

Studi Kelayakan Ekonomi Pembangkit Listrik Tenaga Surya Rooftop 32 kWp di Gedung Kantor PT. KPJB, PLTU Tanjung Jati B, Kabupaten Jepara

Oky Sensa Ritzky Cinicy¹, Jaka Windarta², Singgih Saptadi³

^{1,2,3}Magister Energi; Sekolah Pascasarjana, Universitas Diponegoro, Indonesia;

Email : osrc@students.undip.ac.id, jakawindarta@lecturer.undip.ac.id, singgihs@lecturer.undip.ac.id;

Abstrak: Inisiatif strategis dalam upaya meningkatkan peran Energi Baru Terbarukan ke dalam bauran energi sebagai pasokan pembangkit listrik salah satunya dengan pengembangan Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) untuk pemakaian sendiri pada Pembangkit Listrik eksisting milik PLN. Pada tahun 2021, prosentase nilai daya Pemakaian Sendiri di PLTU Tanjung Jati B mencapai 5,25% atau setara 543 GWh, dimana gedung kantor PT. KPJB merupakan salah satu beban yang mendapat suplai Pemakaian Sendiri dari grid PLTU. Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) Rooftop telah diimplementasikan di atap gedung kantor PT. KPJB untuk menggantikan peran suplai energi listrik dari PLTU menuju beberapa peralatan penunjang operasional perusahaan. Setelah dilakukan kajian kelayakan ekonomi dengan 3 metode perhitungan yaitu Net Present Value (Rp. 210.436.003,12), Benefit Cost Ratio (1,17), dan Payback Period (16,90), secara teori implementasi PLTS Rooftop 32 kWp memang dapat dikatakan layak. Namun dengan ketiga hasil perhitungan yang bisa dianggap sangat rendah dengan estimasi balik modal mencapai hampir 17 tahun.

Kata Kunci : Energi Baru Terbarukan, PLTS, Net Present Value, Benefit Cost Ratio, Payback Period

Abstract: Strategic initiatives in an effort to increase the role of New and Renewable Energy in the energy mix as a supply of power plants, one of which is the development of Solar Power Plants (PLTS) for own use at PLN's existing Power Plants. In 2021, the percentage of self-use power at PLTU Tanjung Jati B reaches 5.25% or the equivalent of 543 GWh, where PT. KPJB office building is one of the loads that receives self-use from the PLTU grid. Rooftop Solar Power Plant (PLTS) has been implemented on to replace the role of supplying electrical energy from the PLTU to several equipment to support the company's operations. After conducting an economic feasibility study with 3 calculation methods, namely Net Present Value (IDR. 210,436,003.12), Benefit Cost Ratio (1.17), and Payback Period (16.90), theoretically implementing a 32 kWp PLTS Rooftop can indeed said worthy. But with the three

Jurnal Energi Baru & Terbarukan, 2023, Vol. 4, No. 2, pp 97 – 107

Received : 21 Maret 2023

Accepted : 29 Mei 2023

Published : 20 Juli 2023



Copyright: © 2022 by the authors. [Jurnal Energi Baru dan Terbarukan](#) (p-ISSN: [2809-5456](#) and e-ISSN: [2722-6719](#)) published by Master Program of Energy, School of Postgraduate Studies. This article is an open access article distributed under the terms and condition of the [Creative Commons Attribution-ShareAlike 4.0 International License](#) (CC BY-SA 4.0).

calculation results that can be considered very low with an estimated return on investment reaching almost 17 years.

Keywords : New and Renewable Energy, PLTS, Net Present Value, Benefit Cost Ratio, Payback Period

1. Pendahuluan

Peraturan Pemerintah Republik Indonesia No. 79 tahun 2014 (pasal 9f ayat 1) tentang Kebijakan Energi Nasional, menyebutkan bahwa Pemerintah menargetkan penggunaan Energi Baru Terbarukan paling sedikit 23% pada tahun 2025 dan setidaknya 31% sepanjang keekonomiannya terpenuhi (Setyono, dkk., 2019). Pemerintah juga mengeluarkan kebijakan guna mendorong percepatan pemanfaatan Energi Baru Terbarukan seperti tertuang dalam Peraturan Presiden No. 4 tahun 2016 pasal 14. Sejalan dengan beberapa kebijakan pusat tersebut, PLN berkewajiban memulai langkah transisi energi sesegera mungkin. Inisiatif strategis dalam upaya meningkatkan peran Energi Baru Terbarukan ke dalam bauran energi sebagai pasokan pembangkit listrik salah satunya dengan pengembangan Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) untuk pemakaian sendiri pada Pembangkit Listrik eksisting milik PLN (RUPTL PLN, 2021).

