

ANALISA MITIGASI EMISI KARBON SERTA KEEKONOMIAN PEMBANGKIT LISTRIK TENAGA SURYA (PLTS) ATAP ON GRID 463,25 kWp DI PERUSAHAAN FARMASI PADA KAWASAN PT JAKARTA INDUSTRIAL ESTATE PULOGADUNG, JAKARTA TIMUR

I Nyoman Candra Erawan¹, I Nyoman Setiawan², I Wayan Sukerayasa²

¹Mahasiswa Program Studi Teknik Elektro, Fakultas Teknik, Universitas Udayana

²Dosen Program Studi Teknik Elektro, Fakultas Teknik, Universitas Udayana

Jl. Raya Kampus Unud Jimbaran, Kec. Kuta Selatan, Kabupaten Badung, Bali 80361

Email: cerawan02@gmail.com

ABSTRAK

Menurut Ditjen EBTKE, Indonesia memiliki banyak potensi yang belum dimanfaatkan untuk pengembangan PLTS karena garis khatulistiwa melewati negara tersebut. Selain itu, penggunaan PLTS dapat memitigasi dampak negatif emisi karbon akibat ketergantungan pembangkit konvensional terhadap batu bara. Penelitian ini bertujuan untuk menghitung penghematan emisi karbon dari pembangunan PLTS dan melakukan analisis ekonomi pembangunan PLTS dengan mempertimbangkan Life Cycle Cost (LCC), Levelized Cost of Energy (LCoE), Net Present Value (NPV), dan Payback Period (PBP). Profitability Index (PI) dan Internal Rate of Return (IRR) untuk perusahaan farmasi yang berlokasi di PT Jakarta Industrial Estate Pulo Gadung Jakarta Timur. Hasil analisa yang telah dilakukan, diperoleh total pengurangan emisi karbon akibat penggunaan PLTS apabila dibandingkan dengan emisi karbon listrik JAMALI sebesar 479,4 ton CO₂eq dalam setahun. Penggunaan PLTS mempengaruhi penghematan pembayaran tagihan listrik sebesar Rp.591.145.354,06 setiap tahunnya dan dari analisa keekonomian menggunakan metode LCC, LCoE, NPV, PBP, IRR, dan PI diperoleh hasil bahwa kelayakan investasi pembangunan PLTS diperusahaan ini dinilai layak.

Kata kunci: PLTS Atap, Emisi Karbon, Ekonomi.

ABSTRACT

According to the Directorate General of EBTKE, Indonesia has a great deal of untapped potential for PLTS development because the equator passes through the country. Furthermore, the use of PLTS can mitigate the negative effects of carbon emissions caused by conventional power plants' reliance on coal. This research aims to quantify the savings in carbon emissions from PLTS deployment and to conduct an economic analysis of PLTS deployment by considering its Life Cycle Cost (LCC), Levelized Cost of Energy (LCoE), Net Present Value (NPV), and Payback Period (PBP). Profitability Index (PI) and Internal Rate of Return (IRR) for a pharmaceutical firm located in East Jakarta's PT Jakarta Industrial Estate Pulo Gadung. The results of the analysis that has been carried out obtain a total reduction in carbon emissions due to the use of PLTS when compared to JAMALI's electricity carbon emissions of 479.4 tons CO₂eq in a year. The use of PLTS affects savings in paying electricity bills of IDR 591,145,354.06 each year and from the economic analysis using the methods (LCC, (LCoE), (NPV), (PBP), (IRR), and (PI) it is obtained that the feasibility The investment in PLTS development in this company is considered feasible.

Key words: Solar Power Plant PLTS, Carbon Emissions, Economy.

1. PENDAHULUAN

Kehidupan manusia dalam melakukan berbagai aktivitas sebagian besar ditunjang oleh energi listrik. Ketergantungan manusia pada energi listrik sangat jelas terlihat, baik itu

di bidang industri, teknologi, ekonomi, sosial dan lainnya. Karena sebagian besar energi saat ini berasal dari pembakaran bahan bakar fosil, yang merupakan sumber daya terbatas, ada kebutuhan mendesak untuk beralih ke

sumber energi terbarukan. Ditjen EBTKE memperkirakan potensi energi baru terbarukan Indonesia secara keseluruhan mencapai 442 GW pada tahun 2018, dengan energi surya memiliki total potensi tertinggi. Bertalian dengan hal tersebut pemanfaatan potensi PLTS di Indonesia sangat besar yaitu 207,8 GW sehingga mendorong pemerintah untuk melakukan pemanfaatan PLTS secara maksimal di setiap wilayah guna menunjang ketersediaan listrik.

PLTS Atap menjadi salah satu metode pemanfaatan energi terbarukan yang didukung Peraturan Pemerintah Republik Indonesia No.70 Tahun 2014, tentang kebijakan energi nasional (KEN). Seperti halnya penelitian yang dilakukan oleh Junior (2022) dimana pembangunan PLTS di DKI Jakarta sudah memenuhi target RUEN sebesar 73% untuk mencapai target 13,8 MW pada tahun 2025 [13]. Pemanfaatan PLTS juga berdampak pada berkurangnya emisi karbon yang disebabkan oleh penggunaan batu bara sebagai pembangkit listrik konvensional. Hal ini yang mendorong penggunaan PLTS atap untuk kebutuhan listrik pada pelanggan PLN di berbagai sektor. Namun tentunya perlu dilakukan analisis mitigasi emisi karbon beserta keekonomian pada PLTS. Penelitian yang dilakukan oleh Sugirianta (2016) menunjukkan keekonomian PLTS dapat dihitung dengan menggunakan metode Life Cycle Cost untuk mendapatkan nilai tarif listrik PLTS [14].

