

5 太陽熱発電の技術の現状とロードマップ

5.1 技術を取りまく現状

5.1.1 技術の俯瞰

(1) 発電方式

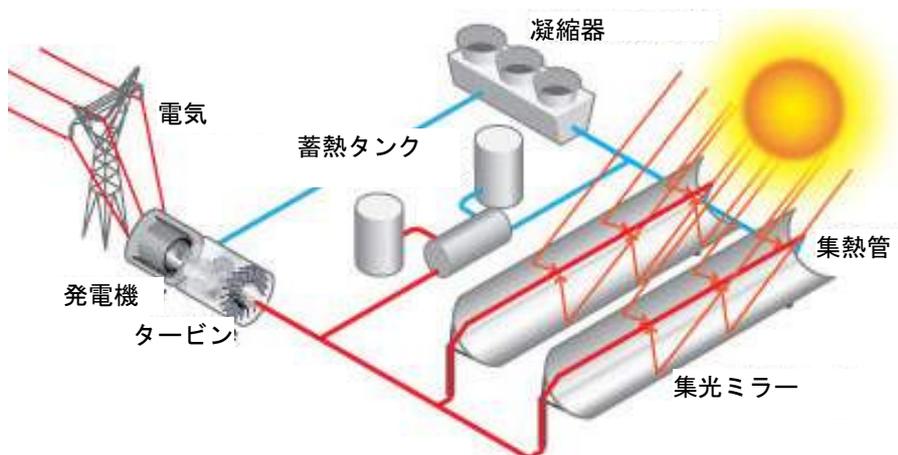
太陽熱発電とは、太陽熱により作った蒸気を用いてタービンを回し、発電するシステムである。現在用いられている技術は、主に以下の4種類に区分される。

1) トラフ型

トラフ型は、樋状に伸びた曲面の集光ミラーを用いて集熱管に集光することにより集熱管内の熱媒を加熱し、熱交換器を介して蒸気を生成し、発電を行うシステムである。熱媒は約400℃近くまで加熱された後、熱交換器に送られ蒸気(約380℃)を発生させる。システム効率¹⁾は15%程度である¹⁾。

集光ミラーと集熱管を長距離・広範囲にわたって配置するため、集熱管における熱損失が課題となるものの、高度な集光技術が不要であり構造が単純であるため、他の太陽熱発電技術と比較してシステム価格が安価であるという特長がある。1980年代より米国カリフォルニア州において商用運転の実績があり、太陽熱発電の中では比較的成熟した技術である。

図表 5.1 トラフ型太陽熱発電システム

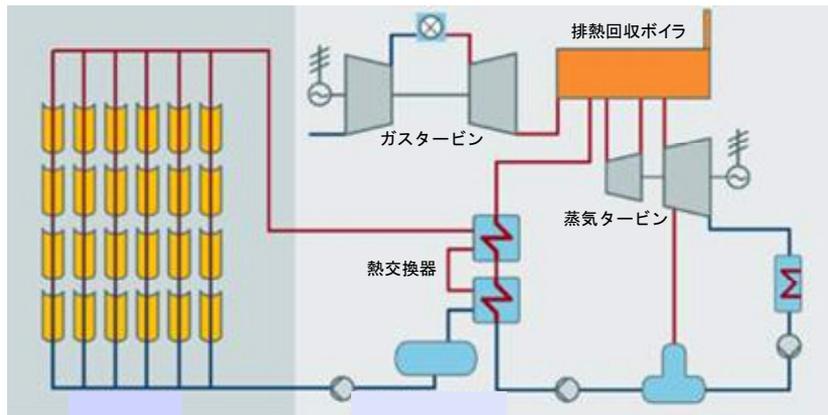


出典：DOE ホームページ (<http://www1.eere.energy.gov/solar/>)

トラフ型の応用として、ガスコンバインドサイクルと組み合わせた ISCC (Integrated Solar Combined Cycle) システムがある。ISCC は、太陽熱により作った蒸気と、ガスタービンの排熱により作った蒸気の両方を用いて発電するシステムで、燃料となるガスの一部を代替することができる。エジプト、モロッコ、アルジェリア等においてプロジェクトが進められている。

¹⁾ “Technology Roadmap Concentrating Solar Power” (2010, IEA)

図表 5.2 ISCC プラントの概念図



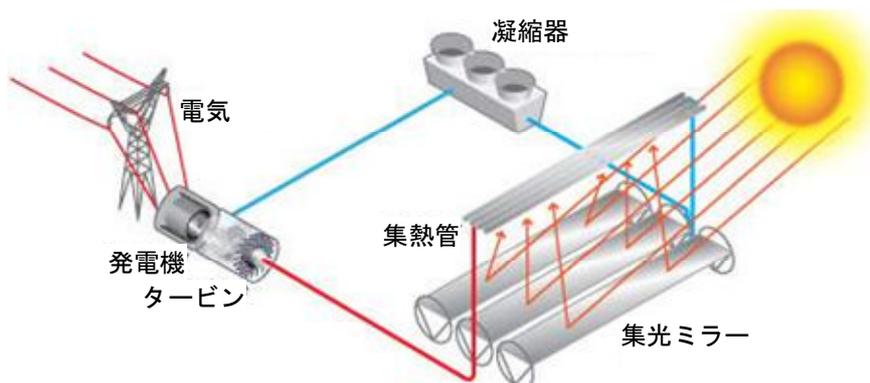
出典：CSP Solutions Consult GmbH ホームページ (<http://www.csp-solutions.net/>) より作成

2) フレネル型

またトラフ型と類似の技術に、フレネル型がある（図表 5.3）。これは平面または僅かに曲がった長い集光ミラーの角度を少しずつ変えて並べ、数メートル上方にある集熱管に集光して、蒸気を生成する仕組みである。現在のシステム効率は $8\sim 10\%^2$ とトラフ型より低いが、トラフ型の曲面集光ミラーよりも製造が容易でありコスト削減が可能であること、集光ミラーが風圧の影響を受けにくいこと等の利点を有する。

フレネル型では熱交換器を介さず、集熱管において直接蒸気を生成する DSG（Direct Steam Generation）システム（P276 参照）が採用されており、トラフ型より高温の蒸気（約 480°C ）を得られることから、タービン効率の向上が可能となる。発電用プラントの他、既存の火力発電所への蒸気供給等の実証試験が、米国や豪州等において行われている（図表 5.4）。

図表 5.3 フレネル型太陽熱発電システム



出典：DOE ホームページ (<http://www1.eere.energy.gov/solar/>)

² “Technology Roadmap Concentrating Solar Power” (2010, IEA)

図表 5.4 Liddell 太陽熱発電プラント (豪)



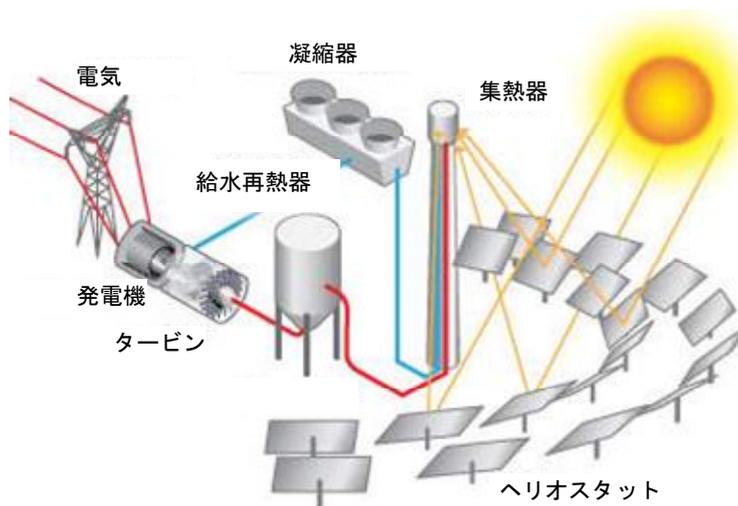
出典：DESERTEC-UK ホームページ (<http://www.trec-uk.org/>)

3) タワー型

タワー型太陽熱発電は、ヘリオスタット (Heliostats) と呼ばれる平面状の集光ミラーを多数用いて、通常はタワーの上部に置かれる集熱器に太陽の動きを追尾しながら集光し、その熱で蒸気を作り発電を行うシステムである。集熱器に集められた熱は主に熔融塩を熱媒として蓄熱され、熱交換器を介して蒸気を生成する。また、近年ではフレネル型と同様に、熱交換器を介さない DSG システム (P276 参照) が採用されている。

タワー型はトラフ型よりも高温の蒸気を作り出すことができるため、タービン効率を上げてより多くの電力を得ることが可能であり、システム効率は 20~35%になると見られている³。また、集熱温度を上げて 1,000°C 近くの高温・高圧の空気を作れば、ガスタービンでの天然ガスの代替やコンバインドサイクルへの応用も可能となる。

図表 5.5 タワー型太陽熱発電システム



出典：DOE ホームページ (<http://www1.eere.energy.gov/solar/>)

³ “Technology Roadmap Concentrating Solar Power” (2010, IEA)

図表 5.6 PS10 太陽熱発電プラント



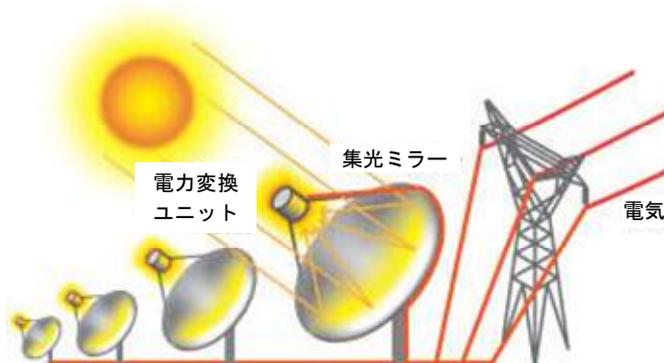
(タワー高さ 115m、フィールド面積約 75,000m²)

出典：“Concentrating Solar Power,” (2007, EC)

4) ディッシュ型

ディッシュ型太陽熱発電は、放物曲面状の集光ミラーを用いて集光し、焦点部分に設置されたスターリングエンジン⁴やマイクロタービン等により発電を行うシステムである。全体のサイズは直径 5~15m、発電出力 5~50kW と、他のシステムと比較して小規模であり、分散型発電システムとして適している。一方、多数台をまとめて配置して MW 級の発電プラントとすることも可能である。熱媒温度は約 750°C まで加熱でき、米国における 25kW システムで発電効率 30% を記録している。米国、欧州等を中心に実証試験が進められている。

図表 5.7 ディッシュ型太陽熱発電システム



出典：DOE ホームページ
(<http://www1.eere.energy.gov/solar/>)

図表 5.8 EuroDish



(直径 8.5m)

出典：“European Research on Concentrated Solar Thermal Energy” (2004, EC)

図表 5.9 に太陽熱発電の発電方式別の比較を示す。現在主流のトラフ型は、技術的に確立されており、実績、信頼性において強みを発揮する。一方、タワー型は導入実績が少ないため検証すべき技術要素が残されているが、逆に今後の技術開発による改良の余地は大きい。プラン

⁴ 外部にある熱源によりエンジン内部の気体（主にヘリウムが使用される）を膨脹・収縮させて駆動力を得る外燃機関。

ト効率が 20～35%と高く、必要とする土地面積もトラフより小さいこと、高温蓄熱が可能で蓄熱設備を小さくできること等から、将来的にコスト競争力を持ち、トラフ型に代わり主流となる可能性が高い。またフレネル型も現在技術改良が行われており、更なる高効率化が進めば、今後普及が進む可能性がある。ディッシュ型は発電効率が高く、冷却時に水が不要であるなどのメリットを有する。タワー型やフレネル型と同様に導入実績が少なく、引き続き技術改良が必要である。

図表 5.9 太陽熱発電の発電方式別比較

	トラフ型	フレネル型	タワー型	ディッシュ型
用途	<ul style="list-style-type: none"> 系統連系型発電 中～高温プロセス加熱 	<ul style="list-style-type: none"> 系統連系型発電 既存発電所への蒸気供給 	<ul style="list-style-type: none"> 系統連系型発電 高温プロセス加熱 	<ul style="list-style-type: none"> 小規模独立型発電 多数配置による系統連系型発電
プラント効率	15%	8～10%	20～35% (試算値)	25～30%
プラント規模 (実績)	～80MW	～5MW	～20MW	～100kW
土地占有度	大	中	中	小
冷却水使用量	3,000L/MWh (または空冷式)	3,000L/MWh (または空冷式)	2,000L/MWh (または空冷式)	不要
利点	<ul style="list-style-type: none"> 多数商用運転実績があり、年間発電効率、投資コスト、運転コストが実証されている モジュール方式 蓄熱との組合せが可能 火力発電とのハイブリッド事例有り 	<ul style="list-style-type: none"> 商用利用が可能ない段階にある 集光ミラーの現地購入、現地加工が可能 プラントコストが安い 火力発電とのハイブリッドが可能 	<ul style="list-style-type: none"> 中期的に高い発電効率の実現が見込まれる 高温蓄熱が可能 火力発電とのハイブリッドが可能 	<ul style="list-style-type: none"> 30%超 (ピーク時) の高い発電効率 モジュール方式 製造が簡易で、大量生産が可能 冷却時に水が不要
課題・展望	<ul style="list-style-type: none"> 油ベースの熱媒使用により運転温度が 400℃程度に制限されるため、蒸気の高温化に限界がある 今後の技術開発による改良余地は小さい 	<ul style="list-style-type: none"> 市場投入されればかりであり、大規模プラントにおける実績が必要 今後の技術開発による改良余地は大きい 	<ul style="list-style-type: none"> 年間発電量、投資コスト、運転コスト等について、商用運転プラントにおける実証が必要 今後の技術開発による改良余地は非常に大きい 	<ul style="list-style-type: none"> 大規模商用プラントの事例がない 大量生産時のコストについて実証が必要 量産化が進めば改良の余地がある。

出典：“Concentrating Solar Power Global Outlook 09” (2009, SolarPACES, ESTERA, Greenpeace)、
Stirling Energy Systems プレスリリース (http://www.stirlingenergy.com/pdf/2010_01_22.pdf)、
“Technology Roadmap Concentrating Solar Power” (2010, IEA) より作成

(2) 蓄熱・ガスタービン等との組合せ

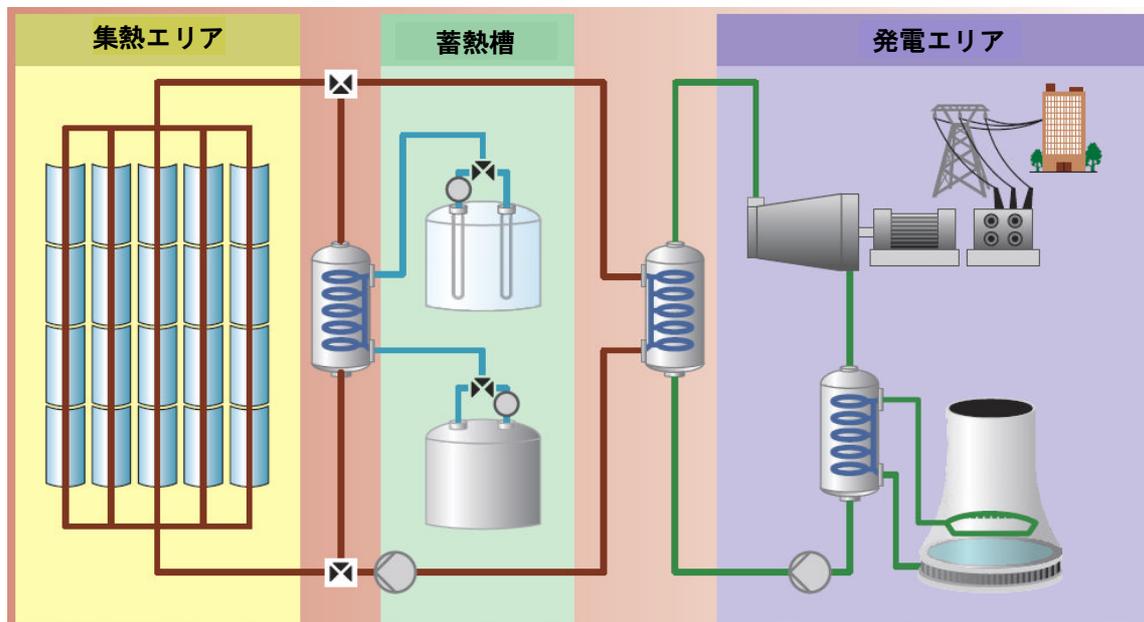
太陽熱エネルギーは日中しか得られないため夜間は発電できないこと、また気候の影響により日射量変動すること等から、太陽熱発電システム単体では電力需要に応じた稼働は難しい。そこで多くのプラントでは、夜間や日射量の少ない時間帯・期間も発電できるよう、蓄熱システムやガスタービン等によるバックアップシステムが導入されている。

蓄熱システムは、系統電力の発電コストが高い時間帯（正午付近～夕方）に合わせて発電・売電することにより、コスト競争力を高められる点においても有効である。ビジネス戦略として、午前中は発電せずに蓄熱し、昼間から夕方にかけて発電、売電するプラントも存在する。太陽熱発電の事業性向上に向けて、低コスト・高温蓄熱システムの開発に注目が集まっており、各種技術開発が行われている（詳細は 5.1.5 節参照）。

図表 5.10 に、トラフ型プラントにおける蓄熱システム例を示す。日中に蓄熱し、必要時に蓄熱槽から熱を取り出して蒸気タービンを回すことにより、日没後の電力需要への対応や出力の平滑化、発電時間帯の調整等が可能となる。

また、ピーク時における出力を保証するためには、現状では費用対効果の観点からガスタービンによるバックアップシステムが有効とされている。しかしながら、資源制約、CO₂削減の観点から、将来的には蓄熱システムが主流になるものと考えられる。

