

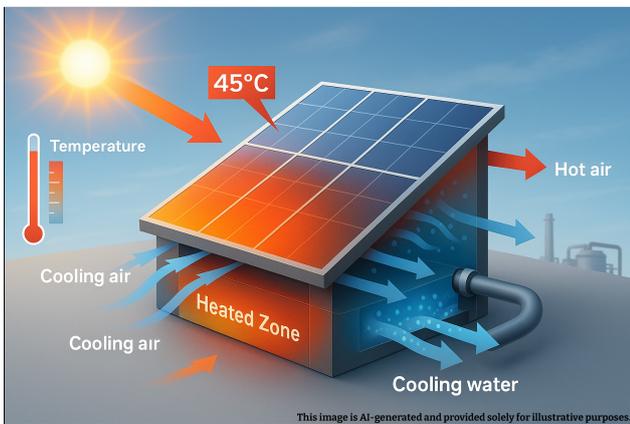


ARTIKEL PENELITIAN

Analisis CFD unjuk kerja kolektor *photovoltaic/thermal* berdasarkan metode pendinginan permukaan atas dan bawah

Yulian Nugraha¹, Muhammad Irsyad¹, Ahmad Yonanda¹, Ahmad Adi Setiawan¹, Amrizal^{1,*}¹Departemen Teknik Mesin, Fakultas Teknik, Universitas Lampung, Jalan Prof. Dr. Sumantri Brojonegoro No.1, Bandar Lampung 35145, Indonesia

Disubmit 22 Desember 2024; direvisi 15 Mei 2025; diterima 15 Mei 2025



OBJECTIVES A Photovoltaic/Thermal (PV/T) collector is a combined collector of Photovoltaic and Thermal collectors that can simultaneously produce electrical and thermal energy. This study analyzes the effect of different placements of cooling fluids on the performance of Photovoltaic/Thermal systems based on variations in radiation and fluid mass flow rates. **METHODS** The cooling fluid is evenly distributed over the upper part of the Photovoltaic/Thermal, while the lower part is distributed through pipes as a heat absorber. The differences in results obtained between the two placement positions are compared to determine the performance of Photovoltaic/Thermal. This research method uses CFD simulation with ANSYS Fluent 2024 R2 software based on radiation variations such as 500, 750, 1000, 1250 (W/m^2) and fluid mass flow rates of 0.02, 0.04, 0.06 (kg/s). **RESULTS** The results show that the upper surface cooling method is more effective than the lower surface cooling method. This is evidenced by the difference in Photovoltaic/Thermal temperature of $2.64\text{ }^\circ C$ between the upper and lower surfaces at a mass flow rate of $0.04\text{ } kg/s$ and radiation of $1250\text{ } W/m^2$. **CONCLUSIONS** For an increase in the flow rate of the cooling fluid three times from $0.02\text{ } kg/s$ to $0.06\text{ } kg/s$, there is a decrease in temperature for the Photovoltaic/Thermal surface and the cooling fluid by 7% and 14%, respectively.

KEYWORDS CFD simulation; cooling; photovoltaic; thermal**TUJUAN** Kolektor *Photovoltaic/Thermal* (PV/T) merupakan jenis kolektor gabungan antara kolektor *Photovoltaic* dengan

kolektor termal yang dapat menghasilkan energi listrik dan energi termal secara bersamaan. Penelitian ini menganalisis efek perbedaan penempatan fluida pendingin terhadap unjuk kerja termal kolektor *Photovoltaic/Thermal* berdasarkan variasi radiasi dan laju aliran massa fluida. **METODE** Fluida pendingin dialirkan secara merata meliputi bagian atas dari *Photovoltaic/Thermal* sedangkan bagian bawah dialirkan melalui pipa sebagai absorber panas. Perbedaan hasil penelitian yang didapatkan antara kedua posisi penempatan aliran fluida pendingin kemudian dibandingkan untuk mengetahui unjuk kerja dari *Photovoltaic/Thermal*. Metode penelitian ini menggunakan simulasi CFD dengan bantuan software ANSYS Fluent 2024 R2 masing-masing berdasarkan variasi radiasi seperti 500, 750, 1000, 1250 (W/m^2) dan laju aliran massa fluida 0,02, 0,04, 0,06 (kg/s). **HASIL** Hasil penelitian menunjukkan bahwa metode pendinginan permukaan atas lebih efektif jika dibandingkan dengan metode pendinginan permukaan bawah. Hal ini dibuktikan dengan adanya perbedaan temperatur *Photovoltaic/Thermal* sebesar $2,64\text{ }^\circ C$ antara pendinginan permukaan atas dan permukaan bawah yang terjadi pada laju aliran massa $0,04\text{ } kg/s$ dan radiasi $1250\text{ } W/m^2$. **KESIMPULAN** Untuk kenaikan laju aliran fluida pendingin tiga kali dari $0,02\text{ } kg/s$ menjadi $0,06\text{ } kg/s$ maka terjadi penurunan temperatur masing-masing untuk permukaan *Photovoltaic/Thermal* dan fluida pendingin sebesar 7% dan 14%.

KATA KUNCI pendinginan; photovoltaik; simulasi CFD; termal

1. PENDAHULUAN

Energi menjadi kebutuhan yang penting bagi kehidupan sehari-hari. Di masa depan energi baru terbarukan akan memberikan peran yang besar untuk memenuhi kebutuhan energi dalam kegiatan sehari-hari. Hal tersebut disebabkan cadangan energi tak terbarukan semakin lama akan semakin habis. Dengan demikian dibutuhkan solusi untuk menghadapi hal tersebut diantaranya dengan menggunakan energi terbarukan, salah satunya adalah energi matahari (Hasrul 2021).

Energi matahari merupakan sumber energi yang tidak terbatas dan tidak akan pernah habis. Energi matahari dapat dimanfaatkan sebagai energi alternatif yang akan diubah menjadi energi listrik dengan menggunakan sistem *Photo-*

*Korespondensi: amrizal@eng.unila.ac.id

voltaic. Sementara itu di Indonesia energi matahari mempunyai potensi yang sangat besar sebab berada di garis khatulistiwa. Letak geografis ini membuat Indonesia banyak menerima sinar matahari setiap tahunnya. Berdasarkan pemutakhiran data pada tahun 2021 dimana energi surya memiliki potensi sebesar 3.294,4 GW.

Photovoltaic merupakan teknologi yang mengubah sinar matahari menjadi energi listrik melalui proses yang disebut efek fotovoltaik (Harahap dkk. 2024). Ketika permukaan *Photovoltaic* terkena sinar matahari maka energi dari foton (cahaya) menyebabkan elektron dalam material *Photovoltaic* bergerak dan menghasilkan arus listrik. *Photovoltaic* terdiri dari kumpulan sel surya yang dirangkai secara seri maupun paralel dengan tujuan untuk meningkatkan tegangan dan arus yang dihasilkan.

Sel surya yang terdiri dari lapisan semikonduktor *doping-n* dan *doping-p* dapat membentuk pn junction. Dengan menambahkan kontak logam pada area p dan n maka akan terbentuk dioda. Ketika junction disinari, foton yang memiliki energi sama atau lebih besar dari lebar pita energi (band gap) material tersebut akan membuat eksitasi elektron. Kenaikan temperatur membuat bandgap menyempit, sehingga energi foton yang diserap lebih rendah, yang pada akhirnya menyebabkan tegangan menurun. Selain itu, pada suhu tinggi, rekombinasi elektron-hole meningkat, yang berarti lebih banyak elektron kembali ke pita valensi sebelum dapat digunakan, sehingga daya listrik yang dihasilkan menurun (Heri 2012). Hal tersebut yang menyebabkan kualitas kinerja perangkat *Photovoltaic* juga menurun seiring dengan meningkatnya temperatur permukaan *Photovoltaic*. Sementara itu efisiensi pembangkit listrik yang dihasilkan oleh sistem *Photovoltaic* berada pada 14-15% (Lubna dkk. 2021).

Photovoltaic menjadi perangkat yang dapat mengubah radiasi sinar matahari langsung menjadi energi listrik, tanpa kebisingan atau polusi sehingga *Photovoltaic* dapat diandalkan menjadi energi terbarukan di masa depan. Akan tetapi dalam penggunaannya ketika temperatur permukaan *Photovoltaic* meningkat maka akan menurunkan efisiensi dari *Photovoltaic*. Hal tersebut dibuktikan oleh penelitian yang dilakukan oleh Harie Satiyadi dkk. (2024) bahwa temperatur permukaan *Photovoltaic* memainkan peran penting dalam daya yang dihasilkan. Tegangan yang dihasilkan akan berkurang seiring dengan naiknya temperatur dari *Photovoltaic* maka akan menurunkan efisiensi listriknya. Hal tersebut merupakan sifat intrinsik silikon dalam panel *Photovoltaic*, daya akan berkurang karena tegangan sel berkurang (Asrori dan Yudiyanto, 2019). Dari hasil penelitian menjelaskan bahwa peningkatan satu satuan suhu dapat menyebabkan penurunan efisiensi listrik sekitar 0,4–0,5 % (Chow 2010).