Dalam penelitian ini dianalisis mitigasi karbon beserta dianalisis keekonomian pemanfaatan PLTS Atap di Perusahaan Farmasi pada Kawasan PT Jakarta Industrial Estate Pulo Gadung, Jakarta Timur. Analisis emisi karbon dilakukan dengan faktor emisi pada jaringan listrik JAMALI. Analisis ekonomi dilakukan dengan mempergunakan metode perhitungan *Life cycle cost (LCC)*, *Levelized Cost of Energy (LCoE)*, *Net Present Value (NPV)*, *Payback Periode (PBP)*, *Internal Rate of Return (IRR)*, dan *Profitability Index (PI)*.

2. TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Pembangkit Listrik Tenaga Surya

Pembangkit listrik tenaga surya (PLTS) merupakan pembangkit listrik yang menggunakan energi dari cahaya matahari untuk menghasilkan energi listrik [1]. PLTS dapat dirancang untuk memenuhi kebutuhan listrik dari skala residensial hingga skala komersial, baik terhubung dengan penyedia listrik, mandiri, maupun hybrid. PLTS dapat dikonfigurasi ke dalam 3 sistem yaitu: Sistem offgrid yaitu sistem PLTS yang tidak terhubung dengan jaringan PLN, tetapi menggunakan baterai untuk menyimpan energinya. Sistem on grid yaitu sistem PLTS yang terhubung langsung dengan jaringan PLN, sehingga tidak memerlukan baterai sebagai tempat penyimpanan energinya. Sistem Hybrid merupakan sistem PLTS yang merupakan gabungan dari sistem off grid dan on grid.

2.2 Gambaran Umum Lokasi Penelitian

Lokasi penelitian berada di Perusahaan Farmasi pada kawasan PT Jakarta Industrial Estate Pulogadung, Jakarta Timur. Perusahaan Farmasi terdiri dari 4 zona gedung yang mana pada setiap gedung difungsikan untuk produksi produk-produk farmasi serta perkantoran dengan total luasan atap keseluruhan yaitu 12.000 m². Sistem kelistrikan Pabrik Farmasi merupakan bangunan industrial yang listriknya disuplai dari jaringan PLN dengan kapasitas 2.258 kVA pada golongan tarif I3 dengan biaya tarif pemakaian yaitu [2]:

- Waktu Beban Puncak (WBP) = $K \times$ Rp.1.035,78, yaitu pada pukul 17.00-22.00
- Luar Waktu Beban Puncak (LWBP) = Rp.1.035,78
- kVA_h = Rp. 1.114,74 yaitu faktor perbandingan antara harga WBP dan LWBP sesuai dengan karakteristik beban sistem kelistrikan setempat.

2.3 Emisi Karbon

Ketika bahan yang mengandung karbon dibakar, mereka meninggalkan karbon dioksida (CO₂) dan gas lainnya yang berkontribusi secara signifikan terhadap pemanasan global. Pengurangan emisi karbon sendiri merupakan penggantian penggunaan pembangkit listrik yang menghasilkan karbon seperti PLTD dan PLTU

menjadi pembangkit listrik yang tidak menghasilkan emisi. Penggunaan PLTS sebagai pengganti pembangkit tenaga fosil dapat mengurangi efek dari gas rumah kaca karena penggunaan PLTS tidak menghasilkan emisi CO₂. Perhitungan pengurangan emisi penggantian pembangkit bahan bakar fosil adalah menghitung emisi CO₂. Dalam menghitung penghematan emisi karbon dapat menggunakan persamaan:

$$CO_2 \text{ Emission Potential} = \frac{\text{Energy Output (kWh)}}{\text{emission factor} \left(\frac{\text{kg}}{\text{kWh}} \right)} \quad (1)$$

Nilai rata-rata Faktor emisi karbon yang digunakan untuk menghasilkan satu kWh listrik menggunakan batubara adalah sebesar 0.98 kg CO₂/ kWh. [3]

Tabel 1. Faktor Emisi dari Bahan Bakar (Sumber: *Asian Development Bank*, 2017)

Fuel Type	Effective CO2 emission factor
Anthracite	0,983
Coking Coal	0,94,6
Sub Bituminous Coal	0,96,1
Lignite	0,101
Brown Coal Briquettes	0,97,5
Coke	0,107
Other Bituminous Coal	0,94,6

Tabel 1 menunjukkan besaran faktor emisi karbon dari setiap jenis batubara yang digunakan sebagai pembangkit listrik konvensional

Tabel 2. Faktor Emisi Jaringan Listrik (Sumber: Gatrik ESDM, 2019)

No	Nama Grid	Provinsi	Total Pembangkit	Effective CO2 emission
1	Bulengkobit	Sulawesi Tengah	4	0,91
2	Ende	NTT	105	1,08
3	Concong Luar	Riau	6	0,67
4	Dabo Singkep	Kepulauan Riau	8	0,48
5	Daruba	Maluku	12	0,6
6	Jamali	Bali	302	0,84
		Banten		
		DKI Jakarta		
		Jawa Barat		
		Jawa Tengah		
		DIY		
7	Jayapura	Papua	25	0,5
8	Karimun Jawa	Jawa Tengah	4	0,62

Tabel 2 menunjukkan besaran emisi karbon dari setiap grid pembangkit listrik di Indonesia.

