



## **Analisis Efisiensi Biaya Pekerjaan Pemasangan Jaringan Distribusi Listrik di Daerah Terpencil Menggunakan Metode *Cost Benefit Analysis* dan *Life Cycle Costing* (Studi Kasus: Distrik Ibele, Kabupaten Jayawijaya, Papua Pegunungan)**

**Novrianus Sanda Kala'Allo<sup>1</sup>, Syamsir Abduh<sup>2</sup>, Ridha Yasser<sup>3</sup>**

<sup>1</sup>Institut Teknologi Perusahaan Listrik Negara, Indonesia, [novrianussanda.k@gmail.com](mailto:novrianussanda.k@gmail.com)

<sup>2</sup>Institut Teknologi Perusahaan Listrik Negara, Indonesia, [syamsir@itpln.ac.id](mailto:syamsir@itpln.ac.id)

<sup>3</sup>Institut Teknologi Perusahaan Listrik Negara, Indonesia, [ridha.yasser@itpln.ac.id](mailto:ridha.yasser@itpln.ac.id)

Corresponding Author: [novrianussanda.k@gmail.com](mailto:novrianussanda.k@gmail.com)<sup>1</sup>

**Abstract:** *This research analyzes the cost efficiency of an electricity distribution network installation in a remote area (Case Study: Ibele District, Papua) using Cost-Benefit Analysis (CBA) and Life Cycle Costing (LCC). The analysis was conducted on real Bill of Quantities (RAB) data to identify cost drivers and measure project feasibility. Key findings reveal that the dominant cost components are non-technical factors: material transportation services (32.7%) and installation services (up to 71.5%). The CBA concludes that the project is financially unviable (NPV -IDR 1.39 T; IRR 1.48%; BCR 0.645), while the LCC shows that the total cost of ownership reaches 144% of the initial investment, highlighting a significant long-term operational expenditure (OPEX) burden. It is concluded that efficiency for similar projects requires a paradigm shift from focusing on minimizing initial capital expenditure (CAPEX) to superior logistical planning and adopting an LCC-based procurement. The project is validated as a crucial social investment, where its feasibility is determined by socio-economic benefits rather than financial profitability.*

**Keywords:** *cost efficiency, distribution network, remote area, CBA, LCC, project logistics.*

**Abstrak:** Penelitian ini menganalisis efisiensi biaya pemasangan jaringan distribusi listrik di daerah terpencil (Studi Kasus: Distrik Ibele, Papua) menggunakan metode *Cost Benefit Analysis (CBA)* dan *Life Cycle Costing (LCC)*. Analisis dilakukan terhadap data Rencana Anggaran Biaya (RAB) riil untuk mengidentifikasi faktor pendorong biaya dan mengukur kelayakan proyek. Hasil utama menunjukkan bahwa komponen biaya dominan adalah faktor non-teknis, yaitu jasa pengangkutan material (32,7%) dan jasa pemasangan (hingga 71,5%). Analisis CBA menyimpulkan proyek tidak layak secara finansial (NPV -Rp 1,39 M; IRR 1,48 %; BCR 0,645), sementara LCC menunjukkan total biaya kepemilikan mencapai 144% dari investasi awal, menyoroti tingginya beban operasional (OPEX) jangka panjang. Disimpulkan bahwa efisiensi pada proyek sejenis memerlukan pergeseran paradigma dari fokus menekan biaya investasi awal (CAPEX) ke perencanaan logistik yang superior dan

adopsi LCC dalam pengadaan. Proyek ini divalidasi sebagai investasi sosial yang kelayakannya ditentukan oleh manfaat sosio-ekonomi, bukan profitabilitas finansial.

**Kata Kunci:** Efisiensi Biaya, Jaringan Distribusi, Daerah Terpencil, CBA, LCC, Logistik Proyek.

---

## PENDAHULUAN

Listrik, lebih dari sekadar penerangan, adalah denyut nadi kehidupan modern. Ia menggerakkan roda ekonomi, membuka akses pendidikan, dan meningkatkan kualitas hidup di setiap rumah tangga. Namun, bagi sebagian besar masyarakat di daerah 3T (Tertinggal, Terdepan, dan Terluar) seperti Distrik Ibele, Kabupaten Jayawijaya, Papua, realisasi akses listrik masih menghadapi tantangan besar. Seperti yang disampaikan oleh IESR [1], penyediaan listrik perdesaan di Indonesia menghadapi berbagai kendala teknis, ekonomi, dan sosial akibat kondisi geografi, topografi, dan penyebaran penduduk yang tidak merata. Di sini, ketersediaan listrik bukan hanya soal infrastruktur, tetapi juga penentu kemajuan dan pemerataan pembangunan yang telah lama dinantikan.

Upaya penyediaan listrik di daerah terpencil Papua menghadapi berbagai kesulitan. Topografi yang menantang di Papua daerah pegunungan, dengan kondisi tanah berbukit dan akses yang sulit, kondisi tanah yang seringkali labil, akses jalan yang sangat terbatas, serta minimnya fasilitas pendukung, menjadi rintangan utama dalam pembangunan jaringan distribusi tenaga listrik. Belum lagi, cuaca di pegunungan yang kerap ekstrem dan tak terduga, menambah kompleksitas dan biaya mobilisasi material serta tenaga kerja. Pemasangan setiap tiang dan bentangan kabel merupakan proses yang penuh tantangan akibat kondisi alam dan keterbatasan sumber daya.

Kondisi inilah yang menuntut pemikiran lebih jauh. Pembangunan listrik di daerah 3T tidak bisa lagi hanya mengandalkan pendekatan teknis semata, melainkan harus dipadukan dengan strategi ekonomi yang cerdas. Efisiensi biaya menjadi kata kunci. Perlu dipastikan bagaimana setiap rupiah yang dikeluarkan mampu memberikan manfaat optimal, tanpa sedikit pun mengorbankan kualitas dan keamanan pasokan listrik? Ini bukan hanya soal penghematan anggaran, tetapi juga tentang tanggung jawab moral untuk memberikan yang terbaik bagi masyarakat dengan sumber daya yang terbatas. Oleh karena itu, sebuah evaluasi mendalam terhadap setiap komponen biaya mutlak diperlukan. Analisis ini tidak hanya berfokus pada biaya material dan jasa pemasangan, tetapi juga secara kritis menginvestigasi peran faktor-faktor non-teknis, seperti logistik dan mobilisasi sumber daya, yang diduga menjadi kontributor dominan terhadap tingginya total biaya proyek di wilayah dengan karakteristik ekstrem ini.

Dalam praktiknya, pembangunan jaringan distribusi terbagi menjadi dua pilar utama: material dan pekerjaan. Umumnya, PLN Kantor Pusat menyediakan material inti seperti tiang, kabel, trafo, isolator, dan peralatan proteksi. Sementara itu, PLN Unit Induk Wilayah Papua dan Papua Barat bertanggung jawab atas pekerjaan pemasangan, termasuk penyediaan material pendukung seperti baut, bracket, hingga alat pengaman.

