

Desain Rancangan Pembangkit Tenaga Surya di Gedung Pendidikan Teknik Bangunan

¹ Farid Wajdy Sitorus, ² Haikal Budi Utomo, ³ Egy Wira Indana⁴ Eka Dodi
Suryanto⁵Dian Putra Saragi

^{1,2,3} Teknik Elektro, Universitas Negeri Medan, Medan

¹faridsitorus53@gmail.com, ²haikalbudi8@gmail.com³⁴, ³egywiraindana@gmail.com⁴
ekadodisuryanto@unimed.ac.id⁵ dianpsaragi@unimed.ac.id

Abstract *The rooftop of the University of Medan Construction building which has an area of 210 m² 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, investment*

Abstrak Atap gedung Pendidikan Teknik Bangunan di Universitas Negeri Medan yang memiliki luas 1133.6 m² 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 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 813.52 kWh, sedangkan PLTS yang sudah direncanakan mampu menyediakan energi sebesar 240 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 di tentukan sebelumnya, yaitu selama 20 tahun.

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

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 dimanfaatkan 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 Pendidikan Teknik Bangunan Fakultas Teknik Universitas Negeri Medan mempunyai luas atap 120 m², dimana sumber energi listrik di gedung tersebut masih berasal dari PLN. Beban listrik yang ada di gedung Pendidikan Teknik Bangunan 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.

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.

$$P_T = P_{STC} \times [1 + \gamma(T - T_{STC})] \dots\dots\dots(1)$$

Dimana P saat t naik °C merupakan daya pada saat suhu naik °C dari suhu normal. P_{MPP} merupakan daya keluaran maksimal modul surya. Dan Δt adalah besar kenaikan suhu.

P_{MPP} 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 2.

$$TCF = 1 + \gamma(T - T_{STC}) \dots\dots\dots(2)$$

B. Permodelan Modul Surya

Untuk menghitung luas area instalasi PLTS *array* dapat menggunakan persamaan 3.

$$PV \text{ area} = \frac{E_L}{G_{AV} \times \eta_{PV} \times TCF \times \eta_{Out}} \dots\dots\dots(3)$$

Dimana E_L merupakan besar pemakaian energy per hari (kWh / hari). G_{AV} merupakan Insolansi harian matahari rata-rata (kWh/m²/hari). η_{PV} adalah besar efisiensi panel surya. TCF merupakan *Temperature Correction Factor*. Dan η_{out} adalah indeks efisiensi converter yang digunakan.

Kemudian untuk menghitung daya yang dibangkitkan PLTS ditunjukan pada persamaan 4.

$$P \text{ Watt Peak} = \text{Area Array} \times \text{PSI} \times \eta_{PV} \dots\dots\dots(4)$$

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

Untuk menentukan kebutuhan panel yang akan digunakan, pada sistem ini dapat dilihat pada persamaan 5.

$$\text{Jumlah Modul Surya} = \frac{P \text{ (Watt Peak)}}{P_{mpp}} \dots\dots\dots(5)$$

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 (α) di tunjukan pada persamaan 6.

$$\alpha = 90^\circ - \text{lat.} + \delta \text{ (N hemisphere)} \\ 90^\circ + \text{lat.} - \delta \text{ (S hemisphere)} \dots\dots\dots(6)$$

Lat merupakan garis lintang (latitude) lokasi modul surya yang terpasang (derajat) dan δ menunjukkan sudut deklinasi matahari ($23,45^\circ$). Sudut yang dibentuk modul surya terhadap permukaan bumi (β) ditunjukkan pada persamaan 7.

$$\beta = 90^\circ - \alpha \dots\dots\dots(7)$$

C. Permodelan Baterai

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

$$Cb = \frac{W \times AD}{DOD \times Vs} \times 1000 \dots\dots\dots(8)$$

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 8 dapat digunakan untuk menghitung jumlah baterai yang akan digunakan [8], [9].

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

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 η 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.

