

太陽熱発電等の高温太陽集熱の利用

Utilization of High-temperature Concentrated Solar Thermal Energy

太陽熱部会 児玉竜也*

1. 高温太陽集熱を得るための集光システム

直達日射を“コレクター”または“ヘリオスタット”と呼ばれる反射鏡で集光し、これを“ソーラーレシーバ”で受光して太陽熱を発生させ、得られた高温熱（300℃以上）を熱輸送媒体で輸送し、水蒸気タービン等で発電するのが、太陽熱発電の原理である。現在、世界のサンベルト地域で約7.4GW_eの太陽熱発電プラントが運転されており（ここで、W_eで表すのは発電電力である。一方、熱エネルギーを表す場合はW_{th}を用いる）、約3.5GW_eが建設中である。サンベルトとは、年間直達日射量（Direct Normal Insolation：DNI）が2000 kWh/m²を超える地域のことを指し、北アメリカ南西部、地中海沿岸、豪州、中東、北・南アフリカ等がこれにあたる¹⁾。

太陽熱発電を行うためには、まず、大型の太陽集光システムが必要である。その集光倍率、集熱量は集光システムの方式によって異なるが、おおよそ集光倍率は100～5000倍、集熱量は数十kW～数百MWの範囲である^{1, 2)}。高温太陽熱による発電プラントは、古くは1980～90年に建設された米国カリフォルニア州の9基のSEGSプラントが在り、発電容量は計350 MW_eに達する。2000年代以降は、スペイン、米国、中国、チリ、南アフリカ、モロッコ、中東地域等でプラント建設が行われている³⁾。

太陽熱発電用の太陽集光システムは、パラボリックトラフ型、リニアフレネル型、集中タワー型、パラボリックディッシュ型、ビームダウン型の五つに大別される（図1）。パラボリックトラフ型（図1a）では、放物面状の樋（トラフ）の内側が反射鏡で構成されている集光器（コレクター）を使用し、日射を焦線上に集光する。太陽エネルギーは、焦線上に設置された集熱管内の流体に吸収される。トラフ型反射鏡は一軸回転方式で太陽を追尾する。集熱管は

反射鏡と一体であり、反射鏡が傾いても鏡と集熱管の位置関係はそのままにコレクター全体が傾く。このシステムの集光倍率は100倍以下であり、集熱流体の温度は200～400℃程度である。最初の実用化プラントである米国カリフォルニア州SEGSプラントは、この方式を採っており、最も実績のある集光システムである。

リニアフレネル型（図1b）は、トラフ型と同様に線集光方式であるが、反射鏡が平面鏡であるため、トラフ型に比べてコストダウンが図れる。また、幅の狭い平面鏡を多数利用することで土地利用率高められる。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。平面鏡は一軸回転方式で太陽を追尾しながら、地上に固定された集熱管へ集光する。集熱管と反射鏡のなす角度は変化するため、トラフ型よりも南中に鋭い集熱ピークが現れる。この点がトラフ型と比べてデメリットである。

一方、集中タワー型（図1c）は、点集光方式である。タワー周辺部に多数配置したヘリオスタット（地上反射鏡）で太陽日射を反射し、タワー頭頂部に設置されたレシーバに集光することで熱を発生させる。点集光なので集光倍率は、300～1500倍であり、レシーバ温度は最高で1500℃以上に到達する。集熱量としては数十MW_{th}級から数百MW_{th}になるものが稼働している。大型の蓄熱システムを備えた太陽熱発電プラントの多くは、この集光系を採用している。例えば米ネバダ州の110 MW_e発電プラントは、タワー高が195 m、溶融塩蓄熱で6～8時間の運転が可能な蓄熱設備を備えている³⁾。

パラボリックディッシュ型（図1d）は、皿状の反射鏡の焦点部にレシーバを設置し、日射を集光す

*新潟大学 自然科学系 工学部工学科化学システム工学プログラム 教授

る。集光倍率は1000～5000倍で、到達可能温度は1500℃を超える。ディッシュ型集光システムの大型のものとしては、オーストラリア国立大学が反射鏡面積400 m²のシステムを実験用として持っている。一般的に、集熱量は一器当たり数十kW～数百kWと小型である。

