

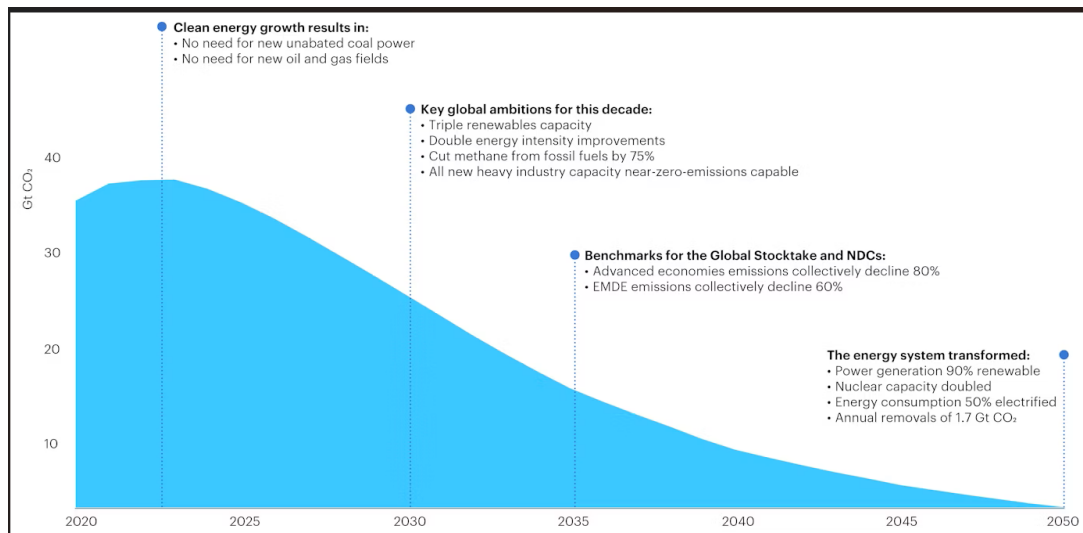
BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Transisi Energi dan Peran Hidrogen Hijau

Net Zero Emission (NZE) didefinisikan sebagai kondisi dimana emisi gas rumah kaca (GRK) yang dilepaskan ke atmosfer tidak lebih besar dari jumlah yang diserap kembali melalui berbagai means, baik alamiah (hutan, lautan) maupun teknologis (carbon capture and storage) [9]. Kesepakatan Paris 2015 menjadi katalis utama dengan menetapkan target membatasi kenaikan suhu global jauh di bawah 2°C, dan ideally 1.5°C, di atas tingkat pra-industri. Untuk mencapai tujuan 1.5°C, emisi CO₂ global harus mencapai NZE pada sekitar tahun 2050 [9]. Dorongan utama transisi ini memerlukan dekarbonisasi mendalam di semua sektor, khususnya sektor energi, industri, dan transportasi.

Dalam peta jalan transisi energi, energi terbarukan (renewable energy) seperti surya dan angin menjadi tulang punggung untuk menggantikan pembangkit listrik tenaga batubara dan gas. Namun, intermitensi yang melekat pada sumber energi ini menimbulkan tantangan signifikan terhadap stabilitas dan keandalan grid listrik. Peta jalan menuju NZE memerlukan transformasi mendalam di seluruh sektor energi. International Energy Agency (IEA) dalam laporan khusus "Net Zero by 2050" menggarisbawahi empat pilar utama transisi: (1) efisiensi energi yang agresif, (2) elektrifikasi massal menggunakan listrik terbarukan, (3) adopsi bahan bakar berbasis hidrogen dan hidrogen sintetis di sektor yang sulit di-electrify, dan (4) inovasi dalam teknologi penangkapan dan penyimpanan karbon [9].



Gambar 2. 1 Peta Jalan NZE IEA 2050: Kontribusi Teknologi dalam Pengurangan Emisi CO₂

Dari keempat pilar diatas, hidrogen menempati posisi sentral sebagai energy carrier yang menjembatani ketidaksesuaian antara produksi energi terbarukan yang intermitten dengan kebutuhan energi yang kontinu dari industri dan ekonomi. Khususnya hidrogen hijau diproduksi melalui proses elektrolisis air yang menggunakan listrik bersumber dari energi terbarukan. Proses ini menghasilkan nol emisi karbon, sehingga membedakannya dari hidrogen konvensional (hidrogen abu-abu dan biru) yang diproduksi dari gas alam (fossil-based) [10].

Peran hidrogen hijau dalam transisi energi memiliki banyak aspek. Pertama dan terpenting, hidrogen hijau berfungsi sebagai penyimpanan energi yang dapat disimpan dalam jangka panjang dan dalam jumlah besar. Ini membantu mengatasi masalah penghentian dan penghentian pembangkit energi terbarukan. Kedua, sebagai penghubung sektor, hidrogen hijau mendekarbonisasi industri yang sulit dielektrifikasi secara langsung. Industri ini termasuk industri berat (seperti pupuk dan baja), transportasi berat (seperti truk, kapal, pesawat), dan pembangkit listrik. Ketiga, seperti LNG saat ini, hidrogen hijau berpotensi menjadi komoditas energi baru di seluruh dunia yang dapat diangkut dan diperdagangkan.

Peran hidrogen hijau dalam transisi energi bersifat multidimensi. Pertama, sebagai energy storage, hidrogen hijau berfungsi sebagai media penyimpanan energi jangka panjang dan dalam kapasitas besar (seasonal storage), mengatasi masalah intermitensi dan curtailment dari pembangkit energi terbarukan [11]. Kedua, sebagai *sector coupling agent*, hidrogen hijau mendekarbonisasi sektor-sektor yang sulit di-electrify secara langsung (*hard-to-abate*

sectors), seperti industri berat (sebagai bahan baku untuk pupuk, baja), transportasi berat (truk, kapal, pesawat), dan pembangkit listrik [10]. Ketiga, hidrogen hijau dapat ditransportasikan dan diperdagangkan, berpotensi menjadi komoditas energi global yang baru, mirip dengan LNG saat ini [12].

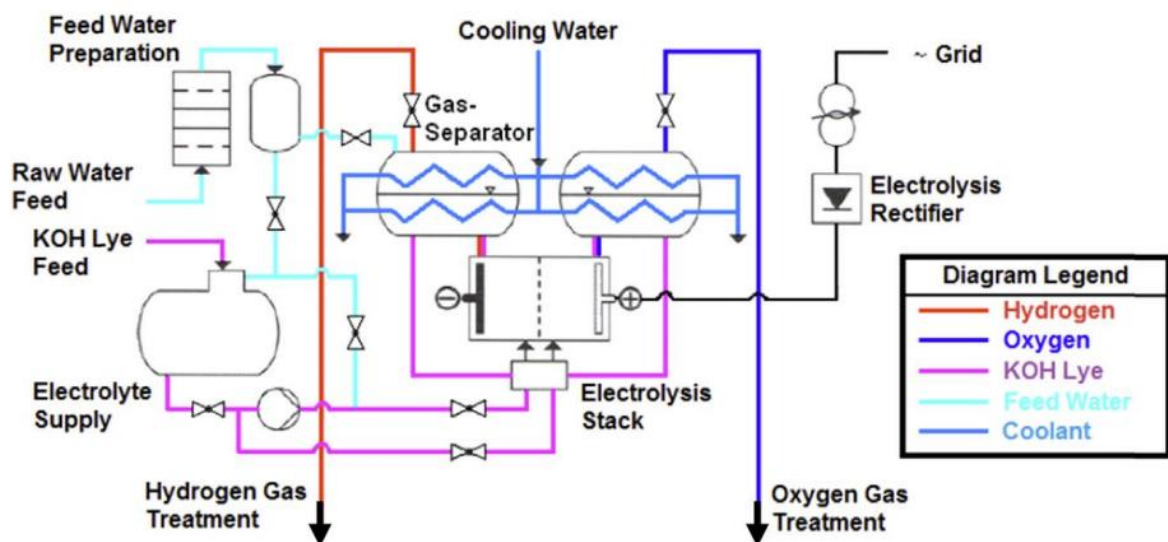
2.2 Teknologi Power-to-Gas (P2G)

Power-to-Gas (P2G) adalah konsep energi yang mengubah kelebihan daya listrik (terutama dari sumber intermiten seperti surya dan angin) menjadi bahan bakar gas, yaitu hidrogen (H_2) atau metana sintetik (CH_4), yang dapat disimpan atau diinjeksikan ke jaringan gas alam yang sudah ada dengan kata lain disebut Gas Alam Sintetis (SNG) [13]. Secara umum, istilah P2G dapat merujuk pada Power-to-Hydrogen ($P2H_2$) (menghasilkan H_2 sebagai produk akhir) atau Power-to-Methane (menghasilkan SNG melalui unit metanasi tambahan). SNG lebih diutamakan daripada H_2 sebagai pembawa energi karena kepadatan energi volume yang lebih tinggi, kompatibilitas dengan infrastruktur jaringan gas yang sudah ada (hanya yang dapat diinjeksikan pada konsentrasi tinggi) serta keamanan yang lebih baik (risiko lebih rendah) [13].

P2G berfungsi sebagai energy storage jangka panjang dan medium transportasi energi yang fleksibel, sehingga mampu mengatasi ketidakseimbangan antara pasokan dan permintaan energi Listrik [6]. Teknologi ini berperan penting dalam fleksibilitas sistem energi dan dekarbonisasi sektor-sektor yang sulit diemisi, seperti transportasi dan industri. Secara prinsip, teknologi P2G terdiri dari dua tahap utama: (1) elektrolisis air untuk menghasilkan hidrogen (H_2), dan (2) metanasi katalitik (opsional) untuk mengubah hidrogen menjadi metana (CH_4) dengan mereaksikannya bersama karbon dioksida (CO_2) [14]. Tahap pertama, elektrolisis, menggunakan listrik (terutama dari sumber terbarukan) untuk memisahkan molekul air (H_2O) menjadi hidrogen dan oksigen. Hidrogen yang dihasilkan dapat disimpan, digunakan langsung sebagai bahan bakar, atau dikonversi lebih lanjut menjadi metana. Sistem P2G terdiri dari beberapa komponen utama yang saling terintegrasi :

a. Elektroliser : Elektrolisis air adalah teknologi utama PtG, mengubah energi listrik menjadi energi kimia yang tersimpan dalam H_2 . Terdapat tiga jenis teknologi elektroliser yang umum digunakan yaitu :

1. Alkaline Electrolyser (AEL): Teknologi paling matang, biaya rendah, namun efisiensi dan respons dinamis terbatas (biasanya 20–100%) dan waktu start-up dingin yang relatif lama (1-2 jam). Kapasitas tumpukan hingga 6 MW. [15] AEL umumnya beroperasi pada tekanan sedang (10–30 bar) dan menunjukkan efisiensi tumpukan nominal yang baik, berkisar **63–71% LHV** (setara 4.2–4.8 kWh/Nm³). Namun, fleksibilitas beban AEL dibatasi, biasanya dalam rentang **20–100%** dari daya nominal, karena risiko pembentukan campuran gas yang mudah terbakar (*cross-contamination*) pada laju produksi rendah [15].