Pihak manajemen PT. PLN (Persero) UIK Tanjung Jati B dan PT. KPJB selaku perusahaan Operation and Maintenance berencana merealisasikan target pemerintah dengan melaksanakan pengembangan EBT di lingkungan PLTU Tanjung Jati B. Kebijakan tersebut juga sebagai upaya untuk membantu penurunan nilai daya Pemakaian Sendiri serta menaikkan nilai efisiensi produksi dan penjualan listrik. Pada tahun 2021, prosentase nilai daya Pemakaian Sendiri di PLTU Tanjung Jati B mencapai 5,25% atau setara 543 GWh, dimana gedung kantor PT. KPJB merupakan salah satu beban yang mendapat suplai Pemakaian Sendiri dari grid PLTU. Sebagai langkah inisiasi, Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) Rooftop telah diimplementasikan di atap gedung kantor PT. KPJB untuk menggantikan peran suplai energi listrik dari PLTU menuju beberapa peralatan penunjang operasional perusahaan seperti seperti komputer, lampu penerangan, AC, kulkas, dispenser, dan lain sebagainya.

Instalasi PLTS Rooftop yang telah selesai pada akhir tahun 2021, diharapkan mampu mencukupi kebutuhan konsumsi listrik gedung kantor. PLTS Rooftop seluas 163,42 m² telah terpasang pada atap gedung kantor PT. KPJB dengan kapasitas 32 kWp On-Grid tanpa penggunaan baterai. Namun jika dilihat pada history proyek, implementasi PLTS Rooftop tersebut tidak didahului dengan kajian kelayakan / feasibility. Atas latar belakang yang telah dijabarkan tersebut, maka perlu dikaji kelayakan ekonomi terhadap PLTS Rooftop 32 kWp menggunakan metode analisa Net Present Value (NPV), Benefit Cost Ratio (BCR) dan Payback Period (PBP) untuk mengetahui nilai alur kas serta prediksi balik modal dari investasi.

2. Studi Literatur

2.1 Net Present Value

Net Present Value (NPV) adalah suatu teknik perhitungan yang mengasumsikan nilai bersih pada waktu sekarang. Sehingga diasumsikan waktu sekarang merupakan waktu awal perhitungan yang mana bertepatan dengan waktu dilakukannya evaluasi, atau pada periode tahun ke nol (0) dalam perhitungan cash flow suatu investasi (Avinda & Darjat, 2022). Present Worth of Benefit (PWB) adalah cash flow yang memperhitungkan sisi pemasukan saja. Sedangkan perhitungan arus pengeluaran

disebut sebagai Present Worth Cost (PWC). Sementara itu nilai dari NPV sendiri diperoleh dari selisih antara PWB dengan PWC.

$$NPV = PWB - PWC \quad (1)$$

Metode NPV memiliki dua kriteria untuk menentukan kelayakan ekonomi suatu investasi, yaitu:

1. $NPV > 0$, maka investasi dapat dikatakan layak / feasible.
2. $NPV < 0$, maka investasi dapat dikatakan tidak layak / unfeasible.

2.2 Benefit Cost Ratio

Perhitungan Benefit Cost Ratio (BCR) termasuk salah satu cara yang sering digunakan dalam mengevaluasi perencanaan investasi suatu proyek pekerjaan. BCR juga menjadi metode analisa tambahan untuk memvalidasi hasil metode perhitungan kelayakan ekonomi lainnya (Avinda & Darjat, 2022). Metode perhitungan nilai BCR menggunakan persamaan berikut:

$$BCR = \frac{PWB}{PWC} \quad (2)$$

2.3 Payback Period

Analisis payback period merupakan metode untuk mencari jangka waktu pengembalian modal investasi dengan memperhitungkan discount faktor dari arus kas bersih kumulatif yang ditaksir akan sama dengan investasi awal (J.PH., 2022). Untuk menentukan payback period terdapat beberapa kondisi yaitu:

1. Payback period yang memiliki jangka waktu pendek daripada perkiraan umur proyek, maka dapat dikatakan layak / feasible.
2. Payback period yang memiliki jangka waktu yang lebih panjang dari perkiraan usia proyek, maka dapat dikatakan tidak layak.

