

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Energi Baru dan Terbarukan

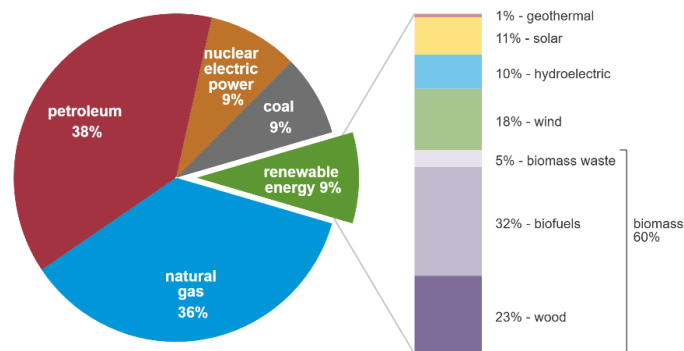
Energi baru dan terbarukan merupakan sumber energi yang berasal dari proses alam yang berlangsung secara berkelanjutan dan tersedia dalam jangka panjang, sehingga tidak mengalami deplesi dalam skala waktu manusia (IPCC, 2021). Jenis energi ini meliputi energi air, energi surya, energi angin, energi biomassa, energi panas bumi, serta energi laut (IRENA, 2022). Pemanfaatan sumber-sumber energi tersebut menjadi semakin penting dalam mendukung transisi menuju sistem energi yang berkelanjutan dan rendah emisi karbon (IEA, 2023).

Berdasarkan data konsumsi energi global, penggunaan energi masih didominasi oleh energi fosil seperti minyak bumi, gas alam, dan batubara. Berdasarkan Gambar: 2.1 data U.S. Energy Information Administration (2024), kontribusi energi terbarukan baru mencapai sekitar 9% dari total konsumsi energi primer dunia, dengan dominasi pada biomassa, angin, tenaga air, dan surya. Hal ini menunjukkan bahwa meskipun mengalami pertumbuhan, pengembangan energi terbarukan masih menghadapi tantangan dalam mengurangi ketergantungan terhadap energi fosil (U.S. Energy Information Administration, 2024).

U.S. primary energy consumption by energy source, 2023

total = 93.59 quadrillion
British thermal units

total = 8.24 quadrillion British thermal units



Data source: U.S. Energy Information Administration, *Monthly Energy Review*, Table 1.3 and 10.1, April 2024, preliminary data
Note: Sum of components may not equal 100% because of independent rounding.

Gambar: 2.1 Data Konsumsi Energi Global
Sumber: U.S. Energy Information Administration (2024)

Peningkatan pemanfaatan energi baru dan terbarukan didorong oleh berbagai faktor, antara lain meningkatnya kebutuhan energi global, keterbatasan cadangan energi fosil, serta komitmen internasional dalam menurunkan emisi gas rumah kaca (IPCC, 2021). Upaya ini sejalan dengan

target pembangunan berkelanjutan dan penguatan ketahanan energi di berbagai negara (IRENA, 2022; IEA, 2023). Oleh karena itu, pengembangan dan integrasi energi terbarukan, termasuk pemanfaatan energi air dalam berbagai skala, menjadi salah satu strategi utama dalam mewujudkan sistem energi yang efisien, bersih, dan berkelanjutan (IEA, 2023).

Dalam konteks tersebut, diperlukan pendekatan inovatif yang tidak hanya berfokus pada pembangunan pembangkit energi terbarukan baru, tetapi juga pada optimalisasi energi yang telah tersedia dalam sistem, termasuk energi sisa atau energi terbuang (*waste energy recovery*) (Zhang et al., 2022). Pendekatan ini sejalan dengan prinsip efisiensi energi dan ekonomi sirkular, di mana energi yang sebelumnya tidak dimanfaatkan dapat dikonversi kembali menjadi energi yang bernilai guna (Rahman et al., 2024).

Salah satu implementasi konkret dari konsep tersebut adalah pemanfaatan energi air dalam skala kecil melalui Pembangkit Listrik Tenaga Mikrohidro (PLTMH). Selain memanfaatkan sumber daya air alami, PLTMH juga memiliki potensi besar untuk dikembangkan pada aliran buangan sistem industri, seperti pada saluran air pendingin kondensor di Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU) (Zhang et al., 2022). Aliran buangan ini umumnya memiliki karakteristik debit besar dan bersifat kontinu, sehingga mengandung energi kinetik dan potensial yang masih dapat dimanfaatkan (Rahman et al., 2024).

Integrasi PLTMH pada aliran buangan air pendingin kondensor merupakan bentuk sinergi antara pengembangan energi terbarukan dan pemanfaatan energi buangan dalam sistem pembangkitan listrik. Pendekatan ini memungkinkan peningkatan efisiensi energi secara keseluruhan tanpa memerlukan tambahan bahan bakar, serta berkontribusi terhadap pengurangan emisi gas rumah kaca (Rahman et al., 2024). Dengan demikian, pemanfaatan *waste energy recovery* melalui PLTMH tidak hanya memperkuat peran energi terbarukan dalam bauran energi, tetapi juga menjadi solusi strategis dalam mendukung transisi energi yang berkelanjutan dan peningkatan kinerja pembangkit listrik eksisting (Zhang et al., 2022).

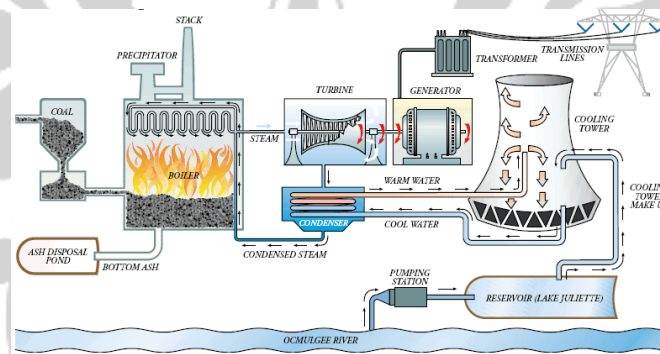
2.2 Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU)

Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU) merupakan sistem pembangkit listrik yang memanfaatkan energi termal hasil pembakaran bahan bakar untuk menghasilkan uap air bertekanan dan bertemperatur tinggi. Uap tersebut digunakan untuk menggerakkan turbin uap yang terhubung dengan generator, sehingga menghasilkan energi listrik. Hingga saat ini, PLTU masih menjadi salah satu pembangkit utama dalam sistem ketenagalistrikan karena mampu

menghasilkan daya dalam skala besar dan beroperasi secara andal sebagai pembangkit beban dasar (*base load*) dengan tingkat ketersediaan yang tinggi (IEA, 2022; IEA, 2024).

Secara umum, sistem PLTU terdiri atas beberapa komponen utama, yaitu *boiler*, turbin uap, generator, kondensor, serta sistem sirkulasi air umpan dan air pendingin. Dalam proses pembangkitan, energi kimia pada bahan bakar dikonversi menjadi energi termal pada *boiler* untuk menghasilkan uap air (Nag, 2021). Uap tersebut kemudian mengalami ekspansi di dalam turbin sehingga menghasilkan energi mekanik, yang selanjutnya dikonversi menjadi energi listrik oleh generator (Moran et al., 2022). Uap bekas turbin dialirkan menuju kondensor untuk mengalami proses kondensasi sebelum dipompa kembali ke *boiler* sebagai air umpan (Nag, 2021; Moran et al., 2022).

Gambar 2.2 menunjukkan skema proses pembangkitan listrik pada Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU), yang menggambarkan alur konversi energi mulai dari pembakaran batu bara di dalam *boiler* hingga menghasilkan energi listrik melalui turbin dan generator. Dalam proses tersebut, energi termal hasil pembakaran bahan bakar dikonversi menjadi uap bertekanan tinggi yang digunakan untuk menggerakkan turbin (Moran et al., 2022). Putaran turbin kemudian menggerakkan generator sehingga menghasilkan energi listrik (IEA, 2022).



Gambar 2.2 Diagram alir dari PLTU (*Close Cooling Condensor*)
Sumber: <https://water.usgs.gov/edu/wupt-coalplant-diagram.html>

Gambar 2.2 juga memperlihatkan peran sistem pendingin kondensor, termasuk menara pendingin, yang berfungsi untuk mendinginkan uap bekas turbin dan mengubahnya kembali menjadi air sebelum dikembalikan ke sistem (Nag, 2021). Proses pendinginan ini menghasilkan aliran air buangan dengan debit besar, yang berperan menjaga stabilitas temperatur sistem pembangkit (Moran et al., 2022).

Meskipun air buangan kondensor umumnya tidak dimanfaatkan kembali, aliran tersebut masih mengandung energi kinetik dan energi potensial yang berasal dari debit aliran dan perbedaan

elevasi. Energi ini berpotensi dikonversi menjadi energi listrik melalui penerapan Pembangkit Listrik Tenaga Mikrohidro (PLTMH) (Zhang et al., 2022). Pemanfaatan energi air buangan tersebut dapat meningkatkan efisiensi energi pembangkit tanpa memerlukan tambahan konsumsi bahan bakar maupun perubahan signifikan pada sistem utama PLTU (Rahman et al., 2024).

Pemahaman sistem kondensor dan sirkulasi air pendingin menjadi penting, karena karakteristik debit, temperatur, dan konfigurasi sistem menentukan potensi pemanfaatan energi buangan. Oleh karena itu, analisis terhadap sistem kondensor dan air pendingin PLTU diperlukan sebagai dasar dalam mengevaluasi peluang penerapan teknologi pemulihan energi (*waste energy recovery*) berbasis PLTMH (Zhang et al., 2022).

Selanjutnya, subbab berikut membahas sistem kondensor dan air pendingin PLTU sebagai dasar analisis pemanfaatan energi tersebut.

2.3 Sistem Kondensor dan Air Pendingin Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU)

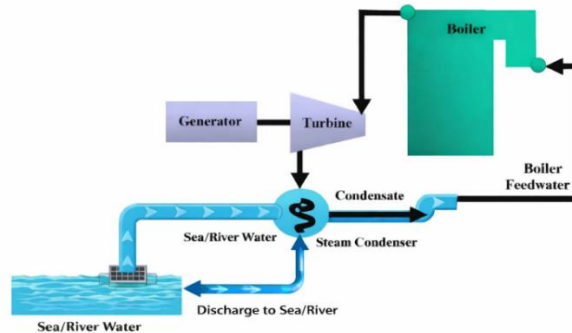
Kondensor merupakan salah satu komponen utama dalam sistem Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU) yang berfungsi untuk mengkondensasikan uap bekas turbin menjadi air (*condensate*) dengan cara melepaskan panas laten ke media pendingin. Proses ini sangat penting dalam menjaga keberlanjutan siklus Rankine serta meningkatkan efisiensi termal pembangkit melalui penurunan tekanan balik (*back pressure*) pada turbin (Moran et al., 2018; Nag, 2017). Semakin rendah tekanan kondensasi yang dicapai, maka semakin besar kerja turbin yang dihasilkan, sehingga efisiensi siklus meningkat secara signifikan.