Gambar 2. 2 Alir Sistem Elektrolisis Alkali [15]

Gambar diatas menjelaskan beberapa subsistem utama dalam elektrolisis alkaline. Terdiri dari penyediaan bahan baku dan elektrolit yang mana air umpan masuk dalam sistem dan diproses sebelum digunakan. Larutan KOH digunakan sebagai elektrolit kemudian dialirkan melalui sistem untuk menghilangkan gelembung gas dan panas. Reaksi elektrolisis terjadi menggunakan diagframa untuk memisahkan gas hidrogen dan oksigen dalam gas separator, dimana berfungsi memisahkan gas hasil elektrolisis dari elektrolit. Pengolahan gas hidrogen ini dilakukan pengeringan dan pemurnian yang mencapai >99,5-99,9%. Pada *cooling water*, terjadi pengaturan suhu stack dan sistem, karena operasi elektrolisis menghasilkan panas. Kemudian, pada *Electrolysis*

Rectifier mengubah arus AC dari grid menjadi arus DC yang dibutuhkan untuk elektrolisis [15].

2. Proton Exchange Membrane Electrolyser (PEMEL): menawarkan efisiensi elektrolisis yang tinggi, respons dinamis yang sangat cepat terhadap perubahan beban listrik, serta kemampuan integrasi yang unggul dengan sumber energi terbarukan intermiten seperti tenaga surya dan angin. Namun, adopsinya masih terhambat oleh biaya tinggi yang disebabkan oleh penggunaan katalis berbasis logam mulia (seperti platinum dan iridium) serta membran polimer mahal. [16]. PEMEL merupakan teknologi yang didorong kuat oleh kebutuhan fleksibilitas pasar PtG. Meskipun kapasitas tumpukan tunggal maksimum komersial (2 MW) masih lebih kecil dari AEL pada tahun tinjauan, PEMEL unggul dalam fleksibilitas dengan rentang beban **0–100% atau lebih tinggi** (beberapa model hingga 160% *overload*). Efisiensi tumpukan nominal sedikit lebih rendah daripada AEL, yaitu **60–68% LHV** (4.4–5.0 kWh/Nm³). Keunggulan PEMEL termasuk desain yang kompak, kerapatan arus yang tinggi, dan kemampuan operasi bertekanan tinggi (20–50 bar, dengan demonstrasi hingga 350 bar). Kemampuan operasi *start-up* yang cepat (beberapa detik dari mode *hot start*) menjadikannya ideal untuk layanan penyeimbangan grid [15].

3. Solid Oxide Electrolyser Cell (SOEC): Efisiensi sangat tinggi (>80%) karena beroperasi pada suhu tinggi (700–900°C) dan, secara teoritis, dapat mencapai efisiensi tertinggi karena pemanfaatan panas (termokimia) untuk reaksi elektrolisis. Pada titik operasi termoneutral, SOEL dapat mencapai efisiensi tumpukan mendekati **100% LHV** (sekitar 3.0 kWh/Nm³). Kinerja sistem SOEL yang tersedia secara komersial (Sunfire RSOC) menunjukkan efisiensi sistem **76–81% LHV**. SOEL juga menawarkan keunikan **operasi reversibel** (-100% hingga +100%) sebagai sel bahan bakar dan elektroliser, meskipun masih dalam skala demonstrasi kecil dan memerlukan manajemen termal yang kompleks. [15]. Namun, masih dalam tahap pra-komersial dan penelitian, dengan tantangan terkait stabilitas material dan durabilitas. [21].

Tabel 2.1 Perbandingan Tiga Jenis Teknologi Elektroliser

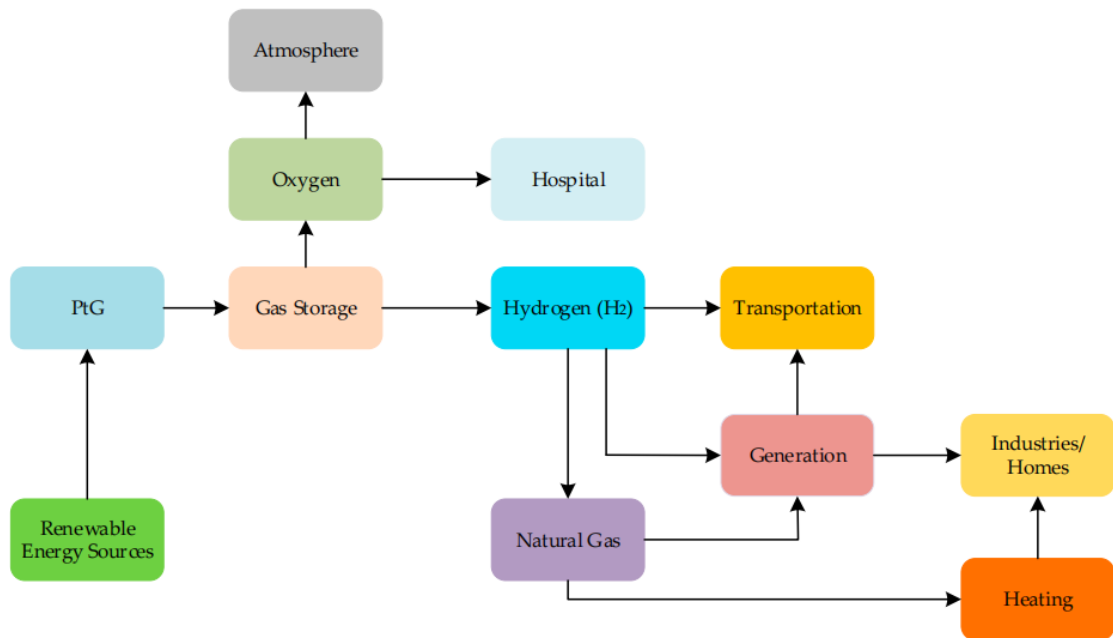
Teknologi	Kapasitas Maks. Per Tumpukan (MW)	Laju H2 Maks. Nm ³ /h	Tekanan Maks. (bar)	Konsumsi Energi Spesifik (kWh/Nm ³)	Efisiensi Nominal (LHV)	Fleksibilitas Beban (%)
AEL	6.0 (ELB LURGI SE)	1400	30	4.2–4.8 (Tumpukan)	63–71% (Tumpukan)	10–110 (Khas: 25–100)
PEMEL	2.0 (Giner Inc. Allagash)	400	30–80 (Hingga 350 bar dilaporkan)	4.4–5.0 (Tumpukan)	60–68% (Tumpukan)	0–160 (Khas: 0–100)
SOEL	<0.01 (Sunfire RSOC)	<10	1–15	3.7 (Sistem)	76–81% (Sistem)	-100 ke +100 (Reversibel)

Tinjauan pasar menunjukkan bahwa Alkaline Electrolysis (AEL) dan Polymer Electrolyte Membrane Electrolysis (PEMEL) adalah teknologi komersial yang dominan pada periode tinjauan, dengan Solid Oxide Electrolysis (SOEL) masih pada tahap pra-komersial. Tabel diatas merangkum sistem-sistem skala menengah hingga besar yang tersedia secara komersial, menyoroti kapasitas nominal, tekanan operasi, dan kinerja energi spesifik [15].

b. Penyimpanan Gas : Hidrogen dapat disimpan dalam bentuk gas bertekanan, cair, atau dalam media padat (misalnya metal hydride). Untuk skala besar, penyimpanan dalam salt caverns atau jaringan pipa gas alam menjadi pilihan ekonomis [21].

c. Metanator (Opsional) : Setelah produksi hidrogen, proses methanation dapat mengubah hidrogen dan karbon dioksida menjadi metana dan air melalui reaksi Sabatier [18].

d. Sistem Kontrol dan Integrasi : Mengatur aliran energi, manajemen beban, serta komunikasi dengan smart grid untuk optimalisasi operasi [22].



Gambar 2. 3 Alur proses konversi P2G [18]

Gambar diatas menunjukkan skema teknologi P2G yang berperan untuk integrasi teknologi P2G dengan berbagai sektor. Mulai dari listrik berlebih dari sumber energi terbarukan, seperti tenaga angin surya kemudian dialirkan ke unit P2G dan dikonversi menjadi gas hidrogen. Gas yang dihasilkan disimpan dalam tangki penyimpanan gas yang dapat dimanfaatkan untuk transportasi, pembangkit listrik dan pencampuran gas alam. Proses ini juga menghasilkan oksigen yang dapat dimanfaatkan missal untuk rumah sakit atau dilepaskan ke atmosfer.

2.2.1 Efisiensi Sistem, Aplikasi Teknologi P2G

Sebagaimana diulas oleh Faisal dan Gao (2024), efisiensi sistem Power-to-Gas secara keseluruhan mulai dari konversi listrik menjadi hidrogen hingga penyimpanan dan distribusi menjadi faktor kunci dalam menentukan kelayakan ekonomi produksi hidrogen hijau. Efisiensi konversi elektrolizer, khususnya teknologi PEM dan SOEC yang sedang berkembang, diproyeksikan mencapai 70–80%, yang secara signifikan akan menurunkan Levelized Cost of Hydrogen (LCOH) jika diintegrasikan dalam sistem energi terpadu. Selain itu, penerapan P2G tidak hanya berfungsi sebagai penyimpan energi, tetapi juga sebagai alat penyeimbang jaringan (*grid balancing*) dan pendukung kopling sektoral menjadikannya

solusi strategis dalam pengembangan Hydrogen Hub oleh PLN Puslitbang, sebagaimana telah diimplementasikan dalam proyek-proyek percontohan di Eropa dan Tiongkok. [17]. Tantangan utama dalam efisiensi adalah round-trip efficiency jika hidrogen dikonversi kembali menjadi listrik melalui fuel cell atau turbin gas, yang biasanya hanya mencapai 35–45%. Oleh karena itu, P2G lebih efektif digunakan untuk aplikasi sector coupling (seperti industri dan transportasi) daripada penyimpanan listrik jangka panjang dengan round-trip.

