

図 5.3 エネルギー部門の総排出量に対する二酸化炭素削減貢献量の比率

出典：IEA PVPS、IEA、Ember、その他

経済価値

太陽光発電セクターの2024年の売上高は、本報告書では最低4300億ドルと推定され、REN21及びBNEFによる推計では最大5200億ドルと見積もられている。ここで示した数値は、太陽光発電市場の規模（年間設置容量及び累積設置容量）と、IEA PVPS加盟国から提供された、市場分野や国により異なる2024年の設置及び運用・保守（O&M）の平均価格を基に算出されている。新規設備容量の60%弱が中国に集中しているため、世界経済における太陽光発電セクターの全体的な価値は中国で創出される価値に大きく依存している。ここで使用している、価格変動が生じた年の年間平均コストデータに基づく第一アプローチ法は、詳細な分析を目的としたものではなく、あくまで初期的な検討によるものである。

太陽光発電セクターの
売上高**4300億ドル**

O&M
200億ドル

世界全体の事業価値
2024年に7%増

特にO&Mに関連する売上高は、保守契約やコストが多様であることから、詳細には検討されていない。しかし、O&Mに関連する世界全体の売上高は、約200億ドル/年と推定された。算出に用いた前提から、この値は控えめに推定されていると考えられる。交換やリパワリングにかかる材料コストは明確になっていないため、売上高の推定値には含まれておらず、またリサイクルの価値も考慮されていない。O&Mコストは時間の経過とともに低下しており、通常の契約下では太陽光発電システムの一部についての保守は行われていない（特に、監視が行われていない住宅用屋根設置型太陽光発電システム）。

市場の成長及びコストの変化により、年間市場価値は2022年から2023年にかけて大幅に増加した。一方、2023年から2024年にかけては、市場成長率が小規模（わずか30%）にとどまったことに加え、価格下落がさらに進んだ結果、年間の市場価値の拡大は緩やかとなり、約4300億ドルとなった。にもかかわらず、運転・保守（O&M）分野の期待される事業価値は拡大し、200億ドルに達する見込みである。

本報告書の目的として、太陽光発電セクターの経済的価値は、設置容量（MW）に基づいた評価とし、完全なバリューチェーンにおける貢献のすべてを評価しているわけではない。太陽光発電産業の事業価値の評価は、分散型発電や多国籍企業が存在するため概してより複雑である。しかし、IEA PVPS加盟国のうち、主要な太陽光発電製品製造国は、太陽光発電関連産業の事業価値について具体的な概算を行っており、以下の個別のセクションに示されている。

GDPに対する貢献度

図5.4に、IEA PVPS報告国における国内総生産（GDP）に対する太陽光発電セクターの推定事業価値の比率を示す。これらの数値は、前述の通り、各国の国内太陽光発電市場に基づいて算出されたものであり、輸出入は考慮されていない。輸出相手国の太陽光発電市場を通じて事業価値を高めることで輸出の恩恵を受けている国がある一方で、巨額の輸入により負の影響を受けている国もある。しかしながら、前述の通り、太陽光発電市場では統合が進んでおり、太陽光発電バリューチェーンの各段階での貢献度を個別に評価することは極めて難しい状況である。

各国市場における事業価値は、市場規模及びセグメント規模の両方に加え、地域ごとの価格水準に依存する。中国や市場が急拡大している国々では、価格下落にもかかわらず、事業価値は引き続き成長した。一部のIEA PVPS加盟国（主要市場）では、GDPに対する市場の事業価値の割合が拡大し（フランス、米国、中国、日本、イタリア）、絶対額ベースでは、これらの国に加えてポルトガルでも増加が見られた。図には示していないが、パキスタン及びブラジルについても、太陽光発電の総事業価値がGDPに占める割合は測定可能な水準に達しており、概算の推計値ではあるものの、絶対額では、両国とも2024年の事業価値上位10市場に入る規模となっている。

世界規模で見ると、2024年のGDPにおけるエネルギー投資の割合は約2.9%であるのに対し、太陽光発電の事業価値は約0.38%を占めており、2023年比では微減したものの、2022年の0.25%からは上昇している。

この投資水準は、世界全体で見れば依然として意義のある規模であるが、2024年における化石燃料への世界全体の投資額の推計値である1兆1160億ドルと比較すると、依然として大きく下回っている。

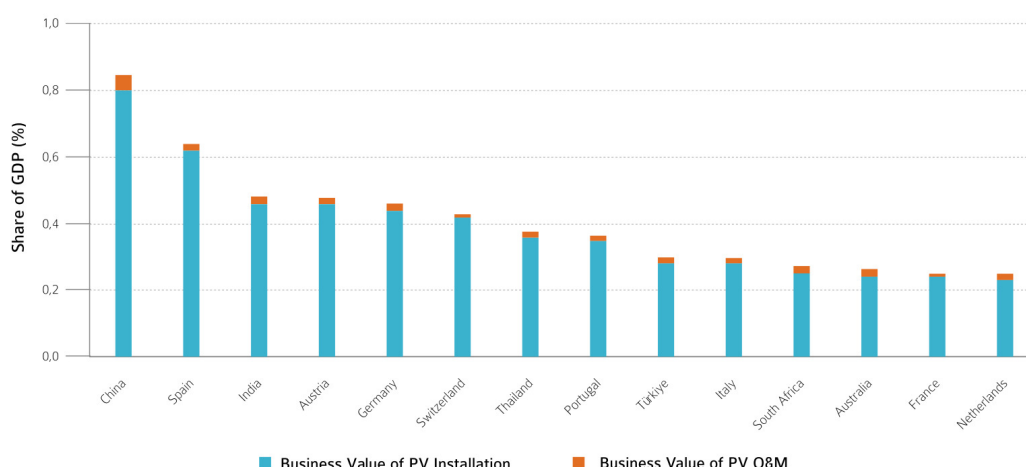


図 5.4 一部の IEA PVPS 加盟国における太陽光発電市場の GDP に対する事業価値（%、2024 年）

出典：IEA PVPS、その他

表5.1 一部のIEA PVPS加盟国における太陽光発電の事業価値の上位10ヶ国

順位	国名	億ドル
1	中国	1,585
2	米国	600
3	ドイツ	218
4	インド	191
5	スペイン	109
6	日本	81
7	フランス	79
8	イタリア	71
9	オーストラリア	47
10	スイス	40

出典：IEA PVPS、その他

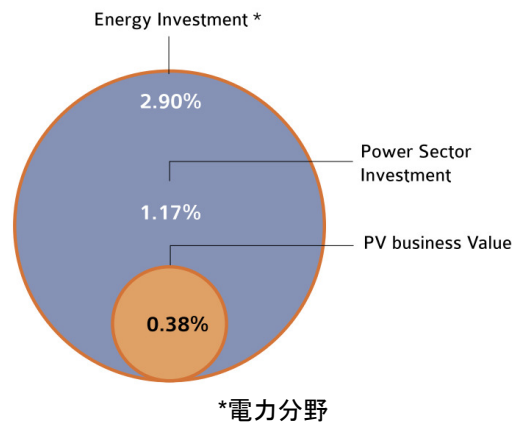


図 5.5 世界の GDP に対する太陽光発電の事業価値及びエネルギー分野への投資の貢献度 (%)

出典：IEA PVPS、その他

太陽光発電の産業価値

本報告書においては、市場統合の水準が異なるため、太陽光発電のバリューチェーン全体の様々な段階の貢献度について詳細に評価することはほぼ不可能であるが、太陽光発電産業の事業価値を概算で評価し、IEA PVPS加盟国のうち主な太陽光発電製品製造国についての結果を詳細に示している。

太陽光発電産業の事業価値については、本報告書4章で詳しく述べた通り、薄膜技術を含む、ポリシリコン、ウェハー、セル、モジュールの各国の生産量とそのシェア及びこれら4分野の平均推定価格に基づいて評価した。使用した価格は各加盟国が報告した平均価格に基づく。機器及び材料は、この計算値に含まれているものとする。インバータを含む周辺機器 (BOS) はここでは考慮していない。

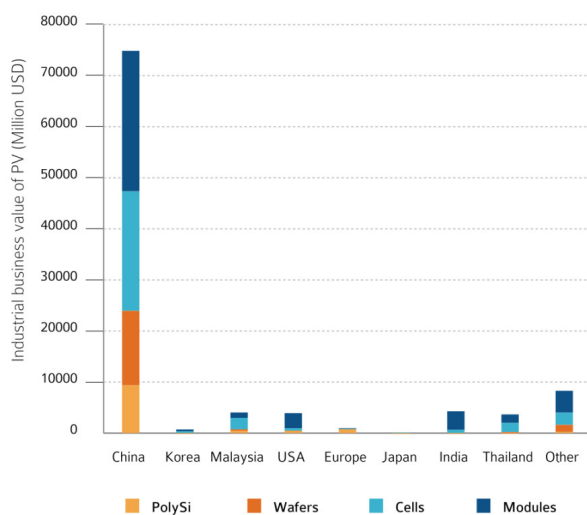


図 5.6 太陽光発電産業の絶対的事業価値
(単位：100 万ドル) (2024 年)

出典：IEA PVPS、その他

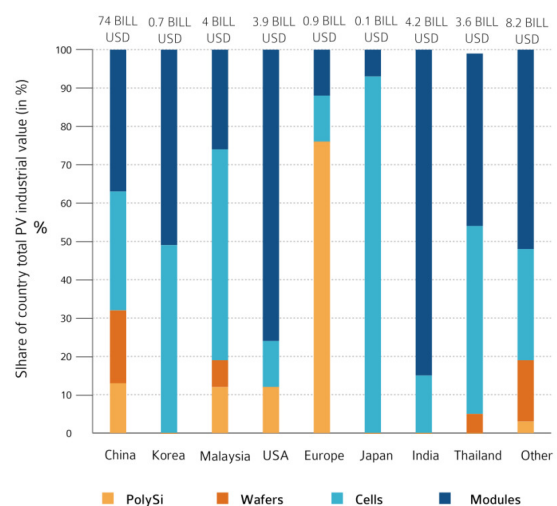


図 5.7 バリューチェーンにおける太陽光
発電産業の事業価値 (%) (2024 年)

出典：IEA PVPS、その他

2024年の世界全体の太陽光発電産業の事業価値は、約1000億ドルと推定される（2023年の1047億ドルから減少）。この減速は、中国での平均的なモジュール価格及びシステムコストの大幅な低下（0.09ドル/W以下に下落）によるものである。図5.6、図5.7及び図5.8に、主な太陽光発電製品製造国における太陽光発電産業の事業価値について、バリューチェーンの各段階における各国の絶対値と相対的シェア及びGDPに対するシェアを示す。

中国は太陽光発電バリューチェーンのすべての段階において圧倒的に優勢な製造国であり、太陽光発電産業（ポリシリコン、ウェハー、セル、モジュール）がGDPの約0.4%を占める（2023年の0.46%から低下）。マレーシアの太陽光発電産業は、これまで同様、生産量がかなり少ないにもかかわらず、GDPに占める割合が中国と比較して著しく高く、0.9～1%で安定している。同様に、タイでは太陽光発電産業がGDPの0.7%を占めている。米国及びインドで計画中のプロジェクトが稼働すれば、これらの国における割合は今後さらに上昇すると見込まれ、インドでは、2024年時点ですでにその兆候が確認されている。

周辺機器（BOS）産業は、より分散化が進んでおり、多くの国で生産活動が行われている。太陽光発電産業にサービスを提供する各国の製造企業や供給企業が、ケーブル敷設、架台、電気設備などの分野で世界中に存在するが、ここでは計算に入れていない。このような分析は太陽光発電産業が各国の経済全体に及ぼす影響の度合いを把握するには理にかなっているが、本報告書では対象外となっている。

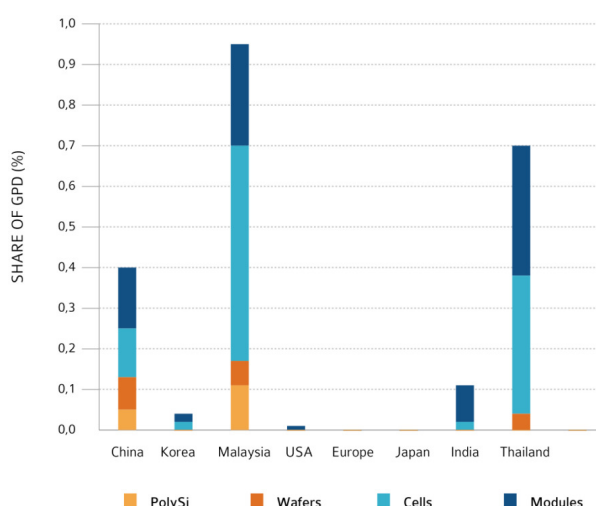


図 5.8 GDP に対する太陽光発電産業の事業価値 (%) (2024 年)
出典：IEA PVPS、その他

社会的影響

太陽光発電における雇用

図5.9に、IEA PVPS報告国及びその他の主要市場における太陽光発電関連の正規雇用相当の直接雇用者総数の概要を示す。報告された数値は、IEA PVPSの「国内調査報告書」及び、IRENAの雇用データベースなどから取得したものである。これらの数値は、太陽光発電産業の川上部門と川下部門それぞれの前提条件と活動分野により大きく異なり、最良ケースの推定値を示しているため、他の情報源で報告されたものとは異なることに留意されたい。

算出に用いた方法論では、報告国から提供された川上部門（産業部門）及び川下部門（分散型及び電力事業用太陽光発電システムの設置及びO&M）の雇用者数に関するデータを用い、各国の労働市場に応じて他の市場についての推定を行っている。そのため、労働市場の集約性が低く労働コストが高い先進国と、手頃な価格の労働力を持つ新興国との間に差異が生じている。また、

太陽光発電セクターの
推定雇用者数
2024年910万人

先進国と新興国の間に位置し、労働コストが中程度の国もある。製造関連の雇用者数は、産業報告書やその他の情報源に基づいており、同じ方法論に基づいて分類している。設置関連の雇用者数は、すべて概算値である。

本報告書では、2024年末時点の世界全体での太陽光発電セクターの雇用者数を910万人、内訳は材料及び機器を含む川上部門の推定雇用者数が280万人、O&Mを含む川下部門が630万人と推計している。

中国は、世界最大の太陽光発電製品製造国であり、太陽光発電システム設置容量の点でも他国を大きく引き離し、最大の市場として太陽光発電関連の雇用を大きくけん引している。2024年の中国における太陽光発電関連雇用者数（常勤換算、FTE）は約650万人で、中国以外のすべての国と比較して、非常に雇用者数が多い。中国に続く、インド、ブラジル、米国、パキスタンのFTEは一桁少ない22万5000～37万5000人である。EUのFTEは、推定50万人である。その他に、トルコ、マレーシア、タイなど労働力が多い国があるが、FTEの推定は困難である。日本の太陽光発電市場は安定しているものの雇用者数は減少し、2024年には約6万450人となった。

一般的に、太陽光発電関連雇用の拡大は市場の発展と相関関係にある。製造規模が拡大するにつれて、自動化も進み、製造部門における1GWあたりの雇用強度が減少する。一方で、バリューチェーン全体では、住宅用（分散型）太陽光発電システム導入の雇用強度が最も高いが、1MWあたりの雇用強度は途上国と先進国で大きく異なる。

製造活動よりも労働集約的である開発や設置に焦点を当てると、平均雇用強度には幅があり、市場が確立されている先進国で電力事業用太陽光発電システムを設置する場合は3FTE/MW（自動化やロボットの活用が進むにつれて一部の国では2FTE/MW未満）、途上国で分散型システムを設置する場合は最大20FTE/MWに達する。太陽光発電のバリューチェーン全体で、研究から製造まで、頭脳労働を生み出す一方で、O&Mは多くの技能・手作業を伴う労働を創出する。

2024年の世界全体における太陽光発電セクターの推定雇用者数は計910万人で、太陽光発電が再生可能エネルギー全体の総雇用者数の3分の1よりはるか多くを占め、世界の再生可能エネルギー部門の雇用者数で第1位を維持している。太陽光発電システムの新規設置容量は他の再生可能エネルギー源を大幅に上回っているため、この状況は今後も続くと言われている。

中国、ベトナム、タイ、マレーシアにおいて、既存の製造業は太陽光発電分野の主要な雇用源となっている。一方、米国、インド、トルコでは生産能力の拡張に伴い、製造関連雇用が増加している。欧州では製造プロジェクトが停滞していることから、製造関連雇用はリスクにさらされているものの、フランスで計画されている複数の大規模工場が、今後数年でこの傾向を覆す可能性がある。

