

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

2.1. Penelitian yang relevan

Dalam menyusun penelitian ini, peneliti merujuk pada berbagai studi terdahulu yang memiliki keterkaitan dengan topik, metode, maupun variabel penelitian. Kajian terhadap penelitian-penelitian sebelumnya bertujuan untuk memperkuat landasan teoritis, mengidentifikasi celah penelitian (research gap), serta memastikan bahwa penelitian ini memiliki kontribusi yang jelas terhadap pengembangan ilmu. Ringkasan penelitian yang relevan disajikan dalam tabel 2.1 berikut

Tabel 2. 1 Penelitian Terdahulu

No	Peneliti	Judul Penelitian	Metode	Hasil Penelitian
1.	Maula Sukmawidjaja & Ilham Akbar (2013)	Simulasi Optimasi Sistem PLTH Menggunakan Software HOMER untuk Menghemat Pemakaian BBM di Pulau Penyengat Tanjung Pinang Kepulauan Riau	Software HOMER	Konfigurasi optimal PLTH terdiri dari PLTS (43%), PLT Angin (41%), dan PLTD (16%). Total produksi listrik sebesar 3.081.516 kWh/tahun. Konsumsi BBM sebesar 205.601 liter/tahun (hemat 60,6% atau 316.499 liter/tahun). Capital cost \$1.058.906, operating cost \$268.758/tahun, NPC \$3.938.507, dan COE \$0,249/kWh. Penghematan biaya BBM sebesar \$265.859/tahun [8].
2.	Ramadoni Syahputra, Indah Soesanti (2021)	Renewable energy system based on micro-hydro and solar photovoltaic for rural areas: Yogyakarta, Indonesia	HOMER Energy LLC, PSO	Biaya modal sistem tertinggi US\$ 1.515.961 dengan kapasitas mikrohidro tetap 622 kW, kelebihan energi dijual ke PLN [9].
3.	Dhear Prima Putri (2016)	Perancangan Sistem Pembangkit Listrik Hybrid pada Kapal Tanker PT. Pertamina	Studi kasus, analisis teknis dan keekonomian	Sistem hybrid (diesel-solar) menghemat bahan bakar 15,5% per tahun, investasi BEP tercapai pada tahun ke-3,69 [1].

No	Peneliti	Judul Penelitian	Metode	Hasil Penelitian
4.	Heru Rianto dan Tri Wahyu Adi (2024)	Analisis Keekonomian dan Optimasi Biaya Hybrid Renewable Energy System (HRES) di Pulau Sebesi	Simulasi HOMER, analisis NPV, IRR, LCOE	LCOE optimal (\$0,247/kWh), penurunan emisi CO ₂ hingga 99,1%, ROI sebesar 101,4% [10].
5.	Lambertus Sinaga, Hermawan, dan Agung Nugroho (2015)	Optimasi Sistem Pembangkit Listrik Hybrid Tenaga Surya, Angin, Biomassa, dan Diesel di Pulau Nyamuk Karimunjawa	Simulasi dan optimasi dengan HOMER	Integrasi EBT (solar, angin, biomassa) mampu menyediakan listrik dengan biaya lebih rendah dan emisi CO ₂ lebih rendah dibanding PLTD konvensional [3].

2.2. Sumber Energi

Kebutuhan listrik nasional terus meningkat seiring pertumbuhan populasi dan ekonomi. Saat ini, energi fosil masih mendominasi pembangkit listrik [4], meski menyebabkan dampak negatif terhadap lingkungan seperti emisi karbon [11]. Namun, transisi menuju energi terbarukan menjadi prioritas karena sifatnya yang berkelanjutan [12]. Indonesia memiliki potensi besar dalam energi alternatif, khususnya energi surya dan hidrogen [13], di mana optimalisasi pemanfaatan sumber energi lokal menjadi kunci dalam pengembangan sistem energi masa depan di wilayah terpencil [14].

Penelitian mengenai sumber energi di Indonesia menunjukkan bahwa energi fosil seperti batu bara, minyak bumi, dan gas alam masih dominan digunakan, khususnya untuk pembangkit listrik skala besar. Dominasi energi fosil ini menyebabkan peningkatan signifikan dalam emisi gas rumah kaca, khususnya karbon dioksida (CO₂), yang berkontribusi terhadap pemanasan global dan perubahan iklim [11]. Untuk mengatasi tantangan tersebut, pengembangan energi baru terbarukan (EBT) menjadi agenda penting bagi pemerintah Indonesia guna mengurangi ketergantungan terhadap energi fosil dan menurunkan dampak lingkungan akibat penggunaan energi konvensional [12].