2.4 Aspek Ekonomi

Biaya adalah jumlah uang yang harus dikeluarkan untuk memproduksi sesuatu (cost

of production) atau harga yang harus dibayar untuk mendapatkan sesuatu (supply price). Dalam analisis ekonomi teknis, elemen biaya proyek atau proses produksi biasanya dibagi menjadi beberapa kategori berikut:

- a. Biaya Investasi Komponen biaya ini dapat terdiri atas biaya pengadaan lahan, pembangunan fasilitas fisik (gedung, instalasi listrik, akses jalan, dan lain lain), biaya pengadaan mesin mesin dan peralatan pendukung, biaya instalasi mesin dan biaya pengadaan peralatan kantor.
- b. Biaya Operasional dan Perawatan Komponen biaya ini dapat terdiri atas biaya pengadaan bahan baku, biaya listrik dan bahan bakar, biaya tenaga kerja dan gaji staf, biaya bahan kemasan dan bahan pendukung lainnya, biaya distribusi, serta biaya umum dan operasional kantor. Dimana biaya operasional dan perawatan sebesar 1%-2% dari biaya investasi. [12]

2.5 Faktor Diskonto

Faktor diskonto adalah faktor yang digunakan untuk menilai penerimaan-penerimaan di masa mendatang sehingga dapat dibandingkan dengan pengeluaran pada masa sekarang. Tingkat diskonto yang digunakan untuk menilai penerimaan penerimaan tersebut dapat berupa tingkat suku bunga pasar (tingkat suku bunga bank). Adapun faktor diskonto dicari dengan persamaan sebagai berikut [4]:

$$DF = \frac{1}{(1+i)^n} \quad (2)$$

Keterangan:

DF = Faktor Diskonto

i = Tingkat Diskonto

n = Periode (dalam tahun)

2.6 Analisis Ekonomi

2.6.1 Metode Life Cycle Cost (LCC)

Total biaya proyek dapat dievaluasi dan diestimasi dengan menggunakan teknik ekonomi yang dikenal sebagai life cycle costing (LCC). LCC memperhitungkan tidak hanya investasi awal tetapi juga biaya berkelanjutan untuk menjalankan sistem dan

memperbaiki suku cadang yang aus. [5]
Perhitungan LCC dapat menggunakan persamaan atau rumus sebagai berikut:

$$LCC = IC + SV + NFOMC + NRC$$

Keterangan:

LCC = nilai biaya keseluruhan sistem (3)

IC = nilai biaya investasi awal sistem

SV= biaya pemasangan sistem dan pergantian komponen

NFOMC= biaya operasi dan maintenance sistem

NRC = biaya lain diluar bahan bakar dan pemeliharaan

2.6.2 Levelized Cost of Energy (LCOE)

Biaya produksi satu kilowatt-jam listrik diukur dari biaya yang diratakan, atau Rp/kWh. Biaya yang terkait dengan penggantian sistem, operasi, investasi, dan pemeliharaan harus dihitung. Biaya energi yang diratakan (LCOE) dihitung dengan membagi seluruh biaya sistem dengan keluaran energi seumur hidup yang diharapkan dari sistem. Berikut adalah persamaan untuk menghitung LCoE: [6].

$$LCOE = \sum_{t=n}^n \frac{\frac{LCC}{(1+r)^t}}{\frac{Et}{(1+r)^t}} \quad (4)$$

Keterangan:

LCoE = Harga energi listrik (Rp/kWh)

LCC = *Life Cycle Cost* keseluruhan sistem

Et = total pembangkitan energi listrik yang dihasilkan (kWh)

r = tingkat suku bunga yang berlaku (%)

t = umur pakai sistem (tahun)

2.6.3 Pay Back Periode (PBP)

Pay Back Period mengukur berapa lama waktu yang dibutuhkan proyek untuk menutup investasi awalnya. Untuk menghitung Payback Period, bagi pengeluaran investasi awal seluruh sistem dengan pendapatan tahunan yang dihasilkannya. Waktu Pemulihan ditentukan dengan rumus berikut:[7]

$$Payback\ Period = \frac{Biaya\ investasi\ keseluruhan}{Pendapatan\ Tahunan} \quad (5)$$

Jika Payback Period lebih kecil dari durasi proyek atau umur sistem yang diharapkan, maka investasi itu hemat biaya.

2.6.4 Net Present Value (NPV)

Penghasilan di masa depan yang bunganya telah dibayar di muka atau dengan potongan harga dapat digambarkan dengan Nilai Sekarang Bersihnya. Tujuan metode ini adalah untuk menganalisis keuntungan proyek yang dilaksanakan untuk mereplikasi konstruksinya di masa depan. Biaya investasi, biaya pemeliharaan, biaya perbaikan, dan

pendapatan bersih dari pendapatan kotor setelah didiskontokan pada tingkat bunga pasar adalah semua informasi yang diperlukan untuk menghitung NPV. Rumus berikut dapat digunakan untuk menghitung NPV:[8]

$$NPV = \sum_{t=1}^T \frac{Nilai\ Kas}{(1+i)^t} - Investasi \quad (6)$$

Keterangan:

i = *Faktor Diskonto*

t = *waktu (Tahun)*

2.6.5 Internal Rate of Return (IRR)

Tingkat Pengembalian Internal (IRR) adalah tingkat pengembalian investasi yang diperoleh dengan menetapkan jumlah investasi awal sama dengan nilai sekarang dari arus kas yang diproyeksikan akan diterima dari investasi. Tingkat Pengembalian Internal (IRR) dihitung dengan mengurangi tingkat bunga yang menghasilkan Net Present Value (NPV) positif dari tingkat bunga yang menghasilkan NPV negatif, dan kemudian membandingkan hasilnya dengan Tingkat Pengembalian Menarik Minimum (MARR). Jika nilai internal rate of return (IRR) lebih tinggi dari nilai minimum acceptance rate of return (MARR), maka proyek disetujui; jika nilai IRR lebih rendah dari MARR, maka proyek tersebut ditolak. Menghitung IRR sesederhana:[9]

$$IRR = i^1 + \left\{ \frac{NPV^1}{NPV^1 - NPV^2} (i^1 - i^2) \right\} \quad (7)$$