ビームダウン型(図1e)は、集中タワー型のタワー上に双曲面(あるいは楕円面)の2次反射鏡を設置し、ヘリオスタットで反射した日射をタワー上の2次反射鏡で地上に再反射し、地上に設置したレシーバで集熱する。複合パラボラ集熱器(Compound Parabolic Concentrator: CPC)と組み合わせれば、集光倍率は、1000～2000倍に達し、1000℃を超える太陽熱を地上レシーバで得ることが可能である。最近、中国で、ビームダウンシステムによる50MW_eプラントが建設された³⁾。

太陽電池(PV)による太陽光発電と比較して、太陽熱発電の大きなメリットは、安価な蓄熱技術の導入によって朝、夕、夜間を含む発電ピークに合わせて発電できるということである。現在、主流であり実用化されている蓄熱方式は硝酸系溶融塩による顕熱蓄熱(600℃以下)である。しかし、タービン効率を上げるためには、より高温の太陽熱発電が期待されており、600℃以上の蓄熱を目指した技術開発が種々の手法で行われている。本稿では、まず、現在主流の「硝酸系溶融塩による顕熱蓄熱」を概説し、600℃以上の蓄熱については「粒子レシーバに

よる固体顕熱蓄熱」について開発例を紹介する。さらに、点集光システムから得られる1000℃を超える高温太陽集熱をプロセスヒートとして水熱分解サイクルにより水素を製造する技術の開発動向についても紹介する。

2. 太陽熱発電プラントにおける蓄熱系

現在、多くの太陽熱発電プラントで用いられている蓄熱システムは、2タンク型の溶融塩蓄熱である。スペイン・グラナダ地方に建設されたAndasol-1プラントでは295℃の熱輸送媒体の合成オイルをトラフ型コレクターの集熱管に流し、395℃まで加熱して、温度差100℃で、水蒸気タービンで発電する³⁾。余剰の加熱オイルを、295℃の低温タンクからのソーラーソルトと呼ばれる溶融硝酸塩(60% -NaNO₃ + 40% -KNO₃)と熱交換し、溶融塩を385℃に加熱して高温タンクに蓄える。朝、夕、夜間は逆に高温タンクからの溶融塩で合成オイルを加熱し、295℃の溶融塩を低温タンクで貯蔵する。

ソーラーソルトの熱分解温度は600℃付近である。したがって、600℃近くまで溶融塩を加熱し、高温タンクと低温タンクの溶融塩の温度差を拡大すれば、同じ溶融塩量で蓄熱量を増大でき、かつ、タービン効率も上げられる。その際、溶融塩を直接、熱輸送媒体としてソーラーレシーバで加熱できれば、熱輸送媒体-蓄熱媒体間の熱交換器における熱損失も無くなる。スペイン・アンダルシア州セビリア近

