

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Transisi energi global menuju sistem yang rendah emisi karbon telah menjadi agenda utama dalam upaya mitigasi perubahan iklim dan peningkatan ketahanan energi. Komitmen internasional, yang diperkuat oleh Perjanjian Paris, mendorong negara-negara untuk mencapai Net Zero Emissions (NZE). Indonesia, sebagai negara berkembang dengan pertumbuhan ekonomi yang pesat dan ketergantungan yang masih tinggi terhadap bahan bakar fosil, berada pada posisi krusial untuk menentukan arah sistem energi masa depan. Dalam dokumen Indonesia Energy Transition Outlook 2023 oleh Institute for Essential Services Reform (IESR), disebutkan bahwa Indonesia berkomitmen mengurangi emisi karbon secara signifikan untuk mencapai target Net Zero Emission (NZE) pada tahun 2060 atau lebih awal [1]. Untuk mencapai target transisi energi, Indonesia menghadapi tantangan besar. Targetnya adalah mencapai bauran energi terbarukan 23 persen pada tahun 2025 dan 31 persen pada tahun 2050. Namun, pada tahun 2020–2023, bauran terbarukan baru hanya mencapai 11–15 persen, dengan lebih dari 67 persen listrik berasal dari batu bara. Dengan dominasi gas dan batu bara, ketergantungan pada energi fosil meningkat dan emisi CO₂ tinggi. Akibatnya, upaya dekarbonisasi menjadi lebih lemah dan diperlukan investasi ratusan miliar dolar untuk infrastruktur energi bersih hingga tahun 2050.

Namun, untuk mencapai target bauran EBT, ada banyak masalah yang harus diselesaikan. Yang paling penting adalah sifat berulang dari sumber energi terbarukan seperti angin dan surya. Jika pembangkit listrik ini mengalami fluktuasi, ini dapat menyebabkan masalah bagi stabilitas dan keandalan grid kelistrikan [2]. Akibatnya, diperlukan solusi teknologi yang tidak hanya dapat memanfaatkan energi terbarukan tetapi juga menyimpannya secara stabil dan dapat digunakan kapan saja. Hidrogen muncul dalam skenario energi masa depan yang berkelanjutan karena memiliki intensitas energi yang tinggi, serbaguna, dan tidak menghasilkan emisi saat dibakar. Peran hidrogen sangat relevan untuk dekarbonisasi sektor-sektor yang sulit dialiri listrik, seperti industri berat, transportasi jarak jauh, dan pembangkit listrik [3].

Meskipun hidrogen menawarkan solusi yang menjanjikan, adopsi secara luas dihadapkan pada beberapa tantangan signifikan. Tantangan utama mencakup tingginya biaya produksi, penyimpanan, dan transportasi, terutama untuk hidrogen hijau [4]. Selain itu, volatilitas dan intermitensi sumber energi terbarukan (EBT) seperti tenaga surya dan angin, yang menjadi pendorong utama produksi hidrogen hijau, dapat mengganggu stabilitas pasokan [5]. Fluktuasi ini dapat menyebabkan kapasitas pemanfaatan yang rendah pada fasilitas produksi hidrogen, yang pada gilirannya meningkatkan biaya satuan per kilogram hidrogen.

Pengembangan hidrogen di Indonesia dilihat dari potensi sumber daya akan sangat besar. Potensi produksi hidrogen dari sumber daya lokal mencapai angka yang signifikan, seperti dirangkum dalam tabel berikut :

Tabel 1.1 Potensi Produksi Hidrogen di Indonesia dari Berbagai Sumber [46]

