

PVPS

TRENDS IN PHOTOVOLTAIC APPLICATIONS 2023

REPORT IEA PVPS T1-43:2023

PHOTOVOLTAIC POWER SYSTEMS TECHNOLOGY COLLABORATION PROGRAMME

太陽光発電応用の動向報告書 2023 (翻訳版)

(技術開発項目)

太陽光発電主力電源化推進技術開発/動向調査等/国際技術協力プログラム
へ参画

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 2023
(報告 IEA-PVPS T1-43: 2023)

この「太陽光発電応用の動向 2023」報告書(“Trends in Photovoltaic Applications
2023”(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。

2023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、米国である。加盟機関は、欧州委員会（EC）、SolarPower Europe、Smart Electric Power Alliance（SEPA）（米）、米国太陽エネルギー産業協会（SEIA）、シンガポール太陽エネルギー研究所（SERIS）及びEnercity SA（エクアドル）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（（株）資源総合システム）

分析：貝塚 泉（（株）資源総合システム）、Elina Bosch、Philippe Macé、Gaëtan Masson、Adrien Van Rechem（Becquerel Institute）、Caroline Plaza、Melodie de l'Epine（Becquerel Institute France）、Arnulf Jäger-Waldau（欧州委員会共同研究センター（ECJRC））、Johan Lindahl、Amelia Oller Westerberg（Becquerel Institute Sweden）、シンガポール太陽エネルギー研究所（SERIS）

IEA PVPS報告国に関するデータ：Becquerel Institute（ベルギー）、（株）資源総合システム（日本）、Arnulf Jäger-Waldau（ECJRC）

IEA PVPS非加盟国に関するデータ：Becquerel Institute Sweden

その他の欧州連合（EU）加盟国に関するデータ：ECJRC

編集者：Gaëtan Masson（IEA PVPSタスク1代表）

デザイン：Boheem

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、発行日の関係から複数の国のデータは推定値として捉える必要がある。

ISBN : Trends in Photovoltaic Applications 2023

報告書の範囲と目的

本報告書の目的は、太陽光発電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28報であり、2022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、1992～2022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、タスク1専門家に格別の感謝の意を表す。

緒言

世界の太陽光発電市場は、2022年に1TWの大台を超え、2022年末時点の累積設置容量は1,183GWであった。このうち、半分以上が過去4年間に設置されたものである。2022年の世界の太陽光発電システム年間設置容量は236GWに達し、前年比35%増となった。2022年には、過去最高の24ヶ国が1GW以上を設置しており、このうちの数ヶ国は初めて1GWを超えた。2022年の大半を通じて太陽電池モジュール価格が上昇したにもかかわらず、(中東及びアフリカを除く)すべての地域における市場で成長が見られた。これは、電気料金の高騰や政治的支援によって、太陽光発電の競争力が広範囲に及ぶようになったことの結果である。

気候変動の影響がより明らかになるにつれ、二酸化炭素排出量が少ないエネルギーの選択肢への投資は続いており、太陽光発電電力量の割合(2022年には世界の発電量の6.2%、1,538TWh)が増加していくのは間違いない。2022年には、新たに導入された再生可能エネルギー発電容量の約4分の3を太陽光発電が占めており、その産業価値は約1000億ドルであった。太陽電池の生産量と生産能力の拡大に向けた大規模投資が継続的に行われ、2022年末までに世界の太陽電池モジュール生産能力は716GW/年に達した。一方で、稼働している生産能力はその半分に過ぎない。世界市場の規模は、年間1TWという構造上の供給能力とかけ離れてはいない。雇用は力強い伸びを示し、川上の製造部門と川下の設置関連部門を合わせると、世界全体で推定580万人の雇用が創出されている。輸送や暖房部門の電化や、グリーン水素から営農型太陽光発電までの幅広い市場分野の伸びによっても、発電容量の成長は活性化されている。

2022年は、欧州では全般的に入札が増加したものの、その他の地域ではわずかしこ入札が実施されず、市場の主な原動力は競争力であった。ウクライナ戦争と対ロシア制裁によるガス供給への影響は欧州全域、そして遠く離れたオーストラリアにまで及び、ガス料金に続いて電気料金が高騰し、一部の電力市場では操業停止や上限料金の設定を余儀なくされた。

電気料金の高騰に伴い、太陽光発電電力の価値は電力事業用・分散型ともに上昇し、太陽光発電がさらなる競争力を持つとともに、電力売買契約(PPA)や自家消費への投資に対する信頼も高まった。その結果、一部の国で支援制度が調整され、差額決済契約(CfD)を採用していた国では支出を削減することができたほか、収入を生み出した国もあった(フランスでは国家予算に7億6100万ドル相当の資金がもたらされた)。

太陽光発電市場の発展が加速することによる社会的影響は大きく、多くの国で電力事業用システムの社会的・環境的受容に対する疑問が高まっており、より透明性が高くきめ細やかな市民との協議や啓発活動が求められている。

電力系統の混雑、出力抑制、そして人材が太陽光発電の普及と競争力に影響を与える重要な因子となってきており、一部の国では市場の成長が制約されている。市場や政治的な需要によって太陽光発電の普及率が高まるにつれ、系統容量を増やすための系統インフラのアップグレードに資金を提供し技術的・非技術的な政策を導入するための実行可能な解決策を、政府、送配電事業者、太陽光発電業界が協力して模索する必要がある。

2022年、太陽光発電は、エネルギー転換を進めるための確実に手頃な価格の電力供給や低炭素排出のツールという形で、社会に重要なサービスを提供する能力があることを実証した。生産能力への大規模な投資により、私たちはテラワット時代の幕開けを迎えている。

目次

1章 太陽光発電技術の概念と方法論について	1
太陽光発電技術	1
太陽光発電の応用と市場分野	3
主要な太陽光発電市場の開発に関する指標の調査方法	5
2章 太陽光発電市場の発展動向	7
世界の太陽光発電システム設置容量	8
太陽光発電の市場分野	16
デュアルユース（二重利用）と新興太陽光発電市場分野	23
地域別の太陽光発電の発展状況	29
3章 政策の枠組み	40
太陽光発電市場の牽引力及び支援制度	41
プロシューマー及びエネルギー・コミュニティに関する政策	51
エネルギー転換を促進する政策	55
産業及び製造に関する政策	57
4章 太陽光発電産業の動向	59
太陽光発電の川上部門	60
太陽光発電の川下部門	73
5章 太陽光発電が社会に与える影響と社会的受容	75
太陽光発電の普及に対する受容	75
気候変動の緩和	78
経済価値	81
美観及び景観	90
使用済み太陽電池モジュール	91
6章 2022年における太陽光発電電力の競争力	93
太陽電池モジュール価格	94
太陽光発電システム価格	96
太陽光発電の発電コスト	99
7章 エネルギー部門における太陽光発電	105
太陽光発電による発電量	105
太陽光発電の統合とセクター・カップリング	110
付録	117
図リスト	120
表リスト	122

太陽光発電応用の動向報告書 // 2023年

太陽光発電システム研究協力プログラム WWW.IEA-PVPS.ORG



2022年の太陽光発電部門における総事業価値

2300億ドル



2022年の太陽光発電市場規模

上位 5ヶ国

中国	105.5GW
欧州連合(EU)	40.0GW
米国	21.1GW
インド	18.1GW
ブラジル	9.9GW

電力需要に占める
太陽光発電の貢献度

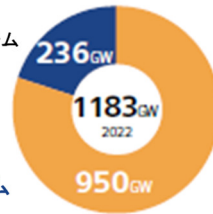


6.2%

2022年の
世界の電力需要に
占める太陽光発電の割合

2022年の
世界の太陽光発電システム
年間設置容量 (GW)

2022年末時点の
世界の
太陽光発電システム
累積設置容量



2021年末時点の
世界の太陽光発電システム
累積設置容量 (GW)

950GW

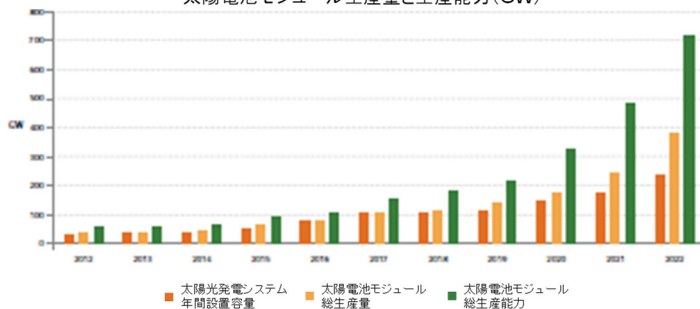
気候変動への影響



13.36

億トン/年のCO₂排出削減量
(2022年)

2012~2022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 (2022年)



太陽光発電システム普及状況
(2022年) (W/人)



2022年に44ヶ国が
累積設置容量で少なくとも

1 GW

達成

1人当たりの太陽光発電
システム設置容量

1位 オーストラリア	1,169W /人
2位 オランダ	1,031W /人
3位 ドイツ	800W /人
4位 ベルギー	698W /人
5位 日本	680W /人

2022年に24ヶ国が
年間設置容量で少なくとも

1 GW

達成



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（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）、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、ウエハーのサイズすなわち太陽電池セルのサイズの拡大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。最近まで、ウエハーのサイズは、156.75mm角（M2規格セル）～210mm角（G12規格セル）の範囲であった。しかし、2022年にはM10規格（182mm角）及びG12規格のウエハーが市場シェアの約82%を占め、他のサイズのウエハーのシェアは小さくなっている。一般的に太陽電池セルは、ウエハー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。

現在、結晶シリコン太陽電池技術は、セル生産量全体の97.5%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ーに形成され、量産レベルでの変換効率は20～25%（単接合）である。単結晶シリコン太陽電池セルは、結晶シリコン太陽電池セル全体の97%を占め、市場シェアをほぼ独占している。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・ウエハーに形成される。製造コストが低い

ことから今も稀に製造されているが、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からはほぼ姿を消している。

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。アモルファス・シリコン（a-Si）及びマイクロモルフ・シリコン（ μ -Si）は、以前は市場でかなりのシェアを占めていたが、結晶シリコン太陽電池セルの価格や他の薄膜技術における変換効率の向上に追従することができなかった。モジュールの変換効率は、有機薄膜太陽電池（OPV）が9%、a-Siが10%、CIGS及びCISが17%、CdTeが19%、GaAs（非集光）が25%と幅があり、一部の集光型太陽熱発電（CSP）モジュールでは40%を超えている。

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。ペロブスカイトのような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。この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。製造コストが低いにも関わらず、市場での製品化には至っていないが、開発や実証活動は進行中である。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おり、純粋なペロブスカイト製品よりも早く上市される可能性がある。2022年に、シリコン・ベースのタンデム型ペロブスカイト太陽電池セルで変換効率32.5%（2021年比4%増）、CIGS/CISベースのタンデム型で24.9%が達成された。複数の中国製造企業が、2022年にペロブスカイト太陽電池モジュールを出荷したと発表した。

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350～600Wで、2023年には出力740W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、2022年には350～435Wで、より高出力の540W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・高出力モジュール等）もある。結晶シリコン太陽電池モジュールは相互に接続された複数のセルで構成され、透明上面材（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上面材により封止し、フレキシブル太陽電池モジュールまたは非フレキシブル太陽電池モジュールに形成される。

太陽光発電システムは、複数の太陽電池モジュールによって構成され、電力系統に連系される（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系統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等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。太陽電池一体型のファサード、傾斜屋

根、陸屋根、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。

1軸または2軸の追尾システムは、近年、とりわけ直達光の比率が高い国において、地上設置型システムへの応用に関心が高まっている。追尾システム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、一般的に1軸追尾システムで10～20%、2軸追尾システムで20～30%の増加が可能である。

太陽光発電の応用と市場分野

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システムは既存の建物に取り付けられるもので、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の代替として取り付けられるものである。BIPVソリューションのうち、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従来の架台システムを用いて、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には様々な形状や色の製品があり、大部分は両面ガラスであるが、様々な材料を用いて製造することが可能である。BIPVは複数の機能を持つように組み立てることが可能で、通常は従来型の建築物の外壁としての機能を合わせ持つ。

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。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固定架台で最大15%、1軸追尾システムで最大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、全般的に設置コストが高額であるにもかかわらず、競争上の優位性は高まっている。両面受光型太陽電池モジュールの性能への影響要因についての理解が深まってきており、川下のビジネスモデルや産業への統合が進んでいる。両面受光型太陽電池モジュールは2022年も引き続き市場に浸透しており、稼働を開始する電力事業用太陽光発電システムの数が増加している。

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、ダム周辺などの場合は既存の系統に連系することが可能である。人工的水域でFPVシステムを開発することは、人口密度の高い地域での土地不足の解決策となる。水力発電と組み合わせることも可能であるほか、乾燥気候では水の蒸発率が低下し、温暖気候では冷却効果によりエネルギー効率が向上する。

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。

熱電ハイブリッド太陽電池（PVT）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保持し、温水を生産したり、セントラルヒーティング・システムに熱を供給したりする。また、太陽電池モジュールの動作温度が下がることで、システム全体の性能を向上させることが可能になる。

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等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使用するものである。

各種ソーラー・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）との組み合わせにより、過去数年間で大きく発展した。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等の必要不可欠な機能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、主に発展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基が設置されることもあり、太陽電池モジュールのストリングごとに複数のインバータが設置されることもある。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の柔軟性を向上させる。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」と呼ばれるインバータは、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等、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、住宅用システムだけでなく、高速道路や鉄道沿いなど、直線状の設置面を利用する太陽光発電システムでも使用が増加する可能性がある。

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、業務用、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等に設置されている。

一方、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、その他の形態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は、集中型発電所として機能する。このシステムによる発電電力は特定の電力需要家向けに連系されるものではなく、大量の電力を電力系統に供給する以外の特別な機能のために設置されるものではない。地上設置が一般的で、近隣地区の開発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、ミニグリッド向けのハイブリッド応用である。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提供が可能となる。技術の融合により、例えば、携帯電話の基地局のような遠隔地においても信頼性と費用効率の高い電源を提供できるという、新たな可能性をもたらしている。大規模ハイブリッド・システムは、中部アフリカなどのディーゼル発電を利用している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

独立形太陽光発電システムには、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。太陽光発電システムに使用される蓄電池はサイクル充放電型鉛蓄電池が代表的である。このほか、過充電や過放電に強いという利点がある電池（例：ニッケル・カドミウム電池、ニッケル水素電池、リチウムイオン電池）も適している。蓄電池の寿命は稼働方式や条件によって異なり、技術が進歩してはいるものの、通常5～10年である。

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（SOC）に維持するために利用され、要求される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。照明や冷蔵庫などの低電力負荷に電力を供給し、世界中で設置されている。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。少量の電力が高い価値を持つ状況における応用であり、他の小型発電機に対する価格競争力を太陽光発電に持たせている。

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）あるいはWp（ワットピーク）で表記される。一部の国では、太陽光発電システム用インバータ（太陽光発電システムからの直流出力を一般的な電力系統と互換性のある交流出力に変換する機器）の容量（AC容量）を設置容量として報告している。標準の直流出力（W）（DC容量）と交流出力の差は最小で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、DC/AC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）。最も正確な年間設置容量を算出するため、必要に応じてAC容量をDC容量に換算している。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、数値報告にあたっては、系統連系形及び独立形、双方のシステム総設置容量を計算し、報告されていない残りの設置容量については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、交流（AC）から直流（DC）への変換係数、リパワリング、稼働停止など、複数の要因に起因していると考えられる。また、マイクロシステム（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）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、市場に出ているが報告されていないシステムの設置が進展しており、配電系統運用事業者が認識していない、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。

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、専門家による新規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。市場の可視性を改善するため、推定出荷容量と在庫量に関するデータを図1.1に盛り込んでいる。この図が示す通り、2023年4月に発表された「Snapshotレポート」と本報告書を比較して見ると、多くの国は、年間設置容量を推計値から確定させている。特に、中国の市場動向に関する報告方法に対する包括的な理解が進んだため、中国の2022年のDCベースの導入量は105.5GW（DC）という、より整合性のある数値となった（当初の推定値は106GW（DC）であった）。一方で、欧州で複数の国が導入量のデータを更新したため、世界全体の導入量は当初の推定値をわずかに下回った。

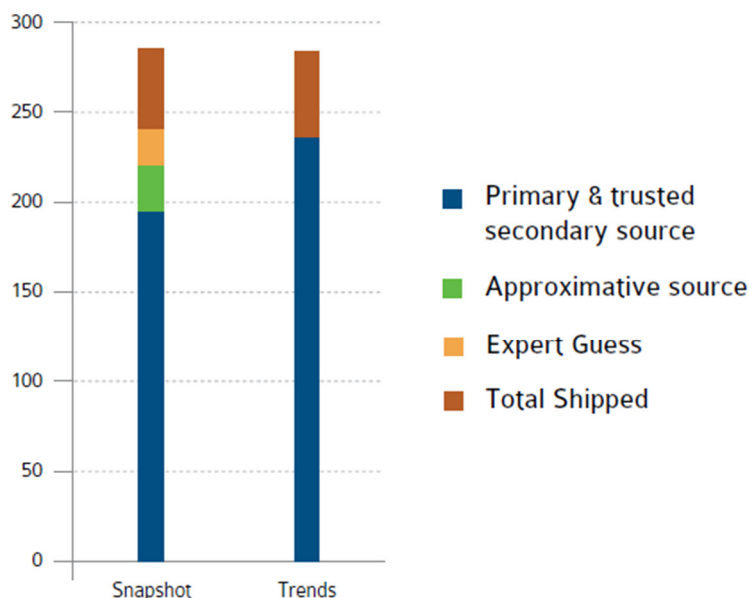


図 1.1 年間設置容量と年間出荷量の比較、および報告書作成における推計値
出典：IEA PVPS、その他



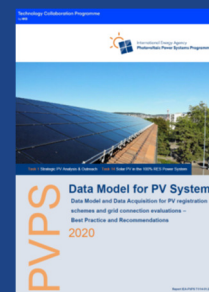
2章 太陽光発電市場の発展動向

太陽光発電市場の発展が始まって以来、世界全体では2022年末までに1,183GW超の太陽光発電システムが設置され、このうち約65%は過去5年間に設置された。長い年月の間に、ますます多くの市場が世界における太陽光発電システムの設置の増加に貢献するようになり、2022年には新たに大規模導入を実現した国の数が過去最多となった。

太陽光発電システムの設置の大部分は系統連系形であり、変動性のある太陽電池モジュールの直流 (DC) 出力を交流 (AC) 出力に変換して電力系統に逆潮流するインバータが設置されている。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DCである (1章も参照)。国による公式の報告値がACである場合は、整合性を保つために本報告書ではDCに変換している。公式の報告値がACである場合は、本報告書では必要に応じて容量をMW (AC) あるいはMW (DC) で示すことがある。原則として、MWはDC容量を示している。

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」を発行している (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

2022年末時点の世界の太陽光発電システム累積設置容量は1,183.4GWで、2023年4月にIEA PVPSが発刊した「Snapshot of Global PV Markets 2023」の速報推定値（1,185GW）をわずかに下回った。

世界の太陽光発電システム年間設置容量：
前年比+24.9%成長

2022年の世界の年間設置容量については、現時点で一定の精度を持つ統計値は最低でも235.8GWであるとみられる。新型コロナウイルス感染症（COVID-19）の大流行（パンデミック）による混乱、モジュール価格の高騰、貿易紛争、系統混雑が続く国が増えているにもかかわらず、太陽光発電システムの年間設置容量は昨年を大きく上回り、過去最高を記録した。

IEA PVPS加盟国全体の太陽光発電システム累積設置容量は927.5GWであった。2022年のIEA PVPS加盟国は、オーストラリア、オーストリア、カナダ、チリ、中国、デンマーク、フィンランド、フランス、ドイツ、イスラエル、イタリア、日本、韓国¹、マレーシア、メキシコ、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、米国である。

また、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のブロックに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、2022年末時点で256GWと考えられている。このうちインドの累積設置容量は79GWで、約3分の1を占めている。次いで、ベトナム（18.5GWだが2022年の新設容量は非常に少ない）とブラジル（9.9GW増の23.6GW）が上位を占めた。これらの国は、IEA PVPS非加盟国の設置容量上位国である。残りは主に欧州における設置で、以前から設置の多かった市場に加えて新興市場における設置が貢献している。このうち、累積設置容量上位国の設置容量は、英国が15.2GW、活況のポーランドが12.5GW、ベルギー（2022年にIEA PVPSを脱退、2023年に復帰）が8.1GWである。累積設置容量が1GWを超えている欧州の国は、他に、ギリシャとウクライナが6GW超、ハンガリーが約4GW、チェコが2.3GW、ルーマニアが1.9GW、ブルガリアが1.4GWである。2022年、2023年にIEA PVPSのプログラムに加盟していないものの、台湾は2022年末時点の累積設置容量が9.7GWに達する主要な市場である。世界中の多くの国が太陽光発電の開発に着手しているが、上記以外の国で累積設置容量が大幅に拡大した国はほとんどない。中東（ヨルダン、アラブ首長国連邦（UAE））では新たな展開があり、アフリカではこれまでの開発により、GW規模の累積設置容量となった。例えば、UAEで3.6GW、エジプトで3.5GW、ヨルダンで1.9GWとなった。

¹ 大韓民国は一般的に韓国としても知られているため、本報告書では「韓国」と表記する。

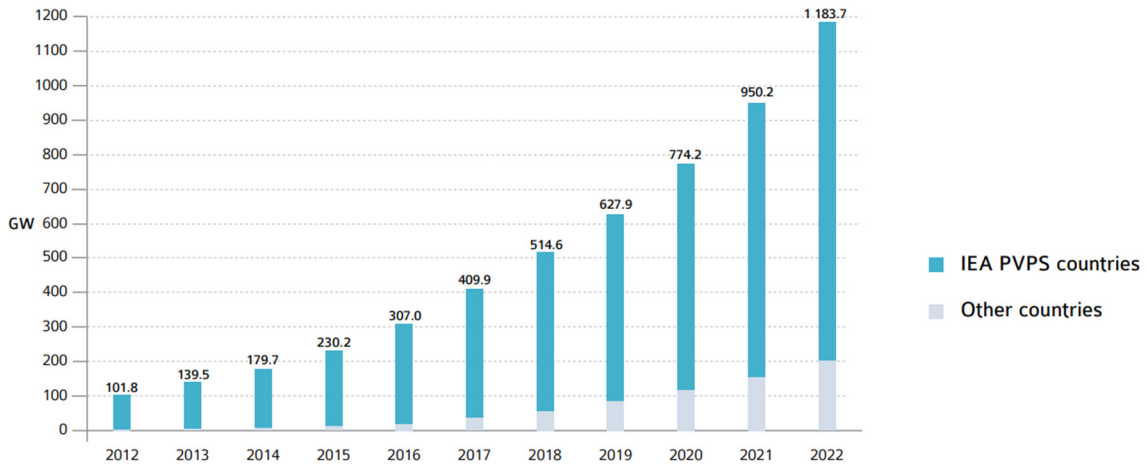


図2.1 世界の太陽光発電システム累積設置容量 (GW)

出典：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)、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。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、**オーストラリア**が1,169W/人 (2021年比15%増) で、過去数年にわたり世界最多である。**オランダ**は1,031W/人で2位 (26%増)、**ドイツ**が800W/人で3位、次いで**ベルギー**が698W/人で4位、**日本**が680W/人で5位であった。さらに**スペイン**、**ギリシャ**、**デンマーク**、**スイス**、**マルタ共和国**の5ヶ国が500W/人を超えた。人口の多い国の中では、**米国**が425W/人で1位、**中国**が293W/人で続いた。また、**インド**は、近年大きな市場になっているが、わずか56W/人と出遅れた。

人口1人当たりの設置容量はオーストラリアが1,169W/人で世界最多

典型的な住宅用システムの太陽電池モジュール1枚の出力が350~435W程度であることから、2022年の1人当たりモジュール設置枚数は、1枚の国もあれば、2~3枚相当の国もあるといえる。

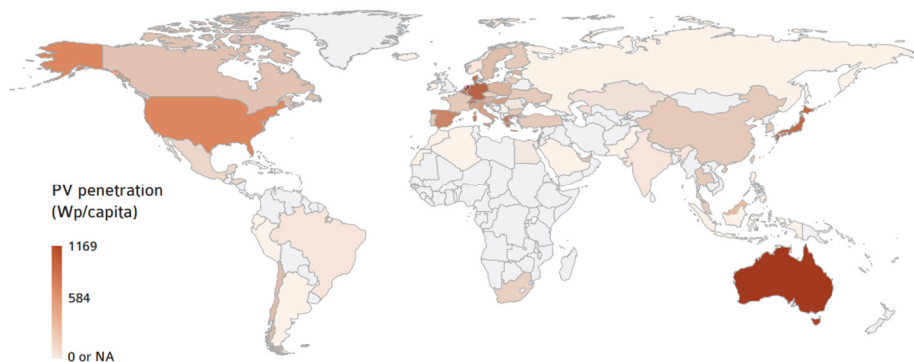


図2.2 人口1人当たりの太陽光発電システム設置容量 (W/人) (2022年)

出典：IEA PVPS、その他

太陽光発電システム年間設置容量の進展

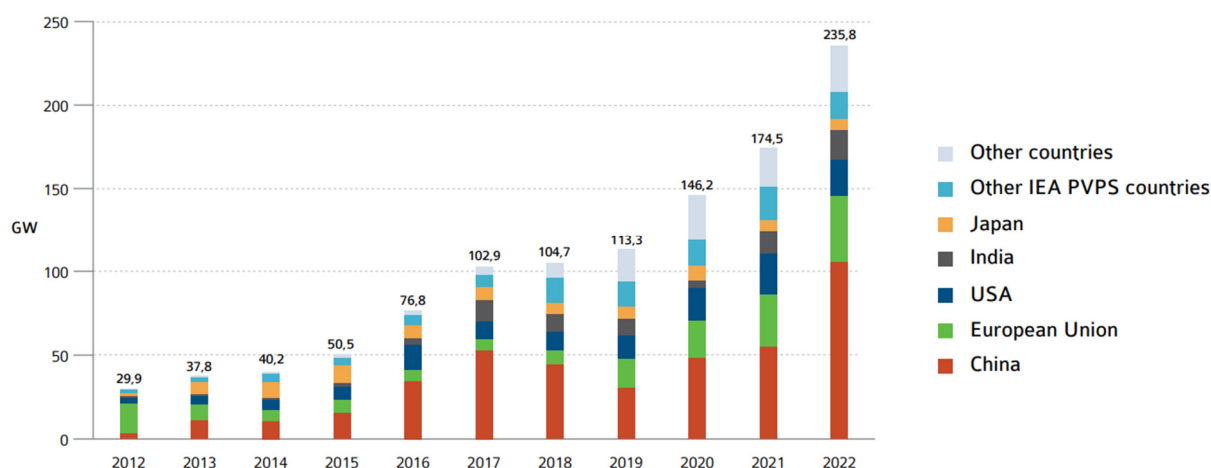


図2.3 主要市場における太陽光発電システム年間設置容量（GW）

出典：IEA PVPS、その他

IEA PVPS加盟国²では、2022年に合計で少なくとも178.9GW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56.8GWが設置された。一部の国においてサプライチェーンの問題や太陽電池モジュール価格の高値が続いており、市場の発展を中断または遅らせた可能性があるにもかかわらず、世界の太陽光発電市場は3年連続で大きく成長した。本報告書では、報告書全体の整合性を保つために一部の国の設置容量を直流（DC）値に変換しているため、政府発表データと異なる場合がある。

例年と同様、例外的な成長を遂げて1位になった中国は、2022年には2021年の設置容量のほぼ倍増となる、過去最高の105.5GW（DC）を導入した（中国の国家能源局のAC値から換算）。集中型と分散型が均等にバランスよく設置された。2022年の中国の年間設置容量は世界全体の45%を占め、累積設置容量は414GWに達した。

国別では、米国が21.1GW（2021年の24.1GWから減少したものの、Snapshotレポート速報値の18GWを上回った）で2位であった。貿易問題と系統連系待ちのプロジェクトの滞留が複合的に影響し、市場が縮小した。電力事業用システムの設置容量は2021年の約17GWから12.5GWに減少したが、住宅用システムは2021年の設置容量を上回った。累積設置容量は、2022年末時点で141.6GWに達した。

インドは、前年の13GWを上回る18.1GWを設置して3位、累積設置容量は79.1GWとなった。

ブラジルは、世界の主要な太陽光発電市場のひとつとなっており、2022年は、2021年を上回る極めて活況な市場となり9.9GW（累積設置容量23.6GW）を設置し、4位となった。スペインは、設置容量8.5GWで5位、累積設置容量は29.9GWとなった。

欧州連合（EU）全体では、4年連続で市場が堅調に成長して40GWを導入し、世界第2位の市場規模となっている。2022年の主要市場はスペイン（8.5GW）、ドイツ（7.2GW）で、ポーランド（4.9GW）、オランダ（3.9GW）の他、数ヶ国がこれに続いた。

² 本報告書では、IEA PVPS 加盟国とは、自国が加盟している国、または EC の加盟国である。

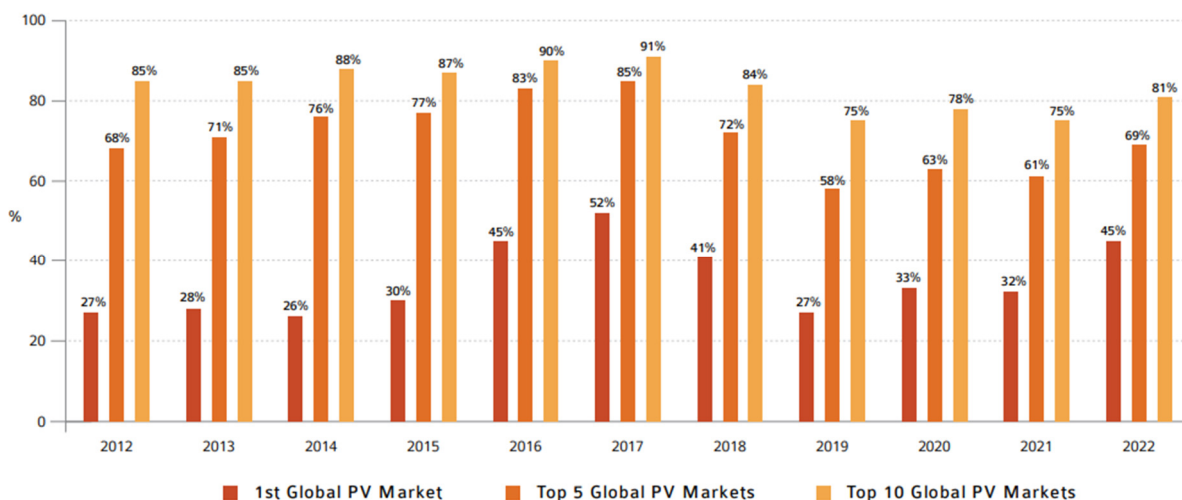


図2.4 上位国による市場シェア

出典：IEA PVPS、その他

2022年の世界の年間設置容量に占める上位5ヶ国の合計設置容量の比率は約69%となった。これら5ヶ国が累積設置容量に占める比率は66%である。世界の太陽光発電市場の一極集中は依然として非常に強く、設置容量の比率では、新興市場は従来の主要市場には及ばなかった。この主な要因は、2022年に世界の年間設置容量の45%を占めた**中国**が圧倒的な市場規模を持っていることである。

5位以下には、**ドイツ**が6位の（2022年の年間設置容量7.2GW、累積設置容量67.3GW）、**日本**は、2022年の年間設置容量は前年から横ばいの6.7GWで7位となり、累積設置容量は85GWに達した。**ポーランド**は8位で年間設置容量は2021年を上回る4.9GW、累積設置容量は12.5GWであった。9位の**オーストラリア**（主にサプライチェーンの問題により、2022年の年間設置容量は4.2GWと、2021年の4.9GWから減）は、同年末時点の累積設置容量が30.4GWとなった。太陽光発電システムの普及拡大により、同国の一部地域では1週間以上にわたり地域の電力網の再生可能エネルギー比率が100%に達した（この規模では初）。10位の**オランダ**は、2022年の年間設置容量は3.9GW、累積設置容量は18.2GWと好調を維持した。

上位10ヶ国合計の年間設置容量は、2022年の世界市場の約81%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々によって牽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不安を煽ってきたが、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。図2.4に示す通り、市場の一極集中は、2019年に順調に緩和した後、2020年に再び拡大し、2021年には横ばいとなったが、2022年にはさらに拡大した。これは主に**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し、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。

上位10ヶ国に入るために必要な市場規模は2014年以降着実に拡大しており、2018年の1.6GWから、2020年には約3.5GW、2022年には4GW近くに増加した。これは、太陽光発電市場の世界的な成長動向を反映している一方で、年によって変動することも示している。

かつて上位10ヶ国に入っていたフランス、イタリア、韓国などは、2022年に数GWを導入したが、十分に高水準の設置容量を維持することができず、上位10ヶ国に留まることができなかった。また、過去に数GWを設置したものの2022年に市場規模が縮小した国（トルコ、英国、ベトナム）や、上位10ヶ国入りしていない国（チリ）もある。このような市場の変動は、太陽光発電産業が政策の変更とそれに伴う市場展開に反応していることを示唆している。ただし、多くが予想したより早い段階で太陽光発電が競争力を得るにつれ、補助金なしの太陽光発電開発に移行する国においては、市場が政策や支援メカニズムに依存しなくなってきており、（政策支援に依存する状況は）緩和されつつある。

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、2022年の新規設置容量は約150~190GW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。

このほかで1GWを超える太陽光発電システムを設置した国は、デンマーク、ギリシャ、スイス、ベルギー、オーストリア、ハンガリーといった欧州諸国が中心であるものの、米州のチリ、中東・北アフリカ地域のイスラエルとトルコ、アジアの台湾とマレーシアも1GW以上を設置している。

表2.1 太陽光発電市場規模上位10ヶ国の変遷

順位	2012年	2013年	2014年	2015年	2016年	2017年	2018年	2019年	2020年	2021年	2022年
1	ドイツ	中国	中国	中国	中国	中国	中国	中国	中国	中国	中国
2	イタリア	日本	日本	日本	米国	インド	インド	米国	米国	米国	米国
3	中国	米国	米国	米国	日本	米国	米国	インド	ベトナム	インド	インド
4	米国	ドイツ	英国	英国	インド	日本	日本	日本	日本	日本	ブラジル
5	日本	イタリア	ドイツ	インド	英国	トルコ	オーストラリア	ベトナム	ドイツ	ドイツ	スペイン
6	フランス	英国	南アフリカ	ドイツ	ドイツ	ドイツ	トルコ	オーストラリア	オーストラリア	ブラジル	ドイツ
7	オーストラリア	ルーマニア	フランス	韓国	タイ	韓国	ドイツ	スペイン	韓国	オーストラリア	日本
8	インド	インド	韓国	オーストラリア	韓国	オーストラリア	メキシコ	ドイツ	インド	スペイン	ポーランド
9	ギリシャ	ギリシャ	オーストラリア	フランス	オーストラリア	ブラジル	韓国	ウクライナ	スペイン	韓国	オーストラリア
10	ブルガリア	オーストラリア	インド	カナダ	トルコ	英国	オランダ	韓国	オランダ	ポーランド	オランダ
EUの順位	1	2	3	3	4	5	4	2	2	2	2
上位10ヶ国に入るために必要な市場規模											
	843MW	792MW	779MW	675MW	818MW	944MW	1,621MW	3,130MW	3,492MW	3,710MW	3,900MW

