

高倍率集光型太陽エネルギーの利用に関する研究

2018.3 修了

人間環境学専攻 471666710 濱田 未勇

指導教員 党 超鋌 准教授

This study addresses development a novel cogeneration of solar energy system by harvesting photovoltaic and solar thermal energy simultaneously. A concentrator with concentration ratio over 500 is used to provide high density insolation, while a high efficiency multi-junction solar cell with proper cooling is employed to generate electricity. The purpose of this research is to determine energy utilization efficiency correctly in the new system. Using this equipment, we measured the amount of power generation and the amount of heat, as a result of comparison with direct solar radiation, power generation efficiency was 15.2%, heat utilization rate was 53.5%.

Key words: Direct normal Irradiance, Solar power system, heat utilization rate,

1 緒言

太陽光発電は現在世界全体の発電量の 0.9%¹⁾を占めているが、その普及の伸び率は順調に伸びているとは言い難い。その理由として、コストの高さと発電効率の低さが挙げられる。石炭による火力発電では 13.7 円/kWh で発電を行うことができるのに対し、産業用太陽光発電では最大で 45.8 円/kWh かかると言われている²⁾。また、石炭火力発電の発電端効率(=発電機の出力 / 供給した燃料の発熱量×100)が 40%を超える³⁾のに対して、太陽光発電のモジュール変換効率(モジュールにおける出力電気エネルギー / 太陽光エネルギー×100)は最大でも 21%程度⁴⁾しかない。これらの問題を解決すべく、私は現在追従式太陽光・太陽熱同時利用システム HCPVT (High Concentration PhotoVoltaic Thermal system) の研究を行っている。

2 太陽光・太陽熱同時利用システム

太陽は時間とともに相対的に移動するため、現存の太陽光パネルでは南中時刻付近でしか多くの光を集めることができない。また、吸収した光エネルギーによってパネルが高温になり、エネルギー変換効率も下がることも問題である。さらに、パネルのコストが高いため、一般に導入するには安易に面積を増やすことも難しい。それらの問題を解決すべく、HCPVT では太陽の移動に合わせて放物面を移動させ、放物面の焦点に小型の太陽光パネルを設置することで、長時間多くの光をパネルに送ることができる。産総研の Hashimoto³⁾らがフレネルレンズを用いた CPV を使って発電効率を求める研究をしているが、当研究では発電に加えて冷却水が吸収した熱を利用することで、一度により多くのエネルギーを利用することを可能にした。Fig.1 に上記のシステムの概要を図示した。Fig.2 は実際の HCPVT の写真である。

HCPVT の有用性を評価するためには HCPVT のエネルギー利用効率及びコストパフォーマンスを理論及び実測において評価する必要がある。本研究では理論値によって HCPVT の有用性を示し、実測によってエネルギー利用効率を求めたい。