Keterangan:

i = tingkat suku bunga bank acuan (%)

i¹ = tingkat suku bunga yang bisa menghasilkan nilai positif NPV (%)

i² = tingkat suku bunga yang bisa menghasilkan nilai negatif NPV (%)

NPV¹ = nilai positif net present value

NPV² = nilai negatif net present value

2.6.7 Profitability Index (PI)

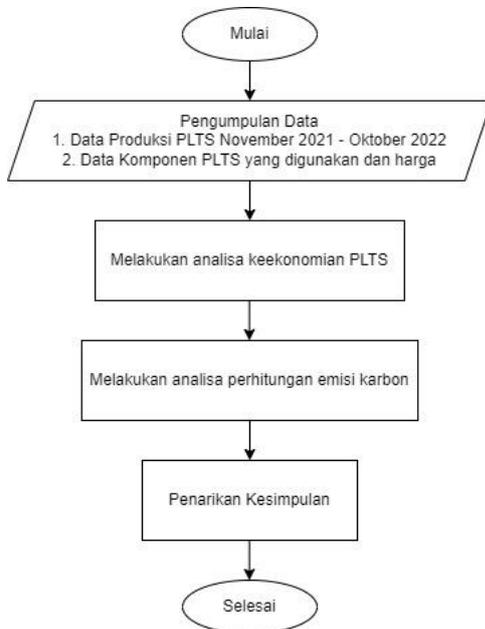
Indeks Profitabilitas adalah rasio arus kas masuk terhadap arus kas keluar saat ini. Nilai PI digunakan sebagai kriteria untuk menerima atau menolak suatu proyek; jika nilai parameter PI adalah 1 atau lebih, proyek disetujui, jika tidak maka ditolak. Persamaan berikut menjelaskan parameter PI:[10]

$$PI = \frac{Present\ Value\ Penerimaan}{Present\ Value\ Pengeluaran} \quad (8)$$

3. METODOLOGI PENELITIAN

Penelitian ini dilakukan di sebuah perusahaan farmasi di lingkungan PT Jakarta

Industrial Estate Pulo Gadung, tepatnya di alamat berikut: Jalan Pulomas Selatan Kav. No.3, RT.3/RW/13, Kayu Putih, Kecamatan Pulo Gadung, Kota Jakarta Timur, Daerah Khusus Ibukota Jakarta. Jangka waktu penelitian adalah dari November 2021 hingga Oktober 2022. Gambar 1 menampilkan hasil analisis:



Gambar 1. Diagram Alur Penelitian

Berikut penjelasan pada Gambar 1:

Langkah 1. Pengumpulan Data

Penelitian ini diawali dengan mengumpulkan data yakni data teknis PLTS on-Grid 463,25 kWp, data produksi listrik PLTS on-Grid 463,25 kWp November 2021-Oktober 2022, data komponen-komponen PLTS yang digunakan pada Perusahaan Farmasi Jakarta Timur.

Langkah 2. Analisis perhitungan Emisi Karbon

Analisis perhitungan CO₂ Avoided berdasarkan produksi listrik riil PLTS on-Grid 463,25 kWp pada November 2021 – Oktober 2022.

Langkah 3. Analisis Perhitungan Keekonomian

Analisis perhitungan ekonomi dilakukan dengan menggunakan data PLTS yang sudah didapat seperti data komponen yang digunakan, harga komponen, dan data produksi dari PLTS yang sudah eksisting.

Langkah 4. Penarikan Kesimpulan

Berdasarkan hasil analisis maka dapat dilakukan penarikan kesimpulan penelitian yang telah dilakukan.

4. HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 CO₂ Avoided

Berdasarkan hasil produksi listrik bulan November 2021 – Oktober 2022 yaitu sebesar 570.724,82 kWh. Dari hasil produksi listrik ini kemudian dapat dihitung sumbangsih potensi pengurangan CO₂ menggunakan persamaan 1.

$$CO_2 \text{Emission Potential} = \frac{\text{Energy Output (kWh)}}{\text{emission factor} \left(\frac{\text{kg}}{\text{kWh}} \right)}$$

Faktor emisi yang digunakan berdasarkan jenis bahan bakar, dipilih bahan bakar batubara jenis sub-bituminous dan batubara jenis lignite karena kedua jenis batubara ini merupakan jenis batubara yang umum digunakan sebagai bahan bakar PLTU. factor emisi batubara jenis sub-bituminous adalah sebesar 0,96 kgCO₂/kWh dan untuk batubara jenis lignite adalah sebesar 1,01 kgCO₂/kWh. [11]