Implementasi teknologi *Power-to-Gas* (P2G) yang efisien, khususnya melalui elektrolisis air, sangat bergantung pada peningkatan kinerja dan penurunan biaya sistem. Tinjauan status dan target pengembangan teknologi elektrolisis, seperti yang disusun oleh *Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking* (FCH JU), memberikan acuan yang jelas untuk mengukur kemajuan dalam Key Performance Indicators (KPIs) utama. Perkembangan teknologi elektrolisis ditinjau berdasarkan beberapa indikator kinerja utama (KPIs) yang ditetapkan oleh FCH JU, mencakup efisiensi energi, biaya investasi, laju degradasi, dan fleksibilitas operasional seperti pada table dibawah ini.

Tabel 2.2 KPI oleh Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking [15]

KPI	Deskripsi	Status (SoA) 2012	Target 2023
KPI 1	Konsumsi Energi @ daya nominal	57–60 kWh/kg H ₂	50 kWh/kg H ₂
KPI 2	CAPEX @ daya nominal	8 M€/ (t/hari) atau 3400 €/kW _{el}	1.5 M€/ (t/hari) atau 700 €/kW _{el}
KPI 3	Degradasi Efisiensi @ daya nominal, 8000 jam/tahun	2–4%/tahun	<1%/tahun
KPI 4	Fleksibilitas (rentang beban)	5–100% daya nominal	0–300% daya nominal
KPI 5	Waktu Hot Start (min ke maks daya)	1 menit	<1 s
KPI 5	Waktu Cold Start	5 menit	10 s

Berdasarkan tabel KPI yang ditetapkan oleh Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (FCH JU), target jangka panjang untuk KPI 1 berfokus pada peningkatan efisiensi melalui pengurangan konsumsi energi spesifik dalam produksi hidrogen. Pada tahun 2012, Status State-of-the-Art (SoA) mencatat bahwa konsumsi energi pada daya nominal berada dalam kisaran 57–60 kWh per kg hidrogen. FCH JU kemudian menetapkan target yang sangat ambisius untuk tahun 2023, yaitu menurunkan konsumsi energi tersebut menjadi 50 kWh per kg hidrogen. Apabila dikonversi ke dalam satuan meter kubik normal (Nm³),

penurunan ini setara dengan perbaikan dari 5.1–5.4 kWh/Nm³ menjadi 4.5 kWh/Nm³ hidrogen. Peningkatan efisiensi ini memiliki dampak langsung dan signifikan, karena berkontribusi pada penurunan Levelized Cost of Hydrogen (LCOH), yang menjadi faktor kunci dalam mendorong kelayakan ekonomi hidrogen sebagai sumber energi bersih. [15].

Pada KPI 2, penurunan Capital Expenditure (CAPEX) merupakan target utama untuk mendukung komersialisasi teknologi Power-to-Gas (P2G) dalam skala besar. Pada status State-of-the-Art (SoA) tahun 2012, biaya investasi untuk sistem elektrolisis yang mencakup peralatan utama, sistem bantu, dan komisioning diperkirakan mencapai 8 Juta Euro per ton hidrogen per hari. FCH JU menetapkan target yang sangat ambisius untuk tahun 2023, yaitu meregresi CAPEX menjadi 1,5 Juta Euro per ton hidrogen per hari. Penurunan drastis ini merefleksikan pentingnya pencapaian ekonomi skala dan terobosan dalam inovasi manufaktur untuk membuat aplikasi P2G secara finansial lebih viable [15].

Selain biaya investasi, durabilitas dan laju degradasi sistem menjadi fokus KPI 3 untuk memastikan kelayakan ekonomi jangka panjang. Durabilitas yang tinggi diperlukan agar instalasi dapat beroperasi dalam waktu lama tanpa penurunan performa yang signifikan. Pada tahun 2012, laju degradasi efisiensi tahunan berada pada kisaran 2–4% per tahun. Target untuk tahun 2023 adalah meminimalkan laju degradasi ini hingga di bawah 1% per tahun. Durasi operasi yang lama dengan tingkat degradasi yang minimal ini sangat krusial untuk menekan Levelized Cost of Hydrogen (LCOH) dan menciptakan hidrogen yang kompetitif di pasar energi. [15].

Terakhir KPI 4 dan KPI 5, dimana fleksibilitas menjadi kriteria dominan untuk integrasi elektrolisis dengan sumber energi terbarukan yang bersifat intermittent (seperti angin dan surya). Target fleksibilitas rentang beban (KPI 4) diproyeksikan dari 5–100% pada tahun 2012 menjadi rentang yang jauh lebih luas, yaitu 0–300% daya nominal pada tahun 2023, memungkinkan operasi stand-by nol daya dan overload. Selain itu, kemampuan respons cepat diukur melalui waktu start-up. Waktu hot start ditargetkan turun dari 1 menit (SoA 2012) menjadi kurang dari 1 detik, dan cold start dari 5 menit menjadi 10 detik pada tahun 2023. Fleksibilitas ini sangat penting untuk penyediaan layanan penyeimbangan grid dan perdagangan arbitrase [15].

Tabel 2.3 Ringkasan Perbandingan Teknologi Elektroliser [29]

Teknologi	Kelebihan	Kekurangan	Penggunaan Optimal
Alkaline Water Electrolyzer (AWE)	CAPEX terendah Matang dan tersedia secara komersial Toleran terhadap kualitas air sedang Masa pakai tumpukan panjang (hingga 80.000 jam)	Kepadatan arus lebih rendah Respons dinamis yang buruk Sensitif terhadap variasi beban	Sistem pembangkitan beban dasar (misalnya, panas bumi, terhubung ke jaringan), produksi pupuk
Proton Exchange Membrane (PEM) Electrolyzer	Kepadatan arus tinggi Respons dinamis yang cepat Desain yang ringkas Kemurnian tinggi produksi H ₂	Belanja modal tinggi karena logam golongan platinum Persyaratan air ultrapure yang ketat Masa pakai tumpukan lebih pendek (40.000–60.000 jam)	Energi terbarukan intermiten (hibrida surya/angin), pengaturan terbatas ruang, penggunaan industri kemurnian tinggi
Solid Oxide Electrolyzer Cells (SOEC)	Efisiensi tertinggi (70–90%) dengan masukan termal Cocok untuk panas limbah suhu tinggi atau CSP	Teknologi tahap awal Bahan mahal Sensitif terhadap siklus termal dan degradasi	Sistem kogenerasi industri, instalasi CSP + ORC, aplikasi penggunaan kembali panas tingkat tinggi
Anion Exchange Membrane (AEM) Electrolyzer	Katalis non-mulia berbiaya rendah Kompatibel dengan air dengan kemurnian sedang Menjanjikan untuk sistem terdesentralisasi	Teknologi yang belum matang Daya tahan membran rendah Terbatas	Sistem pedesaan/di luar jaringan, pengaturan terdesentralisasi di Negara Berpendapatan Rendah dan Menengah

Tabel diatas menyajikan ringkasan perbandingan komprehensif terhadap empat teknologi elektroliser utama yang saat ini sedang dikembangkan dan diterapkan untuk produksi hidrogen hijau, yaitu Alkaline Water Electrolyzer (AWE), Proton Exchange Membrane (PEM) Electrolyzer, Solid Oxide Electrolyzer Cell (SOEC), dan Anion Exchange Membrane (AEM) Electrolyzer. Setiap teknologi menunjukkan profil unik yang

mencerminkan trade-off antara biaya, kinerja, dan kesesuaian aplikasi, sehingga memerlukan pemilihan yang strategis berdasarkan konteks spesifik proyek.

Teknologi Alkaline Water Electrolyzer (AWE) merupakan pilihan yang paling ekonomis dalam hal biaya modal awal (CAPEX), didukung oleh tingkat kematangan teknologi yang tinggi dan ketersediaan komersial yang luas. Keunggulan utamanya meliputi toleransi terhadap kualitas air yang moderat dan masa pakai stack yang panjang, yang dapat mencapai hingga 80.000 jam operasi. Namun, kelemahannya terletak pada densitas arus yang lebih rendah dan respons dinamis yang lemah, membuatnya rentan terhadap fluktuasi beban. Oleh karena itu, AWE sangat optimal digunakan dalam sistem tenaga dasar (baseload) yang stabil, seperti yang dihasilkan dari sumber geotermal, jaringan listrik, atau dalam aplikasi industri seperti produksi pupuk, di mana stabilitas pasokan energi menjadi prioritas utama.

Di sisi lain, Proton Exchange Membrane (PEM) Electrolyzer menonjol karena kemampuannya untuk beroperasi dengan densitas arus tinggi dan respons dinamis yang sangat cepat, menjadikannya teknologi pilihan untuk integrasi dengan sumber energi terbarukan yang bersifat intermiten, seperti energi surya dan angin, terutama dalam konfigurasi hybrid. Desainnya yang kompak dan kemampuan menghasilkan hidrogen dengan kemurnian tinggi juga menjadikannya ideal untuk aplikasi industri yang membutuhkan gas berkualitas tinggi, seperti dalam sektor elektronik atau sintesis amonia. Namun, keunggulan-keunggulan ini datang dengan biaya yang lebih tinggi, terutama karena penggunaan logam mulia (platinum-group metals) sebagai katalis, serta persyaratan air yang sangat murni (ultrapure water). Selain itu, masa pakai stack PEM yang lebih pendek (40.000–60.000 jam) menambah beban biaya operasional jangka panjang.

Solid Oxide Electrolyzer Cells (SOEC) menawarkan efisiensi tertinggi di antara keempat teknologi, dengan efisiensi teoretis mencapai 70–90% ketika diintegrasikan dengan masukan panas termal. Ini menjadikannya sangat cocok untuk aplikasi yang memiliki akses ke sumber panas berkualitas tinggi, seperti pembangkit listrik tenaga surya terkonsentrasi (CSP), sistem ORC, atau limbah panas industri. Namun, SOEC masih berada pada tahap awal pengembangan komersial. Keterbatasannya meliputi penggunaan material yang mahal, sensitivitas terhadap siklus termal yang dapat menyebabkan degradasi, dan kurangnya data lapangan yang memadai. Oleh karena itu, penerapannya saat ini masih terbatas pada skenario-skenario khusus yang memanfaatkan panas limbah atau sumber panas industri.

Terakhir, Anion Exchange Membrane (AEM) Electrolyzer muncul sebagai teknologi yang menjanjikan untuk masa depan, bertujuan untuk menggabungkan keuntungan dari AWE (biaya rendah, katalis non-logam mulia) dengan struktur membran padat dari PEM. Keunggulan utamanya adalah potensi biaya yang rendah, kompatibilitas dengan air berkualitas moderat, dan kesesuaiannya untuk sistem yang terdesentralisasi. Namun, teknologi ini masih relatif muda dan belum matang secara komersial. Masalah utama yang dihadapi adalah daya tahan membran yang rendah dan kurangnya data jangka panjang, yang menjadi tantangan utama dalam pencapaian stabilitas dan keandalan sistem. Dengan demikian, AEM paling menjanjikan untuk penerapan di wilayah pedesaan atau off-grid, terutama di negara-negara berpenghasilan rendah dan menengah (LMICs), di mana biaya rendah dan kesederhanaan sistem merupakan faktor penentu.

