

Jurnal Ilmiah

ENERGI & KELISTRIKAN



SEKOLAH TINGGI TEKNIK - PLN

PRAKIRAAN KEBUTUHAN ENERGI LISTRIK WILAYAH JAWA - BALI TAHUN 2017 - 2036 DENGAN GABUNGAN METODE ANALITIS, EKONOMETRI, DAN KECENDERUNGAN

Soetjipto Soewono; John Pantouw; Septianissa Azzahra

IMPLEMENTASI LOGIKA FUZZY UNTUK SISTEM OTOMATISASI PENGATURAN PENGISIAN BATERE PEMBANGKIT LISTRIK TENAGA SURYA

Tri Joko Pramono; Dhami Johar Damiri; Supriadi Legino

STUDI PENYIMPANAN ENERGI PADA BATERAI PLTS

Retno Aita Diantari; Erlina; Christine Widyastuti

POTENSI PEMANFAATAN BIOMASSA SEKAM PADI UNTUK PEMBANGKIT LISTRIK MELALUI TEKNOLOGI GASIFIKASI

Isworo Pujotomo

KONTROL PENERANGAN TENAGA SURYA SEBAGAI IMPLEMENTASI DARI LISTRIK KERAKYATAN

Muchamad Nur Qosim; Isworo Pujotomo; Heri Suyanto

ANALISIS PENGGUNAAN LISTRIK ARUS SEARAH UNTUK MENINGKATKAN LAJU PRODUKSI MINYAK BUMI JENIS MINYAK BERAT

M. Hafidz; Martin Choirul Fatah; Sandy Suryakusuma

STUDI KELAYAKAN PEMBANGUNAN PEMBANGKIT LISTRIK TENAGA UAP 2X50 MW DENGAN MENGGUNAKAN BOILER CIRCULATING FLUIDIZED BED COMBUSTION DI KENDARI, SULSELBAR

Harun Al Rasyid; Haqimul Batih; Raden Edi Sewandono

STUDI METODE PENGANTIAN RELAI MEKANIS MENJADI ELEKTRIS PANEL TEGANGAN MENENGAH PLTU UNIT 4 MUARA KARANG

Zainal Arifin; Santoso Januwarsono; Ryan Farieztya

KAJIAN PEMASANGAN LIGHTNING ARRESTER PADA SISI HV TRANSFORMATOR DAYA UNIT SATU GARDU INDUK TELUK BETUNG

Ibnu Hajar; Eko Rahman

ISSN 1979-0783



SEKOLAH TINGGI TEKNIK - PLN (STT-PLN)

ENERGI & KELISTRIKAN

VOL. 9

NO. 2

HAL. 101 - 179

JUNI - DESEMBER 2017

ISSN 1979-0783

STUDI KELAYAKAN PEMBANGUNAN PEMBANGKIT LISTRIK TENAGA UAP 2X50 MW DENGAN MENGGUNAKAN *BOILER CIRCULATING FLUIDIZED BED COMBUSTION* DI KENDARI, SULSELBAR

Harun Al Rasyid¹⁾, Haqimul Batih³⁾, Raden Edi Sewandono²⁾

Teknik Mesin, Sekolah Tinggi Teknik PLN

¹⁾harun.al.rosyid@indopowerinternational.co.id

^{2,3)}Teknik Elektro, Sekolah Tinggi Teknik PLN

haqimulbatih@yahoo.com

³⁾edi@infrastos.org

Abstract : *This research is an explanation from feasibility study of the project; Which aims to analyze the feasibility of financially the development of Power Plant (PLTU) Capacity 2 × 50 MW by using boiler circulating fluidized bed combustion (CFB). Indicators used to analyze the feasibility of Power Plant (PLTU) Capacity 2 × 50 MW are: payback period, net present value (NPV), internal rate of return (IRR), sensitivity analysis, variable operating costs, and fixed operating costs. This research analyzes investment feasibility and risk from financial aspect by considering interest rate of loan (in USD) equal to 6% per year. The calculation of the value of investments made amounted to 1074.63 USD / kW, and net present value (NPV) of 61.8270 million USD with an internal rate of return (IRR equity) of 14 percent, and the results of this study has also been calculated payback period (PP) during 6.69 years, very feasible, because it is shorter than the project age (30 years); Then it can be concluded that the tariff of selling electricity after levelized is 8.1582 Cent US \$*

Keywords : *boiler CFB, Investment Capital , Net Present Value , Internal Rate of Return / IRR and payback period , sensitivity analysis , Fix and Variable Cost and levelized tariff .*

