

BAB IV

HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Perhitungan Area Array (Photovoltaic Area) dan Jumlah Panel Surya

Perlu diketahui jumlah energi yang harus disediakan ketika mengevaluasi dan merencanakan pembangkit listrik. Hal yang sama berlaku untuk pembangkit listrik tenaga surya. Kapasitas PLTS yang akan dibangkitkan adalah pemakaian energi mulai pukul 08.00-16.00 WIB, dan spesifikasinya terlihat pada tabel di bawah ini.

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

Tabel 4.1 Spesifikasi Panel Surya (Solar Canadian 400WP)

Nilai G_{av} yang digunakan saat merancang PLTS ini adalah nilai G_{av} rata-rata minimum. Tujuan dari perancangan ini adalah walaupun dengan nilai intensitas minimum, PLTS tetap dapat memenuhi beban yang dibutuhkan. Nilai η_{PV} adalah efisiensi panel surya yaitu 18,1%, dan nilai η_{out} adalah efisiensi inverter, kotoran pada permukaan panel surya, baterai, kabel, dan lain lain. Untuk nilai efisiensi inverter 95%, dengan asumsi efisiensi baterai dan pencemaran pada permukaan panel surya 95% maka nilai η_{out} adalah :

$$\eta_{Out} = 0,95 \times 0,95 \times 0,95 = 0,85$$

Suhu standar yang dapat digunakan panel surya adalah 25 °C. Sedangkan menurut data **Suryana (2016)** suhu rata-rata tertinggi di Kota Surabaya mencapai 28,52 °C, seperti terlihat pada Tabel 3.3. Kemudian kenaikan suhu dari 25°C menjadi 28,52°C adalah 3,52°C. Oleh karena itu daya yang dihasilkan oleh panel surya dapat mengalami pengurangan daya, dengan persamaan 2.1 :

$$\begin{aligned}
 P \text{ saat } t \text{ naik } ^\circ\text{C} &= 0,5\% \times \Delta t \times P_{MPP} \\
 &= 0,5\% \times 3,52 \times 400 \text{ Watt} \\
 &= 7,04 \text{ Watt}
 \end{aligned}$$

Oleh karena itu, daya yang dilepaskan panel surya pada suhu lingkungan 27,5 °C adalah dengan menggunakan persamaan 2.2.

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

Jadi untuk mengetahui hasil dari Temperature Correction Factor dapat menggunakan persamaan 2.3.

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

Nilai G_{AV} , η_{PV} , η_{out} dan TCF disubsitusikan dengan rumus luas array, sehingga bisa diperoleh menggunakan persamaan 2.4.

$$\begin{aligned}
 PV \text{ area} &= \frac{E_L}{G_{AV} \times \eta_{PV} \times TCF \times \eta_{out}} \\
 PV \text{ area} &= \frac{482,1488 \text{ kWh}}{4,575 \times 0,181 \times 0,9824 \times 0,85} \\
 PV \text{ area} &= \frac{482,1488 \text{ kWh}}{0,69147575} \\
 PV \text{ area} &= 697,27 \text{ m}^2 \\
 PV \text{ area} &\approx 698 \text{ m}^2
 \end{aligned}$$

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

4.2 Menghitung Daya yang Dibangkitkan PLTS (Watt-peak)

Berdasarkan perhitungan luas array, persamaan 2.5 dapat digunakan untuk menghitung daya yang dibangkitkan yang dihasilkan oleh PLTS (watt puncak). Radiasi matahari puncak (PSI) adalah $1000 \text{ W} / \text{m}^2$, luar area *array* adalah 300 m^2 dan nilai efisiensi (η_{pv}) modul sel surya adalah 18,1%, maka:

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

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

$$P \text{ Watt Peak} = 38.010 \text{ Watt Peak}$$

Daya maksimum (Pmax) tiap modul surya yang akan digunakan dalam perencanaan sistem ini adalah 400 Wp. Berdasarkan nilai tersebut, persamaan 2.6 dapat digunakan untuk menghitung jumlah modul surya yang dibutuhkan untuk sistem ini:

