



Penentuan Harga Tenaga Listrik pada Pembangkit Listrik Tenaga Surya dengan Metode Life Cycle Cost dan LCOE

**Vetty Kartikasari^{1*}, Agus Yudi Asmoro², Aang Fajar Passa Putra³,
Digitha Oktaviani Putri⁴, Ika Anggraeni K.K⁵**

^{1,2,3,4,5}Prodi Teknik Industri, Universitas Merdeka Malang

*Korespondensi Penulis, E-mail: vetty.kartikasari@unmer.ac.id

Abstract

The plan to develop PLTS with a capacity of 50Mwp in Galang Batang SEZ is a form of commitment of the wilus holder to the mandate of Presidential Regulation 112 of 2022 in order to achieve the 23% EBT mix target in 2025. In accordance with the RUPTL document of the owner of the area in 2024-2033, which plans the development of power plants to be cooperated with IPP business entities. So that a techno-economic study is needed to provide an overview of project life cycle costs (LCC), electricity production costs, electricity selling prices and financial feasibility. From the results of the calculation, the Life Cycle Cost (LCC) value obtained in the present value of Rp. 587,672,449,561 and energy production during the project period in PV is 576,918 Mwh so that the resulting cost of electricity production calculated by the LCOE method is Rp. 1,018.64 / kwh or 6.37 cUsD. The scenario of the selling price of electricity with a 10% margin gives a positive NPV result of Rp. 34,590 billion; an IRR value of 10.58% above the WACC of 9.69% and a payback period of 8 years and 9 months. So that the development of PLTS in Galang Batang SEZ by IPP business entities is feasible to be realized.

Keywords: Life Cycle Cost, LCOE, Financial Analysis, Solar Power Plant

Abstrak

Rencana pengembangan PLTS berkapasitas 50Mwp di KEK Galang Batang merupakan bentuk komitmen pemegang wilus terhadap amanat perpres 112 tahun 2022 dalam rangka mencapai target bauran EBT 23% di tahun 2025. Sesuai dengan dokumen RUPTL pemilik wilus kawasan tahun 2024-2033 yang merencanakan pengembangan pembangkit untuk dikerjasamakan dengan badan usaha IPP, maka diperlukan suatu kajian tekno ekonomi untuk memberikan gambaran terkait biaya siklus hidup proyek (LCC), biaya produksi tenaga listrik, harga jual tenaga listrik dan kelayakan finansial nya. Dari hasil perhitungan, diperoleh nilai *Life Cycle Cost (LCC)* yang di *present value* kan sebesar Rp 587.672.449.561 dan produksi energi selama periode proyek yang di PV kan sebesar 576.918 Mwh sehingga yang menghasilkan biaya produksi tenaga listrik yang dihitung dengan metode LCOE sebesar Rp. 1.018,64/kwh atau 6,37 cUsD. Skenario harga jual tenaga listrik dengan margin 10% memberikan hasil NPV positif Rp. 34,590 Miliar; nilai IRR 10,58% diatas WACC 9,69% dan pengembalian *payback period* 8 tahun 9 bulan. Sehingga pengembangan PLTS di KEK Galang Batang oleh badan usaha IPP layak untuk direalisasikan.

Kata kunci: Life Cycle Cost, LCOE, EBT, kelayakan finansial, PLTS

1. Pendahuluan

Net Zero Emision (NZE) di tahun 2060 menjadi salah satu isu utama bagi Indonesia setelah ditandatanganinya *Paris Climate Agreement* tahun 2015, NZE merupakan kondisi dimana emisi karbon yang dilepaskan ke atmosfer tidak melebihi jumlah emisi yang mampu diserap bumi sehingga menjaga pertambahan suhu bumi tidak lebih dari 2 derajat celcius [1]. Untuk mengurangi jejak emisi karbon beberapa upaya yang dapat dilakukan antara lain melalui peningkatan pemanfaatan Energi Baru Terbarukan (EBT); penggunaan kendaraan listrik di sektor transportasi, pengurangan energi fosil; dan yang terakhir pemanfaatan teknologi *Carbon Capture and Storage (CCS)* pada Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU) yang banyak beroperasi di Indonesia.

Perlu disadari bahwa sebagian besar konsumsi energi di seluruh dunia masih didominasi oleh energi primer berupa batubara. Pada tahun 2023 capaian bauran energi primer nasional tertinggi ditempati batubara 40,46%, Minyak Bumi 30,18%, Gas Bumi 18,28% dan EBT 13,09%, capaian ini meleset dari target bauran EBT yang



ditetapkan yakni 17% ditahun 2023 [2]. Tercapainya target bauran EBT hanya terjadi disektor ketenagalistrikan dengan bauran EBT mencapai 20-40%, hal ini dikarenakan terdapat pembangkit EBT yang dapat dioperasikan dan dibangun dalam waktu yang relatif singkat seperti Pembangkit Listrik Tenaga Bayu (PLTB) dan Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) sehingga dapat mengakselerasi capaian bauran di tahun 2025.

