

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Penelitian yang Relevan

Penelitian terkait analisis umur ekonomis pembangkit listrik menggunakan pendekatan *Whole Life Costing* (WLC) telah banyak dilakukan baik di tingkat nasional maupun internasional. Kajian ini menjadi penting karena penentuan umur ekonomis pembangkit tidak hanya berkaitan dengan aspek usia teknis atau kondisi fisik peralatan, **tetapi juga menyangkut keekonomian operasi pembangkit, efisiensi pemanfaatan sumber** daya, serta kelayakan finansial dalam pengelolaan aset pembangkit listrik secara berkelanjutan. Berbagai penelitian sebelumnya telah membahas evaluasi keekonomian dan penentuan umur ekonomis pembangkit listrik melalui pendekatan biaya siklus hidup sebagai dasar pengambilan keputusan pengelolaan aset.

Sutrisno (2015) (*Analisis Umur Ekonomis Pembangkit Listrik Tenaga Uap Menggunakan Metode Life Cycle Cost*) menitikberatkan pada perhitungan total biaya sepanjang umur aset untuk menentukan batas keekonomian operasi PLTU. Penelitian tersebut menunjukkan bahwa peningkatan biaya operasi dan pemeliharaan menjadi faktor dominan yang memengaruhi penurunan keekonomian pembangkit seiring bertambahnya usia. Namun demikian, pendekatan yang digunakan masih berfokus pada aspek biaya, sehingga pendapatan yang dihasilkan pembangkit belum menjadi bagian integral dalam penentuan umur ekonomis. Akibatnya, hasil analisis cenderung menghasilkan batas umur ekonomis yang konservatif dan belum sepenuhnya mencerminkan kinerja ekonomi pembangkit secara menyeluruh.

Pratama dan Wibowo (2017) (*Evaluasi Kelayakan Ekonomi Pembangkit Listrik Berbasis Analisis Biaya Siklus Hidup*) mengkaji kelayakan ekonomi pembangkit listrik sebagai dasar keputusan investasi dan perencanaan jangka panjang. Penelitian ini memberikan kontribusi dalam memahami struktur biaya pembangkit dan implikasinya terhadap keputusan ekonomi. Namun, fokus utama penelitian tersebut masih berada pada tahap investasi awal dan kelayakan proyek, sehingga pembahasan mengenai penentuan umur ekonomis pembangkit eksisting yang telah beroperasi dalam jangka panjang belum menjadi perhatian utama. Hal ini menunjukkan adanya keterbatasan dalam menjadikan

hasil penelitian tersebut sebagai dasar evaluasi keberlanjutan operasi pembangkit yang sudah beroperasi.

Rahmawati (2019) (*Penentuan Umur Ekonomis Aset Pembangkit Listrik Menggunakan Pendekatan Whole Life Costing*) telah mengembangkan pendekatan yang lebih komprehensif melalui penerapan metode *Whole Life Costing*. Dengan mempertimbangkan seluruh komponen biaya siklus hidup aset, penelitian ini memberikan gambaran yang lebih utuh mengenai perilaku biaya pembangkit sepanjang umur operasi. Meskipun demikian, penentuan umur ekonomis dalam penelitian tersebut masih diarahkan pada minimisasi biaya atau biaya tahunan ekuivalen terendah, sehingga aspek pendapatan dan keuntungan sebagai indikator utama kinerja ekonomi pembangkit belum dioptimalkan. Kondisi ini menunjukkan bahwa pendekatan WLC masih memiliki ruang pengembangan dalam konteks penentuan umur ekonomis berbasis keuntungan.

Hidayat, Nugroho, dan Santoso (2021) (*Analisis Kinerja Finansial Pembangkit Listrik terhadap Biaya Operasi dan Pemeliharaan*) menyoroti keterkaitan antara biaya operasi dan pemeliharaan dengan kinerja finansial pembangkit. Penelitian ini menegaskan bahwa efisiensi pengelolaan biaya O&M berpengaruh signifikan terhadap tingkat keuntungan pembangkit. Namun, penelitian tersebut belum mengaitkan hasil analisis kinerja finansial secara sistematis dengan penentuan umur ekonomis pembangkit sebagai suatu titik keputusan strategis. Dengan demikian, hasil penelitian ini lebih bersifat diagnostik terhadap kondisi keuangan pembangkit, tanpa memberikan batasan umur ekonomis yang jelas sebagai dasar pengambilan keputusan jangka panjang.

Putra dan Kurniawan (2023) (*Evaluasi Keberlanjutan Operasi Pembangkit Listrik Eksisting Berdasarkan Analisis Ekonomi Teknik*) mulai mengaitkan aspek ekonomi dengan keputusan keberlanjutan operasi pembangkit eksisting. Penelitian ini memberikan kontribusi penting dalam menempatkan analisis ekonomi sebagai dasar pertimbangan kelanjutan atau penghentian operasi pembangkit. Namun, pendekatan yang digunakan masih bersifat umum dan belum secara spesifik menerapkan metode *Whole Life Costing* yang terstruktur, serta belum diselaraskan dengan standar pengelolaan aset pembangkit yang berlaku di Indonesia. Akibatnya, hasil penelitian tersebut masih memerlukan penguatan metodologis agar dapat diterapkan secara konsisten dalam praktik pengelolaan aset pembangkit nasional.

Berdasarkan uraian penelitian-penelitian terdahulu tersebut, dapat disimpulkan bahwa masih terdapat celah penelitian dalam penentuan umur ekonomis pembangkit listrik yang mampu mengintegrasikan secara menyeluruh komponen biaya siklus hidup dan pendapatan pembangkit, serta menjadikan keuntungan sebagai indikator utama kinerja ekonomi. Kebaruan penelitian ini terletak pada penerapan metode *Whole Life Costing* (WLC) yang tidak hanya berfokus pada biaya, tetapi juga secara eksplisit mengintegrasikan pendapatan untuk menentukan umur ekonomis pembangkit berdasarkan prinsip keuntungan maksimum (*maximum profit*). Selain itu, kebaruan penelitian ini juga ditunjukkan melalui penerapannya pada pembangkit listrik tenaga uap eksisting, yaitu PLTU 5 Muara Karang, serta penyelarasan analisis dengan ketentuan SPLN K5.015:2023, sehingga hasil penelitian memiliki relevansi akademik sekaligus aplikatif dalam mendukung pengambilan keputusan pengelolaan aset pembangkit listrik di Indonesia.

Dengan pendekatan tersebut, penelitian ini diharapkan mampu melengkapi keterbatasan penelitian sebelumnya dan memberikan kontribusi dalam pengembangan kerangka evaluasi umur ekonomis pembangkit yang lebih objektif, terukur, dan sesuai dengan kebutuhan industri ketenagalistrikan nasional.

2.2 Landasan Teori

Landasan teori berfungsi sebagai dasar konseptual yang mendukung proses analisis dalam penelitian. Melalui kajian teori yang relevan, penelitian ini memperoleh kerangka berpikir yang sistematis sehingga setiap variabel yang dikaji memiliki pijakan ilmiah yang jelas. Dalam analisis umur ekonomis pembangkit listrik, diperlukan pemahaman terhadap konsep manajemen aset, evaluasi investasi, serta pendekatan biaya siklus hidup (*Whole Life Costing*). Penentuan umur ekonomis tidak hanya dipengaruhi oleh kondisi teknis peralatan, tetapi juga oleh kemampuan aset dalam menghasilkan manfaat ekonomi secara optimal selama masa operasinya. Oleh karena itu, integrasi antara aspek teknis dan finansial menjadi penting untuk mendukung pengambilan keputusan yang tepat terkait keberlanjutan operasi pembangkit.

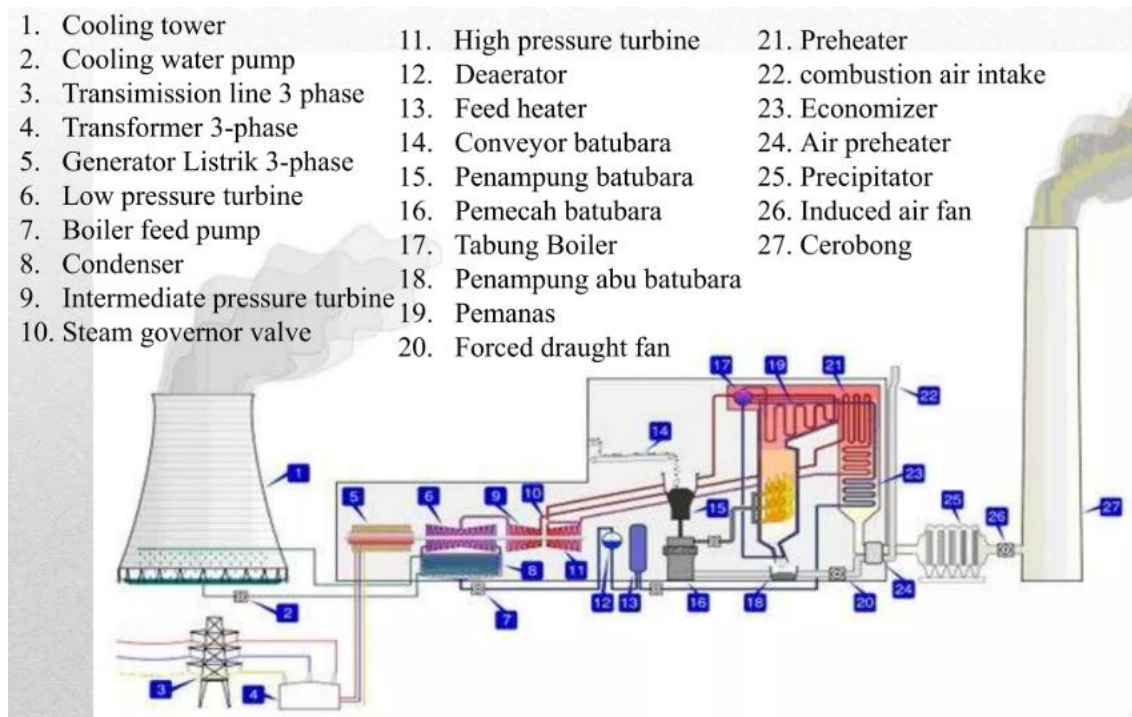
Berdasarkan hal tersebut, teori-teori yang disajikan pada bagian ini difokuskan pada konsep utama yang mendukung analisis *Whole Life Costing* dalam menentukan umur

ekonomis pembangkit. Uraian selanjutnya akan menjelaskan teori-teori yang relevan sebagai landasan dalam pelaksanaan penelitian ini.

2.2.1 Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU)

1. Pengertian PLTU

Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU) merupakan salah satu jenis pembangkit listrik konvensional yang paling banyak digunakan di dunia, terutama untuk penyediaan listrik dalam skala besar. PLTU bekerja dengan memanfaatkan energi panas hasil pembakaran bahan bakar (biasanya batu bara, minyak bumi, atau gas alam) untuk menghasilkan uap bertekanan tinggi yang kemudian digunakan untuk memutar turbin uap. Turbin ini mengubah energi panas menjadi energi mekanik rotasi, yang akhirnya diubah menjadi energi listrik oleh generator.