Secara umum, kondensor pada PLTU bekerja sebagai *heat exchanger* tipe *shell and tube*, di mana uap dari turbin mengalir pada sisi shell, sedangkan air pendingin mengalir di dalam pipa (*tube*). Proses perpindahan panas menyebabkan uap mengalami perubahan fase menjadi cair dan dikumpulkan pada *hotwell*, untuk selanjutnya dipompa kembali ke boiler sebagai air umpan (El-Wakil, 2017; Çengel & Boles, 2019). Kinerja kondensor sangat menentukan performa pembangkit, karena temperatur dan tekanan kondensasi secara langsung mempengaruhi efisiensi siklus Rankine.

Berdasarkan metode sirkulasi air pendingin, sistem kondensor pada PLTU dibedakan menjadi dua jenis utama, yaitu *open cooling system (once-through system)* dan *closed cooling system (recirculating system)*.

2.3.1 Open Cooling System (Once-through cooling system)

Sistem pendingin terbuka (*once-through cooling system*) merupakan sistem di mana air pendingin diambil langsung dari sumber air alami seperti laut, sungai, atau danau, kemudian dialirkan melalui kondensor dan dibuang kembali ke lingkungan tanpa didaur ulang (U.S. EPA, 2014; World Nuclear Association, 2023). Seperti diilustrasikan pada Gambar 2.3 berikut.



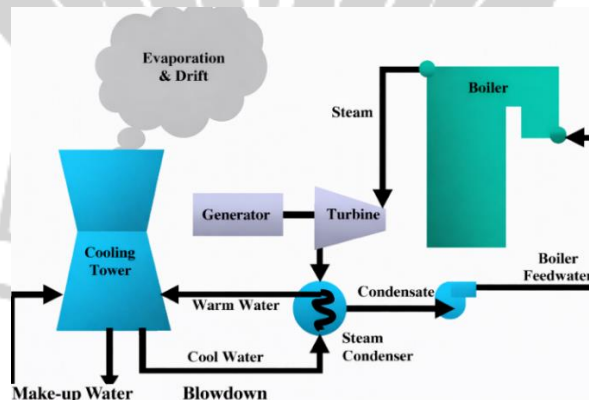
Gambar 2.3 *Open Cooling System (Once-through cooling system)*

Sumber: Feeley et al. (2005).

Pada sistem ini, debit air yang digunakan sangat besar dengan kenaikan temperatur relatif kecil untuk meminimalkan dampak termal terhadap lingkungan. Pembangkit listrik skala besar dapat menggunakan aliran air pendingin dalam jumlah sangat besar, mencapai puluhan ribu liter per detik, tergantung kapasitas pembangkit (U.S. EPA, 2014).

2.3.2 *Closed Cooling System (Recirculating cooling system)*

Sistem pendingin tertutup (*recirculating cooling system*) menggunakan air pendingin yang disirkulasikan secara berulang melalui kondensor dan didinginkan kembali menggunakan cooling tower atau kolam pendingin sebelum digunakan kembali (U.S. DOE, 2019; World Nuclear Association, 2023). Seperti diilustrasikan pada Gambar 2.4 berikut.



Gambar: 2.4 *Closed Cooling System (Recirculating cooling system)*

Sumber: Feeley et al. (2005).

Pada sistem pendingin tertutup (*recirculating cooling system*), panas dilepaskan ke atmosfer melalui proses evaporasi di *cooling tower*, dengan kehilangan air sekitar 3–5% sehingga memerlukan make-up water (U.S. DOE, 2019). Sebaliknya, sistem pendingin terbuka (*once-through cooling system*) menggunakan debit air yang sangat besar dengan kenaikan temperatur relatif kecil untuk meminimalkan dampak termal, bahkan dapat mencapai puluhan ribu liter per detik pada pembangkit skala besar (U.S. EPA, 2014). Dari perspektif pemanfaatan energi, sistem terbuka memiliki potensi yang lebih besar karena menghasilkan debit air buangan yang tinggi dan kontinu, dibandingkan sistem tertutup yang memiliki debit buangan lebih kecil (Kumar & Singh, 2022; Rahman et al., 2024). Aliran buangan kondensor umumnya memiliki karakteristik debit stabil, suhu relatif lebih tinggi, serta *head* rendah, sehingga memerlukan pendekatan desain PLTMH yang berbeda dari sistem konvensional, khususnya dalam pemilihan turbin dan optimasi efisiensi (Zhang et al., 2022; Putra et al., 2024).

Pemanfaatan aliran buangan ini sebagai sumber energi terbarukan dapat meningkatkan efisiensi PLTU tanpa tambahan bahan bakar, sekaligus mendukung konsep *waste energy recovery*. Namun, implementasinya memerlukan kajian teknis komprehensif, meliputi analisis hidraulik, pemilihan teknologi, serta evaluasi kelayakan ekonomi dan operasional (Rahman et al., 2024). Subbab berikutnya akan membahas secara lebih rinci mengenai pemanfaatan aliran energi buangan kondensor sebagai sumber energi PLTMH, termasuk potensi, karakteristik aliran, dan pendekatan perancangannya.

2.4 Pemanfaatan Aliran Energi Buangan Kondensor menjadi Pembangkit Listrik Tenaga Mikrohidro (PLTMH)

Aliran air buangan dari sistem pendingin kondensor, baik pada sistem terbuka (*once-through cooling system*) maupun tertutup (*recirculating cooling system*), memiliki potensi energi yang masih dapat dimanfaatkan. Air buangan ini umumnya memiliki karakteristik debit besar (*high flow*) dan bersifat kontinu selama pembangkit beroperasi, meskipun memiliki tinggi jatuh (*head*) yang relatif rendah (*low head*). Kondisi tersebut menjadikan aliran buangan kondensor sebagai salah satu sumber potensial untuk pengembangan Pembangkit Listrik Tenaga Mikrohidro (PLTMH) berbasis energi buangan (Zhang et al., 2022; Kumar & Singh, 2022).

Meskipun kandungan energi termal pada air buangan relatif rendah, energi kinetik dan

potensial aliran masih dapat dikonversi menjadi energi listrik melalui turbin air. Untuk kondisi *low head–high flow*, jenis turbin yang sesuai antara lain turbin Kaplan, propeller, dan *Crossflow*, yang memiliki karakteristik operasi yang optimal pada kondisi hidraulik tersebut (Paish, 2019; ESHA, 2021).

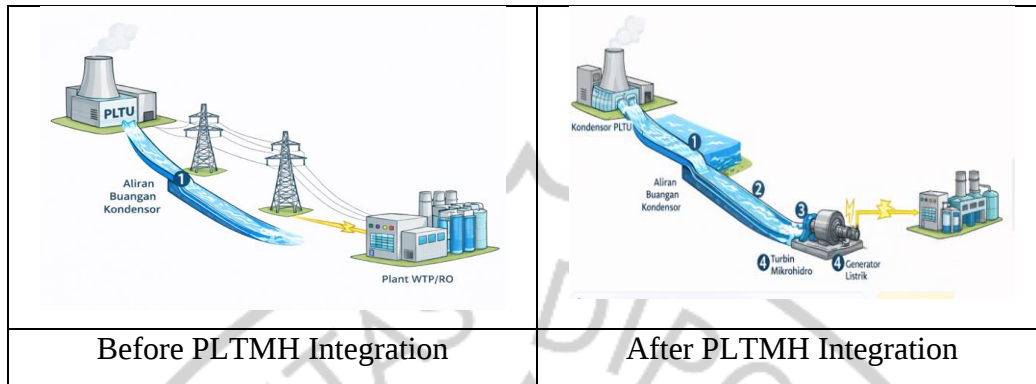
Integrasi PLTMH pada aliran buangan kondensor merupakan implementasi konsep *waste energy recovery*, yang memungkinkan pemanfaatan energi terbuang untuk meningkatkan efisiensi sistem tanpa tambahan konsumsi bahan bakar. Pendekatan ini juga sejalan dengan prinsip ekonomi sirkular dalam sistem energi, di mana energi yang sebelumnya tidak dimanfaatkan dapat dikonversi menjadi energi listrik yang bernilai guna (Geissdoerfer et al., 2022; IEA, 2023). Secara teknis, potensi daya yang dapat dihasilkan ditentukan oleh debit aliran, tinggi jatuh efektif, serta efisiensi sistem, sehingga pemanfaatannya berpotensi meningkatkan efisiensi PLTU sekaligus mendukung pengurangan emisi dan pengembangan energi berkelanjutan (Rahman et al., 2024).

Dalam skenario pengembangannya yang ditunjukkan pada Tabel 2.1, Pembangkit Listrik Tenaga Mikrohidro (PLTMH) diintegrasikan pada sistem Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU) yang masih beroperasi dengan memanfaatkan aliran buangan air pendingin kondensor sebagai sumber energi tambahan (Zhang et al., 2022). Pada kondisi eksisting, seluruh kebutuhan energi listrik dipenuhi oleh sistem utama PLTU, sedangkan energi yang masih terkandung pada aliran buangan air pendingin belum dimanfaatkan secara optimal dan langsung dibuang ke lingkungan (IEA, 2024). Padahal, aliran buangan tersebut memiliki karakteristik debit yang besar dan kontinu, sehingga masih menyimpan energi kinetik dan energi potensial yang dapat dikonversi menjadi energi listrik.

Pada kondisi usulan, aliran air buangan kondensor dimanfaatkan untuk menggerakkan turbin mikrohidro sebelum dibuang ke lingkungan. Energi mekanik turbin dikonversi menjadi energi listrik melalui generator tanpa mengganggu sistem utama pembangkit (Rahman et al., 2024). Pendekatan ini meningkatkan efisiensi energi PLTU melalui penerapan konsep *waste energy recovery* (Zhang et al., 2022).

Tabel: 2.1 Skenario Pembangunan PLTMH pada Buangan air pendingin kondensor.

Existing Condition	Proposed Condition
--------------------	--------------------



Sumber: Diolah Penulis (2026)

Berdasarkan potensi pemanfaatan aliran buangan kondensor sebagai sumber energi PLTMH, diperlukan pemahaman yang lebih mendalam mengenai konsep dasar energi air serta prinsip kerja pembangkit listrik tenaga mikrohidro. Oleh karena itu, subbab berikutnya membahas karakteristik energi air dan sistem PLTMH sebagai landasan dalam analisis pemanfaatan energi buangan tersebut.

2.5 Energi Air dan Pembangkit Listrik Tenaga Mikrohidro

Energi air merupakan salah satu bentuk energi terbarukan yang berasal dari energi potensial dan energi kinetik aliran air akibat perbedaan elevasi dan debit aliran. Dalam sistem pembangkitan listrik, energi tersebut dikonversi menjadi energi mekanik pada turbin, kemudian diubah menjadi energi listrik oleh generator. Energi air memiliki tingkat keandalan yang tinggi karena ketersediaannya relatif stabil serta dapat dioperasikan secara kontinu dengan faktor kapasitas yang baik (Paish, 2021; IEA, 2023).

