

BAB I

PENDAHULUAN

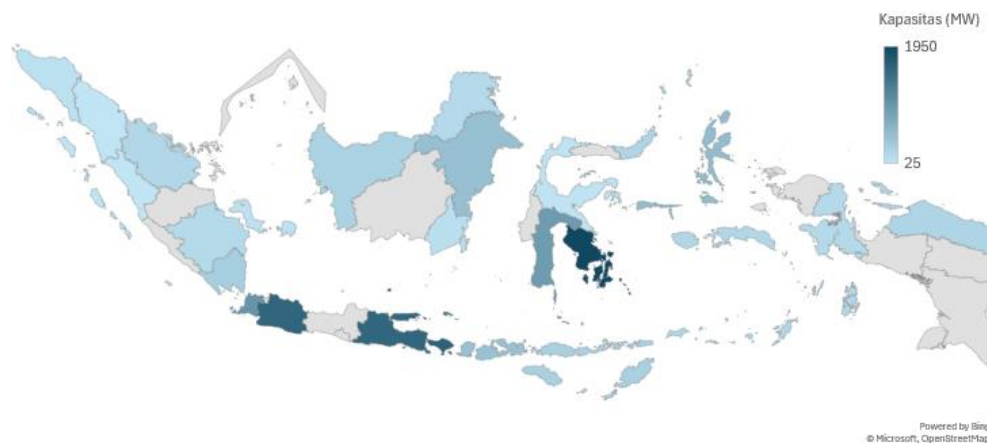
1.1 Latar Belakang

Sektor ketenagalistrikan merupakan salah satu pilar strategis dalam mendukung pembangunan nasional dan pertumbuhan ekonomi Indonesia. Untuk memenuhi permintaan energi yang terus meningkat seiring pertumbuhan penduduk dan aktivitas industri, Pemerintah Indonesia melalui PT PLN (Persero) telah mengembangkan bauran pembangkit listrik yang terdiri dari berbagai jenis sumber energi, baik yang bersumber dari energi fosil maupun Energi Baru dan Terbarukan (EBT). Hingga saat ini, sistem kelistrikan nasional masih didominasi oleh pembangkit berbasis energi fosil atau dikenal juga dengan pembangkit thermal, terutama Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU) yang menggunakan batubara, serta pembangkit listrik berbahan bakar gas dan minyak bumi seperti Pembangkit Listrik Tenaga Gas (PLTG), Pembangkit listrik Tenaga Gas Uap (PLTGU) dan Pembangkit Listrik Tenaga Mesin Gas (PLTMG) [1]. Meskipun pembangkit EBT mulai mengalami peningkatan kapasitas namun secara total kapasitas terpasang nasional masih relatif rendah. Berdasarkan data Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) PLN 2021–2030, per akhir tahun 2020, porsi pembangkit EBT baru mencapai sekitar 14% dari total kapasitas nasional, sedangkan sisanya masih didominasi oleh pembangkit berbahan bakar fosil [2]. Oleh karena itu, dalam beberapa tahun mendatang, keberadaan pembangkit thermal, khususnya berbasis gas, masih akan memainkan peran penting dalam menjamin keandalan pasokan listrik nasional, dan bertahap mendukung upaya transisi menuju sistem energi rendah karbon.

Pengumuman resmi RUPTL PLN 2025–2034 oleh Menteri ESDM pada Mei 2025 menegaskan bahwa meskipun fokus utama pembangunan pembangkit listrik nasional akan diarahkan pada EBT, pembangkit listrik berbahan bakar gas masih tetap mendapat porsi signifikan, khususnya dalam lima tahun pertama, yakni sebesar 9,2 GW dari total 27,9 GW kapasitas baru yang akan dibangun [3]. Hal ini menunjukkan bahwa pembangkit gas tetap menjadi elemen penting dalam bauran energi nasional selama masa transisi energi. Perannya sebagai *transition fuel* yang fleksibel dan lebih bersih dibanding

batubara membuatnya menjadi penyangga krusial bagi stabilitas sistem kelistrikan yang semakin mengandalkan EBT intermiten seperti tenaga surya (PLTS) dan angin (PLTB). Selain itu, investasi dalam proyek-proyek gas, termasuk melalui skema IPP, menjadi peluang besar dalam penciptaan lapangan kerja dan pertumbuhan industri lokal. Oleh karena itu, kebutuhan akan model estimasi biaya yang akurat dan kontekstual untuk proyek pembangkit listrik gas menjadi semakin mendesak, agar perencanaan proyek dalam RUPTL dapat dieksekusi secara efektif, efisien, dan sejalan dengan target Net Zero Emissions 2060. Dengan demikian, pengembangan pembangkit gas menjadi bagian integral dalam peta jalan transisi energi nasional.

