

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Penelitian yang Relevan

Beberapa penelitian terdahulu yang relevan dengan topik ini menyoroti hubungan antara harga energi, biaya operasional, efisiensi pembangkitan, dan pendapatan operasional pada sektor ketenagalistrikan, serta pengaruh transisi energi dan integrasi energi baru terbarukan (EBT) terhadap struktur biaya dan kinerja keuangan perusahaan listrik. Bagian ini menyajikan rangkuman penelitian sebelumnya yang telah dipublikasikan, meliputi topik, metode, hasil, serta relevansinya terhadap penelitian ini.

2.1.1 Komponen biaya (CAPEX/OPEX/produksi) → BPP/LCOE PLTS

Kajian mengenai komponen biaya pembangkitan Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) merupakan fondasi penting dalam memahami dinamika keekonomian energi baru terbarukan di Indonesia. Komponen biaya seperti *capital expenditure (CAPEX)*, *operational expenditure (OPEX)*, biaya sistem pendukung (*Balance of System/BOS*), efisiensi produksi energi, serta biaya modal (*cost of capital*) berperan langsung dalam menentukan nilai *Levelized Cost of Electricity (LCOE)* dan Biaya Pokok Penyediaan (BPP) listrik yang menjadi acuan utama operator sistem ketenagalistrikan. Penurunan biaya modul surya secara global memang memperbaiki daya saing PLTS, tetapi faktor-faktor lokal seperti kebijakan net-metering, struktur tarif listrik PLN yang masih disubsidi, profil iradiasi yang bervariasi antarwilayah, risiko pembiayaan, dan skala proyek menyebabkan nilai *LCOE* PLTS sangat heterogen di Indonesia. Penelitian berikut memberikan gambaran detail mengenai bagaimana *CAPEX*, *OPEX*, dan karakteristik produksi membentuk struktur biaya PLTS pada berbagai skala, mulai dari rumah tangga, institusional, hingga pembangkit listrik skala utilitas.

Penelitian yang dilakukan oleh Pramadya dan Kim (2024) berfokus pada analisis techno-economic sistem PLTS atap berkapasitas 2 kWp yang dipasang pada rumah tangga di Jakarta, Denpasar, dan Kupang. Mereka menggunakan perangkat lunak *System Advisor Model (SAM)* untuk mensimulasikan performa energi dan menghitung parameter ekonomi seperti *LCOE*, *Net Present Value (NPV)*, *Payback Period (PBP)*, dan *Profitability Index (PI)*. Hasil penelitian menunjukkan bahwa nilai *LCOE* PLTS atap masih berada di atas tarif listrik PLN, yang secara struktural memang relatif rendah akibat

adanya subsidi energi. Dalam kondisi ini, *NPV* dihitung negatif pada seluruh lokasi, berkisar antara -975 hingga -424 USD, sementara periode pengembalian investasi berada pada rentang 10,3 hingga 12,5 tahun. Melalui analisis sensitivitas, Pramadya dan Kim mengidentifikasi bahwa skema net-metering yang berlaku saat ini belum memberikan insentif ekonomi yang memadai, sehingga diperlukan penyesuaian kebijakan seperti pemberian insentif pemasangan sebesar 20 persen atau peningkatan tarif ekspor listrik net-metering sebesar 40 persen untuk membuat proyek PLTS atap layak secara finansial. Hasil ini memperlihatkan bahwa pada skala kecil, *CAPEX* menjadi penghambat utama keekonomian PLTS.

Penelitian Langer *et al.* (2023) melakukan analisis mendalam terhadap potensi teknis, sosial-ekonomi, dan potensi bankable untuk PLTS skala utilitas di seluruh Indonesia. Menggunakan analisis geospasial dan integrasi pendekatan project finance, penelitian ini menggabungkan variabel iradiasi, ketersediaan lahan, biaya modal, risiko kredit, dan parameter ekonomi seperti *NPV*, *IRR*, dan *Debt Service Coverage Ratio (DSCR)*. Hasil penelitian memperlihatkan bahwa meskipun potensi teknis PLTS mencapai 12.200 TWh per tahun—jumlah yang jauh melampaui kebutuhan nasional—potensi bankable yang benar-benar layak dibiayai oleh lembaga keuangan hanya mencapai 16 TWh per tahun, atau sekitar 3,6 persen dari permintaan listrik Indonesia pada 2030. Kesenjangan besar antara potensi teknis dan *bankable* ini terjadi karena tarif listrik yang rendah, keterbatasan akses lahan yang bebas konflik, serta tingginya risiko finansial yang dipersepsikan oleh lembaga perbankan. Dalam skenario penerapan *feed-in tariff (FiT)* 11,5 sen dolar per kWh dan penghapusan sementara pembatasan impor modul, potensi bankable meningkat menjadi 23 TWh per tahun. Penelitian ini menyimpulkan bahwa struktur *CAPEX* PLTS utilitas di Indonesia sangat dipengaruhi oleh komponen non-teknis seperti perizinan, risiko negara, dan biaya pendanaan, sehingga strategi penurunan *LCOE* PLTS tidak cukup hanya dengan menurunkan biaya modul tetapi juga harus memperbaiki ekosistem investasi dan kebijakan.

Silalahi *et al.* (2021) memperkuat gambaran bahwa Indonesia memiliki potensi energi surya yang sangat besar. Mereka menganalisis potensi PLTS yang meliputi *rooftop PV*, *ground mounted PV*, *floating PV* pada waduk dan laut yang relatif tenang, *agrovoltatics*, hingga pemanfaatan lahan bekas tambang. Studi ini memperkirakan bahwa Indonesia memiliki potensi produksi listrik PLTS lebih dari 200.000 TWh per tahun,

terutama dari floating solar di kawasan perairan yang stabil. Penurunan biaya modul secara drastis dalam satu dekade terakhir disertai peningkatan efisiensi konversi dan turunnya biaya Balance of System membuat PLTS semakin kompetitif dan berpotensi menggantikan pembangkit berbahan bakar fosil pada skala besar. Melalui analisis ini terlihat jelas bahwa biaya investasi PLTS dapat ditekan secara signifikan apabila proyek dibangun dalam skala utilitas, karena besarnya pengaruh ekonomi skala terhadap penurunan *CAPEX* per kWp dan *OPEX* per tahun. Dengan demikian, Silalahi *et al.* menegaskan bahwa pada level sistem kelistrikan nasional, PLTS memiliki potensi nyata untuk menurunkan BPP apabila integrasi jaringan dan pengembangan penyimpanan energi dilaksanakan secara efektif.

He *et al.* (2024) membandingkan PLTS *residential* dan utilitas dengan metode analisis siklus hidup. Mereka yang mengembangkan kerangka evaluasi ekonomi berbasis analisis siklus hidup (*life-cycle cost analysis*). Studi ini tidak hanya memperhitungkan *CAPEX* dan *OPEX*, tetapi juga memasukkan variabel biaya perizinan, biaya operasi dan pemeliharaan jangka panjang, biaya pembongkaran atau decommissioning, hingga biaya lingkungan. Penelitian ini menunjukkan bahwa PLTS skala utilitas secara umum memiliki *Internal Rate of Return (IRR)* yang lebih tinggi dan periode pengembalian investasi yang lebih cepat dibandingkan PLTS rumah tangga, terutama karena perbedaan drastis dalam struktur *CAPEX* dan efisiensi biaya pemasangan. Pada beberapa wilayah seperti Texas, PLTS utilitas dapat mencapai *breakeven* dalam waktu sekitar tujuh tahun, sedangkan untuk proyek residensial bisa lebih dari sepuluh tahun. Penelitian ini juga menyoroti peran sistem penyimpanan energi (*Battery Energy Storage System/BESS*) yang dapat meningkatkan pemanfaatan energi PLTS rumah tangga hingga 50 persen, tetapi pada saat yang sama meningkatkan *CAPEX* secara signifikan sehingga mempengaruhi *LCOE* secara keseluruhan.

Vatankhah Ghadim *et al.* (2025) Membahas lebih luas tren penurunan *CAPEX* dan *LCOE* secara global, yang melakukan meta-analisis terhadap lebih dari 40 studi proyeksi biaya energi terbarukan. Hasil penelitian menunjukkan bahwa sebagian besar proyeksi biaya PLTS yang dibuat pada dekade sebelumnya cenderung terlalu pesimistis. Dalam realitas, biaya modul, inverter, dan komponen *BOS* mengalami penurunan jauh lebih cepat, sebagian besar dipengaruhi oleh pertumbuhan kapasitas produksi global, inovasi material, efisiensi rantai pasok, dan meningkatnya permintaan pasar internasional.

Penelitian ini menemukan bahwa sebagian besar proyeksi tahun 2050 untuk *CAPEX* PLTS utilitas masih lebih tinggi dibandingkan biaya yang sudah tercapai saat ini. Perbedaan ini mengindikasikan bahwa banyak model proyeksi menggunakan tingkat diskonto (*discount rate*) yang tidak mencerminkan kondisi pasar aktual, serta sering mengabaikan faktor-faktor seperti penurunan *soft costs* dan variasi risiko negara. Temuan ini penting bagi Indonesia karena menunjukkan bahwa jika proyeksi biaya diperbarui dengan data aktual, PLTS berpotensi mengalami penurunan *LCOE* lebih cepat, memperkuat peluang penurunan BPP sistem PLN.

Kajian mendalam mengenai variasi geografis biaya PLTS di Indonesia dilakukan oleh Veldhuis dan Reinders (2013) yang menganalisis potensi PLTS *grid-connected* di tingkat provinsi. Penelitian mereka memperhitungkan iradiasi harian, rasio elektrifikasi, kapasitas jaringan, dan biaya pembangkitan konvensional sebagai pembanding. Hasilnya menunjukkan bahwa wilayah-wilayah seperti Papua, Maluku, dan Nusa Tenggara Timur memiliki nilai *LCOE* PLTS yang lebih rendah dibandingkan BPP pembangkitan lokal yang sebagian besar masih bergantung pada pembangkit diesel. Ini menunjukkan bahwa PLTS berpotensi menjadi alternatif yang sangat ekonomis untuk daerah dengan biaya pembangkitan fosil yang tinggi. Penelitian ini mempertegas bahwa perbedaan kualitas sumber daya matahari dan struktur biaya lokal membuat nilai *LCOE* PLTS sangat bervariasi antarwilayah Indonesia.

Analisis pada skala institusi dilakukan oleh Iriyanto *et al.* (2025) melalui studi kelayakan PLTS atap di Gedung Pascasarjana Universitas Papua. Dengan menggunakan Helioscope untuk mensimulasikan kondisi radiasi matahari, shading, dan desain sistem, penelitian ini menemukan bahwa PLTS berkapasitas kecil (14 panel 320 Wp) menghasilkan sekitar 5.660 kWh per tahun, yang hanya memenuhi sekitar 19 persen total konsumsi listrik gedung. Investasi yang dibutuhkan mencapai Rp137 juta dengan penghematan sekitar Rp9,6 juta per tahun, sehingga periode pengembalian investasi mencapai lebih dari 14 tahun. Hal ini menegaskan bahwa untuk skala institusional kecil, *CAPEX* per kWp relatif tinggi dan tarif listrik yang rendah menghambat kelayakan finansial PLTS, meski secara teknis sistem bekerja dengan baik.

Tarigan (2023) melakukan analisis finansial PLTS atap di Indonesia dengan pendekatan teoritis dan simulasi numerik. Menggunakan asumsi umum seperti masa pakai sistem 20 tahun, biaya pemeliharaan tahunan 2 persen dari total *CAPEX*, dan nilai

capacity utilization factor (CUF) sebesar 20 persen, penelitian ini menyusun formula biaya listrik (*unit cost of electricity*) yang menggabungkan *CAPEX*, *OPEX*, dan produksi energi. Hasil kajian menunjukkan bahwa PLTS atap dapat menghasilkan biaya listrik yang mendekati kompetitif jika biaya modul terus turun dan *CUF* mencapai nilai optimal. Namun, penelitian ini juga mencatat bahwa sensitivitas terhadap *CAPEX* sangat tinggi, sehingga keberadaan subsidi, insentif fiskal, atau skema pembiayaan ringan menjadi sangat penting untuk meningkatkan keekonomian PLTS atap.

Delapan penelitian ini menegaskan bahwa struktur biaya PLTS yang mencakup *CAPEX*, *OPEX*, biaya modal, dan potensi produksi energi sangat menentukan nilai keekonomian PLTS. PLTS skala utilitas memiliki potensi terbesar dalam menurunkan BPP nasional, sementara PLTS atap masih menghadapi tantangan biaya yang signifikan. Pemahaman mengenai dinamika biaya PLTS ini sangat penting untuk menganalisis pengaruh pengoperasian pembangkit EBT terhadap biaya operasional, biaya pembangkitan, dan pendapatan operasional PLN.

2.1.2 Faktor geografis/lokasi (iradiasi, iklim, topografi) → variasi BPP

Faktor geografis merupakan salah satu determinan paling penting dalam menentukan kinerja teknis, produksi energi, dan keekonomian Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS). Variasi kondisi lingkungan, seperti tingkat iradiasi matahari, temperatur udara, kelembapan, kecepatan angin, topografi, kondisi atmosfer, serta keberadaan debu dan polutan, dapat memengaruhi output energi tahunan dan efisiensi panel surya secara signifikan. Dalam konteks Indonesia yang bersifat kepulauan dan memiliki karakter iklim yang sangat beragam, pengaruh faktor geografis menjadi krusial karena berdampak langsung terhadap nilai *Levelized Cost of Electricity (LCOE)* dan Biaya Pokok Penyediaan (BPP). Pembangunan PLTS dalam sistem kelistrikan yang luas seperti PLN harus mempertimbangkan karakteristik lokasi secara teliti agar menghasilkan energi secara optimal dengan biaya yang kompetitif. Bagian ini membahas lima penelitian penting yang mengkaji keterkaitan faktor geografis dengan kinerja PV dan dampaknya terhadap variasi biaya pembangkitan listrik.