Abstrak : *Penelitian ini merupakan penjelasan dari studi kelayakan proyek; yang bertujuan untuk menganalisis kelayakan secara finansial pembangunan Pembangkit Tenaga Listrik (PLTU) Kapasitas 2x50 MW dengan menggunakan boiler circulating fluidized bed combustion (CFB). Indikator yang digunakan untuk menganalisis kelayakan Pembangkit Tenaga Listrik (PLTU) Kapasitas 2x50 MW tersebut adalah : payback periode, net present value (NPV), internal rate of return (IRR), analisa sensitivitas, biaya operasional variabel, dan biaya operasional tetap. Penelitian ini menganalisis kelayakan investasi dan risiko dari aspek keuangan dengan mempertimbangkan tingkat bunga pinjaman (dalam USD) senilai 6% per tahun. Pehitungan nilai investasi yang dilakukan menghasilkan nilai sebesar 1074.63 USD/kW, dan net present value (NPV) sebesar 61.8270 juta USD dengan internal rate of return (IRR ekuitas) sebesar 14 persen, dan hasil penelitian ini juga telah dihitung payback period (PP) selama 6.69 tahun, sangat layak, karena lebih singkat dari umur proyek (30 tahun); kemudian dapat disimpulkan bahwa tariff jual listrik setelah levelized sebesar 8.1582 Cent US\$*

Kata kunci : *boiler CFB, Modal Investasi , nilai bersih saat ini , Tingkat Pengembalian / IRR dan masa pengembalian, analisa sensitivitas, biaya operasional tetap dan berubah, tariff levelized .*

PENDAHULUAN

Kebutuhan akan listrik menjadi prioritas dalam perencanaan pembangunan nasional yang tercantum dalam rencana usaha penyediaan tenaga

listrik (RUPTL), mengingat akan meningkatkan taraf hidup suatu bangsa. Namun harus dilihat juga dari kemampuan bangsa itu sendiri dalam menyediakan listrik tersebut, apalagi

listrik yang menggunakan energi primer dari fosil seperti minyak, gas atau batubara, yang makin lama makin terbatas. Oleh karena itu saat ini perlu memanfaatkan batubara secara benar untuk kebutuhan mesin pembangkit listrik dan harus meninggalkan minyak yang saat ini sudah menjadi mahal. Tidak beruntungnya lagi pembangkit listrik diluar jawa masih menggunakan bahan bakar minyak untuk kebutuhan tersebut. Sehingga dalam beberapa tahun kedepan perlu pembangunan pembangkit listrik tenaga listrik (PLTU) dengan bahan bakar batubara.

LANDASAN TEORI

Pembangkit listrik tenaga uap (PLTU), menghasilkan listrik lewat pembakaran batu bara yang di konversi menjadi uap dengan bantuan boiler sebagai alat pemanas air. Uap yang di hasilkan dari boiler di gunakan untuk memutar turbin generator sehingga menghasilkan tenaga listrik di generator. Energi listrik yang di hasilkan oleh generator harus dinaikan tegangannya sebelum di kirim melalui jalur transmisi (transmission line). Komponen peralatan yang paling vital pada PLTU adalah boiler, untuk itu diperlukan pemilihan boiler yaitu Circulating Fluidized Bed Combustion (CFB) didasarkan pada ketentuan dari PLN yang disebutkan dalam dokumen pengadaan pembangkit. Performance atau unjuk kerja Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU) meliputi : Heat Rate, Efisiensi Boiler, Turbin-Generator, UAT (Unit Auxiliary Transformer) atau pemakaian listrik untuk keperluan sendiri dan efisiensi Plant atau pembangkit secara keseluruhan. Heat Rate atau Tara Kalor adalah kalor yang dibutuhkan untuk menghasilkan satu KWh. Dimana Heat Rate akan semakin meningkat dengan semakin bertambah umur suatu pembangkit listrik yang berbanding terbalik dengan efisiensinya, efisiensi akan semakin menurun dengan bertambahnya umur pembangkit listrik.

Komponen Biaya Tenaga Listrik

Metodologi perhitungan harga jual tenaga listrik PLTU Kendari dalam

penulisan ini dapat dilihat pada Gambar 2. Harga jual tenaga listrik PLTU, terdiri dari empat komponen biaya yaitu biaya, yaitu : komponen A, B, C, D dan E.

Biaya komponen A : dihitung berdasarkan besarnya biaya investasi pembangkit.

Biaya Komponen B adalah biaya tetap operasional dan pemeliharaan atau operation and maintenance (Operation & Maintenance) pembangkit.

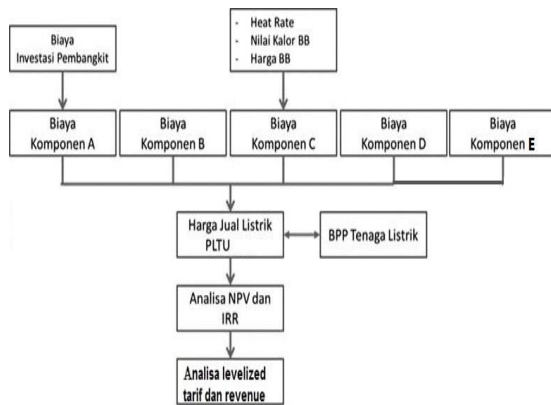
Biaya komponen C merupakan biaya bahan bakar yang dihitung berdasarkan banyaknya konsumsi bahan bakar, durasi penyalan pembangkit, jenis bahan bakar dan beberapa hal lainnya.

Biaya komponen D adalah biaya variabel operasional dan pemeliharaan (Operation & Maintenance) pembangkit.