CO₂Emission Potential sub – bituminous coal

$$= 570.724,82 \text{ (kWh)} \times 0,96 \left(\frac{\text{kg}}{\text{kWh}} \right)$$

$$= 547,9 \text{ tonCO}_2 \text{eq avoided}$$

CO₂Emission Potential lignite coal

$$= 570.724,82 \text{ (kWh)} \times 1,01 \left(\frac{\text{kg}}{\text{kWh}} \right)$$

$$= 576,4 \text{ tonCO}_2 \text{eq avoided}$$

Nilai dari faktor emisi jaringan listrik Jawa, Madura, dan Bali yang diambil dari faktor emisi GRK sistem ketenagalistrikan Indonesia tahun 2019 yang diterbitkan oleh Direktur Jendral Ketenagalistrikan KESDM adalah sebesar 0,84 kgCO₂/kWh. [3] Jadi perhitungan potensi pengurangan CO₂ terhadap jenis jaringan listrik adalah sebagai berikut:

CO₂Emission Potential Jamali

$$= 570.724,82 \text{ (kWh)} \times 0,84 \left(\frac{\text{kg}}{\text{kWh}} \right)$$

$$= 479,4 \text{ tonCO}_2 \text{eq avoided}$$

4.2 Aspek Ekonomi

4.2.1 Faktor Diskonto

Penelitian ini menggunakan nilai diskonto yaitu 5,46 %. Penentuan data diskonto ini berdasarkan rata rata data uang beredar Bank Indonesia 10 tahun terakhir.

$$DF = \frac{1}{(1+i)^n}$$

Maka untuk itu nilai faktor diskonto (DF) pada tahun pertama dapat dihitung sebagai berikut:

$$DF_{\text{tahun ke 1}} = \frac{1}{(1+5,46\%)^1}$$

$$DF_{\text{tahun ke 1}} = 0,95$$

4.2.2 Penghematan

Berdasarkan dari proyek pembangunan PLTS On-Grid 463,25 kWp penghematan yang didapatkan dalam kurun waktu 1 tahun yaitu bulan November 2021 – Oktober 2022 pada penelitian ini dapat dilihat pada tabel 3:

Tabel 3. Perhitungan Penghematan PLTS

Bulan	Konsumsi Listrik (kWh)	Harga Listrik Tarif 13 (Rp)	Biaya Listrik (Rp)	Output PLTS (kWh)	Biaya Listrik dengan PLTS (Rp)	Penghematan (Rp)
November	723.949,36	1.035,78	749.852.268,10	48.591,80	699.521.853,50	50.330.414,60
Desember	668.084,94	1.035,78	691.989.019,15	47.888,90	642.386.654,31	49.602.364,84
Januari	600.287,10	1.035,78	621.765.372,44	49.118,69	570.889.215,71	50.876.156,73
Februari	589.525,44	1.035,78	610.618.660,24	42.754,13	566.334.787,47	44.283.872,77
Maret	705.765,02	1.035,78	731.017.292,42	52.163,24	676.987.651,69	54.029.640,73
April	483.186,53	1.035,78	500.474.944,04	47.553,57	451.219.907,31	49.255.036,73
Mei	611.038,09	1.035,78	632.901.032,86	44.706,24	586.595.203,59	46.305.829,27
Juni	720.316,06	1.035,78	746.088.968,63	38.788,90	705.912.201,78	40.176.766,84
Juli	702.597,74	1.035,78	727.736.687,14	49.366,80	676.603.543,03	51.133.144,10
Agustus	632.469,75	1.035,78	655.099.517,66	53.418,42	599.769.786,59	55.329.731,07
September	666.229,34	1.035,78	690.067.025,79	47.719,03	640.640.608,89	49.426.416,89
Oktober	690.792,40	1.035,78	715.508.952,07	48.655,10	665.112.972,59	50.395.979,48
Total	7.794.241,77		8.073.119.740,53	570.724,82	7.481.974.386,47	591.145.354,06

Biaya listrik merupakan jumlah yang dibayarkan sebelum terdapat PLTS. Biaya listrik dengan PLTS merupakan pengurangan konsumsi dengan output PLTS dikali dengan harga listrik 13. Jadi didapatkan data berdasarkan tabel dapat dilihat bahwa total penghematan tagihan listrik dalam waktu satu tahun jika PLTS atap sudah terpasang adalah sebesar Rp. 591.145.354,06.

4.3 Teknik Analisis Ekonomi Kelayakan Investasi

1. Metode Life Cycle Cost (LCC)

Untuk mendapatkan gambaran yang akurat tentang berapa biaya yang dibutuhkan untuk membangun pembangkit listrik tenaga surya, digunakan pendekatan life cycle cost (LCC) pada proyek tersebut. Biaya investasi awal untuk perusahaan farmasi di kawasan PT Jakarta Industrial Estate Pulogadung adalah Rp 3.214.081.569.

2. Levelized Cost of Energy (LCOE)

Metode LCOE dicari dengan membagi total biaya selama masa hidup PLTS dengan energi yang dihasilkan plts selama masa hidupnya.