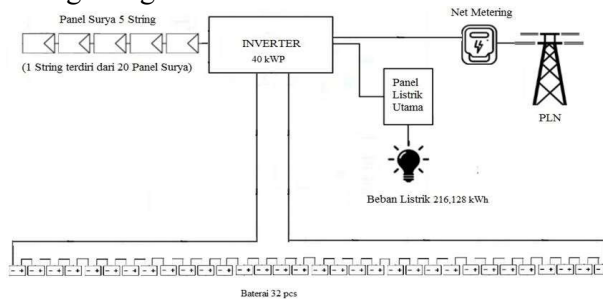
$$OP_{PW} = OP \left(\frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \right) \dots \dots \dots (14)$$

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.

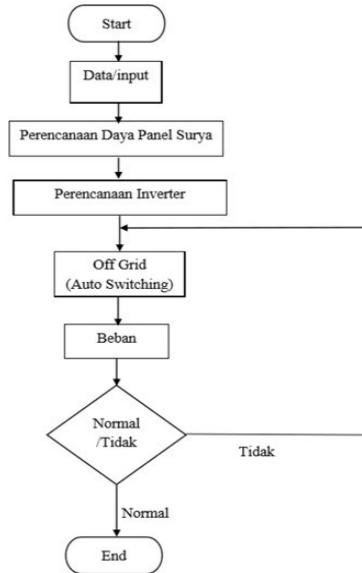
F. Denah dan Diagram Perencanaan Instalasi

PLTS di Gedung Pendidikan Teknik Bangunan FT negeri Medan

Gambar 1 menunjukkan diagram blok skema perencanaan instalasi PLTS di gedung Laboratorium FT Unimed. 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 elenergi 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.

Disini kami menggunakan panel dengan luas $2.6m^2$ dan jumlah panel yang digunakan 436 Unit. Maka :

$$A=436 \times 2.6=1133.6m^2$$

G. Potensi Energi Surya di Lokasi Gedung Fakultas Teknik Medan

Data radiasi cahaya matahari tahunan di beberapa provinsi Indonesia tahun 1985-2005 ditunjukkan pada tabel 1 diambil dari data NASA. Dari data yang diberikan dapat dilihat bahwa di kota medan mendapat radiasi sebesar $4,55 \text{ kWh}/m^2/\text{hari}$.

Provinsi	Lokasi	Radiasi ($\text{kWh}/m^2/\text{hari}$)
Nanggro Aceh Darussalam	Banda Aceh	5,1
Sumatera Utara	Medan	4,55
Sumatera Barat	Padang	4,91

H. Data Temperatur Bulanan di Kota Medan

Dilansir dari Climate Data, dapat dinyatakan seperti berikut

Januari	24.8°C
Februari	25.2°C
Maret	25.7°C
April	25.8°C
Mei	26.1°C (tertinggi)
Juni	26.0°C

Juli	25.8°C
Agustus	25.6°C
September	25.4°C
Oktober	25.1°C
November	±25.0°C
Desember	24.7°C (terendah)

Hasil dan Pembahasan

A. Medan

Data yang digunakan dalam penelitian ini merupakan data beban listrik gedung Pendidikan Teknik Bangunan FT UNIMED di lantai 1 sampai 6 dengan total beban 813,52 kWh ditunjukkan pada tabel 3.

Lantai	Energi (kWh/hari)
Lantai 1	29.6
Lantai 2	186.08
Lantai 3	186.08
Lantai 4	186.08
Lantai 5	186.08
Lantai 6	39.6
TOTAL	813.52 kWh/hari

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

Spesifikasi panel surya yang digunakan dalam penelitian ini ditunjukkan pada tabel 4.

Parameter	Nilai
Tipe panel	Monocrystalline
Daya maksimum (Pmax)	550 Wp
Tegangan maksimum (Vmp)	41 V
Arus maksimum (Imp)	13.4 A
Tegangan open circuit (Voc)	49 V
Arus short circuit (Isc)	14.2 A
Efisiensi panel	±21%
Dimensi panel	± 2279 × 1134 mm
Luas panel	± 2.6 m ²
Berat	± 28 kg

Nilai P saat suhu kita asumsikan rata-rata sebesar 25,5°C dapat dimasukkan ke persamaan 1.

$$P_T = P_{STC} \times [1 + \gamma(T - T_{STC})]$$

Dimana :

P_{STC} = daya pada kondisi standar = 550 W

γ = koefisien suhu (diasumsikan -0.004 /°C)