Kawasan Ekonomi Khusus (KEK) Galang Batang merupakan kawasan yang memiliki Wilayah Usaha (Wilus) sendiri yang ditetapkan oleh Kementerian ESDM untuk menyediakan pasokan listrik di area seluas 2.433 Ha, dengan estimasi kebutuhan listriknya mencapai 2.460 MW pada tahun 2033. Kebutuhan listrik untuk mendukung industri smelter berbasis alumina dan turunannya, rencananya disupply dari dari pembangkit PLTU *co-firing*, kerjasama dengan PLN dan pengembangan PLTS [3] Sehingga keandalan dan keekonomisan pasokan tenaga listrik merupakan faktor kunci untuk mendorong pertumbuhan industri yang berkelanjutan dan berdaya saing.

Dalam rangka mendukung komitmen pemerintah untuk mencapai bauran EBT sebesar 23% di tahun 2025 dan percepatan pengembangan energi terbarukan untuk penyediaan tenaga listrik [4] KEK Galang Batang telah merencanakan pengembangan PLTS hingga mencapai 100 Mwp ditahun 2027. Rencana pengembangan PLTS *on grid* tahap satu sebesar 50 Mwp akan dimulai di akhir tahun 2024 dan ditargetkan COD (*Commercial Operation Date*) di akhir tahun 2025 melalui kerjasama dengan badan usaha *independent power producers* (IPP) sebagaimana termuat dalam RUPTL pemegang wilus. Mekanisme kerjasama dengan IPP dalam pengembangan PLTS di KEK Galang Batang sesuai regulasi [5] terdiri dari beberapa tahapan dimulai dari pengadaan pengembang (IPP) baik melalui penunjukkan langsung ataupun melalui proses lelang yang kompetitif. Selanjutnya pemegang wilus mengajukan persetujuan harga jual tenaga listrik (HJTL) kepada Menteri ESDM dan diikuti dengan Perjanjian Jual Beli Tenaga Listrik (PJBL) / *Power Purchase Agreement* (PPA) [6]. Kemudian Badan Usaha IPP harus mengajukan Perizininan Usaha Penyediaan Tenaga Listrik Untuk Kepentingan Umum (IUPTLU) terintegrasi sehingga IPP dapat melakukan *financial closing* (pendanaan dari lenders).[7].

Pembelian tenaga listrik dari PLTS mengacu pada Permen ESDM Nomor 19 Tahun 2016 yang mengatur Pembelian tenaga listrik dari PLTS *Fotovoltaik* oleh Perusahaan Listrik Negara (PLN), meskipun dalam hal ini *off-taker* tenaga listrik dari PLTS yang dikembangkan oleh IPP adalah pemegang wilus non PLN.

Salah satu permasalahan untuk menentukan harga jual dari tenaga listrik PLTS Fovoltaik adalah pengembang harus tetap berpedoman pada regulasi tarif yang ditetapkan sehingga perusahaan IPP perlu melakukan perhitungan harga jual ditambah dengan margin yang wajar namun berdasarkan parameter *finansial project* tetap layak untuk direalisasikan dan mampu mendorong investasi di bidang ketenagalistrikan.

2. Tinjauan Pustaka

2.1 PLTS

Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) merupakan sebuah sistem yang memiliki kemampuan untuk mengkonversi sinar matahari menjadi tenaga listrik, sinar matahari tersebut dimanfaatkan secara langsung sebagai energi thermal (panas) melalui penggunaan sel fotovoltaik dalam panel surya dan kaca *fotovoltaik* transparan dengan teknologi solar-elektrik. [7]. Agar bisa memproduksi listrik secara optimal terdapat beberapa komponen utama PLTS seperti modul/panel surya (*Fotovoltaik*) , inverter dan baterai [8].



Secara umum modul surya yang sering dijumpai adalah monokristalin dan polikristalin perbedaan dari keduanya adalah pada tingkat ke efisiensi energi, kebutuhan ruang dan biaya. Panel monokristalin memiliki efisiensi tertinggi mencapai 22,5%, cenderung efisien di suhu yang hangat, daur hidup yang lebih panjang, hemat namun lebih mahal dibanding panel yang lain. Sedangkan panel polikristalin memiliki efisiensi 14-16%, memerlukan tempat yang lebih luas, mudah dibuat dan berbiaya rendah. Panel surya umumnya memiliki masa pakai hingga 20-30 tahun, sehingga panel surya akan mengalami degradasi dalam menghasilkan energi dibawah efisiensi teknisnya secara umum. Pemilihan inverter dan pemanfaatan baterai dalam merencanakan PLTS disesuaikan dengan desain PLTS yang akan dibuat [9].