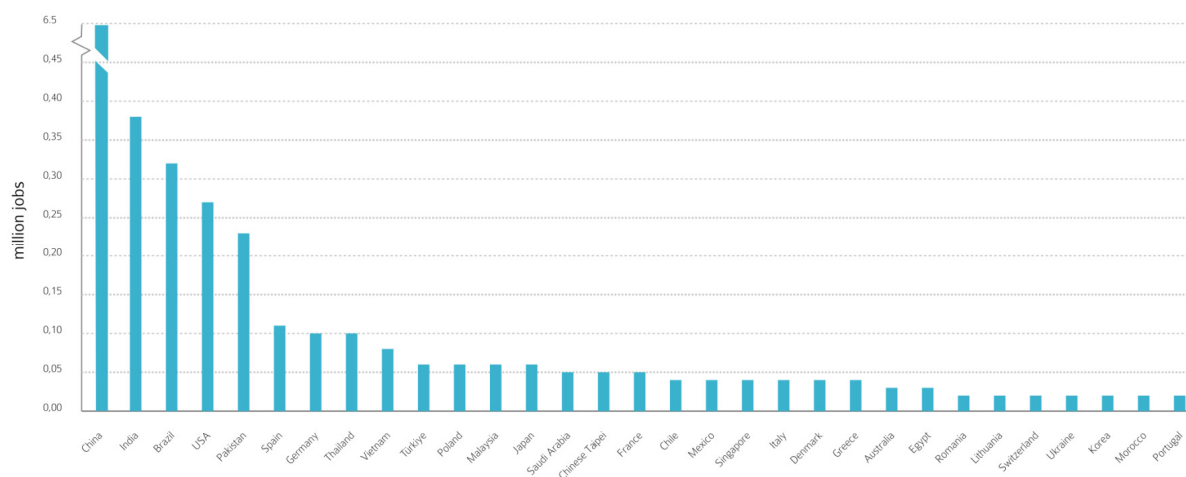


図 5.9 世界の太陽光発電関連雇用者数（国別）

出典：IEA PVPS、その他

電気料金への影響

太陽光発電の開発が電気料金に及ぼす影響は、①支援制度のコスト、②卸電力市場における電力コスト、③系統連系コスト、の3つの異なるメカニズムを通じて発生する。

これまで、これらの3つの要素は負担とみなされてきたが、太陽光発電の競争力の向上と過去3年間の卸電力コストの変動をふまえると、これらの要素をチャンスとみなすことができる。

第一に、太陽光発電はその支援制度のコストを回収しつつあることである。2022年から2023年にかけてのウクライナでの戦争に対する制裁措置の結果、天然ガス価格が高騰したため、安定供給において、太陽光発電（及びその他の再生可能エネルギー）がこれまで想定されていたよりもはるかに大きな役割を果たすことになった。記録的なガス価格の高騰により、欧州全域で電力のスポット市場価格が高騰したため、太陽光発電は突如、競争力を持つだけでなく、経済的な観点からも魅力的なエネルギー源となった。差額決済契約（CfD）による支援制度を導入している国では、発電電力の市場での売電価格がCfDの1MWhあたりの契約価格を上回る場合、再生可能エネルギー発電事業者が差額を政府に支払うため、政府側が利益を得ることさえあった。イギリスやフランスでは、2022年（例外的に市場価格が高かった）及び2023年には、（市場のエネルギーコストを低減するため、売電価格に上限が設定されたにも関わらず）太陽光発電のCfDが政府に何百万ドルもの利益をもたらした。フランスでは、太陽光発電の支援制度によって、2022年には7億2400万ユーロ（7億6100万ドル）が政府の収入となり、2023年にはさらに8130万ユーロ（8890万ドル）が政府の収入となった。これにより、政府は電力税を軽減し、需要家の電気料金を抑制することができた。オーストリアでは、2022年に支援制度の資金を電気料金に上乗せして徴収することをやめた。オーストラリア首都特別地域（ACT）では、需要家の電気料金の上昇率をCfDによって抑え、インフレ率を下回る5%未満とした。なお、2023年から2024年にかけての需要家の電気料金の上昇率の全国平均は20%超である。

第二に、特に消費量と太陽光発電量のピークが一致している国では、市場コストを削減するのに十分な量の太陽光発電電力が市場で販売されていることである。マイナス価格で象徴されるように、太陽光発電が発電している時間帯には卸売電力価格が低下する。マイナス価格は、電力需要が少なく、太陽光発電（または風力発電）の発電量が多い時間帯に発生することが多い。2024

年には西欧のほとんどの電力市場で、価格がマイナスまたはほとんどゼロになる時間数が増加した（一部の市場エリアでは倍増した）。スペインでも同様の事象が初めて確認され、米国及び中国でも類似の状況が発生した。一方、オーストラリアでは州によって状況が異なり、クイーンズランド州ではマイナス価格の時間数が減少したものの、他の州では増加した。一般的に、電力需要家と社会にとっての太陽光発電による市場コストの削減効果を算出することは困難であるが、多くの研究では、太陽光発電普及率が一定水準に達するまでは、配電系統における大幅な節約と追加的なコスト削減が可能であると結論づけている。

第三に、一般的に太陽光発電を蓄電池と組み合わせた場合、化石燃料による発電よりも低価格で主要な電力系統を安定化させるサービスを提供できることが証明された。例えば、原子力発電に依存しているフランスでは、2022年に原子力発電所の保守が遅れたことにより、送電系統運用事業者は、系統に必要なサービス（特に電圧の安定化）の強化を再生可能エネルギーに求めるようになった。これらのサービスは、石炭火力、石油火力、新設のガス火力発電施設でも提供できたが、再生可能エネルギーの方が、はるかに経済的で気候に優しい解決策であった。オーストラリアでは、大型蓄電池が周波数制御・補助サービス（FCAS）を提供している（2024年第4四半期に55%となり、2023年の53%から上昇）。さらに、エネルギー販売でも、スポット価格の価格変動性が高いことが有利に作用し、2024年にはオーストラリア市場において大型蓄電池から販売する電力量が大幅に増加した。米国では、複数の州において、太陽光発電所が異常気象による災害が発生した際の主要電源となっている。

太陽光発電による低所得層向け負担軽減策

太陽光発電は、経済における直接的な価値と雇用の創出に加えて、設置及び製造が行われる国の繁栄に貢献しており、適切な政策を実施すれば、社会的な側面でもプラスの影響をもたらす。

太陽光発電は、電力系統に連系されていない遠隔地において電力アクセスを強化する競争力のある選択肢となり得る。電力へのアクセスが改善されると、遠隔地でのビジネスに収益がもたらされ、労働時間が短縮され、子供の学習時間が増加し、より衛生的な調理により健康が増進され、その結果として、雇用の創出、強化につながる。電化は、貧困を削減し、教育を向上させるための重要な要素であり、世界中の多くの地域の女性と子どもの生活水準に直接影響を与えるものである。その点で、太陽光発電は電化の選択肢として注目に値するものであろう。

太陽光発電は、安定した電力系統を有し、ほぼ完全に電化が進んでいる国々においても、低所得世帯や地域コミュニティにおける電力需要への対応を支援することができる。低所得世帯への系統連系形太陽光発電システムの導入支援プログラムは、資力調査に基づくリポート、融資、または政府機関や民間団体からの贈与といった手段を通じて、各国レベル（オーストラリア、イタリア、韓国、米国、英国）のほか、州レベル及び地方レベルでも整備されている。

イタリアやポルトガルなど一部の国では、エネルギー・コミュニティの展開を、安価な太陽光発電電力を必要とする需要家に供給するためのツールとして利用している。過去3年間に多くの国で起きた電気料金の高騰と不安定さにより、ますます安価になっている太陽光発電の自家消費が、手頃な価格の電気料金を維持するための最良の解決策であると受け止められることが増えてきている。

太陽光発電による先住民族コミュニティの自立支援及び和解

遠隔地や過疎地における電力事業用太陽光発電システムの開発に伴い、地域社会での受容性、エネルギー不公正、ならびに鉱業のような搾取的構造が再び生じ、利益が、地域住民、特に先住民族に十分に還元されずに外部の投資家に流出するリスクについての議論が行われてきた。

複数の国において、土地権利の保全措置、利益及び収益の還元、ならびに資本・ガバナンスへの参画に関する枠組みが整備されてきた。中には、地域の関与が確保されることを条件に、補助または競争入札への参加を容易にする制度を設けている事例もある。

当初は、2005年以降の米国エネルギー省（DOE）インディアン・エネルギー政策・プログラム局による支援に見られるような、先住民族コミュニティにおける独立形及びハイブリッド型システムによる村落電化に重点が置かれてきた。その後、これらのコミュニティに対するクリーンエネルギーへのアクセス促進を明確に目的とする政策へと発展した。2018年にカナダで開始された連邦プログラムである「農村及び遠隔コミュニティ向けクリーンエネルギー・プログラム」はその代表例である。さらに近年では、新たに形成されつつあるこうした枠組みは国家レベルのエネルギー転換戦略にまで拡大し、2024年にオーストラリア政府が策定した「先住民族クリーンエネルギー戦略」に示されるように、先住民族のリーダーシップと公平性を一層重視している。

先住民族が、和解的な協議を超える実質的関与を求める動きを背景に、電力事業用太陽光発電システムにおける資本及びガバナンスへの参画、あるいは共同設計を高度なレベルで行うことが主要な潮流となっている。

オーストラリアでは、政府、産業界、コミュニティの構成員が協働し、エネルギー転換を通じて先住民族が自ら選択を行い、社会的・経済的便益を享受できる機会を創出することを保証するための枠組みを提供することを目的として、2024年に先住民族クリーンエネルギー戦略が公表された。今後、規制上の保護、技能育成、ビジネス機会の創出、特別目的会社のひとつであるストラクチャード・インベストメント・ビークル（SIV）へのアクセス改善、投資家フォーラムの開催、専用投資ファンドの設立などを幅広く含む行動計画が策定される予定である。先行的な取組としては、2021年に設立された先住民族クリーンエネルギー・ネットワークがあり、参加促進に向けた支援や、ツール及び情報提供を行っている。進行中のプロジェクトには、Barnjarla族が自由保有権を有する土地における300MWのYoorndoo Ilga太陽光発電プロジェクトや、先住民族が一部を所有し、地元企業が建設工事を担う10MWのJunja太陽光発電所が含まれる。

カナダでは、2024年に開始された先住民族向けローン保証プログラムにより、クリーンエネルギーを含む主要なエネルギー及び天然資源関連事業への出資に対して、連邦政府が支援を提供している。2025年のカナダ再生可能エネルギー協会（CanREA）の委員会において先住民族の指導者が指摘したように、現在では土地へのアクセス、同意、ならびに出資が、プロジェクト成功の前提条件となっている。この認識は、スマート再生可能エネルギー・電力系統プログラム（SREPs）の先住民族主導クリーンエネルギー（ILCE）枠組みのようなプログラムにおいても明確に位置付けられている。先住民族が重要な役割を担う進行中のプロジェクトには、先住民族が過半数出資しているDuchess太陽光発電システム（20MW）、Ulkatcho族による太陽光発電システム（3.8MW）及びMétis Crossingにおいて建設済みのSalay Prayzaan太陽光発電プロジェクト（4.8MW）が含まれる。

米国では、連邦政策が部族のエネルギー主権の確立、能力強化、ならびに経済的自立の促進を目的として、各種の対象別の金融メカニズムを整備している。米国環境保護庁（EPA）のSolar for Allプログラムでは、70億ドルのクリーンエネルギー助成金の一部を部族向けに割り当て、先住民の低所得世帯を対象に地上設置型の太陽光発電＋蓄電システムの導入を支援している（例：チペワ・クリー族及びオグララ・スー族に対して導入開始）。米国エネルギー省（DOE）は、超党派インフラ投資法に基づく資金（部族及び村落コミュニティ向け約3億6600万ドル）を通じて、ナバホ族及びホピ族の数百世帯やコミュニティ施設を対象に、ソーラー・マイクログリッドの導入拡大を進めている。長期的なプロジェクトパイプラインの構築に向けて、Alliance for Tribal Clean Energy Fundは3000万ドルを調達し、将来的に2～6GW規模の部族主導による太陽光発電システムに関して、実現可能性評価や環境影響評価などの開発前段階の取組を支援している。さらに、インフレ抑制法（IRA）により部族による太陽光発電の資金調達環境が改善され、非課税の部族団体は、部族の土地、国内調達、エネルギー・コミュニティに対するボーナス率を含めて最大70%相当の投資税額控除（ITC）を直接払いで受け取れるようになった。これにより、ナバホ族電力公社（NTUA）によるKayenta太陽光発電所（55MW）やRed Mesa太陽光発電所（94MW）といった大規模プロジェクトが可能となった。（訳注：各種取り組み、助成は、2025年7月頃までの情報に基づく。Solar for Allプログラムは2025年8月に打ち切りが発表されている。）

再生可能エネルギーを先住民との和解の手段として活用する考え方は、一部のプログラムにおいてコミュニケーション戦略に組み込まれている。しかし、2021年の調査研究「Reconciliation through renewable energy? A survey of Indigenous communities, involvement, and peoples in Canada（再生可能エネルギーによる和解か？—カナダにおける先住民族コミュニティ、その関与及び人々に関する調査—）」¹²では、これらの取り組みが実質的な和解につながっているかどうかは明確でないと結論づけられている。

先住民族と共同で実施するクリーンエネルギー・プロジェクトのベストプラクティス原則

1. 敬意をもって関与する
2. 明確で、利用しやすく、正確な情報を優先する
3. 文化遺産の保全と保護を保障する
4. 先住民族の伝統的土地及び環境を保護する
5. 良き隣人として行動する
6. 経済的便益の共有を保障する
7. 社会的便益をコミュニティに提供する
8. 土地管理の原則を組み込む
9. 文化的理解及び対応能力を保障する
10. 導入、監視及びフィードバックを行う

¹² Christina E. Hoicka, Katarina Savic, Alicia Campney, “Reconciliation through renewable energy? A survey of Indigenous communities, involvement, and peoples in Canada”, Energy Research & Social Science, Vol 74, 2021, <https://doi.org/10.1016/j.erss.2020.101897>

同調査によれば、かつての利益分配協定は小規模かつ一時的な便益にとどまる傾向があり、資源収入分配協定はより長期的な便益をもたらしていたことが示された。これに対し、出資やガバナンスへの参画は、「社会的便益の提供、地域開発の促進、生態系への影響低減、許認可手続の迅速化、リスク及び資本コストの低減、ならびに長期安定収益の確保の向上」という点で、先住民コミュニティにとって重要であると認識されていた。同調査では、「出資による所有を和解と同一視する」見方が一部に存在することも示されている。しかし同時に、調査当時の194件のプロジェクトのうち、先住民民族または先住民民族コミュニティが管理していたものは41件にとどまり、その大半がコミュニティ管理下の土地に立地していたことも指摘されている。

オーストラリアでは、エネルギー供給業者やステークホルダーが革新的和解のための行動計画（Innovate Reconciliation Action Plan）を策定してきた。これらの計画は、関係構築、文化認識向上のための研修の実施、文化遺産及び先住民民族の伝統的土地を尊重するといった事柄を網羅する基本的な約束や、責任を共有する傾向がある。調達や雇用を通じた自立支援や、和解に向けたワーキンググループの設置も一般的である。また、先住民民族クリーンエネルギー・ネットワークは一連の原則¹³を策定しており、これらはより広範に採用されている。

使用済み太陽電池モジュール

（初期においては）耐用年数を終える太陽電池モジュールの量は、市場に投入される新しい太陽電池モジュールの量に比べれば、まだわずかなものである。しかし、太陽光発電市場は急速に、そして多くの場合予想を上回るスピードで発展しているため、使用済み太陽電池モジュールの処理についても同様の傾向になると予想される。使用済み太陽電池モジュールの処理量を正確に予測することは、いくつかの理由から複雑な作業である。太陽電池モジュールが使用できなくなる理由はさまざまで、大幅な性能低下、製造上の欠陥による早期故障、輸送や設置による損傷、保険請求やリパワリング、リバンピングに伴う早期解体などがある。このようなモジュールは、1年後、30年後、あるいはそれ以降に使用済みとなる。分散型システムと集中型システムではモジュールの耐用年数に大きな差があり、主に経済的な理由から集中型システムの方が耐用年数は短い。例えば、技術的な理由ではなく財務的な耐用年数を理由にハードウェアが取り外される。中古モジュール市場については、使用済み太陽電池モジュールの処理に関する予測のなかでも、さらに見通しが不透明である。

使用済み太陽電池モジュールは、国や地域により、太陽光発電に特化した規制の下で処理される場合と、一般的な廃棄物・処分関連の規制の下で処理される場合がある。

EUでは、使用済み太陽電池モジュールの処理は2012年以降、欧州電気電子廃棄物（WEEE）指令によって規制されている。この指令は拡大生産者責任原則に基づいており、EU市場に太陽電池モジュールを投入する生産者（この用語は、広く製造企業、流通事業者、販売事業者、輸入事業者を指す）は、太陽電池モジュールの製造場所に関わらず、太陽光発電廃棄物の回収、処理、監

