

# NEDO

# 再生可能エネルギー

# 技術白書

## 第2版

再生可能エネルギー普及拡大にむけて克服すべき課題と処方箋

独立行政法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構 編  
New Energy and Industrial Technology Development Organization

第1章 再生可能エネルギーの役割

第2章 太陽光発電

第3章 風力発電

第4章 バイオマスエネルギー

**第5章 太陽熱発電・太陽熱利用**

第6章 海洋エネルギー

第7章 地熱発電

第8章 中小水力発電

第9章 系統サポート技術

第10章 スマートコミュニティ



## 第5章 太陽熱発電・太陽熱利用

5.1	技術の概要	4
5.1.1	技術の俯瞰	4
	(1) 太陽熱発電の原理	4
	(2) 集光・集熱技術の種類	5
5.1.2	システム価格, 発電コスト	12
	(1) 現状のコスト	12
	(2) 将来のコスト目標・見通し	15
5.2	導入ポテンシャル, 導入目標, 導入実績	16
5.2.1	導入ポテンシャル	16
	(1) 世界	16
	(2) 日本	17
5.2.2	導入目標	17
	(1) 欧州	19
	(2) 米国	20
	(3) 中国	20
	(4) インド	21
	(5) 中東	22
	(6) オーストラリア	23
5.2.3	導入実績	24
	(1) Andasol1-3 (トラフ型, スペイン)	25
	(2) PS10&PS20 プラント (タワー型, スペイン)	26
	(3) GEMASOLAR プラント (タワー型, スペイン)	27
5.3	世界の市場動向	29
5.4	各国の技術開発動向	30
5.4.1	技術開発動向	31
	(1) プラントメーカー・ディベロッパーの動向	31
	(2) 部材メーカーの動向	37
5.4.2	発電量の増大に係る技術開発 —蓄熱システム—	38
	(1) 現在の蓄熱システム	38
	(2) 開発中の蓄熱システム, 蓄熱媒体	39
5.4.3	発電効率の向上に係る技術開発 —蒸気の高温化—	43
	(1) 直接蒸気生成 (Direct Steam Generation : DSG) システム	43
	(2) 高温レシーバー (タワー型)	44
	(3) 高効率レシーバー	44
	(4) 高効率熱媒体	44

5.4.4	設備費・運転費の削減に係る技術開発.....	45
(1)	コレクタの大型化（トラフ型）.....	45
(2)	空冷式熱交換器の低コスト化・高効率化.....	46
5.5	太陽熱利用.....	47
5.5.1	集光型・中高温太陽熱利用.....	47
(1)	コレクタ.....	47
(2)	中高温太陽熱利用の現状.....	49
5.5.2	低温太陽熱利用熱供給システム.....	52
(1)	技術の俯瞰.....	52
5.6	今後に向けた課題と克服方策.....	56
5.6.1	蓄熱技術をはじめとするキーテクノロジーの開発支援.....	57
5.6.2	コスト競争力の強化.....	57
5.6.3	海外プロジェクトへの参画支援.....	57

## 5.1 技術の概要

### 5.1.1 技術の俯瞰

#### (1) 太陽熱発電の原理

太陽熱発電とは、太陽熱によって生成し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。

太陽熱発電のシステム構成を図 5-1 に示す。太陽熱発電は、太陽から地上へと散乱せずに降り注ぐ直達光を集光して熱に変える集光・集熱部分と、蒸気タービンで発電する発電部分に大別できる。集光することによって、エネルギー密度が低い太陽エネルギーでも高温を得ることが可能になる。

集光・集熱部分では、反射鏡で構成されるコレクタを用いて太陽光を集光し、レシーバーで集熱チューブ表面に集光光を当てて熱に変換（集熱）、チューブの中を流れる熱媒体へ熱を伝える。熱媒体には、熔融塩や水／水蒸気、空気などを用いる。熱媒体でレシーバーから発電部分まで熱エネルギーを輸送し、水／水蒸気以外の熱媒体を使用する場合には別途、蒸気発生器で水蒸気を製造して蒸気タービンに供給する。

太陽熱発電の特徴として、太陽光を一旦、熱に代えて発電するため、熱慣性や蒸気タービンなどによる機械的な慣性力によって発電量が平滑化される点が挙げられる。また、曇天日や夜間など、日射の得られない時間帯でも発電を可能にする蓄熱システムの導入や、化石燃料やバイオマスなどを燃料とするボイラを組み込んだハイブリッド化が可能である。これらのシステムを付加することによって、曇天日や日没から夜半までの電力需要が多い時間帯にも、電力の安定供給が可能になる。

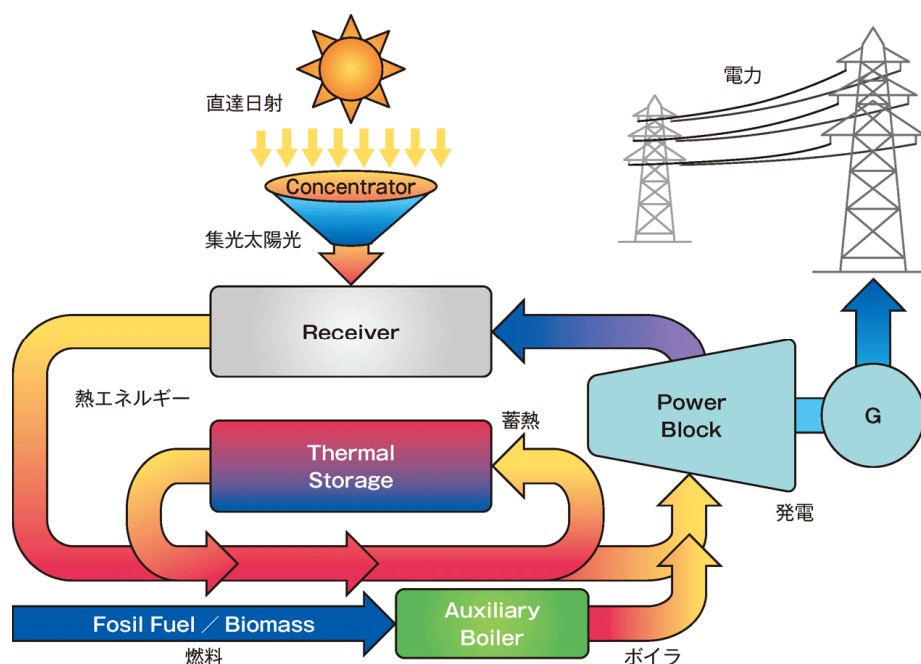


図 5-1 太陽熱発電のシステム構成例

出典：“Concentrating Solar Thermal Power Technology Close Up”（M. J. Blanco, CENER プレゼン資料）より NEDO 作成

図 5-2 は、米国南西部の近接した、太陽熱発電プラント（蓄熱システムなし）と、太陽光のプラントの曇天日における発電量の経時変化を示している。太陽光発電は雲の影によって発電量が変動するのに対し、太陽熱発電の変動はごく小さい。太陽光発電や風力発電と比較して、ほぼ安定的な運転ができること、また蓄熱システムなどを導入することによって日射を得られない時間帯の発電や電力需要の変化にある程度合わせた電力供給が可能であることが、太陽熱発電の大きな利点の一つと考えられる。

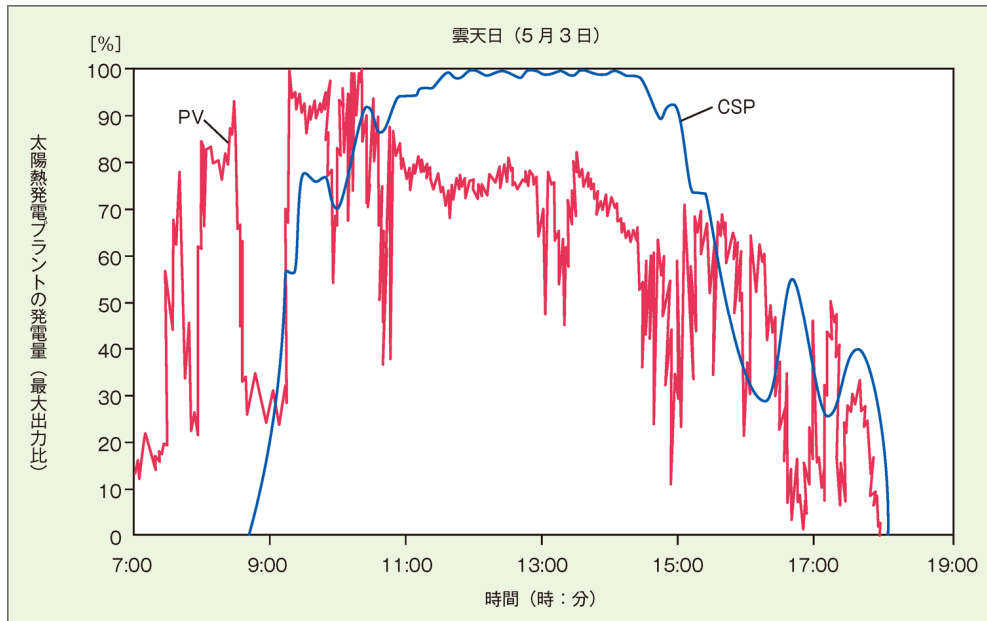


図 5-2 約 50km 離れた CSP 及び PV の発電量の経時変化（曇天日）

注：CSP は長時間の蓄熱システムを備えていない

出典：Mehos, et al., IEEE Power & Energy Magazine, Vol.7 Issue 3 (2009) より NEDO 作成

## (2) 集光・集熱技術の種類

太陽熱発電の特徴的な技術のうち、最も重要なものは、太陽光を集光・集熱する技術である。現在用いられている集光・集熱技術は、主に次の 4 種類に区分される。

### 1) パラボラ・トラフ型

パラボラ・トラフ型（以下、トラフ型とする）は、樋状に伸びた断面が放物線形状曲面の反射鏡集光ミラーを用いて集熱管に集光することによって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て発電するシステムである。これを図 5-3 に示す。熱媒は約 400℃ 近くまで加熱された後、熱交換器に送られて蒸気（約 380℃）を発生させる。システム効率は 15% 程度である。

高度な集光技術が不要で、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 年代から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。

トラフ型は次項のリニア・フレネル型とともに集光度が低く、高温運転には向いていない。ただし、集光・集熱性能を考えると、熱媒を 550℃ 程度まで加熱することが可能であり、水/水蒸気や熔融塩を熱媒として高温化する動きが活発である<sup>1</sup>。

<sup>1</sup> 5.4.3 項参照

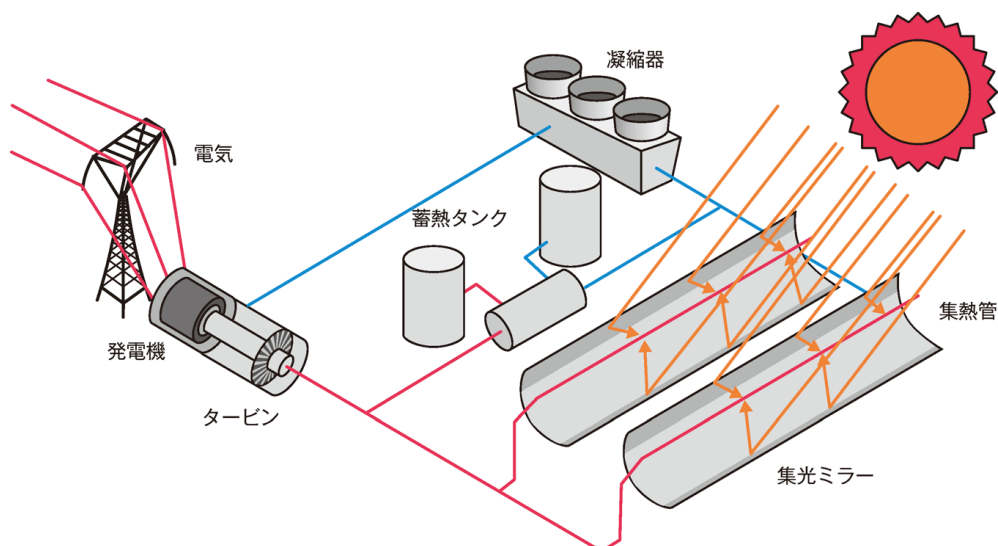


図 5-3 トラフ型太陽熱発電システム

出典：DOE ホームページより NEDO 作成

トラフ型のコレクタは、フィールド全体に広範囲にわたって配置するため、レシーバーでの熱損失が比較的大きいことや、長い配管に熱媒体を流すための動力損失などが課題である。レシーバーには普通の鋼管ではなく、熱損失の小さい真空二重管<sup>2</sup>が使用される。

## 2) リニア・フレネル型

トラフ型と類似の技術に、リニア・フレネル型（以下、フレネル型とする）がある。これを図 5-4 に示す。これはわずかに凹面の細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。

トラフ型と比較して集光効率が劣ることと、真空二重管のレシーバーを使用しない設備が多いことから、現在のシステム効率は 8~10% とトラフ型より低い。しかし、トラフ型の曲面集光ミラーより製造が容易でコスト削減が可能であることや、集光ミラーが風圧の影響を受けにくいなどの利点がある。集光・集熱部分の設備費については、一般的なトラフ型よりも簡易で軽量であることから、フレネル型のシステム価格はトラフ型の 5~6 割程度といわれている。また、トラフ型プラントは 15m/s 以上の風速で運転を中止してしまうのに対し、フレネル型プラントは 20~25m/s まで運転が可能である。

さらに、反射鏡の投影面積（アパチャ面積、太陽エネルギーの集光量に比例）と設置する土地面積の比率（土地利用率）を比較すると、トラフ型が約 30% であるのに対し、フレネル型では 60~80% にもなる。したがって、フレネル型は風が強い地域に加えて、土地の値段が高い場合や土地面積が小さい場合に適したシステムである。

フレネル型では、熱交換器を介さず、集熱管で直接、蒸気を生成する DSG システム（Direct Steam Generation システム）の導入がトラフ型よりも容易であるため、DSG システムを採用することが多い。フレネル型はトラフ型よりも集光・集熱効率が低いため、蒸気温度は 250~500℃ 程度で使用されることが多い。現在、発電用プラントの他、既存の火力発電所への蒸気供給など

<sup>2</sup> ステンレス管の外側にガラス管で覆って二重管とし、その間を真空にしたもの。ステンレス管表面には、太陽光を吸収しやすく、赤外放射を低減させる選択吸収膜が形成されている。

の実証試験が、米国やオーストラリアなどで行われている（図 5-5）。また、工場などの各種プロセスヒート供給源としての用途も広い。

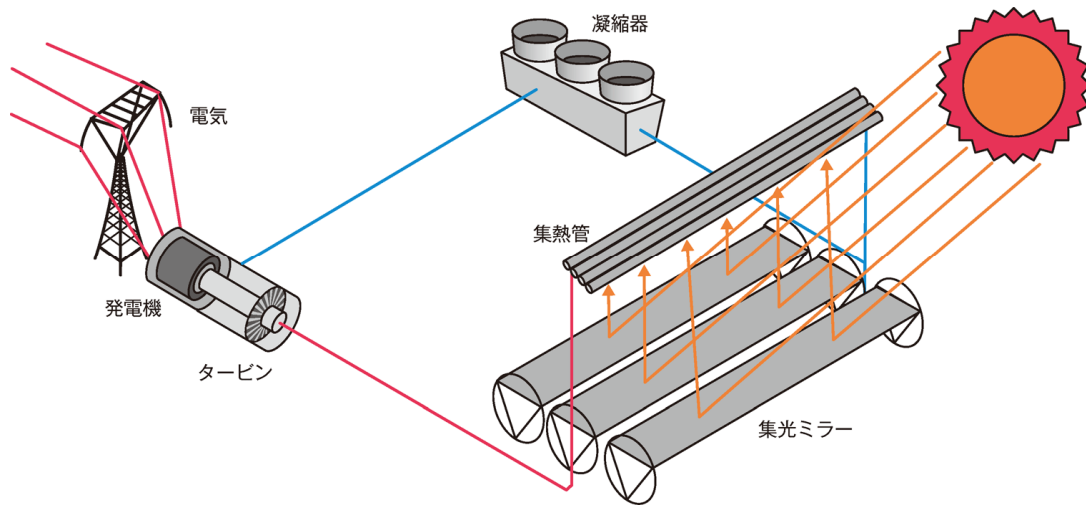


図 5-4 フレネル型太陽熱発電システム

出典：DOE ホームページより NEDO 作成



図 5-5 Liddell 太陽熱発電プラント（豪）

出典：DESERTEC-UK ホームページ

### 3) タワー型

タワー型は、ヘリオスタット（Heliostats）と呼ばれる太陽追尾装置を持つ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レシーバー集熱器に太陽の動きを追尾しながら集光・集熱し、その熱で蒸気を生成して発電するシステムである。これを図 5-6 と図 5-7 に示す。タワー型の熱媒体としては水/水蒸気（DSG システム）や硝酸塩系溶融塩が主として用いられるが、空気を使用する動きもある。

タワー型は、多数のヘリオスタットからの反射光を一つのレシーバーに集めるため、トラフ型よりも集光度が高く、高温の蒸気を作り出すことができる。したがって、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、システム効率は 20～35%になると見られている。

タワー型では、通常の蒸気タービンではなく、ガスタービンを用いて発電する技術の開発も進んでいる。これは、ガスタービンの圧縮機で圧縮した空気を太陽熱でさらに加熱し、ガスタービンを回して発電する技術である。レシーバーからの出口空気温度は 850～1000℃（もしくはそれ以上）で、レシーバー構造によって異なる。

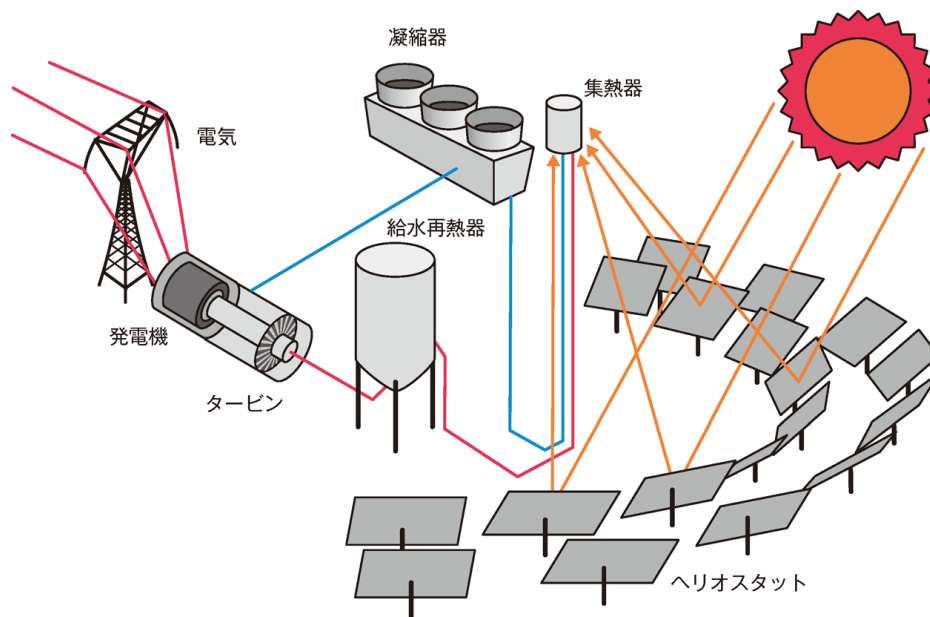


図 5-6 タワー型太陽熱発電システム

出典：DOE ホームページより NEDO 作成

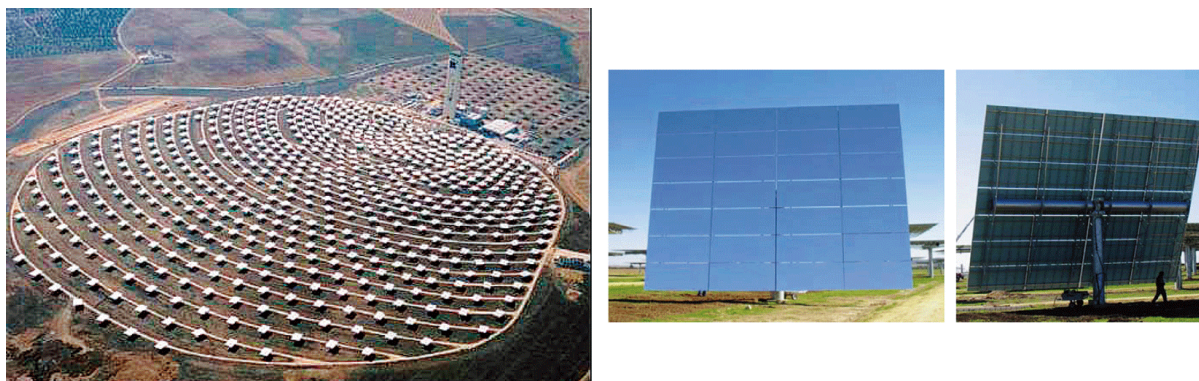


図 5-7 PS10 太陽熱発電プラント（左：外観 右：ヘリオスタット）

※タワー高さ 115m，フィールド面積約 75,000m<sup>2</sup>  
 出典：“Concentrating Solar Power” (2007, EC)

