

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang Masalah

Transisi energi dilaksanakan untuk beralih dari energi fosil ke energi terbarukan sebagai strategi mitigasi perubahan iklim. Perubahan yang dilakukan tidak sekadar pergantian teknologi pembangkit, melainkan mencakup perubahan menyeluruh mulai dari cara suatu sistem ketenagalistrikan direncanakan, dioperasikan dan dikembangkan dalam waktu jangka panjang. Untuk konteks Indonesia Pemerintah telah menyatakan komitmen untuk mencapai target Net Zero Emission (NZE) pada tahun 2060 melalui *Enhanced Nationally Determined Contribution (NDC)*[1] sebagai penguatan target dan bagian dari aksi mitigasi iklim nasional. Komitmen tersebut menuntut penurunan intensitas emisi sektor energi secara konsisten, sekaligus memastikan energi tetap dapat diakses, andal, terjangkau dan mampu mendukung pertumbuhan ekonomi. Maka, agenda transisi energi harus diterjemahkan kedalam keputusan pembangunan infrastruktur dan kebijakan operasional yang dapat dipertanggungjawabkan baik secara teknis maupun ekonomis. Dalam mendukung program transisi energi, PLN telah menerjemahkan arah kebijakan transisi energi kedalam dokumen perencanaan resmi melalui Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) 2025-2034[2]. RUPTL berperan sebagai peta jalan pembangunan infrastruktur ketenaga listrikan dalam upayanya memenuhi permintaan listrik, memenuhi target bauran energi, serta menjaga keandalan sistem. Dalam perspektif perencanaan, RUPTL tidak hanya memuat daftar proyek dan jadwal *Commercial Operation Date (COD)*, tetapi juga merefleksikan asumsi-asumsi permintaan beban, ketersediaan bahan bakar, kesiapan jaringan serta rencana bauran energi baru terbarukan (EBT). Karena hal tersebut, RUPTL dapat dianggap sebagai dasar pembentukan portofolio pengembangan kapasitas sistem yang akan menentukan lintasan (*trajectory*) emisi dan struktur biaya penyediaan listrik selama rentang sepuluh tahun kedepan (2025-2034).

Dalam penelitian ini, portofolio pengembangan kapasitas didefinisikan sebagai sekumpulan keputusan perencanaan[3] sistem tenaga listrik yang saling terkait, yang mencakup jenis teknologi pembangkit[4], kapasitas terpasang, lokasi proyek, serta jadwal

COD yang secara bersama sama membentuk konfigurasi sistem dan menentukan pola operasi sistem pada horison analisis 2025-2034. Portofolio dalam pengertian ini bukan sekadar daftar proyek, melainkan kombinasi keputusan investasi[5] yang menghasilkan konsekuensi operasional yang berbeda ketika diuji melalui simulasi *unit commitment* dan *economic dispatch*, termasuk perbedaan biaya total sistem, kebutuhan investasi, emisi dan keandalan pasokan.

Dalam mengevaluasi portofolio, untuk melihat hubungan antara biaya total sistem dan kebutuhan investasi, dalam penelitian ini *trade-off* didefinisikan sebagai hubungan sistematis antara kebutuhan investasi (CAPEX) dan biaya total sistem jangka panjang[5] di mana perubahan pada struktur investasi secara konsisten memengaruhi hasil operasi sistem tenaga. Hubungan ini mencerminkan kondisi di mana peningkatan CAPEX pada jenis dan tingkat investasi tertentu[6], seperti pembangkit yang lebih efisien, peningkatan fleksibilitas operasi, atau integrasi EBT/VRE, dapat dikompensasi oleh penurunan biaya operasi jangka panjang, sehingga menghasilkan biaya total sistem yang lebih efisien secara keseluruhan. Oleh karena itu, hubungan tersebut dipahami sebagai mekanisme optimasi biaya operasi melalui investasi aset[7] yang digunakan untuk mengidentifikasi portofolio pengembangan kapasitas yang paling efisien secara sistem, sebagaimana direpresentasikan oleh portofolio-portofolio efisien pada Pareto frontier.