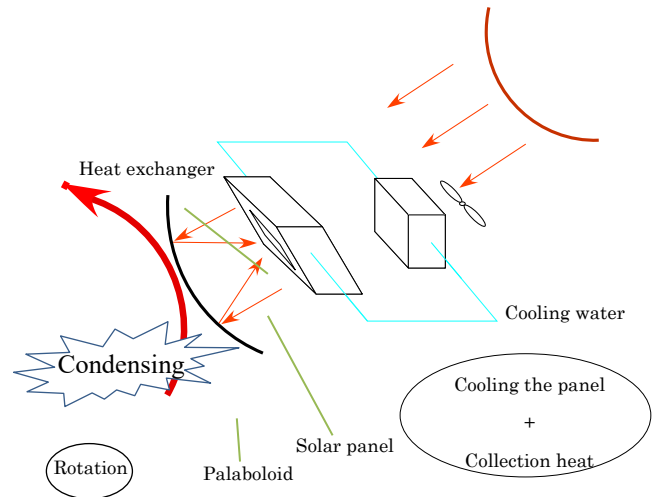


Fig. 1 Overview of HCPVT



Fig. 2 Photograph of HCPVT

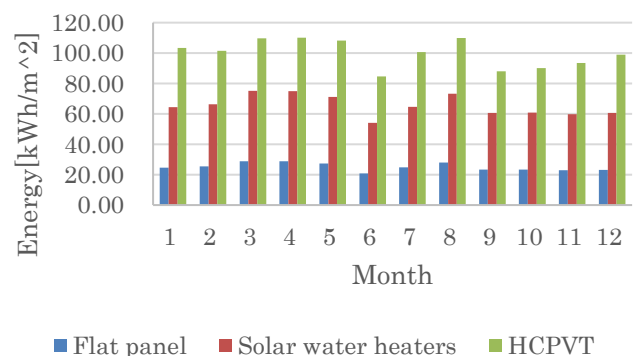


Fig. 3 Comparison of energy usage

3 HCPVT の優位性

3.1 日射量や発電量等の計算

各日・各時刻における日射量は太陽の位置や日照時間から理論値を求めることができる。本章では HCPVT の優位性を検討するために、年間の日射量・発電量を求め、既存の製品と比較する。

3.2 HCPVT と既存の太陽エネルギー利用機器の比較

既存の住宅用太陽光パネルにおいて、世界最高の発電効率を誇る東芝の SPR-X21-345 を比較に用いた。SPR-X21-345 は最大モジュール変換効率が 21.1% である⁴⁾。太陽熱温水器には熱回収率の理論値 55% の FUJISOL の FUJI-IP を用いる。一方 HCPVT は直達日射量の 30% を発電に使い、50% を冷暖房に使うものとした。その結果は Fig.3 にエネルギーの利用量の比較を図示した。このグラフから、HCPVT の理論上のエネルギー利用効率が既存のシステムよりも高いと言える。

4 実験装置の作成

4.1 エネルギー利用効率の定義

エネルギー利用効率は得られたエネルギーに対する出力で定義されるが、ここで言う得られたエネルギーとは何なのか。通常の固定設置式太陽光発電においては全天日射量のことを示すが、当研究室が実験に用いる HCPVT システムでは集光器に放物面を用いている。放物面は対称軸に平行に入射した光を焦点に集める性質を持ち、HCPVT システムは太陽追尾を行うため、直達日射は放物面に反射して焦点に集められることが期待できる。しかし、散乱日射は放物面の対称軸に平行に入射するとは限らないため、焦点に集められるとは限らない。したがって、焦点に設置した発電素子及び熱回収機器に集光される光は直達日射のみである可能性が高い。

当研究では直達日射量と HCPVT システムで利用可能なエネルギー量の関係を求めることが目的となる。

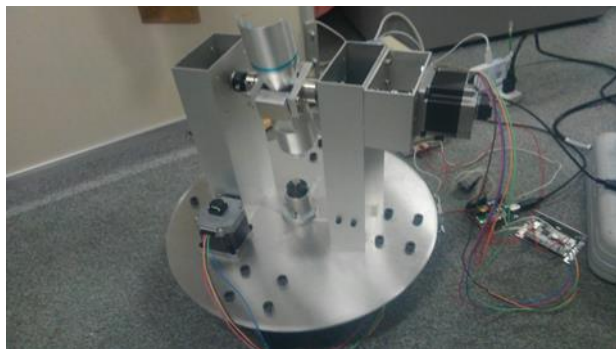


Fig. 4 Picture of the sun pursuit device

4.2 直達日射計の仕組み及び作成

直達日射計は全天日射計と異なり、太陽から直進した光のみを計測する必要があるため、散乱光を遮る仕組みが必要であるため、石英窓を通過した光がセンサーに当たった場合のみ計測ができるようになっている。

長時間連続して計測を行うためには照準スポットに光を当て続ける必要があるため、太陽の移動に合わせて直達日射計を動かす必要がある。そのため、直達日射計には太陽を追尾する機構が必須である。

Fig.5 に太陽追尾型直達日射計の写真を、Fig.6 に追尾プログラムの概略図を示す。以下の①～⑦のようなプログラムになっている。

- ① 計測開始時から時間の変化と共にその時刻における方位角・高度角を計算する
- ② 現在位置と理論位置の差を計算し、差が 0.036° 以上であれば 0.072° 移動する
- ③ ①②を 2 万回稼働させる(約 5-10 分程度)
- ④ 上に 0.36° 移動させた後、日射量を計測する
- ⑤ 下に 0.072° 移動させ、日射量を計測する
- ⑥ ⑤を 10 回繰り返し、日射量が最大になった位置に移動する
- ⑦ ④-⑥を左右についても同様のことを行う