Biaya komponen E adalah biaya pembangunan transmisi, apabila proyek termasuk dalam proyek non PLN yang tidak mendapatkan akses transmisi

Harga jual tenaga listrik PLTU Kendari merupakan penjumlahan biaya-biaya komponen tersebut diatas. Selanjutnya dihitung biaya pokok produksi dan dilakukan perhitungan *Net Present Value* (NPV) dan *Internal Rate of Return* (IRR) untuk mengetahui kelayakan harga jual tenaga listrik terhadap biaya investasi PLTU Kendari.

Pendekatan yang digunakan dalam penentuan harga untuk jangka panjang dalam perusahaan pembangkit tenaga listrik adalah pendekatan berdasarkan biaya (cost based) dan bukan dasar pasar (market based), hal ini dikarenakan penentuan harga jangka panjang dimulai dengan mengidentifikasi atas biaya yang digunakan dalam memproduksi energi dan memperhitungkan nilai margin profit yang diharapkan. Dan setiap pengembalian atas biaya tersebut, ditentukan dalam bentuk biaya per komponen yang disebut biaya komponen A,B,C,D dan E yang perlu ditentukan harga per komponennya dalam sepuluh tahun pertama, sejak pembangkit beroperasi, sebagaimana ditampilkan pada flow berikut:



Perhitungan dan pertimbangan dalam pengambilan keputusan untuk berinvestasi dan mencari sumber-sumber pendanaan pada dasarnya merupakan sebuah kegiatan yang terpisah, tetapi terdapat persamaan kriteria dasar untuk pengambilan keputusannya, yaitu dengan menggunakan metode sebagai berikut :

1) Net Present Value (NPV)

Metode *Net Present Value* (NPV) adalah menghitung antara nilai sekarang investasi dengan nilai sekarang penerimaan-penerimaan kas bersih (operasional maupun terminal cash flow) di masa yang akan datang.

Rumus NPV:

$$NPV = - \text{nilai proyek} + \frac{\text{Proceed 1}}{(1+i)^1} + \frac{\text{Proceed 2}}{(1+i)^2} + \dots + \frac{\text{Proceed n}}{(1+i)^n}$$

Dimana:

NPV = Net present value

i = tingkat bunga diskonto
diperhitungkan

n = umur proyek investasi

nilai proyek dalam hal ini pengeluaran kas awal untuk investasi proyek
proceed = (Cash Flow) arus kas tahunan setelah pajak pada periode n (nilainya bisa positif maupun negatif)

2) Internal Rate of Return (IRR)

Metode *Internal Rate of Return* (IRR) adalah menghitung tingkat bunga yang menyamakan nilai sekarang investasi dengan nilai sekarang penerimaan-penerimaan kas bersih di masa-masa mendatang. Apabila tingkat bunga ini lebih besar dari pada tingkat bunga relevan (tingkat keuntungan yang disyaratkan), maka investasi dikatakan menguntungkan,

kalau lebih kecil dikatakan merugikan. IRR dapat dihitung menggunakan rumus berikut:

$$IRR = P_1 - C_1 \frac{P_2 - P_1}{C_2 - C_1}$$

Dimana:

IRR = internal reat of return

P₁ = tingkat bunga ke-1

P₂ = tingkat bunga ke-2

C₁ = NPV ke-1

C₂ = NPV ke-2

Rumus lain dari IRR sebagai berikut :

$$IRR = i' \frac{NPV'}{NPV' - NPV''} \times (i'' - i')$$

Dimana :

i' = tingkat suku bunga pada interpolasi pertama (lebih kecil)

i'' = tingkat suku bunga pada interpolasi kedua (lebih besar)

NPV' = nilai NPV pada discount rate pertama (positif)

NPV'' = nilai NPV pada discount rate kedua (negatif)

d = 1 / (1 + i)^t,

d = discount rate, i = interest rate, t = tahun

Kriteria keputusan dengan menggunakan Internal Rate of Return (IRR) ini dapat dinyatakan sebagai berikut: IRR ≥ tingkat pengembalian yang diisyaratkan: Terima

IRR < tingkat pengembalian yang diisyaratkan: Tolak

Jika NPV positif maka IRR pasti akan lebih besar dari tingkat pengembalian yang diisyaratkan.

3) Payback Period (PP)

Payback Period merupakan metode yang mencoba mengukur seberapa cepat investasi bisa kembali. Karena itu satuan hasilnya bukan persentase, tetapi satuan waktu (bulan, tahun dan sebagainya). Kalau payback period ini lebih pendek dari pada yang disyaratkan, maka proyek di katakan menguntungkan, sedangkan kalau lebih lama proyek ditolak.

Metode ini mengukur seberapa cepat suatu investasi bisa kembali, maka dasar yang digunakan adalah aliran kas, bukan laba: untuk itu kita hitung dulu aliran kas

dari proyek tersebut. Problem utama dari metode ini adalah sulitnya menentukan periode payback maksimum yang diisyaratkan, untuk digunakan sebagai angka pembandingan. Secara normatif, memang tidak ada pedoman yang bisa dipakai untuk menentukan payback maksimum ini. Dalam prakteknya yang dipergunakan adalah payback umumnya dari perusahaan-perusahaan yang sejenis.