Penelitian yang dilakukan oleh Bamisile *et al.* (2025) menyoroti pengaruh faktor lingkungan terhadap output daya sistem *fotovoltaik*. Studi ini menguji hubungan antara iradiasi matahari, temperatur udara, kelembapan relatif, kecepatan angin, serta kondisi atmosfer lainnya terhadap performa panel *PV*. Melalui analisis statistik multivariat

berbasis data jangka panjang, penelitian ini menemukan bahwa iradiasi merupakan variabel yang paling berpengaruh terhadap produksi energi harian. Namun, temperatur udara menunjukkan hubungan negatif yang kuat terhadap efisiensi, di mana meningkatnya temperatur menyebabkan penurunan tegangan dan daya output panel. Di sisi lain, angin memberikan efek pendinginan yang dapat mereduksi dampak kenaikan temperatur. Hasil penelitian menunjukkan bahwa kondisi ekstrem seperti temperatur tinggi atau kelembapan berlebih dapat menyebabkan penurunan output energi sebesar 15 hingga 25 persen. Temuan ini menggarisbawahi pentingnya memasukkan variabel iklim lokal dalam perhitungan kinerja tahunan dan simulasi keekonomian PLTS, terutama di negara tropis seperti Indonesia yang memiliki variabilitas iklim sangat tinggi.

Kajian Dalapati *et al.* (2023) memperluas perspektif geografis dengan menganalisis potensi energi surya di kawasan ASEAN, termasuk Indonesia. Penelitian ini mengidentifikasi pola iradiasi menggunakan data *Global Horizontal Irradiance (GHI)* dari ratusan stasiun cuaca serta mengevaluasi tantangan produksi listrik surya di wilayah tropis. Studi ini menunjukkan bahwa sebagian besar wilayah ASEAN menerima *GHI* tahunan berkisar 1.400 hingga 1.800 kWh/m², menjadikannya sangat potensial untuk pengembangan PLTS. Namun demikian, topografi yang beragam, tingginya tutupan awan musiman, serta kelembapan ekstrem menjadi faktor pembatas. Berdasarkan peta iradiasi yang disajikan dalam artikel, wilayah Nusa Tenggara, Sulawesi Selatan, dan sebagian Kalimantan merupakan area dengan potensi iradiasi terbaik di Indonesia. Variasi kondisi geografis ini menghasilkan perbedaan keekonomian yang signifikan, di mana nilai *LCOE* dapat berbeda hingga 10–25 persen antarwilayah. Studi ini menekankan bahwa meskipun potensi teknis PLTS di kawasan tropis tinggi, performanya sangat tergantung pada kondisi atmosfer lokal yang memengaruhi tingkat radiasi efektif yang diterima panel.

Penelitian penting lainnya dilakukan oleh Prastawa *et al.* (2024) yang secara khusus mengkaji dampak geografis terhadap intermitensi PLTS di Jawa, Madura, dan Bali. Studi ini menggunakan 54 titik pengukuran iradiasi real-time yang tersebar di berbagai lokasi dengan karakteristik geografis berbeda, dan menganalisis variabilitas radiasi menggunakan pendekatan *Power Spectral Density (PSD)*. Hasil penelitian menunjukkan bahwa penyebaran lokasi PLTS secara geografis dapat secara signifikan mengurangi intermitensi output daya hingga 37–78 persen, tergantung frekuensi variabilitas. Ketika semua lokasi dikombinasikan, intermitensi agregat hanya sekitar 3

persen, yang menunjukkan bahwa variasi cuaca pada satu titik dapat dikompensasi oleh kondisi lebih stabil pada titik lain. Temuan ini sangat relevan bagi sistem kelistrikan PLN, karena penurunan intermitensi berarti biaya balancing sistem dapat ditekan, kapasitas *hosting network* meningkat, dan keekonomian PLTS dalam sistem jaringan menjadi lebih baik. Penelitian ini juga memperkirakan bahwa penyebaran lokasi PLTS memungkinkan sistem Jamali menampung kapasitas PLTS baru hingga 6,67 GW tanpa menyebabkan instabilitas jaringan.

Aspek lain dari faktor geografis diteliti oleh Al-Ghezi *et al.* (2022) yang mengkaji pengaruh temperatur dan iradiasi terhadap performa panel *PV* di Irak, daerah yang memiliki suhu ekstrem. Meskipun tidak berada di kawasan tropis basah seperti Indonesia, hasil penelitian ini sangat relevan karena beberapa wilayah Indonesia, terutama kawasan timur, juga memiliki iklim panas kering. Penelitian ini menggunakan pemodelan *PVsys* dan eksperimen lapangan untuk mengukur perubahan parameter listrik panel polikristalin di bawah variasi iradiasi dan temperatur. Hasilnya menunjukkan bahwa setiap kenaikan temperatur sebesar 1°C dapat menyebabkan penurunan daya sebesar 0,489 persen dan penurunan efisiensi sebesar 0,586 persen. Dalam kondisi panas ekstrem, panel surya dapat mengalami penurunan output hingga 20–25 persen dibandingkan kondisi standar. Penelitian ini menegaskan bahwa temperatur merupakan faktor penentu performa PLTS dan harus diperhitungkan dalam desain sistem, pemilihan modul, serta analisis keekonomian terutama di daerah-daerah panas seperti NTT atau wilayah pesisir Indonesia.

Penelitian terakhir dalam kelompok ini adalah kajian sistematis Abuzaid *et al.* (2022) yang meninjau 278 studi mengenai dampak akumulasi debu (*soiling*) pada panel *PV*. Topik penelitian ini berfokus pada bagaimana debu, polutan, kelembapan, dan kondisi atmosfer lainnya membentuk lapisan yang mengurangi transmisi cahaya dan efisiensi panel surya. Kajian ini menunjukkan bahwa penurunan output akibat debu sangat bervariasi, mulai dari 5 hingga 40 persen, bahkan mencapai lebih dari 80 persen pada wilayah berdebu atau tercemar polusi berat. Tabel.2.1 menguraikan perbedaan penurunan performa di berbagai negara, dan menunjukkan bahwa faktor lokal seperti angin, hujan, dan tingkat urbanisasi sangat menentukan tingkat akumulasi debu. Studi ini juga menyoroti bahwa debu yang bercampur kelembapan dapat mengeras dan menjadi lebih sulit dibersihkan, meningkatkan biaya O&M dan memengaruhi keekonomian jangka

panjang proyek PLTS. Dalam konteks Indonesia, terutama wilayah pesisir, area perkotaan padat, dan kawasan kering di Nusa Tenggara, faktor debu dan polusi merupakan variabel yang tidak dapat diabaikan dalam simulasi produksi energi dan perhitungan BPP.

Type	Country	Ref.	Perf.	Duration										
				~1 m	3 m	~100 d	4 m	5 m	6 m	1y	16 m	21 m	2y	18y
c-Si	KSA	(Adinoyi and Said 2013, Nimmo and Said 1981)	P ¹						20–50					
c-Si	Australia	(Tanesab et al. 2018, Tanesab et al. 2015, Yap, Baig, and Halawa 2014)	E				22		40	4.5				16–29
c-Si	Indonesia	(Tanesab et al. 2018)	P							8				
c-Si	Chile	(Fuentealba et al. 2015, Ferrada et al. 2015, Urrejola et al. 2016)	P									NA		
TF & c-Si	India	(Bergin et al. 2017, Bhasker and Arya 2015, Rao et al. 2014)	E										0.13–0.56	
c-Si	Jordan	(Essalaimeh, Al-Salaymeh, and Abdullat 2013, Saluos 2015)	E	17–25										35
c-Si	Pakistan	(Bashir et al. 2014, Ullah et al. 2020)	P											4–5 ²
c-Si	NA	(Comerio et al. 2021, Sulaiman et al. 2014, Zailhidee et al. 2016, Rouway et al. 2020, Jiang, Lu, and Sun 2011)	E	31–35	16–20	10–40								90
c-Si	Senegal	(Ndiaye et al. 2013)	P	54										
CSP	San Diego	(Mejia, Kleissl, and Bosch 2014)	E		0.21					18–80				
TF & c-Si	Thailand	(Ketjoy and Konyu 2014)	E					5.79–7.28						
TF & c-Si	Qatar	(Guo et al. 2015, Touati, Al-Hitmi, and Bouchech 2012)	E			10			12–24					
TF	Egypt	(ElDin et al. 2013)	E	9.86										
TF	USA	(Caron and Littmann 2012)	E	11.5										
c-Si	Belgium	(Appels et al. 2013)	E	4										
c-Si	UAE	(Al-Sabounchi, Yalyali, and Al-Thani 2013, Hachicha, Al-Sawafra, and Said 2019)	P					12.7		27				
c-Si	Iraq	(Al-Ammri, Ghazi, and Mustafa 2013, Saldan et al. 2016)	P	18.74	26									
c-Si	Spain	(Zorrilla-Casanova et al. 2011)	E							>20				
c-Si	Malaysia	(Sulaiman et al. 2011)	E											50
c-Si	Oman	(Touati, Al-Hitmi, and Bouchech 2012)	P	38.1										
c-Si	Poland	(Klugmann-Radziemska 2015)	E										25.5	

Tabel 2.1 *Quantified losses (in %) due to soiling or dust accumulation.*

Secara keseluruhan, lima penelitian tersebut menunjukkan bahwa faktor geografis memiliki pengaruh yang sangat besar terhadap kinerja teknis dan keekonomian PLTS. Iradiasi menentukan potensi produksi energi, sementara temperatur, kelembapan, debu, topografi, dan sebaran geografis lokasi memengaruhi stabilitas output serta biaya pemeliharaan sistem. Variasi geografis inilah yang menjelaskan mengapa nilai *LCOE* PLTS dapat berbeda antarwilayah, dan mengapa pengembangan PLTS dalam sistem kelistrikan PLN harus mempertimbangkan karakteristik lokasi secara detail agar dapat mencapai biaya pembangkitan yang optimal dan berkelanjutan.

2.1.3 Skala proyek (rumah tangga/komunitas/utility) & ekonomi skala

Perbedaan skala proyek PLTS baik skala rumah tangga (*residential*), komunitas (*community-scale*), hingga skala utilitas (*utility-scale*) merupakan faktor fundamental yang menentukan struktur biaya, efisiensi teknis, dan performa ekonomi sistem tenaga surya. Skala proyek tidak hanya memengaruhi besaran *CAPEX* dan *OPEX*, tetapi juga memengaruhi biaya instalasi per watt, kapasitas produksi energi, risiko intermitensi, akses pendanaan, serta kompleksitas integrasi jaringan listrik. Pada konteks transisi energi Indonesia, pemahaman mengenai perbedaan keekonomian berdasarkan skala proyek

menjadi sangat penting untuk menentukan strategi yang paling efektif dalam menurunkan BPP, meningkatkan adopsi energi surya, serta menyiapkan sistem kelistrikan yang andal dan berkelanjutan. Bagian ini menguraikan yang secara komprehensif membahas isu skala proyek dan ekonomi skala pada PLTS.

Studi He *et al.* (2024) mengembangkan sebuah kerangka komparatif ekonomi yang komprehensif untuk mengevaluasi kelayakan proyek tenaga surya skala utilitas dan skala rumah tangga menggunakan pendekatan *full life-cycle cost benefit analysis*. Penelitian ini menelaah seluruh tahapan siklus hidup PLTS mulai dari perizinan, konstruksi, operasi dan pemeliharaan, hingga pembongkaran dengan studi kasus di California, Texas, dan Tennessee. Metode yang digunakan meliputi analisis kelayakan finansial yang memanfaatkan data biaya perizinan, biaya lahan (khusus untuk skala utilitas), O&M tahunan, nilai insentif pajak federal, profil produksi energi tahunan, dan struktur harga listrik pada masing-masing wilayah. Hasil penelitian menunjukkan bahwa proyek PLTS skala utilitas menghasilkan tingkat pengembalian investasi (*IRR*) yang jauh lebih tinggi dibandingkan PLTS skala rumah tangga, dengan nilai *IRR* mencapai 0,57–0,61 di California, 0,63–0,80 di Texas, dan 0,11–0,52 di Tennessee. Selain itu, PLTS skala utilitas di Texas mencapai titik impas tercepat, yaitu pada tahun ketujuh. Penelitian ini juga menegaskan bahwa integrasi sistem penyimpanan energi (*Battery Energy Storage System/BESS*) sangat berperan dalam meningkatkan utilisasi PLTS skala rumah tangga, dengan peningkatan efisiensi hingga 50 persen. Studi ini memberikan kesimpulan penting bahwa ekonomi skala pada PLTS utilitas secara konsisten menghasilkan biaya per kWh yang lebih rendah dibandingkan PLTS skala rumah tangga, terutama melalui penurunan biaya instalasi per watt dan akses terhadap pembiayaan yang lebih efisien.