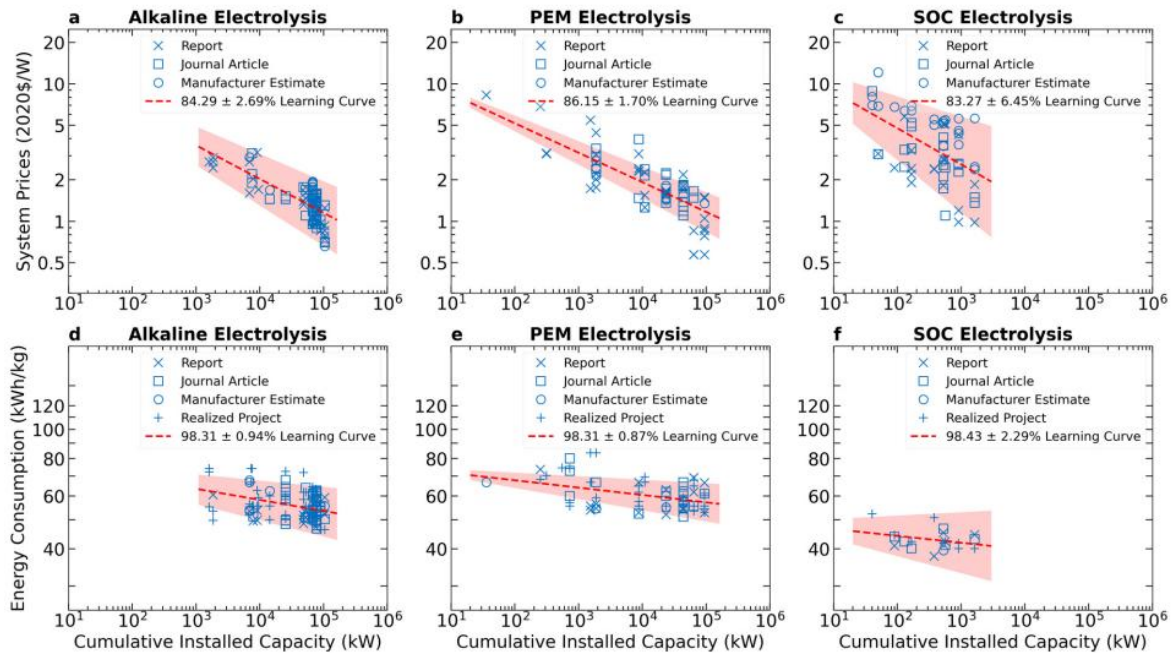
Sumber Daya	Volume Potensial	Satuan	Keterangan
Gas (Flare, Mid-small, Reinjeksi)	5,253,000	ton/tahun	Estimasi dengan rasio cadangan/produksi gas 53 tahun
Lignit	1,259,000	ton/tahun	Estimasi dengan rasio cadangan/produksi batubara 134 tahun
Hasil Samping (By-product H ₂)	333,000	ton/tahun	Setara dengan 3.700 juta Nm ³ /tahun
Tenaga Surya	43,525,000	ton/tahun	Berdasarkan potensi kapasitas PLTS 2,1 juta MW
Tenaga Air	11,894,000	ton/tahun	Berdasarkan potensi kapasitas PLTA 75.000 MW
Tenaga Angin	4,266,000	ton/tahun	Berdasarkan potensi kapasitas PLTB 233.000 MW
Panas Bumi	175,700	ton/tahun	Berdasarkan potensi kapasitas PLTP 16.000 MW
Total Potensi	~66,7 Juta	ton/tahun	

Dari Tabel 1.1, terlihat bahwa potensi terbesar berasal dari energi terbarukan, khususnya tenaga surya yang mencapai 43,5 juta ton per tahun, diikuti oleh tenaga air dan angin. Secara keseluruhan, potensi produksi hidrogen dari sumber daya ini diperkirakan mencapai 48,8 juta ton per tahun, yang jika dikonversi untuk aplikasi kelistrikan berpotensi menghasilkan kapasitas listrik sekitar 16,3 GW melalui dua jalur utama: sel bahan bakar (fuel

cell) untuk sistem berukuran kecil dan co-firing pada turbin gas untuk sistem skala besar. Potensi ini menjadi sangat relevan mengingat kondisi kelistrikan Indonesia saat ini. Terdapat sekitar 5.261 unit pembangkit diesel dengan total kapasitas terpasang 2.068 MW yang tersebar di berbagai wilayah, terutama di area terpencil [46]. Selain itu, armada pembangkit gas nasional terdiri dari unit gas turbine simple cycle (2.404 MW), gas turbine combined cycle (10.168 MW), dan gas engine (1.866 MW) [46]. Pembangkit-pembangkit ini, terutama diesel, merupakan target utama untuk dekarbonisasi dan dapat digantikan atau dikonversi untuk menggunakan hidrogen sebagai bahan bakar. Perjalanan menuju adopsi hidrogen secara luas tidaklah mudah. Terdapat tantangan signifikan yang bersifat teknis dan ekonomis dan yang paling kritis adalah biaya produksi hidrogen yang masih tinggi.

