

Peran PLTU Dalam Transisi Energi: *Retrofitting* Aset Eksisting Sebagai Alternatif *Early Retirement*

Wisnu Setyo Nugroho^{1*}, Dyah Hesti Wardhani^{1,2}

¹Program Studi Program Profesi Insinyur Fakultas Teknik, Universitas Diponegoro,

²Departemen Teknik Kimia Fakultas Teknik, Universitas Diponegoro

Jl. Prof. Soedarto, SH, Kampus UNDIP Tembalang, Semarang, Indonesia 50275

*)Corresponding author: wisnu.setyo@plne.co.id

(Received: May 9, 2026; Accepted: June 20, 2026)

Abstract

The Role of Coal-Fired Power Plants in the Energy Transition: Retrofitting Existing Assets as an Early Retirement Alternative. This research evaluates the feasibility and possibility of retrofitting coal-fired power plants as a bridge to the energy transition in Indonesia. The background is the dependence of national electricity on coal, with the relatively young condition of the PLTU (52.3 GW; average age ± 11 years), as well as the policy towards Net Zero Emission 2060 and plans for early retirement of coal PLTU. The methodology is a systematic review of various journal sources, articles, government documents and case studies. Key findings show that retrofits including increasing efficiency, controlling emissions, co-firing biomass/ammonia, and implementing CCUS can reduce emissions and restore some efficiency (2–3%), while maintaining asset value and reliability of base load supply. The China case study (ultra-low emissions) resulted in a significant reduction in SO₂, NO_x and particulates; Other examples (turbine upgrades, fuel to biomass conversion, and the CCUS Boundary Dam project) provide examples of the benefits as well as technical and economic limitations. Socio-environmental analysis shows improvements in air quality and health, employment impacts, and varying public perceptions. Key risks include technical complexity, large investment requirements, policy uncertainty and the potential to hinder long-term decarbonization. In conclusion, retrofit can be a pragmatic transition solution if accompanied by policy clarity, affordable financing and carried out in parallel with the acceleration of clean energy to complement, not hinder, decarbonization.

Keywords: PLTU, retrofit, emissions, social, environment

Abstrak

Penelitian ini mengevaluasi kelayakan dan kemungkinan *retrofitting* PLTU batu bara sebagai jembatan transisi energi di Indonesia. Latar belakangnya adalah ketergantungan listrik nasional pada batu bara, dengan kondisi PLTU yang relatif muda (52,3 GW; rerata usia ± 11 tahun), serta kebijakan menuju *Net Zero Emission* 2060 dan rencana *early retirement* PLTU batu bara. Metodologi berupa *systematic review* terhadap berbagai sumber jurnal, artikel, dokumen pemerintah dan studi kasus. Temuan kunci menunjukkan bahwa *retrofit* meliputi peningkatan efisiensi, pengendalian emisi, *co-firing* biomassa/amonia, hingga implementasi CCUS dapat menurunkan emisi dan memulihkan sebagian efisiensi (2–3%), sambil mempertahankan nilai aset dan keandalan pasokan *base load*. Studi kasus China (*ultra-low emissions*) menghasilkan penurunan signifikan SO₂, NO_x dan partikulat; contoh lain (*turbine upgrade*, konversi bahan bakar ke biomassa, serta proyek CCUS *Boundary Dam*) memberikan contoh manfaat sekaligus keterbatasan teknis dan keekonomian. Analisis sosial-lingkungan menunjukkan perbaikan kualitas udara dan kesehatan, dampak ketenagakerjaan, serta persepsi publik yang bervariasi. Risiko utama meliputi kompleksitas teknis, kebutuhan investasi besar, ketidakpastian kebijakan dan potensi menghambat dekarbonisasi jangka panjang. Kesimpulannya, *retrofit* dapat menjadi solusi transisi pragmatis jika disertai

kejelasan kebijakan, pembiayaan terjangkau dan dijalankan paralel dengan akselerasi energi bersih agar melengkapi, bukan menghambat, dekarbonisasi.