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

$$\text{Jumlah Modul Surya} = \frac{38.010}{400}$$

$$\text{Jumlah Modul Surya} = 95$$

$$\text{Jumlah Modul Surya} \approx 95 \text{ modul surya}$$

4.3 Menentukan Rangkaian Panel Surya

Spesifikasi modul surya yang digunakan dalam perancangan ini dapat dilihat pada Tabel 4.1 yang membutuhkan 95 panel surya. Kemudian keseluruhan panel surya 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, array akan menghasilkan tegangan berikut:

$$V_{mp \text{ Array}} = V_{mp} \times 10$$

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

$$V_{mp} \text{ Array} = 387 \text{ Volt}$$

Dan akan menghasilkan arus sebesar :

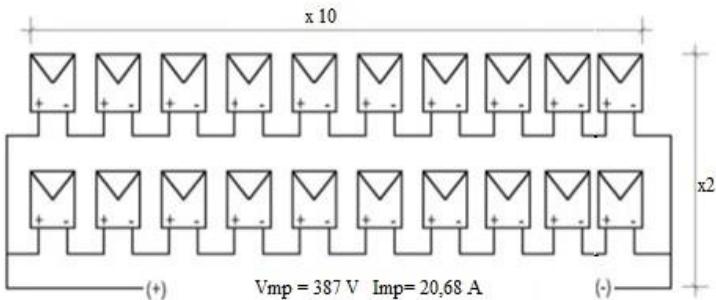
$$I_{mp} \text{ Array} = I_{mp} \times 2$$

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

$$I_{mp} \text{ Array} = 20,68 \text{ Ampere}$$

Maka P_{MPP} dapat dicari sebagai berikut :

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



Gambar 4.1 Susunan Panel Surya

Berdasarkan rangkaian pada Gambar 4.1, jumlah panel surya yang digunakan adalah 100 panel surya, dengan tiap-tiap *string* dapat menghasilkan daya 8.003,16 Wp, jika ada 5 *string* disusun maka keseluruhan daya yang dihasilkan PLTS adalah 40.015,8 Wp.

4.4 Menentukan Jumlah Baterai

Dalam penelitian ini, kapasitas baterai ditentukan berdasarkan energi listrik yang di *supply* PLTS ke beban 30% dari 482.148,8 kWh yaitu 144,64 kWh dengan menggunakan persamaan berikut. Hal-hal yang perlu diperhatikan untuk menentukan kapasitas baterai (C_b) adalah:

1. DOD (*Deep of Discharge*) adalah 80%. DOD ini ditentukan oleh produsen baterai.
2. AD (*Autonom Days*), hari otonomi yang di tetapkan adalah 1 hari.
3. Efisiensi baterai yaitu 95%, jadi jumlah kapasitas baterai yang diperlukan adalah :

$$C_b = \frac{W \times AD}{DOD \times \eta} \times 1000$$

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

$$Cb = \frac{72,32}{307,2} \times 1000$$

$$Cb = 0,2354 \times 1000$$

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

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

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

$$N_{hub \text{ seri}} = \frac{384}{12}$$

$$N_{hub \text{ seri}} = 32$$

$$N_{hub \text{ paralel}} = \frac{Cb}{\text{kapasitas baterai}}$$

$$N_{hub \text{ paralel}} = \frac{247,78 \text{ Ah}}{200 \text{ Ah}}$$

$$N_{hub \text{ paralel}} = 1,23$$

Dibulatkan menjadi 1 baterai

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

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

$$N_{total \text{ baterai}} = 32 \text{ Baterai}$$

Jadi jumlah baterai yang dibutuhkan oleh sistem adalah 64 Baterai.

4.5 Menentukan 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 sebagai berikut:

Spesifikasi	Keterangan
Nilai Daya	40 KW
Max PV input voltage (VDC)	1000V
Efisiensi	95%

Dimensi	415x516x180 mm
Berat	24kg
Frequency	50HZ/60HZ

Tabel 4.2 Spesifikasi Inverter

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

4.6 Perhitungan Luas Penampang Kabel

Saat merencanakan instalasi listrik, langkah selanjutnya setelah mengetahui berapa besar tegangan dan daya yang dibutuhkan adalah menentukan diameter kabel yang akan digunakan. Pada persamaan 4.1 digunakan untuk penentuan diameter kabel:

$$q = \frac{L \cdot N}{y \cdot ev \cdot E} \quad (4.1)$$

Dimana :

q = Penampang kabel dalam mm²

L = Jarak dalam meter

N = Daya dalam watt

y = Daya hantar jenis (Cu:56)