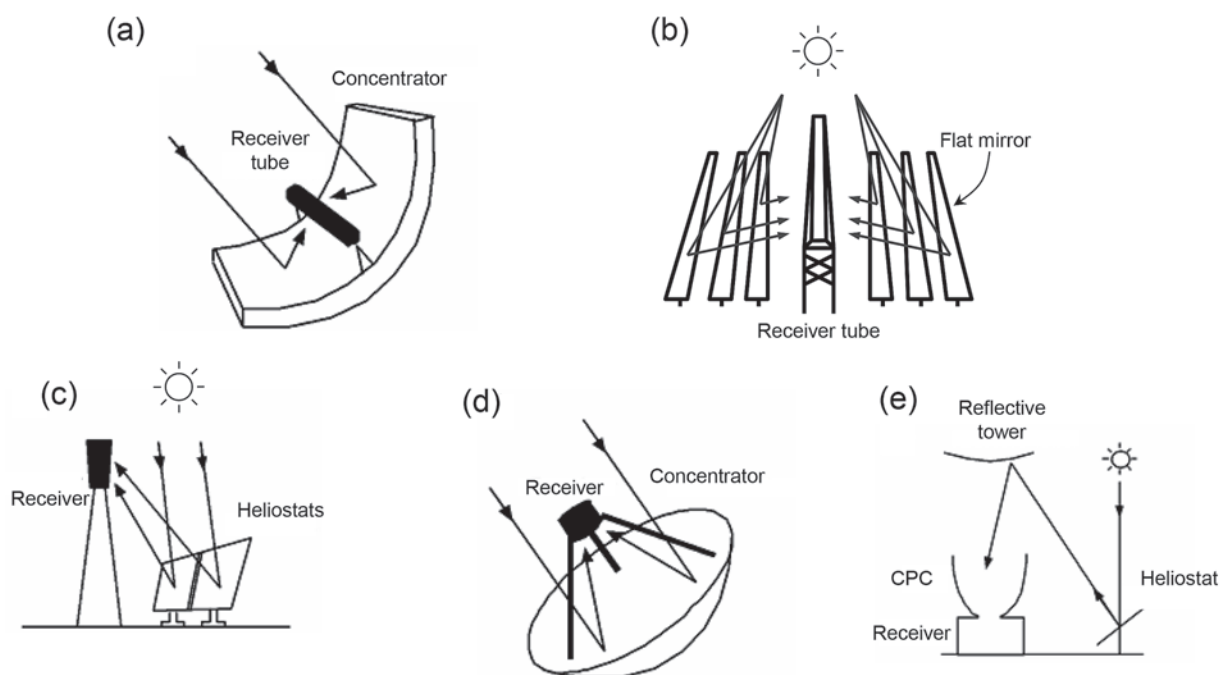


図1 高温太陽熱集光システム

(a)パラボリックトラフ型, (b)リニアフレネル型, (c)集中タワー型, (d)パラボリックディッシュ型, (e)ビームダウン型

郊に建設された Gemasolar プラントでは、集中タワー型集光システムで、硝酸系溶融塩を熱輸送媒体として使用し、タワー上のソーラーレシーバで溶融塩を直接加熱、これを高温タンクに貯蔵する「溶融塩タワー型」と呼ばれる方式が初めて採用された³⁾。溶融塩タワー型の模式図を図2に示した。Gemasolar は 20MW_e の発電プラントであり、15 時間のフル出力に相当する蓄熱量がある。高温タンクは 565℃、低温タンクは 290℃である。その後、大型蓄熱系を備えた太陽熱発電プラントの多くが「溶融塩タワー型」を採用している。

600℃以上で熱分解するソーラーソルトに替わる溶融塩としては塩化物系が有望視されている。しかし、金属材料に対する腐食性が高く、耐腐食性のある合金やセラミック材料の使用はコスト高を招く。溶融塩自身が安価であることも重要であり、これらの問題を解決した高温溶融塩材料の開発が待たれる。

600℃を超える熱輸送媒体として固体粒子を利用する「粒子レシーバ」の開発が進んでいる。高効率の超臨界 CO₂ タービンと組み合わせることを目指しているが、それには低くとも 700～800℃の蓄熱が必要である。米サンディア国立研究所では粒子カーテン型のレシーバを開発している。黒色のセラミック粒子をカーテン状に自由落下させ、集光タワー上で、粒子カーテンに太陽集光を照射して加熱

する。米国ニューメキシコ州のサンディア国立研究所アルバカーキにおいて、1MW_e の実証プラントの建設が行われている。超臨界 CO₂ タービンを利用し、粒子レシーバは 600℃の粒子を 800℃まで加熱して 6 時間の蓄熱を行うことを目指している³⁾。一方、サウジアラビアでは、白色の砂を使った粒子レシーバによる 1050℃の蓄熱で 2MW_e の発電を行う実証プラントを建設しているという³⁾。

3. 太陽熱発電コスト

太陽熱発電コストは、日中の PV 発電コストと比較すると高いが、安価な蓄熱を組み込むことにより電力需要曲線に合わせた低コストの電力供給が可能であることから、PV 導入によるダックカーブの解消や夜間のソーラー発電として評価される。このような背景から、太陽熱発電コストの競合は夜間のバッテリー発電やガス発電との競争に移行している。蓄熱システム付き太陽熱発電プラントによる 24 時間発電のコストは 0.07～0.15 €/kWh と試算されていたが、2020～2021 年に導入された太陽熱発電の競売価格あるいは購入価格は 0.073～0.094 USD/kWh であり、ほぼ試算通りであったという⁴⁾。0.073 USD/kWh を達成したのはドバイのプラントであり⁵⁾、中東・北アフリカ地域ではこの水準の 24 時間太陽熱発電が実現されている⁶⁾。さらに、日中の発電コストが安い PV と組み合わせれば発電コス