Metode payback period merupakan sebuah perhitungan atau penentuan jangka waktu yang dibutuhkan untuk menutup initial investment dari suatu proyek dengan menggunakan cash flow yang dihasilkan oleh proyek tersebut. Apabila kas bersih tiap tahun sama, maka:

$$PP = \frac{\text{investasi}}{\text{kas bersih/tahun}} \times 1 \text{ tahun}$$

METODE PENELITIAN

Metode penelitian yang digunakan dalam penelitian ini adalah berdasarkan studi pendahuluan (preliminary research) dan studi kepustakaan (library research). Jenis penelitian yang digunakan dalam penelitian ini adalah penelitian deskriptif dengan studi kelayakan berdasarkan kondisi alam, kondisi kelistrikan wilayah, kondisi biaya pokok penyediaan (bpp) tenaga listrik, kondisi teknis pembangkit dan kondisi instrumen investasi. Penelitian deskriptif pada proposal ini merupakan penelitian yang berusaha mendeskripsikan dan menginterpretasikan sesuatu, misalnya kondisi atau hubungan yang ada, pendapat yang berkembang, proses yang sedang berlangsung, akibat atau efek yang terjadi, atau tentang kecenderungan yang tengah berlangsung.

Untuk pengumpulan data dilakukan dari beberapa tahapan pengumpulan data yang merupakan tahapan untuk memperoleh informasi dan data dari permasalahan dan kondisi yang ada. Berikut alur penelitian kelayakan



HASIL DAN PEMBAHASAN

Sistem kelistrikan di Provinsi Sulawesi Tenggara (Sektor Sulawesi selatan tenggara barat) terdiri dari beberapa sistem. Kapasitas terpasang pembangkit berbeban diatas 1 MW yang masuk ke sistem 20 kV adalah 234 MW dengan daya mampu sekitar 165 MW. Beban puncak keseluruhan sistem kelistrikan (non coincident) di Provinsi Sulawesi Tenggara (Sulselrabar) sampai dengan triwulan III 2015 adalah sebesar 151 MW.

Berdasarkan pertumbuhan penjualan listrik dalam lima tahun terakhir, dan dengan mempertimbangkan pertumbuhan ekonomi 10 tahun kedepan, maka prediksi kenaikan beban akan mencapai 17.9% dengan penambahan jumlah pelanggan sebesar 5.9 %, maka pertumbuhan penjualan akan diproyeksikan menjadi 18.8 %.

Berdasarkan Load flow Sulselrabar sampai tahun 2019 Kekurangan akan energi listrik sekitar 97.95 MW akan dapat teratasi dengan terbangunnya PLTU 2x50 MW di kendari.

Pembangkit Listrik Tenaga Uap CFB

Boiler CFB menggunakan Fluidizing & Circulating partikel besar batu bara untuk dibakar didalam furnace, sebab partikel

tersebut akan terpisah dalam pembakaran, dengan menggunakan cyclone separator

Bila udara atau gas yang terdistribusi secara merata dilewatkan ke atas melalui bed partikel padat seperti pasir yang disangga oleh saringan halus, partikel tidak akan terganggu pada kecepatan yang rendah. Begitu kecepatan udaranya berangsur-angsur naik, terbentuklah suatu keadaan dimana partikel tersuspensi dalam aliran udara bed itu disebut "fluidized".

Sistem Boiler yang mensirkulasikan kembali batubara yang belum terbakar di furnace dengan efisien, sehingga pembakaran lebih baik dan emisi buangan SOX dan NOX yang lebih rendah, dengan penghilangan SO₂ (+/-90%) dan pengurangan NOx sampai 100 ppm pada saat proses pembakaran (combustion) di furnace boiler tanpa menggunakan peralatan instalasi pembersihan pasca pembakaran (FGD) namun tetap menggunakan limestone, dengan Sulphur content lebih dari 0.35% .

Jika partikel pasir dalam keadaan terfluidisasikan dipanaskan hingga ke temperatur nyala batubara, dan batubara diinjeksikan secara terus menerus ke bed, batubara akan terbakar dengan cepat dan bed mencapai temperatur yang seragam. Pembakaran dengan *fluidized bed* (CFB) berlangsung pada temperatur sekitar 840°C hingga 950°C. Karena temperatur ini jauh berada dibawah temperatur fusi abu, maka pelelehan abu dan permasalahan yang terkait didalamnya dapat dihindari.

Temperatur pembakaran yang lebih rendah tercapai disebabkan tingginya koefisien perpindahan panas sebagai akibat pencampuran cepat dalam *fluidized bed* dan ekstraksi panas yang efektif dari bed melalui perpindahan panas pada pipa dan dinding bed. Kecepatan gas dicapai diantara kecepatan fluidisasi minimum dan kecepatan masuk partikel. Hal ini menjamin operasi bed yang stabil dan menghindari terbawanya partikel dalam jalur gas buang. Superheater merupakan salah satu alat pendukung boiler, dengan konstruksi berupa rangkaian pipa-pipa yang berbentuk spiral yang diletakkan di bagian atas ruang pembakaran, Superheater

berfungsi untuk menaikkan temperatur uap jenuh menjadi uap panas lanjut dengan memanfaatkan gas panas hasil pembakaran. Uap yang masuk ke Superheater berasal dari steam drum. Superheater dibagi menjadi 2 bagian yaitu : *primary superheater* dan *secondary superheater*.