出典：IEA PVPS、その他

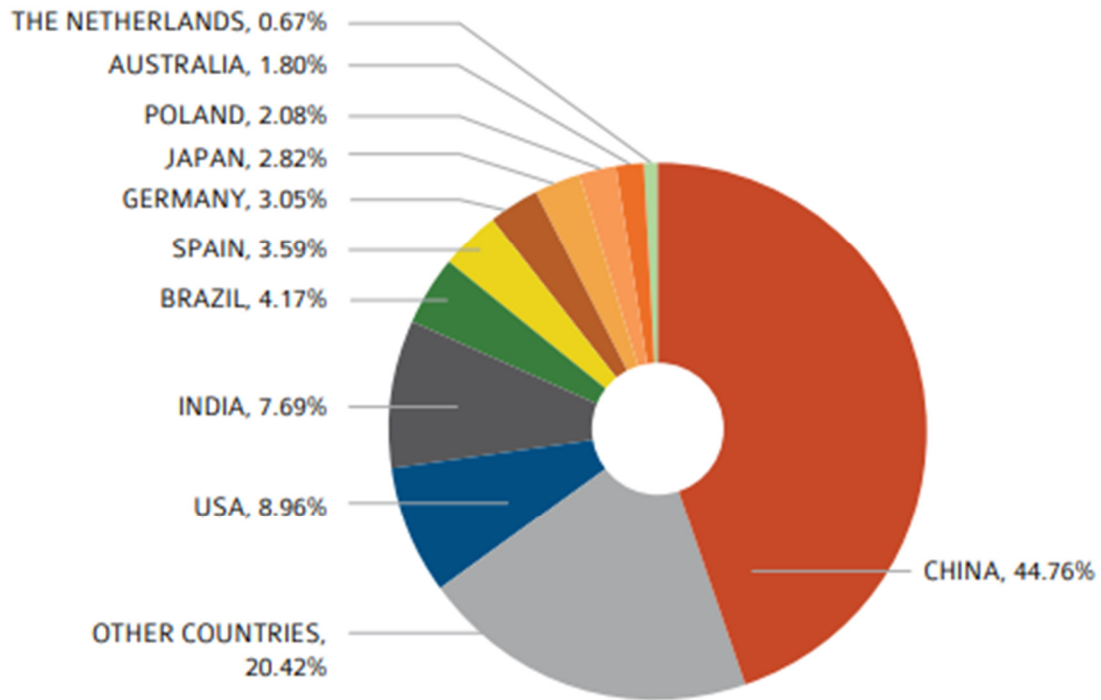


図2.5 2022年の世界の太陽光発電システム年間設置容量の国別比率
出典：IEA PVPS、その他

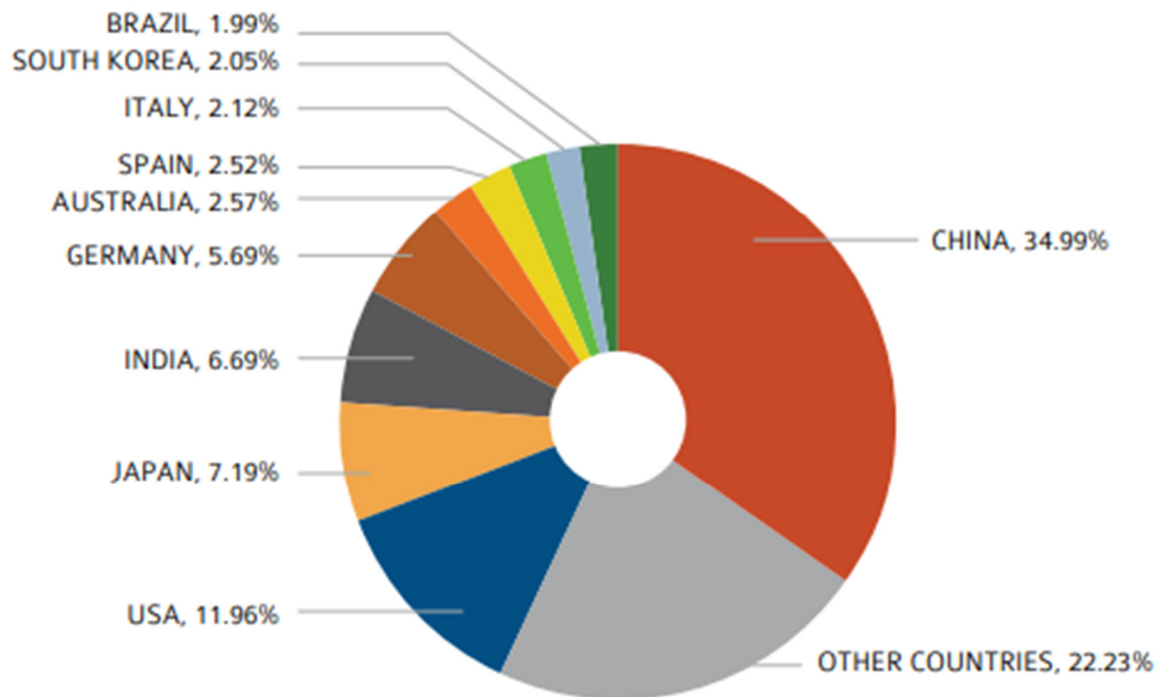


図2.6 2022年末時点の世界の太陽光発電システム累積設置容量の国別比率
出典：IEA PVPS、その他

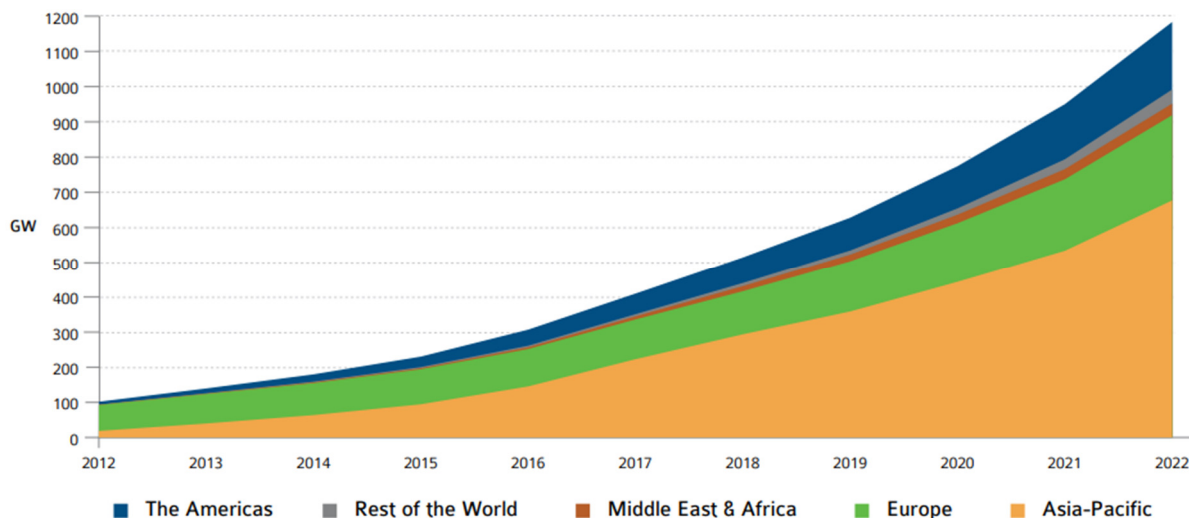


図2.7 地域別太陽光発電システム累積設置容量
出典：IEA PVPS、その他

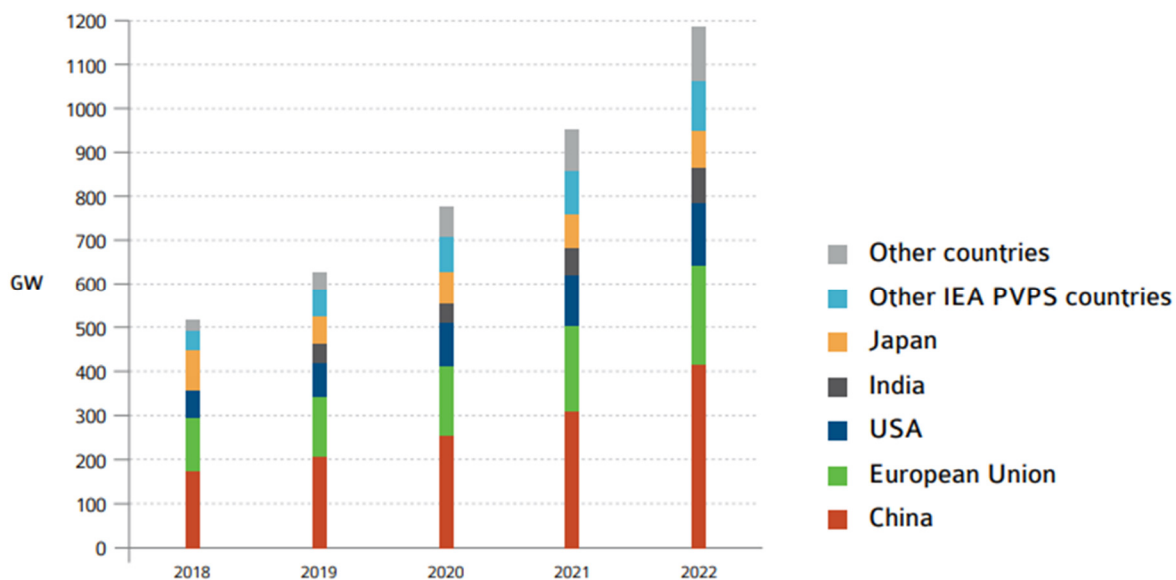


図2.8 主要市場の太陽光発電システム累積設置容量（2018～2022年）
出典：IEA PVPS、その他

太陽光発電の市場分野

2022年も太陽光発電にとって成長の一年となった。電力事業用太陽光発電プロジェクトが、既存の太陽光発電市場においても、近年太陽光発電市場が成長している国においても引き続き急速に増加したことで、分散型システムが小売電力料金の高騰や特定の普及プログラム（中国など）に後押しされたことが、同等に成長に寄与した。国内市場は非常に多様で、多くの市場で、電力事業用システムと分散型システムとの間で過去と現在の政策の優先順位の違いによる大きな不均衡が見られるものの、中国、日本、オランダ、フランスなどの主要市場では、両分野がバランスよく発展している。

分散型システムの設置容量は再び集中型システムの設置容量をわずかに下回り、2022年は115GW（2020年：62GW、2021年：80GW）となった（うち中国が51GW）。電力事業用の地上設置型太陽光発電所は、主に中国、インド、米国、スペイン、韓国、及び新興太陽光発電市場が牽引し、2020年の84GW、2021年の92GWから、2022年は120GWに増加した。分散型太陽光発電システムがさらに大きく伸びたとはいえ、電力事業用システムは依然として累積設置容量の約55%を占めている。2022年は競争入札における価格が2021年よりも上昇したとはいえ、低水準にとどまったことから、電力の市場取引や電力売買契約（PPA）を締結するビジネスモデルの魅力が増した。このため、入札において応札容量が入札容量を下回る事例が複数報告された。独立形システムと電力系統の末端（グリッドエッジ）のシステムも、電力事業用と分散型、2つの大きなカテゴリーへの統合が進んでいる。

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、電力事業用太陽光発電所であるケースが多い。これにはさまざまな要因がある。電力事業用太陽光発電所は、開発事業者や金融機関にとって、比較的短期間で建設する必要があるため、（訳注：市場形成や制度策定に時間がかかる）分散型太陽光発電システムよりも短期間で太陽光発電電力を供給することができる。また地域によっては、入札により太陽光発電の魅力がさらに高まっている。最近では新興市場における屋根設置型太陽光発電システムへのインセンティブや、一部の既存市場での屋根設置型太陽光発電システム入札といった支援施策が導入されていることから、電力事業用と分散型は同等に進展している。

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。電力を大量消費する施設や工場に隣接するなど、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。

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（2022年）

国名	導入量（GW）
中国	54.44
インド	13.95
米国	12.50
スペイン	5.45
日本	3.76
ドイツ	2.92
韓国	2.81
ブラジル	2.52
オランダ	2.26
フランス	1.59

出典：IEA PVPS

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（2022年）

国名	導入量（GW）
中国	254.38
米国	89.93
インド	66.85
日本	33.88
スペイン	23.68
韓国	21.15
ドイツ	13.74
オランダ	10.75
オーストラリア	10.38
フランス	9.59

出典：IEA PVPS

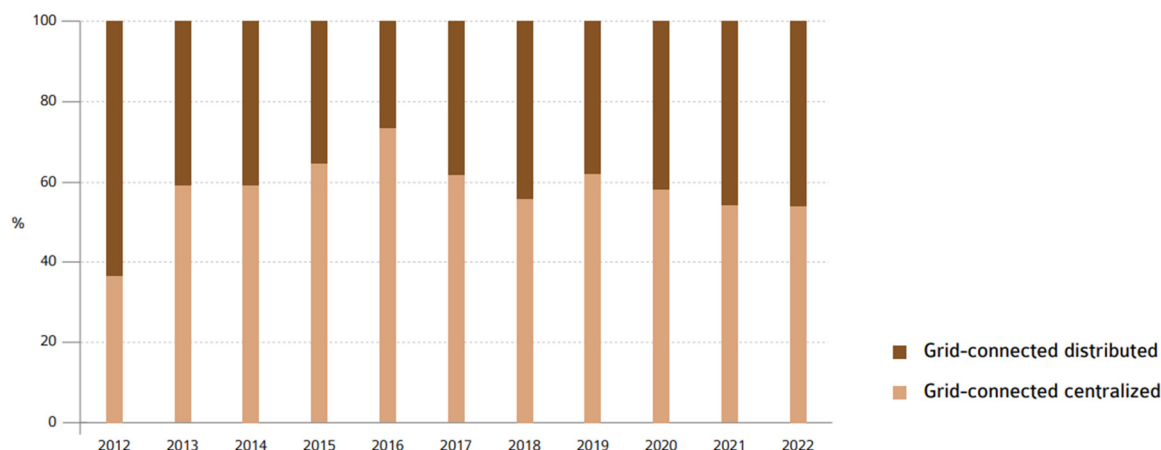


図2.9 年間設置容量における系統連系形太陽光発電システム（集中型・分散型）の比率
（2012～2022年）

出典：IEA PVPS、その他

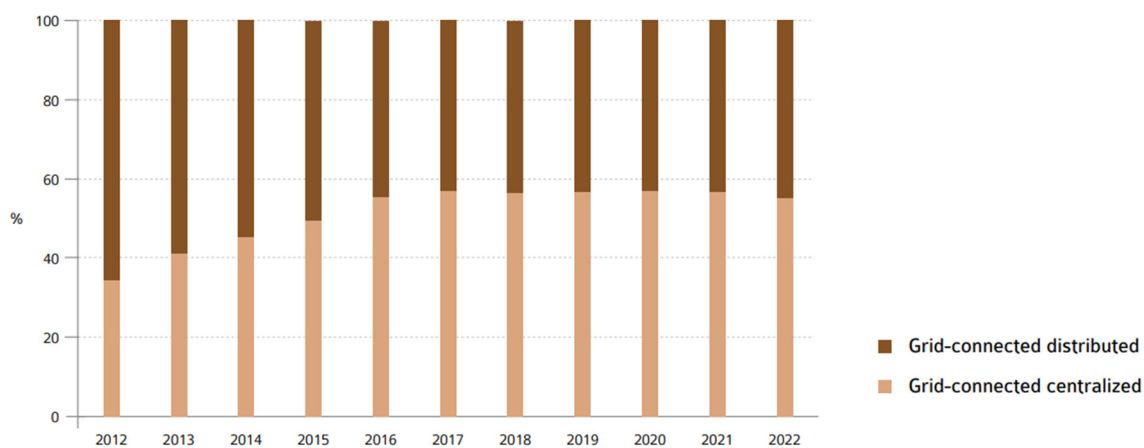


図2.10 累積設置容量における系統連系形太陽光発電システム（集中型・分散型）の比率
（2012～2022年）

出典：IEA PVPS、その他

電力事業用太陽光発電システムは、太陽光発電の新市場と既存市場、共に活況である。新市場や成熟市場では、入札を実施して最も競争力のあるプロジェクトを選定する国が増加している。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が、2022年には大部分の国において、電力事業用システムが国内市場を牽引することはなかった。

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）や企業に直接売電するコーポレートPPAは、2年連続して多くの国で成長している。特に既存市場では、電気料金の高

騰にけん引され、2022年の主要動向のひとつとなっている。太陽光発電の競争力が高まるにつれ、プロジェクト開発事業者は入札への参加を回避する傾向にあり、一部の成熟市場における競争入札では応札が入札容量を下回っている。Merchant PVやPPAの開発は、大半が補助金を利用していないことから政策決定には依存しておらず、実質的に無限のポテンシャルがある。

このようなケースでは、収益面における実現可能性はもはや問題ではないものの、現実には、系統の混雑、社会的受容、厳格な環境影響調査要件などによる制約がすでに生じている。近年では、プロジェクト開発事業者が系統連系枠を確保する目的で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、ブラジル）。

発電量を最大化するため、追尾システムを用いる電力事業用太陽光発電所の新設が増加しており、これと並行して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。水上設置型太陽光発電（FPV）も大きな市場分野になりつつある。入札における特定のルールや、魅力的な条件の系統サービス市場や卸売市場（オーストラリア、米国）に後押しされて、一部の国では蓄電システムの設置も進展している。2022年の世界の電力事業用太陽光発電所の年間設置容量は120GW、累積設置容量は648GWに達し、世界全体の累積設置容量の55%を占めた。

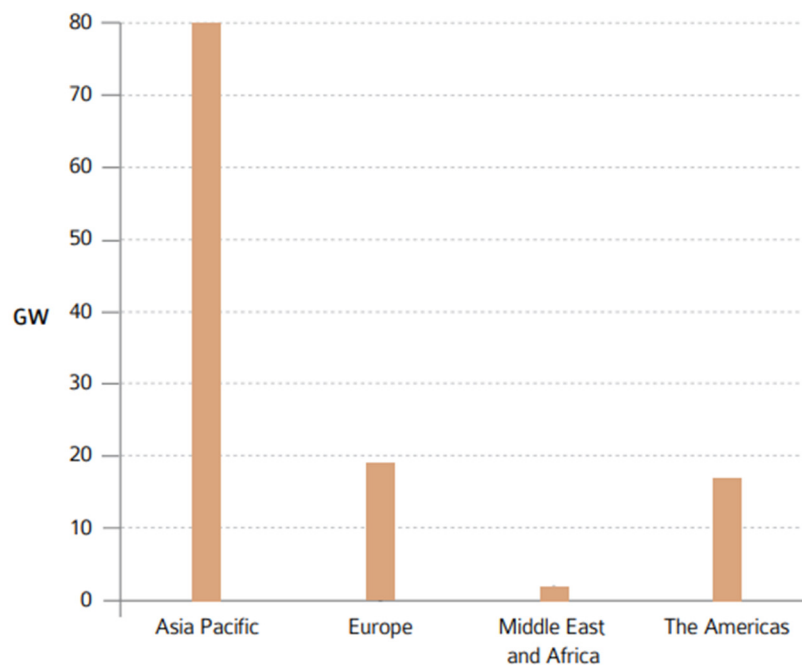


図2.11 地域別集中型太陽光発電システム年間設置容量（2022年）

出典：IEA PVPS、その他

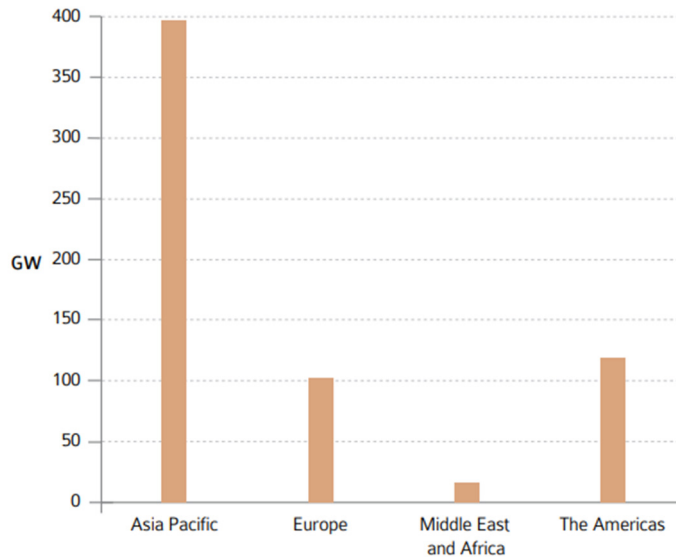


図2.12 地域別集中型太陽光発電システム累積設置容量（2022年）

出典：IEA PVPS、その他

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、電力消費の一部（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、財政的インセンティブへの圧力を取り除くとともに、系統容量への需要を減らすことができるため、重要である。

プロシューマーの分野は、これまではネットメタリング制度など単純なスキームによって進化してきたが、自家消費のコンセプトに基づいた開発が増えている。発電場所で消費される電力と、リアルタイムに近い時間単位で系統に逆潮流される電力を区別し、自家消費にインセンティブを与えている。

自家消費制度を成功させるための重要な要素が小売電力料金である。今なお、小売電力料金が人為的に低く抑えられている国がある。化石燃料に対する補助金は現在も存在しており、自家消費を含むすべての市場分野において太陽光発電システム設置の魅力が損なわれている。しかし、太陽光発電市場は電気料金が値上がりするときに急速に成長する傾向にある。全体的に、多くの国で太陽光発電電力の自家消費を促進する傾向があることは明らかで、そうした国の多くでは政府や電力事業者によって余剰電力に対価を提供する制度が導入されている。フィードイン・タリフ（FIT）制度、スポット市場価格に上乗せするフィードイン・プレミアム（FIP）制度、あるいは、さらに時間帯別料金を含む複雑なネットビリング制度で実施することができる。残念ながら、純粋な自家消費制度に向けた動きは、変化が急激である場合は特に、需要家や市場関係者が理解し適応するのに時間を要するため、一時的に市場が停滞することがある。しかし、市場が好況で信頼を取り戻せる場合には、自家消費は分散型分野の牽引役になりうる。ドイツ、ブラジル、ポーランド、スウェーデン、オーストラリアなどでは分散型分野が市場全体の成長を牽引している。

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（2022年）

国名	導入量 (GW)
中国	51.11
米国	8.63
ブラジル	7.33
ドイツ	4.27
インド	4.19
ポーランド	3.63
スペイン	2.99
日本	2.90
オーストラリア	2.83
イタリア	2.02

出典：IEA PVPS

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（2022年）

国名	導入量 (GW)
中国	159.33
ドイツ	53.56
米国	51.63
日本	51.01
オーストラリア	19.59
イタリア	16.57
ブラジル	16.41
インド	12.30
ベトナム	10.51
トルコ	10.28

出典：IEA PVPS

2011年から2016年までの間、世界の分散型太陽光発電市場は約16～19GWで停滞していたが、中国の分散型太陽光発電市場が成長したことにより顕著な成長を見せ、2016年から2018年までの数年間で約2倍となり大きく成長した。世界の分散型太陽光発電市場は、2021年の80GWから2022年には115GWへと拡大した。

住宅用・業務用電力の需要家に向けて、共同自家消費や分散型自家消費を新たなモデルとして奨励している国が複数ある。同一建物・専有部分内の需要家が自家発電電力を共同利用する「共同自家消費」、公共電力系統の利用が義務づけられた地域内で需要家が自家発電電力を共同利用する「分散型/バーチャル/オフサイト自家消費」が可能になることで、幅広い層の需要家が自家消費を利用できるようになる。こうした規制が効率的に実施されれば、プロシューマーの新たななど

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削減につながる。こうした発電モデルは、需給バランスを向上させ、太陽光発電システムの系統連系に好影響を与えるであろう。「バーチャル（または分散型）自家消費」の場合、プロシューマーはオンサイトで集散的に電力を消費するグループを形成しているわけではない。系統利用料金を公平に負担し、離れた場所にある発電と消費が相殺されることを「バーチャル（分散型/オフサイト）自家消費」と呼称する。

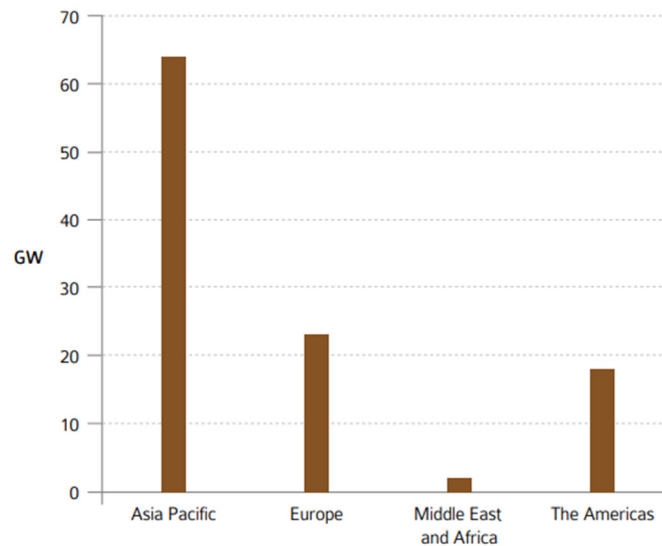


図2.13 地域別分散型太陽光発電システム年間設置容量（2022年）
出典：IEA PVPS、その他

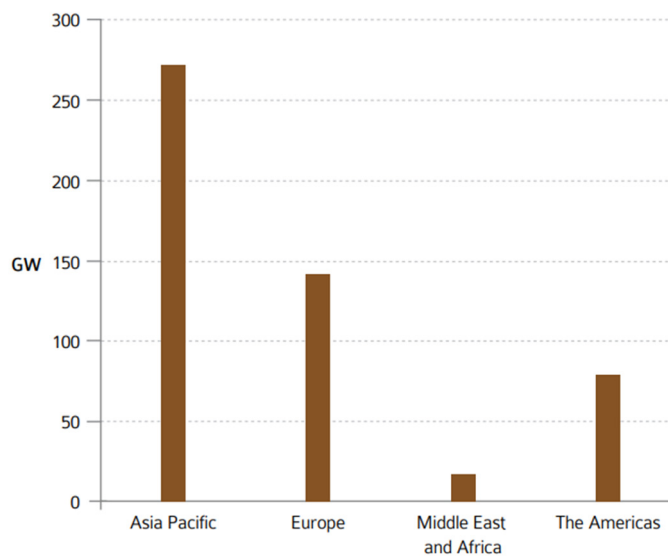


図2.14 地域別分散型太陽光発電システム累積設置容量（2022年）
出典：IEA PVPS、その他

デュアルユース（二重利用）と新興太陽光発電市場分野

太陽光発電プロジェクトを新規開発する際に、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ことにより、用地確保の問題や、社会的受容の問題に対応することができる。通常、都市化が進んでいる国、農地が失われる場合、審美的な理由から歴史的建物や自然景観の保全を重視している国では、社会的受容と用地の確保が、太陽光発電の大規模普及の重要な要素となっている。

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。農業生産とエネルギー生産の両方を組み合わせた提案である営農型太陽光発電システムは、代替案として受け入れられている。水上設置型太陽光発電（FPV）システムは、自然湖・人工湖や貯水池の水面の利用可能な部分を使用するため、土地利用に対する制約の多い高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、土地のデュアルユース（二重利用）ができるため同様に好調な傾向にある。同じ理由で、土地を奪い合う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。

個別の小規模事例については、専門企業が、長い間太陽光発電を建物に一体化することを目標としてきたほか、一部の国（特にフランス）では、過去には分散型太陽光発電を公共政策の主な柱に据えていた。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：新たな枠組みと開発への関心

電力事業用太陽光発電プロジェクト開発が開始された頃から、農地での太陽光発電プロジェクト開発は行われてきた。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ことを意味する開発事例もあった。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。このような課題に対応するための選択肢のひとつが土地の二重利用で、世界的に広く調査が実施されている。

一部の地域では、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再生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。この分野の潜在的な相対的重要性をいくつか例示する。日本では太陽光発電に適したすべての農地をマッピングしたところ、そのわずか10%に太陽光発電システムを設置しただけで440GWになることが判明した。しかし日本のすべての応用分野を含めた2022年時点での累積設置容量は「わずか」85GWである。韓国の営農型太陽光発電プロジェクトの開発見通しは、2030年に10GWで、これは2021年末時点の累積設置容量（21.5GW）の半分である。欧州連合（EU）では、農地のわずか1%で410GWの太陽光発電システムの設置が可能であるが、2022年に設置されたのは、そのわずか10%（39.5GW）である。EUのREPowerEU計画では2030年までに太陽光発電システムの累積設置容量を750GWとする目標である。

農地での太陽光発電の構成や設計は、国によって異なることが多く、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に適するように調整し、作物に被害を与える危険要因（雹、過度の日光）からの保護、節水（蒸発量の削減）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、太陽光発電システムを特別に設計する必要がある。技術ソリューションのひとつは、太陽光発電モジュールの位置（傾斜）を変更できるように移動式で高架に設置することで、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する。高架式の太陽光発電システムは、作物に合わせて太陽電池モジュールの配置間隔を調整した場所では追尾装置無しでも設置される。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、畜産が可能

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、電氣的保護設計、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ある

農地での太陽光発電のポテンシャルが重要だとしても、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、環境評価、社会的受容や水管理も重要な要素である。農地での太陽光発電プロジェクト開発の先駆けとなった**日本**では、2003年に「ソーラーシェアリング」が定義され、農業収量の80%が維持されている場合に太陽光発電システムの設置が許可されている。2021年には、ガイドラインを発表し、2023年にはガイドラインの更新を行っている。**フランス**、**ドイツ**、**イタリア**も、2022年に、枠組みやガイドラインを公表している。**イタリア**は、2GWの大規模資金援助パッケージを発表し、計画の認可と専用の支援制度を受けるための要件を公表した。これらは、最低でもエネルギー生産と農業生産との相互作用を実現する「営農型太陽光発電システム」と、インセンティブの対象となる「先進的営農型太陽光発電システム」の2種類に区別されている。**ドイツ**では、営農型太陽光発電システムの規格であるDIN SPEC91434で、枠組みと支援制度の概要を公表している。農業収量（参照収量の66%以上）に関する評価基準があり、土地の農業利用が保証される必要がある。

「列間設置システム」と、「上方（Overhead）設置システム」は、定義だけでなく、収量や支援についての区別もある。**フランス**では、2023年に、新法である再生可能エネルギー加速法で、営農型太陽光発電システムを、農業のポテンシャルの向上、災害からの保護、動物福祉の向上、大規模農業生産の保証といった、農業活動に直接貢献する設備として定義している。

システムのコストと収益性は、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。

要約すると、さまざまな枠組みと支援制度において、主に2種類のプロジェクトに分類できる。

- ・ 農業生産が維持される太陽光発電システム
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、農業生産を維持する必要がある。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。
- ・ 高度な基準に準拠し、より厳格に定義され、農業生産と農家の収益が向上す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、多くの場合、単なる売電よりも高いインセンティブを受けられることができる。

世界の太陽光発電設置容量と比べてみると、営農型太陽光発電は現時点ではまだ新興市場である。日本では1,800以上の営農型太陽光発電プロジェクトが稼働しているものの、その多くは小規模システムである。2013年から2021年にかけて、1GW未満しか設置されていない。中国でも相当量の設置容量があるものの、この分野についての個別のモニタリングは行っていない模様である。イタリアは、2GWの導入に向けて大規模資金援助パッケージによる支援を発表しており、これには農村地域での屋根設置型の営農型太陽光発電システムが含まれている。2022年にはイスラエルで100MWの営農型太陽光発電システムの入札が行われるなど、多くの国で営農型太陽光発電プロジェクトに特化した入札が行われている。

インフラ一体型太陽光発電（IIPV）

移動体インフラ（鉄道、道路など）や直線状の水域（灌漑用水路、河岸、湖沼、ラグーン）の水面に近い地域、用地、構造物は、太陽光発電の土地利用に関する社会的受容性の問題に部分的に対応できるポテンシャルがある。

一般道路、高速道路や鉄道に沿った未利用地には、地上設置型太陽光プロジェクト開発の大きなポテンシャルがある。韓国では、150MWの太陽光発電システムが設置され、米国及びオランダでもより多くのプロジェクトが進行中である。道路（自転車用道路、鉄道、一般道路）一体型太陽光発電は、この数年の間に（フランスで）試験的に実施されており、成功しているものもある。

欧州（スイス、ドイツ、オーストリア、オランダ）では、従来から、防音壁の有無にかかわらず、一般道路、高速道路や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、引き続き関心が高まっている。

2010年代以降にインドで数MWのプロジェクトとして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、主に灌漑用水の蒸発率が高い地域など、他の場所でも広がりを見せている。自転車用道路や一般道路の上方の高架太陽光発電システムのほか、堤防でのプロジェクトの試験もいくつか行われている（オランダ）。

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、電力需要の中心地に近い水域が有益なケースが多い。陸上に設置する従来の太陽光発電システムは、産業活動や農業活動と用途で競合している、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以上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（プロジェクト数：約30件・計1.3GW以上）。

世界のFPVシステムの設置容量は、2021年に3GWを超え、2022年にはさらに成長がみられている（情報源によっては、累積設置容量が最大で5.6GW）。2022年の設置容量の増加分は、前年までと同様に大部分がアジア太平洋地域での設置で、2022年には、インド（ケララ州、ラジャスタン州）と中国（山東省）で（50MW超の）大規模プロジェクトが運転を開始した。一方、欧州（フランス、ポルトガル、オランダ）及び中東・北アフリカ地域（チュニジア）で運転を開始したプロジェクトは小規模なものであった。

引き続き活発なプロジェクト開発が行われており、インドではFPVに特化した入札が実施され、さらに大規模なプロジェクトの新規契約が締結されている。また、開発事業者は、自国内にFPVの強力なポートフォリオを構築するために、インド（アッサム州で1GW）、フィリピン（1GW）、さらにはジンバブエ（1GW）でも積極的な開発目標を設定している。一方、地方自治体や電力会社は、さらに多くのFPV開発を発電や気候変動対策のロードマップに組み込んでいる（ドイツ、スペイン、ポルトガル、インド）。一部の国（インド、ポルトガル）ではFPVに特化した入札が行われた。特に注目すべきはポルトガルの入札で、1kWh当たりの差金決済取引（CfD）価格がマイナスとなるプロジェクトが落札されたことである。これは、発電電力をCfD制度外でも販売することで収益を上げるという計画である。

FPVプロジェクト初期においては、地盤沈下して地下水が溜まった（石炭）採掘場跡地や採石場跡地での開発が契機となった。これらの地域は、一般的に生態系の活動が少なく（環境への影響が最小限）、産業や農業には適さない。FPVを水力発電所のダムに設置する場合にも利点がある（例えば、太陽光発電と水力発電を併用する方が、貯水池に単にFPVを設置するよりも有利）。昼夜のサイクル（すなわち、日中に太陽光発電を行い、夜間の水力発電用の水を節水）に加え、乾季と雨季がある地域では季節的な利点も考えられる。タービンとその起動時間によっては、（雲の動きによる）太陽光発電の短期的な変動を一部緩和し、貯水池を「巨大な蓄電池」として使用することも可能である。水力発電所の貯水池で計画されているFPVプロジェクトは、多くが大容量プロジェクトで、タイ（3.5GW）、韓国（2.1GW）、ラオス（1.2GW）、ジンバブエ（1GW）で設置されている。

沿岸及び沖合の洋上FPVプロジェクトには、潮流、海洋生物の豊富さ、風、波、塩水などの、より厳しい環境を考慮する必要があるという課題がある。電力需要の多い海岸の居住地域や港に近い未利用の水域を活用して発電できるため、沿岸地域でのFPVプロジェクトのポテンシャルは大きい。沖へ行くほど課題とコストは増加するものの、特に、油田やガスのプラットフォームへの電力供給や、洋上風力発電所（2022年に中国で0.5MWの風力発電システムが稼働を開始、オランダとベルギーでは試験中）の風力発電タワーの既存の送電インフラの利用や、広大な海洋空間の

活用など依然として応用できる可能性がある。

運用中のFPVシステムは、大部分が高密度ポリエチレン（HDPE）フロート（Ciel & Terre及びSungrowが市場で大きなシェアを占めている）を使用しているものの、フロートと金属製構造体の組み合わせ（Zimmermannなど）や、大きなプラスチックリングで固定された大面積膜（Ocean Sunなど）など、フロートの設計が多様化している。沖合での利用については、Oceans of EnergyやSolarDuckなどが、より堅牢な設計のフロートで試験を行っている。

FPVシステムの範疇を超えて、沿岸で杭を用いた固定架台を使用して未利用スペースを活用する試みも行われており、例えば、中国の山東省では、10基・計11.25GW設置という野心的な目標を立てている。

現在、最も活発な欧州のFPV市場（オランダ）が飽和状態にあるため、専門家は、中国、インド、インドネシア、韓国を中心に2030年までの累積設置容量として60GW超の導入を予測している。一方、地域別の設置ポテンシャルに関し、複数の報告書が発表されている。欧州委員会共同研究センター（EC JRC）は、アフリカのため池におけるFPVポテンシャルは3,000GW³近くであると試算しているほか、別の研究では、世界的なポテンシャルは最大4TWになると示唆するなど、地域別のポテンシャル評価も行われている。

建材一体型太陽光発電（BIPV）：急成長するニッチな市場

建材一体型太陽光発電（BIPV）は、これまでの障壁が徐々に克服され、市場展望は良好である。BIPV製品は、モジュールから架台まで技術的に成熟し、建設業界での認識が高まり、コストは着実に低下してきている。多くの国では、建物のエネルギー効率を高め、エネルギー供給の脱炭素化を進めるための新たな規制圧力が制定されている。しかし、BIPVの普及にはまだ多くの課題が残っている。建築構造分野の専門家に対する啓発活動は、今もなお非常に限定的であり、太陽光発電と建物、双方に関するスキル（設計、性能シミュレーション、既存のソリューションや制約に関する知識など）を持ち合わせた人材が不足している。

BIPVは、他の（従来の）技術的ソリューションと激しい競争を続けながら、建設及び太陽光発電分野の両方においてニッチな市場でありつつあるであろう。ポジティブエネルギービルに関する規制要件に対応する一方、ユニークな特性を組み合わせることで、他の技術的ソリューションでは実現できない多くの構造でのニーズに対応することができるため、重要なニッチ市場となる可能性がある。

BIPV市場を評価することは困難である。BIPVには、数多くのビジネスモデル、さまざまなインセンティブ、多種多様な建物や道路などのインフラがあり、住宅用の屋根瓦及び屋根板、ガラスカーテンウォール、商業用建物の外壁ファサードまで、多種多様な技術ソリューションにより、BIPVは幅広い市場分野を網羅している。BIPVの定義により異なるものの、BIPVの市場規模は、欧州では2022年には年間300～500MW、世界ではおそらく2GWに到達しているとみられる。実際、特注品と従来型合わせガラス太陽電池モジュール製品との違いを評価することは困難である。特注の架台を用いて従来型太陽電池モジュールを使用する簡易的なBIPVは、いまだにBIPV市場を牽引している。また、（米国や複数の欧州の国々で見られる）既成の屋根瓦などの量産品と、受注生

³ https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148121000471?dgcid=rss_sd_all

産される特注の建築資材との間でも市場が分かれている。長い間「欧米中心」の供給が続いてきたが、中国でも、主要製造企業をはじめ多くの製造企業が、BIPV製品を製品カタログに掲載するようになった。

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、アジア、アフリカや中南米を中心とした村落電化プログラムに牽引され、独立形太陽光発電システムはこれまでよりも急速に発展している。

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**（孤立型電力網とも呼ばれる）：容量10kW～10MWの小規模発電システムによる電力網で、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（製造）事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。

この傾向は、年間を通じて太陽エネルギー資源が十分にあり、太陽光発電システムが利用可能な国特有のものである。こうした国では、太陽光発電システムは電力網がない市町村向け、あるいは農業用揚水ポンプ設備等に電力を供給するために設置されている。オーストラリアなどでは、遠隔地の鉱山での採掘や、遠隔地のコミュニティへの電力供給も増加している。

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。

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して、その存在感を増している。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、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）に到達するために、複雑でコストのかかる電力系統を構築することなく電力を供給する手段として認識されている。開発途上国においては、今後数年間に、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の中で、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推進されると予想される。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、ENGIE Energy Accessなどの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。

欧州、アジア及び米州の先進国の大部分ではこのようなシステムの需要はほとんどなく、独立形応用の将来的発展は、おそらく離島においてのみ実現すると考えられる。

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、欧州市場が大きく発展し、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、フランスなど）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。これは、今日まで継続している非常に顕著な動向で、アジア太平洋地域のシェアは2022年には約60%で安定している。その後も引き続きアジアが太陽光発電の発展を主導しており、他の地域が追随している。

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 代表にコンタクトされたい。

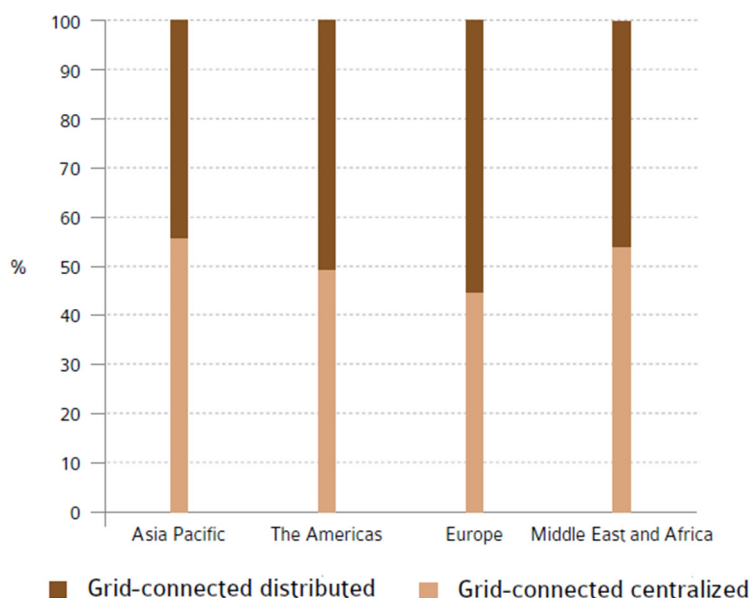


図2.15 系統連系形太陽光発電システム（集中型・分散型）の地域別年間設置容量比率（2022年）
出典：IEA PVPS、その他

米州（南北アメリカ大陸）

米州では2022年に35GWが設置され、累積設置容量は192GWとなった。設置容量の大部分は米国とブラジルが占めているが、累積設置容量が1GWを超えた国が複数あり、継続的に年間数百MWを設置している国もある（カナダ、メキシコ）。