Terdapat 2 jenis konfigurasi utama dalam sistem PLTS yakni pada sistem *on grid* dan sistem *off grid /stand alone*, meski ada sistem lain yang mengkolaborasikan keduanya atau dikenal dengan sistem hybrid [10]. Sistem *on grid* bermakna mengintegrasikan sistem PLTS dengan jaringan penyediaan listrik dimana sistem tidak memerlukan baterai untuk penyimpanan daya, dalam hal ini di kawasan KEK Galang Batang sistem PLTS akan dioperasikan terhubung dengan PLTU eksisting. Untuk sistem *off grid/ stand alone merupakan* sistem terpisah tidak *disupply* oleh pembangkit lain sehingga hanya mengandalkan pada sinar matahari seutuhnya, sehingga pada sistem ini memerlukan penyimpanan daya dan dapat beroperasi dengan menggunakan cadangan baterai saat tidak terdapat penyinaran. sistem *off grid* cocok untuk diterapkan di remote area.

2.2 Rancangan Teknis PLTS

Saat ini telah banyak berbagai *software* yang dipakai dalam melakukan perancangan teknis PLTS, beberapa dari perangkat tersebut menggunakan *platform web application*, sehingga bisa diakses tanpa perlu mengunduh, perangkat tersebut adalah Pv Syst 7.2.

Pengembangan PLTS total 100 MWp di KEK Galang Batang direncanakan tersebar di beberapa lokasi dalam wilus yang telah ditentukan oleh pemegang wilus, antara lain berada di atap bangunan / industri, waduk, kanal dan lokasi yang ditetapkan. Jenis sistem yang dipakai adalah *on grid* yang terhubung ke jaringan PLTU eksisting yang saat ini telah beroperasi di KEK Galang Batang.

Dalam merancang sistem PLTS *on grid* yang akan di tempatkan di atap bangunan terdapat beberapa hal yang harus diperhatikan antara lain :

1. Analisis lokasi PLTS

Berdasarkan dokumen RUPTL Pemegang Wilus rencana pengembangan PLTS berada di KEK Galang batang pada koordinat X: 461697,58 dan Y: 101472,16 di atap bangunan dengan kebutuhan luasan area yang didapatkan dari hasil simulasi dengan *software Photovoltaic* yakni sekitar 23,30 Ha. Berdasarkan informasi dari perusahaan terdapat potensi area yang disediakan untuk rencana pengembangan PLTS di KEK galang batang



Gambar 1. Peta Indikatif Alternatif Lokasi

Dari gambar peta indikatif KEK Galang Batang di atas, terdapat luas area yang tersedia untuk pengembangan PLTS dengan rincian sebagai berikut:

Tabel 1. Ketersediaan Area Untuk PLTS

Nama	Total (ha)	Penggunaan Lahan (Ha)	Rencana Pembangkit	COD	Keterangan
PLTS	14,45	12,5	PLTS 25 MWp	2027	Lahan baru rencana untuk PLTS
Atap Bangunan Potensial	25,34	23,5	PLTS 50 MWp	2025	Atap bangunan eksisting
Waduk	6,440	12,5	PLTS 25 MWp	2026	5% dari luas total waduk 128,80 Ha
Kanal	8,7				
Total	55	49	100 MWp		

Hasil analisis, 2023

Dari hasil digitasi dan perhitungan luas atap bangunan eksisting telah memenuhi kebutuhan area pemasangan PLTS 50MWp termasuk *allowance* untuk pemasangan kabel dan inverter.

2. Pemasangan panel surya

Untuk pemasangan panel surya perlu memperhatikan berbagai faktor diantaranya kondisi atap bangunan ada yang datar, dan limas dengan sudut kemiringan 25-40 derajat, sedangkan arah orientasi atap juga bervariasi untuk bangunan yang orientasinya arah timur/barat maka perlu adanya penambahan struktur penyangga panel surya yang akan dipasang. Untuk beberapa bangunan perlu diadakan perbaikan struktur untuk atap dengan kapasitas diatas 100 kWp

karna akan terbebani panel surya sebesar 5454 Kg atau setiap 10 kWp sistem PLTS memiliki beban +/- 545 Kg.