タワー型技術の一つに、ビームダウンと呼ばれる集光システムがある。これは、タワー上部に二次反射鏡を置き、レシーバーをタワーの下方へ置いたものである。ヘリオスタットからの反射光は、二次反射鏡で下方のレシーバーへ向けて反射される。この技術は、反射望遠鏡の原理を応用したものである。

#### 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<sup>3</sup>やマイクロタービンなどによって発電するシステムである。これを図 5-8 と図 5-9 に示す。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℃まで加熱でき、米国の 25kW シス

<sup>3</sup> 外部にある熱源によって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。



テムで発電効率 30%を記録している。米国やオーストラリアなどを中心に実証試験が進められている。

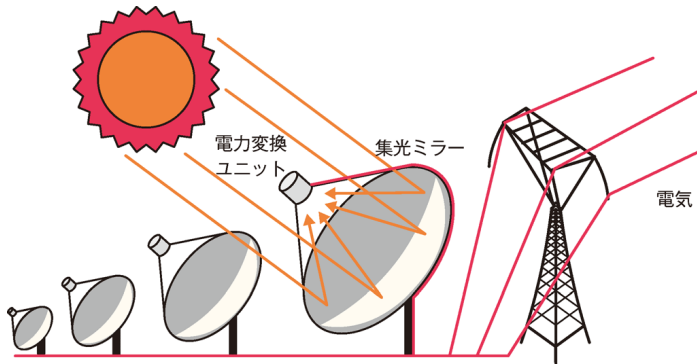


図 5-8 ディッシュ型太陽熱発電システム

出典：DOE ホームページより NEDO 作成



図 5-9 EuroDish

※直径 8.5m

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

**表 5-1** 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、実績と信頼性で強みを発揮する。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。そのため、今後の技術開発による改良の余地は大きい。プラント効率が 20～35%と高く、高温蓄熱が可能で、蓄熱設備を小さくできることなどから、将来的にコスト競争力を持ち、トラフ型に代わって主流となる可能性が高い。また、フレネル型も実績を積み、低コスト化が一層進めば、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がある。しかし、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。

## 第5章 太陽熱発電・太陽熱利用

表 5-1 太陽熱発電の集光・集熱技術別比較

	トラフ型	フレネル型	タワー型	ディッシュ型
用途	・系統連系型発電 ・中～高温プロセス加熱	・系統連系型発電 ・中～高温プロセス加熱	・系統連系型発電 ・高温プロセス加熱	・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 %
土地利用 <sup>※</sup>	25～40 %	60～80 %	20～25 %	—
冷却水使用量	3,000 L/MWh (または空冷式)	3,000 L/MWh (または空冷式)	2,000 L/MWh (または空冷式)	不要
利点	<ul style="list-style-type: none"> <li>・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</li> <li>・モジュール方式</li> <li>・蓄熱との組合せが可能</li> <li>・火力発電とのハイブリッド事例あり</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・商用利用が可能な段階にある</li> <li>・集光ミラーの現地購入、現地加工が可能</li> <li>・プラントコストが安い</li> <li>・蓄熱との組合せが可能</li> <li>・火力発電とのハイブリッドが可能</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・中期的に高い発電効率の実現が見込まれる</li> <li>・高温蓄熱が可能</li> <li>・火力発電とのハイブリッドが可能</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・30 %超 (ピーク時) の高い発電効率</li> <li>・モジュール方式</li> <li>・製造が簡易で、大量生産が可能</li> <li>・冷却時に水が不要</li> <li>・蓄熱との組合せを開発中</li> </ul>
課題・展望	<ul style="list-style-type: none"> <li>・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</li> <li>・各種改良が行われている</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・市場投入されたばかりであり、大規模プラントにおける実績が必要</li> <li>・今後の技術開発による改良余地は大きい</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・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</li> <li>・今後の技術開発による改良余地は非常に大きい</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・大規模商用プラントの事例がない</li> <li>・大量生産時のコストについて実証が必要</li> <li>・量産化が進めば改良の余地がある</li> </ul>

※：土地利用<sup>率</sup> [%] = 反射鏡の投影面積 (アパチャ面積) / 設置する土地面積

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](http://www.stirlingenergy.com/pdf/2010_01_22.pdf)), “Technology Roadmap Concentrating Solar Power” (2010, IEA), “Global Potential of Concentrating Solar Power” (2009, SolarPACES) より NEDO 作成

## 5) 蓄熱・ハイブリッド化

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。また、天候の影響によって日射量の変動することなどから、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。近年、稼働しているプラントでは、夜間や日射量の少ない時間帯・期間も発電できるよう、蓄熱システムや天然ガスを燃料とするボイラのバックアップシステムの導入例も出てきている。

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や、安定した出力の確保が重要となる。ボイラを組み合わせるハイブリッド化は、冬季など日射量が不足する場合に有効である。しかし、日射がない時間帯のボイラのみでの長時間の運転は、資源制約やCO<sub>2</sub>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が主流になると考えられる。図 5-10 と図 5-11 にトラフ型プラントでの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って、日没後の電力需要への対応や出力の平滑化、発電時間帯の調整などが可能となる。

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・売電することによって、コスト競争力を高められる点でも有効である。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の向上に向けて、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、各種技術が開発されている（詳細は5.4.2項参照）。

スペインで商用運転を開始した GEMASOLAR プラントは、熔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。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。同様のプラントは 2013 年時点、米国で建設中であり、南アフリカなどでも建設が決定している。

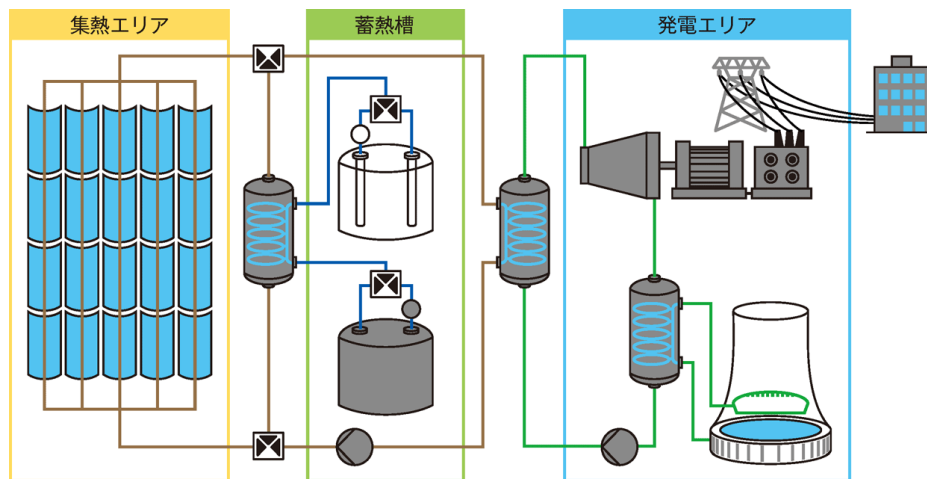


図 5-10 蓄熱システム例（トラフ型プラント）

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

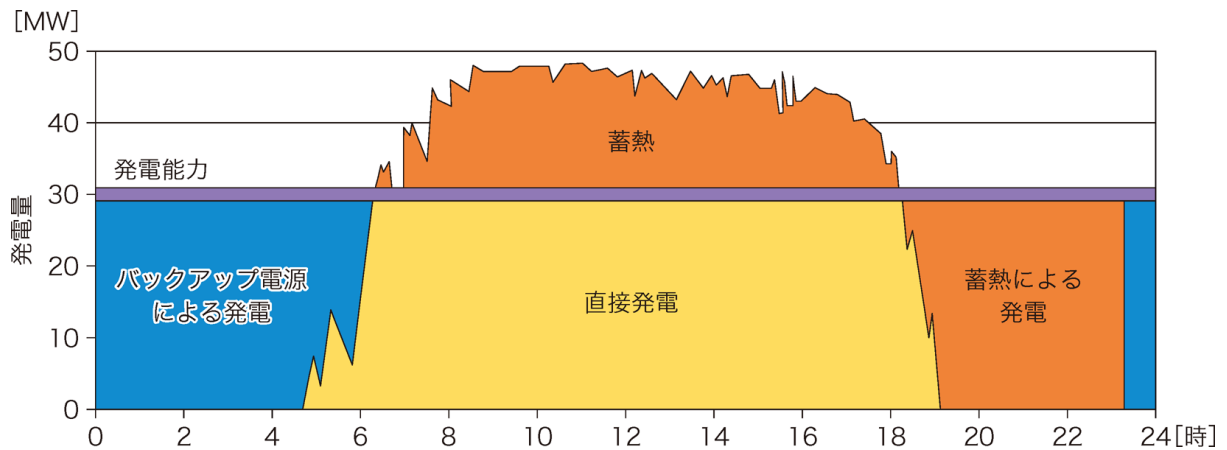


図 5-11 蓄熱システムとバックアップ電源の組合せ例

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

## 6) ISCC

太陽熱集光・集熱システムとガスコンバインドサイクルを組み合わせた ISCC (Integrated Solar Combined Cycle) システムがある。これを図 5-12 に示す。ISCC は、太陽熱によって生成した蒸気と、ガスタービンの排熱によって生成し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できる。エジプトやモロッコ、アルジェリアなどで運転が開始されて

いる。

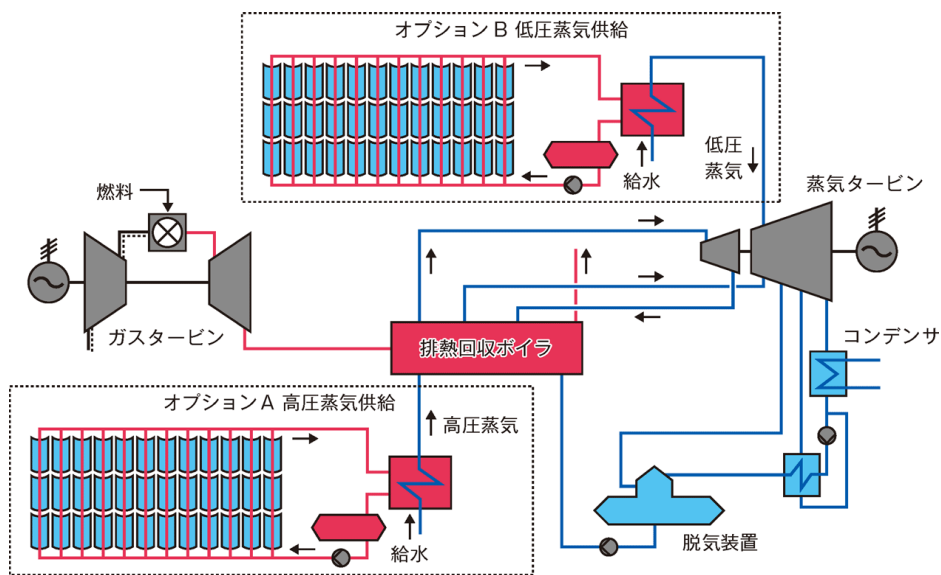


図 5-12 ISCC プラントのシステム構成例

出典：“Status Report on Solar Trough Power Plants” (Pilkington, 1996) より NEDO 作成

### 5.1.2 システム価格、発電コスト

#### (1) 現状のコスト

表 5-2 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。太陽熱発電のコストは，土地代や人件費，日射量，蓄熱装置，ソーラーフィールドの規模などプラント緒元（蓄熱設備の有無）によって異なる（図 5-13，図 5-14）。また，タワー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に加え，今後の技術開発による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。

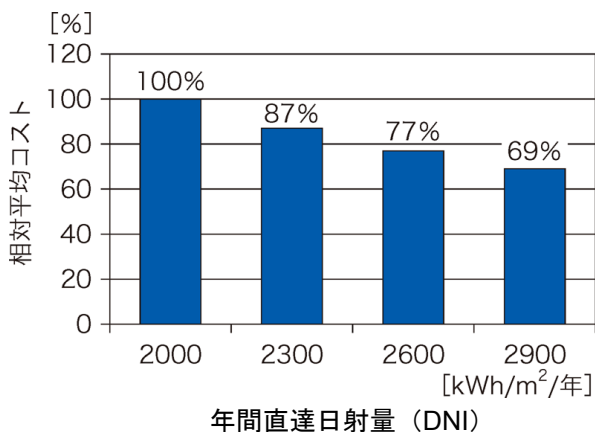


図 5-13 相対平均コストに及ぼす直達日射量の影響

出典：“European Concentrated Solar Thermal Road-mapping” (R. Pitz-Paal, J. Dersch, et al., DLR, 2005) より NEDO 作成

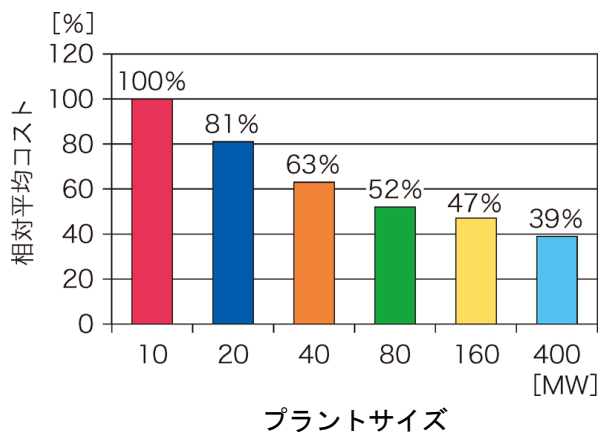


図 5-14 相対平均コストに及ぼすプラント・サイズの影響

出典：“Renewable Energy Technology Characterizations” (R. Diver, G. Kolb, et al., TR-109496 EPRI and DOE, 1997) より NEDO 作成

トラフ型のシステム価格は、おおむね 30～70 万円/kW の水準にあり、蓄熱装置なしのプラントで、日射条件の良好な場所では、システム価格は価格帯の低いほうになる。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 100MW へのスケールアップによって 12%、200MW へのスケールアップによって 20%の削減が可能と見込まれている。また、発電機や周辺機器、系統連系に掛かるコストは、プラントサイズが 2 倍になると 20～25%削減されるとされている。加えて、DSG システムを採用した場合はシステム価格を 10～20%削減可能との報告もあり、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。

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、ヘリオスタットなどの量産化や、システム運用の最適化、産業の成熟によって、将来的に 40～75%の削減ポテンシャルが期待されている。また、タワー型は発電効率が高いことから<sup>4</sup>、発電コストで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。図 5-15 に示すとおり、トラフ型でおおむね 15～25 円/kWh の水準にある。なお、技術の向上や運転の最適化によって、米国の SEGS プラント（1～9 号機、トラフ型）では、1 号機では 0.44 ドル/kWh（35.2 円/kWh）であった発電コストが、9 号機では 0.17 ドル/kWh（13.6 円/kWh）にまで削減されている。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）のみとなる。米国の SEGSⅢ～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。

なお、太陽熱発電の発電コストは、バックアップシステムを含んだ額であり、一般的にバックアップシステムを除いた額で議論される太陽光や風力などとの発電コスト比較の際には、留意が必要である。

表 5-2 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
1 トラフ型（商用） タワー型（実証）	33.6～67.2 (4,200～8,400 ドル /kW)	14.4～24 (0.18～0.30 ドル /kWh)	プラントサイズ： 1～250 MW
2 トラフ型	33.6～67.2 (4,200～8,400 ドル /kW)	16～24 (0.2～0.3 ドル /kWh)	大規模トラフ型プラントにおける価格
3 トラフ型	29.6 (3,700 ドル /kW)	17.6～21.6 (0.22～0.27 ドル /kWh)	発電容量：250 MW

※：1 ドル＝80 円として換算

出典資料 1：“Deploying Renewables - Best and Future Policy Practice”（2011, IEA）,

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

資料 3：“Comparative Costs of California Central Station Electricity Generation”（2010, California Energy Commission）

より NEDO 作成

4 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。

第5章 太陽熱発電・太陽熱利用

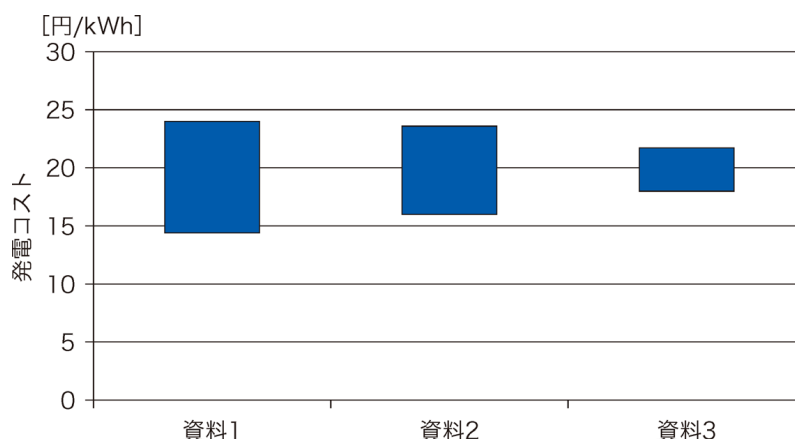


図 5-15 太陽熱発電の発電コスト（トラフ型）

出典：表 5-2 より NEDO 作成

太陽熱発電のコスト競争力の強化に当たっては、設備費の削減が重要である。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 5-16 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/m<sup>2</sup>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（表 5-3）。また、ヘリオスタット価格は生産量に大きく依存し、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 /m<sup>2</sup>⇒126 /m<sup>2</sup><sup>5</sup>）が見込まれるとしている。

現在、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や（5.4.4 項参照）、多くのプラント建設計画があって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。

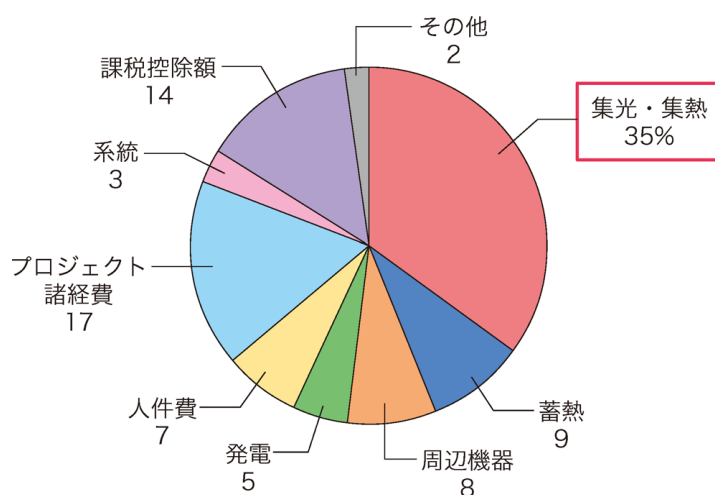


図 5-16 トラフ型プラントのコスト内訳（50MW、7 時間蓄熱システムの場合）

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

<sup>5</sup> 2006 年時点の推定価格。

表 5-3 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 [円 /m <sup>2</sup> ]	発電コスト* [円 /kWh] (タワー型 / 溶融塩蓄熱システム)
8,000	5.4
10,000	5.9
15,000	7.3
20,000	8.7

※：1ドル=100円として換算

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

## (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) <sup>6</sup> の技術ロードマップで, 2009 年時点の最先端の商用プラントと比較して, 2020 年までに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。

また, 米国 DOE は, 2011 年 2 月に新たな技術開発戦略として「Sunshot イニシアティブ」を発表した。Sunshot イニシアティブでは, 大規模太陽エネルギーシステムの発電コストを 2020 年までに 6 セント/kWh まで引き下げることを目指している。なお, 2009 年に設定された目標値は, トラフ型で 11 セント/kWh, タワー型で 9.1 セント/kWh であり, Sunshot イニシアティブで大幅に上方修正されている。