T = suhu aktual (°C)

T_{STC} = 25°C

Kita substitusikan :

$$\begin{aligned}
 P_T &= 550 \times [1 + (-0.004)(0.5)] \\
 P_T &= 550 \times [1 - 0.002] \\
 P_T &= 550 \times 0.998 \\
 P_T &= 548.9 \text{ W}
 \end{aligned}$$

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

$$2. \text{TCF} = 1 + \gamma(T - T_{STC})$$

Dimana :

T_{CF} = Temperature Correction Factor

γ = koefisien temperatur daya (diasumsikan $-0.004 / ^\circ\text{C}$)

T = suhu aktual ($^\circ\text{C}$)

$T_{STC} = 25^\circ\text{C}$

Untuk nilai efisiensi inverter 95%, dengan asumsi efisiensi baterai dan pencemaran pada permukaan panel surya 95% maka nilai η_{out} adalah. $\eta_{Out} = 0,95 \times 0,95 \times 0,95 = 0,85$ Nilai G_{av} , η_{PV} , η_{out} dan TCF disubstitusikan dengan rumus luas array, sehingga bisa diperoleh menggunakan persamaan 3

$$\begin{aligned}
 PV \text{ area} &= \frac{L}{G_{av} \times \eta_{pv} \times TCF \times \eta_{out}} \\
 PV \text{ area} &= \frac{813.52}{4.55 \times 0.21 \times 0.998 \times 0.85} \\
 &= \frac{813.52}{4.55 \times 0.21} = \frac{813.52}{0.9555} \\
 &= \frac{813.52}{0.9555 \times 0.998} = \frac{813.52}{0.9536} \\
 &= \frac{813.52}{0.8106} \\
 PV \text{ area} &= 1003.8 \text{ m}^2
 \end{aligned}$$

Dengan luas array kita bulatkan menjadi 1004 m^2 dan luas atap untuk tempat panel surya pada gedung Pendidikan Teknik Bangunan UNIMED 1133.6 m^2 , Jadi daya yang di bangkitkan PLTS adalah 239,3kW atau bisa dibulatkan 240kW

Daya maksimum (P_{max}) tiap modul surya yang akan digunakan dalam perencanaan sistem ini adalah 550 Wp. Berdasarkan nilai tersebut, persamaan 6 dapat digunakan untuk menghitung jumlah modul surya yang dibutuhkan.

$$\text{Jumlah Panel} = \frac{24000W}{550W}$$

$$\text{Jumlah Panel} = 436 \text{ Unit}$$

C. Analisis Rangkaian Panel Surya

436 panel surya yang sudah direncanakan akan dipasang secara kombinasi seri dan paralel. 10 panel akan disusun seri dan membentuk satu string, dan total terdapat 44 string secara paralel. Penyusunan seperti ini bertujuan untuk mencapai tegangan yang sesuai dengan kebutuhan inverter serta meningkatkan kapasitas arus sistem. pv array akan menghasilkan tegangan

$$V_{mp \text{ Array}} = V_{mp} \times 10 = 41 \times 10 = 410 \text{ Volt}$$

Sedangkan arusnya sebesar,

$$I_{mp \text{ Array}} = I_{mp} \times N_{paralel} = 13.4 \text{ A} \times 44 = 589,6 \text{ Ampere}$$

Maka P_{MPP} dapat dicari sebagai berikut,

$$P_{MPP} = V_{mp} \times I_{mp} = 410 \text{ V} \times 589,6 \text{ A} = 241,7 \text{ kW}$$



Gambar 5. Susunan Panel Surya

D. Analisis Jumlah Baterai

penelitian ini, kapasitas baterai ditentukan berdasarkan energi listrik yang di *supply* PLTS beban dengan menggunakan persamaan berikut

$$C_b = \frac{W \times AD}{DOD \times V_s} \times 1000 \quad C_b = \frac{482148 \times 2}{0,8 \times 48} \times 1000$$

