

Pemodelan Data-Driven Sistem Penyimpanan Energi Terbarukan Laut Lepas Pantai di Pesisir Utara Pulau Jawa

Annisa Nur Halifah¹, M. Iqbal Raysha Widodo², Avril Iffatur Rizqi Ramadhan³, Adiratna Ciptaningrum⁴ 

¹ Mahasiswa Program Studi Teknologi Rekayasa Otomasi, Politeknik Negeri Madiun, Madiun, Indonesia

² Mahasiswa Program Studi Teknologi Rekayasa Otomasi, Politeknik Negeri Madiun, Madiun, Indonesia

³ Mahasiswa Program Studi Teknologi Rekayasa Otomasi, Politeknik Negeri Madiun, Madiun, Indonesia

⁴ Dosen Program Studi Teknologi Rekayasa Otomasi, Politeknik Negeri Madiun, Madiun, Indonesia

ABSTRAK

Indonesia, sebagai sebuah negara kepulauan memiliki potensi besar dalam pemanfaatan energi terbarukan berbasis laut, seperti angin dan gelombang. Namun, intermitensi sumber energi tersebut menjadi tantangan dalam integrasi ke sistem kelistrikan nasional, khususnya di wilayah pesisir utara Pulau Jawa memiliki beban listrik tinggi. Penelitian ini mengkaji pengembangan sistem penyimpanan energi laut lepas pantai untuk mendukung transisi energi bersih. Studi ini menganalisis kelayakan integrasi pembangkit listrik tenaga angin lepas pantai (*offshore wind*) dan tenaga gelombang (*wave energy*) dengan dua teknologi penyimpanan energi, yakni hidrogen hijau (*green hydrogen*) dan baterai aliran (*flow battery*) Metode yang digunakan dalam penelitian ini adalah pemodelan sistem energi menggunakan perangkat lunak H2RES (*Hourly Energy System Simulation*), sebuah perangkat lunak simulasi optimasi linier dengan resolusi waktu per jam, yang memungkinkan analisis proyeksi teknis dan operasional sistem hingga tahun 2050. Simulasi mencakup aspek *demand-side units*, kapasitas penyimpanan energi, serta estimasi pengurangan emisi karbon. Hasil simulasi menunjukkan bahwa hidrogen hijau efektif untuk penyimpanan energi jangka panjang dengan efisiensi 60-70%, sedangkan baterai aliran lebih sesuai untuk durasi pendek dengan efisiensi 80-85%. Kombinasi keduanya mampu menurunkan pembatasan energi terbarukan hingga 30% dan meningkatkan keandalan sistem. Potensi reduksi emisi CO₂ diperkirakan mencapai 1,2 juta ton per tahun pada 2035. sejalan dengan sasaran *Net Zero Emissions* Indonesia. Saran kebijakan meliputi insentif fiskal serta kerjasama antara pemerintah, sektor swasta, dan akademisi untuk mempercepat pengembangan teknologi penyimpanan energi laut.

RIWAYAT MAKALAH

Diterima: Tanggal, Bulan, Tahun

Direvisi: Tanggal, Bulan, Tahun

Disetujui: Tanggal, Bulan, Tahun

KATA KUNCI

- a. Penyimpanan Energi Lepas Pantai
- b. Hidrogen Hijau,
- c. Baterai Aliran,
- d. Integrasi Energi Terbarukan,
- e. *Net Zero Emissions*

KONTAK:

annisanurhalifah12@gmail.com

1. PENDAHULUAN

Indonesia sebagai negara kepulauan terbesar di dunia memiliki garis pantai sepanjang lebih dari 99.000 kilometer dan dikelilingi oleh perairan tropis yang kaya akan potensi energi laut. Dengan lebih dari 17.000 pulau, posisi geografis Indonesia memberikan keunggulan strategis dalam pemanfaatan sumber energi terbarukan berbasis laut, seperti energi angin lepas pantai (*offshore wind energy*) dan energi gelombang laut (*wave energy*). Potensi teknis dari energi laut Indonesia belum dimanfaatkan secara optimal, terutama jika dibandingkan dengan negara-negara maju seperti Denmark, Inggris, dan Norwegia

yang telah mengembangkan kluster energi laut secara intensif.

Dalam kondisi geografis, wilayah pesisir utara Pulau Jawa merupakan kawasan yang sangat penting dalam sistem kelistrikan nasional. Daerah ini mencakup kota-kota industri dan metropolitan seperti Jakarta, Bekasi, Karawang, Cirebon, dan Surabaya, yang menjadi pusat konsumsi energi terbesar di Indonesia. Menurut data dari Rencana Umum Energi Nasional (RUEN), beban listrik di wilayah ini terus meningkat secara signifikan akibat pertumbuhan industri, urbanisasi, dan elektrifikasi sektor transportasi. Pada saat yang sama, kawasan ini memiliki potensi energi angin lepas pantai yang menjanjikan, terutama pada zona perairan dangkal di sekitar Laut Jawa

Penulis utama: Annisa Nur Halifah, annisanurhalifah12@gmail.com, Program Studi Teknologi Rekayasa Otomasi, Politeknik Negeri Madiun, Jl. Serayu No. 84, Pandean, Kec. Taman, Kota Madiun, Jawa Timur, 63133, Indonesia.

DOI: XXXX

Hak Cipta © 2025 oleh penulis. Diterbitkan oleh Program Studi Teknik Kelistrikan Kapal, Politeknik Perkapalan Negeri Surabaya. Artikel ini merupakan karya akses terbuka yang dilisensikan di bawah Lisensi *Creative Commons Attribution-Share A like 4.0 International License* (CC BY-SA 4.0).

dengan kecepatan angin tahunan yang relatif stabil antara 6 hingga 7 m/s pada ketinggian 100 meter.

Meskipun memiliki potensi besar, wilayah pesisir utara Jawa menghadapi tantangan serius dalam hal diversifikasi sumber energi. Sistem kelistrikan di wilayah ini masih sangat bergantung pada pembangkit listrik tenaga uap berbahan bakar batu bara (PLTU), yang menyumbang lebih dari 60% total kapasitas pembangkit. Ketergantungan ini tidak hanya meningkatkan emisi karbon, tetapi juga membuat sistem energi rentan terhadap volatilitas harga bahan bakar fosil dan tekanan global terkait transisi energi.

Sebagai bagian dari komitmen Indonesia terhadap Perjanjian Paris dan target *Net Zero Emission* (NZE) pada 2060, diversifikasi dan dekarbonisasi sistem energi di wilayah dengan konsumsi tinggi seperti pesisir utara Jawa menjadi sangat mendesak. Namun, integrasi energi terbarukan berbasis laut ke dalam sistem kelistrikan nasional tidaklah sederhana. Salah satu tantangan utama adalah intermitensi, yaitu fluktuasi output daya yang disebabkan oleh variabilitas cuaca dan kondisi laut. Energi angin dan gelombang tidak tersedia secara konstan, sehingga membutuhkan sistem penyimpanan energi yang mampu menjaga kestabilan pasokan dan menyeimbangkan pasokan dengan permintaan.

Dalam konteks ini, pengembangan sistem penyimpanan energi lepas pantai menjadi elemen kunci. Dua teknologi penyimpanan yang dinilai paling menjanjikan untuk integrasi sistem energi adalah hidrogen hijau dan baterai aliran (*flow battery*). Hidrogen hijau, yang dihasilkan melalui proses elektrolisis menggunakan listrik dari sumber terbarukan, dapat disimpan dalam jumlah besar dan digunakan untuk berbagai aplikasi, termasuk pembangkit, termasuk pembangkit kembali (*re-electrification*), bahan bakar industri, dan transportasi. Sementara itu, baterai aliran memungkinkan penyimpanan jangka pendek hingga menengah dengan efisiensi tinggi, umur siklus panjang, serta kapasitas yang dapat ditingkatkan secara modular.

Kajian internasional telah menyoroti pentingnya kedua teknologi ini. Oleh (*International Renewable Energy Agency*, 2020) menyebut hidrogen sebagai penghubung fleksibel dalam sistem energi masa depan, terutama dalam skenario di mana variabilitas sumber energi terbarukan sangat tinggi. Oleh (Ramos et al., 2018) menunjukkan bahwa integrasi teknologi *offshore wind* dan *wave energy* sangat potensial, namun tetap sangat bergantung pada kapasitas penyimpanan dan kecanggihan sistem pengelolaan daya. Sementara itu, (Sinha & Chandel, 2014) menyoroti keunggulan baterai aliran dalam sistem hybrid dengan sumber daya terbarukan yang fluktuatif.