Indonesia memiliki potensi energi terbarukan yang sangat besar, termasuk energi surya, energi air, energi angin, bioenergi, panas bumi, dan energi hidrogen [15]. Di antara berbagai sumber energi tersebut, energi surya dan hidrogen memiliki prospek yang sangat baik untuk diterapkan di daerah terpencil dan kepulauan seperti Pulau Legundi. Hal ini

dikarenakan wilayah tersebut menerima intensitas sinar matahari yang tinggi sepanjang tahun, sehingga optimal untuk instalasi fotovoltaik [16]. Selain itu, hidrogen memiliki potensi sebagai solusi penyimpanan energi yang efektif dan bersih, yang dapat digunakan untuk memastikan stabilitas pasokan listrik, terutama saat produksi energi surya mengalami fluktuasi akibat kondisi cuaca [17].

2.2.1. Potensi Sumber Energi Pulau Legundi

Pulau Legundi yang berada di Kecamatan Punduh Pidada, Kabupaten Pesawaran, Lampung memiliki potensi energi yang cukup besar, terutama dari sumber energi terbarukan berupa energi matahari (surya). Pulau Legundi memiliki tingkat iradiasi sinar matahari sebesar 4,95 kWh/m²/hari atau setara dengan 1.806 kWh/m²/tahun. Potensi ini menjadikan Pulau Legundi sebagai lokasi yang prospektif untuk pengembangan Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS). Berdasarkan hasil simulasi dari Global Solar Atlas, potensi energi matahari di lokasi ini mencapai sekitar 510,9 MWh per tahun. Dengan kondisi ini, Pulau Legundi dinilai sangat cocok untuk dikembangkan pembangkit listrik tenaga surya (PLTS), dibandingkan dengan energi alternatif lainnya seperti biomassa, yang potensinya relatif kecil karena terbatasnya limbah perkebunan maupun pertanian serta kendala pembukaan lahan baru yang terbatas di pulau tersebut.

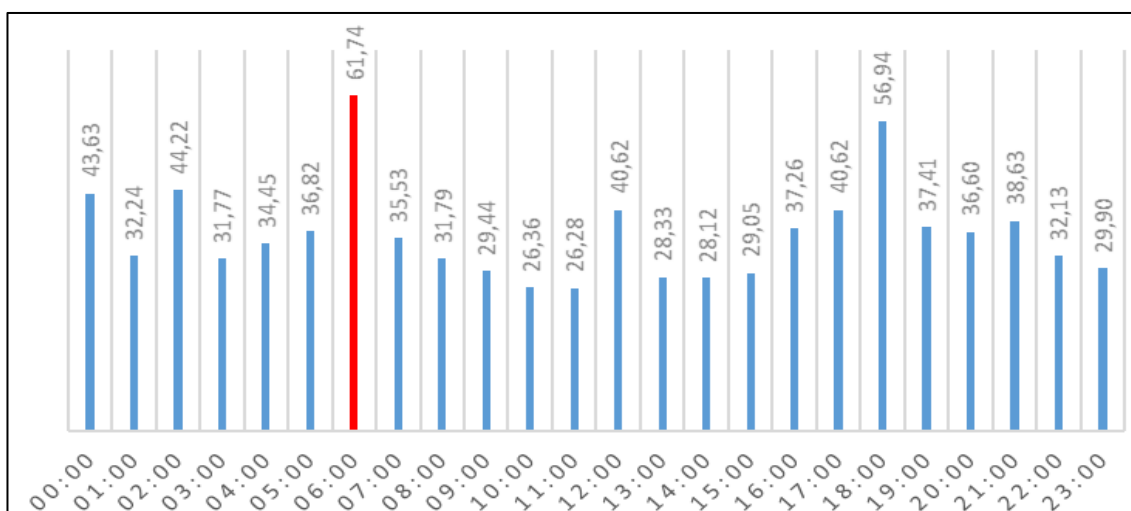
Untuk alternatif lain seperti energi biomassa, potensinya di Pulau Legundi terbatas karena tidak tersedianya limbah pertanian dan perkebunan yang memadai. Alternatif yang memungkinkan adalah membuka Hutan Tanaman Industri, namun hal tersebut sangat bergantung pada kemauan masyarakat setempat untuk bekerja sama, yang membutuhkan proses jangka panjang dan investasi tambahan dalam pengembangannya.