ev = Rugi tegangan dalam *volt*

E = Tegangan dalam *volt*

Dari rumus diatas, biasanya kita dapat melihat bahwa penampang kabel berbanding lurus dengan panjang kabel dan berbanding terbalik dengan tegangan yang berarti semakin panjang kabel yang digunakan dan tegangan konstan yang didapat maka akan semakin besar penampang kabel. Namun pada kenyataannya selalu ada rugi tegangan pada penghantar. Persamaan diatas sudah termasuk rugi tegangan (ev) yang kita inginkan, rugi tegangan ini nantinya akan berhubungan dengan hukum Ohm untuk menentukan I (arus) yang dihasilkan. Jenis konduktor pada rumus di atas dilambangkan sebagai y atau jenis konduktivitas, yang juga akan menentukan penampang kabel. Konduktivitas jenis tembaga adalah 56, konduktivitas jenis aluminium adalah 32.7, dan konduktivitas

jenis besi adalah 7. Berikut adalah beberapa luas penampang kabel yang dibutuhkan pada instalasi PLTS:

1. Luas penampang kabel dari panel surya ke inverter

$$q = \frac{L \cdot N}{y \cdot \text{ev} \cdot E}$$

$$q = \frac{50 \times 40.000}{56 \times 5 \times 387}$$

$$q = \frac{2.000.000}{2.000.000}$$

$$q = 108.360$$

$$q = 18,45 \text{mm}^2$$

jadi luas penampang kabel yang dibutuhkan adalah 25mm²

2. Luas penampang kabel dari inverter ke *Load*

$$q = \frac{L \cdot N}{y \cdot \text{ev} \cdot E}$$

$$q = \frac{75 \times 40.000}{56 \times 5 \times 380}$$

$$q = \frac{3.000.000}{3.000.000}$$

$$q = 106.400$$

$$q = 28,19 \text{mm}^2$$

jadi luas penampang kabel yang dibutuhkan adalah 35 mm²

3. Luas penampang kabel dari inverter ke baterai

$$q = \frac{L \cdot N}{y \cdot \text{ev} \cdot E}$$

$$q = \frac{25 \times 153.600}{56 \times 5 \times 384}$$

$$q = \frac{3.840.000}{3.840.000}$$

$$q = 107.520$$

$$q = 35,71 \text{mm}^2$$

jadi luas penampang kabel yang dibutuhkan adalah 50mm²

4. Luas penampang kabel dari inverter ke PLN

$$q = \frac{L \cdot N}{y \cdot \text{ev} \cdot E}$$

$$q = \frac{100 \times 60.268,6}{56 \times 5 \times 380}$$

$$q = \frac{6.026.860}{6.026.860}$$

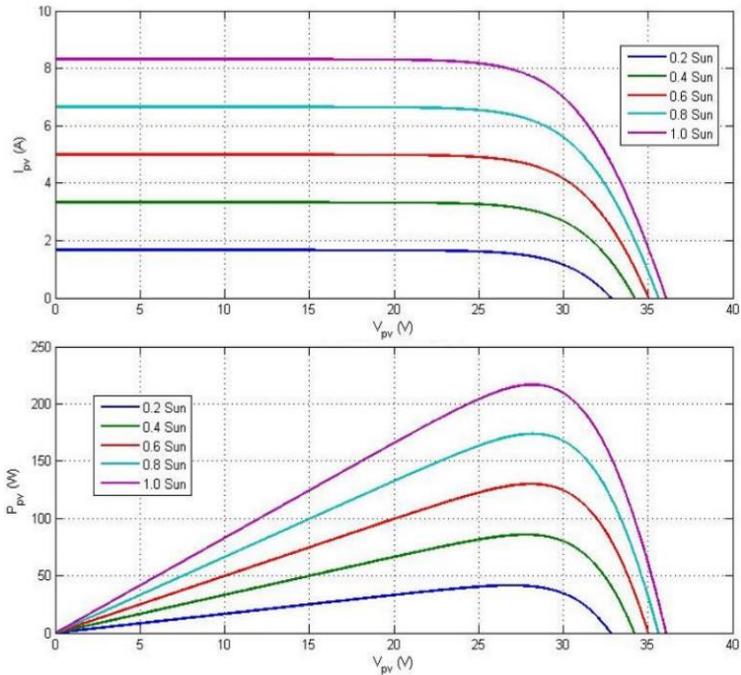
$$q = 106.400$$

$$q = 56,64 \text{mm}^2$$

jadi luas penampang kabel yang dibutuhkan adalah 70mm².