図表 5.10 蓄熱システム例（トラフ型プラント）



出典：“Technology Roadmap Concentrating Solar Power”（2010, IEA）より作成

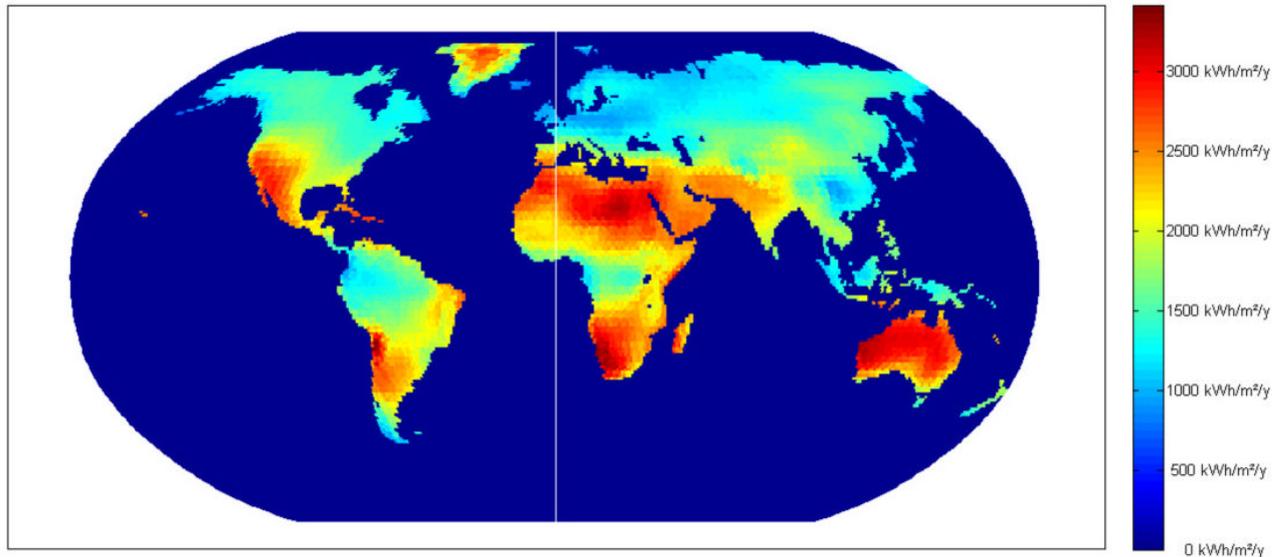
5.1.2 ポテンシャル

(1) 世界

太陽熱発電には直達日射量の多い地域が適しており、一般的には年間 $2,000\text{kWh/m}^2$ 以上の日射量が得られる湿気や粉塵の少ない地域が適地とされている。具体的には、北アフリカ、南アフリカ、中東、インド北西部、米国南西部、メキシコ、ペルー、チリ、中国西部、オーストラリア西部等が該当する。これらのサンベルト地帯では、年間 $3,000\text{kWh/m}^2$ 以上の日射量が得られる地域も存在する。

なお、太陽熱発電導入時には、日射量に加え水資源の有無も重要な要素となる。蒸気の復水器に水冷式熱交換器を用いるプラントでは、トラフ式において約 $3,000\text{L/MWh}$ 、タワー式において約 $2,000\text{L/MWh}$ の水が冷却水として必要となる。しかし、一般に日射量の豊富な地域は水資源に乏しいことが多いことから、十分な水量が確保できない場合は、熱交換効率が低く設備コストの高い空冷式熱交換器を導入せざるを得なくなる。空冷式熱交換器の高効率化・低コスト化が重要課題となっている（P278 参照）。

図表 5.11 世界のポテンシャルマップ ($\text{kWh/m}^2\cdot\text{y}$)



※データ元：ドイツ航空宇宙センター

※直達日射量より算出

出典：“GLOBAL ENERGY SUPPLY POTENTIAL OF CONCENTRATING SOLAR POWER”
(Christian Breyer and Gerhard Knies, Solar PACES 2009 資料)

(2) 日本

日本の年間発電可能量は $1,000\sim 1,300\text{kWh/m}^2$ の間に分布しており、一般に日本の地理・気象条件下では、太陽熱発電の採算を取るの難しいと言われている。ただし、直達日射量の比率が多い地域の一つである山梨県北杜市では、年間 $1,360\text{kWh/m}^2$ の日射量が得られる⁵。

⁵ 山梨県北杜市資料より。(データ元：NEDO 全国日射関連日照データマップ、全天日射量ベース)

5.1.3 導入目標量例

各国の再生可能エネルギーおよび太陽熱発電の導入目標量例を図表 5.12 に示す。サンベルト地帯においては、太陽光発電に加え、太陽熱発電が主要電源の一つに位置づけられており、積極的な導入目標・導入見通しが掲げられている。

図表 5.12 欧米諸国における再生可能エネルギー・太陽熱発電の導入目標量例

	導入目標 等	
	再生可能エネルギー全体	太陽熱発電
EU	<ul style="list-style-type: none"> 2007年に、2020年までにEU全体の最終エネルギー消費量に占める再生可能エネルギーの割合を20%とする戦略を決定。 2009年の「再生可能エネルギー導入促進に関する欧州指令」で、上記目標達成のための国別目標値を設定。 	<ul style="list-style-type: none"> 欧州再生可能エネルギー評議会は、左記指令の目標を達成するために必要な太陽熱発電導入量を、2010年に2TWh、2020年には43TWhと試算。 欧州エネルギー技術戦略計画（SET-Plan）において、2020年までに欧州の電力供給に占める割合を約3%に高める目標を設定。DESERTECプロジェクト（P303参照）が実現された場合には、2030年までに10%以上を達成可能としている。
米国	<ul style="list-style-type: none"> 多くの州で、電力部門における再生可能エネルギー利用義務制度（RPS）を策定。オバマ大統領は、2025年までに25%導入という連邦RPS制度を提案。 オバマ大統領は「New Energy for America」で再生可能エネルギー由来の電力量割合を、2012年に12%、2025年に25%とする目標を発表。 	<ul style="list-style-type: none"> 各州のRPSにおいて、太陽熱発電による電力を制度の対象としている。
中国	<ul style="list-style-type: none"> 「再生可能エネルギー中長期発展計画」（2007年9月）、「再生可能エネルギー発展第11次5ヵ年計画」（2008年3月）において、エネルギー消費総量に占める再生可能エネルギー消費量の割合を、2010年までに10%に、2020年に15%に引き上げる目標を設定。 	<ul style="list-style-type: none"> 左記計画において、2020年までに太陽エネルギー利用の発電設備容量を2.0GW（うち太陽熱発電を0.2GW）に引き上げる目標を設定。 近年、上記目標を2020年までに20GWに上方修正する意向を発表。
インド	<ul style="list-style-type: none"> 各州において、RPS制度を実施。 	<ul style="list-style-type: none"> 2009年11月に“National Solar Mission”を発表。その中で、複数の太陽熱発電の実証試験の実施を明記（合計約400MW）。
日本	<ul style="list-style-type: none"> 「2030年のエネルギー需給展望」（総合資源エネルギー調査会 需給部会、2005）において、2010年の再生可能エネルギーの対一次エネルギー供給比を、3.0%に引き上げる目標を設置。 「長期エネルギー需給見通し（再計算）」（総合資源エネルギー調査会 需給部会、2009）において、2020年、2030年の新エネルギー導入見通しを示す。 	<ul style="list-style-type: none"> 太陽熱発電の導入目標はなし。

(参考) IEA	<ul style="list-style-type: none"> 主要な低炭素技術の開発及び普及を世界的規模で推進することを目的に、各技術について、2050年までの技術ロードマップを策定。 	(※導入見通し) <ul style="list-style-type: none"> 太陽熱発電の技術ロードマップにおいて、2050年の年間発電量は、約4750TWh、(世界の発電電力量の約11%)に達すると予測。
-------------	---	--

出典：“Technology Roadmap Concentrating Solar Power” (2010, IEA)、Directive 2009/28/EC on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC、“Renewable Energy Technology Roadmap 20% by 2020” (2008, EREC)、DSIRE ホームページ (<http://www.dsireusa.org/>)、“New Energy for America” (2009, Barack Obama and Joe Biden)、「海外電力」(2008年10月号、2010年3月号)、“Jawaharlal Nehru National Solar Mission” (2009, インド政府)、「長期エネルギー需給見通し(再計算)」(2009, 経済産業省)

(1) 欧州

欧州における太陽熱発電の導入目標量例を図表 5.13 に示す。

図表 5.13 欧州における導入目標量例

施策名	2020年	2030年
再生可能な資源からのエネルギー使用の推進に関する指令 ⁶	EU全体の最終エネルギー消費量に占める再生可能エネルギーの割合を20%に引き上げるための国別目標値(図表 5.14)を設定。	—
Renewable Energy Technology Roadmap 20% by 2020 (EREC)	43TWh ※上記指令を達成するために必要な太陽熱発電による発電量	—
欧州エネルギー技術戦略計画 (SET-Plan)	EUの電力消費量の3%を太陽熱発電でまかなう	EUの電力消費量の10%以上を太陽熱発電でまかなう (※DESERTEC プロジェクトが実現された場合)

出典：Directive 2009/28/EC (2009, EC)、“Renewable Energy Technology Roadmap 20% by 2020” (2008, EREC)、SET-Plan Technology Roadmap (2009, EC)

2007年3月、欧州理事会は、EUの地球温暖化対策として2020年までに、EU全体のエネルギー消費全体に占める再生可能エネルギーの比率を20%に引き上げることで合意した。これを受けて、「再生可能電力推進に関する指令⁷」と「バイオ燃料促進に関する指令⁸」を修正、廃止する新たな指令である「再生可能な資源からのエネルギー使用の推進に関する指令」が策定され、本指令において加盟各国に法的拘束力のある数値目標が設定された(図表 5.14)。

欧州再生可能エネルギー評議会 (European Renewable Energy Council : EREC) は、この目標を達成するために必要な再生可能エネルギーの種類毎の寄与度(発電量)を試算しており、2010年に2TWh、2020年には43TWhが太陽熱発電によって供給されると予測している(図表 5.15)。

⁶ Directive 2009/28/EC on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC

⁷ EUの全電力供給量に占める再生可能電力の割合を2010年までにEU全体で21%にするという目標を掲げ、加盟各国別に目標値(法的拘束力なし)を設定した指令。(Directive 2001/77/EC)

⁸ 2010年までにガソリン、ディーゼル油の5.75%をバイオ燃料で代替する目標(法的拘束力なし)を設定した指令。(Directive 2003/30/EC)

5 太陽熱発電の技術の現状とロードマップ

これは 2020 年時点の欧州の電力需要予測（3,914TWh⁹）の約 1%にあたる。

また、低炭素化社会実現に向けた技術開発戦略である「欧州エネルギー技術戦略計画（SET-Plan）」¹⁰において、2020 年までに EU の電力消費量の 3%を太陽熱発電でまかなう目標が掲げられている。なお、DESERTEC プロジェクト（P303 参照）が実現された場合、同数値を 2030 年までに 10%以上にまで高められるとしている。

図表 5.14 再生可能な資源からのエネルギー使用の推進に関する指令における EU 加盟国の 2020 年目標値

	最終エネルギー消費量に占める 再生可能エネルギーの割合[%]			EU 指令による 国別目標値
	2001	2003	2005	2020
ベルギー	1.3	1.6	2.2	13%
ブルガリア	7.1	9.0	10.6	16%
チェコ共和国	2.4	4.2	6.3	13%
デンマーク	12.3	14.9	17.0	30%
ドイツ	3.9	4.4	5.8	18%
エストニア	15.3	14.9	18.0	25%
アイルランド	2.2	2.2	3.0	16%
ギリシャ	6.5	7.2	7.5	18%
スペイン	9.1	9.4	7.6	20%
フランス	10.9	9.9	9.5	23%
イタリア	5.2	4.4	4.8	17%
キプロス	2.5	2.5	2.9	13%
ラトビア	34.4	31.9	35.5	40%
リトアニア	15.3	15.4	15.0	23%
ルクセンブルク	0.7	0.8	0.9	11%
ハンガリー	2.6	4.7	4.3	13%
マルタ	0.0	0.0	0.0	10%
オランダ	1.6	1.8	2.4	14%
オーストリア	25.8	21.8	23.0	34%
ポーランド	6.9	7.0	7.2	15%
ポルトガル	20.5	21.5	17.0	31%
ルーマニア	13.7	15.4	19.2	24%
スロベニア	16.1	14.3	14.9	25%
スロバキア	6.2	5.2	6.9	14%
フィンランド	27.9	26.7	28.5	38%
スウェーデン	40.0	33.9	40.8	49%
英国	0.9	1.0	1.3	15%

出典：“RENEWABLE ENERGY SOURCES IN FIGURES”（2008, BMU）、Directive 2009/28/EC

⁹ “World Energy Outlook 2009”（IEA）

¹⁰ 低炭素化社会の早期実現に向けて、EU 全体で共同し、低炭素化技術の研究開発及び普及を加速させることを目的とした EU の技術開発戦略。欧州産業イニシアティブ（European Industrial Initiatives：EII）として、低炭素化に資する 6 つの有望技術（風力発電、太陽光・太陽熱発電、バイオエネルギー、CCS、電力系統、持続可能な核分裂）に関するイニシアティブが設置されている。2009 年 7 月にはそれぞれの技術について技術ロードマップが提示され、2010 年 3 月に欧州理事会により承認された。

図表 5.15 再生可能な資源からのエネルギー使用の推進に関する指令の
目標達成に必要な太陽熱発電による発電量予測

	2006 年	2010 年	2020 年
発電量 (TWh)	—	2	43

出典：“Renewable Energy Technology Roadmap 20% by 2020” (2008, EREC)

(2) 米国

米国における太陽熱発電の導入目標量例を図表 5.16 に示す。

図表 5.16 米国における導入目標量例

施策名	2020 年	2030 年
RPS 法	州別 RPS 法により規定 (図表 5.17 参照)	
New Energy for America (オバマ大統領)	(2012 年) 再生可能エネルギー由来の 電力量割合：12%	(2025 年) 再生可能エネルギー由来の 電力量割合：25%

出典：DSIRE ホームページ (<http://www.dsireusa.org/>)、"New Energy for America" (2009, Barack Obama and Joe Biden)

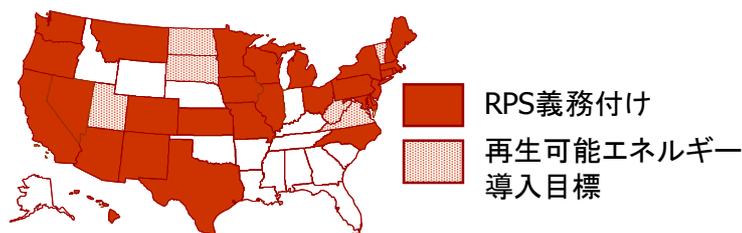
米国においては国全体としての導入目標値は掲げられていない。ただし米国では、29 の州政府と DC 政府¹¹が電気事業者に対して供給電力の一定割合を再生可能エネルギーで賄うことを義務付ける RPS 制度を導入している。(図表 5.17)。ニューヨーク州を除いて、太陽光発電や風力発電に並び太陽熱発電も制度の対象となっている。

また、オバマ大統領が掲げる「New Energy for America」計画では、電力消費量に占める再生可能エネルギー由来の電力量の割合を、2012 年までに 10%、2025 年までに 25%に引き上げる目標が掲げられている。

¹¹ 2010 年 3 月時点。

5 太陽熱発電の技術の現状とロードマップ

図表 5.17 州別の RPS 制度概要



州	目標	達成年
カリフォルニア	20%	2010
オハイオ	25%	2025
イリノイ	25%	2025
ニューヨーク	24%	2013
ペンシルバニア	18%	2020
ニュージャージー	22.5%	2021
ミネソタ	25%	2025
バージニア (※)	15%	2025
ノースカロライナ	12.5% (私営) 10% (公営)	2021 2018
ワシントン	15%	2020
メリーランド	20%	2022
ミズーリ	15%	2021
オレゴン	25% (大規模事業者) 5%~10% (小規模事業者)	2025
アリゾナ	15%	2025
ミシガン	10% + 1,100MW	2015
ネバダ	25%	2025
マサチューセッツ	15%	2020
コネチカット	23%	2020

州	目標	達成年
カンザス	20%	2020
ウィスコンシン	10%	2015
テキサス	5,880MW	2015
ユタ (※)	20%	2025
コロラド	20% (私営)、10% (公営)	2020
ニューメキシコ	20% (私営)、10% (公営)	2020
ハワイ	40%	2030
ニューハンプシャー	23.8%	2025
モンタナ	15%	2015
デラウェア	20%	2019
ワシントン D.C.	20%	2020
メイン	40%	2017
ノースダコタ (※)	10%	2015
ロードアイランド	16%	2020
バーモント (※)	20%	2017
サウスダコタ (※)	10%	2015
アイオワ	105MW	-

注1：ニューヨーク州のみ太陽熱発電は制度の対象となっていない。

注2：(※) は義務量ではなく、目標量を設定している州。なお、カリフォルニアは2020年までに33%の達成を目標としている。

出典：DSIRE ホームページ (<http://www.dsireusa.org/>) より作成

(3) 中国

中国における太陽熱発電の導入目標量例を図表 5.16 に示す。

図表 5.18 中国における導入目標量例

施策名	2020 年	2030 年
「再生可能エネルギー 中長期発展計画」 「再生可能エネルギー 発展第 11 次 5 カ年計画」	エネルギー消費総量に占める再生可能エネルギー消費量の割合を 15% に引き上げ	—
	太陽光エネルギー利用の発電設備容量を 2.0GW（うち太陽熱発電を 0.2GW）に引き上げ ※2009 年末に、上記目標を、2020 年までに 20GW に上方修正する意向を発表。	—

出典：「海外電力」（2008 年 10 月号、2010 年 3 月号、海外電力調査会）

中国は、「再生可能エネルギー中長期発展計画」（2007 年 9 月）、「再生可能エネルギー発展第 11 次 5 カ年計画」（2008 年 3 月）において、エネルギー消費総量に占める再生可能エネルギー消費量の割合を、2010 年までに 10% に、2020 年に 15% に引き上げる目標を設定している。また、同計画において、2020 年までに太陽エネルギー利用の発電設備容量を 2.0GW に引き上げる目標を設定し、そのうち 0.2GW 分は太陽熱発電所を建設するとしている。なお、2009 年末に、上記目標を 2020 年までに 20GW に大きく上方修正する意向を発表しており、中国のエネルギー政策における太陽エネルギー利用の位置づけの高さが伺える。

エネルギー需要が今後大きく伸びる中国においては、賦存量の豊富な国産エネルギーである石炭への依存度が高まることが予想される。中国政府は石炭の液化と太陽熱発電を組み合わせることにより、石炭利用における CO₂ 排出量の縮減を図る取組みを進めており、今後、太陽熱発電の本格導入に向けた動きが加速する可能性がある。

(4) インド

インド政府は、2009 年 11 月に“National Solar Mission”を発表し、2022 年までに系統連系型太陽エネルギー利用の発電設備を 20GW 導入する目標を掲げた。その中で、太陽熱発電について、以下に示す複数の実証試験の実施を明記している。インドは日射条件がよく、太陽エネルギーの有効利用は重要な政策課題となっている。

＜National Solar Mission にて予定されている実証試験＞

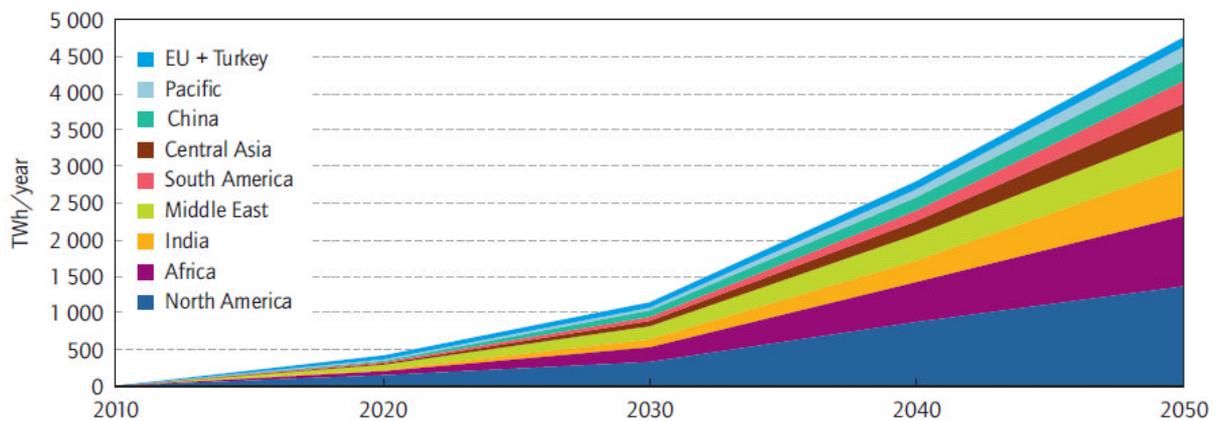
- 4～6 時間の蓄熱設備を備えた、50～100MW の太陽熱発電プラント
- 100MW のトラフ型太陽熱発電プラント
- 100～150MW のハイブリッド型太陽熱発電プラント（石炭・ガス・バイオマス等とのハイブリッド）
- 20～50MW のタワー型太陽熱発電プラント