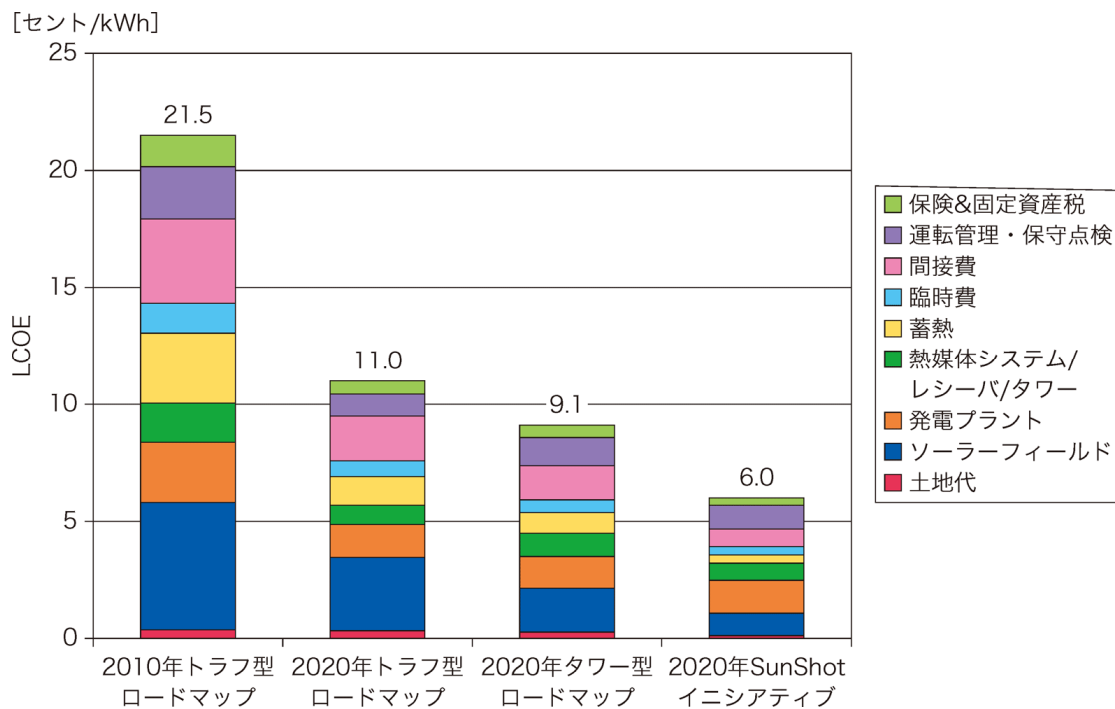


図 5-17 米国における太陽熱発電コストの目標

出典：“CSP & The SunShot Initiative” (2011, DOE-CSP Industry Meeting 資料) より NEDO 作成

IEA は, 2010 年に発表した太陽熱発電の技術ロードマップの中で, 2020 年にミドル電源とし

<sup>6</sup> 低炭素化社会の早期実現に向けて, EU 全体で共同して低炭素化技術の研究開発および普及の加速を目的とした EU の技術開発戦略。

## 第5章 太陽熱発電・太陽熱利用

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る（図5-18）。これは、平均習熟率を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。

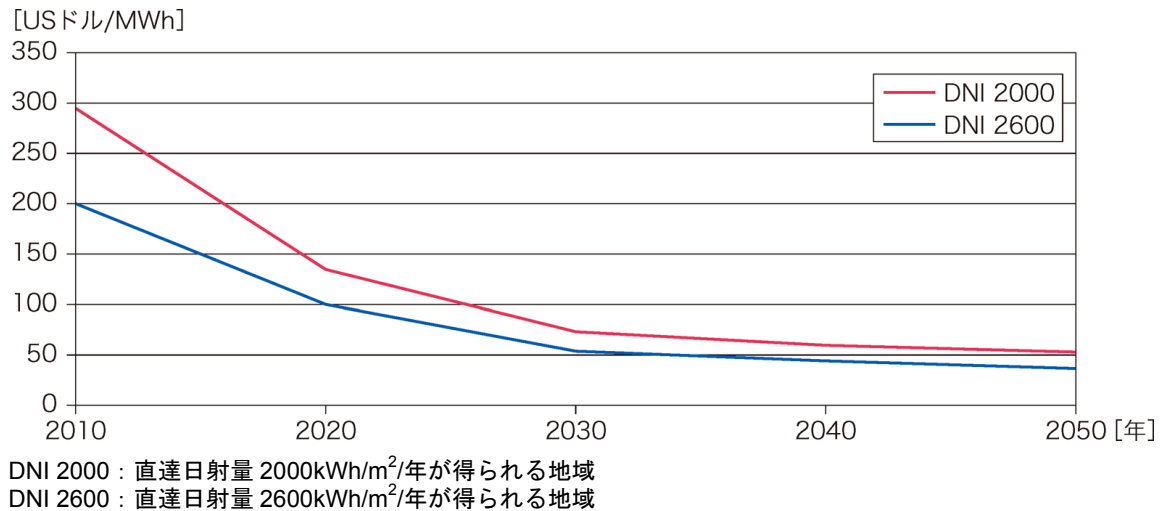


図 5-18 IEA 技術ロードマップにおける発電コストの見通し

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

## 5.2 導入ポテンシャル、導入目標、導入実績

### 5.2.1 導入ポテンシャル

#### (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 2,000kWh/m<sup>2</sup> 以上の年間直達日射量が得られる、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、北アフリカや南アフリカ、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などが該当する。これらのサンベルト地帯では、年間 3,000kWh/m<sup>2</sup> 以上の年間直達日射量が得られる地域も存在する（図 5-19）。

なお、太陽熱発電導入時には、日射量に加えて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、トラフ式で約 3,000L/MWh、タワー式で約 2,000L/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、熱交換効率が低く、設備コストが高い空冷式熱交換器を導入せざるを得なくなる。そのため、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。



Yearly sum of direct normal irradiance

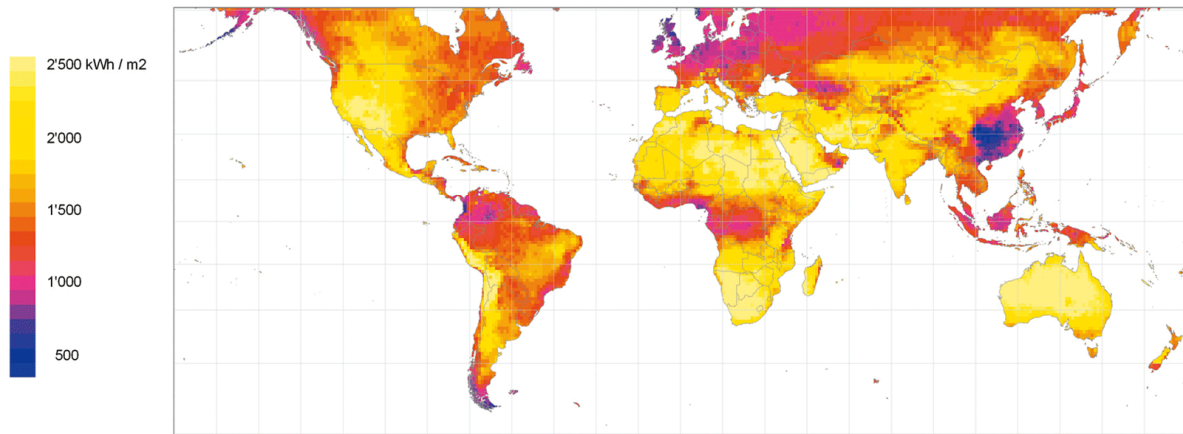


図 5-19 世界の年間直達日射量マップ (kWh/m<sup>2</sup>/y)

出典：meteonorm ホームページ

## (2) 日本

日本の年間直達日射量は年間 1,000~1,300kWh/m<sup>2</sup> 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とるのは難しいといわれている。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 1,360kWh/m<sup>2</sup> の年間直達日射量が得られる。

### 5.2.2 導入目標

各国の再生可能エネルギー及び太陽熱発電の導入目標量例を表 5-4 に示す。サンベルト地帯では、太陽光発電に加え、太陽熱発電が主要電源の一つに位置付けられており、積極的な導入目標・導入見通しが掲げられている。日本では、太陽熱発電の具体的導入目標は設定されていない。

表 5-4 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
日本	<ul style="list-style-type: none"> <li>「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。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>太陽熱発電の導入目標はなし。</li> </ul>
EU	<ul style="list-style-type: none"> <li>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2007年に決定。</li> <li>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。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>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。</li> <li>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(P34参照)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。</li> </ul>

第5章 太陽熱発電・太陽熱利用

	導入目標等	
	再生可能エネルギー全体	太陽熱発電
米国	<ul style="list-style-type: none"> <li>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。</li> <li>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。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>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。</li> </ul>
中国	<ul style="list-style-type: none"> <li>「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。</li> <li>第12次5ヵ年計画において、2015年までに非化石エネルギーを標準炭換算4.8億トン開発するという目標を設定。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>左記「中長期発展計画」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。</li> <li>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。</li> <li>第12次5ヵ年計画において、2015年までに太陽エネルギー発電設備の目標を15GW、年間発電量20TWhとする。</li> </ul>
インド	<ul style="list-style-type: none"> <li>各州においてRPS制度を実施。</li> <li>“National Action Plan for Climate Change (NAPCC)”において、再生可能エネルギー由来の電力購入義務を2020年に15%と設定。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>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)。</li> </ul>
中東	<ul style="list-style-type: none"> <li>サウジアラビア：2032年までに54GWの再生可能エネルギー(太陽熱、太陽光、風力、地熱、廃棄物発電)を導入する計画。</li> <li>その他中東国：総エネルギー生産量に対する再生可能エネルギーの割合目標を以下のとおり設定。 <ul style="list-style-type: none"> <li>▶アルジェリア、イスラエル等：10%(2020年まで)</li> <li>▶モロッコ：40%(2020年まで)</li> <li>▶UAE：7%(2020年まで)</li> </ul> </li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>サウジアラビア：2032年までに25GWの太陽熱発電の導入を計画。</li> <li>モロッコ：太陽エネルギー複合発電プロジェクトにおいて、2020年までに2,000MWの導入を計画。</li> <li>アルジェリア：2017年までに170MW(340GWh)の導入を計画。</li> </ul>
豪州	<ul style="list-style-type: none"> <li>2020年までに総発電量に占める再生可能エネルギーの割合を20%とする目標を設定。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>再生可能エネルギー目標の対象に太陽熱発電も含まれているが、個別の数値目標は設定されていない。</li> </ul>

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, 海外電力調査会), 新華社通信2011年12月19日報道, “National Action Plan On Climate Change”(2008, インド政府), “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), “Role of Solar in K.A.CARE Renewable Procurement Program”(2012, K.A.CARE), 「中東および北アフリカにおける再生可能エネルギー市場に関する調査」(2010, JETRO), オーストラリア政府ホームページより NEDO 作成

(1) 欧州

欧州の太陽熱発電の導入目標量例を表 5-5 に示す。

表 5-5 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	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を設定。	—
Renewable Energy Technology Roadmap 20 % by 2020 (EREC)	43 TWh 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 %を太陽熱発電で賄う。	EU の電力消費量の 10 %以上を太陽熱発電で賄う。 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) より NEDO 作成

欧州理事会は 2007 年 3 月、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、廃止した。そして、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」を策定し、この指令で加盟各国に法的拘束力のある数値目標が設定された。

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ごとの寄与度（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（表 5-6）。これは 2020 年時点の欧州の電力需要予測（3,914TWh）の約 1%に当たる。

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）」<sup>9</sup>で、2020 年までに EU の電力消費量の 3%を太陽熱発電で賄う目標が掲げられている。なお、DESERTEC プロジェクトが実現された場合、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。

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）。

9 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および普及の加速を目的とした 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って承認された。

## 第5章 太陽熱発電・太陽熱利用

表 5-6 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  
目標達成に必要なとなる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) より NEDO 作成

## (2) 米国

米国の太陽熱発電の導入目標量例を表 5-7 に示す。

表 5-7 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	
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，“New Energy for America” (2009, Barack Obama and Joe Biden,  
<http://www.dsireusa.org/>) より NEDO 作成

米国では国全体としての導入目標値は掲げられていないが、29の州政府とDC政府<sup>10</sup>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。ニューヨーク州を除いて、太陽熱発電も制度の対象となっている。

## (3) 中国

中国の太陽熱発電の導入目標量例を表 5-8 に示す。

表 5-8 中国における導入目標量例

施策名	2015年	2020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ヵ年計画」	—	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 2.0 GW (うち太陽熱発電を0.2 GW) に引き上げ。 ※上記目標を2020年までに20 GWに 上方修正する方針を2009年に発表。
「第12次5ヵ年計画」	太陽エネルギー利用 (太陽光・太陽熱発 電の合計) の発電設備容量を21 GW。	太陽エネルギー利用 (太陽光・太陽熱発 電の合計) の発電設備容量を50 GW。

出典：「海外電力」(2008/10, 2010/3, 海外電力調査会), 第12次5ヵ年計画 (2012年7月, 中国国務院) より  
NEDO 作成

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ヵ年計画」(2008年3月)で, 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%, 2020年に15%に引き上げる目標を設定している。また, 同計画で, 2020年までに太陽エネルギー利用の発電設備容量 (太陽光・太陽熱発電の合計) を2.0GWに引

<sup>10</sup> 2010年3月時点。

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 年に発表された「新エネルギー産業振興計画」によって、上記目標を 2020 年までに 20GW と大きく上方修正する意向を示しており、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付けの高さがうかがえる。

エネルギー需要が今後大きく伸びる中国では、賦存量の豊富な国産エネルギーである石炭への依存度の高まりが予想される。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って、石炭利用での CO<sub>2</sub> 排出量を縮減する取り組みを進めており、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。

第 12 次 5 ヶ年計画（2011～2015 年）では、太陽エネルギー利用の発電設備容量（太陽光・太陽熱発電の合計）を 2015 年までに 21GW、2020 年までに 50GW にする目標が掲げられている。これは、当初 10GW であった目標値が上方修正されたものである。当初目標値の 10GW に対して、太陽熱発電は当初の目標値の 1 割に当たる 1GW の目標値であった。中国では、太陽光発電と太陽熱発電の両方を推進していく方針であり、2012 年 1 月には太陽熱発電の標準化に関する公布が出されている。

#### (4) インド

インド政府は 2009 年 11 月、「National Solar Mission」を発表し、2022 年度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、次に示す複数の実証試験の実施を明記している（合計約 400MW）。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 は 3 つのフェーズに分かれて計画されており、2013 年度までに 1,000MW（太陽光発電と太陽熱発電が各 500MW）、2017 年度までに累積 10,000MW、2022 年度までに 20,000MW の系統連系型太陽エネルギー発電設備が導入される予定である。

〈National Solar Mission で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・バイオマスなどとのハイブリッド）
- ・ 20～50MW のタワー型太陽熱発電プラント

また、中央政府の他にグジャラート州とラジャスタン州もそれぞれ、表 5-9 に示した導入目標を設定しており、目標達成のために州独自のフィードインタリフ (FIT) 制度<sup>11</sup>を導入している。

<sup>11</sup> 固定電力買取制度 (Feed-in tariff: FIT) : エネルギーの買取り価格 (tariff) を法律で定める方式の助成制度。導入した時期によって一定期間、買取価格が固定される。

第5章 太陽熱発電・太陽熱利用

表 5-9 インドのグジャラート州とラジャスタン州における太陽エネルギー導入目標例

	グジャラート州	ラジャスタン州
導入目標	2013年度までに発電容量5MW以上の太陽エネルギー発電設備を500MW導入	2013年度まで：200MW (内、太陽熱発電100MW) 2013～2017年度の追加分：400MW (内、太陽熱発電200MW)
施策名	Solar Power Policy - 2009	Rajasthan Solar Energy Policy, 2011

(5) 中東

1) サウジアラビア

サウジアラビアは2012年5月、太陽エネルギーを中心とする再生可能エネルギー導入計画を発表した。この中で、2032年までに太陽熱発電を25GW、太陽光発電を16GW、再生可能エネルギー全体では54GWを導入すると明記している(図5-20)。この計画によって、発電用の石油消費量の削減と、地域の太陽エネルギー産業の振興、雇用創出を目指している。

計画の遂行は、アブドゥラー国王原子力・再生可能エネルギー都市(K.A.CARE: King Abdullah City for Atomic and Renewable Energy)が担っており、最初は2度の入札とFITの導入が予定されている。1回目の入札は2013年初頭、2回目の入札は2014年後半の予定である。再生可能エネルギー全体の入札枠は1回目が2～3GW、2回目が3～4GWである。太陽熱発電については1回目が0.9GW、2回目が1.2GWの入札枠となっている。対象となるプロジェクトの規模は5MW以上である。

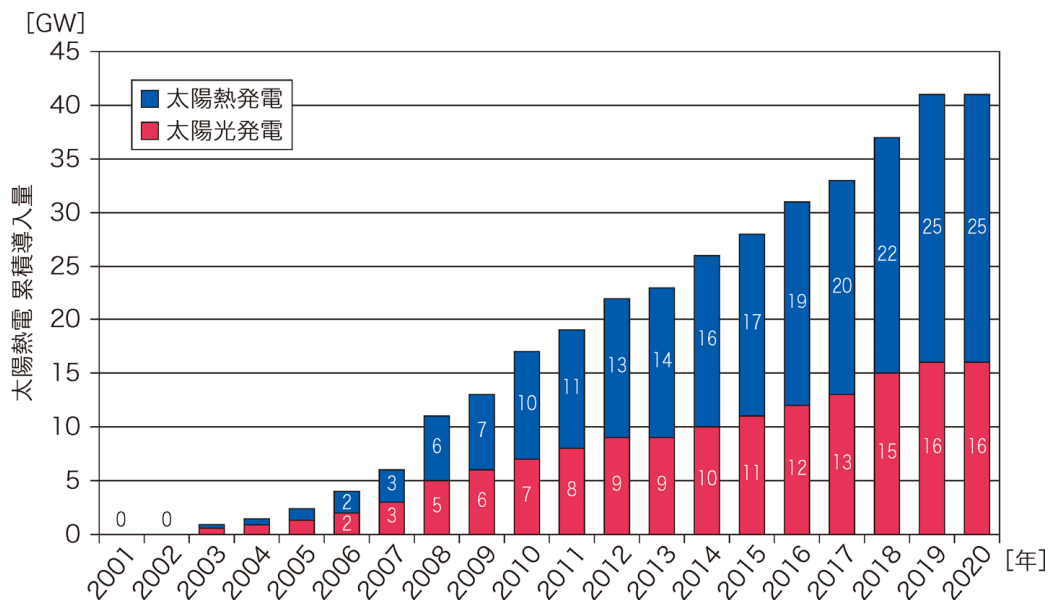


図 5-20 サウジアラビアにおける太陽エネルギー導入ロードマップ

出典：“Solar Energy ; A pillar of The Sustainable Energy Kingdom” (2012, K.A.CARE) より NEDO 作成

## 2) モロッコ

モロッコは、総エネルギー生産量に対する再生可能エネルギーの割合を2020年までに40%に引き上げる目標を設定している。太陽熱発電については、太陽エネルギー複合発電プロジェクトで、2020年までに2,000MWの太陽熱発電の導入を計画している。この計画が達成された場合、同国の総電力需要の14%が太陽熱発電によって賅われることになる。

推定費用90億ドルで、5つの発電所が合計面積 $1 \times 10^8 \text{ m}^2$  (10,000ha)におよぶ5つの用地に建設される。第1号基は、Ouarzazateの出力500MWの発電所で、2015年に操業を開始する予定であり、残りの4基(Ain Beni Mathar:出力20MW, Foug el-Oued:出力500MW, Boujdour:出力100MW, Sebkhath Tah:出力500MW)は、2019年までに操業を開始する計画である。

## 3) アルジェリア

アルジェリアは、総エネルギー生産量に対する再生可能エネルギーの割合を2020年までに10%に引き上げる目標を設定している。太陽エネルギーは目標達成の中心的政策であり、ISCCプラントの建設を進めている。2017年までに170GW (340GWh)の太陽熱発電プラントの建設を計画している。