Dalam situasi ini, pengembangan hidrogen hijau melalui teknologi Power-to-Gas (P2G) menjadi solusi yang efektif. Teknologi P2G memungkinkan konversi kelebihan energi listrik dari sumber terbarukan yang tidak terkelola menjadi hidrogen melalui proses elektrolisis [5]. Hidrogen hijau yang dihasilkan melalui proses elektrolisis yang menggunakan listrik EBT tampaknya merupakan vektor energi yang sangat prospektif. Hidrogen yang dihasilkan kemudian dapat disimpan dalam skala besar dan digunakan kembali saat dibutuhkan, sehingga berfungsi sebagai penyangga energi (energy buffer) yang meningkatkan stabilitas dan keandalan jaringan listrik [3]. Dengan demikian, teknologi P2G berperan penting dalam mengintegrasikan EBT ke dalam sistem energi dan mendukung transisi menuju dekarbonisasi [6].

Hidrogen hijau, yang diproduksi menggunakan elektrolisis dengan listrik dari sumber energi terbarukan, merupakan jalur produksi hidrogen paling berkelanjutan karena menghasilkan emisi nol-karbon. Meskipun saat ini menjadi pilihan yang paling mahal, biaya produksinya diperkirakan akan menurun secara signifikan berkat penurunan biaya listrik terbarukan dan peningkatan efisiensi elektroliser [4]. Tinjauan data menunjukkan bahwa biaya hidrogen hijau dapat turun di bawah 5/kgH₂ untuk sumber energi seperti tenaga surya dan angin darat pada tahun 2030, bahkan dalam skenario pesimistis. Penurunan biaya ini merupakan hasil dari sinergi antara kegiatan penelitian dan pengembangan (R&D), efek skala ekonomi, dan kurva belajar teknologi (learning rate) [8]. Menurut satu studi, setiap penggandaan kapasitas terpasang kumulatif dapat menurunkan harga sistem elektroliser sebesar 14-17% dan mengurangi konsumsi energi sebesar sekitar 2% [6].



Gambar 1.1 Sistem Power-to-Gas (P2G)

Gambar diatas menunjukkan sistem Power-to-Gas (P2G) mengubah energi terbarukan yang tidak dapat digunakan menjadi hidrogen, yang kemudian disimpan atau dikirim untuk digunakan di berbagai sektor. Proses ini dimulai dengan elektrolisis air untuk menghasilkan hidrogen (H_2) dan oksigen (O_2), dan hidrogen yang dihasilkan disalurkan ke sistem penyimpanan atau langsung ke titik konsumsi [6]. Teknologi ini sangat penting untuk menyeimbangkan ketersediaan energi terbarukan yang bersifat intermiten dengan permintaan energi [3].

Dalam menilai kelayakan ekonomi proyek hidrogen, metrik *Levelized Cost of Hydrogen* (LCOH) adalah salah satu indikator yang paling banyak digunakan. LCOH menghitung biaya total siklus hidup proyek hidrogen per unit produksi, dengan memperhitungkan biaya modal (CAPEX) dan biaya operasional (OPEX) serta nilai waktu uang [5]. Namun, metode tradisional untuk menghitung LCOH memiliki kelemahan metodologis yang signifikan. Secara global, hidrogen hijau masih menghadapi tantangan ekonomi yang signifikan. Studi oleh Curcio (2025) mengonfirmasi bahwa Levelized Cost of Hydrogen (LCOH) untuk hidrogen hijau masih berada pada kisaran \$3.50 - \$6.00 per kg, lebih tinggi dibandingkan hidrogen biru (\$2.00 - \$3.50/kg) dan hidrogen abu-abu (\$1.50 - \$2.50/kg) [7]. Meskipun biaya hidrogen hijau diproyeksikan turun seiring dengan penurunan

biaya elektroliser dan listrik terbarukan, perhitungan kelayakan finansialnya saat ini masih menjadi penghambat utama investasi.

Perhitungan LCOH tradisional seringkali mengadopsi metode diskonto tunggal (*single discount rate*) yang mengasumsikan risiko proyek yang seragam sepanjang umur ekonomisnya [5]. Metode konvensional menerapkan satu tingkat diskonto (*discount rate*) yang sama untuk semua arus kas, baik arus keluar (biaya) maupun arus masuk (pendapatan). Pendekatan ini mengabaikan perbedaan risiko antara biaya dan pendapatan. Dalam proyek hidrogen, biaya (misalnya, CAPEX dan OPEX) sering kali memiliki tingkat kepastian yang lebih tinggi karena didasarkan pada kontrak yang ditetapkan. Sebaliknya, pendapatan (yaitu, volume produksi hidrogen) lebih rentan terhadap risiko pasar, fluktuasi pasokan energi, atau efisiensi peralatan yang menurun [5].