Berangkat dari pemahaman ini, penelitian ini secara khusus akan membedah dan menganalisis efisiensi biaya pada pekerjaan pemasangan komponen utama jaringan distribusi, yang meliputi:

1. Tiang Jaringan Tegangan Menengah (JTM) dan Jaringan Tegangan Rendah (JTR)
2. Kabel JTM dan JTR
3. Isolator
4. Lightning Arrester
5. Fuse Cut Out (FCO)
6. Trafo Distribusi

Penelitian ini diharapkan dapat membuka wawasan lebih luas mengenai faktor-faktor pendorong tingginya biaya pembangunan, serta merumuskan strategi teknis dan manajerial yang inovatif untuk menekan biaya tanpa mengorbankan keandalan sistem. Tujuan akhirnya adalah agar cahaya listrik dapat menjangkau lebih banyak desa, membawa harapan baru dan memajukan kehidupan masyarakat Papua.

## **METODE**

### **Jenis dan Desain Penelitian**

Jenis penelitian ini adalah deskriptif-eksplanatori. Penelitian bersifat deskriptif dalam menggambarkan komponen biaya, kondisi lapangan, serta tantangan pemasangan jaringan listrik di wilayah pegunungan. Sifat eksplanatori bertujuan menjelaskan hubungan antar variabel dan peran analisis efisiensi biaya menggunakan pendekatan Cost Benefit Analysis (CBA) dan Life Cycle Costing (LCC). Desain penelitian dilaksanakan melalui tiga tahap utama, yaitu eksplorasi awal kondisi wilayah, pemetaan komponen biaya berdasarkan data proyek, dan analisis efisiensi biaya menggunakan data riil lapangan.

### **Lokasi dan Waktu Penelitian**

Penelitian dilaksanakan di enam desa di Distrik Ibele, Kabupaten Jayawijaya, Provinsi Papua Pegunungan, yaitu Desa Ibele, Zinai, Ayobaibur, Habema, Yelebarek, dan Yokalpalek. Wilayah ini dipilih karena merepresentasikan kawasan 3T serta menjadi lokasi program Listrik Desa. Waktu penelitian berlangsung selama Agustus 2023 hingga Mei 2024, yang mencakup tahap persiapan, pengumpulan data, analisis data, dan penyusunan laporan penelitian.

### **Populasi dan Sampel**

Populasi penelitian mencakup seluruh data dan dokumen proyek pemasangan jaringan distribusi tenaga listrik di Distrik Ibele. Sampel penelitian ditentukan secara purposive, yaitu dokumen dan data proyek yang relevan dengan analisis biaya serta lokasi pemasangan pada enam desa terpilih. Informan wawancara dipilih secara terbatas dari pihak yang terlibat langsung dalam perencanaan dan pelaksanaan proyek.

### **Teknik Pengumpulan Data**

Teknik pengumpulan data meliputi:

1. Studi dokumentasi proyek sebagai sumber data utama, mencakup Rencana Anggaran Biaya (RAB), laporan kemajuan proyek, gambar teknis JTM/JTR, kontrak kerja, dan spesifikasi material.
2. Observasi langsung terbatas untuk mencocokkan data dokumen dengan kondisi lapangan serta mendokumentasikan karakteristik medan dan metode pemasangan.
3. Wawancara terarah terbatas yang bersifat opsional dan digunakan untuk klarifikasi serta validasi data dokumentasi.

## HASIL DAN PEMBAHASAN

### Gambaran Umum Lokasi dan Data Proyek

**Tabel 1 Rekap data proyek pekerjaan di distrik ibele**

No. Urut	Uraian Jenis Pekerjaan/Kegiatan	Satuan	Volume	Nilai Pekerjaan		Jumlah Harga Pekerjaan
				Material	Jasa	
I.	PEMBANGUNAN JTM & JTR ;					
1	Pembangunan Jaringan Distribusi JTM	Kms	6,25	313.620.000	468.519.750	782.139.750
	a. Pengangkutan Mutasi Khusus (via Carter Khusus)	Rett	-	-	-	-
	b. Pengangkutan Mutasi Khusus via Udara (Accessories)	kg	4.899	-	20.000	97.976.000
	c. Pengangkutan Mutasi Lokal (Truck Jarak < 50 Km)	t/m3	-	-	2.737.500	-
	d. Pengangkutan Mutasi Lokal (Truck Jarak > 50 - 100 Km)	t/m3	102,39	-	3.650.000	373.739.925
	e. Pengangkutan Mutasi Lokal (Truck Jarak > 100 Km) atau jalur transportasi kondisi khusus	t/m3	-	-	4.562.500	-
2	Pembangunan Jaringan Distribusi JTR	Kms	17,95	194.171.625	487.768.625	681.940.250
	a. Pengangkutan Mutasi Khusus (via Carter Khusus)	Rett	-	-	-	-
	b. Pengangkutan Mutasi Khusus via Udara (Accessories)	kg	2.098	-	20.000	41.960.500
	c. Pengangkutan Mutasi Lokal (Truck Jarak < 50 Km)	t/m3	-	-	2.737.500	-
	d. Pengangkutan Mutasi Lokal (Truck Jarak > 50 - 100 Km)	t/m3	138,94	-	3.650.000	507.130.909
	e. Pengangkutan Mutasi Lokal (Truck Jarak > 100 Km) atau jalur transportasi kondisi khusus	t/m3	-	-	4.562.500	-
II.	PEMBANGUNAN GARDU DISTRIBUSI ;		4 / 200			
1	Pembangunan Gardu Distribusi 3 Fasa - 25 kVA	Unit	- / -	-	-	-
2	Pembangunan Gardu Distribusi 3 Fasa - 50 kVA	Unit	4 / 200	87.670.000	72.576.000	160.246.000
3	Pembangunan Gardu Distribusi 3 Fasa - 100 kVA	Unit	- / -	-	-	-
4	Pembangunan Gardu Distribusi 3 Fasa - 160 kVA	Unit	- / -	-	-	-
5	Pembangunan Gardu Distribusi 3 Fasa - 200 kVA	Unit	- / -	-	-	-
	a. Pengangkutan Mutasi Khusus (via Carter Khusus)	Rett	-	-	-	-
	b. Pengangkutan Mutasi Khusus via Udara (Accessories)	kg	1.039	-	20.000	20.776.000
	c. Pengangkutan Mutasi Lokal (Truck Jarak < 50 Km)	t/m3	-	-	2.737.500	-
	d. Pengangkutan Mutasi Lokal (Truck Jarak > 50 - 100 Km)	t/m3	10,28	-	3.650.000	37.527.840
	e. Pengangkutan Mutasi Lokal (Truck Jarak > 100 Km) atau jalur transportasi kondisi khusus	t/m4	-	-	4.562.500	-
III.	SERTIFIKAT LAIK OPERASI (SLO)					
	- Sertifikat Laik Operasi (SLO) JTM, JTR & Gardu	Ls	1,00	-	109.000.000	109.000.000
Terbilang ;				Jumlah ....		2.812.437.174
Dua Milyar Enam Ratus Lima Puluh Empat Juta Enam Ratus Sembilan Puluh Tujuh Ribu Enam Ratus				PPn 11%		309.368.089
Sembilan Puluh Rupiah.				Jumlah Keseluruhan		3.121.805.263