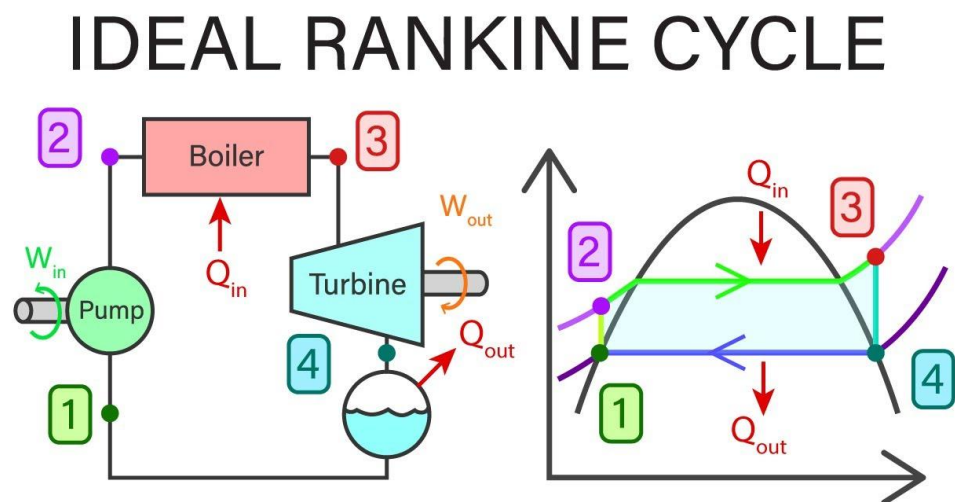
Gambar 2.1 Sistem PLTU

Prinsip kerja PLTU didasarkan pada siklus termodinamika Rankine, di mana fluida kerja (biasanya air) mengalami perubahan fase dari cair menjadi uap, kemudian dikondensasikan kembali menjadi cair untuk digunakan kembali. PLTU tergolong sistem pembangkit base load, yaitu pembangkit yang beroperasi terus-menerus untuk memasok kebutuhan listrik utama karena efisiensi dan stabilitas dayanya tinggi.

PLTU juga merupakan salah satu bentuk penerapan langsung dari hukum kekekalan energi, di mana energi tidak dapat diciptakan atau dimusnahkan, melainkan hanya dapat diubah dari satu bentuk ke bentuk lainnya. Dalam PLTU, energi kimia bahan bakar diubah menjadi energi panas, kemudian energi panas menjadi energi mekanik, dan akhirnya menjadi energi listrik.

2. Prinsip Kerja PLTU (Siklus Rankine)

PLTU bekerja berdasarkan siklus Rankine, yang terdiri dari empat proses utama: pemanasan air (*boiling*), ekspansi uap (*expansion*), kondensasi (*condensation*), dan pemompaan kembali (*pumping*). Untuk menjelaskan proses siklus rankine dijelaskan pada Gambar 2.1 dbawah ini:



Gambar 2. 2 Siklus Rankine

a. Pemanasan

Air yang berasal dari kondensor dipompakan ke dalam boiler menggunakan pompa bertekanan tinggi. Di dalam boiler, air dipanaskan menggunakan energi panas hasil pembakaran bahan bakar hingga berubah menjadi uap jenuh atau uap panas lanjut (*superheated steam*). Proses ini merupakan inti dari konversi energi termal dalam PLTU.

b. Ekspansi

Uap bertekanan dan bertemperatur tinggi dialirkan ke turbin uap. Ketika uap melewati bilah-bilah turbin, tekanan dan suhu uap menurun, sementara energi

kinetik uap menggerakkan sudu-sudu turbin, menghasilkan gerakan rotasi pada poros turbin. Poros turbin ini dikopel secara langsung dengan poros generator untuk menghasilkan energi listrik melalui proses induksi elektromagnetik.

c. Kondensasi

Setelah keluar dari turbin, uap yang masih memiliki tekanan rendah diarahkan ke kondensor. Di sini, uap dikondensasikan menjadi air kembali menggunakan sistem pendingin (biasanya air laut atau air sungai) yang bersirkulasi melalui pipa-pipa di dalam kondensor. Proses ini memungkinkan air untuk digunakan kembali dalam siklus berikutnya.

d. Pemompaan

Air hasil kondensasi yang berada pada tekanan rendah dipompa kembali ke tekanan tinggi menggunakan feedwater pump agar dapat kembali masuk ke boiler. Proses ini menutup siklus Rankine secara berkelanjutan.

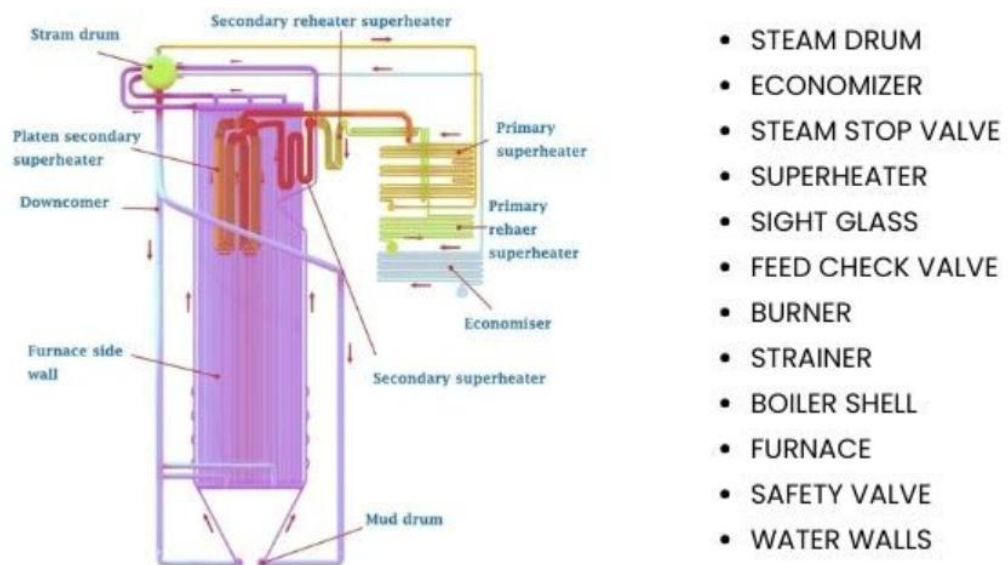
e. Siklus Rankine dalam PLTU dapat dikembangkan menjadi siklus regeneratif dengan menggunakan feedwater heater, atau menjadi siklus supercritical dengan tekanan dan suhu operasi yang lebih tinggi untuk meningkatkan efisiensi termal.

3. Komponen Utama PLTU

Agar PLTU dapat bekerja dengan optimal, terdapat beberapa komponen utama yang memiliki fungsi spesifik dalam sistem pembangkit. Berikut adalah penjelasan detail dari setiap komponen:

a. *Boiler* (Ketel Uap)

Boiler merupakan komponen utama yang berfungsi mengubah air menjadi uap dengan cara memanfaatkan panas hasil pembakaran bahan bakar. *Boiler* terdiri atas beberapa bagian penting yang ditunjukkan dalam Gambar 2.2 berikut :

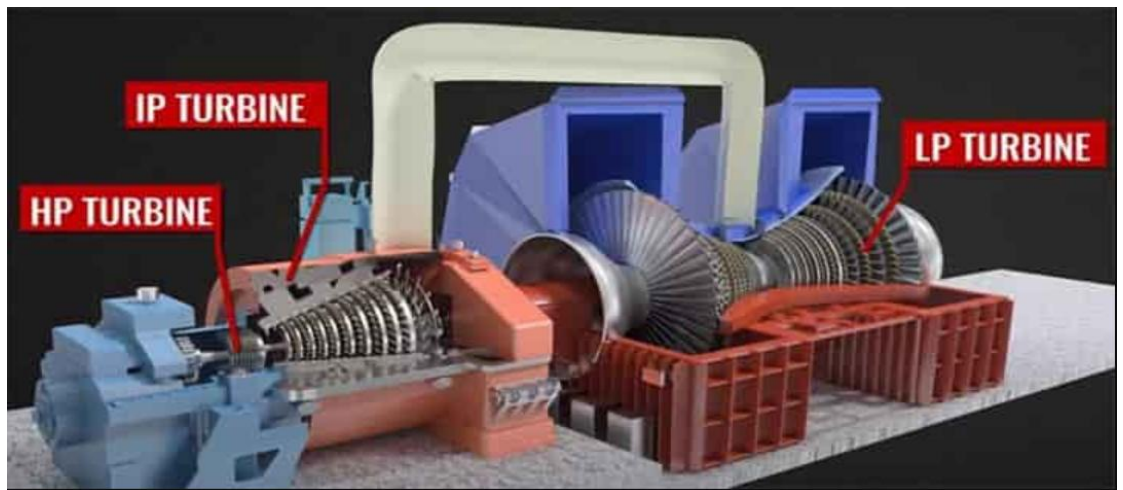


Gambar 2. 3 Bagian *Boiler* (Ketel Uap)

1. *Furnace* (Ruang Bakar): tempat pembakaran bahan bakar untuk menghasilkan panas.
2. *Economizer*: pemanas awal air sebelum masuk ke drum boiler dengan memanfaatkan sisa panas gas buang.
3. *Drum Boiler*: wadah utama tempat terjadinya proses penguapan air.
4. *Superheater*: pemanas tambahan yang mengubah uap jenuh menjadi uap panas lanjut.
5. *Air Preheater*: alat penukar panas yang memanaskan udara pembakaran menggunakan panas gas buang sebelum udara masuk ke ruang bakar.

b. Turbin Uap

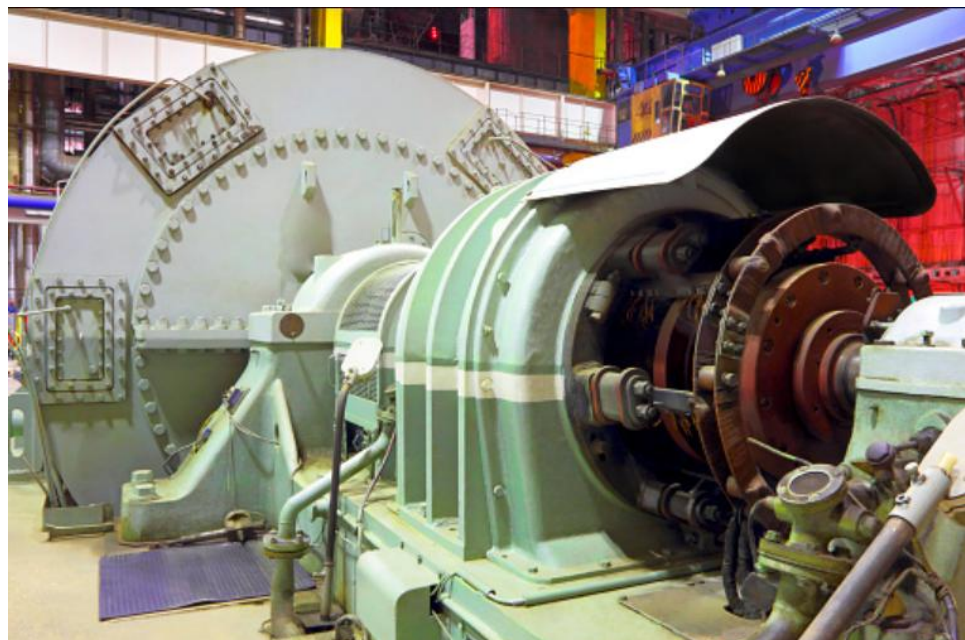
Turbin uap berfungsi mengubah energi panas uap menjadi energi mekanik rotasi. Dalam PLTU modern, turbin dibagi menjadi beberapa tingkat tekanan: *High Pressure* (HP), *Intermediate Pressure* (IP), dan *Low Pressure* (LP). Penggunaan sistem bertingkat ini bertujuan untuk meningkatkan efisiensi ekspansi uap dan menghasilkan daya mekanik maksimum, pada gambar 2.3 dibawah ini menggambarkan beberapa tingkatan turbin.