Rencana pengembangan pembangkit listrik berbahan bakar gas dalam RUPTL 2025–2034 menunjukkan bahwa proyek-proyek pembangkit gas direncanakan tersebar di berbagai wilayah Indonesia dengan karakteristik geografis yang beragam (Gambar 1-1). Sebaran lokasi pembangunan tersebut mencerminkan variasi kebutuhan sistem kelistrikan regional sekaligus potensi perbedaan biaya investasi antar wilayah, dalam hal ini aspek estimasi biaya investasi menjadi komponen penting yang tidak dapat diabaikan dalam perencanaan dan pengambilan keputusan proyek [4]. Estimasi biaya yang akurat sejak tahap awal sangat menentukan kelayakan finansial proyek, efisiensi alokasi anggaran, serta keberhasilan implementasi proyek secara keseluruhan. Ketidaktepatan dalam perhitungan biaya awal dapat berujung pada pembengkakan biaya (*cost overrun*), keterlambatan pelaksanaan, bahkan kegagalan proyek [5]. Selain faktor teknis, deviasi biaya pada proyek konstruksi juga dipengaruhi aspek kontraktual dan manajerial yang berpotensi memicu klaim dan sengketa [6]. Hal ini menjadi sangat relevan mengingat pembangunan pembangkit listrik skala menengah hingga besar, seperti PLTMG, PLTG dan PLTGU, membutuhkan investasi yang signifikan serta melibatkan banyak komponen teknis dan non-teknis.



Gambar 1-1 Rencana pembangunan pembangkit listrik berbahan bakar gas berdasarkan RUPTL 2025 – 2034
(Sumber: Hasil olahan penulis, 2025)

Estimasi biaya proyek pembangkit dapat dilakukan dengan berbagai metode. Saat ini, metode estimasi biaya awal yang umum digunakan bersifat parametrik dan berbasis referensi historis. Pada tahap pra-studi kelayakan, perencana sering menggunakan data biaya dari proyek-proyek terdahulu atau informasi dari pemasok peralatan sebagai acuan, kemudian melakukan penyesuaian terhadap karakteristik proyek baru. Salah satu pendekatan yang banyak digunakan adalah regresi terhadap data historis dalam estimasi biaya untuk beberapa jenis pembangkit gas di Indonesia dengan memanfaatkan data proyek eksisting dan data manufaktur, lalu menerapkan metode regresi *least square* untuk memperoleh persamaan estimasi terhadap kapasitas terpasang [4]. Hasilnya menunjukkan model non-linear berbentuk fungsi pangkat, yang menggambarkan tren biaya per unit kapasitas (USD/kW) untuk masing-masing tipe pembangkit listrik berbahan bakar gas [4]. Studi ini merupakan kelanjutan dari model serupa namun khusus untuk tipe pembangkit PLTMG dan memperkenalkan koefisien zonasi (*zone coefficient*) sebagai koreksi geografis dalam estimasi biaya [7]. Selain pendekatan regresi dan *scaling law*, faktor lokasi geografis kini menjadi aspek penting dalam estimasi biaya, mengingat perbedaan aksesibilitas, harga material lokal, logistik, serta ongkos tenaga kerja antarwilayah. Nilai biaya historis juga dipengaruhi kondisi makroekonomi lintas waktu, khususnya inflasi dan tingkat bunga yang memengaruhi iklim investasi di Indonesia [8], [9].