Tabel 4. Produksi PLTS

Produksi Listrik Bulanan	
Bulan	Energi (kWh)
November 2021	48.591,80
Desember 2021	47.888,90
Januari 2022	49.118,69
Februari 2022	42.754,13
Maret 2022	52.163,24
April 2022	47.553,57
Mei 2022	44.706,24
Juni 2022	38.788,90
Juli 2022	49.366,80
Agustus 2022	53.418,42
September 2022	47.719,03
Oktober 2022	48.655,10
Total	570.724,82

Tabel 4 menjelaskan jumlah produksi PLTS setiap bulannya selama setahun.

$$LCoE = \sum_{t=n}^n \frac{\frac{LCC}{(1+r)^t}}{\frac{Et}{(1+r)^t}}$$

$$LCoE = \sum_{t=n}^n \frac{4.979.660.054}{\frac{13.155.207}{(1+0,05)^{25}}}$$

$$LCoE = \frac{4.979.660.054}{13.155.207}$$

$$LCoE = Rp. 378,53$$

Dari perhitungan LCoE diatas didapat hasil perhitungan untuk tarif penjualan listrik pembangkit listrik tenaga surya di Perusahaan Farmasi pada kawasan PT Jakarta Industrial Estate Pulogadung adalah sebesar Rp. 378,53/kWh.

3. Pay Back Periode (PBP)

Untuk menentukan berapa lama waktu yang diperlukan hingga arus kas proyek cukup untuk membayar kembali investasi awal, metrik Pay Back Period (PBP) digunakan. Pengembalian inisiatif PLTS untuk bisnis farmasi terjadi antara tahun 9 dan 10, seperti yang ditunjukkan pada tabel 5.

Tabel 5. Analisa Payback Period

Tahun	Biaya Investasi (Rp)	Kas Bersih (Rp)	Kumulatif Kas (Rp)	Payback Period
0	4.979.660.054			
1		555.457.666	555.457.666	4.424.202.388
2		551.910.794	1.107.368.460	3.872.291.594
3		548.363.922	1.655.732.381	3.323.927.673
4		544.817.050	2.200.549.431	2.779.110.623
5		541.270.177	2.741.819.608	2.237.840.446
6		537.723.305	3.279.542.914	1.700.117.140
7		534.176.433	3.813.719.347	1.165.940.707
8		530.629.561	4.344.348.908	635.311.146
9		527.082.689	4.871.431.597	108.228.457
10		523.535.817	5.394.967.414	415.307.360
11		81.446.853	5.476.414.266	496.754.212
12		516.442.073	5.992.856.339	1.013.196.285
13		512.895.200	6.505.751.539	1.526.091.485
14		509.348.328	7.015.099.868	2.035.439.814
15		505.801.456	7.520.901.324	2.541.241.270
16		502.254.584	8.023.155.908	3.043.495.854
17		498.707.712	8.521.863.620	3.542.203.566
18		495.160.840	9.017.024.460	4.037.364.406
19		491.613.968	9.508.638.428	4.528.978.374
20		488.067.096	9.996.705.523	5.017.045.469
21		45.978.131	10.042.683.655	5.063.023.601
22		480.973.351	10.523.657.006	5.543.996.952
23		477.426.479	11.001.083.485	6.021.423.431
24		473.879.607	11.474.963.092	6.495.303.038
25		470.332.735	11.945.295.827	6.965.635.773

$$PBP = \text{Tahun sebelum PBP} + \frac{\text{Kas sebelum PBP}}{\text{Kas masuk setelah PBP}}$$

$$PBP = 9 + \frac{108.228.457}{5.394.967.414}$$

$$PBP = 9,02 \text{ Tahun}$$



Gambar 2. Diagram Payback Period

Gambar 2 menunjukkan diagram *payback period* terjadi diantara tahun 9 dan 10. Perhitungan nilai *payback period* menunjukkan pengembalian modal investasi awal terjadi pada tahun ke 9. Parameter ini menunjukkan investasi pembangunan PLTS On-Grid 463,25 kWp di Perusahaan Farmasi, Jakarta Timur dapat dikatakan layak karena nilai dari *Payback Period* didapatkan 9,02 tahun lebih rendah dari lifetime PLTS yaitu 25 tahun.

4. Net Present Value (NPV)

Metrik nilai sekarang bersih (NPV) digunakan untuk memeriksa berapa banyak lebih banyak atau lebih sedikit uang yang akan dihasilkan suatu proyek daripada biaya penyelesaiannya. Setelah menerapkan tingkat diskonto pasar terhadap pendapatan kotor atau manfaat kotor, pendapatan bersih atau manfaat bersih dihitung.

$$NPV = \sum_{t=1}^T \frac{\text{Nilai Kas}}{(1+i)^t} - \text{Investasi}$$

$$NPV = \left(\frac{555.457.666}{(1+5,46\%)^1} + \frac{551.910.794}{(1+5,46\%)^2} + \dots + \frac{470.332.735}{(1+5,46\%)^{25}} \right) - 4.979.660.054$$

$$NPV = Rp. 1.667.547.808$$

Keterangan:

i = Faktor Diskonto

t = waktu (Tahun)