Kajian Hira dan Krishnan (2024) meninjau kebijakan energi surya dari perspektif makro untuk menentukan skala proyek yang paling ideal untuk didukung pemerintah dalam mempercepat transisi energi. Penelitian ini menggunakan pendekatan analitis terhadap isu biaya pembangkitan, dukungan beban dasar (*baseload*), intermitensi, kapasitas integrasi jaringan, serta penggunaan lahan. Dari sisi biaya, penelitian ini menunjukkan bahwa biaya *LCOE* PLTS skala utilitas jauh lebih rendah dibanding skala rumah tangga dan komersial. Data yang dikutip dalam artikel menunjukkan bahwa biaya PLTS utilitas di Amerika Serikat hanya sekitar USD 1,16/Wdc, sedangkan sistem komunitas berada pada USD 1,76/Wdc, dan sistem rumah tangga mencapai USD

2,68/Wdc. Perbedaan biaya ini sejalan dengan temuan sebelumnya yang menyatakan bahwa *LCOE* PLTS skala utilitas dapat mencapai separuh dari biaya *LCOE* PLTS skala rumah tangga. Studi ini juga menyoroti bahwa skema net-metering menimbulkan tantangan finansial bagi utilitas karena memaksa perusahaan listrik membeli listrik dari pelanggan pada jam yang tidak sesuai dengan pola permintaan puncak. Selain itu, artikel ini menegaskan bahwa proyek skala utilitas memiliki kontribusi lebih besar dalam menyediakan kapasitas beban dasar yang stabil dibandingkan PLTS *rooftop*. Secara keseluruhan, penelitian ini menyimpulkan bahwa dukungan kebijakan seharusnya lebih difokuskan pada PLTS skala utilitas, karena skala inilah yang dapat menurunkan biaya sistem secara signifikan, menyediakan kapasitas pembangkitan besar, serta memaksimalkan kontribusi energi surya terhadap bauran listrik nasional.

Penelitian Pramadya dan Kim (2024) memberikan perspektif yang berbeda dengan memfokuskan analisis pada PLTS skala rumah tangga di Indonesia. Penelitian ini menggunakan *System Advisory Model (SAM)* untuk melakukan analisis teknis dan finansial suatu sistem *rooftop* berkapasitas 2 kWp di Jakarta, Denpasar, dan Kupang. Studi ini menemukan bahwa nilai *LCOE* rooftop saat ini masih lebih tinggi dibanding harga listrik PLN, sehingga secara finansial rooftop solar belum kompetitif tanpa dukungan insentif tambahan. Nilai *net present value (NPV)* berkisar antara -USD 975 hingga -USD 424, sementara periode pengembalian modal mencapai 10,3–12,5 tahun. Namun, melalui analisis sensitivitas, penelitian ini menemukan bahwa kombinasi insentif pemasangan 20 persen dan kenaikan tarif net-metering sebesar 40 persen dapat membuat rooftop solar menjadi layak secara ekonomi di ketiga lokasi. Studi ini menekankan pentingnya kebijakan berbasis lokasi (*location-based incentives*) karena tingkat iradiasi yang berbeda antarwilayah secara signifikan memengaruhi keekonomian rooftop solar. Hal ini menunjukkan bahwa meskipun PLTS skala rumah tangga secara biaya tidak seefisien PLTS skala utilitas, skala rumah tangga tetap memiliki potensi kontribusi penting apabila kebijakan insentif dirancang secara tepat.

Penelitian oleh Muthahhari *et al.* (2024) yang menilai integrasi PLTS berdasarkan ukuran proyek dengan pendekatan optimasi *Mixed Integer Linear Programming (MILP)* untuk menentukan kapasitas optimal PLTS dalam memenuhi beban listrik 100 MW. Penelitian ini menggunakan tiga skenario profil iradiasi (rendah, sedang, tinggi) serta kombinasi kapasitas PLTS skala besar, menengah, dan rooftop. Hasil studi menunjukkan

bahwa konfigurasi optimal untuk memenuhi beban 100 MW adalah kombinasi PLTS skala besar 125 MW, skala menengah 10 MW, dan rooftop 3 MW, dengan total kapasitas 138 MW dan nilai LCOE 4,75 sen/kWh. Ketika integrasi dilakukan selama 24 jam menggunakan *BESS*, nilai *LCOE* meningkat menjadi 7,79 sen/kWh. Penelitian ini memberikan bukti kuantitatif bahwa PLTS skala besar merupakan pilihan paling optimal dari sisi biaya dan kapasitas pembangkitan, karena ekonomi skala memungkinkan biaya per kWh turun secara signifikan. Studi ini juga menegaskan bahwa PLTS rooftop memiliki kontribusi kecil terhadap total kapasitas, tetapi dapat mendukung pemerataan energi jika ditempatkan dalam konteks yang tepat.

Keempat penelitian tersebut secara konsisten menunjukkan bahwa struktur biaya PLTS sangat dipengaruhi oleh skala proyek. PLTS skala utilitas menghasilkan biaya pembangkitan paling rendah karena ekonomi skala, biaya instalasi yang lebih rendah per watt, serta penggunaan lahan yang efisien. Sebaliknya, PLTS rumah tangga menghadapi biaya awal tinggi dan bergantung pada insentif serta regulasi penunjang seperti skema *net-metering*. PLTS komunitas berada di antara keduanya tetapi tetap tidak dapat menyaingi efisiensi ekonomi skala utilitas. Secara keseluruhan, literatur akademik menunjukkan bahwa keberhasilan pengembangan PLTS dalam sistem ketenagalistrikan sangat bergantung pada strategi pemilihan skala proyek yang tepat, terutama pada konteks negara berkembang seperti Indonesia yang perlu menurunkan BPP sekaligus meningkatkan kapasitas energi terbarukan secara signifikan.

2.1.4 Integrasi penyimpanan energi (BESS) → dampak ke BPP/LCOE/LCOS

Integrasi penyimpanan energi berbasis baterai atau *Battery Energy Storage System (BESS)* semakin menjadi komponen penting dalam sistem tenaga surya modern. *BESS* berfungsi mengatasi variabilitas dan intermitensi pembangkit surya, meningkatkan stabilitas jaringan, menggeser pemanfaatan energi dari periode surplus ke periode beban puncak, serta membuka peluang efisiensi biaya operasional pada sistem kelistrikan. Pada konteks Indonesia yang memiliki target integrasi EBT tinggi dalam RUPTL serta dominasi PLTS pada rencana penambahan kapasitas, pemahaman tentang keekonomian dan kontribusi teknis *BESS* menjadi sangat krusial. Biaya baterai yang terus turun secara global, peningkatan densitas energi, dan munculnya skema bisnis baru seperti *hybrid solar-plus-storage* menjadikan teknologi ini semakin layak diterapkan pada sistem PLN. Lima penelitian berikut membahas secara mendalam berbagai aspek teknis, ekonomis,

dan kebijakan terkait integrasi *BESS* dalam proyek tenaga surya dan implikasinya terhadap biaya pembangkitan, *LCOE*, dan *LCOS*.

Kajian Chatzigeorgiou *et al.* (2024) menyajikan tinjauan komprehensif terhadap peran *BESS* dalam berbagai aplikasi end-user serta perkembangan teknologi baterai untuk sistem hybrid. Topik utama penelitian ini adalah pemetaan penggunaan *BESS* dalam manajemen energi rumah tangga, mikrogrid, industri, serta integrasi dengan PLTS. Penelitian ini menggunakan metode *systematic literature review* dengan menggabungkan ratusan penelitian terkait teknologi baterai, pemodelan *hybrid*, kendali daya, serta analisis energi. Hasil studi menunjukkan bahwa kombinasi PLTS dan *BESS* memberikan peningkatan signifikan terhadap pemanfaatan energi surya, terutama dalam meminimalkan *curtailment*, meningkatkan *self-consumption*, dan menurunkan ketergantungan pada jaringan. Namun penelitian ini juga menyoroti bahwa biaya baterai masih menjadi faktor penentu keekonomian sistem *hybrid*. Walaupun biaya investasi *BESS* mengalami penurunan 70–80% dalam satu dekade terakhir, komponen baterai tetap menyumbang antara 40–60% dari total biaya instalasi hybrid *solar-plus-storage*. Kajian ini menyimpulkan bahwa penurunan biaya baterai dalam beberapa tahun ke depan merupakan faktor kunci agar integrasi *BESS* mampu menghasilkan dampak signifikan terhadap penurunan *LCOE* dan *LCOS*.

Penelitian Li *et al.* (2023) memberikan analisis *techno-economic* komparatif yang memperbandingkan berbagai teknologi penyimpanan energi skala besar, termasuk *lithium-ion*, *redox-flow batteries*, *compressed air energy storage (CAES)*, *pumped hydro storage (PHS)*, serta hidrogen. Penelitian ini bertujuan untuk menentukan teknologi penyimpanan yang paling layak secara ekonomi berdasarkan konteks kebutuhan sistem. Metode penelitian melibatkan perhitungan *LCOS (Levelized Cost of Storage)* dengan mempertimbangkan biaya investasi, efisiensi siklus, durasi penyimpanan, biaya operasi, dan umur sistem. Hasil penelitian menunjukkan bahwa *lithium-ion* saat ini memiliki *LCOS* paling rendah untuk aplikasi jangka pendek menengah (1–4 jam), yaitu sekitar 130–240 USD/MWh. *Redox flow* lebih cocok untuk penyimpanan jangka panjang tetapi masih memiliki biaya yang lebih tinggi. Studi ini juga menegaskan bahwa teknologi *pumped hydro* tetap menjadi penyimpanan paling ekonomis untuk durasi penyimpanan besar, namun membutuhkan syarat geografis tertentu. Temuan ini sangat relevan bagi integrasi PLTS skala besar di Indonesia, di mana PLTS membutuhkan penyimpanan

jangka pendek untuk *load shifting* maupun penyimpanan jangka panjang untuk memitigasi variabilitas harian. Penelitian ini mengindikasikan bahwa *lithium-ion* adalah pilihan terbaik untuk integrasi PLTS-*BESS* saat ini dari sisi biaya dan efisiensi.

Kajian ekonomi oleh Comello dan Reichelstein (2019) berfokus pada tren penurunan biaya baterai serta implikasinya terhadap munculnya metode pembangkitan terbarukan plus penyimpanan sebagai opsi yang kompetitif. Penelitian ini menggunakan model ekonometrik untuk memproyeksikan tren biaya baterai berdasarkan enam variabel utama: kapasitas produksi global, inovasi teknis, biaya rantai pasok, biaya material, perbaikan manufaktur, dan permintaan pasar. Hasil penelitian menunjukkan bahwa baterai *lithium-ion* mengalami penurunan biaya rata-rata 20% setiap kali kapasitas manufaktur global mengganda, mengikuti *learning curve* yang hampir sejajar dengan panel PV. Berdasarkan model tersebut, *LCOE* sistem *solar-plus-storage* diproyeksikan menjadi kompetitif untuk pasar global beberapa tahun setelah 2020, terutama untuk sistem beban puncak. Studi ini sangat penting karena memberikan dasar teoritis bahwa keberlanjutan penurunan biaya baterai akan membuat PLTS-*BESS* menjadi pembangkit dengan biaya rendah di masa depan. Implikasi pada sistem kelistrikan PLN adalah potensi besar untuk menggantikan pembangkit diesel mahal di wilayah terisolasi apabila PLTS dipasangkan dengan *BESS*.

Penelitian teknis-ekonomis oleh Vivas *et al.* (2021) berfokus pada optimasi sistem *solar-plus-battery* dalam berbagai skenario beban dan iradiasi menggunakan perangkat lunak HOMER Pro. Penelitian ini memodelkan efisiensi energi, degradasi baterai, kapasitas penyimpanan, serta pengaruh ukuran PLTS terhadap performa sistem *hybrid*. Hasil penelitian menunjukkan bahwa integrasi baterai dapat meningkatkan utilisasi energi hingga 30–50 persen dan menurunkan *renewable energy curtailment* secara signifikan. Namun demikian, peningkatan kapasitas baterai meningkatkan biaya *LCOS*, sehingga ukuran optimal *BESS* harus dihitung dengan pendekatan *cost-benefit*. Studi ini juga menunjukkan bahwa PLTS-*BESS* mampu menurunkan biaya operasi tahunan pembangkit diesel secara drastis dalam sistem terpencil. Temuan ini sangat relevan dengan konteks Indonesia yang memiliki ratusan sistem kelistrikan kecil (*isolated grids*), terutama di kawasan timur.

Penelitian Do *et al.* (2025) menjadi salah satu studi paling dekat dengan konteks Indonesia karena menganalisis keekonomian PLTS-*BESS* pada sebuah provinsi tropis, yaitu Binh Phuoc di Vietnam. Penelitian ini mengkaji tiga konfigurasi: PLTS saja, PLTS dengan *BESS* 2 jam, dan PLTS dengan *BESS* 4 jam. Metode penelitian menggunakan analisis *NPV*, *IRR*, *LCOE*, serta *LCOS* dengan memperhitungkan biaya investasi, kapasitas penyimpanan, efisiensi siklus, dan biaya pemeliharaan tahunan. Hasil penelitian menunjukkan bahwa penerapan *BESS* meningkatkan biaya investasi secara signifikan dan menaikkan *LCOE*, di mana konfigurasi PLTS saja memiliki *LCOE* 5,42 sen/kWh, PLTS+*BESS* 2 jam sebesar 8,05 sen/kWh, dan PLTS+*BESS* 4 jam sebesar 10,31 sen/kWh. Namun demikian, integrasi *BESS* meningkatkan keandalan suplai, mengurangi load shedding, dan meningkatkan nilai sistem dalam jangka panjang. Studi ini menunjukkan bahwa penggunaan *BESS* paling optimal ketika harga baterai menurun atau ketika sistem listrik mengalami *peak load* tinggi yang membutuhkan *load shifting*. Penelitian ini memberikan gambaran bahwa meskipun *BESS* meningkatkan *LCOE* di awal, manfaat operasionalnya dalam menurunkan biaya sistem secara keseluruhan tetap signifikan apabila konteks jaringan diperhitungkan.