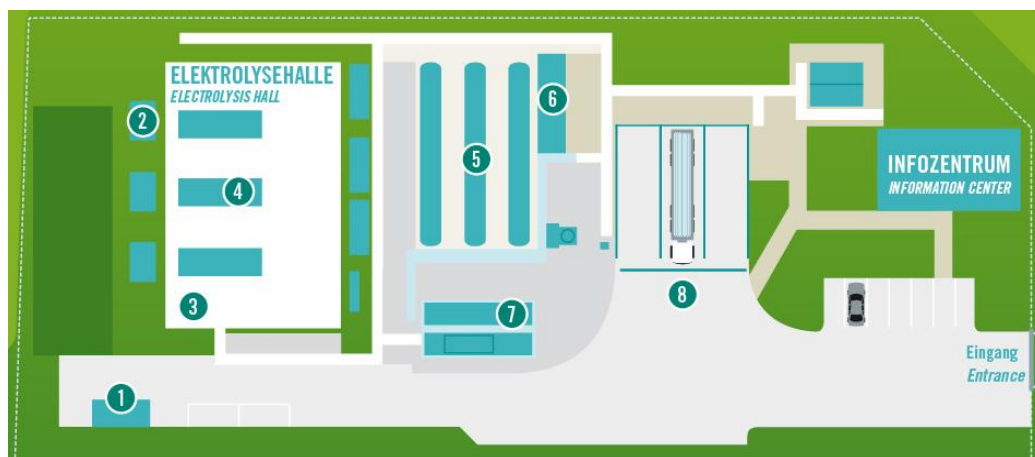
Secara keseluruhan, tidak ada satu pun teknologi elektroliser yang superior secara mutlak. Pemilihan teknologi yang paling tepat harus didasarkan pada analisis mendalam terhadap kondisi lokal, termasuk karakteristik sumber energi (stabil vs. intermiten), kebutuhan kualitas hidrogen, ketersediaan air, dan batasan biaya. Pemahaman yang komprehensif tentang kelebihan, kekurangan, dan kasus penggunaan optimal setiap teknologi, sebagaimana diringkas dalam Tabel 2.3, merupakan fondasi penting bagi para pengambil keputusan, investor, dan perencana proyek untuk merancang sistem produksi hidrogen hijau yang berkelanjutan dan ekonomis secara optimal.

Kemudian berdasarkan tren penurunan biaya dan peningkatan efisiensi, diproyeksikan bahwa biaya produksi hidrogen elektrolitik akan turun menjadi \$1,6–1,9 per kg pada tahun 2030, tergantung pada skenario pertumbuhan kapasitas [18]. Meskipun belum mencapai target \$1,0 per kg yang ditetapkan oleh U.S. Department of Energy (Hydrogen Shot), proyeksi ini menunjukkan bahwa hidrogen hijau akan segera mencapai kelayakan ekonomi yang kompetitif, terutama di wilayah dengan harga listrik rendah dan volatilitas tinggi [18].

P2G digunakan sebagai penyimpanan energi skala besar, menyeimbangkan beban jaringan (grid balancing) dengan menyerap kelebihan daya saat terjadi kelebihan suplai [19]. Selain itu, P2G juga menyediakan bahan bakar hidrogen untuk transportasi dan hidrogen "hijau" untuk industri sebagai pengganti hidrogen "abu-abu" dari bahan bakar fosil. Hidrogen sebagai bahan bakar kendaraan fuel cell electric vehicle (FCEV) [20]. Di Indonesia, potensi P2G mulai dieksplorasi melalui proyek percontohan seperti Hydrogen Hub PLN Puslitbang, yang bertujuan menguji integrasi energi terbarukan dengan produksi hidrogen hijau.

2.2.2 Studi Kasus Internasional Dan Lesson Learned

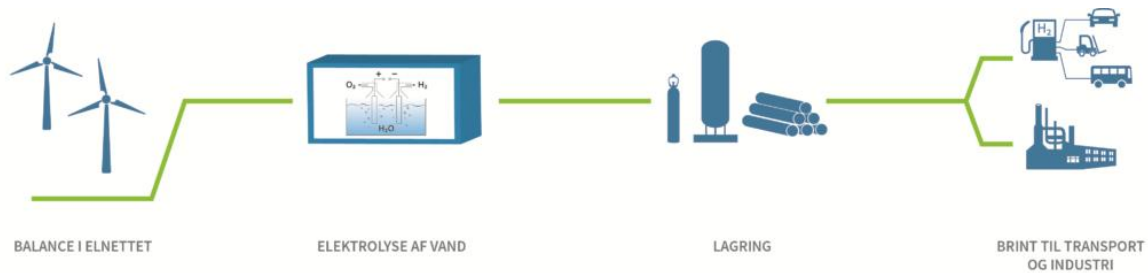
Beberapa negara, terutama di Eropa, telah mengimplementasikan proyek Power-to-Gas skala demonstrasi hingga pra-komersial, yang memberikan wawasan teknis dan operasional penting bagi pengembangan teknologi serupa di negara lain. Salah satu contoh paling representatif adalah Energiepark Mainz di Jerman, yang dioperasikan sejak 2015 dengan elektrolizer PEM berkapasitas 6 MW salah satu instalasi terbesar di dunia pada masanya. Proyek ini berhasil mengintegrasikan produksi hidrogen dengan fluktuasi pasokan listrik terbarukan, sekaligus menyuplai hidrogen untuk kendaraan sel bahan bakar dan industri [21]. Pembelajaran dari proyek ini, termasuk dinamika operasi dan integrasi grid, menjadi dasar bagi pengembangan strategi hidrogen nasional di Jerman dan negara lain [22]. Hidrogen yang dihasilkan digunakan untuk transportasi dan disimpan dalam jaringan gas alam local. Pelajaran penting dari proyek ini mencakup perlunya regulasi yang mendukung injeksi hidrogen ke jaringan gas (dengan batas maksimum 10% vol), serta pentingnya insentif ekonomi untuk menjamin kelayakan finansial sistem P2G skala besar [21].



Gambar 2.4 Proyek Energiepark Mainz di Jerman

Selanjutnya Proyek HyBalance oleh negara Denmark, HyBalance (2017–2020) adalah proyek demonstrasi 1,2 MW yang menyediakan hidrogen untuk industri dan transportasi. Proyek ini menggunakan elektroliser PEMEL dari ITM Power dan berhasil mencapai efisiensi 73% pada beban penuh. Analisis oleh Ravn et al. menunjukkan bahwa integrasi dengan smart grid dan demand response meningkatkan faktor kapasitas sistem hingga 60%.

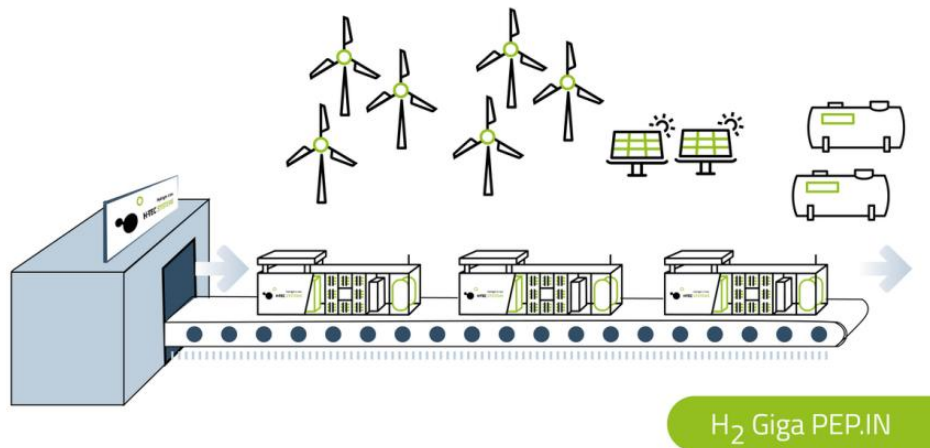
Namun, biaya produksi hidrogen masih tinggi (sekitar €6–7/kg H₂), sehingga memerlukan dukungan kebijakan seperti *carbon pricing* atau *green certificate* [23].



Gambar 2.5 Proyek HyBalance Denmark

Dalam kerangka European Green Deal, Jerman meluncurkan program H2Giga yang didanai oleh Kementerian Pendidikan dan Penelitian Federal (BMBF). Program ini merupakan bagian dari strategi hidrogen nasional yang lebih luas, dengan tujuan utama untuk mempercepat komersialisasi teknologi elektroliser melalui pendekatan produksi massal. Target ambisius yang ditetapkan adalah menurunkan biaya elektroliser secara signifikan dari €1.000/kW menjadi €250/kW pada tahun 2030 [24].

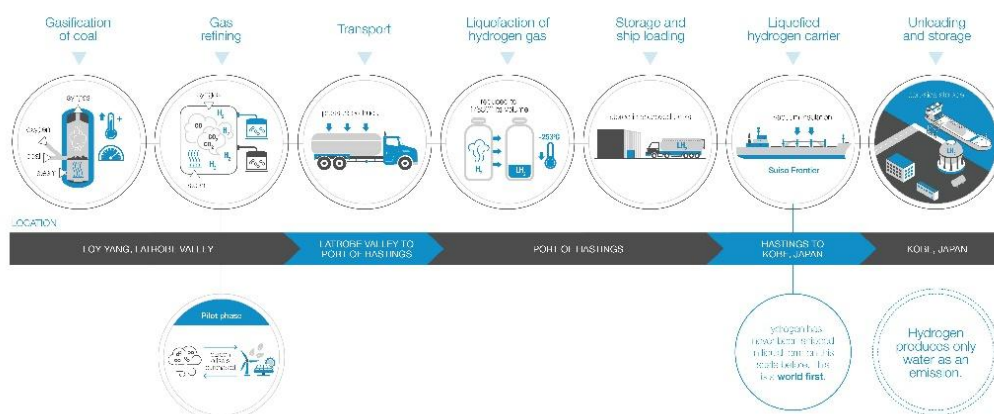
Studi yang dilakukan oleh Schmidt et al. (2021) dari Fraunhofer ISI menunjukkan bahwa target penurunan biaya ini dapat dicapai melalui dua faktor utama: skala ekonomi dari produksi massal dan inovasi material. Inovasi material mencakup pengembangan katalis baru, seperti penggantian platinum dengan katalis berbasis nikel, yang secara signifikan mengurangi biaya bahan baku. Analisis ini memproyeksikan bahwa kombinasi dari faktor-faktor tersebut berpotensi menurunkan *Levelized Cost of Hydrogen* (LCOH) hingga 50% [25].