(参考) IEA の技術ロードマップと導入見通し

IEA は、2050 年までに CO₂ 排出量を半減させるために鍵となる技術の開発及び普及を世界的規模で推進することを目的に、太陽熱発電を含む主要な低炭素技術について、2050 年までの技術ロードマップを策定している。

太陽熱発電のロードマップにおいて、2050 年には年間発電量約 4,750TWh に達すると予測されており、これは世界の発電電力量の約 11%に相当する量である。地域別に見ると、世界的に日射量に恵まれた地域である、北アメリカ、アフリカ大陸、インド、中東における発電量の増加が大きく、将来的に太陽熱発電が基幹エネルギーの一つとなることが期待されている。

図表 5.19 太陽熱発電の導入見通し



出典：“Technology Roadmap Concentrating Solar Power” (2010, IEA)

図表 5.20 太陽熱発電の全電力消費量に占める割合

国	2020 年	2030 年	2040 年	2050 年
オーストラリア、中央アジア、チリ、インド（グジャラート、ラジャスタン）、メキシコ、中東、北アフリカ、ペルー、南アフリカ、米国（南西部）	5%	12%	30%	40%
米国（南西部以外）	3%	6%	15%	20%
欧州（大部分を輸入）、トルコ	3%	6%	10%	15%
アフリカ（北部以外）、アルゼンチン、ブラジル、インド（上 2 州以外）	1%	5%	8%	15%
インドネシア（輸入）	0.5%	1.5%	3%	7%
中国、ロシア（輸入）	0.5%	1.5%	3%	4%

出典：“Technology Roadmap Concentrating Solar Power” (2010, IEA)

5.1.4 導入実績

1980年代香川県仁尾町（現三豊市）における1MWのパイロットプラントの建設以来、日本では太陽熱発電への政策的支援は行われていない。一方、豊富な日射量と土地に恵まれた海外各所においては、数十MW級の太陽熱発電システムの開発・導入が進められている。

図表 5.21 に太陽熱発電の導入実績（概算値）を、図表 5.22 に現在稼動中・計画中の主要な太陽熱発電プラントを示す。現在は技術的に確立されているトラフ型が主流で、2009年までの導入量の9割以上をトラフ型が占めている。今後もしばらくはトラフ型が先導すると見られるが、より高温の蓄熱が可能で、効率面で有利なタワー型、安価なフレネル型の技術開発が活発に行われており、トラフ型に代わり今後主流になる可能性がある。

タワー型については、2007年のPS10&PS20(31MW、スペイン)に続き、eSolar社のSierra SunTowerプラント(5MW、米国)が2009年より稼動している。また、世界初の24時間稼動プラントとなるGEMASolarプラント(17MW、スペイン)や、BrightSource社のIvanpahプラント(約400MW、米国)など、複数のタワー型商用プラントが計画されている。

図表 5.21 太陽熱発電の導入実績・見通し（概算値）

	2009年までの導入量 [MW]	2009年までの発電量 [GWh]	建設・提案中の容量見通し [MW]
トラフ型 (フレネル型)	500 (5)	>16,000 (8)	>10,000 (500)
タワー型	40	80	3,000
ディッシュ型	0.5	3	1,000

出典：“Concentrating Solar Power Global Outlook 09”（2009, SolarPACES, ESTERA, Greenpeace）

図表 5.22 現在稼動・計画中の主要な太陽熱発電プラント

フェーズ	場所	プロジェクト名／開発事業者	技術	発電容量[MW]	稼動年
商用	米国	SEGS I / Luz, Solel	トラフ型	13.8	1984
	米国	SEGS II -VII / Luz, Solel	トラフ型	180	1984-1989
	米国	SEGS VIII and IX / Luz, Solel	トラフ型	160	1989-1990
	米国	Saguaro APS Plant / Solargenix	トラフ型	1	2006
	米国	Nevada Solar One / Acciona	トラフ型	64	2007
	スペイン	PS10 & PS20 / Abengoa	タワー型	31 (PS10 : 11MW PS20 : 20MW)	2007-2009
	スペイン	Andasol 1 & 2 / ACS Cobra, Solar Millennium	トラフ型	100	2008-2009
	米国	Sierra SunTower / eSolar	タワー型	5	2009
	米国	Martin Next Generation Solar Energy Center / FLP	トラフ型	75	2010 未予定

5 太陽熱発電の技術の現状とロードマップ

	スペイン	GEMASolar / Sener, MASDAR	タワー型	17	2011 予定
	米国	Ivanpah / BrightSource	タワー型	約 400 (タワー3 基)	2012 予定 (第 1 号機)
	米国	— / NRG Energy, eSolar	タワー型	92 (46MW×2)	2012 予定
実証	米国	Kimberlina / Ausra	フレネル型	5	2008
	ドイツ	Solar Tower Jülich	タワー型	1.5	2008

出典：“Concentrating Solar Power Global Outlook 09” (2009, SolarPACES, ESTERA, Greenpeace)、
NREL ホームページ (<http://www.nrel.gov/csp/solarpaces/>)、
FLP ホームページ (<http://www.fpl.com/environment/solar/martin.shtml>)、
PG & E ホームページ (<http://www.pge.com/about/newsroom/newsreleases/>) より作成

＜事例＞ Andasol プラント(トラフ型、スペイン)

スペイン南部のアンダルシア地方にある Andasol 1～3 太陽熱発電プラントは各 50MW の発電出力で、Andasol 1 は欧州で最初の大規模なトラフ型プラントである。Andasol 1 及び 2 は 2008～2009 年に運転開始しており、Andasol 3 は現在建設中で 2011 年運転開始予定となっている。ディベロッパーは Solar Millennium (独) である。

Andasol 1～3 の各プラントは蓄熱システムを備えており、夜間も 7.5 時間分発電可能である。蓄熱媒体は硝酸ナトリウム 60%と硝酸カリウム 40%との混合溶融塩 28,500 トンであり、温度の異なる 2 つのタンクに蓄えられている。

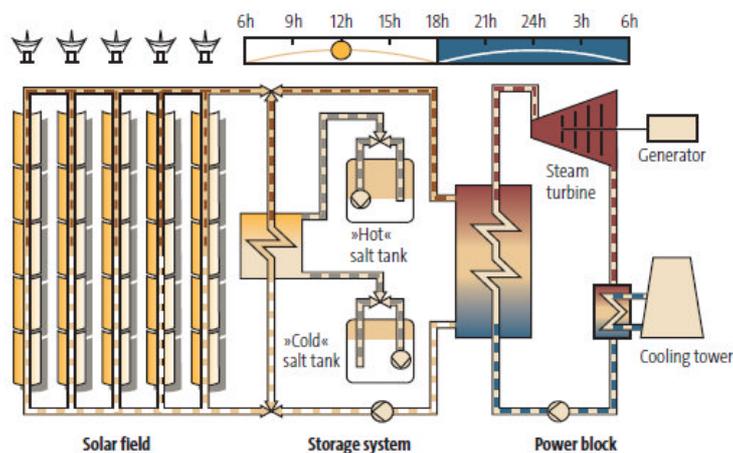
図表 Andasol 1～3 各プラントの概要

発電出力	49.9MW
ソーラーフィールド	510,120m ²
集光ミラー	209,664 枚
年間発電量	約 180GWh
システム効率	ピーク約 28%, 年平均 15%

図表 プラント概観



図表 システム概要



出典：Solar Millennium 社資料

<事例> PS10&PS20 プラント(タワー型、スペイン)

PS10 はタワー型で初めて商用化された太陽熱発電プラントであり、スペインのアンダルシア地方に立地している。発電出力は 11MW で、2007 年 3 月に運転が開始された。ディベロッパーは Abengoa (スペイン) で、隣地には同様の技術を用いた 20MW のタワー型プラント PS20 が建設され 2009 年より運転開始している。

PS10 は 624 枚のヘリオスタットを用いて高さ約 115m のタワー上部に集光し、飽和蒸気が作られる。蓄熱媒体には水(蒸気)が使用されており、30 分間の 100%出力が可能である。

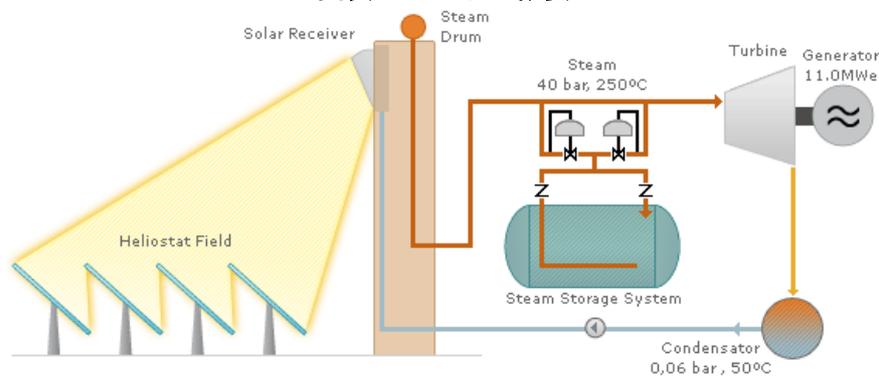
図表 PS10 プラントの概要

発電出力	11MW
ソーラーフィールド	75,000 m ²
ヘリオスタット	624 枚
タワー高さ	115m
年間発電量	約 24,000MWh
システム効率	約 15%
集熱媒体	飽和蒸気

図表 プラント概観



図表 システム概要



出典：Abengoa ホームページ (<http://www.abengoasolar.com/corp/web/en/index.html>)

“Comparison of two concepts of Solar Power Tower systems” (Benjamin Pfluger, Christoph Kost, EMINENT Workshop Lisbon 2009 資料)

＜事例＞ GEMASOLAR プラント(タワー型、スペイン)

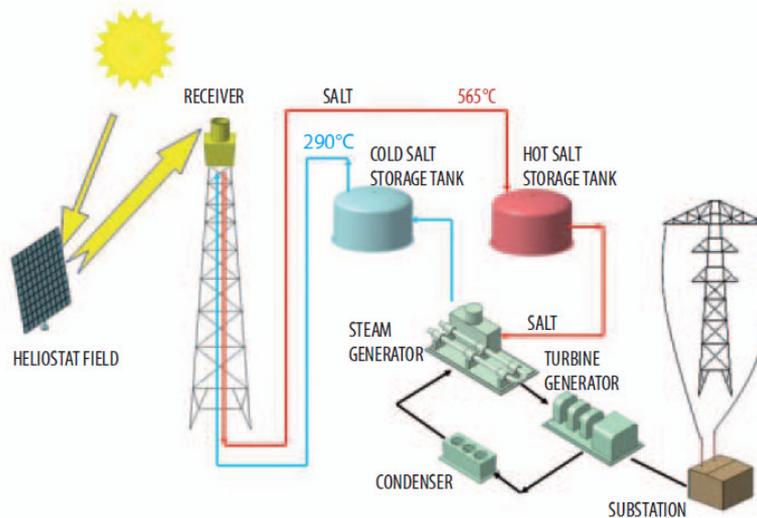
GEMASOLAR は溶融塩蓄熱システムを備えた、世界初の 24 時間稼働のタワー型太陽熱発電プラントである。スペインのセビリア近くに現在建設中で、2011 年に運転開始を予定している。発電出力は 17MW で、565℃に達する高温の溶融塩蓄熱システムは 15 時間分の蓄熱容量を持ち、夜間や曇天時にも発電可能となっている。

プロジェクトは Sener (スペイン) と Masdar (UAE) の合弁会社である Torresol Energy によって進められている。

図表 GEMASOLAR プラントの概要

発電出力	17MW
ソーラーフィールド	318,000m ²
ヘリオスタット	2,590 枚 (1 枚 120m ²)
タワー高さ	150m
年間日射量	2,062kWh/m ²
年間発電量	100,000MWh (推定値)
蓄熱容量	15 時間、溶融塩
蓄熱温度	565℃

図表 システム概要



出典：“Concentrating Solar Power from research to implementation” (2007, European Commission)、
“Solar Tres” (2007.3, NREL CSP Technology Workshop, Sener Jose C Martin)
“Comparison of two concepts of Solar Power Tower systems” (Benjamin Pfluger, Christoph Kost, EMINENT
Workshop Lisbon 2009 資料)、Solar PACES Annula Report 2008 (IEA)

5.1.5 技術開発動向

太陽熱発電の大量普及を目指し、欧米を中心に各種技術開発が盛んに行われている。

集光システムの改良開発の他に、太陽熱発電のベース電源利用を見据え、出力の平滑化、出力の安定化、発電時間帯の調整を目的に、各種蓄熱技術の開発が行われている。

発電効率の向上にはタービン入口温度の高温化が有効であり、高温蓄熱技術、熱流体の高温化が重要課題となっている。

また、蒸気の復水器に水冷式熱交換器を用いるプラントでは、冷却用に大量の水を必要とする。したがって十分な水量が得られない地域においては、水冷式と比較して熱交換効率に劣り、設備費の高い空冷式熱交換器を採用せざるを得なくなる。空冷式熱交換器の高効率化・低コスト化のニーズが高く、空冷式と水冷式のハイブリッド方式も検討されている。

低コスト化については、システム価格の削減等に係る技術開発が実施されている。以下、主要な課題と技術開発動向を概観する。

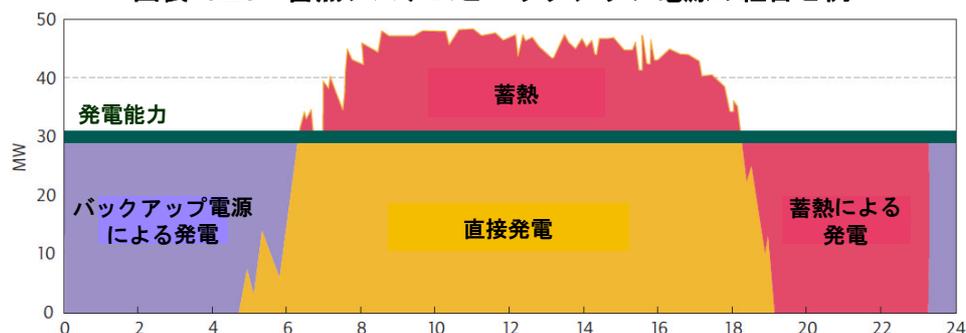
(1) 太陽熱発電のベース電源利用に向けた蓄熱システムの開発

太陽熱エネルギーは日中しか得られないため夜間は発電できないこと、また気候の影響により日射量の変動すること等から、多くのプラントでは夜間や日射量の少ない時間帯・期間も発電できるよう、蓄熱システムやガスタービン等によるバックアップシステムが導入されている（図表 5.23）。特に、太陽熱発電をベース電源として利用するためには、これらのシステムによる出力の平滑化、安定した出力の確保が重要となる。

ガスタービンは成熟技術であり、蓄熱設備と比較して安価であることから、直近の対応としては有効な技術である。しかしながら、燃料に天然ガスを用いる場合、資源制約、CO₂削減の観点から持続可能なシステムではないため、将来的には蓄熱システムをメインとしたプラントが主流になると考えられる。

また、蓄熱によるバックアップシステムは、系統電力の発電コストが高い時間帯（正午～夕方）に合わせて発電・売電し、コスト競争力を高められる点においても有効である。ビジネス戦略として、午前中は発電せずに蓄熱し、昼間から夕方にかけて発電、売電するプラントも存在する。太陽熱発電の事業性向上に向けて、低コスト・高温蓄熱システムの開発に注目が集まっており、各種技術開発が行われている。

図表 5.23 蓄熱システムとバックアップ電源の組合せ例



出典：“Technology Roadmap Concentrating Solar Power” (2010, IEA) より作成

スペインにおいて商用運転の準備が進められている GEMASOLAR プラント (P271 参照) は、溶融塩蓄熱システムを備えた、世界初の 24 時間稼働のタワー型太陽熱発電プラントである。発電出力は 17MW で、565°C に達する高温の溶融塩蓄熱システムは 15 時間分の蓄熱容量を持ち、夜間も発電可能である。本プラントの技術がより安価に確立されれば、蓄熱システムをメインとした太陽熱発電のベース電源利用への道が大きく広がるものと考えられる。

なお、タワー型はトラフ型と比較して高温蓄熱が可能であり、蓄熱設備のコンパクト化が可能であることからコスト的に有利となる。また、高いシステム効率が期待されており¹²、将来的にはトラフ型に代わりタワー型が主流となる可能性がある。

現在実用化および開発が進められている蓄熱方式、蓄熱媒体は主に以下に示すものが挙げられる¹³。

1) 蓄熱方式

① 直接 2 槽式

直接 2 槽式は、熱媒を直接タンクに貯蔵するシステムである。タンクは高温タンクと低温タンクの 2 つに分けられる。低温タンク中の熱媒 (鉱油等) は、集熱管に送られ加熱された後、高温タンクに貯蔵される。高温タンク中の熱媒は熱交換器を通して蒸気を生成した後、低温タンクに戻される。本方式は、初期のトラフ型太陽熱発電に用いられている。

② 間接 2 槽式

間接 2 槽式は、基本的なシステム構成は直接 2 槽式と同じであるが、熱媒 (鉱油等) とタンク中の蓄熱媒体 (溶融塩等) は異なる物質を用いている。本方式は熱媒が高価である場合や、安全性等の観点から熱媒が蓄熱媒体に適さない場合に用いられる。低温タンク内の蓄熱媒体は、加熱された熱媒から熱交換器を通して熱を回収し、高温タンクに移動する。高温タンク中の蓄熱媒体は熱交換器を通して蒸気を生成した後、低温タンクに戻される。

本方式は、熱媒と貯蔵媒体中の間に熱交換器が新たに必要となるため、直接 2 槽式と比較するとコスト高となるが、安全性の面で直接 2 槽式より優れている。現在スペインや米国のトラフ型プラントにおいて採用が予定されている。

③ 温度躍層単槽式

温度躍層¹⁴単槽式は、タンク中の溶融塩や固形媒体 (ケイ砂、セラミックス、コンクリート、黒鉛などが使用される) に蓄熱する方式である。固形媒体中の高温部と低温部は温度勾配または温度躍層により分けられる。加熱された熱媒は、上部の高温部からタンク中に入り固形媒体に蓄熱され、熱利用後の冷えた媒体は下部の低温部に貯蔵される。固形媒体を使用すること、タンクが 1 つで済むこと等から、2 槽式と比較してコストを削減することができる。