Pendekatan regresi seperti yang dikembangkan sebelumnya telah menunjukkan performa yang baik dalam mengestimasi biaya proyek pembangkit gas, namun model tersebut masih bersifat deterministik dan belum menangkap dinamika ketidakpastian biaya yang sering terjadi dalam pelaksanaan proyek. Dalam kenyataannya, biaya aktual dapat dipengaruhi oleh fluktuasi harga bahan bakar, ketidakpastian rantai pasok, kondisi lokasi, hingga perubahan kebijakan. Pendekatan regresi menghasilkan satu nilai estimasi tunggal tanpa memberikan informasi mengenai rentang variasi atau probabilitas terjadinya deviasi dari nilai estimasi tersebut. Kebutuhan untuk mengekspresikan keluaran analisis sebagai rentang (bukan angka tunggal) juga terlihat pada studi-studi ketenagalistrikan yang memanfaatkan Monte Carlo. Marbun dkk. menggunakan metode Monte Carlo untuk menunjukkan bahwa target dan indikator sebaiknya disajikan sebagai rentang dengan tingkat keyakinan tertentu; misalnya dilaporkan nilai rata-rata dan interval kepercayaan 95% untuk masing-masing indikator [10]. Pada level studi proyek, Wirawan dan Garniwa menerapkan Monte Carlo untuk memperoleh distribusi keluaran serta analisis sensitivitas, dan menunjukkan bahwa faktor dominan dapat diidentifikasi secara kuantitatif [11].

Untuk mengatasi keterbatasan yang dipaparkan diatas, beberapa studi telah mengusulkan penggunaan simulasi monte carlo sebagai pelengkap terhadap model deterministik. Misalnya, Islam dan Hadidi (2022) menunjukkan bahwa integrasi antara regresi dan simulasi monte carlo dapat menghasilkan proyeksi biaya yang lebih representatif, dengan mempertimbangkan distribusi probabilitas dari input maupun residual model [5]. Selain itu, studi oleh Heck et al. (2016) dan Yunwanti (2023) menunjukkan bahwa simulasi monte carlo efektif digunakan untuk mengestimasi *cost contingency*, menyusun distribusi risiko, dan menghasilkan keputusan yang lebih berbasis data dalam pengelolaan anggaran proyek [12], [13]. Dengan demikian, pendekatan probabilitas seperti monte carlo memberikan nilai tambah signifikan dalam perencanaan proyek, khususnya pada proyek infrastruktur energi yang kompleks dan padat modal.

Regresi dan simulasi monte carlo telah banyak digunakan secara terpisah dalam estimasi biaya proyek, akan tetapi hingga saat ini belum ditemukan penelitian yang secara khusus mengintegrasikan kedua pendekatan tersebut untuk konteks pembangkit listrik berbahan bakar gas di Indonesia. Sebagian besar studi masih membahas regresi tanpa

memperhitungkan ketidakpastian, atau sebaliknya, menerapkan simulasi risiko tanpa berbasis model empiris lokal. Oleh karena itu, penelitian ini bertujuan untuk mengisi celah tersebut dengan mengembangkan model estimasi biaya proyek pembangkit gas yang menggabungkan regresi berbasis data historis dengan simulasi monte carlo, serta mempertimbangkan pengaruh kapasitas dan lokasi proyek sebagai variabel kunci. Dengan pendekatan ini, diharapkan dapat diperoleh estimasi biaya yang tidak hanya akurat secara rata-rata, tetapi juga mampu menggambarkan risiko biaya secara kuantitatif melalui distribusi probabilitas hasil estimasi. Lebih lanjut, integrasi regresi dan simulasi monte carlo dalam penelitian ini memungkinkan penyajian estimasi biaya dalam bentuk nilai titik (*point estimate*) dan rentang probabilistik (P10, P50, dan P90), sehingga dapat digunakan sebagai dasar penetapan *contingency* biaya dan pengambilan keputusan investasi yang lebih informasional pada tahap awal perencanaan proyek pembangkit listrik berbahan bakar gas di Indonesia.

Hasil penelitian ini diharapkan dapat memberikan kontribusi praktis dalam penyusunan *cost estimate* dan pengambilan keputusan investasi proyek pembangkit listrik berbahan gas di Indonesia, sekaligus memperkaya kajian akademik dalam bidang rekayasa biaya proyek energi.

1.2 Rumusan Masalah

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

1. Bagaimana membangun model estimasi biaya satuan (USD/kW) untuk proyek pembangkit listrik berbahan bakar gas di Indonesia menggunakan pendekatan regresi berbasis data historis?
2. Bagaimana penerapan simulasi monte carlo dapat digunakan untuk memberikan distribusi probabilitas dari hasil estimasi biaya regresi, serta mencerminkan ketidakpastian proyek secara kuantitatif?
3. Bagaimana tingkat akurasi model estimasi biaya gabungan regresi dan monte carlo bila dibandingkan dengan data aktual biaya proyek yang telah terbangun?