2.2.2. Pembangkit Listrik Pulau Legundi

Saat ini, sistem kelistrikan di Pulau Legundi mengandalkan Genset Mobile (PLTD) isolated yang dikelola oleh PT PLN (Persero) Unit Induk Distribusi Lampung. Pembangkit listrik yang beroperasi terdiri dari 2 unit genset masing-masing berkapasitas 50 kW dengan daya mampu masing-masing 40 kW yang beroperasi sejak tahun 1987 dan 1991, serta 1 unit genset 150 kW berdaya mampu 120 kW yang beroperasi sejak tahun 2018. Total kapasitas terpasang pembangkit adalah sebesar 250 kW dengan daya mampu

200 kW. Beban puncak rata-rata sistem kelistrikan Legundi adalah sebesar 61,74 kW, dengan total energi yang dihasilkan rata-rata per bulan adalah sekitar 19.927 kWh [6].

Genset mobile ini beroperasi secara isolated (tidak terhubung ke jaringan lain), sehingga menyebabkan Biaya Pokok Produksi (BPP) cukup tinggi sebesar Rp 9.749/kWh pada tahun 2024. Dalam upaya mengurangi biaya produksi dan mencapai target bauran energi nasional sebesar 23% energi baru terbarukan (EBT) pada tahun 2025, maka direncanakan pembangunan sistem hybrid PLTD dengan PLTS dan PLTH.



Gambar 2. 1 Pola Beban Harian Genset Mobile Legundi (2024)

Berdasarkan grafik beban penggunaan listrik masyarakat di Pulau Legundi selama 24 jam, menunjukkan pola fluktuatif dengan dua periode beban puncak (*peak load*). Pada dini hari hingga subuh (00.00–05.00), beban relatif stabil di kisaran 31–44 kW, kemudian meningkat tajam dan mencapai puncak tertinggi pada pukul 06.00 sebesar 61,74 kW, yang mengindikasikan tingginya aktivitas masyarakat pada pagi hari. Setelah itu, beban menurun secara bertahap hingga mencapai titik terendah pada rentang pukul 09.00–17.00 sekitar 26–40 kW, seiring berkurangnya aktivitas rumah tangga. Memasuki sore hari, beban kembali meningkat dan mencapai puncak kedua pada pukul 18.00 sebesar 56,94 kW, yang mencerminkan penggunaan listrik untuk penerangan dan aktivitas malam hari. Setelah pukul 19.00, beban kembali menurun secara bertahap, menunjukkan pola konsumsi listrik yang didominasi oleh kebutuhan rumah tangga dengan karakteristik beban puncak pada pagi dan malam hari.

2.2.3. Pembangkit Listrik EBT

Pengembangan pembangkit listrik berbasis energi baru terbarukan (EBT) di Indonesia semakin didukung oleh kebijakan pemerintah, seperti Perpres No. 112 Tahun 2022 tentang percepatan pengembangan EBT [7]. Investasi pada pembangkit EBT secara global terus meningkat, menunjukkan tren positif dalam transisi energi global [19]. Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) 2021-2030, secara khusus menargetkan peningkatan kapasitas EBT di daerah-daerah terpencil sebagai solusi ketahanan energi [20]. Hal ini didukung oleh Dewan Energi Nasional yang memproyeksikan peningkatan kontribusi energi terbarukan dalam bauran energi nasional [21]. Pusat Studi Energi UGM juga menegaskan bahwa potensi pemanfaatan energi surya dan hidrogen sebagai EBT di Indonesia sangat menjanjikan untuk diterapkan di pulau-pulau terpencil [22].