¹² トラフ型のシステム効率は 15% 程度であるのに対し、タワー型は 20~35% のシステム効率が見込まれている (P257 参照)。

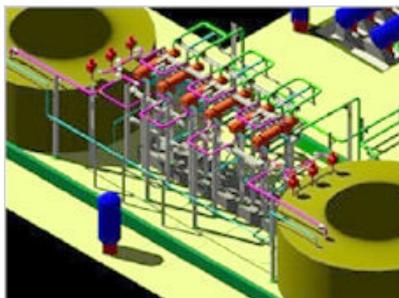
¹³ NREL ホームページ (http://www.nrel.gov/csp/troughnet/thermal_energy_storage.html) をもとに取りまとめ。

¹⁴ 海または湖沼で水温が急激に変化する層のこと。

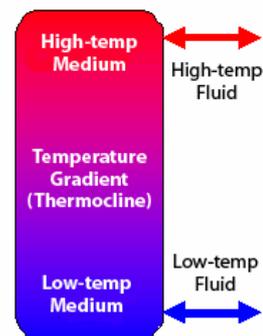
図表 5.24 直接 2 槽式



図表 5.25 間接 2 槽式



図表 5.26 温度躍層単槽式



出典：NREL ホームページ (http://www1.eere.energy.gov/solar/thermal_storage.html)

2) 蓄熱媒体

蓄熱媒体は、実績があり信頼性が高いことから現在は熔融塩が主流であるが、コンクリートや潜熱蓄熱材等の研究開発が進んでおり、有望技術となりつつある。

① 熔融塩

熔融塩は現在最も主流の蓄熱媒体であり、スペインの Andasol 1（トラフ型）、PS10（タワー型）等、様々なプラントで採用されている。

現在の技術課題としては、集熱管を移動する熱媒と蓄熱媒体の双方への熔融塩の利用が挙げられる。熱媒と蓄熱媒体を同一材料にすると、熱交換器が不要となるためコストダウンが図れる他、より高い温度で集熱器から熱を回収できる。しかし熔融塩の凝固点は 120~220℃と比較的高いため、夜間に集熱管内で熔融塩が固まってしまうという問題点がある¹⁵。

この課題に対し、イタリアの調査研究機関である ENEA¹⁶は、熱媒に凝固点が 220℃の混合熔融塩¹⁷を用いたシステムが技術的に運用可能であることを証明している。また、米国のサンディア国立研究所は、凝固点が 100℃を下回る新たな混合熔融塩を開発している¹⁵。

② コンクリート（固体蓄熱）

ドイツ航空宇宙センター¹⁸において、コンクリートやセラミック等を用いた固体蓄熱システムの耐久性やコストに関する研究が行われている。コンクリート・セラミック躯体中に配管により熱媒を通し、熱交換を行うもので、本システムの第一のメリットは、安価なコンクリートやセラミックを使用すること、ハンドリングが容易なこと等からコストを削減できる点にある。課題は、固体媒体と熱媒間の熱交換効率の向上である。

ドイツ航空宇宙センターはスペイン南部のプラントにおいて実証試験を行い、耐久性、ハンドリング性、強度を確認している。現在、最適な躯体形状や配管方式について研究を進めており、さらなる熱交換効率の向上、低コスト化が図られている。

¹⁵ NREL ホームページ (http://www.nrel.gov/csp/troughnet/thermal_energy_storage.html) をもとに取りまとめ。

¹⁶ Italian National Agency for New Technologies, Energy and Sustainable Economic Development (ENEA)

¹⁷ 異なる種類の塩を混合した熔融塩。塩の種類や混合比により融点が異なる。

¹⁸ German Aerospace Center (<http://www.dlr.de/en/desktopdefault.aspx/tabid-13/>)

図表 5.27 コンクリート蓄熱システム（ドイツ航空宇宙センター実験設備）



出典：NREL ホームページ (http://www1.eere.energy.gov/solar/thermal_storage.html)

③ 潜熱蓄熱材（相変化蓄熱）

潜熱蓄熱材（PCM：Phase Change Materials）は比較的小容量で大きな熱エネルギーを蓄えられるため、蓄熱コストを削減できるというメリットがある。これまでの検討の結果、潜熱蓄熱材と熱媒間の熱交換に係る熱力学的問題や潜熱蓄熱材の耐用年数の不確実性等の課題が残されている。

最近では、ドイツ航空宇宙センターが DSG システム（P276 参照）における潜熱蓄熱材の適用可能性について評価し、その有用性を確認している。また、潜熱蓄熱材を挟んで熱交換効率を向上させるグラファイト膜を開発し、研究室レベルで実用可能性を実証している。

(2) 高温蓄熱技術・熱流体の高温化

太陽熱発電のコスト競争力の強化にあたっては、発電効率の向上が重要である。発電効率の向上にはタービン入口温度の高温化が有効であり、高温の蒸気を生成するため、高温蓄熱技術、熱流体の高温化が重要課題となっている。

具体的には、高温レシーバや、高性能集光制御システム、DSG システム、高効率集熱管、高効率熱伝導流体、高反射集光ミラー等が技術開発項目に挙げられる。なお、蓄熱温度の高温化は蓄熱システムのコンパクト化につながるため、設備費の削減にも貢献する。

① 高温レシーバ

今後のさらなる蓄熱温度・熱流体温度の高温化に向けて、高温域に対応できる高温レシーバ（集熱器）の技術開発が必要とされている。ドイツに 2009 年に完成した Jülich 実証プラント（タワー型）では、タワー上部の集熱器に多孔質セラミックが採用されている。集熱器を通った空気は 700℃まで昇温され、蒸気を生成し、蒸気タービンを回して発電する。

高温レシーバは、太陽熱発電の性能を左右する重要技術の一つであり、海外企業に遅れを取らないよう、早急に技術開発を開始する必要がある。

図表 5.28 Jülich 実証プラント（タワー部分）

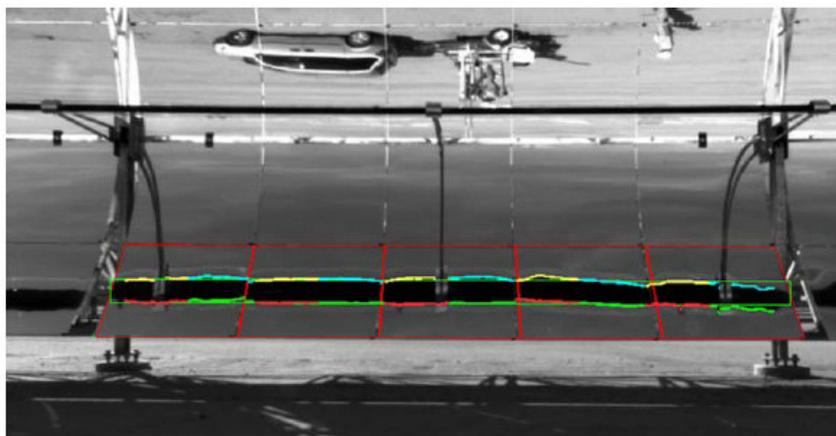


出典：ドイツ航空宇宙センターホームページ
(http://www.dlr.de/en/desktopdefault.aspx/tabid-1/86_read-19289/)

② 高性能集光制御システム

熱流体の高温化には、高性能集光制御システムが重要となる。現在米国のサンディア国立研究所において TOP アライメント法（TOP：Theoretical Overlay Photographic Technology）が開発されている。これは、複数のカメラで撮影された集光ミラーの実画像と、理論的に導き出された完全に調節された状態の集光ミラーの理論画像を重ねることにより、集光ミラーがあるべき最適な位置を割り出す技術である（図表 5.29）。

図表 5.29 TOP アライメント法



出典：“Current Status of TOP Alignment”（サンディア国立研究所、Parabolic Trough Workshop2007 資料）

③ DSG システム

高温の蒸気や空気を生成するため、DSG（Direct Steam Generation）システムの導入が進められている。DSG システムとは、集熱管および集熱器で直接蒸気を生成するシステムで、熱交換器を介さないため、熱流体のさらなる高温化が可能となる。

また DSG システムは、熱交換器を必要としないことから、システム構造のスリム化により設備費を削減できることも大きな利点の一つである。トラフ型における DSG システムの実証試験

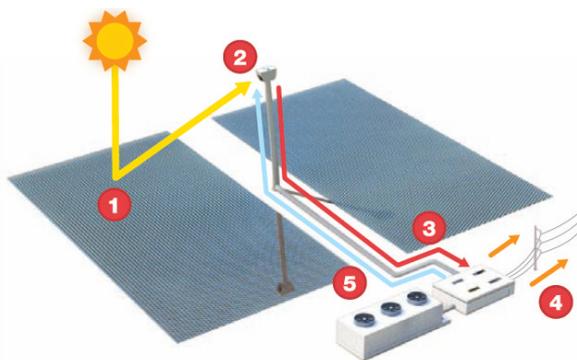
を行っている Ciemat¹⁹およびドイツ航空宇宙センターによると、トラフ型の DSG システムではシステム価格の 15%削減、発電量の 15%増加が可能と報告されている²⁰。

油を熱媒とする一般的なトラフ型太陽熱発電システムは、集熱部において熱媒を約 390℃近くまで加熱し、約 370℃の蒸気を作り蒸気タービンを回す。一方、DSG システムが導入された場合、集熱部において直接蒸気を作るため、油熱媒による発電システムよりも高い約 400℃の蒸気で蒸気タービンを回すことができ、発電効率の向上につながる。

フレネル型は DSG システムが採用されており、トラフ型より高温の蒸気（約 480℃）を得られることから、タービン効率の向上が期待されている。

タワー型においても、近年 DSG システムの導入が進んでいる。米国の eSolar 社や BrightSource 社のシステムは、DSG により 540～550℃の高温蒸気の生成が可能とされており、プラントの構成も非常にシンプルであるため、コスト競争力にも優れている。

図表 5.30 eSolar 社のタワー型プラント（46MW）



- ① ヘリオスタットによりタワー上部に集光
- ② タワー上部の集熱器にて蒸気を生成
- ③・④ 蒸気をタービンに送り、発電
- ⑤ 蒸気は復水器で凝縮後、再びタワー上部に送られる

出典：eSolar 社資料

④ 高効率集熱管、高効率熱媒等

トラフ型に用いられる集熱管について、例えば米国の国立再生可能エネルギー研究所 (NREL)²¹では、95%の日射吸収率により熱媒の温度を安定的に 500℃に保つ高効率熱吸収材料や、熱損失の少ない集熱管の開発が行われている。

熱媒は、トラフ型において合成油、タワー型においては空気や水（蒸気）、熔融塩、ディッシュ型において水素・ヘリウム等が用いられている。これらの既存熱媒の性能を超えるものとして、硝酸塩流体やナノ流体等の研究開発が行われている。

¹⁹ エネルギー・環境・科学技術研究センター。スペインの研究機関。

²⁰ 現在 Ciemat とドイツ航空宇宙センターにより、5MW 実証プラントの準備が進められている、

²¹ The National Renewable Energy Laboratory、米国エネルギー省に属する研究開発機関。

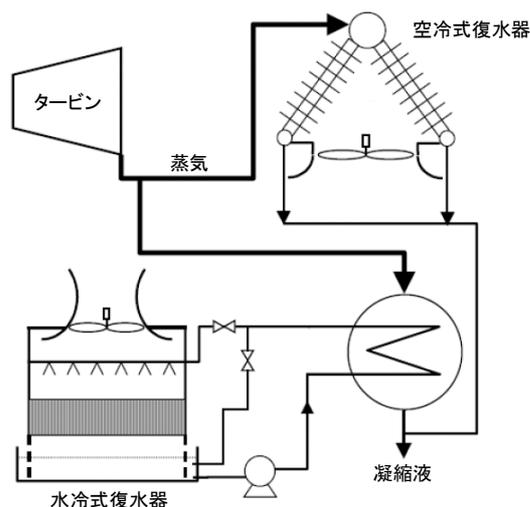
(3) 空冷式熱交換器の低コスト化・高効率化

蒸気の復水器に水冷式熱交換器を用いる太陽熱発電プラントでは、冷却水（約 90%）、タービン駆動用蒸気（約 8%）、集光ミラーの洗浄（約 2%）に水が消費され²²、冷却水の使用量は平均してトラフ式において約 3,000L/MWh、タワー式において約 2,000L/MWhにのぼる²³。しかし、日射ポテンシャルの高い地域は概して賦存量に乏しいことから、必要水量を確保しようとすると遠隔地からの水輸送等が必要となる。従って、十分な水量が得られない地域においては、空冷式熱交換器を採用せざるを得なくなる。

しかし、空冷式は非常に大きな熱交換器を必要とするため設備費がかかること、熱交換効率が悪く発電量が減少すること等から、結果的に 2~10%のコスト増につながるという分析結果も出ている²⁴。そこで、空冷式熱交換器の高効率化・低コスト化、および空冷式と水冷式のハイブリッド方式が検討されている。

なお、米国では太陽熱発電プラントの取水量に対する規制が厳しくなる傾向にある。コスト面に加えて法的に空冷式の導入が強化される可能性がある。

図表 5.31 空冷式/水冷式 ハイブリッド方式



出典：“Reducing Water Consumption of Concentrating Solar Power Electricity Generation”（2001, DOE）より作成

なお、太陽熱発電の運用・管理方法は既存の蒸気発電プラントと類似しており、発電部分に要する人員・労務は大差ないが、集光・集熱部分の定期的な洗浄等が必要となる。これまでの運転実績より、特に夏期において週 1 回程度のこまめな洗浄が必要であることが分かっているが、夏期は豊富な日射により発電量が増えるため、洗浄コストは相殺されると言われている。冬期は数ヶ月に 1 回程度の洗浄でよいとされている²²。

²² NREL ホームページ (http://www.nrel.gov/csp/troughnet/power_plant_systems.html)

²³ “Technology Roadmap Solar photovoltaic energy” (2010, IEA)

²⁴ “Concentrating Solar Power Commercial Application Study : Reducing Water Consumption of Concentrating Solar Power Electricity Generation” (DOE)

図表 5.32 脱塩水による集光ミラー洗浄システム



出典：NREL ホームページ (<http://www.nrel.gov/csp/troughnet/>)

(4) 設備費の削減

太陽熱発電のコスト競争力の強化にあたっては、設備費の削減が重要である。設備費の削減に係る技術課題として、材料の低コスト化、要素部材の大量生産による量産効果等が挙げられる。要素部材の中では、1 プラントにつき数百～数千ユニット規模で使用されている、集光ミラーやヘリオスタットのコストダウンが有望とされている。図表 5.33 にトラフ型プラント（50MW、7 時間蓄熱システム）のコスト内訳を示す。集光・集熱部分の設備費全体に占める割合は 35%と大きく、コストダウンが進めば発電コストの削減に大きく寄与する。

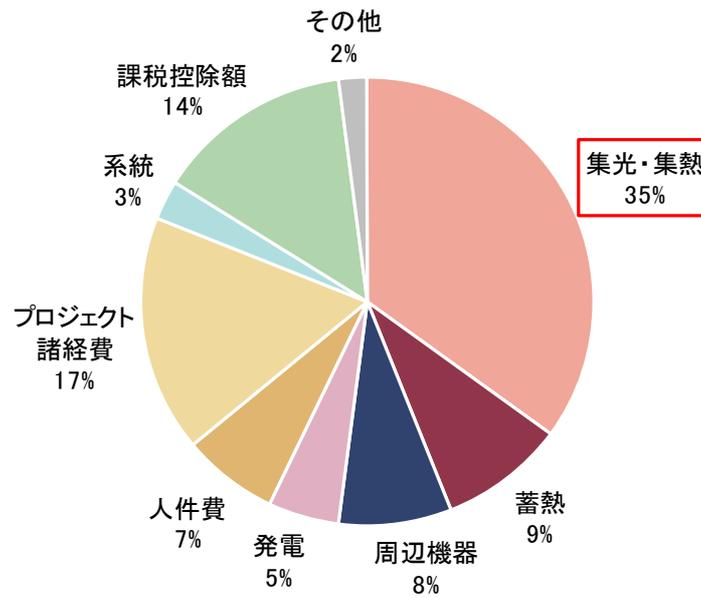
米国のサンディア国立研究所は、ヘリオスタットの価格が 1 万円/m²を下回ると、既存電源の発電コストと競争力を持つと分析している（図表 5.34）。また、ヘリオスタット価格は生産率に大きく依存し、年間の生産量が 5,000 機/年（出力 60MW 相当）から 50,000 機/年（出力 600MW 相当）になった場合、約 20%のコストダウン（164 円/m²⇒126 円/m²²⁵）が見込まれるとしている²⁶。

現在、使用ガラスの薄膜化、ガラス代替材料の開発等、材料の低コスト化に向けた技術開発が進められていること、多くのプラント建設計画があり量産化効果が見込まれることから、今後のコストダウンが期待されている。

²⁵ 2006 年時点の推定価格。

²⁶ “Heliostat Cost Reduction Study” (2007, Sandia National Laboratories)

図表 5.33 トラフ型プラントのコスト内訳 (50MW, 7時間蓄熱システムの場合)



出典：“Technology Roadmap Concentrating Solar Power” (2010, IEA) より作成

図表 5.34 ヘリオスタット価格による発電コストの変化

ヘリオスタット価格	発電コスト (タワー型/熔融塩蓄熱システム)
8,000 円/m ²	5.4 円/kWh
10,000 円/m ²	5.9 円/kWh
15,000 円/m ²	7.3 円/kWh
20,000 円/m ²	8.7 円/kWh

1 ドル=100 円として換算

出典：“Heliostat Cost Reduction Study” (2007, Sandia National Laboratories)

5.1.6 システム価格・発電単価等

(1) 現状のコスト

図表 5.35 に太陽熱発電のコスト（実績値、試算値）を示す。トラフ型は商用プラントの導入実績が最も多いため、各種文献のコストの実績値、試算値はトラフ型をベースにしたものが多い。タワー型、ディッシュ型については導入実績が少なく、コスト試算が難しいこと、また今後の技術開発によりコスト低減が見込まれることから、現在示されている数字の精度については留意が必要である。

トラフ型のシステム価格は、概ね 40～90 万円/kW 程度の水準にあり、設置場所や、プラント緒元、人件費等により異なる。システム価格はプラント規模が大きくなるほど安価になり、例えば 50MW から 200MW のスケールアップにより、20%の削減が可能と見込まれている。また、DSG システムを採用した場合はシステム価格を 15%削減可能との報告もあり（P276 参照）、今後 10 年間で 30～40%の削減ポテンシャルがあると考えられている²⁷。

タワー型のシステム価格は、一般的にトラフ型より高いとされるが、ヘリオスタット等の量産化や、システム運用の最適化、産業の成熟により、将来的に 40～75%の削減ポテンシャルが期待されている²⁷。また、タワー型は発電効率が低いことから²⁸、発電コストにおいて相殺されると考えられる。

発電コストは、立地場所の日射条件に大きく左右されるが、トラフ型において概ね 13～30 円/kWh 程度の水準にある。なお、技術の向上や運転の最適化により、年々発電コストは減少している。米国の SEGS プラント（1～9 号機、トラフ型）では、1 号機の発電コストは 0.44 ドル/kWh（44 円/kWh）であったが、9 号機では 0.17 ドル/kWh（17 円/kWh）まで削減されている²⁹。