Gambar 2.6 Proyek H2Giga

Proyek HESC merupakan inisiatif kolaborasi antara Australia dan Jepang yang berfokus pada pengembangan rantai pasokan hidrogen lintas negara. Proyek ini unik karena menggabungkan produksi hidrogen dari bahan fosil (batubara) yang dilengkapi dengan teknologi *Carbon Capture and Storage* (CCS), sekaligus menjajaki jalur produksi "hijau" berbasis energi terbarukan. Tujuan utamanya adalah untuk menguji teknologi penyimpanan hidrogen cair dan transportasi jarak jauh. Proyek ini berhasil mendemonstrasikan kelayakan teknis pengangkutan hidrogen cair dalam volume besar, membuka jalan untuk pasar ekspor global [26].

Pilot Project Supply Chain



Gambar 2.7 Proyek Hydrogen Energy Supply Chain (HESC), Australia–Jepang

Dari studi kasus internasional, beberapa lesson learned relevan untuk pengembangan Hydrogen Hub PLN Puslitbang dalam table dibawah ini :

Tabel 2.4 Lesson Learned

Proyek/Lokasi	Teknologi		Lesson Learned Kunci	Referensi
	Utama	Fokus Utama		
Proyek Energi Energiepark Mainz, Jerman	PEM Elektroliser, Metanasi	Integrasi H ₂ ke jaringan gas untuk penyimpanan energi surplus dari angin.	Sistem Power-to-Gas dapat beroperasi secara dinamis. Kelayakan operasional dan finansial sangat bergantung pada regulasi yang mendukung injeksi hidrogen ke jaringan gas alam serta insentif ekonomi yang jelas.	[21]
Pusat Energi Hydrogen Valley (HEV), Belanda	PEM Elektroliser	Integrasi dengan smart grid & demand response	Efisiensi tinggi dan faktor kapasitas sistem dapat ditingkatkan melalui integrasi cerdas. Namun, biaya produksi masih tinggi (€6-7/kg H ₂), sehingga membutuhkan dukungan kebijakan (carbon pricing atau green certificate) untuk mencapai kelayakan ekonomi.	[23]
Proyek H2Giga (Jerman)	Produksi massal elektroliser	Skala ekonomi & inovasi material	Penurunan LCOH yang signifikan (hingga 50%) sangat bergantung pada investasi besar untuk produksi massal dan inovasi teknologi (misalnya, katalis berbasis nikel), yang pada gilirannya menurunkan biaya modal (CAPEX).	[25]
Proyek <i>Hydrogen Energy Supply Chain</i> (HESC), Australia–Jepang	Produksi hidrogen dari batubara & CCS; transportasi	Rantai pasokan global & logistik	Biaya dan kelayakan ekonomi sangat dipengaruhi oleh infrastruktur logistik (pencairan, penyimpanan, transportasi). Adopsi standar keamanan internasional dan	[26]

hidrogen cair	potensi green premium dari ekspor dapat menjadi faktor kunci dalam perhitungan LCOH.
---------------	--

Dari table diatas, proyek-proyek tersebut menunjukkan bahwa keberhasilan sebuah inisiatif hidrogen tidak hanya bergantung pada teknologi inti, tetapi juga pada ekosistem yang mendukung, mulai dari kebijakan, model bisnis, hingga infrastruktur fisik. Dilihat dari Proyek Energiepark Mainz di Jerman menyoroti krusialnya regulasi yang mendukung, terutama terkait injeksi hidrogen ke dalam jaringan gas alam. Tanpa regulasi yang jelas, pemanfaatan hidrogen akan terbatas. Di sisi lain, proyek ini juga menekankan bahwa model bisnis *Power-to-Gas* memerlukan insentif ekonomi yang kuat untuk memastikan kelangsungan finansialnya, karena pendapatan tidak hanya berasal dari satu sumber.

Proyek HyBalance di Denmark membuktikan bahwa efisiensi operasional dan faktor kapasitas sistem dapat ditingkatkan secara signifikan melalui integrasi cerdas dengan jaringan listrik (smart grid) dan respons permintaan (*demand response*). Hal ini menggarisbawahi pentingnya model perhitungan *Levelized Cost of Hydrogen* (LCOH) yang tidak statis, melainkan mampu mencerminkan dinamika operasional. Biaya produksi hidrogen yang masih relatif tinggi menunjukkan bahwa aspek finansial tidak dapat diabaikan dan harus didukung oleh kebijakan yang kondusif.

Kemudian, pengalaman dari program H2Giga di Jerman memberikan perspektif yang berbeda, yaitu pentingnya menurunkan biaya kapital (*capital expenditure* - CAPEX) secara fundamental. Target penurunan biaya elektroliser yang ambisius dari €1.000/kW menjadi €250/kW pada 2030 hanya dapat dicapai melalui produksi massal dan inovasi material. Hal ini menunjukkan bahwa investasi awal yang besar dalam fasilitas produksi berskala industri akan menjadi kunci untuk mencapai LCOH yang kompetitif.

Dari Proyek HESC, dapat dipelajari bahwa pengembangan rantai pasokan hidrogen, khususnya untuk pasar ekspor, sangat bergantung pada infrastruktur logistik yang komprehensif. Biaya yang terkait dengan pencairan, penyimpanan, dan transportasi hidrogen cair akan menjadi komponen substansial dari LCOH. Selain itu, adopsi standar keamanan internasional adalah prasyarat mutlak untuk berpartisipasi dalam perdagangan hidrogen global. Proyek ini juga membuka wawasan tentang potensi *green premium*, di mana harga jual hidrogen dapat lebih tinggi jika diklaim sebagai produk berkelanjutan, memberikan

dorongan finansial yang signifikan. Secara keseluruhan, proyek-proyek internasional ini menawarkan panduan yang komprehensif bagi PLN Puslitbang. Optimasi perhitungan LCOH harus mencakup tidak hanya biaya teknis, tetapi juga faktor-faktor eksternal seperti dukungan regulasi, dinamika pasar, dan potensi pendapatan dari berbagai aliran bisnis.

2.3 Levelized Cost of Hydrogen (LCOH)

2.3.1 Definisi, rumus umum, komponen perhitungan

Levelized Cost of Hydrogen (LCOH) merupakan sebuah metrik finansial yang penting dan banyak digunakan untuk mengevaluasi kelayakan ekonomi dari suatu teknologi produksi hidrogen. LCOH didefinisikan sebagai biaya rata-rata terlevelisasi (bersih) per unit massa hidrogen yang dihasilkan (biasanya dalam USD/kg atau €/kg) selama masa operasi proyek [10]. LCOH merupakan indikator ekonomi yang krusial karena memungkinkan perbandingan biaya produksi hidrogen dari berbagai teknologi dan sumber daya, seperti elektrolisis air, reformasi gas alam, atau gasifikasi biomassa, dengan mempertimbangkan semua biaya modal dan operasional selama siklus hidup proyek. Penurunan LCOH menjadi target utama inisiatif global seperti DOE's Hydrogen Shot Initiative, yang bertujuan untuk mencapai biaya green hydrogen sebesar \$1.00/kg pada tahun 2031 [10].

Menurut *International Renewable Energy Agency* (IRENA) (2020), LCOH merepresentasikan harga hidrogen yang diperlukan agar proyek mencapai titik impas (break-even point) dengan mempertimbangkan nilai waktu uang (*time value of money*). Metrik ini sering digunakan oleh investor, pembuat kebijakan, dan pengembang proyek untuk menilai kelayakan finansial dan daya saing teknologi hidrogen. Studi Parra et al., 2021 menyebutkan bahwa LCOH adalah parameter standar untuk perbandingan ekonomi lintas teknologi hidrogen. Perhitungan LCOH didasarkan pada prinsip *Net Present Value* (NPV), di mana semua biaya dan manfaat selama siklus hidup proyek didiskontokan ke nilai saat ini [13]. Rumus umum LCOH adalah sebagai berikut :

$$\text{LCOH} = \frac{\sum_{t=1}^T \frac{\text{CAPEX}_t + \text{OPEX}_t + \text{Fuelcost}_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{H_t}{(1+r)^t}} \dots\dots\dots \text{Persamaan}$$

(1)

Keterangan :

LCOH: Levelized Cost of Hydrogen (\$/kg).

T: Umur proyek (tahun).

t: Tahun ke-t dari siklus hidup proyek.

CAPEX_t: Biaya modal (*Capital Expenditure*) pada tahun t.

OPEX_t: Biaya operasional (*Operational Expenditure*) pada tahun t, termasuk biaya bahan baku (misalnya, listrik dan air) dan biaya perawatan.

FuelCost_t : Biaya konsumsi energi atau bahan baku tahunan (USD/year).

H_t: Jumlah hidrogen yang diproduksi pada tahun t (kg).

r: Tingkat diskonto riil (real discount rate) atau Weighted Average Cost of Capital (WACC) proyek.

Rumus ini menunjukkan bahwa LCOH adalah rata-rata biaya produksi seumur hidup yang disamakan dalam nilai sekarang. Analisis sensitivitas juga menunjukkan bahwa LCOH sangat sensitif terhadap biaya listrik untuk hidrogen hijau, yang dapat mencakup hingga 70% dari total biaya produksi [7].

Adapun komponen biaya dalam perhitungan LCOH terbagi menjadi kategori utama dan factor penentu yaitu :

1. Biaya Modal (CAPEX): Meliputi investasi awal untuk peralatan dan infrastruktur. Berupa biaya peralatan utama yang terdiri dari biaya elektroliser, kompresor, tangki penyimpanan, dan sistem pendukung lainnya. Kemudian biaya instalasi dan konstruksi seperti biaya tenaga kerja, bahan konstruksi dan izin. Serta biaya infrastruktur tambahan seperti biaya untuk koneksi jaringan listrik, pasokan air, dan lahan. Untuk hidrogen hijau, ini termasuk biaya elektroliser, instalasi, dan koneksi ke sumber energi terbarukan. Studi menunjukkan bahwa CAPEX hidrogen hijau lebih tinggi dibandingkan hidrogen biru dan abu-abu, meskipun biaya ini terus menurun seiring dengan peningkatan skala produksi dan efisiensi [7].
2. Biaya Operasional (OPEX): Ini adalah biaya berulang yang timbul selama pengoperasian proyek. Komponen OPEX mencakup biaya pemeliharaan rutin,

tenaga kerja, serta biaya energi dan bahan baku. Untuk hidrogen hijau, biaya listrik merupakan komponen OPEX yang paling dominan [7]. OPEX mencakup biaya tetap (personel, asuransi, pemeliharaan rutin) dan biaya variabel (bahan baku air, bahan kimia, dan terutama penggantian tumpukan/ *stack replacement*) [28].