2.2.3.1. Pembangkit Listrik Tenaga Surya

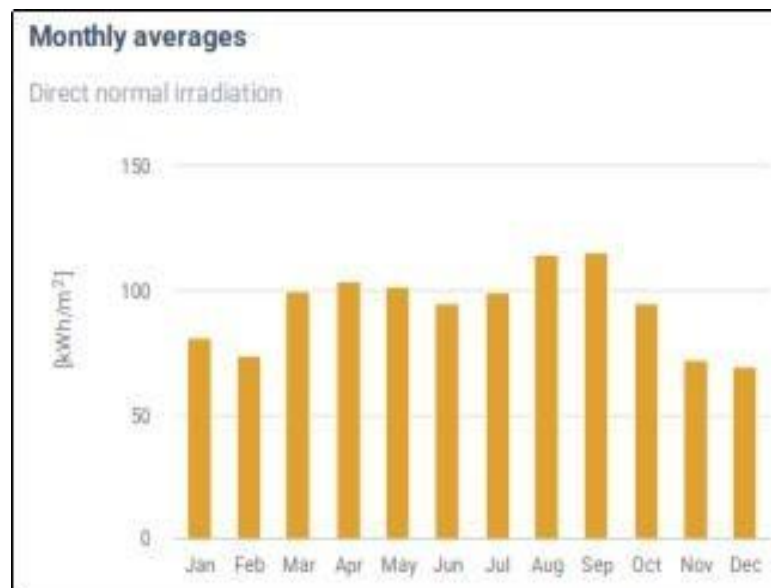
Teknologi fotovoltaik untuk PLTS memiliki keunggulan berupa biaya operasi rendah dan perawatan yang relatif mudah [23]. Implementasi teknologi fotovoltaik mampu menghasilkan energi listrik yang efisien di daerah beriklim tropis seperti Indonesia [16]. Penelitian lainnya menunjukkan bahwa sistem PLTS skala kecil-menengah sangat cocok untuk daerah terpencil karena fleksibilitas dan modularitasnya [24]. Hal lainnya dalam penelitian terdahulu ditemukan bahwa kinerja PLTS di Indonesia memiliki efisiensi yang baik karena intensitas radiasi matahari yang tinggi sepanjang tahun [25]. Lebih lanjut, berbagai penelitian lainnya juga mengindikasikan bahwa sistem PLTS hybrid terbukti handal secara teknis maupun biaya dalam memenuhi kebutuhan listrik di kepulauan Indonesia [26] [27].

Lokasi pembangunan PLTS Off Grid diasumsikan disekitar Genset Mobile Legundi eksisting. Besar potensi energi surya di lokasi tersebut didapatkan dari database dalam perangkat lunak Global Solar Atlas. Data input yang dalam software tersebut adalah koordinat lokasi serta data solar panel seperti tilt, azimuth, dan jenis. Data input dan output database pada Tabel 2.2.

Tabel 2. 2 Data Input dan output Potensi Energi PLTS

No	Parameter	Informasi
1	Lokasi	Pulau Legundi Kec. Punduh Pidada Kabupaten Pesawaran - Lampung
2	Koordinat	Lattitude: -05°49'45", Longitude: 105°15'34"
3	Azimuth / Tilt	0°
4	Potensi energi surya (annual average)	4,949 kwh/m ² / day

Hasil output dari perangkat lunak PVSyst dengan parameter input di atas adalah sebagai berikut:



Gambar 2. 2 Rata-Rata Energi Matahari Perbulan di Legundi

Nilai perkiraan energi yang dihasilkan oleh PLTS dapat diketahui dari perhitungan energi tahunan hasil simulasi pada *Global Solar Atlas*, yaitu sebesar 510.9 MWh per tahun seperti ditunjukkan pada gambar di bawah ini.



Gambar 2. 3 Perhitungan Energi Tahunan Hasil Simulasi Global Solar Atlas

2.2.3.2. Pembangkit Listrik Tenaga Hidrogen

Berdasarkan kajian BPPT teknologi pembangkit listrik berbasis hidrogen mulai berkembang pesat sebagai alternatif penyimpan energi terbarukan yang efisien [28]. Menurut laporan IRENA, teknologi hidrogen memiliki potensi tinggi sebagai solusi penyimpanan energi jangka panjang yang bersih dan berkelanjutan [18]. Teknologi fuel cell hidrogen sangat potensial diimplementasikan di wilayah terpencil untuk menjamin keandalan listrik secara berkelanjutan [17]. Strategi pengembangan energi hidrogen oleh Kementerian ESDM menegaskan pentingnya integrasi teknologi hidrogen dalam sistem hybrid untuk meningkatkan keandalan pasokan energi [29]. Penelitian lain menunjukkan bahwa sistem mikrogrid berbasis hidrogen hijau di pulau terpencil mampu menyediakan listrik dengan biaya yang kompetitif serta menurunkan emisi, sehingga layak secara teknis dan ekonomi untuk mendukung transisi energi bersih [30].