Dalam pelaksanaannya, upaya transisi energi menghadirkan tantangan baru dalam perencanaan produksi energi, pola perencanaan produksi energi tidak cukup hanya berfokus pada pemenuhan kebutuhan beban dan minimisasi biaya pokok produksi. Integrasi pembangkit EBT yang bersifat intermiten, khususnya pembangkit listrik tenaga surya (PLTS) dan pembangkit listrik tenaga bayu (PLTB), mengubah karakter operasi sistem karena outputnya dipengaruhi kondisi cuaca dan memiliki variabilitas yang tinggi [8]. Variabilitas ini berdampak pada kebutuhan fleksibilitas operasi disaat sistem harus mampu merespon perubahan sistem dengan lebih cepat, menyediakan cadangan pasokan yang memadai dengan tetap mempertahankan batasan teknis operasi seperti *ramping rate*, *minimum up/down time* serta batasan jaringan. Selain itu, seiring peningkatan penetrasi EBT dapat memunculkan konsekuensi operasional seperti *curtailment*, penjadwalan ulang pembangkitan termal, peningkatan frekuensi *start-up/shut-down*, hingga kebutuhan penyimpanan energi dan penguatan jaringan transmisi. Hal ini dapat diartikan pada pengambilan keputusan pengembangan kapasitas harus mempertimbangkan keterkaitan

yang kuat antara rencana investasi dan operasi (*unit commitment/economic dispatch*[9]) serta dampaknya terhadap emisi.

Dalam menghadapi tantangan tersebut, portofolio pengembangan sistem harus tetap dapat memenuhi fungsi utamanya yaitu menyediakan energi secara andal dan ekonomis. RUPTL PLN 2025-2034 secara eksplisit merencanakan pembangunan infrastruktur ketenagalistrikan yang mendukung transisi energi, baik pada sisi pembangkitan EBT, penguatan sistem maupun jaringan, sehingga membentuk portofolio pengembangan kapasitas sistem/subsistem untuk sepuluh (10) tahun kedepan[2]. Meski demikian, portofolio yang direncanakan belum tentu merupakan portofolio yang optimal ketika diuji melalui simulasi produksi operasi sistem yang mempertimbangkan keterbatasan teknis, ketidakpastian serta dinamika biaya dan emisi. Portofolio pengembangan kapasitas juga dapat memiliki hubungan, misalnya portofolio dengan penetrasi EBT tinggi dapat menurunkan emisi, tetapi meningkatkan kebutuhan fleksibilitas dan investasi, sebaliknya portofolio dengan fleksibilitas tinggi dapat menekan biaya operasi dan menjaga keandalan, tetapi memerlukan biaya investasi (CAPEX) yang signifikan. Oleh karena itu, evaluasi portofolio perlu dilakukan secara lebih mendalam dan kuantitatif[10][11].

Evaluasi yang dilakukan ini penting karena pilihan pengembangan kapasitas tidak bersifat tunggal. Selain portofolio yang mengacu pada RUPTL 2025-2034, terdapat pilihan alternatif yang dapat menghasilkan biaya total sistem yang lebih rendah atau memberikan gambaran ekstrim dari sisi biaya, emisi maupun keandalan. Alternatifnya dapat berupa variasi jenis teknologi, variasi lokasi, variasi jadwal COD. Perbedaan pada jadwal COD atau komposisi teknologi dapat memberikan dampak besar pada biaya operasi tahunan, kebutuhan cadangan serta emisi yang dihasilkan. Karena itu, penilaian portofolio sebaiknya tidak hanya menilai kecukupan kapasitas saja, tetapi menilai juga konsekuensi operasionalnya pada horison waktu tertentu melalui simulasi produksi dan optimasi operasi[12].

Penekanan pada biaya total sistem menjadi penting karena dengan transisi energi dapat menggeser struktur biaya dari dominasi biaya variable bahan bakar menjadi biaya investasi dan biaya sistem yang lebih tinggi. Biaya total sistem, dalam penelitian ini, dipahami sebagai gabungan komponen biaya yang relevan sepanjang horison analisis, meliputi biaya investasi (CAPEX) pembangkit dan/atau jaringan, biaya operasi dan pemeliharaan tetap (FOM) serta variable (VOM), biaya bahan bakar, biaya start-

up/shutdown, biaya terkait interkoneksi. Selain itu, untuk aspek keandalan, biaya ketidakandalan direpresentasikan melalui nilai kehilangan beban (*Value of Loss Load*, VoLL) yang dikalikan dengan energi tidak terlayani (*unserved energy*). Dari sudut pengambilan keputusan, biaya total sistem akan memberikan gambaran awal seberapa besar konsekuensi ekonomi yang harus ditanggung dari suatu portofolio, sekaligus membantu dalam identifikasi hubungan antara biaya, emisi dan keandalan.