### (6) オーストラリア

オーストラリアは2009年、電力供給量の20%を再生可能エネルギーで賅うという目標を掲げた。この目標を達成するため、大規模設備と小規模設備に分かれた2つのスキームで支援しており、太陽熱発電は大規模設備の対象となっている。大規模設備では、発電量に応じて得られる証書(Large-scale Generation Certificates)を電力小売事業者などに販売することによって、売電以外の収入が得られるようなスキームが作られている。小売事業者などは証書を買う義務があり、義務量は毎年増加し、2020年には41,000GWhに達する予定である。これは、風力発電や地熱発電なども対象となっており、太陽熱発電に特化した目標は掲げられていない。

2012年7月、オーストラリア政府は3つの機関を統合し、再生可能エネルギー関連プロジェクトを統括する独立機関として「Australian Renewable Energy Agency (ARENA)」を発足させた。3機関の1つである「the Australian Solar Institute (ASI)」が2012年6月に発表したレポートでは、太陽熱発電のコストを低減して収益を高めるべく適切な政策が実行され、研究開発・実証が進めば、2020年には2GWの太陽熱発電の導入が実現可能と報告されている。内訳としては、10~50MW規模の低圧送電線への連系が300MW、より大規模で高圧送電線に連系する発電所が1,000MW、化石燃料とのハイブリッド発電が500MW、独立型やミニグリッドでの発電が100MWなどが見込まれている。図5-21に示すように、この見通しは年率30%で増加した場合に達成され、この増加率で成長すると2030年には10GWの導入が見込まれる。

## 第5章 太陽熱発電・太陽熱利用

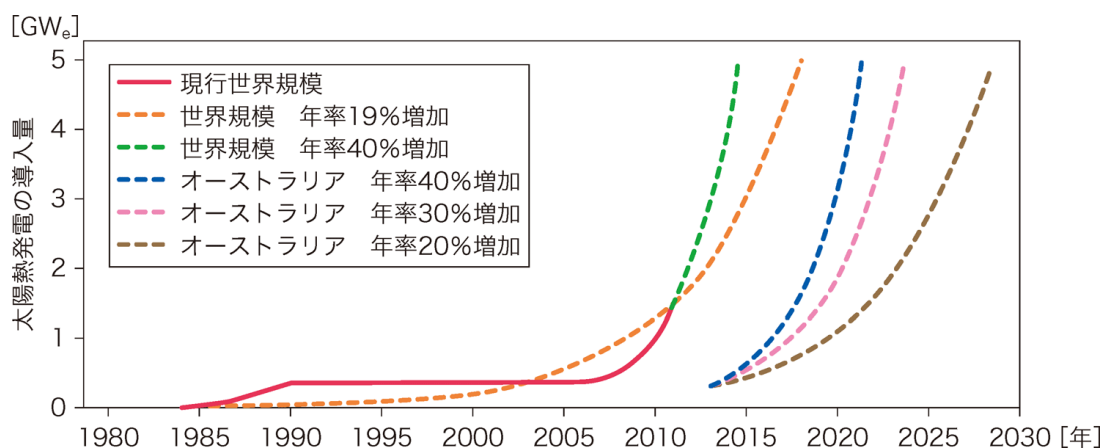


図 5-21 世界及びオーストラリアの太陽熱発電の導入推移と見通し

出典：“Realising the Potential of Concentrating Solar Power in Australia” (2012, ASI) より NEDO 作成

## 5.2.3 導入実績

1980年代、香川県仁尾町（現三豊市）での1MWのパイロットプラントの建設以降、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では、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。

世界初の商用太陽熱発電プラントは、米国のSEGSプラント（約350MW）である。その後、しばらく導入は停滞したが、2006年に再び米国でプラント建設が開始され、2007年にはスペインでもPS10/PS20プラントが建設された。現在稼動している太陽熱発電プラントのほとんどが、米国とスペインに立地している。また、プラントの種類は、技術が成熟しているトラフ型が主流であり、導入量の9割以上をトラフ型が占めている。

2010年末時点、世界全体で1,318MWの太陽熱発電が導入されており、計画・建設中の太陽熱発電プラントは約20,000MWにのぼる。特にスペインでは活発に導入が進められており、2012年6月末時点で1,581MWの太陽熱発電プラントが系統連系している。

**表 5-10** 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。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も活発に行われている。

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年から稼動している。また、世界初の24時間稼動プラントとなるGEMASOLARプラント（19.9MW、スペイン）や、BrightSource社のIvanpahプラント（370MW、米国）など、複数のタワー型商用プラントが建設・計画されている。



表 5-10 現在稼動中・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/ メーカー・ディベロッパー	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 Energía	トラフ型	64	2007
	スペイン	PS10 & PS20 / Abengoa Solar	タワー型	31 (PS10 : 11 MW PS20 : 20 MW)	2007-2009
	スペイン	Ibersol Ciudad real/Iberdrola	トラフ型	50	2009
	スペイン	Extresol 1&2 / ACS-Cobra	トラフ型	各 50	2009-2010
	スペイン	Andasol 1 - 3 / ACS Cobra, Solar Millennium	トラフ型	150 (50 MW×3 基)	Andasol 1-2 : 2008-2009 Andasol 3 : 2011
	米国	Martin Next Generation Solar Energy Center / FPL	トラフ型	75	2010
	スペイン	GEMASOLAR / Torresol Energy (Sener, MASDAR の JV)	タワー型	19.9	2011
	スペイン	Alvarado, Majadas, Palma del Río I, Palma del Río II / Acciona Energía	トラフ型	各 50	2011
	スペイン	Valle 1&2 / Torresol Energy	トラフ型	100 (50 MW×2 基)	2011
	スペイン	Orellana / Acciona Energía	トラフ型	50	未定
	スペイン	Solnova 1-3/Acciona Energía	トラフ型	各 50	2010
実証	米国	Ivanpah / BrightSource	タワー型	370 (タワー3 基)	2013 予定
	米国	Mojave Solar Project / Abengoa Solar	トラフ型	250	2014 予定
	米国	Kimberlina / Ausra	タワー型	5	2008
	ドイツ	Solar Tower	タワー型	1.5	2008
	米国	Sierra SunTower / eSolar	タワー型	5	2009

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/>), FPL 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 NEDO 作成

### (1) Andasol1-3 (トラフ型, スペイン)

表 5-11 及び図 5-22 に示される, 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 年に運転を開始しており, Andasol 3 は 2011 年 9 月に運転を開始した。ディベロッパーは Solar Millennium (ドイツ) 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% の混合溶融塩 28,500 トンであり, 温度が異なる 2 つのタンクに蓄えられている。

表 5-11 Andasol 1~3 各プラントの概要

項目	Andasol 1
発電容量	50 MW
ソーラーフィールド	510,120 m <sup>2</sup>
集光ミラー	209,664 枚
年間発電量	約 180 GWh
システム効率	ピーク約 28 %, 年平均 15 %



図 5-22 Andasol 1~3 プラント概観

出典：Solar Millennium 資料

## (2) PS10&PS20 プラント (タワー型, スペイン)

表 5-12 と図 5-23 及び図 5-24 に示した 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。624 基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、飽和蒸気を作り、飽和蒸気のまま蓄熱タンクに送られる。50 分間の 50%出力が可能である。ディベロッパーは Abengoa Solar (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 年から運転を開始している。

表 5-12 PS10・PS20 プラントの概要

	PS10	PS20
発電出力	11 MW	20 MW
ソーラーフィールド	75,000 m <sup>2</sup>	150,000 m <sup>2</sup>
ヘリオスタット	624 基	1,255 基
タワー高さ	115 m	165 m
年間発電量	約 24 GWh	—
システム効率	約 15 %	—
蓄熱媒体	飽和蒸気	飽和蒸気

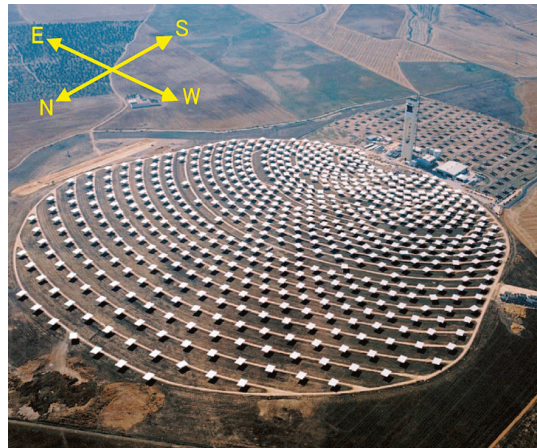


図 5-23 PS10 プラント概観

出典：SolarPACES ホームページ

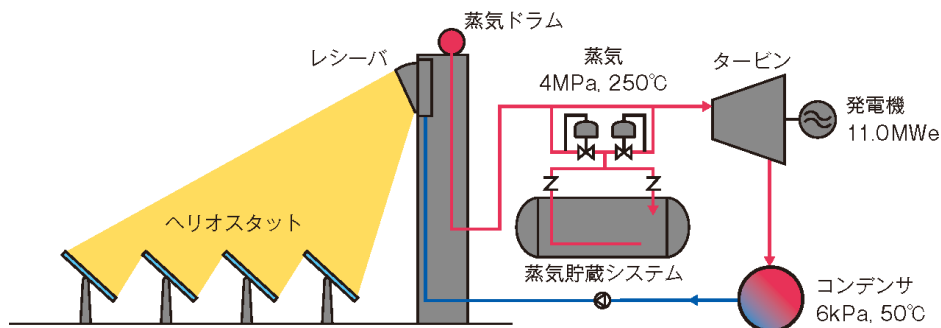


図 5-24 PS10 システム概要

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

### (3) 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。スペインのセビリヤ近くに建設され、2011 年 10 月に運転を開始した。発電出力は約 20MW 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 (表 5-13)。

GEMASOLAR は、スペインの Sener 社とマスダールとが共同出資して設立した Torresol Energy 社 (出資比率は 60 : 40) が建設した。このプラントは Sener 社の技術を利用している。

プラントの構成を図 5-25、概観を図 5-26 に示す。低温の溶融塩タンクにある溶融塩は、レシーバーで太陽熱によって約 565℃まで加熱される。加熱された溶融塩は高温タンクに一旦溜められ、発電するタイミングで蒸気発生器に送られた後、水と熱交換して過熱蒸気を発生させ、蒸気タービンを回して発電する。水と熱交換して温度が下がった溶融塩は低温タンクに送られ、日中はさらにレシーバーへと送られる。このプラント構成は基本的に、米国で開発された Solar Two と同じである。

表 5-13 GEMASOLAR プラントの概要

発電出力	19.9 MW
ソーラーフィールド	304,750 m <sup>2</sup>
ヘリオスタット	2,650 基 (110 m <sup>2</sup> /反射面)
タワー高さ	140 m
レシーバ出力	120 MW
タービン出力	19.9 MW
集熱媒体	熔融塩
蓄熱容量, 蓄熱媒体	15 時間, 熔融塩
蓄熱温度	565 °C
年間発電量	110 GWh/年 (推定値)

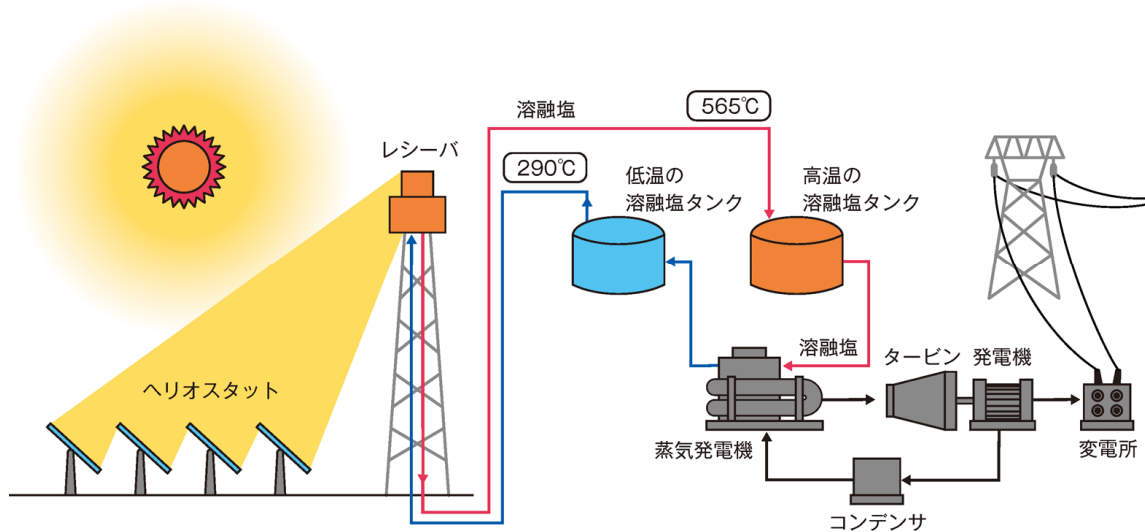


図 5-25 GEMASOLAR システム概要

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) より NEDO 作成

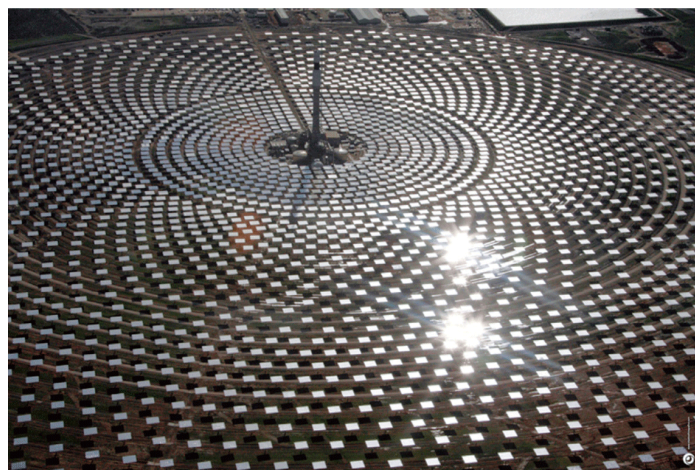


図 5-26 GEMASOLAR プラント概観

出典：Sener ホームページ

### 5.3 世界の市場動向

5.2.2 項と 5.2.3 項に示したとおり、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。2010 年末時点の世界の累積導入容量は 1.3GW であるが、建設・提案中の容量は約 20GW と見通されている（図 5-27）。

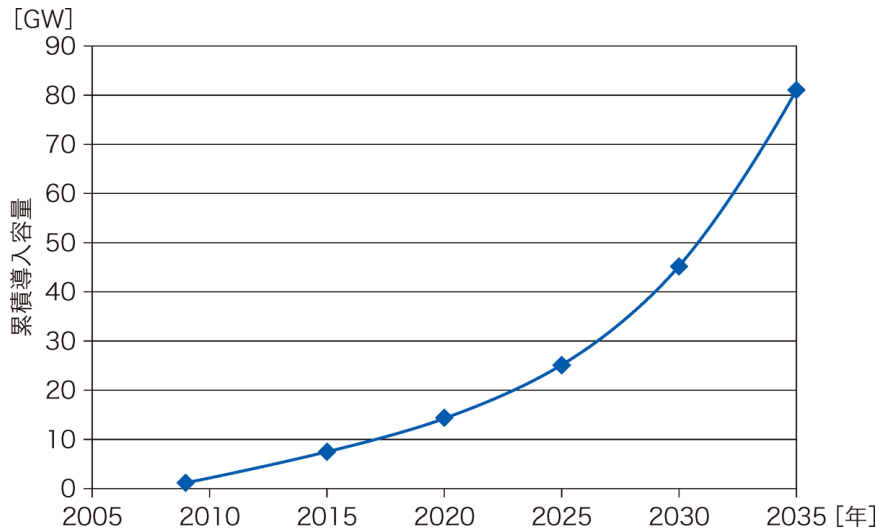


図 5-27 太陽熱発電の導入見通し

注：New Policies Scenario の値。現状より政策的支援を強化したシナリオである。  
出典：“World Energy Outlook 2011”（2011, IEA）より NEDO 作成

今後、市場を牽引するのは、日射量に恵まれ、導入普及に向けて積極的に取り組んでいる欧州や中東、北アフリカ、米国、インド、オーストラリアなどと考えられる。

欧州では、ドイツの主導によって「DESERTEC」プロジェクトが進行している（図 5-28）。DESERTEC は、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）によって EU と中東、北アフリカに電力を供給するプロジェクトである。ドイツは日本と同様、国内の日射量は大きくないが、欧州の太陽熱発電の技術開発で先導的な役割を果たしている。

また、2008 年 7 月にパリで正式に発足した「地中海連合（Union For the Mediterranean）」のフラッグシッププロジェクトの一つとして「地中海ソーラープラン（Mediterranean Solar Plan：MSP）」が始まった。MSP は、MENA 諸国で増加傾向にあるエネルギー需要への対応、新エネルギーの利用拡大による気候変動対策、EU-地球海沿岸諸国のエネルギー・セキュリティの向上などを目的とした、再生可能エネルギー（太陽エネルギーを主として、風力やバイオマスを含む）による大規模エネルギープラントの建設構想であり、「2020 年までに 20GW」という目標を掲げている。

規模の経済性（スケール・メリット）を活かした、コスト競争力のある発電プラントや送配電網などインフラ構築に関する計画で、北アフリカの水需要に対処する淡水化プラントへのエネルギー供給プラントも視野に入っている。また、MSP にはインフラ構築（地中海南岸から北岸への電力輸送のためのグリッドなど）の他、エネルギー効率改善（建築や空調などのエネルギー需要側の効率改善）や、そのための技術移転の活動なども含まれており、産業の活性化や雇用の創出といった効果も期待されている。

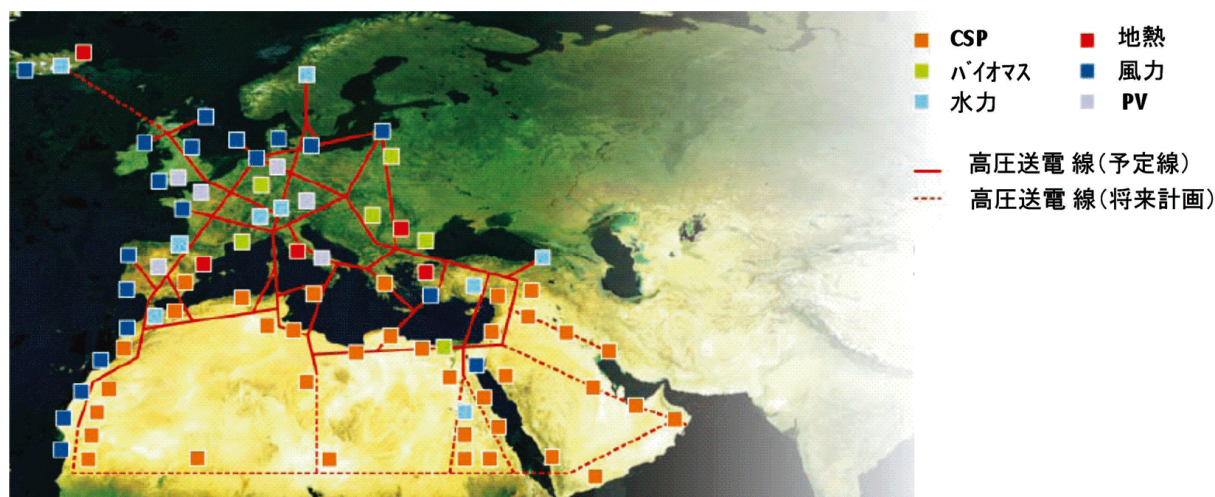


図 5-28 DESERTEC (EU - 中東 - 北アフリカ スーパーグリッド構想)

画像提供：the DESERTEC Foundation

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

米国でも、モハビ砂漠周辺の豊富な日射ポテンシャルを活用すべく、多くの太陽熱発電プロジェクトが計画されている (表 5-14)。

表 5-14 モハビ砂漠周辺における主要な太陽熱発電プロジェクト

プロジェクト名	州	技術	発電容量[MW]	稼動 [年]
Ivanpah	カリフォルニア	タワー型	370	2012 - 2013
Solana	アリゾナ	トラフ型	250	2013
Mojave Solar Project	カリフォルニア	トラフ型	280	2014
Rice Solar Energy	カリフォルニア	タワー型	150	2013
Crescent Dunes Solar Energy Project	ネバダ	タワー型	110	2013
Genesis	カリフォルニア	トラフ型	250	2014

出典：BLM ホームページ, SEIA/GTM U.S.SOLAR MARKET INSIGHT より NEDO 作成

## 5.4 各国の技術開発動向

太陽熱発電の普及を目指し、低コスト化に係る各種技術開発が推進されている。開発の方向性は①発電量の増大、②発電効率の向上、③設備費・運転費の削減に大別される。

発電量の増大には、曇天日や夜間など、日射が得られない時間帯での発電を可能にする蓄熱システムの開発と低コスト化に向けた取り組みが進められている。

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、高温蓄熱技術や熱流体の高温化、集光システムの高度化に係る技術開発が行われている。