Pembangkit listrik tenaga air diklasifikasikan berdasarkan kapasitas daya terpasang, mulai dari pembangkit skala besar hingga pembangkit listrik tenaga mikrohidro (PLTMH). PLTMH umumnya memiliki kapasitas daya relatif kecil dan dirancang untuk memanfaatkan aliran air dengan debit terbatas dan tinggi jatuh (*head*) rendah hingga menengah. Meskipun berkapasitas kecil, PLTMH memiliki beberapa keunggulan, antara lain fleksibilitas penerapan, waktu pembangunan yang relatif singkat, biaya investasi lebih rendah, serta dampak lingkungan yang minimal dibandingkan dengan pembangkit listrik tenaga air berskala besar (Kumar & Singh, 2022; Rahman et al., 2023).

Berdasarkan kapasitas daya terpasang, pembangkit listrik tenaga air dapat dikelompokkan menjadi beberapa kategori, mulai dari PLTA skala besar hingga piko hidro, sebagaimana ditunjukkan pada Tabel 2.2. Klasifikasi ini digunakan sebagai acuan dalam menentukan skala

sistem pembangkit yang sesuai dengan potensi sumber daya air yang tersedia (ESDM, 2021).

Tabel 2.2 Klasifikasi Pembangkit Listrik Tenaga Air
Berdasarkan Kapasitas Daya Terpasang

Kategori Pembangkit	Kapasitas Daya Terpasang
PLTA skala besar	> 100 MW
PLTA skala menengah	15–100 MW
PLTA skala kecil	1–15 MW
Mini hidro	0,1–1 MW
Mikro hidro	0,05–0,1 MW
Piko hidro	< 0,05 MW

Sumber: Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM, 2021)

Secara umum, Pembangkit Listrik Tenaga Mikrohidro (PLTMH) merupakan sistem pembangkit yang memanfaatkan energi potensial dan kinetik air untuk diubah menjadi energi listrik melalui beberapa komponen utama, yaitu intake, saluran pembawa, forebay, penstock, turbin, generator, serta tailrace (Kumar & Singh, 2022). Intake berfungsi mengarahkan aliran air menuju sistem pembawa, kemudian air ditampung sementara pada forebay sebelum dialirkan melalui penstock menuju turbin. Energi aliran air yang masuk ke turbin akan diubah menjadi energi mekanik berupa putaran poros, yang selanjutnya diteruskan ke generator untuk dikonversi menjadi energi listrik (Rahman et al., 2023). Setelah melewati turbin, air dibuang kembali melalui tailrace menuju saluran pembuangan. Besarnya daya listrik yang dapat dihasilkan oleh sistem PLTMH sangat dipengaruhi oleh besarnya debit aliran air (Q), tinggi jatuh efektif atau head (H), serta efisiensi keseluruhan sistem pembangkit (η) (Kumar & Singh, 2022; Rahman et al., 2023).



Gambar 2.5 Skematik mikrohidro dengan pemanfaatan buangan air kondensor PLTU
Sumber: Diolah Penulis (2026)

Seiring perkembangan konsep efisiensi energi, pemanfaatan sumber air non-konvensional seperti aliran buangan industri, termasuk buangan air pendingin kondensor PLTU, mulai dikembangkan sebagai sumber energi alternatif. Karakteristik aliran yang kontinu dengan debit

besar menjadikan sumber ini potensial untuk penerapan PLTMH, meskipun memerlukan pendekatan desain khusus akibat kondisi *low head* (Zhang et al., 2022; Putra et al., 2024). Selanjutnya, variabel utama yang dikaji meliputi debit air, head, *head loss*, daya teoritis, dan daya efektif.

2.5.1 Debit Air

Air yang mengalir di sungai berasal dari siklus hidrologi di alam. Energi matahari menyebabkan terjadinya evaporasi pada permukaan laut, danau, serta badan air lainnya sehingga menghasilkan uap air yang naik ke atmosfer (Chow et al., 2019). Uap air tersebut mengalami kondensasi dan membentuk awan, kemudian kembali ke permukaan bumi melalui proses presipitasi dalam bentuk hujan (Dingman, 2020). Air hujan yang jatuh sebagian meresap ke dalam tanah, sedangkan sisanya mengalir menuju sungai dan akhirnya bermuara ke laut (Chow et al., 2019; Dingman, 2020).

Aliran sungai memiliki potensi energi yang dapat dimanfaatkan sebagai sumber pembangkit listrik tenaga air, khususnya pada sistem mikrohidro. Salah satu parameter utama dalam menentukan potensi energi tersebut adalah debit air. Debit air didefinisikan sebagai volume air yang mengalir melalui suatu penampang sungai per satuan waktu dan umumnya dinyatakan dalam m^3/s (Munson et al., 2021). Debit merupakan fungsi dari luas penampang aliran dan kecepatan aliran air.

Besarnya debit air dipengaruhi oleh berbagai faktor hidrologi, seperti curah hujan, kondisi geologi daerah aliran sungai, tutupan vegetasi, temperatur, dan karakteristik wilayah hulu (Ward & Trimble, 2020). Curah hujan yang tinggi dapat meningkatkan volume aliran sehingga debit menjadi lebih besar, sedangkan temperatur dan kondisi lingkungan memengaruhi proses evaporasi dan infiltrasi yang berdampak pada variasi debit aliran (Beven, 2021). Vegetasi juga berperan dalam menjaga kestabilan debit melalui peningkatan infiltrasi dan pengurangan limpasan permukaan (Ward & Trimble, 2020).

Dalam perancangan PLTMH, pengukuran debit air menjadi tahapan penting untuk menentukan potensi energi yang dapat dibangkitkan. Metode pengukuran debit yang umum digunakan antara lain metode wadah (*container method*) dan metode luas penampang–kecepatan aliran (*area velocity method*) (ESDM, 2023; Paish, 2018). Metode wadah dilakukan dengan mengukur waktu pengisian volume tertentu dan umumnya diterapkan pada aliran dengan debit kecil.

Metode luas penampang dan kecepatan aliran banyak digunakan dalam studi kelayakan PLTMH, seperti diilustrasikan pada Gambar 2.6, terutama pada aliran sungai atau saluran terbuka. Pada metode ini, debit dihitung berdasarkan luas penampang aliran dan kecepatan rata-rata aliran air (Munson et al., 2021). Pengukuran luas penampang dilakukan dengan menentukan lebar dan kedalaman rata-rata aliran, sedangkan kecepatan aliran dapat diukur menggunakan metode pelampung (*float method*) (ESDM, 2023).

Luas penampang aliran dapat dihitung dengan persamaan berikut:

$$A = B \times H \dots\dots\dots (2.1)$$

Keterangan :

A = Luasan Penampang (m^2)

B = Lebar penampang aliran (m)

H = Kedalaman penampang aliran (m)

Untuk menghitung kecepatan (m/s) ukur waktu (second) yang diperlukan oleh sebuah pengapung untuk menempuh jarak (biarkan pengapung mempercepat jalannya sebelum titik pengukuran dimulai), lalu bagi jarak dengan waktu :

$$V = \frac{L}{T} \dots\dots\dots (2.2)$$

Keterangan :

V = Kecepatan aliran (m/s)

L = Jarak pengukuran (m)

T = Waktu tempuh pengapung (s)

Untuk menentukan koefisien debit kalikan kecepatan dengan luasan dan faktor koreksi :

$$Q = V \times A \times c \dots\dots\dots (2.3)$$

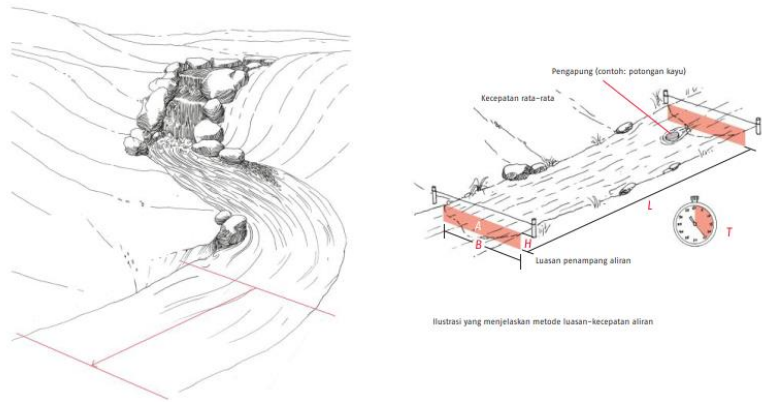
Keterangan :

Q = Debit (m^3/s)

c = Faktor koreksi rata-rata karena kekasaran dasar sungai $\sim 0,75$

= Air dangkal, dasar kasar $\sim 0,5$

= Saluran, dasar lebih halus $\sim 0,85$



Gambar 2.6 Ilustrasi Metode Luasan Kecepatan Aliran

Sumber: Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral Direktorat Jenderal Energi Baru Terbarukan dan Konservasi Energi.

Faktor koreksi digunakan untuk memperhitungkan pengaruh kekasaran dasar sungai terhadap distribusi kecepatan aliran. Nilai faktor koreksi ini umumnya berkisar antara 0,5 hingga 0,85, tergantung pada kondisi permukaan dasar sungai atau saluran (ESDM, 2023).

Dalam studi kelayakan Pembangkit Listrik Tenaga Mikrohidro (PLTMH), debit yang digunakan dalam perhitungan potensi energi umumnya adalah debit andalan (*dependable flow*). Debit andalan merupakan nilai debit minimum yang masih dapat dipertahankan dengan tingkat keandalan tertentu dalam suatu periode pengamatan, biasanya sekitar 80% dari keseluruhan data debit yang tersedia (IEA Hydropower, 2021). Penggunaan debit andalan bertujuan untuk memastikan sistem pembangkit dapat beroperasi secara kontinu, stabil, dan berkelanjutan tanpa mengalami kekurangan suplai air yang signifikan, sehingga keandalan operasi serta kontinuitas produksi energi listrik tetap terjaga (Wibowo et al., 2022).

2.5.2 Head / Tinggi Jatuh

Selain debit air, parameter penting dalam perancangan Pembangkit Listrik Tenaga Mikrohidro (PLTMH) adalah tinggi jatuh air atau *head* (Dwivedi & Jain, 2018). *Head* merupakan perbedaan elevasi antara titik masuk air menuju turbin dan titik keluarnya setelah melewati turbin (Paish, 2018). Nilai *head* sangat berpengaruh terhadap besarnya potensi energi hidrolik yang dapat dikonversi menjadi energi listrik (Kumar & Singh, 2022). Oleh karena itu, dalam estimasi daya PLTMH, debit air dan tinggi jatuh air menjadi dua variabel utama yang menentukan energi yang dihasilkan (Dwivedi & Jain, 2018; Paish, 2018).