$$C_b = 25.112,4 \times 1000$$

$$C_b = 25.112.400 \text{ Wh}$$

Kita konversi kan dari Wh ke Ah

$$Ah = \frac{Wh}{V}$$

$$Ah = \frac{25.112.400}{48}$$

$$Ah = 523.175 \text{ Ah}$$

Baterai yang digunakan dalam perencanaan sistem ini adalah Lithium LiFePO4 48V 200Ah dengan kapasitas 200 Ah dan tegangan nominal 48 Volt. Dengan demikian total jumlah baterai yang digunakan yaitu:

$$N_{seri} = \frac{48}{48}$$

$$N_{paralel} = \frac{N_{seri} \times 523.175}{200}$$

$$N_{paralel} = 2615,875$$

$$N_{paralel} \approx 2616 \text{ unit}$$

$$N = N_{seri} + N_{paralel} = 2616 \text{ Unit}$$

Jadi jumlah baterai yang dibutuhkan oleh sistem adalah 2616 Baterai.

Baterai yang disusun paralel tanpa konfigurasi seri karena tegangan baterai telah sesuai dengan tegangan sistem. Tetapi, Karna terlalu banyak unit baterai maka disarankan untuk menggunakan rack agar menghemat ruang.

E. Analisis Kapasitas Inverter

Mengenai kapasitas inverter, kapasitas inverter yang dipilih harus mampu memberikan keluaran daya maksimum dari *array* sel surya 200 kWp. Oleh karena itu, disini kami menggunakan inverter industrial yang besar

Kapasitas inverter yang dipilih adalah 200 kW, sehingga jumlah inverter yang dibutuhkan untuk sistem perencanaan ini adalah 1

Tabel 5. Spesifikasi Inverter

Spesifikasi	Keterangan
Nilai Daya	200 KW
Max PV input voltage (VDC)	600V
Efisiensi	95%
Dimensi	1000 × 700 × 2000 mm
Berat	24kg
Frekuensi	±1000 kg

F. Analisis Ekonomi

1) Menentukan Biaya Investasi

Output maksimum modul surya dapat ditentukan sesuai dengan kapasitas pengenal modul surya yang dipasang. Pada PLTS pada gedung PTB Fakultas Teknik Universitas Negeri Medan yang direncanakan, total kapasitas panel surya yang terpasang adalah 436 x 548,9 W = 239.320 Wp. Energi yang dihasilkan modul surya berkaitan dengan data intensitas matahari. Intensitas yang digunakan adalah intensitas rata-rata 4,55 kWh / m², sehingga energi harian yang dihasilkan PLTS adalah,

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

$$E_{out} = 239,320 \times 5,5 \text{ jam} = 1.316.260 \text{ Wh} = 1.316,26 \text{ kWh}$$

Biaya investasi awal pembangunan PLTS di gedung PTB FT Universitas Negeri Medan 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
Gran Total		Rp.927.700.894

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.

$$OP_{Tahunan} = 1\% \times \text{Investasi Awal} \quad OP_{Tahunan} = \text{Rp} \\ OP = 0,01 \times .927.700.894 = \text{Rp}.9.277.008,94$$

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.

daya tahunan (kWh) adalah sebagai berikut,

$$CRF = \left[\frac{i(1+i)}{(1+i)^n - 1} \right] = \left[\frac{0,09(1+0,09)}{(1+0,09)^{20} - 1} \right] = \left[\frac{0,504}{4,6} \right]^{n20}$$

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

$$0,1095$$

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

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

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

$$\text{Pendapatan Tahunan} = \text{Rp. } 110.853.986 -$$

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

$$\text{Pendapatan Tahunan} = \text{Rp. } 101.576.977$$

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

$$PP = \frac{\text{Investasi}}{\text{Pendapatan tahunan}} = \frac{\text{Rp } 927700894}{\text{Rp. } 101.576.977} = 9,13 \text{ tahun}$$

Kesimpulan

1. Dari hasil perhitungan teknis, jumlah komponen yang dibutuhkan untuk PLTS adalah: modul surya 550 wp sebanyak 436 buah, baterai 200 Ah sebanyak 2616 buah dan inverter 200 Kw sebanyak 1 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 periodnya* lebih cepat 9,13 tahun lebih cepat dari umur proyek 20 tahun yang ditentukan.

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 DCto-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] Soedibyoy, 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, “TopDown 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 Subsidyfree 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.