

# Analisis Perencanaan Pembangkit Listrik Tenaga Surya 400 WP di Gedung Laboratorium Terpadu Universitas Muhammadiyah Surabaya

<sup>1</sup>Reynanda Bagus Widyo Astomo, <sup>2</sup>Mochammad Angga Syahputra, <sup>3</sup>Dwi Songgo Panggayudi, <sup>4</sup>Aida Mahmudah

<sup>1,2,3,4</sup> Teknik Elektro, Universitas Muhammadiyah Surabaya, Surabaya

<sup>1</sup>reynanda.bagus@um-surabaya.ac.id, <sup>2</sup>mochammad.angga.syahputra-2020@ft.um-surabaya.ac.id,

<sup>3</sup>dwi.songgo@ft.um-surabaya.ac.id, <sup>4</sup>aida.mahmudah-2021@ft.um-surabaya.ac.id

**Abstract - Abstract - The rooftop of the University of Muhammadiyah Surabaya Integrated Laboratory building which has an area of 210 m<sup>2</sup> can be used as a solar power plant (PLTS). Installing PLTS in buildings has several advantages, namely as a long-term energy investment and easy to integrate with the grid electrical system. PLTS is designed to save electricity consumption. In addition, if PLTS is connected to a battery, it can meet some of the energy needs at night. To design a PLTS installation in the Integrated Laboratory building, this research uses technical and economic analysis methods. Technical analysis is carried out to determine the capacity and number of PV mini-grid components required for installation. While the economic analysis aims to calculate the investment costs and the length of time for the return on investment compared to buildings without PV mini-grid installations. Based on this research, the results show that the amount of energy required for the Integrated Laboratory building is 482.148 kWh, while the planned PLTS is able to provide energy of 216,128 kWh. The PLTS design requires an initial investment of Rp. 927,700,894,-. So by using the Payback Period (PP) method, it can be concluded that the planned design is feasible, because the comparison of the cost of return on investment is**

**9.13 years faster than the project age that has been determined previously, which is 20 years.**

*Keywords — Installation, PLTS, integrated laboratory, payback period, investation*

**Abstrak— Atap gedung Laboratorium Terpadu Universitas Muhammadiyah Surabaya yang memiliki luas 210 m<sup>2</sup> dapat digunakan sebagai tempat Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS). Instalasi PLTS pada gedung memiliki beberapa keunggulan, yaitu sebagai investasi energi jangka panjang dan mudah untuk diintegrasikan dengan sistem kelistrikan jala-jala. PLTS di rancang untuk menghemat konsumsi energi listrik. Selain itu jika PLTS dihubungkan dengan baterai, dapat memenuhi sebagian kebutuhan energi saat malam hari. Untuk merancang instalasi PLTS pada gedung Laboratorium Terpadu, penelitian ini menggunakan metode analisis secara teknis dan ekonomi. Analisis secara teknis dilakukan untuk mengetahui kapasitas dan jumlah komponen PLTS yang diperlukan untuk instalasi. Sedangkan analisis ekonomi bertujuan untuk menghitung biaya investasi dan lamanya waktu pengembalian investasi dibandingkan gedung tanpa instalasi PLTS. Berdasarkan penelitian yang telah dilakukan, didapatkan hasil bahwa besaran energi yang diperlukan gedung Laboratorium Terpadu yaitu 482,148 kWh, sedangkan PLTS yang sudah direncanakan**

mampu menyediakan energi sebesar 216,128 kWh. Rancangan PLTS membutuhkan investasi awal sebesar Rp 927.700.894,-. Sehingga dengan menggunakan metode *Payback Period* (PP) dapat disimpulkan bahwa desain yang direncanakan sudah layak, karena perbandingan biaya pengembalian investasi yang lebih cepat 9,13 tahun dibandingkan usia proyek yang telah ditentukan sebelumnya, yaitu selama 20 tahun.

**Kata Kunci** — Instalasi; PLTS; atap laboratorium; payback period; investasi

**I. Pendahuluan**

Energi merupakan hal yang sangat penting untuk kehidupan manusia. Mengingat energi fosil yang semakin lama semakin habis, energi terbarukan sangat di perlukan. Sumber energi yang bisa di manfaatkan oleh manusia ada dua macam, yaitu energi yang tidak dapat diperbarui dan energi yang dapat diperbarui. Energi terbarukan merupakan energi yang bisa di perbarui lagi sehingga sumber energi tersebut tidak bisa habis contohnya matahari, air, panas bumi, angin, bio massa, perubahan suhu laut, biofuel, biogas, dan gelombang laut [1].

Sel surya merupakan salah satu perangkat yang dapat mengubah energi cahaya matahari menjadi energi listrik, peristiwa ini disebut sebagai efek *Photovoltaic*, yaitu fenomena hubungan setiap semikonduktor yang ada pada sebuah *photovoltaic* [2]. Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) sangat cocok di aplikasikan di atap gedung karena memiliki keunggulan yaitu dapat memanfaatkan lahan yang ada, terutama di atap gedung yang memiliki area datar dan terbuka. Selain itu instalasi PLTS juga lebih murah serta mudah untuk di integrasikan dengan sistem kelistrikan yang sudah ada. Dalam proses instalasi PLTS, hal pertama yang harus dilakukan yaitu mengidentifikasi *layout* atap pada suatu gedung. Kemudian membuat desain perencanaan PLTS yang efisien. Tahap terakhir melakukan analisis terhadap banyaknya biaya yang di perlukan serta besaran energi listrik yang di hasilkan untuk menentukan indeks periode pengembalian (*payback period*) biaya [3].