Gambar 2. 4 Tingkat Tekanan pada Turbin Uap

c. Generator

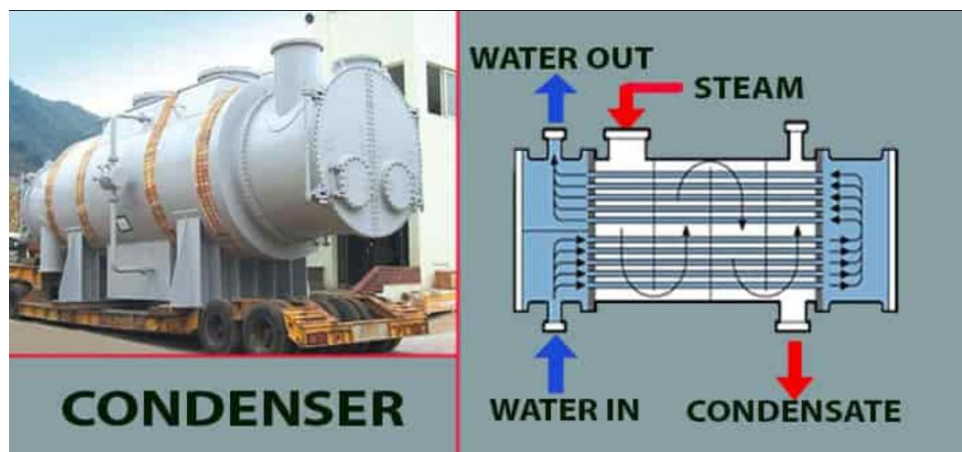
Generator dikopel secara langsung ke turbin dan berfungsi mengubah energi mekanik menjadi energi listrik menggunakan prinsip induksi elektromagnetik (*Faraday's Law*) pada Gambar 2.4 terlihat generator yang dikopel secara langsung dengan turbin. Arus bolak-balik yang dihasilkan dari generator kemudian dinaikkan tegangannya oleh transformator untuk disalurkan ke jaringan transmisi listrik.



Gambar 2. 5 *Generator*

d. Kondensor

Kondensor berfungsi untuk mendinginkan dan mengubah uap keluaran turbin menjadi air. Kondensor bekerja pada tekanan rendah (vakum) untuk menjaga perbedaan tekanan antara turbin dan kondensor agar proses ekspansi uap berlangsung sempurna. Gambar 2.5 menggambarkan terdapat 2 aliran yang terdapat pada kondensor. *Water* yang digunakan sebagai pendingin dan *Steam* yang diubah menjadi air ketika bersinggungan dengan tubing yang berisi air pendingin



Gambar 2. 6 Kondensor

e. Pompa Air Umpan (*Feedwater Pump*)

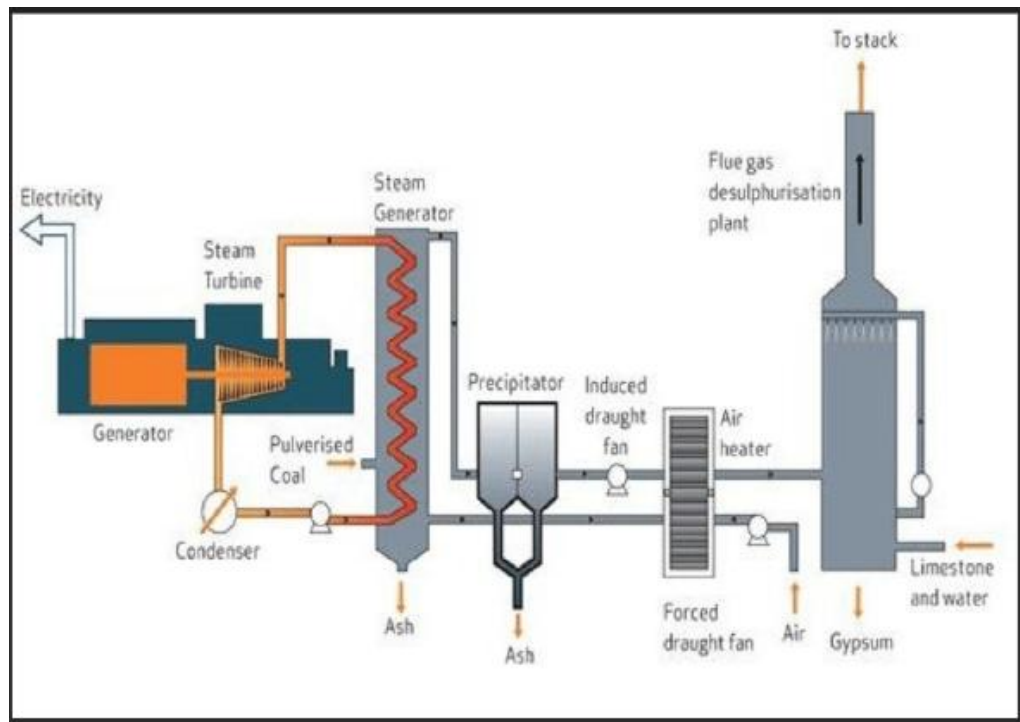
Pompa air umpan berfungsi untuk mengalirkan air hasil kondensasi ke boiler dengan tekanan tinggi. Efisiensi pompa sangat memengaruhi konsumsi energi internal PLTU tekanan pompa ini sangat tinggi sehingga dapat memompa air ke boiler dan berakhir di drum level pada gambar 2.6 dibawah ini adalah salah satu contoh gambar *Boiler Feed Pump*.



Gambar 2. 7 Boiler Feed Pump

f. Sistem Bahan Bakar

Sistem ini mengatur suplai bahan bakar ke ruang bakar boiler. Pada PLTU Batubara juga terdapat aliran udara untuk membuat pembakaran menjadi sempurna gambar 2.7 berikut adalah gambar sistem bahan bakar pada PLTU dan juga aliran udara bahan bakar untuk proses pembakaran pada *boiler*.



Gambar 2. 8 Sistem bahan bakar pada PLTU

Berikut penjelasan dari peralatan yang berada pada sistem bahan bakar :

1. *Coal Feeder*: mengatur laju suplai batubara ke *pulverizer*.
2. *Pulverizer*: menggiling batubara menjadi serbuk halus agar mudah terbakar.
3. *Forced Draft Fan* (FD Fan): memasok udara pembakaran ke *furnace*.
4. *Induced Draft Fan* (ID Fan): menghisap gas buang keluar dari *boiler* menuju cerobong.

g. Sistem Gas Buang

Gas hasil pembakaran dilewatkan melalui *Electrostatic Precipitator* (ESP) untuk menangkap partikel debu (*fly ash*), lalu melalui *Flue Gas Desulfurization* (FGD) untuk mengurangi kadar sulfur dioksida sebelum dilepaskan ke atmosfer namun

beberapa pembangkit tidak memiliki teknologi tersebut sehingga sebagian PLTU memasang peralatan CEMS (*Continuous Emission Monitoring System*) untuk memonitor gas buang dari PLTU sehingga dapat mengevaluasi komposisi jumlah bahan bakar dan udara pada boiler.



Gambar 2. 9 Sistem Gas Buang pada PLTU

4. Jenis PLTU Berdasarkan Bahan Bakar

PLTU diklasifikasikan berdasarkan jenis bahan bakar yang digunakan:

- a. PLTU Batubara: menggunakan batubara *pulverized*, paling umum di Indonesia.
- b. PLTU Minyak: menggunakan minyak bakar (*HSD/Residue*), efisiensi tinggi tapi mahal.
- c. PLTU Gas Alam: menggunakan gas bumi, emisi lebih bersih dibanding batubara.
- d. PLTU Biomassa: menggunakan limbah pertanian, kayu, atau bahan organik lain, ramah lingkungan.

5. Efisiensi dan Performa PLTU

Efisiensi termal PLTU didefinisikan sebagai rasio antara energi listrik keluaran terhadap energi panas yang dihasilkan dari pembakaran bahan bakar, pada formula (1) adalah formula efisiensi dari PLTU.

$$\eta = \frac{W_{net}}{Q_{in}} \times 100\% \quad (2.1)$$

Keterangan :

- η : Efisiensi termal yang menunjukkan seberapa besar energi panas yang masuk (*input*) bisa diubah menjadi kerja (*output*). Biasanya dalam persen (%)
- Q_{in} : Kalor masuk (*input heat*) adalah jumlah energi panas yang disuplai ke sistem dari sumber panas (misalnya pembakaran bahan bakar atau uap panas)
- W_{net} : Kerja bersih (*netto*) adalah Energi kerja keluar (*output*) dari sistem setelah dikurangi semua kerja yang diperlukan untuk mengoperasikannya

Rata-rata efisiensi PLTU konvensional adalah 33–40%. Namun, PLTU modern dengan teknologi *supercritical* dan *ultra-supercritical* dapat mencapai efisiensi di atas 45%, karena beroperasi pada suhu dan tekanan yang lebih tinggi (sekitar 600°C dan 250 bar). Efisiensi sistem dapat ditingkatkan melalui:

- a. Penggunaan *economizer* dan *air preheater*,
- b. *Regenerative feedwater heating*,
- c. *Reheat system* untuk meningkatkan efisiensi ekspansi uap,
- d. Pemanfaatan teknologi kontrol otomatis berbasis DCS.

6. Sistem Kontrol dan Instrumentasi PLTU

Sistem kontrol PLTU berperan penting dalam menjaga kestabilan operasi dan keselamatan peralatan. Komponen kontrol utama di PLTU meliputi:

- a. DCS (*Distributed Control System*): mengatur proses pembakaran, tekanan, dan aliran air/uap secara otomatis.
- b. PLC (*Programmable Logic Controller*): digunakan untuk kontrol logika peralatan bantu seperti pompa, katup, dan fan.
- c. SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*): digunakan untuk monitoring jarak jauh dan pengumpulan data operasi.

Sistem kontrol ini juga dilengkapi dengan sensor dan transmitter tekanan, temperatur, flow, serta level untuk menjaga parameter proses dalam batas aman dan efisien.

7. Dampak Lingkungan PLTU

Meskipun PLTU merupakan penyumbang energi listrik terbesar, namun memiliki dampak lingkungan yang cukup signifikan, antara lain:

- a. Emisi gas buang (CO_2 , SO_2 , NO_x) yang menyebabkan polusi udara dan pemanasan global.
- b. Limbah padat (*fly ash* dan *bottom ash*) yang memerlukan sistem penanganan khusus.
- c. Konsumsi air pendingin yang dapat mengubah ekosistem perairan.
- d. Kebisingan dan getaran dari sistem mekanik turbin dan fan.

Untuk mengurangi dampak lingkungan, digunakan teknologi seperti:

- a. *Low NO_x burner* untuk menekan emisi nitrogen oksida,
- b. FGD (*Flue Gas Desulfurization*) untuk mengurangi sulfur dioksida,
- c. ESP (*Electrostatic Precipitator*) untuk menangkap debu,
- d. Sistem daur ulang air kondensat untuk efisiensi air.

8. Peranan PLTU dalam Sistem Energi Nasional

PLTU memiliki kontribusi dominan terhadap sistem ketenagalistrikan nasional, terutama di Indonesia. Lebih dari 60% kapasitas pembangkit di Indonesia masih berbasis batubara karena bahan baku yang melimpah dan biaya operasi yang relatif murah. PLTU berfungsi sebagai base load generator yang menjaga kontinuitas pasokan listrik selama 24 jam.

Namun, seiring meningkatnya perhatian terhadap perubahan iklim dan target Net Zero Emission, peran PLTU akan secara bertahap digantikan oleh pembangkit energi baru terbarukan (EBT) seperti PLTS, PLTA, dan PLTB. Meski demikian, peningkatan efisiensi dan penggunaan teknologi co-firing biomassa pada PLTU menjadi solusi jangka menengah untuk mengurangi emisi karbon.

2.2.2 Umur Ekonomis

Analisis umur ekonomis bertujuan menentukan periode operasi sebuah aset (di sini: unit PLTU) yang memaksimalkan nilai ekonomisnya — yaitu meminimalkan total biaya sepanjang siklus hidup (*whole life cost*) atau memaksimalkan keuntungan ekonomi.

Untuk pembangkit tenaga uap (PLTU), keputusan umur ekonomis mempengaruhi investasi ulang, perawatan besar (overhaul), retrofit, dan kebijakan dekomisioning.