Pay back period dapat dihitung dengan menggunakan persamaan rumus berikut sebagai berikut (Giatman, 2022):

$$PBP = n + \frac{\text{Arus kas kumulatif tahun } (n-1)}{\text{Arus kas bersih tahun } n} \quad (3)$$

3. Metodologi Penelitian

3.1 Alur Penelitian

Penelitian ini termasuk penelitian kuantitatif dengan tujuan untuk mengetahui nilai kelayakan ekonomi berdasarkan hasil aktual produksi listrik PLTS selama 9 bulan pada periode April hingga Desember 2022. Kajian kelayakan ekonomi menggunakan tiga metode perhitungan, yaitu Net Present Value (NPV), Cost Benefit Ratio (CBR), dan Payback Period (PBP) untuk mengetahui proyeksi keuntungan atau benefit dari implementasi PLTS serta memprediksi jangka waktu balik modal.



Gambar 3.1 Alur Penelitian PLTS 32 kWp

3.2 Lokasi Penelitian

Penelitian ini dilaksanakan di lokasi gedung kantor PT Komipo Pembangkitan Jawa Bali PLTU Tanjung Jati B, Kabupaten Jepara sejak Juni 2022 hingga Januari 2023. Lokasi penelitian berada pada titik koordinat: Longitude 110°44'18" Latitude -06°26'48". PLTS Rooftop diinstal pada atap gedung kantor PT. KPJB. Total area PLTS yang digunakan mencapai 163,42 m². Berikut gambar lokasi penelitian seperti ditampilkan pada gambar 3.2 di bawah ini.



Gambar 3.1 Lokasi PLTS Rooftop 32 kWp
(Sumber: Gmaps, 2022)

3.3 Variabel Input Output

Dengan metode Net Present Value (NPV), Benefit Cost Ratio (BCR) dan Payback period, hasil perhitungan dapat dijadikan sebagai indikator proyeksi keuntungan proyek serta estimasi waktu balik modal investasi. Dari hasil tersebut dapat disimpulkan apakah program implementasi PLTS Rooftop tersebut layak atau tidak. Untuk memudahkan penelitian, peneliti menggunakan teknik analisa dengan dilengkapi beberapa variable data input dan output seperti disajikan pada tabel 3.1 berikut.

Tabel 3.1 Variabel Input Output

No	Teknik analisa	Input	Output
1	Tabel cash flow	Arus Kas Masuk : - Nilai Jual Produksi Listrik Arus Kas Keluar : - Biaya Investasi Awal - Biaya Pemeliharaan - Biaya Suku Cadang	- Arus Kas Bersih - Arus Kas Kumulatif - Present Worth Benefit - Present Worth Cost
2	Net Present Value	- Present Worth Benefit - Present Worth Cost	Hasil Net Present Value
3	Benefit Cost Ratio	- Present Worth Benefit - Present Worth Cost	Hasil Cost Benefit Ratio
4	Payback Period	- Arus Kas Bersih - Arus Kas Kumulatif	Hasil Payback Period

4. Pembahasan

Pada sub bab ini akan dibahas terkait nilai investasi awal yang dikeluarkan dan nilai alur kas. Alur kas terdiri dari alur kas keluar dan arus kas masuk. Arus kas keluar dihitung dari biaya investasi awal dan rencana pemeliharaan rutin (Preventive Maintenance), sedangkan arus kas masuk didapat dari nilai jual listrik yang dihasilkan oleh PLTS 32 kWp. Dalam hal ini, nilai jual listrik PLTS diasumsikan sebagai nilai kompensasi pengganti terhadap penurunan daya Pemakaian Sendiri yang sebelumnya mensuplai penuh kebutuhan energi listrik gedung kantor. Dengan usia PLTS mencapai 25 tahun ke depan, akan dihitung nilai kelayakan ekonomi dengan metode Net Present Value (NPV), Cost Benefit Ratio (CBR), dan Payback Period (PBP).