米州では、分散型太陽光発電及び集中型太陽光発電、両分野で開発が進展している。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牽引している。一方、**ブラジル**と**メキシコ**では、分散型太陽光発電分野が中心となっている。しかし、**米国**では、分散型太陽光発電分野でも、住宅用システムが6GW弱、コミュニティソーラー・プロジェクトが1GW超と、記録的な成長を遂げている。

米国、**カナダ**、**ホンジュラス**、**メキシコ**におけるストップアンドゴー政策（需要の喚起と抑制を繰り返す政策）などにより、近年は米州の多くの国で太陽光発電開発が不安定な状況にある。2022年は、**ブラジル**、**チリ**、及び**メキシコ**の市場が活況であったが、**コスタリカ**や**グアテマラ**をはじめとする中米諸国でも市場の発展が見込まれている。

IEA PVPS加盟国以外では、**ブラジル**が依然として最も重要な市場となっており、2022年の年間設置容量は9.9GW、累積設置容量は23.6GWで、年間設置容量の大部分は分散型システムであった。

チリは、2022年の太陽光発電システムの年間設置容量は1.8GW、累積設置容量は7.9GWに達し、住宅用システムの設置数はほぼ倍増した。さらに、民間の太陽光発電事業者がチリで初となるリバース・オークションを開始し、電力事業者及び卸電力事業者に380GWh/年を売電するための入札が行われた。2023年には、**チリ**市場は、電力系統の混雑により、成長が鈍化する可能性がある。**カナダ**は765MW（過去最高であった2021年の2GWから減少）を設置し、累積設置容量は6.5GWに達した。**メキシコ**の年間設置容量は、2017年以降最低の680MWにとどまった。

その他の国では、2022年は浮き沈みのある年となった。**アルゼンチン**では引き続き市場が成長し、2022年の年間設置容量は200MWで、同年末時点の累積設置容量は約1.2GWとなった。何百もの公共建物に太陽光発電システムを設置するために各種プログラムが実施され、2ヶ所で500MWのプロジェクトが開始された。**ペルー**では、合計2GW超となるプロジェクトの環境調査が承認されたほか、数百MWのプロジェクトが認可され、2023年には600MWの太陽光発電プロジェクトが稼働を開始する予定である。**エクアドル**では、120MWのプロジェクトの入札で応札容量が募集容量を超え、**コロンビア**では、480MWのプロジェクトの建設が開始された。**キューバ**では、約200ヶ所・計約900MWの太陽光発電プロジェクトを対象に調達入札が開始され、今後数年で設置容量が増加する可能性がある。

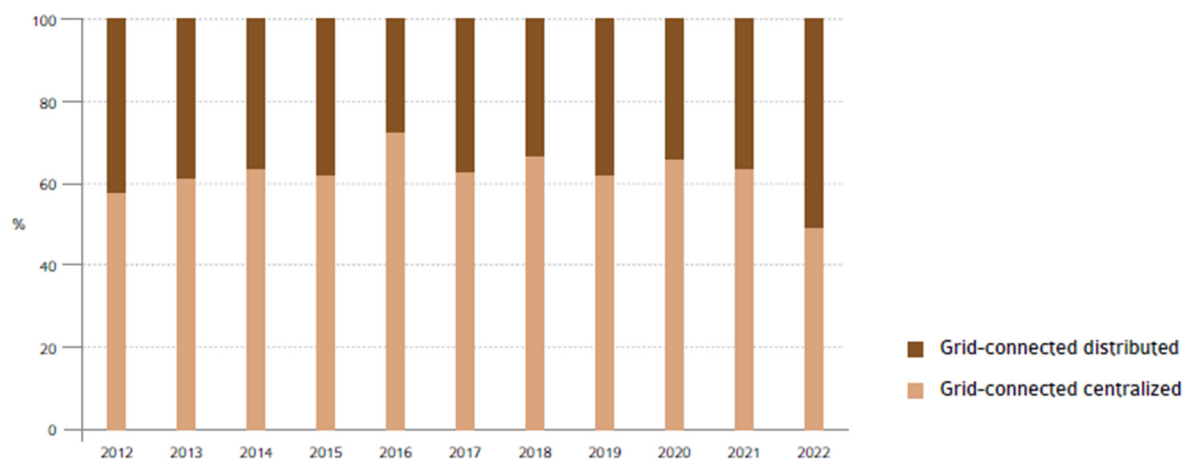


図2.16 米州における市場分野別の太陽光発電システム設置容量比率

出典：IEA PVPS、その他

アジア太平洋

アジア太平洋地域では2022年に143GWが設置され、累積設置容量が677GWに達した。アジア全域において市場は活況で、著しい成長を遂げた。中国、インド、日本の市場が好調であったため、2022年の世界の太陽光発電システム年間設置容量の60%をアジア太平洋地域が占めた。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卷しており、他の市場は後れを取っている。

2022年には、アジアのIEA PVPS加盟国数ヶ国がGW規模の導入を達成した。中国、日本をはじめ、オーストラリア、韓国、そしてマレーシアが1GW以上を設置した。

中国は、105.5GW (IEA PVPSのSnapshotレポートの公開後に数値を更新) を設置し、累積設置容量は414GWに達した。市場の成長は、電力事業用システムと分散型システムの間で均衡が保たれており、分散型は51GWとなっている。このうち、約半分は国家政策に影響を受けたこともあり、住宅用建物設置であった。集中型太陽光発電システムは、54GW (DC) (36.3GW (AC)) が設置された。設置容量は地域によって偏りがあり、北京以南の沿岸部の州に集中している。2022年には、川上の製造業も大きく成長し、同年末からその影響がモジュール価格に反映された(6章を参照)。

IEA PVPS非加盟国の中では、設置容量とポテンシャルの点でインドが最大の市場である。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などにより2020年に設置容量が4.4GWと鈍化した後、市場は、2021年に上向き(13GW)、2022年には引き続き成長し18.1GWが設置された。インド市場は、電力事業用太陽光発電システムが中心(年間設置容量の75%超)となっている。しかし、合計25GW超の入札(1~1.5GWの5件の入札を含む)に対しては、一部で応札容量が募集容量を下回った。この背景には、利益率の低下や、税制や適格製品の変更によるプロジェクト・コストの上昇、一部の州の配電事業者が契約の再交渉を行おうとしたことに対する投資家の警戒心など、複数の要因がある。

日本市場は、集中型と分散型の両分野が均等に拡大し、年間設置容量は6.7GWで安定し、累積設置容量は85GWとなった。韓国とオーストラリアでは、政策変更、供給問題、系統混雑などにより、2022年は市場が縮小し(年間設置容量はそれぞれ3.1GWと4.2GW)、累積設置容量はそれぞれ24.3GWと30.3GWであった。台湾は、活況を維持して2GWを設置し、累積設置容量は9.7GWに達した。

東南アジアでは、マレーシアが2022年に新たに1.1GWを設置し、累積設置容量を3.6GWとした。マレーシアでは、再生可能エネルギー電力の輸出禁止措置を撤廃するための協議が進行中で、ASEAN Power Gridへの参画の道が開ける可能性がある。タイは、新たに200MWを設置し、累積設置容量は4.3GWに達した。タイでは、水上設置型太陽光発電(FPV)システムが初めて稼働した(最終的には2.7GWの複合型発電所となる予定)。ベトナムは、年間設置容量が100MW台前半とわずかで、2019年の5.2GWや、2021年の1.9GWには遠く及ばなかったものの、普及率の高さから系統の混雑と安定性が課題となっている。シンガポールの新規設置容量は160MWであった。フィリピンでは、2022年に入札により合計1.5GWのプロジェクトが選定され、市場の成長が期待されているほか、インドネシアからシンガポールへの電力輸出を目的とするGW規模のプロジェクトが計画段階にある。

バングラデシュでは、新たに290MW(集中型200MW)が開発され、独立形太陽光発電の開発が

盛んだった前年までとは対照的であった。累積設置容量は960MWとなっている。

他のいくつかの国では、速度は異なるものの市場は着実に成長しており、**パキスタン**では数百MWの入札が実施された。

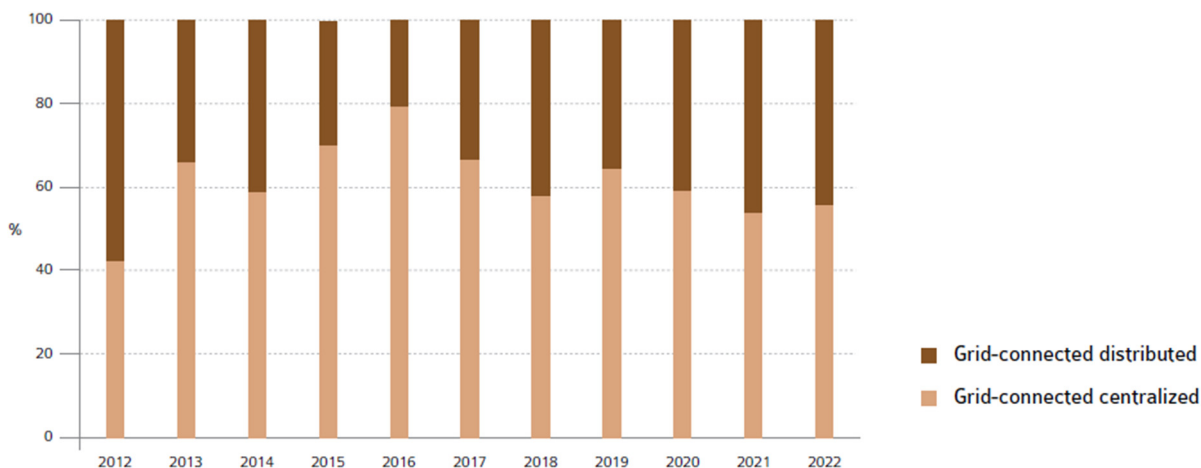


図2.17 アジア太平洋地域における市場分野別の太陽光発電システム設置容量比率

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強い反発を招き、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等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。2022年も同様の動向であった。欧州（欧州連合（EU）以外も含む）では、2022年に太陽光発電市場が再び成長し、41.5GWが設置されて世界の太陽光発電市場の17.6%を占めた。欧州諸国の2022年末時点の累積設置容量は約242GWに達し、世界第2位の規模となった。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。

多くの欧州諸国でフィードイン・タリフ（FIT）制度により太陽光発電市場の成長が始まり、ここ数年で、電力事業用太陽光発電では入札が標準となる一方、分散型太陽光発電では自家消費（または類似モデル）に向けた動きが出てきた。これは欧州に限った傾向ではないが、電力料金が高

いた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。規制の枠組みが市場の需要に迫っている複数の国では、共同自家消費・オフサイト自家消費が徐々に進展している⁴。過去には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。スペイン、ドイツ、フランスでは、電力事業用のMerchant PV（発電電力を卸電力市場で取引する）が成長し、近い将来、大きな市場シェアを獲得する可能性がある一方、PPAやコーポレートPPAの利用が増加していくとみられる。価格上昇と一部の長引いていたサプライチェーン問題は2022年第4四半期までに大半が解決し、欧州における太陽光発電の開発は、総じて2022年を通して引き続き活況であった。

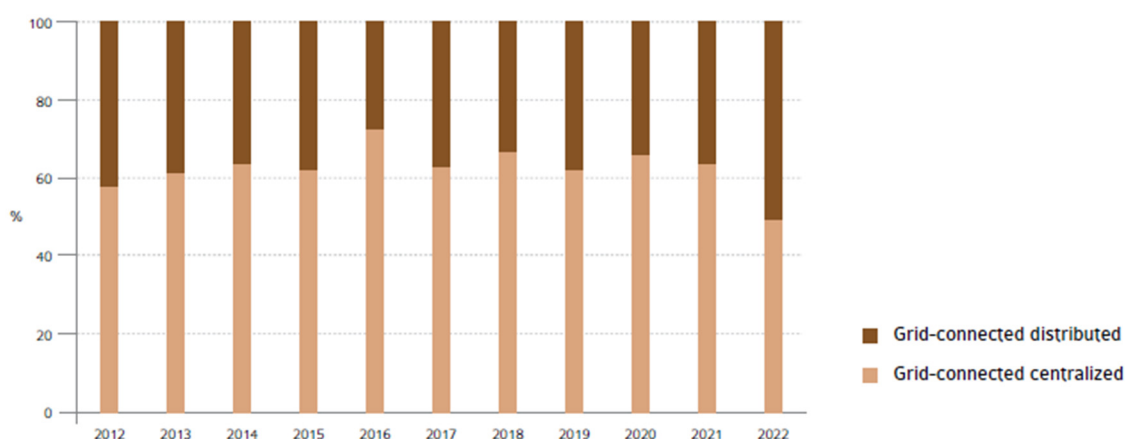


図2.18 欧州における市場分野別の太陽光発電システム設置容量比率
出典：IEA PVPS、その他

欧州連合（EU）

政策の枠組み

改正欧州再生可能エネルギー指令（RED II）では、2018年12月に、「2020年までに20%」としていた再生可能エネルギー比率目標を「2030年までに32%」に引き上げた⁵。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に移行することで資源の有効利用を促進し、生物の多様性を回復させて環境汚染を軽減することを目的とした行動計画である。欧州グリーンディールの柱のひとつが、2050年までに気候中立を達成することである。2020年9月、欧州委員会（EC）は2030年の気候目標を引き上げ、2030年の温室効果ガス（GHG）排出削減目標（1990年比）を55%とすることを提案した。添付された影響評価⁶には、このように引き上げた野心的な気候目標が、現実的で経済的に実現可能であることが示されていた。影響評価によると、GHG排出削減目標を55%とするには、再生可能エネルギーのシェアを約38.5%とする必要がある。

⁴ IEA PVPS タスク 14 資料「Self-consumption of electricity produced with photovoltaic systems in apartment buildings - Update of the situation in various IEA PVPS countries」（集合住宅における太陽光発電システムによる発電電力の自家消費：IEA PVPS 加盟国の最新情報）を参照されたい。

⁵ EC、REPowerEU Communication、2022年3月8日、COM（2022）108 最終版

⁶ EC、Solar Strategy Communication、2022年5月18日、COM（2022）221 最終版

EUでは、2050年の気候中立目標を達成し、化石燃料のEU域外からの輸入への依存を大幅に減らすために、再生可能エネルギー技術を迅速かつ野心的に普及する重要な要素のひとつに太陽エネルギー、特に太陽光発電が挙げられている。

現在、化石燃料の輸入をロシアだけに依存せずに、エネルギーを多様化するための強力な施策を含む対策が提案されているものの、ロシアからの輸入を段階的に廃止する道筋が明確になっていない。「Fit for 55」提案を完全に実施することで、EUのガス消費は2030年までに30%削減されるものの、依然として200bcm以上のガスが必要となる。

EUの各加盟国が、復興レジリエンス・ファシリティ（RRF）の復興基金の対象となるには、2021年から2023年までの改革と投資計画を個別に概説した国家復興・レジリエンス計画を準備する必要がある。RRF予算額の37%以上を気候変動対策に充てることが求められている。

ECは、2022年3月と5月に、「REPowerEU Communication（REPowerEUに関する指針）」及び「Solar Strategy Communication（ソーラー戦略に関する指針）」をそれぞれ発表した^{7,8}。REPowerEUは、2030年までに正味排出量を55%以上削減することを目指し、Solar Strategyでは、2021～2030年に太陽光発電システムを450GW新設することを求めている。これは2030年末までに定格容量を約4倍に増加させて、720GW超とすることを意味している。

European Solar Communicationには、太陽光発電の普及をタイムリーに加速させるための数多くの構成要素が含まれている。期待される目標達成に向けて、以下のイニシアチブが提案されている。

- ・ 欧州ソーラー・ルーフトップ・イニシアチブ（European Solar Rooftops Initiative）
- ・ 電力事業用太陽光発電プロジェクトの普及（営農型太陽光発電、水上設置型太陽光発電（FPV）、防音壁への太陽光発電システムの設置など、土地の多目的利用を含む）
- ・ 建物、地区、及び都市向けの太陽光発電の価値
- ・ 太陽光発電による電力を効率的に分配するためのエネルギー・ネットワークの準備
- ・ 強靱なサプライチェーンの構築
- ・ EUによる太陽光発電製造支援に向けた投資（リスク軽減、資金調達）

最新の取り組みは、EU域内でネットゼロ産業の製造活動を拡大するための環境を整備するネットゼロ産業法（Net-Zero Industry Act）の提案である [欧州委員会（EC）：欧州のネットゼロ技術製品製造エコシステムを強化するための対策枠組みの構築に関する欧州議会及び理事会による規制の提案（ネットゼロ産業法案）、2023年5月12日、COM（2023）161最終版]。戦略的なネットゼロ技術のひとつとして太陽光発電が挙げられている。太陽光発電におけるEUの競争力向上を目指し、同法には、太陽光発電製品の製造に関する規制枠組み（認可）の簡素化とスキル育成の支援が含まれている。

⁷ EC、REPowerEU、2022年3月8日、COM（2022）108最終版

⁸ EC、Solar Strategy Communication、2022年5月18日、COM（2022）221最終版

取り組みの現状

2022年末時点で、欧州連合（EU）における太陽光発電システム累積設置容量は213GWを超えた。

このうち約55%が住宅用及び業務用の屋根設置型太陽光発電システムであった。2018年に市場が拡大に転じるまでの6年間、EUの太陽光発電市場は縮小していた。2022年の1～9月には、太陽電池モジュール70GW超がEU域内に輸入されたものの、インバータ（ICチップ）不足と労働力不足のために、2022年の年間設置容量は前年比で33%余り増加したものの、約39GWにとどまった。スペイン（8.5GW）、ドイツ（7.2GW）、ポーランド（4.9GW）、オランダ（3.9GW）、フランス（3.0GW）、イタリア（2.5GW）、デンマーク（1.6GW）、ギリシャ（1.4GW）、オーストリア（1.0GW）、ベルギー（1.0GW）など12ヶ国が1GW超を設置した。

オランダは、人口1人当たりの設置容量が1,031W/人と、EU最大で、世界でもオーストラリアの1,169W/人に次ぐ2位となっている。EU加盟国のうち、ドイツ（800W/人）、デンマーク（580W/人）、マルタ（535W/人）、ベルギー（698W/人）、ギリシャ（602W/人）、スペイン（629W/人）の6ヶ国が、EUの平均値を上回っている。これまでに、人口1人当たりの設置容量が世界平均の148W/人を下回っている国は、わずか5ヶ国である。とはいえ、EUの人口1人当たりの太陽光発電システム平均設置容量は、2019年から2022年までの間でわずか220Wしか増加していない。

その他の欧州諸国

IEA PVPS非加盟国では、**英国**の2022年の設置容量がわずか555MWと、数年前までのGW規模の市場には遠く及ばなかった。英国の同年末時点の累積設置容量は15GW超で、大部分を小規模太陽光発電システムが占めている。PPAによる電力事業用太陽光発電市場は、数年以内に拡大する可能性がある。

ロシアでは、「2035年までのロシアにおけるエネルギー戦略」の下、総発電量に占める再生可能エネルギー比率目標を「2024年までに4.5%」に設定した。さらに、ロシア政府は2030年の再生可能エネルギー導入目標を25GWに設定した。2022年には約200MWが新設され、累積設置容量は2.2GWまで増加している（クリミア半島の400MWを含む）。

スイスもまた、2022年に初めて1GW超となる1.1GWを設置しており、その大部分は屋根設置型システムである。

中東及びアフリカ

中東・アフリカ（MEA）地域では、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、この1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。

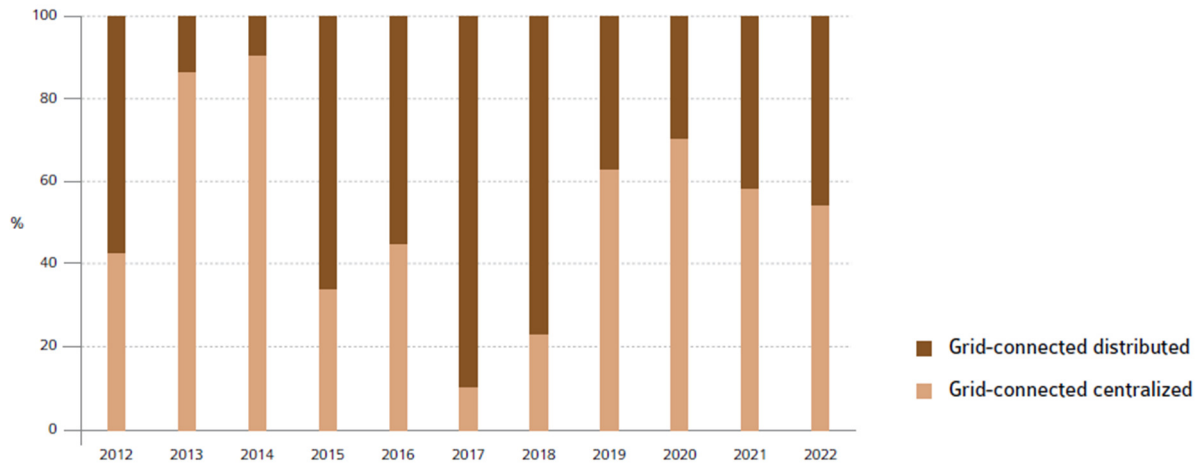


図2.19 中東及びアフリカにおける市場分野別の太陽光発電システム設置容量比率
出典：IEA PVPS、その他

中東及び北部アフリカ

この10年の間に、中東をはじめ多くの国で大規模太陽光発電所の系統連系が始まり、さらに多くの発電所が開発段階にある。中東は日射量が豊富であり、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。しかしながら、2022年の設置容量は4GWに届かず、世界市場に占める割合は1.5%であった。

電力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、チュニジア、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、アラブ首長国連邦（UAE）などの国は、再生可能エネルギー及び太陽エネルギーに関する今後数年間の目標を設定済み、または設定しようとしている。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、エジプト、ドバイ（UAE）、バーレーン、ヨルダンなど数ヶ国でネットメタリング制度が提案されている。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。トルコは、分散型太陽光発電システムを促進するために、持続可能な建物指令を検討している。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。2022年の例としては、バーレーン（複数ヶ所で72MW）や、サウジアラビア（複数プロジェクトで2.4GW）などがある。モロッコは、2022年には、2019年に開始したNoor PV II入札で333MWを選定した。イスラエルは100MWの営農型太陽光発電パイロット・プロジェクトの入札を行った。2022年には、イランでも公募入札が行われた（10MW超システム向け、

募集容量4GW。建設認可とPPA締結)。イスラエルでは営農型太陽光発電の導入を計画している。節水が喫緊の課題である乾燥した砂漠気候では、水上設置型太陽光発電 (FPV) も注目されており、2022年にはチュニジアで初のパイロット・プロジェクトが運転を開始し、UAEでは過去数年間に契約の締結が進んでいる。専門家は、2030年までに中東・北アフリカ地域で計画されている太陽光発電プロジェクトは約50GWに達し、モロッコとオマーンでのプロジェクトが約半分を占めると予測している。このうち、どの程度の容量の開発が十分に進展し、実際に建設されるか、今後の展開が注目される。

2022年には、イスラエルが1.2GW弱を設置して累積設置容量が4.5GWとなり、カタールが800MWを設置、モロッコは130MWを設置して累積設置容量が1GW弱となった。

アルジェリアでは、太陽光発電製品の国内生産 (180MW/年の新工場開設) が行われている。サウジアラビアには太陽電池モジュール組み立て企業が3社ある。また、太陽電池モジュール生産能力 (Tabukの1.2GW/年の工場など) を補完する形で、最大8GW/年の供給を目指した追尾装置工場も開設予定である。

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。年間の太陽光発電市場規模は、新型コロナウイルス感染症 (COVID-19) や食糧・エネルギー危機の影響を受けた後、徐々に以前の水準に戻りつつあり、1.3GWまで増加していると推定される。これは世界全体のわずか1%超で、市場の推定ポテンシャルには遠く及ばない。2021年の1GWからは増加したものの、2018年の3GWを大きく下回っている。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と村落電化の取り組みが停滞した。

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、将来の電力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、電力需要が小規模で一極集中している国が多く、500MW未満のこともあるため、電力インフラと電力市場の問題が重要である。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ツールであるものの、2022年の設置容量は前年比18%減と、成長が見られなかった。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

スクレバ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いる。アフリカ（特に遠隔地域）では、太陽光発電は既存のディーゼル発電機を代替・補完するものとして最も競争力のある分野となっている。2023年には多くの太陽光発電プロジェクトが稼働を開始する見込みで、太陽光発電は、既にアフリカ大陸の多くの場所で最も安価な新設電源となっている。2030年までには大陸全体のあらゆる電源より安価になる見込みである。

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難を緩和するために利用されている。このモデルは、クリーンで信頼性の高い電力へのアクセスを促進するために、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。

エネルギー消費と電力アクセスの増加が予想されるため、これまで以上に支援政策と規制緩和を加速する必要がある。人口の増加と社会経済の活性化（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）により、電化率の向上に加え、人口一人当たりのエネルギー消費量も増加する見通しである。

アフリカ大陸の累積設置容量の大部分は南部アフリカでの設置（52%）で、次いで北部アフリカが25%を占めている。国別の累積設置容量は、南アフリカが最も多く（50%以上）、ケニア、アンゴラ、セネガル、マリが続いている。2022年には、アンゴラで、わずか2基の大規模太陽光発電システムで合計284MWが設置され、マリと南アフリカでは、それぞれ100～200MW、ケニアとガーナでは70MW以上が設置された。

現行の政策では明確になっていないものの、国内生産が重要課題となっている国がいくつか存在する。例えば、南アフリカなどは国内生産と製造業の発展に対して意欲的であり、今後数年間の太陽光発電の普及に影響を与えるとみられる。

アフリカは、既に水不足や食糧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。別の言い方をすれば、アフリカは、世界的な技術の進展とコスト削減の恩恵を受け、今後数年以内に化石燃料から脱却を進めることが可能である。太陽光発電のポテンシャルの大半はまだ活用されていない。

表2.6 太陽光発電市場の詳細統計（2022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	2,863	1,377	4,239	19,984	10,385	30,368
オーストリア	858	151	1,009	3,537	255	3,792
カナダ	253	512	765	2,238	4,279	6,517
チリ	820	939	1,759	2,143	5,781	7,924
中国	51,110	54,435	105,545	159,690	254,375	414,065
デンマーク	893	680	1,573	1,710	1,713	3,423
フィンランド	245	29	274	657	34	691
フランス	1,380	1,586	2,966	10,114	9,589	19,703
ドイツ	4,269	2,924	7,193	53,559	13,741	67,301
イスラエル	703	455	1,158	2,642	1,865	4,507
イタリア	2,022	448	2,470	16,568	8,496	25,064
日本	2,897	3,756	6,653	51,189	33,877	85,066
韓国	300	2,814	3,114	3,161	21,152	24,313
マレーシア	427	641	1,068	1,304	2,307	3,611
メキシコ	442	238	680	2,482	6,397	8,879
モロッコ	-	-	130	-	-	829
オランダ	1,638	2,262	3,900	7,499	10,750	18,249
ノルウェー	153	0	153	354	0	354
ポルトガル	178	712	890	747	1,791	2,537
南アフリカ	56	56	112	1,114	3,628	4,742
スペイン	3,008	5,452	8,460	6,299	23,675	29,974
スウェーデン	808	42	850	2,306	150	2,457
スイス	1,084	0	1,084	4,515	226	4,740
タイ	100	100	200	1,000	3,278	4,278
トルコ	547	1,062	1,610	10,282	2,244	12,526
米国	8,625	12,502	21,127	51,627	89,929	141,556
IEA PVPS 加盟国合計	85,679	93,173	178,982	416,396	510,243	927,466
ブラジル	7,332	2,519	9,851	16,408	7,151	23,559
インド	4,185	13,950	18,135	12,299	66,848	79,147
IEA PVPS 非加盟国合計	27,191	29,785	56,846	110,096	146,711	255,979
合計	112,869	122,959	235,828	526,491	656,954	1,183,445

出典：IEA PVPS、その他



3章 政策の枠組み

この1年間は、太陽光発電の競争力の高まりにも関わらず、国内市場が依然として政策の影響を受けていることが示され、政策変更の実施に伴い、幅広い市場分野がそうした変更に対応した。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）制度や直接的補助金、税額控除、競争入札やフィードイン・プレミアム（FIP）制度など、様々な支援制度によって推進された。当初の目標は、太陽光発電電力のコストと従来型電源の電力コストのギャップを埋めることで、競争力の欠如をおおむね相殺することであった。ごく最近では、太陽光発電コストの急落により、多くの国や幅広い市場分野において、競争力はもはや問題ではなくなっていることが示されている（詳細は6章「太陽光発電電力の競争力」を参照）。

集中型太陽光発電を支援する、買取価格が予め定められたフィードイン・タリフ（FIT）制度は、多くの国で、最も競争力のある太陽光発電電力を提案する入札制度に置き換わりつつある。入札は様々な制度への応用が可能で、同じ入札手続きを用いて、卸電力市場価格に上乘せされる変動プレミアムを付与することもできる。ますます多くの市場において、「差金決済契約（CfD）」の入札が実施されており、プロジェクトの一定の報酬額を保証する一方で、電力市場価格が高い場合は（売電価格とCfD契約価格との差額をプロジェクト所有者が政府に払い戻すため）政府も利益を得る可能性がある。太陽光発電の競争力が高まり財政的インセンティブが不要になると、大規模システムは、民間の太陽光発電所の所有者と発電電力のオフテイカーとの間の直接的かつ長期の電力売買契約（PPA）や卸電力市場での売電（Merchant PV）に移行していく。このため、ウクライナ戦争の影響による電気料金の高騰を背景に、開発事業者はより高収益が見込める市場に目を向けており、一部の国では入札を行っても応札が募集容量に達しなくなっている。こうした市場では、規制や支援施策が実施されている自家消費が、住宅用・業務用システムの選択肢のひとつになりつつある。

一部の競争力のある市場では支援制度を停止または変更し、新たな緊急課題への取り組みを奨

励しているが、一方でエネルギー主権と野心的な太陽光発電開発目標を追求し、支援予算や支援レベルを引き上げて、普及の加速化を進めている国もある。例えば、建物や駐車場への太陽光発電システムの設置義務や、許認可の簡素化やコスト削減に取り組む支援制度、電力市場への円滑なアクセスの向上、プロシューマーのための系統アクセス政策など、太陽光発電を奨励・促進する数多くの間接的な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。そのため一部の国では、コスト障壁及び投資障壁を克服するために、対象を絞った財政的インセンティブが今後も数年は必要となるであろう。

新興市場では、分散型太陽光発電市場に対する最初の支援施策としてFIT制度が導入されることが多い。導入後は買取価格を引き下げるか、他の制度に置き換えられていく傾向である。自家消費にインセンティブが付与される地域では、当初のネットメタリング制度による支援から、ネットビリング制度、フィードイン・プレミアム（FIP）制度、あるいは、系統に逆流する余剰電力を対象としたFIT制度へと移行している。直接的補助金と税額控除は世界各地で実施されているが、政府にとっては初期費用が高額になるため、直接的補助金政策は脆弱になりがちである。

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。輸送部門などの電化はエネルギー転換の重要な要素であり、電気自動車（EV）の売上は急速に増加しているものの、EVと太陽光発電市場の成長との間に直接的な相関関係を確立することは難しい。同時に、太陽光発電電力による「グリーン」水素プロジェクトの開発は、ガス供給の脆弱性により政府支援の加速化が進んでいるため、これまで以上に堅調に推移している。

電力が太陽光発電で賄えるとしても、税収や送配電網の資金調達の問題は引き続き活発に議論されており、規制の枠組みを形作り、ビジネスモデルや太陽光発電電力の価格競争に影響を与えている。

複数の国で電力システムにおける太陽光発電の比率が拡大しており、電力系統への統合がより喫緊の課題となっている。また、複雑でコストのかかる行政上の手続きの簡素化及び許可手続きの合理化も推進要因となり、ここ数年、多くの国で進展が確認されている。系統への統合の詳細については7章を参照されたい。

太陽光発電市場の牽引力及び支援制度

市場は常に、周囲の状況、規制やインセンティブにより、複合的に牽引されており、市場牽引力に関する問題は複雑である。

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FIT制度、FIP制度、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制度または差金決済契約（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。

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、分散型分野においては依然として太陽光発電を確実に進展させる重要なツールであり、多くの既存制度が2022年を通して続行された。分散型分野全体において、新規または年間のFIT買取価格は、太陽光発電コストの継続的な低下に応じて引き下げられる傾向があるが、2021年から2022年にかけて上昇した投資コストを補償するため、買取価格の引き下げ予定を遅らせたり、引き下げを中止した国もある（フランス、ドイツ）。

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、最近では自家消費後の余剰電力のみを買い取るケースも増えつつある。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）での移行ができる国もある。FIT制度は、住宅市場発展のための牽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。

IEA PVPS加盟国の中でも、多くの国が2022年にFIT制度を実施していた。大半は住宅市場の支援が目的であったが（オーストラリア、カナダ、中国、フランス、ドイツ、日本、ポルトガル、スイス、タイ）、業務用（C&I）分野に拡大しているところもある（フランス、ドイツ、イタリア、日本）。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）もある一方で、より野心的な開発目標に沿ってFIT制度を強化している国（ドイツ）もある。2022年は多くの国で（フランス、米国の一部の州）、電気料金と太陽光発電コストの上昇に伴う太陽光発電の収益性の変化を考慮してFIT買取価格の調整が行われた。

電気料金の高騰により、一部の国では自家消費と比較してFIT制度の魅力が低下しており、FIT買取価格を引き下げたり、自家消費後の余剰電力の逆潮流向けに維持したりする国が増える可能性がある。FIT制度は各国で異なっており、政府が実施する場合と、地方自治体が実施する場合がある（オーストラリア、カナダ、中国、米国等）。また、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、スイス、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。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。

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を引き起こした。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。

多くの国では、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、政府が予め定めた導入目標よりも速く市場が拡大した場合には、FIT買取価格を月単位で調整し、太陽光発電の投資収益率を低下させることが可能である。ベルギーでは、ブリュッセル首都圏地域及びワロン地域において、グリーン証書の価値を決定するのに使う係数を定期的に再評価している。フランスでは、FIT買取価格の引き下げは設置率と経済指標に基づき定められる。コストの上昇等、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買取価格の増額も可能であり、ドイツとフランスは、ウクライナでの戦争によって引き起こされた供給の安全保障問題に直面したことを受けて、コストの増加とより野心的な太陽光発電目標の両方に対処するため、2022年にはFIT買取価格の減額を中止、またはFIT買取価格を引き上げるシステムを活用した。

FIT 制度は引き続き、系統連系形太陽光発電システム、特に住宅用小規模屋根設置型太陽光発電システムに対する最も一般的な支援制度である。自家消費（インセンティブ有り・無し）が推進される傾向ではあるものの、FIT 制度は容易に実施できることから、今後も太陽光発電向けの規制枠組みとして、世界で最も活用される支援制度であり続けるとみられる。

競争入札

競争入札は、中～大規模システムを促進・管理するために、世界各地で実施が増えている。入札は、支援制度や土地の利用権の獲得、または電力売買契約の締結を目的として行われる。政府の直接的支援を受けるための方法として、従来はFIT制度やFIP制度の形式で、最近では差金決済契約（CfD）の形式で競争入札が利用されているが、電力事業者や政府は、電力調達や発電容量を確保するためにこれまで以上に入札を利用している。また競争入札は、例えば水上設置型太陽光発電（FPV）システムや、より一般的には営農型太陽光発電など、特定の種別の太陽光発電システムへの投資を促すために利用されている。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、欧州連合（EU）にとって紛れもない成功」であり、「行政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。

ドイツ、イタリア及びオランダでは、太陽光発電電力の買取価格は、変動型FIP制度に基づき、電力事業用太陽光発電システムの平均的な卸電力市場価格に上乗せして支払われる。差金決済契約（CfD）制度（英国、ギリシャ、ポーランド、フランス、最近ではイタリア、ハンガリー、オーストラリア、スペイン）は、想定買取価格と電力市場価格との差異を補填することにより、一定の買取価格を保証するFIP制度に相当する。市場の電気料金が急上昇すればキャッシュフローが逆転する（プロジェクト事業者が政府に収益を払い戻す）可能性もある。市場の電気料金が急上昇すればキャッシュフローが逆転する（プロジェクト事業者が政府に収益を払い戻す）可能性もある。フランスでは7億2400万ユーロ（7億6100万ドル）が政府に納付され、このモデルの効果が実証された。

競争入札は、供給増と安定供給を重視する政府機関と、供給コストの削減を重視する電力事業者、両者によって運営されている。太陽光発電電力の競争力を高めるという明確な目的を持つ競争入札は、多くの国で採用されている。

欧州では、オランダとフランスが早くから競争入札を導入し、2011～2012年には実施していた。2018年に、競争入札はさらに広範囲に拡大し、ドイツとポーランドをはじめ約10ヶ国が入札を実施した。以来、スカンディナヴィ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。中東及びアフリカでは、イスラエル、モロッコ、イラン、サウジアラビア、コートジボワール、モーリシャス、ボツワナ、南アフリカで入札が実施された。北米では、カナダと米国で、州政府や電力事業者が入札を実施した。中南米では、アルゼンチン、ブラジル、チリ、ペルーが引き続き入札を実施したが、1万以上の登録応募者が参加したブラジルのA-5入札は「不正行為」によって中止された。アジアでは、インド、ネパール、ウズベキスタン、スリランカだけでなく、フィリピン、マレーシア、日本、韓国など多くの国が入札制度を継続した。オーストラリアでは州政府や電力事業者が入札を実施している。

競争入札と市場

競争入札は世界市場を牽引しており、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っている。2021年から2022年にかけて太陽光発電コストが高騰したにも関わらず、26ドル/MWhという低価格の応札がみられた（インド、南アフリカ、トルコ）（2020～2021年の最低価格からは上昇）。日射量が少なく全体的にコストの高い欧米諸国ではここまでの低価格は実現せず、地上設置型電力事業用太陽光発電システムが約60ドル/MWh、小規模な建物設置型太陽光発電システムは最大90ドル/MWh（ドイツ、フランス）であった。

価格は2021年まで徐々に低下していたが、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、平均落札価格の下落傾向が停止した。応札者は、落札するために応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、落札可能な価格を設定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応札価格を下げられるかが試されてきた。しかし多くの専門家が、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、特に過当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リスクをもたらし、その結果、市場集中がさらに進む可能性がある。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。その結果、プロジェクトを遅らせた国もあれば（スペイン）、支援制度を見直すための構造的な介入を申請し、認められた国もあった（フランス）。

競争入札がプロジェクト開発事業者にとって魅力的であり続けるためには、市場では見出せない利点を提供しなければならない。政府が後押しする長期契約は最もわかりやすい利点であり、出資者及び資本の貸し手だけでなく土地所有者にとっても好ましい契約となる。こうした状況にも関わらず市場の電力コストが上昇しているのは、開発事業者による法人顧客への売電（コーポレートPPA）（フランス、米国）や電力市場への直接売電（Merchant PV）（スペイン、ドイツ、オーストラリア）が増えていること、あるいは応札価格が上昇していることを意味している。