Untuk proyek dengan banyak modal, menerapkan tingkat diskonto tunggal untuk semua arus kas dapat mengubah hasil penilaian. Ketika tingkat diskonto meningkat untuk mencerminkan risiko yang lebih tinggi, nilai sekarang dari biaya akan berkurang, yang secara tidak logis menunjukkan bahwa risiko yang lebih besar membuat pengeluaran terlihat lebih kecil. Akibatnya, nilai LCOH sering kali lebih tinggi dari kondisi sebenarnya, sehingga proyek berpotensi dinilai tidak layak padahal secara teknis dan strategis sangat relevan. Pendekatan ini dinilai kurang realistis karena tidak mampu merepresentasikan dinamika risiko yang sebenarnya. Tahapan pengembangan proyek P2G, mulai dari fase konstruksi yang berisiko tinggi (*technological risk*, *permitting risk*) hingga fase operasi yang lebih stabil, memiliki profil risiko dan biaya modal (*weighted average cost of capital/WACC*) yang sangat berbeda [6]. Penerapan diskonto tunggal dapat menghasilkan estimasi LCOH yang bias, baik terlalu optimistik maupun pesimistik, sehingga berpotensi menyesatkan proses pengambilan keputusan investasi dan perumusan kebijakan [5].

Penelitian terbaru oleh Galevskiy dan Qian (2025) menemukan bahwa metode konvensional untuk menghitung LCOH memiliki kelemahan metodologis yang signifikan karena menggunakan satu tingkat diskonto (satu tingkat diskonto) untuk seluruh arus kas, baik arus keluar (biaya operasional dan investasi) maupun arus masuk (pendapatan dari penjualan hidrogen) [5]. Hal ini menjadi tidak memadai dikarenakan berbagai jenis arus kas memiliki profil risiko yang berbeda. Metode konvensional juga menganggap bahwa risiko terhadap pendapatan dan biaya itu simetris. Asumsi ini tidak sesuai dengan kenyataan di lapangan, karena volume produksi dan pendapatan sangat terpengaruh oleh perubahan

operasional, ketersediaan energi terbarukan, dan ketidakpastian pasar, biaya, terutama biaya *capital expenditure* (CAPEX) dan *operating expenditure* (OPEX), cenderung lebih pasti karena ditetapkan melalui kontrak jangka panjang [5].

Untuk mengatasi keterbatasan ini, penelitian ini mengadopsi model diskonto arus kas biner (binary cash flow discounting model). Model ini menggunakan dua tingkat diskonto yang berbeda untuk arus kas masuk dan arus kas keluar, yang memberikan penilaian biaya dan risiko investasi yang lebih akurat. Model ini semakin penting diterapkan mengingat karakteristik investasi pada teknologi Power-to-Gas yang padat modal karena membutuhkan investasi awal yang besar. Terlebih lagi memiliki horizon waktu panjang yang artinya pengembalian investasi baru terlihat dalam jangka waktu yang lama. Kemudian sangat bergantung pada fluktuasi harga dimana nilai proyek sangat dipengaruhi oleh perubahan harga listrik dan faktor pasar lainnya.

Penerapan metodologi canggih ini membutuhkan studi kasus nyata untuk validasi. Hydrogen Hub PLN Puslitbang (Pusat Penelitian dan Pengembangan) berfungsi sebagai *living laboratory* yang ideal, di mana teknologi hidrogen sedang dikembangkan dan dievaluasi. Proyek ini mengintegrasikan elektroliser dengan sistem penyimpanan hidrogen, seperti metal hidrida (MH), untuk menganalisis kinerja dan kelayakan ekonominya dalam kondisi operasional dunia nyata [3]. Studi kasus di PLN Puslitbang menunjukkan bagaimana efisiensi elektroliser Proton Exchange Membrane (PEM) dipengaruhi oleh berbagai kondisi operasional, seperti ukuran tangki penyimpanan metal hidrida dan pendinginan termal. Hasil eksperimental menunjukkan bahwa dengan pendinginan yang optimal, efisiensi rata-rata tumpukan (stack) dapat mencapai 61,4%. Namun, penelitian ini juga menyoroti masalah-masalah praktis yang dapat mengurangi efisiensi, seperti pelepasan hidrogen (hydrogen venting) yang tidak dapat dihindari dan fluktuasi arus listrik (current ripple) dari konverter daya. Masalah-masalah ini secara langsung memengaruhi total produksi hidrogen dan biaya operasional, yang sangat relevan untuk dievaluasi dengan model diskonto biner [3]. Dengan menggabungkan analisis teoritis model diskonto biner dengan data empiris dari Hydrogen Hub PLN Puslitbang, penelitian ini bertujuan untuk menyajikan LCOH yang lebih akurat dan komprehensif, yang akan membantu investor, pembuat kebijakan, dan peneliti dalam membuat keputusan yang lebih tepat untuk pengembangan proyek hidrogen di Indonesia [3] .