Kata kunci: *PLTU, retrofit, emisi, sosial, lingkungan*

How to Cite This Article: Nugroho, W. S., & Wardhani, D. H. (2026). Peran PLTU Dalam Transisi Energi: *Retrofitting Aset Eksisting Sebagai Alternatif Early Retirement*. *JPII*, 4(3), 193–202. DOI: <https://doi.org/10.14710/jpii.2026.32766>

PENDAHULUAN

Indonesia memegang peran penting dalam rantai pasok batu bara global. Hal ini dikarenakan Indonesia merupakan eksportir terbesar batu bara untuk pembangkit listrik di dunia, menyumbang sekitar setengah dari total ekspor batu bara global (Shalati, 2025). Di dalam negeri, batu bara juga menjadi sumber energi untuk produksi listrik. Sementara itu, cadangan gas alam Indonesia relatif terbatas dan menurun lebih cepat dibandingkan cadangan batu bara. Analisis terbaru menyatakan bahwa Indonesia berpotensi menjadi importir gas pada tahun 2040, akibat menipisnya cadangan gas domestik. Sebaliknya, cadangan batu bara Indonesia diperkirakan masih dapat bertahan lebih dari 80 tahun dengan tingkat ekstraksi saat ini, menjadikan batu bara sebagai sumber energi yang lebih realistis dalam jangka pendek (Statista, 2023; IEA, 2024). Kondisi ini menciptakan dilema bagi sektor ketenagalistrikan Indonesia yang memanfaatkan infrastruktur batu bara yang melimpah untuk memenuhi kebutuhan energi, sekaligus menyesuaikan diri dengan tujuan jangka panjang terkait transisi energi dalam rangka mendukung dan keberlanjutan menjadi tantangan.

Dalam upaya mencapai target *Net Zero Emission* (NZE) pada tahun 2060, Indonesia telah mengumumkan kebijakan untuk melakukan *early retirement* untuk PLTU. *Early retirement* berarti mengurangi produksi listrik dari berbasis batu bara secara bertahap. Sebagai contoh, pemerintah berkomitmen untuk menutup PLTU Cirebon-1 berkapasitas 660 MW tujuh tahun lebih awal sebagai bagian dari peta jalan NZE 2060 (IESR, 2024). Rencana penghentian total operasi PLTU pada tahun 2040 juga tengah dibahas, dengan dukungan internasional melalui inisiatif *Just Energy Transition Partnership* (JETP) yang menyediakan hingga 20 miliar USD untuk mendukung penutupan atau pengalihan fungsi pembangkit.

Namun, sebagian besar PLTU di Indonesia tergolong masih dalam kondisi optimal, karena banyak unit yang belum mencapai umur operasi maksimalnya. Dengan menonaktifkan pembangkit tersebut sepenuhnya, maka akan menghilangkan aset dan nilai ekonomi yang sangat signifikan. Oleh karena itu, artikel ini memberikan opsi lain dari *early retirement* yaitu melakukan *retrofitting* PLTU eksisting sebagai jembatan transisi. *Retrofitting* pada PLTU merupakan proses peningkatan atau modifikasi teknologi pada unit pembangkit listrik tenaga uap yang sudah beroperasi untuk meningkatkan

efisiensi, fleksibilitas operasi, keandalan, serta menurunkan emisi tanpa harus membangun pembangkit baru. *Early retirement* mengharuskan penghentian operasi PLTU secara permanen dan dapat menimbulkan risiko defisit pasokan listrik, lonjakan biaya pembangkitan, serta beban fiskal yang besar akibat kompensasi aset dan kewajiban kontraktual. Sebaliknya, *retrofitting* memungkinkan PLTU tetap beroperasi dengan kinerja yang lebih bersih, efisien dan fleksibel, sehingga mendukung integrasi energi terbarukan tanpa mengorbankan stabilitas sistem. Selain itu, biaya *retrofitting* umumnya lebih rendah dan dapat dilakukan bertahap. Pendekatan ini juga memberikan waktu transisi bagi pemerintah untuk merencanakan transisi energi.

Artikel ini membahas profil PLTU di Indonesia, peluang penerapan *retrofit* dari sisi tata kelola dan teknis, peningkatan unit *subcritical* menjadi *ultra-supercritical*, manfaat operasional dan lingkungan, serta pendekatan praktikal dan pertimbangan finansial dalam pelaksanaan program *retrofitting* ini.

METODE PENELITIAN

Penelitian ini diawali dengan tinjauan pustaka komprehensif untuk menilai strategi *retrofit* atau peningkatan teknologi PLTU di Indonesia dan global. Cakupan tinjauan meliputi publikasi lima tahun terakhir (2020–2025) dari jurnal ilmiah terindeks, lembaga energi internasional, serta laporan resmi pemerintah. Kriteria seleksi mengutamakan publikasi yang menyajikan hasil atau evaluasi kuantitatif terhadap dampak *retrofit*, seperti perubahan efisiensi, penurunan emisi, biaya, atau dampak sosial terhadap masyarakat. Publikasi yang bersifat spekulatif atau tidak relevan secara langsung terhadap *retrofit* PLTU tidak dimasukkan dalam kajian.