Gedung Laboratorium Fakultas Teknik Universitas Muhammadiyah Surabaya mempunyai luas atap 120 m<sup>2</sup>, dimana sumber energi listrik di gedung tersebut masih berasal dari PLN. Beban listrik yang ada di gedung Laboratorium cukup besar, terutama ketika jam aktif berlangsung. Sehingga biaya yang dibayarkan ke PLN juga cukup tinggi. Selain dari sisi ekonomi, penggunaan energi konvensional (menggunakan bahan bakar) secara umum juga berdampak pada lingkungan. Untuk itu penggunaan energi konvensional harus mulai dibatasi.

**II. Metode Penelitian**

**A. Faktor Kinerja Suhu Pada Modul Surya**

Suhu normal pada panel surya adalah 25 °C, pada suhu ini panel surya mampu beroperasi dengan optimal [4]. Rendahnya tegangan open circuit (Voc) yang dihasilkan sel surya disebabkan naiknya suhu pada panel dari suhu normalnya. Setiap kenaikan suhu sebesar 1°C (dari 25°C) akan menyebabkan daya yang dihasilkan berkurang sebesar 0,5% [5]. Untuk menghitung daya yang berkurang ketika suhu panel lebih tinggi dari suhu normal dapat menggunakan persamaan 1.

$$P \text{ saat } t \text{ naik } ^\circ\text{C} = 0,5\% \times \Delta t \times P_{MPP} \dots\dots\dots(1)$$

Dimana P saat t naik °C merupakan daya pada saat suhu naik °C dari suhu normal. P<sub>MPP</sub> merupakan daya keluaran maksimal modul surya. Dan Δt adalah besar kenaikan suhu.

Daya maksimal ketika panel surya mengalami kenaikan suhu menjadi t °C dari suhu normal ditunjukkan pada persamaan 2.

$$P_{MPP} \text{ saat naik menjadi } t \text{ } ^\circ\text{C} = P_{MPP} - P \text{ saat } t \text{ naik } ^\circ\text{C} \dots\dots\dots(2)$$

P<sub>MPP</sub> saat naik menjadi t °C adalah daya keluaran maksimum panel surya ketika suhu panel surya naik menjadi t °C dari suhu normal. Untuk menentukan indeks Faktor Koreksi Temperatur (*Temperature Correction Factor*) dapat menggunakan persamaan 3.

$$TCF = \frac{P_{MPP} \text{ saat naik menjadi } t \text{ } ^\circ\text{C}}{P_{MPP}} \dots\dots\dots(3)$$

*B. Permodelan Modul Surya*

Untuk menghitung luas area instalasi PLTS array dapat menggunakan persamaan 4.

$$PV\ area = \frac{E_L}{G_{AV} \times \eta_{PV} \times TCF \times \eta_{Out}} \dots\dots\dots(4)$$

Dimana  $E_L$  merupakan besar pemakaian energy per hari (kWh / hari).  $G_{AV}$  merupakan Insolansi harian matahari rata-rata (kWh/m<sup>2</sup>/hari).  $\eta_{PV}$  adalah besar efisiensi panel surya. TCF merupakan *Temperature Correction Factor*. Dan  $\eta_{Out}$  adalah indeks efisiensi converter yang digunakan.

Kemudian untuk menghitung daya yang dibangkitkan PLTS ditunjukan pada persamaan 5.

$$P\ Watt\ Peak = Area\ Array \times PSI \times \eta_{PV} \dots\dots\dots(5)$$

Dimana *P Watt Peak* menunjukkan besar daya yang dibangkitkan PLTS (Wattpeak atau Wp). PSI (*Peak Solar Insolation*) bernilai 1000W/m<sup>2</sup>.  $\eta_{PV}$  merupakan efisiensi panel surya.

Untuk menentukan kebutuhan panel yang akan digunakan, pada sistem ini dapat dilihat pada persamaan 6.

$$Jumlah\ Modul\ Surya = \frac{P\ (Watt\ Peak)}{P_{mpp}} \dots\dots\dots(6)$$

Dimana *P Watt Peak* menunjukkan daya yang dibangkitkan (Wp) dan PMPP merupakan daya maksimum output PV.

Untuk menghitung sudut kemiringan panel surya di tunjukan pada persamaan 7. Dalam instalasi PLTS, diperlukan sudut kemiringan panel surya yang akurat [6], [7]. Perhitungan ini dilakukan untuk memperoleh pancaran sinar matahari yang optimal di area Laboratorium FT UM Surabaya. Untuk menghitung ketinggian maksimum (dalam derajat) ketika matahari mencapai langit ( $\alpha$ ) di tunjukan pada persamaan 7.

$$\alpha = 90^\circ - lat. + \delta\ (N\ hemisphere) \\ 90^\circ + lat. - \delta\ (S\ hemisphere) \dots\dots\dots(7)$$

Lat merupakan garis lintang (latitude) lokasi modul surya yang terpasang (derajat) dan  $\delta$  menunjukkan sudut deklinasi matahari (23,45°). Sudut yang dibentuk modul surya terhadap permukaan bumi ( $\beta$ ) ditunjukan pada persamaan 8.

$$\beta = 90^\circ - \alpha \dots\dots\dots(8)$$

*C. Permodelan Baterai*

Pemodelan baterai merupakan tahap untuk menentukan kapasitas baterai menggunakan permodelan matematis sebagai berikut.

$$Cb = \frac{W \times AD}{DOD \times Vs} \times 1000 \dots\dots\dots(9)$$

Dimana Cb merupakan kapasitas baterai, W menunjukkan total beban, DOD adalah *Deep of Discharge* (80%), AD merupakan *Autonom Days*, dan Vs merupakan tegangan sistem. Setelah memodelkan kapasitas baterai, persamaan 9 dapat digunakan untuk menghitung jumlah baterai yang akan digunakan [8], [9].

$$Jumlah\ Baterai\ yang\ digunakan = \frac{Cb}{Ab} \dots\dots\dots(10)$$

Cb merupakan total kapasitas baterai (Ah) dan Ab adalah baterai yang digunakan (Ah) [10].