Namun, studi-studi tersebut masih berfokus pada konteks luar negeri, terutama Eropa dan Amerika Utara, yang memiliki karakteristik geografis, ekonomi, dan regulasi

yang berbeda jauh dari Indonesia. Belum banyak riset yang secara spesifik mengkaji integrasi energi laut dan penyimpanan energi di wilayah pesisir utara Jawa, padahal Kawasan ini memiliki peran strategis dalam mendukung dekarbonisasi sistem energi nasional.

Penelitian ini hadir untuk mengisi kesenjangan tersebut. Dengan menggunakan perangkat lunak *Hourly Energy System Simulation* (H2RES), sebuah model optimasi linier dengan resolusi waktu per jam, studi ini melakukan simulasi sistem energi laut yang terdiri dari *offshore wind* dan *wave energy*, dikombinasikan dengan sistem penyimpanan energi berbasis hidrogen hijau dan baterai aliran, secara spesifik untuk wilayah pesisir utara Pulau Jawa. Studi ini tidak hanya mempertimbangkan aspek teknis, tetapi juga mencakup proyeksi permintaan listrik, keandalan sistem, efisiensi penyimpanan, dan estimasi reduksi emisi karbon 2050.

Model simulasi H2RES memungkinkan analisis mendalam terhadap dinamika sistem energi dalam skala waktu jam ke jam, sehingga dapat merepresentasikan dengan lebih akurat pengaruh intermitensi terhadap sistem. Pada penelitian oleh (Zafirakis et al., 2013) telah menunjukkan bahwa simulasi dengan resolusi tinggi sangat penting untuk menilai kelayakan teknis dan ekonomi sistem penyimpanan dalam skenario penetrasi energi terbarukan tinggi. Namun, sejauh ini belum ada aplikasi H2RES yang secara spesifik diterapkan untuk sistem energi laut di Indonesia, tentunya dengan fokus pada wilayah pesisir utara Jawa.

Studi ini menghasilkan beberapa temuan penting. Pertama, simulasi menunjukkan bahwa hidrogen hijau sangat efektif untuk penyimpanan jangka panjang dalam sistem kelistrikan berbasis laut, dengan efisiensi keseluruhan antara 60-70%. Ini menjadikan hidrogen sebagai solusi ideal untuk menghadapi variasi musiman dan menjaga keseimbangan sistem dalam jangka waktu mingguan hingga bulanan. Kedua, baterai aliran menunjukkan efisiensi 80-85% dalam penyimpanan jangka pendek, ideal untuk menangani fluktuasi harian dan mendukung respon cepat terhadap perubahan beban.

Kombinasi kedua sistem penyimpanan ini mampu menurunkan tingkat pembatasan (*curtailment*) energi terbarukan hingga 30%, sekaligus meningkatkan keandalan dan fleksibilitas sistem. Secara kumulatif, simulasi memperkirakan potensi reduksi emisi karbon sebesar 1.2 juta ton CO₂ per tahun pada 2035, hanya dari penerapan sistem ini di wilayah pesisir utara Pulau Jawa. Angka ini menunjukkan kontribusi signifikan terhadap pencapaian target *Nationally Determine Contribution* (NDC) Indonesia.

Pada pemodelan ini memberikan rekomendasi kebijakan yang berorientasi pada percepatan adopsi teknologi energi laut dan penyimpanan energi di wilayah pesisir utara Pulau Jawa. Diantaranya adalah perlunya pemberian insentif fiskal untuk proyek energi laut, pengembangan jaringan listrik laut (*offshore grid*) sebagai

backbone integrasi sistem, serta skema tarif berbasis waktu untuk mendorong fleksibilitas konsumsi. Lebih dari itu, kolaborasi antara pemerintah daerah, BUMN energi, swasta, dan lembaga penelitian perlu ditingkatkan dalam bentuk proyek percontohan dan program pengembangan kapasitas teknologi lokal.

Dengan pendekatan berbasis simulasi jangka panjang beresolusi tinggi, fokus geografis yang strategis, serta pemanfaatan teknologi penyimpanan ganda, penelitian ini memberikan kontribusi baru dalam pengembangan sistem energi laut di Indonesia. Ini adalah studi pionir yang mengintegrasikan aspek teknis, lingkungan, dan kebijakan secara holistik untuk mendukung transisi energi bersih di wilayah dengan permintaan energi tertinggi di tanah air.

2. METODE PENELITIAN

Penelitian ini menggunakan pendekatan kuantitatif berbasis simulasi dengan fokus pada pemodelan sistem energi terbarukan di Indonesia, khususnya di wilayah pesisir utara Jawa. Data sekunder diperoleh dari laporan resmi, basis data energi nasional, serta literatur yang relevan. Data yang digunakan mencakup empat kategori utama, yaitu Solar Photovoltaic Power, Wind Power, Heating and Cooling Demand, serta Weather Data.

Pada Solar Photovoltaic Power, parameter yang digunakan meliputi kapasitas sistem (kW), kerugian sistem (system loss), metode tracking, sudut tilt ($^{\circ}$) dan azimuth ($^{\circ}$). Untuk Wind Power, data mencakup kecepatan angin (m/s), kapasitas turbin, serta profil daya turbin. Selanjutnya, Heating and Cooling Demand mencakup profil permintaan energi berdasarkan kondisi iklim tropis Indonesia, sedangkan Weather Data mencakup data radiasi matahari, suhu, kelembapan, dan kecepatan angin sebagai variabel pendukung.

Tahap pertama adalah pengolahan data dan diproses melalui beberapa tahapan sistematis. Data cleaning dilakukan untuk menghapus data yang kosong, duplikat, atau tidak konsisten sehingga dataset siap digunakan tanpa gangguan kualitas. Selanjutnya, normalization diterapkan untuk menyamakan satuan dan skala data agar sesuai dengan kebutuhan input model simulasi. Setelah itu, dilakukan feature engineering berupa pembentukan parameter tambahan, antara lain kapasitas terpasang efektif, efisiensi konversi energi, serta variasi profil permintaan energi. Hasil pengolahan kemudian divisualisasikan dalam bentuk grafik dan pola temporal sehingga memberikan gambaran variasi potensi energi angin, surya, serta kebutuhan energi baik dalam skala harian maupun musiman.

Setelah tahap pengolahan data, penelitian dilanjutkan dengan pemodelan dan simulasi sistem energi terbarukan menggunakan Python sebagai platform utama. Data yang telah dibersihkan, dinormalisasi, dan ditambahkan fitur-fitur relevan, seperti kapasitas

terpasang efektif, efisiensi konversi energi, dan variasi profil permintaan energi, kemudian digunakan sebagai input untuk membangun model prediktif. Untuk Solar Photovoltaic Power, output energi dihitung berdasarkan kapasitas sistem, sudut tilt, azimuth, metode tracking, serta data radiasi matahari harian, dengan pemodelan menggunakan library pvlib.

Sedangkan untuk Wind Power, daya turbin dihitung dari kecepatan angin historis dan kurva daya turbin menggunakan library windpowerlib, sehingga dapat diperoleh estimasi energi yang dihasilkan pada interval waktu tertentu. Profil Heating and Cooling Demand dimodelkan sebagai fungsi waktu, menyesuaikan dengan kondisi iklim tropis lokal, dan dianalisis menggunakan metode time series forecasting untuk memprediksi kebutuhan energi pada periode harian, mingguan, maupun musiman.

Selanjutnya, seluruh output dari sumber energi dan beban digabungkan dalam bentuk dataset temporal sehingga memungkinkan analisis integrasi dan ketersediaan energi secara menyeluruh. Teknik data science, seperti regresi, Random Forest, Gradient Boosting, dan rolling window untuk fitur temporal, diterapkan untuk meningkatkan akurasi prediksi energi dan permintaan. Analisis dilakukan dengan membandingkan energi yang tersedia dengan kebutuhan beban untuk menghitung surplus, defisit, serta rasio pemanfaatan energi terbarukan. Visualisasi dilakukan menggunakan Matplotlib, Seaborn, atau Plotly untuk menampilkan pola temporal, distribusi energi, dan variasi musiman, sehingga memberikan gambaran menyeluruh mengenai potensi energi terbarukan dan kebutuhan energi di wilayah pesisir utara Jawa. Hasil simulasi ini nantinya dapat digunakan sebagai dasar untuk perencanaan sistem energi yang lebih andal, optimasi integrasi sumber energi, serta strategi penyimpanan atau cadangan energi guna memastikan kontinuitas pasokan listrik dari sumber terbarukan.