1.3 Tujuan Penelitian

Penelitian ini bertujuan untuk mengembangkan model estimasi biaya proyek pembangkit listrik berbahan bakar gas berbasis data historis dengan pendekatan regresi dan simulasi monte carlo. Secara khusus, tujuan yang ingin dicapai adalah sebagai berikut:

1. Membangun model estimasi biaya satuan (USD/kW) untuk proyek pembangkit listrik berbahan bakar gas di Indonesia menggunakan pendekatan regresi berbasis data historis.
2. Menerapkan simulasi monte carlo untuk menghasilkan distribusi probabilistik dari hasil estimasi biaya regresi, guna mencerminkan ketidakpastian dalam proyek pembangkit.
3. Mengevaluasi tingkat akurasi model gabungan regresi dan monte carlo dengan membandingkannya terhadap data aktual biaya proyek yang telah dibangun.

1.4 Manfaat Penelitian

Penelitian ini diharapkan dapat memberikan kontribusi baik secara teoretis maupun praktis, antara lain sebagai berikut:

1. Menyediakan pendekatan estimasi biaya proyek pembangkit gas yang mempertimbangkan faktor kapasitas, lokasi, dan ketidakpastian secara kuantitatif.
2. Memberikan prediksi biaya berbasis risiko melalui simulasi monte carlo, bukan hanya nilai estimasi tunggal.
3. Mendukung PLN, pemerintah, atau pengembang swasta dalam menyusun *cost estimate* dan perencanaan kelayakan proyek serta pengambilan keputusan investasi yang lebih akurat dan realistis.
4. Menjadi referensi ilmiah untuk pengembangan metode estimasi biaya probabilistik pada sektor infrastruktur energi.

1.5 Ruang Lingkup Masalah

Penelitian ini difokuskan pada pengembangan model estimasi biaya satuan (*unit cost*) proyek pembangkit listrik berbahan bakar gas dengan pendekatan gabungan antara analisis regresi dan simulasi monte carlo, berdasarkan data historis proyek-proyek sejenis yang telah dibangun di Indonesia.

Adapun ruang lingkup dan batasan dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Jenis pembangkit yang dikaji dibatasi pada pembangkit thermal berbahan bakar gas, seperti Pembangkit Listrik Tenaga Gas (PLTG), Pembangkit Listrik Tenaga Gas Uap (PLTGU), maupun Pembangkit Listrik Tenaga Mesin Gas (PLTMG). Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU) dan pembangkit listrik EBT tidak termasuk dalam cakupan model.
2. Data historis yang digunakan merupakan data proyek pembangkit yang telah terkontrak, dengan informasi kapasitas terpasang (MW) dan nilai investasi atau biaya *Engineering, Procurement, and Construction* (EPC) dalam satuan USD/kW.
3. Biaya non EPC seperti biaya pemilik (*Owner Cost*), yang meliputi biaya pengembangan / *development cost* (seperti biaya studi dan mobilisasi awal, pembebasan lahan, perijinan dan konsultan), biaya bahan bakar selama masa komissioning dan biaya lain-lain / *other costs* (FAT dan *engineering meeting*), biaya pajak-pajak tidak dipertimbangkan dalam estimasi biaya.
4. Variabel utama dalam model adalah kapasitas output pembangkit, lokasi pembangunan dan waktu kontrak, yang diasumsikan berpengaruh signifikan terhadap biaya satuan. Faktor teknologi diasumsikan nilai dan besarnya sebagai faktor normalisasi biaya.
5. Model regresi yang digunakan bersifat parametrik, tanpa melibatkan struktur biaya rinci atau estimasi berbasis kuantitas teknis (*bottom-up*). Pendekatan ini ditujukan untuk menghasilkan estimasi pada tahap awal perencanaan proyek.
6. Simulasi monte carlo diterapkan untuk mengevaluasi ketidakpastian dari model estimasi, menggunakan distribusi *probabilitas residual error* dari model regresi, serta distribusi historis dari variabel input.