*D. Permodelan Beban Gedung*

Beban total listrik adalah jumlah keseluruhan total daya yang di gunakan sebagai langkah awal untuk perancangan sistem *Off Grid*. Beban total terdiri dari daya terpasang, beban terpasang, dan jumlah beban terpasang.

Berdasarkan teori transmisi daya maksimum, persamaan resistansi harus sesuai dengan resistansi (R) panel surya untuk mendapatkan nilai transmisi daya maksimum [11]. Persamaan 11 dan 12 menunjukkan nilai hambatan beban dari converter.

$$R_{eq} = \frac{\eta_{RL}}{D^2} \dots\dots\dots(11)$$

$$V = \left( \frac{\eta_{RL}}{D^2} \right) I \dots\dots\dots(12)$$

Dimana  $\eta$  merupakan efisiensi Inverter, RL menunjukkan hambatan beban, dan  $R_{eq}$  adalah beban impedansi.

*E. Metode Analisis Anggaran Biaya Instalasi PLTS*

*1) Biaya Tetap PLTS*

Biaya tetap PLTS dihitung berdasarkan kebutuhan konsumsi energi listrik dalam gedung, dan pemasangan PLTS dihitung berdasarkan konsumsi energi yang dibutuhkan dalam gedung. Biaya modal yang direncanakan meliputi pembelian dan pemasangan komponen pembangunan PLTS.

Biaya yang ditentukan adalah biaya sejak awal pembangunan hingga PLTS dapat digunakan.

2) *Biaya Tidak Tetap PLTS*

Biaya tidak tetap adalah biaya yang harus dikeluarkan, tergantung dari permasalahan yang dihadapi PLTS. Termasuk juga biaya perawatan pada PLTS. Biaya perawatan PLTS dilakukan setiap 3-5 tahun sekali dalam bentuk penggantian inverter, kontroler, dan baterai. Untuk mempermudah perhitungan, penggantian peralatan dilaksanakan dalam jangka waktu 5 tahun. Menghitung biaya operasional pemeliharaan (OP) tahunan PLTS ditunjukkan pada persamaan 13 [12].

$$OP = 1\% \times IA \dots \dots \dots (13)$$

Dimana OP adalah biaya operasional dan pemeliharaan dan IA menunjukkan biaya investasi awal.

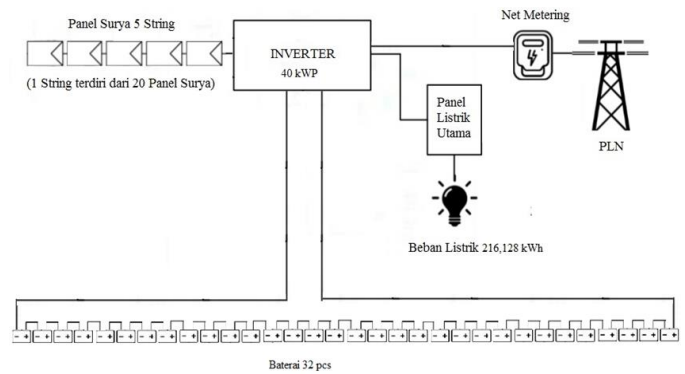
Sedangkan untuk menghitung nilai biaya jangka panjang Operasional dan Pemeliharaan ( $OP_{PW}$ ) yaitu sebagai berikut.

$$OP_{PW} = OP \left( \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \right) \dots \dots \dots (14)$$

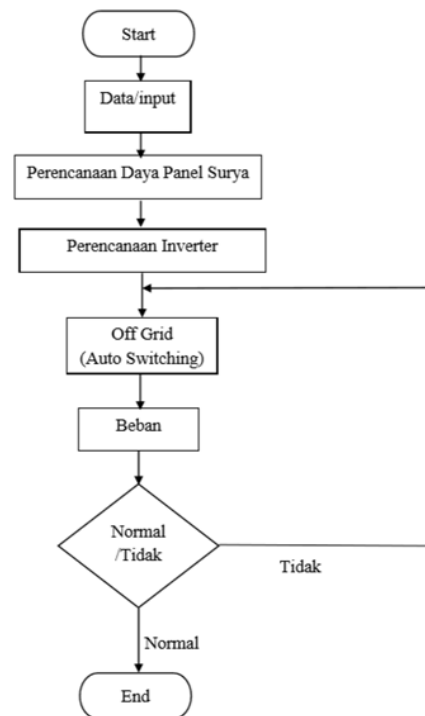
$OP_{PW}$  adalah biaya jangka panjang untuk operasional dan pemeliharaan, OP menunjukkan biaya operasional dan pemeliharaan, n merupakan jumlah tahun, dan i menunjukkan tingkat suku bunga.

F. *Denah dan Diagram Perencanaan Instalasi PLTS di Gedung Laboratorium FT UM Surabaya*

Gambar 1 menunjukkan diagram blok skema perencanaan instalasi PLTS di gedung Laboratorium FT UM Surabaya. Sedangkan gambar 2 menunjukkan diagram alir proses instalasi panel surya menggunakan inverter yang terhubung dengan jaringan. Energi listrik yang dihasilkan oleh sistem panel surya akan diubah dari listrik DC menjadi AC oleh inverter yang terhubung ke jaringan, selanjutnya energi listrik disalurkan melalui instalasi jaringan listrik gedung.