Secara teoritis, energi pada aliran air terdiri atas energi kinetik, energi tekanan, dan energi potensial (IEA Hydropower, 2021). Energi potensial berkaitan langsung dengan selisih ketinggian terhadap suatu titik acuan (Kumar & Singh, 2022). Semakin besar perbedaan elevasi, semakin besar energi potensial yang tersedia untuk menggerakkan turbin dan menghasilkan energi mekanik (IEA Hydropower, 2021). Dengan demikian, *head* menjadi parameter kunci dalam menentukan kapasitas pembangkitan pada sistem tenaga air (Kumar & Singh, 2022).

Pengukuran head umumnya dilakukan dengan menentukan selisih elevasi antara titik pengambilan air (*intake*) dan titik masuk turbin atau bak penenang (*forebay/head tank*). Metode pengukuran dapat dilakukan secara sederhana menggunakan alat manual seperti meteran dan *waterpass*, maupun dengan metode survei topografi yang memanfaatkan peralatan geodesi untuk memperoleh tingkat akurasi yang lebih tinggi (ESDM, 2023).

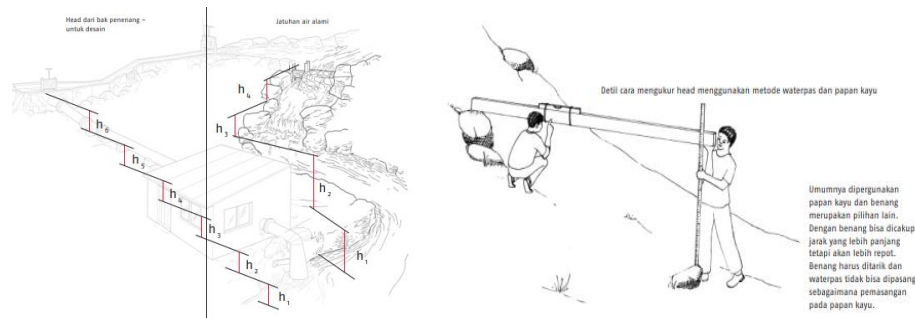
Selain menentukan besarnya potensi energi listrik, tinggi jatuh air juga digunakan sebagai dasar klasifikasi pembangkit listrik tenaga air. Berdasarkan nilai *head*, pembangkit listrik tenaga air umumnya diklasifikasikan menjadi tiga kategori, yaitu:

- 1) *High head hydropower*, dengan tinggi jatuh air lebih dari 100 m.
- 2) *Medium head hydropower*, dengan tinggi jatuh air antara 30 m hingga 100 m.
- 3) *Low head hydropower*, dengan tinggi jatuh air kurang dari 30 m.

Sebagian besar sistem PLTMH termasuk dalam kategori *low head hydropower*, karena umumnya memanfaatkan aliran air dengan ketinggian jatuh yang relatif rendah namun memiliki debit yang cukup besar (Paish, 2018; IRENA, 2023).

Dalam perancangan Pembangkit Listrik Tenaga Mikrohidro (PLTMH), penentuan tinggi jatuh air atau head merupakan tahapan penting karena berpengaruh langsung terhadap potensi daya yang dapat dihasilkan. Nilai head umumnya ditentukan melalui analisis peta kontur maupun data survei topografi yang tersedia, sehingga gross head dapat dihitung berdasarkan selisih elevasi antara sumber air dan posisi turbin sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 2.7 (ESDM, 2023; Paish, 2018). Pendekatan ini dinilai efektif untuk memperoleh gambaran awal kondisi medan dan potensi energi air pada lokasi studi. Namun, apabila data topografi belum tersedia secara lengkap, pengukuran lapangan dapat dilakukan menggunakan metode sederhana dan mudah diterapkan. Salah satu metode yang umum digunakan adalah pengukuran bertahap memakai *waterpass* dan papan kayu dengan menentukan beberapa titik pengukuran sepanjang jalur aliran, mulai dari bak

penenang hingga saluran keluaran air. Seluruh selisih elevasi yang diperoleh kemudian dijumlahkan untuk mendapatkan nilai gross head total (Kumar & Singh, 2022).



Gambar 2.7 Detail Cara mengukur *head* metode waterpas dan papan kayu
Sumber: Kementerian ESDM

$$H_g = h_1 + h_2 + h_3 + h_n \dots\dots\dots (2.4)$$

Keterangan:

- H_g = Head Kotor (m)
- h_1 = Ketinggian tingkat 1 (m)
- h_2 = Ketinggian tingkat 2 (m)
- h_3 = Ketinggian tingkat 3 (m)
- h_n = Ketinggian tingkat selanjutnya (m)

Nilai *head* kotor yang diperoleh dari hasil pengukuran digunakan sebagai dasar untuk menghitung *head* efektif (*net head*) pada Persamaan 2.9 dengan memperhitungkan berbagai kehilangan energi akibat gesekan pada pipa pesat, turbulensi aliran, serta kerugian minor lainnya dalam sistem hidraulik (Kumar & Singh, 2022). Nilai *head* efektif inilah yang digunakan dalam perhitungan potensi daya pada sistem PLTMH karena merepresentasikan energi aktual yang tersedia untuk menggerakkan turbin (IEA Hydropower, 2021).

Perhitungan potensi energi PLTMH dilakukan untuk mengetahui kemampuan aliran air dalam menghasilkan energi listrik (Paish, 2018). Perhitungan tersebut didasarkan pada parameter debit aliran, tinggi jatuh air, rugi-rugi energi aliran, efisiensi sistem, serta waktu operasi pembangkit (Kumar & Singh, 2022). Tahapan analisis dilakukan secara bertahap mulai dari perhitungan daya teoritis, perhitungan *head loss*, penentuan daya efektif, hingga estimasi energi listrik tahunan yang dapat dihasilkan oleh sistem PLTMH (IEA Hydropower, 2021; Rahman et al., 2023).

2.5.3 Daya Teoritis

Daya teoritis merupakan daya hidrolik maksimum yang secara teoritis tersedia dari aliran air sebelum memperhitungkan rugi-rugi energi pada sistem maupun efisiensi komponen pembangkit. Daya teoritis menggambarkan potensi energi total yang terkandung dalam aliran air berdasarkan debit dan tinggi jatuh bruto (*gross head*) yang tersedia (Harvey et al., 1993). Besarnya daya teoritis dapat dihitung menggunakan Persamaan (2.5):

$$p_t = \rho g Q H \dots\dots\dots (2.5)$$

Keterangan :

p_t = daya teoritis (W)

ρ = masa jenis air (kg/m^3)

g = percepatan gravitasi

Q = debit aliran (m^3/s)

H = adalah tinggi jatuh bruto/*gross head* (m)

Persamaan tersebut menunjukkan bahwa daya teoritis dipengaruhi secara langsung oleh debit aliran dan tinggi jatuh air. Semakin besar debit dan tinggi jatuh yang tersedia, semakin besar pula potensi energi yang dapat dimanfaatkan untuk pembangkitan listrik (Paish, 2002).

2.5.4 Head loss

Pada kondisi aktual, tidak seluruh tinggi jatuh air dapat dimanfaatkan secara efektif karena adanya kehilangan energi selama proses pengaliran fluida. Kehilangan energi tersebut terjadi akibat gesekan antara fluida dan dinding pipa, sehingga menyebabkan sebagian energi hidrolik terdisipasi sepanjang lintasan aliran (Munson et al., 2021).

Pada sistem yang diteliti, air buangan kondensor dialirkan menuju bak penenang (*forebay*), kemudian diteruskan melalui pipa pesat (*penstock*) menuju turbin untuk menghasilkan energi mekanik. Selama proses pengaliran tersebut terjadi kehilangan energi yang dinyatakan sebagai head loss (Fox et al., 2020).

Secara umum, kehilangan energi pada sistem perpipaan terdiri atas major loss dan minor loss. Akan tetapi, dalam penelitian ini perhitungan head loss difokuskan pada kerugian mayor (major loss) sepanjang pipa penstock menggunakan persamaan Darcy–Weisbach karena kontribusinya dominan terhadap total kehilangan energi pada sistem aliran (Munson et al., 2021):

$$h_l = f \cdot \frac{L}{D} \cdot \frac{v^2}{2g} \dots\dots\dots (2.6)$$

Keterangan:

h_l = head loss (m)

f = faktor gesekan Darcy

L = panjang pipa (m)

D = diameter pipa (m)

v = kecepatan aliran air (m/s)

g = percepatan gravitasi (m/s)

Nilai *head loss* yang diperoleh selanjutnya digunakan untuk menentukan *head* efektif yang tersedia pada sisi masuk turbin.

2.5.5 Daya Hidrolik

Daya hidrolik merupakan daya yang tersedia pada sisi turbin setelah memperhitungkan kehilangan energi hidrolik sepanjang saluran dan pipa aliran. Berbeda dengan daya teoritis yang menggunakan tinggi jatuh bruto (*gross head*), daya hidrolik dihitung berdasarkan tinggi jatuh efektif (*effective head*) yang benar-benar dapat dimanfaatkan untuk proses konversi energi (Harvey et al., 1993).

Daya hidrolik merupakan parameter penting dalam perencanaan PLTMH karena menunjukkan besarnya energi yang tersedia untuk diubah menjadi energi mekanik oleh turbin sebelum memperhitungkan efisiensi sistem pembangkit (Paish, 2002).

Daya hidrolik dapat dihitung menggunakan Persamaan berikut:

$$P_h = \rho g Q H_{ef} \dots \dots \dots (2.7)$$

Keterangan :

p_h = daya hidrolik (W)

ρ = massa jenis air (kg/m³)

g = percepatan gravitasi

Q = debit aliran (m³/s)

H_{ef} = head efektif (m)

Persamaan tersebut menunjukkan bahwa daya hidrolik berbanding lurus terhadap debit aliran dan *head* efektif yang tersedia. Semakin besar debit dan *head* efektif, maka semakin besar pula energi yang dapat dimanfaatkan untuk menghasilkan daya listrik (Harvey et al., 1993).

2.5.6 Efisiensi Total Sistem

Daya hidrolik yang tersedia pada sisi turbin merupakan energi yang secara teoritis dapat dimanfaatkan untuk pembangkitan listrik. Namun demikian, dalam kondisi operasi aktual tidak seluruh daya hidrolik dapat dikonversi menjadi energi listrik akibat adanya rugi-rugi energi pada setiap komponen sistem PLTMH. Kehilangan energi tersebut terjadi pada turbin akibat rugi-rugi hidrolik, pada generator akibat rugi-rugi listrik dan magnetik, serta pada sistem transmisi akibat gesekan dan kehilangan daya mekanik lainnya (Paish, 2002).