2.2.4. Pembangkit Listrik Tenaga Hybrid

Sistem hybrid diesel-solar-hidrogen dapat menjadi solusi optimal dalam menyediakan energi yang ekonomis dan berkelanjutan bagi daerah terpencil. Perencanaan sistem *hybrid* perlu memperhatikan aspek teknis dan ekonomis agar implementasi dapat berjalan optimal [20]. Penelitian-penelitian lainnya juga menunjukkan bahwa implementasi sistem

hybrid di wilayah kepulauan mampu menurunkan biaya energi secara signifikan sekaligus memastikan keandalan sistem dalam jangka panjang [31] [32].

Pembangkit Listrik Tenaga Hybrid (PLTH) menggabungkan berbagai sumber energi, seperti diesel, surya, dan hidrogen, untuk meningkatkan efisiensi dan keandalan sistem kelistrikan, terutama di daerah terpencil. Kombinasi PLTD, PLTS, dan PLTH₂ dapat menurunkan Levelized Cost of Energy (LCOE) hingga \$0,247/kWh serta mengurangi emisi CO₂ hingga 99,1% [31]. Selain itu, analisis teknis-ekonomi sistem hybrid solar PV/biogas off-grid menunjukkan bahwa integrasi sumber energi terbarukan dapat meningkatkan efisiensi dan menurunkan biaya operasional [33].

2.3. Perhitungan Kelayakan Keekonomian

Evaluasi kelayakan ekonomi proyek energi sering menggunakan indikator seperti Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR), dan Payback Period (PBP). NPV mengukur selisih antara nilai sekarang dari arus kas masuk dan keluar selama umur proyek. IRR adalah tingkat diskonto yang membuat NPV sama dengan nol, menunjukkan tingkat pengembalian proyek. PBP menghitung waktu yang diperlukan untuk mengembalikan investasi awal. Sistem hybrid solar PV/biogas menunjukkan NPV positif sebesar Rp70.861.661.291, PBP selama 6 tahun 1 bulan, dan IRR sebesar 17,01%, menandakan kelayakan ekonomi proyek [33].

2.3.1 Net Present Value

Net Present Value (NPV) adalah metode yang digunakan untuk mengevaluasi kelayakan investasi dengan membandingkan nilai sekarang dari total arus kas masuk dan arus kas keluar. Suatu proyek dianggap layak apabila memiliki nilai NPV positif (NPV > 0). Rumus untuk menghitung NPV adalah sebagai berikut [34]:

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+i)^t} \quad (1)$$

Di mana :

- NPV = Net Present Value (Rp atau USD)
- CF_t = Cash Flow atau arus kas bersih pada tahun ke-t (Rp atau USD)
- i = Discount rate atau tingkat diskonto (%)
- t = Tahun ke- (periode waktu proyek)
- n = Umur ekonomis proyek (tahun)

Proyek dinyatakan layak secara ekonomi bila nilai NPV = 0

2.3.2 Internal Rate of Return (IRR)

Internal Rate of Return (IRR) adalah tingkat suku bunga yang membuat nilai NPV dari sebuah investasi sama dengan nol [34]. IRR menggambarkan tingkat keuntungan maksimum yang dapat dihasilkan dari investasi proyek tersebut. Rumus untuk menghitung IRR adalah sebagai berikut :

$$0 = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+IRR)^t} \quad (2)$$

Di mana :

- IRR = Internal Rater of Return (%)
- CF_t = Cash Flow atau arus kas bersih pada tahun ke-t (Rp atau USD)
- t = Tahun ke- (periode waktu proyek)
- n = Umur ekonomis proyek (tahun)

Proyek dinyatakan layak secara ekonomi jika nilai IRR lebih besar dibanding suku bunga yang berlaku saat itu ($IRR > \text{Discount rate}$).

2.3.2 Benefit Cost Ratio (B/C Ratio)

Benefit Cost Ratio (B/C Ratio) adalah alat analisis yang sangat penting dan sering digunakan untuk menilai apakah sebuah proyek, terutama proyek infrastruktur berskala besar seperti sistem kelistrikan, layak secara ekonomi untuk dilaksanakan. Secara sederhana, B/C Ratio adalah perbandingan antara nilai keuntungan yang kita dapatkan dari sebuah proyek di masa depan dengan nilai pengeluaran yang harus kita tanamkan saat ini dan di masa depan.

- Jika B/C Ratio > 1 : Proyek ini menguntungkan (layak) karena manfaat yang akan diterima di masa depan lebih besar daripada biaya totalnya.
- Jika B/C Ratio < 1 : Proyek ini merugikan (tidak layak) karena biayanya lebih besar daripada manfaat yang diperoleh.