Gambar 1. Skematik PLTS On Grid



Gambar 2. Flowchart Instalasi PLTS di Atap Gedung

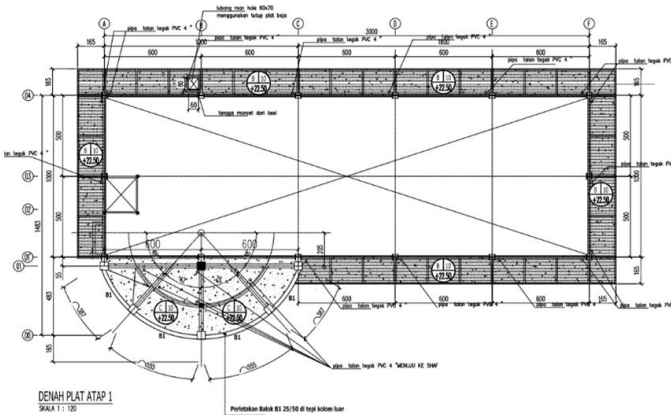
Saat terdapat cahaya matahari, PLTS akan menjadi sumber energi utama. Ketika panel surya tidak dapat memenuhi kebutuhan beban maka baterai akan digunakan untuk membantu suplai kebutuhan energi.

Jika baterai sudah tidak mampu mensuplai energi listrik, maka sistem akan mengalami proses *auto switching* dari mode PLTS ke mode PLN. Sehingga jika tidak ada cahaya matahari, maka baterai dapat memenuhi sebagian energi listrik ke beban.

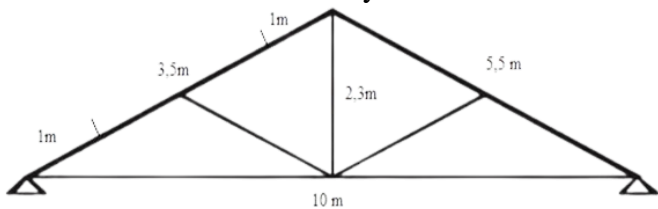
Ilustrasi denah atap ditunjukkan pada gambar 3, ilustrasi tersebut menggunakan skala 1 : 120. Atap memiliki panjang 30 m dan lebar 10 m. Tinggi

kuda-kuda atap gedung dapat ditentukan dengan menggunakan persamaan 15.

$$\begin{aligned} \text{Tinggi kuda-kuda} &= \frac{1}{2} (\text{Panjang Bentang}) \times \tan 25^\circ \dots\dots\dots(15) \\ &= \frac{1}{2} (10 \text{ m}) \times 0,46 = 2,3 \text{ meter} \end{aligned}$$



Gambar 3. Denah Atap Gedung Laboratorium UM Surabaya



Gambar 4. Kuda-kuda Atap Gedung Laboratorium FT UM Surabaya

Kemudian untuk mengetahui panjang sisi miring dari atap kuda-kuda dapat menggunakan persamaan 16.

$$\begin{aligned} (\text{Sisi miring})^2 &= \left(\frac{1}{2} \text{ Panjang Bentang}\right)^2 + (\text{Tinggi kuda-kuda})^2 \\ (\text{Sisi miring})^2 &= 5^2 + 2,3^2 \\ (\text{Sisi miring})^2 &= 25 + 5,9 \\ \text{Sisi miring} &= 5,5 \text{ meter} \end{aligned}$$

Dengan demikian luas atap yang bisa digunakan untuk tempat panel surya pada skema nyata adalah  $3,5 \text{ m} \times 30 \text{ m} \times 2 \text{ sisi} = 210 \text{ m}^2$ .

*G. Potensi Energi Surya di Lokasi Gedung Laboratorium Fakultas Teknik UM Surabaya*

Data radiasi cahaya matahari di kota Surabaya tahun 2021 ditunjukkan pada tabel 1 dengan nilai radiasi rata-rata sebesar 4,575 kWh/m<sup>2</sup>/hari. Data

diambil dari bulan Januari hingga Desember tahun 2021 (12 bulan) dengan titik lokasi ada di Kecamatan Kenjeran Kotas Surabaya. Dimana didapatkan nilai rata-rata radiasi Matahari dari 12 Bulan tersebut sebesar 4,574 kWh/m<sup>2</sup>/hari.

Tabel 1. Tingkat Radiasi Matahari di Kota Surabaya [13]

Bulan	Radiasi Matahari kWh/m <sup>2</sup> /hari
Januari	3,588
Februari	4,165
Maret	3,943
April	4,121
Mei	4,648
Juni	4,240
Juli	4,466
Agustus	4,798
September	5,446
Oktober	5,651
November	5,371
Desember	4,459
<b>Rata-rata</b>	<b>4,575</b>

Tabel 2. Data Temperatur Rata-rata di Wilayah Surabaya Utara [13]

Bulan	Suhu °C
September	27,4
Oktober	28,8
November	27,16
Desember	28,5
Januari	28,8
Februari	28,2
Maret	29,2
April	30,1
<b>Rata-rata</b>	<b>28,52</b>

*H. Data Temperatur Bulanan di Kota Surabaya*

Hasil pengukuran temperatur rata-rata di wilayah Surabaya Utara dapat dilihat pada tabel 2. Rata-rata intensitas sinar matahari tertinggi terjadi pada bulan September hingga Desember. Pada musim hujan, mulai dari bulan Januari hingga Maret intensitas matahari mulai menurun, sampai yang terendah terjadi pada bulan Desember. Hal ini ditandai dengan penurunan suhu rata-rata di bulan tersebut.