小規模のディッシュ型を除き太陽熱発電プラントは巨額の初期投資を必要とするが、約 20 年の償却期間を過ぎれば運用・管理コスト（現在約 3 円/kWh 程度²⁹）のみとなる。米国の SEGS III～VII プラントでは、初期のプラントと比較して運用・管理コストが 30%削減されたと報告されている³⁰。

²⁷ “Technology Roadmap Concentrating Solar Power” (2010, IEA)

²⁸ トラフ型の発電効率は 15%程度であるのに対し、タワー型は 20～35%の発電効率が見込まれている（P257 参照）。

²⁹ “Concentrating Solar Power Global Outlook 2009” (SolarPACES, ESTELA, Greenpeace)

³⁰ “Solar PACES Annual Report 2008” (IEA)

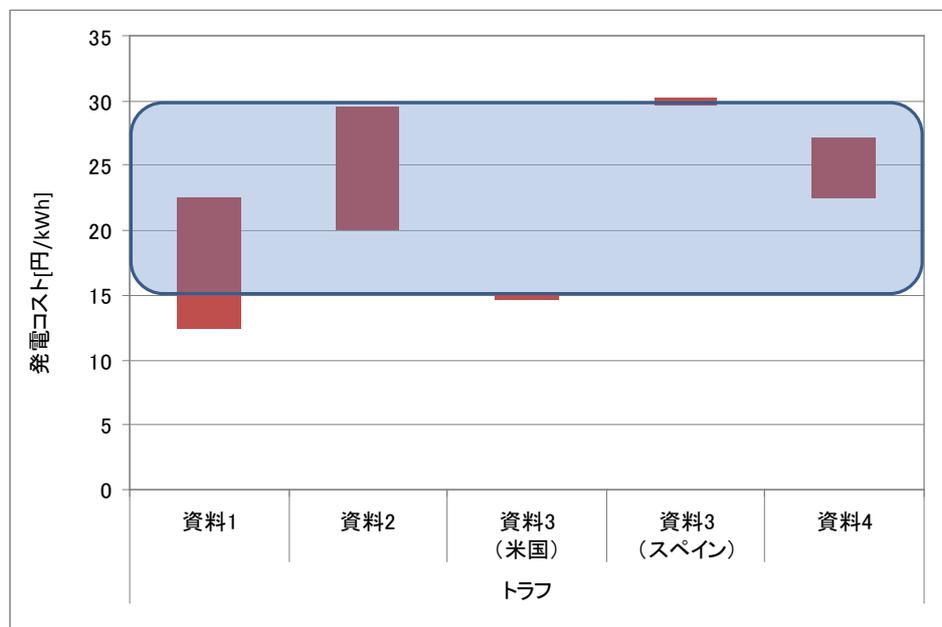
5 太陽熱発電の技術の現状とロードマップ

図表 5.35 太陽熱発電のシステム価格・発電コスト

タイプ		システム価格 [万円/kW]	発電コスト [円/kWh]	備考	出典
1	トラフ	40～90	12.5～22.5	プラントサイズ： 50～500MW	Energy Technology Perspectives 2008 (IEA) 及び Deploying Renewables - Principles for Effective Policies (2008,IEA)
	タワー	90～		プラントサイズ：10MW	
	ディッシュ	100～	—	プラントサイズ：100kW	
2	トラフ	42～84	20～29.5	大規模トラフ型プラント における価格	Technology Roadmap Concentrating Solar Power (2010, IEA)
3	トラフ	—	15	米国における実績値	Concentrating Solar Power Global Outlook 2009 (SolarPACES, ESTELA, Greenpeace)
		—	～30	スペインにおける 実績値	
4	トラフ	37	22.5～27.2	発電容量：250MW	Comparative Costs of California Central Station Electricity Generation (2010, California Energy Commission)

※1 ドル=100 円、1 ユーロ=130 円として換算。

図表 5.36 太陽熱発電の発電コスト（トラフ型）



資料番号は図表 5.35 に対応

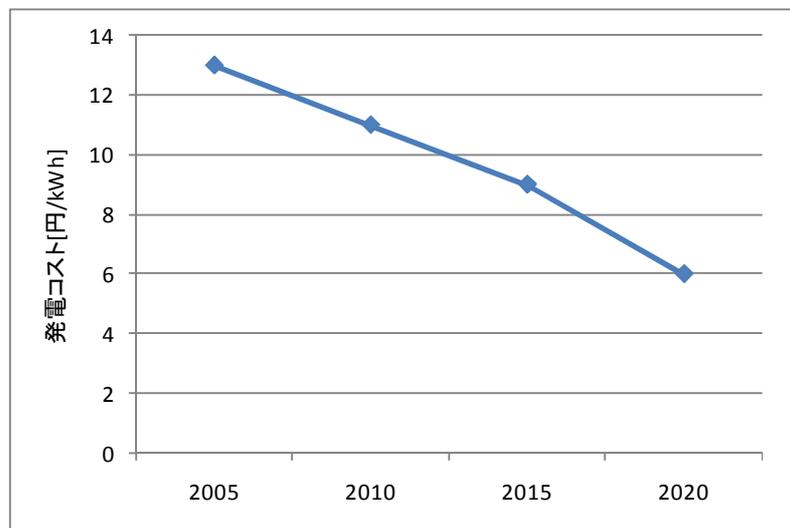
(2) 将来のコスト目標・見通し

EU や米国、IEA は、太陽熱発電の将来のコストについて、積極的な目標・見通しを掲げている。

EU は、「欧州エネルギー技術戦略計画」(SET-Plan)³¹の技術ロードマップにおいて、2020 年までに 2009 年時点の最先端の商用プラントと比較して、システム価格及び運用・保守管理費を 20%以上削減する目標を掲げている。

米国 DOE は、太陽熱発電の技術開発プログラムにおいて、2015 年にはミドル電力として、2020 年にはベース電力として、既存電力と競争力を持つことを想定しており、2015 年に 8~10 円/kWh、2020 年には 5~7 円/kWh の意欲的なコスト目標を掲げている (図表 5.37)。

図表 5.37 米国における太陽熱発電コストの目標



年	発電コスト	蓄熱	発電種類
2005 年	12~14 円/kWh	-	-
2010 年	10~12 円/kWh	-	-
2015 年	8~10 円/kWh	6 時間	ミドル電力
2020 年	5~7 円/kWh	12~17 時間	ベース電力

※1 ドル=100 円、1 ユーロ=130 円として換算。

出典：Multi Year Program Plan 2008-2012 (2008, DOE) より作成

また IEA は、2010 年に発表した太陽熱発電の技術ロードマップ³²の中で、2020 年にミドル電源として、2030 年にはベース電源として既存電力と競争力を持つことを想定し、2020 年までの 10 年間で発電コストを半分に、また 2030 年までにさらにその約半分になる見通しを示してい

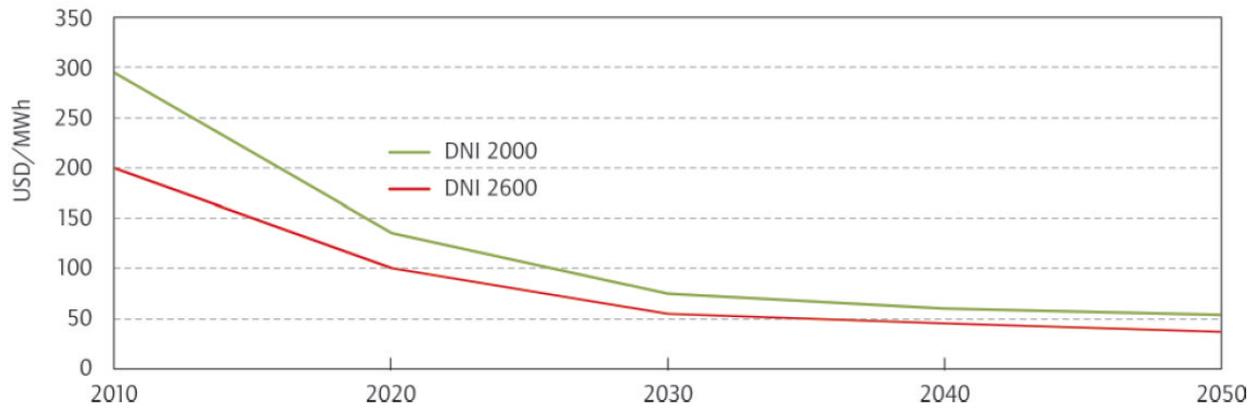
³¹ 低炭素化社会の早期実現に向けて、EU 全体で共同し、低炭素化技術の研究開発及び普及を加速させることを目的とした EU の技術開発戦略。詳細は 5.1.7 節を参照のこと。

³² “Technology Roadmap Concentrating Solar Power” (2010, IEA)

5 太陽熱発電の技術の現状とロードマップ

る（図表 5.38）。これは、平均習熟度を 10%（累積導入量が 2 倍になった場合にシステム価格が 10%削減される）とし、各種技術開発が推進されることを前提としている。

図表 5.38 IEA 技術ロードマップにおける発電コストの見通し



DNI 2000：直達日射量 2000kWh/m²/年が得られる地域

DNI 2600：直達日射量 2600kWh/m²/年が得られる地域

出典：“Technology Roadmap Concentrating Solar Power”（2010, IEA）

5.1.7 推進施策・関連法令

(1) 欧州

EU の主要な再生可能エネルギー推進施策・関連法令を図表 5.39 に示す。EU は、エネルギーセキュリティ、化石燃料依存からの脱却、社会的・経済的団結等を背景に、地球温暖化対策に係る野心的な目標を掲げ、積極的な環境・エネルギー政策を打ち出してきた。近年の動向として、再生可能な資源からのエネルギー使用の推進に関する指令、欧州エネルギー技術戦略計画 (SET-Plan)、フィードインタリフ制度について詳述する。

図表 5.39 欧州における主要な再生可能エネルギー推進施策・関連法令

推進施策・関連法令	概要
再生可能エネルギー白書 ³³ (1997)	<ul style="list-style-type: none"> 2010 年までに EU 内のエネルギー消費量の 12% を再生可能エネルギーで賄う目標を設定 (法的拘束力なし)。 目標達成に向けた行動計画を策定。
再生可能電力推進に関する欧州指令 ³⁴	<ul style="list-style-type: none"> 2010 年までに電力供給量の 21% を再生可能エネルギーでまかなう目標を設定。 加盟各国に示唆的目標を設定 (法的拘束力なし)。 目標達成は困難な見通し (2010 年までに 19% の達成見込み)。
バイオ燃料促進に関する欧州指令 ³⁵	<ul style="list-style-type: none"> 2010 年までにガソリン、ディーゼル油の 5.75% をバイオ燃料で代替する目標を設定 (法的拘束力なし)。 目標達成は困難な見通し。
再生可能な資源からのエネルギー使用の推進に関する指令 ³⁶	<ul style="list-style-type: none"> 再生可能電力推進に関する指令とバイオ燃料促進に関する指令を修正、廃止する新たな指令。 2020 年までに EU 全体の最終エネルギー消費量に占める再生可能エネルギーの割合を 20% にする目標を設定。 2020 年までに運輸部門における再生可能エネルギーの割合を 10% にする目標を設定。 各国に法的拘束力のある目標値を設定。
欧州エネルギー技術戦略計画 (SET-Plan)	<ul style="list-style-type: none"> EU 全体で共同し、低炭素化技術の研究開発及び普及を加速させることを目的とする。 欧州産業イニシアティブとして、低炭素化に資する 6 つの有望技術 (風力発電、太陽光・太陽熱発電、バイオエネルギー、CCS、電力系統、持続可能な核分裂) に関するイニシアティブを提案。

³³ COM(1997)599 “Energy for the Future: Renewable Sources of Energy”

³⁴ Directive 2001/77/EC on the promotion of the electricity produced from renewable energy source in the internal electricity market

³⁵ Directive 2003/30/EC on the promotion of the use of biofuels and other renewable fuels for transport

³⁶ Directive 2009/28/EC on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC

	<ul style="list-style-type: none"> 各イニシアティブについて技術ロードマップを提示。 (2010年3月、欧州理事会により承認)
フィードインタリフ制度 (Feed-in tariff)	<ul style="list-style-type: none"> 再生可能エネルギーの買取価格 (tariff) を法律で定め、一定期間の買取りを保障する制度。 ドイツ、スペイン等で太陽光発電が爆発的に普及する起爆剤となった。

1) 再生可能な資源からのエネルギー使用の推進に関する指令

2007年3月、欧州理事会は、EUの地球温暖化対策として以下4項目について合意した。

- 2020年までに、EU全体の温室効果ガス排出量を1990年比で少なくとも20%削減する。
- 2020年までに、EU全体のエネルギー消費全体に占める再生可能エネルギーの比率を20%に引き上げる。
- 2020年までに、各国の輸送用燃料におけるバイオ燃料の比率を10%に引き上げる。
- 新規化石燃料発電所へのCO₂回収・地中貯留 (CCS) システムの設置に向け、各国間で協力して技術開発、法的枠組み作り等を進める。

再生可能な資源からのエネルギー使用の推進に関する指令は、上記4項目のうち2)と3)を達成するための手段や国別目標値を具体化したもので、再生可能電力推進に関する欧州指令(2001)とバイオ燃料促進に関する欧州指令(2003)を修正、廃止する指令である。

図表 5.14 に EU 加盟各国における 2020 年時点の再生可能エネルギー比率の目標値を示す。本指令は「2020年までに20%」という目標を達成するために、法的拘束力のある目標値を加盟各国に課している。国別目標値の設定にあたっては、再生可能エネルギーに関する各国の状況や経済力等が考慮されている。

図表 5.40 EU 加盟国の最終エネルギー消費に占める再生可能エネルギー比率の経年変化と 2020 年目標値 (再掲)

	最終エネルギー消費量に占める 再生可能エネルギーの割合			EU 指令による 国別目標値
	2001	2003	2005	2020
	[%]			
ベルギー	1.3	1.6	2.2	13%
ブルガリア	7.1	9.0	10.6	16%
チェコ共和国	2.4	4.2	6.3	13%
デンマーク	12.3	14.9	17.0	30%
ドイツ	3.9	4.4	5.8	18%
エストニア	15.3	14.9	18.0	25%
アイルランド	2.2	2.2	3.0	16%
ギリシャ	6.5	7.2	7.5	18%
スペイン	9.1	9.4	7.6	20%
フランス	10.9	9.9	9.5	23%
イタリア	5.2	4.4	4.8	17%
キプロス	2.5	2.5	2.9	13%

	最終エネルギー消費量に占める 再生可能エネルギーの割合			EU 指令による 国別目標値
	2001	2003	2005	2020
	[%]			
ラトビア	34.4	31.9	35.5	40%
リトアニア	15.3	15.4	15.0	23%
ルクセンブルク	0.7	0.8	0.9	11%
ハンガリー	2.6	4.7	4.3	13%
マルタ	0.0	0.0	0.0	10%
オランダ	1.6	1.8	2.4	14%
オーストリア	25.8	21.8	23.0	34%
ポーランド	6.9	7.0	7.2	15%
ポルトガル	20.5	21.5	17.0	31%
ルーマニア	13.7	15.4	19.2	24%
スロベニア	16.1	14.3	14.9	25%
スロバキア	6.2	5.2	6.9	14%
フィンランド	27.9	26.7	28.5	38%
スウェーデン	40.0	33.9	40.8	49%
英国	0.9	1.0	1.3	15%

出典：“RENEWABLE ENERGY SOURCES IN FIGURES” (2008, BMU)、
Directive 2009/28/EC より作成

2) 欧州エネルギー技術戦略計画 (SET-Plan)

欧州エネルギー技術戦略計画 (SET-Plan) は、低炭素化社会の早期実現に向けて、EU 全体で共同し、低炭素化技術の研究開発及び普及を加速させることを目的とした EU の技術開発戦略である。欧州産業イニシアティブ (European Industrial Initiatives : EII) として、低炭素化に資する 6 つの有望技術 (風力発電、太陽光・太陽熱発電、バイオエネルギー、CCS、電力系統、持続可能な核分裂) に関するイニシアティブが設置されている。2009 年 7 月にはそれぞれの技術について技術ロードマップ³⁷が提示され、2010 年 3 月に欧州理事会により承認された。

技術ロードマップでは、再生可能エネルギーについて、以下の目標が掲げられており、太陽熱発電については、2020 年までに EU の発電電力量の 3% を太陽熱発電でまかなう、としている。

- 2020 年までに EU の発電電力量の 20% を風力発電でまかなう
- **2020 年までに EU の発電電力量の 15% を太陽光由来の電力 (太陽光発電 : 12%、太陽熱発電 3%) でまかなう**
- 2020 年までに少なくとも EU のエネルギー供給 14% を、コスト競争力および持続可能性のあるバイオエネルギーでまかなう

³⁷ “A TECHNOLOGY ROADMAP for the Communication on Investing in the Development of Low Carbon Technologies (SET-Plan)” (2009, EC)

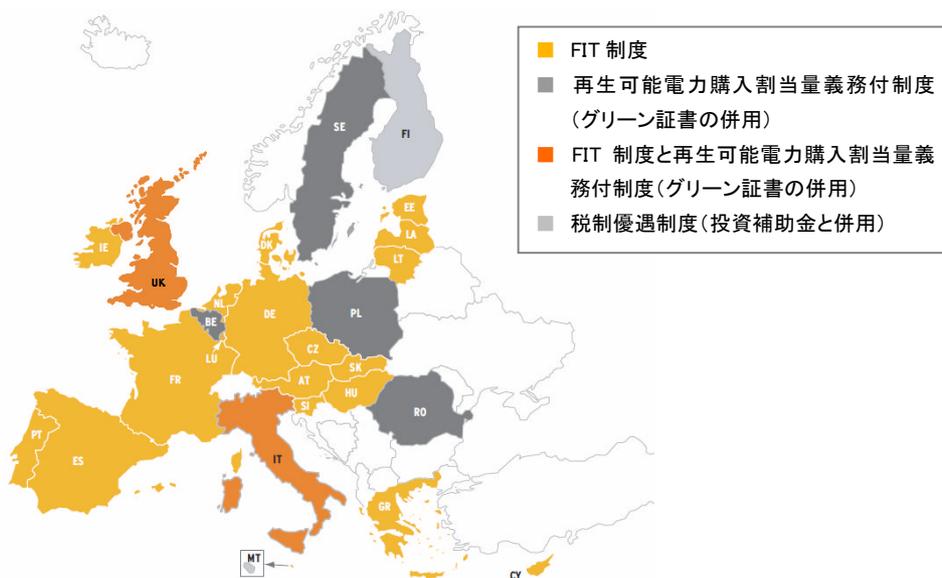
3) フィードインタリフ制度

フィードインタリフ制度とは、再生可能エネルギーの買取価格（tariff）を法律で定める方式の助成制度で、一定期間の買取りを保障する制度である。買取価格は年を経るごとに低減される仕組みになっており、早期に事業を開始した方が有利となる。再生可能電力を通常の電気料金よりも高い価格で安定的に購入してもらえるため、再生可能電力事業者にとって大きなインセンティブとなっている。ドイツではフィードインタリフ制度により太陽光発電の買取価格を他のエネルギーよりも高く設定したことから、累積導入量は 2005 年に日本を抜いて世界第 1 位となった。