その結果、例えばフランスの自家消費入札や、スペインの再生可能エネルギー経済スキーム（REER）による第3回・4回入札、電力事業用太陽光発電システムを対象とする日本の太陽光第13回入札、ポーランドやクロアチアの入札など、募集容量に達しないか、募集容量を大きく下回ったケースが発生した。こうした傾向は、気候変動問題に関する新たな取り組みに対応して支援制度を加速させることで入札募集容量が増加している国でも同様に見受けられる（ドイツ、フランス）。

市場分野を特定した入札の動向

入札は、太陽光発電システムの規模別（韓国、フランス、マルタ、ポーランドのように2つの基準）や設置タイプ別（フランス、ドイツ、スイス、モルドバ）に仕様があり、特定の市場分野の発展を推進するために実施されている。設置タイプ別では、建物設置と地上設置により入札が分かれたり、募集容量が指定されたりしている。営農型太陽光発電に特化した入札や入札募集容量には明らかな傾向がある（フランス、ルクセンブルク、イスラエル）。ポルトガルは2020年に水上設置型太陽光発電（FPV）システムの入札を開始した。この入札はイノベーションの推進力として活用することも可能で、フランスやドイツのように、市場向けの準備が整っていない革新的なシステムに対して、より高い買取価格を設定できるようになった。過去には様々なイノベーションがあったが、営農型太陽光発電システムには成功が見込まれるという明らかな傾向があった。

技術を特定しない入札と国内産品の使用に対するプレミアム（買取価格上乘せ）の動向

発電技術を特定した入札が行われるケースも多いが、技術を特定しない入札も広がっている。後者の場合、太陽光発電は他の電源との競争にさらされる。カナダ、フランス、ドイツ、スペイン、イタリア等では、複数の技術特定入札と並行して、太陽光発電と風力発電の混合入札を試験的に実施している。一部の国では、コストをベースとした入札が、複数の要素を盛り込んだ入札

へと進化している。国内企業や、環境フットプリントがより優れた製品を優遇するために、環境面や産業面での制約が導入されている。競争入札を利用して、特定技術を促進したり、国内産品要件等の追加制約を課して国内産業を強化したりすることもできる。一部の国では、国内産品要件について議論されており、同要件を補助金交付決定の第一・第二の追加要件としている国もある。こうした要件を課すことにより、太陽電池モジュールの国内生産の進展を目指している。例えばトルコでは、国内産品要件を満たした場合、通常のFIT買取価格にプレミアムを上乗せしている。アルジェリア、モロッコ、南アフリカなど一部のアフリカ諸国では、義務要件はないものの国内産品の使用が推奨されており、国内産品要件を課した入札が支持されている。現在、国内産品要件を満たすための最も一般的な形態は国内労働力の活用であるが、これは国内生産に寄与するものにはなっていない。

欧州連合(EU)では、エコデザインおよび環境フットプリントの枠組み作りに取り組んでいる。フランスでは、入札参加資格としてカーボンフットプリントの上限が設定されており、カーボンフットプリントが低い応募者には入札で有利になるボーナスポイントが付与される。これは直接的な国内産品要件ではないものの、環境影響対策が取られることで間接的に国内生産を奨励している。韓国でも、カーボンフットプリントが低いことが入札の選定基準に含まれている。

入札制度の潜在能力は、まだ完全には活かされていない可能性がある。入札は、主に、太陽光発電の開発及びコストの枠組みを構築するものとして利用されている。規制当局にとっては、これは最大容量の決定と、最も低価格で適切に開発できる発電所の選定を意味する。しかし、入札はさらに発展する可能性があり、発電容量と市場分野の進展に関するより大規模で長期的なロードマップに向けた指針を示すために活用することができる。送電系統運用者と共同でスマートに計画を策定することで、入札は特定技術の一定容量の開発、系統の最適化及び国内・地域内の産業を支援するひとつの手段としてのエネルギー転換に貢献することができる。

インセンティブ付き自家消費

自家消費は、ネットメタリングやネットビリング等の各種制度に支えられて、電気料金の上昇に伴い増加している。自家消費に対する支援策が様々な形で実施されている。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実施された最初の一連の政策は「ネットメタリング」政策と呼ばれ、多くの国で採用されたが、ネットメタリングが正確に何を意味するかの定義は国によって異なっていた。自家消費制度に関しては、同じ用語が場合によって異なる規制や異なる報酬モデルを意味することがあるため、注意が必要である。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。

ベルギー、カナダ、デンマーク、オランダ、ポルトガル、韓国、米国では、系統に逆潮流された太陽光発電電力に対してクレジットを提供する真の「ネットメタリング」が市場の発展を支えてきたが、こうした政策に代わって、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(ネットビリングとも呼ばれる)が増えており、多くの場合、系統に逆潮流される太陽光発電の余剰電力に対してFITを付与(またはスポット価格にFIPを上乗せ)する方式をとっている。スペインやフランス、2022年以降はカリフォルニア(米国)がこれに当てはまり、米国の最も重要な市場であるカリフォルニア州で蓄電池の利用を奨励する、時間帯別料金を採用したネットビリング

制度への移行が進んでいる。その結果、自家消費が分散型太陽光発電システム導入の大きな推進力となりつつある。従来の市場ではネットメタリング制度が廃止されつつあるが、**タイ、マレーシア、エクアドル**等では、最近になって、住宅用太陽光発電システムの所有者を対象にネットメタリング制度が導入された。一部の太陽光発電新興国でも、ここ数年でネットメタリング制度が導入されている（**チリ、イスラエル、ヨルダン、アラブ首長国連邦（UAE）（ドバイ）、チュニジア**）。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を基本とするものであるが、その他の制度も存在している。**イタリア**では、消費電力と系統に逆潮流される電力、それぞれに異なる料金が設定されている。

直接的補助金、リベート及び税額控除

直接的補助金は依然として太陽光発電の一般的な支援形態であるが、補助金で賄えるのは総設置コストの一部に限られているケースが多い。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、初期投資が高額であることが特徴として挙げられる。このため一部の国では、太陽光発電を奨励するため、初期投資費用を低減する政策を実施している。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、カナダ、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**等で実施された。

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ことで利用できる。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。地方自治体は再生可能エネルギー開発への関与を深めており、さらなる優遇策を提供する可能性もある。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やインセンティブを補完する目的で、電力事業者が顧客に対して特別な導入支援制度を提供しているケースもある。

直接的補助金は、太陽光発電の開発を支援・促進する能力を長期にわたって発揮することができず、多くの国で徐々にFIT制度に取って代わられたが、世界全体で徹底した段階的廃止が行われたわけではなかった。2021年と2022年には、住宅用、村落用、営農型太陽光発電システムなどの特定分野を促進する新たなスキームを開始し、直接的補助金の段階的廃止の流れに逆行した国もあった。また、新たに直接的補助金を導入している国もある。補助金制度は公的資金に依存しており、本質的に限りがあり、太陽光発電開発にとっての制約となるため、直接的補助金の復活は疑問視されるおそれがある。しかし、補助金制度は導入が容易であるために依然として利用されており、各国の状況によっては、FIT制度による後払いよりもエンドユーザーにとって魅力的であるケースもある。

多くの国は引き続き資本補助金を維持しているが、新たな制度を設けている国もあり、各国で基準は異なる。補助金の上乗せ（ボーナス）は珍しいことではなく、通常、政府が促進・発展を期待する市場分野が上乗せの対象となる。**フランス**は、自家消費と建材一体型太陽光発電（BIPV）システムを対象とする直接的補助金を確保し、FIT制度と組み合わせている。**スイス**はシステムの規模、傾斜、標高に応じて直接的補助金に上乗せしている。**オーストラリア**では、ビクトリア州

が住宅用太陽光発電システムに補助金を支給している。2022年時点では、フィンランド、日本で営農型太陽光発電システムのほか、他の特定の土地を利用したシステムに補助金が支給された。オーストリアは2021年に投資補助金を含む新たな枠組みを開始し、ノルウェーは2022年に住宅用太陽光発電システムの補助金上限と補助率を引き上げた。ポーランドは、急速な拡大により2019年以降に市場が活況を呈したのち、2022年4月に補助金制度を変更した。米国には、太陽光発電システム設置のための様々な州政府及び地方自治体による補助金制度がある。多くは低所得地域における普及拡大を目的としており、その多くが2022年に拡大した。画期的なインフレ抑制法 (IRA) には、歴史的に疎外されてきた地域に太陽光発電普及のためのインセンティブを与える複数の新規プログラムの創設だけでなく、農村地域及び先住民地域での太陽光発電普及のためのプログラムの増設も含まれていた。

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)。

税額控除は、過去数年間でドイツ (2022年)、イタリア、スウェーデン (2015年、2021年) などで導入 (または再導入) されている。税額控除は個人 (米国、イタリア、スイス、ドイツ、フィンランド、スウェーデン) または企業 (米国、スイス、ドイツ、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年のインフレ抑制法 (IRA) に基づき、国内産品要件の一定水準を満たすと税額控除の上乗せ分が付与される)。

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、設計が非常に複雑であることから、ごく一部の市場でしか利用されていない。グリーン証書取引は、ベルギー、ノルウェー、ルーマニア、スウェーデン (段階的に廃止) などで現在も行われている。RPSに基づく類似の制度は、オーストラリア、韓国、そして米国の一部の州で実施されている。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は「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。米国では、州によるインセンティブの大部分は、再生可能エネルギー・ポートフォリオ基準 (RPS) の法制化によって推進されてきたのに対し、ベルギーでは、3地域 (ブリュッセル首都圏地域、フランダース地域、ワロン地域) すべてにおいて、業務用 (C&I) 分野でグリーン証書の取引が行われている。

財政的インセンティブに依存しない太陽光発電の開発

支援制度に依存しない、すなわち、財政的な支援を受けず、入札や類似のスキームの枠外で開発される太陽光発電プロジェクトの開発が増加している。これは太陽光発電が高い競争力を持ちつつあるということの表れである。2021年と2022年のエネルギー価格の高騰、特に電気料金の高騰により、多くの国で太陽光発電の競争力が高まった。財政的インセンティブなしで太陽光発電を開発できるということは、太陽光発電があらゆる支援制度の制約から独立していることを意味するものであり、大きな進歩である。

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/複数の需要家または電力再販事業者との間で結ばれる長期的な民間契約である。FIT制度では通常、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おり、電気料金の高騰時（2021年、2022年）には太陽光発電事業者に有利であった。この契約方式は、当初は風力発電業界で浸透していたが、太陽光発電においてそのポテンシャルが高まっており、2021年の力強い発展に続いて、2022年には、さらに多くの国で電力市場での売電やPPAを通じた電力取引が見られるようになった。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、コーポレートPPAを活用した自社の温室効果ガス排出量削減に意欲的な大企業が増えており、その場合には需要家が購入者となる。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、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のひとつがリスクの大きさと、発電量の不足からオフテイカーの破綻まで多岐にわたる。これに伴い、小規模ながらもリスクヘッジ市場が成長している。PPA契約の大半は中長期契約（10～25年）だが、近年の電気料金の高騰に伴い、発電事業者が高額のリターンに関心を寄せているため、短期契約（2～3年）が急増している。

こうした補助金なしのビジネスモデルは勢いを増しており、特に電力事業用太陽光発電において、この傾向が顕著である。欧州では、エネルギー市場の上限価格が議論される中、市場が不透明であるが、電力事業者とのPPAとは対照的に、コーポレートPPAの発表と契約締結が増加した。2022年は、欧州ではスペインが、米州では米国がPPA市場を牽引しており、インドでは数多くのPPAが締結された。2021年と2022年における太陽光発電価格の複合的な上昇にも関わらず、太陽光発電の均等化発電原価（LCOE）の低下により、欧州ではフランス、ポーランド、ドイツ、デンマーク、英国、イタリア、スウェーデンにおいて、引き続きPPAの発展が見られた。

アジア太平洋地域ではPPAが急速に成長し、2022年にはPPA契約量は過去最高となった。アジアでは、日本、韓国、台湾、フィリピン、インドネシア、タイ、オーストラリア、インド、中国、バングラデシュで、中東及び北アフリカ地域ではサウジアラビアで、PPAに基づくプロジェクトが実施された。このほか、ベトナムやマレーシアなど、近い将来、PPAが可能になるよう電力市場の構造改革に取り組んでいる国もある。多くのPPA開発事業者や需要家は産業に特化しているが、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ますます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は、電力市場の設計が重要な役割を果たす。ノルウェーでは2022年に初のプロジェクトが認可され、オーストラリアでは約20GWの容量のうち18%がスポット市場にあてられている。ハンガリーとイタリアにはすでにMerchant PVシステムがある。専門家の推定によると、将来的にはスペインの電力事業用太陽光発電プロジェクトの約半数がMerchant PVになる見込みである。

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。小売電力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）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（オーストラリア）において、当然の選択肢となっている。

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金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地域では収益減についても警戒している。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。

エネルギー・コミュニティの様々な構想（共同所有/消費）に基づく新制度の登場により、市場が拡大する可能性があるが、同時に複雑さも増す。また、ドイツやオーストラリアなど一部の国では、自家消費率を上げるために太陽光発電システムと蓄電システムの併設が進んでおり、分散型太陽光発電システムの開発に対する認識を変革するための道も開かれている。

革新的な資金調達ソリューションによる支援

太陽光発電システム設置のための資金調達に向けて、数々の投資ソリューションが登場している。これらのソリューションは、とりわけ補助金を受けていない太陽光発電システムにとって重要性が高い。必要な初期投資が高額であるため、特に米国や欧州の一部の国で、様々なビジネスモデルの開発が進んでいる。例えば、設置システムの所有や出資という意味合いを含まない、サービス契約として太陽光発電電力を販売するというアイデアによって、電力供給サービスとしての太陽光発電が、米国の住宅用太陽光発電市場に大きく貢献している。これらのビジネスモデル

は、太陽光発電を長期契約の対象とすることで契約者にとっての不確実性を低減できるため、今後数年で太陽光発電セクターを大きく変える可能性がある。**米国**では、こうしたビジネスモデルがすでに住宅用太陽光発電システム市場の50%超を占めており、**ドイツ、オーストリア、スウェーデン、スイス**でも同様の提案を開始した電力事業者がある。なお、太陽光発電システムを主軸製品として提案する専門企業が存在している点で、**米国**は革新的である。このようなサービスは、資金調達やシステムの効率的な運用に関する多くの問題を解決し、プロシューマーにとっての長期的な不確実性を低減できるため、今後さらに成長する可能性がある。

同様に、過去数年のアフリカ諸国でのソーラー・ホーム・システム（SHS）及び太陽光発電キットの普及においては、pay-as-you-go（PAYG）方式の資金調達モデルが大きく成功しており、同モデルにより住宅用及び独立形太陽光発電市場がさらに進展すると期待される。PAYG方式は、プリペイドの携帯電話支払いスキームから直接着想を得たものであり、利用者は、月額料金または利用に応じた料金を支払い、支払額が所定の額に到達した段階で太陽光発電キットの所有権を獲得するという仕組みである。

プロシューマー及びエネルギー・コミュニティに関する政策 規制環境下における自家消費

プロシューマー（自家消費）に対する規制を導入する国が増加している。こうした規制には、エネルギー転換において需要家が重要な役割を果たすことと、再生可能エネルギー発展のための支援制度のコストを削減することの2つの目的がある。分散型発電を優遇する施策は、最終消費における電力のさらなる普及、送配電コストの削減、包括的なエネルギー管理プロジェクト（電気、熱、効率、蓄電等）への新規投資など、さらなるプラスの効果をもたらし、再生可能エネルギー源の利用拡大を促している。

自家消費は多くの国で何らかの形で許可されている。制度設計された法制化済みの枠組みであるか、臨時的な法的枠組みであるかで大きな違いがあるが、自家消費の原理は同一で、太陽光発電システムの発電電力を需要地で消費することで、需要家の請求書に記載される使用電力量を削減する。とはいえ、すべての国で同様に電気料金が削減されているわけではない。太陽光発電電力の自家消費分については、変動する系統コストを負担すべきではないとの認識が一般的であるが、自家消費の増加に合わせて料金体系を調整するために各国が様々な取り組みを行っている。一部の国では、プロシューマーから徴収する費用を維持するために、系統の料金体系を変更（固定部分を増加させ、消費量に連動する変動部分を削減）している。また一部の国では、ネットメタリング/ネットビリング政策によって削減された系統コストを補填する目的で特別な系統税の導入が始まっている。

オーストラリア、フランス、スイスでは、系統コストを変動型から固定型へと移行させることについて活発に議論されており、これに伴う電気料金体系の変更により自家消費の発展が阻害される可能性がある。**米国**では、多くの州でネットメタリングが実施されているが、2022年には、太陽光発電市場の規模が大きい複数の州で既存のネットメタリング制度の改正後の補償価格について激しい議論が行われた。目的は、太陽光発電システムの利用者から非利用者への「コスト移転」を削減すること、また系統に対する価値に基づいて太陽光発電への補償を行うことであった。一般的に、**米国**には依然として、系統アクセス料金、最低電気料金、そして時間帯別料金の適用

に関する様々な取り組みが行われている。イスラエルはより特殊なケースで、バランシングと調整用に税金が課されている。スペインの系統税は、純粋な自家消費者を対象に特別な税金を導入した唯一の例である。ベルギーの一部地域では、ネットメタリングの恩恵を受けているプロシューマーに対して系統税が導入される予定で、系統コストを含めた太陽光発電の消費電力全量が対象となる。

一部の国では、自家消費型太陽光発電システムについて、変動型の系統アクセス料金またはその他の系統アクセス料金が免除されている。電力を自家消費している太陽光発電システムの所有者に対して、特定の系統連系規程を適用している国もある。例えばオーストラリアでは、一部の州で系統への逆潮流に上限が設けられているほか、デンマークやドイツなどでは、自家消費システムは特定の系統連系規程を遵守することが義務付けられている。多くの国で、太陽光発電システムの所有者が電力需要家ではない場合があるが、これを認めていない国もあれば、認めるための規制措置を見出せていない国もある（例えば、デンマークとフランスでは国の規制が絡む複雑な状況があり、第三者所有（TPO）に関する明確なモデルは現時点では存在していない）。

共同自家消費

共同自家消費は、複数の利用者間での電力の共有を可能にするものであるが、個別の建物間での電力共有が可能な場合もある。集合住宅または集約的なサイトにおける自家消費では、1基以上の発電システムから複数の需要家に固定的あるいは流動的に電力を割り当てて供給することが可能である。集合住宅がこの典型例で、1基の太陽光発電システムが建物内の複数またはすべての需要家に電力を供給している。

集合住宅における自家消費の利用は、ポルトガル、スペイン、オーストリア、カナダ、スウェーデン、フランス、スイス、ドイツ、米国、イタリアなどで行われており、ノルウェーでも開始される。地域の状況に応じて、自家消費の範囲を広げることを目的として共同自家消費の開発も行うことで、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含む）が適度な距離にある単独または複数の需要家に電力を供給し、公共電力系統の利用を最小化することができる。複数の需要家と発電事業者を含むべく範囲を広げることで、自家消費率の高い需要家、自家消費目的での屋根や土地へのより公平なアクセスを持つ需要家などが利益を得るだけでなく、社会的な理由による需要家を増やしたり、脆弱な需要家を取り込んだりするための手段にもなり得る。

これらの制度は、太陽光発電システムの所有者が需要地や遠隔地で発電した電力によって、自身の電気料金を相殺することを認めている（メキシコ、ブラジル、フランス）。電力消費と太陽光発電電力との相殺を認める様々な制度が存在し、実際の電力供給量で相殺する場合もあれば、資金の流れにより相殺する場合もある。制度の詳細は多様であるが、その基本は類似している。

共同自家消費プロジェクトの経済的実現性は、小売電力料金、卸電力価格、発電コストだけでなく、需要家が系統アクセスに支払わなければならない負担金と、電力消費と発電に課せられる税金の負担水準に基づいて構築される。

イタリアでは、2022年に同一の配電変電所に連系している1MW以下のシステムにインセンティブを付与することが検討された。スウェーデンでは、2021年にマイクログリッドを通じた共同自家消費が許可された。フランスでは2021年から、同一建物内、2km（例外的に20km）の地域内で

バーチャル自家消費が認められており、余剰電力がFIT制度の対象となっている。ドイツでは建物所有者による発電とテナントへの売電が可能となっているため、共同自家消費への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。米国では、一定の規模、設置場所、利益の公正な分配の要件を満たす共同自家消費プロジェクトを対象とする税額控除の大幅な上乘せがインフレ抑制法（IRA）に盛り込まれた。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。オーストリアとフランスでは、共同自家消費の拡大は緩やかであるものの、小売電力料金が高いため、EUが定義したエネルギー・コミュニティの導入によって、共同自家消費が加速することが期待される。

オーストラリアとフランスの系統電力料金規定では、地域内の送電であっても系統料金を全額支払うことが義務付けられているため、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（フランスでは例外もありうる）。スイスでは、大半の系統で共同自家消費が認められているが、需要家が隣接している必要があり、公共電力系統は使えない。米国とオーストラリアでは、電力消費にかかるコストを削減し、蓄電やバックアップ電力によって国内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、系統の端に位置する農村のマイクログリッドが登場しつつある。

欧州連合（EU）及び米国におけるエネルギー・コミュニティ

大部分の国で自家消費が認められている欧州では、さらに前進することを決定し、「クリーンエネルギーパッケージ（Clean Energy Package）」と呼ばれるエネルギー政策を全面的に改定した。欧州連合（EU）は、エネルギーへの新たな取り組みに向けて、エネルギー市場の設計と枠組みに関する新規定を導入した。具体的には、再生可能エネルギー指令（REDII）及び電力市場指令（EMDII）の実際の改定版において、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、加盟各国が国内で実施する中で定義づけられており、欧州全体で徐々に普及が進んでいる。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する可能性があり、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コスト削減を可能にする。

米国では、定義の異なるエネルギー・コミュニティが登場している。インフレ抑制法（IRA）の成立に伴い、「エネルギー・コミュニティ」という用語が異なる意味を持つようになり、これまで社会的に悪影響を受けてきたコミュニティや、エネルギー転換によって将来的に悪影響を受けるリスクのあるコミュニティを指すようになった。米国におけるコミュニティ・ソーラー（Community Solar）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（下記参照）。



写真提供：BLAIS WATT/ ENERGY PARTAGEE

オフサイト自家消費・「バーチャル」自家消費

自家消費が需要地における発電と電力消費の相殺と理解される一方、分散型（または「バーチャル」）自家消費は、需要地外（オフサイト）での発電と消費を行うもので、臨時の系統料金も含めた多様な可能性を切り拓くものである。この点において、地域レベルのプロシューマーが支払う系統利用料は、地方・全国レベルのプロシューマーに比べて少なくなる。米国では、約半分の州でオフサイト共同自家消費（米国内では「コミュニティ・ソーラー」と呼ばれる）を可能にする法案が成立した。低所得世帯の参加要件など、多くの要件が盛り込まれている。2022年には、インフレ抑制法（IRA）の成立に伴い、コミュニティ・ソーラーを対象とする連邦政府のインセンティブも利用できるようになった。欧州（オーストリアやスイス）では、規制が正式発表される前にパイロット・プロジェクトを開始した電力事業者もあった。パイロット・プロジェクトでは、太陽光発電システムの設置、太陽光発電システムへの投資及びバーチャル蓄電を革新的な製品と組み合わせる動きがすでに始まっている。こうした動きは、太陽光発電の新たな市場分野を切り拓く可能性があり、今後数年の間に精査されるとみられる。しかし、これらの制度は、系統の利用、複数のメーター間での電力の相殺に関する法的な側面と技術的な複雑性、制度の革新的な側面について、複雑な問題を生み出している。

このような構想によってもたらされる機会は多岐にわたる。具体的には、自宅の太陽光発電システムの発電電力を使ってオフィスで電気自動車（EV）の充電ができるようになる。また、小さな都市では、すべての公共建物で消費電力に応じて太陽光発電電力を共有できたり、近郊の土地に電力事業用太陽光発電所を建設して住民に電力を供給することができたりする。数多くの選択肢があり、公平な系統料金は誰に対しても平等に便益があることを意味する。需要地以外で太陽光発電電力を利用するには、公共系統や配電線（場合によっては送電線）を利用する必要があり、そのような利用には公平な料金が課されるべきである。太陽光発電が競争力を持つにつれてこのような概念が生まれ、適切な規制のもとで飛躍的に発展していく可能性がある。

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牽引力となっている。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付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。

例えば、**フランス**では、業務用建物や屋根付き駐車場、住宅屋根への太陽光発電システムの設置義務の対象に関する最低基準が引き下げられ、新しいタイプの建物が追加されたことで、より多くの建物が要件の対象となった。さらに、多くの駐車場にソーラーキャノピーの設置を義務づけるための規制が加わった。**オーストリア**では多くの郡で、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いる。ウィーンやシュタイアーマルク州では、これまでに、一定の条件下での太陽光発電システムの設置が義務付けられている。**ドイツ**のベルリンでは、2023年までに多くの新築建物に太陽光発電システムの設置が義務づけられることになるほか、**オランダ**では2021年以降、建物のエネルギー・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、多くの都市で、新築建物や改修された建物への太陽光発電システムの設置が義務づけられている。**ベルギー**では、2014年にフランダース地域に導入された施策により、現在は新築建物の85%超に太陽光発電システムが設置されている。**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。**イタリア**では、ロンバルディア州の公共建物に、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**）は大半の住居用建物に太陽光発電システムの設置を義務づける予定で、2025年からは、その他の小規模建物にも設置を義務づける予定である。**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付けている。**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付けており、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る予定である。**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。

e-モビリティ（輸送部門の電化）

多くの国では輸送部門の電化が加速しているが、その一方で太陽光発電開発と電気自動車（EV）の関連はまだ十分に理解されておらず、自家消費制度の進展と、系統への逆潮流を抑制する系統

混雑が検討すべき要素となっている。EVの充電を電力ピーク時に行うことは、発電、系統運用、スマートメタリングについて見直すことを示唆しており、バーチャル自家消費のようなコンセプトは、EVを、太陽光発電の余剰電力を貯蔵するための移動型蓄電池とするための枠組みを迅速に提供できる可能性がある。2022年には1050万台のEVが販売され（2021年比60%増）、2022年にEV販売の成長曲線と太陽光発電の成長曲線が交差し、EVが加速度的に展開し、太陽光発電の成長を超えたことが示された。

欧州では国・地域レベルでEVの普及を支援する取り組みが行われているが、こうした取り組みは、EVの購入または充電ステーションへの投資を対象とするインセンティブの付与にとどまらず、従来型の内燃機関自動車に対する障壁を設けるという点からも実施されている。オーストリアには、100%再生可能エネルギー由来電力を使用することを基本とした自家用EVの購入に対する支援制度があり、自家用太陽光発電システムの保有や水力・太陽光・風力発電による電力の消費につながっている。

欧州以外では、活発な太陽光発電市場を展開する多くの国に、EVと充電ステーションを対象とした強力な財政的インセンティブがある（日本、オーストラリアの一部の州、インド）。2022年に米国は、インフレ抑制法（IRA）に基づき、EVの購入を対象とする政府による多額のインセンティブを導入した。一方、ノルウェー、スウェーデン、中国は、長年にわたってEVの普及を支援してきたが、現在は、インセンティブを徐々に縮小するか、すでに停止している。

水素生産

ロシアによるウクライナ侵攻とそれに伴う国際的な制裁措置により、ガス価格が上昇した。これにより欧州ではグリーン水素に対する投資の発表が増加したが、その大半は、継続性や有利な条件の適用期間が不確実であるため、正式決定には至っていない。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、その他の水素をベースとする応用製品については、大規模な太陽光発電、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牽引され、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。これは現時点では将来的な予測であり、欧州では2025年までに大きな進展があるとは考えにくい、その他の地域ではより早く進展し、2025年頃にはビジネスとして実現する可能性がある。欧州委員会（EC）がグリーン水素に期待しているのは、電化の実現可能性が低い分野の脱炭素化における中心的な役割と、太陽光発電のさらなる発展にとって重要となる季節変動のギャップを埋めることである。EUは、「新たな」再生可能エネルギー源による発電時間ごとのマッチングを含む「グリーン」水素の定義や、水素生産用の太陽光発電のさらなる普及に向けた貢献を見込んだ規則に関する厳格なガイドラインを公表している。グリーン水素の競争力を高めるための研究やパイロット・プロジェクトを促進する基金が複数用意されており、EUの産業界は、2030年までに欧州における電解装置の導入量15GW（低位シナリオ）～40GW（高位シナリオ）を目指す意欲的な計画を打ち出した。米国では、2022年に水素の開発、インフラ、生産に対する多額の投資（インフレ抑制法（IRA）における水素生産を対象とした税額控除の導入を含む）が行われた。中国では、世界最大の太陽光発電を利用した水素プロジェクトが完成に近づき、その容量は、2022年に稼働を開始したその他すべてのプロジェクトの合計容量に匹敵する。世界全体で「大規模太

「太陽光発電+水素生産」プロジェクトの発表が増加している（オーストラリア、米国、スペイン、ドイツ、フランス、アラブ首長国連邦（UAE）、オマーン、モーリタニア）。

蓄電

蓄電に関しては、現段階においては、世界の多くの地域において開発に向けたインセンティブが引き続き付与されている。しかし蓄電のコストは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。オンサイト蓄電を併設した太陽光発電所は、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量が減少した場合の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、開発事業者にとってますます魅力的なものになっている。

2022年に太陽光発電システムに併設する蓄電システムの導入を奨励する法律を公布した国のうち、**オーストリア**では、新設・既設の太陽光発電システムに蓄電容量0.5kWh/kW以上の蓄電システムを組み合わせる場合に支援を提供している。**オーストラリア**では大半の州政府が、太陽光発電システムと蓄電池を併設する場合や、既存の太陽光発電システムに蓄電池を追加設置する場合に、何らかのインセンティブを提供している。2022年12月には、8台の大規模蓄電池（それぞれ200MW/400MWh以上）に対して政府の資金が提供されたほか、2022年末には2GWh超の大規模蓄電池が建設中で、新規プロジェクトの規模が拡大している。**米国**では、全米最大の太陽光発電市場であるカリフォルニア州とテキサス州の2州で国内市場の90%に相当する計3.7GWの蓄電システムを設置している。カリフォルニア州（**米国**）では、前述の通り、太陽光発電システムだけでなく蓄電システムも新築建物への設置が義務づけられている。一方、政府のインセンティブでは、過去数年間、蓄電システムは太陽光発電システムとの併設が義務付けられたが、インフレ抑制法（IRA）では税額控除を導入して定置型蓄電システムの普及を促進している。

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。そのため、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。太陽光発電電力向け蓄電は、1日の大部分を系統に接続しているEVによって大規模に展開し、それにより、単純な蓄電池と比べて大規模な蓄電と需要家への電力供給が可能になるであろうと一部では考えられている。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

2021年には、新型コロナウイルス感染症（COVID-19）によるサプライ・チェーンの混乱や、より野心的な気候変動対策によって、太陽光発電価値連鎖のあらゆる段階において需要地での生産を優遇する取り組みが数多く見られた。こうした傾向は2022年にも確認され、さらに加速しており、世界各国の政府は、税額控除から直接的補助金、国内産品に対する行政上の障壁の低減に至るまで、政策、補助金及び規制を通じて国内生産を支援している。

2022年は、**米国**におけるインフレ抑制法（IRA）や、**欧州**における一連のEUレベルの政策立案など、過去10年間で最も重要な複数の施策が開始された。**米国**では2022年8月にIRAが施行され、

国内生産や、重要鉱物の精製及びリサイクルに対する手厚い税制優遇措置が導入されたことをきっかけに、新たな生産能力の発表が相次いだ。欧州では、EUソーラー・エネルギー戦略(REPowerEU計画の一部)として2022年に一連の政策が立案され、2023年に発布された。グリーンディール産業計画(2023年2月発表)、ネットゼロ産業法(NZIA)及び重要原材料法(いずれも2023年3月提案)と、ネットゼロ産業アカデミーの設立により域内生産計画を促進・奨励している。炭素国境調整メカニズム(CBAM)の変更も欧州に好影響をもたらしている可能性がある。2022年末に暫定危機・移行枠組み(TCTF)が改定され、その後2023年に加盟国による直接支援の制限が撤廃され、太陽光発電の製造が完全に支援の適用対象とされた。EUとの共同出資によって2022年末に発足した欧州太陽光発電産業同盟(European Solar PV Industry Alliance)は、EU域内でのイノベーション主導による強靱な太陽電池産業価値連鎖の拡大促進、特に太陽光発電製造分野での拡大促進を目指している。太陽光発電の「欧州共通利益に適合する重要プロジェクト(IPCEI)」は、2022年を通じて取り組みが行われた。こうしたEUレベルの取り組みは、オランダ、スペイン、ドイツでは2022年に立案された国家施策によって補完されており、2023年に実施される可能性がある。インドでは、生産連動型インセンティブ(PLI)制度を通じて、国内生産に対して政府からの財政支援を受けることができる。同制度は2022年も継続され、第1回の公募では3件のプロジェクトが選定された。また、2023年の第2回公募以降は10件以上のプロジェクトが発表され、拡大しつつある国内の太陽光発電市場の大部分に供給できる、数十GWの国内生産能力の構築に向けた第一歩となった。トルコでは、新たな再生可能エネルギー資源地域(YEKA)プログラムの入札が行われるかと期待されたが、2022年には発表がなかった。YEKAの入札では、国内生産による供給が可能な地域及び再生可能エネルギー・プロジェクトを優先しており、これまでのところ成功を収めている。

中国では、傑出した太陽光発電生産国としての地位を維持するために産業界や政府が活動している。2022年を通して行われた大規模民間投資が、大規模生産能力による過剰生産を生み、2023年には実際にモジュール価格が原価に近い価格まで下落し、当然ながら他国の新規製造企業が参入できる状況ではなかった。当局がインゴット・ウエハー製造装置の輸出禁止を検討しており、2022年には公開協議が開始された。

全世界で国内生産への支援を進展させる明確な後押しがある一方で、業界の力学や太陽光発電製品の製造の複雑さが必ずしも正確に理解されていないため、実現するプロジェクトは一部の政府が期待するよりも少なくなるとみられる。さらに、特定の原材料(銀、ガラスなど)の世界供給量における太陽電池向けの割合が高まるにつれて、国内生産を行う上でも国際的な価値連鎖に関わる必要が出ており、既存のグローバル企業の役割を無視することはできない。



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、2022年及び2023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（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。

2022年は、2021年と同様に太陽電池モジュールやその他のコンポーネントの価格が上昇傾向にあり、計画中のプロジェクトに影響を及ぼした。太陽電池モジュールの価格水準は、ポリシリコン価格の影響を大きく受けるために、2022年も高値が続いたが、新設のポリシリコン工場の稼働によりポリシリコン生産量が徐々に増加した2022年第4四半期以降からポリシリコン価格が低下した。ウエハーの価格も生産能力の拡大により低下し、太陽電池モジュールの価格も徐々に低下した。半導体不足がインバータ供給にも影響を及ぼし、一部のインバータ製造企業は、2023年上期においても出荷の遅れを報告している。

2022年、**中国**は太陽光発電のサプライチェーンにおいて引き続き世界最大の生産国であり、生産能力のさらなる増強が報告された。太陽光発電はエネルギー転換において重要な役割を果たすことが期待される一方、製造拠点の一極集中に関連するリスクに対して注目が集まり、**米国**、**インド**及び欧州では国内製造を支援する政策・施策の導入が始まった。貿易摩擦や強制労働をめぐる政治的な姿勢も、国内製造に向けた動きを後押ししている。ただし、**中国**国内での生産能力増強への投資も継続して活発であるため、サプライチェーンにおける**中国**の圧倒的な存在感は当面は継続する見込みである。

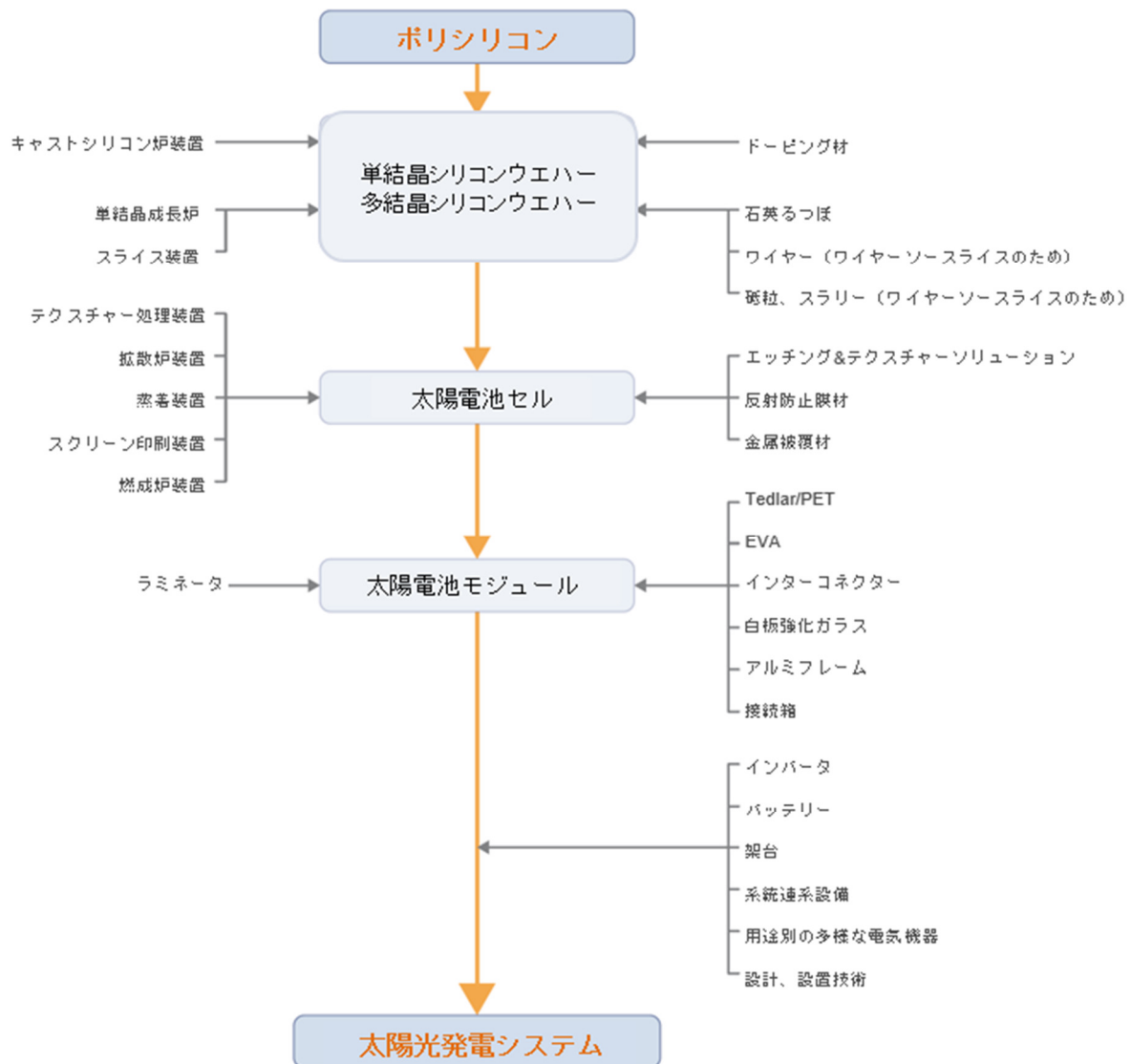


図 4.1 太陽光発電システムの価値連鎖（結晶シリコン太陽電池技術の場合）

出典：IEA PVPS、その他

太陽光発電の川上部門

ポリシリコンの生産

ウエハーをベースとする結晶シリコン太陽電池技術は、太陽電池セル製造において依然として主流技術である。それを踏まえて、本項ではウエハーをベースとした生産プロセスに焦点を当てる。2022年の世界のポリシリコン生産量（半導体グレードのポリシリコンを含む）は約1,001,350tで、初めて100万tを突破した。太陽電池セル向けポリシリコンの生産量は、2021年の604,812tから2022年には955,575tに増加し、半導体向けポリシリコンの生産量は45,780tであった。2022年の太陽電池セル向けポリシリコンの生産量は、ポリシリコン総生産量の約95%を占めた。世界のポリシリコン生産能力（半導体向けも含む）は、2021年の813,100t/年から2022年には1,354,700t/年に増加した。中国国内を中心としたポリシリコン生産能力増強計画を積算すると、2023年末時点の世界のポリシリコン生産能力は280万t/年を超える可能性がある。図4.2にポリシリコン生産量の国別比率を示す。