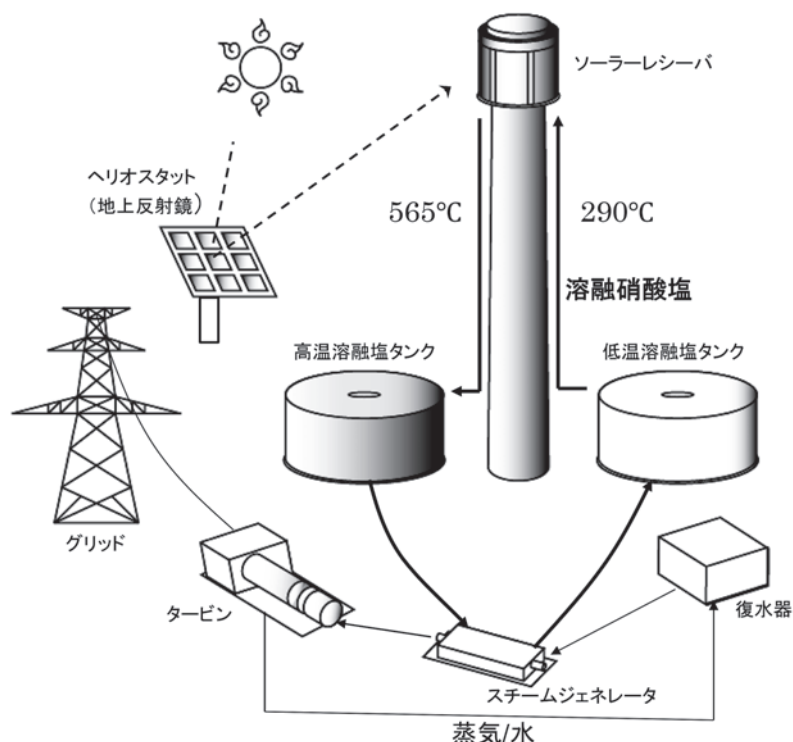
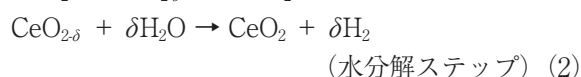


図2 溶融塩レシーバ型の太陽熱発電方式

トは平均 0.04 ~ 0.06 €/kWh に下がると試算されている。このような観点から建設された PV／太陽熱ハイブリッドによる 24 時間ソーラー発電プラントとして、2021 年から稼働したチリの 110MW_e 太陽熱発電（17.5 時間蓄熱）+ 100MW_e PV プラントや、UAE に建設中の 250MW_e PV + 700MW_e 太陽熱発電プラント（15 時間蓄熱）等の今後の動向が注目される³⁾。

4. 太陽集熱による水熱分解水素製造サイクル

太陽集熱を熱源として利用して水を分解する水素製造サイクルが次世代技術として開発されている。開発の主流となっている水熱分解サイクルは、酸化還元金属酸化物による二段階サイクル（以下、金属酸化物サイクル）である⁷⁾。代表的な反応媒体（酸化還元金属酸化物）は、セリウム酸化物（セリア）であり、ベンチマークとなっている。