Data BMKG Surabaya selama bulan September, suhu di Surabaya berada di antara 23 °C sampai 34 °C. Pada musim panas / kemarau suhu rata-rata harian tertinggi adalah 33°C dan suhu terendah 23°C.

**III. Hasil dan Pembahasan**

**A. Surabaya**

Selain memerlukan data potensi energi surya. Dalam instalasi yaitu menentukan beban total harian yang di gunakan pada gedung Laboratorium FT UM Surabaya untuk perancangan sistem *Off Grid*.

Data yang digunakan dalam penelitian ini merupakan data beban listrik gedung laboratorium FT UM Surabaya di lantai 1 sampai 5 dengan total beban 482148,8 Wh ditunjukkan pada tabel 3.

**B. Perhitungan Daya yang Dibangkitkan PLTS (Watt-peak)**

Spesifikasi panel surya yang digunakan dalam penelitian ini ditunjukkan pada tabel 4. Suhu normal yang dapat digunakan panel surya adalah 25 °C. Sedangkan suhu rata-rata tertinggi di Kota Surabaya mencapai 28,52 °C, seperti terlihat pada tabel 2. Kemudian kenaikan suhu dari 25°C menjadi 28,52 °C adalah 3,52 °C. Oleh karena itu terjadi pengurangan daya yang dihasilkan oleh panel surya. Sehingga dengan menggunakan persamaan 1.

Tabel 3. Total Data Beban Lantai 1 Sampai Lantai 5

No	Beban	Total Daya (VA)	Total Daya (W)	Lama Pemakaian (H)	Konsumsi Energi (WH)
1	PP-LANTAI 1	8.483,75	6.787	8	54.296
2	PP-LANTAI 2	13.690,00	10.952	8	87.616
3	PP-LANTAI 3	14.254,00	11.403,2	8	91.225,6
4	PP-LANTAI 4	14.254,00	11.403,2	8	91.225,6
5	PP-LANTAI 5	14.254,00	11.403,2	8	91.225,6
6	PP-LAB MESIN	2000,00	1.600	8	12.800
7	PP-LAB SIPIL	2000,00	1.600	8	12.800
8	PP-LAB	2000,00	1.600	8	12.800

9	KAPAL	0			
	PP-PUMP	2200,00	1.760	8	14.080
10	PP-LIFT	2200,00	1.760	8	14.080
<b>TOTAL</b>		<b>129.335,00</b>	<b>60.268,6</b>		<b>482.148,8</b>

Tabel 4. Spesifikasi Panel Surya (*Solar Canadian 400Wp*)

Spesifikasi	Keterangan
<i>Nominal Max.Power (Pmax)</i>	400W
<i>Opt. Operating Voltage (Vmp)</i>	38,7 V
<i>Opt. Operating Current (Imp)</i>	10,34 A
<i>Open Circuit Voltage (Voc)</i>	47,2 V
<i>Short Circuit Current (Isc)</i>	10,90 A

$$P \text{ saat } t \text{ naik } ^\circ\text{C} = 0,5\% \times 3,52 \times 400 \text{ Watt} = 7,04 \text{ Watt}$$

Oleh karena itu, daya yang dibangkitkan panel surya pada suhu lingkungan 27,5 °C juga dapat ditentukan dengan menggunakan persamaan 2.

$$P_{MPP} \text{ saat naik menjadi } t \text{ } ^\circ\text{C} = 400 \text{ Watt} - 7,04 = 392,96 \text{ Watt}$$

Lalu, untuk mengetahui indeks *Temperature Correction Factor* dapat menggunakan persamaan 3.

$$TCF = \frac{P_{MPP} \text{ saat naik menjadi } t \text{ } ^\circ\text{C}}{P_{MPP}} = \frac{392,96}{400 \text{ Watt}} = 0,9824$$

Untuk nilai efisiensi inverter 95%, dengan asumsi efisiensi baterai dan pencemaran pada permukaan panel surya 95% maka nilai  $\eta_{out}$  adalah.  $\eta_{Out} = 0,95 \times 0,95 \times 0,95 = 0,85$

Nilai  $G_{AV}$ ,  $\eta_{PV}$ ,  $\eta_{out}$  dan TCF disubstitusikan dengan rumus luas array, sehingga bisa diperoleh menggunakan persamaan 4.

$$PV \text{ area} = \frac{E_L}{G_{AV} \times \eta_{PV} \times TCF \times \eta_{Out}} = \frac{482,1488 \text{ kWh}}{4,575 \times 0,181 \times 0,9824 \times 0,85}$$

$$PV \text{ area} = 697,27 \text{ m}^2 \approx 698 \text{ m}^2$$

Dengan luas array sebesar 698 m<sup>2</sup> dan luas atap untuk tempat panel surya pada gedung Fakultas Teknik Universitas Muhammadiyah Surabaya sebesar 210 m<sup>2</sup>, maka penggunaan PLTS sebesar 30% dari total beban pada gedung. Jadi daya yang di bangkitkan PLTS adalah 18,08 kW atau 144,64 kWh.