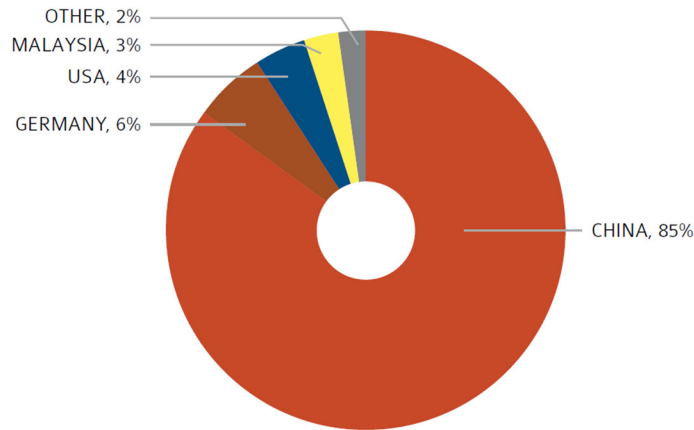


図 4.2 ポリシリコン生産量の国別比率（2022 年）

出典：IEA PVPS、（株）資源総合システム

*半導体向けポリシリコンを含む

IEA PVPS加盟国のうち、ポリシリコンを生産しているのは中国、ドイツ、米国、マレーシア、韓国、ノルウェー及び日本である。中国は引き続き世界最大のポリシリコン生産国かつ消費国となった。中国の2022年のポリシリコン生産量は857,000tであり、世界の生産量の86%を占めた。2022年には、541,600t/年のポリシリコン生産能力が新設された。中国でポリシリコンを製造する企業は2022年1月の12社から同年末には15社に増加、2023年末までに20社以上に増加する見通しで、新設・拡張が予定されている工場が全て予定通りに稼働した場合、大幅な供給過剰になる可能性がある。2023年上期の中国におけるポリシリコン生産量は60万t以上（前年同期比65%増）であった。

ポリシリコン生産量の第2位はドイツで、60,400t/年の生産能力を有する。生産量は58,000tで、このうち約47,000tが太陽電池向けに使用されたとみられる。第3位はマレーシアで、生産能力は35,000t/年で、32,300tが太陽電池向けに生産された。マレーシアでは、OCI（韓）がポリシリコンを生産しており、同社はポリシリコンの生産能力をさらに強化し、非中国製ポリシリコンの需要増に積極的に対応する方針を発表している。OCIはマレーシアのポリシリコン工場をフル稼働させ、今後5年間で、30,000t/年規模の段階的増設を推進する計画である。中国政府が米国製ポリシリコンに輸入関税を課しているため、米国で生産された38,000tのポリシリコンは主として半導体産業向けであると分析されている。しかし、中国国内での強制労働が告発された結果、2022年には米国製と全ての非中国製ポリシリコンの需要が増加したのに加え、インフレ抑制法（IRA）により補助金が付与されるため、米国国内での太陽電池向けポリシリコンの生産が増加することが期待されている。例えば、REC Siliconは、2023年第4四半期に米・ワシントン州のMoses Lake工場でのポリシリコン生産を再開する計画である。ノルウェーでは、2022年に推定約3,000tのポリシリコンが生産された。ノルウェーでは、生産コスト削減を目的とした、冶金法によるポリシリコン生産が報告されている。日本や韓国では、ポリシリコンの生産は主に半導体産業向けとなっている。IEA PVPS非加盟国においては、ポリシリコン生産国はないが、インドでは、政府のインセンティブを利用したポリシリコン生産が計画されている。

ポリシリコン価格は、2022年第3四半期までは需給ギャップが解消されず、高値が続いた。2022年1月末時点でのスポット価格は32.15ドル/kgであった。その後、30ドル/kg前半で推移し、2022年

6月末には、中国のポリシリコン工場火災と政府による電力消費量規制の影響もあり、35.13ドル/kgに上昇した。さらに数社が定期メンテナンスに入ったために、7月末には38.32ドル/kgに上昇した。9月以降はポリシリコン生産量が増加し、10月末まで35ドル/kg台で推移した。11月末には33.58ドル/kgまで低下し、生産量が増加した12月末には23.21ドル/kgまで低下した。2023年1月には、2021年3月以来の最低水準である15.86ドル/kgまで下落した。

太陽電池セル・モジュールの高効率化とウエハーの薄型化及び大面積化などの原材料使用量低減の取り組みにより、ウエハー1Wを生産するのに使用するポリシリコンの量（ポリシリコン消費原単位）は、年々減少している。太陽電池セルのポリシリコンの消費原単位は、2021年の2.7g/Wから2022年には2.3g/Wに減少した。2010年の6.8g/Wと比較すると、ポリシリコン消費原単位は約8.7%/年のペースで減少している。

大手ポリシリコン製造企業の大半は、半導体産業向けのポリシリコンの製造プロセスとして利用されているシーメンズ法を採用している。シーメンズ法によるポリシリコンは、ポリシリコン総生産量の98%を占めたと推定される。生産効率の向上が報告されており、ポリシリコン製造プロセス全体の電力消費量は、2021年の63kWh/kgから2022年には60kWh/kgに減少した。

シーメンズ法による還元プロセスでの電力消費量の低減は、①大型の還元炉の開発と実用化、②炉の内壁材料の改良、③従来のシリコン・チューブをシリコン芯に変更し、ガスの配合を調整したことにより達成されている。

プロセスの最適化やスケールメリットによって、電力消費量をさらに低減することが可能であり、このことはポリシリコン価格の低下に資すると考えられる。ポリシリコンの製造には、シーメンズ法のほかに流動床（FBR）法が用いられている。FBR法の利点は、電力消費量が少なく、るつぽ一杯に充填可能な粒状の製品が得られることにある。中・GCL Technologyは、2022年に中国でFBR法による新工場3ヶ所を稼働させ、同年末時点でのFBR法による生産能力は140,000t/年となっている（江蘇省徐州市30,000t/年、四川省樂山市60,000t/年、内モンゴル自治区包頭市20,000t/年を新設）。同社では、FBR法により生産したポリシリコンを用いてn型単結晶シリコン・ウエハーの生産を開始している。

米国は2021年に、強制労働との関わりが懸念されるとして、中国を拠点にポリシリコンの主原料である金属ケイ素（金属シリコン）を生産するHoshine Silicon Industry（中）からの材料の輸入禁止を決定した。その後、2021年12月に、ウイグル強制労働防止法（UFLPA）が成立し、2022年6月に施行された。その結果、米国は中国の新疆ウイグル自治区で全部または一部が製造された製品を、強制労働による製品であると推定する輸入禁止措置を開始した。この措置を受けて、内モンゴル自治区等、新疆ウイグル自治区以外の地域や、中国国外においてポリシリコン工場の新設が計画されている。また、ポリシリコン製造事業に参入して、垂直統合を強化しようとする企業も出てきた。例えば、Trina Solarは中・青海省にポリシリコン工場を含む垂直統合型工場を建設中である。米国では、Hanwha Solutions（韓）による出資を受けて、REC SiliconがMoses Lakeでのポリシリコン製造を再開することを決定した。

こうした動きにより、将来的にポリシリコンの生産地は変化する可能性はあるものの、当面は中国が世界最大のポリシリコン生産国としての地位を維持するとみられる。

インゴット及びウエハー

単結晶シリコン・インゴット及び多結晶シリコン・インゴットを製造するための基本的な材料はポリシリコンである。インゴットはまず塊やブロック状に切断され、その後薄いウエハーにスライスされる。従来のシリコン・インゴットには、単結晶シリコン・インゴットと多結晶シリコン・インゴットの2種類がある。単結晶シリコン・インゴットは、純度と個々のドーパントの含有量により仕様は異なるがマイクロエレクトロニクス応用向けにも製造されている。一方、多結晶シリコン・インゴットは太陽光発電産業のみで利用されている。インゴット製造企業の多くはウエハーも製造している。

大手インゴット/ウエハー製造企業に加えて、一部の太陽電池セル・モジュール製造企業も自社用にシリコン・インゴット及びウエハーを製造している。コスト削減の圧力を受けて、一部の垂直統合型の手太陽電池モジュール製造企業がコストと品質の両面で優位な専門製造企業からのウエハー調達にシフトする傾向があったが、最近では、調達リスクを軽減するために内製生産能力を増強している企業もある。

2022年の世界のウエハー生産量は、381GWで2021年（233GW）から63%増加した。2022年末時点のウエハー生産能力は687GW/年に達した（2021年：416GW/年）。2021年と同様に多結晶シリコン・ウエハーの生産能力及び生産量は減少し、単結晶シリコン・ウエハーの生産能力及び生産量は、高効率太陽電池モジュールの需要増に伴い増加した。図4.3に示すように、中国が世界のウエハー生産量の97.5%以上を占めている。2022年の中国のウエハー生産量は371.3GW/年で、前年比約64%増となった。このうち、約36.3GWは、ベトナム、マレーシア、タイ、シンガポール、台湾、インドなどといった他の太陽電池セル生産国に輸出されている。中国における2022年時点の生産能力は、673GW/年であった。中国以外のウエハー生産国は、ベトナム、マレーシア、ノルウェー、シンガポールなどである。ベトナムとマレーシアでは、中国の大手太陽電池セルメーカーが生産能力を有している。ベトナムでは、2022年に約6.1GWのウエハーが生産された。

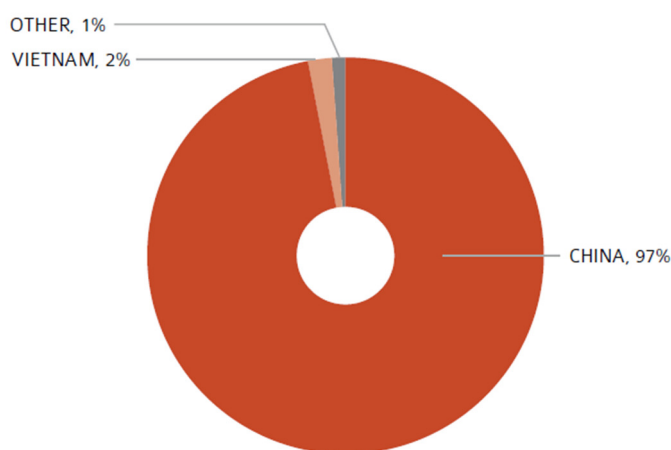


図4.3 太陽電池向けウエハー生産量の国別比率（2022年）
出典：IEA PVPS、（株）資源総合システム

2022年の注目すべき動向は、大型ウエハーのシェアがさらに拡大したことである。182mm角（M10）及び210mm角（G12）のウエハーの市場シェアは、2021年の45%から2022年には82.8%へ急上昇した。中国太陽光発電産業協会（CPIA）は、2023年にはこれらのウエハーのシェアが93.2%と市場の大部分を占めるようになると予測しており、大型ウエハーが主流製品になるとみられる。また、シリコン・ウエハーの薄型化が進展した。ポリシリコン消費量削減の取り組みがさらに進み、166～182mm角ウエハーの厚さは2021年には160 μ mであったが、2022年には150 μ mとなった。210mm角ウエハーも薄くなり、2022年には150 μ mとなった。いずれのサイズの製品も2023年までには厚さが140 μ m台になる見込みで、予測されていた以上に薄型化が進展する可能性がある。ウエハー薄型化のために、ダイヤモンドワイヤの代替としてタングステンワイヤの使用が検討されている。ウエハーサイズの大型化と多様化により、モジュールサイズにばらつきがあることから、業界で標準化が進められる予定である。大手製造企業の間では、一辺が182mmの正方形あるいは長方形ウエハーを用いてモジュールの短辺を1,134mmとする方向で、66セル製品の標準サイズについては1,134mm \times 2,382mmで合意された模様である。

結晶シリコン・ウエハーのスポット価格は、概ねポリシリコン価格に追随する形で推移してきたが、2022年第4四半期には、生産能力の増加により、ウエハーの需給ギャップが拡大した結果、ポリシリコン価格が下落基調となるタイミングよりも早く、ウエハーの価格が下落した。2022年の166mm角単結晶シリコン・ウエハーの価格は1月に70.8セント/枚、3月には大手ウエハー製造企業が値上げを実施し、約75セント/枚で推移した。その後、ポリシリコンの高値の影響を受け2022年8～10月には80セント台前半/枚となった。11月末には77.5セント/枚まで下落し、12月には需給ギャップが解消されたためさらに52.5セント/枚にまで下落した。結晶シリコン・ウエハーは生産能力の拡張が急速に進んだ一方で、大型太陽電池セルの生産能力はウエハーほど増えなかったため、ウエハーの在庫がだぶつき気味となったことが価格低下の要因である。2023年1月以降は、徐々に価格が上昇し、4月に69.7ドル/枚まで上昇したが、6月には35.9セント/枚にまで低下した。ポリシリコンのほか、インゴット製造用つぼの原料であるケイ砂も不足し、2023年上期には生産能力に見合う生産はできなかった。

中国以外でのウエハーの生産能力の新設・増強計画が2021年から引き続き活発化している。インドでは、複数の企業がウエハーから太陽電池モジュールまでの垂直統合型生産を計画しており、太陽光発電産業向けの生産連動型インセンティブ（PLI）制度で選定された企業が計画通りに生産設備を完成した場合には、ウエハー生産能力は2024年までに12GW/年、2025年までに41GW/年となる見通しである。米国においては、インフレ抑制法（IRA）の施行後に新たにウエハーの生産能力拡張計画が発表されており、発表されたウエハー生産能力は30GW/年弱である。発表されたものの大半が垂直統合型の生産計画を含んでおり、例えば、韓国のHanwha Solutionsは、生産能力3.3GW/年の結晶シリコン・インゴット及びウエハー工場を米国・ジョージア州で構築する計画を発表した（同工場での3.3GW/年の太陽電池セル・モジュール製造向け）。一方で、ウエハーのみを生産する製造企業からの発表もあった。CubicPV（米）は、米国において生産能力10GW/年の結晶シリコン・ウエハー工場の建設を計画している。2023年上期の中国における結晶シリコン・ウエハー生産量は250GW以上（前年同期比63%以上増）であった。中国国内においてもウエハー生産能力の増強は続いており、生産能力は2023年末までに790GW/年を超える可能性がある。前述の

通り、引き続きウエハーの生産拠点の多様化は進展するものの、当面は、**中国**がウエハー生産を主導していく見通しである。なお、**米国**や欧州では、複数の新興企業が従来型のインゴット成長やワイヤーソーを使用しないカーフレスのウエハー製造プロセスを開発している。NexWafe (**独**)は、**独**・Bitterfeldに結晶シリコン・ウエハー工場を設立する資金として3000万ユーロを調達した。

太陽電池セル及びモジュールの生産

太陽電池セル生産

2022年の世界の太陽電池セル（結晶シリコン太陽電池セル及び薄膜太陽電池セル）生産量は、2021年の244GWから61%増となる394GWに達した。2022年末時点の世界の太陽電池セル生産能力は599GW/年であった。前年と同様、**中国**は世界最大の太陽電池セル生産国であった。**中国**の2022年の太陽電池セル生産量は331GWで、2021年の198GWから62%増となった。**中国**の2022年末時点の太陽電池セル生産能力は506GW/年であった。2021年以降、145GW/年の生産能力が新設された。図4.4に示すように、**中国**の太陽電池セル生産量は、世界の生産量全体の84%を占めた。

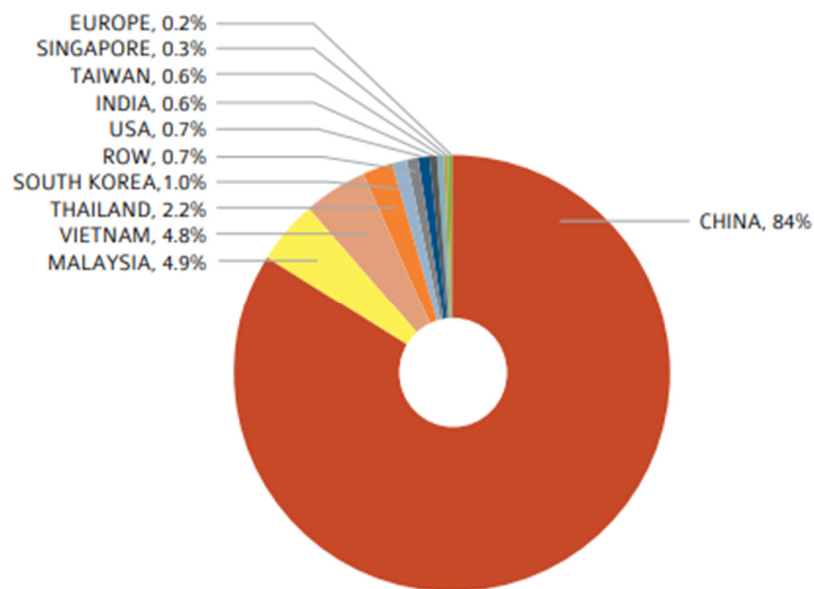


図 4.4 太陽電池セル生産量の国別比率（2022年）

出典：IEA PVPS、（株）資源総合システム

表4.1に示すように、太陽電池セル製造企業の上位5社は中国企業である。

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・出荷量の世界上位5社（2022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)	
	企業名	生産量	企業名	生産量	企業名	出荷量
1	Tongwei Solar	49.2	LONGi Green Energy Technology	48.2	LONGi Green Energy Technology	46.8
2	LONGi Green Energy Technology	36.2	Trina Solar	45.4	JinkoSolar	44.5
3	Aiko Solar	33.7	JA Solar Technology	43.9	Trina Solar	43.1
4	Trina Solar	33.6	JinkoSolar	40	JA Solar Technology	39.8
5	JA Solar Technology	32.7	Canadian Solar	21.1	Canadian Solar	21.1

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：（株）資源総合システム（一部推定）

2022年の中国以外の太陽電池セルの生産量上位国は、マレーシア（19.1GW）、ベトナム（18.8GW）、タイ（8.7GW）、韓国（4.1GW）である。欧州、米国、インド及び日本も生産を報告している。図4.4に、2022年の太陽電池セル生産量の国別比率を示す。ベトナムとタイは、米国における中国製品向けの反ダンピング関税（AD）と反補助金関税（CVD）の適用除外国であるために、中国の大手太陽電池セル製造企業が生産拠点を構築しており、近年、生産量が増加している。2022年時点の太陽電池セル生産能力は、ベトナムが27.5GW/年、マレーシアが24.5GW/年、タイは14.3GW/年であった。米国で製造される太陽電池セルは全てCdTe薄膜太陽電池で、主にFirst Solarが製造している。

結晶シリコン太陽電池セルについては、高効率品に対する需要が引き続き高まっている。単結晶シリコン太陽電池セルのシェアは2021年の89%から2022年には94.6%まで上昇した一方、多結晶シリコン太陽電池セルのシェアは約2.9%であった。2022年には、主流技術としてのPERC型が結晶シリコン太陽電池セル市場の約88%を占めていたが、2022年には、n型結晶シリコンTOPCon太陽電池セルの量産が本格化し、市場シェアは2021年の3%から8.9%へと上昇した。2023年にはさらに20%以上にシェアが拡大する見通しである。シリコンヘテロ接合（SHJ）や、メタルラップスルーを含むバックコンタクト等の高効率技術の市場シェアは、TOPConほどは伸びていない。今後、中国ではTOPConを中心にn型製品への移行が進展する見込みである。計画中のTOPConセル生産能力は800GW/年以上で、SHJセル生産能力は117GW/年と報じられている。このなかには、新規参入企業が構築する生産能力も含まれている。ウエハーの項で述べたように、太陽電池セルの大型化が進んでおり、182mm角（M10）や210mm角（G12）のウエハーが採用されている。

太陽電池セルのスポット価格は、ウエハー価格及び市場の需給状況により変化している。単結晶シリコンPERCセル（166mm品）のスポット価格は、2022年1月の16.5セント/Wから2022年6月に17.5セント/Wに上昇後、9月～11月まで17セント/Wで推移したが、ウエハー価格の下落を受けて12

月末には14.5セント/Wにまで下落した。2023年1月には10.2セント/Wまで低下した後、3月に13.5セント/Wまで上昇し、4月以降は14セント/W台で推移していたが、6月には11セント/Wまで低下した。

2023年上期の中国の太陽電池セル生産量は220GW以上（前年同期比62%以上増）であった。JinkoSolar（中）は、2023年末までに総生産能力に占めるn型品の割合を70%以上、Chint Solar（中）は同80%以上とする計画である。大手メーカーがn型製品の生産能力を急速に拡張しているため、TOPConを中心としてn型製品のシェアが拡大する見込みである。

米国及びインドでは、ウェハーと同様に太陽電池セルの生産能力が今後増加する見込みである。インドにおいては、前述の生産連動型インセンティブ（PLI）制度で選定された企業の計画によると、生産能力は2024年までに16.3GW/年に、2025年には52.5GW/年に増加する見通しである。米国においてもセル生産能力は増加する見通しで、IRAのインセンティブの結果として、薄膜太陽電池セル・モジュール生産能力10GW/年弱とともに、結晶シリコン太陽電池セル生産能力40GW/年以上が発表されている。また、中東やアフリカでも太陽電池セルの製造拠点を建設する計画が報告されている。

太陽電池モジュール生産

世界の太陽電池モジュール（結晶シリコン太陽電池モジュール及び薄膜太陽電池モジュール）の生産量は、世界的な太陽光発電システムの設置の需要増に伴い、2021年の242GWから2022年には379GWへ増加した。図4.5に示すように、2021年と同様、中国が世界最大の太陽電池モジュール生産国となった。2022年の中国の太陽電池モジュール生産量は294.7GWで、生産能力は552GW/年であった。中国太陽光発電産業協会（CPIA）によると、2022年の中国の太陽電池モジュール輸出量は過去最高を記録し、153.6GWの太陽電池モジュールが海外市場に出荷された。表4.1に示すように、太陽電池モジュール製造企業の上位5社は中国企業である。

2021年と同様、2022年の太陽電池モジュール生産国の第2位はベトナム（24.1GW）で、前年（16.4GW）比47%増となった。第3位はマレーシア（10.8GW）であった。2023年上期の中国の太陽電池モジュール生産量は220GW以上（前年同期比62%以上増）であった。

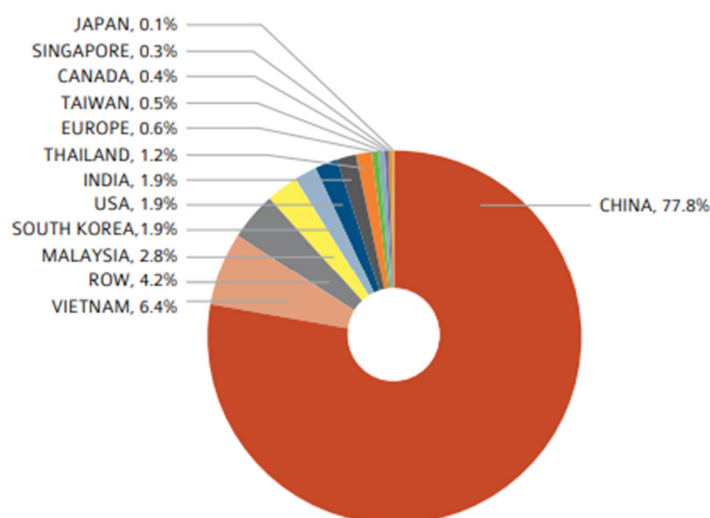


図 4.5 太陽電池モジュール生産量の国別比率（2022年）

出典：IEA PVPS、（株）資源総合システム

米国では、輸入関税を通じて不平等な貿易慣行から国内製造企業を保護する政策により、太陽電池モジュールの生産能力は増加傾向にあり、2022年8月に成立したインフレ抑制法（IRA）では製造インセンティブも付与されていることから、2023年の生産量は大幅に増加する見通しである。IRAを受けて各社が発表した生産拠点の構築計画がすべて実現した場合、太陽電池モジュールについては、今後数年以内に結晶シリコンと薄膜技術、合わせて80GW/年弱の製造設備が新設される予定である。インドにおいても同様に、PLI制度による太陽電池モジュール生産工場の新設が実現すれば、インドの太陽電池モジュールの生産能力は、2024年までに30GW/年、2025年までに約70GW/年になる見通しである。欧州でも太陽電池モジュールの域内生産の計画が活発化している。欧州連合（EU）のイニシアチブの下で低カーボンフットプリント、経済活性化及び特定の生産拠点への依存リスク軽減の必要性により、欧州においても新たな太陽電池モジュール生産拠点の構築が進むと予想される。

2022年は、主にポリシリコン価格の上昇により、太陽電池モジュール価格が2021年に引き続き高水準で推移した。2022年1月には、単結晶シリコン太陽電池モジュール（166mm、440~450W）の平均スポット価格は24.7セント/Wであった。2022年6月には25セント/W、7月以降は26セント/Wまで上昇した。2022年9月から価格は低下傾向にあり、2022年12月末には23.9セント/Wまで低下した。2023年2月以降はさらに低下し、21セント/W台になった。

太陽電池モジュール技術

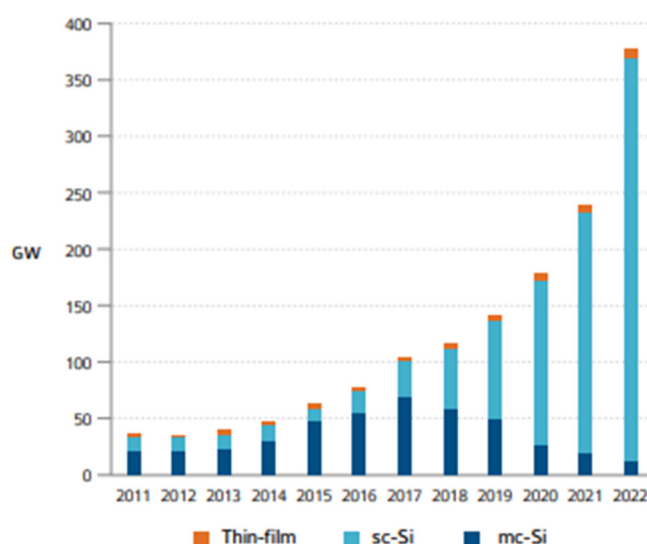


図 4.6 太陽電池モジュールの技術別生産量（2011～2022年）（GW）
出典：IEA PVPS、（株）資源総合システム

図4.6に示すように、2022年の結晶シリコン太陽電池モジュールのシェアは2021年の95.8%から97.5%に微増した。2022年には、結晶シリコン太陽電池技術のうち単結晶シリコン太陽電池技術のシェアがさらに増加し、2021年の88.9%から94.6%に増加した。ウエハー及びセルの項で述べたように、大型の太陽電池セルの採用が増加した。ハーフカット結晶シリコン太陽電池セルを採用した太陽電池モジュールが主流であり、2022年には90%以上の太陽電池モジュールで採用された。

1/3カットセルやさらに細分化したセルを用いた太陽電池モジュールも生産されている。リボンを使用せずに太陽電池セル端を積み重ねる瓦積み（Shingled）技術を用いた太陽電池モジュールや、シームレスはんだ付けなどの技術も採用されている。米国では、両面受光型太陽電池製品はセーフガード関税の対象外であり、両面受光型太陽電池モジュールと追尾装置の組み合わせが普及してきたため、両面受光型モジュールのシェアが拡大している。

薄膜シリコン技術のシェアは、2021年の3.4%から2.5%に減少した。2022年には約9.5GWの薄膜太陽電池モジュールが生産された。2021年同様、この大半はFirst Solar（米）が米国、マレーシア、ベトナムで生産したCdTe薄膜太陽電池モジュールである。2022年にその他の薄膜技術によって生産されたのは、CIGS薄膜太陽電池モジュール500MW未満と、アモルファスシリコン太陽電池モジュールである。薄膜太陽電池モジュールは、主にマレーシア、米国、日本、ドイツ、中国で生産されている。

現在、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IEA PVPS加盟国で、CIGS、有機系、ペロブスカイト系薄膜太陽電池モジュールの研究開発が進められている。とくに、短期間で変換効率が急速に向上したことから、ペロブスカイト太陽電池セルの実用化に向けた取り組みが活発化している。中国では、Hangzhou Microquanta Semiconductor（中）が2022年7月に、5,000枚のペロブスカイト太陽電池モジュールを出荷したと発表した。Shenzhen Infinite Solar Energy Technology（中）は、2022年のパイロット生産ライン構築に向けた資金調達に成功した。GCL Optoelectronics（中）は、現在100MW/年（開設時生産能力10MW/年）を稼働させている。Hangzhou Microquanta Semiconductorは、同社が量産するペロブスカイト太陽電池モジュール「Microquanta Module-α」が、IEC61215およびIEC61730の安定性試験の全体評価で、国内外の2つの認証を取得し、さらに、ペロブスカイト太陽電池による分散型発電所の世界初の容量評価報告書も取得したと発表した。

中国以外では、Saule Technologies（ポーランド）が、フレキシブル・ペロブスカイト太陽電池セル工場の生産能力を2023年に72万m²/年まで拡張すると報じられている。英国では、PowerRollが2022年2月にロール・ツー・ロールによるパイロット製造を開始した。米国では、いくつかの企業がペロブスカイト太陽電池モジュールやタンデム技術の研究を行っており、Swift SolarとAscent Solarは、それぞれがフレキシブル太陽電池モジュールの研究に取り組んでいる。日本では、新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）による研究開発プログラムにより東芝、積水化学工業、カネカ、エネコートテクノロジーズ、アイシンなどが実用化を目指して研究開発に取り組んでいる。薄膜太陽電池モジュールのシェアは、曲面や、光透過機能付きの窓や天窓、あるいは軽量太陽電池モジュールを必要とする用途などの特定用途向けに拡大する見込みである。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やCdTe薄膜太陽電池セルを用いたタンデム技術の実用化も世界中で活発に行われている。Oxford PV（英）は、生産能力100MW/年のペロブスカイト/結晶シリコン・タンデム太陽電池セル製造ラインを2021年7月に完成させることを目指していた。数々の取り組みが発表される一方で、従来型の結晶シリコンや薄膜太陽電池モジュール技術が持つ市場シェアの一部をペロブスカイト太陽電池技術が獲得できるかどうかは未知数である。

高効率多接合太陽電池セル・モジュール（主にIII-V族化合物を使用）は、宇宙用途向けに生産されている。高効率多接合太陽電池セル・モジュールの研究開発は、米国、欧州及び日本で活発

に実施されている。結晶シリコンや多接合セルを用いたタンデム型太陽電池セル・モジュールに関する研究開発も、これらの国で継続的に行われている。高効率セルを用いた水素生成の研究・実証も行われている。営農型太陽光発電への集光型太陽光発電（CPV）システムの応用に向けた実証実験も実施されている。日本では、電気自動車（EV）用の多接合太陽電池の実証が行われている。

生産能力の推移

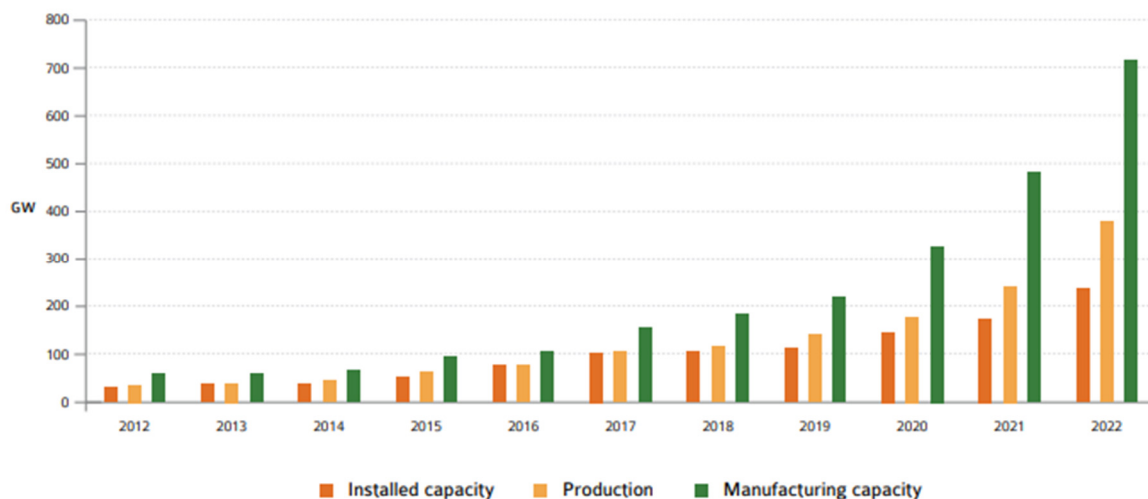


図 4.7 世界の太陽光発電システム年間設置容量、太陽電池モジュール生産量及び生産能力（GW）（2012～2022年）

出典：IEA PVPS、（株）資源総合システム

注：中国太陽光発電産業協会（CPIA）のデータ及び（株）資源総合システムの調査に基づき更新

図4.7及び表4.2に、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の生産量及び生産能力の推移を示す。生産能力は、2021年の483GW/年から、2022年には717GW/年に増加した。生産能力の進展には、設備の新設のみならず、太陽電池セル・モジュールの変換効率の向上も寄与している。ただし、生産能力の数値には、もはや競争力を持たない古い設備や稼働していない設備の能力も含まれており、2022年の実効生産能力は約500GW/年の水準と推測される。生産能力増強のスピードは市場の発展よりも速いため、ポリシリコンの需給が緩和した現在の状況では、太陽電池モジュールの価格水準は当面は安定する見込みである。

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)			設備 利用率
	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	
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	39,869	55,394	5,100	60,494	66%
2014	43,799	2,166	45,965	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%

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を含んでいる

出典：IEA PVPS、(株)資源総合システム

周辺機器（BOS）製造・供給企業

周辺機器（BOS）コンポーネントの製造・供給企業は、太陽光発電の価値連鎖の重要な部分を占めており、太陽電池モジュール価格の低下に伴い、システム・コストに占めるBOSコンポーネントの割合が増加している。そのため、BOS製品の生産は、太陽光発電産業全体における重要な部門となっている。当初、太陽光発電用インバータのサプライチェーンは国の規程や規制の影響を受けており、各国・地域の製造企業がそれぞれの太陽光発電市場において優勢となる傾向があった。しかし、中国市場の成長とともに、電力事業用太陽光発電市場と分散型太陽光発電市場の双方において中国製品の優勢が続いている。中国太陽光発電産業協会（CPIA）やその他の情報源によると、2022年の中国製インバータの世界シェアは約69.3%であった。

インバータは一般的に、セントラル・インバータ、ストリング・インバータ及び「MLPE（モジュールレベル・パワーエレクトロニクス）」と呼ばれるマイクロインバータの3種類に分類される。大規模な電力事業用や産業用途に使用されるセントラル・インバータの2022年のシェアは約33%、住宅用や中小規模の業務用太陽光発電システムに使用されるストリング・インバータの市場シェアは64%であった。MLPEのシェアは約1%と依然として低く、主に住宅用や小規模業務用システム向けに使用されている。

2022年は多くのインバータ製造企業がサプライチェーンの影響を受け、リードタイムを新型コロナウイルス感染症（COVID-19）の世界的流行以前の水準まで短縮することができなかった。2023年には供給量が増加する見通しであるが、IGBT（絶縁ゲートバイポーラトランジスタ）やチップなどの主要コンポーネントの需給が緩和されるかどうかについては懸念も残っており、出荷の遅延が継続しているケースもある。

新たな系統連系規程では、確実に系統を運用・保護するために太陽光発電用インバータが積極的に貢献することが要求されており、現在、デジタル技術を用いた高度な制御機能及び相互通信機能を備え、慣性力に対応するグリッドフォーミングが開発されている。分散型市場の成長により、住宅用・業務用の蓄電にも対応するハイブリッド製品が増加しているほか、電気自動車（EV）や仮想発電所（VPP）への応用が広がっている。自家消費に関しては、蓄電システムやEVとスマートモニターを組み合わせたエネルギー・マネジメント・ソリューションにより、自家消費を最適化する機能も付加されている。AI及び機械学習を応用した故障検出や発電の最適化は、運用・保守（O&M）コストの削減に貢献した。

前述した従来型のインバータに加え、MLPEも特定の市場で拡大している。**米国**の住宅用市場では、米国電気工事規程（NEC）が求めるラピッドシャットダウン（迅速なシャットダウン）要件に対応するため、マイクロインバータ及びDCパワーオプティマイザ（モジュールレベルで動作）が主に採用されている。MLPEを使用することで、日陰による影響を受ける太陽光発電システムの出力が増加することがわかっている。また、火災時には、より効率的で迅速なシャットダウンを実現することができる。このような要件は、**米国**で最初に採用され、**タイ**や**フィリピン**でも採用されている。**中国**でもラピッドシャットダウン要件の導入が検討されていることから、今後MLPEの市場規模は拡大することが予想される。

前述した**米国**における太陽電池製造拠点の構築計画に関連して、**米国**ではインバータの生産能力も増加する見通しである。インフレ抑制法（IRA）では、インバータ製造にもインバータの種類

に応じたインセンティブが提供される。また、IRAの30%の投資税額控除（ITC）では国内産品要件を満たすプロジェクトに控除率が10%加算されるため、**米国製インバータへの需要が高まる**ことが期待されている。

他のBOSセグメントの中では、一軸追尾装置市場が拡大している。2022年の市場規模は約46GWに達したと推定される。最大の追尾装置市場である**米国**では、電力事業用プロジェクトの約70%に一軸追尾装置が設置されている。**米国以外では、中国、インド、南米、南アフリカ、サウジアラビア及びアラブ首長国連邦（UAE）**などの主要市場で太陽光発電向け追尾装置市場が拡大している。一軸追尾装置の生産は、国内市場が大きい**米国**の製造企業が世界シェア50%以上を占めているが、**中国**や欧州などの需要地でも生産されている。**米国**では、IRAに基づく税額控除により、追尾装置部材の生産に対するインセンティブのほか、国内産品要件を満たす場合に控除率の上乗せがあることから、追尾装置の生産能力は増加する見込みである。追尾装置は、電力事業用の他に、営農型太陽光発電プロジェクト向けに、太陽エネルギーを農作物と共有できるように特別に設計されたものが開発・実用化されている。