Pada tahap pertama peletakan panel surya dengan sistem rooftop pada bangunan perkantoran dan gedung-gedung existing dengan sudut 30 derajat untuk atap datar dan mengikuti sudut atap untuk atap bentuk limas, hal ini dilakukan untuk mengurangi genangan air jika terjadi hujan dan debu yang menempel serta mengoptimalkan radiasi sinar matahari.

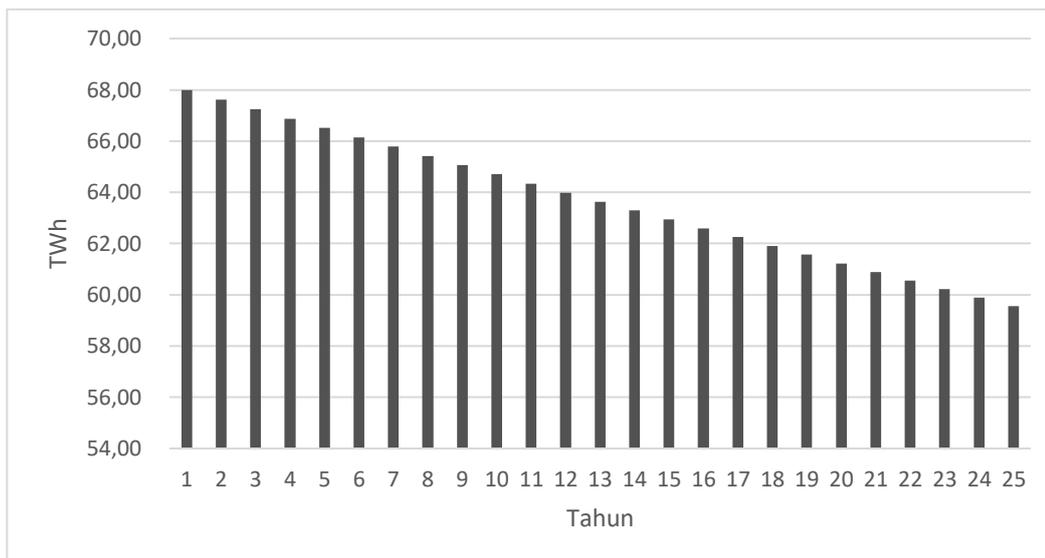
3. Rancangan Modul Surya

Rancangan modul surya pada PLTS ini menggunakan modul dengan daya 50Wp dengan luasan 2.2 x 1.1 m, tegangan Vmpp sebesar 36.1 volt. Untuk menghasilkan daya sebesar 50MWp sistem ini membutuhkan sebanyak 90912 modul fotovoltaik, 5682 string seri untuk mendapatkan input tegangan inverter yang optimal dan sebanyak 193 unit inverter dengan daya 200 kWac.

PV Array Characteristics			
PV module		Inverter	
Manufacturer	CSI Solar	Manufacturer	Kaco new energy
Model	CS6W-550MS 1500V	Model	Powador XP200-HV
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	550 Wp	Unit Nom. Power	200 kWac
Number of PV modules	90912 units	Number of inverters	193 units
Nominal (STC)	50.00 MWp	Total power	38600 kWac
Modules	5682 Strings x 16 In series	Operating voltage	450-830 V
At operating cond. (50°C)		Pnom ratio (DC:AC)	1.30
Pmpp	45.81 MWp	Total inverter power	
U mpp	602 V	Total power	38600 kWac
I mpp	76158 A	Number of inverters	193 units
Total PV power		Pnom ratio	1.30
Nominal (STC)	50002 kWp		
Total	90912 modules		
Module area	233096 m ²		

Gambar 2. Hasil simulasi software PV Syst

Dari hasil simulasi produksi daya yang didapat dengan sistem ini menghasilkan daya 38600 kWac dan produksi energi yang dihasilkan untuk diinjeksikan pada grid sebesar 64.67 GWh/tahun. Nilai tersebut sedikit berbeda dengan perhitungan yang dilakukan dengan menggunakan beberapa asumsi antara lain nilai *Capacity Factor* (CF) 0,16, utilisasi PV modul 98% dimana modul PV akan terdegradasi 2% di tahun pertama dan selanjutnya 0,55% hingga tahun 2025 sehingga mempengaruhi produksi energi. Selama 25 tahun efisiensi panel surya hanya mengalami penurunan 16 %. Dan berikut perhitungan produksi tenaga listriknya.



Sumber Hasil analisis, 2024

Gambar 3. Grafik produksi PLTS Mwp dalam 25 tahun.