欧州では、多くの国で FIT が採用されており、2009 年末時点で採用国数は約 20 カ国に及ぶ。しかし買取価格は国によって差があり、制度設計上の問題等から、全ての国でドイツのような爆発的な再生可能エネルギーの普及が進んでいるわけではない。また、スペインでは増大する固定価格買取発電量に対して電力需要家の負担軽減を図るため、エネルギー源別に累積導入量の上限を設定し、上限に達したエネルギー源の買取価格を見直す条項を設定するなど、制度の適切な運用に向けた見直しが進んでいる。

太陽熱発電については、フランス、スペイン、イタリアにおいて、図表 5.42 に示す買取価格が設定されている。

図表 5.41 欧州における再生可能エネルギー支援施策



出典：“RENEWABLE ENERGY SOURCES IN FIGURES”（2009, BMU）より作成

図表 5.42 太陽熱発電の買取価格

国名	買取価格	導入年
フランス	30 ユーロセント/kWh	2006
スペイン	27 ユーロセント/kWh（25 年間固定買取）	2007
イタリア	22～28 ユーロセント/kWh	2008

出典：“Concentrating Solar Power Global Outlook 2009”（SolarPACES, ESTELA, Greenpeace）

(2) 米国

1) 連邦レベルの推進施策・関連法令

連邦レベルの主要な推進施策・関連法令を図表 5.43 に示す。世界第 1 位の CO₂ 排出国として、米国の地球温暖化対策推進の必要性が高まる中、オバマ政権の発足に伴い、グリーンニューディールという政策方針のもとで再生可能エネルギーの導入普及に向けた動きが加速している。

図表 5.43 連邦レベルの主要な再生可能エネルギー推進施策・関連法令

推進施策・関連法令	概要
2005 年エネルギー政策法 ³⁸ (2005)	<ul style="list-style-type: none"> • 包括的なエネルギー法案。エネルギーインフラの強化、エネルギー効率の向上、再生可能エネルギーの利用拡大、在来型燃料の国内増産等を掲げる。 • 再生可能エネルギーについては、再生可能燃料基準 (RFS)³⁹を導入した他、政府機関の再生可能電力比率を 7.5%に引き上げる目標を設定。また、各種インセンティブ制度を認可・拡充。
ITC (投資課税控除) (Federal Business Investment Tax Credit)	<ul style="list-style-type: none"> • 各種エネルギーシステムの設備投資に対して、エネルギー源別の控除率に基づいて課税控除を行う制度。 • 太陽光発電の控除率は 30%。
PTC (生産税控除) (Renewable Energy Production Tax Credit)	<ul style="list-style-type: none"> • 再生可能エネルギー電力の生産税を控除する制度。 • 条件を満たした新施設で生産された電力に対して、稼働開始から最初の 10 年間、1kWh ごとに適用される。 • 太陽光発電は対象外。
Renewable Energy Grants (再生可能エネルギー助成制度)	<ul style="list-style-type: none"> • 2009 年 2 月に成立した米国経済再生法により、米国財務省による本助成制度を創設。 • 本制度は PTC もしくは ITC の代わりに利用可能。
MACRS (修正加速度償却法) (Modified Accelerated Cost-Recovery System)	<ul style="list-style-type: none"> • 太陽光発電設備や風力発電設備等の初期投資に対する加速償却制度。 • 太陽光発電の投資に対しては、5 年間の加速的な減価償却が適応できる。

出典：各種資料より作成

³⁸ Public Law 190-58, Energy Policy Act of 2005, Aug. 2005

³⁹ 再生可能燃料基準 (Renewable Fuel Standard)。自動車用燃料等へのバイオ燃料の使用を義務付けるもの。

① 2005 年エネルギー政策法⁴⁰

2005 年エネルギー政策法（Energy Policy Act of 2005）は、1992 年に成立した「1992 年エネルギー政策法」を踏まえ、より包括的なエネルギー法案として策定された。「エネルギー効率」「再生可能エネルギー」「石油・天然ガス」「石炭」「原子力」「自動車・燃料」「調査・研究開発」等、エネルギーに係る各種項目について、既存の法律の改正、各種インセンティブ制度の策定等が実施されている。

再生可能エネルギーに関しては、連邦政府に対して一定量の再生可能エネルギー由来の電力の買取を義務付けたほか、PTC（生産税控除）や ITC（投資課税控除）等の各種インセンティブ制度を認可・拡充している（PTC、ITC については後述）。特に ITC については、同法により、商業用太陽光発電システムの税控除率が 10%から 30%に大幅に拡充された。

- 連邦政府に対する再生可能電力買取りの義務付け（2013 年までに 7.5%）。
- 再生可能燃料基準（RFS）の導入。2012 年に年間 7.5 ガロンの目標を設定。
- 再生可能エネルギーに係る各種インセンティブの延長・拡充。
 - PTC（生産税控除）の期限を延長
 - 住宅用太陽光システム・燃料電池について 30%の ITC（投資課税控除）を創設
 - 商業用太陽光システムの ITC による税控除額を 10%から 30%に引き上げ

② 各種インセンティブ制度

太陽熱発電に関連する連邦政府による主要なインセンティブ制度には以下が挙げられる。各制度の詳細を図表 5.45 に示す。なお、PTC については、現状では太陽熱発電は制度の対象外であるが、再生可能エネルギーの導入量に与える影響の大きい重要なインセンティブ制度である。風力発電の導入量は、PTC の延長の有無に大きな影響を受けている（図表 5.44）。

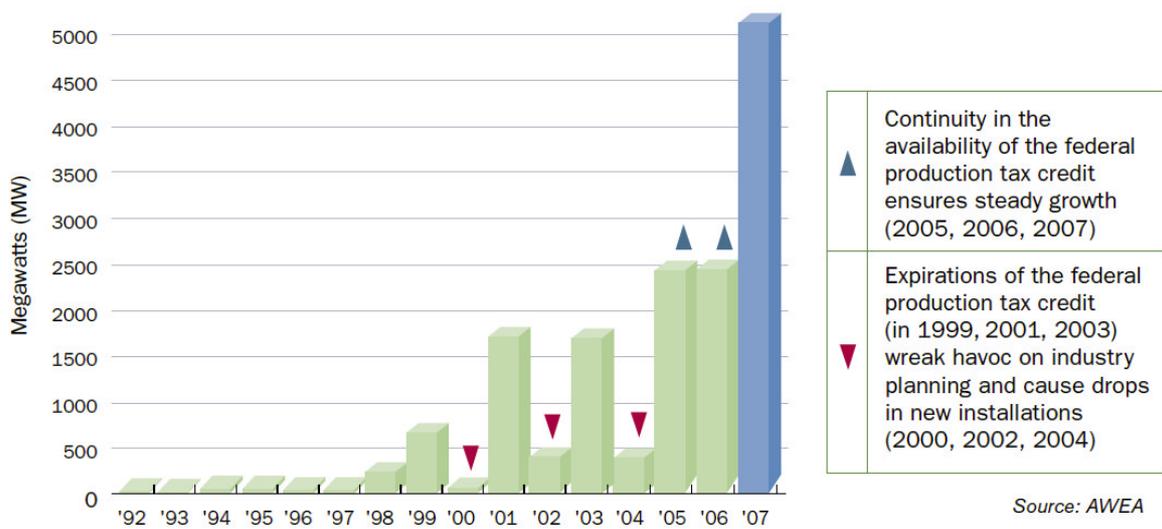
- ITC（Federal Business Investment Tax Credit：投資課税控除）
 - ◇ 1992 年のエネルギー政策法（Energy Policy Act）により創設。
 - ◇ 各種エネルギーシステムの設備投資に対して、エネルギー源別の控除率に基づいて課税控除を行う制度。
 - ◇ エネルギー改善・延長法⁴¹により、太陽エネルギー利用設備、燃料電池、マイクロタービンに係る課税控除が 2016 年まで延長された。また、小型風力発電システム、地中熱ヒートポンプ、CHP が対象エネルギーに追加された。
- PTC（Renewable Energy Production Tax Credit：生産税控除）
 - ◇ 再生可能エネルギー電力の生産税を控除する制度。条件を満たした新施設で生産された電力に対して、稼動開始から最初の 10 年間、1kWh ごとに適用される。
 - ◇ 太陽光発電は対象外。

⁴⁰“Energy Policy Act of 2005: Summary and Analysis of Enacted Provisions”(Mar. 2006, CRS)、米国総務省資料、Pew Center on Global Climate Change ウェブサイト

⁴¹ Energy Improvement and Extension Act of 2008、金融危機対策関連法案（Public Law 110-343）の一つ。再生可能エネルギー、CO2 回収・除去技術、エコカー・バイオ燃料、省エネ機器等に係る各種インセンティブが延長、拡充された。

- ◇ 米国経済再生法⁴²により風力発電の控除期間が 2012 年末に延長された。
- Renewable Energy Grants (再生可能エネルギー助成制度)
 - ◇ 米国経済再生法により創設。
 - ◇ 本制度は PTC もしくは ITC の代わりに利用可能。
- Modified Accelerated Cost-Recovery System (MACRS) (修正加速度償却法)
 - ◇ 太陽光発電設備や風力発電設備等の初期投資に対する加速償却制度。
 - ◇ 太陽光発電の投資に対しては、5 年間の加速的な減価償却が適応できる。

図表 5.44 PTC の延長と風力発電の発電容量 (新規増設分) の経年変化



▲は PTC の税控除期限が延長された年、▼は PTC の税控除期限が切れた年を表している。期限が延長された年は導入量が大きく伸びているのに対し、期限が切れた年は導入量が大きく減少しており、PTC が風力発電設備導入に与えている影響の大きさが分かる。

出典：“Wind Power Outlook 2008” (AWEA)

⁴² American Recovery and Reinvestment Act、2008 年末の金融危機対策として 2009 年 2 月に成立。各種経済刺激策に加え、科学技術、環境保護、各種インフラへの投資、州や地方政府の財政安定化策等が盛り込まれている。

図表 5.45 連邦政府の主要な再生可能エネルギー支援施策

施策名	対象セクター	対象システム	インセンティブ	期限
ITC (投資課税控除)	商業、産業、電気事業	太陽熱利用、 <u>太陽熱発電</u> 、太陽光発電、風力、バイオマス、地熱発電、燃料電池、小型風力発電、地熱利用、マイクロタービン、CHP等	<控除率> <ul style="list-style-type: none"> ● 30% : 太陽熱利用、太陽光発電、燃料電池、風力発電 ● 10% : 地熱利用、マイクロタービン、CHP 	2016/12/31
PTC (生産税控除)	商業、産業	風力発電、バイオマス、地熱発電、埋立地ガス発電、廃棄物発電、水力発電、潮流発電、波力発電、海洋温度差発電等 <u>※太陽光発電、太陽熱発電は対象外</u>	<控除額> <ul style="list-style-type: none"> ● 風力 : 2.1 ¢ /kWh ● 閉鎖系バイオマス、地熱 : 2.1 ¢ /kWh ● 開放系バイオマス、埋立地ガス、廃棄物、水力、海洋エネルギー : 1.0 ¢ /kWh 	2013/12/31
Renewable Energy Grants (再生可能エネルギー助成制度)	商業、産業、農業	太陽熱利用、 <u>太陽熱発電</u> 、太陽光発電、燃料電池、小型風力発電、風力、バイオマス、水力、地熱発電、埋立地ガス、廃棄物、地中熱ヒートポンプ、マイクロタービン、CHP、潮流発電、波力発電、海洋温度差発電等	<助成率> <ul style="list-style-type: none"> ● 固定資産の 30% : 燃料電池、太陽エネルギー関連設備、小型風力、風力、バイオマス、水力、地熱発電、埋立地ガス ● 固定資産の 10% : その他対象エネルギー 	2011/10/1
MACRS (修正加速度償却法)	商業、産業	太陽熱利用、 <u>太陽熱発電</u> 、太陽光発電、埋立地ガス、風力発電、バイオマス、再生可能燃料(運輸用)、地熱発電、地熱利用、燃料電池、廃棄物利用、CHP、マイクロタービン等	<償却期間> <ul style="list-style-type: none"> ● 5年 : 太陽熱利用、太陽光、地熱発電、風力発電、燃料電池、マイクロタービン ● 条件を満たす設備については、初年度 50%のボーナス償却を利用できる。 	2009/12/31

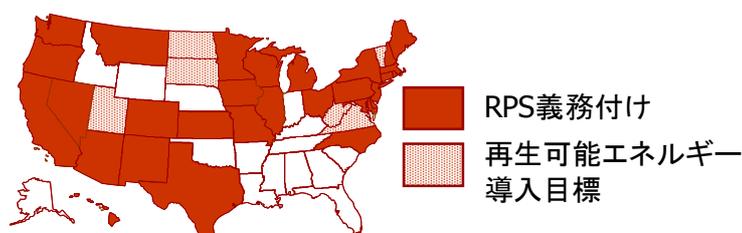
出典 : DSIRE ホームページ (<http://www.dsireusa.org>) より作成

2) 州レベルの推進施策・関連法令

州レベルの主要な再生可能エネルギー推進施策・関連法令としては、RPS法が挙げられる。

2.1.3 節にして述べたとおり、米国では 29 の州政府と DC 政府⁴³が州独自の RPS 法を策定しており、電気事業者に対して供給電力の一定割合を再生可能エネルギーでまかなうことを義務づけている（図表 5.46）。ニューヨーク州を除いて、太陽熱発電が制度の対象となっている。

図表 5.46 州別の RPS 法概要（再掲）



州	目標	達成年
カリフォルニア	20%	2010
オハイオ	25%	2025
イリノイ	25%	2025
ニューヨーク	24%	2013
ペンシルバニア	18%	2020
ニュージャージー	22.5%	2021
ミネソタ	25%	2025
バージニア (※)	15%	2025
ノースカロライナ	12.5%(私営) 10%(公営)	2021 2018
ワシントン	15%	2020
メリーランド	20%	2022
ミズーリ	15%	2021
オレゴン	25%(大規模事業者) 5~10%(小規模事業者)	2025
アリゾナ	15%	2025
ミシガン	10%+1,100MW	2015
ネバダ	25%	2025
マサチューセッツ	15%	2020
コネチカット	23%	2020

州	目標	達成年
カンザス	20%	2020
ウィスコンシン	10%	2015
テキサス	5,880MW	2015
ユタ (※)	20%	2025
コロラド	20%(私営)、10%(公営)	2020
ニューメキシコ	20%(私営)、10%(公営)	2020
ハワイ	40%	2030
ニューハンプシャー	23.8%	2025
モンタナ	15%	2015
デラウェア	20%	2019
ワシントン D.C.	20%	2020
メイン	40%	2017
ノースダコタ (※)	10%	2015
ロードアイランド	16%	2020
バーモント (※)	20%	2017
サウスダコタ (※)	10%	2015
アイオワ	105MW	-

注1：ニューヨーク州のみ太陽熱発電は制度の対象となっていない。

注2：(※)は義務量ではなく、目標量を設定している州。なお、カリフォルニアは2020年までに33%の達成を目標としている。

出典：DSIRE ホームページ (<http://www.dsireusa.org/>) より作成

⁴³ 2010年3月時点。

(3) 日本

日本の主要な再生可能エネルギー推進施策・関連法令を図表 5.47 に示す。我が国のエネルギー自給率は極めて低く、「エネルギーの安定供給」は最重要課題の一つであること、また地球温暖化対策への取組みが急務であること等から、これまで多くのエネルギー政策が展開されてきた。ただし、日本においては日射量の制限から太陽熱発電の導入は難しいとされてきたことから、これらの政策における太陽熱発電の位置づけは明確ではない。

以下、エネルギー基本計画、RPS 法、技術戦略マップ、Cool Earth エネルギー革新技术計画について詳述する。

図表 5.47 日本における主要な環境・エネルギー政策

政策名称	概要
エネルギー基本計画（2003） 第一次改定 2007年3月 第二次改定 2010年6月	<ul style="list-style-type: none"> 「エネルギー政策基本法」（2002）に基づき策定され、エネルギーの需給に関する施策の長期的、総合的かつ計画的な推進を図ることを目的としている。 2007年に第一次改定、2010年に第二次改定を実施。第二次改定では、2030年までの今後20年程度を視野に入れた具体的施策を明示。 再生可能エネルギーについては、2020年までに一次エネルギー供給の10%をまかなう目標を設定。
電気事業者による新エネルギー等の利用に関する特別措置法：RPS法（2003）	<ul style="list-style-type: none"> 電気事業者が新エネルギーを利用して得られる電気の一定量以上の利用を義務付ける法律。対象は、風力、太陽光、地熱、水力、バイオマス。
新・国家エネルギー戦略（2006）	<ul style="list-style-type: none"> エネルギー安全保障を軸に、我が国の新たな国家エネルギー戦略を提示。 ①国民に信頼されるエネルギー安全保障の確立 ②エネルギー問題と環境問題の一体的解決による持続可能な成長基盤の確立 ③アジア・世界のエネルギー問題克服への積極的貢献を目標として掲げる。
技術戦略マップ（エネルギー技術）（2007、毎年更新）	<ul style="list-style-type: none"> 新産業を創造していくために必要な技術目標や製品・サービスの需要を創造するための方策を提示。 産業技術政策の研究開発マネジメント・ツール整備、産学官における知の共有と総合力の結集、国民理解の増進を目的とする。
Cool Earth エネルギー革新技术計画（2008）	<ul style="list-style-type: none"> 2050年までに世界全体の温室効果ガス排出量を半減するという長期的目標の実現に向け、 ①重点的に取り組むべき21の革新技术の選定 ②21技術の技術ロードマップの提示 ③国際連携のあり方の提示 <p>を行っている。</p>

京都議定書目標達成計画（2008）	<ul style="list-style-type: none"> ● 「地球温暖化対策推進法」（1998）に基づき、6%削減約束を達成するために必要な措置を提示。 ● 再生可能エネルギーについて、太陽光、太陽熱、風力、バイオマス、未利用エネルギー（温度差エネルギー、雪氷熱等）等の導入を促進。
エネルギー供給構造高度化法（2009）	<ul style="list-style-type: none"> ● 電気やガス、石油事業者等のエネルギー供給事業者において、非化石エネルギー源の利用拡大、化石エネルギー原料の有効利用を促進することを目的とする。 ● 電力会社に加え、ガス会社や石油会社にも新エネルギーの利用を義務付け。 ● 本法律の枠組みの中で、「太陽光発電の固定価格買取制度」を策定。
太陽光発電の固定価格買取制度（2009年11月）	<ul style="list-style-type: none"> ● 太陽光発電の余剰電力を電気事業者が長期に渡り固定価格で買取する制度。日本版フィードインタリフ。 ● 買取期間は10年間、買取価格は10年間固定。設置年度毎の買取価格は、太陽光発電の価格や普及状況等を踏まえて毎年見直す予定。 ● 追加的コストは電力消費者全員で負担 ● 買取価格（平成21年度、22年度） <ul style="list-style-type: none"> ➢ 出力10kW未満の住宅用：48円/kWh（自家発併設の場合：39円/kWh） ➢ その他の住宅・建築物用：24円/kWh（自家発併設の場合：20円/kWh） ➢ メガソーラー、発電事業用：電力会社との相対取引

1) エネルギー基本計画

国がエネルギー政策を進めるに当たり、「安定供給の確保」、「環境への適合」及びこれらを十分考慮した上での「市場原理の活用」を基本方針とすること等を内容とする「エネルギー政策基本法」が2002年6月に制定された。「エネルギー基本計画」は、エネルギー政策基本法に基づき2003年に策定され、エネルギーの需給に関する施策の長期的、総合的かつ計画的な推進を図ることを目的としている。