Menurut SPLN K5.015: 2023 perhitungan umur asset pembangkit dibagi menjadi 2 (dua) yaitu :

1. Level Peralatan

- a. Perhitungan umur ekonomis aset di level peralatan dilakukan dengan menghitung EAC peralatan yang merupakan penjumlahan dari *equivalent annualized capital investment cost (acquisition cost)* dan *equivalent annualized operation and maintenance cost (O & M cost)*;
- b. Umur ekonomis (*economic lifetime*) aset di level peralatan adalah ketika EAC peralatan menunjukkan nilai minimum;
- c. Jika peralatan dilepas sebelum mencapai nilai minimum EAC, maka peralatan tersebut menjadi tidak ekonomis karena biaya pembelian aset baru (*acquisition cost*) masih tinggi;
- d. Jika peralatan dioperasikan setelah mencapai nilai *minimum* EAC, maka peralatan tersebut menjadi tidak ekonomis karena biaya kerusakan peralatan sudah tinggi.

2. Level Pembangkit

- a. Berbeda dengan aset di level peralatan, untuk menghitung umur ekonomis aset di level pembangkit, terdapat 1 (satu) faktor lain selain biaya (*cost*) yang harus dipertimbangkan, yaitu pendapatan (*revenue*);
- b. Umur ekonomis (*economic lifetime*) di level pembangkit adalah ketika *equivalent annualized profit* pembangkit menunjukkan nilai maksimum;
- c. *Equivalent annualized total profit* diperoleh dari *equivalent annualized revenue* dikurangi dengan EAC;
- d. Jika pembangkit dilepas sebelum *break even point* (BEP) yang pertama, maka pembangkit tersebut menjadi tidak ekonomis karena masih mengalami kerugian (*losses*);
- e. Jika pembangkit dilepas setelah BEP yang pertama dan sebelum mencapai nilai *maksimum equivalent annualized profit*, maka pembangkit tersebut menjadi tidak ekonomis karena profit masih meningkat;

- f. Jika pembangkit dilepas setelah mencapai nilai *maksimum equivalent annualized profit* dan sebelum BEP yang kedua, maka pembangkit tersebut menjadi tidak ekonomis karena profit sudah menurun;
- g. Jika pembangkit dilepas setelah BEP yang kedua, maka pembangkit tersebut menjadi tidak ekonomis karena sudah mengalami kerugian (*losses*)

2.2.3 Metode *Whole Life Costing* (WLC)

Menurut Edaran Direksi PT PLN Nomor : 0019.E/DIR/2023 tentang Standar Prosedur Pengukuran Produktivitas Keuangan Aset Operasional Pembangkit PT PLN (Persero) Penjelasan Pendekatan *Whole Life Costing* (WLC) Aset Operasional Pembangkit adalah sebagai berikut :

1. *Whole Life Costing* (WLC)

Whole Life Costing (WLC) adalah metodologi yang mempertimbangkan keekonomian suatu aset secara sistematis dan komprehensif baik biaya maupun manfaat dalam seluruh siklus hidupnya. Dalam model finansial *Whole Life Costing* (WLC) memperhitungkan nilai *Life Cycle Cost* (LCC) serta *revenue* atau penghasilan dari aset untuk data yang digunakan terdiri atas :

- a. Data Historikal sejak awal Aset Operasional beroperasi sampai dengan tahun berjalan yang dinyatakan dalam laporan/media tertentu
- b. Data Proyeksi yang di-generate sejak tahun berjalan sampai dengan akhir Umur Manfaat dari aset tersebut sesuai dengan kaidah keilmuan yang berlaku seperti kaidah statistik maupun referensi lainnya yang valid dan memenuhi prinsip nilai kewajaran.

2. *Life Cycle Cost* (LCC)

Life Cycle Cost (LCC) yaitu biaya dari suatu aset maupun peralatan dan komponennya dalam seluruh siklus hidupnya untuk memenuhi performa yang ditentukan. Berikut adalah rumus (1) LCC berikut:

$$LCC = IC + OC + MC + FC + DC \quad (2.2)$$

Keterangan :

- IC : Biaya Investasi (*Investment Cost*)
- OC : Biaya Operasional (*Operasional Cost*)

- MC : Biaya Pemeliharaan (*Maintenance Cost*)
- FC : Biaya Kerusakan (*Failure Cost*)
- DC : Biaya Pelepasan (*Disposal Cost*)

Penjelasan tiap parameter adalah sebagai berikut :

a. Biaya Investasi (*Investment Cost/IC*)

Biaya Investasi adalah biaya yang dikeluarkan dalam rangka pengadaan atau akuisisi untuk memperoleh suatu Aset Operasional termasuk biaya-biaya lain yang menyertainya, sehingga masuk dalam kelompok Biaya Investasi sebagaimana diatur dalam ketentuan yang berlaku.

Biaya investasi termasuk pula Biaya Investasi tambahan yang dikeluarkan pada periode berjalan sampai dengan periode umur manfaat Aset Operasional dimaksud.

Contoh yang termasuk Biaya Investasi diantaranya sebagai berikut :

- Biaya pengadaan Aset tanah, perizinan, desain, pembangunan, permesinan/peralatan dan Biaya lain yang terkait sehingga terakusisinya Aset Operasional tersebut : atau
- Biaya pemeliharaan periodik sebagaimana diatur dalam aturan, modifikasi, replacement sebagian atau seluruh sub-system/equipment peralatan dalam aset tersebut.

b. Biaya Operasional (*Operasional Cost/OC*)

Biaya Operasional adalah biaya yang dikeluarkan dalam rangka pengoperasian Aset Operasional agar dapat memberikan nilai tambah bagi perusahaan di luar Biaya pemeliharaan sesuai dengan jenis Aset diantaranya adalah Biaya bahan bakar, kepegawaian dan administrasi serta Biaya lainnya yang termasuk dalam beban operasi sebagaimana diatur dalam ketentuan yang berlaku baik yang bersifat tetap (*fixed cost*) maupun yang bersifat tidak tetap (*variable cost*).

c. Biaya Pemeliharaan (*Maintenance Cost/MC*)

Biaya pemeliharaan adalah Biaya pemeliharaan atas Aset tetap untuk menjaga mutu dan keandalan baik berupa jasa borongan maupun pemakaian material, yang dapat dibedakan menjadi beban pemeliharaan rutin dan beban pemeliharaan periodik.

d. Biaya Kerusakan (*Failure Cost/FC*)

Biaya Kerusakan adalah Biaya yang dikeluarkan dalam rangka memperbaiki kegagalan fungsi atau memitigasi risiko dari suatu Aset, diantaranya adalah biaya breakdown maintenance atau emergency maintenance, perbaikan Aset, Biaya penggantian material, Biaya jasa perbaikan, dan Biaya lain yang terkait pemulihan atas gagalnya fungsi aset termasuk biaya-biaya proyeksi untuk memitigasi risiko kegagalan fungsi Aset dengan probabilitas gagal yang tinggi.

e. Biaya Pelepasan (*Disposal Cost/DC*)

Biaya pelepasan adalah biaya yang dikeluarkan dalam rangka membuang dan menghapus Aset yang sudah tidak dapat lagi memberikan nilai tambah bagi perusahaan. Adapun Biaya pelepasan adalah seluruh Biaya yang dikeluarkan ketika dilakukan penghapusan seperti Biaya *demolish*, Biaya administrasi, Biaya regulasi/ izin pemerintah termasuk Biaya menormalisasi lahan, dan Biaya lain-lain yang diperlukan.

3. *Revenue*

Revenue adalah pendapatan atau penghasilan dari Aset yang bersangkutan atas transaksi energi listrik yang diproduksi, disalurkan dan dijual, setelah dikurangi seluruh losses yang ada oleh Aset pembangkitan secara netto yang terekam pada kWh-meter incoming di sisi transmisi. Penghasilan dari Aset Operasional pembangkit tersebut dihitung menggunakan tarif tenaga listrik atau perjanjian jual beli tenaga listrik atau formula lain yang disepakati

2.2.4 Teori Pendukung *Whole Life Costing*

Metode *Whole Life Costing* (WLC) merupakan pendekatan analisis ekonomi yang digunakan untuk mengevaluasi kinerja finansial suatu aset dengan mempertimbangkan seluruh biaya dan manfaat ekonomi sepanjang siklus hidupnya. Konsep ini berkembang dari kebutuhan untuk melakukan pengambilan keputusan investasi yang tidak hanya berfokus pada biaya awal pembangunan, tetapi juga mempertimbangkan biaya operasi, pemeliharaan, serta pendapatan yang dihasilkan selama masa operasional aset. Dalam sektor pembangkitan tenaga listrik, pendekatan WLC menjadi penting karena pembangkit memiliki karakteristik investasi jangka panjang dengan struktur biaya dan pendapatan yang berubah seiring bertambahnya umur operasi.

Whole Life Costing didefinisikan sebagai suatu proses sistematis dalam mengidentifikasi dan mengevaluasi seluruh biaya dan pendapatan yang terkait dengan suatu aset selama masa hidupnya. Pendekatan ini memungkinkan analisis ekonomi dilakukan secara menyeluruh sehingga keputusan pengoperasian, rehabilitasi, maupun penghentian operasi dapat dilakukan secara rasional berdasarkan nilai ekonomi yang dihasilkan. Dengan demikian, WLC tidak hanya menilai kelayakan investasi pada tahap awal, tetapi juga menilai keberlanjutan ekonomi aset selama periode operasinya.

Secara konseptual, metode WLC merupakan pengembangan dari pendekatan *Life Cycle Cost* (LCC). LCC mencakup seluruh biaya kepemilikan aset sejak tahap perencanaan hingga akhir masa pakai. Komponen biaya tersebut meliputi biaya investasi awal (*capital cost*), biaya operasi (*operation cost*), biaya pemeliharaan (*maintenance cost*), biaya akibat kegagalan (*failure cost*), serta biaya penghentian operasi (*disposal cost*). Dalam konteks pembangkit listrik, komponen tersebut direpresentasikan dalam biaya tetap, biaya bahan bakar, biaya pemeliharaan rutin dan overhaul, serta biaya akibat penurunan performa unit seiring bertambahnya usia pembangkit.

Penerapan WLC juga didasarkan pada teori *Time Value of Money*, yaitu konsep bahwa nilai uang pada saat ini lebih tinggi dibandingkan nilai uang pada masa mendatang karena adanya faktor inflasi, risiko, dan peluang investasi. Oleh karena itu, seluruh aliran biaya dan pendapatan yang terjadi pada masa depan harus dikonversikan menjadi nilai sekarang (*present value*) menggunakan tingkat diskonto tertentu. diskonto memungkinkan perbandingan nilai ekonomi yang terjadi pada waktu berbeda dilakukan secara setara dalam satu basis nilai yang sama.

Tingkat diskonto yang digunakan dalam analisis WLC umumnya mengacu pada *Weighted Average Cost of Capital* (WACC), karena mencerminkan biaya modal rata-rata perusahaan yang berasal dari kombinasi pendanaan ekuitas dan utang. WACC merepresentasikan tingkat pengembalian minimum yang harus dicapai suatu investasi agar tetap memberikan nilai tambah bagi perusahaan. Dalam analisis pembangkit listrik, penggunaan WACC sebagai tingkat diskonto memungkinkan evaluasi ekonomi dilakukan sesuai dengan risiko dan struktur pendanaan perusahaan.