(1) 式の熱還元反応は大きな吸熱を伴う反応であり、酸素欠陥が結晶格子中に形成され不定比のセリアが生成する。続く (2) 式の反応は小さな発熱を伴う反応であり、不定比セリアが水蒸気と反応し、元のセリアへ戻る。熱還元ステップの (1) 式の反応は、不活性ガスや窒素雰囲気下、あるいは減圧下等の低酸素分圧下で行えば 1400℃ 以上で進行する。一方、熱還元されたセリア（不定比セリア）による水分解ステップは 1200℃ 以下で進行する。すなわち、二段階サイクルには温度スイングが必要となる。実際のソーラー反応器試験では、十分な反応活性を得るために、熱還元温度 1500℃ 以上、水分解温度 800℃ 以下で運転される場合が多い。しかし、この条件で反応システムを構築した場合、固体（セリア）からの熱回収がなければ、理論的エネルギー効率は 16% 以下に低下する⁸⁾。実際の反応器において固体の温度スイングからの熱回収は難しいことから、反応ステップ間の温度差 (ΔT) が小さい近等温的サイクルで作動する金属酸化物の開発が精力的に行われている。セリアの場合、理想の温度差は 100 ~ 150℃ であり、セリアを改良して（例えば他金属ドーブで）、この温度差でも十分な活性を得ることができれば、固体からの熱回収無しでも 30% 以上の高い理論エネルギー効率が試算できる⁹⁾。また、高温

ステップである熱還元温度を下げることは金属酸化物の再放射等によるエネルギー損失を下げ、システムのエネルギー効率を向上させる。セリアへの他金属のドーブによって熱還元ステップの低温化が起こるなど、(1)、(2) 式の反応の熱力学的パラメーターを制御できることが知られており¹⁰⁾、固体化学的な研究開発が精力的に行われている。

セリア系以外では、鉄酸化物系やペロブスカイト酸化物系で開発が行われている。また、いずれの酸化物系でも複数の金属成分を等モル含有させることによって物質のエントロピーを増大させ、高温反応である熱還元ステップを平衡論的に有利に進行させて反応活性を向上させる高エントロピー酸化物の開発が行われている。最近、著者は、熱還元温度 1200 ~ 1400℃、水分解温度 1000℃ という比較的低温、且つ、反応ステップ間の温度差 (ΔT) が従来の 700℃ よりも小さい ($\Delta T = 200 \sim 400^\circ\text{C}$) サイクルでも非常に高い反応活性を発現する高エントロピー鉄酸化物を開発している¹¹⁾。

次に欧州、米国、日本で開発されているソーラー反応器を紹介する。図 3 は反応媒体である金属酸化物を発泡体状に成型した反応デバイスによる反応器である。セリアによる金属酸化物サイクルには、1400℃ 以上の高温熱が必要となるため、反応媒体となる金属酸化物に太陽集光を直接照射して加熱する方法が採用される場合が多く、そのような反応器は太陽集光を透過する透明石英窓を備えている。

上記の (2) 式の反応において、水蒸気の代わりに二酸化炭素を反応させれば、一酸化炭素を製造することができる。水蒸気と二酸化炭素を同時に供給すれば水素と一酸化炭素の混合気体、すなわち合成ガスが製造できる。この原理を利用し、スイス・チューリッヒ工科大学 (ETH) を中心とする研究グループは、水・二酸化炭素の共熱分解を目指し、セリアを円筒状の発泡体に加工した反応デバイスによるソーラー反応器（図 3a）の開発を行っている。この反応器を搭載した集中タワー型集光システムによるソーラー試験が欧州 SUN-to-LIQUID プロジェクトで行われた¹²⁾。スペイン・マドリードの IMDEA エネルギー研究院に太陽集光のエネルギー密度分布の中心ピークが最大 4000 kW/m² に達する非常に集光倍率の高いタワー型集光システムが建設され、入射エネルギー量 50 ~ 70 kW_{in} で試験された。1 日に 7 ~ 10 サイクルを行うことができ、1 サイクル当たり水素が 15 L、CO が 30 L 得られ、CO₂ の転換率は 80% であったとのことである。ソーラー