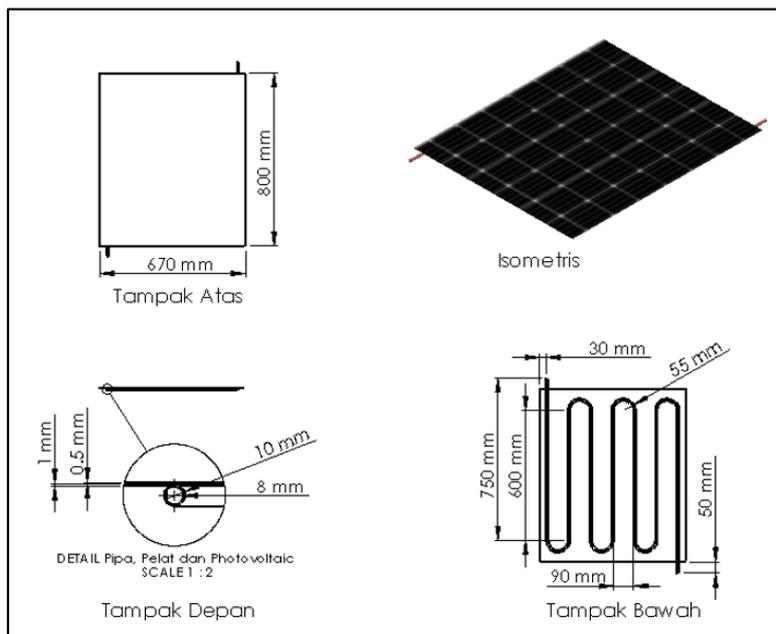
Photovoltaic/Thermal merupakan teknologi yang menggabungkan *Photovoltaic* dengan sistem kolektor panas, sistem ini dapat mengonversi energi matahari menjadi listrik dan energi panas secara bersamaan. *Photovoltaic/thermal* dibuat dengan sistem pendinginan dengan menggunakan fluida air ataupun udara untuk menyerap panas dari panel. Sistem *Photovoltaic thermal* memiliki efisiensi total yang lebih tinggi dibandingkan dengan sistem *Photovoltaic* biasa, karena energi listrik dan energi panas yang dihasilkan dimanfaatkan secara bersamaan (Amrizal dkk. 2021).

Sistem *Photovoltaic* memiliki efektivitas terbaiknya pa-

da temperatur 25°C dengan radiasi 1000 W/m² berdasarkan *Standart Test Conditions* (STC), namun temperatur lingkungan rata-rata di Indonesia antara 30-35°C. Maka dari itu, diperlukan sistem pendinginan *photovoltaic* agar efektivitas kerja dari *Photovoltaic* dapat terjaga (Rahajoeningroem dan Jatnika 2022). Terdapat dua metode pendinginan yang dapat digunakan untuk menurunkan temperatur permukaan *photovoltaic*, yaitu sistem pendinginan pasif dengan menggunakan *heat sink* dan sistem pendinginan aktif dengan menggunakan aliran air atau kipas angin (Bizzy dkk. 2021). Berdasarkan penelitian Amrizal dan Yonanda (2023) tentang unjuk kerja termal kolektor surya *Photovoltaic/Thermal* menggunakan metode *Computational Fluid Dynamic*, menyimpulkan penggunaan tinggi sirip 50 mm mampu menurunkan temperatur permukaan *Photovoltaic/Thermal* sebesar 11,9%. Dalam penelitian yang dilakukan oleh Grubišić-Čabo dkk. (2016), menjelaskan bahwa dengan menggunakan sistem pendinginan aktif memberikan efisiensi yang lebih tinggi dibandingkan dengan sistem pendinginan pasif. Penelitian yang dilakukan oleh Smith dkk. (2014), membuktikan bahwa efek pendinginan yang menghasilkan efisiensi yang signifikan yaitu pada sistem pendinginan aktif dengan menggunakan fluida air. Penelitian yang dilakukan oleh Nižetić dkk. (2018), menyimpulkan bahwa sistem pendinginan aktif dengan menggunakan fluida air menjadi metode yang paling efisien dengan meningkatkan kinerja *Photovoltaic* sebesar 10% hingga 20%.

Berdasarkan penelitian yang dilakukan oleh Simbolon dkk. (2018), sistem pendinginan menggunakan aliran air melalui pipa tembaga pada bagian bawah permukaan *Photovoltaic* menghasilkan daya keluaran lebih besar 10,65% dibandingkan tanpa proses pendinginan. Penelitian sebelumnya menunjukkan bahwa metode pendinginan aktif dengan mengalirkan air secara langsung ke permukaan atas *Photovoltaic* atau pendinginan menggunakan aliran air melalui pipa tembaga di permukaan bawah *Photovoltaic* dapat menurunkan temperatur permukaan *Photovoltaic* secara signifikan, sehingga daya yang dihasilkan meningkat. Berdasarkan penelitian yang dilakukan oleh Laksana dkk. (2022), pendinginan dilakukan dengan menyemprotkan air secara langsung ke bagian tertentu pada permukaan *Photovoltaic* ketika temperatur permukaannya mencapai 40°C, dengan metode ini temperatur permukaan *Photovoltaic* dapat terjaga dan daya keluaran *Photovoltaic* dapat meningkat hingga 30,19%. Namun dengan metode ini aliran air masih belum tersebar secara merata untuk memaksimalkan perpindahan panas yang terjadi.

Berdasarkan tinjauan terhadap berbagai referensi terbukti bahwa pengembangan sistem pendinginan yang efektif akan meningkatkan unjuk kerja sebuah *Photovoltaic*. Hingga saat ini masih sedikit hasil penelitian yang tersedia khususnya tentang pengaruh distribusi aliran fluida pendingin dan posisi penempatan fluida pendingin terhadap unjuk kerja termal *Photovoltaic*. Penelitian yang dilakukan ini bertujuan untuk mengetahui efek variasi dari radiasi dan laju aliran massa fluida pendingin khususnya ketika fluida pendingin dialirkan secara merata pada permukaan serta menganalisis perbandingan temperatur antara permukaan atas dan permukaan bawah dari *Photovoltaic*.



GAMBAR 1. Geometri kolektor Photovoltaic/Thermal dengan pelat absorber dan pipa serpentine.

TABEL 1. Perbandingan studi literatur metode koagulasi termal dan pengeringan lateks.

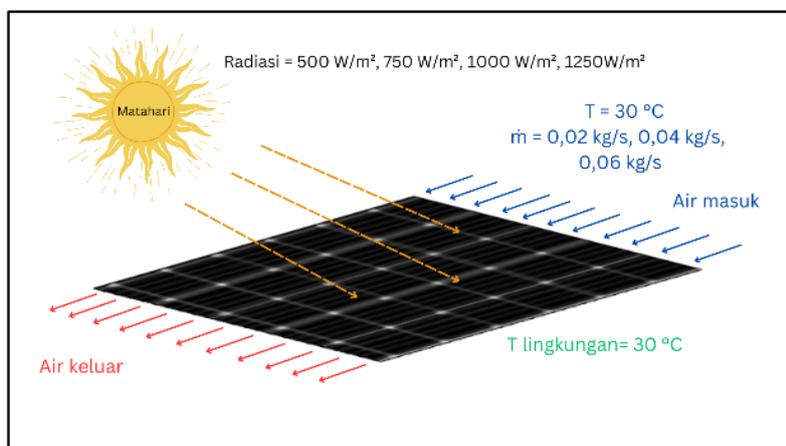
| Properti | Silikon | Tembaga | Air | Udara |
|-------------------------------|---------|---------|-------|---------|
| Panas spesifik (J/kg.°C) | 677 | 381 | 4182 | 1006,43 |
| Densitas (kg/m ³) | 2330 | 8978 | 998,2 | 1,225 |
| Konduktivitas termal (W/m.°C) | 148 | 387,6 | 0,6 | 0,0242 |

2. METODOLOGI PENELITIAN

Penelitian ini merupakan simulasi unjuk kerja Photovoltaic/Thermal dengan bantuan Software CFD ANSYS R2 2024. Bentuk geometri dibuat dengan menggunakan Software desain 3D seperti terlihat pada Gambar 1. Geometri PV, pelat dan pipa dibuat dan diassembled dengan bantuan Software Solidworks, kemudian dimasukkan ke ANSYS Fluent dalam bentuk IGES ANSYS Fluent.

2.1 Desain geometri

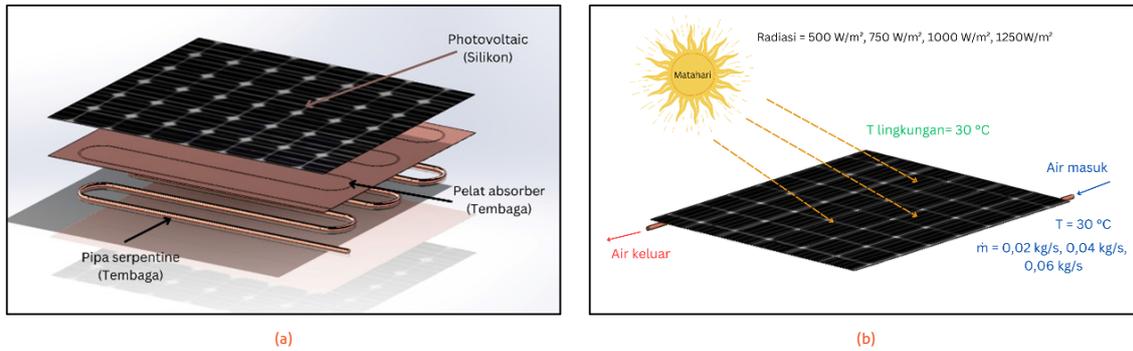
Geometri Photovoltaic terbuat dari material silikon dengan panjang 800 mm, lebar 670 mm dan ketebalan 0,5 mm. Geometri pelat absorber juga menyesuaikan dengan geometri yang sama dengan Photovoltaic. Pelat dengan tebal 1 mm ini dirancang dengan lekukan sedalam 0,5 mm untuk menampung pipa tembaga. Penambahan lekukan ini bertujuan untuk mengoptimalkan perpindahan panas antara Photovolta-



GAMBAR 2. Kondisi batas pendinginan permukaan atas Photovoltaic.