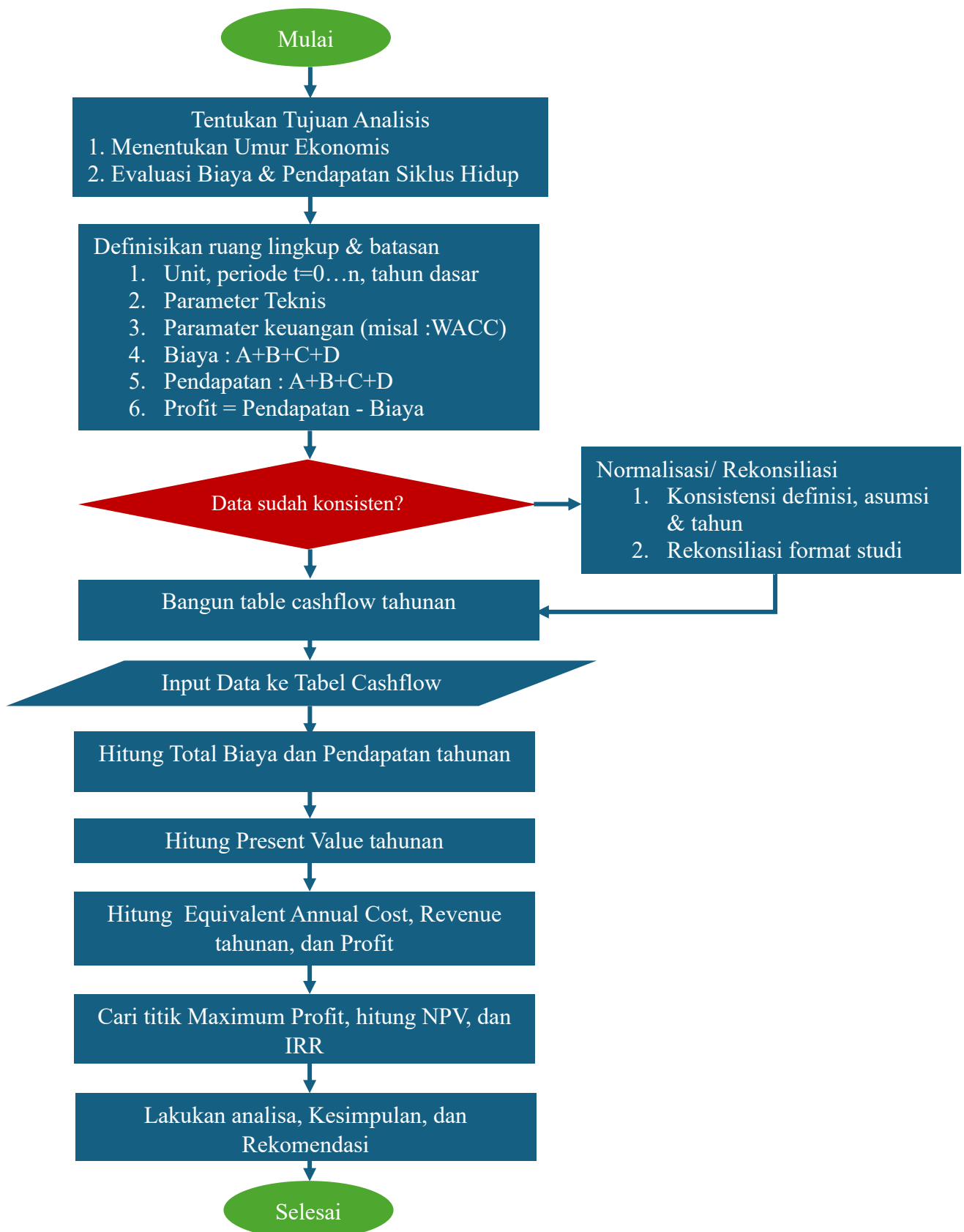
Selanjutnya, untuk memungkinkan perbandingan ekonomi pada berbagai umur operasi, nilai *present value* dikonversi menjadi nilai tahunan ekuivalen melalui

pendekatan *Equivalent Annual Cost* (EAC) dan *Equivalent Annual Revenue* (EAR). Newnan dan Lavelle menyatakan bahwa metode nilai tahunan ekuivalen digunakan untuk menyetarakan nilai ekonomi sepanjang umur proyek menjadi besaran tahunan yang konsisten, sehingga alternatif umur operasi yang berbeda dapat dibandingkan secara objektif. Pendekatan ini sangat relevan dalam evaluasi aset pembangkit karena biaya dan pendapatan berubah secara dinamis selama masa operasi.

Berdasarkan teori ekonomi teknik, umur ekonomis suatu aset ditentukan pada saat keuntungan tahunan ekuivalen mencapai nilai maksimum. Grant dan Ireson menjelaskan bahwa umur ekonomis tidak selalu sama dengan umur teknis aset, melainkan merupakan periode operasi yang memberikan manfaat ekonomi terbesar. Setelah titik tersebut tercapai, peningkatan biaya operasi dan penurunan kinerja biasanya menyebabkan keuntungan mulai menurun, sehingga secara ekonomi aset tidak lagi optimal untuk dioperasikan.

Dalam industri pembangkitan tenaga listrik, penerapan metode WLC digunakan sebagai dasar pengambilan keputusan strategis terkait perpanjangan umur operasi, rehabilitasi unit, maupun penghentian operasi pembangkit. Di lingkungan PT PLN (Persero), kajian umur ekonomis aset pembangkit mengacu pada pedoman teknis seperti SPLN K5.015:2023 yang menekankan evaluasi berbasis produktivitas finansial dan kinerja ekonomi aset. Dengan pendekatan tersebut, evaluasi tidak hanya mempertimbangkan aspek teknis keandalan pembangkit, tetapi juga kemampuan unit dalam menghasilkan keuntungan secara berkelanjutan.

Dengan demikian, metode Whole Life Costing mengintegrasikan konsep *life cycle cost*, nilai waktu uang, analisis arus kas terdiskonto, serta pendekatan nilai tahunan ekuivalen untuk menentukan umur operasi optimum suatu aset. Pendekatan ini memberikan kerangka analisis yang komprehensif dalam menilai kelayakan ekonomi pembangkit listrik sepanjang siklus hidupnya dan menjadi dasar dalam penentuan umur ekonomis berbasis profit maksimum.



Gambar 2.10. Flow Chart Metode Whole Life Costing

2.2.5 Komponen harga transfer tenaga listrik pembangkit

Komponen dalam harga transfer tenaga listrik pembangkit adalah elemen-elemen pembentuk harga yang merepresentasikan keseluruhan biaya dan nilai ekonomi yang timbul dari kegiatan pembangkitan tenaga listrik. Komponen ini disusun untuk memastikan bahwa harga transfer mencerminkan biaya investasi, biaya operasi dan pemeliharaan, biaya bahan bakar, serta faktor-faktor lain yang mempengaruhi kinerja dan keberlanjutan operasional pembangkit dalam jangka panjang. Berikut adalah komponen harga transfer tenaga listrik pembangkit

1. Komponen Biaya Tetap (*Fixed*), merupakan biaya yang diperlukan untuk memenuhi kewajiban kepada pemilik modal yang menyertakan ekuitasnya dan kewajiban kepada Lender/Investor sehingga ada jaminan untuk dapat tetap tumbuh dan berkembang, yang terdiri dari :
 - a. Komponen A yaitu biaya modal (*capital*) yang terdiri dari modal sendiri dan pinjaman termasuk keuntungan yang diharapkan dari modal sendiri dan bunga atas pinjaman.
 - b. Komponen B yaitu biaya pemeliharaan, administrasi, dan kepegawaian yang diambil dari penetapan (RKAP) tahun berjalan
2. Komponen Biaya Tidak Tetap (*Variable*), merupakan biaya yang dikeluarkan dengan ketergantungan pada besar produksi yang dihasilkan oleh pembangkit, yang terdiri dari :
 - a. Komponen C yaitu biaya bahan bakar sesuai dengan jenis pembangkit
 - b. Komponen D yaitu biaya bahan bakar kimia dan pelumas dari penetapan (Rencana Kerja Anggaran Perusahaan) tahun berjalan

2.2.6 Penentuan Harga Transfer Tenaga Listrik Pembangkit

Penentuan Harga Transfer Tenaga Listrik Pembangkit merupakan bagian penting dalam tata kelola pengelolaan pembangkitan tenaga listrik, khususnya dalam memastikan keterpaduan antara aspek teknis, ekonomi, dan organisasi. Harga transfer ini berfungsi sebagai mekanisme internal untuk mencerminkan nilai ekonomi energi listrik yang dihasilkan oleh pembangkit dan ditransfer kepada unit penerima, baik dalam sistem terinterkoneksi maupun di luar sistem.

Penetapan Harga Transfer Tenaga Listrik Pembangkit dilakukan dengan mempertimbangkan karakteristik pembangkit, konfigurasi sistem kelistrikan, serta pembagian kewenangan antar unit organisasi. Selain itu, penentuan harga transfer juga diarahkan untuk menggambarkan biaya pembangkitan secara wajar dan transparan, mencakup biaya investasi, biaya operasi dan pemeliharaan, biaya bahan bakar, serta komponen biaya lain yang relevan sesuai dengan kondisi operasional pembangkit.

Dalam konteks pengelolaan portofolio pembangkitan, Harga Transfer Tenaga Listrik Pembangkit tidak hanya berfungsi sebagai dasar pengakuan nilai energi listrik, tetapi juga sebagai instrumen evaluasi kinerja dan pengendalian biaya. Dengan adanya mekanisme harga transfer yang terstruktur dan konsisten, perusahaan dapat memperoleh gambaran yang lebih akurat mengenai efisiensi pembangkit, kontribusi ekonomi masing-masing unit, serta dasar pengambilan keputusan strategis terkait operasi, pengembangan, maupun optimalisasi aset pembangkitan. Oleh karena itu, penentuan Harga Transfer Tenaga Listrik Pembangkit disusun berdasarkan prinsip kewajaran biaya, transparansi, dan akuntabilitas, serta mengacu pada kebijakan dan ketentuan internal perusahaan yang berlaku. Selanjutnya, pada bagian berikut akan dijabarkan secara lebih rinci mengenai komponen, metode perhitungan, serta mekanisme penetapan Harga Transfer Tenaga Listrik Pembangkit sesuai dengan skema yang diterapkan. Berikut penjelasan mengenai Sumber data, Parameter Teknis, dan Parameter Keuangan pembentuk Komponen A, B, C dan D yang selanjutnya dijadikan Penentuan Harga Transfer Tenaga Listrik Pembangkit

1. Sumber Data Perhitungan Komponen A, B, C, dan D

- a. Data untuk Perhitungan komponen A

Sumber data untuk perhitungan komponen A adalah sebagai berikut :

1. Total asset tetap awal, yaitu nilai asset tetap pembangkit pada saat reklasifikasi dari PDP (saat COD/SLO) yang dibukukan oleh Unit Induk Pembangkit (UIP), data diperoleh dari UIP, dan Inventasi Tambahan (jika ada)
 2. Biaya Pinjaman yaitu nilai beban pinjaman per unit organisasi pembangkit sebagaimana tercantum dalam RKAP pada tahun berjalan.
 3. Modal Sendiri (*Equity*), yaitu sebesar 20% (dua puluh persen) terhadap total asset tetap modal

4. *Return on Equity* yaitu nilai *cost of equity* PLN yang dihitung dengan model *Capital Asset Pricing Model* (CAPM) yang diperoleh dari DIVKEU
 - b. Data untuk perhitungan Komponen B, C, dan D diperoleh dari data penetapan RKAP (Rencana Kerja Anggaran Perusahaan) yang sudah dianggarkan oleh penanggung jawab Unit Pembangkit bersangkutan
2. Parameter Teknis Pembentuk Komponen A dan B
 - a. Daya Mampu *Netto* Maksimum (kW), yaitu besaran daya mampu bersih pembangkit dalam satu tahun sesuai data penetapan oleh Direktur Perencanaan Korporat
 - b. Target EAF Tahunan (%) yaitu besaran target EAF dalam satu tahun sesuai data penetapan oleh Direktur Perencanaan Korporat.
 3. Parameter Keuangan Pembentuk Komponen A
 - a. Biaya Penyusutan
Biaya Penyusutan dibagi menjadi dua parameter yaitu
 1. Total Aset Tetap (Rp) yaitu nilai aset tetap pembangkit pada saat reklasifikasi dari PDP (saat COD/SLO) yang dibukukan oleh UIP ditambah dengan Investasi Tambahan (Rp) jika ada
 2. Umur teknis asset (tahun) yaitu umur teknis asset. Koefisien penyusutan per bulan, yaitu angka koefisien yang diperoleh dari perhitungan 1 (satu) dibagi umur teknis pembangkit dalam tahun dan dibagi 12 (dua belas)
 - b. Koefisien Penyusutan per bulan, yaitu angka koefisien yang diperoleh dari perhitungan 1 (satu) dibagi umur teknis pembangkit (tahun) dan dibagi 12 (dua belas)
 - c. Biaya Pinjaman yaitu nilai beban pinjaman per unit pembangkit, sebagaimana tercantum dalam RKAP (Rencana Kerja Anggaran Perusahaan) pada tahun bersangkutan
 - d. Modal Sendiri (*Equity*) (Rp) merupakan hasil perhitungan 20% (dua puluh persen) terhadap total aset tetap awal tanpa investasi tambahan
 - e. *Return on Equity* (ROE) (%) yaitu *cost of equity* PLN yang dihitung dengan model CAPM yang diperoleh dari DIVKEU
 4. Parameter Keuangan Pembentuk Komponen B