Secara keseluruhan, lima penelitian tersebut menunjukkan bahwa integrasi *BESS* merupakan komponen esensial dalam meningkatkan kinerja dan keekonomian PLTS baik pada skala sistem terkoneksi maupun sistem terisolasi. Meskipun integrasi baterai pada proyek PLTS umumnya meningkatkan nilai *LCOE* dan *LCOS* pada tahap awal investasi, manfaat jangka panjang berupa peningkatan keandalan, pengurangan biaya operasi, penurunan *curtailment*, serta peningkatan utilisasi energi surya dapat menghasilkan efisiensi sistem secara keseluruhan. Dalam konteks PLN, teknologi *BESS* memiliki potensi besar untuk menurunkan BPP terutama pada sistem diesel, memperkuat interkoneksi, serta memaksimalkan pemanfaatan energi surya dalam rangka mencapai target bauran EBT nasional. Bagian ini menjadi dasar penting dalam memahami bagaimana peran *BESS* dapat diintegrasikan secara optimal ke dalam sistem pembangkitan PLN untuk mencapai biaya penyediaan energi yang lebih efisien dan berkelanjutan.

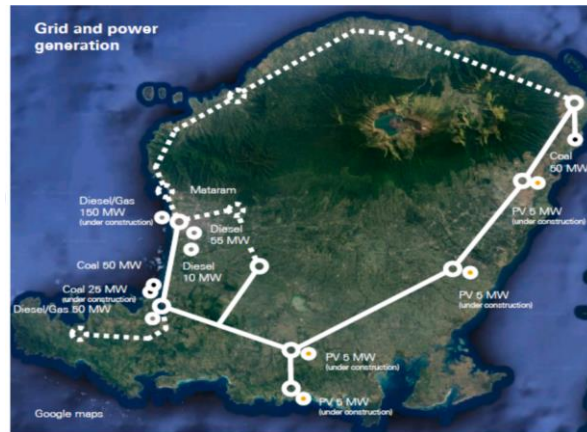
2.1.5 Sistem terisolasi / mikrogrid (Papua, kepulauan) → implikasi BPP

Sistem kelistrikan terisolasi atau *isolated power systems* merupakan salah satu tantangan besar dalam penyediaan energi di Indonesia, terutama pada kawasan Papua,

Maluku, Nusa Tenggara, dan ratusan pulau kecil lainnya. Tidak seperti sistem interkoneksi besar di Jawa–Bali atau Sumatra, sistem terisolasi tidak terhubung dengan jaringan transmisi utama sehingga seluruh kebutuhan energi harus dipenuhi dari pembangkit lokal. Selama ini, pembangkit diesel menjadi tulang punggung penyediaan listrik di daerah tersebut, namun biaya operasi yang tinggi, ketergantungan terhadap pasokan BBM yang tidak stabil, dan emisi karbon yang signifikan menimbulkan tekanan ekonomi yang cukup besar terhadap PLN. Kondisi geografis kepulauan, ketergantungan pada transportasi laut, serta kerentanan terhadap cuaca ekstrem semakin memperbesar biaya rantai pasok bahan bakar. Dalam banyak kasus, BPP di pulau kecil dan daerah terisolasi dapat mencapai nilai yang sangat tinggi, yaitu antara Rp3.000 hingga lebih dari Rp7.000 per kWh, jauh di atas BPP nasional. Hal ini membuka peluang besar bagi penerapan PLTS, PLTB, dan sistem hibrida yang dilengkapi mikrogrid sebagai solusi utama elektrifikasi dan penurunan biaya penyediaan energi. Empat penelitian berikut membahas secara komprehensif potensi, tantangan, metode perencanaan, serta analisis ekonomi dari pengembangan mikrogrid EBT di daerah terisolasi, khususnya di kawasan kepulauan Indonesia.

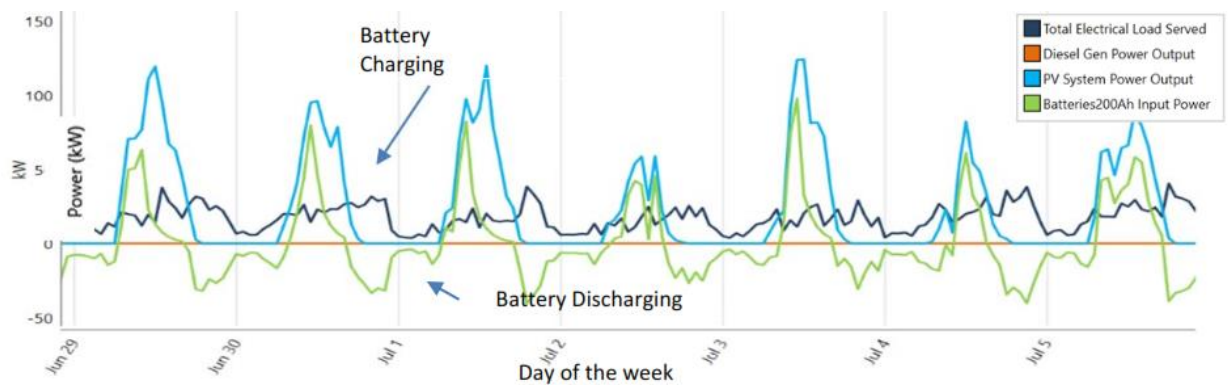
Penelitian oleh Ali *et al.* (2025) menempatkan konteks mikrogrid dalam skenario nyata, yakni kebutuhan energi di Lombok yang rentan terhadap bencana alam. Topik utama penelitian adalah bagaimana mikrogrid berbasis energi terbarukan dapat meningkatkan ketahanan energi (*energy resilience*) pada daerah rawan bencana. Studi ini menggunakan pendekatan *mixed-method*, yaitu kombinasi analisis spasial, simulasi teknis menggunakan *microgrid modeling tools*, dan wawancara pemangku kepentingan setempat. Melalui peta kerentanan bencana dan analisis kebutuhan energi kritis seperti rumah sakit, pusat pemerintahan, dan fasilitas evakuasi penelitian ini merancang sistem mikrogrid hybrid PLTS–baterai–diesel. Hasil simulasi menunjukkan bahwa integrasi PLTS dan *BESS* mampu mengurangi konsumsi bahan bakar diesel hingga 60–78 persen, sementara *reliability index* sistem meningkat signifikan, terutama pada kondisi *grid outage* yang sering terjadi pascabencana. Gambar 2.1 peta pada studi ini menunjukkan konsentrasi lokasi kritis di Lombok Barat dan Lombok Utara yang sangat membutuhkan mikrogrid mandiri. Penelitian ini menegaskan bahwa meskipun investasi awal mikrogrid lebih tinggi daripada sistem diesel murni, manfaat jangka panjang berupa peningkatan ketahanan energi, pengurangan biaya operasi tahunan, serta penurunan emisi menjadikan

mikrogrid EBT sangat relevan bagi kawasan kepulauan Indonesia. Studi ini memberikan bukti kuat bahwa sistem mikrogrid bukan sekadar alternatif teknis, tetapi paradigma baru ketahanan energi di wilayah rentan bencana.



Gambar 2.1. Lombok Island Power Grid

Studi Syafii *et al.* (2021) memberikan analisis kelayakan ekonomi mikrogrid hybrid untuk pulau-pulau terpencil di Indonesia melalui perbandingan antara sistem PV diesel hybrid dan sistem *wind–diesel hybrid*. Menggunakan perangkat lunak *HOMER Pro*, penelitian ini mensimulasikan puluhan kombinasi kapasitas PLTS, turbin angin, diesel, dan sistem penyimpanan energi. Fokus penelitian ini berada pada kawasan pulau kecil di Provinsi Maluku dan Nusa Tenggara, yang memiliki profil beban rendah-menengah, namun BPP tinggi akibat biaya transportasi BBM. Hasil penelitian menunjukkan bahwa konfigurasi *PV–diesel hybrid* menghasilkan biaya *LCOE* paling rendah dibandingkan sistem berbasis angin, karena potensi iradiasi lebih stabil sepanjang tahun dan biaya perawatan turbin angin lebih tinggi di wilayah pesisir. *LCOE* sistem *PV–diesel* mencapai 0,28 USD/kWh, jauh lebih rendah dibandingkan *LCOE* diesel murni yang melebihi 0,40 USD/kWh. Grafik 2.1 menunjukkan bahwa penetrasi PLTS sebesar 40–60 persen adalah titik optimal untuk menurunkan konsumsi diesel tanpa menaikkan biaya investasi secara berlebihan. Studi ini mempertegas bahwa proyek mikrogrid PLTS hybrid memiliki potensi besar dalam menurunkan biaya penyediaan energi di daerah terpencil, serta memberikan dasar bagi PLN untuk secara sistematis merancang mikrogrid sebagai strategi pengurangan BPP jangka panjang.



Grafik 2.1. *Power management for Lagundri microgrid*

Penelitian oleh Racmanto *et al.* (2024) menganalisis potensi teknis dan ekonomi penerapan *Hybrid Renewable Energy Systems (HRES)* berbasis PLTS dan PLTB untuk mendukung operasional *electric vehicle charging station (EVCS)* di beberapa wilayah Indonesia. Penelitian ini menggunakan metode simulasi dan optimasi sistem energi dengan perangkat lunak HOMER Pro, dengan mempertimbangkan parameter teknis dan ekonomi seperti produksi energi, *Net Present Cost (NPC)*, dan *Levelized Cost of Energy (LCOE)*. Hasil penelitian menunjukkan bahwa sistem hibrida PLTS–PLTB menghasilkan kinerja ekonomi yang lebih baik dibandingkan sistem energi terbarukan tunggal. Meskipun memerlukan investasi awal yang lebih tinggi, sistem hibrida mampu menurunkan biaya operasional dan menghasilkan nilai *LCOE* yang lebih rendah dalam jangka panjang. Temuan ini relevan dengan penelitian yang dilakukan karena menunjukkan bahwa peningkatan pengoperasian pembangkit energi baru terbarukan berpotensi menurunkan biaya pembangkitan listrik dan meningkatkan efisiensi biaya sistem, yang pada skala sistem kelistrikan nasional dapat berimplikasi pada penurunan Biaya Pokok Penyediaan (BPP) dan perbaikan kinerja operasional PLN.

Subekti *et al.* (2024) menganalisis kelayakan teknis dan ekonomi sistem *off-grid* hibrida berbasis PLTS, diesel, dan baterai untuk penyediaan listrik di wilayah kepulauan terpencil, dengan studi kasus di Kepulauan Raja Ampat. Penelitian ini menggunakan metode analisis teknis dan ekonomi berbasis simulasi HOMER Pro untuk membandingkan skenario sistem eksisting berbasis diesel dengan skenario sistem hibrida energi terbarukan. Hasil penelitian menunjukkan bahwa integrasi PLTS dan baterai ke dalam sistem diesel eksisting mampu menurunkan biaya pembangkitan listrik (*Cost of Energy/CoE*) sebesar sekitar 15,7%, dari kondisi dasar berbasis diesel murni. Selain itu,

sistem hibrida menghasilkan penghematan biaya operasional tahunan yang signifikan serta meningkatkan efisiensi penyediaan listrik di wilayah terisolasi. Temuan ini relevan dengan penelitian yang dilakukan karena menunjukkan bahwa peningkatan pengoperasian pembangkit energi baru terbarukan dapat menurunkan biaya operasional dan biaya pembangkitan, yang pada konteks sistem PLN berpotensi menurunkan Biaya Pokok Penyediaan (BPP) dan meningkatkan efisiensi ekonomi penyediaan listrik di daerah kepulauan.

Keempat penelitian tersebut secara konsisten menunjukkan bahwa sistem terisolasi dan mikrogrid berbasis energi terbarukan menawarkan peluang besar bagi Indonesia untuk menurunkan BPP, meningkatkan keandalan energi, dan mempercepat elektrifikasi di kawasan terpencil. Variasi konfigurasi—mulai dari PLTS-BESS, PLTS-diesel, hingga *Hybrid Renewable Energy Systems (HRES)* multi-EBT—semuanya memberikan hasil yang lebih baik dari diesel murni dalam aspek biaya, keandalan, dan keberlanjutan. Penelitian-penelitian ini juga menunjukkan bahwa setiap daerah membutuhkan desain yang disesuaikan dengan kondisi geografi, pola beban, potensi energi lokal, serta risiko bencana. Dalam konteks PLN, mikrogrid bukan lagi sekadar solusi darurat tetapi platform strategis yang dapat mengurangi biaya operasional jangka panjang, mengurangi ketergantungan pada BBM yang mahal dan tidak stabil, serta membuka peluang integrasi teknologi modern seperti baterai dan kendaraan listrik. Dengan demikian, mikrogrid berbasis EBT menjadi salah satu pilar transformasi sistem kelistrikan nasional pada wilayah yang tidak terhubung dengan jaringan besar.