Tabel 6. Analisa Net Present Value

Tahun	Biaya Investasi (Rp)	Kas Masuk (Rp)	Kas Keluar (Rp)	Kas Bersih (Rp)	Faktor Diskonto	Nilai Kas (Rp)
0	4.979.660.054					
1		587.598.482	32.140.816	555.457.666	0,95	526.699.854
2		584.051.610	32.140.816	551.910.794	0,90	496.241.812
3		580.504.738	32.140.816	548.363.922	0,85	467.525.790
4		576.957.866	32.140.816	544.817.050	0,81	440.853.050
5		573.410.993	32.140.816	541.270.177	0,77	414.930.409
6		569.864.121	32.140.816	537.723.305	0,73	390.869.927
7		566.317.249	32.140.816	534.176.433	0,69	368.188.615
8		562.770.377	32.140.816	530.629.561	0,65	346.808.158
9		559.223.505	32.140.816	527.082.689	0,62	326.654.654
10		555.676.633	32.140.816	523.535.817	0,59	307.658.366
11	438.542.092	552.129.761	470.682.908	81.446.853	0,56	45.384.637
12		548.582.889	32.140.816	516.442.073	0,53	272.877.930
13		545.036.016	32.140.816	512.895.200	0,50	256.973.100
14		541.489.144	32.140.816	509.348.328	0,48	241.983.719
15		537.942.272	32.140.816	505.801.456	0,45	227.857.627
16		534.395.400	32.140.816	502.254.584	0,43	214.545.612
17		530.848.528	32.140.816	498.707.712	0,41	202.001.245
18		527.301.656	32.140.816	495.160.840	0,38	190.180.719
19		523.754.784	32.140.816	491.613.968	0,36	179.042.709
20		520.207.912	32.140.816	488.067.096	0,35	168.548.227
21	438.542.092	516.661.039	470.682.908	45.978.131	0,33	15.055.952
22		513.114.167	32.140.816	480.973.351	0,31	149.344.812
23		509.567.295	32.140.816	477.426.479	0,29	140.568.452
24		506.020.423	32.140.816	473.879.607	0,28	132.300.538
25		502.473.551	32.140.816	470.332.735	0,26	124.511.949
				11.389.838.161		6.647.207.863

Tabel 6 menunjukkan analisa NPV arus kas pada PLTS selama 25 tahun. Perhitungan yang telah dilakukan dengan metode NPV menunjukkan investasi pembangunan proyek pada PLTS atap PLTS On-Grid 463,25 kWp di Perusahaan Farmasi, Jakarta Timur layak untuk dilaksanakan.

5. Internal Rate of Return (IRR)

Menemukan suku bunga yang menghasilkan Net Present Value (NPV) positif dan membandingkannya dengan suku bunga yang menghasilkan NPV negatif menghasilkan Tingkat Pengembalian Internal (IRR), yang kemudian dibandingkan dengan Tingkat Pengembalian Menarik Minimum (MARR) untuk menentukan apakah investasi tersebut bermanfaat.

Tabel 7. NPV Negatif NPV Positif

No	Tingkat Bunga	NPV
1	8%	363.094.179
2	9%	- 38.219.279

Tingkat bunga pada Tabel 7 yang memberikan nilai NPV yang negatif dan positif. IRR dihitung dengan mencari tingkat diskonto yang menghasilkan NPV nol dari perhitungan NPV negatif dan positif tabel.

$$IRR = i^1 + \left\{ \frac{NPV^1}{NPV^1 - NPV^2} (i^1 - i^2) \right\}$$

$$IRR = 8\% + \left\{ \frac{363094178}{363094178 - (-38219279)} (8\% - 9\%) \right\}$$

$$IRR = 8\% - 0,90\%$$

$$IRR = 7,1\%$$

Keterangan:

i = tingkat suku bunga bank acuan (%)

*i*¹ = tingkat suku bunga yang bisa menghasilkan nilai positif NPV (%)

i^2 = tingkat suku bunga yang bisa menghasilkan nilai negatif NPV (%)
 NPV¹ = nilai positif net present value
 NPV² = nilai negatif net present value

Perhitungan Internal Rate of Return (IRR) menghasilkan nilai sebesar 7,1%, lebih besar dari Minimum Attractive Rate of Return (MARR) sebesar 5,46%. Artinya PLTS On-Grid sebesar 463,25 kWp di Perusahaan Farmasi Jakarta Timur layak dibangun, karena nilai IRR lebih besar dari MARR.

6. Profitability Index (PI)

Indeks Profitabilitas dihitung dengan membandingkan nilai LCC dengan nilai sekarang dari arus kas yang diharapkan.

$$PI = \frac{Kas\ Bersih}{LCC}$$

$$PI = \frac{11.389.838.161}{4.979.660.054} = 2,28$$

Hasil perhitungan Profitability Index bernilai 2,5 (>1), ini berarti investasi PLTS atap PLTS On-Grid 463,25 kWp di Perusahaan Farmasi, Jakarta Timur layak untuk dilaksanakan.

4.4 Hasil Analisa Ekonomi

Tabel 8 menampilkan hasil analisis kelayakan ekonomi untuk Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) Atap On-grid berkapasitas 463,25 kWp pada perusahaan farmasi di kawasan PT Jakarta Industrial Estate Pulogadung Jakarta Timur.

Tabel 8. Hasil Analisa Ekonomi

No	Metode	Kriteria	Hasil	Keterangan
1	Net Present Value (NPV)	Layak (NPV > 0)	Rp. 1.667.547.809	Investasi PLTS dinilai layak karena nilai Net Present Value melebihi nilai 0
		Tidak layak (NPV < 0)		
2	Payback Periode (PBP)	Layak (PBP < 25)	9,02	Metode Payback Period menunjukkan kelayakan karena pengembalian modal PLTS terjadi sebelum lifetime PLTS yaitu 25 Tahun
		Tidak Layak (PBP > 25)		
3	Internal Rate of Return (IRR)	Layak (IRR>3,5%)	7,10%	Nilai IRR ini lebih besar dari nilai tingkat suku bunga pengembalian investasi yang berarti Investasi PLTS ini layak untuk dilaksanakan
		Tidak Layak (IRR<3,5%)		
4	Profitability Index (PI)	Layak (PI>1)	2,28	Hasil perhitungan Profitability Index bernilai 2,71 (>1), ini berarti investasi PLTS atap layak.
		Tidak Layak (PI<1)		