4.1 Analisis Biaya Alur Kas Masuk

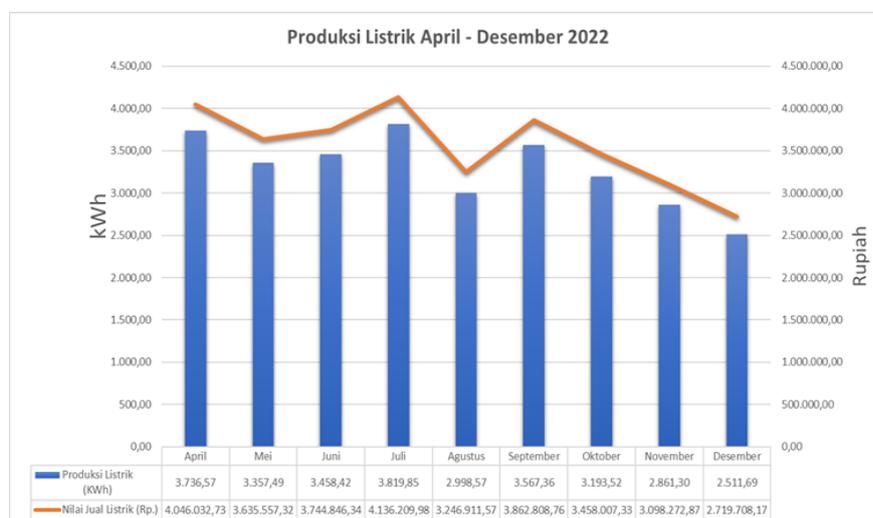
PLTS Rooftop 32 kWp di PT. KPJB telah beroperasi secara resmi mulai 1 April 2022. Data produksi PLTS aktual periode April hingga Desember 2022 seperti ditampilkan pada tabel 4.1 akan digunakan sebagai sampel perhitungan Net Present Value (NPV), Benefit Cost Ratio (BCR), dan Payback Period (PBP). Sebagai informasi, perhitungan benefit yang diperoleh dari produksi PLTS 32 kWp akan mengacu pada harga jual listrik PLTU Tanjung Jati B yaitu sebesar Rp. 1082,82 per kWh.

Tabel 4.1 Produksi Listrik Aktual PLTS 32 kWp

Bulan (2022)	Produksi Listrik (KWh)	Nilai Jual Listrik (Rp.)
April	3.736,57	4.046.032,73
Mei	3.357,49	3.635.557,32
Juni	3.458,42	3.744.846,34

Juli	3.819,85	4.136.209,98
Agustus	2.998,57	3.246.911,57
September	3.567,36	3.862.808,76
Oktober	3.193,52	3.458.007,33
November	2.861,30	3.098.272,87
Desember	2.511,69	2.719.708,17
Total Apr - Des 2022	29.504,77	31.948.355,07
Rata-rata	3.278,31	3.549.817,23
Asumsi Jan - Mar 2022	9.834,92	10.649.451,68
Asumsi Total Jan - Des 2022	39.339,69	42.597.806,74

Dari data tabel 4.1, dapat dilihat bahwa produksi actual PLTS 32 kWp selama periode April hingga Desember 2022 adalah sebesar 29.504,77 kWh. Sedangkan untuk alur kas tahun berikutnya akan menggunakan asumsi produksi listrik total dari Januari hingga Desember 2022 dengan memperhitungkan nilai inflasi, yaitu sebesar Rp. 42.597.806,74.



Gambar 4.1 Hasil Produksi Listrik PLTS 32 kWp

4.2 Analisis Biaya Alur Kas Keluar

Besaran nilai biaya alur kas keluar didapatkan dari komponen biaya tetap dan komponen biaya tidak tetap. Komponen biaya tetap dalam hal ini terdiri dari:

- Nilai Investasi awal PLTS 32 kWp

Implementasi PLTS Rooftop 32 kWp di gedung kantor PT. KPJB senilai Rp. 1.004.520.000,00. Komponen biaya ini hanya dihitung sekali pada tahun ke – 0 yaitu di tahun 2022 sebagai modal awal pembiayaan pekerjaan proyek. Berikut breakdown harga dari investasi PLTS 32 kWp seperti yang dijabarkan pada tabel 4.2 di bawah ini:

Tabel 4.2 Nilai Investasi Awal PLTS 32 kWp

Item	Jumlah	Harga (Rp.)
Solar Panel 400 Wp	80 set	240.000.000,00
Bracket	1 set	89.200.000,00
Inverter 30 KW	1 set	38.000.000,00
PV Box	1 set	37.600.000,00
Grounding Set	1 set	7.600.000,00
HMI System	1 set	347.600.000,00
Power House	1 set	57.000.000,00
Service Water	1 set	17.100.000,00
KWh Exim	1 set	17.100.000,00
Commisioning	1 set	62.000.000,00
Total		913.200.000,00
PPN 10%		91.320.000,00
Grand Total		1.004.520.000,00