Produksi tenaga listrik di tahun pertama sebesar 67.991 GWh/tahun dan akan mengalami penurunan seiring dengan waktu pemakaian sehingga diakhir periode proyek produksi PLTS menjadi sebesar 59.562 Gw/tahun Selanjutnya produksi tenaga listrik dari PLTS 50 MWp selama 25 tahun akan menjadi acuan dalam perhitungan keekonomian proyek pengembangan PLTS 50Mwp yang akan dilakukan oleh Badan usaha IPP.

2.3 Analisis Keekonomian

Perhitungan keekonomian dari pengembangan PLTS, memiliki beberapa tahapan diantaranya, menghitung biaya siklus hidup, biaya pembangkitan dan menentukan harga jual dari produksi tenaga listrik PLTS. Adapun metode yang dipakai untuk perhitungannya adalah *Life Cycle Cost (LCC)* dan biaya energi rata-rata atau disebut *levelized cost of energi (LCOE)*.

2.3.1 Life Cycle Cost (LCC)

LCC merupakan biaya siklus hidup yang mempertimbangkan berbagai komponen biaya dalam siklus hidup proyek, metode ini banyak diaplikasikan untuk diberbagai bidang dapatdipergunakan dalam menghitung efisiensi pemakaian energi pada sebuah gedung menghitung total biaya dan analisa energi pada rumah yang menggunakan sistem kombinasi energi surya. [11]

Model LCC pada sistem energi dikembangkan oleh Departemen Energi AS dan distandarisasi oleh Biro Standar Nasional pada tahun 1980. Model ini mempertimbangkan semua biaya yang relevan yang terkait dengan sistem energi dari waktu ke waktu, mulai dari desain, konstruksi, material, operasi sistem, dan komponen. Komponen biaya tersebut mencakup atas biaya investasi, biaya maintenance yang sifatnya berulang atau tidak berulang termasuk biaya salvage dari asset, oleh karena itu, biaya siklus hidup sistem energi dirumuskan sebagai berikut

$$LCC = EC + IC + SV + +NMFOMC + NRC + RC \dots\dots\dots\Pers 1.$$



Dimana :
 LCC : nilai saat ini dari life cycle cost
 EC : nilai saat ini dari biaya energy
 IC : nilai saat ini dari biaya investasi
 SV : nilai saat ini dari salvage
 NFOMC : nilai saat ini dari operasi diluar bahan bakar setiap tahun berulang dan biaya pemeliharaan
 NRC : nilai saat ini dari operasi diluar bahan bakar tidak berulang dan pemeliharaan biaya.
 RC : nilai saat ini biaya berulang atau biaya tahunan

2.2.2 Levelized Cost of Energy (LCOE)

Levelized Cost of Energy (LCOE) atau biaya listrik rata-rata merupakan biaya rata-rata per kwh dari energi listrik yang dihasilkan oleh system selama jangka waktu tertentu. U.S. Energy Information Administration mendefinisikan perhitungan LCoE dengan mempresentasikan nilai total dari biaya investasi, operasional & perawatan, biaya penggantian peralatan, sewa lahan, asuransi sebuah fasilitas pembangkit yang di *present value* kan dalam satu siklus finansial dan siklus kerja dengan mempertimbangkan berbagai faktor seperti suku bunga, jangka waktu proyek dengan memperhatikan nilai LCC nya.

Rumus LCOE dinotasikan sebagai berikut :

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

Pers 2

Dimana :
 It = Investasi di tahun ke t
 i = suku bunga (dalam hal ini menggunakan WACC yang dihitung dengan menggunakan metode CAPM)
 n = Umur pembangkit
 Et = Energi yang dibangkitkan selama periode proyek

2.2.3 Kelayakan Finansial

Untuk mengetahui kelayakan proyek berdasarkan harga jual yang telah dihitung, maka dilakukan analisis berdasarkan 3 parameter kelayakan antara lain *Net Present Value* (NPV), *Internal Rate of Return* (IRR) dan *Payback period* (PP) [12]

a. *Net Present Value* (NPV)

Merupakan selisih nilai sekarang dari penerimaan (manfaat) dengan nilai sekarang pengeluaran (biaya) pada tingkat bunga tertentu. Rumus yang digunakan dalam perhitungan NPV adalah sebagai berikut :

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{Bt - Ct}{(1+i)^t} \quad \text{Pers 3}$$

Dimana :
 Bt = Manfaat yang diperoleh setiap tahun
 Ct = Biaya yang dikeluarkan setiap tahun
 t = Jumlah tahun (umur proyek)
 i = Tingkat suku bunga (diskonto)



Norma kelayakan finansial berdasarkan NPV yaitu :