Permasalahan optimasi produksi energi dan pengembangan kapasitas menjadi semakin kritis disaat sistem menghadapi kenaikan permintaan energi memiliki keterbatasan pembangkitan lokal dan target bauran EBT yang tinggi. Kenaikan permintaan energi akan memperketat *reserve margin* bila proyek tidak masuk sistem tepat waktu, sementara penetrasi VRE menuntut kemampuan penyeimbangan sistem yang lebih besar. Bila keputusan pengembangan kapasitas kurang tepat, konsekuensi yang ditanggung dapat berupa meningkatnya biaya operasi dan risiko ketidakandalan. Di sisi lain, investasi yang konservatif atau berlebih dapat meningkatkan biaya sistem karena CAPEX yang tidak efektif. Dengan demikian, penelitian ini mengkaji variasi portofolio dan dampaknya terhadap biaya total sistem menjadi relevan untuk menjembatani kebutuhan transisi energi.

Dari literatur-literatur, telah banyak diterapkan simulasi dan pemodelan optimasi untuk menjawab permasalahan ini, khususnya pada pengintegrasian EBT, peningkatan fleksibilitas sistem melalui pembangkit dengan *ramping rate* tinggi, interkoneksi dan penyimpanan energi serta minimisasi biaya[13]. Pendekatan yang umum digunakan adalah pemodelan *unit commitment* dan *economic dispatch* berbasis optimasi dengan metode MILP dengan batasan teknis pembangkit dan jaringan, sehingga hasilnya dapat merepresentasikan pola operasi yang realistis. Dalam konteks pengembangan kapasitas, hasil simulasi produksi memberikan informasi penting dalam hal tingkat pemanfaatan pembangkit yang ditunjukkan dengan *capacity factor*, kebutuhan cadangan, frekuensi *start-up*, kontribusi interkoneksi serta biaya total sistem, tahunan dan kumulatif. Indikator-indikator hasil simulasi produksi ini diperlukan untuk menilai suatu portofolio benar-benar baik untuk dioperasikan dan bukan hanya terlihat baik diatas kertas.

Mengacu pada latar belakang tersebut, penelitian ini bertujuan untuk melakukan simulasi produksi energi listrik terhadap beberapa portofolio pengembangan sistem untuk melihat variasi biaya total sistem dari masing-masing portofolio dan dapat mengidentifikasi portofolio yang lebih efisien. Untuk studi kasus dipilih Subsistem kelistrikan Bali karena

merupakan subsistem yang krusial dan unik. Sebagai destinasi pariwisata internasional dan daerah dengan komitmen kuat terhadap energi bersih dengan target emisi nol bersih lebih cepat pada tahun 2045.[14]. Bali juga memiliki permintaan energi listrik yang tinggi dan sensitif terhadap gangguan pasokan karena beban yang dipengaruhi aktivitas ekonomi dan pariwisata serta keterbatasan ruang dan isu lingkungan yang dapat membatasi pengembangan pembangkit konvensional. Selain itu, Bali juga terhubung dengan pasokan dari Pulau Jawa sehingga interkoneksi menjadi factor penting dalam operasi dan perencanaan.

Berdasarkan RUPTL 2025-2034, pertumbuhan permintaan listrik Bali dinyatakan tinggi dan sebagian besar pasokan masih bertumpu pada pembangkit lokal serta pasokan dari Pulau Jawa, dengan rata-rata pertumbuhan sebesar 7% per tahun[2]. Kondisi ini membuat perencanaan portofolio pengembangan kapasitas Bali menjadi isu strategis, disatu sisi harus mampu memenuhi kebutuhan beban yang meningkat dan menjaga keandalan, disisi lain harus sejalan dengan target bauran EBT.

Ketergantungan pada pasokan dari luar pulau menambah risiko dalam pembatasan transfer atau gangguan jaringan, sehingga optimalisasi portofolio tidak hanya menambah kapasitas, tetapi juga mengatur komposisi teknologi dan fleksibilitas secara tepat. Oleh karena itu, melalui simulasi produksi energi dan evaluasi biaya total sistem, penelitian ini diharapkan dapat memberikan dasar analisis untuk menilai berbagai alternatif portofolio pengembangan kapasitas Subsistem Bali.