¹³ Best Practice Principles for Clean Energy Projects, First Nations Clean Energy Network; https://assets.nationbuilder.com/fncen/pages/183/attachments/original/1680570396/FNCEN_-_Best_Practice_Principles_for_Clean_Energy_Projects.pdf?1680570396

視にかかる費用を負担する義務があると規定している。製造企業は、独自の回収・リサイクル処理を行うか、既存の回収・リサイクル処理システムを利用するかを選択することができる。WEEE指令では、収集、回収、再利用・リサイクルの準備に関する最低限の要件を定めており、それらは質量パーセントで表示されている。

現在リサイクルの要件は、通常以下のような機械的プロセスによって達成されている。

1. 一部コンポーネントの取り外し（フレーム、ジャンクションボックス、ケーブルなど）
2. 機械的破砕
3. 回収素材（プラスチック、ガラス、金属）の物理的特性の違い（重量、導電性、密度など）を利用した素材別の分類

このような機械的リサイクル・プロセスは通常、既存のリサイクル事業者（EEEリサイクル事業者、金属リサイクル事業者、ガラスリサイクル事業者など）が、既存のリサイクル施設、設備、専門知識を活用することで、WEEE指令に準拠した回収率を実現しながら、最終的には比較的低い正味コストでリサイクルを行っている。デラミネーション（層状剥離）（機械的デラミネーション（ホットナイフなど）または熱デラミネーション（熱分解、焼却など））に基づく方法もあるが、商業レベルで実施されることは稀である。

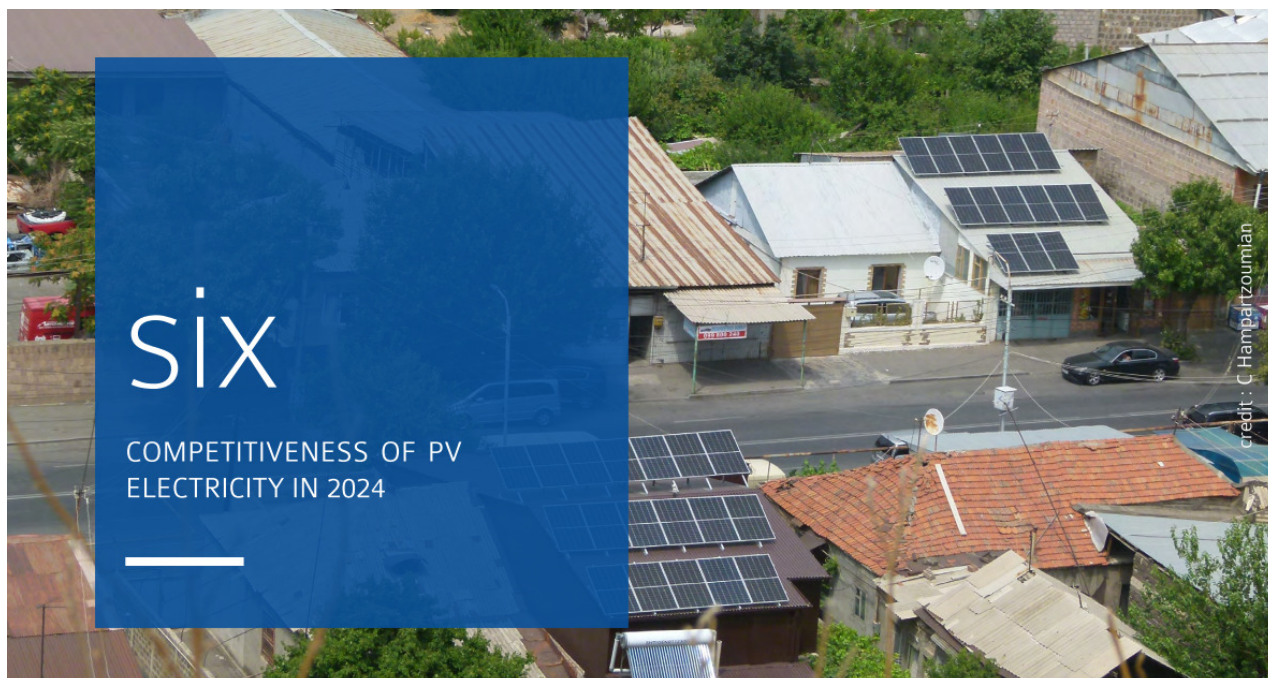
このようなリサイクル方法は、その後の化学処理と組み合わせることで、より純度の高い素材（ガラス、シリコンなど）、高価な素材や、重要な素材（銀など）を回収することができる可能性がある。しかし、このようなリサイクル方法にはより高額の正味コストがかかるため、WEEE指令の要件も、規制としてこのようなプロセスを要求するほど厳格なものではない。

その他の地域では、国別のアプローチが取られている。アジアでは、中国で2019年から2022年にかけて、結晶シリコン太陽電池モジュールのリサイクルに焦点を当てた国家レベルの研究開発プログラムが実施された後、太陽光発電廃棄物のリサイクル実証ラインが2ライン設置され、2022年4月には浙江省嘉興市に太陽光発電リサイクル産業開発センター（PV Recycle Industry Development Center）が工業情報化部（MIIT）傘下の公的機関として設立された。オーストラリアでは、一部の州で太陽電池モジュールの埋め立てが禁止されており、電子廃棄物の処理方法に従って処理する必要がある。リサイクル処理を行う施設は限られているが、国レベルのワーキンググループが、業界主導及び共同規制のオプションと、それに伴って生じると予想される規制や経済への影響を検証している。

日本では2022年7月より、FIT制度の下、設置容量10kW超の太陽光発電システムについて、将来的に使用済み太陽光発電システムの廃棄費用を賄うための積み立てが義務化された。太陽電池モジュールの解体・撤去費用の積み立てを怠った太陽光発電システムの所有者は、認定が取り消される可能性がある。積立金の管理は、電力広域的運営推進機関（OCTO）が行う。積立金の一部は太陽電池モジュールのリサイクル費用に充てられる予定である。2021年9月には、経済産業省資源エネルギー庁がガイドラインを公開した。

米国では、2016年に導入された国家太陽光発電リサイクル・プログラム（National PV Recycling Program）の一環として設立されたエネルギー効率・再生可能エネルギー局（EERE）のウェブサイトに、2024年初頭時点で30社近くのリサイクル事業者が掲載されている。太陽光発電市場のごく

一部を占めるテルル化カドミウム（CdTe）薄膜太陽電池モジュールは、米国の製造企業が運営する薄膜太陽電池モジュール専用のリサイクル施設において特別なりサイクル処理を行い、ガラスと銅のほか、半導体材料であるカドミウムとテルルを回収している。インフレ抑制法（IRA）には、再生可能エネルギー関連のリサイクル施設建設に対する限定的なインセンティブも盛り込まれており、2022年8月の成立以降、複数のリサイクル施設の新設が発表されている。



6章 2024年における太陽光発電電力の競争力

近年、太陽光発電業界が経験した急速な価格低減は、財政的支援施策が限定的、あるいは全く存在しない多くの地域においても太陽光発電システムを普及させる可能性の扉を開いた。しかしながら、太陽光発電システムが従来型電源に対して完全な競争力を有するには、その道程において、現在顕在化している課題に対する多くの疑問を解決し、革新的な財政的解決策を生み出すことが必要である。

本章は、IEA PVPS報告国における太陽電池モジュール及び太陽光発電システムの価格調査の結果を示し、太陽光発電が競争力を有する地域・分野を定義することを目的とする。競争力のシミュレーションに関わるパラメータの数を考慮して、本章では主に主要国における相対的な状況を取り上げる。太陽光発電システム価格は平均値であるケースが多く、常に市場分野ごとに考察すべきものである。

競争力の問題は、従来型技術向けに構築された市場環境において、時に従来型のインセンティブによって歪められてきた。この点は、常に熟慮されるべきである。過去40年の間に、複数の国で原子力発電が急速に開発されたが、これは、市場が方向性を決めるのではなく政府が方向性をトップダウンにより定めた、政策主導の投資の完璧な例である。石油・ガス市場もまた、統制されることが極めて重要であると考えられてはいるものの、政策主導型エネルギーの完璧な例である。太陽光発電の競争力についても同じ側面から考えるべきであり、競争力が規制や財政支援とは無関係なものであると単純に捉えるべきではない。電力事業者にとって太陽光発電が（ガス火力発電というよりは）石炭火力発電の明確な代替となるためには、経済的な側面以外でもさらなる障壁がある。規制や融資の枠組みが適切に整備されていないため、採算の取れない多くの石炭火力発電所が稼働を続けており、多くの石炭火力発電所が座礁資産となりつつある。さらに、石炭火力発電の代替技術を選択する際、純粋な経済性によって動機付けされていないケースが多く、ガス火力発電による電力に対して有利な電気料金及び市場設計が偏重されている。すべての

電源は、こうした支援による恩恵をある程度受けているため、太陽光発電の競争力についても注意深く検討する必要がある。太陽光発電ソリューションの競争力を高める鍵となる要素について、以下で考察する。

太陽電池モジュール価格

太陽光発電市場の発展におけるごく初期の段階は、最初のプロトタイプの生産から、小規模な製造へと成長し、太陽光発電システムの累積設置容量が約2GWまで拡大した時期であると考えられる。この第1期では、習熟率20%で価格が低下し、太陽光発電システムの累積設置容量はさらに成長を続けた。ここから、累積設置容量が約10GWに達するまでは価格が安定していた。なお、この時期はポリシリコンの入手が困難であったため、太陽電池モジュール価格は高い水準で維持されていた（第2期）。その後、今日に続く第3期が始まり、特に中国で太陽光発電システムの大量生産が開始された。累積設置容量が10GWから現在の水準に拡大するまでに、スケールメリットによって40%という習熟率が達成されたが、新型コロナウイルス感染症（COVID-19）に起因するサプライチェーンの混乱により、その速度はわずかに減速した。コロナ禍の収束後は、それまで横ばいだった期間を取り返すように、供給過剰による値下がりが発生している。数年後には、2023年と2024年に起きた生産能力の大幅な増強の影響を、より適切に評価できるようになるであろう。

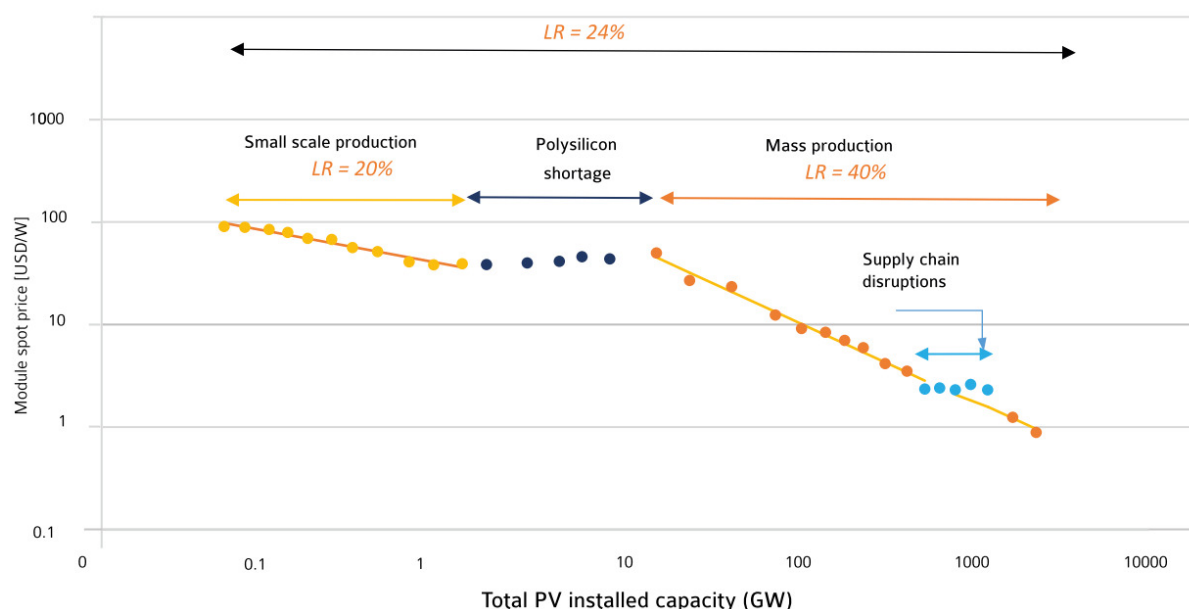


図 6.1 太陽電池モジュールのスポット価格の習熟曲線（1992～2024 年）

出典：IEA PVPS、Becquerel Institute

報告されている電力事業用太陽光発電システムの実現可能な最低価格水準において、2024年の太陽電池モジュールの価格（図6.2参照）は、総コストの約20～35%を占めた。2023年に多くの製造設備が稼働開始した直接的な影響により、2023年及び2024年の生産量は、市場の需要量を大幅に上回った。2023年時点においてすでに低水準にあった価格は2024年に入っても下落を続け、報告国におけるモジュールの最低価格は0.10ドル/Wを下回った。

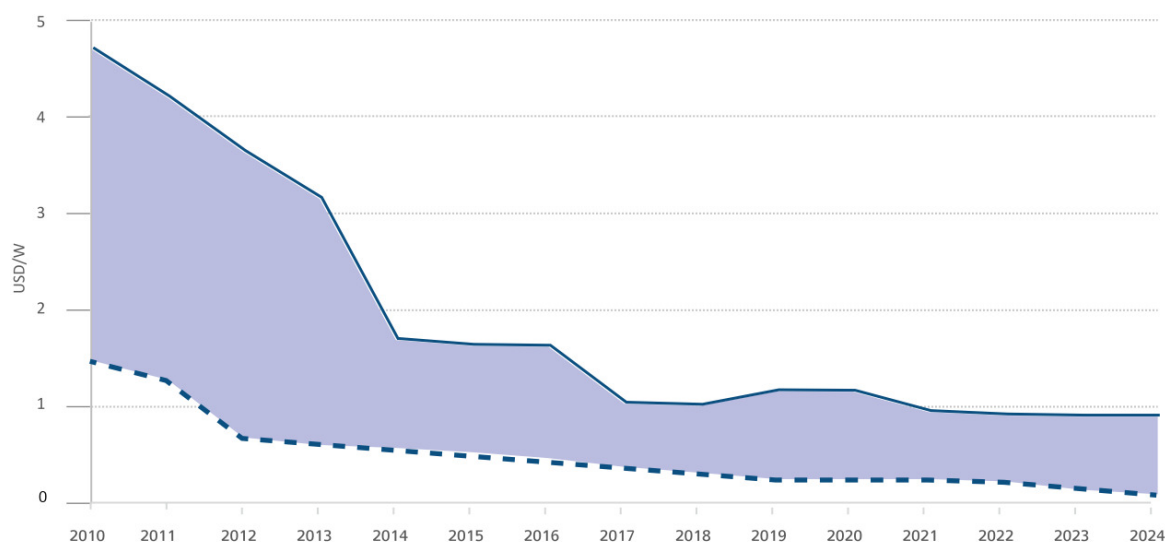


図 6.2 太陽電池モジュールの価格帯の推移（ドル/W）

出典：IEA PVPS、その他

これまでの価格動向を振り返ると、2018年5月に中国が太陽光発電に対する補助金を厳格に制限することを決定したことで、生産と需要の間に新たな不均衡が生じた。世界の太陽光発電市場が停滞する中、2017年と2018年には価値連鎖のすべての分野で数10GW/年の新たな生産能力が追加された。それに続く価格低下により一部のプロジェクト開発が加速したことが、2020年の市場成長の一つの要因になったと考えられる。2021年には複数の原材料価格が上昇した。特に太陽光発電向けポリシリコンの平均スポット価格は、2021年初頭の約10ドル/kgから1年間で大幅に上昇した。太陽電池用ガラス、銅、アルミニウムなどの主要原材料は、2020年末時点の高値を維持し、さらに太陽光発電の価値連鎖全体が輸送コスト上昇の影響を受けた。2022年を通してコストが高かったことに伴い価格も高値を維持し、この間に製造企業は生産能力を増強した。2023年に新たな生産能力が稼働を開始したことで、ポリシリコン価格が下落、この値下がり太陽電池セル、モジュールに波及すると同時に、太陽電池モジュールの生産能力も急増し、価格が下落し始めた。中国では、生産能力の急増分を吸収できるよう市場を活性化するための多大な労力が払われたにもかかわらず、中国製モジュールの価格は、2023年末までには供給過剰の影響を受けた。米国の生産能力拡張のため、過去数年間にわたり行われた政策決定により、中国国内で設置されなかった中国製モジュールの大部分が欧州に輸出された。2023年12月下旬までには、アナリストが製造コスト以下とみなす水準まで主力モジュールの価格が低下した。最も競争力のある製造企業のうち数社の売上高を詳しく見てみると、平均的な販売価格はこうした低い価格水準を上回っている模様である。こうした価格は、既存の生産ラインよりも、生産コストが大幅に低い新設の生産ラインにより実現するものであるとの推測もできる。2022年から2023年にかけての増加幅ほどではないものの、2024年にも生産量は引き続き増加し、供給過剰の状況が継続した。