4.3 熱量調整用回路の作製

当実験をする上で、回路をつくるときに注意すべき点は熱量の記録を行うだけでなく、発電素子の表面温度の調整を行うことができることである。そのため、熱交換器の出入り口に熱電対を 2 本ずつ計 4 本設置し、そのうち 1 本ずつを記録用にデータロガーに接続し、1 本ずつをコントローラーに接続した。入り口温度の熱電対はコントローラー 1 と 3 に接続し、出口温度の熱電対はコントローラー 2 に接続した。コントローラー 1 はラジエータに接続することで設定温度よりも高い場合に起動し、流路を冷却した。コントローラー 3 は熱交換器入り口付近に設置したリボンヒーターに接続し、設定温度よりも低い場合に流路を加熱するように設定した。インバーターの問題で、最低流量が 500g/min までしか設定できなかったため、500g/min 未満の調整にはバルブを手動で動かした。

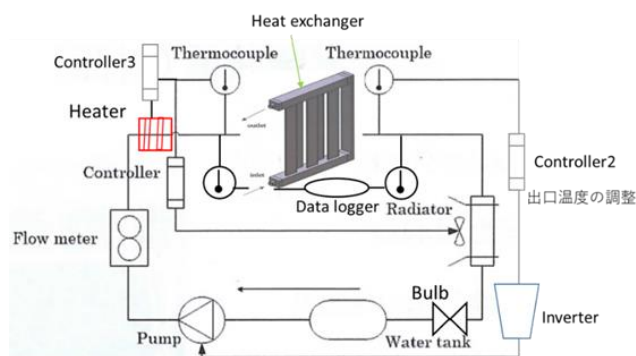


Fig. 5 Diagram of a circuit for adjusting the amount of heat

4.4 発電量測定回路の作成

三接合太陽光発電素子に、 10Ω の抵抗、可変抵抗、電流計を直列に繋いだ。 10Ω の抵抗の両端と 10Ω の抵抗の片側から可変抵抗の片側までの間に電圧計を並列につないだ。図のV2の電圧計で求めた値を発電素子の起電力とし、電流計で求めた値及び図のV1の電圧計で求めた電圧を 10Ω で割った値を電流値とした。可変抵抗には単連・抵抗値 5Ω ・定格電力 $50W$ ・シャフト $20mm$ の抵抗を用いた。電流と電圧の測定は1秒ごとに行われ、電流と電圧の積を発電量とした。

4.5 集光器の特性

集光器に用いる放物面の直径は $2200mm$ で、焦点距離は $800mm$ である。放物面による太陽の追尾はGPSの特定及び図の赤い点線内にある光センサーを用いて行われる。移動は理論上及び実際の角度が 0.0253° 差が生じるごとに行われる。集光器の表面には無数の1辺 $20mm$ の正方形の鏡が接着されている。鏡の反射率を計測した結果 78.4% という結果になった。

5 直達日射量とエネルギー利用量の関係

5.1 直達日射量と熱回収量の関係

1sごとに記録した直達日射量 $[W/m^2]$ と集光器の面積 $[m^2]$ の積から、実験地付近における集光器と同じ面積の水平面全日射量 $[W]$ を求めた。また、同様に1sごとに記録した熱交換器の温度差 $[^\circ C]$ と流量 $[g/min]$ の積から得られた熱エネルギー $[W]$ を求めた。その結果、Table1, Fig.6 のようになった。