1.2 Rumusan Masalah

Berdasarkan latar belakang di atas, rumusan masalah pada penelitian ini adalah sebagai berikut :

1. Bagaimana karakteristik dan penerapan teknologi Power-to-Gas (P2G) dalam konteks produksi hidrogen hijau di Indonesia?
2. Berapa nilai Levelized Cost of Hydrogen (LCOH) dari sistem produksi hidrogen berbasis Power-to-Gas pada proyek Hydrogen Hub PLN Puslitbang dengan menggunakan pendekatan diskonto biner?
3. Faktor-faktor apa saja yang paling berpengaruh terhadap nilai LCOH pada sistem Power-to-Gas?
4. Bagaimana perbandingan hasil estimasi LCOH menggunakan pendekatan diskonto biner dengan metode diskonto tunggal (konvensional)?
5. Apa rekomendasi kebijakan strategis yang dapat diusulkan untuk menurunkan LCOH dan mendukung pengembangan ekonomi hidrogen di Indonesia?

1.3 Tujuan Penelitian

Tujuan penelitian ini adalah sebagai berikut :

1. Menganalisis konsep, karakteristik, dan potensi penerapan teknologi Power-to-Gas (P2G) di Indonesia.
2. Menghitung Levelized Cost of Hydrogen (LCOH) pada sistem produksi hidrogen berbasis Power-to-Gas di proyek Hydrogen Hub PLN Puslitbang menggunakan pendekatan diskonto biner.
3. Mengidentifikasi faktor-faktor kunci yang paling mempengaruhi nilai LCOH pada sistem Power-to-Gas.
4. Membandingkan hasil estimasi LCOH antara pendekatan diskonto biner dan metode diskonto tunggal untuk menilai akurasi dan realisme hasil perhitungan.
5. Memberikan rekomendasi kebijakan strategis yang dapat mendukung penurunan LCOH dan percepatan pengembangan ekosistem hidrogen di Indonesia.

1.4 Manfaat Penelitian

Manfaat dari penelitian ini adalah :

1. Memberikan kontribusi terhadap pengembangan metodologi evaluasi ekonomi berbasis risiko dalam proyek energi baru-terbarukan.
2. Menyediakan acuan bagi PLN, regulator, dan investor dalam menilai kelayakan finansial proyek hidrogen berbasis Power-to-Gas.
3. Menjadi masukan bagi pemerintah dalam merumuskan kebijakan insentif dan skema pembiayaan guna mempercepat pengembangan ekosistem hidrogen di Indonesia.

1.5 Ruang Lingkup

Ruang lingkup penelitian ini mencakup analisis teknis dan ekonomi dari sistem Power-to-Gas pada proyek Hydrogen Hub PLN Puslitbang, dengan fokus pada perhitungan Levelized Cost of Hydrogen (LCOH) menggunakan pendekatan diskonto biner. Penelitian ini menggunakan data sekunder dan tidak mencakup analisis dampak lingkungan (LCA) secara rinci maupun aspek teknologi downstream (seperti fuel cell atau aplikasi industri akhir).

1.6 Kebaharuan Penelitian

Kebaharuan dari penelitian ini terletak pada penerapan pendekatan diskonto biner dalam menghitung LCOH, yang hingga saat ini belum banyak diterapkan dalam studi-studi di Indonesia, khususnya dalam konteks teknologi Power-to-Gas. Metode ini memberikan perspektif baru dalam evaluasi risiko keuangan proyek energi hijau, dan diharapkan menjadi alternatif evaluasi yang lebih tepat dibanding pendekatan konvensional.