本計画は少なくとも3年ごとに検討を加え、必要に応じて改定されることが法定されており、2007年3月に第一次改定、2010年6月に第二次改定が実施された。

第二次改定では、エネルギー政策は、国民や事業者の理解・協力のもと、中長期的な視点で総合的かつ戦略的に推進する必要があるとの考えに立ち、2030年までの今後「20年程度」を視野に入れ、以下の目標の実現に向けた具体的施策を明示している。

- ① 資源小国である我が国の実情を踏まえつつ、エネルギー安全保障を抜本的に強化する

5 太陽熱発電の技術の現状とロードマップ

ため、エネルギー自給率（現状 18%）⁴⁴及び化石燃料の自主開発比率（現状約 26%）をそれぞれ倍増させる。これらにより、自主エネルギー比率を約 70%（現状約 38%）とする。

- ② 電源構成に占めるゼロ・エミッション電源（原子力及び再生可能エネルギー由来）の比率を約 70%（2020 年には約 50%以上）とする（現状 34%）。
- ③ 「暮らし」（家庭部門）のエネルギー消費から発生する CO2 を半減させる。
- ④ 産業部門では、世界最高のエネルギー利用効率の維持・強化を図る。
- ⑤ 我が国に優位性があり、かつ、今後も市場拡大が見込まれるエネルギー関連の製品・システムの国際市場において、我が国企業群が最高水準のシェアを維持・獲得する。

再生可能エネルギーについては、2020 年までに一次エネルギー供給に占める割合を 10%に高めることを目標に掲げている。主な再生可能エネルギーとして、太陽光発電、風力発電、地熱発電、水力発電、バイオマス利用、空気熱や地中熱利用、太陽熱利用、雪氷熱利用等を挙げている。

2) 電気事業者による新エネルギー等の利用に関する特別措置法（RPS 法）

RPS 制度（Renewables Portfolio Standard）とは、「電気事業者による新エネルギー等の利用に関する特別措置法」に基づき、エネルギーの安定的かつ適切な供給を確保するため、電気事業者に対して、毎年、その販売電力量に応じた一定割合以上の新エネルギー等から発電される電気の利用を義務付け、新エネルギー等の更なる普及を図るための法制度である。図表 5.48 に新エネルギー等電気の利用目標量を示す。

電気事業者は、義務を履行するため、自ら「新エネルギー等電気」を発電するか、他者から「新エネルギー等電気」を購入、又は「新エネルギー等電気相当量（法の規定に従い電気の利用に充てる、もしくは、基準利用量の減少に充てることのできる量）」を取得することとなる。

新エネルギーとして対象となるのは、風力発電、太陽光発電、地熱発電（熱水を著しく減少させないもの）、水力発電（1000kW 以下のものであって、水路式の発電及びダム式の従属発電）、バイオマス（廃棄物発電及び燃料電池による発電のうちのバイオマス成分を含む）である。

図表 5.48 新エネルギー等電気の利用目標量

年	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
目標量 (億 kWh)	86.7	92.7	103.8	124.3	128.2	142.1	157.3	173.3
電力会社 10 社の 発受電電力量 (2009 年度) ^{※1} に 対する割合	0.9%	1.0%	1.1%	1.3%	1.4%	1.5%	1.7%	1.8%

※1 約 940TWh（電力事業連合会 発受電速報 2009 年度分）

出典：「平成 19 年度以降の 8 年間についての電気事業者による新エネルギー等電気の利用の目標」（2009、経済産業省）

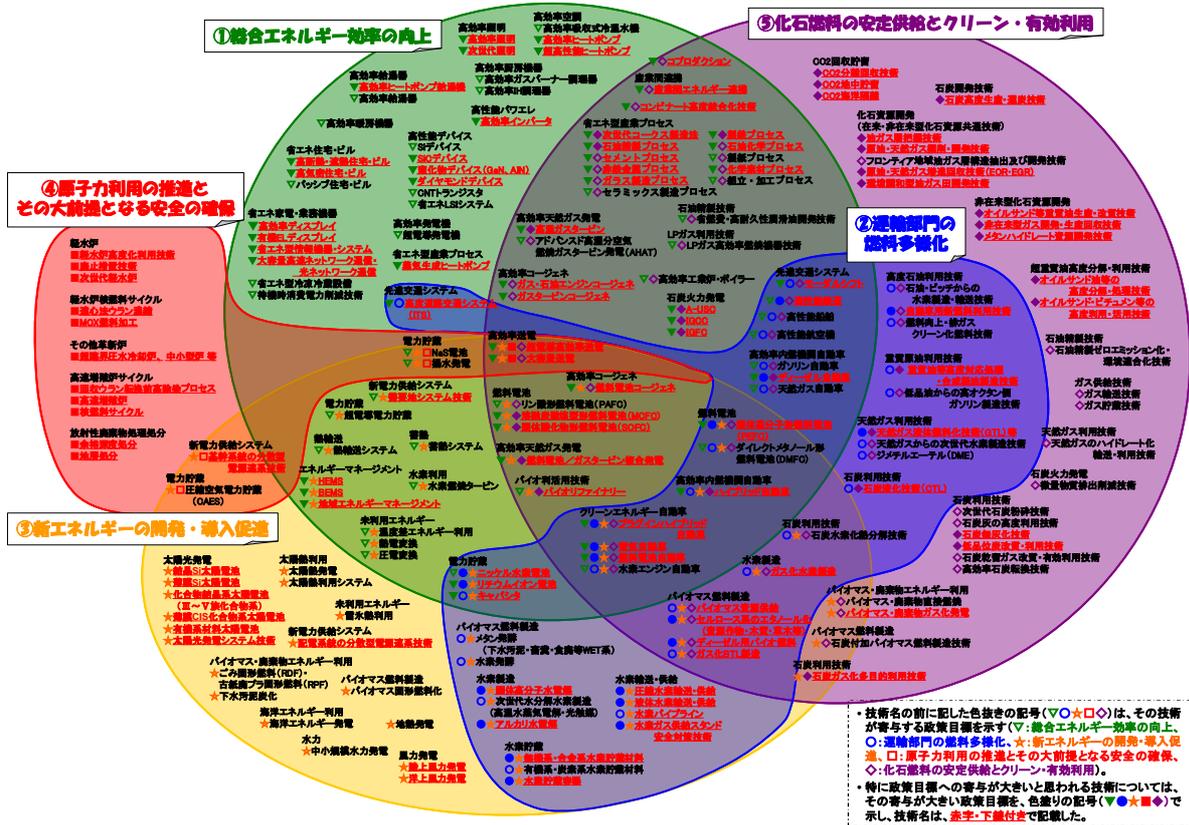
⁴⁴ 一次エネルギー国内供給のうち、国産エネルギー（再生可能エネルギー等）及び準国産エネルギー（原子力）の供給の占める割合。OECD 諸国のエネルギー自給率の平均値は約 70%。

3) 技術戦略マップ

技術戦略マップは、新産業を創造していくために必要な技術目標や製品・サービスの需要を創造するための方策を提示するものである。産業技術政策の研究開発マネジメント・ツール整備、産学官における知の共有と総合力の結集、国民理解の増進を目的としている。技術開発とそれ以外の関連施策を併せて示した導入シナリオ、政策目標を実現するために必要な技術を要素技術を含めて抽出した技術マップ、技術開発の進展を時間軸に沿って示した技術ロードマップから構成されている。

本技術戦略マップの作成にあたっては、「新・国家エネルギー戦略」(2006)における政策の柱を踏まえ、①総合エネルギー効率の向上、②運輸部門の燃料多様化、③新エネルギーの開発・導入促進、④原子力の利用、⑤化石燃料の安定供給確保と有効かつクリーン利用、の5つの政策目標を設定した上で、これらに寄与する主なエネルギー分野の技術を抽出している(図表5.49)。

図表 5.49 エネルギー技術俯瞰図



出典:「技術戦略マップ2010 エネルギー分野」(2009, 経済産業省)

4) Cool Earth エネルギー革新技術計画

「Cool Earth エネルギー革新技術計画」は、2050 年までに世界全体の温室効果ガス排出量を半減するという長期的目標の実現に向け、①重点的に取り組むべき「21」の革新技術の選定、②「21」技術の技術ロードマップの提示、③国際連携のあり方の提示、を行ったものである。技術の選定にあたっては、以下の要件により絞り込みが行われた。

- (1) 2050 年の世界における大幅な二酸化炭素削減に寄与する技術
 - (a) 技術の普及に要する時間を考慮し、2030 年までには実用化が期待される技術
 - (b) 普及に要する時間が短い技術については、2030 年以降に実用化が期待されるものも対象
- (2) 以下のいずれかの方法を通じて、飛躍的な性能の向上、低コスト化、普及の拡大等が期待できる革新的な技術
 - (a) 新たな原理の活用、既存材料の新活用を含めた材料の革新（例：新構造・新材料太陽電池、燃料電池の白金代替触媒等）
 - (b) 製造プロセスの革新（例：水素を還元材として用いる革新的製鉄プロセス等）
 - (c) 要素技術が確立した技術をシステムとして実証（例：二酸化炭素回収・貯留技術）
- (3) 日本が世界をリードできる技術（要素技術について強みを要する技術を含む）

図表 5.50 に、選定された重点的に取り組むべきエネルギー革新技術を示す。再生可能エネルギーについては、革新的太陽光発電が、発電・送電部門の技術に挙げられている。

なお、2010 年に改定されたエネルギー基本計画を受けて、2010 年度中に「新たなエネルギー革新技術計画」が策定される予定である。

図表 5.50 重点的に取り組むべきエネルギー革新技術



出典：「Cool Earth エネルギー革新技術計画」（2008，経済産業省）

5.1.8 ビジネスモデル

世界のサンベルト地帯において、太陽熱発電は将来の主要電源の一つに位置づけられており、積極的な導入目標・導入見通しが掲げられている。拡大する太陽熱発電市場を見据え、日本の技術力を結集し、海外市場への参入、シェアの拡大、技術的地位の確立を早期に図る必要がある。日本企業の市場展開にあたっては、以下に示すビジネスモデルが考えられる。

(1) 既存技術を活用した太陽熱発電プラントの製造・販売

太陽熱発電を構成する要素（集光ミラー、集熱器、発電設備（タービン等）、制御システム等）は、確立されている技術や、日本企業が強みを発揮できる技術が多い。従って短期的には、既存の技術を組み合わせて、技術的に確立されたプラントを製造・販売するビジネスモデルが考えられる。具体的には、現在最も多く導入されているトラフ型太陽熱発電プラントや、日本のタービン技術を活かしたプラントの製造などが挙げられる。技術の組み合わせにあたっては、国内技術の最大活用が重要であり、太陽熱発電に係る技術オプションの整理も必要となる。

出来る限り早期に市場に参入し、導入実績を積み上げることにより、太陽熱発電プラントの建設、運用・管理に関する技術・ノウハウを蓄積するとともに、個々の機器・設備の調達コストの削減、システム全体の最適化・パッケージ化等を図り、国際競争力を養うことが重要である。

本ビジネスモデルの実践例としてドイツの Siemens 社の取組みが挙げられる。Siemens 社は主力のタービン技術で事業展開し、太陽熱発電プラント向けに 50 機近くのタービンを納入した実績を持つ⁴⁵。近年、太陽熱発電周辺機器・部材関連の技術を有する国外企業の買収等を進めており、市場シェア拡大を目指し、太陽熱発電システム全体のバリューチェーンの確立に向けた動きを活発化させている（図表 5.51）。重電メーカーの技術力、資金力、販売網を活かした事業展開モデルである。

図表 5.51 Siemens の最近の動向

日付	概要
2009 年 11 月	高効率集熱管（UVAC 2010）の製造・販売を開始。
2009 年 10 月	集光・集熱関連設備の製造・建設において実績のある Solel Solar Systems Ltd. を買収。
2009 年 8 月	イスラエルの太陽熱発電市場を牽引する Arava Power に 1,500 万ドルを出資。
2009 年 3 月	世界で唯一熱媒に熔融塩を使用した集熱管を製造する Archimede Solar Energy S.p.A の株式の 28% を獲得。

出典：Siemens 社プレスリリースより作成

⁴⁵“Steam turbines for solar thermal power plants” Siemens 資料

(2) 要素機器・設備の製造販売

太陽熱関連機器・設備単位で、早期に市場参入を図ることも重要である。現在国内外において、様々なメーカ、ベンチャー企業が、高効率・高性能な太陽熱発電関連機器・設備の開発に取り組んでいる。主には、熱媒、集熱管、集光ミラー・ヘリオスタット、蓄熱設備等が挙げられる。

集光ミラーでは、フレネル型の太陽熱発電プラントで事業展開している米国の Ausra 社の他、日本企業では旭硝子やコニカミノルタ等が太陽熱発電市場に参入している。

蓄熱設備の大手としては、熔融塩蓄熱技術に実績を持つスペインの Sener 社等が挙げられる。また、ドイツ航空宇宙センター（DLR）では、コンクリート蓄熱や潜熱蓄熱材（PCM）による蓄熱の研究が進められており（P274 参照）、将来的には製品として市場投入される可能性がある。

特に重要な構成機器・設備については、海外企業に主要技術を握られないよう、戦略的に技術開発を進めることが重要である。例えば、タワー型プラントでは、タワー上部の集熱温度のさらなる高温化が進むと考えられており、高温域に対応できる高温レシーバの技術開発が必要とされている。キーテクノロジーにおいて世界に先行できれば、太陽熱発電市場における日本企業の存在感を大きく高めることができる。

(3) 新システム・技術の開発

中・長期的ビジネスモデルとしては、新システム・技術の開発が考えられる。

日本が先導して技術開発を進めている新システムとしては、アブダビにおいて実証試験が行われた、東京工業大学のビームダウン型太陽熱発電システム（タワー型）が挙げられる。ビームダウン型太陽熱発電システムは、タワー中央に集められた太陽光を、中央反射鏡で地上に設置した熔融塩レシーバに集光し、蒸気を生成して発電する方式である。高温蓄熱部を地上に設置するため、運用・メンテナンスがしやすく、また熔融塩等の熱媒の循環に係る設備費・エネルギーを削減できるメリットを有する。アブダビの実証試験には、三井造船（プラント建設）、コニカミノルタ（反射鏡）が参画しており、日本企業の大型構造物建設技術、先進的光学技術が生かされた。

また、重電メーカの動きも活発化している。三菱重工業は、世界初となる水を使用しないタワー型太陽熱発電プラントの開発を進めている。これはタワー上部の集熱器にて高圧・高温の空気を作りタービンを回すシステムで、蒸気を使用しないため冷却用の水が不要であり、水資源の少ない砂漠地帯等でも導入可能である。また、川崎重工業は、太陽熱発電技術にガスタービン発電技術を組み合わせた太陽熱複合発電技術（ISCC、P253 参照）の開発を進めている。日本が強みを発揮するタービン技術を活かした事業展開が進められており、注目を集めている。

太陽熱発電は、タワー型、ディッシュ型のシステム方式から、蓄熱設備や集熱器など技術開発途上の要素が多い。今後期待される新システム・技術については、世界に先駆けた研究開発を進め、技術的優位性を確保することが重要と考えられる。

図表 5.52 ビームダウン型太陽熱発電システム（アブダビ実証試験サイト）



ビームダウン型太陽熱発電システムは、タワー中央に集められた太陽光を、中央反射鏡で地上に設置した溶融塩レシーバに集光し、蒸気を生成して発電する。

出典：「次世代太陽熱発電所実現へ ー多重リング式ビームダウン型で世界初の集光実験に成功ー」
(2010年1月、東京工業大学資料)

(4) 太陽熱発電による発電ビジネス

IPP（Independent Power Producer：独立系発電事業者）とは、電力会社に卸電力を供給する発電事業者を指す。現在、太陽光、風力等の再生可能エネルギー分野における IPP ビジネスが世界各地で増加しており、太陽熱発電においては、米国ネバダ砂漠で稼働中の Nevada Solar One（トラフ型）が代表例である（図表 5.53）。Nevada Solar One の電力は全てネバダ州の電力会社 Nevada Energy が買い取っており、RPS⁴⁶の目標達成に寄与している。

遠隔の非電化地域など、既存系統から電力を引く場合に新規送電線の整備が必要な地域や、コストの高いディーゼル発電を使用している地域においては、現状の発電コストでも競争力を有する可能性がある。将来的には、太陽熱発電プラントの製造・販売から、IPP 事業まで事業エリアを拡大することも考えられる。

図表 5.53 Nevada Solar One



2007年6月に稼働。出力64MW。年間約14,000世帯の電力を賄う。

出典：ACCIONA 社ホームページ（<http://www.acciona-na.com/>）

⁴⁶ 電気事業者に対して供給電力の一定割合を再生可能エネルギーで賄うことを義務付ける制度。

5.1.9 国内技術の競争力

前節までに俯瞰してきたとおり、サンベルト地帯では、太陽熱発電を将来の主要エネルギー源の一つに捉え、積極的な技術開発を進めると共に、多くの実証・商用プラントを建設している。

図表 5.54 に米国の Solar Energy Technologies Program における研究開発テーマを示す。約 30 件の案件に最大約 9,200 万ドルの支援が決定しており、中でも蓄熱技術に関する研究開発テーマが半数を占める。欧州においても、欧州フレームワーク計画 (FP)⁴⁷において、現在 4 つの太陽熱発電関連プロジェクトが実施されている。

一方、日本においては、1980 年代の香川県仁尾町（現三豊市）における 1MW のパイロットプラントの建設以来、太陽熱発電への政策的支援は行われておらず、基礎技術の研究開発は行われてきたものの、実用化に向けた研究開発進捗、プラント建設・運用ノウハウの蓄積等において海外に先行されている。

図表 5.54 米国の Solar Energy Technologies Program における研究開発テーマ (2007 年、2008 年)