Untuk menggambarkan kemampuan keseluruhan sistem dalam mengonversi energi hidrolik menjadi energi listrik digunakan parameter efisiensi total sistem. Efisiensi total menunjukkan tingkat keberhasilan sistem dalam memanfaatkan energi hidrolik yang tersedia menjadi daya listrik yang dapat digunakan (Harvey et al., 1993).

Secara matematis, efisiensi total sistem dinyatakan sebagai hasil perkalian efisiensi setiap komponen utama yang terlibat dalam proses konversi energi sebagaimana ditunjukkan pada Persamaan (2.8).

$$\eta_{tot} = \eta_t \times \eta_g \times \eta_{mekanis} \dots \dots \dots (2.8)$$

Keterangan :

η_t = efisiensi turbin

η_g = efisiensi generator

η_m = efisiensi mekanik/transmisi

Pendekatan perkalian efisiensi tersebut umum digunakan dalam perencanaan dan evaluasi kinerja PLTMH karena mampu menggambarkan akumulasi rugi-rugi energi pada setiap tahapan konversi energi (Harvey et al., 1993; Paish, 2002).

Nilai efisiensi komponen yang digunakan dalam penelitian ini mengacu pada rentang efisiensi teoritis dan *best practice* sistem PLTMH yang umum digunakan dalam perencanaan pembangkit mikrohidro (ESDM, 2012)

Tabel berikut menunjukkan dasar pemilihan efisiensi tiap komponen sistem PLTMH.

Tabel 2.3 Dasar Penentuan Efisiensi Sistem PLTMH

Komponen	Simbol	Nilai Efisiensi	Rentang Teoritis	Dasar Pemilihan
Turbin Crossflow	η_t	0,78	0,70 – 0,85	Nilai tipikal turbin crossflow PLTMH skala kecil-menengah
Generator	η_g	0,92	0,90 – 0,95	Efisiensi generator sinkron/induksi pada operasi normal
Belt-Pulley Transmission	$\eta_{transmisi}$	0,97	0,95 – 0,98	Efisiensi transmisi mekanik belt-pulley

Diolah dari Harvey et al. (1993), Paish (2002), Kementerian ESDM (2012), dan Shigley et al. (2020).

Berdasarkan nilai efisiensi pada Tabel 2.3, maka efisiensi total sistem untuk turbin crossflow diperoleh sebagai berikut:

$$\eta_{total} = 0.78 \times 0.92 \times 0.97 = 0.696 \approx 69.6\%$$

Hasil perhitungan tersebut menunjukkan bahwa sekitar 69,6% energi hidrolik yang tersedia dapat dikonversi menjadi energi listrik (Harvey et al., 1993). Sisanya hilang dalam bentuk rugi-rugi hidrolik, mekanik, dan elektris pada sistem (Paish, 2002)

Sedangkan apabila menggunakan turbin propeller dengan efisiensi sebesar 85%, maka efisiensi total sistem menjadi:

$$\eta_{total} = 0.85 \times 0.92 \times 0.97 = 0.758 \approx 75.8\%$$

Nilai tersebut menunjukkan bahwa pemilihan jenis turbin memberikan pengaruh yang signifikan terhadap performa keseluruhan sistem PLTMH (Paish, 2002). Turbin dengan efisiensi yang lebih tinggi akan meningkatkan daya keluaran dan pemanfaatan energi hidrolik secara lebih optimal (Harvey et al., 1993).

Berdasarkan hasil perhitungan dan tinjauan literatur, efisiensi total sistem PLTMH umumnya berada pada kisaran 70–80% untuk kondisi operasi normal (Harvey et al., 1993). Oleh karena itu, penggunaan asumsi efisiensi total sebesar 75% dalam penelitian ini dapat dianggap realistis dan sesuai dengan praktik perencanaan serta studi kelayakan PLTMH (ESDM, 2012). Nilai tersebut juga berada dalam rentang best practice yang banyak digunakan pada penelitian dan proyek mikrohidro di berbagai negara (Paish, 2002).

2.5.7 Daya Listrik Efektif

Daya listrik efektif merupakan daya keluaran aktual yang dapat dimanfaatkan setelah memperhitungkan kehilangan energi hidrolis dan efisiensi total sistem pembangkit. Oleh karena itu, sebelum menghitung daya listrik efektif, terlebih dahulu ditentukan nilai *head* efektif yang tersedia pada sisi turbin menggunakan Persamaan (2.9).

$$H_{eff} = H - h_l \dots \dots \dots (2.9)$$

Keterangan :

H_{eff} = Head efektif (m)

H = tinggi jatuh bruto (m)

h_l = total head loss (m)

Selanjutnya, daya efektif dihitung dengan Persamaan (2.10).

$$P_e = \rho g Q H_{ef} \eta_{tot} \dots \dots \dots (2.10)$$

Keterangan :

p_e = daya listrik efektif (W)

η_{tot} = efisiensi total system (75%)

Persamaan tersebut menunjukkan bahwa daya listrik efektif selalu lebih rendah dibandingkan daya teoritis akibat adanya kehilangan energi hidrolis dan keterbatasan efisiensi pada setiap komponen sistem pembangkit (Kumar & Singh, 2022). Kehilangan energi tersebut menyebabkan tidak seluruh energi hidrolis yang tersedia dapat dikonversi menjadi energi listrik secara sempurna (IEA Hydropower, 2021).

Berdasarkan hasil perhitungan potensi daya listrik efektif tersebut, tahapan selanjutnya adalah melakukan analisis dan pemilihan jenis turbin serta generator yang paling sesuai dengan karakteristik operasi sistem, terutama berdasarkan nilai debit, *head* efektif, dan kapasitas daya yang direncanakan (Paish, 2018; Rahman et al., 2023).

2.6 Kesesuaian Pemilihan Turbin dan Generator

2.6.1 Turbin

Turbin merupakan komponen utama dalam sistem pembangkit listrik tenaga air yang berfungsi mengubah energi potensial dan energi kinetik aliran air menjadi energi mekanik berupa putaran poros (Paish, 2018). Energi mekanik tersebut kemudian diteruskan ke generator untuk dikonversi menjadi energi listrik (Kumar & Singh, 2022). Oleh karena itu, pemilihan jenis turbin yang tepat menjadi faktor penting dalam menentukan kinerja dan efisiensi sistem Pembangkit Listrik Tenaga Mikrohidro (PLTMH) (Rahman et al., 2023).

Secara umum, sebagaimana ditunjukkan pada Tabel 2.2, turbin air dapat diklasifikasikan berdasarkan tinggi jatuh air (*head*) dan karakteristik aliran air yang dimanfaatkan (Kumar & Singh, 2022). Berdasarkan tinggi jatuh air, turbin dibedakan menjadi turbin untuk kondisi *high head*, *medium head*, dan *low head* (Paish, 2018). Klasifikasi tersebut digunakan untuk menentukan jenis turbin yang paling sesuai dengan kondisi operasi dan karakteristik hidraulik pada sistem pembangkit listrik tenaga air (IEA Hydropower, 2021).

Tabel 2.4 Klasifikasi Turbin

Turbin	Head Pressure		
	High	Medium	Low
Impulse	- Pelton	- Crossflow (Banki)	- Crossflow
	- Turgo	- Turgo	(Michel/Banki)
	- Multi – jet Pelton	- Multi-jet Pelton	
Reaction		-Francis	
		- Pump as Turbine (PAT)	-Propeller
			- Kaplan

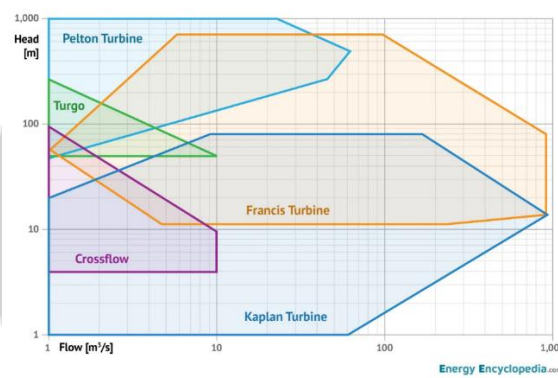
Sumber: IMIDAP, Studi Kelayakan Mekanikal dan Elektrikal Buku 2C, 2009

Pada turbin *impulse*, energi potensial air terlebih dahulu diubah menjadi energi kinetik melalui nosel sebelum mengenai sudu turbin (Paish, 2018). Tekanan fluida yang bekerja pada *runner* relatif konstan selama proses konversi energi berlangsung (Kumar & Singh, 2022). Jenis turbin yang termasuk dalam kategori ini antara lain Pelton, Turgo, dan Crossflow (*Banki–Michel*) (IRENA, 2023). Turbin *impulse* umumnya digunakan pada sistem dengan kondisi *head* tinggi hingga menengah (IEA Hydropower, 2021).

Sebaliknya, pada turbin *reaction*, energi air dimanfaatkan melalui kombinasi perubahan tekanan dan energi kinetik ketika air mengalir melewati *runner* (Kumar & Singh, 2022). Proses konversi energi terjadi secara kontinu selama aliran air melewati sudu turbin (Paish, 2018). Jenis turbin yang termasuk dalam kategori ini antara lain Francis, Kaplan, Propeller, serta *Pump as*

Turbine (PAT) (IRENA, 2023). Turbin reaksi umumnya digunakan pada kondisi *head* menengah hingga rendah (IEA Hydropower, 2021).

Selain berdasarkan klasifikasi tersebut, pemilihan tipe turbin juga dapat dilakukan menggunakan grafik hubungan antara debit aliran (Q) dan tinggi jatuh air (H) seperti diilustrasikan pada Gambar 2.8 (Paish, 2018). Pada grafik tersebut, jenis turbin yang sesuai dapat ditentukan dengan menarik garis berdasarkan nilai debit dan *head* yang tersedia pada lokasi studi (Kumar & Singh, 2022). Titik perpotongan kedua parameter tersebut menunjukkan wilayah operasi optimal suatu jenis turbin (IRENA, 2023). Metode ini banyak digunakan pada tahap awal perencanaan PLTMH untuk menentukan jenis turbin yang paling sesuai dan efisien secara teknis (Paish, 2018)



Gambar 2.8 Grafik Pemilihan Turbin

Sumber: Ensiklopedia Energi

<https://www.energyencyclopedia.com/en/free-downloads/images/turbine-selection-graph-66>

Kinerja turbin sangat dipengaruhi oleh efisiensi turbin, yaitu perbandingan antara energi mekanik yang dihasilkan dengan energi hidraulik yang tersedia pada aliran air (Kumar & Singh, 2022). Setiap jenis turbin memiliki karakteristik efisiensi yang berbeda, bergantung pada kondisi operasi seperti debit, *head*, dan kecepatan putaran (Paish, 2018).