熱エネルギー利用効率が当初の想定よりもはるかに小さくなった理由について考察したい。原因は2つ考えられる。

まず、外気に対する熱損失が挙げられる。

実験は12月中旬頃から外で行われたため、集熱部と周囲の気温とは大きな温度差が存在した。外気への熱損失を計算するには集熱部の温度が必要であるが、集熱部に熱電対を設置することは難しいため、熱交換器の入口温度と出口温度の平均値又は集熱部の裏面温度に近い温度であると推測した。その結果、外気が約 $10^\circ C$ 、集熱部は $59.7^\circ C$ または $140.4^\circ C$ に近い温度であると推測される。アルミの表面放熱率が 0.04 であることから、計算すると外部に対する熱損失は集熱部が $59.7^\circ C$ の場合には $363.4W/m^2$ 、 $140.4^\circ C$ の場合には $961.5W/m^2$ となる。当然他の文献等でエネルギー利用効率について記載するときにも外部に対する熱損失は考慮していると思うが、平均気温に対する熱損失であると思われる。日本の外気の平均気温は約 $18.1^\circ C$ であるため、平均熱損失は集熱部が $59.7^\circ C$ の場合には $304.9W/m^2$ 、 $140.4^\circ C$ の場合には $903.1W/m^2$ となる。実験時の熱損失と平均時の熱損失の差は約 $58.8W/m^2$ となる。記録時の直達日射量の平均値

が $443.7W/m^2$ であるため、熱損失は直達日射量の約 13.3% に当たる。したがって、平均時よりも 13% 以上の熱損失があったことが推測される。

次に、集光倍率の信憑性が挙げられる。

集光倍率は放物面の受光面積と集熱部の面積の比が $500:1$ であることから集光倍率 500 倍と想定していたが、実際には鏡の反射率や鏡と鏡の境等の反射不可能な部分の面積が存在するため、単純な面積比で集光倍率を推定するのは難しい。4.5に記載した通り、鏡の反射率は 78.4% である。また反射不可能な部分には鏡と鏡の境目、放物面の接合部、集光部、集光部の支えの4つが挙げられる。鏡と鏡の境目の面積は鏡面部及び鏡面+境目の部分の面積を測定することによって、全体に対する境目の割合を求めた。その結果、 $82\sim 89\%$ という結果になったため、約 15% 程度は鏡と鏡の境目であることが分かった。放物面の接合部、集光部、集光部の支えの面積は受光部全体に対して約 8.2% を占めることがわかった。したがって、合計 23% は反射不可能な部分であるといえる。反射率を考慮すると、実際の集光倍率は面積比の約 60.4% 程度、すなわち 302 倍程度になることが分かる。

Table1. Heat per DNI

	エネルギー利用効率[%]
最大	34.7
平均	28.0

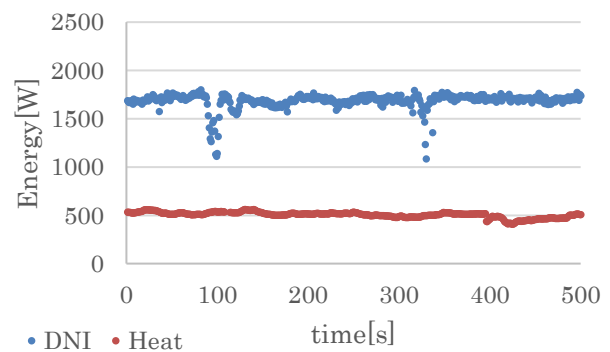


Fig.6 DNI and Calorie

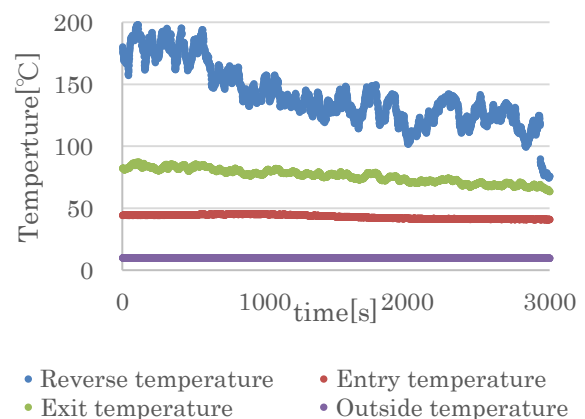


Fig.7 Temperature at the time of experiment

熱損失から実際の集光倍率まで考慮した場合、集光倍率 302 倍に 13%の熱損失が生じるため、直達日射量に対する熱回収率の平均値は約 53.5%となる。これは理論値にかなり近い値になるため、妥当な検討であることが伺える。

5.2 直達日射量と発電量の関係

1s ごとに記録した最適角における直達日射量[W/m²]と集光器の面積[m²]の積から、実験地付近における集光器と同じ面積の直達日射量[W]を求めた。また、同様に 1s ごとに記録した電流[A]と電圧[V]の積から得られた単位時間当たりの発電量[W]を求めた。その結果は Table2, Fig.9 のようになった。