3. Biaya Bahan Baku (*Feedstock Cost*): Ini adalah biaya variabel terbesar dalam produksi hidrogen. Untuk hidrogen hijau, bahan baku utamanya adalah listrik, yang biayanya sangat dipengaruhi oleh volatilitas harga energi terbarukan [7].
4. Biaya Listrik (*Electricity Cost*) : Biaya listrik merupakan komponen terbesar, seringkali mencapai lebih dari 60% dari total LCOH untuk hidrogen hijau [29]. Besarnya biaya ini dipengaruhi oleh harga listrik per kWh dan efisiensi sistem elektrolisis (kWh/kg H_2) yang dinamis [30]. Untuk Hydrogen Hub yang terintegrasi dengan energi terbarukan seperti yang direncanakan PLN Puslitbang, volatilitas harga listrik dan pola operasi dinamis menjadi faktor risiko yang signifikan.
5. Faktor Kapasitas (*Capacity Factor/CF*) adalah rasio hidrogen yang diproduksi per tahun dibandingkan dengan potensi produksi maksimum. CF sangat dipengaruhi oleh ketersediaan energi terbarukan dan menjadi kontributor signifikan terhadap LCOH [28]. CF yang rendah menyebabkan biaya modal (CAPEX) teralokasi pada volume produksi yang lebih sedikit, sehingga meningkatkan LCOH.
6. Pembaruan Biaya melalui *Technological Learning* Biaya teknologi elektrolisis, khususnya CAPEX, cenderung menurun seiring waktu melalui *technological learning* atau *learning curve* [15]. Konsep ini digunakan untuk memproyeksikan penurunan biaya di masa depan berdasarkan akumulasi kapasitas terpasang global. Dalam proyek jangka panjang, seperti Hydrogen Hub PLN, pembaruan biaya modal di tahun-tahun mendatang perlu disesuaikan menggunakan *learning rate* untuk mencerminkan status *State-of-the-Art (SoA)* yang terus berkembang.

2.3.2 Keterbatasan metode diskonto Tunggal

Metode perhitungan LCOH konvensional sering kali menggunakan tingkat diskonto tunggal (*single discount rate*) untuk mendiskontokan semua biaya dan manfaat selama umur proyek. Tingkat diskonto ini biasanya merepresentasikan WACC proyek secara keseluruhan. Namun, metode ini memiliki beberapa keterbatasan signifikan yang dapat menghasilkan

estimasi LCOH yang kurang akurat. Hal ini dikarenakan adanya kegagalan dalam merefleksikan profil risiko yang berbeda. Penggunaan tingkat diskonto tunggal mengasumsikan bahwa semua arus kas proyek memiliki risiko yang sama. Namun, dalam kenyataannya, risiko investasi awal (CAPEX) jauh lebih tinggi dibandingkan dengan risiko operasional rutin (OPEX). Risiko ini mencakup ketidakpastian teknis, risiko konstruksi, dan ketidakstabilan pasar awal. Menggunakan tingkat diskonto yang sama untuk arus kas berisiko tinggi dan rendah dapat mengabaikan profil risiko unik dari setiap komponen biaya [7].

Keterbatasan lainnya yaitu, LCOH sangat sensitif terhadap tingkat diskonto yang diasumsikan. Sedikit perubahan pada tingkat diskonto dapat secara signifikan mengubah nilai LCOH, terutama untuk proyek dengan umur panjang. Metode tunggal ini tidak mampu secara fleksibel menyesuaikan tingkat diskonto seiring dengan perubahan risiko yang terjadi selama umur proyek, misalnya, penurunan risiko setelah proyek beroperasi penuh [7]. Akibatnya, LCOH yang dihasilkan menjadi lebih tinggi, yang merupakan overestimasi sistematis dari biaya per unit, terutama untuk proyek-proyek dengan biaya modal tinggi (capital-intensive) seperti teknologi PEM. Fenomena "decoupling of risk and outcome" ini melemahkan efektivitas LCOH sebagai alat pengambilan keputusan, karena tidak secara akurat mencerminkan ketidaklayakan ekonomi dari proyek berisiko tinggi [5].

Pada proyek power-to-gas seperti Hydrogen Hub PLN Puslitbang melibatkan integrasi berbagai teknologi (hidrogen, transportasi, dan penyimpanan). Berbagai sub-sistem ini memiliki profil risiko dan umur ekonomis yang berbeda. Metode diskonto tunggal tidak dapat membedakan risiko spesifik dari setiap komponen, seperti risiko fluktuasi harga listrik, yang merupakan variabel utama untuk hidrogen hijau [8]. Hal ini dapat menyebabkan estimasi biaya yang tidak akurat, terutama untuk proyek yang sangat bergantung pada harga listrik yang fluktuatif. Lebih rincinya pendekatan ini merupakan penyederhanaan yang memiliki beberapa keterbatasan signifikan dalam analisis proyek energi kompleks dan berisiko, seperti *Hydrogen Hub*:

1. Mengaburkan struktur finansial karena menggabungkan risiko yang berbeda menjadi satu nilai. Tingkat diskonto ini gagal membedakan secara eksplisit antara biaya pendanaan melalui utang (Cost of Debt, r_d) yang cenderung stabil dan berisiko rendah, dengan biaya pendanaan melalui ekuitas (Cost of Equity, r_e) yang berisiko lebih tinggi dan mengharapkan imbal hasil yang lebih besar [31].
2. Studi menunjukkan bahwa LCOH sangat sensitif terhadap parameter keuangan seperti rasio utang-terhadap-ekuitas [31]. Dengan menggunakan SDR (WACC), analisis

sensitivitas terhadap struktur pendanaan menjadi terbatas, karena WACC sendiri merupakan fungsi dari rasio gearing dan kedua biaya diskonto tersebut.

3. Proyek Power-to-Gas memiliki komponen biaya dengan profil risiko yang sangat berbeda. Biaya CAPEX infrastruktur mungkin rendah risiko, sementara biaya listrik dari sumber terbarukan yang dinamis memiliki risiko volatilitas yang tinggi. Metode ini memperlakukan semua aliran biaya ini dengan tingkat risiko yang sama, yang dapat menyebabkan misrepresentasi nilai NPV dari total biaya proyek.

2.4 Metode Diskonto Biner

2.4.1 Konsep dan formulasi matematis

Metode diskonto biner adalah model penilaian ekonomi yang mengadaptasi prinsip diskonto arus kas dengan menggunakan dua tingkat diskonto berbeda untuk menilai arus kas masuk (pendapatan) dan arus kas keluar (biaya) secara terpisah [5]. Model diskonto biner tidak hanya memperbaiki kelemahan metodologis dari pendekatan tradisional tetapi juga menghasilkan rentang LCOH yang masuk akal, bukan estimasi satu titik, yang lebih baik mencerminkan ketidakpastian proyek.

Model ini menganggap proyek dengan aset riil, seperti sistem produksi hidrogen, sebagai portofolio yang terdiri dari dua bagian: aset pendapatan (revenue asset), yang mewakili potensi ekonomi dari output masa depan, dan kewajiban (liability), yang mewakili berbagai biaya yang akan dikeluarkan selama masa proyek [5]. Aliran kas keluar (biaya) didiskontokan dengan tingkat diskonto biaya (r_c), sedangkan aliran kas masuk (produksi hidrogen) didiskontokan dengan tingkat diskonto pendapatan (r_s) [5]. Arus kas masuk (pendapatan) dianggap lebih tidak pasti dibandingkan arus kas keluar (biaya) karena bergantung pada variabel seperti stabilitas pasokan energi, pemanfaatan kapasitas, dan strategi pemeliharaan. Pemisahan ini penting karena risiko yang terkait dengan biaya dan pendapatan memiliki profil yang berbeda [5]. Misalnya, volume produksi hidrogen di masa depan lebih tidak pasti dibandingkan dengan biaya modal awal, yang sering kali didasarkan pada kontrak dan pembelian peralatan [5].

Formulasi matematis LCOH dengan metode diskonto biner dirumuskan sebagai berikut [5]:

$$LCOH_{BD} = \frac{\sum_{t=0}^T \frac{Cost_t}{(1+r_c)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{Production_t}{(1+r_s)^t}} \dots\dots\dots \text{Persamaan (2)}$$

Keterangan :

LCOH_{BD}: Levelized Cost of Hydrogen Metode Diskonto Biner (\$/kg).

T: Umur proyek (tahun).

t: Tahun ke-t dari siklus hidup proyek.

Cost_t : Total biaya pada tahun ke-t (termasuk biaya investasi, operasi, dan pemeliharaan)

Production_t : Jumlah produksi hidrogen pada tahun ke-t

r_c (discount rate for costs) : Tingkat diskonto untuk arus kas keluar (biaya proyek hidrogen)

r_s (discount rate for revenues) : Tingkat diskonto untuk arus kas masuk (volume hidrogen yang diproduksi)

Adapun keterkaitan penerapan metode ini pada studi kasus studi kasus Hydrogen Hub PLN Puslitbang karena dapat mengakomodasi risiko teknologi yang dinamis. Teknologi PtG, khususnya elektrolisis, harus beroperasi secara dinamis untuk mengoptimalkan energi terbarukan. Metode BDR memungkinkan pemodelan risiko yang lebih tinggi (r_H) pada biaya listrik, yang merupakan variabel terbesar dan paling volatil dari proyek yang bergantung pada *renewable energy intermittency* [29]. Sebagai proyek strategis yang melibatkan entitas BUMN (PLN), struktur pendanaan akan melibatkan kombinasi utang dan ekuitas. Metode diskonto biner memberikan gambaran yang transparan mengenai bagaimana beban biaya utang dan persyaratan imbal hasil ekuitas memengaruhi LCOH akhir.

2.4.2 Keunggulan dibanding metode konvensional

Metode diskonto biner menawarkan beberapa keunggulan penting dibandingkan pendekatan konvensional yaitu :

1. Model ini mengoreksi kelemahan mendasar dari model LCOH tradisional di mana peningkatan tingkat diskonto menyebabkan present value biaya berkurang, yang bertentangan dengan logika ekonomi bahwa ketidakpastian yang lebih tinggi seharusnya menyiratkan pengeluaran efektif yang lebih besar. Dengan menerapkan tingkat diskonto yang lebih rendah (r_c) pada biaya saat risiko meningkat, model biner memastikan present value biaya meningkat, yang lebih konsisten secara logis [5].
2. Metode konvensional memiliki sensitivitas risiko yang tidak memadai, yang dapat menyebabkan overestimasi (atau underestimasi) biaya proyek dan berpotensi menghasilkan keputusan investasi yang salah. Model biner, dengan membedakan risiko arus kas masuk dan keluar, memberikan representasi biaya yang lebih seimbang dan disesuaikan dengan risiko [5].
3. Alih-alih memberikan "estimasi titik" tunggal, model biner memungkinkan penentuan rentang LCOH yang mungkin, yang terdiri dari batas atas dan bawah yang membuat rentang perhitungannya kredibel. Hal ini memberikan dasar yang lebih kaya untuk pengambilan keputusan manajerial, karena secara eksplisit mencerminkan ketidakpastian biaya proyek di bawah persepsi risiko yang berbeda [5].
4. Metode diskonto biner memberikan alat kuantitatif yang lebih rasional untuk mengevaluasi investasi energi hidrogen dan mengisi celah dalam model LCOH tradisional yang tidak dapat secara efektif memperhitungkan risiko [5].