Untuk memastikan perspektif yang luas, tinjauan ini juga memasukkan studi kasus internasional sebagai pembandingan. Contohnya mencakup program *retrofit* yang terdokumentasi di negara-negara pengguna batu bara seperti China, Amerika Serikat dan negara-negara di Eropa. Salah satu studi yang menjadi acuan penting adalah program “*ultra-low emissions*” di China, yaitu inisiatif berskala besar yang melakukan *retrofit* terhadap ratusan unit PLTU dengan inovasi pada teknologi pengendalian emisi. Program tersebut menghasilkan penurunan emisi SO₂ sebesar 86% serta pengurangan emisi NO_x dan partikulat sekitar 85–89% setelah dilakukan *retrofit*, sehingga memberikan gambaran

realistis tentang potensi mitigasi emisi di Indonesia. Selain itu kajian dari IEA *Clean Coal Centre* juga menjadi landasan penting untuk menilai peningkatan efisiensi yang lazim diperoleh melalui *retrofit*. Hasil analisis sebelumnya menunjukkan bahwa peningkatan efisiensi sebesar 2–3 % dari efisiensi awal dapat dicapai setelah dilakukan peningkatan teknologi pada PLTU lama.

Secara keseluruhan, metodologi penelitian ini mengikuti pendekatan *systematic review* dengan menelusuri berbagai *database* dan repositori, penyaringan berdasarkan relevansi, serta merangkum hasil penelitian. Berbagai sumber referensi yang ditinjau mencakup kajian teknik, analisis dampak lingkungan, serta studi kebijakan transisi energi. Penyertaan studi kasus global memastikan bahwa strategi *retrofit* yang dievaluasi untuk Indonesia didasarkan pada pembelajaran nyata dari keberhasilan maupun tantangan yang telah terjadi di berbagai negara lain.

HASIL DAN PEMBAHASAN

Rencana *Early Retirement* PLTU di Indonesia

PLTU di Indonesia telah berkembang pesat dalam beberapa dekade terakhir. Hingga tahun 2023, kapasitas PLTU di Indonesia mencapai 52,3 GW yang menjadi urutan terbesar kelima di dunia. Kapasitas ini tersebar di 254 unit dengan usia rata-rata hanya sekitar 11 tahun. Banyak di antaranya tergolong modern, bahkan tidak ada satu pun PLTU milik *Independent Power Producer* (IPP) yang telah beroperasi lebih dari 20 tahun. Secara teknis, umur operasional PLTU umumnya mencapai 30–40 tahun atau bahkan lebih, sehingga sebagian besar PLTU di Indonesia masih dapat beroperasi hingga 2040 atau bahkan 2050. Kondisi ini menjadi tantangan bagi target *early retirement* PLTU, karena penutupan pembangkit jauh sebelum umur teknisnya dapat menyebabkan tidak efisiennya investasi dan menjadi “*stranded assets*” jika tidak dikelola dengan hati-hati.

Meski demikian, arah kebijakan Indonesia berfokus pada percepatan pengurangan peran batu bara di sisi energi untuk mencapai target nasional. Peraturan Menteri ESDM No. 10 Tahun 2025 menggambarkan *roadmap* pengurangan peran batu bara dalam sektor ketenagalistrikan guna mendukung pencapaian *net zero emission* pada tahun 2060. *Early retirement* PLTU Cirebon-1 yang difasilitasi oleh *Asian Development Bank* (ADB), menjadi contoh keberhasilan penerapan kebijakan tersebut. Beberapa studi menunjukkan bahwa manfaat sosial dari *early retirement* PLTU dapat jauh melampaui kompensasi finansial dan biaya investasi pembangunan pembangkit pengganti (Nowak, 2023). Contohnya, pensiun dini PLTU Cirebon-1 dan PLTU besar lain di Jawa Barat diperkirakan dapat mencegah kerugian akibat dampak kesehatan dan lingkungan sebesar Rp124 triliun (USD 7,6 miliar). Nilai ini diperkirakan jauh lebih besar dibandingkan biaya sekitar

USD 1,1 miliar yang diperlukan untuk mengganti kedua pembangkit tersebut (CREA, 2025). Temuan ini memperkuat argumentasi bahwa pensiun dini PLTU dapat memberikan manfaat besar bagi kesejahteraan publik.

Namun demikian, dari perspektif tata kelola perusahaan yang baik (*good corporate governance*), transisi energi harus dijalankan secara bertanggung jawab dengan menyeimbangkan antara target lingkungan, pengelolaan aset dan keandalan sistem ketenagalistrikan. Banyak PLTU di Indonesia yang dimiliki atau dibiayai oleh BUMN melalui perjanjian jual beli tenaga listrik (PJBT) jangka panjang.