依然として高価格のモジュールも存在しており、特に日本やフランスなど従来からモジュール価格が高い国の住宅用分野で高価格モジュールが確認されている。

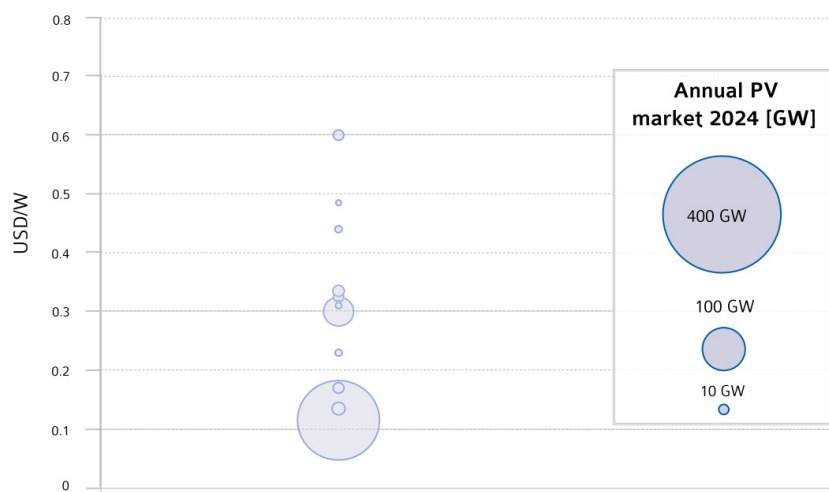


図 6.3 一部の IEA PVPS 報告国における太陽電池モジュールの指標価格（ドル/W）

出典：IEA PVPS、その他

太陽光発電システム価格

報告されている太陽光発電システムの価格は、システムの規模、設置場所、顧客層、系統連系の有無、技術的仕様、またすべてのコンポーネントの実質的コストの末端価格への反映度合などの様々な要因により大幅に異なる。より詳細な情報については、IEA PVPS ウェブサイト (www.ica-pvps.org) に掲載されている各国の国内調査報告書（NSR）を参照されたい。

図6.4に、2024年の世界の太陽光発電システムの価格分布を示す。世界の太陽光発電市場の約79%において、システム価格は1ドル/Wを下回っていることが示されている。大規模分散型太陽光発電システムの価格は約0.60ドル/W以上であったが、電力事業用太陽光発電システムの価格は0.33ドル/Wと低価格であった。建材一体型太陽光発電（BIPV）システムは、価格帯に幅があり、複数の市場分野にまたがっていると考えられる。独立形システムも同様に、状況により価格は異なる。総じて、価格帯はすべての太陽光発電分野で前年より低下した。

平均して、独立形太陽光発電システムの最低価格は、系統連系形太陽光発電システムの最低価格よりも大幅に高い。これは主に、独立形太陽光発電システムは設置場所へのアクセスに比較的高い輸送コストがかかることが原因である。実際、大規模な独立形太陽光発電システムは、多くの場合系統から離れた場所に設置されており、主要都市や高速道路からも離れている。そのような場所への設置は価格も高くなるが、コンポーネントの輸送費や技術者の費用によっても価格は異なる。言うまでもなく、保守費用も高額になる。2024年には、独立形太陽光発電システムの最低価格は、応用種別に関わらず一般的に約1～6ドル/Wであったが、一部の特定の用途ではこれより高かった可能性がある。図6.5に示すように、国やプロジェクトの固有の要因に応じて、報告された価格には大きな幅がある。最高価格のシステムは設置数が非常に少ないため、図には含まれていない。独立形システムの価格は、わかりやすいように図では一般的な平均価格を採用している。

土地に制約のある国では、今後大きく設置数を増やす可能性のある4つの分野が発展している。これらの分野のシステム価格は、現地の人件費や材料費だけでなく、使用する用地固有の制約によっても影響を受けるため、大きなばらつきがある。モジュール価格がコストに占める比率が小

さいことから、2023年と変わらずシステム価格のばらつきは広いままである。

- ・ 水上設置型太陽光発電（FPV）：現地の天候に応じた固定方法、（設置水域の）塩分濃度、システムサイズ、系統連系によって、コストに幅がある
- ・ 道路、線路、運河沿いなど、細長い土地に設置する太陽光発電システム（リニア太陽光発電システム）：システムサイズ、電気設計、系統連系によってコストには幅があり、電力事業用地上設置型システムと同程度の低コストで設置できる場合もあるが、それよりも高コストとなる傾向にある
- ・ 駐車場用キャノピー（商業施設や工業施設の駐車場屋根に設置）：支柱の種類やシステムサイズによってコストに幅があるが、地上設置型システムのコストを上回る
- ・ 営農型太陽光発電システム（放牧地の畝間への設置や農作物上方への設置）：放牧地に設置するシステムは電力事業用地上設置型システムと同程度に低コストである一方、農作物の上方に設置するシステムは特殊な移動式システムを利用するためBIPVシステム程度に高コストとなり、コストに幅がある

屋根一体型のスレートや瓦、建物一体型設計のシステム、あるいは個別の特注プロジェクトに関連する系統連系形システムは、より高額となる場合が多い。BIPVシステムは一般的に、専用のコンポーネントを使用した場合に価格がより高くなると考えられており、モジュール価格の下落による影響は一部にとどまり、すべてのBIPV製品には及ばなかった。

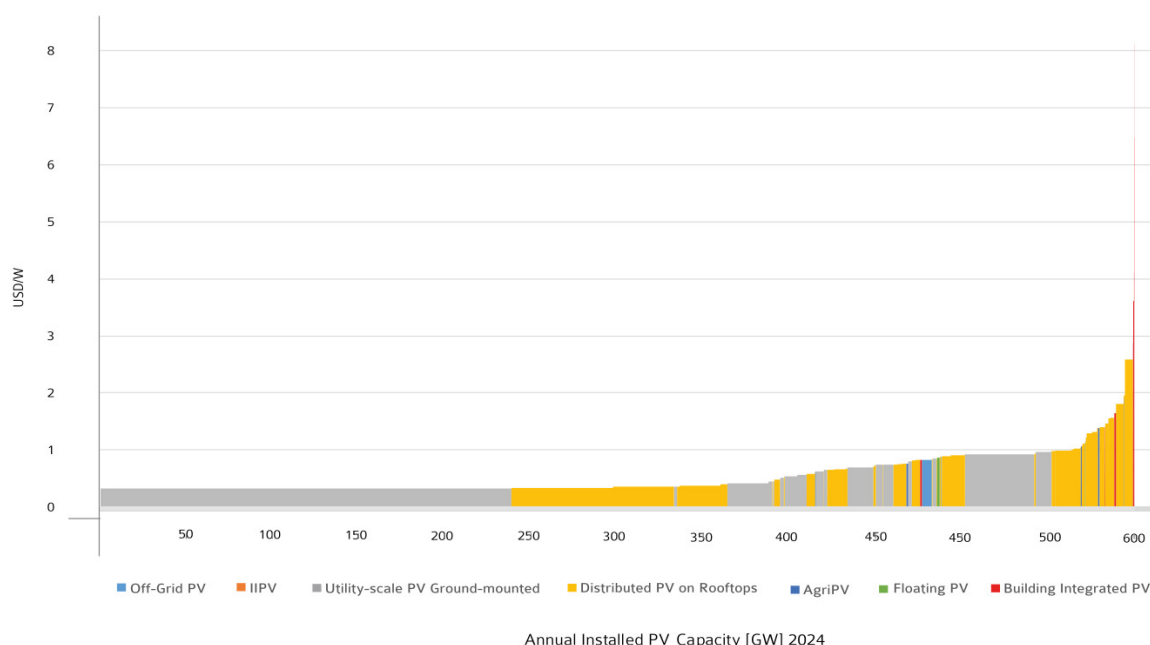


図 6.4 太陽光発電市場の価格分布（ドル/W）（2024 年）

注：電力事業用及び分散型太陽光発電システムについては、容量とコストに基づいて分配している。水上設置型、リニア（細長い土地に設置）、営農型及び独立形太陽光発電システムについては、最高価格点/最低価格点の平均を指標としており、実際のコストは、この 2 点の間に分布しているが、外れ値も存在する

出典：IEA PVPS、その他

収集したデータによると、2024年の住宅用太陽光発電システムの代表的な価格は0.65～3.15ドル/Wであった（中国ではこれを下回り、スイスではこれを上回った）のに対し、電力事業用太陽光発電システムの代表的な価格は0.33～1.17ドル/Wと、2023年と同程度の価格幅であった。こうした代表的価格の幅は市場の概況を示してはいるものの、世界全体のすべての実勢価格帯が考慮されているわけではない。実際の住宅用システムの価格帯は、各国・地域の状況により非常に幅広く、人件費・管理費やシステムサイズによってはこの価格帯を下回る。一方、BIPV製品、高性能のインバータや監視システムを使用する場合や、施工人員が不足している場合には、この価格帯を上回る。電力事業用システムの場合も、プロジェクト開発事業者が積極的に用地を確保した場合や、システム容量が特に大規模な場合に、この価格帯の域外の価格（特に下限方向）を記録することがある。

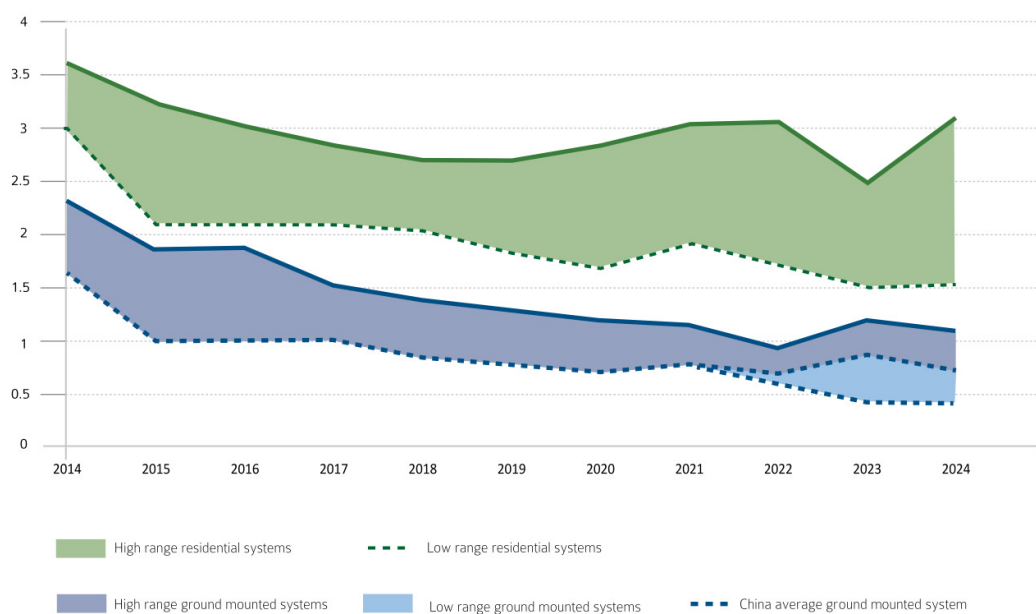


図 6.5 住宅用及び地上設置型太陽光発電システムの価格分布（ドル/W）（2014～2024 年）
出典：IEA PVPS、その他

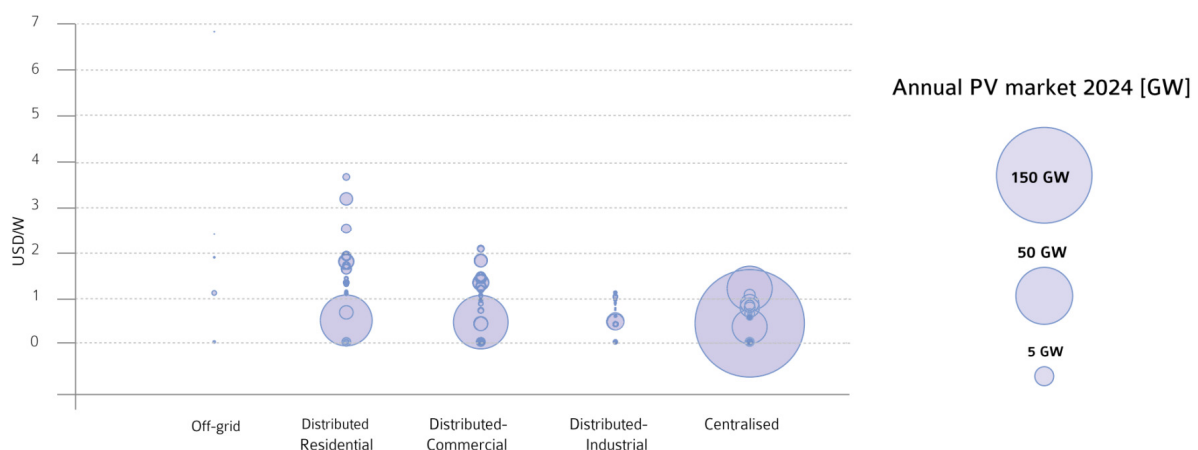


図 6.6 一部の IEA PVPS 報告国における太陽光発電システム設置の指標価格の分布（ドル/W）（2024 年）
出典：IEA PVPS、その他

図6.6に示すように、2024年の系統連系形システムの最低設置価格も各国で幅があった。これらのシステムの平均価格は、応用種別と関係している。大規模系統連系形太陽光発電システムの場合、スケールメリットによってシステム価格が低下する場合と、建物との一体化及び建物設置の特性、革新性の度合い、プロジェクト管理における習熟コスト及び特注太陽電池モジュール価格が非常に重要な要素となり、システム価格が上昇する場合がある。要約すると、電力事業用太陽光発電システムの価格は、概ね2023年に確認された価格帯と同水準を維持した。2024年を通じてモジュール価格が引き続き低下した一方で、ソフト・コストと利益率は安定を維持し、金利は上昇した。非常に競争が激しい入札、及び中国、インドにおいては、大規模太陽光発電システムの価格が0.5ドル/Wを下回るケースが一般的であった。設備投資額（CAPEX）が最も低い場合であっても、必ずしも均等化発電原価（LCOE）が最も低いとは限らない。追尾装置を備えた電力事業用太陽光発電システムのケースがこれを示しており、追加的なCAPEXがLCOEの大幅な上昇をもたらしている。報告されているシステムや価格の追加情報は、大部分の国に関しては、各国の国内調査報告書（NSR）に記載されている。

太陽光発電の発電コスト

電力部門において太陽光発電技術が競争力を持つためには、（他の評価基準が決定的な要因とならない限りは）他の技術と同等以下のコストで電力を供給する必要がある。技術特性、燃料コスト、保守コスト、電力供給時の稼働時間数などの要因により、発電技術ごとに電力供給コストが異なるのは明白である。

太陽光発電の競争力は、与えられた状況下で、同じ時間に電力を供給することができたであろう他の電力源よりも太陽光発電が安価に発電できること、と単純に定義することができる。したがって、太陽光発電システムの競争力は、設置場所、技術、初期投資コスト、そして設置種別及び規模に大きく依存する太陽光発電システム自体のコストと関連している。また、競争力はシステムが稼働する環境にも依存する。ディーゼル発電と競合する独立形太陽光発電システムは、卸電力価格と競合する大規模発電事業用太陽光発電システムと同じタイミングで競争力を獲得することはない。要約すると、太陽光発電の競争力は、太陽光発電システムの種類とその環境に関連している。

グリッド・パリティ

太陽光発電の発電コスト（均等化発電原価（LCOE））が、系統を介して消費される電力の価格を下回る状況を「グリッド・パリティ」（あるいは「ソケット・パリティ」）という。これは、専門の発電事業者に適用できる定義である（いわゆる「系統電力価格」は電力市場価格を意味する）。一方、プロシューマー（prosumer）（電力需要家（consumer）でもある電力生産者（producer））にとってのグリッド・パリティは、次の2点が前提となる。

- ・ 太陽光発電電力を設置場所（オンサイト）で消費できる（即時、オンサイト/オフサイトでのネットメタリングなどの補償制度を通じて）
- ・ 太陽光発電電力をオンサイトで消費する場合は小売電気料金のすべての要素が補償される

技術的解決策により自家消費率を高めることも可能である（電気自動車（EV）の充電やヒートポンプを使用した温水の利用などのデマンドサイド・マネジメント、設置場所における蓄電、太陽光発電システムの小型化、オフサイト自家消費、エネルギー・コミュニティなど）。