1. NPV>0, berarti secara finansial proyek layak dilaksanakan karena manfaat yang diperoleh lebih besar daripada biaya.
2. NPV = 0, berarti secara finansial proyek sulit untuk dilaksanakan karena manfaat yang diperoleh diperlukan untuk menutupi biaya yang dikeluarkan.
3. NPV < 0, berarti secara finansial proyek tidak layak dilaksanakan karena manfaat yang diperlukan lebih kecil daripada biaya yang dikeluarkan.

b. Internal Rate of Return (IRR)

Internal Rate of Return (IRR) merupakan tingkat suku bunga (discount rate) yang membuat nilai NPV proyek sama dengan nol. Nilai IRR diperoleh dengan menggunakan rumus sebagai berikut:

$$IRR = i + \frac{NPV}{NPV - NPV'} (i' - i) \quad \text{Pers 4}$$

Dimana :

- i = discount rate (WACC/COE) yang menghasilkan NPV positif
- i' = discount rate (WACC/COE) yang menghasilkan NPV negatif
- NPV = NPV yang bernilai positif
- NPV' = NPV yang bernilai negatif

Perhitungan IRR proyek dengan struktur modal campuran dengan menggunakan pembiayaan ekuitas dan hutang maka nilai IRR proyek dihitung dengan menggunakan WACC dan IRR ekuitas menggunakan Cost of Equity. Jika Nilai IRR proyek > WACC dan IRR ekuitas > Cost of equity maka IRR dinyatakan layak

c. Payback Period (PBP)

Merupakan suatu periode yang diperlukan untuk dapat menutup kembali pengeluaran investasi dengan menggunakan proceeds atau aliran kas net, (net cash flows). Penggunaan analisis ini hanya disarankan untuk mendapatkan informasi tambahan guna mengukur seberapa cepat pengembalian modal yang diinvestasikan.

$$PP = n + \frac{(a-b)}{(c-b)} \times 1 \text{ tahun} \quad \text{Pers 5}$$

Dimana:

- n : Tahun terakhir dimana arus kas sebelum menutup investasi semula
- a : Jumlah investasi mula-mula
- b : Jumlah kumulatif arus kas pada tahun ke n
- c : Jumlah kumulatif arus kas pada tahun ke n + 1

Metode

Tahapan penelitian diawali dengan pendahuluan melalui studi literatur dan kunjungan lapang sehingga teridentifikasi beberapa permasalahan terkait rencana KEK Galang Batang yang akan bekerjasama dengan badan usaha IPP dalam mengembangkan PLTU 50MWp. Untuk membangun PLTS dikawasan tersebut diperlukan perijinan IUPTLU IPP. Salah satu syarat penerbitan IUPTLU IPP pemegang wilus harus menghitung dan mengajukan harga jual tenaga listrik kepada menteri ESDM dan menyusun dokumen FS yang memuat kelayakan proyek secara teknis dan finansial.



Selanjutnya dilakukan tahap pengumpulan data primer seperti melakukan wawancara kepada stakeholder pemegang wilus, calon badan usaha IPP, dokumen RUPTL Pemegang Wilus, dokumen ketenagalistrikan KEK Galang Batang, Masterplan KEK Galang Batang dan masterplan ketenagalistrikan KEK Galang Batang. Untuk data sekunder dikumpulkan dari berberbagai sumber baik berupa kajian, jurnal, majalah, buku yang kredibel dan relevan. Sehingga dapat mejadi referensi dalam menegakkan dasar asumsi yang dibangun untuk menyelesaikan permasalahan yang ada.

Pada pengolahan dan analisis data dilakukan melakukan elaborasi perhitungan biaya pembangkitan dengan motode LCC dan LCOE, sehingga badan usaha IPP dapat menentukan harga jual tenaga listrik yang dihasilkan kepada pemegang wilus dengan margin tertentu. Harga Jua yang disepakati akan menjadi inputan dalam menentukan kelayakan finansial dengan parameter kelayakan NPV, IRR dan PBP. Terakhir dilakukan analisis terhadap hasil pengolahan data serta menarik kesimpulan dan memberikan rekomendasi bagi perusahaan.