Primary Superheater berfungsi untuk menaikkan temperatur uap jenuh yang berasal dari *steam drum* menjadi uap panas lanjut dengan memanfaatkan gas panas hasil pembakaran. Temperatur uap kering yang masuk ke *primary superheater* adalah 304°C dan temperatur keluarnya adalah 414°C.

Secondary superheater atau juga disebut *final superheater* terletak pada bagian laluan gas yang sangat panas yaitu di atas ruang bakar dan menerima panas radiasi langsung dari ruang bakar . Temperatur uap yang masuk ke *secondary superheater* adalah 414°C dan temperatur keluar sebesar 541°C. Uap yang keluar dari *secondary superheater* kemudian digunakan untuk memutar High Pressure Turbine.

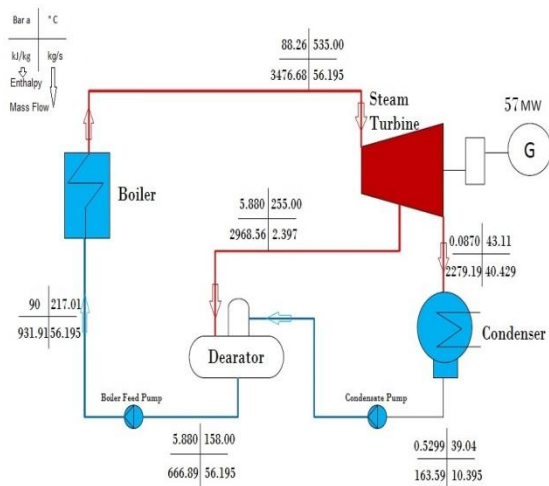
Representasi skematis dari boiler dan siklus boiler dengan kondisi :

1. Steam Rate : 3,5491 kg/kWh
2. Turbine Heat Rate : 2239 kcal/kWh
3. Throttle Flow : 202302 kg/h
4. Net Plant Heat Rate : 3067 kcal/kwh

Dengan load 57 MWe Circulating Fluidized Bed (CFB) , Boiler tersebut memiliki tungku berbahan bakar tunggal (single furnace) dengan dinding pendingin udara penuh, pendingin uap bersuhu tinggi type spiral (volute) cyclone separator yang bersirkulasi alami dan ventilasi seimbang.

Boiler tersebut berkapasitas 250 tph, 11 MPa dan suhu superheat 540 +/- 5 ° C kapasitas pembangkit uap. Pembangkit uap terdiri dari wadah tungku berpendingin udara dengan dua pemisah siklon berpendingin uap (steam cooled cyclone separator) dan saluran sangkar belakang(back pass cage).

Berikut adalah gambar simple Heat & Mass Balance Diagram (HMBD) dari Boiler CFB



Berikut Plant Performance Parameter :

Deskripsi	Size (Ukuran)	Units (Satuan)
Turbine Generator	2x57	MW
Auxiliary Power	2x7	MW
Net Power Output	2x50	MW
Net Annual Electricity	700.8	GWh
Turbine Heat Rate	2,239	kCal/kWh
Turbine MS Throttle	202.30	T/hr
Boiler Efficiency	82	%
Aux Power, % of T/G	11	5
Net Plant Heat Rate	3,067	kCal/kWh
Cycle Efficiency	28.7	%
Fuel / Coal HHV	4,200	kCal/kg
Fuel burn rate at full	2x46	T/hr
6 day supply of fuel	13,186	Tons
Unit annual coal	641,734	T/year
Site MU water supply	5.86	m ³ /sec
Unit Bottom Ash	0,92	T/hr
Site daily bottom ash	21.98	T/day
Site annual bottom	6,147.36	T/year
Unit fly ash production	3.66	T/hr
Site daily fly ash	87.91	T/day
Site annual fly ash	25,669.42	T/year
Limestone Usage	1.83	T/hr
Site annual limestone	12,835	T/year

Deskripsi Proyek

PLTU Kendari memanfaatkan Teknologi Boiler CFB (Circulating Fluidized Bed) dengan kapasitas produksi uap per unit 350 ton/jam untuk memutar turbin generator pada pembebanan 100 MW. Kebutuhan Pembangkit Listrik :

- Air (Water) : 40 m³/s
- Lahan (Land Area) :30 Ha
 - Ash Disposal Area: 8 Ha
 - Green Belt Area & Perumahan: 8 Ha
- Batubara Kalori 4200 kcal/kg :91.5 T/h
 - Untuk capacity factor 80 %641.7 T/y
- Lime Stone (CaCO₃) 2% dari Konsumsi Batubara : 1.56 T/h.