1.2 Rumusan Masalah

Berdasarkan latar belakang masalah yang telah diuraikan, rumusan masalah dalam penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Bagaimana memodelkan subsistem kelistrikan Bali dengan proses simulasi optimasi produksi (*Unit Commitment and economic dispatch*) yang merefleksikan portofolio pengembangan kapasitas subsistem Bali?
2. Portofolio mana yang dapat memberikan penurunan biaya total sistem dibandingkan dengan portofolio RUPTL?
3. Bagaimana *trade-off* antara biaya total sistem dan kebutuhan investasi pada masing-masing portofolio pengembangan kapasitas subsistem?

1.3 Tujuan Penelitian

Penelitian ini bertujuan untuk melakukan simulasi produksi energi listrik guna mengevaluasi kinerja beberapa alternatif portofolio pengembangan kapasitas Subsistem Bali dan khususnya tujuan yang hendak dicapai adalah sebagai berikut:

1. Membangun model simulasi optimasi produksi tenaga listrik untuk subsistem Bali.
2. Membandingkan komposisi antar portofolio pengembangan kapasitas yang optimal di Subsistem Bali dilihat dari indikator unjuk kerja.
3. Melakukan analisis terhadap komposisi portofolio berdasarkan skenario perubahan biaya investasi dan operasional.

1.4 Manfaat Penelitian

Penelitian ini diharapkan dapat memberikan manfaat baik teoritis maupun praktis sebagai berikut:

1. Menambah ilmu pengetahuan di bidang optimasi sistem tenaga listrik, khususnya dalam perencanaan pengembangan kapasitas.
2. Memberikan rekomendasi yang berbasis data dan model optimasi kepada pemangku kepentingan energi di Bali mengenai komposisi portofolio pengembangan kapasitas.
3. Menjadi referensi untuk penelitian lanjutan yang lebih mendalam mengenai pengembangan kapasitas.

1.5 Ruang Lingkup Masalah

Penelitian ini difokuskan pada pengembangan model Subsistem kelistrikan Bali sebagai dasar analisis pengambilan keputusan dalam pemilihan portofolio pengembangan kapasitas. Adapun ruang lingkup dan batasan penelitian adalah sebagai berikut:

1. Pemodelan sistem kelistrikan dibatasi untuk sub-sistem Bali. Data profil beban, tarif listrik, rencana pengembangan jaringan dan pembangkit akan disesuaikan dengan rencana pengembangan subsistem Bali sesuai dengan RUPTL PLN 2025-2034. Dengan jangka waktu perencanaan 10 tahun.
2. Lingkup penelitian ada pada simulasi produksi energi listrik yang dihasilkan dari pembangkit eksisting dan rencana pembangkit baru termasuk pembangkit VRE

dan pembangkit fosil. Batasan untuk analisis operasional akan disederhanakan melalui model simulasi unit komitmen dan unit dispatch, dengan mempertimbangkan batasan seperti cadangan operasi dan keterbatasan ramping rate.

3. Penelitian ini akan menekankan pada analisis tekno-ekonomi. Aspek teknis terkait Simulasi sistem tenaga listrik untuk mendalami layanan pendukung jaringan misalnya seperti aliran daya, hubung singkat, pengaturan frekuensi tidak termasuk dalam lingkup penelitian. Aspek ekonomi mencakup analisis biaya investasi, biaya pembangkitan. Data dari RUPTL PLN 2025-2034 akan menjadi acuan utama.

1.6 Celah Penelitian

Celah penelitian ada pada studi kasus simulasi produksi energi listrik untuk portofolio pengembangan kapasitas sub-sistem Bali yang eksplisit merujuk dan mengintegrasikan data, target, dan skenario pada RUPTL PLN 2025-2034. Ini memastikan relevansi penelitian dengan arah kebijakan dan perencanaan ketenagalistrikan nasional terkini khususnya untuk subsistem Bali.

1.7 Hipotesis Penelitian

Hipotesis penelitian ini adalah

1. H1 (Utama) : Terdapat alternatif portofolio yang dapat menurunkan *total system cost (non-investment cost)* dibanding *baseline* tanpa meningkatkan USE.
2. H2 (pendukung) : Perbedaan skenario pengembangan kapasitas subsistem kelistrikan Bali mempengaruhi pola operasi sistem dan berdampak pada biaya total sistem serta kebutuhan investasi

Hipotesis-hipotesis ini akan diuji dan dievaluasi melalui pemodelan, simulasi, dan analisis yang akan dilakukan dalam penelitian ini.