2.1.6 Kebijakan, tarif, & konteks RUPTL/PR 112/2022 → struktur biaya & BPP

Kerangka kebijakan dan pengaturan tarif memegang peranan sentral dalam menentukan struktur biaya pembangkitan listrik dan Biaya Pokok Penyediaan (BPP) di Indonesia. Meskipun biaya teknologi energi terbarukan seperti *fotovoltaik surya (PV)* telah turun signifikan secara global, struktur kelembagaan dan regulasi di sektor ketenagalistrikan Indonesia belum sepenuhnya memberikan level *playing field* bagi pembangkit EBT. PLN sebagai pemegang monopoli transmisi–distribusi dan *single buyer* dalam skema *vertically integrated utility* dibebani misi ganda: menjaga tarif listrik tetap rendah bagi konsumen sekaligus menjamin keamanan pasokan. Kedua tujuan ini sering kali dicapai dengan mempertahankan bauran pembangkitan berbasis batu bara murah yang didukung kebijakan *Domestic Market Obligation (DMO)* dan berbagai bentuk

subsidi dan kompensasi pemerintah, sehingga biaya eksternalitas lingkungan dan peluang pengembangan EBT kurang terinternalisasi dalam keputusan investasi. Dalam konteks inilah, berbagai kebijakan seperti RUPTL 2021–2030, kebijakan tarif, serta Peraturan Presiden (PR) 112/2022 tentang percepatan pengembangan energi terbarukan dan pengaturan harga listrik EBT menjadi sangat menentukan bagi arah struktur biaya dan BPP di masa depan. Lima kajian berikut menelaah dari sisi kelembagaan, desain kebijakan, instrumen tarif, insentif, serta studi kasus proyek PLTS terapung untuk memetakan bagaimana kebijakan dapat mempercepat atau justru menghambat penurunan BPP melalui penetrasi energi terbarukan.

Apriliyanti *et al.* (2024) mengkaji secara mendalam perspektif yang saling bersaing terkait reformasi PLN sebagai pemasok listrik monopoli di Indonesia dan implikasinya bagi transisi energi. Menggunakan pendekatan kualitatif melalui analisis dokumen kebijakan dan wawancara mendalam dengan pembuat kebijakan tingkat tinggi, penelitian ini memetakan rasionalitas utama para pemangku kepentingan dalam menentukan arah pengembangan PLN. Temuan utama menunjukkan bahwa dua orientasi dominan yang mengarahkan keputusan PLN adalah menjaga tarif listrik tetap rendah bagi konsumen dan memastikan keamanan pasokan, sementara biaya tidak langsung seperti eksternalitas lingkungan dan peluang bisnis di EBT cenderung kurang diperhitungkan. Struktur kelembagaan yang kompleks—melibatkan Kementerian ESDM, Kementerian BUMN, Kementerian Keuangan, serta DPR—memperkuat apa yang disebut sebagai *collective conservatism*, yaitu kecenderungan kolektif untuk mempertahankan status quo berbasis batu bara karena terkait erat dengan kepentingan elite, penerimaan daerah, dan stabilitas politik. Studi ini juga menyoroti bahwa PLN beroperasi dengan gap kronis antara BPP dan tarif rata-rata yang dibayar konsumen, sehingga membutuhkan subsidi dan kompensasi negara yang sangat besar, yang pada 2022 mencapai sekitar 27% dari pendapatan PLN. Dalam konteks ini, regulasi seperti PR 112/2022 dan RUPTL 2021–2030 perlu dibaca bukan hanya sebagai dokumen teknis, tetapi juga sebagai bagian dari kompromi politik yang berupaya menyeimbangkan antara tekanan penurunan emisi, keterjangkauan tarif, dan keberlanjutan fiskal.

Jika Apriliyanti *et al.* menyoroti konteks kelembagaan dan politik PLN, maka Syafina dan Oluleye (2024) secara spesifik menganalisis efektivitas kebijakan harga dan insentif dalam mendorong difusi PLTS skala utilitas di Indonesia. Penelitian ini

mengembangkan *Market Penetration Optimization Model (MPOM)* untuk mengevaluasi sejauh mana kebijakan berbasis harga yang telah diterapkan—seperti insentif pajak, pembebasan bea impor, *feed-in tariff (FiT)* yang sempat diberlakukan dan kemudian diganti dengan tarif batas atas (*ceiling tariff*) sebagaimana dalam kerangka PR 112/2022 mampu menutup kebutuhan pembiayaan investasi PLTS utilitas hingga 2050. Model ini disimulasikan dalam dua modus: pertama, untuk menilai kinerja kebijakan yang ada terhadap target net-zero 2050; kedua, untuk mengoptimalkan desain skema *FiT* dan skenario jalur difusi (linear, *supply-based*, dan berbasis *Innovation Diffusion Theory/IDT*). Hasilnya menunjukkan bahwa kebijakan harga yang ada saat ini hanya mampu menutup sekitar 13% kebutuhan investasi PLTS utilitas; artinya, beban biaya yang mesti ditanggung industri masih sangat besar, sehingga insentif yang ada belum cukup untuk mendorong penetrasi PLTS sesuai jalur dekarbonisasi yang dibutuhkan. Studi ini merekomendasikan reaktivasi skema *FiT* dengan struktur tarif optimal berada pada kisaran 0,39 hingga 1,47 sen/kWh pada sepuluh tahun awal paska konstruksi, tergantung jalur difusi yang dipilih. Temuan ini menunjukkan bahwa desain kebijakan tarif bukan sekadar isu tambahan, tetapi penentu utama apakah struktur biaya pembangkitan PLTS dapat bersaing dan memberi kontribusi nyata terhadap penurunan BPP jangka panjang.

Rahmanta *et al.* (2023) memperluas perspektif kebijakan tarif dengan menganalisis implementasi kebijakan *FiT* di lima negara ASEAN utama Indonesia, Vietnam, Malaysia, Thailand dan Filipina dari sudut pandang pertumbuhan kapasitas EBT, tren dekarbonisasi, dan investasi. Menggunakan pendekatan *before after* terhadap data kapasitas terpasang, intensitas emisi CO₂/kWh, dan arus pendanaan internasional di sektor EBT, penelitian ini menunjukkan bahwa *FiT* secara umum berhasil mempercepat pertumbuhan kapasitas EBT di negara-negara ASEAN. Thailand mencatat pertumbuhan kapasitas EBT 7,52% per tahun pasca-*FiT*, Vietnam 16,38%, Malaysia 9,11%, dan Filipina 5,21%. Indonesia juga mengalami peningkatan, namun pemanfaatan EBT masih relatif rendah sehingga intensitas emisi CO₂ per kWh justru meningkat sekitar 6,67% per tahun setelah pengenalan *FiT*, menandakan bahwa skala dan desain kebijakan belum cukup kuat menggeser sistem pembangkitan dari fosil ke EBT. Studi ini juga mencatat bahwa *FiT* mampu meningkatkan nilai investasi internasional di sektor EBT, tetapi konsekuensinya adalah tambahan beban fiskal dan/atau tarif yang harus dikelola dengan

hati-hati. Implikasi bagi struktur biaya dan BPP adalah bahwa *FiT* yang dirancang dengan tepat dapat mempercepat penurunan *LCOE* EBT melalui efek *learning curve* dan skala pasar, namun kalau dirancang kurang efektif dapat menambah beban biaya jangka pendek tanpa mengubah struktur sistem secara signifikan.

Supriyanto *et al.* (2022) kemudian membandingkan berbagai strategi insentif tarif terkait EBT pada negara maju dan berkembang, dengan fokus khusus pada posisi Indonesia dan kebijakan yang paling realistis untuk diterapkan. Penelitian ini menggunakan metode internasional *benchmarking* kualitatif untuk menganalisis beragam model kebijakan seperti *Renewable Portfolio Standard (RPS)*, *FiT*, *feed-in premium*, serta skema harga lain yang diterapkan di Jerman, Italia, Tiongkok, Jepang, Thailand, dan negara lain. Salah satu temuan penting adalah bahwa *FiT* cenderung lebih efektif dalam meningkatkan kapasitas terpasang dan mendorong inovasi teknologi (*R&D*) dibandingkan mekanisme kuota seperti *RPS*, terutama di negara yang pasar dan lembaga keuangannya belum matang. Penelitian ini juga menekankan bahwa penentuan tarif *FiT* harus memperhatikan *LCOE* teknologi terkait, kualitas sumber daya, kapasitas proyek, serta biaya transmisi dan koneksi. Bagi Indonesia, dengan karakteristik sistem kelistrikan yang masih didominasi BUMN, ketimpangan regional yang tinggi, dan ketergantungan besar pada batu bara berbiaya rendah, penulis berkesimpulan bahwa model penyesuaian harga bertahap seperti yang diterapkan di kawasan Asia Timur (misalnya skema zonasi dan *tariff degression* berbasis kualitas sumber daya) lebih sesuai daripada liberalisasi penuh berbasis pasar. Hal ini berarti bahwa kebijakan tarif akan sangat menentukan kapan dan bagaimana *grid parity* dicapai bagi EBT, serta bagaimana beban biaya insentif dibagi antara APBN, PLN, dan konsumen dalam struktur BPP nasional.

Sementara empat artikel sebelumnya berfokus pada kebijakan dan desain insentif secara makro, Rifansyah dan Hakam (2024) memberikan ilustrasi konkret melalui studi *techno-economic* proyek PLTS terapung Cirata 145 MW di Indonesia dengan menggunakan perangkat lunak *RETScreen*. Penelitian ini mengevaluasi kelayakan finansial proyek dengan mempertimbangkan berbagai skenario perubahan tarif listrik, harga karbon, dan suku bunga pinjaman. Dengan menempatkan studi ini dalam konteks transisi energi nasional termasuk komitmen NDC, strategi jangka panjang rendah karbon (*LTS-LCCR*), RUPTL 2021 yang mulai memasukkan PLTS skala besar, serta regulasi terkait *rooftop* solar penulis menganalisis bagaimana parameter kebijakan memengaruhi

indikator finansial seperti *NPV*, *IRR*, *payback period*, dan rasio manfaat-biaya. Hasil penelitian menunjukkan bahwa penerapan harga karbon (misalnya melalui pajak karbon atau skema nilai ekonomi karbon) secara signifikan meningkatkan kelayakan proyek PLTS terapung karena mengoreksi distorsi harga yang selama ini menguntungkan pembangkit batu bara. Demikian pula, penyesuaian tarif jual listrik EBT dan penurunan suku bunga pinjaman memperbaiki profil risiko proyek dan menurunkan biaya modal rata-rata tertimbang (*weighted average cost of capital*). Studi ini menunjukkan bahwa tanpa intervensi kebijakan yang tepat pada komponen harga karbon dan tarif, proyek PLTS terapung dapat menghadapi kesulitan untuk bersaing dengan pembangkit konvensional dalam jangka pendek, meskipun secara teknis berkontribusi pada penurunan emisi dan diversifikasi pasokan. Dalam konteks BPP, hasil penelitian ini mengindikasikan bahwa kebijakan yang hanya menekan tarif tanpa mengoreksi distorsi harga energi fosil berpotensi menunda realisasi proyek EBT yang secara sistemik justru dapat menurunkan biaya pembangkitan jangka panjang.

Dimensi lain yang sangat penting dalam memahami struktur biaya dan BPP adalah keterkaitan langsung antara harga bahan bakar, konsumsi bahan bakar, biaya operasi pembangkitan, produksi listrik, tarif listrik, dan kinerja keuangan PLN. Adi (2023) menganalisis hubungan ini secara kuantitatif menggunakan data statistik PLN periode 2004-2019 dan metode *partial least squares* (PLS) dengan perangkat lunak SmartPLS. Variabel yang dikaji meliputi harga bahan bakar pembangkitan, harga listrik rata-rata, konsumsi bahan bakar, produksi listrik, biaya operasi pembangkitan, dan pendapatan operasi. Hasil penelitian menunjukkan bahwa harga bahan bakar memiliki pengaruh positif yang signifikan terhadap harga listrik rata-rata dan biaya operasi pembangkitan di kedua model yang diestimasi. Harga bahan bakar juga berpengaruh signifikan terhadap konsumsi bahan bakar, besaran produksi listrik, dan pendapatan operasi, meskipun arah pengaruhnya bervariasi menurut model yang digunakan. Temuan ini menegaskan bahwa BPP sistem PLN sangat sensitif terhadap volatilitas harga energi primer, terutama batubara dan BBM, sementara ruang penyesuaian tarif listrik ke pelanggan sangat terbatas karena ditetapkan secara politis. Akibatnya, ketika harga bahan bakar naik, beban biaya lebih banyak diserap melalui kenaikan BPP dan peningkatan kebutuhan subsidi/kompensasi, bukan melalui penyesuaian struktur tarif yang mencerminkan biaya penuh.

Secara sintesis, keenam studi tersebut menunjukkan bahwa struktur biaya dan BPP di Indonesia merupakan hasil interaksi yang kompleks antara perilaku kelembagaan PLN, desain kebijakan tarif dan insentif, dinamika harga bahan bakar, serta kelayakan finansial proyek PLTS utilitas termasuk PLTS terapung. Dari sisi kelembagaan, PLN beroperasi dalam kerangka yang kuat dipengaruhi oleh preferensi politik untuk menjaga tarif rendah dan keamanan pasokan, sehingga keberpihakan pada EBT sering kali harus bersaing dengan kepentingan mempertahankan aset fosil dan skema subsidi yang sudah mengakar. Dari sisi kebijakan tarif, bukti empiris di tingkat nasional dan regional menunjukkan bahwa *FiT* dan skema harga berbasis *LCOE* yang dirancang baik mampu mempercepat difusi EBT, menurunkan *LCOE* melalui efek skala dan pembelajaran, dan pada akhirnya membuka peluang penurunan BPP jangka menengah–panjang. Studi kasus PLTS terapung memperlihatkan bahwa kebijakan harga karbon, struktur tarif EBT, dan biaya modal adalah tuas kebijakan yang sangat menentukan apakah proyek PLTS dapat bersaing dalam portofolio pembangkitan PLN. Di saat yang sama, analisis terhadap harga bahan bakar dan operasi PLN menunjukkan bahwa selama BPP masih sangat bergantung pada batubara dan BBM, volatilitas harga energi primer akan terus menjadi sumber tekanan keuangan bagi PLN dan APBN.