TABEL 2. Perbandingan temperatur permukaan Photovoltaic berdasarkan pendinginan bawah.

| No | T PV sim (°C) | T PV eks (°C) | T PV sim - T PV eks (°C) |
|----|---------------|---------------|--------------------------|
| 1 | 37,81 | 37,24 | 0,57 |



GAMBAR 3. (Parameter pendinginan permukaan bawah (a) susunan material pendinginan bawah, (b) kondisi batas pendinginan permukaan bawah.

ic dan fluida air yang mengalir dalam pipa. Lekukan dalam pelat akan meningkatkan kontak langsung antara pelat dan pipa dan mengurangi hambatan termal. Dengan lekukan tersebut memungkinkan pipa berada dalam posisi yang stabil dan sejajar dengan pelat, sehingga memastikan perpindahan panas secara konduksi yang lebih efektif dari permukaan *Photovoltaic* ke fluida pendingin di dalam pipa. Pipa tembaga dengan diameter dalam 8 mm dan diameter luar 10 mm dirancang untuk mengalirkan fluida pendingin dalam pola *serpentine* yang ditempatkan di bawah permukaan *Photovoltaic*. Pola *serpentine* digunakan untuk memungkinkan perpindahan panas yang lebih merata disepanjang jalur aliran fluida.

2.2 Persamaan umum

Penelitian unjuk kerja termal *Photovoltaic* dengan *software* CFD perlu dilakukan dengan beberapa perhitungan manual sebelum proses iterasi seperti jenis aliran fluida yang terjadi dalam simulasi. Aliran internal terjadi dalam pipa sedangkan aliran eksternal terjadi pada aliran yang mengalir di atas

permukaan *Photovoltaic*. Bilangan Reynold dapat ditentukan dengan persamaan:

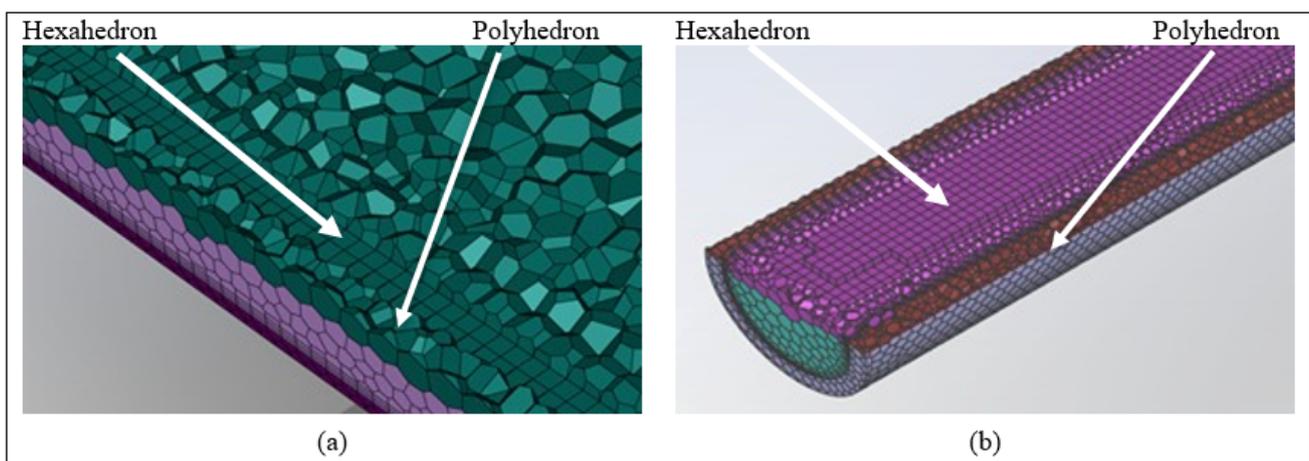
$$Re = \frac{\rho v D}{\mu} \tag{1}$$

$$Re = \frac{\rho v L}{\mu} \tag{2}$$

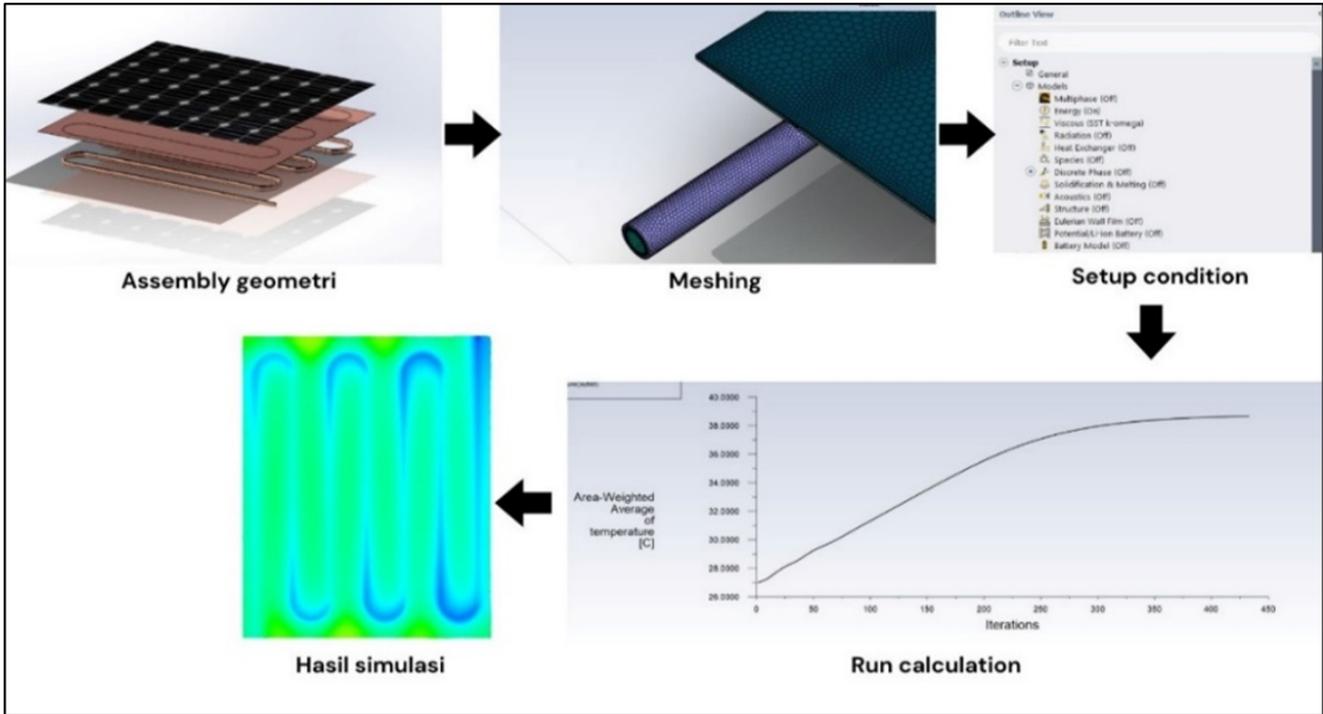
Persamaan (1) digunakan untuk menentukan jenis aliran internal dalam pipa *serpentine*. Nilai bilangan Reynold untuk aliran laminar dalam pipa *serpentine* yaitu $Re \leq 2300$, sedangkan aliran turbulen $Re \geq 4000$. Persamaan (2) merupakan persamaan yang digunakan untuk menentukan jenis aliran eksternal di atas permukaan *Photovoltaic*. Kemudian, persamaan umum untuk aliran dan perpindahan panas dalam simulasi *Ansys Fluent* dengan metode CFD menggunakan persamaan dasar yaitu persamaan kontinuitas, persamaan momentum dan persamaan energi. Persamaan kontinuitas menyatakan bahwa perubahan densitas dalam suatu volume elemen fluida harus sama dengan massa yang masuk dikurangi massa yang keluar. Persamaan kontinuitas dapat dilihat pada persamaan (3). Jika fluida yang dianalisis inkompresibel (densitas tetap), persamaan menjadi lebih sederhana yang dapat dilihat pada persamaan (4). Persamaan momentum menggambarkan bagaimana fluida mengalami percepatan akibat gaya eksternal (tekanan, viskositas, dan gravitasi). Persamaan momentum dapat dilihat pada persamaan (5). Persamaan energi menjelaskan bahwa perubahan

TABEL 3. Hasil simulasi pendinginan alami.

| Radiasi (W/m ²) | TPV rata-rata (°C) |
|-----------------------------|--------------------|
| 500 | 54,62 |
| 750 | 66,63 |
| 1000 | 79,01 |
| 1250 | 90,86 |



GAMBAR 4. (a) Meshing pendinginan permukaan atas, (b) Meshing pendinginan permukaan bawah.