Jika nilai puncak radiasi matahari (PSI) adalah  $1000 \text{ W / m}^2$ , luar area array adalah  $300\text{m}^2$  dan nilai efisiensi ( $\eta_{pv}$ ) modul sel surya adalah 18,1%, maka,

$$P \text{ Watt Peak} = \text{Area Array} \times \text{PSI} \times \eta_{PV}$$

$$P \text{ Watt Peak} = 210\text{m}^2 \times 1000 \text{ W / m}^2 \times 0,181 = 38.010 \text{ Wp}$$

Daya maksimum ( $P_{max}$ ) tiap modul surya yang akan digunakan dalam perencanaan sistem ini adalah 400 Wp. Berdasarkan nilai tersebut, persamaan 6 dapat digunakan untuk menghitung jumlah modul surya yang dibutuhkan.

$$\text{jumlah Modul Surya} = \frac{P \text{ (Watt Peak)}}{P_{mpp}} = \frac{38.010}{400} = 95 \text{ modul}$$

**C. Analisis Rangkaian Panel Surya**

95 panel surya yang sudah direncanakan akan dibagi menjadi 5 string dengan masing-masing string akan berisikan 19 panel surya. Pada masing-masing string ditambahkan 1 panel surya untuk back up ketika kekurangan daya, sehingga setiap string berjumlah 20 panel surya dan total keseluruhan menjadi 100 panel surya. Sejumlah besar panel akan diatur menjadi serangkaian panel surya atau array dengan tegangan sistem sebesar 320-700 V. Oleh karena itu, pada setiap string ada 10 panel yang dipasang secara seri dan 2 dipasang secara paralel. Dengan cara ini, pv array akan menghasilkan tegangan

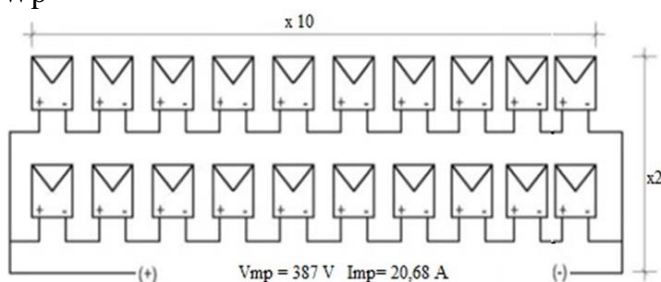
$$V_{mp \text{ Array}} = V_{mp} \times 10 = 38,7 \times 10 = 387 \text{ Volt}$$

Sedangkan arusnya sebesar,

$$I_{mp \text{ Array}} = I_{mp} \times 2 = 10,34 \text{ A} \times 2 = 20,68 \text{ Ampere}$$

Maka  $P_{MPP}$  dapat dicari sebagai berikut,

$$P_{MPP} = V_{mp} \times I_{mp} = 387 \text{ V} \times 20,68 \text{ A} = 8003,16 \text{ Wp}$$



Gambar 5. Susunan Panel Surya

**D. Analisis Jumlah Baterai**

penelitian ini, kapasitas baterai ditentukan berdasarkan energi listrik yang di supply PLTS beban 30% dari 482.148,8 kWh yaitu 144,64 kWh dengan menggunakan persamaan sebagai berikut.

$$Cb = \frac{W \times AD}{DOD \times Vs} \times 1000 = \frac{144,64 \text{ kWh} \times 0,5}{0,8 \times 384V} \times 1000$$

$$Cb = 0,2354 \times 1000 = 235,4 : 0,95 = 247,78 \text{ Ah}$$

Baterai yang digunakan dalam perencanaan sistem ini adalah AcmeG-12V-200Ah dengan kapasitas 200 Ah dan tegangan nominal 12 Volt. Dengan demikian total jumlah baterai yang digunakan yaitu:

$$N_{hub \text{ seri}} = \frac{\text{Tegangan Sistem}}{\text{Tegangan Nominal Baterai}} = \frac{384}{12} = 32$$

$$N_{hub \text{ paralel}} = \frac{Cb}{\text{kapasitas baterai}} = \frac{247,78 \text{ Ah}}{200 \text{ Ah}} = 1,23$$

Dibulatkan menjadi 1 baterai, sehingga menjadi,

$$N_{total \text{ baterai}} = N_{hub \text{ seri}} \times N_{hub \text{ paralel}} = 32 \times 1 = 32 \text{ baterai}$$

Jadi jumlah baterai yang dibutuhkan oleh sistem adalah 64 Baterai.

**E. Analisis Kapasitas Inverter**

Mengenai kapasitas inverter, kapasitas inverter yang dipilih harus mampu memberikan keluaran daya maksimum dari array sel surya 40 kWp. Oleh karena itu, kapasitas inverter yang dipilih adalah Inverter 8 kW 380V MPPT, dan kapasitas dayanya 8 kW. Inverter yang digunakan untuk desain ini adalah jenis Inverter 8 kW 380V MPPT dengan spesifikasi seperti pada tabel 5.

Kapasitas inverter yang dipilih adalah 40 kW, sehingga jumlah inverter yang dibutuhkan untuk sistem perencanaan ini adalah 5

Tabel 5. Spesifikasi Inverter

Spesifikasi	Keterangan
Nilai Daya	40 KW
Max PV input voltage (VDC)	1000V
Efisiensi	95%
Dimensi	415x516x180 mm
Berat	24kg
Frekuensi	50HZ/60HZ

F. Analisis Ekonomi

1) Menentukan Biaya Investasi

Output maksimum modul surya dapat ditentukan sesuai dengan kapasitas pengenalan modul surya yang dipasang. Pada PLTS pada gedung Laboratorium Fakultas Teknik Universitas Muhammadiyah Surabaya yang direncanakan, total kapasitas panel surya yang terpasang adalah  $100 \times 392,96 \text{ W} = 39.296 \text{ Wp}$ . Energi yang dihasilkan modul surya berkaitan dengan data intensitas matahari. Intensitas yang digunakan adalah intensitas rata-rata  $4,575 \text{ kWh} / \text{m}^2$ , sehingga energi harian yang dihasilkan PLTS adalah,

$$E_{out} = E_i \times \text{Lama penyinaran rata-rata}$$

$$E_{out} = 39.296 \times 5,5 \text{ jam} = 216.128 \text{ Wh} = 216,128 \text{ kWh}$$

Biaya investasi awal pembangunan PLTS di gedung Laboratorium FT Universitas Muhammadiyah Surabaya sudah termasuk komponen sistem PLTS dan biaya pemasangan. Rekapitulasi rencana anggaran biaya kumulatif dapat dilihat pada tabel 6.