(Sumber : RAB dokumen pekerjaan PLN PAPUA)

Data primer yang menjadi tulang punggung analisis dalam bab ini adalah dokumen Rencana Anggaran Biaya (RAB) Proyek Pembangunan Jaringan Distribusi JTM, JTR, dan Gardu untuk enam desa di Distrik Ibele: Desa Ibele, Zinai, Ayobaibur, Habema, Yelebarek, dan Yokalpalek. Dokumen RAB ini, yang telah melalui proses negosiasi, menyajikan data biaya riil yang akan menjadi dasar untuk seluruh perhitungan dan analisis efisiensi. Memahami struktur biaya yang tersaji dalam RAB adalah langkah fundamental pertama untuk mengidentifikasi di mana titik-titik kritis yang menyerap anggaran terbesar.

Berdasarkan dokumen rekapitulasi total, proyek ini memiliki lingkup fisik sebagai berikut:

1. Pembangunan Jaringan Tegangan Menengah (JTM): 6,25 km.
2. Pembangunan Jaringan Tegangan Rendah (JTR): 17,95 km.
3. Pembangunan Gardu Distribusi: 4 unit dengan total kapasitas terpasang 200 kVA.

Untuk memperoleh gambaran awal mengenai struktur biaya secara makro, data dari dokumen rekapitulasi tersebut akan diolah dan diringkas. Tabel 4.2 menunjukkan rekapitulasi alokasi biaya dan lingkup proyek.

**Tabel 2. Rekapitulasi Alokasi Biaya dan Lingkup Proyek**

Kategori	Volume / Kapasitas	Biaya (Sebelum PPN)	Persentase Total
Pembangunan JTM	6,25 km	Rp 782.139.750	27,8%
Pembangunan JTR	17,95 km	Rp 681.940.250	24,2%
Pembangunan Gardu	4 unit / 200 kVA	Rp 160.246.000	5,7%
Jasa Pengangkutan Material	-	Rp 918.398.774	32,7%
Sertifikat Laik Operasi (SLO)	1 Paket	Rp 109.000.000	3,9%
<b>TOTAL</b>		<b>Rp 2.812.437.174</b>	<b>100%</b>

Analisis awal terhadap Tabel 2 langsung menyoroti sebuah anomali jika dibandingkan dengan proyek infrastruktur di lokasi non-ekstrem. Komponen biaya tunggal terbesar dalam proyek ini bukanlah biaya konstruksi JTM atau JTR yang merupakan inti pekerjaan, melainkan Jasa Pengangkutan Material, yang menyerap porsi anggaran sebesar 32,7%. Fakta ini sangat krusial dan menjadi benang merah dalam seluruh analisis di bab ini. Hal ini secara kuantitatif mengonfirmasi hipotesis penelitian bahwa faktor logistik menjadi determinan biaya paling signifikan, melebihi biaya material dan bahkan biaya jasa pemasangan secara terpisah. Sementara itu, biaya konstruksi fisik JTM dan JTR, jika digabungkan, menyumbang sekitar 52% dari total biaya, yang menunjukkan skala pekerjaan yang masif. Komponen lain seperti pembangunan gardu dan pengurusan SLO memiliki porsi yang lebih kecil, namun analisis lebih lanjut akan menunjukkan bahwa komponen logistik juga tersembunyi di dalam biaya-biaya tersebut.

## Analisis Realisasi Biaya dan Material

### Komposisi Biaya Konstruksi Jaringan dan Gardu

Pekerjaan konstruksi JTM, JTR, dan gardu merupakan inti dari pembangunan fisik jaringan. Pemilihan material untuk masing-masing komponen telah disesuaikan dengan standar teknis dan tantangan lingkungan, sebagaimana diulas pada Tinjauan Pustaka. Untuk JTM, penggunaan Tiang Baja 12 Meter dan konduktor AAACS dipilih untuk menjamin keamanan pada tegangan 20 kV dan ketahanan mekanis di medan berbukit. Sementara itu, untuk JTR, penggunaan Tiang Besi 9 Meter dan kabel LVTC dipilih untuk keamanan di area permukiman. Analisis terhadap rincian RAB memungkinkan kita untuk membedah komposisi biaya secara lebih rinci, Tabel 3 menunjukkan komposisi biaya material dan jasa pada pekerjaan konstruksi.

**Tabel 3. Komposisi Biaya Material dan Jasa pada Pekerjaan Konstruksi**

Uraian Pekerjaan	Biaya Material (Rp)	Biaya Jasa Pemasangan (Rp)	Total Biaya Konstruksi (Rp)	Persentase Biaya Jasa
Pembangunan JTM	313.620.000	468.519.750	782.139.750	59,9%
Pembangunan JTR	194.171.625	487.768.625	681.940.250	71,5%
Pembangunan Gardu	87.670.000	72.576.000	160.246.000	45,3%

Tabel 3 menyajikan temuan yang sangat signifikan. Pada seluruh komponen pekerjaan konstruksi, porsi biaya jasa pemasangan secara konsisten sangat tinggi, bahkan melampaui biaya materialnya sendiri. Pada pembangunan JTR, biaya jasa mencapai 71,5% dari total biaya konstruksi JTR, sementara pada JTM mencapai 59,9%. Hal ini secara kuantitatif membuktikan bahwa tantangan terbesar dan penyerap biaya tertinggi dalam fase konstruksi bukanlah harga material, melainkan tingkat kesulitan pekerjaan itu sendiri. Biaya jasa ini mencakup upah tenaga kerja yang harus memiliki keahlian khusus untuk bekerja di medan sulit, biaya mobilisasi tim, serta durasi pengerjaan yang jauh lebih lama dibandingkan kondisi normal. Proses seperti penggalian pondasi di tanah berbatu atau labil, pendirian tiang di lereng curam tanpa bantuan alat berat, dan penarikan kabel melintasi lembah adalah aktivitas padat karya yang berisiko tinggi dan berbiaya mahal. Sebagai ilustrasi, Gambar 1 menunjukkan evakuasi material tiang JTR secara manual di medan Terjal distrik ibele.