太陽光発電の川下部門

太陽光発電産業における川下部門の概要を、図4.8（電力事業用プロジェクトの例）に示す。プロジェクト開発事業者は、入札に基づき電力売買契約（PPA）を保証している国や、FIT制度やその他の制度を導入している国で積極的に活動している。独立系発電事業者（IPP）や投資家に対して太陽光発電所を販売する開発事業者がいる一方で、自己資産として太陽光発電所を所有する開発事業者もいる。太陽光発電システム（電力事業用を中心に大規模業務用（C&I）も含む）の設計、調達及び建設を行う企業をEPCと称している。EPCには、専門企業のほか、太陽光発電システムの設置を行っているゼネコン企業が含まれる。総合的な太陽光発電開発事業者は、自社でEPC及び運用・保守（O&M）サービスを実施する場合もある。太陽光発電所を開発して所有する企業もあれば、IPPにEPCサービスを提供して太陽光発電所を売却する企業もある。一般的に、電力事業用プロジェクトはIPPが（エクイティ投資家と共に）所有し、長期のPPAに基づき発電電力を電力事業者に販売する。エクイティ投資家やその他の金融機関もエクイティや融資の提供者として太陽光発電プロジェクト開発における重要な役割を果たしている。



図 4.8 川下部門の概要（電力事業用太陽光発電システム）

出典：IEA PVPS、その他

川下部門では、電力事業者の子会社、太陽電池モジュール製造企業の子会社、従来型エネルギー事業者、石油関連エネルギー事業者など様々な業種の企業が事業を展開している。大手太陽光発電プロジェクト開発事業者は海外展開を加速させており、アフリカ、中東、東南アジア諸国連合（ASEAN）地域及び中南米などの市場での事業展開を活発化させている。積極的に海外での事業展開を進めているプロジェクト開発事業者は増加している。川下部門において複数の垂直統合型企業が事業を展開していることも注目すべき動向である。これらの企業は太陽電池モジュールやポリシリコンを製造し、太陽光発電プロジェクトを開発し、EPCやO&Mサービスを提供している。JinkoSolar（中）、Trina Solar（中）、Canadian Solar（カナダ）、Hanwha Solutions（韓）などの結晶シリコン太陽電池モジュール製造企業も川下部門で積極的に事業を展開している。こうした企業が存在する一方で、First Solar（米）はプロジェクト開発やO&M事業から撤退して、太陽電池モジュール製造に特化することを発表している。石油等の大手エネルギー企業も再生可能エネルギー市場に参入している。この分野では欧州企業の活躍が顕著である。例えば、BP（英）は、IOC（総合石油会社）からIEC（総合エネルギー会社）へと移行している。TotalEnergies（仏）は、ガス及び低炭素電力に注力し、世界規模で太陽光発電プロジェクトを開発している。Shell（英・蘭）は、排出量ネットゼロのエネルギー製品やサービスの提供に向けて、事業転換を加速させるための戦略を発表した。これらの企業は、再生可能エネルギー・プロジェクトを進めるだけでなく、蓄電池への投資や、グリーン水素プロジェクトの促進も行っている。

川下部門では、事業運営に使う電力を100%再生可能エネルギーで賄おうとするユーザーからの再生可能エネルギー電力需要の増加に伴い、ビジネスモデルが変化している。特に電力市場が自由化されている国では、IPPが需要家企業に対して太陽光発電電力を直接売電するケースもある。このようなケースはコーポレートPPA（CPPA）と称されている。2022年は、ロシアのウクライナ侵攻によってエネルギー安全保障に対する懸念が生じ、エネルギー価格が高騰したため、CPPAの需要が世界各地で高まった。Bloomberg NEF（BNEF）は、2022年に世界で締結されたCPPAは2021年の31.1GWから36.7GWに増加したと報告している。GAFAなどのIT系企業によるCPPAでの再生可能エネルギー調達が高まっているが、オーストラリア、チリ、ブラジルなどでは、鉱業企業のCPPAによる調達も活況である。欧州においては、PPAの契約価格が上昇したり、PPAを締結せずに卸電力市場で取引するIPPが増加したが、2022年には契約締結容量の増加がみられた。さらに、太陽電池モジュール価格の低下に伴い、2023年には契約価格の低下が報告されており、今後、CPPAの需要が増加すると見られている。

住宅用及び業務用（C&I）の分散型太陽光発電システム分野では、自家消費とレジリエンスの向上に向けた分散型太陽光発電システムの需要が高まっている。ロシアのウクライナ侵攻や、熱波、ハリケーンや、極循環といった気候変動の激化の影響も分散型太陽光発電システムの需要を増加させている。この分野では、企業もオンサイトPPAを提供している。さらに、国や地域レベルで新築住宅や建築物への太陽光発電システム設置の義務化が進展している（3章参照）。このような義務的な措置やエネルギー効率規定の強化が、分散型太陽光発電市場を牽引することになるとみられる。住宅用及び業務用（C&I）太陽光発電システムを導入する際にPPAモデルが活用されるケースもある。



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、現代社会に重大な変化をもたらし、経済、社会、環境にプラスの影響を与えている。そして、エネルギー転換の柱となり、持続可能性とより公平な世界への道筋を示している。

エネルギー転換の性質上、関与する雇用者数、新たな企業の設立と既存の企業の消滅や変革、新たな資金の流れの創出、環境への影響などの変化を受け入れることが、このエネルギー革命の成功に不可欠な要素である。太陽光発電の開発に伴うこのような社会的側面を理解することがますます重要になってきている。

世界中で太陽光発電の普及率が高まり、建物や景観の中で太陽光発電が視界に入るようになるにつれ、太陽光発電を受け入れない人々も出てきている。また、一部の国では、一般市民からは概ね好意的な意見が得られているにもかかわらず、主に地上設置型システム、時には建物設置型システムを対象とした太陽光発電に対する組織的な抵抗が現実のものとなっている。

本章は、太陽光発電のより幅広い受容を促進するために役立つ主要な要素を、重要な側面を強調しつつ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革命に賛同し、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ブーム（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が初めて大きく低下したのは、2007年から2008年にかけてスペインで

起きた太陽光発電ブームの直後である。フィードイン・タリフ（FIT）制度が好評を博し、太陽光発電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当局が支援制度を縮小したことがきっかけとなった。FIT制度に踏み切った他の多くの国々では、市場は大きく発展した後に、急停止した。多くの場合、その理由は明確で、従来の電力事業者が脅威を感じて急速に発展する太陽光発電事業に迅速に参入することができず、十分な情報を持っていなかった当局に働きかけて太陽光発電の開発にブレーキをかけさせたのである。それまでポジティブだった太陽光発電のイメージは、法外な利益が出る、電気料金に深刻な影響を及ぼす、品質に問題があるなどの認識によって、まもなく悪化していった。

過去には一部の国で、太陽光発電反対派が、太陽光発電セクターの信用を失墜させるためにこのような言説を用いていた。反対派は主に、従来型エネルギーセクターや政府、政党の関係者であった。EUは2011年から2012年まで太陽光発電開発の中心地であり、**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**など多くの国で太陽光発電の開発が行われた。その後、太陽光発電の環境面での利点に乗じて、太陽光発電セクターが社会的に広く受容されることの必要性をいつしか忘れ、政府と連携して健全な対話を行うための取り組みが不十分な状態に至った。**ベルギー**など一部の国では、15年経った今でも太陽光発電のイメージは悪く、政策立案者に懸念を感じさせている。

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いう懸念
- ・ 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、暴風雨への耐久性等）

このような問題は、特に欧州と北米の市場で見られているものの、多くの市場では、このような問題が顕在化するようなクリティカルマス・レベルには達していない。こうした問題が浮上する要因としては、採算は取れるが国にとって財政負担の大きいFIT制度、高い普及率、地上設置型システムの開発加速などがあるとみられるが、これらの要因がひとつでも欠けていると反対は少ない模様である（**スウェーデン**など）。問題に直面している地域では、太陽光発電セクター（場合によっては太陽光発電産業団体）、独立機関、政府機関などが、コミュニケーションや、啓発に関するキャンペーン、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・ツールの利用促進、一般市民や特定の人々向けの啓発資料の作成を行っている。

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、法規制の枠組みにそったものである。また、財政負担、雇用、産業、国内産品要件に関する懸念と関わっている。トルコ、モロッコ、インドをはじめとする複数の国では、太陽光発電開発が国内で価値を創出できるようになるまで、一部の政策決定者が太陽光発電開発を保留していた。フランスの入札制度では、(太陽電池モジュールのカーボンフットプリントの評価に基づく) 間接的な国内産品要件が長年にわたり用いられている。雇用創出、収益創出、経済活動の発展の観点から太陽光発電の付加価値を示すことによって、社会的受容をより高めることができ、産業の低迷している地域にプラスの影響を与えることができるケースもある。国内の太陽光発電開発の初期段階においては、社会政治的な受容が地域社会による受容に遅れをとっていることが多い。

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。また、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含まれており、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。市民や地域のステークホルダーに価値、意思決定プロセスの一部、もしくは少なくとも議論を広く伝達することで高いレベルの受容を達成することができる。スペインでは、太陽光発電の受容を高めるために、一定条件((60km未満の範囲)の地域企業と連携し、電力消費中心地に近いことを示す)を満たす場合、5MW未満の分散型太陽光発電プロジェクトも入札に参加することができる。また、フランスの入札では、同様の措置がとられた場合にボーナスが付与される。

一般的には、太陽光発電に対する(目標達成のために実際に必要とされる土地の面積、環境影響調査や資金の流れの厳格さなどについての)無知と誤解を克服し、地域社会の懸念事項が認知されているという信頼を高めることを目指すものである。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の影響を直接受けているとしても、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。

ステークホルダーの関与

ステークホルダーによるエネルギー転換への関与は、受容を容易にし、普及を加速させる手段として考えられることが多い。ステークホルダーは、研究から許認可、建設、利用に至るまで、価値連鎖の全体にわたって関与しており、特に許認可、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。関与を拡大する手段としては、自家消費(すべての市民に発電事業者となることを奨励)、エネルギー・コミュニティ(集团的・市民主導のパートナーシ

ップが、発電事業者や地域のエネルギー販売企業などのエネルギーツールに対する投資や管理を行う)、集団所有、許認可手続きにおける公開協議、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、エネルギー産業における啓発活動などがある。

オーストリアでは、市民をエネルギー計画や投資に関与させる試みを実施されている。フランスでは、政府が市民による投資の促進に共同出資し、市民の投資参加を増やすための情報キャンペーンを実施すると同時に、自家消費を増やすための枠組みを作った。米国では、R-STEP (Renewable Energy Siting through Technical Engagement and Planning : 技術的関与と計画策定による再生可能エネルギーサイト選定) プログラムが、連携を通じて、地域社会による再生可能エネルギーの計画策定やサイト選定プロセスの改善を目指して実施する州ベースのプログラムの創設や拡大を支援する予定である。市民による投資は、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行われており、市民はプロジェクトの運営に参加したり、資金援助を受けたりすることができる。

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：プロシューマーとは、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。プロシューマー政策のうち、特に自家消費政策を実施している国については、3章に記す。新興国における電化においては、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

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。

気候変動の緩和

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。

2022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368億t¹に増加し、2021年から0.9%増加したが、一部の国がガス火力発電から石炭火力発電へシフトしたことを考慮すると、増加量は予想よりはるかに少なかった。グリッド・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。2022年の世界全体の電力における平均炭素強度は約436g CO₂/kWh²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15g CO₂/kWhという低い値になる可能性がある(IEA PVPS タスク 12 の持続可能性に関するデータ及び同タスクの研究者が公開し

¹ <https://www.iea.org/reports/co2-emissions-in-2022>

² <https://ember-climate.org/insights/research/global-electricity-review-2023/>

たデータベースをもとに算出)。

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総排出量は、2022 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グリッド・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。ライフサイクルベースの太陽光発電電力とグリッド・ミックスによる電力の国別の二酸化炭素排出係数(g CO₂/kWh)は、IEA PVPS タスク 12 のデータベースの値を利用している。一部の国では、グリッド・ミックスに関する最新の更新データが発表されているため、国によってはより正確性の高い結果を得ることも可能である。しかし、こうしたデータの調査範囲と調査手法についてすべてが公開されているわけではないため、より大きなミスを招く可能性があることや国別の比較が難しくなることから、本報告書では引き続きタスク 12 のデータベースを使用する。

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二酸化炭素相当量は、年間最大 13.36 億 t と算出される。エネルギー分野における二酸化炭素排出量の 3.5%超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、中国やインドなど、炭素強度の高いグリッド・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。

二酸化炭素排出削減量
13.36 億 t-CO_{2eq}

図 5.1 に、二酸化炭素排出削減量の上位 30 ヶ国で削減された二酸化炭素排出量を示す。上位 30 ヶ国が世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排出量の約 98%を占めた。各国の太陽光発電システム設置容量と、グリッド・ミックス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、それぞれのグリッド・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大きい国ほど、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。

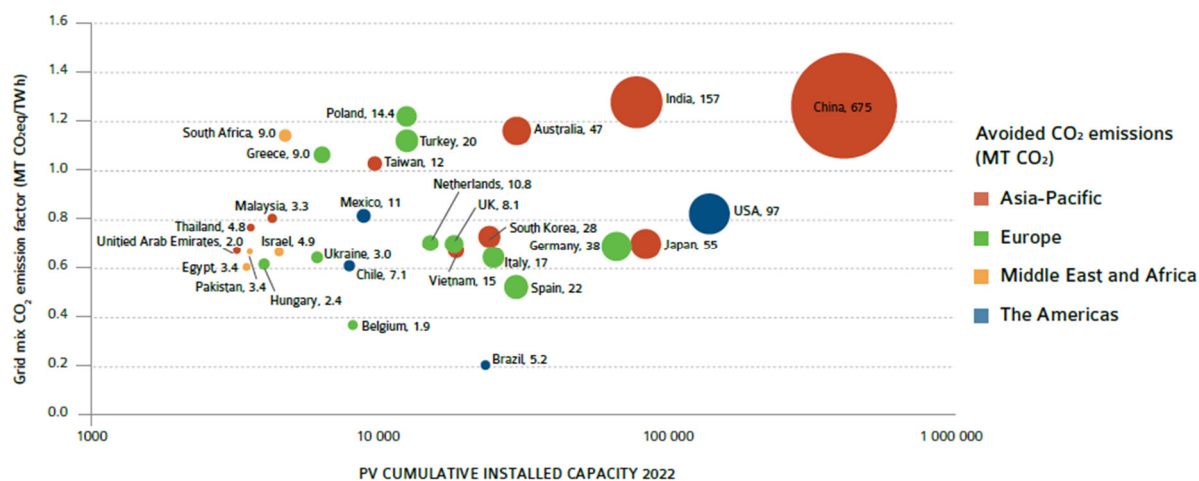


図 5.1 太陽光発電による二酸化炭素排出削減量 (MT-CO_{2eq}/TWh)

出典：IEA PVPS、その他

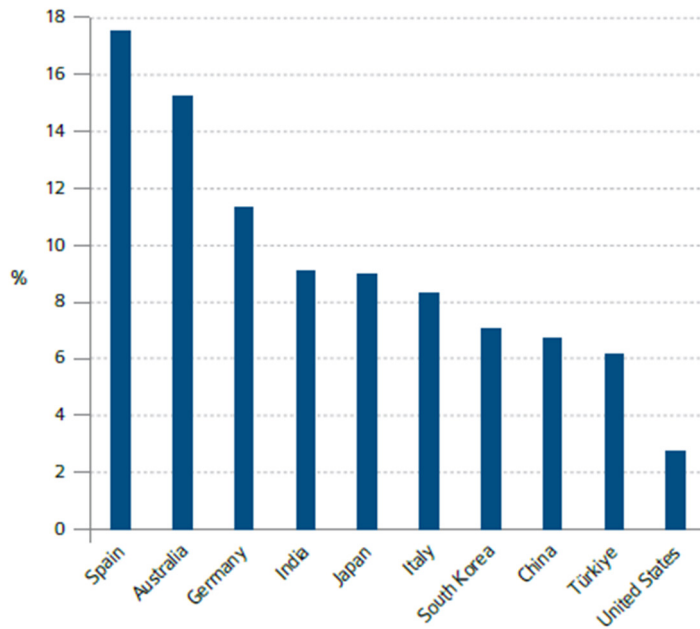


図 5.2A 電力部門の総排出量に対する二酸化炭素排出削減量の比率 (%)
出典：IEA PVPS、その他

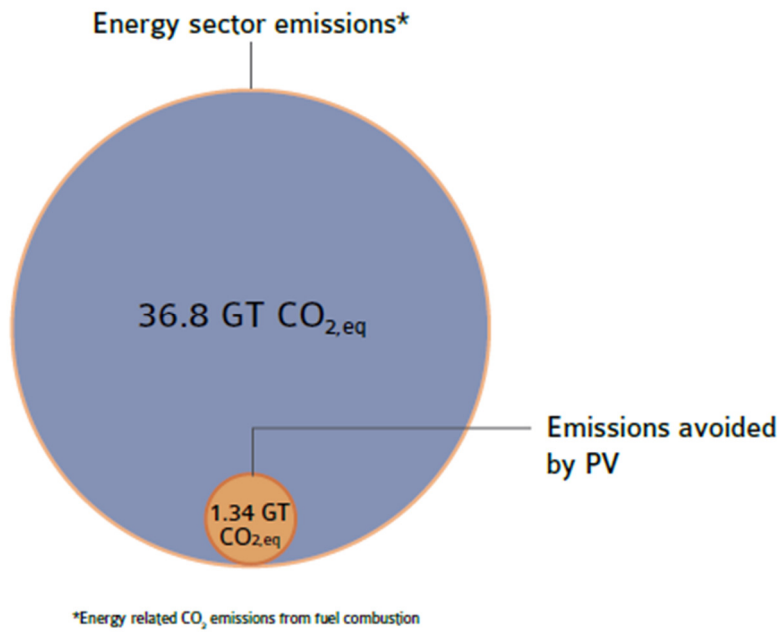


図 5.2B エネルギー部門の総排出量に対する二酸化炭素排出削減量の比率
出典：IEA PVPS、その他

*燃料の燃焼によって発生するエネルギー関連の二酸化炭素排出量

経済価値

太陽光発電部門の2022年の売上高は、約2370億ドルに達した。これは、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、市場分野や国により異なる設置及び運用・保守（O&M）の平均価格に基づいて計算されている。

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100億ドル/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（特に住宅用屋根設置型太陽光発電システム。ただし監視が行われている場合を除く）。O&Mコストの実質的な価値は、おそらくこの値よりも高く、全ての運用を含めると120億ドル/年を上回ると考えられる。

IEA PVPSの推定によると、年間市場の成長と並行して、世界全体の太陽光発電システム設置の事業価値は、世界全体のO&Mの事業価値と同様に約25%増加した。これは2021年の19%増とほぼ同じであるが、重要なのは、この増加率が年間新規設置量の増加率（35%）を下回っていることで、一部の市場では2022年上期も価格が高止まりしていたものの、多くの市場では全体的に価格が低下した。集中型システムの設置増、発電所の老朽化とリパワリング運用により、O&Mの価値が今後さらに高まることは考慮に入れるべきである。

太陽光発電セクターの経済価値については、価値連鎖全体の貢献度の評価ではなく、太陽光発電システムの設置数に基づいて評価している。生産拠点が分散していることや多国籍企業が存在していることから、太陽光発電産業全体の事業価値の評価はより複雑なケースが多い。IEA PVPS加盟国のうち、主要な太陽光発電製品製造国における太陽光発電産業の具体的な事業価値の概算を、以下の項に詳しく示す。

太陽光発電部門の売上高
2370 億ドル

O&M
100 億ドル

世界全体の事業価値
2022 年に 25%増

GDPに対する貢献度

図5.3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、太陽光発電価値連鎖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。

図5.3に示す通り、国内市場の規模が大きくなるにつれて、GDPに占める太陽光発電の事業価値は上昇している。チリ、スペイン、デンマークはいずれもGDPの0.4%を超えており、オランダ、中国、スイスは0.3%を超えている。世界規模で見ると、エネルギー投資がGDPに対して占める割合が約2.9%であるのに対し、太陽光発電の事業価値がGDPに対して占める割合は約0.25%である。

太陽光発電に対する投資、すなわちエネルギー転換に対する投資は、増加しているとはいえ、いまだ多額というにはほど遠く、市場を10倍にしたとしても、その額は比較的低水準にとどまる。2021年の世界の石炭サプライチェーンに対する投資が1050億ドルであったことから、太陽光発電に対する国内外の支出を増加させる余地はある。

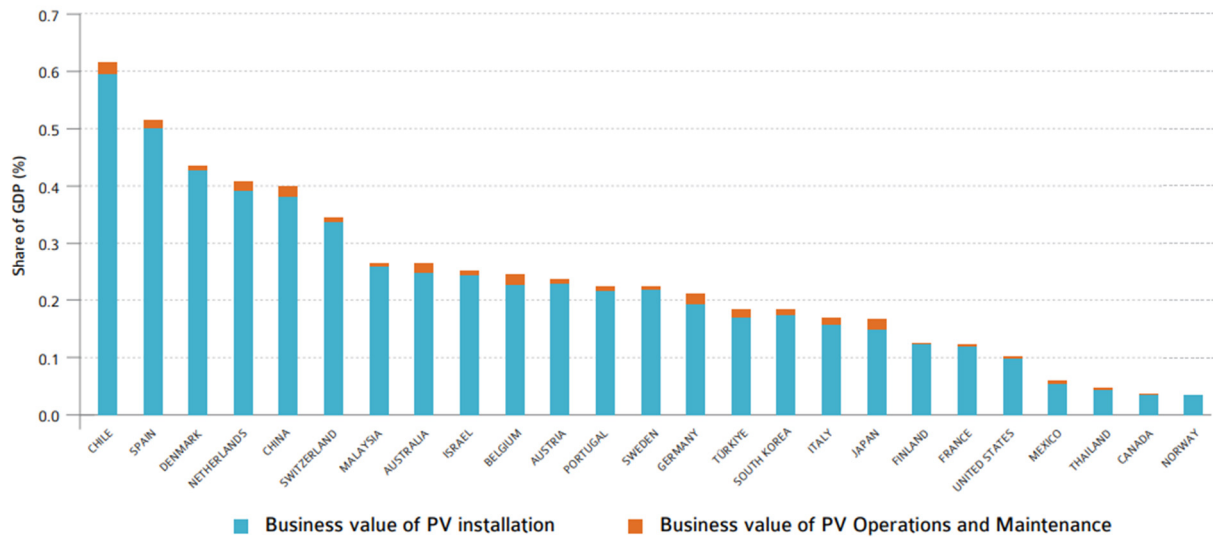


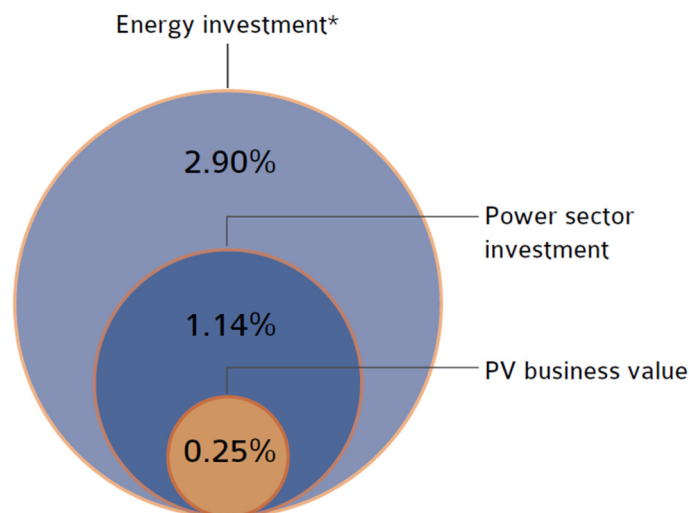
図 5.3 太陽光発電市場の GDP に対する事業価値 (%) (2022 年)

出典：IEA PVPS、その他

表5.1 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	720
2	米国	260
3	ドイツ	90
4	スペイン	72
5	日本	71
6	オーストラリア	45
7	オランダ	40
8	フランス	35
9	イタリア	34
10	韓国	30

出典：IEA PVPS、その他



*電力分野、燃料供給、最終消費・効率化への投資

図 5.4 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

太陽光発電産業の事業価値

本報告書においては、市場統合の水準が異なるため、太陽光発電の価値連鎖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、4 章で詳しく述べた通り、薄膜技術を含む、ポリシリコン、ウエハー、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。

2022 年の世界全体の太陽光発電産業の事業価値は、約 936 億ドルと推定される。図 5.5A、図 5.5B 及び図 5.5C に、IEA PVPS 加盟国の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、価値連鎖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。

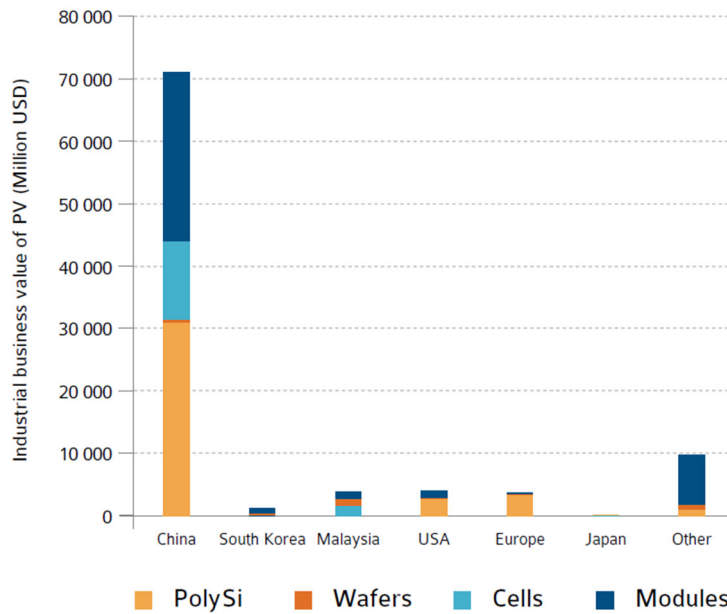


図 5.5A 太陽光発電産業の事業価値（2022 年）（単位：100 万ドル）

出典：IEA PVPS、その他

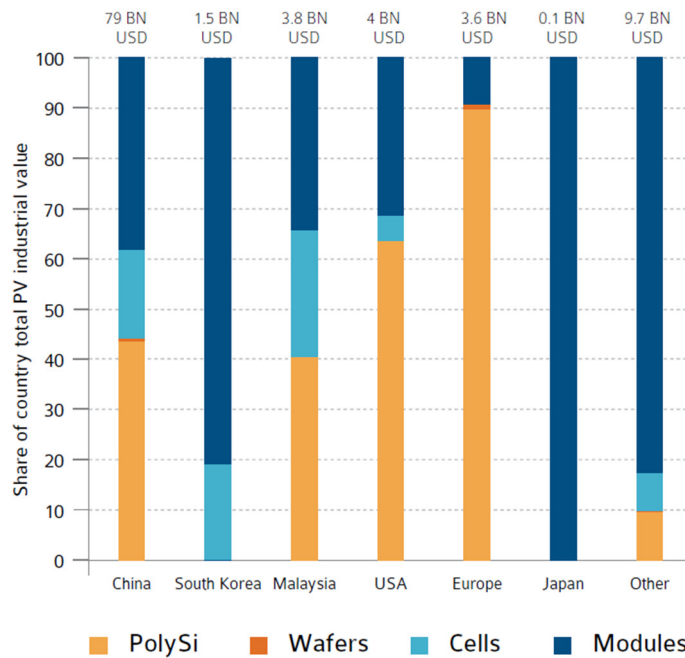


図 5.5B 価値連鎖における太陽光発電産業の事業価値（%）（2022 年）

出典：IEA PVPS、その他

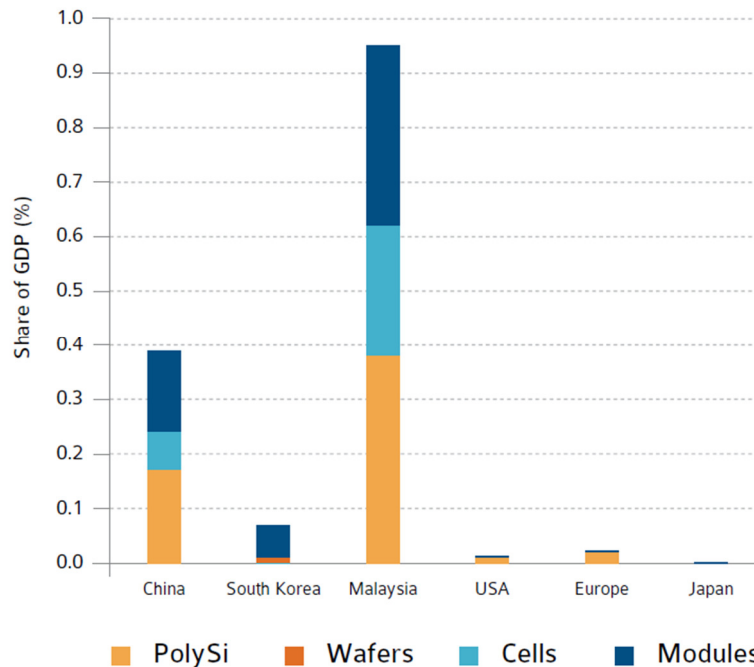


図 5.5C GDP に対する太陽光発電産業の事業価値 (%) (2022 年)
出典：IEA PVPS、その他

中国は太陽光発電価値連鎖の全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、ウエハー、セル、モジュール）が GDP の約 0.4% を占める（2021 年比 0.1% 増）。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% を超えている。韓国のシェアは約 0.07%、その他の国々は 0.02% 以下である。米国や欧州では太陽光発電産業の地元回帰プロジェクトが進められているため、今後数年でこの状況は変わる可能性がある。

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ないが、本報告書では対象外となっている。

太陽光発電関連の雇用の社会的影響

図 5.6 に、IEA PVPS 報告国及びインドにおける太陽光発電関連の直接雇用者数の概要を示す。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ことに留意されたい。

太陽光発電セクターの
推定雇用者数
2022 年 580 万人

算出に用いた方法論では、報告国から提供された川上（産業）及び川下（設置及び O&M）の雇用者数に関するデータから開始し、各国の労働市場に応じて他の市場分野についての推定を行っ

ている。そのため、高コストで労働集約的市場が小規模である先進国と、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。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。数値が公式な雇用者数と異なる場合には、常に公式な数値を採用した。設置関連の雇用者数は、全て概算値である。

本報告書では、2022 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 580 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 190 万人、O&M を含む川下部門が 390 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牽引している。2022 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 410 万人で、中国以外のほぼ全ての国と比較して、非常に雇用者数が多い。数字が一桁違うが、中国に次いでインドの FTE が 45 万人（推定）、米国の FTE が 26 万人（推定）である。欧州連合（EU）の FTE は約 33 万人で、続くベトナムが約 13 万人、日本が約 9 万人となっている。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。設置関連の雇用は一時的な場合が多く、市場動向に左右される。

太陽光発電セクターにおける雇用情勢は、太陽光発電の市場及び産業の変化とともに進展している。太陽光発電セクターにおける雇用者数の動向は、太陽光発電産業の発展状況や、サプライチェーンのグローバル化及び地理的な差別化状況を反映している。しかし様々な国で産業の再構築の取り組みが行われているため、今後数年で状況は変わる可能性がある。

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、設置容量 1MW あたりの雇用強度は平均で約 15FTE である。しかし、これらの数値は国によって大きく異なり、さらに市場分野によっても異なる。一般的に、小規模太陽光発電システムは、電力事業用太陽光発電システムよりも多くの雇用を創出するが、市場がそれぞれ大きく異なるため、雇用強度も極めて多様である。例えば、2022 年、スペインでは市場の 40%を集中型太陽光発電システムが占めた一方、ドイツでは市場の 75%を集中型太陽光発電システムよりも雇用強度が高い分散型太陽光発電システムが占めたことからスペインの 1MW 当たりの雇用創出はドイツより少なかった。

太陽光発電の価値連鎖全体で、研究から製造まで、頭脳労働を生み出す一方で、O&M は多くの肉体労働を創出する。川上部門が設置容量 1MW あたり FTE で約 5 人の雇用を創出するのに対し、川下部門では 1MW あたり約 15 人の雇用を創出する。

2022 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 580 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 以上を占め、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。

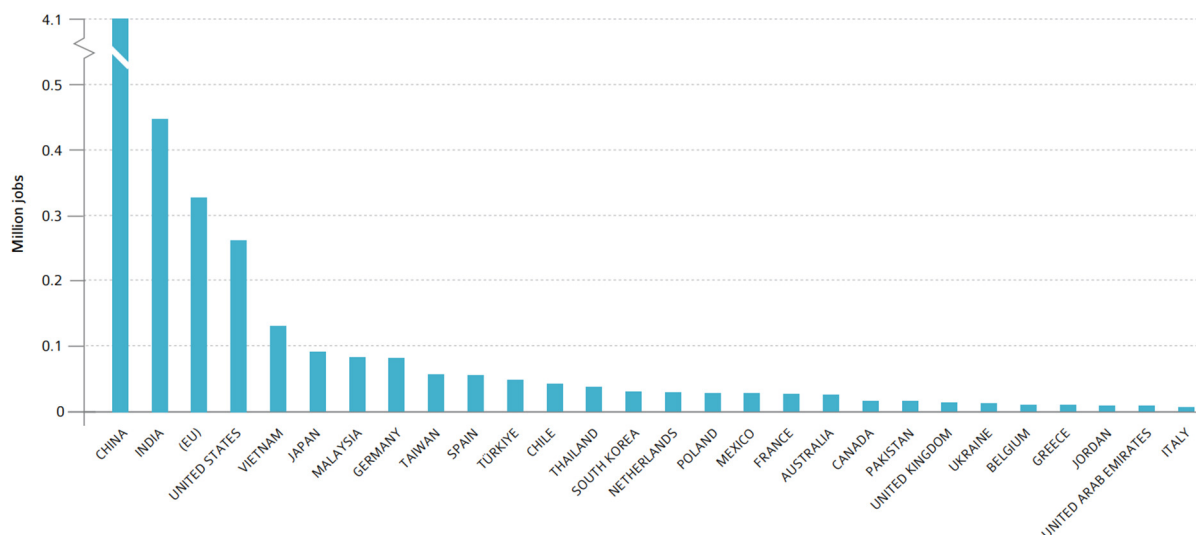


図 5.6 世界の太陽光発電関連雇用者数（国別）

出典：IEA PVPS、その他

需要地における生産

太陽光発電が主流技術として台頭したことにより、価値連鎖のあらゆるレベルで需要地における生産と雇用創出への需要が喚起された。IEA PVPS 加盟国だけを見ても、近年、カナダ、トルコ、米国等、各種制度を通じて国内生産を推し進めている国が複数ある。また、この方向性で少なくとも検討を開始した国もある（フランス、オーストラリア）。このほか、マレーシア、ベトナム、タイなど、自国に太陽光発電コンポーネント製造企業を呼び込むことに成功した国もある。南アフリカは中国の製造企業との提携を目指して国内で施策を開始したが、まだ実現には至っていない。チリやサウジアラビアなど他の国々も同様の施策を検討している模様である。

新型コロナウイルス感染症（COVID-19）の世界的大流行（パンデミック）と輸送コストの高騰に伴う太陽光発電価値連鎖の混乱により、2021年には需要地での生産に関する議論が活発になった。2022年上期に輸送コストがパンデミック前の水準に戻ったにもかかわらず、この傾向は2022年も続いた。需要地での生産には、投資と技術力と、できれば安定した国内市場が求められるが、政策決定者はこの点について非常に高い関心を示している。インドや米国をはじめ多くの国々では、国内産業を育成し一定の独立性を高めるべく積極的に取り組んでいる。こうしたプロジェクトや生産能力の新設には、いずれも熟練した労働力が必要であり、それがますます潜在的な障壁となっている。例えば欧州では、太陽光発電産業のために、3年間で少なくとも10万人の新たな人材を育成する必要があるとみている。

電気料金への影響

これまでに多くのアナリストや反対派が、太陽光発電の支援制度がエンドユーザーの電気料金に与える影響について議論してきたが、この2年間で、3つの要因により、このテーマに関する一般的な議論が多くの国で変化した。

第一に、太陽光発電はその支援制度のコスト回収が可能になりつつあることである。ウクライナ戦争による制裁措置の結果、ガス価格が上昇した影響により、太陽光発電（およびその他の再

生可能エネルギー)は、これまで想定されていたよりも安定供給に大きな役割を果たすことになった。記録的な液化天然ガス(LNG)の高騰により、欧州全域でスポット市場価格が高騰したため、太陽光発電は突如、競争力を持つようになっただけでなく、経済的な観点からも望ましいものとなった。差金決済契約(CfD)による支援メカニズムを導入している国では、再生可能エネルギー発電事業者がCfDで合意された1MWhあたりの金額を超える高値で発電電力を売電する場合、差額を政府に払い戻すことになるため、政府側に利益が発生することさえあった。イギリスやフランスでは、2022年に太陽光発電のCfDが政府に多額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政府に7億2400万ユーロ(7億6100万ドル)がもたらされ、小売電力料金の補填と低減に役立った。

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。各国の数多くの研究から、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ことが明らかになっているが、ウクライナ戦争によってガスの供給・価格が激変し、スポット価格が高騰したここ数年は、このことが最も明確になった。太陽光発電による発電量が多い時間帯には、それだけが原因ではないにせよ、価格がマイナスになったケースもある。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、大部分の研究では、さらに一定レベルの太陽光発電普及率までは、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、太陽光発電は、一般的に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、原子力発電ポートフォリオの保守が遅れたため、送電系統運用事業者が系統に必要なサービス(特に電圧の安定化)の提供までも、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はずであるが、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ソリューションであった。オーストラリアでは、大型蓄電池が競争力のあるコストで市場にサービスを提供し、分散型蓄電池がタービン発電のサービス負荷を軽減している。異常気象が発生している米国では、太陽光発電所が災害の際の主要な電源となっている。

しかし、エネルギー転換において国民の信頼を損なうような誤った意見や、誤解を招くような意見に対抗するためには、最終需要家、特に太陽光発電システムを設置していない最終需要家に対して、太陽光発電によりエネルギー・コストを削減できるという利点を丁寧に説明するためのさらなる取り組みが必要である。

社会政策における太陽光発電

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、設置及び発電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。

アフリカ及びアジアにおける独立形太陽光発電市場の発展(2章参照)で示されているように、太陽光発電は、電力系統に連系されていない遠隔地域において電力への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、その結果として、遠隔地におけ

るビジネスに収益をもたらす、労働時間を短縮し、子供が勉強できる時間が長くなり、これまでよりも衛生的な調理により健康が増進され、雇用の創出・強化につながる。電化は、貧困を削減し、教育環境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る。