Tabel 6. Rekapitulasi Rencana Anggaran Biaya Kumulatif

No	Uraian Pekerjaan	Jumlah Harga (Rp.)
1	Pekerjaan PLTS	Rp.856.449.304
2	Pekerjaan Instalasi Kabel	Rp.71.251.590
<b>Gran Total</b>		<b>Rp.927.700.894</b>

2) Menentukan Biaya Operasional dan Pemeliharaan

Biaya operasional dan pemeliharaan PLTS di gedung Laboratorium FT UM Surabaya sebesar 1% dari total biaya investasi awal. Hal ini mengacu pada pengoperasian dan pemeliharaan jaringan PLTS yang umumnya mencapai 1-2% dari total biaya investasi.

$$OP_{Tahunan} = 1\% \times \text{Investasi Awal}$$

$$OP_{Tahunan} = 0,01 \times \text{Rp. } 927.700.894$$

$$= \text{Rp. } 9.277.008,94$$

3) Menentukan Biaya Siklus Hidup PLTS (Life Cycle Cost)

Biaya siklus hidup (LCC) dari sistem PLTS ditentukan oleh nilai sekarang dari total biaya

sistem pada PLTS, yang meliputi biaya investasi awal (C), biaya pemeliharaan jangka panjang, operasi, dan pemeliharaan nilai sekarang ( $OP_{NS}$ ).

Jika PLTS yang akan dibangun dalam penelitian ini bisa digunakan selama 20 tahun. Penentuan umur proyek mengacu pada jaminan yang diberikan oleh produsen panel surya. Besarnya tingkat diskonto (i) diasumsikan sebesar 9% dari suku bunga pinjaman Bank Indonesia bulan November 2021, dengan rata-rata 9%.

$$OP_{NS} = OP_{Tahunan} \left[ \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \right]$$

$$OP_{NS} = \text{Rp. } 9.277.008,94 \left[ \frac{(1+0,09)^{20} - 1}{0,09(1+0,09)^{20}} \right] =$$

$$\text{Rp. } 84.670.332,9$$

Setelah mendapatkan nilai operasi dan biaya pemeliharaan ( $OP_{NS}$ ) saat ini, PLTS yang akan dikembangkan selama 20 tahun umur proyek akan dihitung dengan rumus sebagai berikut.

$$LCC = IA + OP_{NS} = \text{Rp. } 1.012.371.227$$

4) Menentukan Biaya Energi PLTS (Cost of Energy)

Menghitung biaya energi (Cost of Energy) pada PLTS, ditentukan oleh Life Cycle Cost (LCC), Capital Recovery Factor (CRF) dan kWh keluaran tahunan. Rumus berikut digunakan untuk menghitung koefisien pemulihan modal yang mengubah semua arus kas biaya siklus hidup menjadi serangkaian biaya tahunan.

$$CRF = \left[ \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] = \left[ \frac{0,09(1+0,09)^{20}}{(1+0,09)^{20} - 1} \right] = \left[ \frac{0,504}{4,6} \right] =$$

$$0,1095$$

Output daya tahunan (kWh) adalah sebagai berikut,  $A \text{ kWh} =$

$$\text{kWh produksi per hari} \times \text{Jumlah hari per tahun}$$

$$A \text{ kWh} = 216,128 \frac{\text{kWh}}{\text{hari}} \times 365 \text{ hari} =$$

$$78.886,72 \text{ kWh}$$

Kemudian perencanaan Cost Of Energy (COE) pada sistem PLTS ini sebagai berikut.

$$COE = \frac{LCC \times CRF}{A \text{ kWh}} = \frac{\text{Rp. } 1.012.371.227 \times 0,1095}{78.886,72 \text{ kWh}} =$$

$$1.405,23/\text{kWh}$$

5) Analisis Kelayakan Investasi dan Payback Period (PP)



Kelayakan investasi di PLTS ditentukan berdasarkan hasil perhitungan *Net Present Value* (NPV), untuk menghitung kelayakan investasi di PLTS, biaya energi yang digunakan adalah Rp 1.405,23/kWh. Dengan biaya energi ini dan produksi tahunan sebesar 78.886,72 kWh, maka arus kas masuk tahunan adalah Rp.110.853.986, dan pengeluaran tahunan adalah Rp.9.277.008,94, yang ditentukan berdasarkan biaya pemeliharaan dan operasi tahunan PLTS.

Total biaya investasi yang dibutuhkan untuk perencanaan PLTS adalah Rp.927.700.894, dan total pendapatan tahunan Rp.110.853.986 serta total pengeluaran tahunan sebesar Rp. 9.277.008,94.