Rumus B/C Ratio Secara formal, B/C Ratio dirumuskan sebagai perbandingan total Nilai Sekarang Manfaat dengan total Nilai Sekarang Biaya:

$$B/C \text{ Ratio} = \frac{PV \text{ Manfaat}}{PV \text{ Biaya}} = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{B_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+i)^t}} \quad (3)$$

2.3.4 Payback Period (PBP)

Payback Period (PBP) merupakan indikator yang menunjukkan berapa lama waktu yang dibutuhkan suatu proyek untuk dapat mengembalikan modal investasi awal melalui aliran kas masuk bersih [33]. Proyek dengan nilai PBP yang pendek akan dianggap lebih menarik karena lebih cepat menghasilkan keuntungan. Rumus umum untuk menghitung PBP adalah:

- Jika cash flow setiap tahun sama besar (uniform) :

$$PBP = \frac{\text{Investasi Awal}}{\text{Cash Flow tahunan}} \quad (4)$$

- Jika cash flow setiap tahun berbeda (non-uniform) :

$$PBP = n + \left(\frac{\text{Investasi Awal} - \sum CF_{\text{kumulatif tahun } n}}{CF_{\text{thn } (n+1)}} \right) \quad (5)$$

Di mana :

- PBP = Payback Period (tahun)
- Investasi Awal = Total investasi awal proyek (Rp atau USD)
- CF = Cash Flow atau arus kas bersih per tahun (Rp atau USD)
- n = Tahun terakhir dimana akumulasi kas masih belum mengembalikan investasi awal secara penuh

Proyek dinilai layak jika nilai PBP lebih pendek dari masa pakai proyek atau sesuai dengan waktu yang telah ditetapkan investor.

2.4. Perhitungan Optimasi

Optimasi sistem pembangkit listrik hybrid melibatkan perhitungan Net Present Cost (NPC) dan Levelized Cost of Energy (LCOE) untuk menentukan konfigurasi yang paling efisien dan ekonomis. NPC mencakup semua biaya selama umur proyek, sedangkan LCOE menghitung biaya per unit energi yang dihasilkan.

2.4.1. Net Present Cost (NPC)

Net Present Cost (NPC) adalah jumlah total biaya siklus hidup suatu proyek yang dinyatakan dalam nilai sekarang (present value). NPC mencakup investasi awal, biaya operasi, pemeliharaan, biaya penggantian, serta nilai sisa (salvage value). Rumus umum NPC adalah sebagai berikut :

$$NPC = C_{inves} + \sum_{t=1}^N \frac{C_{om}(t) + C_{rep}(t) - C_{salvage}(t)}{(1+i)^t} \quad (6)$$

Di mana :

- NPC = Net Present Cost (total biaya nilai sekarang)
- C_{inves} = Biaya investasi awal (Rp atau USD)
- $C_{om}(t)$ = Biaya operasional dan pemeliharaan pada tahun ke-t (Rp atau USD)
- $C_{rep}(t)$ = Biaya penggantian komponen pada tahun ke-t (Rp atau USD)
- i = suku bunga atau *discount rate*
- t = tahun ke- (periode waktu proyek)
- N = Umur ekonomis proyek (tahun)

2.4.2. Levelized Cost of Energy (LCOE)

Levelized Cost of Energy (LCOE) adalah biaya rata-rata per unit energi yang dihasilkan selama umur proyek, dihitung dengan membagi total biaya nilai sekarang (NPC) selama siklus hidup proyek dengan total energi yang dihasilkan selama umur ekonomis proyek. Rumus umum LCOE adalah sebagai berikut :

$$LCOE = \frac{NPC \times CRF(i, N)}{E_{total}} \quad (7)$$

Di mana :

- LCOE = *Levelized Cost of Energy* (biaya rata-rata per unit energi dalam Rp/kWh atau USD/kWh)
- NPC = *Net Present Cost* (total biaya nilai sekarang)
- $CRF(i, N)$ = *Capacital recovery factor* (faktor pengembalian modal)
- E_{total} = total energi yang dihasilkan selama umur proyek (kWh)
- i = suku bunga atau *discount rate*
- N = Umur ekonomis proyek (tahun)

Adapun rumus Capital Recovery Factor (CRF) adalah sebagai berikut :

$$CRF(i, N) = \frac{i(1+i)^N}{(1+i)^N - 1} \quad (8)$$

Di mana :

- $CRF(i, N)$ = *Capacital recovery factor* (faktor pengembalian modal)
- i = suku bunga atau *discount rate*
- N = Umur ekonomis proyek (tahun)