前述のように自家消費を増やすための対策をとったとしても、なお発電電力の一部しか自家消費できないのであれば、残りの電力は逆潮流され、少なくとも他の集中型発電と同様に収益を生む必要がある。現在は、小規模システムに関しては、ネットビリング制度を通じて逆潮流電力に対するフィードイン・タリフ（FIT）（または同様のもの）を受け取れることができれば、多くの場合、収益が保証される。しかし、系統に制約がある場合や、国・地域の発電量が需要を上回った場合には、余剰電力を逆潮流できない（出力抑制が必要になる）可能性や、金銭的補償を受けられない可能性があり、住宅用・業務用分野で系統の制約があるオーストラリア、オーストリア、米国の一部などでは、近い将来現実となる可能性がある。

需要家が支払う電気料金は、一般的に次の主な4要素から構成される。

- ・ 電力市場における電力調達価格と再販業者の利幅
- ・ 系統コスト及び利用料（一部は消費量に連動、一部は固定価格）：将来的な最適化が重要課題
- ・ 税金
- ・ 賦課金（一部の再生可能エネルギー源、社会的プログラム、地域間の連帯などのためのインセンティブの資金源としても使用される）

電力事業者が電力の買取価格を支払う場合、その対応が税収の損失及び送配電網向けの資金調達の欠如という2つの要素をもたらし、電力システムに与える影響を考慮する必要がある。太陽光発電システムも税収を発生させることから、税収に関する議論は単純であるが、系統への資金調達に関する議論はより複雑である。自家消費電力がすべて補償の対象となったとしても、系統運用者の収益損失を踏まえて系統に資金を拠出するための代替手段を考慮するか、あるいは太陽光発電が系統にもたらす好影響についての理解をさらに深めるべきである。

自家消費後の余剰電力に対する支援や補償措置は、こうした最終的な要素を考慮すべきで、系統や支援制度にかかるコストを公平かつ倫理的に分担するという問題は、太陽光発電の普及率が高まるにつれて、ますます重要になるとみられる。

図6.7は、一部の国における3つの異なるシステム価格（①0.5ドル/W、②1ドル/W、③2ドル/W。均等化発電原価（LCOE）換算値）に対する平均的な太陽光資源量と太陽光発電電力の閾値指標に基づく小売電気料金の幅を示したものである。緑色の点は、多くの場合に太陽光発電が競争力を有するケースを、青色の点は、システム価格と小売電気料金に大きく影響を受けるケースを示している。

この図は、電力コストの上昇と太陽光発電コストの低下の結果、IEA PVPS加盟国のほぼすべての国がいかにグリッド・パリティを達成したかを示している。この図では、フランスを除き、電気料金帯の低い方は業務用電力需要家向けで、高い方は住宅用電力需要家向けである。2022年には、多くの国で小売電気料金と業務用電気料金が急上昇し、太陽光発電の競争力が高まった。一方で、多くの国、特にEU諸国では、業務用電気料金は2023年を通じて緩やかに低下し、2024年にも低下したが、モジュール価格の低下によって、太陽光発電の競争力は維持されている。

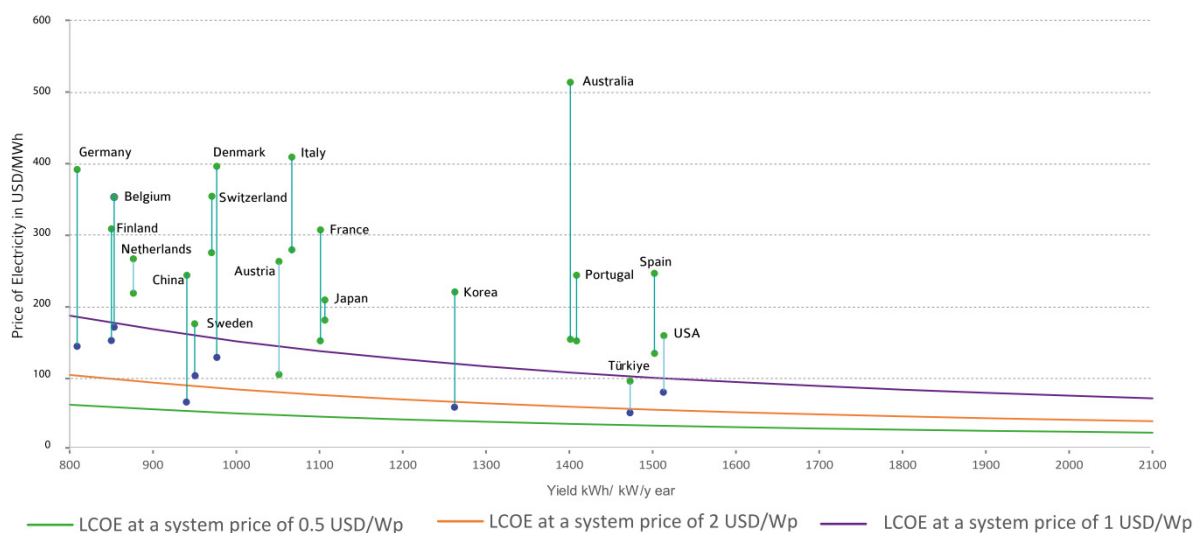


図 6.7 主要市場における等価システム稼働時間 (kWh/kW/年) に応じた
太陽光発電電力の均等化発電原価 (LCOE) 及び小売電気料金*

*図に示される各国の等価システム稼働時間 (Yield) (日射量) は平均値と考えるべきである

国別の電気料金の最低値は、産業用電力需要家の平均値、最高値は住宅用電力需要家の平均値と見るべきである

出典：IEA PVPS、その他

特定の分野においては、太陽光発電システムの競争力は、システムコストや電力コストだけで決まるわけではなく、例えばBIPVのように、他の回避コストに左右されることもある。新築建物の屋根あるいは改修する屋根を対象にしたBIPVの事例では、BIPVソリューションと従来型の屋根（またはファサード）部材のコストの差分により競争力を評価する。その他の評価については、標準的な建物据付型太陽光発電(BAPV)ソリューションを用いて自家消費を行う建物と同様である。BIPVシステムを工事の計画範囲外で建物に設置する場合は、当然これには該当しない。非経済的要因や付加価値の観点から太陽光発電コンポーネントの建物との一体化が正当化される可能性があるため、建物に用いられる指標も異なることがある。このような理由から、BIPVの競争力は、一般的に従来の建築コストと比較して評価される。

電力卸売価格に対する太陽光発電電力の競争力

電力取引市場を有する国では、太陽光発電の電力卸売価格が、太陽光発電の競争力に関するひとつの指標である。これらの卸売価格は、市場構成と発電に用いられる技術の組み合わせに依存する。卸売価格に対して競争力を持つためには、太陽光発電電力が可能な限り低コストで発電されなければならない。保守費用と初期投資が下がったため、現時点で最も低いシステム価格を実現できる大規模電力事業用太陽光発電システムは、すでに競争力を獲得している。クロアチア、イタリア、ドイツ、ノルウェー、スウェーデン、ポルトガル、ルーマニア、フィリピン、スペイン、オーストラリア、米国など、市場で直接電力を販売する電力事業用太陽光発電システムを稼働させた国が増えており、実際スペイン、オーストラリア、米国の3ヶ国ではこれが一般的な選択肢になりつつある。

エネルギーに特化した市場にも、まもなく系統サービスが参入し、新たな収益の源となる可能

性がある。

市場で流通するこの種のビジネスモデルは、15年以上にわたり発電事業者に支払われる売電価格を保証する従来のビジネスモデルよりもリスクが高い。このようなビジネスモデルに関連する主なリスクとして、長期的な卸売市場価格の変動と、いわゆるプライス・カニバリゼーション（太陽光発電の普及率が高まると昼間のピーク時に大容量の太陽光発電電力により市場価格が低下すること）の潜在的な影響が挙げられる。しかし、太陽光発電の普及率が高まり、輸送・暖房の電化が進む中で、プライス・カニバリゼーションが長期的に現実的な問題に発展するかどうかはわからない。太陽光発電による発電量のピーク時の価格が下がって投資に見合う収益を得ることができなくなるのか、それとも低価格がさらなる電力需要を呼び込んで市場価格を安定させるのかは不透明である。現時点では、どちらの可能性もあり得る。また、（中国のように）卸電力市場が存在しない場合は、（太陽光発電の経済性の評価は）石炭火力発電の発電コストとの比較が焦点となる。

燃料パリティと独立形太陽光発電システム

独立形発電システム（太陽光発電/ディーゼル・ハイブリッド・システムを含む）は、太陽光発電システムが従来の発電機よりも安価なコストで電力を提供できる場合に競争力を持つと考えられる。一部の独立形システムについては、蓄電設備とチャージ・コントローラのコストが初期費用及び保守費用として考慮されるべきである。一方、ハイブリッド・システムでは、太陽光発電システムにより節約された燃料コストが考慮される。

これらのハイブリッド・システムにおいては、ディーゼル発電機の稼働時間が削減されることによる燃料費の節約分を考慮することで、太陽光発電の競争力が達成できる。燃料パリティとは、太陽光発電システムの設置コストを燃料費の節約分のみでカバーできる場合をいう。太陽光発電は、多くのサンベルト地帯（日射量が高い地域）の国においては、燃料価格に基づいて燃料パリティを達成していると考えられる。

この他の独立形発電システムは、既存の電力源を代替するものではなく、電力網がなく、ディーゼル発電機の利用もほとんどない場所で電力を供給している。これらの独立形発電システムは、全く新しい方法で世界中の何億もの人々に電力を供給している。

太陽光発電を活用した、競争力を持つグリーン水素及びその他の化合物の生産

太陽光発電の発電コストが低下することで、太陽光発電（風力発電と組み合わせる場合もある）を用いて直接グリーン水素やグリーン・アンモニアを生産するなど、他の用途への道が開かれる。電解装置の稼働台数が増加するにつれて電解装置のコストも低下してはいるが、ウクライナ戦争によるガス価格の上昇にもかかわらず、当面は「ブラック」水素と競合することはできないとみられる。水素には、産業用、輸送用、農業用（グリーン・アンモニアを使用）などさまざまな用途があるため、太陽光発電システムを系統連系せずに水素を生産するという非常に大きな機会が作り出されるものと期待されている。

世界各地で太陽光発電によるグリーン水素製造の大規模プロジェクトが発表されており、すでに数件が稼働を開始している。中国では150MWと300MWの2基の太陽光発電プロジェクトが稼働

し、それよりも小規模であるものの、日本でも大規模プロジェクトが稼働している。このビジネスモデルは多くの国で検討されており、オーストラリア、米国、ブラジル、アフリカ（モーリタニア）、中東（オマーン、エジプト）など、日射量が多く土地が安価なため高い競争力が期待できる国で、数GW級の大規模プロジェクトが準備段階に入っている。

低価格での入札

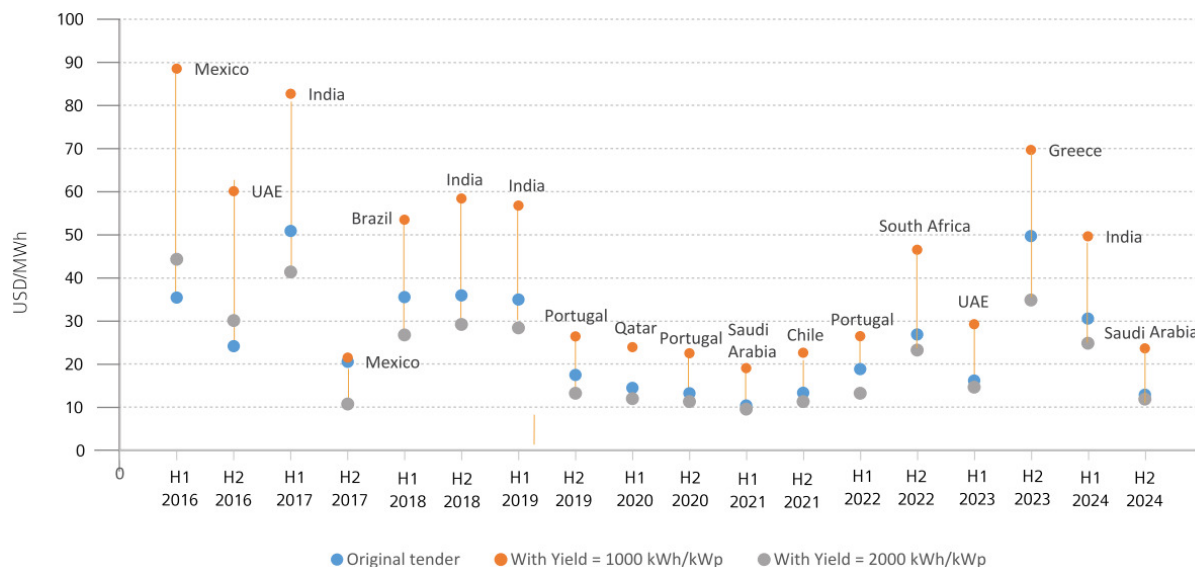


図 6.8 電力売買契約（PPA）の最低価格に基づく
太陽光発電の均等化発電原価（LCOE）（2016 年～2024 年第 4 四半期）
出典：IEA PVPS、その他

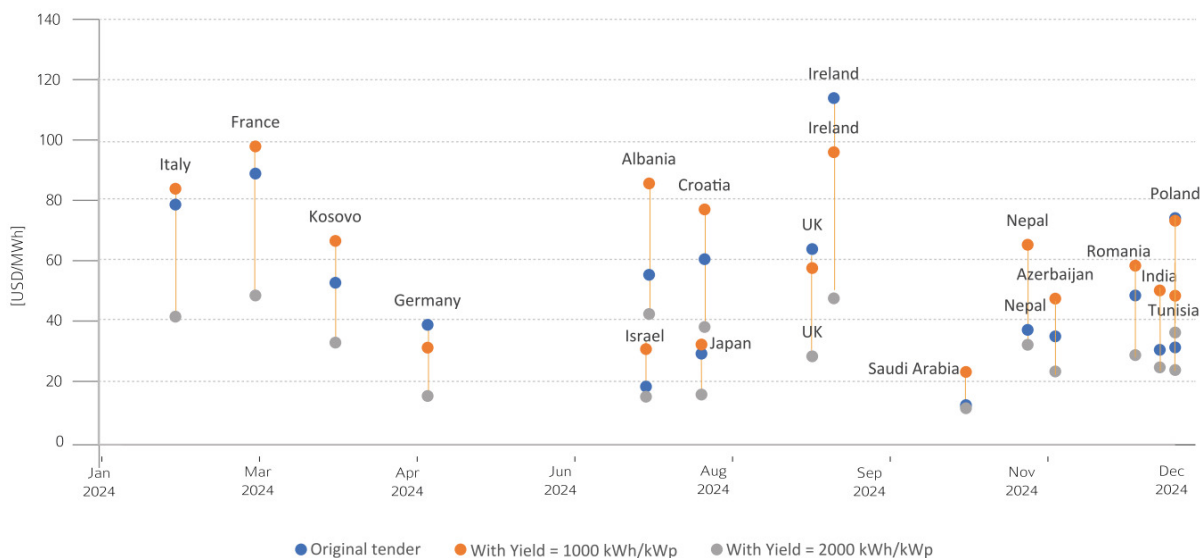


図 6.9 電力売買契約（PPA）価格に基づく
太陽光発電の均等化発電原価（LCOE）（2024 年）
出典：IEA PVPS、その他

太陽光発電プロジェクトに電力売買契約（PPA）を設定する手段として、複数の国が入札制度を採用するにつれ、PPA価格は2020年に記録的に低い水準となり、2021年も一部は低価格であった。2022年と2023年には電力市場価格が上昇したため（欧州、米国、オーストラリア）、PPAの交渉も高値で行われた。2024年もPPA価格は下落傾向が続き、複数の契約で40ドル/MWhを下回った。なかでもサウジアラビアにおける12.9ドル/MWhの契約は、過去の最低価格上位10位以内に入る。2022年末から2023年初めにかけて、電力市場価格の激しい変動により多くの業務用分野の需要家が大きな影響を受けた市場では、太陽光発電の発電量と運転コストが安定していることが魅力となった。価格の安定性のために多少のプレミアムを支払うことには、それだけの価値があり、その価値はますます高まっている。これと並行して、再生可能エネルギー目標や、RE100のような企業の社会的責任（CSR）に関する目標を達成するために再生可能エネルギーに投資する企業にとって、太陽光発電はますます魅力的な選択肢となっている。

2024年の太陽光発電のPPA価格は約12.9ドル/MWhから113ドル/MWhの間で推移し、2023年よりも変動幅が広がったが、地域ごとに明確な違いがあった。欧州では2024年、アイルランドの113ドル/MWh、フランスの89ドル/MWh、イタリアの78ドル/MWhなど、PPAの最高価格を記録した一方、ドイツは40ドル/MWhを下回るPPA価格を報告した。これに対し、中東及びアフリカでは、最低価格のサウジアラビアの12.9ドル/MWh（過去2番目の低水準）に続き、イスラエルの18.9ドル/MWhとPPAの最低価格を報告した。これまでは、太陽光発電のPPAの大部分が新規のシステムや今後開発されるシステムを対象としたものであったが、数年後には、支援制度のもとで締結された現行の契約や初期PPAが終了を迎える既設システムの容量を対象としたものになるであろう。