4.7 Analisis Dampak Konektifitas

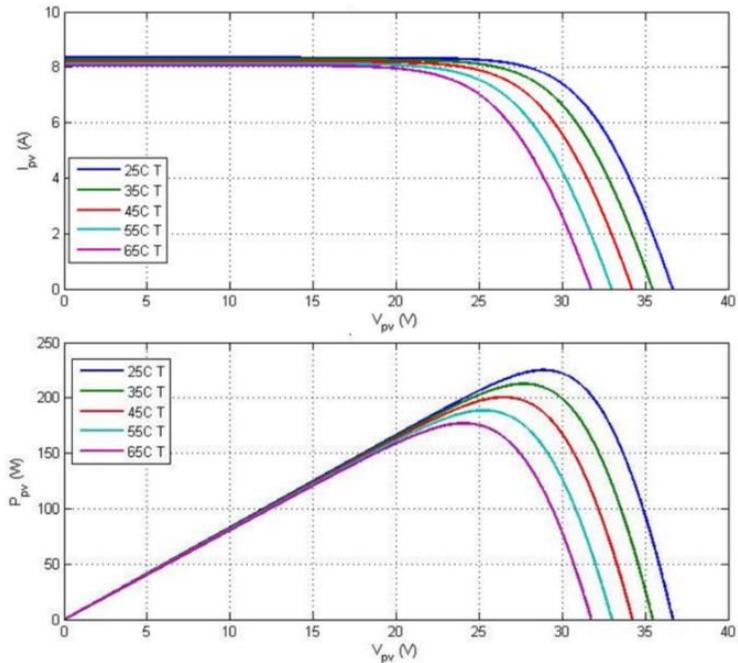
Pada gambar 4.2 menunjukkan dampak input nilai radiasi matahari yang berbeda terhadap karakteristik panel PV. Dampak perubahan nilai radiasi matahari terdapat pada nilai arus yang diperoleh. Semakin tinggi nilai radiasi matahari maka arus yang dihasilkan oleh panel PV akan semakin tinggi. Hal ini menunjukkan bahwa perubahan nilai radiasi matahari berpengaruh langsung terhadap nilai arus akhir.



Gambar 4.2 Karakteristik Panel PV Berdasarkan Perbedaan Radiasi Matahari

Pada gambar 4.3 menunjukkan karakteristik panel PV pada nilai temperatur yang berbeda. Perubahan nilai suhu akan mempengaruhi nilai tegangan, semakin tinggi suhu input maka semakin rendah nilai

tegangan. Hal ini menunjukkan bahwa kenaikan temperatur akan menyebabkan kinerja panel PV akan menurun.



Gambar 4.3 Karakteristik Panel PV Berdasarkan Perbedaan Suhu

4.8 Analisa Ekonomi

4.8.1 Menghitung Energi Yang Dihasilkan PLTS

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 :

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

$E_{out} = 39.296 \times 5,5 \text{ jam}$

$E_{out} = 216.128 \text{ Wh}$

$E_{out} = 216,128 \text{ kWh}$

4.8.2 Investasi Awal

Biaya investasi awal pembangunan PLTS di gedung Laboratorium Fakultas Teknik Universitas Muhammadiyah Surabaya sudah termasuk biaya komponen sistem PLTS dan biaya pemasangan.

No	Uraian	SAT	Harga Satuan
1.	Komponen Panel Surya :		
	-Panel Surya 400 Wp	bh	Rp.3.000.000
	-MC4 Spliter	bh	Rp.195.000
	-Konektor MC4	bh	Rp.15.000
	-Fuse DC otomatis 150A	bh	Rp.350.000
	-MCB DC 25A	bh	Rp.500.000
	-Support PV modul 400Wp	bh	Rp.2.500.000
2.	Komponen Inverter:		
	- Inverter 40KW 380V	Set	Rp.257.000.000
	-MCCB DC 160A	Bh	Rp.2.925.000
	-MCCB 160A/3P	Bh	Rp.540.000
	-Baterai 12V 200Ah	Bh	Rp.2.199.000
	-Fuse DC otomatis 400A	Bh	Rp.350.000

3.	Kabel Instalasi		
	-Kabel NYY 2 x 25 mm ²	m ²	Rp.49.500
	-Kabel NYY 4 x 35 mm ²	m ²	Rp.222.000
	-Kabel NYY 2 x 50 mm ²	m ²	Rp.145.000
	-Kabel NYY 4 x 70 mm ²	m ²	Rp.440.000