また設備費・運転費の削減については、太陽熱発電システムコストの 40%近くを占める集光・集熱部分 (コレクタ, 集熱管, ヘリオスタットなど) のコスト削減が有効とされており、各種技術開発が進められている。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ため、十分な水量が得られない地域では、水冷式と比較して熱交換効率に劣り、設備費が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。

なお、水冷式プラントでの水の大量使用や、広大な土地を必要とするソーラーフィールドの環境影響が懸念されており、普及拡大に向けた課題となっている。

### 5.4.1 技術開発動向

世界の主なプラントメーカー、ディベロッパーや部材メーカーの技術開発動向を記す。

#### (1) プラントメーカー・ディベロッパーの動向

##### 1) Abengoa Solar (スペイン：トラフ型、タワー型)

Abengoa Solar は、太陽熱発電と太陽光発電のどちらに関しても幅広い技術と実績を持っている。EuroTrough をベースとしたトラフ型コレクタや、タワー型プラントで使用するヘリオスタットなど、主要な構成要素は自社やグループ内企業で設計・製造している。Abengoa Solar が開発した代表的なプラントは、PS10・PS20 である。同プラントには、同社が開発したヘリオスタット Sanlúcar 120 が使用されている。また、コスト低減のためにパラボリックトラフコレクター Solúcar TR を開発している。同社は現在、米国アリゾナ州で世界最大級のトラフ型プラント (280MW) を建設中であり、2014 年の運転開始を予定している。本プラントの完成によって、同社が保有する太陽熱発電プラントの総容量は 1,500MW に達する予定である。

トラフ型、タワー型の他に天然ガスとのコンバインドサイクル (Integrated Solar Combined Cycle : ISCC) も手掛けており、モロッコやアルジェリアにプラントが建設されている。加えて、ディッシュ型についても 10kW タイプを開発・実証したのに続き、25kW タイプを開発中である。

##### 2) Acciona Energía (スペイン：トラフ型)

Acciona Energía は、再生可能エネルギー全般を取り扱うエネルギープロバイダであり、トラフ型太陽熱発電プラントの市場で 35 年の実績をもち、プラントのデザインから建設、O&M まで、同社独自技術による一貫したサービスを提供できる点に強みを持つ。

2006 年、アメリカの Solargenix を買収し、ネバダ州に 64MW のトラフ型プラント Nevada Solar One を建設した。今後、Nevada Solar One に蓄熱システムを追加し、より安定的に電力を供給する予定である。

現在実施中の主要な技術開発項目として、蓄熱システムの開発、プラントの標準化・ハイブリッド化、プロセス改善による初期コスト・運転コストの削減、集熱効率の向上、タービン入口温度の高温化、プラントデザインのシンプル化、空冷式システムなどを挙げている。

##### 3) ACS-Cobra (スペイン：トラフ型)

ACS-Cobra は、スペインのマドリッドに本拠地を置く ACS グループに属しており、熔融塩蓄熱システムを用いたトラフ型プラントに特化したディベロッパーである。スペインの Andasol プラント、Extresol プラントを運用しており、両プラント合わせた発電容量は 150MW である。現在、その他に 4 つのプラントを開発しており、2012 年～2013 年の運転開始を見込んでいる。これら 4 つのプラントの稼動によって、同社が所有する太陽熱発電プラントの総容量は 350MW に達する予定である。

##### 4) Areva Solar (フランス：フレネル型)

フランス原子力大手の Areva 傘下の Areva Solar は、フレネル型プラントを開発している (図

## 第5章 太陽熱発電・太陽熱利用

5-29). 同社は、カリフォルニアに所有する Kimberlina デモンストレーション・プラントでの過熱蒸気供給に関して報告している。なお、Areva Solar のレシーバーは、集光面にベアなステンレスチューブを複数並べたキャビティ・レシーバーを下向きに配置したものである。

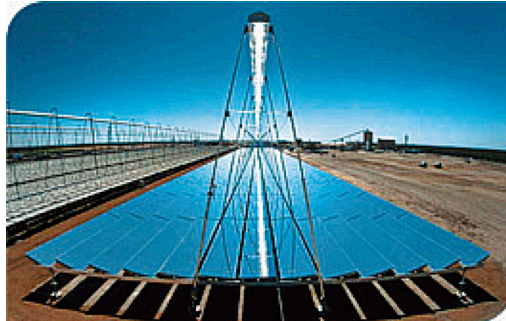


図 5-29 Areva Solar のフレネル型プラント

出典：Areva Solar ホームページ

### 5) BrightSource (米国：タワー型)

BrightSource は、イスラエルの Luz II を傘下に収め、タワー型 CSP を志向するベンチャー企業である。同社の技術は、熱媒体を介さず、太陽エネルギーから直接、蒸気を生み出す DSG システムを用いているため、蒸気の温度は通常より高い 550°C 程度である。

同社が建設中の Ivanpah のプラントは、2013 年度開始予定である。Ivanpah プラントの蒸気条件は 560°C、16MPa (160bar) である。また、同社は冷却方式に空冷式を用いており、水冷式と比べて冷却水使用量を 90%削減している。

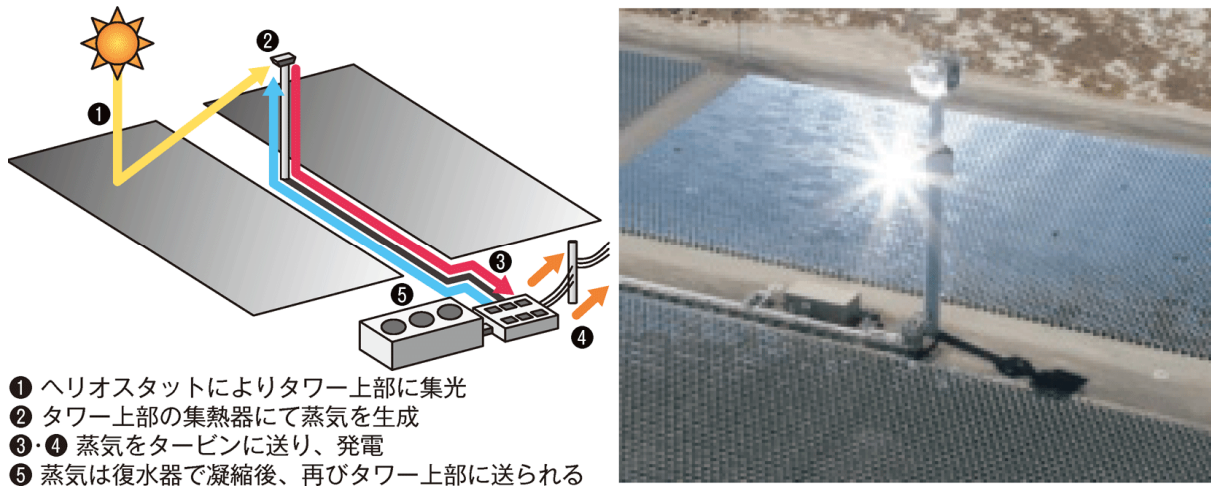
### 6) eSolar (米国：タワー型)

eSolar は、BrightSource のシステムと同様、DSG 技術によって 540～550°C 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。

eSolar の特徴は、モジュールプラントの組合せによって、プラントサイズ及び稼働率を変更できる点にある。同じ構造・大きさのモジュールを並べ、各モジュールから得られる水蒸気を 1 個所の発電部分に集め、大型の発電設備を設けることによって、プラントの高効率化とコストの削減を実現している。モジュールの集合体をユニットと呼んでおり、12 基のタワー (図 5-30) とヘリオスタット、1 基の発電タービンによって構成されている。このユニットプラントを複数建設することで、自由にスケールアップができるようになっている。モジュール型プラントを用いることによって、低コスト化や開発期間の短縮、制限のないスケールアップが可能となる。また、大型プラントではヘリオスタットからレシーバーまでの距離が長くなるため、光学効率は必ずしも高くなく、モジュール型プラントはこの点でも有利となる。

現在同社は、DOE の技術開発プログラムに基づき、熱媒体を熔融塩としたモジュールプラントの設計を始めている。





- 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

図 5-30 eSolar のタワー型プラント (5MW)

出典：eSolar 資料より NEDO 作成

### 7) Industrial Solar (ドイツ：フレネル型 旧Mirroxx)

Industrial Solar はドイツの企業で、Mirroxx から社名変更した。Industrial Solar の線形フレネルコレクタである LF11 は、12MPa (平均 4MPa)、最高 400℃の温度で、100kW から 10MW のプラント設計が可能である。LF11 の構造を図 5-31 に示す。LF11 の集熱チューブは Schott 製のものを採用している。

同社はプロセスヒートやソーラークーリング<sup>12</sup>用途にも実績がある。カタールの Lusail Iconic スタジアムなどに、同社のソーラークーリングシステムが導入されている。



図 5-31 LF11 システム

出典：Industrial Solar technical ホームページ

<sup>12</sup> 太陽熱集熱器からの温水をガス吸収式冷温水機に投入して冷水を作り、冷房に利用するシステム。暖房時は太陽熱によって暖房用の温水を作る。

## 第5章 太陽熱発電・太陽熱利用

## 8) Novatec Solar (ドイツ：フレネル型)

Novatec Solar は、ドイツ発のフレネル型プラントメーカーである。スペイン南東部で、PE-1 と呼ばれる発電容量 1.4MW の小規模なプラントを商業運転している。現在は、PE-1 に隣接して PE-2 と呼ばれる 30MW のプラントが建設されており、2012 年に商業運転を開始した(図 5-32)。

PE-2 は、一列の長さが 950m のコレクタが 28 列あり、総コレクタ面積は 302,000m<sup>2</sup> ある。コレクタで製造される蒸気は PE-1 と同様に飽和蒸気であり、蒸気温度は 250～270℃である。蒸気タービンは 15MW を 2 基使用している。蒸気ランキンサイクルのコンデンサは空冷方式を採用している。PE-1 及び PE-2 で使用される蒸気はいずれも飽和蒸気であるが、現在 Novatec Solar では、過熱蒸気を製造可能な SuperNova と呼ばれるコレクタを開発している。



図 5-32 建設中の PE-2 プラント (スペイン)

出典：SolarPACES 2011 資料

## 9) Sener (スペイン：トラフ型，タワー型)

Sener は、太陽熱発電事業に 1970 年代から取り組んでおり、太陽熱発電に関する技術レベルは高く、熔融塩技術にも優れている。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 GEMASOLAR は、同社の技術が利用されており、熱媒体として硝酸塩系熔融塩を使用し、15 時間の蓄熱容量を持つため、本プラントの成否が世界的に注目されている。Solar Millenium が中心となって開発した Andasol プラントにも同社の技術が利用されている。

## 10) Siemens (ドイツ：トラフ型，タワー型，フレネル型)

Siemens 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 基近くのタービンを納入した実績を持つ。Arava Solar や Solel Solar など、太陽熱発電周辺機器・部材関連の技術をもつ国外企業の買収などを進めた経緯があった(表 5-15)。しかし、2012 年、太陽光と太陽熱の発電事業について撤退する方針を明らかにした。太陽熱発電に使われるタービンや発電機など、関連技術の提供は今後も続けるという。

表 5-15 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 プレスリリースより NEDO 作成

### 11) Solar Millennium AG (ドイツ：トラフ型)

Solar Millennium は、トラフ型太陽熱発電プラントの専門メーカーである。スペインで Andasol 太陽熱プラントを建設した。

同社が使用するトラフ型コレクタは Skali-ET と呼ばれており、1990 年代の終わりに欧州の研究機関や企業が参加した EuroTrough プロジェクトによる EuroTrough (ET) コレクタをベースとしている。Skali-ET は、放物線状トラフコレクタの支持構造の強度向上と、それに伴う集熱高効率の向上、各種コスト削減を目的としている。支持構造の強度向上によって、強風への耐性が増すため、より高度な精密光学を適用することが可能になった。さらに、コレクタユニット長さを 50% 伸ばすことが可能になり、駆動部分の設備費削減につながった。実証試験によって、約 10% の集熱効率の向上が確認され、同プロジェクトの成功は同社の競争力向上に貢献している。

また近年、HelioTrough と呼ばれるさらに高効率で低コストのコレクタを開発し、2011 年から上市している (図 5-33)。このコレクタの開発は、米国法人である Solar Millennium LLC, Flagsol, Schlaich Bergermann and Partners が共同して行い、Schott が直径 89mm の集熱管 PTR90 を開発することで協力している。

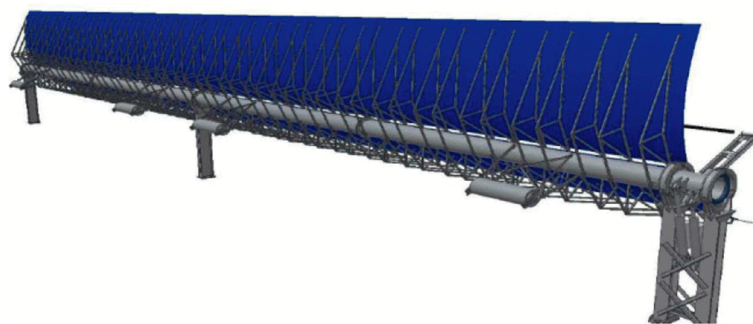


図 5-33 HelioTrough 外観

出典：DOE CSP Review CSP Program Review (Feb, 2010)

### 12) Solar Reserve (米国：タワー型)

Solar Reserve のタワー型プラントの特徴は、1990 年代に米国 DOE と企業連合が開発した、熱媒に硝酸塩系熔融塩を使用する Solar Two の技術を使用していることである。したがって、同じ流れをくむ GEMASOLAR と同様のシステム構造となっている。熱媒体に熔融塩を使用することで蒸気温度は 550°C まで上げることができ、また同じ熔融塩を蓄熱媒体とすることで蓄熱性能も高い。

また、もう一つの特徴として、プラントサイズが非常に大きい点が挙げられる。同社のプラン

## 第5章 太陽熱発電・太陽熱利用

トは 1000 枚以上のヘリオスタットを用いており、現在、米国で計画されている 3 つのプロジェクトのプラント出力は 50MW～150MW である。大型プラントでは、ヘリオスタットからレシーバーまでの距離が長くなるため、最適なヘリオスタットフィールドの大きさについて検証が必要と考えられる。

### 13) 三井造船（タワー型）

三井造船は 2008 年、MASDAR でのビームダウン式太陽熱発電の試験プラント（東工大の提案）の設計・建設を請け負った（図 5-34）。この施設は、日本企業として 30 数年ぶりの太陽熱プラントである。

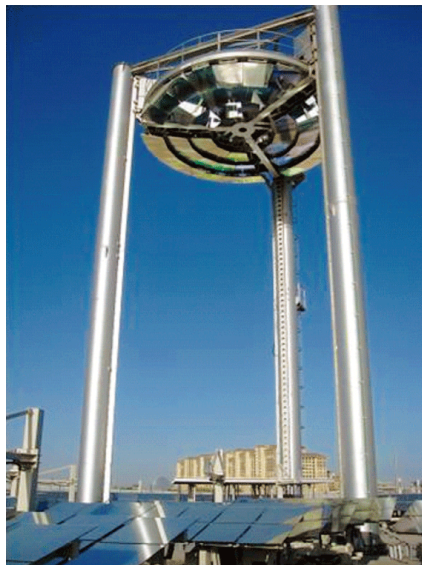


図 5-34 ビームダウン式太陽熱発電システム（アブダビ実証試験サイト）

出典：三井造船提供

### 14) JFEエンジニアリング（タワー型，フレネル型）

JFE エンジニアリングは、太陽エネルギー発電の技術開発拠点として、横浜本社内に建設した試験研究施設でタワー型レシーバー技術の開発を実施した（2011 年 5 月～2013 年 3 月）。

フレネル型については、2011 年 5 月にドイツの SPG 社（Solar Power Group）から技術を導入した。

### 15) 川崎重工業（ISCC）

川崎重工業は、自社保有技術であるガスタービンコンバインドサイクル発電と組み合わせた、太陽熱コンバインド発電（ISCC：Integrated Solar Combined Cycle）の開発に取り組んでいる。ガスタービンを併用することによって、蓄熱システムを用いることなく安定した発電が可能となる。また、ガスタービンの排熱を利用して蒸気過熱度を上げるため、従来の太陽熱発電と比較して蒸気タービンでの発電が高効率になる。

ISCC は今後、直達日照強度の強い中東や北アフリカ地域での需要が期待されている。同社は今後、太陽熱集熱技術に精通したパートナーとの協働体制を構築し、ISCC の他、太陽熱利用案件への対応力を高め、中長期的な市場展開を進めるとしている。

## 16) 日立造船（フレネル型）

日立造船は、蒸発法海水淡水化プラントや発電プラントへの導入を目的に、フレネル型太陽熱発電技術の開発に取り組んでいる。同社が開発した「アドバンスフレネル集光装置」は、トラフ型に迫る高い集光効率を得られており、フレネル型のメリットである耐風性能や低い建設コスト、土地利用を兼備している。サウジアラビアでの 400kWth 実証プラントで、海水淡水化施設への導入実証試験を 2013 年 3 月から開始した。

### (2) 部材メーカーの動向

#### 1) Flagsol（トラフ集熱器）

Flagsol は Solar Millennium の子会社である。高効率で低コストコレクターである HelioTrough は、米国法人である Solar Millennium LLC, Flagsol, Schlaich Bergermann und Partner が共同で開発し、Schott が直径 89mm のレシーバー（PTR90）を開発することで協力している。

#### 2) Flabeg（反射鏡）

Flabeg は、ドイツの反射鏡メーカーである。新型パラボラ・トラフ型コレクタである Ultimate Trough は、Flabeg が中心となり、Schlaich Bergermann und Partner と Schott の協力と、Fraunhofer Institute for Material Flow and Logistics (IML) とドイツ航空宇宙センター（Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt: DLR）の技術的サポートによって開発された（**図 5-35**）。また、このコレクタには Schott 社が直径 89mm の集熱管 PTR90 を開発することで協力している。

本コレクタの特徴はアパチャが 7.5m と広く、単位アパチャ面積当たりのコストを大幅に削減できることである。また、大型コレクタでは風の影響が顕著になるが、反射鏡の長手方向の継ぎ目に光学効率に影響しないような隙間を設け、風の影響を低減する工夫がされている。



図 5-35 HelioTrough 外観

出典：A. Schweitzer, W. Schiel, M. Birkle, P. Nava, K.-J. Riffelmann, A. Wohlfahrt, G. Kuhlmann, "ULTIMATE TROUGH - Fabrication, erection and commissioning of the world's largest parabolic trough collector", (2013, SolarPACES 2013)

#### 3) Schott Solar（トラフ集熱器）

Schott Solar はドイツの集熱器メーカーで、先述のとおり、HelioTrough は、米国法人である Solar Millennium LLC, Flagsol, Schlaich Bergermann und Partner が共同で開発し、Schott 社が PTR90 を開発した。また、Ultimate Trough の開発にも携わっている。

## 4) Solel (トラフ集熱器)

Solel は、集光・集熱関連設備を製造・建設している。2009年10月に Siemens に買収された。

## 5.4.2 発電量の増大に係る技術開発 —蓄熱システム—

発電量を増大させるためには、曇天日や夜間など、日射が得られない時間帯でも発電を可能とする、蓄熱システムの採用が有効である。また、5.1.1項で述べたとおり、電力量の増大と併せて、出力の平滑化や需要に合わせた発電が可能になるなど、多くのメリットがある。

現在、各種蓄熱方式や蓄熱媒体について、次に示す技術開発が進められている。

## (1) 現在の蓄熱システム

現在、太陽熱発電プラントで用いられているのは、蓄熱媒体として硝酸塩系溶融塩を用いた顕熱蓄熱システムである。これは高温と低温の2つのタンクを用いるシステム構成で、熱媒体に溶融塩を使用する直接2槽式と、熱媒体に溶融塩以外を使用する間接2槽式に分けられる。

## 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(図5-36)。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(溶融塩)は、集熱管に送られて加熱された後、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、溶融塩を使ったタワー型太陽熱発電及び初期のトラフ型に用いられている。

## 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(鉱油など)とタンク中の蓄熱媒体(溶融塩など)は異なる物質を用いている(図5-37)。本方式は、熱媒が高価である場合や安全性などの観点から、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が高くなるが、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で採用が予定されている。