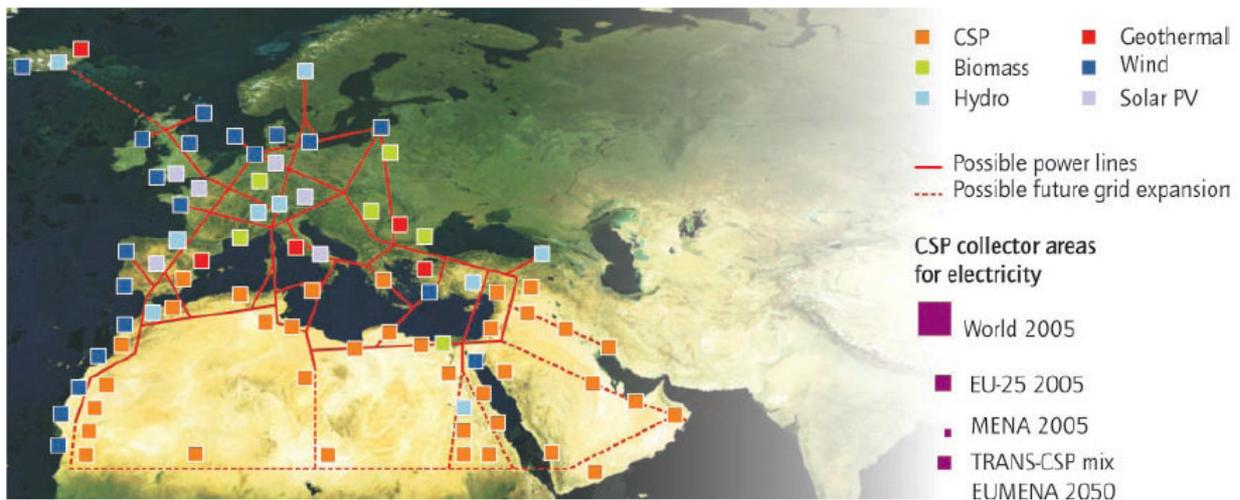
分野	採択件数	主な研究開発テーマ
トラフ型・フレネル型	7 件	新しいシステム設計・デザイン、先進的コレクターの開発、高性能集光ミラーの開発等
ディッシュ型	2 件	新しいシステム設計・デザイン、高性能スターリングエンジンの開発
タワー型	1 件	大規模な熔融塩受光パネルの製造試験
熱媒	1 件	80℃～500℃の間で顕著に熱容量が増加する機能を持つ共晶塩の探索
蓄熱	16 件	熔融塩蓄熱技術、固体貯蔵媒体による顕熱貯蔵技術、熱化学的貯蔵技術、相変化熱貯蔵技術、新材蓄熱材料の開発（低濃度の無機塩共晶混合物、熔融塩カーボンナノチューブ等）等

出典: “Solar Energy Technologies Program FY2008 Annual Report” (2008, DOE)、
NEDO 海外レポート NO.1030 より作成

日本にとって参考になるのは、ドイツの取組みである。ドイツは日本と同様に国内の日射量は大きくないが、北アフリカのサハラ砂漠に太陽熱発電所を建設し、高圧直流送電 (HDVC) により EU・中東・北アフリカに電力を供給する「DESERTEC」プロジェクトを展開し、欧州の太陽熱発電の技術開発において先導的役割を果たしている (図表 5.55)。現在は、ドイツ企業を中心に、本プロジェクトを管理・運営する DESERTEC Industrial Initiative (DII) が設立されており、ドイツ企業の育成、市場シェアの拡大に寄与している。

⁴⁷ 欧州フレームワーク計画 (FP) とは、欧州連合 (EU) における科学分野の研究開発への財政的支援制度。1984 年の FP1 から始まり、現在は FP7 (2007～2013) が実施されている。

図表 5.55 DESERTEC (EU - 中東 - 北アフリカ スーパーグリッド構想)



画像提供：the DESERTEC Foundation

出典：“Technology Roadmap Concentrating Solar Power” (2010, IEA)

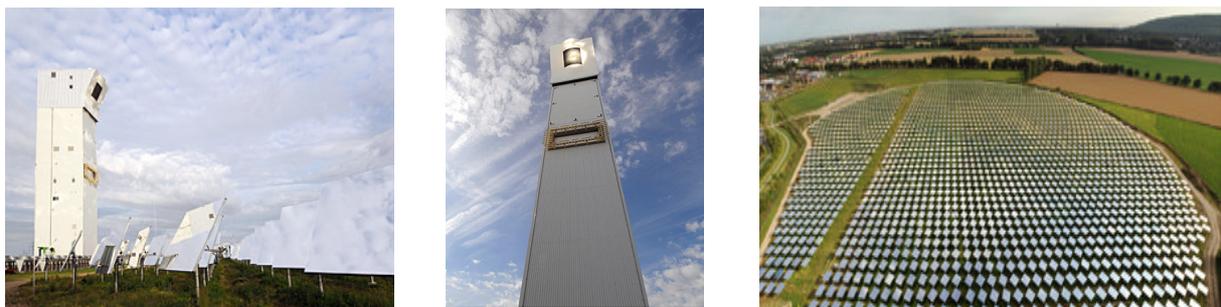
このように、現状では海外諸国に先行されているものの、東京工業大学のビームダウン型太陽熱発電システム (P300 参照)、三菱重工業や川崎重工業による新システムの開発 (P300 参照)、旭硝子やコニカミノルタの集光ミラー等、日本の研究機関、企業も新しい技術により世界をリードする動きを見せている。太陽熱発電技術は、新しい発電方式の開発も含め技術開発途上であり、蓄熱技術、ヘリオスタット関連技術 (高反射集光ミラー、制御技術等) 等、日本企業の市場参入の余地はあると考えられる。

なお、日本企業の育成にあたっては、技術開発拠点として、国内に実証試験サイトを整備することが必須である。

ドイツでは 2009 年に、タワー型の実証試験サイトである Jülich 実証プラント (発電容量 1.5MW) が完成した。8 ヘクタールの敷地に 2,153 台のヘリオスタットが設置されており、60m 高さのタワー上部に集光されるようになっている。Jülich 実証プラントが建設された地域は、決して日射量に恵まれてはいないが、技術開発の推進に資するものとして、明確にその目的が定義されている。

太陽熱発電分野における遅れを取り戻し、日本の技術、プラント設計能力を確立するために、日本においても早急に実証試験サイトを整備し、戦略的に技術開発を推進する必要がある。

図表 5.56 Jülich 実証プラント



出典：ドイツ航空宇宙センターホームページ (http://www.dlr.de/en/desktopdefault.aspx/tabid-1/86_read-19289/)

5.2 技術ロードマップ

5.2.1 目指す姿

(1) 太陽熱発電を取りまく現状

1) 世界で拡大する太陽熱発電市場と進む技術開発

太陽熱発電は、世界のサンベルト地帯において将来の主要エネルギー源の一つとして認識されており、積極的な技術開発が進められるとともに、商用・実証プラントの建設の動きが加速している。具体的には、日射量が豊富かつ広大な敷地を有する米国サンベルト地帯や、欧州南部、アフリカ、中国、インド等が太陽熱発電の適地であり、将来的にはこれらの地域を中心として、数十～百 MW 規模の太陽熱発電所の建設が相次ぎ、その導入量および関連市場は大きく拡大していくものと予想される。

海外各国では、太陽熱発電の将来性を見据え、活発な技術開発競争が繰り広げられている。現在最も導入実績の多いトラフ型に加え、より高温の蓄熱が可能であり、発電効率の高いタワー型や、安価なフレネル型の技術開発が急ピッチで進められている。ドイツは「DESERTEC」プロジェクト（P303 参照）を展開し、欧州の太陽熱発電の技術開発において先導的役割を果たしている。また、2009 年にはタワー型の Jülich 実証試験サイト（P303）が整備された。米国においても蓄熱技術を中心に、90 億円近くの研究開発予算が割り当てられており、本格的な普及に向け、着実に研究成果が積み上げられている。

2) 我が国が保有する太陽熱発電関連の先端技術

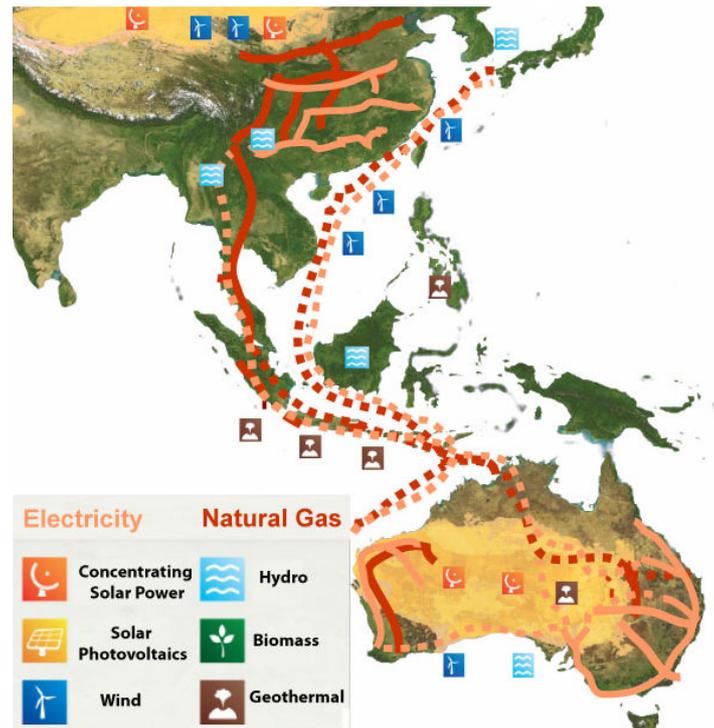
一方我が国は、日射量が豊富、かつ広大な敷地を有する地域に乏しいこともあり、1980 年代以降太陽熱発電への政策的支援は行われていない。基礎技術の研究開発は行われてきたものの、実用化に向けた研究開発進捗、プラント建設・運用ノウハウの蓄積等において海外に先行されているのが現状である。

しかしながら、タービン技術、集光技術、蓄熱技術等、太陽熱発電システムを構成する要素技術について、日本企業は世界的に遜色のない技術力を有している。太陽熱発電技術は、新しい発電方式の開発も含め技術開発途上にあり、蓄熱技術、ヘリオスタット関連技術（高反射集光ミラー、制御技術等）等、日本企業の市場参入の余地はあると考えられる。

3) 広がるビジネスチャンス

また、現在 DESERTEC のアジア版となる「DESERTEC ASIA」構想が立ち上がっており、日本企業にとっては大きなビジネスチャンスとなる可能性がある。DESERTEC ASIA は、豪州や中国における日射量の豊富な地域に太陽熱発電所を建設し、その他地熱発電、風力発電等も含めてアジア全体で電力ネットワークを形成するというものである（図表 5.57）。日本の太陽熱発電産業育成の場として、戦略的に同構想に参画していく必要がある。

図表 5.57 DESERTEC ASIA 構想



出典：DESERTEC Asia ホームページ (<http://www.desertec-asia.com/>)

(2) 我が国の太陽熱発電技術の目指すべき姿

以上の状況より、太陽熱発電の目指すべき姿を図表 5.58 のとおり掲げる。

太陽熱発電を取りまく世界の趨勢を鑑みると、我が国においても戦略的な技術開発計画のもとに太陽熱発電関連産業を育成し、世界マーケットの拡大に乗じてグローバル展開すべき機会が到来したものと考えられる。日本独自の太陽熱発電システム、および蓄熱技術をはじめとする太陽熱発電のキーテクノロジーの技術開発を進め、世界の太陽熱発電市場における日本企業の競争力を高めることが重要課題となる。

また、太陽熱発電の世界展開は、クレジットの獲得による日本の中期目標（2020年までにCO₂排出量25%削減）の達成、および世界の低炭素化へ貢献するものである。地球温暖化という地球大の環境問題解決に向け、世界に誇る日本のものづくり技術を活かした国際貢献が期待される。

図表 5.58 太陽熱発電の目指す姿

- 日本独自の太陽熱発電システム、および蓄熱技術をはじめとする太陽熱発電のキーテクノロジーの技術開発を進め、太陽熱発電市場における日本企業の国際競争力を高める。
- 日本技術の世界展開により、CO₂削減に係る日本の中期目標達成、および世界の低炭素化に貢献する。

5.2.2 目指す姿の実現に向けた課題と対応

前項に掲げた太陽熱発電の目指す姿を実現するために、技術開発、普及拡大のそれぞれにおいて、以下に示す課題へ対応していく必要がある。

(1) 蓄熱技術をはじめとするキーテクノロジーの開発支援

太陽熱発電分野では、現在様々なメーカ、ベンチャー企業が高効率・高性能な製品開発に取り組んでいる。特に蓄熱技術については、太陽熱発電のベース電源利用に向けたキーテクノロジーと考えられており、今後注力すべき技術の一つに挙げられる。また、タービン技術、ヘリオスタット関連技術（高反射集光ミラー、制御技術等）等、日本の最先端技術を活かせる要素部材・機器・設備は多い（5.1.5 節参照）。特に重要な構成機器・設備については、海外企業に主要技術を握られないよう、戦略的に技術開発を進めることが重要である。

(2) 実証試験サイトの整備

集光太陽エネルギーを利用するわが国の様々な産業技術開発を推進する上で、技術開発拠点として、国内に実証試験サイトを整備することが必須である。ドイツでは 2009 年にタワー型の Jülich 実証試験サイト（P303 参照）が完成しており、国内の技術開発拠点として今後重要な役割を果たすと考えられる。

日本においては、山梨県北杜市の日射条件がよく、実証試験サイトの候補地の一つに挙げられる。早期に実証試験サイトを整備し、海外諸国に遅れを取らないよう、早急かつ戦略的な技術開発を推進する必要がある。

(3) コスト競争力の強化

日本企業の国際競争力強化にあたっては、コスト競争力の強化が必須となる。ここでのコスト競争力とは、既存電源や他の再生可能エネルギーに対するコスト競争力と、海外企業の製品に対するコスト競争力の 2 つの意味を包含している。

太陽熱発電の現状の発電コストは 15~30 円/kWh の水準にあり（5.1.6 節参照）、再生可能エネルギーの中では比較的低い水準にある。将来的に導入量を拡大していくためには、グリッドパリティ、すなわち従来型発電システムと遜色の無い 10 円/kWh 未満の発電コストを実現し、公的支援が無くとも自立的に導入が進むだけの実力をつける必要がある。そのためには、プラント設計の最適化や量産による設備費の削減、プラントの最適運用技術等の開発等が重要となる。

(4) 海外プロジェクトへの参画支援

太陽熱発電の海外展開は、2020 年までに CO₂ 排出量 25%削減という日本の中期目標の達成、および世界の低炭素化に貢献するものである。また、日本企業の実績・ノウハウの蓄積にもなるため、CDM 等、海外プロジェクトへの積極的な参画が期待される。しかしながら、CDM は、取引コストの高さや交渉や手続きの煩雑さ等、民間企業が取り組む際の阻害要因も多く、民間

企業の CDM 事業への参画を促進するためには、フィージビリティスタディ費用の負担、ファイナンス支援等、国のバックアップ体制を整えることが重要である。

(5) 日本国内における太陽熱発電の導入可能性検討

我が国では、海外のサンベルト地帯等と比較して日射量が少なく、国土面積の狭さもあり、太陽熱発電の導入には向かないものと考えられている。

その一方で、近年では太陽光発電による MW 級のソーラー発電所の導入推進が見込まれる中で、規模的には類似しており、かつ発電効率、発電コストの点で同等以上の可能性を持つ太陽熱発電の事業性について、改めてフィージビリティスタディを実施し、我が国における導入可能性を再評価することが望まれる。

5.2.3 技術開発目標と技術開発の内容

以上、太陽熱発電の目指す姿と、課題と対応から導き出される、太陽熱発電の技術開発目標、技術開発内容を以下に示すとともに、技術ロードマップを図表 5.61 に示す。

(1) 技術開発目標

技術開発目標については、図表 5.59 のとおり設定した。

海外展開については、早期に国内実証試験サイトを整備し、2015 年以降は商用プラントの海外展開、2020 年以降は海外市場シェアの拡大を目標とした。

電力の供給形態、発電コストについては、IEA の技術ロードマップ⁴⁸ (5.1.6 節参照) を踏襲した。2020 年にミドル電源として、2030 年にはベース電源として既存電力と競争力を持つことを想定し、2020 年までの 10 年間で発電コストを半分に、また 2030 年までにさらにその約半分になるという前提のもと、2020 年に 10～15 円/kWh 程度、2030 年に 5～7 円程度のコスト目標値を設定した。なお、本コスト目標は、日射量の豊富な海外に設置した場合を想定している。

図表 5.59 太陽熱発電の技術開発目標

	2020 年	2030 年
国際競争力の強化	<ul style="list-style-type: none"> 商用プラントの海外展開 (2015 年までに国内実証試験サイトの整備、および実証試験の実施) 	<ul style="list-style-type: none"> 海外市場シェアの拡大
供給形態	ミドル電源利用	ベース電源利用
発電コスト	10～15 円/kWh 程度	5～7 円/kWh 程度

(2) 技術開発内容

前節で提示したコスト目標値を達成するために、図表 5.60 に示す技術課題に取り組む必要がある⁴⁹。特に重要な構成機器・設備については、海外企業に主要技術を握られないよう、戦略的に技術開発を進めることが重要である。

太陽熱発電の今後のキーテクノロジーは蓄熱技術である。ベース電源利用に向けて、蓄熱システムによる出力の平滑化・安定化が必要となる。蓄熱方式は、これまでに多く用いられてきた直接 2 槽式、間接 2 槽式に加え、現在温度躍層単槽式の技術開発が進められており、有望技術として注目されている。また蓄熱媒体としては、現在主流の熔融塩の他に、コンクリートやセラミックなどを用いた固体蓄熱方式の開発が進められている。セラミック技術については、日本の得意とする技術分野であり、優位性を発揮できる可能性が高い。

太陽熱発電のコスト競争力の強化にあたっては、発電効率の向上や設備費の削減が重要である。発電効率の向上にはタービン入口温度の高温化が有効であり、高温の蒸気や空気を生成す

⁴⁸ “Technology Roadmap Concentrating Solar Power” (2010, IEA)

⁴⁹ 個々の技術課題の詳細、近年の技術開発動向は 5.1.5 節を参照のこと。

るため、高温蓄熱技術、熱流体の高温化が重要課題となっている。具体的には、高温レシーバや、高性能集光制御システム、DSG システム (P276 参照)、高効率集熱管、高効率熱伝導流体、高反射集光ミラー等が技術開発項目に挙げられる。なお、蓄熱温度の高温化は蓄熱システムのコンパクト化につながるため、設備費の削減にも貢献する。

また、日本独自システムの開発や、フレネル型・タワー型の高性能化も技術開発オプションに挙げられる。フレネル型については、設備費が安価であること、高温蒸気 (480℃程度) が作れることから、近年になり注目が集まっている。またタワー型は、さらに高温蒸気 (550℃程度) の生成に向けた技術開発が進められている。両技術の技術改良の余地について検討するとともに、日本企業が取り組むべき技術開発項目を精査する必要がある。

設備費の削減としては、今後導入数が増えると考えられる、空冷式冷却システムの低コスト化・高効率化が課題に挙げられる。空冷式は大きな熱交換器を必要とするため設備費がかかること、熱交換効率が悪く発電量が減少することが課題となっており、低コスト化・高効率化に対するニーズは大きい。また、ヘリオスタット等、コストの大部分を占める要素機器・部材について、低コスト化を進めることも重要となる。

図表 5.60 太陽熱発電システムの主な技術開発内容

技術課題	解決策・要素技術
蓄熱による出力調整 (平滑化・安定化・発電時間の調整)	<ul style="list-style-type: none"> ● 高性能・低コスト次世代型蓄熱システム <ul style="list-style-type: none"> ➤ 温度躍層単槽式 ➤ セラミック蓄熱システム 等
発電効率の向上 発電量の増大	<ul style="list-style-type: none"> ● 高温蓄熱技術・熱流体の高温化 <ul style="list-style-type: none"> ➤ 高温レシーバ ➤ 高性能集光制御システム ➤ DSG システム ➤ 高効率集熱管、高効率熱媒 ➤ 高反射集光ミラー 等 ● 新システム開発 <ul style="list-style-type: none"> ➤ 日本独自システムの開発 ➤ 線形フレネル・タワー型の高性能化 等
設備費の削減	<ul style="list-style-type: none"> ● 低コスト・高効率空冷式冷却システム ● 低コスト材料開発

図表 5.61 太陽熱発電の技術ロードマップ