Tabel 4.3 Harga Satuan Mekanikal dan Elektrikal

No	Uraian	SAT	INDE K	Harga Satuan	Jumlah	Total
1	Pekerja					
1	Mandor	hari	1,000	Rp.163.000		
2	Kepala tukang listrik	hari	1,000	Rp.153.000		
3	Tukang	hari	1,000	Rp.126.000		
2	Pekerjaan PLTS					
	100 unit	Panel Surya				Rp.555.815.000
		Panel Surya	bh	1,00	Rp.3.000.000	Rp.3.000.000
		Support PV module	bh	1,00	Rp.2.500.000	Rp.2.500.000
		Mandor	hr	0,10	Rp.163.000	Rp.16.300
		Kepala tukang listrik	hr	0,15	Rp.153.000	Rp.22.950
		Tukang	hr	0,15	Rp.126.000	Rp.18.900
				Jumlah		Rp.5.558.150

	5 unit	Inverter					Rp.229.496.000
		Inverter 8 KW 380V	bh	1,00	Rp.41.750.000	Rp.41.750.000	
		-MCCB DC 160A	bh	1,00	Rp.2.925.000	Rp.2.925.000	
		MCCB 160A/3P	bh	2,00	Rp.540.000	Rp.1.080.000	
		Mandor	hr	0,2	Rp.163.000	Rp.32.600	
		Kepala tukang listrik	hr	0,4	Rp.153.000	Rp.61.200	
		Tukang	hr	0,4	Rp.126.000	Rp.50.400	
					Jumlah	Rp.45.899.200	
	32 bh	Baterai					Rp.71.138.304
		Baterai 12V 200A	bh	1,00	Rp.2.199.000	Rp.2.199.000	
		Mandor	hr	0,033	Rp.163.000	Rp.5.379	
		Kepala tukang listrik	hr	0,067	Rp.153.000	Rp.10.251	
		Tukang	hr	0,067	Rp.126.000	Rp.8.442	
					Jumlah	Rp.2.223.072	
3.	Pekerjaan Instalasi Kabel						
	m²	Kabel NYY 2 x 25 mm²					Rp.6.676.690
		Kabel NYY 2 x 25 mm ²	m	50,00	Rp.49.500	Rp.2.475.000	

		MC4 Spliter	bh	14,0	Rp.195.000	Rp.2.730.000		
		konektor MC4	bh	90,00	Rp.15.000	Rp.1.350.000		
		Mandor	hr	0,19	Rp.163.000	Rp.30.970		
		Kepala tukang listrik	hr	0,28	Rp.153.000	Rp.42.840		
		Tukang	hr	0,38	Rp.126.000	Rp.47.880		
					Jumlah		Rp.6.676.690	
	m²	Kabel NYY 4 x 35 mm²					Rp.16.771.690	
			Kabel NYY 4 x 35 mm ²	m	75,00	Rp.222.000	Rp.16.650.000	
			Mandor	hr	0,19	Rp.163.000	Rp.30.970	
			Kepala tukang listrik	hr	0,28	Rp.153.000	Rp.42.840	
			Tukang	hr	0,38	Rp.126.000	Rp.47.880	
						Jumlah		Rp.16.771.690
	m²	Kabel NYY 2 x 50 mm²					Rp.3.681.520	
			Kabel NYY 2 x 50 mm ²	m	25,00	Rp.145.000	Rp.3.625.000	
			Mandor	hr	0,09	Rp.163.000	Rp.14.670	
			Kepala tukang listrik	hr	0,15	Rp.153.000	Rp.22.950	
Tukang			hr	0,15	Rp.126.000	Rp.18.900		

				Jumlah	Rp.3.681.520	
m²	Kabel NYY 4 x 70 mm²					Rp.44.121.690
	Kabel NYY 4 x 70 mm ²	m	100,00	Rp.440.000	Rp.44.000.000	
	Mandor	hr	0,19	Rp.163.000	Rp.30.970	
	Kepala tukang listrik	hr	0,28	Rp.153.000	Rp.42.840	
	Tukang	hr	0,38	Rp.126.000	Rp.47.880	
				Jumlah	Rp.44.121.690	