4. Hasil dan Pembahasan

Untuk menyelesaikan permasalahan terdapat beberapa asumsi dasar ekonomi secara harus dibangun, berikut perinciannya

Tabel 2. Asumsi dasar ekonomi

No	Asumsi	Nilai	Keterangan
1	Nilai Tukar / Kurs 1 USD	16.000	Hasil forecast, 2024
2	Eskalasi kurs	0,88%	Hasil forecast,2024
3	Inflasi	3%	APBN 2024
6	Suku Bunga	9,5%	Suku bunga Dasar Kredit Bank Pemerintah untuk investasi di bidang Energi
7	DER	60% ; 40%	
8	Tax	22 %	PMK
9	Risk free rate	7,12	Obligasi ytm 25 tahun
10	Unlever beta	0,65	Unlever beta Damodaran Sektor Energi
11	Project life	25 tahun	
13	Deoresiasi aset	25 tahun	Straight line
12	WACC hitung	9,69 %	
13	Cost of Equity	13,18 %	

Sumber : hasil pengolahan, 2024

Dari hasil perhitungan teknis yang telah dilakukan sebelumnya diketahui produksi energi yang dihasilkan per tahun 70.080 GWh, nilai tersebut mengalami degradasi 0,55 % per tahun dengan tahun 2025, utilisasi dari tenaga listrik yang diproduksi diasumsikan 98%. Biaya investasi awal dari pengembangan PLTS 50 MWp mencapai Rp. 515.867.905.405 atau sekitar USD 32.241.744 dengan rincian sebagai berikut

Tabel 3. Total Investasi awal

No	Komponen Biaya	Nominal (Rp)
1	<i>Pre Development</i>	4.650.000.000
2	Capex	460.043.606.427
3	VAT (11%)	50.604.796.707



4	<i>Networking Capital (NWC)</i>	569.502.237
	Total	515.867.905.405

Hasil analisis, 2024

Investasi awal terdiri atas biaya awal pengembangan seperti perijinan, kajian, survey, DED dan lainnya. Komponen *Capital Expenditure* (CAPEX) terdiri atas *depreciable aset* seperti pembelian untuk unit pembangkit, sistem, aset bergerak maupun tidak bergerak, *civil work* dan *contingencies*. *Operational Expenditure* (OPEX) terdiri atas biaya tetap OM dan biaya variabel OM. Biaya tetap terdiri atas biaya tenaga kerja langsung, *overhead cost*, pembayaran pinjaman dan depresiasi aset. Biaya tetap pertahun mencapai 48 Miliar rupiah sedangkan biaya variabel OM sebesar 3,9 miliar rupiah. Sedang *networking capital* (NWC) dihitung berdasarkan nilai OPEX dan siklus produksi pembangkit hingga menghasilkan revenue. Asumsi siklus produksi dari PLTS adalah 30 hari sehingga nilai NWC adalah OPEX PLTS selama 30 hari senilai Rp. 569.502.237.

1. Perhitungan LCC dan LCOE

Perhitungan biaya siklus dan harga jual dalam investasi PLTS menggunakan komponen investasi awal, biaya operasional, biaya transmisi, salvage cost yang di *present value* kan dengan asumsi $i = wacc$ hitung yakni 9,69% sehingga didapatkan hasil sebagai berikut

Tabel 4. Perhitungan LCC dan LCOE

No	Komponen	Nilai (Rp)
I	Present value Life Cycle Cost	
	A Biaya Investasi di tahun 2024	515.867.905.405
	B biaya Maintenance dan Operasional	
	PV biaya Tetap Operasional dan Maintenance	48.127.100.463
	PV biaya variabel OM dan Replacement	3.976.539.077
	C PV Salvage Cost	4.700.904.617
	D PV transmisi Cost	15.000.000.000
	Present value Life Cycle Cost	587.672.449.561
II	PV Energi (MWh)	576.918
III	BPP (LCOE) Rp/kwh	1.018,64
	BPP (LCOE) cUSD/kwh	6,37
IV	Harga Jual Rp/kwh	1.120,51
	Harga Jual cUSD/kwh	7,00
	Margin	10%

Hasil analisis, 2024

Dari hasil perhitungan didapatkan nilai LCC / biaya siklus hidup adalah Rp 587.672.449.561 atau USD 36.729.528 jika dibagi dengan PV energi yang dihasilkan selama 25 tahun akan menghasilkan nilai BPP /biaya pembangkitan dengan metode LCOE sebesar Rp.1.108,- /kwh atau 6,37 cUSD/kwh . Jika ditambahkan margin keuntungan sebesar 10% maka harga jual menjadi Rp 1.120,51 /kwh.



2. Analisis kelayakan Finansial

Dari harga jual yang didapatkan selanjutnya dilakukan perhitungan kelayakan dengan membuat cashflow untuk mengetahui aliran kas bersih antara pengeluaran dan penerimaan, dengan struktur modal 60 % utang dan 40% ekuitas maka perhitungan kelayakan disajikan pada tabel dibawah ini

Tabel 5. Hasil kelayakan Finansial

Parameter Kelayakan	Nilai
WACC	9,69%
NPV (dalam Miliar)	34.590,13
IRR	10,58%
PBP	8,78

Hasil analisis, 2024

Berdasarkan 3 parameter kelayakan yakni didapatkan nilai NPV positif > 0 , IRR $>$ dari WACC dan waktu pengembalian atau PBP dibawah 10 tahun maka proyek investasi PLTS kapasitas 50MWp di KEK Galang Batang bekerja sama dengan IPP sesuai dengan RUPTL Pemegang wilus dapat direalisasikan dengan harga jual Rp. 1.120,5 /kwh atau 7 cUSD/kwh.