A. Dataset

Dataset dalam penelitian ini diperoleh dari berbagai sumber sekunder yang relevan untuk mendukung analisis potensi energi laut dan simulasi sistem energi dengan penyimpanan. Data yang dikumpulkan meliputi potensi sumber daya energi primer (angin dan gelombang), kebutuhan energi wilayah, serta parameter teknis dari teknologi penyimpanan energi yang digunakan. Seluruh data ini menjadi input utama dalam simulasi H2RES menggunakan Python.

Tabel 1. Dataset Sistem Termal Denmark (2022)

| No | Parameter | Nilai | Satuan | Keterangan |
|----|------------------------|----------|--------|---|
| 1 | Electricity demand | 32,761 | TWh | Permintaan listrik total per tahun |
| 2 | Total thermal capacity | 7.915,66 | MW | Kapasitas terpasang pembangkit listrik termal |

| | | | | |
|----|---------------------------------------|----------|-----|--|
| 3 | Total thermal generation | 13,197 | TWh | Total produksi listrik dari pembangkit termal |
| 4 | Condensing capacity | 2.068,78 | MW | Kapasitas pembangkit condensing (hanya menghasilkan listrik) |
| 5 | CHP capacity | 5.846,88 | MW | Kapasitas Combined Heat and Power (CHP) |
| 6 | Minimum load condensing | 827,51 | MW | Beban minimum operasi condensing |
| 7 | Minimum load CHP | 2.338,75 | MW | Beban minimum operasi CHP |
| 8 | Nuclear capacity | 0 | MW | Denmark tidak memiliki PLTN |
| 9 | Condensing electricity generation | 5,149 | TWh | Produksi listrik tahunan unit condensing |
| 10 | CHP electricity generation | 8,048 | TWh | Produksi listrik tahunan dari CHP |
| 11 | CHP useful heat generation | 15,008 | TWh | Produksi panas berguna dari CHP |
| 12 | Heat-to-power ratio (CHP) | 1,864 | – | Rasio panas terhadap listrik di sistem CHP |
| 13 | Minimum partload condensing | 40 | % | Minimal beban operasi terhadap kapasitas condensing |
| 14 | Minimum partload CHP | 40 | % | Minimal beban operasi terhadap kapasitas CHP |
| 15 | Total useful heat from thermal plants | 15,008 | TWh | Panas berguna total (hanya dari CHP) |
| 16 | Share of CHP in thermal capacity | 73,86 | % | Persentase CHP terhadap total kapasitas termal |
| 17 | Share of CHP in thermal generation | 61,0 | % | Persentase listrik dari CHP terhadap total pembangkitan termal |

Berdasarkan **Tabel 1**, terlihat bahwa sistem energi termal Denmark didominasi oleh CHP dengan kapasitas 5.846,88 MW (73,86% dari total). CHP menghasilkan listrik 8,048 TWh dan panas berguna 15,008 TWh dengan rasio panas-listrik 1,864, menunjukkan efisiensi tinggi. Sebaliknya, kapasitas condensing hanya 2.068,78 MW dengan produksi listrik 5,149 TWh. Denmark juga tidak memiliki PLTN, namun tetap andal berkat kombinasi energi angin, CHP, dan penyimpanan energi. Hal ini menjadikan Denmark contoh sistem energi rendah karbon yang relevan untuk diterapkan di Indonesia.

Tabel 2. Dataset Sistem Termal Inggris (2022)

| No | Parameter | Nilai | Satuan | Keterangan |
|----|------------------------|-----------|--------|---|
| 1 | Electricity demand | 310,617 | TWh | Permintaan listrik total per tahun |
| 2 | Total thermal capacity | 64.167,80 | MW | Kapasitas terpasang pembangkit listrik termal |

| | | | | |
|----|---------------------------------------|-----------|-----|--|
| 3 | Total thermal generation | 125,538 | TWh | Total produksi listrik dari pembangkit termal |
| 4 | Condensing capacity | 58.232,30 | MW | Kapasitas pembangkit condensing (hanya menghasilkan listrik) |
| 5 | CHP capacity | 5.935,50 | MW | Kapasitas Combined Heat and Power (CHP) |
| 6 | Minimum load condensing | 23.292,92 | MW | Beban minimum operasi condensing |
| 7 | Minimum load CHP | 2.374,20 | MW | Beban minimum operasi CHP |
| 8 | Nuclear capacity | 8.954,20 | MW | Kapasitas PLTN aktif di Inggris |
| 9 | Condensing electricity generation | 121,370 | TWh | Produksi listrik tahunan unit condensing |
| 10 | CHP electricity generation | 4,168 | TWh | Produksi listrik tahunan dari CHP |
| 11 | CHP useful heat generation | 7,905 | TWh | Produksi panas berguna dari CHP |
| 12 | Heat-to-power ratio (CHP) | 1,897 | – | Rasio panas terhadap listrik di sistem CHP |
| 13 | Minimum partload condensing | 40 | % | Minimal beban operasi terhadap kapasitas condensing |
| 14 | Minimum partload CHP | 40 | % | Minimal beban operasi terhadap kapasitas CHP |
| 15 | Total useful heat from thermal plants | 7,905 | TWh | Panas berguna total (hanya dari CHP) |
| 16 | Share of CHP in thermal capacity | 9,23 | % | Persentase CHP terhadap total kapasitas termal |
| 17 | Share of CHP in thermal generation | 3,32 | % | Persentase listrik dari CHP terhadap total pembangkitan termal |

Berdasarkan **Tabel 2**, terlihat bahwa sistem energi termal Inggris didominasi oleh pembangkit condensing dengan kapasitas 58.232,30 MW (90,77% dari total), menghasilkan listrik 121,37 TWh per tahun. Sementara itu, kapasitas CHP hanya 5.935,50 MW (9,23%) dengan produksi listrik 4,17 TWh dan panas berguna 7,91 TWh. Meskipun rasio panas-listrik CHP cukup tinggi (1,897), kontribusinya dalam bauran energi nasional masih kecil (3,32%). Inggris juga memiliki kapasitas PLTN sebesar 8.954,20 MW, yang menjadi salah satu penopang utama sistem kelistrikannya. Kondisi ini menunjukkan bahwa Inggris masih sangat bergantung pada pembangkit condensing dan nuklir, berbeda dengan Denmark yang lebih efisien melalui dominasi CHP.

Tabel 3. Dataset Sistem Termal Norwegia (2022)

| No | Parameter | Nilai | Satuan | Keterangan |
|----|--------------------|--------|--------|------------------------------------|
| 1 | Electricity demand | 132,98 | TWh | Permintaan listrik total per tahun |

| | | | | |
|----|---|------------------|-----|---|
| 2 | Total thermal capacity | ±1.600 | MW | Hanya mencakup CHP dan pembangkit gas kecil |
| 3 | Total thermal generation | 3,37 | TWh | Total energi listrik + panas dari CHP |
| 4 | Condensing capacity | 0 | MW | Norwegia tidak memiliki pembangkit condensing |
| 5 | CHP capacity | ~1.600 | MW | Kapasitas terpasang CHP lokal |
| 6 | CHP electricity generation | 1,71 | TWh | Produksi listrik tahunan dari CHP |
| 7 | CHP useful heat generation | 1,66 | TWh | Produksi panas berguna dari CHP |
| 8 | Heat-to-power ratio (CHP) | 0,97 | – | Rasio panas terhadap listrik (efisiensi tinggi) |
| 9 | Share of CHP in electricity generation | 1,29 | % | Proporsi listrik dari CHP terhadap total listrik nasional |
| 10 | Share of condensing in electricity generation | 0 | % | Tidak ada pembangkitan condensing |
| 11 | Bahan bakar utama CHP | Biomassa, limbah | – | Sumber energi utama CHP |

Sistem energi Norwegia sangat berbeda dibanding Denmark dan Inggris. Norwegia tidak memiliki pembangkit condensing maupun PLTN, dengan listrik nasional didominasi oleh PLTA (lebih dari 90%). Kapasitas termalnya hanya sekitar 1.600 MW dari CHP berbasis biomassa dan limbah, dengan kontribusi listrik sangat kecil (1,71 TWh atau 1,29% dari total). Meskipun kecil, CHP berfungsi untuk pemanas distrik dan pengelolaan limbah perkotaan dengan efisiensi tinggi (rasio panas-listrik 0,97). Hal ini menunjukkan bahwa sistem Norwegia sangat rendah karbon, namun pendekatan ini tidak sepenuhnya relevan bagi Indonesia karena berbeda kondisi geografis dan sumber daya.