Tabel 4.4 Analisa Harga Satuan Mekanikal Dan Elektrikal

No	Uraian Pekerjaan	Volume	Harga Satuan (Rp.)	Jumlah Harga (Rp.)
i	Pekerjaan PLTS			
1	Panel Surya	100,00 Unit	Rp.5.558.150	Rp.555.815.000
2	Inverter	5,00 Unit	Rp.45.899.200	Rp.229.496.000
3	Baterai	32,00 Unit	Rp.2.223.072	Rp.71.138.304
Sub.Total				Rp.856.449.304
ii	Pekerjaan Instalasi Kabel			
1	Dari Panel Surya ke Inverter			
	Kabel NYY 2 x 25 mm ² + Mc4	50,00	Rp.133.533	Rp.6.676.690

	Spliter + Connector MC4			
2	Dari Inverter ke Load			
	Kabel NYY 4 x 35 mm ²	75,00	Rp.223.623	Rp.16.771.690
3	Dari Inverter ke Baterai			
	Kabel NYY 2 x 50 mm ²	25,00	Rp.147.261	Rp.3.681.520
4	Dari Inverter ke PLN			
	Kabel NYY 4 x 70 mm ²	100,00	Rp.441.217	Rp.44.121.690
Sub.Total				Rp.71.251.590

Tabel 4.5 Rencana Anggaran Biaya

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

Tabel 4.6 Rekapitulasi Rencana Anggaran Biaya

4.8.3 Perhitungan Biaya Operasional Dan Pemeliharaan

Biaya operasional dan pemeliharaan PLTS gedung Laboratorium Fakultas Teknik Universitas Muhammadiyah Surabaya sebesar 1% dari total biaya investasi awal. Ini mengacu pada pengoperasian dan pemeliharaan jaringan PLTS yang biasanya mencapai 1-2% dari total biaya investasi.

$$\begin{aligned} OP_{Tahunan} &= 1\% \times \text{Investasi Awal} \\ &= 0,01 \times \text{Rp.927.700.894} \\ &= \text{Rp.9.277.008,94} \end{aligned}$$

4.8.4 Perhitungan 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}). Misalkan 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 2020, dengan rata-rata 9%.

$$\begin{aligned} OP_{NS} &= OP_{Tahunan} \left[\frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \right] \\ OP_{NS} &= \text{Rp. 9.277.008,94} \left[\frac{(1+0,09)^{20} - 1}{0,09(1+0,09)^{20}} \right] \\ OP_{NS} &= \text{Rp. 9.277.008,94} \times 9,1269 \\ OP_{NS} &= \text{Rp. 84.670.332,9} \end{aligned}$$

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 :

$$\begin{aligned} LCC &= IA + OP_{NS} \\ LCC &= \text{Rp.927.700.894} + \text{Rp. 84.670.332,9} \\ LCC &= \text{Rp.1.012.371.227} \end{aligned}$$

4.8.5 Menghitung Biaya Energi PLTS (*Cost Of Energy*)

Hitung 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.

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

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

$$CRF = \left[\frac{0,504}{4,6} \right]$$

$$CRF = 0,1095$$

Output tahunan kWh adalah sebagai berikut.

$A kWh = kWh \text{ produksi perhari} \times \text{Jumlah hari selama setahun}$

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

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

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

$$COE = \frac{LCC \times CRF}{A kWh}$$

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

$$COE = 1.405,23/kWh$$

4.8.6 Analisis Kelayakan Investasi

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.

4.8.7 Menghitung Periode Pengembalian (PP)

Total biaya investasi yang dibutuhkan untuk perencanaan PLTS adalah Rp.927.700.894, dan total pendapatan tahunan Rp.110.853.986 dan total pengeluaran tahunan Rp.9.277.008,94, untuk menghitung lama pengembalian investasi menggunakan metode *Payback Period* (PP) dapat menggunakan persamaan berikut :

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

$$PP = \frac{\text{Investasi}}{\text{Pendapatan tahunan}}$$

$$PP = \frac{\text{Rp.927.700.894}}{\text{Rp.101.576.977}}$$

$$PP = 9,13 \text{ tahun}$$

Dari hasil perhitungan *payback period* dapat disimpulkan bahwa secara umum PLTS layak digunakan sebagai sumber energi alternatif pada gedung Laboratorium Fakultas Teknik Universitas Muhammadiyah Surabaya, sudah layak untuk 20 tahun ke depan yang akan dilaksanakan. Hal ini karena waktu yang ditunjukkan untuk *payback period* akhir lebih cepat dari umur proyek yang ditentukan (20 tahun)