GAMBAR 5. Langkah-langkah simulasi *Computational Fluid Dynamic*.

an energi dalam fluida disebabkan oleh konveksi, konduksi, dan sumber energi lainnya. Persamaan energi dapat dilihat di persamaan (6).

$$\frac{\partial(\rho C_p T)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho U C_p T) = -\nabla \cdot q + S_e \quad (6)$$

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho \vec{V}) = 0 \quad (3)$$

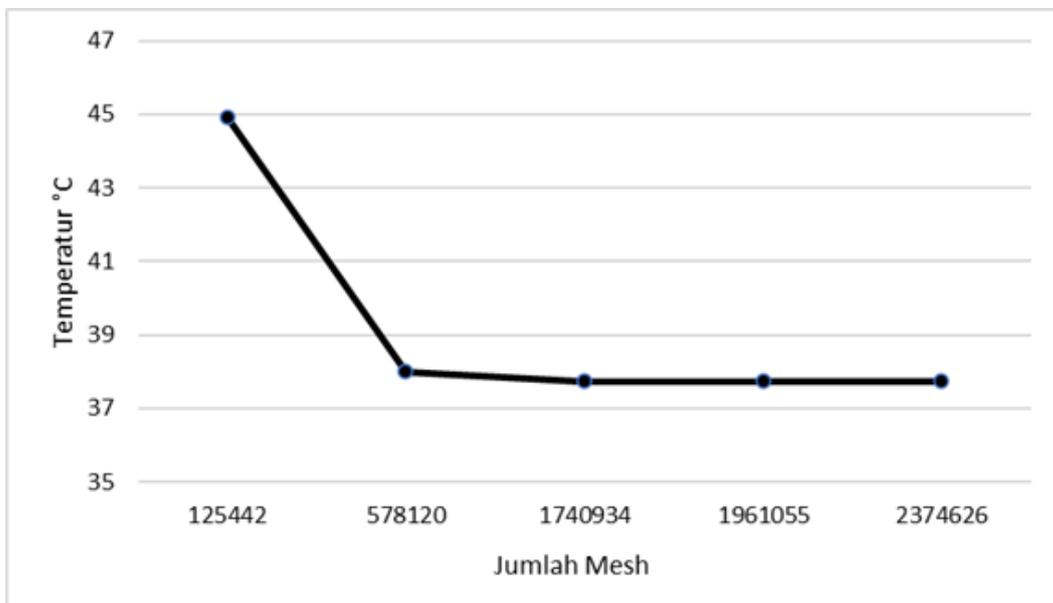
$$\nabla \cdot V = 0 \quad (4)$$

$$\frac{\partial(\rho \vec{V})}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho \vec{V} \vec{V}) = -\nabla p + \nabla \cdot (\mu \nabla \vec{V}) + \rho \vec{g} \quad (5)$$

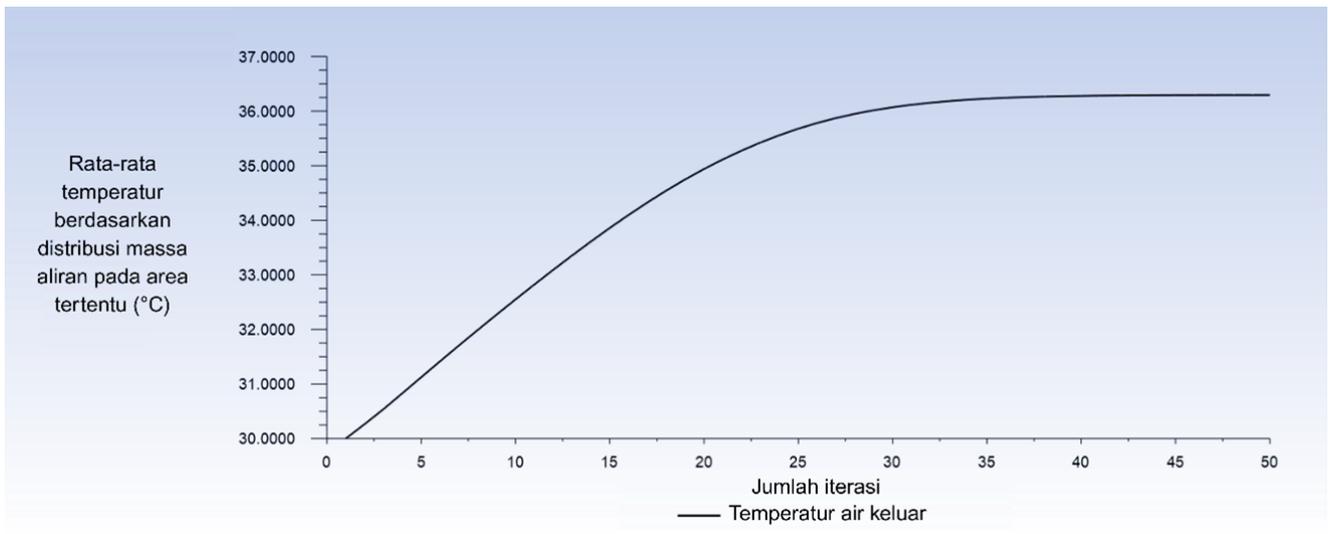
2.3 Kondisi batas

Penelitian ini menguji pengaruh laju aliran massa fluida dan radiasi serta metode pendinginan yang digunakan terhadap unjuk kerja termal *Photovoltaic*. Material yang digunakan memiliki sifat termo-fisik yang konstan. Nilai sifat termo-fisik material silikon, tembaga, air dan udara yang digunakan dalam simulasi ini ditunjukkan pada Tabel 1

Pemilihan material didasarkan terhadap sifat termo-fisik untuk meningkatkan efisiensi termal dan kinerja dari sistem pendinginan. Pemilihan tembaga sebagai materi-



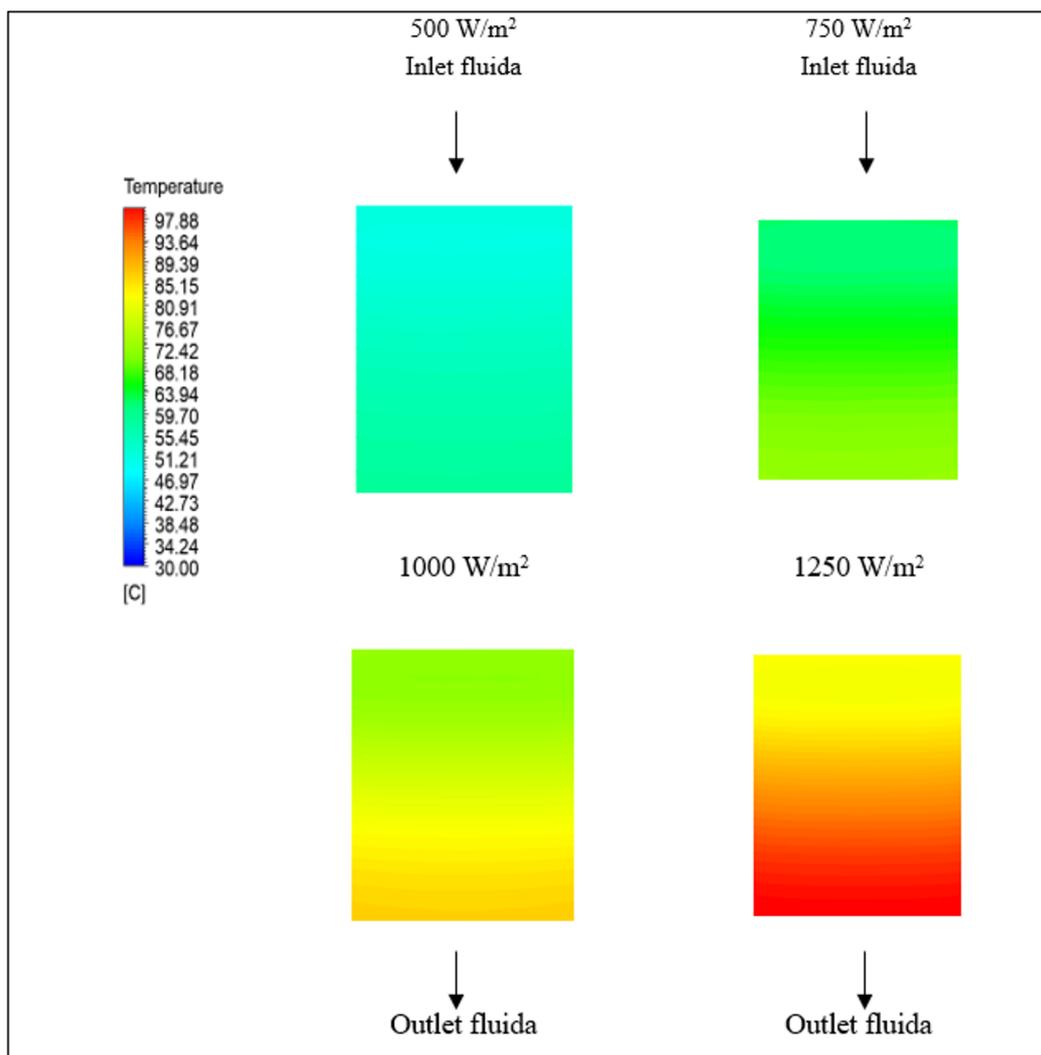
GAMBAR 6. Mesh Independence Test.



GAMBAR 7. Grafik konvergensi.

al pelat *absorber* dan pipa digunakan untuk meningkatkan perpindahan panas dengan nilai konduktivitas termal 381 W/mK lebih tinggi dibandingkan dengan material lain seperti aluminium dengan nilai konduktivitas termal 204 W/m.K. Kombinasi antara pelat *absorber* dan pipa yang menggunakan material tembaga memungkinkan penyerapan panas dari

permukaan *Photovoltaic* lebih baik. Selanjutnya air digunakan sebagai fluida pendingin karena dapat menyerap panas dengan baik. Selain itu, air sebagai fluida pendingin memiliki keuntungan karena biayanya yang rendah dan mudah didapatkan. Dengan pemilihan material yang tepat diharapkan dapat menjaga temperatur permukaan *Photovoltaic* pa-



GAMBAR 8. Hasil simulasi permukaan *Photovoltaic* berdasarkan pendinginan alami.

da kondisi optimal, meningkatkan efisiensi energi dan memperpanjang umur pakai *Photovoltaic*.