Berikut perbandingan singkatnya yang dijelaskan dalam table dibawah ini :

Tabel 2.5 Perbandingan LCOH menggunakan metode diskonto tunggal dan biner [15]

Karakteristik	Metode Diskonto Tunggal (SDR)	Metode Diskonto Biner (BDR)
Tingkat Diskonto (r)	r (WACC: Weighted Average Cost of Capital)	rL (Cost of Debt / Risk-Free Rate) DAN rH (Cost of Equity / WACC Disesuaikan)
Filosofi Risiko	Mengasumsikan semua aliran kas proyek memiliki risiko rata-rata yang diwakili oleh WACC.	Secara eksplisit memisahkan risiko pendanaan (Utang vs. Ekuitas) dan risiko operasional (Tetap vs. Variabel).

Alokasi Aliran Kas	Seluruh aliran biaya (CAPEX, OPEX, Biaya Listrik) didiskontokan dengan r .	Biaya dibagi menjadi dua kategori diskonto: - NPVFixed: Didiskontokan dengan r_L (risiko rendah, didanai Utang). - NPVVariable: Didiskontokan dengan r_H (risiko tinggi, didanai Ekuitas/berisiko pasar).
Output LCOH	LCOH SDR (Nilai LCOH Standar)	LCOH BDR (Nilai LCOH yang Dioptimasi)

Pada table ini dijelaskan bahwa LCOH dihitung dengan membagi Net Present Value (NPV) dari total biaya dengan NPV dari total hidrogen yang diproduksi. Kunci untuk memodelkan LCOH PtG secara akurat adalah pada bagaimana aliran biaya didefinisikan dan didiskontokan. Biaya total proyek P2G (Hydrogen Hub PLN) dikelompokkan menjadi tiga komponen utama yang dinamis sepanjang umur proyek (T), berupa CAPEX yaitu biaya modal seperti tumpukan, BoP, tanah) dan biaya penggantian di masa depan. Biaya ini dapat diperbarui dengan *learning rate* untuk mencerminkan perkembangan teknologi (*technological learning*) [15]. Kedua, OPEX yaitu biaya tetap seperti gaji, asuransi dan biaya variabel (misalnya, air, bahan kimia, pemeliharaan non-stack). Terakhir biaya listrik, yang menjadi biaya terbesar dan paling volatil untuk green hydrogen, yang sangat dipengaruhi oleh CF (*Capacity Factor*) dan efisiensi system [15].

2.5 Faktor-Faktor yang Mempengaruhi LCOH

Menurut literatur, LCOH dipengaruhi oleh berbagai faktor teknis dan ekonomi yang saling berinteraksi, menciptakan lanskap yang kompleks untuk analisis biaya. Enam faktor utama yang diidentifikasi dari sumber yang diberikan adalah harga listrik, utilisasi kapasitas, CAPEX, OPEX, tingkat diskonto, dan efisiensi sistem. Faktor yang pertama harga listrik, merupakan faktor paling dominan yang memengaruhi LCOH, terutama untuk produksi hidrogen hijau melalui elektrolisis. Biaya listrik dapat menyumbang hingga 70% dari total biaya produksi hidrogen hijau. Studi menunjukkan bahwa agar hidrogen hijau menjadi

kompetitif dengan hidrogen yang berbasis bahan bakar fosil, harga listrik terbarukan perlu berada di bawah kisaran \$20-\$30/MWh [8]. Biaya energi adalah faktor yang paling krusial, seringkali menyumbang lebih dari 60% dari total LCOH untuk hampir semua teknologi elektroliser [29]. Tingkat konsumsi energi spesifik (kWh/kg H₂) dan biaya listrik yang fluktuatif (Levelized Cost of Electricity/LCOE) merupakan penentu utama daya saing hidrogen hijau.

Sensitivitas LCOH terhadap harga listrik sangat tinggi; bahkan penurunan harga listrik yang kecil dapat memberikan dampak besar pada profitabilitas. Stabilitas biaya ini sangat bergantung pada ketersediaan sumber energi terbarukan yang murah seperti tenaga surya dan angin. Sebaliknya, produksi hidrogen abu-abu (grey hydrogen) dan hidrogen biru (blue hydrogen) sangat bergantung pada volatilitas harga gas alam, yang dapat berfluktuasi karena faktor geopolitik dan permintaan pasar [7].

Faktor berikutnya, utilisasi kapasitas atau faktor kapasitas, merupakan rasio antara output aktual suatu pabrik hidrogen dengan output potensialnya jika beroperasi pada kapasitas penuh secara terus-menerus. Faktor ini memiliki dampak yang signifikan terhadap LCOH, karena biaya modal (CAPEX) dan biaya operasional tetap (fixed OPEX) tersebar di seluruh volume produksi tahunan. Semakin tinggi faktor kapasitas, semakin rendah LCOH-nya [7]. Pemanfaatan kapasitas elektroliser (*utilization rate*) secara langsung berbanding terbalik dengan alokasi biaya modal per satuan hidrogen yang diproduksi. CF yang tinggi (mendekati operasi *baseload*, seperti yang dicapai dengan geotermal atau nuklir) secara signifikan menurunkan LCOH. Fluktuasi dari sumber terbarukan (*intermittent*) cenderung menurunkan CF, sehingga memerlukan teknologi yang fleksibel seperti PEM [29].

Hidrogen hijau, yang diproduksi menggunakan sumber energi terbarukan yang bersifat intermiten (seperti matahari dan angin), seringkali memiliki faktor kapasitas yang lebih rendah dibandingkan dengan hidrogen biru atau abu-abu yang dapat beroperasi terus-menerus. Meskipun demikian, LCOH yang lebih rendah dapat dicapai jika elektrolyzer dapat dioperasikan pada kapasitas tinggi. Analisis sensitivitas menunjukkan bahwa meskipun pengaruh faktor kapasitas terbatas, dampaknya bersifat asimetris, dengan dampak yang lebih besar pada skenario kurangnya utilitas [8].

Kemudian faktor yang ketiga, *Capital Expenditure* (CAPEX) atau biaya modal awal mencakup biaya-biaya untuk peralatan produksi, instalasi, dan persiapan lokasi. Untuk hidrogen hijau, CAPEX utamanya adalah biaya elektrolyzer, yang saat ini lebih tinggi

dibandingkan dengan teknologi hidrogen berbasis gas alam. CAPEX untuk hidrogen hijau dapat bervariasi dari \$800-\$1500/kW untuk instalasi skala besar (100 MW). Sebaliknya, hidrogen biru dan abu-abu memiliki CAPEX yang lebih rendah karena memanfaatkan teknologi Steam Methane Reforming (SMR) yang sudah matang dan infrastruktur yang ada [7]. Penurunan CAPEX adalah salah satu kunci untuk mencapai paritas biaya bagi hidrogen hijau. Penurunan ini dapat dicapai melalui kemajuan dalam ilmu material, proses manufaktur yang lebih baik, dan skala ekonomi. Studi menunjukkan bahwa CAPEX per megawatt akan menurun secara signifikan seiring dengan peningkatan ukuran pabrik, dengan penurunan hingga 40% untuk instalasi 100 MW dibandingkan dengan 1 MW [7]. Penurunan CAPEX di masa depan sangat bergantung pada *learning rate* (laju pembelajaran) dan *economies of scale* (ekonomi skala), yang mengukur penurunan biaya per kW seiring dengan peningkatan kapasitas kumulatif terpasang global. Proyeksi menunjukkan CAPEX untuk PEM dan AEL akan mencapai paritas dengan penurunan biaya yang signifikan pada tahun 2030 [30].

Faktor yang keempat, *Operational Expenditure* (OPEX) mencakup biaya rutin seperti pemeliharaan, tenaga kerja, dan konsumsi energi. Untuk hidrogen hijau, biaya listrik adalah komponen OPEX terbesar, mencapai 50-70% dari total biaya produksi. Sementara itu, untuk hidrogen biru, biaya OPEX yang signifikan mencakup pembelian gas alam dan biaya penangkapan karbon [7]. Biaya pemeliharaan untuk hidrogen hijau relatif rendah karena unit elektrolyzer yang sederhana. Di sisi lain, biaya untuk hidrogen abu-abu sangat sensitif terhadap harga gas alam. Peningkatan biaya operasional untuk hidrogen abu-abu dapat terjadi akibat penerapan pajak karbon atau mekanisme penetapan harga karbon lainnya [7].

Selanjutnya faktor kelima, tingkat diskonto mencerminkan biaya modal dan risiko yang terkait dengan proyek investasi hidrogen. Tingkat diskonto yang lebih tinggi akan meningkatkan LCOH, karena mengindikasikan bahwa investor menuntut pengembalian yang lebih cepat dan lebih tinggi untuk mengimbangi risiko yang dirasakan. Tingkat ini dapat bervariasi tergantung pada ketidakpastian proyek, kondisi pasar, dan stabilitas kebijakan. Untuk proyek hidrogen hijau yang masih tergolong berisiko tinggi karena biaya awal yang besar dan teknologi yang masih berkembang, tingkat diskonto memainkan peran penting dalam menentukan kelayakan investasi. LCOH sangat sensitif terhadap suku bunga diskonto, yang umumnya diwakili oleh *Weighted Average Cost of Capital* (WACC). WACC yang rendah dapat membuat target LCOH (misalnya, 3 AUD/kg) menjadi lebih mudah dicapai, bahkan dengan CAPEX yang lebih tinggi [31]. Studi menunjukkan bahwa LCOH dapat

menurun seiring dengan umur proyek yang lebih sensitif, karena memungkinkan amortisasi CAPEX selama periode yang lebih lama [7].