**Gambar 1. Evakuasi material tiang JTR secara manual di medan Terjal distrik ibele**

Seperti yang dapat divisualisasikan, kondisi topografi yang tidak memungkinkan penggunaan alat berat memaksa seluruh proses pengangkutan material dilakukan secara manual oleh tim kerja. Aktivitas semacam ini tidak hanya membutuhkan sumber daya manusia yang lebih banyak, tetapi juga memperpanjang durasi pengerjaan dan meningkatkan risiko kerja, yang secara akumulatif berkontribusi pada membengkaknya biaya jasa pemasangan.

### **Analisis Kritis Faktor Logistik**

Sebagaimana teridentifikasi pada Tabel 2, faktor logistik adalah komponen biaya tunggal non-konstruksi yang paling dominan. Analisis lebih dalam pada dokumen RAB menunjukkan bahwa biaya ini mencakup:

1. Pengangkutan Material JTM: Termasuk di dalamnya pengangkutan via udara sebesar Rp 97.976.000 dan pengangkutan darat (truk >50-100 km) sebesar Rp 373.739.925.
2. Pengangkutan Material JTR: Termasuk pengangkutan via udara sebesar Rp 41.960.500 dan darat sebesar Rp 507.130.909.
3. Pengangkutan Material Gardu: Termasuk pengangkutan via udara sebesar Rp 20.776.000 dan darat sebesar Rp 37.527.840.

Total biaya pengangkutan material saja mencapai Rp 1.079.111.174, di mana sebagian komponen harus didatangkan melalui udara. Ditambah dengan biaya transportasi dan akomodasi untuk tim evaluator SLO dari Jawa ke Wamena sebesar Rp 48.000.000, maka total biaya yang terkait langsung dengan logistik dan transportasi menjadi luar biasa besar. Ini membuktikan secara empiris bahwa biaya proyek di Distrik Ibele tidak didominasi oleh teknologi canggih, melainkan oleh upaya fundamental untuk memindahkan barang dan orang ke lokasi yang sulit dijangkau.

### **Analisis Efisiensi Biaya (Metrik Kinerja)**

Setelah memahami struktur biaya, langkah selanjutnya adalah mengukur efisiensi proyek secara objektif. Untuk tujuan ini, dihitung beberapa metrik kinerja (KPI) yang menormalisasi total biaya terhadap output fisik proyek. Pendekatan ini memungkinkan dilakukannya evaluasi yang lebih adil dan dapat menjadi dasar untuk perbandingan dengan proyek lain di masa depan. Sebelum menyajikan hasil perhitungan, penting untuk memahami fungsi setiap metrik. Biaya per kilometer

(Rp/km) berguna untuk mengukur efisiensi pembangunan jaringan linier, sementara biaya per kVA (Rp/kVA) mengukur efektivitas investasi dalam menyediakan kapasitas daya. Tabel 4 menunjukkan metrik efisiensi biaya proyek.

**Tabel 4. Metrik Efisiensi Biaya Proyek**

No	Metrik Kinerja	Perhitungan	Hasil
1	Biaya Konstruksi per km JTM	Rp 782.139.750 / 6,25 km	Rp 125,1 juta / km
2	Biaya Konstruksi per km JTR	Rp 681.940.250 / 17,95 km	Rp 38,0 juta / km
3	Biaya Konstruksi per kVA	Rp 160.246.000 / 200 kVA	Rp 801.230 / kVA
4	Biaya Total Proyek per kVA	Rp 2.812.437.174 / 200 kVA	Rp 14,1 juta / kVA

Analisis terhadap metrik pada Tabel 4 memberikan beberapa wawasan penting. Perbedaan signifikan antara biaya per km untuk JTM (Rp 125,1 juta) dan JTR (Rp 38,0 juta) dapat dijelaskan oleh spesifikasi material yang lebih tinggi dan kompleksitas teknis yang lebih besar pada jaringan tegangan menengah. Namun, metrik yang paling holistik dalam menggambarkan intensitas investasi proyek ini adalah Biaya Total Proyek per kVA, yang mencapai Rp 14,1 juta. Angka ini merepresentasikan total biaya yang harus dikeluarkan untuk menyediakan setiap 1 kVA kapasitas daya kepada masyarakat. Nilai yang sangat tinggi ini menegaskan kembali temuan sebelumnya: setiap unit kapasitas daya yang terpasang di Distrik Ibele harus menanggung "beban" biaya logistik dan jasa pemasangan yang luar biasa besar. Gambar 2 menunjukkan bentangan Jaringan Tegangan Menengah (JTM) yang telah terbangun melintasi lanskap perbukitan distrik ibele.



**Gambar 2. Bentangan Jaringan Tegangan Menengah (JTM) yang telah terbangun melintasi lanskap perbukitan distrik ibele**

Terkait perbandingan efisiensi antar desa, data RAB yang tersedia bersifat agregat dan tidak memisahkan biaya per desa secara eksplisit. Meskipun demikian, sebuah analisis inferensial yang tajam dapat dilakukan. Efisiensi biaya pemasangan di masing-masing desa diasumsikan akan berbanding terbalik dengan tingkat kesulitan aksesnya. Desa yang lokasinya paling jauh dari pusat logistik (Wamena) atau yang medannya paling sulit, seperti Desa Habema yang berada di dataran lebih tinggi, diasumsikan akan memiliki biaya per kilometer jaringan yang paling tinggi (paling tidak efisien). Sebaliknya, desa yang lebih dekat dengan jalan utama atau pusat distrik, seperti Desa Ibele, diasumsikan akan memiliki biaya yang relatif lebih rendah (paling efisien). Analisis ini menyoroti bahwa strategi efisiensi tidak hanya terletak pada optimasi rute jaringan listrik itu sendiri, tetapi juga pada perencanaan jalur logistik material yang paling efektif.

### **Analisis CBA dan LCC Berdasarkan Data**

Setelah membedah struktur biaya dan metrik efisiensi, analisis dilanjutkan ke tingkat yang lebih strategis dengan menerapkan dua kerangka evaluasi utama: *Cost Benefit Analysis (CBA)* dan *Life Cycle Costing (LCC)*. Sesuai dengan metodologi yang diuraikan pada Bab III, kedua pendekatan ini digunakan untuk menilai kelayakan dan keberlanjutan proyek dari

perspektif yang berbeda namun saling melengkapi, yaitu kelayakan investasi jangka pendek hingga menengah (CBA) dan total biaya kepemilikan jangka panjang (LCC).

### **Cost Benefit Analysis (CBA)**

*Cost Benefit Analysis (CBA)* merupakan metode evaluasi fundamental untuk menentukan kelayakan suatu proyek dengan cara membandingkan seluruh biaya yang dikeluarkan dengan seluruh manfaat yang dihasilkan, yang keduanya diukur dalam nilai uang sekarang (present value).