表6.1 電力事業用太陽光発電システム向け入札の最低落札価格上位10件

地域	国	ドル/MWh	年
中東・アフリカ	サウジアラビア	10.4	2021
中東・アフリカ	サウジアラビア	12.9	2024
欧州	ポルトガル	13.2	2020
中南米	チリ	13.3	2021
中東・アフリカ	アラブ首長国連邦（UAE）	13.5	2020
その他の地域	カタール	14.5	2020
欧州	スペイン	15.0	2021
欧州	ポルトガル	16.0	2019
中東・アフリカ	アラブ首長国連邦（UAE）	16.2	2023
中南米	ブラジル	17.5	2019

出典：IEA PVPS、その他

表6.2 電力事業用太陽光発電システム向け入札の最低落札価格（地域別）

地域	国	ドル/MWh	年
アジア	ウズベキスタン	17.9	2021
アフリカ	チュニジア	24.4	2019
欧州	ポルトガル	13.2	2020
中南米	チリ	13.3	2021
北米	メキシコ	20.6	2017
中東	サウジアラビア	10.4	2021

出典：IEA PVPS、その他



7章 エネルギー部門における太陽光発電

太陽光発電による発電量

太陽光発電システム設置容量の追跡

多くの国では、太陽光発電システムの設置状況を正確に追跡していなかったり、公的なデータを収集していなかったりするため、世界のすべての地域における太陽光発電システムの設置状況を追跡することは困難である。IEA PVPSの報告書では、各国の公式データに基づいて、その年の年間設置容量及び累積設置容量を公表している。本報告書の目的のため、各国がデータを公表していない場合は、貿易データ（輸入量）に基づいて推定値を算出し、輸入量と、設置及び運転開始の間の時間差を考慮して推定値を調整している。

報告の方法によっては、太陽光発電システムが稼働を終了した場合に、累積設置容量（新規の年間設置容量の合計）が稼働中のシステムの容量を超える場合がある。リパワリング容量は、稼働を終了したシステムの容量の一部に置き換わる。また、システムのリパワリングを行うと太陽電池モジュールの変換効率が向上するため、リパワリング後の容量は、当初の容量を上回り、通常は稼働容量が増加する。

これらの状況について、IEA PVPS加盟国で標準化した報告は行われていない。すでに、累積設置容量値から稼働を終了した太陽光発電システムの容量を差し引いて報告している国もある。その他の国では、その年に稼働中のシステム容量を報告しているが、リパワリングによる新たな容量の増加や稼働を終了したシステムの容量は集計に含まれていない。多くの国では、システムの稼働終了やリパワリングに関して一貫した追跡を行っていない。

太陽光発電システムが初めて設置されてからの年数を考えると、リパワリングはまだ比較的稀なケースであるが、その実施件数は増加傾向にある。2009～2011年に製造されたバックシートで欠陥が相次いだことにより、数年間で数百MWのモジュールが交換されたことは、その良い例で

ある。モジュールの欠陥や性能低下にともないシステムをリパワリングした場合、そのモジュール容量は出荷量には含まれるものの、必ずしも新規年間設置容量に含まれるとは限らない。土地利用の制約や、建物設置用の安価な太陽電池の設置により、システムのリパワリングが促進されるため、真の意味でのシステムの稼働終了は稀なケースとなる見込みである。リサイクルスキームが活発な国でのシステムのリパワリングや稼働終了による状況は、システムのリサイクル件数からうかがい知ることができる。稼働を終了したシステムの数からリサイクル量に対して低く見積もられるのは、特にアフリカ向けの活気ある（時には法規制的にグレーゾーンの）中古市場が要因である。また、システムのリサイクルはトン（t）単位で報告されることが多く、広くデータを使用するには、まず、利用しやすいデータにする必要がある。

IEAPVPSは、太陽光発電システムの稼働終了、リパワリング及びリサイクルの活発な進展を注意深くモニタリングしているものの、現時点ではそれらの数値を推定することはできない。そのため、予期される設置容量への影響、リパワリングの市場予測、システムの老朽化による太陽光発電の性能低下については、定量化されていない。

太陽光発電による発電量の推定

太陽光発電の発電量の推定については、太陽光発電所1基の発電量を計測することは容易であるが、国全体の総発電量をまとめるのは非常に複雑になる。太陽光発電の設置容量を正確に追跡する必要があり、そのためには（特に分散型及び独立形分野では）効果的で一貫したアプローチが必要となる。また、ある年の発電量を太陽光発電システム設置容量から正確に推計することは不可能である。これは、その年のどの時期にどの容量が設置されたかが不明であるためである。年末に設置された太陽光発電システムのその年の発電量は、理論的年間発電量のほんの一部に過ぎない。

さらに、推計値は理論上の年間発電量に基づいているため、方位角や傾斜角度、さらにはシステム周囲の風況や影の発生などによる発電量の違いが考慮されていない。西向きに設置されたシステムは、赤道方向に面して設置されたシステムよりも年間発電量が少なくなる。現時点では、太陽光発電所の老朽化による性能損失は考慮されていない。発電所によっては、技術的な問題や外部からの制約により、発電量に関する問題が発生した可能性がある。

このような理由から、本報告書における国別の太陽光発電による発電量は、年末時点で設置されているすべての太陽光発電システムが1年間発電したと仮定した場合の、翌年の理論的最少発電量の推定値である。

「翌年の太陽光発電による理論的最少発電量」の算出にあたっては、その国の等価システム稼働時間を用いている。国により異なるものの、この値は、太陽光発電の総発電量を総容量で除して算出し国内調査報告書（NSR）に記載している値、あるいは日射量データベースから得られる代表値である。これらの発電量は実際の発電量の近似値である。

各国における太陽光発電による発電量に関する統計は、一般的に、実際に電力系統に逆潮流された発電量を反映している。そのため、新規設置容量が多い年は、本報告書で使用する理論値が当該年の公式統計を上回ったり、翌年の値がこれを大幅に下回ったりすることがある。各国の実際の太陽光発電の発電量の評価は、ますます困難になっている。これは、送電系統運用者（TSO）が追跡している場合でも、自家消費される（つまり、計量されていない）発電量が増加傾向にあ

るうえ、蓄電が検討されるようになり、蓄電容量に合わせて自家消費量が増加したり、発電が抑制されたりするためである。IEA PVPSは、各国政府や電力系統運用者などのエネルギー関連のステークホルダーに対し、正確なデータベースを作成し、太陽光発電量を厳密に測定することを提唱している。

太陽光発電の普及率

太陽光発電の普及率には、第2章で示したような人口1人当たりの設置容量、本章で示す電力消費に占める太陽光発電の供給割合の2つの異なる指標がある。ここで述べる普及率は、各国の電力需要に対する太陽光発電による発電電力量の比率であり、パーセント (%) で表示している。これは、前項に示した国ごとの太陽光発電による理論上の発電量に基づくものである。電力需要は、公的なデータベース及びIEA PVPSの専門家を通じて入手しており、可能な限り、自家消費量を考慮するために調整されている。

ここで示す太陽光発電普及率は推定値であるため、前述した理由により、多くの国について太陽光発電の発電量と普及率の公式数値とは異なる可能性がある。これらは指標として考慮されるべきで、各国間の比較については信頼性のある推定を提供しているものの、公式データの代替となるものではない。

こうした数値の乖離の説明としてフランスの国営送電系統運用者 (TSO) は、同国の2024年の発電量データにおいて太陽光発電普及率を5.7%と報告した。これは、2023年のIEA PVPSの推定値5.8%をわずかに下回っているものの、本報告書の推定値7.0%にははるかに及ばない。スペインでは、TSOは2024年の太陽光発電普及率を17%と報告しており、これはIEA PVPSの2023年の推定値19.7%や、2024年の推定値28%を大きく下回っている。スペインの普及率に乖離があるのは、TSOが設置容量の大きい分散型太陽光発電を考慮していないことによるもので、この乖離は想定されていた。

調査対象となっているIEA PVPS加盟国及び非加盟国35ヶ国については、(ノルウェー以外の) すべての国で2024年には太陽光発電による発電量が電力需要の1%以上を占めた。太陽光発電が電力需要の10%超を占める国は、2025年も半数以上 (21ヶ国) になるとみられる。

太陽光発電の普及に関しては、世界の太陽光発電システムの累積設置容量は約2,261GWであり、平均等価システム稼働時間を1,300kWh/kWとすると、年間ベースで2,939TWh弱の発電能力がある (表7.1参照)。図7.1に示す通り、各国の多様な貢献により、世界全体の電力需要の約10.8% (2023年比2.5%増加) が太陽光発電によって賄われた。

2024年には、世界の発電電力量に占める再生可能エネルギーによる発電量の比率は32%近くを占め、前年比1.7%増となった。新規設置容量の80%超が太陽光発電であったものの、風力発電や水力発電に比べて容量係数が低いことから、年間発電量における太陽光発電の実際の比率は6.9%にとどまっている。この値は、図7.1に示される電力需要に占める比率と混同しないよう留意する必要がある。図7.1では電力系統全体における損失が含まれていないため、発電量に対する比率よりも著しく高くなる。

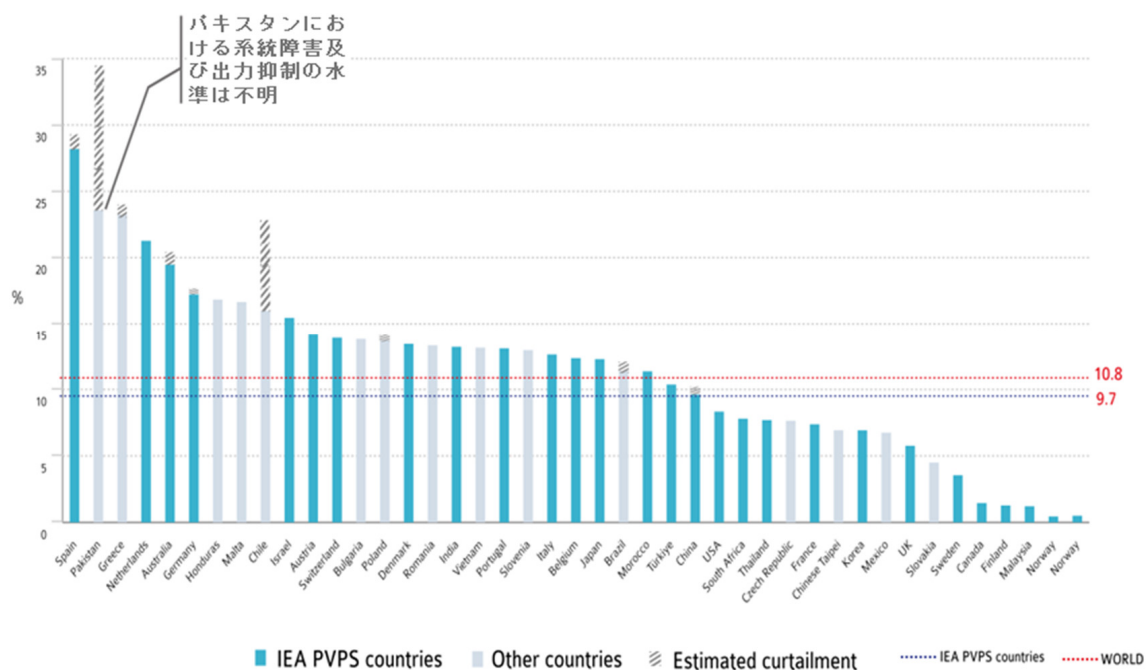


図 7.1 電力需要に対する太陽光発電のシェア（2024 年）

出典：IEA PVPS、その他

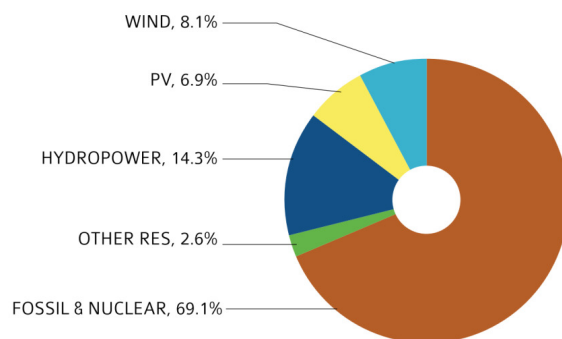


図 7.2 世界の発電電力量に占める再生可能エネルギーの比率（2024 年）

出典：21 世紀のための再生可能エネルギー政策ネットワーク（REN21）、IEA PVPS

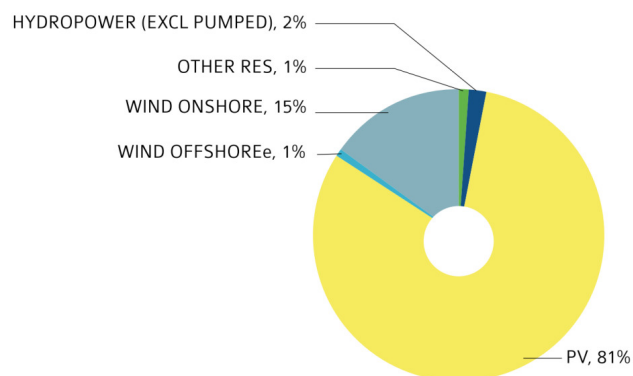


図 7.3 再生可能エネルギーの新規設置容量比率（2024 年）

出典：21 世紀のための再生可能エネルギー政策ネットワーク（REN21）、世界風力エネルギー会議（GWEC）、国際水力発電協会（IHA）、IEA PVPS

表7.1 2024年のIEA PVPS加盟国における太陽光発電に関連する統計値

国	最終電力消費量 (TWh)	人口 (100万人)	GDP (10億ドル)	面積 (km ²)	等価システム稼働時間 (kWh/kW)	年間設置容量 (MW)	累積設置容量 (MW)	太陽光発電量 (TWh)	人口1人あたりの年間設置容量 (W/人)	人口1人あたりの累積設置容量 (W/人)	単位面積あたりの累積設置容量 (kW/km ²)	電力需要に対する太陽光発電の比率 (%)
オーストラリア	273.3	27.2	1,752.2	7,690,000	1,400	5,289	39,810	55.7	194.4	1,463.4	5.2	20.4%
オーストリア	66.0	9.2	521.6	83,883	1,050	2,509	8,903	9.3	273.4	970.0	106.1	14.2%
ベルギー	80.5	11.9	664.6	30,688	853	978	11,663	9.9	82.3	982.0	380.1	12.4%
カナダ	564.0	41.3	2,241.3	9,985,000	1,150	321	7,597	8.7	7.8	184.0	0.8	1.5%
中国	9,852.1	1,409.0	18,743.8	9,634,000	940	357,265	1,048,508	985.6	253.6	744.2	108.8	10.0%
デンマーク	38.4	6.0	429.5	44,000	975	708	5,293	5.2	118.4	885.6	120.3	13.4%
フィンランド	83.0	5.6	299.8	338,432	850	245	1,249	1.1	43.5	221.5	3.7	1.3%
フランス	442.2	68.5	3,162.1	551,500	1,100	6,010	29,679	32.6	87.7	433.2	53.8	7.4%
ドイツ	463.0	83.5	4,659.9	357,588	808	17,220	100,424	81.1	206.2	1,202.5	280.8	17.5%
インド	1,532.0	1,450.9	3,912.7	357,172	1,625	31,910	124,555	202.5	22.0	85.8	348.7	13.2%
イスラエル	70.0	10.0	540.4	20,770	1,650	900	6,558	10.8	90.2	657.5	315.7	15.5%
イタリア	312.3	59.0	2,372.8	302,070	1,066	6,682	37,020	39.5	113.3	627.6	122.6	12.6%
日本	869.0	124.0	4,026.2	377,975	1,100	5,620	97,037	106.7	45.3	782.7	256.7	12.3%
韓国	558.0	51.8	1,712.8	100,401	1,261	2,500	30,658	38.7	48.3	592.4	305.4	6.9%
マレーシア	776.0	35.6	422.0	330,621	1,314	978	7,191	9.4	27.5	202.2	21.7	1.2%
モロッコ	37.6	38.1	154.4	710,850	1,750	728	2,442	4.3	19.1	64.1	3.4	11.4%
オランダ	110.0	18.0	1,227.5	41,500	875	3,400	26,737	23.4	188.9	1,485.9	644.3	21.3%
ノルウェー	138.7	5.6	483.7	323,806	760	166	822	0.6	29.8	147.5	2.5	0.5%
ポルトガル	57.7	10.7	308.7	92,225	1,407	1,476	5,369	7.6	137.9	501.7	58.2	13.1%
南アフリカ	194.0	64.0	400.3	1,219,090	1,733	1,235	8,738	15.1	19.3	136.5	7.2	7.8%
スペイン	247.0	48.8	1,722.7	505,990	1,500	8,665	47,616	71.4	177.5	975.6	94.1	28.9%
スウェーデン	135.9	10.6	610.1	410,000	950	934	5,073	4.8	88.4	480.0	12.4	3.5%
スイス	57.0	9.0	936.6	41,285	970	1,798	8,172	7.9	199.0	904.6	197.9	13.9%
タイ	235.0	71.7	526.4	1,219,092	1,522	3,000	11,875	18.1	41.9	165.7	9.7	7.7%
トルコ	305.0	85.5	1,323.3	783,560	1,471	4,149	21,502	31.6	48.5	251.4	27.4	10.4%
英国	280.0	69.2	3,643.8	1,054,000	902	1,906	17,889	16.1	27.5	258.4	17.0	5.8%
米国	4,082.2	340.1	29,184.9	9,147,282	1,512	47,077	225,015	340.2	138.4	661.6	24.6	8.3%
IEA PVPS加盟国	21,859.9	4,164.6	85,984.0	48,936,251	1,300	513,669	1,937,395	2,138.2	123.3	465.2	39.6	10%
ブラジル	645.0	212.0	2,179.4	30,530	1,506	14,320	52,137	78.5	67.5	245.9	1,707.7	12%
パキスタン	110.8	251.3	373.1	907,464	1,708	17,970	22,430	38.3	71.5	89.3	24.7	35%
IEA PVPS非加盟国	5,307.1	3,977.4	25,342.3	85,389,184	1,300	87,458	323,524	801.0	22.0	81.3	3.8	15%
世界	27,167.0	8,142.1	111,326.4	134,325,435	1,300	601,127	2,260,919	2,939.2	73.8	277.7	16.8	11%