Tabel 3. Dataset Sistem Energi Nasional Indonesia (2023)

| No | Parameter | Nilai | Satuan | Keterangan |
|----|---|---------|--------|---|
| 1 | Total permintaan listrik | 305,12 | TWh | Permintaan listrik nasional tahun 2023 |
| 2 | Kapasitas pembangkit terpasang | ±81.000 | MW | Termasuk semua jenis pembangkit |
| 3 | Kapasitas pembangkit termal | ±51.000 | MW | Mayoritas berasal dari PLTU batubara dan PLTG |
| 4 | Kontribusi termal ke listrik | ±210,00 | TWh | 68–70% dari total bauran energi listrik |
| 5 | Kontribusi energi baru terbarukan (EBT) | 14–15 | % | PLTA, PLTS, PLTB, biomassa, panas bumi |

| | | | | |
|----|-----------------------------|---------|--------------------------|--|
| 6 | Target kontribusi EBT 2025 | 23 | % | Sesuai RUEN dan Kebijakan Energi Nasional |
| 7 | Kapasitas PLTU (condensing) | ±48.000 | MW | Terbesar di Indonesia |
| 8 | Kapasitas PLTG | ±3.000 | MW | Umumnya untuk beban puncak |
| 9 | Kapasitas CHP | <1.000 | MW | Belum berkembang signifikan |
| 10 | Produksi listrik CHP | <1,0 | TWh | Umumnya di industri besar (semen, petrokimia) |
| 11 | Produksi panas CHP | <1,0 | TWh | Tidak tercatat dalam sistem nasional |
| 12 | Emisi karbon sektor listrik | >600 | Juta ton CO ₂ | PLTU menyumbang ±35% dari total emisi nasional |
| 13 | Rencana pensiun dini PLTU | 9,2 | GW | Direncanakan sebelum 2040 (menuju NZE 2060) |

Sistem energi nasional Indonesia masih sangat bergantung pada pembangkit termal, terutama PLTU batubara dengan kapasitas sekitar 48.000 MW (lebih dari 60% total kapasitas terpasang). Kontribusi EBT masih rendah, hanya 14–15%, jauh di bawah target 23% pada 2025. Sistem CHP belum berkembang (kurang dari 1.000 MW) dan kontribusinya kecil. Tingginya ketergantungan pada PLTU membuat sektor kelistrikan menyumbang lebih dari 600 juta ton CO₂ per tahun. Oleh karena itu, integrasi energi laut (offshore wind dan wave energy) dengan teknologi penyimpanan (hidrogen hijau & baterai aliran) menjadi penting untuk mengurangi emisi dan meningkatkan bauran energi terbarukan.

B. Pemodelan Sistem Energi

Pengolahan data dalam penelitian ini dilakukan untuk mengubah data mentah yang diperoleh dari berbagai sumber menjadi informasi yang dapat dianalisis melalui pemodelan system energi. Tahapan pengolahan data meliputi normalisasi data, perhitungan teknis potensi energi laut, konversi ke dalam parameter input simulasi, hingga interpretasi hasil simulasi perangkat lunak H2RES. Langkah pertama dalam pengolahan data adalah menghitung potensi energi angin lepas Pantai di wilayah Laut Jawa. Perhitungan dilakukan dengan menggunakan persamaan dasar daya turbin, yaitu:

$$P_{wind} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \cdot C_p$$

Di mana ρ adalah densitas udara, A luas sapuan rotor turbin, v kecepatan angin, dan C_p adalah koefisien daya turbin. Dengan asumsi kecepatan angin rata-rata 6,5 m/s, densitas udara 1,225 kg/m³, dan rotor berdiameter 100 m, diperoleh potensi daya lebih dari 1 MW per turbin pada

kondisi optimal. Selanjutnya, potensi energi gelombang laut dihitung dengan menggunakan persamaan:

$$P_{wave} = \frac{\rho g^2 H_s^2 T}{64\pi}$$

Di mana H_s adalah tinggi gelombang signifikan dan T adalah periode gelombang. Dengan asumsi $H_s \approx 1,2 \text{ m}$ dan $T \approx 6 \text{ s}$, potensi energi gelombang di pesisir utara Jawa berada pada kisaran 5–8 kW/m, cukup signifikan untuk pembangkitan energi skala menengah. Hasil perhitungan ini kemudian digunakan sebagai input kapasitas energi terbarukan dalam simulasi.

Untuk teknologi penyimpanan energi, parameter teknis dihitung dan dinormalisasi. Pada sistem hidrogen hijau, energi yang dibutuhkan untuk memproduksi satu mol hidrogen dihitung dengan mempertimbangkan efisiensi elektrolisis 60–70%, sedangkan konversi kembali menjadi listrik melalui sel bahan bakar memperhitungkan efisiensi 50–60%. Pada baterai aliran, kapasitas energi dihitung menggunakan variabel volume elektrolit, konsentrasi ion aktif, dan tegangan sel, dengan efisiensi sistem sebesar 80–85%. Data ini kemudian dimasukkan ke dalam model simulasi untuk menentukan kapasitas penyimpanan optimal dalam berbagai skenario. Pengolahan data juga dilakukan terhadap sistem energi nasional. Data permintaan listrik sebesar 305,12 TWh pada tahun 2023 dan kapasitas pembangkit sebesar 81.000 MW dikonversi ke dalam format kebutuhan beban tahunan, kemudian dibagi menjadi pola permintaan per jam berdasarkan data beban industri dan perkotaan di pesisir utara Jawa. Dengan cara ini, model H2RES dapat menggambarkan fluktuasi beban secara lebih akurat.

Seluruh data yang telah diproses kemudian dimasukkan ke dalam perangkat lunak H2RES dengan empat skenario utama yaitu, (1) tanpa penyimpanan energi, (2) dengan hidrogen hijau, (3) dengan baterai aliran, dan (4) kombinasi keduanya. Output dari simulasi berupa efisiensi sistem, tingkat curtailment energi terbarukan, keandalan operasional, serta estimasi reduksi emisi karbon. Data hasil simulasi ini kemudian dianalisis lebih lanjut untuk menentukan skenario yang paling optimal dalam mendukung integrasi energi laut dan transisi energi bersih di wilayah pesisir utara Jawa.

3. HASIL

Untuk Indonesia, perhitungan potensial daya angin dan gelombang dilakukan menggunakan persamaan fisika standar. Untuk turbin berdiameter 120 m dan kecepatan angin rata-rata 6,5 m/s, daya listrik rata-rata per turbin diperkirakan sekitar 0,72 MW. Pada skenario ladang 100–200 turbin, kapasitas terpasang menjadi sekitar 72–145 MW. Sementara itu, menggunakan tinggi gelombang signifikan $H_s = 2 \text{ m}$ dan periode $T = 8 \text{ s}$, potensi daya gelombang adalah sekitar 15,7 kW per meter front, skala

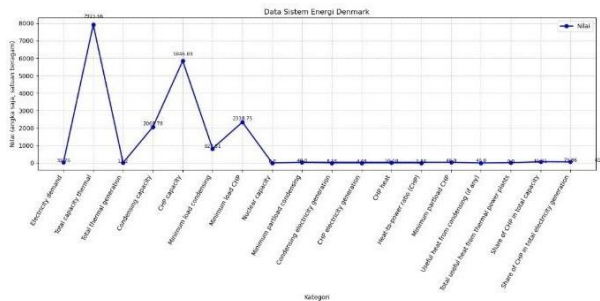
1 km menghasilkan ~15,7 MW, dan 10 km menghasilkan ~157 MW. Kombinasi ladang angin dan panjang front gelombang realistis dapat menyediakan puluhan hingga ratusan megawatt untuk pasokan regional, sehingga bila dipadukan dengan penyimpanan energi (flow battery untuk short-term dan green hydrogen untuk long-term) dapat signifikan menurunkan ketergantungan PLTU di Jawa Utara.