Komponen B merupakan biaya tetap yang terdiri dari

- a. Biaya Pemeliharaan yang diambil dari data penetapan (RKAP) tahun berjalan
- b. Biaya Administrasi dan Kepegawaian yang diambil dari data penetapan (RKAP) tahun berjalan

5. Paramater Teknis Pembentuk Komponen C

Beberapa paramater Teknis Pembentuk Komponen C adalah sebagai berikut :

- a. Daya Mampu *Netto* Maksimum (kW) merupakan besaran daya mampu bersih pembangkit dalam satu tahun sesuai penetapan oleh Direktur Perencanaan Korporat.
- b. *Capacity Factor* (CF) (%) merupakan besaran target CF dalam satu tahun sesuai penetapan oleh Direktur Perencanaan Korporat
- c. SHRcc atau *Specific Heat Rate* (kcal/kWh) merupakan nilai *heat rate* sesuai hasil uji oleh Puslitbang/ Jaser atau sesuai dengan desain pada nilai pembebanan 100% dan telah ditetapkan oleh Direktorat Bisnis Regional masing-masing
- d. SHRw atau *Weight Average Specific Heat Rate* (kcal/kWh) merupakan nilai realisasi *heat rate* sesuai operasi pembebanan didasarkan dari hasil uji oleh Puslitbang/ Jaser minimum pada 4 titik (contoh Beban 100%, 84%, 67%, 50%) dan telah ditetapkan oleh Direktorat Bisnis Regional masing-masing, jika belum dilakukan uji dapat menggunakan data NPHR (*Net Plant Heat Rate*)
- e. HHV/ Nilai Kalori Batubara (kcal/kg) merupakan nilai kalori batubara sesuai spesifikasi mesin pembangkit yang bersumber dari kontrak atau ditetapkan oleh Regional terkait
- f. Harga Batubara (Rp/kg) merupakan nilai harga batubara yang diambil dari data penetapan (RKAP). harga ini digunakan dengan tujuan untuk mendapatkan indikatif harga komponen C. Harga batubara yang digunakan pada perhitungan realisasi menggunakan harga batubara tertimbang dari hasil rekonsiliasi triwulanan.

6. Paramater Keuangan Pembentuk Komponen D

Komponen D merupakan biaya bahan kimia dan pelumas dari penetapan (RKAP) berjalan.

7. Paramater Teknis Pembentuk Komponen D

- a. Daya Mampu *Netto* Maksimum (kW) merupakan besaran daya mampu bersih pembangkit dalam satu tahun sesuai penetapan oleh Direktur Perencanaan Korporat.
- b. *Capacity Factor* (CF) (%) merupakan besaran target CF dalam satu tahun sesuai penetapan oleh Direktur Perencanaan Korporat

2.2.7 Formula Perhitungan Harga Transfer Tenaga Listrik Pembangkit

Harga transfer tenaga listrik pembangkit merupakan instrumen analitis yang digunakan untuk merepresentasikan nilai ekonomi energi listrik yang dihasilkan oleh suatu pembangkit dalam suatu sistem kelistrikan. Penetapan harga transfer ini memiliki peran penting dalam evaluasi kinerja ekonomi pembangkit, analisis efisiensi biaya, serta pengambilan keputusan strategis terkait operasi dan pengelolaan aset pembangkitan. Oleh karena itu, diperlukan pendekatan perhitungan yang terstruktur, transparan, dan berbasis kaidah teknis serta ekonomi yang dapat dipertanggungjawabkan secara ilmiah.

Formula perhitungan harga transfer tenaga listrik pembangkit disusun untuk mengakomodasi berbagai komponen biaya dan parameter operasional yang memengaruhi proses produksi tenaga listrik. Komponen tersebut mencakup, namun tidak terbatas pada, biaya investasi, biaya operasi dan pemeliharaan, biaya bahan bakar, tingkat ketersediaan dan keandalan pembangkit, serta faktor efisiensi konversi energi. Integrasi parameter-parameter tersebut ke dalam suatu formula memungkinkan penilaian harga transfer yang mencerminkan kondisi aktual pembangkit dan karakteristik sistem kelistrikan tempat pembangkit beroperasi.

Pada bagian ini akan dibahas formula-formula yang digunakan dalam perhitungan harga transfer tenaga listrik pembangkit secara rinci. Pembahasan meliputi struktur matematis dari setiap rumus, definisi variabel yang digunakan, serta asumsi-asumsi dasar yang melandasi perhitungan. Penyajian ini diharapkan dapat memberikan landasan konseptual dan metodologis yang kuat, sehingga formula perhitungan harga transfer tenaga listrik dapat digunakan secara konsisten sebagai alat analisis dalam kajian ekonomi dan teknis pembangkitan tenaga listrik.

1. Komponen A

Komponen A merupakan komponen tarif yang merepresentasikan biaya tetap pembangkit (*fixed cost*), yang terdiri atas biaya penyusutan aset, biaya pinjaman, serta pengembalian modal sendiri (*Return on Equity/ROE*). Komponen ini umumnya diterapkan pada pembangkit listrik yang baru beroperasi, di mana struktur biaya masih didominasi oleh investasi awal dan kewajiban pendanaan.

a. Koefisien Penyusutan per Bulan

Koefisien penyusutan per bulan digunakan untuk mendistribusikan nilai aset secara merata sepanjang umur teknis pembangkit. Koefisien ini dihitung sebagai kebalikan dari umur teknis aset dalam satuan bulan, dengan persamaan:

$$K_p = \frac{1}{U_t \times 12} \quad (2.3)$$

dengan:

U_t = umur teknis aset (tahun)

b. Biaya Penyusutan

Biaya penyusutan dihitung berdasarkan total aset tetap awal yang dimiliki pembangkit ditambah dengan investasi tambahan. Nilai tersebut dikalikan dengan koefisien penyusutan dan dinormalisasi terhadap daya mampu netto dan *Equivalent Availability Factor* (EAF), sehingga diperoleh biaya penyusutan dalam satuan Rp/kW·bulan.

$$BP = \frac{(A_0 + I_t) \times K_p}{DMN \times EAF} \quad (2.4)$$

dengan:

A_0 = total aset tetap awal (Rp)

I_t = investasi tambahan (Rp)

DMN = daya mampu *netto* (kW)

EAF = *Equivalent Availability Factor*

c. Biaya Pinjaman

Biaya pinjaman merupakan beban bunga atau kewajiban pembayaran pinjaman yang timbul akibat pendanaan investasi pembangkit. Biaya ini dihitung berdasarkan beban pinjaman bulanan yang dinormalisasi terhadap daya mampu netto dan EAF.

$$BL = \frac{B_{pinj}}{DMN \times EAF} \quad (2.5)$$

dengan:

B_{pinj} = beban pinjaman per bulan (Rp)

DMN = daya mampu *netto* (kW)

EAF = *Equivalent Availability Factor*

d. *Return on Equity* (ROE)

Return on Equity (ROE) merepresentasikan tingkat pengembalian atas modal sendiri yang ditanamkan dalam pembangkit. ROE dihitung berdasarkan nilai ROE bulanan yang dikalikan dengan modal sendiri, kemudian dinormalisasi terhadap daya mampu netto dan EAF.

$$ROE = \frac{ROE_b \times MS}{DMN \times EAF} \quad (2.6)$$

dengan:

ROE_b = ROE bulanan

MS = modal sendiri (Rp)

Tarif Komponen A

Berdasarkan komponen-komponen tersebut, tarif Komponen A dalam satuan Rp/kW·bulan diperoleh dari penjumlahan biaya penyusutan, biaya pinjaman, dan return on equity.

$$T_A^{kW} = BP + BL + ROE \quad (2.7)$$

Untuk keperluan penyajian tarif total dalam satuan energi, tarif Komponen A dapat dikonversi ke dalam satuan Rp/kWh dengan memperhitungkan *Equivalent Availability Factor* (EAF), *Capacity Factor* (CF), dan jumlah jam operasi bulanan (720 jam).

$$T_A^{kWh} = \frac{EAF \times T_A^{kW}}{CF \times 720} \quad (2.8)$$

Satuan baku tarif Komponen A adalah Rp/kW·bulan, sedangkan satuan Rp/kWh hanya digunakan untuk keperluan penyebutan tarif total.

2. Komponen B

Komponen B merupakan komponen tarif yang mencerminkan biaya tetap operasional non-investasi, yang meliputi biaya pemeliharaan, administrasi, dan kepegawaian. Komponen ini menggambarkan biaya rutin yang diperlukan untuk menjaga kesiapan dan keberlangsungan operasi pembangkit.

Tarif Komponen B dalam satuan Rp/kW·bulan dihitung dengan menjumlahkan seluruh biaya pemeliharaan, administrasi, dan kepegawaian bulanan, kemudian dinormalisasi terhadap daya mampu netto dan EAF.

$$T_B^{kW} = \frac{B_{pm} + B_{adm} + B_{peg}}{DMN \times EAF} \quad (2.9)$$

dengan:

B_{pm} = biaya pemeliharaan bulanan (Rp)

B_{adm} = biaya administrasi bulanan (Rp)

B_{peg} = biaya kepegawaian bulanan (Rp)

Untuk penyajian tarif dalam satuan energi, tarif Komponen B dapat dikonversi ke dalam satuan Rp/kWh sebagai berikut:

$$T_B^{kWh} = \frac{EAF \times T_B^{kW}}{CF \times 720} \quad (2.10)$$

Satuan baku tarif Komponen B adalah Rp/kW·bulan, sedangkan satuan Rp/kWh hanya digunakan sebagai penyebutan tarif total.

3. Komponen C

Komponen C merupakan komponen tarif yang mencerminkan biaya variabel bahan bakar utama, yang dinyatakan langsung dalam satuan Rp/kWh. Besaran Komponen C sangat dipengaruhi oleh kinerja termal pembangkit dan karakteristik bahan bakar yang digunakan.

Tarif Komponen C dihitung berdasarkan perbandingan antara *Specific Heat Rate* (SHR) kondisi target dengan nilai kalor bahan bakar (*Higher Heating Value*/HHV), yang kemudian dikalikan dengan harga bahan bakar.

$$T_c = \frac{SHR_{cc}}{HHV} \times H_{bb} \quad (2.11)$$

dengan:

SHR_{cc} = *Specific Heat Rate* kondisi target (kcal/kWh)

HHV = *Higher Heating Value* batubara (kcal/kg)

H_{bb} = harga batubara (Rp/kg)

Hasil perhitungan Komponen C merupakan biaya bahan bakar per kWh pada kondisi target, sedangkan nilai aktual mengikuti parameter realisasi operasi pembangkit

4. Komponen D

Komponen D merupakan komponen tarif yang mencerminkan biaya variabel operasional selain bahan bakar utama, khususnya biaya bahan bakar penunjang dan biaya pelumas.

Komponen ini dinyatakan langsung dalam satuan Rp/kWh.