Kajian lokasi pembangkit dilakukan dengan mempertimbangkan aspek-aspek (data terlampir) seperti:

- Koordinat Lokasi PLTU Tanjung Tiram , Moramo 4°02'09.1"S 122°40'18.8"E .
- Aksesabilitas lokasi melalui jalan darat / jalan provinsi: 1 Km
- Aksesabilitas air pendingin untuk pembangkit (Laut) :91.5 meter
- Panjang Jetty: 1000 meter
- Ambient Temperature: 32° C
- Desain site level(fill works): 1.375.000 m³
- Kondisi geologi
 - Tinggi Permukaan (DPL) : 3 Meter
 - Tanah (Mediteran, latosol, organosol, alluvial, grumusol, podzolik)
 - Bebatuan (batuan sedimen, batuan metamorphosis & batuan beku)
 - Kemiringan / kontur : 0-20 %
- Suplai bahan bakar batubara dari Kalimantan Selatan: 300 Km
 - Jaringan listrik
 - Rute: Kendari Moramo S/S
 - GI Kendari 150kV: 20 – 23 Km
 - Panjang T/L : 20 Km
 - Konduktor : ACSR 240/40 mm²
 - Cross Section: 282.5 mm²
 - Diameter : 21.9 mm
 - Resistance: 0.1188 ohm/km

Dengan mempertimbangkan aspek-aspek di atas, yaitu akses jalan yang sudah layak, ketersediaan air dari laut sulawesi, kondisi topographi dan geologi site sangat layak, relative dekat dengan sumber batu bara, serta dekat dengan gardu induk kendari kajian lokasi menunjukkan bahwa tidak ada hal-hal yang mendasar yang ditemukan bahwa lokasi tersebut tidak layak dibangun PLTU batubara sampai dengan kapasitas total 100 MW.

Analisa Finansial, Investasi & Tarif

Berdasarkan data yang didapatkan dari EPC Contractor, Coal Supplier, O&M Contractor dan Bank / Institusi Finansial maka hasil perhitungan input data pada PLTU batubara 2x50MW dengan asumsi suku bunga sebesar 6%, debt equity ratio 80:20 dan target IRR sebesar 14%, dengan penjelasan sebagai berikut:

Analisa Data Input

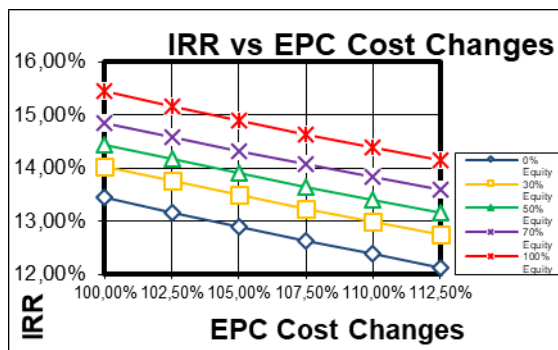
Dari hasil penghitungan tentang Data Input Investasi, diketahui:

- Masa Kontrak 25 tahun, tercantum 50 tahun dengan menggunakan semi anum yang artinya (per setengah tahun).
- Repayment Period 10 tahun, dan Construction Period 3 tahun.
- Depresiasi dari peralatan sekitar 20 tahun.

- Harga Batubara sekitar 60.04 USD dengan metode pass through dimana pembelian batubara akan dibayar langsung oleh PLN, dengan ekskalasi sekitar 1.3% maka didapatkan Fuel Cost sekitar 4.3843 c. USD
- Bunga Perbankan sekitar 6 %, dengan discount rate sekitar 10 %.
- Perbandingan Debt to Equity adalah 80:20
- Total Project Cost setelah ditambahkan IDC, IWC, Financing Fee , Development Cost dan Non EPC Cost adalah sekitar 181.97 juta USD, dengan masa berlaku biaya sekitar 1 tahun, karena apabila melebihi masa tersebut akan mempengaruhi total biaya proyek.

Data Pembangkit			Biaya Investasi		
Capacity Gross	114.00	MW	Biaya EPC Pembangkit	105.13	Juta USD
Capacity NET	100.00	MW		922.18	USD/kW
NPHR	3067	kcal/kWh	Biaya Transmisi	6.25	Juta USD
AF=CF	80%		Tax	11.13	
Energi sa	350.40	GWh	Total KIT EPC + T/L Cost	122.51	Juta USD
				1074.6316	USD/kW
Coal Price	60.04	USD/Ton	Non EPC cost	59.46	Juta USD
CV	4200.00	kcal/kg	Dev Cost	14.11	Juta USD
Coal Price Escalation	0.65%	sa	IWC (Initial Working Capital)	25.55	Juta USD
Fuel Cost	4.3843		Financing Fee	2.92	Juta USD
			IDC	16.88	[jangan diisi]
O&M Cost			Total Project Cost	181.97	Juta USD
Fixed O&M Cost	1.23	Mo USD sa			
	0.3496	cUSD/kWh			
Variable O&M Cost	0.1695	cUSD/kWh			
US CPI	0.75%	sa	Assumed Depreciation	20	Tahun
			Discount Rate	5%	sa
Pajak PPh Badan	25.0%	pa	D/E ratio	80%	20%
Nilai Tukar	13500	Rp/USD	Equity	36.39	
			Pinjaman	145.57	
Performance Security	1	Juta USD	Interest	3%	sa
Cost of PS 5%	0.05	Juta USD	Masa kontrak	50	sa
			Repayment Period	20	sa
			Construction Period	6	sa
			Loan Term Period	26	sa
			DRA/ORR	20	Juta USD