Dalam penelitian ini, turbin Crossflow dipilih sebagai alternatif utama karena sesuai untuk sistem PLTMH dengan kondisi *head* rendah hingga menengah serta debit yang relatif stabil (Kumar & Singh, 2022). Turbin ini termasuk jenis turbin impuls dengan aliran radial, di mana air melewati *runner* sebanyak dua kali sebelum keluar, sehingga pemanfaatan energi menjadi lebih optimal terutama pada kondisi aliran rendah (Paish, 2018).

Turbin Crossflow pertama kali dikembangkan oleh Donát Bánki dan kemudian disempurnakan oleh Anthony Michell, sehingga dikenal juga sebagai turbin Banki–Michell (Yusri

et al., 2019). Turbin ini banyak digunakan pada sistem mikrohidro karena memiliki konstruksi yang sederhana, biaya pembuatan relatif rendah, serta dapat diproduksi secara lokal tanpa memerlukan teknologi fabrikasi yang kompleks (Kumar & Singh, 2022).

Secara konstruksi, turbin Crossflow terdiri atas dua komponen utama, yaitu nosel dan *runner* (Yusri et al., 2019). *Runner* tersusun dari dua piringan yang dihubungkan oleh sudu-sudu di sekelilingnya sehingga membentuk silinder (Kumar & Singh, 2022). Air dari nosel diarahkan menuju *runner* dengan sudut masuk sekitar 16°–30° terhadap garis singgung agar energi aliran dapat ditransfer secara efektif ke sudu turbin (Yusri et al., 2019).

2.6.2 Penetapan Kondisi Desain (*Design Basis*)

Penetapan kondisi desain merupakan tahapan awal dalam perancangan konseptual PLTMH yang bertujuan menentukan parameter operasi utama sebagai dasar pemilihan turbin, kapasitas generator, serta konfigurasi sistem hidromekanik dan elektrikal (Kumar & Singh, 2022). Parameter desain ditetapkan berdasarkan karakteristik hidraulik hasil perhitungan sebagaimana disajikan pada Subbab 2.4.3 serta hasil analisis potensi daya pada Subbab 2.4.5 (IEA Hydropower, 2021).

a. Penetapan Tinggi Jatuh Desain

Dalam perancangan Pembangkit Listrik Tenaga Air, parameter tinggi jatuh yang digunakan adalah *effective head* atau tinggi jatuh efektif (IEA Hydropower, 2021). Nilai ini diperoleh dengan memperhitungkan kehilangan energi akibat gesekan, turbulensi, dan kerugian minor pada sistem aliran (Munson et al., 2021). *Effective head* lebih representatif dibandingkan *gross head* karena memberikan estimasi daya yang lebih realistis sesuai kondisi operasi aktual (Kumar & Singh, 2022).

b. Penetapan Debit Desain

Dalam perancangan pembangkit tenaga air, debit desain umumnya tidak ditetapkan sama dengan debit maksimum, melainkan pada nilai yang mendekati kondisi dominan operasi agar sistem tidak sering bekerja pada kondisi parsial (Paish, 2018). Penetapan debit desain dilakukan dengan mempertimbangkan kestabilan operasi, kontinuitas aliran, serta potensi energi yang dapat dimanfaatkan secara optimal (Rahman et al., 2023).

c. Estimasi Daya Desain

Daya desain dihitung menggunakan persamaan dasar pembangkitan tenaga air:

$$P_{design} = \rho \times g \times Q \times H \times \eta_{total} \dots \dots \dots (2.11)$$

Keterangan:

$$\rho = 1000 \text{ kg/m}^3$$

$$g = 9,81 \text{ m/s}^2$$

$$Q_{desain} = \text{Debit Desain m}^3/\text{s}$$

$$H_{desain} = \text{Head Desain m}$$

$$\eta_{total} = 0,75$$

d. Prinsip Dasar Perancangan

Untuk mengevaluasi kesesuaian kapasitas terpasang terhadap kondisi operasi tahunan, dihitung faktor kapasitas (*capacity factor*) menggunakan persamaan berikut (IEA Hydropower, 2021):

$$CF = \frac{P_{rata-rata}}{P_{installed}} \dots \dots \dots (2.12)$$

e. Analisis Sensitivitas Debit terhadap Daya

Untuk mengetahui pengaruh perubahan debit desain terhadap daya keluaran, dilakukan analisis sensitivitas sederhana dengan variasi debit $\pm 0,30 \text{ m}^3/\text{s}$ dari debit rata-rata (Rahman et al., 2023). Analisis ini digunakan untuk mengevaluasi stabilitas performa sistem terhadap perubahan kondisi operasi aliran air.

f. Prinsip Dasar Perancangan

Perancangan sistem PLTMH pada aliran buangan air pendingin kondensor harus memenuhi prinsip berikut:

1. *Non-interference*, yaitu tidak mengganggu fungsi utama sistem pendingin PLTU (IEA Hydropower, 2021).
2. Efisiensi hidraulik maksimum, dengan meminimalkan rugi-rugi tambahan (Munson et al., 2021).
3. Keandalan operasi jangka panjang, mengingat sistem terintegrasi dengan pembangkit utama (Kumar & Singh, 2022)
4. Fleksibilitas operasional, untuk mengakomodasi variasi debit akibat perubahan beban PLTU.

Dengan ditetapkannya kondisi desain ini, tahapan pada subbab selanjutnya adalah penjelasan pemilihan jenis turbin dan generator yang paling sesuai dengan parameter *head* dan debit yang tersedia. ` parameter *head* dan debit yang tersedia.

2.6.3 Pemilihan Jenis Turbin

Pemilihan jenis turbin merupakan tahapan krusial dalam perancangan PLTMH karena sangat menentukan efisiensi sistem, stabilitas operasi, serta biaya investasi (Kumar & Singh, 2022). Jenis turbin ditentukan berdasarkan parameter *head* desain dan debit desain yang telah ditetapkan pada Subbab 2.5.2 *Design Basis*, yaitu:

$$H_{desain} = m$$

$$Q_{desain} = m^3 / s$$

$$P_{desain} \approx kW$$

Untuk menentukan jenis turbin yang paling sesuai, digunakan pendekatan analisis *specific speed* (N_s) yang merupakan parameter tak berdimensi untuk mengklasifikasikan karakteristik turbin air (Kumar & Singh, 2022).

a. Perhitungan *Specific speed* (N_s)

Specific speed dalam satuan metrik dinyatakan sebagai:

$$N_s = \frac{N \sqrt{P}}{H^{5/4}} \dots \dots \dots (2.13)$$

Keterangan:

N = putaran turbin (rpm)

P = daya (kW)

H = *head* efektif (m)

Untuk PLTMH skala kecil yang terhubung ke sistem 50 Hz, putaran sinkron generator yang umum digunakan adalah:

- 1500 rpm (4 kutub)
- 1000 rpm (6 kutub)
- 750 rpm (8 kutub)

b. Interpretasi Nilai *Specific speed*

Berdasarkan rentang seperti dijelaskan pada table 2.5, turbin Crossflow menjadi salah satu alternatif yang sesuai untuk kondisi *head* rendah hingga menengah dengan debit relatif besar (Paish, 2018). Turbin ini memiliki efisiensi moderat sekitar 75–85%, konstruksi sederhana, biaya investasi lebih rendah, serta lebih toleran terhadap fluktuasi debit dibandingkan turbin reaksi (Yusri et al., 2019; Kumar & Singh, 2022).

Berdasarkan klasifikasi turbin air:

Tabel 2.5: Jenis Turbin berdasarkan *specific speed*

Jenis Turbin	Rentang Ns (metrik)
Pelton	10 – 50
Turgo	50 – 150
<i>Crossflow</i>	40 – 200
Francis	60 – 300
Kaplan / Propeller	300 – 1000

Sementara itu, turbin Kaplan atau Propeller memiliki efisiensi lebih tinggi, yaitu sekitar 85–90%, dan cocok digunakan pada kondisi *low head* dengan debit besar (IEA Hydropower, 2021). Namun, konstruksinya lebih kompleks dan memerlukan biaya investasi serta perawatan yang lebih tinggi.

Dalam konteks penelitian ini yang berfokus pada pemanfaatan energi tambahan (*auxiliary system*) tanpa mengganggu sistem utama PLTU, maka direkomendasikan penggunaan turbin Crossflow karena lebih ekonomis, sederhana dalam instalasi, dan sesuai untuk kapasitas pembangkitan sekitar 100 kW (Rahman et al., 2023).

2.6.4 Sistem Generator

Generator merupakan komponen konversi akhir dalam sistem PLTMH yang berfungsi mengubah energi mekanik dari poros turbin menjadi energi listrik melalui prinsip induksi elektromagnetik (Chapman, 2019). Dalam sistem pembangkit tenaga air, generator berperan penting dalam menentukan kualitas dan kontinuitas energi listrik yang dihasilkan (Kumar & Singh, 2022).

Pada sistem PLTMH yang terintegrasi dengan jaringan internal PLTU, pemilihan generator tidak hanya didasarkan pada daya nominal turbin, tetapi juga mempertimbangkan stabilitas tegangan, faktor daya, efisiensi konversi energi, serta keandalan operasi kontinu (IEA Hydropower, 2021). Selain itu, kompatibilitas dengan sistem distribusi eksisting menjadi faktor penting agar integrasi sistem dapat dilakukan tanpa mengganggu operasi utama pembangkit (Rahman et al., 2023). Pemilihan tipe generator yang sesuai juga diperlukan untuk memastikan sinkronisasi frekuensi dan kestabilan sistem tenaga selama operasi berlangsung (Chapman, 2019).

1. Pemilihan Jenis Generator

Untuk kapasitas pembangkitan sekitar 100 kW, terdapat dua alternatif utama generator yang umum digunakan pada sistem PLTMH, yaitu generator sinkron dan generator induksi

(*asynchronous generator*) (Chapman, 2019). Pemilihan jenis generator dilakukan dengan mempertimbangkan karakteristik operasi sistem, kestabilan tegangan, kebutuhan daya reaktif, serta integrasi dengan jaringan kelistrikan eksisting (Kumar & Singh, 2022).

a) Generator Sinkron

Generator sinkron mampu menghasilkan tegangan dan frekuensi yang stabil melalui sistem eksitasi independen (Chapman, 2019). Generator ini dapat beroperasi baik pada sistem paralel maupun *isolated system*, sehingga banyak digunakan pada pembangkit listrik tenaga air skala kecil hingga menengah (IEA Hydropower, 2021). Selain itu, generator sinkron memiliki kemampuan pengaturan faktor daya (*power factor*) yang lebih baik untuk menjaga kualitas daya (*power quality*) pada sistem distribusi (Rahman et al., 2023).

b) Generator Induksi (*Asynchronous Generator*)

Generator induksi memiliki konstruksi yang lebih sederhana, biaya investasi relatif lebih rendah, serta kebutuhan perawatan yang lebih kecil dibandingkan generator sinkron (Chapman, 2019). Namun, generator induksi memerlukan suplai daya reaktif dari jaringan untuk proses eksitasi dan memiliki keterbatasan dalam pengaturan tegangan, terutama pada sistem yang berdiri sendiri (*isolated system*) (Kumar & Singh, 2022).