Dalam simulasi ini *Photovoltaic* berada pada posisi horizontal dengan temperatur *inlet* fluida pendingin 30°C dan laju aliran massa fluida dengan variasi 0,02 kg/s, 0,04 kg/s dan 0,06 kg/s. Permukaan *Photovoltaic* yang terkena radiasi matahari dimodelkan sebagai sumber panas. Radiasi yang digunakan dalam simulasi ini bervariasi diantaranya, 500 W/m², 750 W/m², 1000 W/m² dan 1250 W/m². Gambar 2 memperlihatkan kondisi sistem kolektor *Photovoltaic/Thermal* menggunakan pendinginan dengan mengalirkan air di permukaan atas *Photovoltaic*. Aliran fluida pendingin membentuk lapisan tipis yang menyerap panas dari permukaan *Photovoltaic* yang terkena radiasi matahari. Pada Gambar 3 terlihat susunan sistem *Photovoltaic/Thermal* yang digunakan dalam simulasi pendinginan. Di bawah permukaan *Photovoltaic* terdapat pelat absorber dengan material tembaga dengan pola aliran *serpentine* yang dirancang untuk meningkatkan proses pendinginan.

2.4 Model diskritisasi

Diskritisasi atau *meshing* merupakan tahap penting dalam simulasi *Computational Fluid Dynamic* dengan tujuan membagi domain analisis menjadi subdomain yang lebih kecil yang disebut sebagai sel. Diskritisasi dilakukan dengan membuat *mesh* yang akan merepresentasikan geometri serta aliran fluida di dalam domain tersebut. Setiap *mesh* yang dibuat akan memiliki ukuran tertentu sehingga mempengaruhi tingkat akurasi dan efisiensi perhitungan. Semakin kecil ukuran *mesh*, akan meningkatkan ketelitian hasil namun semakin lama juga waktu komputasi yang diperlukan (Simbolon dkk. 2018). Pembuatan *meshing* dilakukan dengan menggunakan *software ANSYS 2024 R2*.

Bentuk *mesh* yang digunakan dalam simulasi ini untuk pendinginan permukaan atas dan pendinginan permukaan bawah adalah jenis *poly-hexcore* yang merupakan jenis *mesh* campuran antara *polyhedron* dan *hexahedron* seperti terlihat dalam Gambar 4. *Mesh poly-hexcore* mengabungkan keunggulan dari *polyhedron* dan *hexahedron*. *Polyhedron* digunakan karena sifatnya yang cukup adaptif dalam menghadapi geometri yang memiliki banyak kelengkungan seperti pi-

pa dan pelat dalam simulasi ini. *Mesh polyhedron* memungkinkan untuk mencakup area geometri dengan lebih merata, sehingga menghasilkan distribusi *mesh* yang lebih beragam. Sedangkan *hexahedron* digunakan karena volumenya yang relatif lebih besar dibandingkan sel-sel lainnya, sehingga jumlah sel yang dihasilkan akan jauh lebih sedikit untuk geometri yang sama. Penggunaan *mesh poly-hexcore* menjadi solusi ideal yang memungkinkan simulasi mencapai akurasi yang tinggi terutama pada simulasi yang melibatkan perpindahan panas dan aliran fluida yang memiliki ketelitian tinggi.

2.5 Metode simulasi CFD

Setelah geometri kolektor *Photovoltaic/Thermal* disusun, proses *meshing* dilakukan untuk memecah domain menjadi bagian-bagian kecil untuk meningkatkan akurasi hasil simulasi. Setelah dilakukan *meshing*, selanjutnya menentukan kondisi batas dan parameter-parameter yang diperlukan untuk simulasi, seperti laju aliran massa, temperatur awal fluida, temperatur lingkungan, radiasi matahari dan sifat termofisik material. Setelah kondisi batas ditetapkan maka selanjutnya simulasi dapat dijalankan. Proses ini melibatkan perhitungan secara numerik hingga mencapai hasil konvergen. Hasil simulasi dapat ditunjukkan dengan distribusi temperatur pada permukaan *Photovoltaic* yang menampilkan efek pendinginan oleh aliran fluida di atas permukaan *Photovoltaic* dan aliran air dalam pipa seperti terlihat pada Gambar 5.

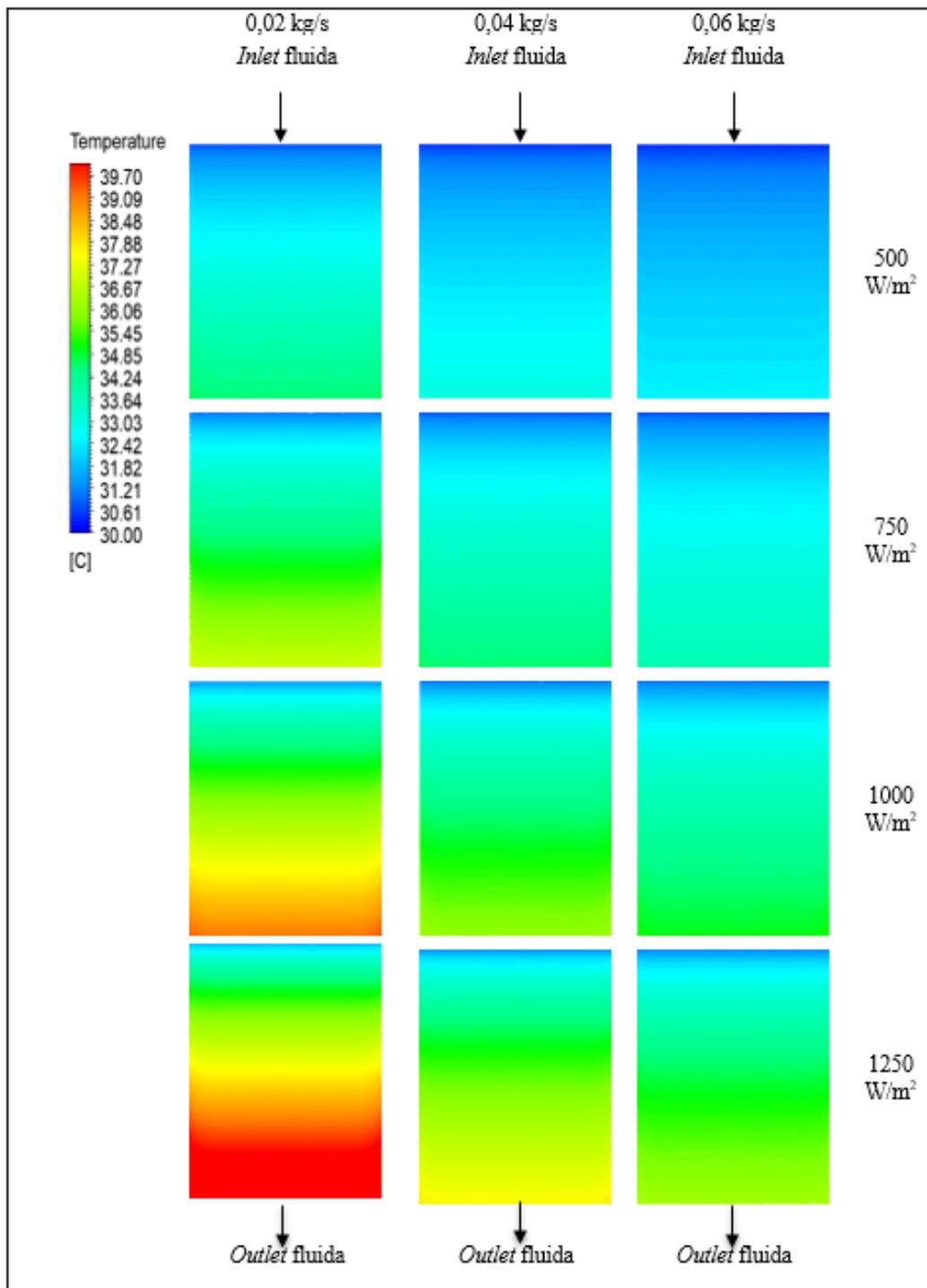
2.6 Mesh independence test dan validasi

Jumlah elemen *mesh* yang optimal diperlukan untuk memastikan hasil simulasi tidak mengalami perubahan meskipun terjadi penambahan jumlah *mesh*. Gambar 6 menunjukkan hasil simulasi dengan jumlah *mesh* 125.442 menghasilkan temperatur yang cukup tinggi 46°C. Ketika jumlah *mesh* ditingkatkan menjadi 578.120, terjadi penurunan temperatur yang signifikan menjadi 37,99°C. Setelah jumlah *mesh* ditingkatkan kembali 1.740.934, hasil simulasi menunjukkan perubahan yang sangat kecil menjadi 37,74°C. Kemudian, penambahan jumlah *mesh* lebih lanjut hingga 2.376.426 tidak memberikan perubahan sehingga hasil simulasi sudah konvergen.