Dalam konteks tesis ini, temuan-temuan tersebut mengisyaratkan bahwa pengoperasian pembangkit EBT—khususnya PLTS skala besar—berpotensi menjadi instrumen strategis untuk menurunkan BPP dan menstabilkan biaya operasional PLN, tetapi hanya jika didukung oleh reformasi kebijakan tarif dan insentif yang konsisten dengan target bauran EBT dan dekarbonisasi yang telah dituangkan dalam RUPTL dan PR 112/2022. Tanpa koreksi terhadap distorsi harga energi fosil dan penguatan insentif bagi PLTS, pembangkit EBT akan cenderung dipersepsikan sebagai beban biaya jangka pendek, bukan sebagai solusi struktural untuk menurunkan BPP dan memperbaiki kinerja keuangan PLN dalam jangka panjang.

2.2 Landasan Teori

landasan teori yang membentuk fondasi konseptual dan metodologis penelitian mengenai Analisis Biaya Pokok Penyediaan (BPP) PLTS di Indonesia dengan sumber data RUPTL dan laporan keuangan PT PLN (Persero). Penyusunan landasan teori dalam

penelitian ini tidak hanya bertujuan untuk mendeskripsikan teori yang relevan, tetapi untuk membangun argumentasi ilmiah yang menjelaskan keterkaitan struktural antara *Component Cost*, *Performance*, dan Biaya Pokok Penyediaan (BPP) dalam konteks sistem ketenagalistrikan nasional yang sedang mengalami transisi energi.

Dalam literatur ekonomi energi, sebagian besar kajian mengenai Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) berfokus pada analisis biaya teknologi pada tingkat proyek melalui pendekatan *Levelized Cost of Electricity (LCOE)*. Namun, pendekatan tersebut belum sepenuhnya menjelaskan bagaimana integrasi PLTS mempengaruhi struktur biaya sistem secara agregat, khususnya dalam sistem kelistrikan terintegrasi dengan mekanisme tarif yang diatur dan skema subsidi seperti di Indonesia. Oleh karena itu, diperlukan kerangka teoretis yang menghubungkan dinamika struktur biaya pembangkitan dengan indikator biaya sistem nasional, yaitu BPP.

Landasan teori dalam bab ini dibangun atas tiga pilar utama. Pertama, teori biaya dan struktur biaya pembangkitan listrik yang menjelaskan pergeseran komposisi biaya dari dominasi biaya variabel pada pembangkit fosil menuju dominasi biaya tetap pada PLTS. Kedua, teori produksi dan *performance* pembangkitan yang menekankan pentingnya volume produksi energi dalam menentukan biaya rata-rata sistem. Ketiga, teori sistem kelistrikan dan transisi energi yang menjelaskan implikasi ekonomi dan fiskal dari perubahan komposisi pembangkitan dalam skala nasional.

Ketiga pilar tersebut kemudian diintegrasikan dalam suatu kerangka struktural yang mengasumsikan adanya hubungan kausal antara *Component Cost*, *Performance*, dan BPP. Kerangka ini selanjutnya menjadi dasar pengembangan model empiris yang diuji menggunakan pendekatan *Partial Least Square–Structural Equation Modeling (PLS-SEM)*. Dengan demikian, bab ini tidak hanya berfungsi sebagai telaah literatur, tetapi sebagai konstruksi teoretis yang menghubungkan permasalahan penelitian, tujuan penelitian, serta metode analisis yang digunakan.

2.2.1. Teori Biaya dan Struktur Biaya Pembangkitan

Teori biaya dalam ekonomi produksi menjelaskan bahwa total biaya produksi (*total cost*) terdiri atas biaya tetap (*fixed cost*) dan biaya variabel (*variable cost*). Biaya tetap merupakan biaya yang tidak berubah dalam jangka pendek (*short run*) terhadap perubahan output, seperti biaya investasi awal, penyusutan aset (*depreciation*), dan

sebagian komponen biaya administrasi. Sebaliknya, biaya variabel berubah seiring dengan perubahan tingkat produksi, seperti biaya bahan bakar, biaya operasional langsung, dan biaya pemeliharaan berbasis penggunaan (*usage-based maintenance cost*) (Varian, 2014). Dalam kerangka teori mikroekonomi, perbedaan ini penting untuk memahami perilaku biaya rata-rata (*average cost*) dan biaya marjinal (*marginal cost*).

Dalam sistem pembangkitan listrik, pemahaman mengenai struktur biaya menjadi krusial karena karakteristik masing-masing teknologi pembangkit berbeda secara fundamental. Pembangkit listrik merupakan industri yang sangat *capital intensive*, sehingga komposisi antara *capital cost* dan *operational cost* menentukan struktur biaya jangka panjang (*long-run cost structure*). Selain itu, sistem kelistrikan memiliki karakteristik khusus berupa kebutuhan keseimbangan instan antara pasokan dan permintaan (*real-time supply-demand balance*), yang membatasi fleksibilitas produksi dan mempengaruhi struktur biaya sistem secara keseluruhan.

Dalam pembangkit berbasis bahan bakar fosil seperti PLTU batubara dan PLTG gas, komponen biaya bahan bakar (*fuel cost*) mendominasi struktur biaya. Biaya ini bersifat variabel dan sangat dipengaruhi oleh harga energi primer di pasar domestik maupun global (*energy commodity price volatility*). Dengan kata lain, pembangkit fosil memiliki *high variable cost structure*. Adi (2023) menunjukkan bahwa kenaikan harga bahan bakar memiliki pengaruh signifikan terhadap peningkatan biaya operasional PT PLN (Persero), yang pada akhirnya berdampak pada peningkatan biaya sistem secara keseluruhan. Temuan tersebut memperkuat argumen bahwa sistem berbasis fosil memiliki tingkat sensitivitas tinggi terhadap fluktuasi harga energi primer (*price pass-through effect*).

Selain volatilitas harga, pembangkit fosil juga menghadapi risiko regulasi terkait kebijakan lingkungan dan harga karbon (*carbon pricing mechanism*). Dalam sistem yang masih bergantung pada bahan bakar fosil, kenaikan harga atau pembatasan pasokan dapat meningkatkan *marginal cost* pembangkitan secara signifikan. Oleh karena itu, dalam perspektif teori biaya, pembangkit fosil menunjukkan elastisitas biaya yang tinggi terhadap faktor eksternal (*cost elasticity to external shocks*).

Sebaliknya, pembangkit berbasis energi terbarukan seperti Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) memiliki karakteristik biaya yang berbeda secara struktural. Struktur biaya PLTS didominasi oleh biaya investasi awal (*capital expenditure/CAPEX*), biaya penyusutan, dan beban bunga pembiayaan (*interest expense*), sementara biaya variabel hampir mendekati nol karena tidak memerlukan bahan bakar (*zero fuel input*). Dengan demikian, PLTS memiliki *low marginal cost* setelah investasi awal dilakukan.

International Renewable Energy Agency (IRENA, 2024) melaporkan bahwa penurunan biaya modul fotovoltaik secara global telah mengurangi *capital cost* PLTS secara signifikan dalam satu dekade terakhir melalui efek *learning curve* dan peningkatan efisiensi manufaktur. Penurunan biaya ini telah mengubah struktur biaya pembangkitan listrik global dan meningkatkan daya saing PLTS dalam berbagai sistem kelistrikan. Namun, struktur pembiayaan dan risiko investasi di masing-masing negara tetap mempengaruhi *cost of capital*, yang merupakan determinan penting dalam total biaya proyek.

Perbedaan fundamental antara pembangkit fosil dan PLTS menciptakan implikasi penting dalam teori biaya rata-rata. Dalam teori biaya rata-rata, biaya per unit output dihitung sebagai total biaya dibagi total produksi. Secara matematis:

$$AC = \frac{TC}{Q}$$

di mana *AC* adalah biaya rata-rata (*average cost*), *TC* adalah total biaya (*total cost*), dan *Q* adalah output. Dalam sistem kelistrikan Indonesia, biaya rata-rata ini direpresentasikan oleh Biaya Pokok Penyediaan (BPP), yaitu total biaya sistem dibagi total energi listrik yang diproduksi dan disalurkan.

Dalam sistem dengan dominasi biaya variabel, seperti pembangkit fosil, perubahan harga bahan bakar secara langsung mempengaruhi *numerator* dalam persamaan biaya rata-rata. Sebaliknya, dalam sistem dengan dominasi biaya tetap seperti PLTS, perubahan volume produksi (*output variability*) menjadi faktor utama yang mempengaruhi biaya rata-rata melalui mekanisme *denominator effect*. Dengan kata lain, pada PLTS, peningkatan *energy production* akan menyebarkan biaya tetap pada volume

output yang lebih besar, sehingga menurunkan BPP melalui *economies of scale* dan *economies of utilization*.

Transisi dari sistem berbasis fosil menuju sistem dengan penetrasi PLTS yang lebih tinggi menyebabkan pergeseran dari dominasi biaya variabel ke dominasi biaya tetap (*fixed-cost dominant system*). IEA (2021) menjelaskan bahwa dalam sistem dengan penetrasi energi terbarukan tinggi, biaya sistem menjadi kurang sensitif terhadap harga bahan bakar, tetapi lebih sensitif terhadap volume produksi energi, struktur pembiayaan, dan tingkat utilisasi aset (*asset utilization rate*). Hal ini mengubah paradigma pengelolaan biaya dari pengendalian harga bahan bakar menuju optimalisasi kinerja produksi dan efisiensi investasi.

Selain itu, dalam sistem dengan dominasi biaya tetap, risiko utama bukan lagi volatilitas harga bahan bakar, melainkan risiko produksi (*production risk*) dan risiko intermitensi (*intermittency risk*). Pada PLTS, output sangat bergantung pada iradiasi matahari dan kondisi cuaca, sehingga fluktuasi produksi dapat mempengaruhi BPP secara signifikan apabila tidak dikelola melalui perencanaan lokasi dan integrasi sistem yang optimal.

Dengan demikian, teori biaya memberikan landasan konseptual bahwa hubungan antara *Component Cost*, *Performance*, dan BPP tidak bersifat linier sederhana. Peningkatan biaya investasi tidak selalu meningkatkan BPP apabila diikuti peningkatan produksi yang proporsional. Sebaliknya, peningkatan kapasitas tanpa peningkatan *performance* dapat meningkatkan biaya rata-rata.

Dalam konteks sistem kelistrikan nasional, perubahan struktur biaya akibat peningkatan penetrasi PLTS akan mempengaruhi dinamika BPP melalui perubahan komposisi biaya tetap dan variabel, perubahan elastisitas biaya terhadap output, serta perubahan sensitivitas terhadap faktor eksternal. Oleh karena itu, analisis empiris terhadap hubungan *Component Cost*, *Performance*, dan BPP menjadi relevan untuk memahami bagaimana teori biaya dalam ekonomi produksi diterapkan dalam konteks transisi energi Indonesia.

Secara keseluruhan, teori biaya dan struktur biaya pembangkitan menyediakan kerangka analitis untuk menjelaskan bahwa keberhasilan integrasi PLTS dalam sistem kelistrikan tidak hanya bergantung pada penurunan CAPEX, tetapi juga pada kemampuan sistem untuk mengoptimalkan produksi, mengelola risiko intermitensi, dan menjaga keseimbangan antara biaya dan output dalam jangka panjang (*long-run cost efficiency*).

2.2.2. Biaya Pokok Penyediaan (BPP) dalam Sistem Ketenagalistrikan

Biaya Pokok Penyediaan (BPP) merupakan indikator utama dalam sistem kelistrikan Indonesia yang menggambarkan biaya rata-rata penyediaan listrik per kilowatt-jam (kWh). Secara konseptual, BPP dapat dipahami sebagai *average cost of electricity supply*, yaitu total biaya sistem dibagi dengan total energi listrik yang diproduksi dan disalurkan kepada konsumen akhir. BPP mencakup seluruh rantai nilai kelistrikan (*electricity value chain*), mulai dari pembangkitan (*generation*), transmisi (*transmission*), hingga distribusi (*distribution*). Oleh karena itu, BPP bukan hanya indikator teknis biaya produksi, tetapi juga indikator efisiensi sistem secara agregat (*system-level efficiency indicator*).

Dalam sistem tarif yang diatur pemerintah (*regulated tariff regime*), BPP memiliki implikasi fiskal yang signifikan. Tarif listrik nasional ditetapkan melalui kebijakan publik dengan mempertimbangkan daya beli masyarakat (*affordability constraint*), stabilitas sosial, dan stabilitas makroekonomi (*macroeconomic stability*). Apabila BPP lebih tinggi dibandingkan tarif listrik yang berlaku, maka pemerintah wajib memberikan subsidi atau kompensasi kepada PT PLN (Persero) untuk menutup selisih antara biaya dan pendapatan (*cost-revenue gap*). Dengan demikian, dinamika BPP secara langsung mempengaruhi Anggaran Pendapatan dan Belanja Negara (APBN) dan menjadi bagian dari isu keberlanjutan fiskal (*fiscal sustainability*).