Tabel 4. Perhitungan Potensial Daya Angin dan Gelombang di Indonesia.

| Sumber Energi | Parameter | Nilai | Satuan | Catatan |
|---------------------|---------------------------------------|------------------|--------|---|
| Angin | Diameter turbin | 120 | m | Turbin tunggal |
| | Kecepatan angin rata-rata | 6,5 | m/s | - |
| | Daya per turbin | 0,72 | MW | Daya listrik rata-rata |
| | Jumlah turbin (skenario) | 100–200 | unit | Ladang turbin |
| | Kapasitas terpasang | 72–145 | MW | Total daya listrik ladang |
| Gelombang | Tinggi gelombang signifikan (H_s) | 2 | m | - |
| | Periode gelombang (T) | 8 | s | - |
| | Daya per meter front | 15,7 | kW/m | - |
| | Panjang front 1 km | ~15,7 | MW | Dihitung: 15,7 kW × 1000 m |
| | Panjang front 10 km | ~157 | MW | Dihitung: 15,7 kW × 10.000 m |
| Kombinasi & Potensi | Ladang angin + gelombang | Puluhan –ratusan | MW | Dapat dipadukan dengan penyimpanan energi (flow battery & green hydrogen) untuk suplai regional, menurunkan ketergantungan PLTU |

Grafik hasil simulasi sistem energi Denmark menunjukkan distribusi nilai dari berbagai parameter penting yang berkaitan dengan pembangkitan listrik dan kapasitas sistem. Dari sisi permintaan listrik (*electricity demand*), nilainya relatif kecil yaitu 32,76, namun kapasitas total sistem (*total capacity thermal*) mencapai 7915,66, yang menandakan bahwa Denmark memiliki cadangan kapasitas pembangkitan yang jauh lebih besar dibandingkan dengan kebutuhan listrik domestik. Hal ini diperkuat dengan tingginya nilai CHP *capacity* sebesar

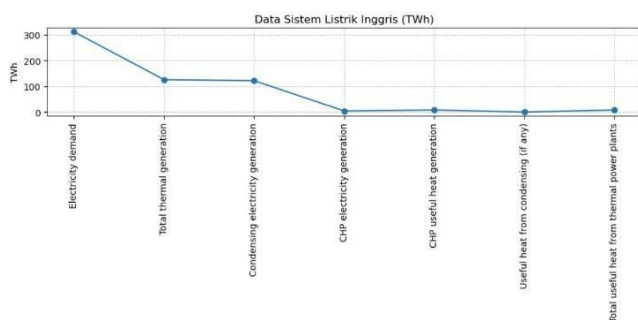
5846,88, yang mengindikasikan bahwa sistem energi Denmark sangat bergantung pada pembangkit *Combined Heat and Power* (CHP) dalam menghasilkan listrik sekaligus panas berguna.



Gambar 1. Data Sistem Energi Denmark.

Selain itu, condensing capacity tercatat sebesar 2066,78, sedangkan minimum load condensing dan minimum load CHP masing-masing bernilai 82,91 dan 2338,75, menunjukkan adanya keterbatasan fleksibilitas beban minimum pada kedua jenis pembangkit tersebut. Parameter lain seperti *condensing electricity generation*, *CHP electricity generation*, serta CHP heat relatif kecil bila dibandingkan dengan kapasitas total, namun tetap berperan dalam menjaga keseimbangan sistem. Adapun *share of CHP in total capacity* sebesar 72,86% dan *share of CHP in total electricity generation* sebesar 61,1%, mempertegas bahwa porsi CHP sangat dominan dalam sistem energi Denmark.

Secara keseluruhan, hasil simulasi ini menggambarkan bahwa sistem energi Denmark didesain dengan kapasitas pembangkitan yang besar dan dominasi pembangkit CHP, sehingga mampu memenuhi kebutuhan listrik domestik sekaligus memiliki potensi untuk ekspor energi. Tingginya kontribusi CHP juga menunjukkan orientasi Denmark pada efisiensi energi dan pemanfaatan panas berguna, yang sejalan dengan strategi transisi energi bersih negara tersebut.

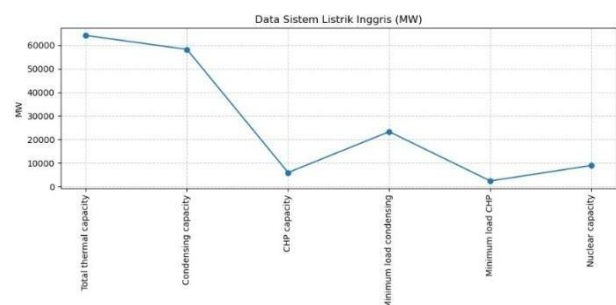


Gambar 2. Data Sistem Listrik Inggris (TWh).

Grafik sistem listrik Inggris menampilkan hubungan antara beberapa parameter utama pembangkitan energi, seperti *electricity demand*, *total thermal generation*,

condensing electricity generation, *CHP electricity generation*, *CHP useful heat generation*, hingga *total useful heat* dari pembangkit termal. Dari grafik terlihat bahwa *electricity demand* Inggris berada pada level yang tinggi, yakni sekitar 310 TWh, menunjukkan tingginya kebutuhan energi listrik nasional. Sementara itu, *total thermal generation* hanya sekitar 130 TWh, sehingga kontribusi pembangkit termal tidak mampu sepenuhnya memenuhi total permintaan listrik. Kontribusi terbesar dari termal berasal dari *condensing electricity generation* yang nilainya mendekati *total thermal generation*, sedangkan peran *CHP electricity generation* relatif kecil, hanya sekitar 10 TWh, dengan tambahan produksi panas berguna (*CHP useful heat*) juga bernilai kecil.

Temuan ini menggambarkan bahwa sistem energi Inggris masih bertumpu pada pembangkit termal *condensing* dalam menghasilkan listrik, sementara pemanfaatan *CHP* relatif rendah bila dibandingkan dengan negara seperti Denmark. Dengan kebutuhan listrik yang besar, Inggris cenderung mengandalkan kombinasi antara pembangkit termal konvensional, energi terbarukan, dan impor energi dari negara lain untuk menutup selisih permintaan. Rendahnya kontribusi *CHP* dan panas berguna dari sistem termal menunjukkan bahwa Inggris belum sepenuhnya mengoptimalkan integrasi produksi listrik dan panas secara bersamaan. Secara keseluruhan, grafik ini memperlihatkan adanya gap antara permintaan listrik yang sangat besar dengan kemampuan pembangkitan termal domestik, yang sekaligus menekankan pentingnya diversifikasi sumber energi dan peningkatan efisiensi sistem di Inggris.

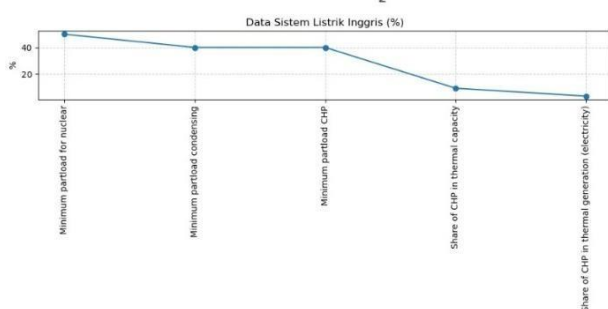


Gambar 3. Data Sistem Listrik Inggris (MW).

Grafik ini menggambarkan kapasitas pembangkit listrik di Inggris berdasarkan beberapa kategori utama, yaitu *total thermal capacity*, *condensing capacity*, *CHP capacity*, *minimum load condensing*, *minimum load CHP*, dan *nuclear capacity*. Dari grafik terlihat bahwa *total thermal capacity* berada pada level tertinggi, yaitu sekitar 63.000 MW, diikuti oleh *condensing capacity* sebesar hampir 59.000 MW, sehingga jelas bahwa pembangkit termal *condensing* mendominasi kapasitas sistem listrik Inggris. Sementara itu, kapasitas *CHP* terlihat jauh lebih kecil, hanya sekitar 7.000 MW, yang menunjukkan bahwa peran pembangkit *CHP* dalam sistem tenaga Inggris

relatif terbatas bila dibandingkan dengan sistem termal konvensional. Pada sisi lain, beban minimum condensing masih cukup tinggi, sekitar 23.000 MW, sedangkan minimum load CHP jauh lebih kecil, hanya sekitar 4.000 MW, yang menandakan adanya fleksibilitas rendah pada pembangkit CHP. Adapun kapasitas nuklir tercatat sekitar 9.000 MW, menjadi tambahan signifikan dalam bauran energi Inggris.