Biaya EPC (*Engineering, Procurement and Construction*) diluar biaya tanah , biaya transmisi dan pajak 10% adalah sekitar 922 USD/kW hal tersebut sudah sesuai perencanaan dan tetap dikontrol pada waktu pelaksanaan, namun biaya tersebut diupayakan tidak terlalu lama untuk dieksekusi karena akan mengakibatkan pembengkakan biaya oleh karena kenaikan harga material, dan sebagainya. Perubahan biaya EPC juga akan berpengaruh terhadap IRR , sebagai berikut:

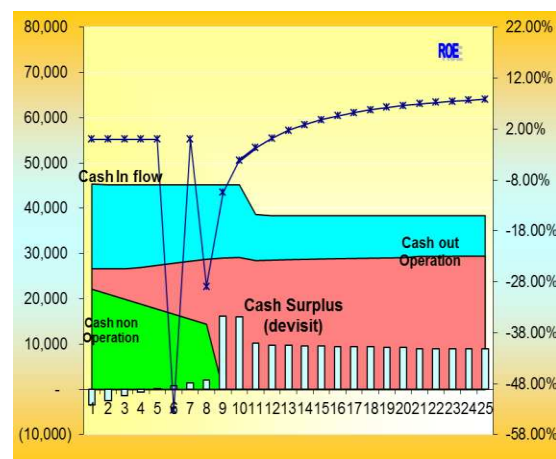


Hasil dari penghitungan tarif & finansial :

Uraian	Unit	Nilai Acuan
Karakteristik Pembangkit		
Kapasitas Kotor	MW	114.00
Kapasitas Bersih	MW	100.00
Faktor Ketersediaan (AF)	%	80%
Bahan Bakar		
Harga Batu bara	USD / Ton	60.04
HHV	kCal/ kg	4200.00
NPHR (Heat Rate)	kCal/ kWh	3067
Pendanaan		
Periode Pengembalian (Principal)	Tahun	10
Rasio Hutang / Modal	D/E Ratio	80/20
Total Biaya Proyek	Million USD	181.97
Modal Ekuitas	Million USD	36.39
Hutang Loan	Million USD	145.57
Bunga	%	6
Biaya EPC	Million USD	105.13
Termasuk Pajak (VAT)	USD / kW gross	1074.63
Harga Jual		

Komponen A (Levelized)	cUSD/kWh	2.9062
Komponen B	cUSD/kWh	0.3496
Komponen C	cUSD/kWh	4.3843
Komponen D	cUSD/kWh	0.1695
Komponen E	cUSD/kWh	0.1728
Total Levelized Dasar	cUSD/kWh	7.9824
Total Levelized Terekskalasi	cUSD/kWh	8.8263
Financial Indicator		
IRR pada Modal (Ekuitas)	%	14.00%
IRR pada Proyek	%	10.52%
DSCR Min		1.1671
Ekuitas Bersih pada tahun pertama	Million USD	0.4059
Ekuitas Bersih pada tahun ke 15	Million USD	14.4377
Total Pendapatan tahun pertama	Million USD	61.4900
Total Pendapatan tahun ke 15	Million USD	58.6000
NPV Total atau Net Cash Flow	Million USD	61.8270
Amortisasi	Million USD	16.8791
Pengembalian Hutang	Tahun	6.6937

Setelah dimasukkan dalam penghitungan tabel, maka dihasilkan grafik sebagai berikut :

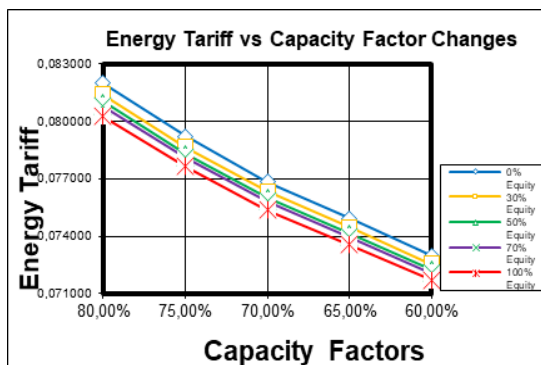


Dari grafik diatas diketahui:

- Cash In Flow dari Bank dimulai tahun pertama hingga tahun ketiga pada fasa pembangunan 36 bulan .
- Cash Out , Non Operation dikeluarkan pada masa pembangunan sampai tahun keempat.

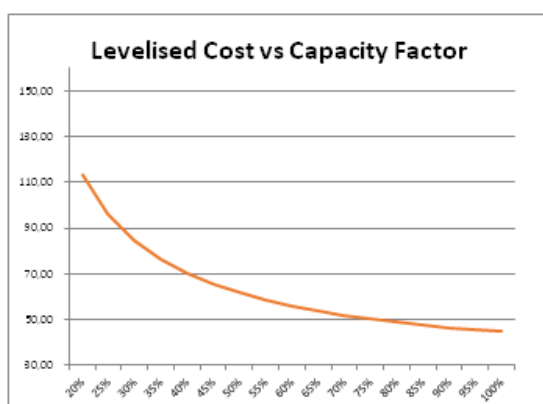
- c. Cash Surplus baru dimulai tahun ke lima pada saat ada pembayaran dari PLN.
- d. Return on Equity dapat dihasilkan mulai tahun ke Sembilan
- e. Pengembalian pokok hutang dimulai tahun kelima pada masa pembayaran harga energi

Untuk penghitungan Energi Tarif yang terdiri dari fix cost, variable cost, fuel dan capital yang dibandingkan dengan penurunan capacity factor adalah sebagai berikut :



Setiap penurunan capacity factor akan mempengaruhi penurunan energi tarif yang dibayarkan oleh PLN . Karena setiap komponen A, B, C, dan D dibayar sesuai dengan pengajuan levelized tariff dan diharuskan berada pada level capacity factor 80% untuk disesuaikan kebutuhan beban.