- Nilai Biaya Pemeliharaan PLTS 32 kWp

Untuk menunjang produktivitas dan operasional PLTS Rooftop 32 kWp, beberapa komponen biaya yang perlu dipertimbangkan dalam rencana pemeliharaan hanya biaya konsumable pemeliharaan saja. Sedangkan man power dianggap nol karena eksekusi pemeliharaan dilaksanakan oleh tim Vendor selama masa warranty 1 tahun (sampai Maret 2023) dan akan dilanjutkan oleh tim pemeliharaan internal PT. KPJB. Pemeliharaan yang bersifat Preventive dan rutin terbagi menjadi tiga, yaitu:

- pemeliharaan permukaan panel surya
- inspeksi sistem kelistrikan dan parameter operasional PLTS
- manajemen korosi terhadap struktur rangka panel surya

Dari ketiga lingkup pemeliharaan tersebut di atas, maka didapatkan rencana anggaran biaya pemeliharaan rutin sebesar Rp. 3.500.000,00 per tahun dengan rincian yang tertera pada tabel 4.3 sebagai berikut:

Tabel 4.3 Biaya Pemeliharaan PLTS 32 kWp per tahun

Item	Jumlah	Harga (Rp.)
Alat Pel	1 pc	800.000,00
Cat Epoxy 20 kg	1 pail	2.000.000,00
Sabun	1 box	500.000,00
Kuas Cat	1 set	100.000,00
Ember	1 pc	100.000,00
Total		3.500.000,00

Setelah menjabarkan komponen biaya tetap untuk alur kas keluar, maka komponen biaya tidak tetap pun dapat dimasukkan dalam perhitungan seperti suku cadang Inverter 30 kW dan layar

HMI yang cenderung mengalami kerusakan atau penurunan performa setelah penggunaan antara 5 sampai 10 tahun, berdasarkan histori pemeliharaan di beberapa sub sistem PLTU Tanjung Jati B. Maka estimasi pengadaan suku cadang akan direncanakan dan dieksekusi tiap 10 tahun sekali, yaitu di tahun ke 10 (2032) dan ke 20 (2042) dengan memperhitungkan nilai inflasi. Tabel 4.4 menampilkan estimasi biaya suku cadang PLTS 32 kWp dengan asumsi harga sekarang.

Tabel 4.4 Estimasi Biaya Suku Cadang PLTS 32 kWp

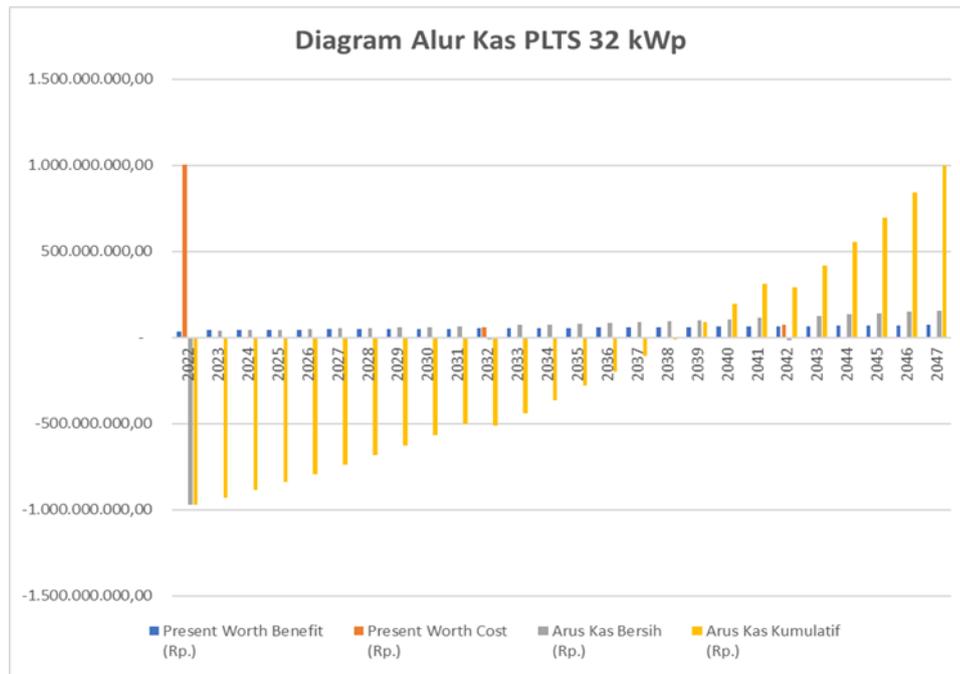
Item	Jumlah	Harga (Rp.)
Inverter 30 kW	1 set	38.000.000,00
Layar HMI	1 set	5.000.000,00
Total		43.000.000,00
PPN 11%		4.730.000,00
Grand Total		47.730.000,00