Dalam konteks integrasi dengan sistem kelistrikan internal PLTU, kestabilan tegangan dan kontrol faktor daya menjadi aspek penting untuk menjaga kualitas daya dan keandalan operasi sistem (IEA Hydropower, 2021). Berdasarkan pertimbangan tersebut, penelitian ini merekomendasikan penggunaan generator sinkron tiga fasa karena dinilai lebih andal, stabil, dan sesuai untuk sistem PLTMH yang terintegrasi dengan jaringan internal pembangkit (Rahman et al., 2023).

2. Penentuan Kapasitas Generator

Daya mekanik desain yang dihasilkan turbin mengacu pada persamaan pada Subbab 2.6.2, dengan asumsi faktor daya operasi sebesar $\cos \phi = 0,85$ (Kumar & Singh, 2022). Berdasarkan nilai tersebut, daya semu generator dapat dihitung menggunakan hubungan berikut:

$$\cos \phi = 0,85$$

maka daya semu generator dihitung sebagai:

$$S = \frac{P}{\cos \phi} \dots\dots\dots (2.14)$$

Perhitungan ini digunakan untuk menentukan kapasitas generator yang sesuai agar mampu mengakomodasi beban daya nyata dan daya reaktif dalam sistem (Chapman, 2019)

3. Spesifikasi Operasional Generator

Spesifikasi teknis generator yang direkomendasikan adalah sebagai berikut:

- Kapasitas nominal: 100 kVA
- Tegangan nominal: 400 V (tiga fasa)
- Frekuensi: 50 Hz
- Faktor daya nominal: 0,8–0,85
- Sistem pendinginan: *air cooled*
- Sistem eksitasi: *Automatic Voltage Regulator (AVR)*

Spesifikasi tersebut sesuai dengan standar sistem distribusi internal industri serta kompatibel dengan sistem kelistrikan PLTU (IEA Hydropower, 2021).

4. Kesesuaian Putaran dan Konfigurasi Mekanis

Putaran sinkron generator ditentukan oleh hubungan:

$$N_s = \frac{120f}{p} \dots\dots\dots (2.15)$$

Dengan frekuensi sistem 50 Hz dan jumlah kutub 20, maka diperoleh putaran sinkron sebesar 300 rpm, yang perlu disesuaikan dengan putaran turbin melalui sistem transmisi atau *direct coupling* (Chapman, 2019).

Pemilihan jenis turbin dan generator yang sesuai serta penentuan spesifikasi operasionalnya telah dijelaskan pada bagian sebelumnya. Tahap selanjutnya adalah mengevaluasi kinerja sistem secara kuantitatif dalam bentuk produksi energi listrik tahunan. Evaluasi ini dilakukan untuk mengetahui kontribusi sistem PLTMH terhadap suplai energi serta menjadi dasar dalam analisis kelayakan ekonomi pada tahap berikutnya (Rahman et al., 2023).

2.7 Energi Listrik Tahunan

Energi listrik tahunan merupakan total energi listrik yang dapat dihasilkan oleh sistem PLTMH selama satu tahun operasi (IEA Hydropower, 2021). Perhitungan energi tahunan dilakukan berdasarkan daya efektif dan lama operasi pembangkit (Kumar & Singh, 2022). Jika sistem diasumsikan beroperasi secara kontinu selama satu tahun penuh, maka energi tahunan dihitung menggunakan persamaan berikut:

$$E_t = P_e \cdot 8760 \dots\dots\dots (2.16)$$

Keterangan :

E_t = energi

P_e = daya efektif (W atau kW)

8760 = jumlah jam dalam satu tahun

Apabila mempertimbangkan faktor ketersediaan sistem (*availability factor*), maka energi listrik tahunan dinyatakan sebagai:

$$E_t = P_e \cdot A \cdot 8760 \dots\dots\dots (2.17)$$

Keterangan :

di mana: A merupakan Faktor ketersediaan menunjukkan persentase waktu operasi efektif sistem dalam satu tahun akibat adanya penghentian operasi untuk pemeliharaan maupun gangguan sistem (IRENA, 2024).

Dalam penelitian ini, aliran buangan air pendingin kondensor diasumsikan mengikuti pola operasi PLTU yang bersifat kontinu, sehingga digunakan waktu operasi tahunan sebesar $t = 8760$ jam/tahun dengan faktor ketersediaan sebesar $A = 0,90$ (Rahman et al., 2023). Nilai *availability* pada sistem mikrohidro umumnya berada pada rentang 85–95% untuk sistem yang terintegrasi dengan pembangkit eksisting, sehingga asumsi yang digunakan dapat dikategorikan konservatif dalam estimasi energi tahunan (IRENA, 2024).

Perhitungan energi tahunan memiliki peran penting karena menjadi dasar dalam analisis kelayakan ekonomi, seperti perhitungan *Net Present Value* (NPV), *Internal Rate of Return* (IRR), *Payback Period* (PP), dan *Levelized Cost of Energy* (LCOE) (Kumar & Singh, 2022). Oleh karena itu, analisis potensi energi PLTMH tidak hanya menunjukkan besarnya daya yang dapat dihasilkan, tetapi juga menggambarkan kemampuan sistem dalam menghasilkan energi listrik secara berkelanjutan selama umur operasi proyek (IEA Hydropower, 2021).

2.8 Evaluasi Kelayakan Ekonomi

Evaluasi kelayakan ekonomi merupakan tahapan penting dalam menilai keberhasilan investasi pada proyek Pembangkit Listrik Tenaga Mikrohidro (PLTMH), termasuk sistem yang memanfaatkan aliran buangan air pendingin kondensor pada Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU) (IRENA, 2022). Analisis ini bertujuan untuk menentukan apakah investasi yang dilakukan mampu menghasilkan keuntungan finansial yang memadai selama umur operasi proyek (Damodaran, 2021).

Dalam pengembangan proyek energi terbarukan, keputusan investasi tidak hanya ditentukan oleh kelayakan teknis seperti desain turbin, konfigurasi sistem hidrolik, dan potensi energi yang tersedia, tetapi juga oleh kelayakan ekonomi proyek secara keseluruhan (Brealey et al., 2020). Oleh karena itu, analisis finansial menjadi komponen penting dalam mengevaluasi apakah proyek pembangkit listrik dapat memberikan nilai ekonomi yang positif bagi investor maupun operator sistem energi (IEA, 2023).

Secara umum, evaluasi kelayakan ekonomi proyek pembangkit listrik dilakukan menggunakan beberapa indikator keuangan utama, seperti *Net Present Value* (NPV), *Internal Rate of Return* (IRR), *Payback Period* (PP), dan *Levelized Cost of Energy* (LCOE) (Short et al., 2021). Indikator-indikator tersebut digunakan untuk menilai tingkat profitabilitas investasi, waktu pengembalian modal, serta efisiensi biaya produksi energi listrik selama masa operasi proyek (IRENA, 2022).

Melalui pendekatan tersebut, analisis ekonomi dalam penelitian ini bertujuan untuk mengevaluasi kelayakan finansial proyek PLTMH yang memanfaatkan energi sisa dari sistem pendingin kondensor PLTU serta menilai keberlanjutan ekonomi proyek dalam jangka panjang (IEA, 2023; Damodaran, 2021).

2.8.1 *Net Present Value* (NPV)

Net Present Value (NPV) merupakan indikator yang digunakan untuk menilai kelayakan investasi dengan menghitung selisih antara nilai sekarang dari arus kas masuk dan nilai sekarang dari arus kas keluar selama umur proyek (Aswath Damodaran, 2021; Richard A. Brealey et al., 2020).

Konsep NPV didasarkan pada teori *time value of money*, yang menyatakan bahwa nilai uang saat ini lebih tinggi dibandingkan nilai uang pada masa mendatang (Aswath Damodaran, 2021)..

Persamaan umum NPV adalah sebagai berikut (Richard A. Brealey et al., 2020):

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+r)^t} - C_0 \dots\dots\dots (2.18)$$

Keterangan:

C_t = kas pada periode t (*cash flow*)

C_0 = biaya investasi awal pada awal proyek

r = tingkat diskonto atau tingkat pengembalian yang digunakan dalam analisis ekonomi.

t = Periode waktu ke- t (tahun)

n = umur proyek atau periode analisis.

Dalam penelitian ini, NPV digunakan untuk menilai apakah pendapatan dari produksi energi listrik PLTMH mampu menutupi biaya investasi awal dan biaya operasional selama umur proyek (IEA, 2023). Nilai NPV lebih besar dari nol menunjukkan bahwa proyek layak secara ekonomi karena menghasilkan keuntungan bagi investor (Richard A. Brealey et al., 2020)..

2.8.2 *Internal Rate of Return (IRR)*

Internal Rate of Return (IRR) merupakan tingkat diskonto yang menghasilkan nilai NPV sama dengan nol (Aswath Damodaran, 2021). IRR menunjukkan tingkat pengembalian investasi yang dihasilkan oleh suatu proyek (Richard A. Brealey et al., 2020)..

IRR dihitung dengan menggunakan persamaan IRR sebagai berikut:

$$0 = \sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+IRR)^t} - C_0 \dots\dots\dots (2.19)$$

Keterangan:

C_t = Arus kas pada periode t

IRR = Tingkat Diskonto

t = Periode waktu (Misalnya tahun)

C_0 = Investasi awal

Dalam analisis kelayakan investasi, suatu proyek dinilai layak apabila nilai IRR lebih besar dibandingkan biaya modal (*cost of capital*) atau tingkat pengembalian minimum yang diharapkan oleh investor (Damodaran, 2021).

Pada penelitian ini, IRR digunakan untuk mengevaluasi tingkat keuntungan investasi dari sistem PLTMH yang memanfaatkan aliran buangan kondensor PLTU sebagai sumber energi alternatif (IRENA, 2022).

2.8.3 *Payback Period (PP)*

Payback Period (PP) merupakan indikator yang digunakan untuk menghitung waktu yang dibutuhkan untuk mengembalikan biaya investasi awal melalui arus kas yang dihasilkan oleh proyek (Richard A. Brealey et al., 2020)..

Persamaan *Payback Period* adalah sebagai berikut:

$$PP = \frac{\text{Investasi Awal}}{\text{Arus Kas Tahunan}} \dots\dots\dots (2.20)$$

Proyek dengan nilai PP yang lebih singkat menunjukkan risiko investasi yang lebih rendah karena modal dapat kembali dalam waktu yang lebih cepat (Richard A. Brealey et al., 2020).

2.8.4 *Levelized Cost of Energy (LCOE)*

Levelized Cost of Energy (LCOE) atau biaya energi terlevelisasi merupakan indikator yang digunakan untuk menghitung biaya rata-rata produksi energi listrik selama umur operasi pembangkit (IEA, 2023). LCOE sering digunakan sebagai parameter untuk membandingkan efisiensi ekonomi berbagai teknologi pembangkit listrik (IEA, 2023; IRENA, 2022).).