#### **A. Asumsi dan Parameter Perhitungan perasi per Tahun**

Untuk menjalankan analisis kuantitatif, ditetapkan beberapa parameter dan asumsi kunci yang menjadi dasar perhitungan:

1. Periode Analisis: 20 tahun, diasumsikan sebagai umur teknis rata-rata dari komponen utama jaringan distribusi.
2. Tingkat Diskonto (Discount Rate): 10% per tahun, sesuai rekomendasi Bank Dunia untuk proyek infrastruktur di negara berkembang, sebagaimana diuraikan dalam metodologi penelitian.
3. Biaya Investasi (CAPEX): Mengacu pada dokumen rekapitulasi RAB, total biaya proyek sebelum PPN adalah Rp 2.812.437.174. Biaya ini dianggap sebagai arus kas keluar tunggal pada Tahun ke-0.
4. Biaya Operasional dan Pemeliharaan (OPEX): Diestimasi sebesar 5% dari total CAPEX setiap tahunnya. Persentase ini dianggap representatif untuk mencerminkan biaya pemeliharaan yang lebih tinggi di lingkungan yang keras dan sulit diakses. Dengan demikian, OPEX tahunan adalah Rp 140.621.859.
5. Manfaat Finansial (Pendapatan): Manfaat yang diukur dalam analisis ini adalah pendapatan dari potensi penjualan energi listrik. Perhitungannya adalah sebagai berikut:
  - a) Kapasitas Terpasang: 200 kVA
  - b) Asumsi Faktor Daya ( $\cos \phi$ ): 0,8
  - c) Asumsi Faktor Beban (Load Factor): 30% (tipikal untuk area rural yang baru terlistriki)
  - d) Jam Operasi Efektif: 12 jam per hari
  - e) Tarif Tenaga Listrik (TTL) R-1/TR: Rp 1.444,70 / kWh
6. Manfaat Sosial: Sebagaimana ditekankan dalam Tinjauan Pustaka, manfaat terbesar dari proyek ini bersifat sosial, seperti peningkatan kualitas pendidikan, layanan kesehatan, keamanan, dan tumbuhnya ekonomi lokal. Manfaat ini tidak dikuantifikasi dalam nilai moneter pada perhitungan finansial ini, namun diakui sebagai justifikasi utama keberadaan proyek.

#### **B. Perhitungan Parameter Kelayakan Akhir**

Nilai akhir dari setiap parameter kelayakan dihitung dari data arus kas yang telah disajikan.

Sebelum menghitung Nilai NPV, terlebih dahulu kita harus mencari nilai NCF dan PVIFA( $r, n$ )

Untuk menghitung nilai NCF kita dapat menggunakan rumus berikut:

$$NCF = \text{total arus kas masuk (manfaat)} - \text{total arus kas keluar (OPEX)}$$

Total arus kas masuk adalah nilai ekonomi (dalam rupiah atau satuan uang lainnya) yang dihasilkan oleh suatu proyek setiap tahun selama umur proyek berlangsung, sedangkan total arus kas keluar adalah seluruh biaya yang dikeluarkan untuk menjalankan dan memelihara proyek, sistem, atau bisnis setiap tahun.

*Diketahui :*

- a) Kapasitas Terpasang: 200 kVA

- b) Asumsi Faktor Daya (Cos φ): 0,8
- c) Asumsi Faktor Beban (Load Factor): 30% (tipikal untuk area rural yang baru terlistriki)
- d) Jam Operasi Efektif: 12 jam per hari (4380 jam pertahun)
- e) Tarif Tenaga Listrik (TTL) R-1/TR: Rp 1.444,70 / kWh

$Manfaat = Daya\ Maksimum\ (kVA) \times Faktor\ Daya \times Load\ Factor \times Jam\ Operasi\ per\ Tahun \times Tarif$

$$Manfaat = 200 \times 0,8 \times 0,3 \times 4380 \times 1444,70 = Rp.303.733.728$$

$$OPEX = 5\% \text{ dari Biaya Capex} = Rp\ 140.621.859$$

Sehingga

$$NCF = Rp.303.733.728 - Rp\ 140.621.859 = Rp\ 163.111.869$$

Selanjutnya mencari nilai PVIFA (r , n)

Nilai PVIFA (r , n) dihitung menggunakan Persamaan (3.4) sebagai berikut

$$PVIFA(r, n) = \frac{1 - (1+r)^{-n}}{r}$$

Diketahui :

a) Tingkat diskonto (r) = 10% = 0,10

b) Umur Proyek (n) = 20 tahun

$$\begin{aligned} PVIFA(10\%, 20) &= \frac{1 - (1+0,10)^{-20}}{0,10} \\ &= \frac{1 - (1+0,10)^{-20}}{0,10} \\ &= \frac{1 - 0,1486}{0,10} = \frac{0,8514}{0,10} = 8,514 \end{aligned}$$

Nilai NPV dihitung menggunakan Persamaan (3.5) yang telah dijelaskan sebelumnya.

$$NPV = NCF \times PVIFA(r, n) - I$$

$$NPV = 163.111.869 \times 8.514 - 2.812.437.174$$

$$NPV = -1.423.702.721$$

Karena NPV < 0 , maka proyek tidak layak

### 1. Perhitungan Benefit-Cost Ratio (BCR)

BCR dihitung dengan rumus persamaan (3.6)

$$PV\ Manfaat = B \times PVIFA = 303.733.728 \times 8.514 = Rp\ 2.585.988.960$$

$$PV\ OPEX = O \times PVIFA = 140.621.859 \times 8.514 = Rp\ 1.197.254.507$$

$$PV\ Biaya = I \times PV\ OPEX = 2.812.437.174 + 1.197.254.507$$

$$= Rp\ 4.009.691.681$$

$$BCR = \frac{2.585.988.960}{4.009.691.681} = 0.645$$

Karena BCR < 1 , maka proyek masuk kategori tidak efisien secara ekonomi

### 2. Perhitungan Internal Rate of Return (IRR)

IRR dihitung dengan rumus persamaan (3.6)

$$NPV = NCF \times PVIFA(IRR, n) - I = 0$$

Langkah perhitungan :

$$PVIFA(IRR, 20) = \frac{I}{NCF} = \frac{2.812.437.174}{163.111.869} = 17,24$$

Setelah ditelusuri PVIFA ( $n = 20$  tahun) yang mendekati nilai 17,24 berada pada diskonto 1% dan 1,5%

$$PVIFA(1\%,20) = \frac{1-(1+0,01)^{-20}}{0,01} = 18,0456$$

$$PVIFA(1,5\%,20) = \frac{1-(1+0,015)^{-20}}{0,015} = 17,1833$$

Perhitungan NPV menggunakan diskonto 1% dan 1,5%

$$NPV = NCV \times PVIFA - \text{Investasi Awal}$$

NPV<sub>1</sub> (diskonto 1%)

$$NPV_1 = 163.111.869 \times 18,0456 - 2.812.437.174 = +132.853.175$$

NPV<sub>2</sub> (diskonto 1,5%)

$$NPV_2 = 163.111.869 \times 17,1833 - 2.812.437.174 = -5.829.918$$

Menghitung nilai IRR dengan rumus Interpolasi Linear

$$IRR = r_1 + \left( \frac{NPV_1}{NPV_1 - NPV_2} \right) \times (r_2 - r_1)$$

$$IRR = 1\% + \left( \frac{132.853.175}{132.853.175 - (-5.829.918)} \right) \times (1,5\% - 1\%)$$

$$IRR = 1,48\%$$

IRR proyek ini = 1,48%, artinya ini adalah batas diskonto yang membuat NPV = 0 dan karena sangat jauh dari 10% maka proyek ini tidak layak secara finansial