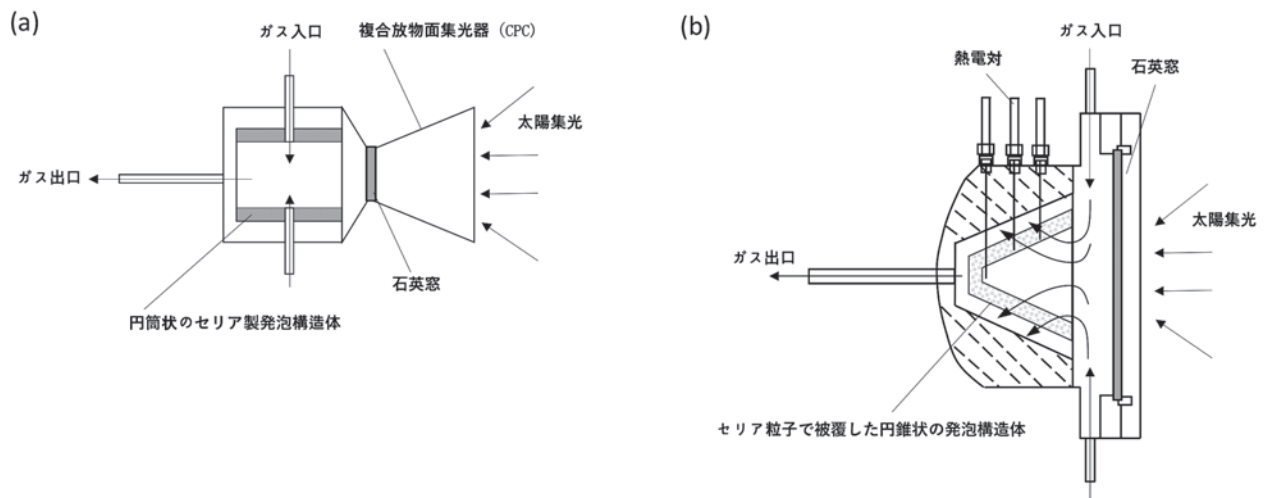


図3 金属酸化物サイクルによる発泡体デバイス型ソーラー水熱分解反応器
(a) 欧州 SUN-to-LIQUID プロジェクト
(b) 新潟大学式

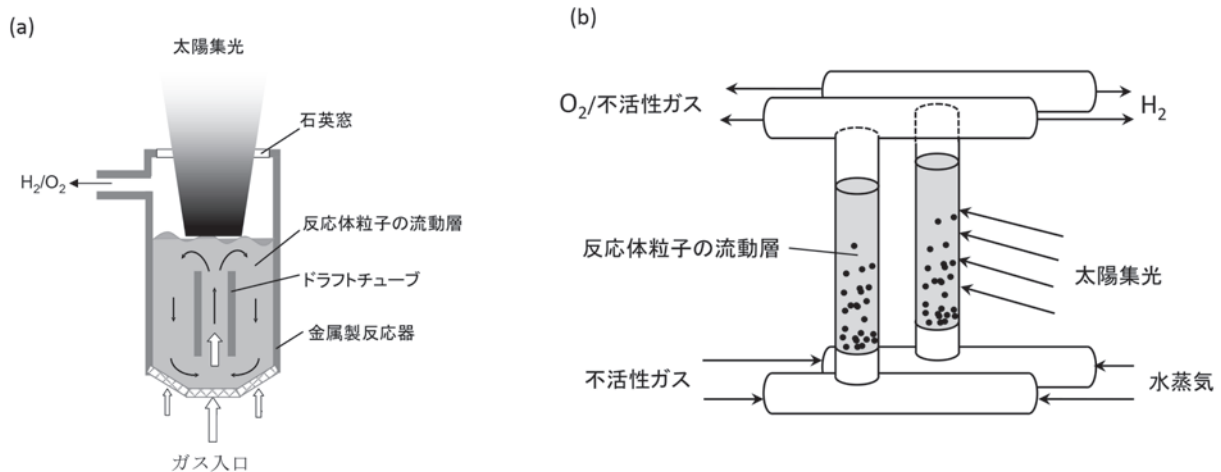


図4 金属酸化物サイクルによる粒子流動層型ソーラー水熱分解反応器
(a) 直接照射型粒子流動層式（新潟大学）
(b) 間接照射（チューブラー）型粒子流動層式（米コロラド大学等）

反応器における太陽集光エネルギー→合成ガスの転換効率として4%が報告されている。2023年からは第2フェイズとしてSUN-to-LIQUID IIが開始された。エネルギー転換率15%を目指し、2027年10月まで開発が行われる¹³⁾。