Tarif Komponen D dihitung dengan membagi total biaya bahan bakar dan pelumas bulanan terhadap energi listrik yang dihasilkan, yang ditentukan oleh daya mampu *netto*, *capacity factor*, dan jam operasi bulanan.

$$T_D = \frac{B_{bb} + B_{pel}}{DMN \times CF \times 720} \quad (2.12)$$

dengan:

B_{bb} = biaya bahan bakar bulanan (Rp)

B_{pel} = biaya pelumas bulanan (Rp)

2.2.7 Mekanisme Harga Transfer Tenaga Listrik Pembangkit

Pada pembangkit listrik, mekanisme penetapan Harga Transfer Tenaga Listrik disusun sebagai suatu kerangka pengaturan internal yang bertujuan untuk menjamin kejelasan alokasi nilai ekonomi energi listrik yang diproduksi dan disalurkan antar unit organisasi. Sehubungan dengan perbedaan karakteristik sistem operasi dan kewenangan pengelolaan, mekanisme Harga Transfer Tenaga Listrik pada pembangkit listrik terbagi ke dalam dua skema, yaitu:

a. Skema Dalam Sistem Terinterkoneksi

Harga Transfer Tenaga Listrik Pembangkit dituangkan dalam suatu dokumen kesepakatan Transfer Tenaga Listrik yang ditandatangani oleh pihak Pengirim

(contohnya *Executive Vice President* Operasi Regional atau *General Manager* Unit Induk Pengelola Pembangkit) dengan pihak Penerima (contohnya *Executive Vice President Portfolio Management*) dan diketahui oleh Direktur Perencanaan Korporat.

b. Skema Diluar Sistem

Untuk mekanisme Harga Transfer Tenaga Listrik Pembangkit dalam kewenangan Unit induk Wilayah dituangkan dalam suatu dokumen Kesepakatan Transfer Tenaga Listrik yang ditandatangani oleh General Manager Unit Induk Wilayah dengan *Executive Vice President* Operasi Regional terkait diketahui oleh *Executive Vice President Portfolio Management*.

2.2.8 Penentuan Pendapatan Setiap Bulan

Pengakuan pendapatan pembangkit listrik dilakukan berdasarkan mekanisme harga transfer tenaga listrik yang ditetapkan melalui komponen tarif pembentuk pendapatan. Dalam skema ini, pendapatan pembangkit tidak hanya dipengaruhi oleh besarnya energi listrik yang diproduksi, tetapi juga oleh tingkat keandalan operasi unit serta performa efisiensi pembangkit selama periode operasi tertentu. Oleh karena itu, perhitungan pendapatan dilakukan dengan mempertimbangkan parameter kinerja teknis dan parameter komersial secara simultan.

Secara umum, struktur pendapatan pembangkit dibagi menjadi empat komponen utama, yaitu Komponen A, Komponen B, Komponen C, dan Komponen D. Komponen A dan Komponen B merepresentasikan pendapatan berbasis kapasitas (*capacity payment*) yang dipengaruhi oleh daya mampu netto pembangkit serta realisasi tingkat ketersediaan unit yang dinyatakan dalam *Equivalent Availability Factor (EAF)*. Sementara itu, Komponen C menggambarkan biaya energi primer yang berkaitan langsung dengan konsumsi bahan bakar dan efisiensi termal pembangkit yang direpresentasikan melalui nilai *Specific Heat Rate (SHR)*. Adapun Komponen D merupakan pendapatan berbasis energi (*energy payment*) yang dihitung berdasarkan total produksi energi listrik dalam satu periode operasi.

Pendekatan ini bertujuan untuk menciptakan mekanisme insentif yang seimbang antara keandalan operasi pembangkit dan efisiensi penggunaan bahan bakar, sehingga pembangkit didorong untuk menjaga tingkat *availability* yang tinggi sekaligus

mengoptimalkan performa operasionalnya. Dengan demikian, total pendapatan bulanan pembangkit merupakan akumulasi dari seluruh komponen pendapatan yang dihitung berdasarkan realisasi kinerja operasi pada bulan berjalan.

Berdasarkan prinsip tersebut, maka perhitungan masing-masing komponen pendapatan dapat dirumuskan sebagai berikut :

1. Pendapatan Komponen A

$$\begin{aligned} \text{Pendapatan Komp A (Rp)} = \\ \text{Tarif Komp A (kW} \cdot \text{blnRp)} \times \text{EAF (\%)} \times \text{DMN (kW)} \end{aligned} \quad (2.13)$$

2. Pendapatan Komponen B

$$\begin{aligned} \text{Pendapatan Komp B (Rp)} = \\ \text{Tarif Komp B (kW} \cdot \text{blnRp)} \times \text{EAF (\%)} \times \text{DMN (kW)} \end{aligned} \quad (2.14)$$

3. Pendapatan Komponen C

$$\begin{aligned} \text{Pendapatan Komp C (Rp)} = \\ (\text{HHVSHRw}) \times \text{HBB} \times \text{Total kWh Produksi per bulan} \end{aligned} \quad (2.15)$$

4. Pendapatan Komponen D

$$\begin{aligned} \text{Pendapatan Komp D (Rp)} = \\ \text{Tarif Komp D (kWhRp)} \times \text{Total kWh Produksi per bulan} \end{aligned} \quad (2.16)$$

5. Pendapatan Total (Rp)

$$\begin{aligned} \text{Pendapatan Total (Rp)} = \\ \text{Pendapatan A} + \text{Pendapatan B} + \text{Pendapatan C} + \text{Pendapatan D} \end{aligned} \quad (2.17)$$

2.2.9 Produktivitas Keuangan Aset Operasional

Pada Edaran Direksi PT PLN Nomor : 0019.E/DIR/2023 tentang Standar Prosedur Pengukuran Produktivitas Keuangan Aset Operasional Pembangkit PT PLN (Persero), indikator Produktivitas Keuangan Aset Operasional adalah sebagai berikut :

a. *Net Present Value* (NPV)

Net Present Value (NPV) merupakan nilai manfaat bersih dari proyek/investasi yang bersangkutan. *Net Present Value* (NPV) dihitung dari selisih antara *Present Value* Pendapatan (Arus Kas Masuk) dengan *Present Value* Total Biaya (Arus Kas

Keluar) selama Periode Umur Manfaat dari Aset. Rumus yang digunakan untuk menghitung NPV adalah :

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+i)^t} - I_0 \quad (2.18)$$

Keterangan :

- CF : *Cash Flow*/ Arus Kas Bersih dari perusahaan Aset Operasional
- i : Tingkat diskon
- t : Umur masa manfaat Aset mengacu pada peraturan direksi yang berlaku
- I₀ : Investasi awal saat akusisi Aset

b. *Internal Rate of Return (IRR)*

Internal Rate of Return (IRR) merupakan tingkat pengembalian proyeksi/investasi. Formula/ Rumus *Internal Rate of Return (IRR)* adalah sebagai berikut :

$$0 = CF_0 + \frac{CF_1}{(1+IRR)} + \frac{CF_2}{(1+IRR)^2} + \frac{CF_3}{(1+IRR)^3} + \dots + \frac{CF_n}{(1+IRR)^n} \quad (2.19)$$

Keterangan :

- CF₀ : Initial Investment (Investasi awal saat akuisisi Aset)
- CF₁, CF₂, CF₃,...CF_n : Cash Flow Tahun berjalan sampai tahun ke n (tahun akhir masa manfaat) / (Arus Kas Bersih Tahun Berjalan)
- n : Periode tahun berjalan (n dihitung sampai N)
- N : Umur Manfaat

2.2.10 Indikator Produktivitas Keuangan Aset Operasional Pembangkit

Indikator Produktivitas Keuangan Aset Operasional pembangkit merupakan hasil perhitungan yang membandingkan antara nilai *Net Present Value* (NPV) dan *Internal Rate of Return* (IRR) yang dinyatakan dalam *Feasibility Study* (FS), dengan nilai *Net Present Value* (NPV) dan *Internal Rate of Return* (IRR) hasil perhitungan dalam periode waktu yang sama. Kriteria Produktivitas keuangan Aset Operasional pembangkit dalam kondisi dimana :

- a. *Net Present Value* (NPV) dan *Internal Rate of Return* (IRR) hasil perhitungan $>$ *Net Present Value* (NPV) dan *Internal Rate of Return* (IRR) *Feasibility Study* (FS), maka Aset Operasional dinyatakan masuk dalam kriteria produktif secara keuangan.
- b. *Net Present Value* (NPV) dan *Internal Rate of Return* (IRR) hasil perhitungan $<$ *Net Present Value* (NPV) dan *Internal Rate of Return* (IRR) *Feasibility Study* (FS), maka Aset Operasional dinyatakan masuk dalam kriteria kurang produktif secara keuangan

Dalam hal data saat *feasibility study* (FS) tidak ditemukan, maka penentuan tingkat Produktivitas Keuangan Aset Operasional mengacu pada kaidah/indikator keuangan yang berlaku dan ditetapkan perusahaan, yaitu sebagai berikut :

- a. Jika *Internal Rate of Return* (IRR) hasil perhitungan $>$ *Weighted Average Cost of Capital* (WACC) PLN, maka Aset Operasional dinyatakan masuk dalam kriteria produktif secara keuangan.
- b. Jika *Internal Rate of Return* (IRR) hasil perhitungan $<$ *Weighted Average Cost of Capital* (WACC) PLN, maka Aset Operasional dinyatakan masuk dalam kriteria kurang produktif secara keuangan dan perlu pendalaman lebih lanjut.

Sedangkan *Weighted Average Cost of Capital* (WACC) adalah tingkat pengembalian rata-rata yang diharapkan oleh semua penyandang dana perusahaan, baik pemegang saham (*equity*) maupun pemberi pinjaman (*debt*).

2.2.11 Faktor yang mempengaruhi umur ekonomis PLTU

Berikut ini adalah faktor faktor yang mempengaruhi umur ekonomis PLTU;

1. Harga bahan bakar: kenaikan harga memperpendek umur ekonomis bila biaya bahan bakar mendominasi.
2. Tingkat diskonto: diskonto tinggi cenderung mengurangi bobot biaya di masa depan sehingga dapat mempengaruhi keputusan mengganti atau mempertahankan.
3. Frekuensi dan biaya overhaul: overhaul besar mendorong biaya lonjakan pada tahun tertentu — timing overhaul memengaruhi NPC.
4. Efisiensi unit: penurunan efisiensi seiring umur meningkatkan konsumsi bahan bakar per MWh sehingga meningkatkan WLC.

5. Peraturan lingkungan: persyaratan emisi bisa menyebabkan retrofit mahal atau pembatasan operasi.
6. Ketersediaan pasar/pendapatan: kontrak jual beli, remunerasi kapasitas, harga pasar listrik.
7. Teknologi pengganti: munculnya teknologi lebih murah/efisien (mis. PLTU lebih modern, PLT berbasis gas, energi terbarukan + BESS) mempengaruhi opsi penggantian dini.
8. Risiko teknis: peningkatan frekuensi gangguan, masa pakai komponen kritis (boiler tubes, turbine blades).