IEA (2021) menekankan bahwa dalam sistem kelistrikan yang disubsidi, efisiensi biaya menjadi faktor kunci untuk menjaga stabilitas fiskal dan mengurangi beban anggaran negara. Dalam konteks ini, BPP berfungsi sebagai variabel penghubung antara struktur biaya teknis dan konsekuensi fiskal (*technical-fiscal linkage*). Ketika BPP meningkat tanpa penyesuaian tarif, tekanan terhadap subsidi meningkat dan berpotensi

memperbesar defisit fiskal. Sebaliknya, penurunan BPP dapat mengurangi kebutuhan subsidi dan memperbaiki ruang fiskal (*fiscal space*).

Laporan keuangan PT PLN (Persero) menunjukkan bahwa komponen biaya pembangkitan merupakan bagian terbesar dari total biaya sistem. Komponen ini meliputi biaya bahan bakar (*fuel cost*), biaya pembelian tenaga listrik dari IPP (*power purchase cost*), biaya operasi dan pemeliharaan (*operation and maintenance cost*), penyusutan aset (*depreciation expense*), serta beban bunga atas pinjaman jangka panjang (*interest expense*). Struktur biaya tersebut mencerminkan karakteristik industri kelistrikan yang bersifat *capital intensive* sekaligus bergantung pada pasokan energi primer.

Adi (2023) menunjukkan bahwa peningkatan harga bahan bakar secara signifikan meningkatkan biaya operasional PLN. Karena biaya bahan bakar bersifat variabel dan sensitif terhadap harga global (*fuel price volatility*), fluktuasi harga energi primer secara langsung mempengaruhi BPP melalui peningkatan *total generation cost*. Apabila tarif tidak disesuaikan secara proporsional, maka peningkatan biaya tersebut akan ditransmisikan menjadi kebutuhan subsidi yang lebih besar. Hal ini menunjukkan adanya *cost pass-through limitation* dalam sistem tarif yang diatur.

Dalam konteks transisi energi (*energy transition*), peningkatan kapasitas PLTS dipandang sebagai strategi untuk mengurangi ketergantungan pada bahan bakar fosil dan menekan biaya variabel sistem dalam jangka panjang. Karena PLTS memiliki *zero fuel cost*, integrasi energi surya berpotensi menurunkan komponen biaya bahan bakar dalam struktur BPP. Namun, pada saat yang sama, investasi awal yang besar meningkatkan komponen biaya tetap seperti penyusutan dan beban bunga. Dengan kata lain, terjadi pergeseran dari struktur biaya berbasis variabel menuju struktur biaya berbasis tetap (*shift from variable-cost to fixed-cost dominance*).

IRENA (2024) menunjukkan bahwa meskipun *Levelized Cost of Electricity* (LCOE) PLTS telah menurun secara signifikan secara global, biaya sistem secara keseluruhan (*total system cost*) tetap dipengaruhi oleh kebutuhan fleksibilitas dan integrasi jaringan (*grid integration cost*). Pada sistem dengan penetrasi *variable renewable energy* (VRE) yang meningkat, diperlukan investasi tambahan dalam

infrastruktur transmisi, cadangan daya (*reserve capacity*), dan sistem penyimpanan energi (*energy storage system*). Komponen biaya ini turut mempengaruhi BPP pada level sistem.

Secara teoritis, pengaruh pengoperasian PLTS terhadap BPP bergantung pada keseimbangan antara penurunan biaya variabel dan peningkatan biaya tetap. Dalam kerangka teori biaya rata-rata (*average cost theory*), BPP dapat dirumuskan sebagai:

$$BPP = \frac{Total\ Cost}{Total\ Energy\ Supplied}$$

Apabila *Total Cost* meningkat akibat investasi baru, tetapi *Total Energy Supplied* tidak meningkat secara proporsional, maka BPP akan naik dalam jangka pendek melalui mekanisme *fixed cost burden*. Sebaliknya, apabila peningkatan kapasitas PLTS diikuti peningkatan produksi energi yang signifikan (*performance improvement*), maka biaya tetap dapat tersebar pada volume output yang lebih besar, sehingga menurunkan BPP melalui *economies of utilization*.

Dalam sistem dengan dominasi biaya tetap, variabel *performance* menjadi determinan utama dalam dinamika BPP. Output energi yang tinggi meningkatkan efisiensi biaya rata-rata, sementara output rendah akibat intermitensi (*intermittency risk*) atau kendala jaringan (*grid constraint*) dapat meningkatkan biaya rata-rata. Oleh karena itu, dampak PLTS terhadap BPP tidak hanya ditentukan oleh besarnya investasi, tetapi juga oleh efektivitas operasional dan integrasi sistem (*system integration efficiency*).

Selain itu, struktur kontrak IPP dan mekanisme *dispatch* juga mempengaruhi bagaimana integrasi PLTS berdampak pada BPP. Dalam sistem dengan kontrak *take-or-pay*, pembangkit konvensional tetap memperoleh pembayaran kapasitas meskipun jam operasinya berkurang akibat penetrasi PLTS. Kondisi ini dapat menciptakan tekanan tambahan pada biaya sistem apabila tidak disertai reformasi desain pasar (*market design adjustment*).

Dengan demikian, pengaruh pengoperasian PLTS terhadap BPP bersifat dinamis dan bergantung pada horizon waktu analisis (*time horizon*). Dalam jangka pendek, peningkatan biaya tetap dapat menyebabkan kenaikan BPP. Namun dalam jangka

panjang, pengurangan biaya bahan bakar dan stabilisasi biaya energi primer dapat menurunkan BPP dan meningkatkan ketahanan sistem terhadap guncangan harga global (*price shock resilience*).

Secara keseluruhan, BPP merupakan indikator yang merefleksikan interaksi kompleks antara struktur biaya, volume produksi, kebijakan tarif, dan dukungan fiskal. Analisis terhadap dampak PLTS terhadap BPP harus mempertimbangkan dimensi teknis, finansial, dan kebijakan secara simultan (*multi-dimensional analysis*). Dengan pendekatan tersebut, evaluasi transisi energi dapat dilakukan secara lebih komprehensif dan berbasis bukti (*evidence-based assessment*), sehingga mendukung perencanaan sistem kelistrikan yang efisien dan berkelanjutan secara fiskal.

2.2.3. Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) dan Struktur Component Cost

Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) merupakan teknologi pembangkitan yang memanfaatkan energi radiasi matahari untuk menghasilkan listrik melalui modul fotovoltaik (*photovoltaic modules*). Proses konversi energi terjadi melalui efek fotovoltaik (*photovoltaic effect*), di mana cahaya matahari diubah secara langsung menjadi energi listrik arus searah (*direct current/DC*) yang kemudian dikonversi menjadi arus bolak-balik (*alternating current/AC*) melalui *inverter*. Karakteristik teknologi ini bersifat modular (*modular technology*), fleksibel dalam skala (*scalable*), dan memiliki *zero fuel input*, sehingga berbeda secara fundamental dari pembangkit berbasis fosil.

Perkembangan teknologi dan penurunan biaya modul dalam satu dekade terakhir telah menjadikan PLTS sebagai salah satu sumber energi dengan pertumbuhan tercepat di dunia. IRENA (2024) melaporkan bahwa biaya modul fotovoltaik mengalami penurunan signifikan akibat efek *learning curve*, peningkatan efisiensi manufaktur, dan skala produksi global yang semakin besar. Penurunan *capital cost* tersebut secara substansial meningkatkan daya saing PLTS dalam berbagai sistem kelistrikan, terutama pada negara dengan tingkat iradiasi tinggi (*high solar irradiation*).

Dalam konteks Indonesia, pengembangan PLTS tercermin dalam RUPTL PT PLN (Persero), yang menargetkan peningkatan kapasitas energi terbarukan secara bertahap sebagai bagian dari agenda transisi energi (*energy transition pathway*).

Dokumen perencanaan tersebut menunjukkan komitmen terhadap diversifikasi bauran pembangkitan (*generation mix diversification*) dan pengurangan ketergantungan terhadap energi fosil. Silalahi *et al.* (2021) menunjukkan bahwa Indonesia memiliki potensi teknis PLTS yang sangat besar, termasuk potensi *floating solar photovoltaics* pada waduk dan bendungan. Potensi ini memberikan peluang untuk optimalisasi lahan dan integrasi dengan infrastruktur eksisting seperti bendungan PLTA.

Namun, realisasi investasi PLTS tidak hanya ditentukan oleh potensi teknis, tetapi juga oleh struktur biaya dan risiko pembiayaan (*financing risk*). Struktur *Component Cost* pada PLTS meliputi beberapa komponen utama, yaitu:

- Biaya investasi awal (*capital expenditure/CAPEX*)
- Biaya operasi dan pemeliharaan (*operation and maintenance/O&M cost*)
- Penyusutan aset (*depreciation expense*)
- Beban bunga pembiayaan (*interest expense*)

CAPEX mencakup biaya pengadaan modul, *inverter*, struktur penyangga (*mounting system*), instalasi, serta biaya pengembangan proyek (*development cost*). Pada fase konstruksi, biaya ini merupakan komponen terbesar dalam keseluruhan struktur biaya proyek. O&M mencakup biaya pemeliharaan rutin, pembersihan panel, inspeksi sistem, serta penggantian komponen tertentu selama umur proyek (*project lifetime*). Penyusutan dan beban bunga mencerminkan konsekuensi finansial dari investasi awal yang besar dan menjadi komponen utama dalam laporan keuangan selama masa operasi.

Pramadya dan Kim (2024) menunjukkan bahwa pada PLTS *rooftop* di Indonesia, tingginya biaya investasi awal dan struktur insentif yang belum optimal menyebabkan *Levelized Cost of Electricity* (LCOE) masih relatif tinggi dibandingkan tarif PLN. Hal ini menunjukkan bahwa pada skala kecil, keterbatasan akses pembiayaan dan tidak adanya *economies of scale* meningkatkan *cost per watt installed*. Sebaliknya, He *et al.* (2024) menunjukkan bahwa PLTS skala utilitas memiliki biaya per unit lebih rendah karena adanya *economies of scale*, efisiensi pengadaan, dan akses terhadap pembiayaan dengan bunga lebih rendah (*lower cost of capital*). Langer *et al.* (2023) menegaskan bahwa skala proyek dan struktur pembiayaan mempengaruhi efisiensi biaya secara signifikan melalui

pengurangan *transaction cost* dan peningkatan daya tawar dalam kontrak pembelian listrik (*power purchase agreement/PPA*).

Selain skala proyek, IRENA (2024) menunjukkan bahwa *cost of capital* merupakan determinan utama dalam struktur biaya PLTS. Negara berkembang dengan risiko regulasi tinggi (*regulatory risk*) dan ketidakpastian kebijakan (*policy uncertainty*) cenderung memiliki biaya modal lebih besar, sehingga meningkatkan total *Component Cost*. Tingginya *weighted average cost of capital* (WACC) dapat secara signifikan meningkatkan LCOE meskipun biaya teknologi telah menurun. Oleh karena itu, stabilitas kebijakan dan kepastian kontrak menjadi faktor penting dalam menekan biaya proyek.

Dalam konteks sistem kelistrikan, struktur *Component Cost* PLTS yang didominasi biaya tetap menciptakan karakteristik *low marginal cost generation*. Setelah investasi dilakukan, biaya tambahan untuk memproduksi listrik relatif sangat kecil. Hal ini berbeda dengan pembangkit fosil yang memiliki *high marginal fuel cost*. Pergeseran ini memiliki implikasi terhadap dinamika biaya sistem dan pengaruhnya terhadap Biaya Pokok Penyediaan (BPP). Apabila kapasitas terpasang PLTS meningkat tanpa diikuti peningkatan produksi aktual (*energy yield*), maka biaya tetap akan tersebar pada output yang lebih kecil, sehingga meningkatkan biaya rata-rata (*average cost increase*).

Sebaliknya, apabila PLTS beroperasi dengan *capacity factor* optimal dan tingkat ketersediaan tinggi (*high availability rate*), maka biaya tetap dapat tersebar pada volume produksi yang lebih besar, sehingga menurunkan biaya rata-rata melalui mekanisme *economies of utilization*. Oleh karena itu, efektivitas investasi PLTS tidak hanya ditentukan oleh besarnya CAPEX, tetapi juga oleh kualitas perencanaan lokasi (*site selection*), integrasi jaringan (*grid integration*), dan manajemen operasional.

Selain itu, dalam konteks penetrasi PLTS yang meningkat, sistem mungkin memerlukan investasi tambahan pada fleksibilitas jaringan (*grid flexibility*), sistem penyimpanan energi (*energy storage system*), dan penguatan transmisi (*grid reinforcement*). Komponen tambahan ini dapat meningkatkan *system-wide Component Cost* dalam jangka pendek, meskipun berpotensi meningkatkan stabilitas dan keandalan sistem (*system reliability*) dalam jangka panjang.

Dengan demikian, *Component Cost* dalam penelitian ini tidak hanya merepresentasikan biaya investasi dan operasional pada level proyek, tetapi juga mencerminkan konsekuensi finansial yang lebih luas terhadap sistem pembangkitan. Struktur biaya PLTS yang bersifat *capital intensive* dan berorientasi jangka panjang menuntut analisis yang mempertimbangkan keseimbangan antara biaya awal, biaya pembiayaan, dan kinerja produksi.