### C. Interpretasi Hasil CBA

Hasil analisis CBA menunjukkan bahwa proyek pembangunan jaringan di Distrik Ibele tidak layak secara finansial. Nilai NPV yang negatif sebesar Rp 1,42 miliar, BCR yang jauh di bawah 1 (0,645), dan IRR yang hanya 1,48% (jauh di bawah tingkat diskonto 10%) secara serempak menunjukkan bahwa proyek ini tidak akan memberikan keuntungan komersial. Namun, interpretasi yang berhenti pada kesimpulan "tidak layak" adalah keliru dalam konteks ini. Justru, hasil ini menjadi validasi terkuat dari argumen penelitian: proyek kelistrikan di daerah 3T adalah investasi sosial. Kelayakannya tidak diukur dari profitabilitas, melainkan dari manfaat sosial-ekonomi yang dihasilkannya. Sejalan dengan teori yang dibahas pada Bab II, justifikasi proyek ini terletak pada perannya sebagai katalisator pembangunan daerah, meningkatkan kualitas pendidikan, layanan kesehatan, dan membuka peluang ekonomi baru bagi masyarakat.

### D. Risiko dan Keterbatasan Perhitungan CBA

Metode Cost Benefit Analysis (CBA) pada dasarnya mengandalkan estimasi biaya dan manfaat sepanjang umur proyek. Oleh karena itu, akurasi hasil CBA sangat bergantung pada kualitas data, asumsi yang digunakan, serta kondisi eksternal yang memengaruhi realisasi di lapangan. Dalam konteks pembangunan jaringan distribusi listrik di Distrik Ibele, terdapat beberapa risiko besar yang dapat membuat hasil perhitungan CBA tidak akurat:

#### 1. Risiko Kenaikan Biaya Logistik

Faktor logistik merupakan komponen terbesar dalam struktur biaya proyek di Papua pegunungan. Proses pengangkutan tiang, kabel, dan trafo ke lokasi terpencil sering kali harus dilakukan secara manual atau dengan bantuan helikopter. Biaya transportasi ini sangat sensitif terhadap kondisi cuaca, ketersediaan jalur darat, serta biaya sewa moda transportasi khusus.

- a) Jika terjadi keterlambatan pengiriman atau penutupan akses jalan akibat longsor, biaya logistik bisa melonjak hingga puluhan persen dari RAB awal.
  - b) CBA yang tidak memperhitungkan skenario kenaikan biaya logistik ini akan menghasilkan NPV, IRR, dan BCR yang terlalu optimis dan menyesatkan.
2. Risiko Ketidakpastian Pertumbuhan Beban
- Manfaat proyek distribusi listrik biasanya dihitung dari proyeksi konsumsi listrik masyarakat. Namun, di daerah terpencil, pertumbuhan beban sangat sulit diprediksi karena dipengaruhi oleh faktor sosial-ekonomi: tingkat pendapatan, pola konsumsi energi, dan aktivitas ekonomi lokal.
- a) Jika beban listrik tidak tumbuh sesuai proyeksi, maka pendapatan dari penjualan listrik jauh lebih rendah daripada estimasi.
  - b) Hal ini akan membuat nilai BCR turun dan IRR semakin rendah, sehingga kelayakan finansial proyek tampak lebih buruk daripada perhitungan awal.
3. Risiko Perubahan Nilai Tukar dan Inflasi
- Sebagian besar material listrik (kabel, trafo, isolator) dipengaruhi oleh harga global dan kurs rupiah terhadap dolar. CBA biasanya menggunakan asumsi inflasi dan kurs tertentu.
- a) Jika terjadi depresiasi rupiah atau lonjakan inflasi yang signifikan, biaya pengadaan material dan jasa konstruksi akan meningkat.
  - b) Akibatnya, CAPEX yang dipakai dalam perhitungan awal tidak lagi relevan, dan hasil CBA menjadi bias.
4. Risiko Cuaca Ekstrem dan Kondisi Alam
- Papua pegunungan dikenal dengan kondisi cuaca yang tidak menentu: hujan deras, kabut tebal, tanah longsor, hingga badai petir. Faktor ini bisa memengaruhi:
- a) Waktu pengerjaan → jika proyek molor, biaya tenaga kerja dan sewa peralatan meningkat.
  - b) Durabilitas material → jika peralatan cepat rusak akibat lingkungan ekstrem, maka biaya pemeliharaan (OPEX) lebih tinggi daripada estimasi LCC. CBA yang tidak menginternalisasi risiko ini cenderung under-estimate terhadap total biaya proyek.
5. Risiko Keterbatasan Data dan Validitas Asumsi
- Salah satu kelemahan utama CBA di daerah terpencil adalah keterbatasan data historis. Misalnya:
- a) Tidak tersedia data akurat mengenai umur pakai material di lingkungan ekstrem.
  - b) Kesulitan mengestimasi biaya pemeliharaan karena belum ada proyek serupa dengan data jangka panjang. Akibatnya, banyak variabel dihitung berdasarkan asumsi (rule of thumb), yang membuka ruang ketidakakuratan.
6. Implikasi terhadap Keakuratan CBA
- Jika risiko-risiko di atas tidak dimitigasi, maka hasil analisis CBA bisa bias ke arah:
- a) Overestimate manfaat (misalnya karena proyeksi beban terlalu tinggi).
  - b) Underestimate biaya (misalnya karena logistik tidak diproyeksikan secara realistis).
- Dampaknya, keputusan proyek bisa salah arah: proyek yang sebenarnya tidak layak dianggap layak, atau sebaliknya, proyek yang bernilai sosial tinggi dianggap tidak layak secara finansial.
- Oleh sebab itu, setiap penerapan CBA di daerah terpencil perlu diikuti dengan:
- a) Analisis sensitivitas – untuk melihat dampak perubahan variabel kunci (biaya logistik, pertumbuhan beban, kurs) terhadap NPV, IRR, dan BCR.
  - b) Analisis risiko – untuk mengantisipasi ketidakpastian lingkungan eksternal.
  - c) Validasi lapangan – dengan survei topografi, data konsumsi energi lokal, dan konsultasi stakeholder, agar asumsi yang dipakai lebih realistis.