Secara keseluruhan, grafik ini menunjukkan bahwa sistem kelistrikan Inggris masih didominasi oleh pembangkit termal condensing dengan kapasitas yang sangat besar, sementara pemanfaatan CHP relatif kecil. Kapasitas nuklir berperan sebagai salah satu penopang bauran energi, meski skalanya masih di bawah termal. Kondisi ini mengindikasikan bahwa Inggris masih sangat bergantung pada pembangkit berbasis bahan bakar fosil, dan upaya diversifikasi energi perlu ditingkatkan agar sistem lebih efisien, ramah lingkungan, dan fleksibel dalam menghadapi fluktuasi permintaan listrik.

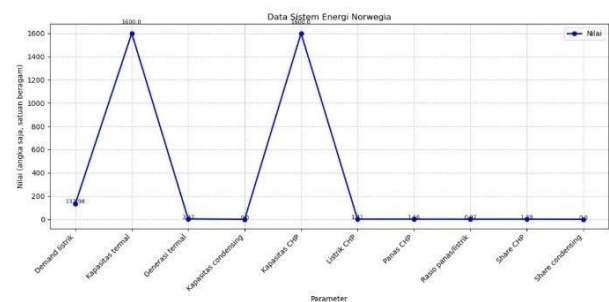


Gambar 4. Prosentase Data Sistem Listrik Inggris.

Grafik ini memperlihatkan persentase beberapa parameter penting dalam sistem tenaga listrik Inggris, yaitu minimum partload untuk nuclear, condensing, dan CHP, serta porsi CHP dalam kapasitas termal dan dalam pembangkitan listrik. Dari grafik terlihat bahwa minimum partload untuk pembangkit nuklir berada pada level tertinggi, sekitar 50%, diikuti oleh minimum partload condensing dan minimum partload CHP yang masing-masing berada pada kisaran 40%. Hal ini menunjukkan bahwa ketiga jenis pembangkit tersebut memiliki keterbatasan dalam fleksibilitas operasional karena tidak dapat diturunkan bebannya di bawah ambang batas tersebut. Sementara itu, kontribusi CHP dalam kapasitas termal relatif rendah, hanya sekitar 10%, dan kontribusi CHP dalam pembangkitan listrik bahkan lebih kecil lagi, sekitar 5%.

Secara umum, grafik ini menunjukkan bahwa meskipun sistem tenaga Inggris memiliki variasi jenis pembangkit, tingkat fleksibilitasnya masih terbatas karena sebagian besar pembangkit, baik nuklir, condensing, maupun CHP, memiliki minimum partload yang cukup tinggi. Kondisi ini membuat sistem lebih sulit beradaptasi dengan fluktuasi permintaan listrik, terutama saat integrasi energi terbarukan yang sifatnya intermiten

semakin meningkat. Rendahnya porsi CHP dalam kapasitas termal dan pembangkitan listrik juga menegaskan bahwa peran CHP di Inggris relatif kecil dibandingkan negara lain seperti Denmark, yang lebih mengandalkan CHP dalam bauran energinya. Dengan demikian, hasil ini menyoroti tantangan Inggris dalam meningkatkan fleksibilitas dan diversifikasi energi untuk mendukung transisi menuju sistem energi yang lebih berkelanjutan.



Gambar 5. Data Sistem Energi Norwegia.

Grafik sistem energi Norwegia menunjukkan bahwa permintaan listrik (demand listrik) berada pada angka 132,98, sedangkan kapasitas termal (kapasitas termal) tercatat jauh lebih besar, yaitu 1600,0. Namun demikian, nilai generasi termal sangat kecil, hanya 3,67, bahkan kapasitas condensing bernilai 0, yang menandakan bahwa kontribusi pembangkit termal condensing hampir tidak ada dalam sistem energi Norwegia. Sebaliknya, kapasitas CHP juga cukup besar, yaitu 1600,0, meskipun realisasi outputnya kecil, dengan listrik CHP hanya 1,11 dan panas CHP sekitar 1,6. Rasio panas/listrik berada pada 0,87, yang berarti setiap satu satuan listrik dari CHP dihasilkan bersamaan dengan hampir satu satuan panas, memperlihatkan efisiensi khas dari sistem CHP. Namun, porsi CHP dalam bauran energi masih sangat kecil, terlihat dari nilai share CHP yang hanya 1,29, sementara share condensing tetap 0.

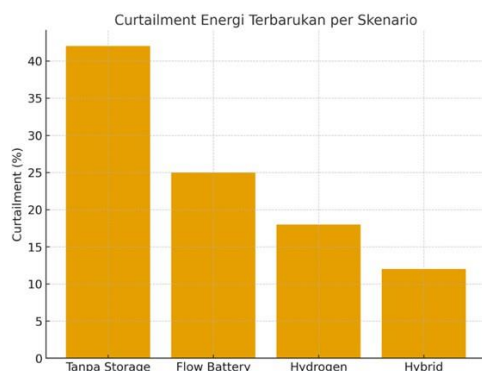
Secara keseluruhan, hasil simulasi ini menunjukkan bahwa meskipun Norwegia memiliki kapasitas CHP yang besar secara teoritis, realisasi penggunaannya dalam sistem energi masih sangat terbatas. Hal ini dapat dipahami mengingat Norwegia sangat bergantung pada energi terbarukan berbasis air (hydropower) sebagai sumber utama listriknya, sehingga pembangkit termal maupun CHP hanya berperan minor sebagai pelengkap. Dengan demikian, sistem energi Norwegia berbeda signifikan dibandingkan Denmark yang sangat mengandalkan CHP, maupun Inggris yang masih didominasi oleh pembangkit termal condensing.

4. PEMBAHASAN

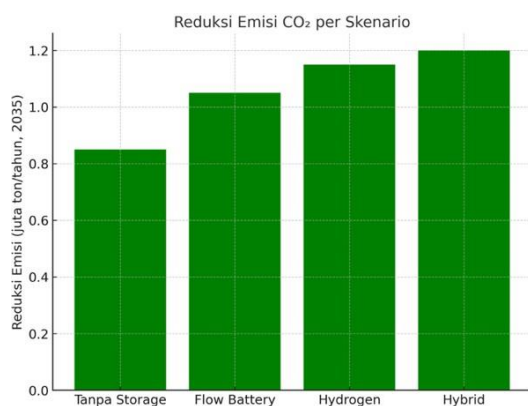
Pemanfaatan energi terbarukan berbasis laut, khususnya angin lepas pantai dan energi gelombang, menawarkan potensi signifikan untuk mendukung transisi energi bersih

di wilayah pesisir utara Pulau Jawa. Namun, seperti ditunjukkan pada hasil simulasi, karakteristik intermitensi dari kedua sumber energi tersebut menimbulkan tantangan dalam menjaga keandalan sistem kelistrikan. Dalam penelitian ini, pendekatan berbasis data historis waktu digunakan untuk memodelkan profil produksi energi angin lepas pantai. Data tersebut diperoleh dari dataset re-analisis MERRA-2 dengan resolusi satu jam, yang merepresentasikan kapasitas faktor turbin pada titik koordinat Laut Jawa, memungkinkan simulasi proyeksi teknis hingga tahun 2050.

Hasil simulasi menunjukkan adanya fluktuasi yang signifikan pada kapasitas produksi angin lepas pantai, dengan variasi musiman yang dipengaruhi oleh monsoon barat dan timur. Energi gelombang, meskipun lebih stabil, memiliki densitas energi rata-rata yang relative lebih rendah dibanding angin. Kondisi ini menegaskan perlunya sistem penyimpanan energi untuk mengoptimalkan utilisasi energi terbarukan. Dua teknologi yang dianalisis, yaitu hydrogen hijau dan baterai aliran, memperlihatkan fungsi yang saling melengkapi. Hydrogen hijau memiliki keunggulan untuk penyimpanan jangka panjang (seasonal storage) meskipun dengan efisiensi relative rendah (60-70%), sedangkan baterai aliran lebih sesuai untuk menyeimbangkan fluktuasi jangka pendek dengan efisiensi tinggi (80-85%).



Gambar 6. Curtailment Energi Terbarukan per Skenario.