7. Evaluasi model dilakukan dengan membandingkan hasil estimasi terhadap data aktual proyek, menggunakan metrik seperti koefisien deterministik (R^2), *Root Mean Square Error* (RMSE), *Mean Absolute Error* (MAE), dan *Mean Absolute Percentage Error* (MAPE) sebagai indikator akurasi.

Dengan ruang lingkup tersebut, penelitian ini diharapkan dapat menghasilkan model estimasi biaya yang praktis, akurat, dan adaptif terhadap ketidakpastian, yang dapat digunakan untuk mendukung penyusunan *cost estimate* ataupun perencanaan anggaran proyek pembangkit gas di Indonesia.

1.6 Kebaharuan

Penelitian ini menghadirkan kebaruan dalam pengembangan model estimasi biaya proyek pembangkit listrik berbahan bakar gas di Indonesia dengan pendekatan gabungan regresi berbasis data historis dan simulasi monte carlo secara terintegrasi. Beberapa aspek kebaruan yang menjadi kontribusi utama dalam studi ini antara lain:

1. Integrasi Metodologis

Penelitian ini merupakan salah satu yang pertama di Indonesia yang menggabungkan pendekatan regresi (parametrik) dan simulasi monte carlo (probabilistik) dalam satu model estimasi biaya untuk proyek PLTMG, PLTG, dan PLTGU.

2. Penyesuaian Lokasi dan Waktu Secara Empiris

Model ini memperhitungkan variabel lokasi geografis dengan menggunakan *Indeks Kemahalan Konstruksi (IKK)* serta variabel waktu melalui penyesuaian Indeks Harga Konsumen (IHK) atau *Consumer Price Index (CPI)*, menghasilkan estimasi biaya yang lebih kontekstual dan dapat dibandingkan antar wilayah dan waktu pelaksanaan proyek.

3. Pendekatan Probabilistik terhadap Ketidakpastian Proyek

Tidak seperti model deterministik konvensional, pendekatan ini mampu menghasilkan distribusi probabilistik biaya yang mencerminkan ketidakpastian dalam pelaksanaan proyek, sehingga lebih bermanfaat untuk manajemen risiko dan penyusunan *cost contingency* yang selama ini nilainya hanya diasumsikan tanpa rujukan yang kuat.

4. Aplikasi Langsung terhadap Data Proyek Indonesia

Model dikembangkan dan divalidasi secara spesifik dengan data historis proyek pembangkit listrik berbahan bakar gas milik PLN, menjadikannya lebih relevan dan aplikatif untuk kebijakan nasional, termasuk penyusunan *cost estimate* dalam menyusun studi kelayakan internal perusahaan.

5. Kebaruan Implementatif

Model estimasi biaya yang dikembangkan dirancang agar dapat langsung digunakan sebagai alat estimasi biaya tahap awal (*early stage cost estimating tool*) yang selaras dengan klasifikasi estimasi AACE Class 5. Dengan keluaran berupa estimasi deterministik dan rentang probabilistik, model ini mendukung penetapan *contingency* berbasis probabilitas, bukan sekadar judgement subjektif.

Dengan demikian, penelitian ini tidak hanya memberikan alat estimasi biaya yang lebih akurat dan adaptif terhadap risiko, tetapi juga mendorong pendekatan ilmiah berbasis data lokal dalam Gambar 1-1.

1.7 Hipotesis

Berdasarkan rumusan masalah dan tujuan penelitian, maka hipotesis yang dapat diajukan dalam penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. H_0 (Hipotesis Nol)

Model regresi berbasis data historis dan simulasi monte carlo tidak secara signifikan meningkatkan akurasi dan representasi ketidakpastian estimasi biaya proyek pembangkit listrik gas dibandingkan pendekatan deterministik konvensional.

2. H_1 (Hipotesis Alternatif)

Model regresi berbasis data historis yang dikombinasikan dengan simulasi monte carlo secara signifikan dapat meningkatkan akurasi estimasi dan memberikan representasi probabilistik terhadap ketidakpastian biaya proyek pembangkit listrik gas.

Hipotesis ini akan diuji melalui analisis statistik seperti R^2 , RMSE, MAE dan MAPE serta evaluasi terhadap distribusi hasil simulasi monte carlo terhadap data aktual proyek.