Dengan demikian, risiko terbesar yang dapat membuat perhitungan CBA tidak akurat di wilayah seperti Distrik Ibele adalah biaya logistik yang tidak stabil, diikuti oleh ketidakpastian pertumbuhan beban listrik dan keterbatasan data valid. Tanpa mitigasi risiko ini, hasil perhitungan akan bias dan berpotensi menyesatkan dalam pengambilan keputusan. Oleh karena itu, CBA harus selalu dikombinasikan dengan analisis sensitivitas, pendekatan probabilistik, dan validasi empiris agar hasilnya benar-benar mencerminkan kondisi lapangan.

**Life Cycle Costing (LCC)**

Analisis *Life Cycle Costing* (LCC) memberikan perspektif yang berbeda dengan menghitung total biaya kepemilikan proyek selama siklus hidupnya. Analisis ini sangat penting untuk perencanaan anggaran jangka panjang dan pengambilan keputusan strategis dalam manajemen aset, terutama bagi BUMN seperti PT PLN (Persero) yang mengelola infrastruktur dengan umur pakai puluhan tahun. Tujuannya adalah untuk memahami keseluruhan beban biaya, tidak hanya investasi awal, tetapi juga biaya operasional dan pemeliharaan yang akan terus timbul.

**A. Asumsi dan Komponen Biaya**

Parameter dan asumsi yang digunakan untuk perhitungan LCC adalah sebagai berikut:

1. Periode Analisis: 20 tahun, diasumsikan sebagai umur teknis rata-rata aset jaringan.
2. Tingkat Diskonto (*Discount Rate*): 10% per tahun, digunakan untuk menghitung nilai sekarang dari biaya masa depan.
3. Biaya Investasi (CAPEX): Sebesar Rp 2.812.437.174, dikeluarkan sepenuhnya pada Tahun ke-0.
4. Biaya Operasional (OPEX): Diestimasi sebesar 5% dari CAPEX setiap tahunnya, yaitu Rp 140.621.859 per tahun dari Tahun 1 hingga 20.
5. Biaya Bongkar (*Dismantling Cost*): Diestimasi sebesar Rp 300.000.000 yang terjadi hanya pada akhir proyek, yaitu Tahun ke-20.

**B. Perhitungan LCC**

Dengan Biaya Tahunan yang konstan untuk setiap tahunnya, maka dalam menghitung total LCC digunakan rumus

$$LCC = I + (Op \times PVIFA(r, n)) + \frac{D}{(1+r)^n}$$

Diketahui :

- a) Investasi Awal (*I*) = Rp 2.812.437.174
- b) *O* = Rp 140.621.859
- c) Umur Proyek (*n*) = 20 tahun
- d) Diskonto (*r*) = 10%
- e) Biaya Bongkar = Rp 300.000.000
- f)  $PVIFA(10\%, 20) = 8,514$

$$(1 + r)^n = (1,10)^{20} = 6,7275$$

Hitung nilai sekarang dari biaya tahunan (OPEX)

$$Opex \times PVIFA = 140.621.859 \times 8,514 = 1.197.254.507$$

Hitung nilai sekarang dari nilai sisa (residual value):

$$\frac{D}{(1+r)^n} = \frac{300.000.000}{6,7275} = 44.588.566$$

Jadi LCC nya

$$\begin{aligned} LCC &= 2.812.437.174 + 1.197.254.507 + 44.588.566 \\ &= Rp 4.054.280.247 \end{aligned}$$

### C. Interpretasi Hasil LCC

Total *Life Cycle Cost (LCC)* dari proyek ini, atau total biaya kepemilikan selama 20 tahun dalam nilai uang sekarang, adalah Rp 4.054.280.247. Angka ini sekitar 144% dari biaya investasi awalnya. Hal ini menyiratkan bahwa total biaya operasional dan pemeliharaan selama umur proyek, yang mencapai hampir Rp 1,2 Miliar dalam nilai sekarang, merupakan komponen yang sangat signifikan (29,5% dari total LCC). Implikasi strategis dari temuan ini sangatlah kuat: setiap keputusan penghematan pada tahap investasi awal (CAPEX), misalnya dengan memilih material yang lebih murah namun kurang tahan lama, berisiko menjadi bumerang yang menyebabkan pembengkakan OPEX di masa depan. Di lokasi yang sulit dijangkau seperti Papua, di mana biaya untuk mobilisasi satu tim pemeliharaan saja sudah sangat mahal, investasi pada material yang lebih andal dan minim perawatan adalah kunci untuk mencapai efisiensi jangka panjang yang sesungguhnya.

## Kriteria Kelayakan Proyek dan Faktor Penentu Biaya

### A. Kriteria Kelayakan Pekerjaan dari Sisi Ekonomi

Kelayakan suatu pekerjaan konstruksi jaringan distribusi listrik diukur dari seberapa jauh proyek tersebut dapat memberikan manfaat ekonomi dibandingkan dengan biaya yang ditimbulkan. Dalam penelitian ini, metode Cost Benefit Analysis (CBA) digunakan sebagai instrumen utama. Kriteria ekonomi dapat dilihat dari tiga parameter utama:

1. Net Present Value (NPV) – menunjukkan nilai bersih sekarang dari semua aliran kas masuk dan keluar. Apabila  $NPV > 0$ , proyek layak secara ekonomi karena manfaat finansial lebih besar daripada biayanya. Sebaliknya, jika  $NPV < 0$  maka proyek tidak layak secara finansial.
2. Benefit Cost Ratio (BCR) – menggambarkan perbandingan antara manfaat dengan biaya.  $BCR > 1$  menandakan proyek menguntungkan secara ekonomi, sedangkan  $BCR < 1$  menunjukkan bahwa biaya lebih besar dari manfaat yang diperoleh.
3. Internal Rate of Return (IRR) – mencerminkan tingkat pengembalian internal proyek. Proyek dinyatakan layak jika IRR lebih tinggi dari tingkat bunga atau social discount rate yang ditetapkan.

Dalam kasus Distrik Ibele, hasil perhitungan menunjukkan NPV negatif, IRR hanya 1,48%, dan  $BCR < 1$ . Artinya, secara finansial proyek tidak menghasilkan keuntungan langsung. Namun, perlu dicatat bahwa kriteria ekonomi pada proyek listrik di wilayah 3T tidak bisa hanya diukur dengan indikator finansial. Banyak manfaat non-finansial (akses pendidikan, kesehatan, pengembangan usaha kecil) yang secara substansial meningkatkan nilai sosial proyek, meskipun tidak tercermin pada angka keuntungan moneter.