ただし、熱媒体に合成油を使用するトラフ型プラントに間接2槽式を導入した場合、高温タンクと低温タンクの温度差が100℃未満(90℃程度)と小さいことから、蓄熱設備容量を大きくする必要があり、設備費が増加する。このため、稼働率の向上によるメリットが相殺され、必ずしも十分な発電コストの低下が見込めない場合がある。

## 3) 温度躍層単槽式(サーモクライン)

温度躍層<sup>13</sup>単槽式は、タンク中の溶融塩に蓄熱する方式である(図5-38)。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って分けられる。加熱された熱媒は、上部の高温部からタンク中に入って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やタンクが1つで済むことなどから、2槽式と比較してコストを削減す

<sup>13</sup> 海または湖沼で水温が急激に変化する層のこと。

ることができる。2012年1月に、スペインの Valle 1&2 プラント（トラフ型）に本方式の蓄熱システム（蓄熱容量 7.5 時間）が導入された。



図 5-36 直接 2 槽式

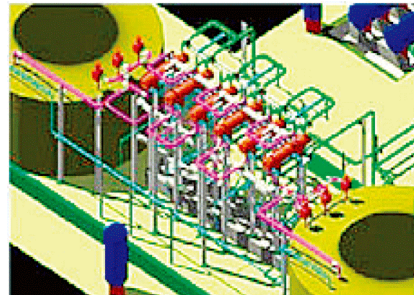


図 5-37 間接 2 槽式

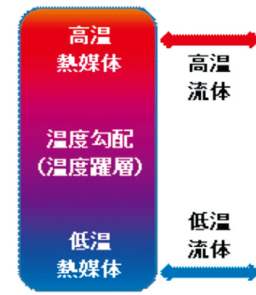


図 5-38 温度躍層単槽式

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

## (2) 開発中の蓄熱システム、蓄熱媒体

現在、使用されている蓄熱システムの高性能化、低コスト化に向けて、次の方向性によって、蓄熱システムや蓄熱媒体の開発が進められている。

- ・顕熱蓄熱の改良（システムの改良による低コスト化，熔融塩の改良，コンクリートやガラス化産業廃棄物などの利用）
- ・潜熱蓄熱（蓄熱エネルギー量大きい相変化材料の使用）
- ・化学蓄熱（エネルギー密度が高い化学反応を利用）

### 1) 顕熱蓄熱の改良

#### i) 熔融塩

太陽熱発電で使用されている熔融塩は硝酸塩系であり，安定性や安全性，低コストなどの点が評価され，幅広く使用されている．硝酸塩系熔融塩を熱媒体とした場合，熱媒体の最高温度は 550℃程度まで上げることができるため，蒸気もそれに近い温度の過熱蒸気が得られる．それとともに，蓄熱システムでは熱媒体を直接，蓄熱媒体としても利用可能であるため，**図 5-39** に示すように簡単な設備構成となり，高効率で比較的 low コストの蓄熱システムを備えたプラントが建設可能である．

しかし，硝酸塩系の熔融塩を熱媒体とする場合の最大の問題点は，融点が高いことである．熱媒体として用いられる熔融塩は硝酸ナトリウムと硝酸カリウムの 2 成分系であり，その融点は 230℃以上である．固化を防ぐためには，安全率も含めて融点より常に 40～50℃高く維持する必要がある．太陽光が当たらない条件下では加温しなければならない．特に，冬場の夜間は昇温のためのエネルギー消費量が非常に大きい．また，熱媒体としての使用はもちろん，蓄熱媒体としての使用でも，前述のように，高温タンクと低温タンクの温度差が小さくなり，高コスト要因となっている．

このような状況を打開するため，米国ではサンディア国立研究所を中心として低融点の硝酸塩系熔融塩の開発が進められている．硝酸リチウムなどを加えた 3 成分系，4 成分系の熔融塩で，すでに 100℃以下の融点を達成している．今後はコストや粘度，安全性などの観点で最適な熔融

## 第5章 太陽熱発電・太陽熱利用

塩が選り出されると考えられる。

溶融塩を熱媒体としたプラントとしては、イタリアのシチリア島に Archimede が完成している。このプラントは 5MWe の能力があり、コンバインドサイクルを構成するパラボラ・トラフ型コレクタでは溶融塩が 550℃まで加熱され、高温タンクに一旦溜められた後、蒸気発生器へと送られる。その後、温度が低下した溶融塩は低温タンクに送られ、再び集熱器で加熱される。

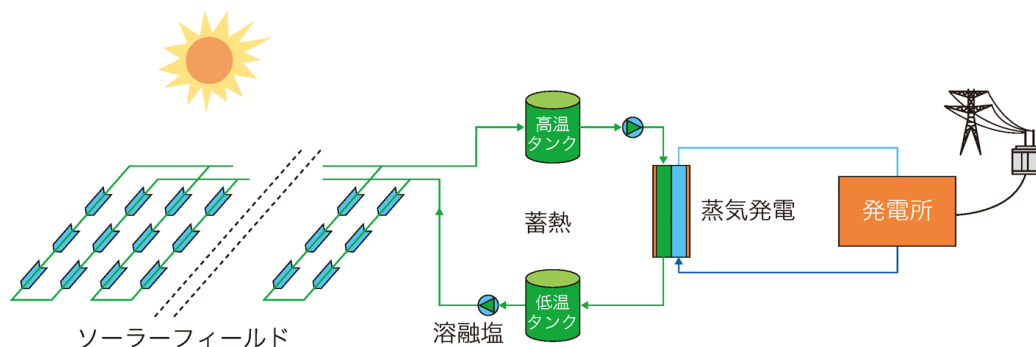


図 5-39 溶融塩を熱媒体としたトラフ型システム

出典：“Design of the ARCHIMEDE 5 MW Molten Salt Parabolic Trough Solar Plant” (2009, SolarPACES) より NEDO 作成

## ii) コンクリート（固体蓄熱）

ドイツ航空宇宙センターで、コンクリートやセラミックなどを用いた固体蓄熱システムの耐久性やコストについて研究している（図 5-40）。この蓄熱システムは、コンクリート・セラミック躯体中に配管によって熱媒を通し、熱交換するものである。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や、ハンドリングが容易なことなどから、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で実証試験を行い、耐久性とハンドリング性、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と低コスト化が進んでいる。



図 5-40 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](http://www1.eere.energy.gov/solar/thermal_storage.html))



## 2) 潜熱蓄熱（相変化蓄熱）の開発

潜熱蓄熱材（Phase Change Materials : PCM）は、材料の相変化を利用するもので、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メリットがある。潜熱蓄熱材料で有望視されているのは、低温では硝酸塩系溶融塩と、より高温領域で使用される金属系 PCM である。

硝酸塩系溶融塩は、**図 5-41** に示すように、カチオンの変化及び異種のカチオンを混合することによって、融点を容易に変化させることが可能である。したがって、蓄熱システムが必要とする温度の材料を容易に選択できる。硝酸塩系 PCM の問題点は、熱伝導率が低いことである。この欠点を克服するため、グラファイトとの複合化や、伝熱面積を増やすためにフィン構造を使用するなど工夫されている（**図 5-42**）。最近では、ドイツ航空宇宙センターが、DSG システムでの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。

現在、より高温の条件で使用可能な PCM 蓄熱材料として、金属系 PCM が注目されている。金属系は熱伝導率が高く、比熱が大きく、一般に安定であるために、PCM 蓄熱材料として適している。太陽熱発電用の金属 PCM としては、特に Al-Si 合金が注目されている。これは通常、Si の代わりに高濃度の Al-Si 合金を用いるもので、比熱、熱伝導率が高く、PCM としては非常に優れた材料である。本材料の融点は約 580℃であり、高温高効率のタワーの蓄熱材料として特に重要である。

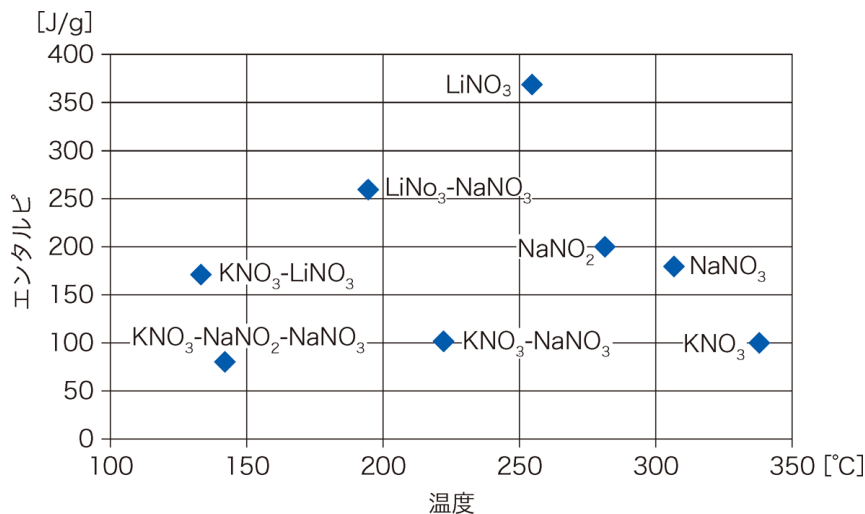


図 5-41 各種硝酸塩系溶融塩の融解温度と融解潜熱

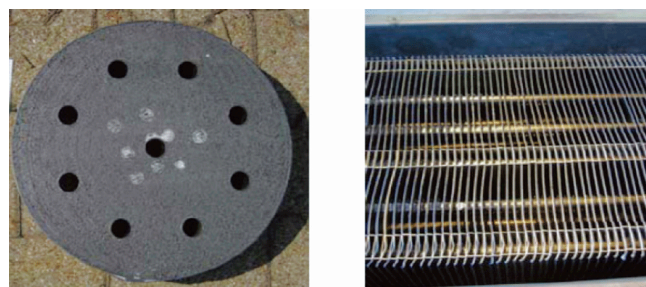


図 5-42 溶融塩とグラファイトの複合材（左）及びフィン構造（右）

出典：W-D. Steinmann, D. Laing, and R. Tammé, “Latent Heat Storage Systems for Solarthermal Power Plants and Process Heat Applications” SolarPACES 2008 より NEDO 作成

3) その他新規蓄熱媒体の開発（化学蓄熱など）

相変化蓄熱材料に続く次世代の蓄熱媒体として有望視されているのが、化学蓄熱である。化学蓄熱は蓄熱密度が高く、適切な反応系を選ぶことで、幅広い温度域に適用できる。現在、机上スケールでの研究・開発が進行しているが、化学蓄熱として適している反応としては、表 5-16 に示すようなものがある。特に体積当たりの蓄熱量が大きい Ca 系の材料が注目されている。

表 5-16 に示す反応系の中で、アンモニアの合成と分解を利用した熱輸送／蓄熱システムが提案されている。図 5-43 はオーストラリア国立大学が提案しているもので、太陽熱でアンモニアを水素と窒素に分解し、一旦タンクに溜める。水素と窒素を電力が必要なタイミングで合成し、その際得られる熱で発電するというものである。合成されたアンモニアは、水素と窒素と一緒にタンクに溜められ、昼間の太陽熱で分解される。

上記以外に、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など、新規蓄熱媒体の技術開発が進められている。

表 5-16 CSP に適した化学蓄熱の例

反応系	反応式	エンタルピー [kJ/mol <sub>react.</sub> ]	圧力 [MPa]	温度 [°C]	体積蓄熱密度 [kWh/m <sup>3</sup> ]
アンモニア分解触媒反応	$\text{NH}_3 \leftrightarrow \frac{1}{2} \text{N}_2 + \frac{3}{2} \text{H}_2$	49	15	593	59
改質反応	$\text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O} \leftrightarrow 3\text{H}_2 + \text{CO}$	205	0.1	687	23
	$\text{CH}_4 + \text{CO}_2 \leftrightarrow 2\text{H}_2 + 2\text{CO}$	247	0.1	687	24
金属酸化物の還元反応	$\text{MnO}_2 \leftrightarrow \frac{1}{2} \text{Mn}_2\text{O}_3 + \frac{1}{4} \text{O}_2$	42	0.1	530	73
金属水酸化物の分解反応	$\text{Ca}(\text{OH})_2 \leftrightarrow \text{CaO} + \text{H}_2\text{O}$	100	0.1	521	324
金属炭酸塩の分解反応	$\text{CaCO}_3 \leftrightarrow \text{CaO} + \text{CO}_2$	167	0.1	896	113

出典：F. Schaube, A. Wrner, and R. Tamme, “High Temperature Thermo-Chemical Heat Storage for CSP Using Gas-Solid Reactions” SolarPACES 2010 より NEDO 作成

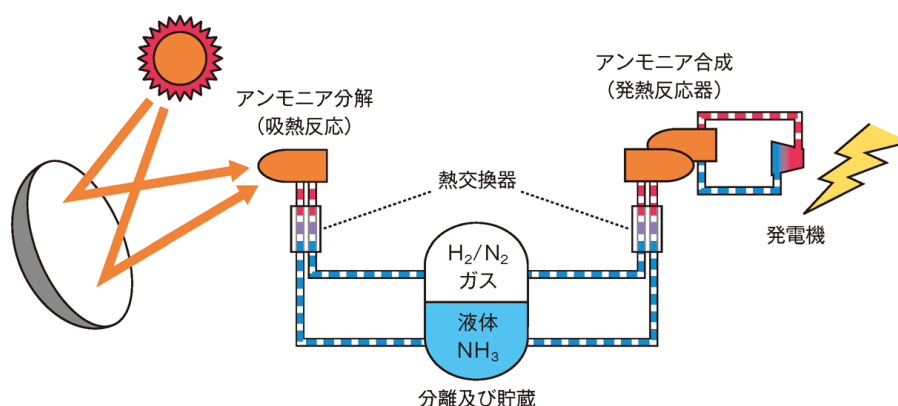


図 5-43 アンモニアサイクルによる熱輸送・蓄熱システム

出典：R. I. Dunn, K. Lovegrove, and G. Burgess, “Ammonia Receiver Design for Dish Concentrators” SolarPACES 2009 より NEDO 作成

### 5.4.3 発電効率の向上に係る技術開発 — 蒸気の高温化 —

太陽熱発電での発電は蒸気タービンを用いるものであり、その発電効率は温度に強く依存する。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、熱媒体の高温化に向けた技術開発が進められている。

#### (1) 直接蒸気生成 (Direct Steam Generation : DSG) システム

高温の蒸気や空気を生成するため、DSG (Direct Steam Generation) システムが開発されている。DSG システムとは、水/水蒸気を熱媒体とし、集光・集熱部で直接、蒸気を生成するシステムである。

一般的なトラフ型プラントは、集熱部で熱媒を約 400℃近くまで加熱し、約 380℃の蒸気を生成して蒸気タービンを回す。一方、DSG システムが導入された場合、集光・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。加えて、蒸気生成のための熱交換器が不要となるため、設備は大幅に簡略化され、設備費が大幅に低下するといわれている (図 5-44)。Ciemat<sup>14</sup>及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<sup>15</sup>。本システムは主として、ドイツとスペインを中心に開発が進められてきた。

フレネル型は DSG システムを採用することが多く、発電効率の向上が期待されている。また、タワー型においても、DSG システムを採用したプラントが建設されている。米国の eSolar や BrightSource のシステムは、DSG によって 450~550℃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。

DSG システムは古くから考えられてきたが、2010 年になってようやく最初のプラントがタイに建設され始めた。着想から開発までに長い期間がかかったのは、気相と液相が混在する、いわゆる気液二相流の取り扱いが困難だったことによる。また、DSG システムの蓄熱システムは、蒸気を直接タンクに溜めるため、蓄熱時間が短くなるという課題もある。

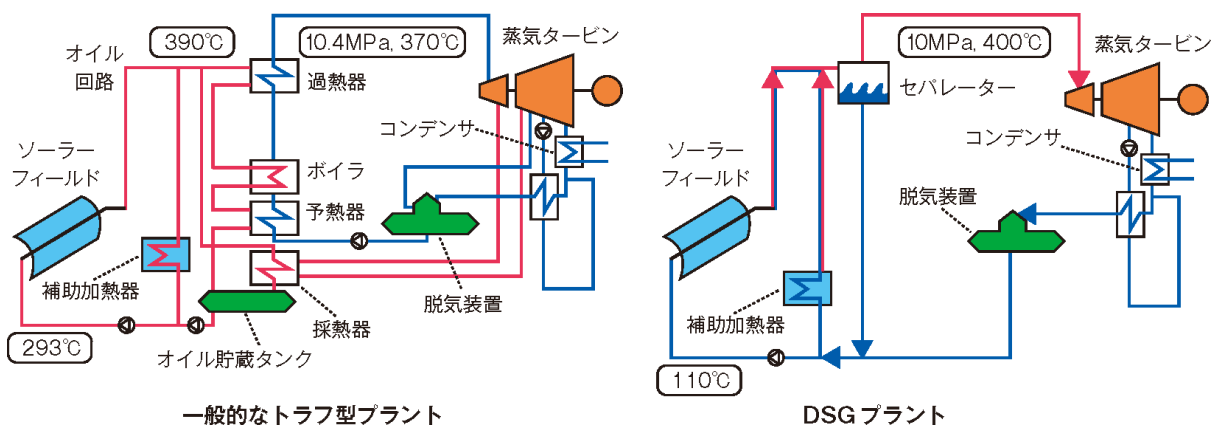


図 5-44 一般的なトラフ型プラントと DSG プラントとの比較

出典：“European Concentrated Solar Thermal Road-mapping” (2005, DLR) より NEDO 作成

<sup>14</sup> 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。

<sup>15</sup> 現在 Ciemat とドイツ航空宇宙センターによって 5MW 実証プラントの準備が進められている。

## 第5章 太陽熱発電・太陽熱利用

## (2) 高温レシーバー（タワー型）

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ー（集熱器）の技術開発が必要とされている。また、レシーバーにおける放射損失を削減するために、レシーバー表面に選択式吸収性を持たせることが重要であり、現在、米国の DOE や国立再生可能エネルギー研究所 (The National Renewable Energy Laboratory: NREL) などによって、タワー型用の選択吸収膜の開発を開始している。

ドイツに 2009 年に完成した Jlich 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（図 5-45）。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。スペインで商用運転を開始した GEMASOLAR プラントは、熔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（図 5-46）。



図 5-45 Jlich 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



図 5-46 GEMASOLAR プラント（タワー部分）  
出典：SolarPACES 資料

## (3) 高効率レシーバー

トラフ型に用いられる集熱管について、例えば米国の NREL では、95%の日射吸収率によって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が開発されている。

## (4) 高効率熱媒体

現状のトラフ型プラントの熱媒体の温度は 400℃程度であるが、この温度は熱媒体として使用されている合成油の耐熱温度によって制限されている。熱交換器の熱バランスから考えると、熱媒体の温度は 500～550℃に上昇可能であるため、より高温で使用可能な熱媒体の開発が進められている。

タワー型では空気や水（蒸気）、熔融塩、ディッシュ型では水素・ヘリウムなどが用いられている。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などの研究開発が行われている。

#### 5.4.4 設備費・運転費の削減に係る技術開発

##### (1) コレクタの大型化（トラフ型）

5.1.2 項に示したとおり，集光・集熱部分の設備費に占める割合は大きく，トラフ型でのコレクタやタワー型でのヘリオスタットのコスト削減が重要となる。

パラボラ・トラフ型プラントでは，最も有効な低コスト化方法として，コレクタの大型化が進められている。従来，代表的なコレクタである EuroTrough や SenerTrough などのアパチャの幅は約 5.8m，単位モジュール長さは 12m であったが，2010 年に登場した Solar Millennium の HelioTrough や Flabeg が中心となって現在開発中の Ultimate Trough では，アパチャ幅約 6.8～7.5m，単位モジュール長さ 19～24m に拡大している。これを図 5-47 に示す。モジュール当たりのアパチャ面積が大幅に増加したことから，ソーラーフィールドに必要なモジュール数も大幅に減少する。また，Ultimate Trough コレクタを用いると，表 5-17 に示すとおり，駆動ユニットやセンサ，制御機器，支柱，パイピングなどが 50%程度減少するため，EuroTrough と比較してコストは 20%前後低下すると予測されている。

一方，アパチャ幅が拡大すると，風の影響が大きくなり，より剛性の高い構造が必要なことから，コスト削減が必ずしも進むとは限らない。これを解決するため，Ultimate Trough では反射鏡間に風を通す隙間を作り，風の影響を緩和する構造を採用している。