安定した電力システムを有し、ほぼ完全な電化が進んでいる国々の中では、政府機関や民間団体による資金調査に基づくリベート、融資、贈与により、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が創設されているところが増えている（国、州、市町村レベルのプログラムがある**米国**のほか、**オーストラリア**、**英国**）。また、**イタリア**や**ポルトガル**など一部の国では、安価な太陽光発電電力を必要とする需要家への供給ツールとして、エネルギー・コミュニティの形成が進められている。過去2年間に多くの国で起きた電気料金の高騰により、ますます安価にな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。

太陽光発電は、社会的プログラムに対し、特にエネルギーの貧困と闘う機会を提供しているものの、その活用はまだあまり進んでいない。太陽光発電は、特にその開発に資金を提供し始めた欧州各国では不経済なエネルギー源と評されてきたが、今ではこの評価は当てはまらなくなってきた。2022年のエネルギー危機によって太陽光発電の競争力は高まり、システムの設置に適した屋根の有無にかかわらず、オフサイト（またはバーチャル）自家消費によって提供されるサービスを利用して、家庭、自治体、企業の電気料金を削減することができるまでになった。

太陽光発電を利用したエネルギー貧困対策の具体例を以下に挙げる。

- ・ **マレーシア**では、政府の優先事項は依然として村落電化であり、2025年までに電化率100%を計画している。村落電化は、官民連携によって電力事業者とともに実施されている。遠隔地のサラワク州では、サラワク州村落電化代替プログラム（SARES、Sarawak Alternative Rural Electrification Scheme）が2016年に開始されて以来、192村において約5,000世帯が電化されており、2019年に表彰を受けた（訳注：ASEAN Energy Award）。同プログラムでは太陽光発電システムやハイブリッド・システムに加え、小水力発電システムが用いられることが多い。
- ・ **韓国**のソウルでは、ソウル特別市政府の財政支援により、非営利団体のEnergy Peace FoundationとSolar Terraceが、エネルギー調達に脆弱性のある100世帯に30kWの小型太陽光発電システム（1世帯あたり300W）を設置した。**韓国**では、夏季の電気料金の負担を減らすために、この種の小型太陽光発電システムの設置が一般的になっている。
- ・ **イタリア**では、サルデーニャ州ポルト・トレス市が、イタリア国営電力管理局（GSE）と協力して、2017年に電力収入に関するプログラムを導入した。同州は、太陽光発電システムの購入に公的資金を割り当て、「電力貧困」状態にある世帯にローンで販売し、太陽光発電電力の自家消費により、電気料金を削減できるようにした。ネットビルディング制度による収益は、発電所の保守や、他の世帯向けの別のシステムの購入等の資金源として公的資金に充当される。このプログラムは他の自治体でも実施されており、エネルギー貧困をモニタリングする機関が設置されている。
- ・ **オーストラリア**では、2020年に各州政府が無利子ローン、リベート（総費用の最大50%の

補助金)、完全補助金(3kW以下の太陽光発電システムを対象とする「Solar for Low Income Households(低所得世帯向け太陽光発電)」プログラム)等、数多くの施策を発表し、2022年も継続した。村落電化に関するその他の施策には、既存の電源を代替、改良し、補完するために、マイクログリッド技術を検討する実現可能性調査を支援するための予算と、ディーゼル燃料の使用を減少させることを目的とした太陽光発電の導入に対する融資の予算が含まれる。

- ・ **フランス**では、海外県や、遠隔地であるアルプス地域において、独立形システムによる発電(2022年の予算は100万ユーロ)や、電気自動車(EV)の充電スタンド、系統連系の融資に充てられる予算を通じて村落電化の取り組みが行われている。また、マイクロ太陽光発電キット(モジュール1~2枚)の普及により、多くの低所得世帯が少額を投資するようになってきている。
- ・ **米国**では、インフレ抑制法(IRA)に、1億4500万ドルの補助金、180億ドルの融資のほか、先住民コミュニティの電力アクセス格差に対処するために、先住民居住地における太陽光発電導入に対する投資税額控除(Investment Tax Credit for Tribal solar deployment)の予算の中から、低所得者向けの控除率上乘せ用の予算が盛り込まれた。このほか、IRAには、農村部の電化に対する多額のインセンティブに加えて、低所得者層、歴史的に社会から疎外されてきたコミュニティ、エネルギー転換の結果失業率が高くなったコミュニティにおけるエネルギー・アクセスを対象とした対策も盛り込まれた。

美観及び景観

エネルギー転換を実現するには、世界各地において大規模地上設置型発電所と屋根設置型分散型システムのインテグレーションが必要である。より多くの地域で高い普及率が義務付けられるようになるということは、太陽光発電システムが日常生活の中で人々の視界に入るようになることを意味する。しかし、自然環境や歴史的建造物における大規模な太陽光発電の導入においては、景観保全に関する問題がすでに障壁となっていることが非常に多い。そして、景観の変化や現代化に対する社会的受容は一般的に低い。太陽光発電の普及を支援するためには、技術的及び工学的な配慮のみならず、景観設計にも配慮した、より広い視野を持つデザインへのパラダイムシフトが必要となる。

太陽光発電システムの大規模普及と景観設計の架け橋となり、持続可能で美しい太陽光発電システムの景観設計への道を切り開くことは、もはや避けて通ることはできない。一般に、インテグレーションとは保守的な環境に新技術を普及させるためのツールであることから、太陽光発電の普及という観点から見ると、統合型太陽光発電ソリューションには大きなポテンシャルがある。

既存の統合型ソリューションの中でも、「営農型太陽光発電」は、エネルギーと食料を同時に生産することで農地を最大限に利用しているため、「エネルギー」対「農地利用」についての懸念に対処するソリューションを提供している。また、これらのシステムは様々な景観の特徴に適應できるような、多様なソリューションの実証の可能性を提供している。建造物においては、カラー屋根瓦やファサードなどの建材一体型太陽光発電(BIPV)製品は、太陽光発電の外観についての受容を向上させるツールのひとつではあるが、そのコストがまた新たな障壁となる。

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が見られると予想される。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、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。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、広く製造事業者、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。製造事業者は、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な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、業界主導およ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、フィードイン・タリフ（FIT）制度の下、設置容量10kW以上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年に設立された国家太陽光発電リサイクル・プログラム（National PV Recycling Program）の一環として構築されたエネルギー効率・再生可能エネルギー局（EERE）のウェブサイトには、20社以上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リ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 2022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せるかどうかは鍵となる。

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年の間に数ヶ国で急速な原子力発電の開発が行われたが、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（ガス火力発電と比較して）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、収益性が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有利な電気料金及び市場設計が偏重されている。すべ

での電源は、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初期段階は、最初のプロトタイプ生産から、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18%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。設置容量が10GWから現在の水準まで拡大したこの10年間に、スケールメリットによって42%という極めて高い習熟率が達成された。

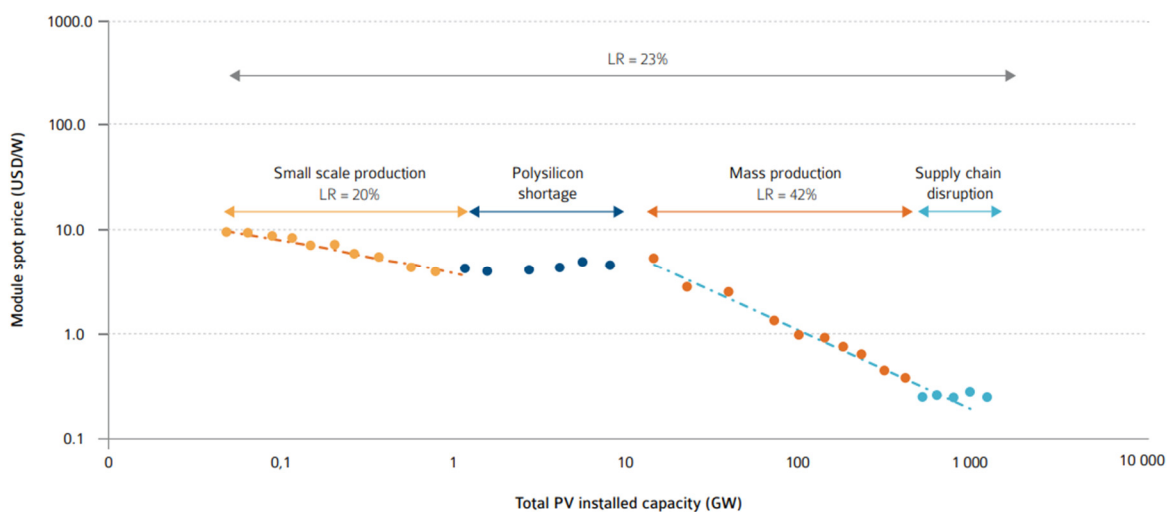


図 6.1 太陽電池モジュールのスポット価格の習熟曲線（1992～2022 年）

出典：IEA PVPS、Becquerel Institute

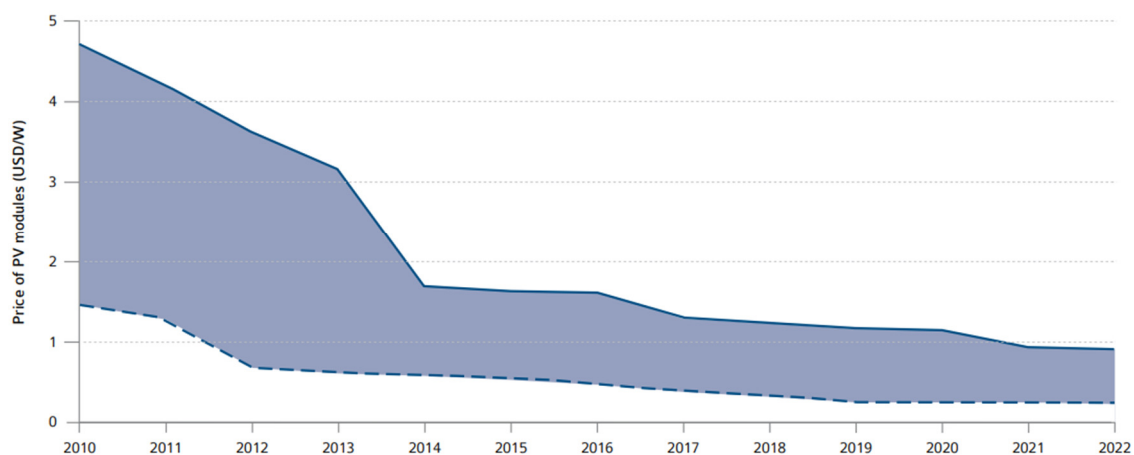


図 6.2 太陽電池モジュールの価格帯の推移（ドル/W）（IEA PVPS 国内調査報告書（NSR））

出典：IEA PVPS、その他

2022年の太陽電池モジュールの価格（図6.3参照）は、概して、報告されている電力事業用太陽光発電システムの最低実現価格の約40～50%を占めている。報告国における太陽電池モジュール最低価格は、2021年には世界のサプライチェーンの混乱により例外的に上昇したが、その後低下し、2022年は約0.23ドル/Wであった。この価格は、大量取引や年末に出荷されたもの（2023年以降の設置向け）と考えられる。なお、電力事業用太陽光発電所向けのモジュール価格の中には、平均を下回り、2022年末時点で約0.20ドル/Wまで低下したものと報告されている。

2018年5月、太陽光発電向けの補助金を厳しく制限するという中国政府の政策決定により、需要と供給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している間、2017年と2018年に価値連鎖における全ての市場分野で数10GW/年の生産能力が追加された。それに続く価格低下によって、一部のプロジェクト開発が加速し、少なくとも部分的には2020年の市場成長に貢献したと考えられる。2021年には複数の原材料の価格が上昇した。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。また、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年末からの高値を維持した。さらに、太陽光発電の価値連鎖全体が輸送コストの大幅な上昇の影響を受けた。2022年のポリシリコン、ウエハー、セル価格は、ほぼ年間を通じて高水準を維持、または上昇を続けた。ただし、年末の数週間については生産拡張、新年や中国の旧正月など、各種要因により価格は大幅に下落した。モジュール価格は年間を通じて緩やかに下降し、2021年半ばの水準に戻った。2022年には、輸送コストが2020年初頭の水準まで大幅に低下した。

市場でみられる0.20ドル/W未満という価格で利益を生み出すことは困難であり、通常、生産量の大部分をこのような低価格で販売する企業はほとんどない。また、生産コストも低下しているとはいえ、このような価格は明らかに多くの企業の平均生産コストを下回るとみられる。最も競争力のある製造企業の収益を精査すると、平均販売価格はこのような低価格を上回っている模様である。従来よりも生産コストが大幅に低い新たな生産ラインで製造した場合、こうした低価格が実現するとも考えられる。セル・モジュールレベルでのコスト改善はみられなかったものの、ポリシリコンやウエハーのコスト低下によって、一部の太陽電池モジュールの価格が低下している。

太陽電池モジュール価格が依然として高い市場もある。例えば、日本の価格は常にドイツや米国よりも高い。大半の製造企業の平均販売価格は概して0.3～0.4ドル/Wである。

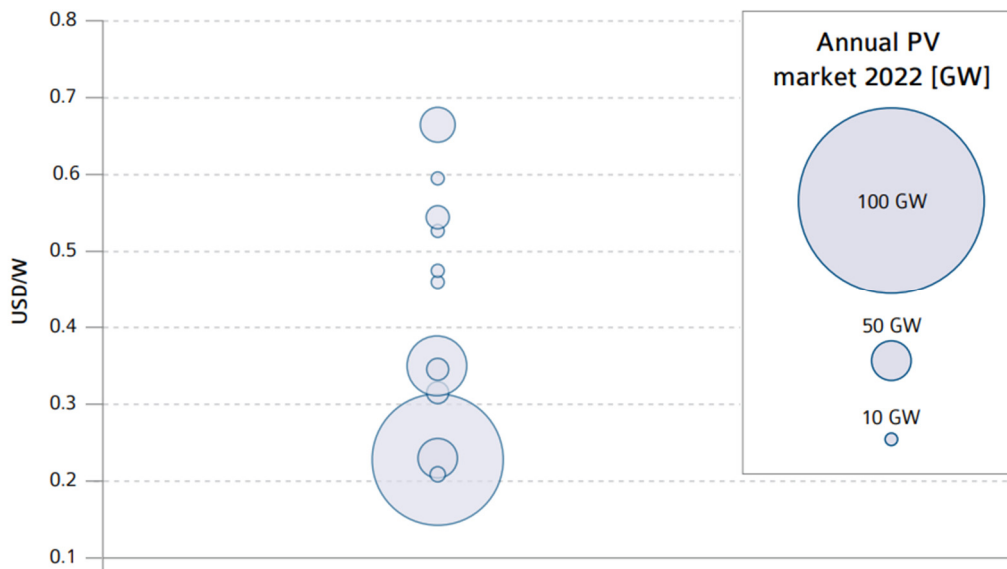


図 6.3 IEA PVPS 報告国における指標的太陽電池モジュール価格（ドル/W）
出典：IEA PVPS、その他

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、また全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。最高価格帯は設置容量が非常に小さいため、本章の図には含まれていない。また、読みやすさを重視して、独立形システムの価格は平均化している。より詳細な情報については、IEA PVPSウェブサイト (www.iea-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、2022年の世界における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55%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0.94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0.53ドル/Wと低価格であった。建材一体型太陽光発電（BIPV）は、価格が大幅に異なる一連の市場分野と見なすことができる。独立形システムも同様の状況で、状況により価格は異なる。

総じて、価格帯は全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、主要な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。2022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2～6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。水上設置型太陽光発電（FPV）システムについては、2021年から2022年に、アジア（中国、インド、バンラデシュ）や欧州において設置が増加した。このほか米州や、中東、アフリカでもプロジェクトの事例が報告されている。

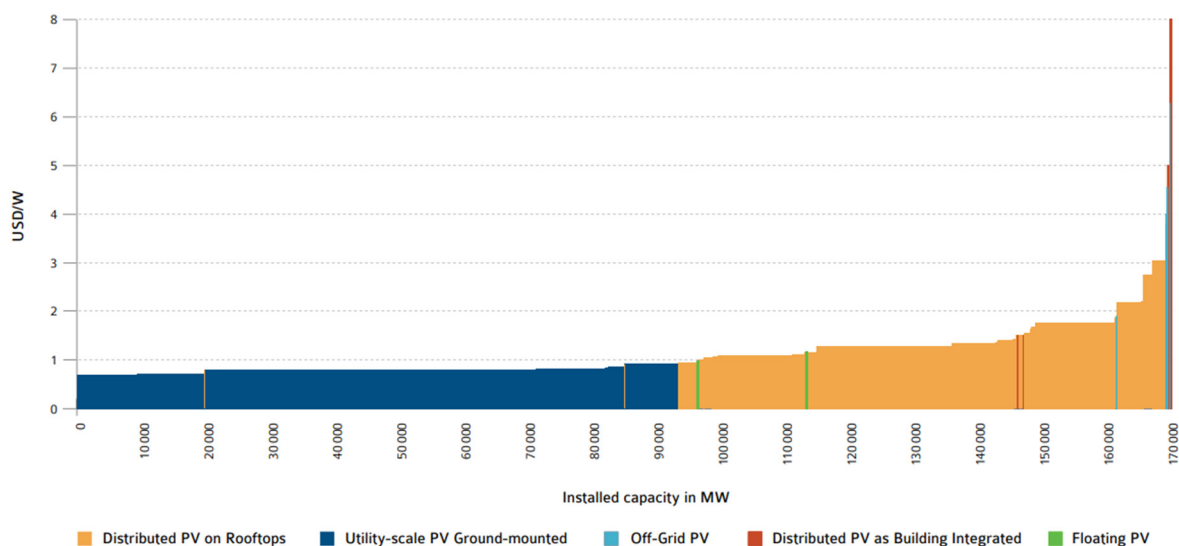


図 6.4 2022 年の太陽光発電市場の価格分布
出典：IEA PVPS、Becquerel Institute

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。これらの価格は、米ドル換算値のため、年間の為替レートが価格曲線に明らかに影響している。例えば、米ドル対円の為替レートは、2011年の70円/ドル以下から2022年の150円/ドル近くまで、幅がある。したがって、ここで示す集計データに加え、各国の価格曲線（国内調査報告書（NSR））を参照することでシステム価格帯の理解が深まる。

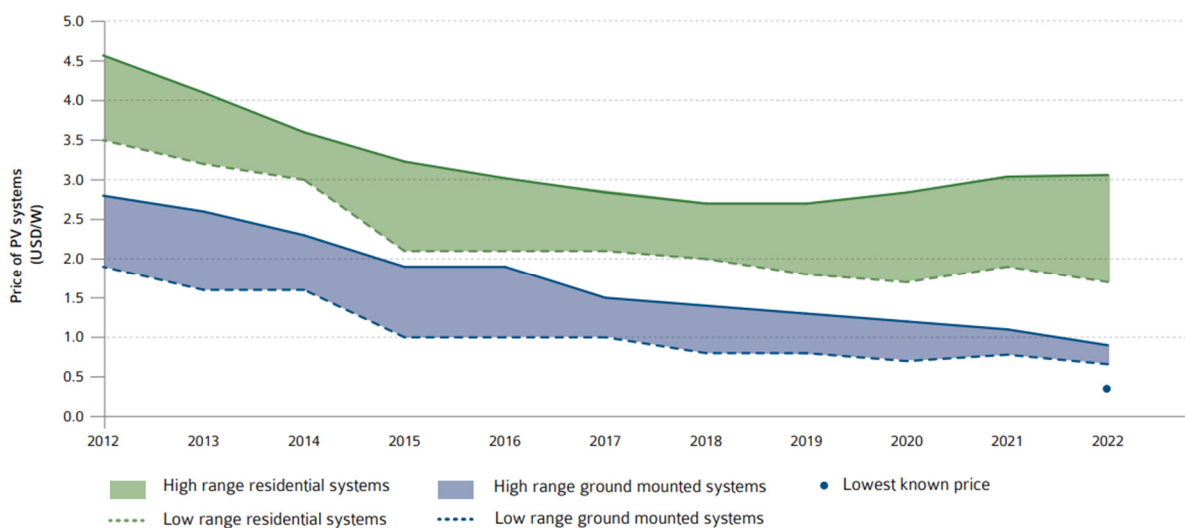


図 6.5 2012～2022 年の住宅用及び地上設置型太陽光発電システムの価格分布（ドル/W）
出典：IEA PVPS、その他

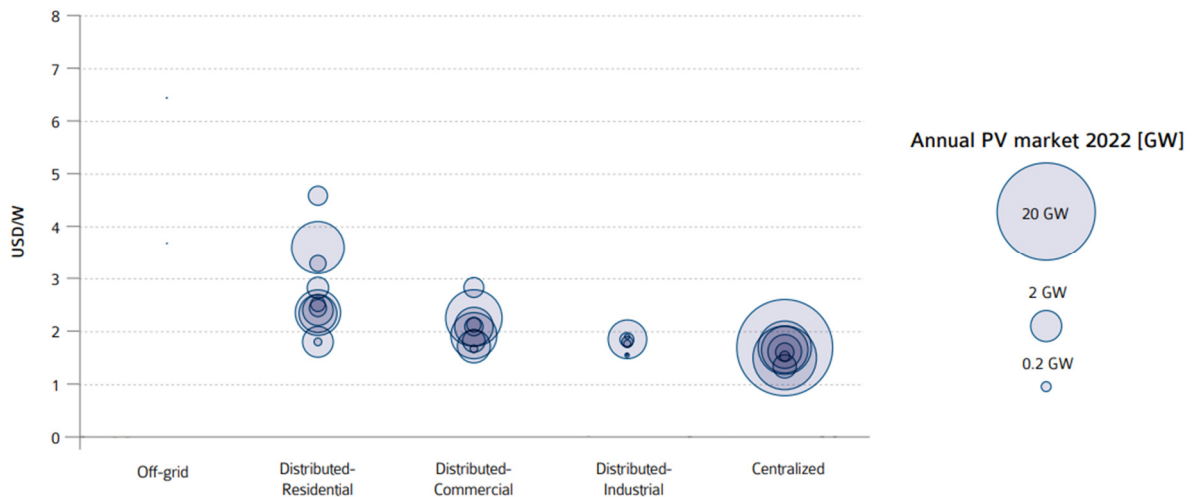


図 6.6 2022 年の IEA PVPS 代表国における指標的太陽光発電システム設置価格分布（ドル/W）
出典：IEA PVPS、その他

図6.6では、用途の広がりに応じて住宅用太陽光発電システムの価格帯が広がる傾向がみられる。2022年には、代表的な価格帯は2～3.5ドル/Wであった。一方、電力事業用太陽光発電システムについては、市場競争力の重要が高まるにつれて価格が収束する傾向がみられ、収集したデータによると、2022年には、代表的な価格帯は0.66～0.96ドル/Wであった。これらの代表的な価格帯は市場の概要を示しているものの、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、国・地域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、建材一体型太陽光発電（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でもこの価格帯を下回ることがあり、特に、プロジェクト開発事業者による積極的な土地の確保や、非常に大規模なシステムの場合には、価格が低くなる場合がある。これらの価格帯は調査対象国の数値に基づいていること、また、最も競争力の高いシステムを持っている可能性のある国が含まれていないことに留意する必要がある。例えば、中東・北アフリカ（MENA）地域やインドでは人件費が低いため、非常に大規模なシステムは一般的に低価格となる。

図6.6に示すように、2022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、2022年の電力事業用太陽光発電システムの価格は、モジュール及び周辺機器の価格動向に伴い低下したケースが多かった一方で、ソフト・コストと利益率は安定を維持した。非常に競争が激しい入札においては、大規模太陽光発電システムの価格が0.6ドル/Wを下回るケースが一般的であり、最低価格は0.4ドル/W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。追尾システムを備えた電力事業用太陽光発電システムにはこれが当て

はまり、CAPEXが増加するとLCOEが大幅に低下する。両面受光型太陽電池モジュールを採用するとCAPEXがわずかに上昇するが、LCOEは大幅に低下する。

太陽光発電の発電コスト

電力部門において競争力を持つためには、太陽光発電技術が他の技術によるコストと同等あるいはより低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。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、システム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（いわゆる「系統電力価格」は電力市場価格である）。これは、専門の発電事業者に適用できる定義である。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力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規模の最適化、オフサイト自家消費、エネルギー・コミュニティなど）。

発電電力の一部のみが自家消費される場合、余剰電力は系統に逆潮流され、他の集中型発電と同様に収益を生まなければならない。現在は、逆潮流電力に対するフィードイン・タリフ（FIT）制度（あるいは同様のスキーム）が適用されれば、小規模システムに対しては多くの場合、収益が保証される。それでもなお、太陽光発電がどのようにすれば競争力を獲得できるかについて考察すると、小規模な発電事業者が公平な収益を得られるように電気料金を決定する方法が示唆される。

更に、小売電力料金は満額補償される可能性があるという前提も示唆される。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、または固定価格）：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）

電力調達価格が補償される場合、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つの要素をもたらす、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。

図6.7は、既にグリッド・パリティに達した国がどのようにグリッド・パリティを達成したのか、また電力コストの低下がより多くの国でいかに太陽光発電の競争力強化への道を開くのかを示している。2022年には多くの国において電気料金が高水準を維持していたため太陽光発電の競争力がさらに高まった。図には、主要市場における等価システム稼働時間に応じた、小売電力料金の価格帯と3つの異なるシステム価格（0.5ドル/W、1ドル/W、2ドル/W）の均等化発電原価（LCOE）が示されている。電気料金を示す緑のマーカー（点）は、多くの場合に太陽光発電が競争力を有するケース、青いマーカー（点）は、システム価格や小売電力料金に大きく影響を受けるケースである。

新築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する建物と同様である。BIPVソリューションが、計画されていた工事の範囲外で建物に設置された場合は、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、BIPVに用いられる指標は異なることがある。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区別して評価される。

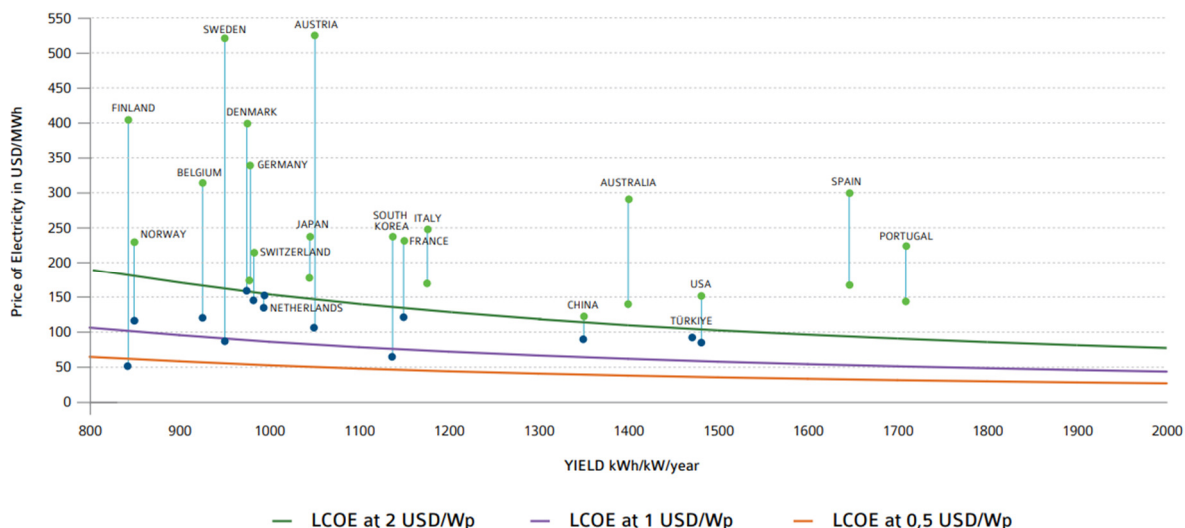


図 6.7 主要市場における等価システム稼働時間 (kWh/kW/年) に応じた太陽光発電電力の均等化発電原価 (LCOE) 及び小売電力料金*

出典：IEA PVPS、その他

*注：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。

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、太陽光発電による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の低下により、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。近年、スペインやドイツ、チリで電力市場からの収益のみに依存する太陽光発電所が稼働を開始した。系統サービスや類似した付加的収益によって、エネルギーのみに特化した市場が完成する可能性は非常に高い。2021年は太陽光発電システム価格が上昇したにも関わらず、電気料金の高騰を背景に、このようなビジネスモデルの発電所は短期的かつ複合的な好条件を十分に活用できた。

このような (補助金に頼らない) 太陽光発電所はすでに実現可能であり、2022年の電気料金では、例えば、ポルトガルからフィンランドまでの西欧諸国の大部分においてこのような太陽光発電所が適していることが計算で示されている。こうしたビジネスモデルは、15年以上にわたり発電事業者を支払われる売電価格が保証される従来型のビジネスモデルと比較すると、依然としてリスクが高い。このようなビジネスモデルに関連する主要なリスクとして、長期的な卸電力市場価格の変動が挙げられる。太陽光発電による電力シェアが大きくなる昼間のピーク時に太陽光発電の電気料金が低下することが知られている。さらに近年では、このような価格への影響は、通年の価格にもわずかながら影響を及ぼすことも示されている。太陽光発電の普及率が上昇し、輸送・暖房向けエネルギーの電化が進む中で、太陽光発電電力が市場価格に及ぼす影響は未知数で、中長期的な課題であると考えられる。太陽光発電電力の取引価格が低水準で推移している場合、投資回収能力が低下する可能性もあるが、一方で低価格により新たな需要が生まれ、市場価格を

安定させる可能性もある。現時点で、どちらに進展するのかを特定することはできず、両方の可能性がある。また、卸電力市場が存在しない場合（中国など）は、（太陽光発電の経済性の評価は）石炭火力発電の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の生産

太陽光発電の発電コストの低下は、他の応用への扉を開いている。特に、太陽光発電により（風力発電と組み合わせる場合もある）、直接「グリーン」水素を生産できる可能性がある。オーストラリア、チリ、中国、フランス、日本、韓国、ポルトガル、スペイン、米国では将来のビジネスモデルが模索されているが、太陽光発電の発電コストをさらに低いレベルまで下げる必要がある。また、グリーン水素の競争力を高めるためには、電解装置のコスト低減が必要である。これはそう遠い将来のことではなく、水素の特定用途については、今後数年間で競争力を持てるようになるという予測もある。ただし、（ウクライナでの戦争と対ロシア制裁により、世界中、特に欧州で天然ガス価格が高騰し、グリーン水素の競争力が高まったとしても）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。輸送、一部の産業用途や農業での利用可能性（グリーン・アンモニアを使用）により、太陽光発電システムが電力系統に連系せずに水素を生産する非常に大きな機会を作り出す可能性がある。このような展開は、太陽光発電市場が直面する課題（系統混雑など）の枠外で市場を大幅に拡大する可能性がある。

低価格での入札

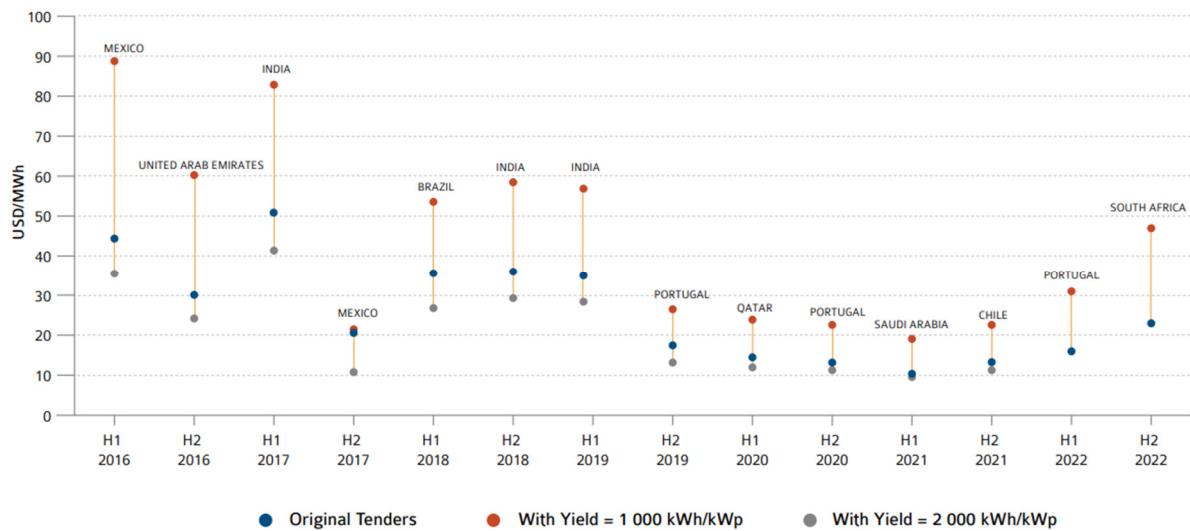


図 6.8A 電力売買契約（PPA）の最低価格*に基づく
太陽光発電の均等化発電原価（LCOE）（2016 年～2022 年第 4 四半期）

出典：IEA PVPS、その他

*注：半期ごとの PPA の最低価格に基づく

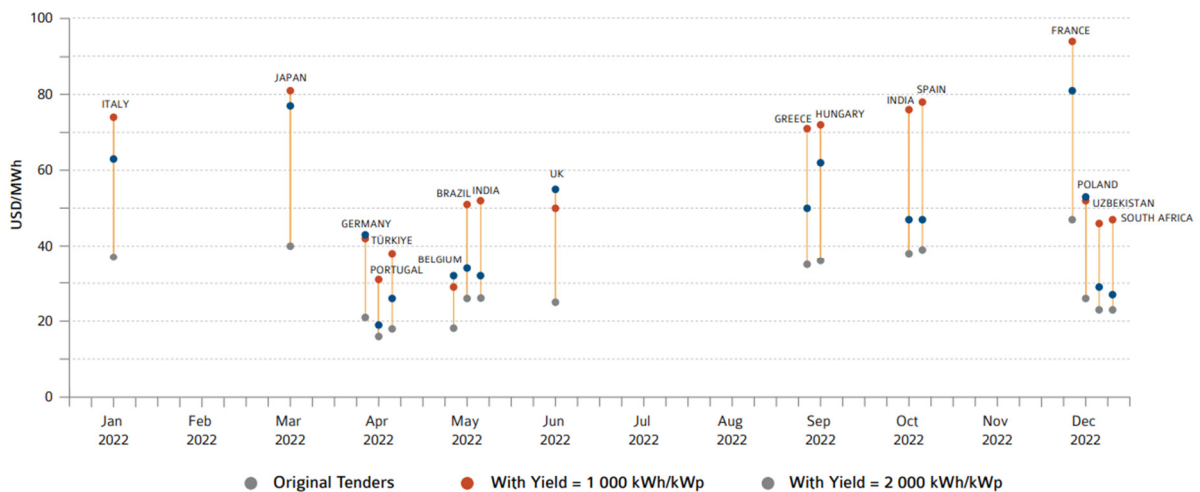


図 6.8B 2022 年の電力売買契約（PPA）価格に基づく
太陽光発電の均等化発電原価（LCOE）

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年に報告された PPA 平均価格は、2021年をわずかに上回ったものの、依然として低価格であった（低価格の記録更新はなかった）。複数の国において、PPA の価格は電力卸売価格に近づいている。あるいは、電力卸売価格を下回る場合も多く、十分に低い水準となっている。入札制度による導入が太陽光発電プロジェクトの大部分を占めてはいないものの、入札によるプロジェクトで

は、システム価格が低く（0.5ドル/W未満）、かつ設備投資額が低い状況において、太陽光発電技術が非常に安価な電力を提供できることを示している。

（電力市場が存在する国における）卸電力市場価格に対する競争力の問題は、平均市場価格に大きく依存する。欧州では、2022年に市場価格が急騰（2021年初頭比で最大1,000%上昇）したため、太陽電池価格の変動は太陽光発電の競争力には一切影響しなかった。欧州の電力事業用太陽光発電所のLCOEは20～60ユーロ/MWhであると推定されるが、多くの国では市場価格（スポット価格）は200～650ユーロ/MWhの範囲で推移した。市場価格は、ウクライナにおける戦争や対ロシア制裁による2022年の天然ガス価格高騰の影響を大きく受けたこともあり過去最高水準となった。これにより太陽光発電の競争力がすべてのケースにおいて上昇した。

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/州	ドル/MWh	年
中東	サウジアラビア	10.40	2021
欧州	ポルトガル	13.20	2020
中南米	チリ	13.32	2021
中東	アラブ首長国連邦（UAE）	13.53	2020
中東	カタール	14.49	2020
中東	サウジアラビア	14.80	2021
欧州	スペイン	14.98	2021
欧州	ポルトガル	15.56	2019
中南米	ブラジル	17.50	2019
アジア	ウズベキスタン	17.91	2021

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/州	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
中東	サウジアラビア	10.4	2021
北米	メキシコ	20.6	2017

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と太陽光発電による発電量の監視

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。

太陽光発電の発電量は、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ことは非常に複雑である。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。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。実際、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、理論的な年間発電量のほんの一部に過ぎず、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。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、「理論的平均発電量」と称する推計値である。

理論的平均発電量の算出には、各国の等価システム稼働時間が用いられる。数値は国内調査報告書（NSR）及び追加情報に基づいており、近似値を示している。太陽光発電システムによる発電量は交流（AC）出力値では算出できず、直流（DC）出力値が必要であること、また太陽光発電所の特性に留意することが必要である。

太陽光発電システムの稼働終了、リパワリングおよびリサイクル

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および累積設置容量を公表している。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。

これらのテーマについて、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、近い将来、増加することが予想される。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、過去2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原因である。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。

IEA PVPS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に関して、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発電性能の低下などとともに、今後数年間、注意深くモニタリングしていく予定である。

太陽光発電システムの性能損失

太陽光発電システムの性能の変化を算出するには、太陽光発電所の発電量の評価の際に、絶対値と共に、より実態に即した正確な値を提供することが非常に重要である。システム性能を判断するには、性能損失（PL）を計算する必要がある。太陽光発電システムのPLの計算は、「真値」が不明であるため容易ではない。複数の方法が提案されているが、コンセンサスが得られておらず、計算方法の標準化も行われていない。温度補正されたシステム出力係数（PR）と、前年比（YoY）またはSTL時系列分解（局所的な重み付けをした散布図平滑化（LOESS）を用いた季節的推移分解（Seasonal-Trend decomposition using LOESS））の組み合わせは、他と比較して非常によく機能する。

IEA PVPSのタスク13では、複数の主要な研究開発機関、大学、企業を代表する専門家のグループが、多数の業務用及び研究用太陽光発電所における性能損失率（PLR）の計算及び様々な気候帯

からの関連気象データの枠組みを開発している。PLRの計算には多様な方法が適用され、それらは不確実性と「真値」に関してベンチマークされている。国際協調の目的は、高品質データ（高時間分解能、信頼性のあるデータ、日射量、発電量等）と低品質データ（低時間分解能、入手可能なエネルギー・データのみ）に基づくPLRの計算方法を示すことである。PLRの計算には、種々の時間平均化及びフィルタリング基準に加え、多様なアルゴリズムとモデルが適用でき、それぞれが結果に影響を与える可能性がある。このアプローチでは幅広い協業を実現し、研究の統計的重要性を高め、測定基準（PRまたは発電量ベース）の組み合わせを広げるために、3つの計算方法が検討されている。さらに、計算方法は、平均値からの乖離及び標準値からの乖離の観点からベンチマークされている。詳細は、IEA PVPSのウェブサイトに掲載されている報告書「Assessment of Performance Loss Rate of PV Power Systems」の全文を一読されたい。