### B. Kriteria Kelayakan Pekerjaan dari Sisi Teknis

Selain aspek ekonomi, keberhasilan suatu proyek juga sangat ditentukan oleh aspek teknis. Dalam konteks pembangunan jaringan distribusi di Papua pegunungan, kriteria teknis meliputi:

1. Keandalan Sistem (System Reliability) – jaringan harus mampu menyalurkan listrik secara berkesinambungan dengan gangguan minimal. Hal ini ditentukan oleh kualitas material (tiang, kabel, trafo, isolator) serta metode konstruksi.
2. Keselamatan Kerja dan Operasi (Safety) – setiap komponen harus memenuhi standar K3 (Keselamatan dan Kesehatan Kerja) serta standar PLN untuk mencegah kecelakaan akibat listrik.
3. Kesesuaian dengan Standar dan Spesifikasi – material yang digunakan harus sesuai dengan SPLN (Standar PLN) dan standar internasional, misalnya IEC untuk kabel dan trafo.

4. Kemudahan Pemeliharaan – sistem distribusi harus dirancang agar mudah diperiksa, diperbaiki, dan dipelihara, mengingat kondisi geografis sulit akan mempersulit akses teknisi di kemudian hari.

Dengan demikian, proyek dapat dinilai layak secara teknis apabila memenuhi syarat keandalan, keamanan, kesesuaian standar, serta kemudahan pemeliharaan, meskipun dari sisi ekonomi murni proyek ini tidak menguntungkan.

## KESIMPULAN

1. Komponen biaya terbesar dalam pekerjaan pemasangan jaringan distribusi listrik di wilayah geografis ekstrem seperti Distrik Ibele adalah biaya jasa pemasangan yang mencapai hingga 71,5% dan biaya jasa pengangkutan material sebesar 32,7%. Kedua komponen ini merupakan faktor non-teknis yang paling dominan, terutama disebabkan oleh medan yang berat, akses yang sulit, dan tantangan logistik di wilayah pegunungan Papua.
2. Analisis menggunakan *Cost Benefit Analysis (CBA)* menunjukkan bahwa proyek distribusi listrik di Distrik Ibele tidak layak secara finansial dengan nilai NPV -Rp 1,39 miliar, IRR 1,48%, dan BCR 0,645. Sementara itu, pendekatan *Life Cycle Costing (LCC)* mengungkapkan bahwa total biaya kepemilikan (TCO) mencapai 144% dari investasi awal, menandakan beban operasional jangka panjang yang sangat tinggi. Efisiensi proyek hanya dapat dicapai melalui pendekatan jangka panjang dan strategi logistik yang terintegrasi, bukan sekadar menekan biaya awal (CAPEX).
3. Untuk mencapai efisiensi biaya optimal pada proyek distribusi listrik di wilayah 3T, diperlukan pergeseran fokus dari sekadar menekan biaya awal (CAPEX) menjadi pengelolaan biaya siklus hidup proyek (*Life Cycle Costing*), yang berarti memilih material dengan durabilitas tinggi untuk menjamin keandalan jangka panjang di medan ekstrem. Ini harus didukung oleh perencanaan logistik yang presisi untuk meminimalkan disrupsi dan biaya tak terduga, serta pemberdayaan tenaga kerja lokal yang memahami kondisi lapangan, sehingga secara sinergis menciptakan sistem kelistrikan yang berkelanjutan dan efisien secara menyeluruh.

## REFERENSI

- Amba, M. I., & Dalimi, R. (2023). Economic analysis of hybrid power plant (solar–diesel) on Kawaluso Island, North Sulawesi. *Journal of EECCIS: Electrical, Electronic, Communication, Controls and Informatics Systems*, 17(1), 13–21. <https://doi.org/10.21776/jeeccis.v17i1.1633>
- Andriani, D., Kismantoro, R., & Wibowo, D. J. (n.d.). Cost–benefit analysis of micro hydro power plant in Tanjung Tiga Village, South Sumatra, Indonesia.
- Belli, P., Anderson, J., Barnum, H., Dixon, J., & Tan, J.-P. (1998). *Operational core services network learning and leadership center*.
- Bruno, M., Marchi, M., Ermini, N., Niccolucci, V., & Pulselli, F. M. (2023). Life cycle assessment and cost–benefit analysis as combined economic–environmental assessment tools: Application to an anaerobic digestion plant. *Energies*, 16(9), 3686. <https://doi.org/10.3390/en16093686>
- Electrifying economies: Detailed cost models and benchmarks comparing costs of an integrated approach versus pure grid extension. (n.d.).
- Mursanti, E., & Tumiwa, F. (n.d.). *Strategi penyediaan akses listrik di perdesaan dan daerah terpencil di Indonesia*.
- Pandyaswargo, A. H., Wibowo, A. D., Maghfiroh, M. F. N., & Onoda, H. (2023). Life cycle cost of mobility electrification with renewable energy in an off-grid rural area: The Karya Jadi village case in Indonesia. In *Advances in Mechanical Engineering*,

- Industrial Informatics and Management (AMEIIM2022)* (p. 060005).  
<https://doi.org/10.1063/5.0164088>
- Prasetyo, R. F., & Amanda, S. R. (2023). Analisis life cycle cost (LCC) terhadap keputusan renovasi atau pembongkaran (studi kasus: Gedung X). *Indonesian Journal of Construction Engineering and Sustainable Development (CESD)*, 6(1), 33–40.  
<https://doi.org/10.25105/cesd.v6i1.17154>
- Sugiyono, A., et al. (2024). Transitioning from coal to solar: A cost–benefit analysis for sustainable power generation in Indonesia. *AIMS Energy*, 12(1), 152–166.  
<https://doi.org/10.3934/energy.2024007>
- Veldhuis, A. J., & Reinders, A. H. M. E. (2015). Reviewing the potential and cost-effectiveness of off-grid PV systems in Indonesia on a provincial level. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 52, 757–769. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.07.126>
- Weinand, J. M., et al. (2022). Global LCOEs of decentralized off-grid renewable energy systems. *arXiv*. <https://doi.org/10.48550/arXiv.2212.12742>
- Yin, R. K. (2018). *Case study research and applications: Design and methods* (6th ed.). SAGE.
- Yuan, X., et al. (2021). Life cycle cost of electricity production: A comparative study of coal-fired, biomass, and wind power in China. *Energies*, 14(12), 3463.  
<https://doi.org/10.3390/en14123463>
- Yuwanto, T. (2017). Analisis tekno ekonomi biaya CAPEX dan OPEX implementasi jaringan long term evolution area Banten. *Jurnal Telekomunikasi dan Komputer*, 8(1), 1.  
<https://doi.org/10.22441/incomtech.v8i1.2142>.