新潟大学も韓国エネルギー技術研究院（KIER）との共同研究で、円錐型の発泡体反応デバイスによるソーラー反応器（図3b）を開発しており、KIER所有の45 kW_{th}太陽炉でソーラー実証試験を行った¹⁴⁾。水熱分解サイクルに関しては、上記のSUN-to-LIQUIDプロジェクトに先駆けて発泡体デバイスを使用した石英窓型ソーラー反応器で水素製造の実証に成功している。また、新潟大学では、発泡体デバイス型とは異なる反応器コンセプトとして反応粒子の流動層によるソーラー反応器（図4a）を開発

している。金属酸化物の粒子を使用することで反応表面積を大きくでき、また反応粒子の流動によって金属酸化物反応槽内の熱輸送を高めている。太陽集光を反応器上部の透明石英窓を通じて粒子流動層上部に直接、照射するため、ビームダウン型太陽集光システムを利用する必要がある。導入ガスを窒素と水蒸気に交互に切り替えて二段階サイクルを行う。現在、約300 kW_{th}の反応器を豪州国研CSIROのニューカッスル研究所でソーラー実証試験するプロジェクトが、2018年から豪州再生可能エネルギー庁（ARENA）補助事業として開始されている¹⁵⁾。

金属酸化物粒子の流動層を利用するソーラー反応器としては、米コロラド大学ボルダー校が開発しているチューブラー型の反応器もある（図4b）。熱伝導性の良いSiC管内で反応粒子の流動層を形成さ

せ、SiC 管を太陽集光照射によって加熱するタイプであり、プロトタイプのソーラー反応器を 10 kW_{th} の太陽炉で試験している¹⁶⁾。太陽照射による反応粒子の加熱を、反応管を通して行うので間接照射型と呼ばれる。媒体となる金属酸化物として鉄アルミナ系のヘルシナイト (Hercynite) が使われている。8 時間のソーラー試験で 5.3 L の水素が得られている。

参考文献

- 1) T. Kodama, High-temperature solar chemistry for converting solar heat to chemical fuels, *Prog. Energy Combust. Sci.* 29, (2003), 567.
- 2) G. Johnston, K. Lovegrove, A. Luzzi, Optical performance of spherical reflecting elements for use with paraboloidal dish concentrators, *Solar Energy* 74, (2003), 133.
- 3) https://solarpaces.nrel.gov/?utm_medium=domain-switch&utm_source=csp&utm_campaign=solarpaces
- 4) https://www.solarpaces.org/wp-content/uploads/Study_Solar_thermal_power_plants_DLR_2021-05.pdf
- 5) <https://www.arabnews.com/node/1162266/business-economy#:~:text=DEWA%20awarded%20the%20tender%20to,the%20fourth%20quarter%20of%202020>
- 6) <https://www.solarpaces.org/csp-likely-7-cents-says-acwa-power/>
- 7) T. Kodama, N. Gokon, Thermochemical cycles for high-temperature solar hydrogen production, *Chem. Rev.* 107, (2007), 4048.
- 8) Y. Hao, et. al., *Phys. Chem. Chem. Phys.*, 15, 17084 (2013).
- 9) R. Bader, et. al., *Energy Fuels*, 27, 5533 (2013).
- 10) M. Takacs, et. al., *Phys. Chem. Chem. Phys.*, 17, 7813 (2015).
- 11) 児玉竜也, 反応媒体および水素の製造方法, 特許出願番号 2023-135908.
- 12) S. Zoller, et. al., *Joule*, 6, 1606 (2022).
- 13) <https://sun-to-liquid-2.eu/in-a-nutshell/>
- 14) H.S. Cho, et. al., *Int. J. Hydrogen Energy*, 40, p. 114 (2015).
- 15) <https://arena.gov.au/projects/solar-thermochemical-hydrogen-research-and-development/>
- 16) A. L. Hoskins, et. al., *Applied Energy*, 249, 368 (2019).

著者略歴



児玉竜也 (コダマ タツヤ)
新潟大学教授, 博士 (理学).
東京工業大学大学院理工学研究科化学専攻修了後, 日本学術振興会特別研究員を経て 1995 年新潟大学工学部化学システム工学科助手に着任. 1997 年新潟大学工学部化学システム工学科助教授に就任, 2003 年から新潟大学工学部化学システム工学科教授.
(英語の所属名: Department of Chemistry & Chemical Engineering, Faculty of Engineering, Niigata University)