Persamaan LCOE dapat dinyatakan sebagai berikut:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \dots\dots\dots (2.21)$$

Keterangan:

C_t = biaya pada tahun ke- t

E_t = energi listrik pada tahun ke- t

r = tingkat diskonto

t = tahun ke- t

n = umur proyek

Total biaya proyek meliputi biaya investasi awal, biaya operasi, dan biaya pemeliharaan (IRENA, 2022). Total energi merupakan jumlah energi listrik yang dihasilkan selama masa operasi pembangkit (IEA, 2023). Nilai LCOE yang lebih rendah menunjukkan bahwa sistem pembangkit memiliki biaya produksi energi yang lebih efisien (IRENA, 2022).

Evaluasi kelayakan ekonomi menunjukkan bahwa penilaian proyek pembangkit tidak hanya mencakup aspek teknis dan finansial, tetapi juga perlu mempertimbangkan dimensi lingkungan (IEA, 2023). Oleh karena itu, pada subbab berikutnya dibahas konsep gas rumah kaca dan dekarbonisasi sistem energi sebagai landasan teoritis dalam menilai dampak emisi dari sistem pembangkit (IRENA, 2022).

2.9 *Kelayakan Aspek lingkungan (Dekarbonisasi)*

Gas rumah kaca (GRK) merupakan komponen atmosfer yang mampu menyerap dan memancarkan kembali radiasi inframerah, sehingga menyebabkan akumulasi panas dan

peningkatan temperatur global. Fenomena ini dikenal sebagai efek rumah kaca dan menjadi faktor utama pendorong perubahan iklim (IPCC, 2021). Peningkatan konsentrasi GRK secara dominan dipicu oleh aktivitas antropogenik, terutama pembakaran bahan bakar fosil pada sektor energi.

Sektor pembangkitan listrik, khususnya berbasis batu bara, merupakan kontributor utama emisi karbon dioksida akibat tingginya intensitas karbon dalam proses produksi energi (IEA, 2023). Oleh karena itu, dekarbonisasi sistem energi menjadi strategi kunci yang difokuskan pada pengurangan emisi melalui peningkatan efisiensi, pengembangan energi terbarukan, serta pemanfaatan energi sisa (IRENA, 2022).

Dalam penelitian ini, penerapan PLTMH yang memanfaatkan aliran buangan kondensor PLTU merepresentasikan pendekatan dekarbonisasi berbasis *waste energy recovery* (IEA, 2023; IRENA, 2022). Sistem ini menghasilkan energi listrik tambahan tanpa emisi langsung, sehingga berpotensi menurunkan intensitas emisi karbon pada sistem pembangkitan secara keseluruhan (PCC, 2021; IEA, 2023).

2.9.1 Analisis Emisi Gas Rumah Kaca

Analisis emisi gas rumah kaca (GRK) dilakukan untuk mengkuantifikasi kontribusi lingkungan dari sistem PLTMH dalam menurunkan emisi karbon melalui substitusi pembangkitan berbasis fosil (IPCC, 2021; IEA, 2023).

a. Faktor Emisi Sistem Kelistrikan

Faktor emisi merupakan nilai yang menunjukkan jumlah emisi karbon yang dihasilkan untuk setiap satuan energi listrik yang diproduksi (IPCC, 2021). Faktor emisi biasanya dinyatakan dalam satuan $\text{kg CO}_2/\text{kWh}$ (IEA, 2023). Nilai faktor emisi diperoleh dari data sistem kelistrikan nasional atau hasil penelitian sebelumnya (IRENA, 2022). Faktor emisi tersebut digunakan untuk memperkirakan besarnya emisi karbon yang dihasilkan oleh pembangkit listrik berbasis bahan bakar fosil (IEA, 2023). Pembangkit listrik tenaga uap berbahan bakar batu bara memiliki intensitas emisi yang relatif tinggi dibandingkan teknologi pembangkit lainnya (IEA, 2023; IRENA, 2022).

b. Perhitungan Reduksi Emisi CO_2

Reduksi emisi karbon dihitung untuk mengetahui potensi penurunan emisi gas rumah kaca akibat pemanfaatan energi terbarukan (IPCC, 2021). Energi listrik yang dihasilkan oleh sistem PLTMH tidak menghasilkan emisi karbon secara langsung selama proses pembangkitan (IRENA, 2022). Oleh karena itu, energi listrik dari PLTMH dapat menggantikan sebagian produksi listrik

dari pembangkit listrik berbasis bahan bakar fosil (IEA, 2023).

Potensi reduksi emisi karbon dapat dihitung menggunakan persamaan berikut:

$$ER = E \times EF \dots\dots\dots (2.22)$$

Keterangan:

ER = Reduksi emisi karbon (kg CO₂/tahun)

E = Produksi energi listrik tahunan (kWh/tahun)

EF = Faktor emisi sistem kelistrikan (kg CO₂/kWh)

Semakin besar produksi energi listrik dari PLTMH, semakin besar pula potensi reduksi emisi karbon yang dapat dicapai pada sistem pembangkitan listrik (IPCC, 2021; IRENA, 2022).

c. Intensitas Emisi Sistem Energi

Intensitas emisi menunjukkan jumlah emisi karbon yang dihasilkan untuk setiap satuan energi listrik yang diproduksi dalam sistem energi (IPCC, 2021). Parameter ini sering digunakan untuk mengevaluasi tingkat keberlanjutan suatu sistem pembangkitan listrik (IEA, 2023).

Pemanfaatan sistem PLTMH dapat menurunkan intensitas emisi karbon pada sistem pembangkitan listrik karena energi yang dihasilkan berasal dari sumber energi terbarukan dan tidak memerlukan proses pembakaran bahan bakar fosil (IRENA, 2022).

Integrasi PLTMH pada sistem pembangkit dapat berkontribusi terhadap penurunan emisi karbon serta mendukung upaya dekarbonisasi sektor energi secara keseluruhan (IEA, 2023).

Berdasarkan uraian konsep dekarbonisasi dan analisis emisi gas rumah kaca tersebut, diperlukan kajian lebih lanjut terhadap penelitian-penelitian terdahulu sebagai landasan komparatif (IPCC, 2021).

Pada subbab berikutnya disajikan tinjauan penelitian terdahulu serta identifikasi *research gap* untuk menegaskan kontribusi dan kebaruan penelitian ini (IEA, 2023).

2.10 Penelitian Terdahulu dan Research Gap

Meningkatnya kebutuhan efisiensi energi mendorong berbagai penelitian terkait *waste energy recovery* pada sistem industri (IEA, 2021; Martin Geissdoerfer et al., 2022). Sebagian besar studi berfokus pada pemanfaatan energi panas buangan, seperti gas buang dan limbah panas, yang dikonversi menjadi energi listrik (IEA, 2021). Sebaliknya, pemanfaatan energi sisa dalam bentuk

aliran air buangan masih relatif terbatas dan belum banyak dikaji secara komprehensif (IEA, 2021; Martin Geissdoerfer et al., 2022).

Pada pembangkit listrik tenaga uap (PLTU), penelitian umumnya menitikberatkan pada optimasi kinerja kondensor dan sistem pendingin untuk meningkatkan efisiensi termal (Rakesh Gupta & R. D. Misra, 2023; Zhang Wei et al., 2022). Namun, aliran buangan air pendingin masih diperlakukan sebagai limbah operasional, tanpa mempertimbangkan potensi energi yang masih terkandung di dalamnya (IEA, 2023; Zhang Wei et al., 2022).

Studi mengenai PLTMH telah banyak membahas pemilihan turbin dan generator untuk kondisi *low head*, khususnya pada aliran alami seperti sungai dan irigasi (IRENA, 2022; Amit Kumar & R. K. Singh, 2022). Meskipun demikian, kajian yang secara spesifik mengintegrasikan karakteristik aliran buangan kondensor PLTU dengan desain PLTMH, serta menggabungkan analisis teknis, ekonomi, dan lingkungan, masih sangat terbatas (IRENA, 2022; Putra et al., 2024).

Berdasarkan hal tersebut, terdapat *research gap* pada kajian pemanfaatan aliran buangan air pendingin kondensor PLTU sebagai sumber energi PLTMH yang dianalisis secara komprehensif (IEA, 2023; IPCC, 2021). Penelitian ini bertujuan untuk mengisi celah tersebut melalui evaluasi potensi teknis, pemilihan teknologi turbin-generator, serta analisis kelayakan ekonomi dan lingkungan (IRENA, 2022).

Penelitian ini memberikan kontribusi dalam pengembangan konsep *waste energy recovery* berbasis aliran air buangan sebagai bagian dari upaya peningkatan efisiensi energi dan dekarbonisasi sistem pembangkitan listrik (IEA, 2023; IPCC, 2021).

2.11 Integrasi PLTMH dalam Peningkatan Efisiensi Energi PLTU

PLTU menghasilkan energi listrik dari pembakaran bahan bakar fosil, namun dalam prosesnya juga timbul energi sisa berupa panas dan aliran air pendingin kondensor yang belum dimanfaatkan secara optimal (IEA, 2023). Aliran buangan ini masih memiliki potensi energi kinetik yang dapat dikonversi menjadi listrik melalui penerapan sistem Pembangkit Listrik Tenaga Mikrohidro (PLTMH) dengan pemasangan turbin pada saluran tersebut (IRENA, 2022).

Energi aliran air kemudian diubah menjadi energi mekanik oleh turbin dan selanjutnya dikonversi menjadi energi listrik melalui generator (IEA, 2023). Pemanfaatan PLTMH pada aliran buangan kondensor memberikan beberapa keuntungan utama, yaitu:

a. Pemanfaatan Energi Sisa – Mengoptimalkan energi air buangan yang sebelumnya terbuang sehingga meningkatkan efisiensi pemanfaatan energi sistem PLTU (IEA, 2023).

b. Peningkatan Produksi Energi Listrik – Menghasilkan tambahan listrik tanpa menambah konsumsi bahan bakar fosil (IRENA, 2022).

c. Peningkatan Efisiensi Energi Sistem – Meningkatkan efisiensi keseluruhan karena energi sisa dapat dikonversi kembali menjadi energi berguna (IEA, 2023).

d. Penurunan Intensitas Emisi Karbon – Kontribusi listrik tambahan dari PLTMH bersifat tanpa emisi langsung sehingga membantu menurunkan intensitas emisi sistem pembangkitan (IPCC, 2021; IEA, 2023).

Dengan demikian, integrasi PLTMH pada aliran buangan air pendingin kondensor PLTU berpotensi meningkatkan efisiensi energi, menambah produksi listrik, serta mendukung pengurangan emisi karbon pada sektor ketenagalistrikan (IEA, 2023; IPCC, 2021).