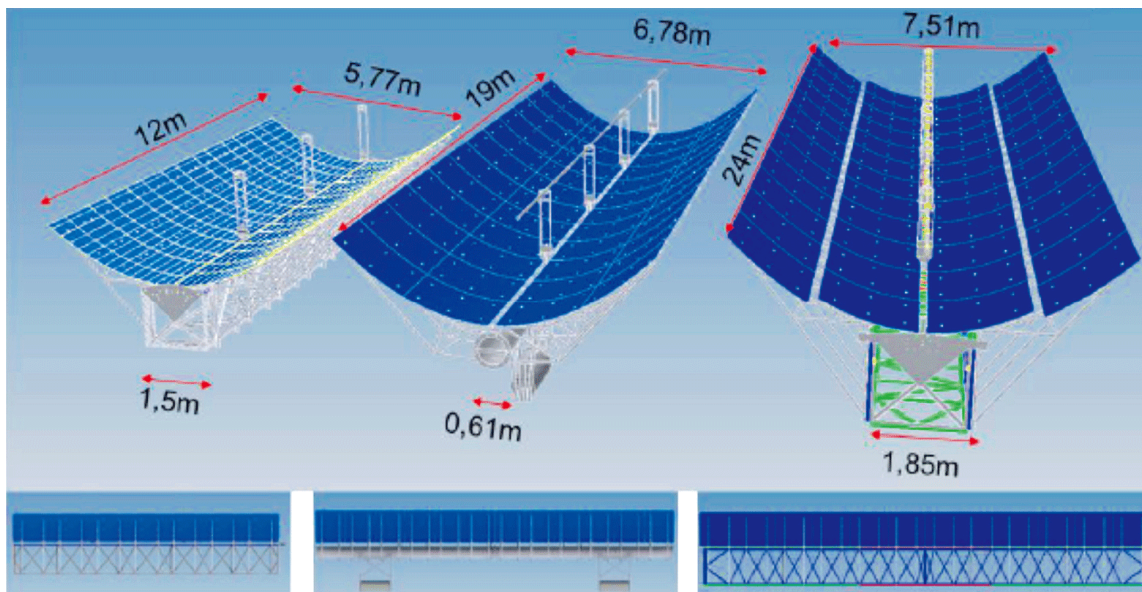


図 5-47 代表的なコレクタの比較（左：EuroTrough，中：HelioTrough，右：Ultimate Trough）

出典：“Ultimate Trough - The Next Generation Collector for Parabolic Trough Power Plants”（2011, SolarPACES）より NEDO 作成

表 5-17 Ultimate Trough の EuroTrough に対するコスト削減割合

1.55 Mio m <sup>2</sup> solar field	EuroTrough	Ultimate Trough	削減率	建設コスト 削減率
ループ長	475	230	48 %	—
集光集熱ユニット	22,753	9,178	40 %	21 %
駆動ユニット, センサー, 制御機器	1,896	918	48 %	50 %
支柱	23,701	10,096	43 %	15 %
スィベルジョイント	3,792	1,836	48 %	29 %
クロスオーバー管	474	229	48 %	40 %

出典：“Ultimate Trough The Next Generation Collector for Parabolic Trough Power Plants” (2011, SolarPACES) より NEDO 作成

## (2) 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、冷却水の使用量は平均して、トラフ式で約 3,000L/MWh、タワー式で約 2,000L/MWh にのぼる。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ると遠隔地からの水輸送などが必要となる。したがって、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や、熱交換効率が悪く発電量が減少することなどから、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。そこで、空冷式熱交換器の高効率化・低コスト化、及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（図 5-48）。

また、水の大量使用や広大な土地を必要とするソーラーフィールドの建設による生態系への影響が懸念されており、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、環境影響を低減するため、法的に空冷式の導入が強化される可能性がある。

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が必要となる（図 5-49）。これまでの運転実績から、特に夏季には週 1 回程度のコマメな洗浄が必要であることがわかっているが、夏季は豊富な日射によって発電量が増えるため、洗浄コストは相殺されるといわれている。スペインのプラントでは、冬場は湿度が高いため、反射鏡の汚れは他の時期よりも少ない傾向にあり、洗浄頻度は低下する。このように、反射鏡の汚れは立地条件や気象条件などによって変化するため、プラント設置サイトで洗浄頻度などを独自に決める必要がある。

反射鏡の洗浄は、高圧水の噴霧や高圧水とブラシを併用するなど工夫されている。最近では、夜間自動運転される反射鏡洗浄ロボットが開発され、パラボラ・トラフ型コレクタやヘリオスタットの洗浄に用いられている。

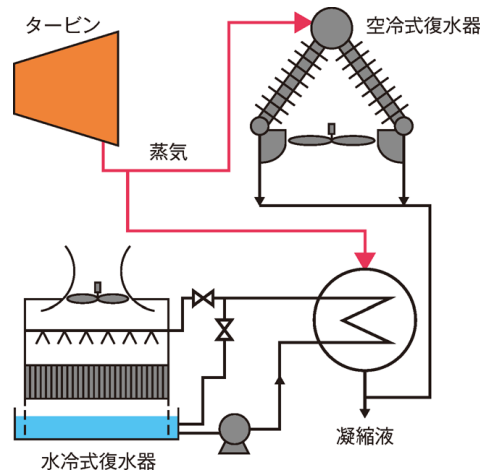


図 5-48 空冷式/水冷式 ハイブリッド方式

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



図 5-49 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/>)

## 5.5 太陽熱利用

### 5.5.1 集光型・中高温太陽熱利用

一般に太陽熱利用といえば、日本でもおなじみの屋根の上に置いたフラットプレートコレクタ (FPC) を用いた給湯利用が世界的にも広く普及している。しかし、FPC は集光しないために温度を上げることができず、給湯用にとどまっている。近年になって、パラボラ・トラフ型コレクタのような太陽を追尾し、集光可能なコレクタを用いて、比較的、高温の熱を工業用途などに供給する太陽熱の利用の動きが欧州を中心に始まっている。ここで、熱供給の温度範囲は、 $100^{\circ}\text{C}$  より下を低温域、 $100^{\circ}\text{C}\sim 250^{\circ}\text{C}$  を中温域、 $250^{\circ}\text{C}\sim 400^{\circ}\text{C}$  を高温域と定義している。

#### (1) コレクタ

太陽熱利用に用いられるコレクタと稼動温度を図 5-50 に示す。 $100^{\circ}\text{C}$  以下の低温では集光が不要であるが、中高温の熱供給のためには集光する必要がある、必然的に時々刻々と移動する太陽を追尾しなければならない。したがって、中高温の熱供給で使用されるコレクタは、太陽熱発電

第5章 太陽熱発電・太陽熱利用

で使用されるものと同様のパラボラ・トラフ型やリニア・フレネル型になる。しかし、熱供給用としては発電ほど高い温度が必要なことは少なく、アパチャが狭くて集光度が低い小型のコレクタでも対応可能である（図 5-51）。小型のコレクタを用いることで、パラボラ・トラフ型でも風の影響が小さく、設備を軽量化でき、工場の屋上などへの設置も可能になる。また、リニア・フレネル型についても、図 5-52 に示すように、比較的小型のものが用いられる。

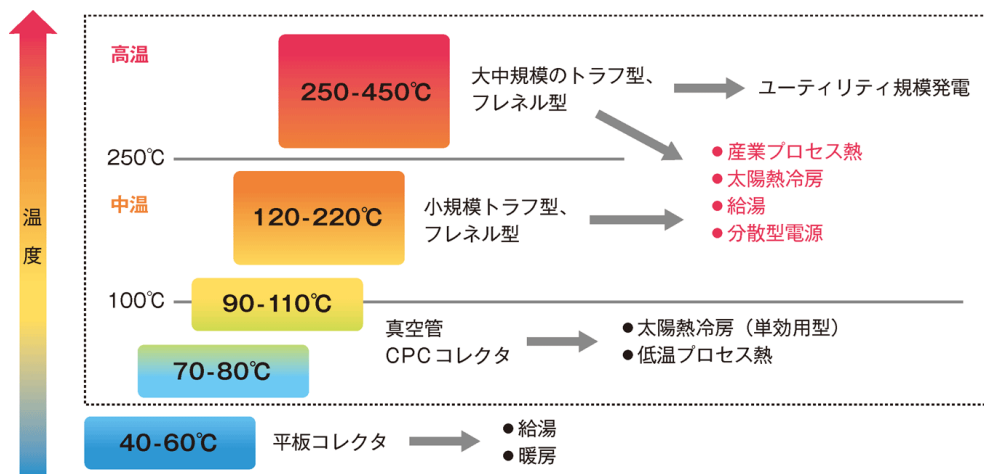


図 5-50 熱利用の温度帯と適切なコレクタの選択

出典：W. Platzer 発表資料（2012, SHC TASK49/SolarPACES TASK IV ミーティング）より NEDO 作成



図 5-51 Solitem（左）及び Sopogy（右）の熱供給用パラボラ・トラフ型コレクタ



図 5-52 吸収式冷凍機の稼動に用いられるリニア・フレネル型コレクタ（Industrial Solar）



現在、コレクタの性能向上とコストダウンを推進するとともに、その性能の評価法を確立するための検討が進んでいる。コレクタ性能の中でも、特に IAM (Incident Angle Modifier) という係数の評価が重視されている。一軸で太陽追尾をするパラボラ・トラフ型やリニア・フレネル型コレクタでは、必ず太陽光はコレクタに対して斜めに入射し、コサイン効果などによって入射角が大きいほど損失は拡大する。IAM は、この影響を定量的に示すものである。この係数の導入によって、任意の角度で入射する太陽光の「有効に使用されるエネルギー量」がわかるため、本係数は実際のプラントで得られる熱量の推計に不可欠である。

## (2) 中高温太陽熱利用の現状

### 1) 欧州

工業プロセスに対する太陽熱利用の可能性の検討及び普及促進を目標に、2003年11月1日～2007年10月31日の4年間、「IEA SHC TASK 33」が実施された。主要な参加国はオーストラリアとオーストリア、ドイツ、メキシコ、ポルトガル、スペインの6カ国である。

主要な実施項目は、需要の発掘や需要に適したコレクタ技術の検討、評価手法の検討、経済性評価などである。具体的には、次の主要な活動項目が挙げられる。

- ・参加国のポテンシャル調査
- ・工業部門における有望な適用先の検討
- ・工業プロセスに対する、太陽熱を含む統合最適化プロセスの開発
- ・コレクタの最適化
- ・コレクタや機器の評価
- ・機器評価手法の開発、特に寿命評価法の開発
- ・設計ツールの開発
- ・経済解析
- ・事業性評価
- ・パイロットプラントの設計

ここで、検討対象は工業プロセスと工業用の空調とし、住宅の空調は除外している。

産業用の熱利用時の使用温度範囲は、業種、プロセスによって大きく変わる。図 5-53 は欧州での代表的な業種とプロセス別の使用温度範囲である。欧州では、中高温太陽熱の適用性が高い分野として食品、繊維、輸送機器、金属、プラスチックの処理、化学などを挙げている。また、太陽熱を導入しやすいプロセスとしては洗浄、乾燥、蒸発、蒸留、漂白、殺菌、調理、溶融、表面処理などを挙げている。

第5章 太陽熱発電・太陽熱利用

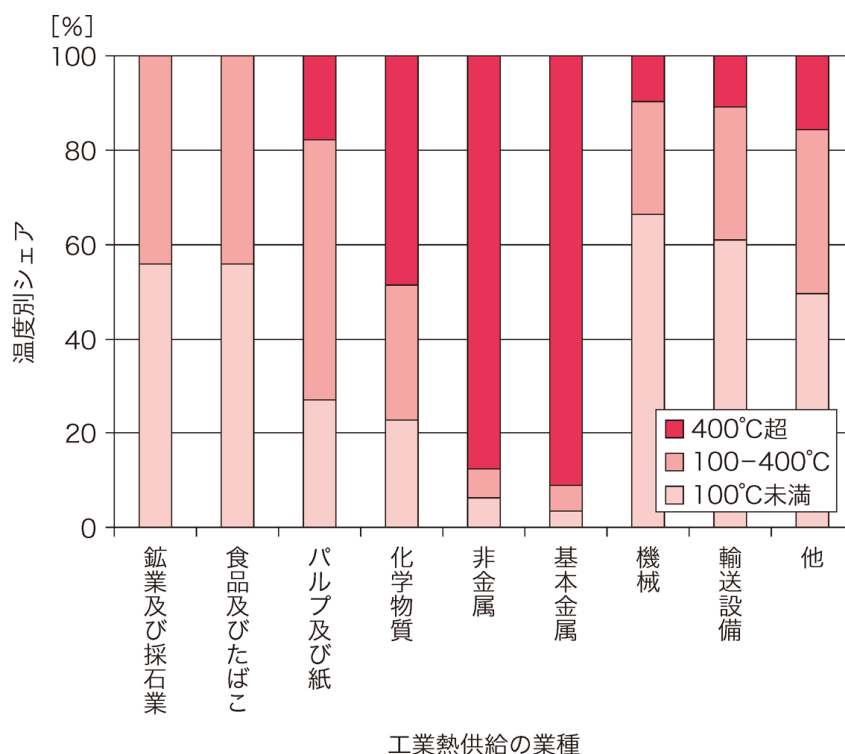


図 5-53 工業用熱供給の業種別温度別シェア

出典：ECOHEATCOOL Final Report (2007, EU Intelligent Energy Europe Program)

EU 諸国は、選出した業種及びプロセスに太陽熱供給を実現するため、資金を拠出し、複数のデモンストレーションプロジェクトを開始している。その代表が、第7次研究・技術開発のための枠組み計画 (FP7. Seventh Framework Programme) で行われている InSun と Solar Brew のプロジェクトである。前者では煉瓦の乾燥工程や粉ミルク製造工程への熱供給などが行われており、後者はビールの醸造工場への熱供給である。InSun は中高温の熱利用を目指しており、小型のパラボラ・トラフ型やリニア・フレネル型コレクタを使用している。一方、Solar Brew は 100°C以下の低温熱利用である。

EU の動きに加え、欧州では各国が独自の補助金を交付し、工業用太陽熱利用を進める動きもある。ドイツは「MAP (German Market Rebate Programme for Renewable Energies)」と呼ばれる制度を 2012 年 8 月に導入した。これは、太陽熱利用システムの普及拡大にとって最大の障壁である「高い設置費用」を軽減するもので、産業分野での太陽熱システムの設備費の最大 50% まで補助金を給付するものである。この補助金の対象となるのは従業員 250 名以下の中小企業で、設備規模としてはコレクタ面積 20~1,000m<sup>2</sup> のシステムである。現在、農業、食品生産及び加工、繊維業界などが補助金の申請をしているとのことである。図 5-54 は、ドイツの自動車の塗装の乾燥に太陽熱が利用されている例である。

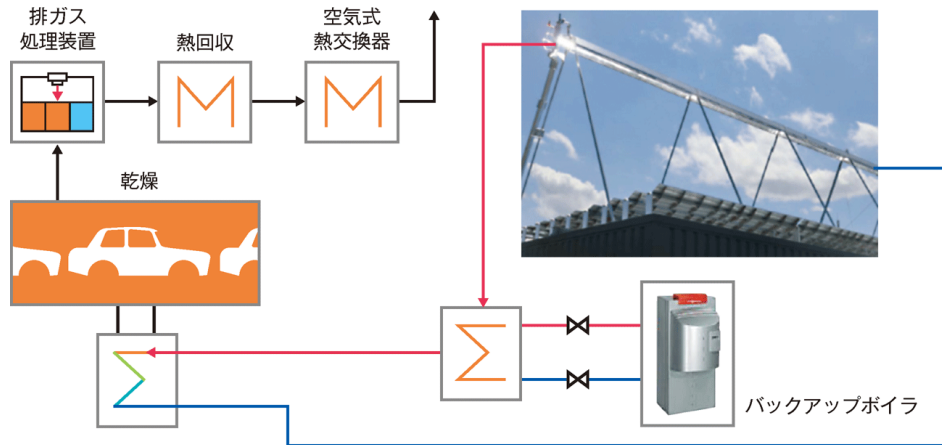


図 5-54 車の塗装工程での太陽熱利用例

出典：DLR, Hennecke 発表資料（2012, SolarPACES 2012）より NEDO 作成

SHC TASK 33 はすでに終了しているが、それを引き継ぐ TASK 49 が 2012 年に立ち上がり、EU を中心とした工業用太陽熱利用の動きを支援している。これは、既存のプラントとのインテグレーションを容易にすることを主たる目的とし、4 年間の活動期間を予定している。合わせて、TASK 33 の成果を踏まえ、下記の開発が急務とされている。

- ・集熱効率を最大化できるようなコレクタ
- ・高温で高効率を発揮するような機器
- ・運転温度のコレクタ性能評価

TASK 49 は、これらの開発を支援するとともに、プラントの設計・建設などが容易になるようガイドブックなどの発行を目指している。

## 2) 日本

日本の太陽熱利用は、住宅の屋根に設置される太陽熱給湯器による低温利用がほとんどであり、中高温以上の工業用途はほとんど考えられていないのが現状である。しかし、国内の製造業などのエネルギー消費は旺盛であり、しかもその大部分を熱需要が占めている。したがって、そのごく一部にでも太陽熱エネルギーを導入することによって、化石燃料の消費削減とそれに伴う二酸化炭素排出削減に寄与する。特に今後、高騰が予測される石油を中心とする化石燃料の消費抑制には効果的である。しかし、現時点では、太陽熱供給設備導入での設備費の高さが大きな障壁となっている。そのため、設備費の低下をもたらす研究・開発が必須である。それとともに、初期の設備導入が高い開発の初期段階で、欧州を中心として導入されている補助政策を実施することも極めて有効である。日本のエネルギー消費構造は、産業構造が似ているドイツに近い。ドイツの導入事例などを参考に、工業用熱利用を進めるのも一案であろう。

## 5.5.2 低温太陽熱利用熱供給システム

## (1) 技術の俯瞰

太陽熱を利用した熱供給システムとしては、太陽熱給湯システム、太陽熱暖房システム、太陽熱冷房システムの3つが挙げられる。そして、太陽熱暖房システムは太陽熱給湯システムと、太陽熱冷房システムは太陽熱給湯・暖房システムと組み合わせられるのが一般的である。したがって、ここでは「太陽熱暖房システム」と「太陽熱冷房システム」を次のように定義する。

太陽熱暖房システム：太陽熱給湯システム + 太陽熱暖房システム  
 太陽熱冷房システム：太陽熱給湯システム + 太陽熱暖房システム + 太陽熱冷房システム

## 1) 太陽熱暖房システム

日本での太陽熱利用は、住宅の給湯利用を中心に普及が進み、屋根上に設置したタンクの水を温めて直接、給湯に利用する太陽熱温水器が、最も簡易な太陽熱利用機器として第一次石油危機の頃から利用されてきた。また、ポンプを用いて集熱器内で水や不凍液を循環させ、蓄熱槽で熱交換してお湯を蓄える強制循環型ソーラーシステムが商品化され、価格も実用化の域に達している<sup>16</sup>。

図 5-55 に太陽熱暖房システムの方式別概略図を示す。太陽熱暖房システムは、集熱器と蓄熱装置、補助熱源などによって構成し、熱媒の違いによって、温水集熱方式と温風集熱方式に大別される。温水集熱方式は通常、太陽熱給湯システムと合わせて設置され、住宅用では、蓄熱槽と放熱器のコストを削減するために、床構造を蓄放熱体とした床暖房とすることが多い<sup>17</sup>。

業務用ビルなどの温水集熱方式では、ファンコイルユニット方式が一般的に利用されており、ビルの屋上などに設置した集熱器によって集められた熱を暖房用熱交換器によって暖房に利用する。

一方、熱媒体を空気とした温風集熱方式は、屋根などに集熱器を設置して暖められた空気を、屋根裏や建物外壁にファンを用いて循環させ、暖房に利用する仕組みである。また、システム内に熱交換器を組み込んで給湯することも可能である。