4.3 Arus Kas Investasi PLTS 32 kWp

Dalam penelitian ini telah dihitung arus kas dari implementasi PLTS 32 kWp yang telah resmi beroperasi terhitung sejak April 2022. Beberapa komponen yang menjadi pertimbangan yaitu Arus Kas Masuk, Arus Kas Keluar, Present Worth Benefit, Present Worth Cost, dan Faktor Bunga Present akan membantu menganalisa seberapa layak implementasi PLTS 32 kWp dengan perkiraan umur yang mencapai 25 tahun. Sebagai informasi, nilai jual listrik di PLTU Tanjung Jati B sebesar Rp. 1.082,82 / kWh. Untuk nilai Diskonto sebesar 3,50% / tahun berdasarkan data Bank Indonesia tahun 2022 (<https://www.bi.go.id>) dan tingkat inflasi berada di angka 5,71 % berdasarkan data BPS tahun 2022 (<https://www.bps.go.id>). Nilai Present Worth Benefit didapatkan dari hasil perkalian arus kas masuk dengan FBP, sedangkan Present Worth Cost didapatkan dari hasil perkalian arus kas keluar dengan FBP. Gambar 4.2 dan gambar 4.3 menggambarkan alur kas investasi PLTS 32 kWp.

Tahun	Tahun Ke	FBP (r = 3,5%)	Arus Kas Masuk	Arus Kas Keluar	Present Worth Benefit (Rp.)	Present Worth Cost (Rp.)	Arus Kas Bersih (Rp.)	Arus Kas Kumulatif (Rp.)
2022	0	1,000	31.948.355,07	1.004.520.000,00	31.948.355,07	1.004.520.000,00	-	972.571.644,93
2023	1	0,966	45.030.141,50	3.500.000,00	43.507.383,09	3.381.642,51	41.530.141,50	931.041.503,43
2024	2	0,934	47.601.362,58	3.699.850,00	44.436.381,32	3.453.849,56	43.901.512,58	887.139.990,85
2025	3	0,902	50.319.400,38	3.911.111,44	45.385.216,13	3.527.598,43	46.408.288,95	840.731.701,90
2026	4	0,871	53.192.638,14	4.134.435,90	46.354.311,08	3.602.922,03	49.058.202,25	791.673.499,66
2027	5	0,842	56.229.937,78	4.370.512,19	47.344.098,79	3.679.853,99	51.859.425,59	739.814.074,06
2028	6	0,814	59.440.667,23	4.620.068,43	48.355.021,09	3.758.428,65	54.820.598,80	684.993.475,27
2029	7	0,786	62.834.729,33	4.883.874,34	49.387.529,27	3.838.681,09	57.950.854,99	627.042.620,28
2030	8	0,759	66.422.592,37	5.162.743,57	50.442.084,24	3.920.647,13	61.259.848,81	565.782.771,47
2031	9	0,734	70.215.322,40	5.457.536,22	51.519.156,77	4.004.363,36	64.757.786,17	501.024.985,30
2032	10	0,709	74.224.617,31	84.444.041,66	52.619.227,65	59.863.969,84	-	10.219.424,35
2033	11	0,685	78.462.842,96	6.098.580,67	53.742.787,97	4.177.196,69	72.364.262,29	438.880.147,36
2034	12	0,662	82.943.071,29	6.446.809,62	54.890.339,29	4.266.390,94	76.496.261,67	362.383.885,69
2035	13	0,639	87.679.120,66	6.814.922,45	56.062.393,87	4.357.489,72	80.864.198,21	281.519.687,48
2036	14	0,618	92.685.598,45	7.204.054,52	57.259.474,94	4.450.533,70	85.481.543,92	196.038.143,56
2037	15	0,597	97.977.946,12	7.615.406,04	58.482.116,87	4.545.564,42	90.362.540,08	105.675.603,48
2038	16	0,577	103.572.486,84	8.050.245,72	59.730.865,45	4.642.624,30	95.522.241,12	10.153.362,36
2039	17	0,557	109.486.475,84	8.509.914,75	61.006.278,14	4.741.756,66	100.976.561,09	90.823.198,73
2040	18	0,538	115.738.153,61	8.995.830,88	62.308.924,27	4.843.005,77	106.742.322,73	197.565.521,46
2041	19	0,520	122.346.802,18	9.509.492,83	63.639.385,36	4.946.416,81	112.837.309,36	310.402.830,82
2042	20	0,503	129.332.804,59	147.139.657,09	64.998.255,32	73.947.371,90	-	292.595.978,31
2043	21	0,486	136.717.707,73	10.626.481,75	66.386.140,78	5.159.910,34	126.091.225,98	418.687.204,29
2044	22	0,469	144.524.288,84	11.233.253,86	67.803.661,27	5.270.088,14	133.291.034,98	551.978.239,27
2045	23	0,453	152.776.625,73	11.874.672,66	69.251.449,59	5.382.618,52	140.901.953,08	692.880.192,34
2046	24	0,438	161.500.171,06	12.552.716,47	70.730.152,04	5.497.551,73	148.947.454,60	841.827.646,94
2047	25	0,423	170.721.830,83	13.269.476,58	72.240.428,72	5.614.939,06	157.452.354,25	999.280.001,19
Total					1.449.831.418,38	1.239.395.415,26		