TABEL 4. Data hasil simulasi berdasarkan fluida pendingin pada permukaan atas.

| Radiasi (W/m ²) | Laju aliran massa (kg/s) | T _{fluida in} (°C) | T _{fluida out} (°C) | T _{pv} rata-rata pendinginan alami (°C) | T _{pv} rata-rata pendinginan aktif (°C) | Peningkatan efisiensi listrik (%) [*] |
|-----------------------------|--------------------------|-----------------------------|------------------------------|--|--|--|
| 500 | 0,02 | 30 | 33,12 | 54,62 | 32,97 | 9,74 |
| 750 | | | 34,71 | 66,63 | 34,46 | 14,47 |
| 1000 | | | 36,29 | 79,01 | 35,96 | 19,37 |
| 1250 | | | 37,88 | 90,86 | 37,46 | 24,03 |
| 500 | 0,04 | | 31,6 | 54,62 | 32,13 | 10,12 |
| 750 | | | 32,42 | 66,63 | 33,19 | 15,04 |
| 1000 | | | 33,23 | 79,01 | 34,26 | 20,13 |
| 1250 | | | 34,04 | 90,86 | 35,33 | 24,98 |
| 500 | 0,06 | | 31,09 | 54,62 | 31,8 | 10,26 |
| 750 | | | 31,64 | 66,63 | 32,71 | 15,26 |
| 1000 | | | 32,2 | 79,01 | 33,61 | 20,43 |
| 1250 | | | 32,76 | 90,86 | 34,51 | 25,35 |

^{*}berdasarkan hasil korelasi (Chow 2010))



GAMBAR 9. Hasil simulasi pendinginan permukaan atas.

Penambahan jumlah *mesh* lebih lanjut tidak akan memberikan perbedaan pada hasil temperatur, sehingga penambahan *mesh* tidak diperlukan. Meningkatkan jumlah *mesh* yang berlebih dapat meningkatkan waktu komputasi tanpa memberikan peningkatan akurasi hasil yang didapatkan. Maka dari itu, memilih jumlah *mesh* 1.740.934 membuat simulasi tetap akurat tanpa membuang waktu komputasi.

Gambar 7 menampilkan grafik temperatur rata-rata *outlet* fluida sebagai fungsi dari jumlah iterasi. Nilai temperatur pada awal iterasi menunjukkan bahwa solusi sedang berkembang menuju kondisi stabil. Kemudian setelah 30 iterasi, grafik mulai mendatar yang menunjukkan bahwa perubahan temperatur antara iterasi semakin kecil yang pada akhir-

nya mencapai nilai stabil. Konvergensi terjadi ketika perubahan nilai antara iterasi menjadi sangat kecil atau bahkan mendekati nol. Dari gambar 6 terlihat bahwa solusi telah mencapai konvergensi dengan jumlah *mesh* 1.740.934.

Sedangkan hasil simulasi berdasarkan pendinginan permukaan bawah dapat dilihat pada Tabel 2 berdasarkan temperatur rata-rata permukaan *Photovoltaic*. Hasil simulasi ini divalidasi berdasarkan penelitian yang dilakukan oleh (Amri-zal dkk. 2021), tentang pendinginan permukaan *Photovoltaic* di bagian bawah kolektor.

Secara umum terdapat kemiripan antara hasil simulasi dengan hasil eksperimen sekitar 98,58% untuk kedua bentuk pendinginan permukaan atas *Photovoltaic* dan pendinginan

TABEL 5. Data hasil simulasi berdasarkan pendinginan permukaan bawah.

| Radiasi (W/m ²) | Laju aliran massa (kg/s) | T _{fluida in} (°C) | T _{fluida out} (°C) | T _{PV} rata-rata pendinginan alami (°C) | T _{PV} rata-rata pendinginan aktif (°C) | Peningkatan efisiensi listrik (%) [*] | |
|-----------------------------|--------------------------|-----------------------------|------------------------------|--|--|--|------|
| 500 | 0,02 | 30 | 33,35 | 54,62 | 33,87 | 9,33 | |
| 750 | | | 34,16 | 66,63 | 35,59 | 13,96 | |
| 1000 | | | 36,71 | 79,01 | 37,74 | 18,57 | |
| 1250 | | | 38,38 | 90,86 | 39,68 | 23,03 | |
| 500 | 0,04 | | 31,75 | 31,75 | 54,62 | 33,19 | 9,64 |
| 750 | | | 32,62 | 66,63 | 34,78 | 14,33 | |
| 1000 | | | 33,49 | 79,01 | 36,38 | 19,18 | |
| 1250 | | | 34,37 | 90,86 | 37,97 | 23,80 | |
| 500 | 0,06 | | 31,19 | 31,19 | 54,62 | 32,72 | 9,85 |
| 750 | | | 31,79 | 66,63 | 34,09 | 14,64 | |
| 1000 | | | 32,38 | 79,01 | 35,45 | 19,60 | |
| 1250 | | | 32,98 | 90,86 | 36,82 | 24,31 | |

*berdasarkan hasil korelasi (Chow (2010))

permukaan bawah *Photovoltaic*. Hasil tersebut menunjukkan bahwa pendekatan metode simulasi dengan menggunakan perangkat lunak Ansys Fluent dapat merepresentasikan fenomena yang terjadi pada sistem pendinginan *Photovoltaic*. Dengan demikian hasil validasi ini menyatakan bahwa penggunaan perangkat lunak Ansys Fluent dapat mewakili pengembangan unjuk kerja termal *Photovoltaic* melalui proses simulasi. Validasi tersebut digunakan untuk memastikan model simulasi yang digunakan dapat merepresentasikan kondisi fisik dan hasil yang mendekati realita.

3. HASIL DAN PEMBAHASAN

Penelitian ini diawali dengan simulasi unjuk kerja kolektor *Photovoltaic/Thermal* tanpa pendinginan (konvensional) yang diperlukan sebagai referensi sebagai pembanding nilai temperatur permukaan. Selanjutnya simulasi terhadap kolektor *Photovoltaic/Thermal* dengan proses pendinginan bagian atas dan bagian bawah dilakukan dan dibandingkan dengan kolektor *Photovoltaic/Thermal* pasif (tanpa pendinginan).

3.1 Pendinginan alami

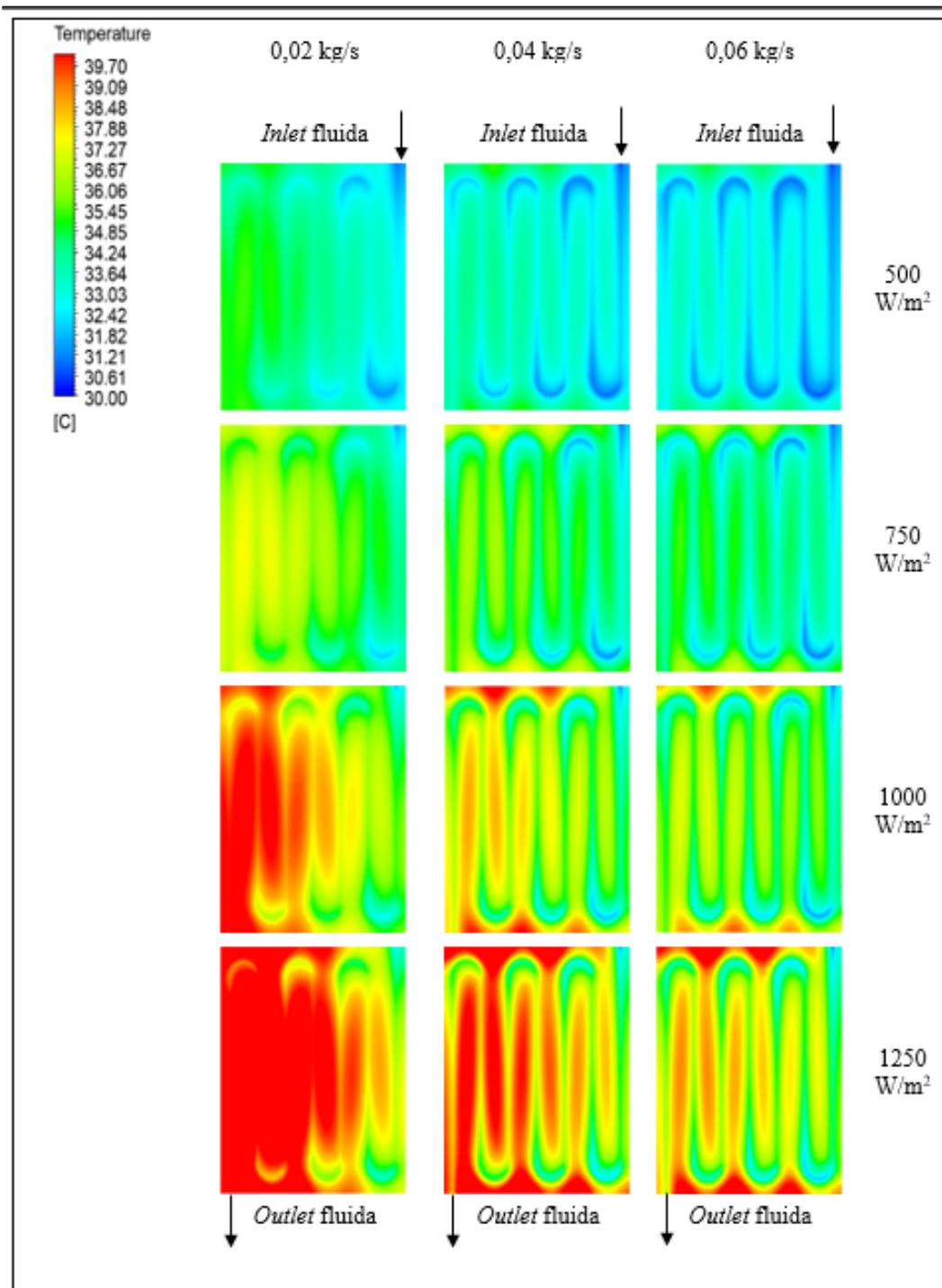
Data hasil simulasi pendinginan alami dapat dilihat pada Tabel 3. Sedangkan distribusi temperatur permukaan *Photovoltaic* dapat dilihat pada Gambar 8 Distribusi temperatur pada permukaan *Photovoltaic* dengan menggunakan pendinginan alami memperlihatkan perbedaan setiap radiasi yang diberikan. Pada radiasi 500 W/m² dan 750 W/m² terlihat temperatur permukaan *Photovoltaic* cenderung homogen pada hampir seluruh permukaannya. Hal tersebut disebabkan karena rendahnya energi radiasi yang diserap oleh permukaan *Photovoltaic*. Sedangkan pada radiasi 1000 W/m² dan 1250 W/m² terdapat perbedaan distribusi temperatur di daerah inlet dan outlet permukaan *Photovoltaic*. Perbedaan tersebut disebabkan oleh intensitas radiasi yang tinggi dapat menyebabkan lebih banyak energi panas yang diserap oleh permukaan *Photovoltaic* sehingga suhu di area tersebut meningkat dan berbeda secara signifikan sehingga cenderung tidak homogen.