Pendapatan Tahunan = Arus kas masuk tahunan – Arus kas keluar tahunan

Pendapatan Tahunan = Rp.110.853.986 – Rp.9.277.008,94

Pendapatan Tahunan = Rp.101.576.977

Sehingga untuk menghitung lama pengembalian investasi menggunakan metode *Payback Period* dapat menggunakan persamaan berikut.

$$PP = \frac{\text{Investasi}}{\text{Pendapatan tahunan}} = \frac{\text{Rp. 927.700.894}}{\text{Rp. 101.576.977}} = 9,13 \text{ tahun}$$

#### IV. Kesimpulan

1. Dari hasil perhitungan teknis, jumlah komponen yang dibutuhkan untuk PLTS adalah: modul surya 400 wp sebanyak 100 buah, baterai 200 Ah sebanyak 32 buah dan inverter 8 Kw sebanyak 5 buah.
2. Berdasarkan hasil perhitungan ekonomi, total biaya yang dibutuhkan untuk merancang PLTS dan adalah: biaya investasi awal sebesar Rp. 927.700.894, biaya pemeliharaan dan operasi PLTS selama 20 tahun siklus hidup proyek dan *discount rate* 9% adalah Rp.84.670.332,9, total biaya pembangunan PLTS selama 20 tahun *project life cycle* adalah Rp.1.012.371.227.
3. Sementara dari sisi metode *Payback Period* (PP), perancangan PLTS yang akan dikembangkan sangatlah layak, karena *payback period*nya lebih

cepat 9,13 tahun lebih cepat dari umur proyek 20 tahun yang ditentukan.

#### V. Daftar Pustaka

- [1] Y. Ren *et al.*, “A Multiobjective Disassembly Planning for Value Recovery and Energy Conservation From End-of-Life Products,” *IEEE Transactions on Automation Science and Engineering*, vol. 18, no. 2, pp. 791–803, 2021, doi: 10.1109/TASE.2020.2987391.
- [2] S. Vinco, D. J. Pagliari, L. Bottaccioli, E. Patti, E. Macii, and M. Poncino, “A Microservices-Based Framework for Smart Design and Optimization of PV Installations,” *IEEE Transactions on Sustainable Computing*, vol. 6, no. 4, pp. 531–543, 2021, doi: 10.1109/TSUSC.2020.3010673.
- [3] R. K. Yadav, V. S. Bhadoria, and P. N. Hrisheeksha, “Technical and Financial Assessment of a Grid Connected Solar PV Net Metering System for Residential Community,” in *2019 2nd International Conference on Power Energy, Environment and Intelligent Control (PEEIC)*, 2019, pp. 299–303. doi: 10.1109/PEEIC47157.2019.8976657.
- [4] S. Bouguerra, M. R. Yaiche, O. Gassab, A. Sangwongwanich, and F. Blaabjerg, “The Impact of PV Panel Positioning and Degradation on the PV Inverter Lifetime and Reliability,” *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, vol. 9, no. 3, pp. 3114–3126, 2021, doi: 10.1109/JESTPE.2020.3006267.
- [5] U.-M. Choi, “Study on Effect of Installation Location on Lifetime of PV Inverter and DC-to-AC Ratio,” *IEEE Access*, vol. 8, pp. 86003–86011, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.2993283.
- [6] H.-J. Song *et al.*, “Conductive paste based interconnection for photovoltaic modules,” in *2018 IEEE 7th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion (WCPEC) (A Joint Conference of 45th IEEE PVSC, 28th PVSEC & 34th EU PVSEC)*, 2018, pp. 2838–2840. doi: 10.1109/PVSC.2018.8547639.

- [7] I. M. Slauch *et al.*, “Probing Dynamic Influence of Moisture Ingress on Cell Deflection in Photovoltaic Modules,” in *2022 IEEE 49th Photovoltaics Specialists Conference (PVSC)*, 2022, pp. 914–914. doi: 10.1109/PVSC48317.2022.9938471.
- [8] Z. Hua, M. Elkazaz, M. Sumner, and D. Thomas, “An Investigation of a Domestic Battery Energy Storage System, Focussing on Payback Time,” in *2020 International Conference on Smart Grids and Energy Systems (SGES)*, 2020, pp. 940–945. doi: 10.1109/SGES51519.2020.00172.
- [9] Syafii, “Comparative Study of Tracker Based PV Panel for Stand-Alone PV /Diesel/Battery Power System,” in *2022 11th Electrical Power, Electronics, Communications, Controls and Informatics Seminar (EECCIS)*, 2022, pp. 61–64. doi: 10.1109/EECCIS54468.2022.9902923.
- [10] Soediby, R. B. W. Astomo, F. A. Pamuji, and M. Ashari, “Implementation of an 11-Level Inverter for Sea Water Battery System,” in *2019 IEEE Conference on Energy Conversion (CENCON)*, 2019, pp. 250–255. doi: 10.1109/CENCON47160.2019.8974693.
- [11] Y. Ajgaonkar, M. Bhirud, and P. Rao, “Top-Down Approach in Design and Simulation of Grid Integrated Solar Rooftop PV System,” in *2019 International Conference on Nascent Technologies in Engineering (ICNTE)*, 2019, pp. 1–5. doi: 10.1109/ICNTE44896.2019.8945996.
- [12] R. Peña, A. M. Diez-Pascual, P. García Díaz, and I. García, “On the Evaluation of Subsidy-free Grid-Connected PV Systems in Sunny Countries: an Economic Assessment,” in *2019 IEEE 46th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, 2019, pp. 1714–1716. doi: 10.1109/PVSC40753.2019.8981298.
- [13] D. K. dan I. Kota Surabaya, *Statistik Sektoral kota Surabaya 2021*. Surabaya, Indonesia, 2021.