出典：IEA PVPS、その他

太陽光発電の統合とセクター・カップリング

エネルギー貯蔵市場

エネルギー貯蔵にはさまざまな形態がある。太陽光発電と組み合わせた場合、住宅用の独立形システム及び系統連系形システムに組み込まれた蓄電池、マイクログリッドを安定化するために使用されサービスとエネルギーの両方を提供するコミュニティ規模の蓄電池、さらに、電力系統全体へのサービス提供や、電力ピークの管理による収益化を目的として導入される系統用蓄電池（「大規模蓄電池」）が挙げられる。

分散型蓄電システムは、一般的に太陽光発電に関連する系統連系の課題を解決するだけでなく、分散型太陽光発電の自家消費比率を上昇させて太陽光発電システムのペイバックタイムを短縮する機会をもたらすとみられている。蓄電システムは、世界各地で系統連系形太陽光発電システムの構成要素として、その実用性がより一層高まっている。例えば、米国やオーストラリアではペイバックタイムの短縮を目的として導入が進められており、パキスタンでは停電時に継続的な電力供給が可能となるように導入が進められている。商業用及び産業用分野においても、電力価格が不安定または高水準にある電力市場におけるエネルギーコストへの対応策として、蓄電池の採用が増加傾向にある。

一部の国では、補助金（オーストラリア、オーストリア、中国、スペイン、日本、米国）、時間帯別のネットビリングや新築建物に対する建築基準（いずれも米・カリフォルニア州で特に実施されている）といった自家消費政策に付随する条件を通じて、分散型系統用蓄電池により電力系統の混雑やピーク負荷を緩和することが奨励されている。

系統用蓄電池は、電力事業用太陽光発電所に併設されるケースが一般的となっており、電力系統への逆潮流の安定化、出力抑制の削減、発電のピークシフトによる収益性の向上などに活用されている。さらに、電力系統に高速周波数応答やピーク電力調整のようなアンシラリーサービスを提供できる。入札における新たな系統連系要件は、電力事業用発電所の出力を円滑にし、出力抑制を減らしたり、系統枠増強の必要性を減じたりするために、電力事業用発電所における定置用蓄電池の使用を優遇する傾向にある。

太陽光発電システムとは独立して、世界中で電力事業用蓄電システム（系統用蓄電池）が導入されており、そのシステム規模も年々拡大している。第3章で述べたとおり、政策面での前向きな支援や市場の好条件により、電力事業用蓄電システムの最大市場となったのは中国（2024年に37GWの新規蓄電設備が導入され、このうち62%が独立形電力事業用蓄電システムであった）、米国、欧州（英国、イタリア）及びオーストラリア（2024年時点で7.8GWの電力事業用蓄電システムが建設中）であり、日本や韓国もこれに続いている。大部分の市場において、蓄電プロジェクトの開発事業者は太陽光発電プロジェクト開発事業者や大手エネルギー企業である。こうした系統用蓄電池は、従来はタービンによる発電（石炭、ガス、水力発電）が提供していたサービスを提供し、太陽光発電普及率の向上とエネルギー転換の加速化を可能にしている。

世界全体では、販売された蓄電池の大部分が輸送用途として電気自動車（EV）に使用されているが、より急速に成長しているのは定置用蓄電池である。e-モビリティ（輸送部門の電化）の急速な進展により蓄電池価格は低下しており（EV向けバッテリーは100ドル/kWhを下回った）、製造工場の計画により今後数年間で生産能力が3倍まで拡大する可能性がある。蓄電池技術及びサプライ

チェーンの標準化とグローバル化は、過去数年間に太陽電池生産能力が急増した太陽光発電産業と同様に、エネルギー転換において破壊的な影響を及ぼすことが予測される。

輸送の電化

ピーク負荷時にEVを充電することは、発電、系統管理やスマートメタリングのあり方を再考することにつながる。仮想自家消費などの概念が、太陽光発電の余剰電力を貯蔵するためのモバイルストレージ（移動可能な蓄電装置）としてEVを利用するための枠組みの構築につながる可能性がある。V2G（Vehicle-to-Grid）やその他の双方向充電アプリケーションは、デマンドレスポンスや系統安定化に対する対応能力が着目されている。一方で、カーポートや駐車場屋根、遮音壁といった交通インフラを活用し、電力を車両や交通網に直接供給する手法も検討されている。

太陽光発電の成長に伴い、世界中で輸送の電化が進展を続けており、2024年には新車の20%がEVとなった。中国は2024年に国内で販売したEVの台数が、わずか2年前の世界全体のEV販売台数を上回る見通しである。

太陽光発電から車両一体型太陽光発電（VIPV）・車両据付型太陽光発電（VAPV）へ

太陽光発電は分散型発電であるため、日中に商業施設やオフィスの駐車場、自宅に停車しているEVの充電用電源として最適である。このような低速充電は、混雑する配電網との親和性も高い。太陽光発電が車両本体に一体化された車載用（車両一体型）太陽光発電システム（VIPV）は、系統の負担を軽減し、EVの独立性を高め、運転者に快適さを提供し、自動車産業と太陽光発電産業を結びつけるものである。IEA PVPS のタスク 17 は、急速に台頭するVIPV及びVAPVを活動のテーマとしている。

加熱・冷却装置の電化

自家消費の普及、電力系統の混雑や不安定性を緩和するために電力需要のピークを下げる必要性から、太陽光発電を利用した加熱・冷却装置がますます一般的なものとなっている。

加熱用途での太陽光発電の利用は家庭用給湯システムが中心で、自家消費を増やす方法のひとつとして、電力コスト、系統容量や系統混雑の問題に対応している。現在、家庭用給湯システムの製造企業は、太陽光発電による余剰電力を電気温水器に直接利用できるような装置を組み込んでいる。

オーストラリア、中国、日本、フロリダ州（米国）、カリフォルニア州（米国）などの暑い気候の地域では、すでに数年前から太陽光発電電力を冷房用に供給している。電力系統が脆弱で、電力コストが高く、かつ気温が高い国々では、冷房用電力の供給の安定性が住宅用太陽光発電システム導入の主要な動機となっている。たとえばパキスタンでは、戸建て住宅の所有者が、空調に必要な電力を確保するために太陽光発電に投資するケースが増加している。気候変動の深刻化、電力コストの上昇、そして電力系統インフラの熱波に対する脆弱性の増大により、アジア各国、中央アジア、さらに欧州大陸などの国々において、太陽光発電システムの販売拡大が促進される可能性が高い。冷却を集中的に利用する企業（特に食品業界）やスーパーマーケットは、冷却装置の電力負荷を軽減するため、自社の建物に太陽光発電システムを導入するケースが増えている。

IEA太陽熱利用冷暖房プログラム（IEA SHC）タスク65（<https://task65.iea-shc.org/>）のテーマである太陽エネルギー（太陽光発電及び太陽熱）の冷却利用については、日射量が多く高温な気候向けに既存の技術（太陽エネルギー及びヒートポンプ）を改良・開発する革新的な手法に重点を置いており、2024年6月に結論を得た。

グリーン水素及び水素誘導体

グリーン水素とは、再生可能エネルギー源によって生産される水素を指し、化石燃料や原子力から生産される水素とは対極に位置する。水素（またはアンモニアなどの誘導体）は、電化が困難な分野で不可欠と見なされ、また、再生可能エネルギー源の供給における季節間ギャップを埋める手段としても重要視されている。グリーン水素の生成に関する産業化プロジェクトは勢いを増しており、毎年継続的に資金が投入されている。全体として効率が大幅に低下したとしても、競争力のある太陽光発電電力によって生産される水素やその誘導体は、貯蔵しておいて、後に発電に利用することができる。これは、需要があるときに電力系統に供給するための太陽光発電容量を増やす方法であるとともに、系統電力の需要が低い時に余剰電力を貯蔵する方法であると見なされている。水素と蓄電池を組み合わせたシステムは、柔軟性の向上を目的として検討が進められており、モジュール型電解装置への関心も高まっている。特に中東・北アフリカ（MENA）地域及び中国では、水素生産用の電解装置への電力供給を目的とした大規模プロジェクトが初期段階にある。

付録

付録1 1992年から2024年までの太陽光発電システム累積設置容量推移 (MW)

国	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	
オーストラリア	7	9	11	13	16	19	23	25	29	34	39	46	52	61	70	82	105	187	571	1,376	2,416	3,226	4,092	5,109	5,985	7,132	11,586	16,399	21,091	26,129	30,368	34,521	39,810	
オーストラリア	1	1	1	1	2	2	3	4	5	6	10	17	21	24	26	28	32	53	95	187	363	626	785	937	1,096	1,269	1,455	1,702	2,043	2,782	3,791	6,394	8,903	
ベルギー	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	24	112	671	1,108	2,176	2,870	3,139	3,245	3,355	3,535	3,865	4,310	5,127	6,273	7,123	8,221	10,685	11,663	
カナダ	1	1	2	2	3	3	4	6	7	9	10	12	14	17	20	26	33	95	281	559	766	1,211	1,843	2,519	2,665	2,913	3,130	3,388	3,713	5,752	6,453	7,276	7,597	
中国	0	0	0	0	0	0	0	0	11	16	34	44	54	62	72	92	132	292	792	3,492	6,692	17,682	28,322	43,472	78,022	130,882	175,142	205,442	253,642	308,522	414,067	691,243	1,048,508	
デンマーク	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	2	2	2	2	3	3	4	7	29	499	698	751	979	1,060	1,138	1,254	1,363	1,626	2,344	4,098	4,585	5,293	
フィンランド	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	2	3	5	7	9	9	9	9	20	37	80	134	214	313	417	686	1,004	1,249	
フランス	2	2	2	3	4	6	8	9	11	14	17	21	24	26	38	76	218	440	1,446	3,562	4,906	5,692	6,837	7,920	8,636	9,713	10,755	11,930	13,098	16,737	19,703	23,669	29,679	
ドイツ	6	9	12	18	28	42	54	70	114	176	296	435	1,105	2,056	2,899	4,170	6,120	10,566	18,006	25,916	34,077	36,710	37,900	39,224	40,679	42,293	45,181	49,016	54,602	60,314	67,872	83,204	100,424	
インド	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	57	272	1,299	2,384	3,249	5,436	9,547	22,561	33,363	43,431	47,826	61,490	79,625	92,645	124,555	
イスラエル	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	22	67	186	272	377	588	772	878	963	1,359	1,961	2,415	3,350	4,508	5,658	6,558	
イタリア	9	12	14	16	16	17	18	18	19	20	22	26	31	38	50	100	496	1,277	3,605	13,144	16,799	18,201	18,610	18,918	19,300	19,700	20,125	20,883	21,668	22,613	25,083	30,338	37,002	
日本	19	24	31	43	60	91	133	209	330	453	637	860	1,132	1,422	1,708	2,144	2,627	3,618	4,914	6,632	13,599	23,339	34,151	42,041	49,501	56,163	63,193	71,868	78,414	85,067	91,417	97,169		
韓国	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	6	9	14	36	81	357	524	650	729	1,024	1,555	2,481	3,615	4,502	5,835	8,099	12,665	17,323	21,199	24,477	28,158	30,658	
マレーシア	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	2	4	38	149	216	277	355	404	922	1,421	1,929	2,301	3,256	4,120	5,429	
モロッコ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	205	206	206	699	986	1,714	2,442	
オランダ	0	0	0	0	0	1	1	1	5	9	16	22	40	43	45	49	59	69	111	170	390	767	1,069	1,536	2,061	2,914	4,609	7,225	10,717	14,349	18,549	23,337	26,737	
ノルウェー	0	0	0	0	0	0	0	6	6	6	6	7	7	7	8	8	8	9	9	10	10	11	13	15	27	44	70	121	161	202	352	656	822	
ポルトガル	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	2	2	3	3	3	18	71	111	136	177	246	301	420	456	521	587	675	909	1,079	1,650	2,608	3,893	5,369	
南アフリカ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	312	1,392	1,486	2,076	2,145	2,205	2,668	3,968	4,426	4,538	7,503	8,738		
スペイン	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	6	14	25	52	150	742	4,021	4,070	4,595	5,080	5,439	5,566	5,641	5,687	5,742	5,892	6,270	11,592	15,809	21,469	29,964	38,951	48,353	
スウェーデン	1	1	1	2	2	2	2	3	3	3	3	4	4	4	5	6	8	9	11	15	23	42	77	125	184	269	429	720	1,120	1,619	2,462	4,139	5,073	
スイス	5	6	7	8	10	11	13	14	16	18	20	22	24	28	30	37	49	80	125	223	437	755	1,061	1,394	1,664	1,906	2,173	2,498	2,973	3,651	4,734	6,374	8,172	
タイ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	25	32	32	32	42	48	242	387	824	1,299	1,420	2,447	3,057	3,513	3,529	3,578	4,068	4,288	8,875	11,875	
トルコ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	6	32	64	358	1,175	4,206	7,339	8,551	9,424	10,917	12,526	17,353	21,502	
英国	0	0	0	0	0	0	0	0	1	2	3	5	7	10	14	18	23	33	96	997	1,772	2,891	5,490	9,655	11,811	12,766	13,055	13,328	13,612	14,002	14,722	15,983	17,889	
米国	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	111	190	295	455	753	1,188	2,017	3,937	7,130	12,076	18,321	25,821	40,956	51,801	62,481	76,257	95,533	120,351	143,046	177,938	225,015	
その他EU	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11	21	23	33	41	106	674	2,658	3,758	5,962	8,403	8,815	9,166	9,571	9,943	10,735	12,369	16,581	22,740	31,675	47,856	62,200	
加盟国合計	50	66	82	106	140	195	259	365	559	771	1,130	1,554	2,687	4,108	5,547	8,009	14,887	23,047	40,120	71,164	100,469	137,237	175,919	223,823	296,573	393,760	486,736	578,109	694,192	839,650	1,047,727	1,469,490	1,998,685	
ブラジル	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	26	38	53	66	86	93	1,160	2,416	4,697	8,474	14,504	25,371	37,817	52,137	
非加盟国合計	0	0	9	9	10	11	12	13	14	21	27	36	45	55	72	97	138	242	463	1,088	1,783	2,923	4,505	7,399	11,296	17,442	33,664	55,823	85,813	113,699	147,180	190,302	262,234	
合計	50	66	90	115	150	206	271	378	573	792	1,158	1,591	2,732	4,163	5,619	8,106	15,025	23,289	40,582	72,252	102,252	140,159	180,424	231,222	307,869	411,202	520,400	633,931	780,005	953,349	1,194,907	1,659,792	2,260,919	

出典：IEA PVPS、その他

付録2 1992年から2024年までの太陽光発電システム年間設置容量推移 (MW)