5. KESIMPULAN

Kesimpulan yang diambil dari penelitian dan wacana selanjutnya meliputi:

1. Dampak emisi karbon yang dikurangi akibat pemasangan PLTS Atap On-grid 463,25 di Perusahaan Farmasi di bulan November 2021 – Mei 2022 adalah sebesar 479,4 tonCO2eq apabila dibandingkan dengan emission factor jaringan listrik JAMALI. Hal ini menunjukkan bahwa telah memberikan dampak yang signifikan dalam mengurangi emisi karbon.
2. Pembangunan PLTS Atap On-grid 463,25 di Perusahaan Farmasi pada Kawasan PT Jakarta Industrial Estate Pulo Gadung, Jakarta Timur mempengaruhi pembayaran tagihan listrik pada perusahaan. Perusahaan farmasi mendapat penghematan pembayaran sebesar Rp.591.145.354,06 setiap tahunnya.
3. Perhitungan analisa kelayakan investasi yang dilakukan dengan 4 metode yaitu *Net Present Value*, *PaybackPeriod*, *Internal Rate of Return*, dan *Profitability Index*. Menunjukkan Investasi PLTS perusahaan Farmasi dinilai sangat layak.

6. DAFTAR PUSTAKA

[1] Alamsyah, T., Hiendro, A., Abidin, Z. (2021). Analisis Potensi Energi Matahari Sebagai Pembangkit Listrik Tenaga Surya Menggunakan Panel Mono Crystalline dan PolyCrystalline Di Kota Pontianak dan Sekitarnya. Universitas Tanjungpura. Jurnal teknik elektro. Vol 2, No 1.

[2] PLN. (2021). Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) PT PLN (Persero) 2021-2030. Rencana

- Usaha Penyediaan Tenaga Listrik 2021-2030, 2019–2028.
- [3] Ditjen Ketenagalistrikan. (2019). Faktor Emisi Gas Rumah Kaca Sistem Ketenagalistrikan 2019. Direktorat Jenderal Ketenagalistrikan. https://gatrik.esdm.go.id/frontend/download_index/?kode_category=emisi_pl
- [4] Brigham, Eugene F. dan Houston, Joel F. 2011. Dasar-dasar Manajemen Keuangan Terjemahan. Edisi 10. Jakarta: Salemba Empat.
- [5] Giatman, Muhammad. (2006) Ekonomi Teknik. Jakarta, PT Raja Grafindo Persada. pp. 1-209. ISBN 979-769-045-8.
- [6] Rahman Hakim, A., Sistem Photovoltaic untuk, P., Riset Mekanisasi Pengolahan Hasil Perikanan, L., Sarwono, W., & Assadad, L. (2018). Perancangan Sistem Photovoltaic untuk Mesin Pembuat Es di Pelabuhan Perikanan Sadeng. Dalam JNTETI (Vol. 7, Issue 2).
- [7] Y. A. Messah, J. J. S. Pah, and R. A. Putri, (2018) Studi Kelayakan Finansial Investasi Perumahan UME, vol. IV, no. 2, pp. 119–132.
- [8] M. Farid, (2018) Analisa Perancangan Sistem Pembangkit Tenaga Hibrida di Pantai Seruni, Kabupaten Bantaeng, Sulawesi Selatan. Skripsi, Fakultas Teknologi Industri Universitas Islam Indonesia.
- [9] Allouhi, A., Saadani, R., Kousksou, T., Saidur, R., Jamil, A., & Rahmoune, M. (2016). Grid-connected PV systems installed on institutional buildings: Technology comparison, energy analysis and economic performance. *Energy and Buildings*, 130, 188–201. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2016.08.054>
- [10] Arief, A. (2016). Analisis Kelayakan Ekonomi Sistem PLTS Terpusat Desa Padaleo. Prosiding Seminar Nasional Teknik Energi dan Ketenagalistrikan
- [11] BANK, A. D. (2017). Guidelines for Estimating Greenhouse Gas Emissions of Asian Development Bank Projects. Manila, Philippines: Asian Development Bank.
- [12] Permada, K.B., Setiawan, I.N., dan Wijaya, I.W. (2022). Perancangan PLTS Atap Di Kampus Sekolah Tinggi Ilmu Ekonomi Widya Gama Lumajang. Universitas Udayana: Jurnal Spektrum Vol. 9, No.1.
- [13] Junior, S., Kumara, I. N. S., & Giriantari, I. A. D. (2022). Perkembangan Pemanfaatan PLTS di DKI Jakarta Menuju Target 13, 8 MW Tahun 2025. *Jurnal SPEKTRUM Vol, 9(1)*. [14] Sugirianta I.B.K, Giriantari, I. A. D., & Kumara, I. N. S. (2016). Analisa keekonomian tarif listrik pembangkit listrik tenaga surya 1 MWp bangli dengan metode life cycle cost. *Majalah Ilmiah Teknologi Elektro*, 15(2)
- [13] Junior, S., Kumara, I. N. S., & Giriantari, I. A. D. (2022). Perkembangan Pemanfaatan PLTS di DKI Jakarta Menuju Target 13, 8 MW Tahun 2025. *Jurnal SPEKTRUM Vol, 9(1)*. [14] Sugirianta I.B.K, Giriantari, I. A. D., & Kumara, I. N. S. (2016). Analisa keekonomian tarif listrik pembangkit listrik tenaga surya 1 MWp bangli dengan metode life cycle cost. *Majalah Ilmiah Teknologi Elektro*, 15(2)