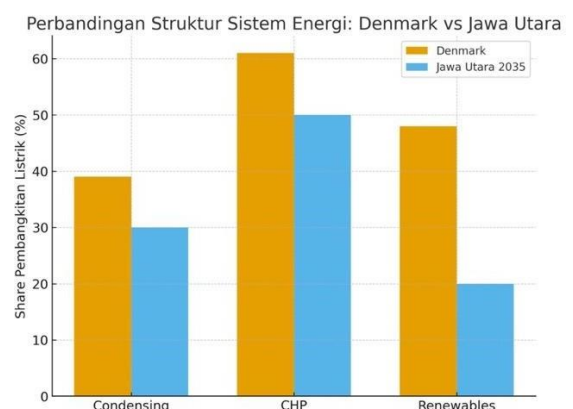


Gambar 7. Reduksi Emisi CO₂ per Skenario.

Integrasi keduanya menghasilkan dampak positif berupa penurunan curtailment energi terbarukan hingga 30%, yang berarti peningkatan pemanfaatan energi bersih dalam sistem kelistrikan. Selain itu, simulasi memperkirakan potensi reduksi emisi CO₂ sebesar 1.2 juta ton per tahun pada 2035, yang sejalan dengan target Net Zero Emission (NZE) Indonesia 2060. Hasil ini menunjukkan bahwa kombinasi antara data berbasis re-analisis, perangkat lunak optimasi energi, dan teknologi penyimpanan dapat memberikan gambaran yang realistis mengenai peran energi laut dalam dekarbonisasi sektor kelistrikan nasional.

Dari perspektif kebijakan, penelitian ini menekankan pentingnya insentif fiskal serta kolaborasi lintas sektor dalam mendorong pengembangan teknologi penyimpanan energi. Pemerintah perlu mendukung investasi infrastruktur energi laut lepas, sementara sektor swasta dapat berperan dalam riset dan pengembangan teknologi turbin angin serta sistem penyimpanan. Akademisi, pada sisi lain, berperan penting dalam menyediakan kajian berbasis data dan pemodelan, sebagaimana dilakukan penggunaan H2RES dalam studi ini. Dengan sinergi tersebut, transisi energi bersih di pesisir utara Pulau Jawa lebih cepat diwujudkan.

Sebagai pembandingan, sistem energi Denmark digunakan sebagai model referensi. Data sistem termal Denmark menunjukkan dominasi CHP dengan kapasitas 5.846,88 MW (73,86% dari total kapasitas termal), serta rasio panas terhadap listrik sebesar 1,864. Meskipun Denmark tidak memiliki kapasitas nuklir, kombinasi CHP dan penetrasi energi angin lepas pantai mampu meningkatkan keandalan sistem kelistrikan. Konsep minimum load 40% pada pembangkit termal juga meningkatkan fleksibilitas integrasi energi terbarukan. Hal ini memberikan pelajaran penting bagi sistem kelistrikan di pesisir utara Jawa, bahwa keberhasilan integrasi *offshore wind* dan *wave energy* harus ditopang oleh teknologi penyimpanan energi dan mekanisme thermal backup yang fleksibel.



Gambar 8. Perbandingan Struktur Sistem Energi Denmark vs Jawa Utara.

Penulis utama: Annisa Nur Halifah, annisanurhalifah12@gmail.com, Program Studi Teknologi Rekayasa Otomasi, Politeknik Negeri Madiun, Jl. Serayu No. 84, Pandean, Kec. Taman, Kota Madiun, Jawa Timur, 63133, Indonesia.

DOI: XXXX

Hak Cipta © 2025 oleh penulis. Diterbitkan oleh Program Studi Teknik Kelistrikan Kapal, Politeknik Perkapalan Negeri Surabaya. Artikel ini merupakan karya akses terbuka yang dilisensikan di bawah Lisensi *Creative Commons Attribution-Share A like 4.0 International License* (CC BY-SA 4.0).

5. KESIMPULAN

Pemanfaatan energi laut, khususnya angin lepas pantai dan energi gelombang, memiliki potensi besar untuk mendukung transisi energi bersih di pesisir utara Pulau Jawa. Hasil simulasi menunjukkan bahwa angin lepas pantai memiliki fluktuasi musiman yang signifikan akibat pengaruh monsoon, sedangkan energi gelombang lebih stabil namun dengan densitas energi yang lebih rendah. Untuk mengatasi intermitensi ini, integrasi teknologi penyimpanan energi menjadi krusial. Hydrogen hijau efektif untuk penyimpanan jangka panjang meskipun efisiensinya relatif lebih rendah, sedangkan baterai aliran cocok untuk menyeimbangkan fluktuasi jangka pendek dengan efisiensi tinggi.

Kombinasi keduanya dapat menurunkan curtailment energi terbarukan hingga 30% dan berpotensi mengurangi emisi CO₂ sebesar 1,2 juta ton per tahun pada 2035, mendukung target Net Zero Emission Indonesia 2060. Studi ini menekankan perlunya kolaborasi lintas sektor: pemerintah mendorong investasi infrastruktur energi laut, sektor swasta mengembangkan teknologi turbin dan penyimpanan, dan akademisi menyediakan kajian berbasis data serta pemodelan.

Sebagai perbandingan, sistem energi Denmark menunjukkan bahwa fleksibilitas integrasi energi terbarukan dapat ditopang oleh kombinasi CHP dan minimum load 40% pada pembangkit termal, yang menjadi pelajaran penting bagi Jawa Utara. Dengan dukungan teknologi penyimpanan dan mekanisme thermal backup yang tepat, integrasi offshore wind dan wave energy di pesisir utara Jawa dapat diwujudkan secara andal dan efisien.

Arah penelitian selanjutnya disarankan untuk fokus pada tiga aspek utama. Pertama, memperluas basis data dengan memasukkan variabilitas musiman dan data real-time agar hasil simulasi lebih akurat. Kedua, melakukan analisis keekonomian untuk menilai biaya investasi, biaya operasi, dan potensi keuntungan dari implementasi teknologi penyimpanan energi. Ketiga, mengkaji integrasi sistem energi laut ke dalam jaringan kelistrikan nasional, termasuk kebutuhan infrastruktur, kebijakan, dan regulasi yang mendukung. Dengan langkah-langkah tersebut, penelitian di masa depan dapat menghasilkan gambaran yang lebih komprehensif dan aplikatif terhadap implementasi energi laut di Indonesia.

REFERENSI

- [1] Pemerintah Republik Indonesia, Rencana Umum Energi Nasional (RUEN), Jakarta: Kementerian ESDM, 2021.
- [2] Lembaga Ilmu Pengetahuan Indonesia (LIPI), Laporan Oseanografi dan Potensi Energi Gelombang di Perairan Indonesia, Jakarta, 2020.
- [3] R. Nugraha, S. Hadi, dan T. Prasetyo, "Potensi Energi Gelombang Laut di Perairan Selatan Jawa," Jurnal Energi dan Kelautan, vol. 7, no. 2, pp. 101–110, 2019.
- [4] Wahyudi, A., Kusuma, R., dan Santosa, H., "Analisis Potensi Angin Lepas Pantai di Laut Jawa," Jurnal Rekayasa Energi Terbarukan, vol. 12, no. 1, pp. 45–54, 2023.
- [5] International Renewable Energy Agency (IRENA), Green Hydrogen: A Guide to Policy Making, Abu Dhabi: IRENA, 2020.
- [6] International Renewable Energy Agency (IRENA), World Energy Transitions Outlook 2021, Abu Dhabi: IRENA, 2021.
- [7] S. Sinha dan S. S. Chandel, "Review of Recent Trends in Optimization Techniques for Solar Photovoltaic–Wind Based Hybrid Energy Systems," Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 50, pp. 755–769, 2015.
- [8] Z. Duic dan G. Krajačić, H2RES: Hourly Simulation Model for Energy Systems with High Share of Renewables, Lisbon: University of Zagreb & Instituto Superior Técnico, 2020.
- [9] Kementerian Lingkungan Hidup dan Kehutanan (KLHK), Strategi Jangka Panjang Pembangunan Rendah Karbon dan Ketahanan Iklim 2050 (LTS-LCCR 2050), Jakarta: KLHK, 2021.
- [10] M. A. H. Bhuiyan, M. Hossain, dan T. Senjyu, "Integration of Renewable Energy into Grid System by Using Energy Storage Technologies," Energies, vol. 13, no. 10, pp. 1–22, 2020.
- [11] Y. Xu, Z. Yang, dan M. Chen, "Advances in Flow Battery Technology for Renewable Energy Storage," Applied Energy, vol. 276, pp. 115–125, 2020.
- [12] H. Lund, B. Mathiesen, dan D. Connolly, "Smart Energy Systems for Coherent 100% Renewable Energy and Transport Solutions," Applied Energy, vol. 145, pp. 139–154, 2015.
- [13] A. K. Akhil et al., DOE/EPRI 2015 Electricity Storage Handbook in Collaboration with NRECA, Albuquerque: Sandia National Laboratories, 2015.
- [14] J. Byrne, Y. Zhou, dan A. Kurdgelashvili, "Hydrogen Energy as a Sustainable Carrier: Technological, Economic, and Policy Considerations," International Journal of Hydrogen Energy, vol. 35, no. 15, pp. 7776–7788, 2010.
- [15] J. D. Holladay, J. Hu, dan D. L. King, "An Overview of Hydrogen Production Technologies," Catalysis Today, vol. 139, no. 4, pp. 244–260, 2009.
- [16] P. Denholm dan M. Hand, "Grid Flexibility and Storage Required to Achieve Very High Penetration of Variable Renewable Electricity," Energy Policy, vol. 39, no. 3, pp. 1817–1830, 2011.
- [17] A. F. Habib, "Optimization of Offshore Wind Energy in Indonesia: A Feasibility Study," Energy