Berikut adalah hasil analisa penghitungan levelized cost berbanding dengan perubahan capacity factor :



KESIMPULAN

Berdasarkan studi kelayakan dengan memperhatikan hasil analisa dan pembahasan yang telah dilakukan dapat diambil kesimpulan sebagai berikut:

Pada aspek teknis dihasilkan :

1. Berdasarkan Load flow Sulselrabar sampai tahun 2019 Kekurangan akan energi listrik sekitar 97.95 MW akan dapat teratasi dengan terbangunnya PLTU 2x50 MW di kendari.
 2. Bahwa Lokasi yang dipilih sudah sesuai dengan desain pembangkit, yang harus berdekatan dengan sumber air, saluran transmisi dan energi primer
 3. PLTU Kendari didisain dengan menggunakan bahan bakar batubara lignit dengan nilai kalori 4200 kcal/kg. Pemakaian total batubara untuk PLTU berkisar 500 ribu ton per tahun
 4. Bahwa pemakaian CFB Boiler dengan heat rate 3067 kCal/ kWh sangat bergantung pada efisiensi pembangkit dengan nilai 0.7299 Ton/MWh
 5. Boiler circulating fluidized bed combustion dengan kapasitas 250 Ton per jam dapat membangkitkan produksi listrik 700.800 MWh setahun
- Pada aspek finansial dihasilkan :
6. Tarif yang dihasilkan setelah pada levelized dasar sebesar 7.9824 cUSD / kWh dan setelah di levelized dengan simple average levelized tariff menghasilkan 8.1582 cUSD / kWh dengan mempertimbangkan biaya capital expenditure , operational expenditure , biaya energi primer secara pass through, serta biaya investasi secara keseluruhan dengan biaya total 1074.63 USD / kW .
 7. Dari hasil penghitungan levelized tariff menunjukkan bahwa estimasi tariff masih dibawah harga perkiraan sendiri (HPS) PLN yaitu 8.2 cUSD / kWh.
 8. Tingkat pengembalian modal selama 6.69, (payback period) dan tingkat prosentase bunga pengembalian (irr ekuitas) senilai 14% dan prosentase bunga pengembalian (irr proyek) senilai 10.52%

Maka dengan mempertimbangkan hal tersebut diatas maka disimpulkan bahwa

proyek tersebut sangat layak untuk dibangun.

Saran

1. Pemilihan boiler sangat penting dalam menentukan efisiensi pembangkit dan nilai ekonomis pengoperasian dan pemeliharaan pembangkit serta mengurangi dampak pencemaran lingkungan.
2. Penggunaan boiler CFB untuk kelas pembangkit menengah menjadi langkah baru buat PLN agar memberikan biaya pokok penyediaan yang efisien.
3. Dengan mengeksplorasi metode penghitungan yang menggunakan format excel yang telah dilakukan dapat mempermudah untuk memutuskan pelaksanaan proyek pembangkit listrik tenaga uap. Untuk itu perlu seorang perencana listrik dapat menguasai penghitungan finansial karena dapat mencegah terjadinya kerugian dikemudian hari.

REFERENSI

- [1] Prof. Dr. Osman SEVAIOGLU (2007). EE 710 Electricity Trading, Electrical and Electronics Eng. Dept., METU.
- [2] William D. Stevenson, Jr. (1993). Analisis Sistem Tenaga Listrik. Kamal Idris, Penerjemah. Jakarta: Erlangga..
- [3] Brealey Myers (2004), Principles of Corporate Finance, 7th ed, McGraw - Hill
- [4] Perencanaan Sistem Ketenagalistrikan, Pusdiklat PLN 2010
- [5] RUPTL 2015-2024
- [6] Sulasno, Ir. (2001), "Panduan Ajar Pengoperasian Pusat Pembangkit Tenaga Listrik", Badan Penerbit Universitas Diponegoro, Semarang.
- [7] Sullivan, R.L. (1977), "Power System Planning", McGraw - Hill International Book Company, New York.
- [8] Roger Flanagan and George Norman (1993), Risk Management and Construction.
- [9] H. Nevalainen, J. Saastamoinen, M. Jegoroff, T. Pikkarainen, A. Tourunen (2004), Advanced CFB for clean and efficient coal power
- [10] Joel Weisman & Roy Eckart, (2012), Modern Power Plant Engineering
- [11] Sistem Boiler CFB , UDIKLAT SURALAYA 2014
- [12] Damodaran, Aswath (2002), Investment Valuation – Tools and Techniques for Determining the Value of Any Assets, 2nd ed, John Wiley & Sons, Inc,
- [13] Lawrence J. Gitman (2003), Principles of Managerial Finance, 10th ed, The Addison Wesley.