<sup>16</sup> 現状のイニシャルコストは、太陽熱温水器が約 30 万円、太陽熱ソーラーシステムが約 90 万円（工事費込み）。

<sup>17</sup> 「新太陽エネルギー利用ハンドブック」（2000、日本太陽エネルギー学会）

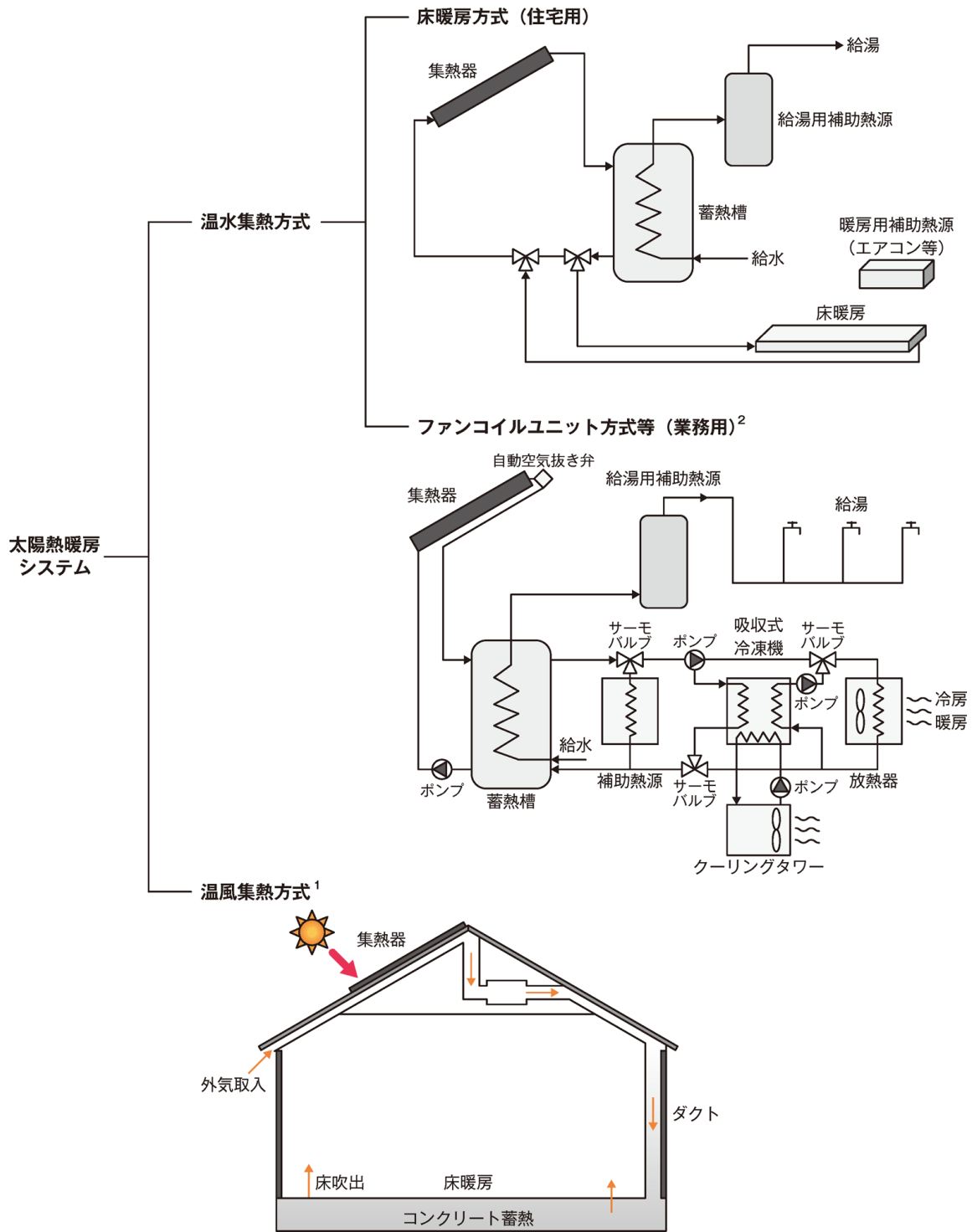


図 5-55 太陽熱暖房システムの分類

出典 1 : NEDO ホームページ (<http://app2.infoc.nedo.go.jp/kaisetsu/>)

出典 2 : 「太陽エネルギー新利用システム技術研究開発に係る事前調査」(2004,, NEDO)

## 第5章 太陽熱発電・太陽熱利用

## 2) 太陽熱冷房システム

太陽熱冷房システムは、各種熱駆動型冷凍機の熱源に太陽熱を利用し、冷房を行うものである。太陽熱給湯・暖房システムを冬季の熱需要に合わせて設計した場合、夏季に余剰熱が多く発生し、通年の稼働率が落ちる原因となる。年間を通じてより多くの太陽熱を利用し、経済性を高めるためには、夏季余剰熱の冷房利用が有効である。

太陽熱冷房システムの冷熱源には、主に吸収式冷凍機、吸着式冷凍機、デシカント空調が用いられている。

## i) 吸収式冷凍機・吸着式冷凍機

日本では、サンシャイン計画で、主に吸収式冷凍機または吸着式冷凍機を用いた太陽熱利用冷房システム（図 5-56）の研究開発が行われた。現在、最も実用例が多いが、ヒートポンプ式空調の高効率化や低コスト化の進展に伴い、市場は縮小している。

太陽熱利用の吸収式冷凍機には約 75℃～100℃程度の温水<sup>18</sup>を利用する単効用型<sup>19</sup>が用いられる。温水加熱式吸収式冷凍機は、温水温度が低下すると成績係数（COP）<sup>20</sup>が急激に低下するため、効率的に運用するためには補助熱源が必要となるが、その場合システムが複雑になり、インシヤルコストが高くなる。また、80℃～95℃程度の温水による単効用型の場合、COPは0.7～0.9程度となり、一般的なヒートポンプ空調と比較して効率は大幅に落ちる。

吸着式冷凍機は、駆動温度が約 70～90℃とより低温の熱を利用できるが、COPは0.5～0.7程度と低いためコスト回収が難しい。

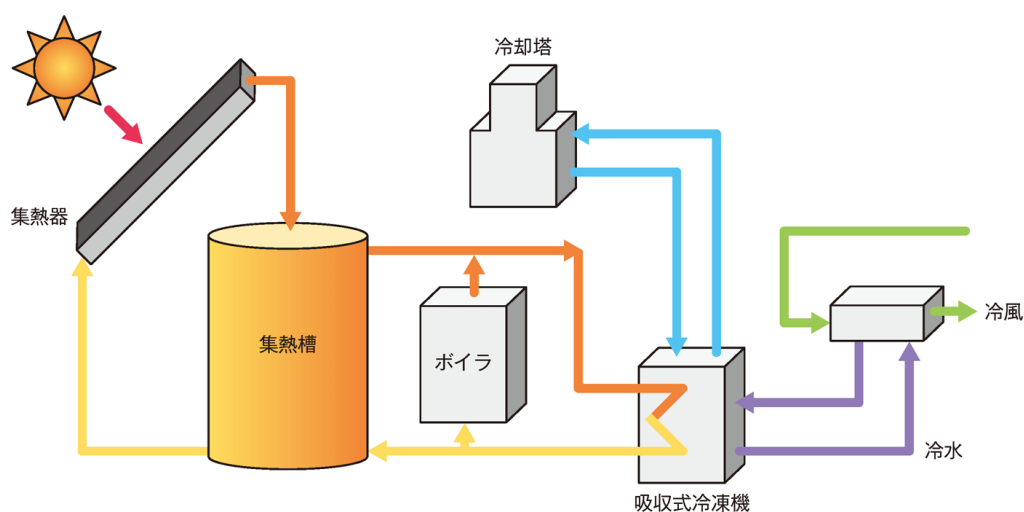


図 5-56 太陽熱冷房システムの概念図

出典：NEDO ホームページ (<http://app2.infoc.nedo.go.jp/kaisetsu/>)

18 吸収式冷凍機は、加熱方式によって「蒸気加熱式」「温水加熱式」「直焚き式（燃料油または都市ガス利用）」に分けられる。

19 単効用型は、蒸発器・吸収器・再生器・凝縮器、各 1 台で構成し、熱源には温水を用いることができる。二重効用型は、単効用型に高温再生器を追加し、その凝縮熱で低温再生器を動作する 2 段階の熱利用を行う。また、蒸気やバーナーの燃焼による直焚きなど、より高温の熱源が必要である。

20 エアコンが作り出す温冷熱量の消費する電力量に対する割合。

## ii) デシカント空調

夏季余剰熱の冷房利用としては、日本では吸収式／吸着式冷凍機の使用が一般的であったが、近年、太陽熱を利用したデシカント空調システムの研究開発が進められている。

デシカント空調の仕組みは、まず外気が除湿ローターを通過する際、空気中の水分が吸着材に吸着されるとともに、吸着熱によって温度が上昇した乾燥空気となる。この高温の乾燥空気は、熱交換ローターによって室温近くにまで温度を下げられ、さらに必要に応じて冷却器によって冷却された後、室内へと供給される。一方、排気側は、冷却された後に熱交換ローターで給気側空気と熱交換し、さらに加熱器によって除湿ローターの吸着材の再生に必要な温度まで昇温され、除湿ローターを通過して再生した後、室外に排気される。図 5-57 に示したデシカント空調システムは、除湿ローターと熱交換ローターのツーローター式で、再生用加熱器の熱源に太陽熱を利用している。熱交換器にはローター型その他、静止型が用いられる。

吸着材にはシリカゲル系が多く用いられている他、40℃～80℃のより低温域の熱を利用することのできるゼオライト系の開発も進んでいる。デシカント空調はヨーロッパで開発された後、日本でも開発が始まった。

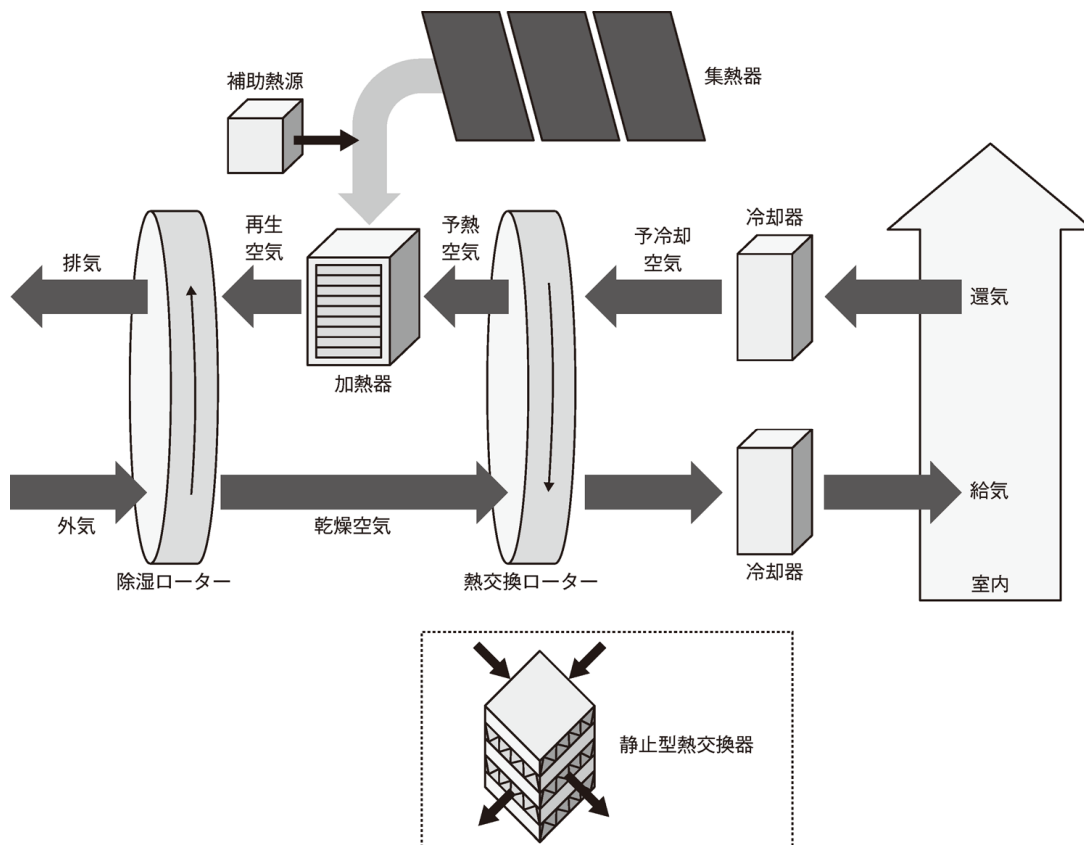


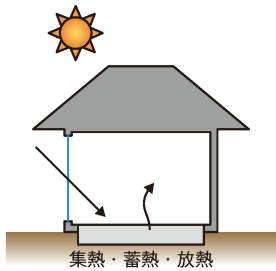
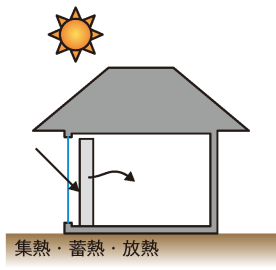
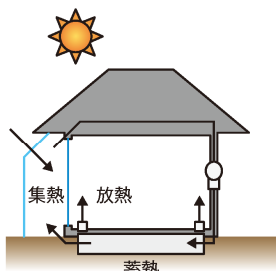
図 5-57 太陽熱利用デシカント空調システム

〈参考〉パッシブソーラーシステム

ポンプなどの機械的動力を使わず、建物の設計段階で太陽熱利用を考慮した建築構造や建築材料を用いるパッシブソーラーシステムも太陽熱を利用した空調システムの一つである。

パッシブソーラーシステムの基本的な考え方は、南面の開口部から昼間日射の熱を集熱し、その熱を熱容量の大きな壁体などに蓄熱しておき、夜間に対流や放射によって放熱することで太陽熱を利用するというものである（表 5-18）。

表 5-18 代表的なパッシブソーラーシステムの概念図

<p>ダイレクトゲイン</p>		<p>最も基本的な構造で、建物の床や壁にコンクリートや石等、熱容量の大きい素材を用いて、直接太陽光を当てて蓄熱する。吸熱された日射熱は、室温が下がる夜間に徐々に室内側に放熱されることにより、室内を暖める。</p>
<p>トロンプ壁</p>		<p>建物の南面に表面を黒色塗装した厚いコンクリートまたは石の壁を設置し、その外側をガラスで覆うことにより集熱・蓄熱するシステム。日中はガラスと黒壁の間で暖まった空気が上方の通気孔から室内に入り、夜間は壁に蓄熱された熱が放射と対流により室内を暖める。</p>
<p>グリーンハウス型</p>		<p>建物の南側にガラスでグリーンハウスを付設し、日中の日射熱を透過させ壁や床に蓄熱し、夜間の放熱により室内を暖める。夜間は熱損失を防ぐため、断熱扉等で閉鎖する。グリーンハウスには植栽を設けて半屋内・半屋外のようにすることも可能。</p>

出典：「ソーラー建築デザインガイド [太陽熱利用建築事例集]」（2007，NEDO）

## 5.6 今後に向けた課題と克服方策

太陽熱発電を取りまく世界の動向を鑑みると、先行する海外企業の技術動向を把握し、適切な技術開発の目標を設定することが必要であると考えられる。日本独自の太陽熱発電システム及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での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、CO<sub>2</sub>排出量削減などによって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。

これらを達成するための課題・方策を次に示す。



### 5.6.1 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、さまざまなメーカー、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、タービン技術やヘリオスタット関連技術（高反射集光ミラー、制御技術など）など、日本の最先端技術を活かせる要素部材・機器・設備は多い。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。

### 5.6.2 コスト競争力の強化

日本企業の国際競争力強化に当たっては、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、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ない10円/kWh未満の発電コストを実現し、公的支援がなくて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などの開発などが重要となる。

### 5.6.3 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、CO<sub>2</sub>排出量削減などによって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 など、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、CDM は、取引コストの高さや交渉や手続きの煩雑さなど、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、フイージビリティスタディ費用の負担やファイナンス支援など、国のバックアップ体制を整えることが重要である。

## 第5章 参考文献

- (1) Concentrating Solar Power Global Outlook 2009, (2009, SolarPACES, ESTERA, Greenpeace)
- (2) Stirling Energy Systems プレスリリース, [http://www.stirlingenergy.com/pdf/2010\\_01\\_22.pdf](http://www.stirlingenergy.com/pdf/2010_01_22.pdf)
- (3) Global Potential of Concentrating Solar Power, (2009, SolarPACES)
- (4) Technology Roadmap Concentrating Solar Power, (2010, IEA)
- (5) Status Report on Solar Trough Power Plants, (Pilkington, 1996)
- (6) European Concentrated Solar Thermal Roadmapping, (R. Pitz-Paal, J. Dersch, et al., DLR, 2005)
- (7) Renewable Energy Technology Characterizations, (R. Diver, G. Kolb, et al., TR-109496 EPRI and DOE, 1997)
- (8) Deploying Renewables - Best and Future Policy Practice, (2011, IEA)
- (9) Comparative Costs of California Central Station Electricity Generation, (2010, California Energy Commission)
- (10) Heliostat Cost Reduction Study, (2007, Sandia National Laboratories)
- (11) CSP & The SunShot Initiative, (2011, DOE), DOE-CSP Industry Meeting 資料
- (12) DSIRE ホームページ, New Energy for America, (2009, Barack Obama and Joe Biden), [http://energy.gov/sites/prod/files/edg/media/Obama\\_New\\_Energy\\_0804.pdf](http://energy.gov/sites/prod/files/edg/media/Obama_New_Energy_0804.pdf)
- (13) 海外電力 2008 年 10 月号, (2008, 海外電力調査会)
- (14) 海外電力 2010 年 3 月号, (2010, 海外電力調査会)
- (15) National Action Plan On Climate Change, (2008, インド政府)
- (16) Jawaharlal Nehru National Solar Mission, (2009, インド政府)
- (17) 長期エネルギー需給見通し (再計算), (2009, 経済産業省)
- (18) Role of Solar in K.A.CARE Renewable Procurement Program, (2012, K.A.CARE)
- (19) 中東および北アフリカにおける再生可能エネルギー市場に関する調査, (2010, JETRO)
- (20) オーストラリア政府ホームページ, <http://www.climatechange.gov.au/reducing-carbon/renewable-energy/renewable-energy-target>
- (21) 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)
- (22) SET-Plan Technology Roadmap, (2009, EC)
- (23) METEONORM ホームページ, <http://meteonorm.com/>
- (24) Solar Energy ; A pillar of The Sustainable Energy Kingdom, (2012, K.A.CARE)
- (25) Realising the Potential of Concentrating Solar Power in Australia, (2012, ASI)
- (26) NREL ホームページ, <http://www.nrel.gov/csp/solarpaces/>
- (27) FPL ホームページ, <http://www.fpl.com/environment/solar/martin.shtml>
- (28) PG & E ホームページ, <http://www.pge.com/about/newsroom/newsreleases/>
- (29) BLM ホームページ, [http://www.blm.gov/ca/st/en/fo/needles/nefo\\_nepa.html](http://www.blm.gov/ca/st/en/fo/needles/nefo_nepa.html)
- (30) SEIA/GTM U.S.SOLAR MARKET INSIGHT, <http://solar952.rssing.com/chan-11985789/latest.php>
- (31) European Concentrated Solar Thermal Road-mapping, (2005, DLR)
- (32) Ultimate Trough® The Next Generation Collector for Parabolic Trough Power Plants, (2011, SolarPACES)
- (33) ECOHEATCOOL Final Report (2007, A Euroheat & Power Initiative)
- (34) Solar PACES Annual Report 2008, (IEA)
- (35) Heliostat Cost Reduction Study, (2007, Sandia National Laboratories)
- (36) World Energy Outlook 2011, (IEA)
- (37) IEA Clean Energy Progress Report, (2011, IEA)
- (38) 2010 Solar Technologies Market Report, (2011, DOE)
- (39) Protermosolar ホームページ, <http://www.protermosolar.com/mapa.html>
- (40) Steam turbines for solar thermal power plants, Siemens 資料 <http://www.swe.siemens.com/spain/web/es/energy/Documents/Steam%20Turbines%20for%20solar%20thermal%20power%20plants.%20eng.pdf>
- (41) German Aerospace Center ホームページ, <http://www.dlr.de/en/desktopdefault.aspx/tabid-13/>
- (42) NREL ホームページ, [http://www.nrel.gov/csp/troughnet/power\\_plant\\_systems.html](http://www.nrel.gov/csp/troughnet/power_plant_systems.html)
- (43) Technology Roadmap Solar photovoltaic energy, (2010, IEA)
- (44) Concentrating Solar Power Commercial Application Study : Reducing Water Consumption of Concentrating Solar Power Electricity Generation, (2001, DOE)