国	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	
オーストラリア	7	2	2	2	3	3	4	3	4	4	6	6	7	8	10	12	22	83	383	806	1,039	811	866	1,018	876	1,147	4,454	4,813	4,692	5,038	4,239	4,153	5,289	
オーストラリア	1	0	0	0	0	0	1	1	1	1	4	6	4	3	2	2	5	20	43	92	176	263	159	152	159	173	186	247	341	739	1,009	2,603	2,509	
ベルギー	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	18	88	559	437	1,068	694	269	106	110	180	330	445	817	1,146	850	1,098	2,464	978	
カナダ	1	0	0	0	1	1	1	1	1	2	1	2	2	3	4	5	7	62	187	277	208	445	633	675	146	249	217	258	325	2,038	701	823	321	
中国	0	0	0	0	0	0	0	0	11	5	19	10	10	8	10	20	40	160	500	2,700	3,200	10,990	10,640	15,150	34,550	52,860	44,260	30,300	48,200	54,880	105,545	277,176	357,265	
デンマーク	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	3	22	470	199	53	228	81	78	116	109	264	718	1,754	487	708	
フィンランド	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	2	2	2	0	0	0	11	17	43	53	81	98	104	269	318	245	
フランス	2	0	0	1	2	2	2	2	2	3	3	4	3	2	12	38	143	222	1,006	2,116	1,344	786	1,145	1,083	716	1,077	1,042	1,175	1,168	3,639	2,966	3,966	6,010	
ドイツ	6	3	3	6	10	14	12	16	44	62	120	139	670	951	843	1,271	1,950	4,446	7,440	7,910	8,161	2,633	1,190	1,324	1,455	1,614	2,888	3,835	5,586	5,712	7,558	15,332	17,220	
インド	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	57	214	1,027	1,085	865	2,186	4,111	13,013	10,803	10,068	4,395	13,664	18,135	13,020	31,910	
イスラエル	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	21	45	119	86	105	211	184	106	75	406	602	454	935	1,158	1,150	900
イタリア	9	4	2	2	2	0	1	1	1	1	2	4	5	7	13	50	396	781	2,328	9,539	3,655	1,402	409	308	382	400	425	758	785	944	2,470	5,255	6,682	
日本	19	5	7	12	16	32	42	75	122	123	184	223	272	290	287	210	225	483	991	1,296	1,718	6,968	9,740	10,811	7,890	7,460	6,662	7,030	8,676	6,545	6,653	6,350	5,620	
韓国	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	1	3	5	22	45	276	167	127	79	295	531	926	1,134	887	1,333	2,265	4,566	4,658	3,876	3,278	3,681	2,500	
マレーシア	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	2	34	111	67	61	78	49	517	499	508	372	955	865	1,309	
モロッコ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	205	1	0	493	287	728	728	
オランダ	0	0	0	0	0	0	0	0	4	3	8	6	18	4	2	3	10	10	42	59	220	377	302	467	525	853	1,695	2,616	3,492	3,632	4,200	4,788	3,400	
ノルウェー	0	0	0	0	0	0	0	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	2	2	11	18	26	51	40	41	150	303	166	
ポルトガル	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	14	53	40	25	41	69	55	119	36	65	66	88	234	170	571	958	1,285	1,476	
南アフリカ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	305	1,081	94	590	69	60	463	1,300	458	112	2,965	1,235	
スペイン	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	3	8	11	27	98	592	3,279	49	525	485	359	127	75	46	55	150	378	5,322	4,217	5,660	8,495	8,987	8,665	
スウェーデン	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	2	1	2	4	8	19	35	48	59	85	160	291	400	499	842	1,677	934	
スイス	5	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	4	2	7	12	30	46	98	214	319	306	333	270	242	267	325	475	677	1,084	1,640	1,798	
タイ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	25	7	0	0	10	6	194	145	437	475	122	1,027	610	456	16	49	510	200	4,587	3,000	
トルコ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	26	32	294	818	3,031	3,133	1,212	874	1,492	1,610	4,827	4,149	
英国	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	2	2	3	4	4	5	10	63	901	776	1,119	2,589	4,175	2,155	945	299	273	284	391	720	1,261	1,906
米国	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	111	79	105	160	298	435	829	1,920	3,193	4,946	6,245	7,500	15,135	10,680	13,776	19,276	24,819	22,695	34,892	47,077	
その他 EU	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10	10	2	11	7	65	568	1,984	1,100	2,204	2,441	412	352	405	372	792	1,634	4,212	6,159	8,935	16,181	15,195
加盟国合計	50	16	16	24	34	55	64	106	194	212	359	424	1,132	1,421	1,439	2,463	6,878	8,160	17,072	31,044	29,305	36,768	38,682	47,904	72,750	97,187	92,976	91,372	116,084	145,458	208,077	421,763	529,195	
ブラジル	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	26	12	15	14	20	7	1,067	1,256	2,281	3,777	6,030	10,867	12,446	14,320
非加盟国合計	0	0	9	0	1	1	1	1	1	7	7	9	9	9	18	25	41	103	221	625	696	1,139	1,582	2,894	3,896	6,147	16,222	22,158	29,990	27,886	33,481	43,122	71,932	
合計	50	16	25	25	35	56	65	107	195	219	366	433	1,141	1,431	1,456	2,487	6,919	8,264	17,293	31,669	30,000	37,907	40,264	50,798	76,647	103,333	109,198	113,531	146,074	173,344	241,558	464,885	601,127	

出典：IEA PVPS、その他

付録3 使用された為替レート（2024年平均）

国	通貨	為替レート（1ドル=）
オーストラリア	オーストラリア・ドル（AUD）	1.516
オーストリア	ユーロ（EUR）	0.924
ベルギー	ユーロ（EUR）	0.924
ブラジル	ブラジル・レアル（BRL）	5.392
カナダ	カナダ・ドル（CAD）	1.370
チリ	チリ・ペソ（CLP）	919.000
中国	人民元（CNY）	7.189
デンマーク	デンマーク・クローネ（DKK）	6.896
フィンランド	ユーロ（EUR）	0.924
フランス	ユーロ（EUR）	0.924
ドイツ	ユーロ（EUR）	0.924
インド	インド・ルピー（INR）	83.677
イスラエル	イスラエル・新シェケル（ILS）	3.701
イタリア	ユーロ（EUR）	0.924
日本	円（JPY）	151.353
韓国	ウォン（KRW）	1364.153
マレーシア	リンギット（MYR）	4.680
メキシコ	メキシコ・ペソ（MXN）	18.330
モロッコ	モロッコ・ディルハム（MAD）	9.937
オランダ	ユーロ（EUR）	0.924
ノルウェー	ノルウェー・クローネ（NOK）	10.756
パキスタン	パキスタン・ルピー（PKR）	278.570
ポルトガル	ユーロ（EUR）	0.924
南アフリカ	南アフリカ・ランド（ZAR）	18.326
スペイン	ユーロ（EUR）	0.924
スウェーデン	スウェーデン・クローナ（SEK）	10.577
スイス	スイス・フラン（CHF）	0.881
タイ	バーツ（THB）	35.267
トルコ	トルコ・リラ（TRY）	32.867
英国	スターリング・ポンド（GBP）	0.783
米国	ドル（USD）	1.000

付録4 国/市場の地域分類

国/市場	サブ地域	地域
アルバニア	その他の地域	その他の国々
アルジェリア	中東及びアフリカ	その他の国々
アルゼンチン	米州	その他の国々
オーストラリア	アジア太平洋	その他の IEA PVPS 加盟国
オーストリア	欧州	欧州連合（EU）
バングラデシュ	その他の地域	その他の国々
ベラルーシ	その他の地域	その他の国々
ベルギー	欧州	欧州連合（EU）
ボスニアヘルツェゴビナ	その他の地域	その他の国々
ブラジル	米州	その他の国々
ブルガリア	欧州	欧州連合（EU）
カナダ	米州	その他の IEA PVPS 加盟国
チリ	米州	その他の国々
中国	アジア太平洋	中国
台湾	アジア太平洋	その他の国々
コロンビア	米州	その他の国々
クロアチア	欧州	欧州連合（EU）
キプロス	欧州	欧州連合（EU）
チェコ	欧州	欧州連合（EU）
デンマーク	欧州	欧州連合（EU）
エクアドル	米州	その他の国々
エジプト	中東及びアフリカ	その他の国々
エストニア	欧州	欧州連合（EU）
フィンランド	欧州	欧州連合（EU）
フランス	欧州	欧州連合（EU）
ドイツ	欧州	欧州連合（EU）
ギリシャ	欧州	欧州連合（EU）
ホンジュラス	米州	その他の国々
ハンガリー	欧州	欧州連合（EU）
アイスランド	欧州	その他の国々
インド	アジア太平洋	インド
インドネシア	アジア太平洋	その他の国々
イラン	中東及びアフリカ	その他の国々
アイルランド	欧州	欧州連合（EU）

国/市場	サブ地域	地域
イスラエル	中東及びアフリカ	その他の IEA PVPS 加盟国
イタリア	欧州	欧州連合（EU）
日本	アジア太平洋	日本
ヨルダン	中東及びアフリカ	その他の国々
カザフスタン	アジア太平洋	その他の国々
韓国	アジア太平洋	その他の IEA PVPS 加盟国
コソボ	その他の地域	その他の国々
ラトビア	欧州	欧州連合（EU）
リトアニア	欧州	欧州連合（EU）
ルクセンブルク	欧州	欧州連合（EU）
マレーシア	アジア太平洋	その他の IEA PVPS 加盟国
マルタ	欧州	欧州連合（EU）
メキシコ	米州	その他の国々
モンテネグロ	その他の地域	その他の国々
モロッコ	中東及びアフリカ	その他の IEA PVPS 加盟国
オランダ	欧州	欧州連合（EU）
北マケドニア	その他の地域	その他の国々
ノルウェー	欧州	その他の IEA PVPS 加盟国
パキスタン	アジア太平洋	その他の国々
パナマ	その他の地域	その他の国々
ペルー	米州	その他の国々
フィリピン	アジア太平洋	その他の国々
ポーランド	欧州	欧州連合（EU）
ポルトガル	欧州	欧州連合（EU）
カタール	その他の地域	その他の国々
モルドバ共和国	その他の地域	その他の国々
ルーマニア	欧州	欧州連合（EU）
その他の地域	その他の地域	その他の国々
ロシア	欧州	その他の国々
サウジアラビア	中東及びアフリカ	その他の国々
セルビア	欧州	その他の国々
シンガポール	アジア太平洋	その他の国々
スロバキア	欧州	欧州連合（EU）
スロベニア	欧州	欧州連合（EU）
南アフリカ	中東及びアフリカ	その他の IEA PVPS 加盟国

国/市場	サブ地域	地域
スペイン	欧州	欧州連合（EU）
スーダン	その他の地域	その他の国々
スウェーデン	欧州	欧州連合（EU）
スイス	欧州	その他の IEA PVPS 加盟国
タイ	アジア太平洋	その他の IEA PVPS 加盟国
チュニジア	その他の地域	その他の国々
トルコ	欧州	その他の IEA PVPS 加盟国
アラブ首長国連邦（UAE）	中東及びアフリカ	その他の国々
英国	欧州	欧州連合（EU）
ウクライナ	欧州	その他の国々
米国	米州	米国
ベトナム	アジア太平洋	その他の国々

図リスト

図1.1	2024年稼働開始容量（初期推計値及び確定値）	11
図2.1	世界の太陽光発電システム累積設置容量（GW）	14
図2.2	人口1人当たりの太陽光発電システム設置容量（W/人）（2024年）	15
図2.3	主要市場における太陽光発電システム年間設置容量（GW）	15
図2.4	上位国による市場シェア	16
図2.5	世界の太陽光発電システム年間設置容量の国別比率（2024年）	19
図2.6	世界の太陽光発電システム累積設置容量の国別比率（2024年末時点）	19
図2.7	地域別太陽光発電システム累積設置容量	19
図2.8	主要市場の太陽光発電システム累積設置容量（2019～2024年）	20
図2.9	年間設置容量における系統連系形太陽光発電システム（集中型・分散型） の比率（2014～2024年）	21
図2.10	地域別集中型太陽光発電システム設置容量（累積及び年間、2024年）	23
図2.11	地域別分散型太陽光発電システム設置容量（累積及び年間、2024年）	24
図2.12	系統連系形太陽光発電システム（集中型・分散型）の地域別年間設置容量比率（2024年）	35
図2.13	米州における市場分野別の太陽光発電システム設置容量比率	37
図2.14	アジア太平洋地域における市場分野別の太陽光発電システム設置容量比率	38
図2.15	欧州における市場分野別の太陽光発電システム設置容量比率	40
図2.16	中東及びアフリカにおける市場分野別の太陽光発電システム設置容量比率	41
図4.1	太陽光発電システムのバリューチェーン	72
図4.2	世界の太陽光発電システム年間設置容量、太陽電池モジュール生産量 及び生産能力（GW）（2014～2024年）	73
図4.3	太陽光発電バリューチェーン全体の生産量及び生産能力（2024年）	73
図4.4	世界のポリシリコン生産量（100万t）	74
図4.5	ポリシリコン生産量の国別比率（2024年）	74
図4.6	世界のウエハー生産量（GW）	75
図4.7	ウエハー生産量の国別比率（2024年）	75
図4.8	太陽電池セルの世界生産量（GW）	77
図4.9	太陽電池セル生産量の国別比率（2024年）	77
図4.10	太陽電池モジュールの世界生産量（GW）	79
図4.11	太陽電池モジュール生産量の国別比率（2024年）	79
図4.12	IEA PVPS加盟国における太陽電池モジュールの技術別生産量（GW）（2014～2024年）	79
図5.1	太陽光発電による二酸化炭素削減貢献量（MTCO ₂ eq/TWh）	91
図5.2	電力部門の総排出量に対する二酸化炭素削減貢献量の比率（%）	91
図5.3	エネルギー部門の総排出量に対する二酸化炭素削減貢献量の比率	91
図5.4	一部のIEA PVPS加盟国における太陽光発電市場のGDPに対する事業価値（%、2024年）	93
図5.5	世界のGDPに対する太陽光発電の事業価値及びエネルギー分野への投資の貢献度（%）	94

図5.6	太陽光発電産業の絶対的事業価値（単位：100万ドル）（2024年）	94
図5.7	バリューチェーンにおける太陽光発電産業の事業価値（%）（2024年）	94
図5.8	GDPに対する太陽光発電産業の事業価値（%）（2024年）	95
図5.9	世界の太陽光発電関連雇用者数（国別）	97
図6.1	太陽電池モジュールのスポット価格の習熟曲線（1992～2024年）	105
図6.2	太陽電池モジュールの価格帯の推移（ドル/W）	106
図6.3	一部のIEA PVPS報告国における太陽電池モジュールの指標価格（ドル/W）	107
図6.4	太陽光発電市場の価格分布（ドル/W）（2024年）	108
図6.5	住宅用及び地上設置型太陽光発電システムの価格分布（ドル/W）（2014～2024年）	109
図6.6	一部のIEA PVPS報告国における太陽光発電システム設置の指標価格の分布 （ドル/W）（2024年）	109
図6.7	主要市場における等価システム稼働時間（kWh/kW/年）に応じた太陽光発電電力 の均等化発電原価（LCOE）及び小売電気料金	112
図6.8	電力売買契約（PPA）の最低価格に基づく太陽光発電の均等化発電原価（LCOE） （2016年～2024年第4四半期）	114
図6.9	電力売買契約（PPA）価格に基づく太陽光発電の均等化発電原価（LCOE）（2024年）	114
図7.1	電力需要に対する太陽光発電のシェア（2024年）	120
図7.2	世界の発電電力量に占める再生可能エネルギーの比率（2024年）	120
図7.3	再生可能エネルギーの新規設置容量比率（2024年）	120

表リスト

表2.1	太陽光発電市場規模上位10ヶ国の変遷	18
表2.2	集中型太陽光発電システム年間設置容量上位10ヶ国（2024年）	21
表2.3	集中型太陽光発電システム累積設置容量上位10ヶ国（2024年）	22
表2.4	分散型太陽光発電システム年間設置容量上位10ヶ国（2024年）	24
表2.5	分散型太陽光発電システム累積設置容量上位10ヶ国（2024年）	24
表2.6	太陽光発電市場の詳細統計（2024年）	44
表4.1	太陽電池セル生産量及び太陽電池モジュール生産量・出荷量の世界上位5社 （ブランド）（2024年）	78
表4.2	太陽電池モジュールの生産量及び生産能力の実績推移	81
表5.1	一部のIEA PVPS加盟国における太陽光発電の事業価値の上位10ヶ国	93
表6.1	電力事業用太陽光発電システム向け入札の最低落札価格上位10件	115
表6.2	電力事業用太陽光発電システム向け入札の最低落札価格（地域別）	116
表7.1	2024年のIEA PVPS加盟国における太陽光発電に関連する統計値	121
付録1	1992年から2024年までの太陽光発電システム累積設置容量推移（MW）	125
付録2	1992年から2024年までの太陽光発電システム年間設置容量推移（MW）	126
付録3	使用された為替レート（2024年平均）	127
付録4	国/市場の地域分類	128

本「太陽光発電応用の動向報告書 2025」（翻訳版）の内容を公表する際はあらかじめ、

国立研究開発法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構 再生可能エネルギー部の許可を得てください。

国立研究開発法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構

E-mail : nedo-pvpj@ml.nedo.go.jp（再生可能エネルギー部）