発電効率が当初の想定よりもはるかに小さくなった理由について考察したい。原因は 2 つ考えられる。

1 つ目は実際の集光倍率と面積比との差が大きいことである。これに関しては 5.1 に記載した内容と同様なので割愛する。

2 つ目は発電素子表面温度についてである。発電素子の表面温度に熱電対を設置することは難しかったため、熱交換器の入口温度と出口温度の平均値又は集熱部の裏面温度に近い温度であると推測した。その結果、熱交換器出入口の平均値であると想定すれば 59.7℃、扁平管裏面の温度であると想定すれば 140.4℃とかなり大きな差があることが分かった。先行研究では(1)の式が求められており⁸⁾、(1)によると 59.7℃の場合の発電効率は 35.7%であるが、140.4℃の場合には 20.2%になることが分かる。つまり、実際の表面温度が裏面温度と等温であった場合の発電効率は理論値よりも約 10%も低くなる。耐熱温度 140℃の接着剤に集光した光が当たった場合に溶けてしまったこともあるため、発電素子の表面温度は 140.4℃に近い値あるいはそれ以上の温度であったことが予想される。

実際の集光倍率を考慮して計算し直すと、直達日射量に対する発電効率の平均値は 15.2%になる。発電素子表面温度が 140.4℃の際の理論値よりも低い値になったが、発電素子表面温度が 140.4℃よりも高い可能性があることや先行研究で求めた式があくまで実測値の近似から求めたもとであることを踏まえると妥当な値であると思われる。

6 まとめ

冬期等の外気との温度差が年間平均気温よりも明らかに大きい時期において、HCPVT のエネルギー利用効率は Table3 のようになり、理論値よりも明らかに小さくなることが分かった。

放物面を利用した HCPVT を実用化するには、放物面に入射した光を集光する際に多くの課題が残った。

$$\eta = (-3.076 \times 10^{-4}T + 0.1594) \ln(\varphi) \quad (1)$$

η : 発電効率, T : 温度(K), φ : 集光倍率

Table2. Power per DNI

	エネルギー利用効率[%]
最大	18.0
平均	15.4

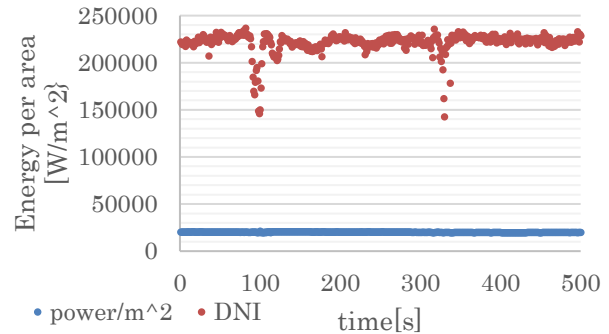


Fig.9 DNI and Power

Table.3 Summary

	Energy per DNI (%)	Energy per DNI (%) Considering loss etc
Heat	28.0	53.5
Power	9.2	15.2

参考文献

- 1) 環境エネルギー政策研究所: Renewables 2015 Japan Status Report (Summary), p4
<http://www.isep.or.jp/images/library/JSR2015summary.pdf>
- 2) エコライフ.com: 各電源の発電コスト比較と一覧
<http://standard-project.net/energy/statistics/cost.html>
- 3) Performance and Characterization Results from Concentrator Photovoltaic Demonstration Field-test, Jun HASHIMOTO, Xue YANQUN, Kenji OTANI, AIP Conference Proceedings **1477**, 372 (2012)
- 4) 資源エネルギー庁: 火力発電における論点
http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/005/pdf/005_07.pdf
- 5) TOSHIBA 公式サイト
http://www.toshiba.co.jp/sis/h-solar/lineup/index_j.htm
- 6) 一般財団法人日本気象協会: 標準気象データベースの解説書, 平成 27 年 12 月
http://release.nikkei.co.jp/attach_file/0423134_01.pdf
- 7) 集光型太陽電池を用いるソーラーコジェネレーションシステムに関する研究, 原上青, 修士論文, 2017