5. Simpulan

Dari hasil pengolahan dan analisis data dapat ditarik kesimpulan sebagai berikut

1. Biaya *life cycle* atau biaya siklus dari pengembangan PLTS kapasitas 50Mwp di KEK Galang Batang adalah Rp 587.672.449.561. Nilai ini merupakan hasil *present value* dari seluruh biaya yang ada selama siklus proyek.
2. Perhitungan Biaya Pokok Pembangkitan (BPP) dengan membagi *biaya life cycle* didapatkan dari rasio LCC dengan PV produksi energi 576.918 Mwh selama periode proyek (25 tahun) menghasilkan harga Rp 1.018,64/kwh atau 6,7 cUsd/kwh. IPP dapat menambahkan tingkat keuntungan yang diharapkan / margin yang wajar untuk kelangsungan bisnisnya.
3. Hasil kelayakan finansial dengan menambahkan 10% margin pada BPP sebagai harga jual tenaga listrik maka diperoleh nilai NPV positif sebesar 35,5 Miliar, Nilai IRR diatas WACC yakni 10,58% dan tingkat pengembalian yang cukup menarik 8 tahun 9 bulan.

6. Rekomendasi

Beberapa hal yang dapat direkomendasikan antara lain

1. Badan usaha dapat melakukan analisis sensitivitas pada struktur modal, harga jual/margin untuk mengetahui dampak dari perubahan tersebut terhadap kelayakan proyek.
2. Melakukan simulasi montecarlo pada variabel-variabel risiko dengan pendekatan probabilistik pada perhitungan LCC dan LCOE.

7. Daftar Pustaka

- [1] Aprilianto RA. Peluang dan Tantangan Menuju Net Zero Emission (NZE) Menggunakan Variable Renewable Energy (VRE) Pada Sistem Ketenagalistrikan Di Indonesia. *Jurnal Multidisipliner Mahasiswa Pascasarjana Indonesia*. 2021; 2(2) : 1-13.
- [2] Paramita R. Target Bauran Energi Indonesia Tahun 2023 Kembali Melesat. *Buletin APBN*. 2024; 10 : 3.
- [3] Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) , PT X tahun 2024-2033



- [4] Peraturan Presiden Nomor 112 Tahun 2022. Percepatan Pengembangan Energi Terbarukan Untuk Penyediaan Tenaga Listrik
- [5] Peraturan Menteri ESDM No. 11 Tahun 2021, Tentang Pelaksanaan Usaha Ketenagalistrikan
- [6] Peraturan Menteri Energi Sumber Daya Mineral Nomor 10 Tahun 2017 Tentang Pokok Pokok Dalam Perjanjian Jual Beli Tenaga Listrik
- [7] Nugraha, Aditya IM. Penggunaan Pembangkit Listrik Tenaga Surya Sebagai Sumber Energi Pada Kapal Nelayan: Suatu Kajian Literatur. *Jurnal Sumber Daya Akuatik Indopasifik*. 2020; 4(2) : 101.
- [8] Sianipar R. Dasar Perencanaan Pembangkit Tenaga Surya. *Jurnal Teknik Elektro Trisakti*. 2014; 11(2) : 61-78.
- [9] Boxwell M. *The Solar Electricity Handbook: A Simple, Practical Guide to Solar Energy - Designing and Installing Photovoltaic Solar Electric Systems*, Ed. ke-6. Warwickshire, UK: Greenstream Publishing.2016.
- [10] Gumintang A, Sofyan MF, Sulaeman I. *Design and Control of PV Hybrid System in Practice*. Jakarta: GIZ. 2021.
- [11] Sugirianta K, Bagus I, Giriantari IAD, dan Kumara INS. Economic Analysis of Solar Electricity Rates using the Life Cycle Cost Method (Analisa Keekonomian Tarif Penjualan Listrik Pembangkit Listrik Tenaga Surya 1 MWp Bangli Dengan Metode Life Cycle Cost). *Majalah Ilmiah Teknologi Elektro*. 2016; 15(2) : 121–126.
- [12] Pujawan N. *Ekonomi Teknik Edisi Ketiga*. Penerbit Lautan Pustaka. Yogyakarta. 2019.
- [13] Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) , PT X tahun 2024-2033