Terakhir, efisiensi sensitif teknis yang mengukur seberapa efektif suatu teknologi mengubah energi masukan menjadi hidrogen. Untuk hidrogen hijau, efisiensi elektrolyzer sangat krusial karena secara langsung memengaruhi jumlah listrik yang dibutuhkan per kilogram hidrogen yang diproduksi. Efisiensi elektrolyzer yang lebih tinggi dapat secara signifikan mengurangi LCOH [8]. Studi menunjukkan bahwa efisiensi elektrolyzer saat ini berkisar antara 55% hingga 70%. Efisiensi yang lebih tinggi akan menurunkan biaya operasional, karena konsumsi listrik menjadi lebih sedikit. Peningkatan efisiensi juga dapat mengurangi ukuran unit sensitif yang diperlukan untuk memenuhi target produksi, sehingga menurunkan biaya modal seumur hidup. Analisis sensitivitas menegaskan bahwa LCOH sangat sensitif terhadap perubahan efisiensi elektrolyzer, yang dampaknya bisa lebih besar daripada perubahan biaya elektrolyzer itu sendiri [8]. Efisiensi elektroliser tidak bersifat konstan tetapi bergantung pada daya input (*power-dependent efficiency*). Model perhitungan harus mempertimbangkan efisiensi dinamis serta kemampuan operasi overload (di atas 100% daya nominal) untuk menyerap kelebihan energi terbarukan dan meningkatkan produksi, yang pada akhirnya akan mengurangi LCOH [30].

Tabel 2.6 Perbandingan Metrik Teknis Utama Teknologi Elektroliser [29]

Teknologi	CAPEX (Target 2030, EUR/kW)*	Efisiensi Listrik (Target, kWh/Nm ³ H ₂)	Stabilitas Operasional	Waktu Start-up
PEM	~300	3.86	Tinggi (Dinamis)	Sangat Cepat (< 10 detik)
AEL	~300	4.23	Tinggi (Baseload)	Lambat (Menit ke Jam)
SOEC	~828	3.05	Rendah (Terkait Cycling Termal)	Sangat Lambat (Jam)

Tabel diatas menyajikan metrik kinerja teknis utama untuk tiga jenis teknologi elektroliser, mencakup proyeksi biaya modal masa depan dan karakteristik operasional yang relevan untuk integrasi dengan sumber energi terbarukan yang dinamis di *Hydrogen Hub* PLN. Dapat dilihat bahwa PEM (Proton Exchange Membrane) Electrolysis menawarkan

stabilitas operasional tinggi dan waktu start-up sangat cepat (< 10 detik). Karakteristik ini menjadikannya pilihan paling relevan untuk diintegrasikan dengan sumber energi terbarukan yang sangat volatil (misalnya, surya atau angin) di *Hydrogen Hub* PLN, karena mampu melakukan *load-following* (mengikuti beban) secara efektif.

2.6 Studi Relevan dan Jurnal Pendukung

Penelitian mengenai LCOH menjadi landasan krusial dalam menilai kelayakan ekonomi produksi hidrogen. Curcio (2025) dalam artikelnya yang berjudul "Techno-economic analysis of hydrogen production: Costs, policies, and scalability in the transition to net-zero" memberikan analisis komprehensif tentang jalur produksi hidrogen abu-abu (gray), biru (blue), dan hijau (green). Curcio menegaskan bahwa hidrogen hijau (\$3.50-\$6.00/kg) saat ini merupakan yang paling mahal, namun memiliki potensi besar untuk mencapai paritas biaya dengan hidrogen berbasis fosil melalui penurunan biaya listrik terbarukan dan peningkatan efisiensi elektroliser. Penelitian ini juga menyoroti peran penting kebijakan seperti Inflation Reduction Act (IRA) di AS yang memberikan kredit pajak hingga \$3.00/kg, yang secara signifikan dapat meningkatkan daya saing hidrogen hijau. Analisis Curcio juga menunjukkan bahwa biaya produksi mendominasi total biaya (sekitar 90%), sementara biaya transportasi dan penyimpanan relatif lebih kecil.

Sama dengan itu, Zun & McLellan (2023) dalam "Cost Projection of Global Green Hydrogen Production Scenarios" memproyeksikan lintasan biaya elektroliser alkaline dan Proton Exchange Membrane (PEM) hingga tahun 2050. Penelitian ini menunjukkan bahwa biaya modal elektroliser diperkirakan turun drastis menjadi \$88/kW untuk jenis alkaline dan \$60/kW untuk PEM di bawah skenario optimis. Penurunan ini, dikombinasikan dengan penurunan biaya Listrik (LCOE), diproyeksikan akan menurunkan LCOH hidrogen hijau di bawah 5/kgH₂ pada tahun 2030 untuk sumber energi angin dan surya. Zun & McLellan juga mengidentifikasi bahwa efisiensi elektroliser dan LCOE adalah parameter yang paling sensitif dalam menentukan LCOH.

Metodologi tradisional untuk menghitung LCOH, yang menggunakan tingkat diskonto tunggal untuk semua arus kas, telah menjadi subjek kritik karena dianggap tidak akurat dalam merefleksikan risiko. Galevskiy & Qian (2025) dalam artikel "A Binary Discounting Method for Economic Evaluation of Hydrogen Projects: Applicability Study Based on Levelized Cost of Hydrogen (LCOH)" secara eksplisit membahas kelemahan ini.

Mereka mengusulkan model diskonto biner yang menerapkan dua tingkat diskonto berbeda: satu untuk arus kas keluar (biaya) dan satu untuk arus kas masuk (pendapatan/produksi).

Penelitian ini berargumen bahwa arus kas keluar, seperti biaya modal (CAPEX) dan biaya operasional (OPEX), memiliki tingkat kepastian yang lebih tinggi dibandingkan dengan arus kas masuk, yang dapat berfluktuasi karena pasokan energi yang tidak stabil, pemanfaatan kapasitas, dan faktor-faktor operasional lainnya. Penerapan tingkat diskonto tunggal, terutama pada proyek-proyek padat modal (capital-intensive), cenderung secara sistematis melebih-lebihkan biaya. Model diskonto biner yang diusulkan memungkinkan penentuan rentang nilai LCOH (nilai minimum dan maksimum), memberikan representasi yang lebih seimbang dan disesuaikan dengan risiko (risk-adjusted). Studi ini sangat relevan untuk tesis ini karena menyediakan kerangka metodologi yang inovatif untuk mengatasi celah dalam perhitungan LCOH tradisional.

Dalam konteks infrastruktur, Curcio (2025) juga membahas tantangan transportasi dan penyimpanan hidrogen. Meskipun pipa hidrogen adalah metode transportasi paling efisien untuk skala besar, biaya pembangunannya sangat tinggi. Namun, konversi pipa gas alam yang sudah ada dapat mengurangi biaya hingga 50-70%. Untuk penyimpanan, formasi geologi bawah tanah seperti gua garam menawarkan solusi paling hemat biaya untuk penyimpanan hidrogen jangka panjang dan musiman.

Tabel 2.7 Research Gap

Penulis (Tahun)	Judul Penelitian	Tujuan/Fokus	Metodologi	Temuan Kunci	Celah Penelitian (Research Gap)
Curcio (2025)	Techno-economic analysis of hydrogen production: Costs, policies, and scalability in the transition to net-zero	Menganalisis biaya, kebijakan, dan skalabilitas produksi hidrogen abu-abu, biru, dan hijau.	Analisis tekno-ekonomi, pemodelan NPV, dan analisis sensitivitas.	LCOH hidrogen hijau (\$3.50-\$6.00/kg) lebih mahal dari hidrogen abu-abu (\$1.50-\$2.50/kg) dan biru (\$2.00-\$3.50/kg), namun diprediksi mencapai paritas biaya dengan dukungan kebijakan seperti IRA dan penurunan LCOE.	Meskipun komprehensif, tidak secara spesifik mengoptimalkan perhitungan biaya dengan metode diskonto yang lebih akurat untuk proyek padat modal.

Zun & McLellan (2023)	Cost Projection of Global Green Hydrogen Production Scenarios	Memproyeksikan biaya elektroliser dan LCOH hidrogen hijau secara global hingga 2050.	Pemodelan regresi eksponensial dan daya (power law), analisis skenario optimis dan pesimis.	Biaya elektroliser PEM diproyeksikan akan lebih rendah dari alkaline. LCOH diprediksi turun di bawah 5/kgH ₂ pada tahun 2030. LCOE dan efisiensi elektroliser adalah pendorong biaya utama.	Tidak menganalisis dampak tingkat diskonto yang berbeda terhadap LCOH, mengabaikan potensi bias dari penggunaan tingkat diskonto tunggal.
Galevskiy & Qian (2025)	A Binary Discounting Method for Economic Evaluation of Hydrogen Projects	Mengembangkan dan menguji model diskonto biner untuk perhitungan LCOH pada berbagai teknologi hidrogen.	Pemodelan matematis, diskonto biner (dua tingkat diskonto), dan analisis numerik.	Metode tradisional secara konsisten melebih-lebihkan LCOH. Model diskonto biner memberikan rentang nilai LCOH yang lebih akurat dan disesuaikan dengan risiko, khususnya untuk proyek padat modal.	Studi ini bersifat teoritis dan numerik. Belum ada aplikasi konkret dari metode ini pada studi kasus proyek hidrogen di Indonesia dengan data riil.

Berdasarkan literatur yang ada, celah penelitian utama yang diidentifikasi adalah sebagai berikut:

1. Kurangnya Aplikasi Model Diskonto Biner pada Studi Kasus Riil: Meskipun Galevskiy & Qian (2025) telah memperkenalkan metode diskonto biner yang menjanjikan untuk mengatasi kelemahan metodologi LCOH tradisional, penelitian mereka bersifat numerik-teoritis. Belum ada penelitian yang mengaplikasikan model ini secara langsung pada data riil proyek P2G.
2. Keterbatasan Analisis Ekonomi LCOH Tradisional: Studi-studi seperti yang dilakukan oleh Curcio (2025) dan Zun & McLellan (2023) masih mengandalkan perhitungan LCOH dengan tingkat diskonto tunggal. Hal ini mengabaikan perbedaan risiko antara arus kas masuk (pendapatan/produksi) dan arus kas keluar (biaya) dan berpotensi menghasilkan estimasi biaya yang bias, terutama untuk proyek P2G yang padat modal dan memiliki ketidakpastian operasional.

3. Ketiadaan Kajian LCOH untuk Proyek P2G di Indonesia: Tinjauan pustaka menunjukkan banyak penelitian yang berfokus pada konteks Eropa, Amerika, dan Cina. Belum ada studi komprehensif yang mengoptimalkan perhitungan LCOH untuk proyek P2G di Indonesia, seperti yang direncanakan di PLN PUSLITBANG Hydrogen Hub, dengan mempertimbangkan karakteristik unik seperti biaya modal, biaya operasional, dan tingkat diskonto yang relevan di Indonesia.