Gambar 4.2 Arus Kas Investasi PLTS 32 kWp



Gambar 4.3 Diagram Alus Kas PLTS 32 kWp

Dari gambar 4.2 Arus Kas Investasi PLTS 32 kWp, didapatkan nilai Present Worth Benefit total selama umur proyek 25 tahun sebesar Rp. 1.449.831.418,38 dan nilai Present Worth Cost total sebesar Rp. 1.239.395.415,26. Pada gambar 4.3 Diagram Alur Kas PLTS 32 kWp menunjukkan bahwa arus kas kumulatif akan berubah dari negatif menjadi positif di antara tahun 2038 hingga 2039. Sehingga perkiraan estimasi balik modal akan diperkirakan jatuh pada waktu tersebut.

4.4 Perhitungan Net Present Value (NPV)

Net Present Value (NPV) dihitung dari selisih antara nilai Present Worth Benefit (PWB) dengan Present Worth Cost (PWC). Pada perhitungan gambar 4.2 Arus Kas Investasi PLTS 32 kWp, nilai PWB adalah sebesar Rp. 1.449.831.418,38, sedangkan nilai PWC sebesar Rp. 1.239.395.415,26. Maka nilai NPV akan didapatkan oleh perhitungan sebagai berikut:

$$\begin{aligned}
 \text{NPV} &= \text{PWB} - \text{PWC} && (1) \\
 \text{NPV} &= \text{Rp. } 1.449.831.418,38 - \text{Rp. } 1.239.395.415,26 \\
 \text{NPV} &= \text{Rp. } 210.436.003,12
 \end{aligned}$$

Berdasarkan ketentuan perhitungan, investasi dikatakan layak / feasible dan dapat diasumsikan memberi manfaat apabila nilai $\text{NPV} > 0$. Namun sebaliknya, jika nilai $\text{NPV} < 0$, maka investasi diproyeksikan tidak dapat memberi manfaat sehingga dikatakan tidak layak atau unfeasible. Jika NPV pada perhitungan diketahui sebesar Rp. 210.436.003,12, maka implementasi PLTS Rooftop 32 kWp yang telah dilakukan dapat dikatakan layak / feasible.

4.5 Perhitungan Benefit Cost Ratio (BCR)

Nilai Benefit Cost Ratio (BCR) dapat dihitung dengan cara membagi antara Present Worth Benefit (PWB) dengan Present Worth Cost (PWC). Pada perhitungan gambar 4.2 Arus Kas Investasi PLTS 32 kWp, nilai PWB adalah sebesar Rp. 1.449.831.418,38, sedangkan nilai PWC sebesar Rp. 1.239.395.415,26. Maka nilai BCR akan didapatkan oleh perhitungan sebagai berikut:

$$\begin{aligned} BCR &= \frac{PWB}{PWC} & (2) \\ BCR &= \frac{Rp. 1.449.831.418,38}{Rp. 1.239.395.415,26} \\ BCR &= 1,17 \end{aligned}$$

Dari hasil perhitungan BCR di atas, diperoleh nilai sebesar 1,17. Maka dalam hal ini menunjukkan bahwa investasi PLTS 32 kWp dapat dikatakan layak karena nilai $BCR > 1$.