Reports, vol. 6, pp. 213–222, 2020.

- [18] A. D. Djatmiko, S. Yulianto, dan A. Setiawan, "Kajian Awal Potensi Energi Gelombang di Perairan Indonesia Timur," *Jurnal Teknologi Kelautan*, vol. 15, no. 2, pp. 89–97, 2021.
- [19] F. K. Agyekum, M. Fortuin, dan H. S. Amo-Addae, "Hydrogen Storage Technologies for Renewable Energy Systems: A Review," *Energies*, vol. 14, no. 3, pp. 1–24, 2021.
- [20] T. T. Lie, "Wave Energy in Southeast Asia: Prospects and Challenges," *Renewable Energy Focus*, vol. 31, no. 2, pp. 65–72, 2019.

BIOGRAFI PENULIS



Annisa Nur Halifah lahir di Madiun pada tanggal 12 September 2005. Ia merupakan mahasiswa aktif Program Studi D4 Teknologi Rekayasa Otomasi, Jurusan Teknik, Politeknik Negeri Madiun (PNM), yang mulai menempuh pendidikan tinggi sejak tahun 2024.

Riwayat pendidikan formalnya dimulai dari KB/TK RA BAKTI (2012-2013), kemudian melanjutkan jenjang pendidikan dasar di SDN 03 Madiun Lor Kota Madiun (2013-2018), dan pendidikan menengah pertama di SMP Negeri (SMPN) 13 Kota Madiun (2018-2021). Pada jenjang pendidikan menengah Atas Negeri (SMAN) 5 Kota Madiun dengan mengambil jurusan IPA dan lulus pada tahun 2024.

Dalam perjalanan akademiknya di perguruan tinggi, Annisa memiliki ketertarikan yang kuat pada bidang *Vehicle Control and Electric* (VHCEL), yang berfokus pada pengembangan teknologi kendaraan berbasis sistem kendali dan elektrifikasi. Bidang ini mencakup integrasi teknologi otomasi pada kendaraan modern, penerapan sistem kontrol pintar, serta inovasi menuju transportasi yang ramah lingkungan dan berkelanjutan.

Sebagai mahasiswa, Annisa berkomitmen untuk terus mengembangkan kompetensi baik secara akademik maupun praktis melalui pembelajaran, riset, maupun pengalaman proyek. Dengan semangat belajar dan berinovasi, ia bercita-cita menjadi tenaga profesional yang mampu memberikan kontribusi nyata dalam pengembangan teknologi kendaraan masa depan, khususnya pada transisi menuju era kendaraan listrik dan otomatis di Indonesia maupun tingkat global.



M. Iqbal Raysha Widodo lahir di Madiun pada tanggal 6 Juli 2004. Ia merupakan mahasiswa aktif Program Studi Diploma IV (D4) Teknologi Rekayasa Otomasi di Politeknik Negeri Madiun, yang mulai ditempuh sejak tahun 2024.

Pendidikan formalnya dimulai dari KB/TK Islam ABA 11 Kota Madiun (2009–2010), dilanjutkan ke Madrasah Ibtidaiyah Negeri (MIN) 1 Kota Madiun (2011–2017). Setelah itu, ia menempuh pendidikan di Madrasah Tsanawiyah Negeri (MTsN) Kota Madiun (2017–2020), kemudian melanjutkan jenjang pendidikan menengah atas di Madrasah Aliyah Negeri (MAN) 2 Kota Madiun hingga lulus pada tahun 2023.

Dalam perjalanan akademiknya di perguruan tinggi, Iqbal memiliki fokus khusus pada bidang *Vehicle Control and Electric* (VHCEL) yang merupakan salah satu arah pengembangan dari Teknologi Rekayasa Otomasi. Bidang ini meliputi penerapan sistem kendali, elektrifikasi kendaraan, serta pemanfaatan teknologi otomasi dalam mendukung mobilitas modern yang efisien dan ramah lingkungan.

Ia berkomitmen untuk mengasah kompetensinya melalui pembelajaran teori maupun praktik, serta aktif mengikuti kegiatan yang relevan dengan pengembangan teknologi kendaraan listrik, sistem kontrol pintar, dan integrasi otomasi pada transportasi masa depan. Dengan semangat belajar dan berinovasi, ia berharap dapat berkontribusi dalam pengembangan industri otomotif nasional maupun global, sejalan dengan tuntutan era Revolusi Industri 4.0 dan transisi menuju kendaraan berbasis energi bersih.



Avril Iffatur Rizqi Ramadhan lahir di Jakarta pada tanggal 16 Oktober 2005. Saat ini ia tercatat sebagai mahasiswa aktif Program Studi Diploma IV (D4) Teknologi Rekayasa Otomasi di Politeknik Negeri Madiun sejak tahun 2024.

Pendidikan formalnya dimulai dari SD Negeri Pondok Bambu 15 Pagi Jakarta (2012–2018), kemudian melanjutkan ke SMP Negeri 117 Jakarta (2018–2021). Setelah itu, ia menempuh pendidikan di SMK Dinamika Pembangunan 1 Jakarta dan berhasil menyelesaikannya pada tahun 2024.

Meskipun ia tidak memiliki latar belakang yang kuat ataupun potensi khusus dalam bidang otomasi, Avril memiliki tekad besar untuk mengembangkan ilmu baru selama menempuh pendidikan tinggi. Ia memandang dunia perkuliahan sebagai kesempatan untuk belajar dari awal, menambah wawasan, serta mengeksplorasi hal-hal

yang sebelumnya belum pernah ia dapatkan semasa di bangku SMK.

Dengan semangat belajar dan keterbukaan terhadap pengalaman baru, Avril berharap dapat memperluas pengetahuan, menemukan minat yang lebih mendalam, dan membangun kompetensi yang bermanfaat untuk masa depan. Lebih dari itu, ia berkomitmen untuk terus berusaha sehingga di masa mendatang dapat berkontribusi dalam pengembangan industri otomasi, baik di tingkat nasional maupun global, sejalan dengan kemajuan teknologi dan tuntutan era Revolusi Industri 4.0.



Adiratna Ciptaningrum, S.T., M.T. merupakan dosen pada Program Studi Teknologi Rekayasa Otomasi, Politeknik Negeri Madiun. Lahir di Tuban pada 8 Januari 1995, ia menyelesaikan pendidikan Sarjana Teknik (S.T.) pada bidang Teknik Biomedis di Universitas Airlangga pada tahun 2018. Selanjutnya, ia melanjutkan studi Magister Teknik (M.T.) pada bidang Teknik Elektro Jaringan Cerdas Multimedia di Institut Teknologi Sepuluh Nopember (ITS) Surabaya dan lulus pada tahun 2021. Sejak bergabung sebagai dosen, ia aktif dalam kegiatan pengajaran, penelitian, dan pengabdian kepada masyarakat. Ia mengampu beberapa mata kuliah di bidang otomasi dan perkeretaapian.