3.2 Pendinginan aktif permukaan *Photovoltaic* bagian atas

Variasi laju aliran massa fluida masuk yang digunakan dalam proses simulasi ini adalah 0,02 kg/s, 0,04 kg/s dan 0,06 kg/s dengan variasi radiasi 500 W/m², 750 W/m², 1000 W/m², 1250 W/m² dimana temperatur fluida masuk adalah 30°C. Selanjutnya data hasil simulasi unjuk kerja termal *Photovoltaic* berdasarkan pendinginan permukaan atas dapat dilihat pada Tabel 4 Sedangkan pada Gambar 9 menggambarkan distribusi temperatur permukaan *Photovoltaic* berdasarkan pendinginan permukaan atas.

Tabel 5 menjelaskan tentang temperatur *outlet* fluida yang berbanding terbalik dengan meningkatnya laju aliran massa fluida pendingin. Semakin tinggi laju aliran massa fluida maka semakin rendah temperatur fluida *outlet*. Aliran fluida pendingin dengan laju aliran massa 0,02 kg/s mempunyai kenaikan temperatur permukaan *Photovoltaic* rata-rata yang lebih tinggi dibandingkan dengan laju aliran massa fluida 0,04 kg/s dan 0,06 kg/s. Laju aliran massa 0,02 kg/s pada pendinginan permukaan atas juga menghasilkan temperatur *outlet* fluida yang lebih tinggi dibandingkan dengan laju aliran massa 0,04 kg/s dan 0,06 kg/s. Laju aliran massa yang tinggi akan meningkatkan laju massa yang berkontak antara air dan permukaan *Photovoltaic*, sehingga temperatur *outlet* fluida dapat mendekati temperatur *inlet* fluida, hal ini lebih efektif dalam menurunkan temperatur permukaan *Photovoltaic*.

Intensitas radiasi 500 W/m² dan 750 W/m² pada laju aliran massa 0,04 kg/s dan 0,06 kg/s terlihat distribusi temperturnya cenderung homogen, pada radiasi ini aliran air 0,04 kg/s dan 0,06 kg/s mampu menyerap panas dengan merata di seluruh permukaan *Photovoltaic*. Sedangkan, pada laju aliran massa 0,02 kg/s distribusi temperatur terlihat tidak seragam walaupun perbedaannya sangat kecil. Pada radiasi 1000 W/m² dan 1250 W/m² terjadi ketidakhomogenan distribusi temperatur, terutama dengan laju aliran massa yang kecil 0,02 kg/s. Terdapat perbedaan di daerah dekat *inlet* fluida dengan temperatur yang rendah dibandingkan daerah dekat *outlet* bertemperatur lebih tinggi. Hal tersebut disebabkan energi radiasi yang lebih besar menghasilkan kenaikan temperatur yang signifikan pada permukaan *Photovoltaic*, teru-



GAMBAR 10. Hasil simulasi pendinginan permukaan bawah.

tama di daerah *outlet* fluida. Pada laju aliran massa 0,02 kg/s, fluida air sebagai pendingin memerlukan lebih banyak waktu untuk menyerap panas dari permukaan *Photovoltaic*, sehingga panas meningkat dan terkumpul di bagian *outlet* fluida, yang menyebabkan distribusi temperatur yang tidak seragam di seluruh permukaan *Photovoltaic*.

Laju aliran massa yang lebih tinggi yaitu 0,04 kg/s dan 0,06 kg/s memberikan kemampuan yang lebih baik dibandingkan dengan 0,02 kg/s dalam menjaga distribusi temperatur karena panas dari permukaan *Photovoltaic* dapat diserap dengan lebih cepat. Laju aliran massa 0,04 kg/s memiliki kemampuan lebih baik dalam menurunkan temperatur permukaan *Photovoltaic* dibandingkan dengan 0,02 kg/s. La-

ju aliran massa 0,06 kg/s membuat panas pada permukaan *Photovoltaic* terserap dengan cepat oleh aliran air, sehingga perbedaan temperatur di daerah dekat *inlet* fluida dan daerah dekat *outlet* fluida sangat kecil.

3.3 Pendinginan aktif permukaan *Photovoltaic* bagian bawah

Selanjutnya data hasil simulasi unjuk kerja termal *Photovoltaic* berdasarkan pendinginan permukaan bawah dapat dilihat pada Tabel 5 dan distribusi temperatur pada permukaan *Photovoltaic* bawah pada Gambar 10.

Gambar 10 menunjukkan distribusi temperatur permukaan *Photovoltaic* yang diberikan pendinginan dengan fluida

pendingin yang mengalir di dalam pipa dengan pola *serpentine*. Distribusi temperatur pada laju aliran massa 0,02 kg/s menunjukkan adanya perbedaan temperatur yang signifikan dari daerah *inlet* fluida ke *outlet* fluida terutama pada radiasi 750 W/m², 1000 W/m² dan 1250 W/m². Laju aliran massa fluida kerja 0,04 kg/s dan 0,06 kg/s meningkatkan kapasitas pendinginan, tetapi perbedaan temperatur antara *inlet* dan *outlet* masih terlihat pada seluruh radiasi yang diberikan. Pola tersebut menunjukkan proses penyerapan panas lokal yang intensif di sepanjang jalur pipa. Akan tetapi, pada intensitas radiasi yang tinggi 1000 W/m² dan 1250 W/m² dengan laju aliran massa 0,02 kg/s pola *serpentine* cenderung hilang karena adanya penumpukan panas yang lebih besar di sekitar *outlet* fluida akibat lamanya waktu kontak perpindahan panas dan tingginya radiasi yang diterima permukaan *Photovoltaic*. Penumpukan panas dan distribusi temperatur yang tidak merata akan menyebabkan sel yang lebih panas akan menghasilkan tegangan lebih rendah dibandingkan dengan sel yang lebih dingin, sehingga menyebabkan ketidakseimbangan arus dalam rangkaian seri. Ketidakseimbangan tersebut mempengaruhi daya yang dihasilkan oleh seluruh modul berkurang karena sel dengan performa lebih rendah membatasi output keseluruhan. Distribusi temperatur yang tidak seragam menciptakan tegangan mekanik di dalam material *Photovoltaic*, sehingga menyebabkan kerusakan permanen hingga kebakaran.

Grafik pada Gambar 11 menunjukkan temperatur permukaan *Photovoltaic* meningkat seiring dengan kenaikan radiasi matahari. Grafik (11a) dengan laju aliran massa 0,02 kg/s memperlihatkan temperatur permukaan yang lebih tinggi

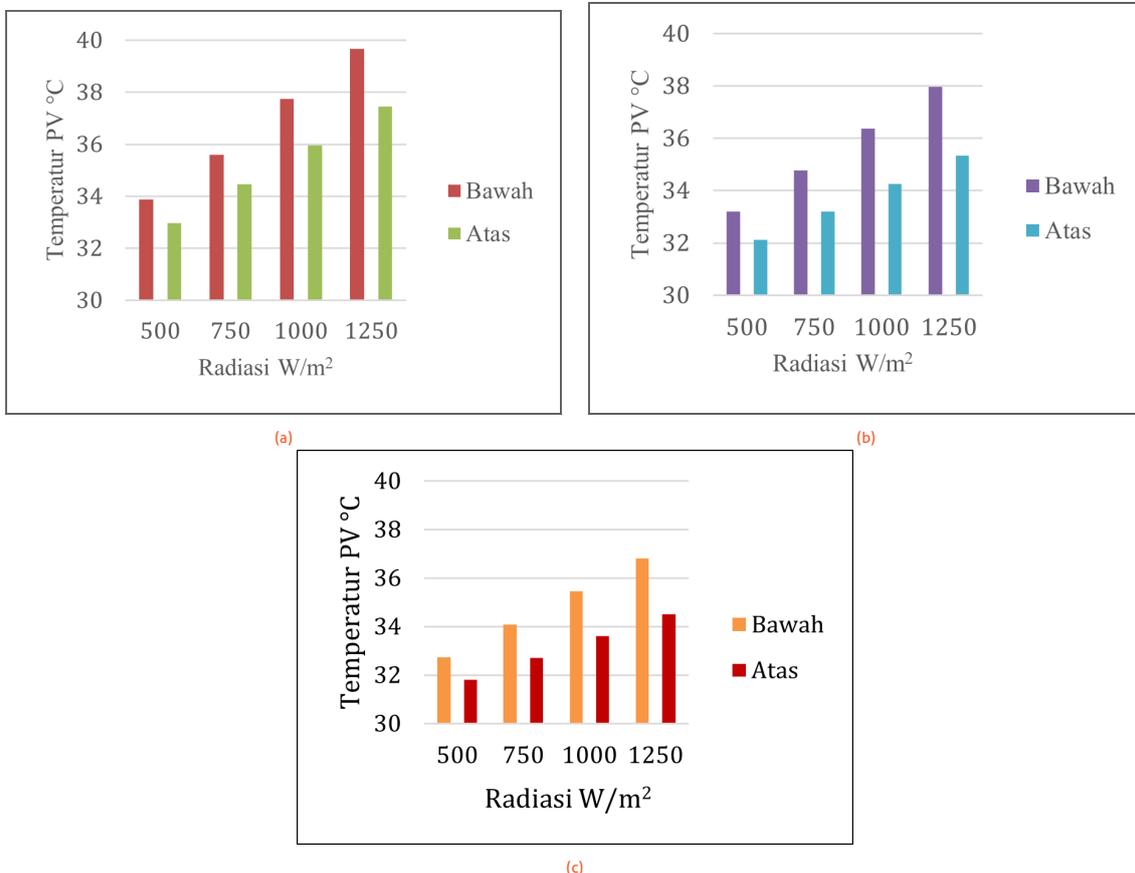
dibandingkan dengan grafik (11b) laju aliran massa 0,04 kg/s dan grafik (11c) 0,06 kg/s, sebab laju aliran massa yang lebih kecil. Kondisi ini menunjukkan bahwa peningkatan laju aliran massa menyebabkan laju perpindahan panas meningkat sehingga mampu menyerap panas lebih besar dengan demikian temperatur keluar fluida menjadi lebih rendah.