2.2.12 Panduan penerapan ke PLTU 5 — PT PLN Nusantara Power Muara Karang

Untuk laporan khusus PLTU 5 di Muara Karang, langkah praktis yang direkomendasikan;

1. Tentukan periode analisis: misalnya hingga 30–40 tahun atau sampai umur teknis maksimum.
2. Data input minimal:
 - a. Tahun konstruksi & *commissioning* PLTU 5.
 - b. Biaya investasi awal (tercatat/terindeks).
 - c. Jadwal O&M historis dan biaya tahunan aktual (5–10 tahun terakhir).
 - d. Riwayat overhaul besar (tahun & biaya).
 - e. Data produksi tahunan (MWh) dan faktor kapasitas historis.
 - f. Konsumsi bahan bakar per MWh & harga bahan bakar (historis + proyeksi).
 - g. Tingkat availability, MTBF/MTTR jika ada.
 - h. Tarif listrik/pendapatan per MWh atau model pasar daya.
 - i. Tingkat diskonto (mis. WACC PLN atau rate kebijakan).
 - j. Estimasi nilai sisa (residual value) dan biaya decommissioning.
3. Buat model WLC di Excel: baris per tahun, kolom untuk tiap komponen biaya, gunakan rumus PV, dan EAC/EAR/EAP
4. Dokumentasikan asumsi dan buat rekomendasi

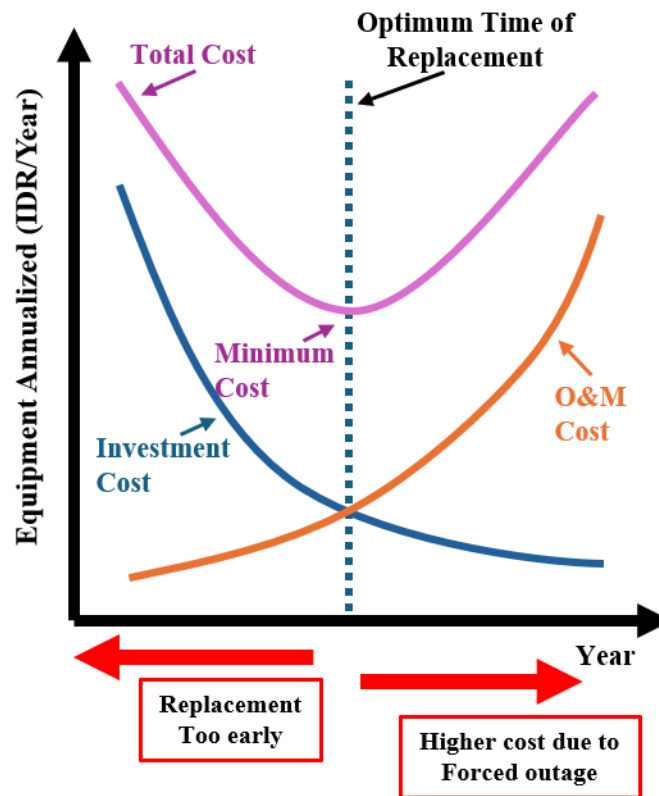
2.2.13 Rekomendasi dan Proses Pengambilan keputusan

Proses pengambilan keputusan (intervensi) di SPLN K5.015: 2023 menjadi 2 (dua) level yaitu :

1. Level Peralatan
2. Level Pembangkit

Proses pengambilan keputusan (intervensi) di level peralatan dibagi menjadi 2 (dua) skenario, yaitu:

1. *Business as usual* (BaU);
 - a. BaU dilakukan ketika peralatan belum mencapai umur ekonomisnya, dapat dilihat pada gambar 2.9
 - b. Ruang lingkup BaU adalah optimasi (strategi) operasi dan *maintenance*.
2. *Improvement*.
 - a. *Improvement* dilakukan ketika peralatan sudah mencapai umur ekonomisnya, dapat dilihat pada Gambar 2.9
 - b. Ruang lingkup *improvement* adalah *replacement*, *uprating*, *upgrading*, modernisasi, relokasi peralatan, atau pelepasan peralatan.



Gambar 2. 11 Proses pengambilan keputusan di level peralatan

di level pembangkit dibagi menjadi 3 (tiga) skenario, yaitu :

1. BaU (*Bussiness as Usual*)

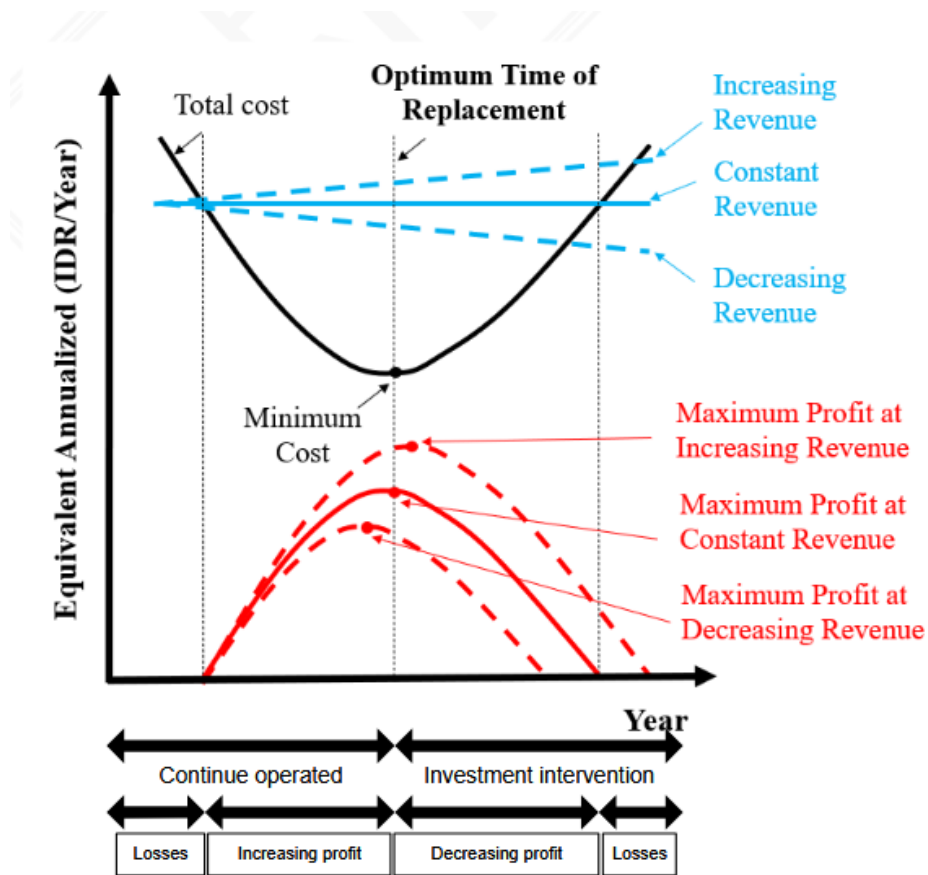
- a. BaU dilakukan ketika pembangkit belum mencapai umur ekonomisnya dan *Net Present Value* (NPV) dan *internal rate of return* (IRR) pembangkit lebih dari atau sama dengan studi kelayakan (*feasibility study*/FS) pembangkit.
- b. Ruang lingkup BaU adalah optimasi (strategi) bahan bakar, operasi, dan *maintenance*.

2. Optimasi;

- a. Optimasi dilakukan ketika pembangkit belum mencapai umur ekonomisnya dan *Net Present Value* (NPV) atau *internal rate of return* (IRR) pembangkit kurang dari studi kelayakan (*feasibility study*/FS) pembangkit
- b. Ruang lingkup optimasi adalah optimasi (strategi) bahan bakar, operasi, dan *maintenance*.

3. Pelepasan.

- Pelepasan dilakukan ketika pembangkit sudah mencapai umur ekonomisnya.
- Ruang lingkup pelepasan adalah relokasi pembangkit dan pelepasan pembangkit.



Gambar 2. 12 Proses Pengambilan Keputusan di Level Pembangkit

2.3 Kerangka Pemikiran

Penelitian ini berangkat dari kondisi eksisting Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU) 5 Muara Karang yang telah beroperasi dalam jangka waktu panjang dan berperan sebagai salah satu unit pembangkit penopang sistem kelistrikan di wilayah DKI Jakarta dan sekitarnya. Seiring bertambahnya umur operasi, PLTU 5 Muara Karang menghadapi tantangan berupa peningkatan biaya operasi dan pemeliharaan, penurunan efisiensi kinerja, serta perubahan struktur pendapatan pembangkit, khususnya sebagai pembangkit berbahan bakar gas yang beroperasi dalam sistem interkoneksi.

Dalam praktik pengelolaan aset pembangkit, keputusan strategis terkait kelanjutan operasi, perpanjangan umur, maupun penghentian operasi (*retirement*) tidak

dapat hanya didasarkan pada kondisi teknis unit, tetapi harus mempertimbangkan kelayakan ekonomi secara menyeluruh. Hal ini menjadi penting mengingat meningkatnya biaya pemeliharaan dan kebutuhan penggantian komponen utama pada unit yang telah berumur, sementara di sisi lain pendapatan pembangkit dipengaruhi oleh faktor ketersediaan unit, faktor kapasitas, serta mekanisme harga transfer tenaga listrik yang berlaku di lingkungan PT PLN Nusantara Power.

Untuk menjawab permasalahan tersebut, penelitian ini menggunakan pendekatan *Whole Life Costing* (WLC) sebagai metode utama dalam mengevaluasi kinerja ekonomi PLTU 5 Muara Karang secara komprehensif. Metode WLC memungkinkan seluruh komponen biaya dan pendapatan pembangkit dianalisis secara terintegrasi sepanjang siklus hidup aset, mulai dari biaya investasi awal, biaya operasi dan pemeliharaan, biaya bahan bakar gas, biaya perbaikan dan penggantian peralatan, hingga pendapatan pembangkitan yang dihasilkan oleh unit.

Pendekatan ini sejalan dengan SPLN K5.015:2023 tentang Pedoman Kajian Umur Ekonomis Aset Pembangkit, yang menekankan pentingnya analisis ekonomi berbasis nilai waktu uang dan penggunaan indikator tahunan ekuivalen dalam penentuan umur ekonomis pembangkit. Berdasarkan hasil perhitungan WLC, arus kas tahunan PLTU 5 Muara Karang dianalisis menggunakan indikator ekonomi teknik, yaitu *Net Present Value* (NPV), *Internal Rate of Return* (IRR), serta *Equivalent Annual Cost/Value* (EAC/EAV).

Penentuan umur ekonomis PLTU 5 Muara Karang dilakukan dengan mengidentifikasi periode operasi yang memberikan keuntungan tahunan ekuivalen maksimum (*maximum profit*), yaitu kondisi di mana selisih antara *Equivalent Annual Revenue* (EAR) dan *Equivalent Annual Cost* (EAC) berada pada nilai paling optimal. Hasil analisis ini menjadi dasar dalam mengevaluasi apakah PLTU 5 Muara Karang masih layak dipertahankan operasinya, memerlukan strategi perpanjangan umur dengan pengendalian biaya tertentu, atau perlu dipertimbangkan untuk dihentikan operasinya secara ekonomi.

Dengan demikian, penelitian ini diharapkan mampu memberikan gambaran yang komprehensif mengenai kinerja finansial PLTU 5 Muara Karang sepanjang siklus

hidupnya, serta menjadi dasar pengambilan keputusan strategis dalam pengelolaan aset pembangkit di lingkungan PT PLN Nusantara Power.

Berdasarkan uraian tersebut, kerangka pemikiran penelitian ini dapat dirangkum sebagai berikut:

1. Identifikasi masalah, yaitu kondisi eksisting PLTU 5 Muara Karang yang telah berumur dan mengalami peningkatan biaya operasi dan pemeliharaan serta perubahan kinerja finansial.
2. Kajian teori, meliputi konsep umur ekonomis pembangkit, pengelolaan aset pembangkit, *Whole Life Costing* (WLC), serta indikator ekonomi teknik (NPV, IRR, EAC/EAR).
3. Pengumpulan dan pengolahan data, meliputi data investasi, biaya operasi dan pemeliharaan, biaya bahan bakar gas, pendapatan pembangkitan, serta parameter ekonomi yang relevan.
4. Analisis *Whole Life Costing* PLTU 5 Muara Karang, untuk menghitung arus kas dan indikator ekonomi sepanjang umur operasional unit sesuai SPLN K5.015:2023.
5. Penentuan umur ekonomis PLTU 5 Muara Karang, berdasarkan kriteria keuntungan tahunan ekuivalen maksimum (*maximum profit*).
6. Penyusunan rekomendasi, terkait kelanjutan operasi, perpanjangan umur, atau strategi pengelolaan aset PLTU 5 Muara Karang yang paling optimal dan berkelanjutan