太陽光発電の普及率

太陽光発電の普及率には、2章で示したような人口1人当たりの設置容量と、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、2022年末時点での太陽光発電システム累積設置容量を用いて計算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、太陽光発電システムが設置されている場所、方位角、および年間気象条件が最適化されているとよい。太陽光発電の発電量は、個々のシステムについて測定するのは容易であるものの、国全体の発電量の測定はより複雑である。通常、プロシューマーが自家消費する電力は計測されていない。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いる。

2022年には合計36ヶ国において、国内電力需要の1%以上が太陽光発電によるものであった一方、その他の多くの国では、太陽光発電による発電量は1%未満である。

国・地域ごとに気候が異なるため日射量が異なり、また年ごとに天候が異なるため、設置容量から発電量を換算する際には誤差が生じる。12月に設置されたシステムの発電量は、年間発電量のほんの一部である。建物に設置されたシステムでは、最適な方向で設置されていなかったり、日中に部分的に日陰になったりする場合がある。現時点では、太陽光発電所の老朽化による性能低下は考慮されていない。一部の発電所では、技術的な問題や外部からの制約により、発電上の課題が発生した可能性もある（例えば、2022年にはフランスの国家機関が実際の発電量から太陽光発電普及率を4%と報告しているが、本報告書の推計値の4.9%を下回った。スペイン当局の発表も、本報告書の推計値である19.7%を下回った）。送電系統運用者（TSO）が発電量を集計している場合でも、電力の自家消費（つまり、計測されない電力）が一段と増え、さらに蓄電が検討され始めることにより自家消費電力量が増加したり、蓄電量に見合うように出力抑制が行われたりしており、実際の太陽光発電による発電量の評価は一層困難になっている。IEA PVPSは、政府及び系統運用者を含むエネルギーのステークホルダーに対して、正確なデータベースを作成し、太陽光発電システムによる発電量を正確に測定することを提唱している。すなわち、ここでの数値は推計発電量であり、太陽光発電による発電量の公式データとは異なる国もあるため、公式データに置き換わるものではなく、国別の比較を行うための信頼性のある推計値を示唆して提供していると考えていただきたい。

表7.1 2022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(WI/人)	人口1人あたりの累積設置容量(WI/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	267	26	1,675	7,690,000	1,400	4,239	30,368	43	165	1,169	4	15.9%
オーストリア	62	9	471	83,883	1,050	1,009	3,792	4	112	421	45	6.5%
カナダ	562	38	2,140	9,985,000	1,150	765	6,517	7	20	172	1	1.3%
チリ	79	19	301	756,096	1,699	1,759	7,924	13	92	412	10	17.0%
中国	7,714	1,400	17,963	9,634,000	1,300	105,545	414,065	538	75	296	43	7.0%
デンマーク	35	6	395	44,000	975	1,573	3,423	3	265	577	78	9.5%
フィンランド	82	6	281	338,432	850	274	691	1	49	124	2	0.7%
フランス	459	68	2,783	551,500	1,160	2,966	19,703	23	44	290	36	5.0%
ドイツ	503	83	4,072	357,170	978	7,193	67,301	66	87	800	188	13.1%
イスラエル	68	9	522	20,770	1,750	1,158	4,507	8	125	485	217	11.6%
イタリア	318	59	2,010	301,336	1,137	2,470	25,064	28	42	425	83	9.0%
日本	883	125	4,231	377,975	1,050	6,653	85,066	89	53	680	225	10.1%
韓国	594	52	1,665	100,401	1,137	3,114	24,313	28	60	469	242	4.7%
マレーシア	154	33	406	330,621	1,314	1,068	3,611	5	33	111	11	3.1%
メキシコ	291	130	1,414	1,964,380	1,708	680	8,879	15	5	68	5	5.2%
オランダ	115	18	991	41,500	994	3,900	18,249	18	222	1,031	440	15.8%
ノルウェー	133	5	579	323,806	850	153	354	0	28	64	1	0.2%
ポルトガル	47	10	252	92,225	1,613	890	2,537	4	86	245	28	8.6%
スペイン	251	47	1,398	505,990	1,646	8,460	29,974	49	178	632	59	19.7%
スウェーデン	137	11	586	410,000	950	850	2,457	2	81	233	6	1.7%
スイス	57	9	808	41,285	980	1,084	4,740	5	123	538	115	8.1%
南アフリカ	197	60	351	1,219,090	1,733	112	4,742	8	2	79	4	4.2%
タイ	190	70	495	1,219,092	1,522	200	4,278	7	3	61	4	3.4%
トルコ	284	85	906	783,560	1,500	1,610	12,526	19	19	147	16	6.6%
米国	4,302	333	25,463	9,147,282	1,985	21,127	141,556	281	63	425	15	6.5%
IEA PVPS加盟国	17,784	2,711	72,160	46,319,394	1,300	178,852	926,637	1,265	66	342	20	7.1%
ブラジル	579	214	1,920	30,530	1,506	9,851	23,559	35	46	110	772	6.1%
インド	1,355	1,393	3,385	357,172	1,625	18,135	79,147	129	13	57	222	9.5%
IEA PVPS非加盟国	7,216	5,126	28,843	88,006,041	1,300	56,976	256,808	274	11	50	3	3.8%
世界	25,000	7,837	101,003	134,325,435	1,300	235,828	1,183,445	1,538	30	151	9	6.2%

出典：IEA PVPS、その他

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1,183GWであり、年間ベースで1,538TWh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6.2%（2021年比1%増）が太陽光発電によって賄われた。

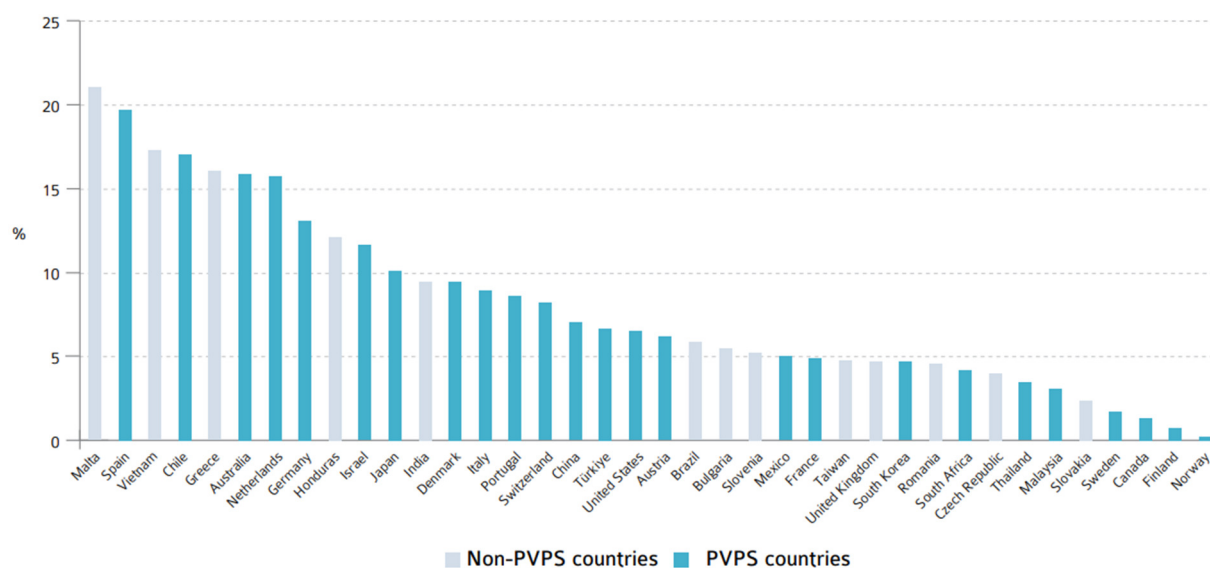


図 7.1 電力需要に対する太陽光発電のシェア（2022 年）
出典：IEA PVPS、その他

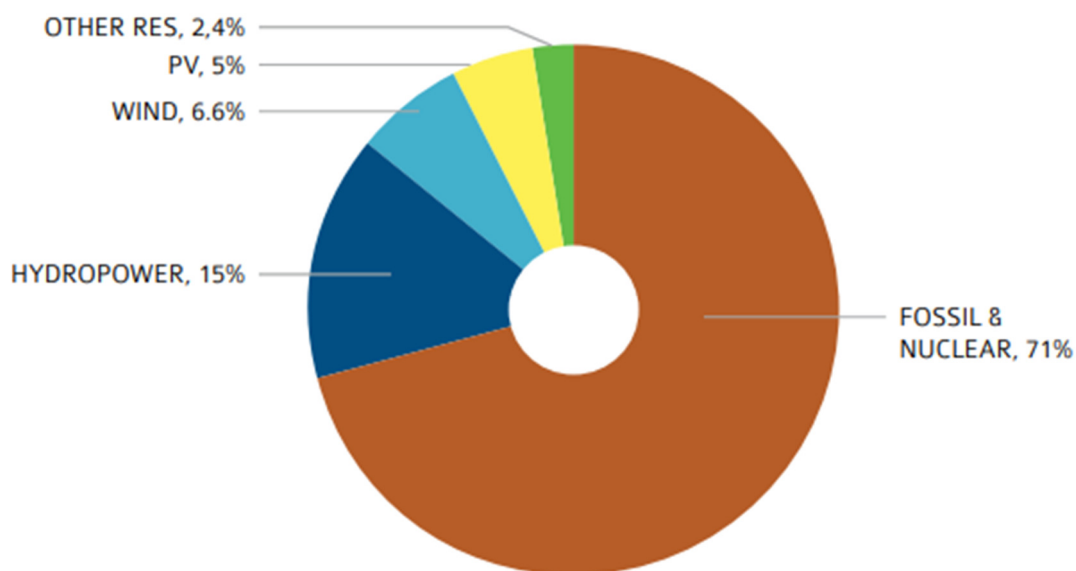


図 7.2 世界の発電電力量に占める再生可能エネルギーの比率（2022 年）
出典：21 世紀のための再生可能エネルギー政策ネットワーク（REN21）、IEA PVPS

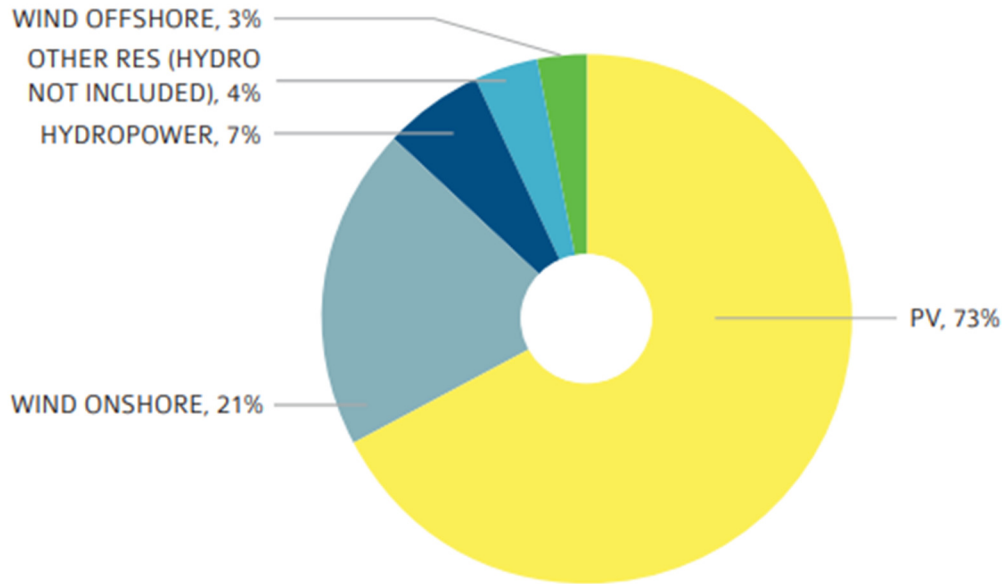


図 7.3 再生可能エネルギーの新規設置容量比率（2022 年）

出典：REN21、IEA PVPS

太陽光発電の統合とセクター・カップリング

ネットワーク：太陽光発電をエネルギー・システムに組み込むために不可欠な基盤

太陽光発電がエネルギー転換のための最も競争力のあるツールのひとつになるにつれて、世界中で相当量の太陽光発電を転換シナリオに組み込む政府、エネルギー機関及び送電系統運用者が一段と増えている。市場予測、気候目標、政策目標や独創的な発想に基づいて構築されたかどうにかにかかわらず、これらのシナリオは全て、新しい太陽光発電を組み込むための適切なネットワーク・インフラの必要性を示唆している。このネットワーク・インフラは、高い普及率を目指しており、配線や変圧器から配電変電所、送電変電所、集中型発電向けの送電網や地域間連系に至るまで多岐にわたるものを網羅している。

IEA PVPS のタスク 14 の目標は、電力システムにおける重要な電源として系統連系形太陽光発電システムの利用を促進し、高い普及率を実現すること、そして分散型再生可能エネルギー・システムの普及率を向上させるために技術的障壁を減らすことである。タスク 14 では、このテーマに関するツールと要件に関する見識を提供する多数のレポートを公開している。

電力系統への統合において、太陽光発電の普及に影響を与えるいくつかの相互に関連する点を以下に示す。

- ・ネットワーク管理ガバナンス
- ・ネットワーク・インフラ（電線、変電所など）と計画策定
- ・系統連系の手続き、遅延、財政的貢献
- ・年間のネットワーク・アクセス要件とコスト
- ・出力抑制、需給調整（バランスング）、無効電力規制

ガバナンスは、コスト分担から系統連系の手続きや遅延まで多くのことに影響を与える。一部の国（**米国、ドイツ**）では、送配電ネットワークの所有権とガバナンスが高度に分散化されている。一方で、それ以外の国（**デンマーク、フランス、オランダ、ブラジル**）では、電力系統が独占に近い形（時には多くの子会社なども含めた）や、国営となっている。ガバナンスモデルは世界中で多様であるものの、太陽光発電部門では一般的に透明性の確保と意思決定プロセスへの参加能力が求められている。ネットワークの運営指針において、主要顧客に発電事業者が含まれない場合のガバナンスモデルは、さらに複雑になる可能性がある。系統運用者のミッションが「消費者（需要家）にサービスを提供する」ことである場合、諮問委員会や意思決定プロセスにおいて、発電事業者が意見を主張することが難しい場合がある。分散型発電が普及してプロシューマーになる消費者が増加するにつれて、必要に応じて、改革による長期計画の促進と公平な参画が実現することが期待されている。

世界的に容量（訳注：変動電源の連系容量）を増加させるには、地域間連系が重要である。近隣諸国との連系と国際電力取引を組み合わせることで、電力料金が低下して供給の安全性が向上するため、発電所新設の必要性が低減し、太陽光発電や風力発電などの再生可能エネルギー源を管理するための資産に柔軟性を持たせられる。欧州連合（EU）は、EUグリーンディールを促進するために、2030年までのEU加盟国間の国際連系比率を15%とする目標と、2040年までの国境間送電容量93GWを新設するという目標を掲げている。また、東南アジア諸国連合（ASEAN）による連系ネットワーク・プロジェクトでは、**シンガポール**からの強力な支援（主なものとして、2022年の再生可能エネルギー源（RES）によるベトナムからの電力の送電、2023年のインドネシアとの覚書締結、オーストラリアーASEANパワーリンク（AAPL）への継続的な支援）を受けてアジアとオセアニアが連系される見通しである。

国家レベルでは、**オーストラリア**は、大規模再生可能エネルギー（RES）プロジェクトが集中的に展開されている地域から都市部への送電容量への投資を調整するため、再生可能エネルギーゾーンを創設した。

配電系統の容量も決定的要因である。計画策定が依然として重要である一方、ステークホルダーとガバナンスの枠組みが多様である。これは国の数だけ枠組みがあるということの意味している。配電系統運用者が独占的な国においては、投資が調整できるものの（**フランス**は、電力系統のアップグレードの資金として、2022年に融資により8億ユーロを調達）、そうでない国においては、国内の電力会社が可能な限り投資を管理するか、政府の監督のもと調整された計画策定を行うことになる（**オーストリア、スウェーデン**など）。

電力系統の拡張には総じて利点があるにもかかわらず、電力系統のアップグレード費用は、いわゆる系統料金を通じ、エンドユーザーが費用負担を求められる状況が継続している。系統料金は、電力系統への投資と運用コストを回収するように設計されており、系統連系するための料金と年間のアクセス料金の2つに明確に分類できる。

系統連系に関する政策には、上記の2つの料金についてだけでなく、手続きや技術規制（系統連系規程）も含まれている。系統連系政策は国ごとに大きく異なり、多くの国で発電事業者の初期接続コストは新たなインフラ（電線、変電所、送電容量の追加）のコストの一部または全部を賄う必要があるが、これらのコストを年間アクセス料金により管理している国もある。発電事業者

は、プロジェクト開発を開始する前に連系可能な容量やコストに関する情報を得ることが困難であるため、開発コストの滞納や早期の資金調達が難しくなる事案が頻発しており、多くの地域で透明性が課題となっている。

透明性の欠如は、系統整備コストの負担の公平性に関する議論を招く可能性がある。例えば、複数の発電事業者が（申請した）順に負担金を支払う場合、先に申請した事業者（先発事業者）は後から申請する事業者（後発事業者）のために系統整備費を払うことになる可能性がある。また、先発企業が電力系統の空き容量を使用する一方で、後発企業が単独で系統整備コストを負担しなければならない可能性もある。しかし、これはコスト面だけの問題ではなく、例えば、スペインの革新的なアプローチによる系統枠の割り当てには、国内の利益や投資を促進するための措置が含まれている。需要の増加に伴い、多くの国（米国、日本、インド、ブラジル、スペイン、オーストリア、フランス、スウェーデン）で系統連系の遅れが発生しており、工事期間、機材（変圧器）の供給、人手不足、許可および行政手続きに時間がかかることがその理由として挙げられている。需要に対して系統枠が不足している場合には、さまざまな政策がとられており、系統枠に空きがでて利用可能になるまで系統連系を遅らせたり、出力抑制政策を伴う系統連系を提供したりするのが最も一般的である。

系統連系規程には、系統連系政策を遵守して継続的なアクセスが行われることを保証するための要件が含まれており、連系する際には要件遵守が必要となる。欧州連合（EU）では、加盟国間で調整して系統連系規程を見直しており、今後、太陽光発電システムに対する制約が増えるとみられる。オーストラリアでは、太陽光発電向けに系統連系規程を改定し、今後もさらにこうした動きが進むとみられる。メキシコでは、入札において応募者に対して特定の系統要件が課せられている場合がある。太陽光発電システムが密集して設置されている地域では太陽光発電システムの規制が必要になり、今後数年間で系統連系政策が重要な課題になるとみられる。

系統連系後は、系統アクセスの要件と利用料金に基づきシステムを運用し、系統の利用と投資に寄与することになる。系統アクセス料金は、無料からプロジェクトの実現可能性に影響を及ぼすほどの高額料金まで、各国の政策に応じて幅が生じる可能性がある。これらは、特定の地域や電力分野へのプロジェクト誘導、自家消費プロジェクトの支援、あるいは逆に自家消費プロジェクト開発の抑制を目的として使用することができる。これらの料金は、通常、容量ベースのコスト及びエネルギー消費/逆潮流コストの組み合わせに基づいたコストで、無効電力コストや補償（出力抑制またはネットワーク停止期間に対する補償、より先進的な市場では追加サービス（アンシラリーサービス））が含まれる場合もある。

系統枠を増やす最も簡単な方法はインフラ整備であるが、費用対効果や実現時間の面で最良の方法であるケースは稀である。地域レベルでの蓄電や需要家側の管理をより低コストで利用できる場合や、時間変動や立地に基づいた料金設定により、系統連系可能な太陽光発電容量を減らさずに、インフラへの投資額を減らすことができる場合もある。

コストを反映した料金体系は、地域レベルでの蓄電や負荷の制御を発展させるための適切なインセンティブを提供することが可能であり、提供すべきものである。系統に関する料金は、投資を進めるための効果的なツールであるものの、目的によっては相反する価格設定方針が必要になる可能性があり、時間とともに変化する系統連系目標に料金体系を適応させることが重要になる。

特に、いくつかの国では、系統費用の全部または一部を、エネルギー・ベースの構造から、容量ベースの構造に移行させることを検討したり、実施したりしている（ベルギーのフランダース地域）。これは、系統費用の全額を支払わなければならない場合には、大半の電力をオンサイトで発電したとしても、分散型・自家消費用の太陽光発電所の収益性に影響が出る可能性がある。将来、電力消費量に基づいた料金がなくなりプロシューマーや半独立系エネルギーコミュニティが一般的なものになった場合には、系統運用事業者の収益が大幅に減るため、系統への投資や、系統を維持する能力も大幅に低下すると一部の電力系統運用者はみている。しかし、最近の研究では、各種用途において電化が進むことで、価格構造を大幅に変更しなくても損失を補填できる可能性があることが示される傾向にある。系統料金は、需要家に対して価格動向を示唆する役割を担うことができるにもかかわらず、他のツールが存在し、特定の目標を達成するために必要になる場合がある。系統料金で優先すべきは、コストを正確に反映させると同時に、需要家が容易に理解して実装できるように、全体的に理論的な根拠の透明性と将来性を維持することである。

インフラへの追加投資を行わずに容量を増やすための技術的解決策には、出力抑制と積極的な無効電力管理などがある。EU、米国、オーストラリア、日本など、太陽光発電の系統連系が進んでいる国では、より早くエネルギー転換が可能になるように、系統連系規程により、徐々にこれらの方策が取られている。出力抑制は、一定の期間あるいは特定の時間に発電量が一定水準以上になった際に、系統に逆潮流するシステムの容量を減らして実施される。いつ、どの程度の出力抑制をすべきかを決定する高度なスマート制御を備えた動的なものから、より単純に決まったタイミングで、またはインフラが構築されている間の逆潮流を制限するものがある。出力抑制は、太陽光発電を広範に普及させるための解決策であり、かつリスクでもあると見なされているものの、今後も積極的に実施され、実施する国も増加するとみられる。

出力が変動する再生可能エネルギー比率 100%の電力系統で出力抑制が果たす役割については、IEA PVPS のタスク 16 のレポート「Firm Power Generation」を参照されたい。

気候変動に伴うコストが増加するにつれて、エネルギー転換に対する投資が受け入れられやすくなる傾向がある。系統の整備とインフラ投資は、エネルギー転換を計画するにあたって不可欠な要素であることが証明されており、多額の予算が投入されている。少なくとも一部の国では、連系のインフラが強化される前に系統枠を増やすという解決策を採用する系統運用事業者が増えている。公共事業のエネルギー転換を最小コストで実現することを保証し、系統のガバナンスに需要家、発電事業者、市民社会を巻き込んでいくことは重要な一歩である。

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り、太陽光発電と組み合わせた場合、最も一般的なのは、通常、電力系統から遠く離れた住宅用システムに見られる独立形システムの蓄電池、自家消費率を向上させるために使用が増えている分散型住宅用蓄電池、マイクログリッドを安定させサービスとエネルギーの両方を提供する蓄電池及びシステムサービスを提供するために徐々に導入が進展している系統用大型蓄電池である。

一般的に、分散型蓄電は太陽光発電に関連する系統連系の課題を解決し、分散型太陽光発電所の自家消費比率を上昇させる機会をもたらすとみられている。蓄電池のコストは低下しているものの、**米国**の一部の州や、**オーストラリア**のような際立った国を除いては、世界中のどの国や市場分野においても、蓄電ソリューションはまだ、経済的に実行可能な選択肢にはなっていない。しかし、自家消費を最大限に増やし、消費プロファイルを最適化したいと望む需要家が増えるにしたがって、住宅用分野と業務用分野の両方で蓄電池の利用が増加している。一部の国では、補助金（**オーストラリア、オーストリア、スペイン、米国**）や、時間帯別のネットビリング及び新築建物に対する建築基準（いずれも**米国・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、蓄電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。

蓄電池を備えた大規模太陽光発電所の建設が増加している。蓄電池を活用することで、電力系統への逆潮流を安定化させ、出力抑制を減らし、場合によっては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が、この動向が立証されるのは数年先になるとみられている。

オーストラリア、中国、米国で2021年と2022年に設置された蓄電池に目を向ければわかる通り、システム規模は年々拡大し、全世界で数十台の大型蓄電池（電力事業用）が設置されているほか、さらに多くの蓄電池プロジェクトが計画されている。蓄電池による電力貯蔵は、電力系統におけるタービンによる発電の必要性を減らすための多目的ツールであることが以前にも増して明らかになっている。

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）に使用されており定置用蓄電池は「その他」の扱いで、販売量は依然として少ない。しかし、e-モビリティ（輸送部門の電化）の急速な進展によって、定置用蓄電池市場だけでは起きえなかったスピードで蓄電池の価格が低下している。こうした状況は、特定条件下での太陽光発電システムの設置を容易にするためのツールとしての蓄電池の普及拡大を大きく後押しする可能性がある。

輸送の電化

多くの国で輸送の電化が加速しているものの、太陽光発電の開発とEVの関連性はまだ完全には解明されていない。自家消費政策の成長と電力系統の混雑による逆潮流の制限は考慮すべき要素である。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り、仮想自家消費などの概念が、EVを太陽光発電の余剰電力貯蔵向けのモバイルストレージとするための枠組みを早期に提供する可能性がある。

太陽光発電から車載用（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。

冷暖房装置の電化

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冷暖房装置が一段と普及している。

欧州の一部の家庭用電気給湯器製造企業は、太陽光発電の余剰電力を電気ボイラーに直接供給できる特殊な製品を提供している。特に電力系統へのアクセスコストに逆潮流料金が加算される場合、温水タンクを用いて自家消費率を向上させたり、余剰電力の逆潮流を減らしてゼロにしたりすることができる。太陽光発電システムが設置された戸建住宅所有者の中には、自家消費を増やすためにこうした機器に関心を持つ人が増えている。例えば、**スイス**では蓄電システムの接続とメタリングを特に推奨している。

オーストラリア、**中国**、**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。気候変動が深刻化し、電力コストが上昇するなか、電力系統インフラが熱波の影響を受けやすくなっているため、冷房の需要が高いときに需要地で太陽光発電電力を使用することにより、電力系統に対する負荷軽減の必要性が高まっている。寒冷地では、住宅用温水タンクや、ヒートポンプと組み合わせた住宅用温水タンクを利用した蓄熱が一般的になってきている。欧州以外でも、太陽光発電電力の現在から将来にわたる非常に魅力的なコストと、空調用として非常に急速に増加する電力需要への対処との関連に多くの国が関心を持っている。ヒートポンプの利用増加による冷暖房の電化もまた、需要地での太陽光発電電力の需要を増加させている。

大規模な「太陽光発電+空調」システムは、製品化には至っていない。しかし、冷水貯蔵などの改造型冷水装置の特定用途に関連した、自家消費太陽光発電システムの設計は増加している。こうした状況から、IEA PVPSの各タスクでは、グリーン電力を冷房装置や冷凍・冷蔵装置の電力として転換するためのイノベーションを軸とすることは、特に日射量の多い新興国において、ピーク時の太陽光発電電力を消費するための非常に有望な方法であるとみている。実際、夏季に系統への負荷が大きくなる地域では、太陽光発電による冷房や熱冷却貯蔵の恩恵が受けられること

が非常に強力な対策となりうる。

太陽エネルギー（太陽光発電及び太陽熱）の冷却利用は、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。タスク65では、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取り組んでいる。

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、海運分野及び長距離・重量物の道路輸送などの一部の分野における脱炭素化に向けてのひとつの方策として、ますます注目されつつある。グリーン水素（または、他の化合物）の生産に関する研究プログラムや、早期産業化プロジェクトの開始が、ここ数年一段と増えている。全体的な効率は大い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、後に発電に使用できる。これは、技術的な課題が残っているものの、必要な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だけでなく、系統電力の需要が低い時に余剰電力を貯蔵するための方法であると見なされている。

付録

付録1 1992年から2022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	
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	30,388	
オーストリア	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	1,289	1,455	1,702	2,043	2,783	3,792	
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	8,149	
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	5,152	6,517	
チリ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	12	221	576	1,125	1,837	2,406	2,694	3,484	6,165	7,924	
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	205,440	253,640	308,520	414,065	
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	1,061	1,139	1,254	1,362	1,626	1,850	3,423	
フィンランド	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	2	2	3	5	7	9	9	9	9	20	37	80	134	214	313	417	691	
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	
ドイツ	6	9	12	18	28	42	54	70	114	176	296	435	1,105	2,066	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	53,901	60,108	67,301	
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	771	877	962	1,358	1,960	2,414	3,349	4,507	
イタリア	8	12	14	16	16	17	18	18	19	20	22	26	31	37	50	100	496	1,277	3,605	13,141	16,796	18,198	18,607	18,915	19,297	19,682	20,108	20,865	21,650	22,594	25,064	
日本	19	24	31	43	60	91	133	209	330	453	637	860	1,132	1,422	1,708	1,919	2,144	2,827	3,618	4,914	6,632	13,599	23,339	34,151	42,040	49,500	56,162	63,192	71,868	78,413	85,066	
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	24,313	
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	34	145	213	273	352	401	918	1,417	1,961	2,330	3,611	
メキシコ	0	0	9	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	25	31	40	52	112	179	246	311	485	3,075	5,001	6,574	8,199	8,879	
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	829	
オランダ	0	0	0	0	0	1	1	1	1	5	9	16	22	40	43	45	49	59	69	111	170	300	767	1,069	1,536	2,061	2,914	4,609	7,225	10,717	14,349	18,249
ノルウェー	0	0	0	0	0	0	0	0	6	6	6	6	7	7	7	8	8	8	8	8	9	9	10	12	14	26	44	68	120	160	201	364
ポルトガル	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4	5	5	5	5	5	5	5
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	0	6	31	1,392	1,486	2,280	2,349	2,409	2,872	4,172	4,630	4,742
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	5,706	5,778	5,928	6,306	11,628	15,875	21,513	29,974	
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	1,200	1,606	2,457	
スイス	5	6	7	8	10	11	13	14	16	18	20	22	24	28	30	37	49	80	125	223	437	756	1,061	1,394	1,664	1,906	2,173	2,498	2,973	3,656	4,740	
タイ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	24	30	32	43	49	243	387	823	1,298	1,420	2,446	3,056	3,513	3,529	3,578	4,078	4,278	
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	368	1,175	4,206	7,339	8,551	9,424	10,917	12,526	
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	40,973	51,818	62,498	76,274	96,131	120,429	141,566	
その他EU	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	11	21	23	34	42	107	574	2,460	3,461	5,569	7,922	8,283	8,588	8,946	8,946	10,090	11,883	16,370	22,916	31,821	
加盟国合計	50	65	90	115	150	206	271	372	572	784	1,143	1,566	2,698	4,115	5,551	8,013	14,885	22,938	39,797	69,634	97,051	131,595	167,047	208,993	276,272	360,328	445,384	528,786	642,854	770,310	967,436	
非加盟国合計	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	8	14	23	33	45	67	94	140	250	559	2,260	4,706	7,947	12,669	21,241	30,761	49,579	69,265	99,154	131,305	169,094	216,009
合計	50	65	90	115	150	206	271	372	573	791	1,157	1,580	2,731	4,161	5,618	8,107	15,025	23,188	40,356	71,893	101,757	139,542	179,717	230,225	307,032	409,907	514,649	627,940	774,159	947,404	1,183,445	

出典：IEA PVPS、Becquerel Institute、その他

付録2 1992年から2022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	
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	
オーストリア	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	
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	289	106	110	180	330	445	817	1,146	850	1,026	
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	765	
チリ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	9	209	355	549	712	569	288	790	2,681	1,759	
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	
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	115	109	264	718	1,573	
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	274	
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	
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	4,885	6,207	7,193	
イスラエル	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	21	45	119	86	105	211	183	106	75	406	602	454	935	1,158	
イタリア	8	4	2	2	0	1	1	1	1	1	2	4	5	7	13	50	396	781	2,328	9,536	3,655	1,402	409	308	382	385	426	758	785	944	2,470	
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	6,988	9,740	10,811	7,889	7,460	6,662	7,030	8,676	6,545	6,663	
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	3,114	
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	543	370	1,068	
メキシコ	0	0	9	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	3	6	9	12	60	67	67	66	174	2,590	1,926	1,573	1,625	680	
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	130	
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	3,900	
ノルウェー	0	0	0	0	0	0	0	0	6	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	1	2	2	11	18	25	51	40	41	153	
ポルトガル	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	14	50	40	26	41	69	55	119	36	66	66	88	234	170	571	890	
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	794	69	60	463	1,300	458	112	
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	65	72	150	378	5,322	4,247	5,639	8,460	
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	480	407	860	
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	305	333	270	242	267	325	475	683	1,084	
タイ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	24	7	2	1	10	6	194	144	436	475	122	1,027	610	456	16	49	500	200
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	
米国	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	15,152	10,845	10,680	13,776	19,857	24,298	21,127	
その他EU	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10	10	2	11	7	65	468	1,885	1,001	2,109	2,352	362	305	359	329	815	1,793	4,487	6,546	8,905	
加盟国合計	50	16	25	25	35	56	65	101	199	212	360	423	1,131	1,418	1,436	2,462	6,872	8,053	16,859	29,836	27,421	34,544	35,453	41,936	67,289	84,056	83,404	114,068	135,951	188,913		
非加盟国合計	0	0	0	0	0	0	0	0	1	7	6	9	10	12	21	27	46	110	309	1,701	2,444	3,242	4,723	8,571	9,508	18,818	19,686	29,878	32,153	37,789	46,915	
合計	50	16	25	25	35	56	65	101	200	219	366	432	1,141	1,430	1,457	2,489	6,918	8,163	17,168	31,537	29,865	37,786	40,175	50,507	76,797	102,875	113,282	146,221	173,739	235,828		

出典：IEA PVPS、Becquerel Institute、その他

付録3 使用された為替レート（2022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）	1.442
カナダ	カナダ・ドル（CAD）	1.301
チリ	チリ・ペソ（CLP）	952.43
中国	人民元（CNY）	6.73
デンマーク	デンマーク・クローネ（DKK）	7.077
ユーロ圏	ユーロ（EUR）	0.951
イスラエル	イスラエル・新シェケル（ILS）	3.361
日本	円（JPY）	131.454
韓国	ウォン（KRW）	1291.729
マレーシア	リングgit（MYR）	4.45
メキシコ	メキシコ・ペソ（MXN）	20.11
モロッコ	モロッコ・ディルハム（MAD）	10.275
ノルウェー	ノルウェー・クローネ（NOK）	9.619
南アフリカ	南アフリカ・ランド（ZAR）	16.377
スウェーデン	スウェーデン・クローナ（SEK）	10.122
スイス	スイス・フラン（CHF）	0.955
タイ	バーツ（THB）	35.044
トルコ	トルコ・リラ（TRY）	16.572
米国	ドル（USD）	1

出典：IRS

図リスト

図1.1	年間設置容量と年間出荷量の比較、および報告書作成における推計値	6
図2.1	世界の太陽光発電システム累積設置容量 (GW)	9
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) (2022年)	9
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)	10
図2.4	上位国による市場シェア	11
図2.5	2022年の世界の太陽光発電システム年間設置容量の国別比率	14
図2.6	2022年末時点の世界の太陽光発電システム累積設置容量の国別比率	14
図2.7	地域別太陽光発電システム累積設置容量	15
図2.8	主要市場の太陽光発電システム累積設置容量 (2018~2022年)	15
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 (2012~2022年)	18
図2.10	累積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 (2012~2022年)	18
図2.11	地域別集中型太陽光発電システム年間設置容量 (2022年)	19
図2.12	地域別集中型太陽光発電システム累積設置容量 (2022年)	20
図2.13	地域別分散型太陽光発電システム年間設置容量 (2022年)	22
図2.14	地域別分散型太陽光発電システム累積設置容量 (2022年)	22
図2.15	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 (2022年)	29
図2.16	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	30
図2.17	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	32
図2.18	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	33
図2.19	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	36
図4.1	太陽光発電システムの価値連鎖 (結晶シリコン太陽電池技術の場合)	60
図4.2	ポリシリコン生産量の国別比率 (2022年)	61
図4.3	太陽電池向けウエハー生産量の国別比率 (2022年)	63
図4.4	太陽電池セル生産量の国別比率 (2022年)	65
図4.5	太陽電池モジュール生産量の国別比率 (2022年)	67
図4.6	太陽電池モジュールの技術別生産量 (2011~2022年) (GW)	68
図4.7	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) (2012~2022年)	70
図4.8	川下部門の概要 (電力事業用太陽光発電システム)	73
図5.1	太陽光発電による二酸化炭素排出削減量 (MT-CO ₂ eq/TWh)	79
図5.2A	電力部門の総排出量に対する二酸化炭素排出削減量の比率 (%)	80
図5.2B	エネルギー部門の総排出量に対する二酸化炭素排出削減量の比率	80
図5.3	太陽光発電市場のGDPに対する事業価値 (%) (2022年)	82

図5.4	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(%)	83
図5.5A	太陽光発電産業の事業価値(2022年)(単位:100万ドル)	84
図5.5B	価値連鎖における太陽光発電産業の事業価値(%) (2022年)	84
図5.5C	GDPに対する太陽光発電産業の事業価値(%) (2022年)	85
図5.6	世界の太陽光発電関連雇用者数(国別)	87
図6.1	太陽電池モジュールのスポット価格の習熟曲線(1992~2022年)	94
図6.2	太陽電池モジュールの価格帯の推移(ドル/W)(IEA PVPS国内調査報告書(NSR))	94
図6.3	IEA PVPS報告国における指標的太陽電池モジュール価格(ドル/W)	96
図6.4	2022年の太陽光発電市場の価格分布	97
図6.5	2012~2022年の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)	97
図6.6	2022年のIEA PVPS代表国における指標的太陽光発電システム設置価格分布(ドル/W)	98
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)及び小売電力料金*	101
図6.8A	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~2022年第4四半期)	103
図6.8B	2022年の電力売買契約(PPA)価格に基づく太陽光発電の均等化発電原価(LCOE)	103
図7.1	電力需要に対する太陽光発電のシェア(2022年)	109
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(2022年)	109
図7.3	再生可能エネルギーの新規設置容量比率(2022年)	110

表リスト

表2.1	太陽光発電市場規模上位10ヶ国の変遷	13
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（2022年）	17
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（2022年）	17
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（2022年）	21
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（2022年）	21
表2.6	太陽光発電市場の詳細統計（2022年）	39
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・出荷量の世界上位5社 （2022年）	66
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	71
表5.1	太陽光発電の事業価値の上位10ヶ国	82
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	104
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）	104
表7.1	2022年のIEA PVPS加盟国における太陽光発電に関連する統計値	108
付録1	1992年から2022年までの太陽光発電システム累積設置容量推移（MW）	117
付録2	1992年から2022年までの太陽光発電システム年間設置容量推移（MW）	118
付録3	使用された為替レート（2022年平均）	119

本「太陽光発電応用の動向報告書 2023」（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 新エネルギー部
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 : pvgroup123@ml.nedo.go.jp（新エネルギー部）