4.6 Perhitungan Payback Period (PBP)

Perhitungan nilai Payback Period (PBP) dapat membantu investor untuk mengetahui proyeksi waktu pengembalian modal. Dari perhitungan gambar 4.2 Arus Kas Investasi PLTS 32 kWp, telah dihitung arus kas kumulatif dan juga arus kas bersih. Sehingga perhitungan PBP dapat dijabarkan sebagai berikut:

$$\begin{aligned} PBP &= n + \frac{\text{Arus kas kumulatif tahun } (n-1)}{\text{Arus kas bersih tahun } n} & (3) \\ PBP &= 17 + \frac{\text{Arus kas kumulatif tahun } (16)}{\text{Arus kas bersih tahun } 17} \\ PBP &= 17 + \frac{- Rp. 10.153.362,36}{Rp. 100.976.561,09} \\ PBP &= 16,90 \end{aligned}$$

Dari perhitungan di atas, nilai Payback Period sebesar 16,90 yang artinya bahwa investasi dapat dikatakan layak karena lebih kecil dari nilai umur proyek yaitu 25 tahun. Investasi PLTS 32 kWp akan kembali modal menjelang tahun tahun ke 17, yaitu antara 2038 - 2039.

5. Kesimpulan

Setelah didapatkan ketiga hasil perhitungan NPV (Rp. 210.436.003,12), BCR (1,17), dan PBP (16,90), secara teori implementasi PLTS Rooftop 32 kWp memang dapat dikatakan layak. Namun dengan ketiga hasil perhitungan yang bisa dianggap sangat rendah dengan estimasi balik modal mencapai hampir 17 tahun, nilai investasi PLTS relatif mahal dan berisiko mengalami kerugian apabila terjadi kegagalan operasi / break down yang bersifat unplanned atau tidak direncanakan.

Jika kembali ke Tabel 4.2 Nilai Investasi Awal PLTS 32 kWp, tingginya nilai investasi disinyalir karena harga dari HMI system yang mencapai Rp. 347.600.000,00, sehingga sangat signifikan mempengaruhi nilai modal investasi. Namun berkaitan dengan kebijakan pengembangan PLTS untuk Pemakaian Sendiri pada Pembangkit Listrik eksisting milik PLN (RUPTL PLN, 2021), investasi PLTS Rooftop 32 kWp ini masih diterima oleh pihak manajemen dan disinyalir akan terus dikembangkan dengan berbagai alternatif EBT di lingkungan PLTU Tanjung Jati B. Ekspansi PLTS ataupun

pengembangan EBT lain sebaiknya diawali dengan kajian kelayakan terlebih dahulu, untuk mendapatkan usulan perencanaan yang tepat dengan nilai investasi yang lebih hemat.

Daftar Pustaka

- Inka Avinda, A., & Darjat, K. (2022). Analisis Kelayakan Ekonomi Pembangkit Listrik Tenaga Surya Dengan Sistem On Grid Pada Pondok Pesantren Tanhibul Ghofilin Kabupaten Banjarnegara (Vol. 11, Issue 1). <https://ejournal3.undip.ac.id/index.php/transient>
- Badan Pusat Statistik. (2018). Statistik Lingkungan Hidup Indonesia (SLHI) 2018. Badan Pusat Statistik/BPS–Statistics Indonesia, 1–43. <https://doi.org/3305001>
- Peraturan Pemerintah Republik Indonesia No. 79 tahun 2014
- Peraturan Presiden No. 4 tahun 2016
- M. Giatman, (2011). "EKONOMI TEKNIK, 3rd ed". Jakarta: PT RajaGrafindo Persada.
- J, P. H. (2012). Analisis Keekonomian Kompleks Perumahan Berbasis Energi Sel Surya (Studi Kasus Perumahan Cyber Orchid Town House, Depok). Universitas Indonesia.
- Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) PT PLN (Persero) 2021-2030
- Setyono, S. J., Mardiansjah, F., & Astuti, M. (2019). Potensi Pengembangan Energi Baru dan Energi Terbarukan di Kota Semarang. In Jurnal Riptek (Vol. 13, Issue 2). <http://riptek.semarangkota.go.id>
- Sabubu, T. A.W. (2020). Pengaturan Pembangkit Listrik Tenaga Uap Batubara Dalam Peraturan Perundang Undangan.