Secara konseptual, pemahaman terhadap struktur *Component Cost* PLTS menjadi dasar penting dalam menganalisis pengaruhnya terhadap BPP. Interaksi antara biaya investasi, biaya operasional, dan volume produksi akan menentukan apakah integrasi PLTS mampu menurunkan biaya rata-rata sistem atau justru meningkatkan beban biaya dalam jangka pendek. Oleh karena itu, analisis empiris terhadap *Component Cost* menjadi langkah krusial dalam memahami dinamika biaya sistem kelistrikan Indonesia di era transisi energi.

2.2.4. *Performance* Pembangkitan dan Dinamika Produksi Energi

Performance dalam pembangkitan listrik merujuk pada kinerja produksi energi yang dihasilkan oleh suatu pembangkit dalam periode tertentu. Dalam literatur teknik dan ekonomi energi, *performance* sering diukur melalui indikator kuantitatif seperti total produksi listrik (*total energy production*), faktor kapasitas (*capacity factor*), dan tingkat ketersediaan (*availability factor*). Ketiga indikator tersebut menggambarkan sejauh mana kapasitas terpasang (*installed capacity*) dapat dikonversi menjadi output aktual yang dapat disalurkan ke sistem.

Pada PLTS, *capacity factor* dihitung sebagai rasio antara energi aktual yang dihasilkan dengan energi maksimum teoritis apabila pembangkit beroperasi penuh selama 24 jam setiap hari. Karena PLTS bergantung pada radiasi matahari, nilai *capacity factor* relatif lebih rendah dibanding pembangkit baseload seperti PLTU, namun memiliki *zero fuel cost* dan *low marginal cost*. Sementara itu, *availability factor* mencerminkan persentase waktu pembangkit siap beroperasi tanpa gangguan teknis (*technical downtime*). Kombinasi kedua indikator ini menentukan efektivitas operasional dan kontribusi PLTS terhadap total produksi sistem (*system energy share*).

Dalapati *et al.* (2023) menunjukkan bahwa variasi iradiasi matahari (*solar irradiation variability*) di kawasan ASEAN dapat menyebabkan perbedaan signifikan dalam output energi dan *levelized cost of electricity* (LCOE). Wilayah dengan tingkat iradiasi tinggi menghasilkan *higher energy yield*, sehingga biaya rata-rata per kWh menjadi lebih rendah. Sebaliknya, wilayah dengan iradiasi rendah atau pola cuaca kurang stabil akan memiliki output yang lebih fluktuatif (*output variability*), yang pada akhirnya mempengaruhi dinamika biaya sistem.

Bamisile *et al.* (2025) menunjukkan bahwa peningkatan temperatur lingkungan dapat menurunkan efisiensi panel surya hingga 25 persen akibat peningkatan *thermal loss*. Efisiensi modul fotovoltaik sangat dipengaruhi oleh suhu operasi (*operating temperature*), sehingga wilayah dengan temperatur tinggi memerlukan strategi desain sistem yang mempertimbangkan ventilasi, sudut kemiringan panel (*tilt angle*), dan konfigurasi instalasi untuk meminimalkan degradasi performa (*performance degradation*). Faktor geografis dan iklim, termasuk kelembaban dan tingkat debu (*soiling effect*), menjadi determinan utama dalam menentukan *performance* PLTS.

Selain faktor alamiah, faktor operasional dan manajerial juga mempengaruhi *performance*. Santoso *et al.* (2021) menunjukkan bahwa penerapan pendekatan berbasis *Recurrent Neural Network–Autoencoder* dapat meningkatkan efisiensi operasional pembangkit melalui deteksi dini anomali (*early anomaly detection*). Implementasi sistem berbasis *machine learning* dan *predictive maintenance* memungkinkan identifikasi gangguan sebelum terjadi kerusakan besar, sehingga mengurangi *downtime* dan meningkatkan *availability factor*. Digitalisasi operasional (*digital asset management*) berpotensi meningkatkan keandalan sistem (*system reliability*) dan stabilitas produksi energi.

Dalam konteks sistem kelistrikan nasional, *performance* PLTS tidak hanya dipengaruhi oleh faktor internal proyek, tetapi juga oleh integrasi jaringan (*grid integration*). Keterbatasan kapasitas transmisi atau kondisi beban rendah dapat menyebabkan terjadinya *curtailment*, yaitu pembatasan produksi energi meskipun kapasitas terpasang tersedia. Fenomena ini mengurangi output aktual dan menurunkan *effective capacity factor*, sehingga berdampak pada peningkatan biaya rata-rata sistem.

Secara teoritis, peningkatan *performance* akan menurunkan biaya rata-rata (BPP) apabila total biaya tetap relatif konstan. Dalam sistem dengan dominasi biaya tetap seperti PLTS, peningkatan output memiliki pengaruh signifikan terhadap penurunan biaya rata-rata melalui mekanisme *economies of utilization*. Dalam kerangka teori biaya rata-rata (*average cost theory*), apabila *total cost* tidak berubah secara signifikan, maka peningkatan Q (output) akan menurunkan rasio biaya per unit. Dengan demikian, variabel *performance* menjadi determinan penting dalam efisiensi biaya sistem berbasis PLTS.

Namun, hubungan antara *performance* dan BPP juga dipengaruhi oleh struktur pembiayaan dan tingkat utilisasi aset (*asset utilization rate*). Jika kapasitas terpasang meningkat tetapi tidak dimanfaatkan secara optimal akibat kendala teknis atau kebijakan *dispatch*, maka peningkatan biaya tetap tidak diimbangi peningkatan produksi. Dalam kondisi tersebut, BPP dapat meningkat meskipun penetrasi PLTS bertambah. Oleh karena itu, optimalisasi *performance* menjadi syarat penting agar integrasi PLTS benar-benar menghasilkan efisiensi biaya sistem.

Selain itu, peningkatan *performance* juga berkontribusi terhadap stabilitas sistem (*system stability*). Produksi energi yang konsisten dan dapat diprediksi (*predictable generation profile*) memudahkan perencanaan *load balancing* dan mengurangi kebutuhan cadangan daya (*reserve requirement*). Integrasi teknologi pemantauan berbasis data (*data-driven monitoring*) dan sistem penyimpanan energi (*energy storage system*) dapat memperhalus variabilitas produksi (*output smoothing*), sehingga meningkatkan kontribusi PLTS terhadap sistem secara keseluruhan.

Dengan demikian, *performance* dalam pembangkitan listrik tidak hanya merupakan indikator teknis produksi energi, tetapi juga faktor strategis dalam dinamika biaya sistem. Interaksi antara kondisi geografis, desain teknis, manajemen operasional, dan integrasi jaringan menentukan sejauh mana PLTS dapat berkontribusi terhadap penurunan BPP. Oleh karena itu, analisis empiris mengenai hubungan antara *performance* dan BPP menjadi elemen penting dalam memahami efektivitas transisi energi menuju sistem berbasis energi terbarukan yang efisien dan berkelanjutan.

2.2.5. Kerangka Teoretis dan Pendekatan PLS-SEM

Berdasarkan teori biaya (*cost theory*), teori produksi (*production theory*), serta teori transisi energi (*energy transition framework*), hubungan antara *Component Cost*, *Performance*, dan Biaya Pokok Penyediaan (BPP) dapat dijelaskan secara struktural dan kausal. Dalam kerangka ekonomi produksi, biaya total (*total cost*) dan output (*output level*) berinteraksi untuk menentukan biaya rata-rata (*average cost*). Dalam konteks sistem kelistrikan nasional, BPP merepresentasikan *average system cost*, sehingga setiap perubahan dalam struktur biaya atau volume produksi akan mempengaruhi dinamika BPP.

Secara konseptual, peningkatan *Component Cost* yang mencakup *capital expenditure (CAPEX)*, *operational expenditure (OPEX)*, penyusutan, dan beban bunga—secara langsung meningkatkan total biaya pembangkitan (*total generation cost*). Dalam kerangka matematis, peningkatan *numerator* pada rasio biaya rata-rata akan meningkatkan BPP apabila tidak diimbangi dengan peningkatan output (*denominator effect*). Namun, apabila peningkatan biaya tersebut digunakan untuk investasi yang meningkatkan kapasitas terpasang, efisiensi operasional, atau *capacity factor*, maka *Performance* dapat meningkat. Peningkatan produksi energi (*energy production*) dalam kondisi biaya tetap relatif konstan akan menurunkan BPP melalui mekanisme *economies of utilization*.

Dengan demikian, hubungan antara *Component Cost*, *Performance*, dan BPP bersifat simultan (*simultaneous relationship*) dan tidak dapat dianalisis secara parsial menggunakan pendekatan regresi sederhana. Terdapat kemungkinan efek langsung (*direct effect*) dan efek tidak langsung (*indirect effect*) melalui variabel mediasi. Sebagai contoh, *Component Cost* dapat memiliki pengaruh langsung terhadap BPP, tetapi juga dapat mempengaruhi BPP secara tidak langsung melalui peningkatan *Performance*. Model seperti ini memerlukan pendekatan analisis struktural (*structural modeling approach*) yang mampu menguji hubungan kausal secara komprehensif.

Oleh karena itu, penelitian ini menggunakan pendekatan *Partial Least Square–Structural Equation Modeling (PLS-SEM)* yang diimplementasikan melalui perangkat lunak *SmartPLS*. *PLS-SEM* merupakan metode analisis berbasis varians (*variance-based*

structural equation modeling) yang memungkinkan pengujian hubungan kausal antar konstruk laten (*latent constructs*) secara simultan (Hair *et al.*, 2019). Berbeda dengan *covariance-based SEM*, pendekatan berbasis varians lebih berorientasi pada prediksi (*prediction-oriented approach*) dan pengembangan teori (*theory development*), sehingga sesuai untuk penelitian dengan tujuan eksploratif maupun prediktif.

Keunggulan *PLS-SEM* terletak pada fleksibilitasnya terhadap asumsi distribusi data. Metode ini tidak mensyaratkan distribusi normal multivariat secara ketat (*non-normal data tolerance*) dan dapat digunakan pada ukuran sampel yang relatif terbatas (*small sample suitability*). Selain itu, *PLS-SEM* mampu mengakomodasi model dengan kompleksitas tinggi, termasuk model dengan beberapa hubungan struktural dan konstruk laten yang diukur melalui indikator reflektif maupun formatif (*reflective and formative measurement models*).

Dalam penelitian ini, model struktural (*inner model*) yang diuji meliputi tiga jalur utama:

- a. Pengaruh *Component Cost* terhadap BPP
- b. Pengaruh *Component Cost* terhadap *Performance*
- c. Pengaruh *Performance* terhadap BPP

Model ini mencerminkan struktur kausal yang memungkinkan pengujian pengaruh langsung dan tidak langsung secara simultan. *Component Cost* dan *Performance* diperlakukan sebagai konstruk laten yang direpresentasikan oleh indikator-indikator kuantitatif, sedangkan BPP diperlakukan sebagai indikator agregat biaya sistem (*system-level indicator*).

Evaluasi model dalam *PLS-SEM* dilakukan melalui dua tahap utama, yaitu evaluasi *outer model* dan *inner model*. Evaluasi *outer model* bertujuan untuk menguji validitas dan reliabilitas indikator dalam merepresentasikan konstruk laten. Pengujian ini meliputi analisis *loading factor*, *composite reliability*, *average variance extracted (AVE)*, serta uji validitas diskriminan (*discriminant validity*). Konstruk dinyatakan valid apabila indikator memiliki *loading* yang memadai dan nilai AVE di atas ambang batas yang direkomendasikan dalam literatur metodologi.

Selanjutnya, evaluasi *inner model* bertujuan untuk menguji kekuatan dan arah hubungan antar konstruk laten. Analisis ini meliputi pengujian *path coefficient*, nilai koefisien determinasi (R^2), serta ukuran relevansi prediktif (*predictive relevance/Q²*). Signifikansi hubungan diuji melalui prosedur *bootstrapping*, yaitu teknik resampling yang memungkinkan estimasi distribusi empiris parameter tanpa asumsi distribusi normal (*non-parametric inference*). Nilai *t-statistic* dan *p-value* digunakan untuk menentukan signifikansi statistik hubungan antarvariabel.

Penggunaan *PLS-SEM* dalam penelitian ini juga memungkinkan analisis efek mediasi (*mediation effect*), yaitu pengujian apakah *Performance* memediasi hubungan antara *Component Cost* dan BPP. Analisis mediasi penting untuk memahami apakah investasi biaya berdampak langsung terhadap biaya sistem atau melalui peningkatan produksi energi. Dengan pendekatan ini, model tidak hanya menguji hubungan linier sederhana, tetapi juga menangkap dinamika struktural dalam sistem kelistrikan.

Dengan demikian, pendekatan *PLS-SEM* memberikan dasar metodologis yang kuat untuk menguji model teoritis yang telah dibangun berdasarkan landasan teori biaya dan transisi energi. Pendekatan ini memungkinkan integrasi perspektif ekonomi produksi, struktur biaya pembangkitan, dan dinamika sistem dalam satu kerangka analisis yang koheren (*integrated analytical framework*). Melalui metode ini, penelitian dapat memberikan bukti empiris mengenai bagaimana interaksi antara *Component Cost*, *Performance*, dan BPP membentuk dinamika biaya sistem kelistrikan Indonesia dalam era transisi energi.