Secara umum penelitian ini mensimulasikan unjuk kerja termal *Photovoltaic/Thermal* dalam bentuk distribusi suhu operasional *Photovoltaic/Thermal*. Sementara itu *software Ansys* yang digunakan tidak mensimulasikan bagian listrik, namun hasil unjuk kerja termal ini dapat dikorelasikan dengan efisiensi listrik melalui prediksi sesuai dengan referensi Chow (2010) dan hasilnya dapat terlihat pada Tabel 4 dan 5.

4. KESIMPULAN

Pendinginan permukaan atas pada kolektor *Photovoltaic* terbukti lebih efektif dibandingkan dengan pendinginan permukaan bawah. Hal ini disebabkan air yang mengalir dapat berkontak secara merata di atas permukaan dan terkena radiasi secara langsung. Perbedaan temperatur tertinggi antara pendinginan atas dan bawah untuk temperatur permukaan *Photovoltaic* adalah 2.64 °C pada laju aliran massa 0,04 kg/s dan radiasi 1250 W/m².

Secara umum pada variasi intensitas radiasi 750 W/m², 1000 W/m² dan 1250 W/m² dengan laju aliran massa fluida yang rendah (0,02 kg/s) menghasilkan distribusi temperatur yang cenderung kurang homogen diseluruh permukaan *Photovoltaic* jika dibandingkan dengan laju aliran yang lebih ting-



GAMBAR 11. Grafik temperatur permukaan *Photovoltaic* terhadap radiasi untuk berbagai metode pendinginan dan laju aliran massa (a) 0,02 kg/s, (b) 0,04 kg/s, (c) 0,06 kg/s.

gi (0,04 kg/s dan 0,06 kg/s). Hal tersebut diakibatkan penyerapan energi panas oleh permukaan *Photovoltaic* lebih rendah jika dibandingkan dengan laju aliran fluida yang lebih tinggi 0,04 kg/s dan 0,06 kg/s.

Untuk kenaikan laju aliran fluida tiga kali dari 0,02 kg/s ke 0,06 kg/s terjadi penurunan temperatur masing-masing untuk permukaan *Photovoltaic* dan fluida pendingin adalah 7% dan 14 % baik untuk kedua jenis aliran fluida pendingin.

Pendinginan aliran atas memberikan salah alternatif untuk pengembangan dan peningkatan unjuk kerja kolektor *Photovoltaic/Thermal* dimasa depan secara eksperimen dengan menggunakan mikrokontroler untuk mengatur laju aliran massa fluida kerja berdasarkan temperatur permukaan *Photovoltaic/Thermal* sekaligus perlu dikaji unjuk kerja listrik ketika menggunakan metode ini.

5. DAFTAR NOTASI

R_e = bilangan Reynold

ρ = densitas fluida, kg/m³

v = kecepatan, m/s

D = diameter, m

L = panjang karakteristik, m

P = tekanan, Pa

μ = viskositas fluida, kg/m·s

g = gravitasi, m/s²

C_p = panas spesifik, J/kg·°C

T = temperatur, °C

q = fluks panas, W/m²

S_e = sumber energi termal, W/m³

t = waktu, s

6. UCAPAN TERIMA KASIH

Penelitian ini didukung oleh hibah dari Kementerian Pendidikan, Kebudayaan, Riset dan Teknologi, Indonesia dan Universitas Lampung berdasarkan Hibah (Penelitian Tesis Magister) dengan kontrak No. 057/E5/PG.02.00 /PL/2024.

DAFTAR PUSTAKA

- Amrizal A, Amrul A, Wardono H, Salsabillah AE, Sasongko AD. 2021. Simulasi unjuk kerja kolektor surya PV/T berdasarkan bentuk penampang pipa absorber. *Journal of Science and Applicative Technology*. 5(1):245. doi:10.35472/jat.v5i1.375.
- Amrizal A, Yonanda A. 2023. Unjuk kerja termal dan elektrik kolektor photovoltaic/thermal (PV/T) berdasarkan ketebalan sirip absorber. *MECHANICAL*. 13(1):23–27. doi:10.23960/mech.v13i1.2981.
- Bizy I, Sipahutar R, Yanis M, Sofijan A. 2021. Penerapan listrik desa secara on-grid pln dalam upaya penghematan biaya listrik. <https://ejournal.ft.unsri.ac.id/index.php/avoer/article/view/932/573>.
- Chow TT. 2010. A review on photovoltaic/thermal hybrid solar technology. *Applied Energy*. 87(2):365–379. doi:10.1016/j.apenergy.2009.06.037.
- Grubišić-Čabo F, Nižetić S, Marco TG. 2016. Photovoltaic panels: A review of the cooling techniques. *Transactions of Famena*. 40(1):63–74. <https://hrcak.srce.hr/file/234790>.
- Harahap YP, Tharo Z, Rahmaniar R. 2024. Studi perancangan pembangkit listrik tenaga surya di laboratorium tek-

nik elektro universitas pembangunan pancabudi. *INTECOMS: Journal of Information Technology and Computer Science*. 7(4):1306–1314. doi:10.31539/intecom.v7i4.11322.

- Harie Satiyadi J, Muhamad Hudan R, Asrori A. 2024. Analisis pengaruh suhu panel surya terhadap output panel performance. *Journal of Mechanical Engineering*. 1(1):42–51. doi:10.47134/jme.v1i1.2189.
- Hasrul R. 2021. Sistem pendinginan aktif versus pasif di meningkatkan output panel surya. *Jurnal Sain, Energi, Teknologi & Industri*. 5(2):79–87. <https://journal.unilak.ac.id/index.php/SainETIn/article/view/7024/3179>.
- Heri J. 2012. Pengujian sistem pembangkit listrik tenaga surya solar cell kapasitas 50 WP. *Engineering*. 4(1):47–55. <http://id.portalgaruda.org/?ref=browse&mod=viewarticle&article=116861>.
- Laksana EKAP, Sanjaya O, Sujono S, Broto S, Fath N. 2022. Sistem pendinginan panel surya dengan metode penyemprotan air dan pengontrolan suhu air menggunakan peltier. *ELKOMIKA: Jurnal Teknik Energi Elektrik, Teknik Telekomunikasi, & Teknik Elektronika*. 10(3):652. doi:10.26760/elkomika.v10i3.652.
- Lubna L, Sudarti S, Yushardi Y. 2021. Potensi energi surya fotovoltaik sebagai sumber energi alternatif. *Pelita : Jurnal Penelitian dan Karya Ilmiah*. 21(1):76–79. doi:10.33592/pelita.v21i1.1269.
- Nižetić S, Giama E, Papadopoulos AM. 2018. Comprehensive analysis and general economic-environmental evaluation of cooling techniques for photovoltaic panels, Part II: Active cooling techniques. *Energy Conversion and Management*. 155:301–323. doi:10.1016/j.enconman.2017.10.071.
- Rahajoeningroem T, Jatnika I. 2022. Sistem pendingin otomatis panel surya untuk peningkatan daya output berbasis mikrokontroler. *Telekontran : Jurnal Ilmiah Telekomunikasi, Kendali dan Elektronika Terapan*. 10(1):69–77. doi:10.34010/telekontran.v10i1.4712.
- Simbolon BY, Gultom S, Lubis Z, Siregar AH. 2018. Simulasi aliran fluida pada rumah turbin vortex dengan 5 variasi lubang buang menggunakan computational fluid dynamics. *DINAMIS*. 6(3):13. doi:10.32734/dinamis.v6i3.7136.
- Smith MK, Selbak H, Wamser CC, Day NU, Krieske M, Sailor DJ, Rosenstiel TN. 2014. Water cooling method to improve the performance of field-mounted, insulated, and concentrating photovoltaic modules. *Journal of Solar Energy Engineering*. 136(3). doi:10.1115/1.4026466.