Menutup dan membongkar PLTU yang masih baru tidak hanya menimbulkan tambahan biaya pembongkaran, tetapi juga langsung menghapus nilai aset yang berdampak pada investor dan kreditur. Karena itu, dengan memanfaatkan kembali aset eksisting atau melakukan *retrofit* terhadap PLTU menjadi alternatif yang lebih bijak, karena tetap mempertahankan nilai aset tetapi tetap patuh terhadap ketentuan NZE dan ketentuan emisi.

Pemerintah Indonesia menunjukkan dukungan terhadap pendekatan *retrofit* ini dalam berbagai dokumen perencanaan. Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional (RUKN) 2025–2060 menyebutkan bahwa *retrofit* PLTU dapat dilakukan melalui konversi bahan bakar menjadi biomassa, amonia, atau bahkan nuklir. Hal ini dapat memperpanjang umur teknis dan ekonomi pembangkit, sekaligus meningkatkan porsi *clean energy* dengan memanfaatkan aset yang sudah ada (Qvist et al., 2020). Pendekatan ini juga mengurangi dampak sosial dan ekonomi yang dapat timbul dari penutupan PLTU secara mendadak (MEMR, 2024). Dengan kata lain, *retrofit* menjadi opsi strategis untuk mencapai target iklim nasional sambil menerapkan manajemen aset yang bijaksana serta meminimalkan risiko kehilangan pekerjaan dan kekurangan pasokan listrik.

PLTU di Indonesia

PLTU batu bara tersebar di berbagai wilayah Indonesia, dari Sumatra hingga Papua. Menurut data Kementerian ESDM dan Badan Pusat Statistik, terdapat ratusan unit PLTU yang beroperasi, tercatat sekitar 253 unit PLTU di Indonesia. Secara geografis, Kalimantan tercatat memiliki jumlah unit PLTU terbanyak yaitu 26 unit, disusul oleh wilayah lain seperti Sumatra dan Jawa. Meskipun demikian, Pulau Jawa menjadi lokasi sebagian besar PLTU berkapasitas besar beban kelistrikan berada di Pulau Jawa. Belakangan, pembangunan PLTU *captive* untuk industri di Sulawesi dan Maluku Utara mulai bermunculan seiring pertumbuhan kebutuhan listrik untuk pertambangan. Pertumbuhan kapasitas PLTU *captive* di Indonesia tercatat melonjak tiga kali lipat dari 5,5 GW pada tahun 2019 menjadi 16,6 GW pada tahun 2024. Pertumbuhan ini menunjukkan banyaknya wilayah

industri baru dan meningkatnya kebutuhan listrik pada wilayah tersebut (CREA, 2024).

Secara keseluruhan, kapasitas terpasang PLTU batu bara di Indonesia mencapai ~54,7 GW pada tahun 2024. Sebagai perbandingan, total kapasitas terpasang pembangkit listrik di Indonesia pada tahun 2024 adalah sekitar 101 GW, dengan porsi pembangkit fosil (batu bara, gas, diesel) sebesar 86 GW (85%). Dari nilai ini dapat kita ambil kesimpulan bahwa kapasitas PLTU batu bara (~54,7 GW) menjadi mayoritas sumber energi listrik di Indonesia dengan cakupan sekitar 63% dari pembangkit dengan *fossil fuel*. Berikut adalah lima PLTU dengan kapasitas terbesar yang beroperasi di Indonesia.

Tabel 1. Kapasitas terpasang PLTU di Indonesia (PLN, 2024)

Nama	Kapasitas Terpasang	Tahun COD	Teknologi
PLTU Tanjung Jati B	4.640 MW (8 unit)	2006	<i>Subcritical</i> dan <i>Ultra-supercritical</i>
PLTU Paiton	4.710 MW (8 unit)	1999	<i>Subcritical</i> dan <i>Supercritical</i>
PLTU Suralaya	4.025 MW (7 unit)	1984	<i>Subcritical</i>
PLTU Cilacap	2.121 MW (7 unit)	2006	<i>Subcritical</i> , <i>Supercritical</i> dan <i>Ultra-supercritical</i>
PLTU Batang	2.000 MW (2×1000)	2022	<i>Ultra-supercritical</i>

Dari tabel tersebut dapat dilihat bahwa semua PLTU dengan kapasitas besar berada di Pulau Jawa. Dapat disimpulkan juga bahwa tidak semua PLTU di Indonesia menggunakan teknologi yang sama. Teknologi PLTU berkembang dari *subcritical* ke *supercritical* (SC) dan *ultra-supercritical* (USC) seiring perkembangan desain *boiler*. PLTU yang dibangun pada era 1980 sampai awal 2000 umumnya menggunakan teknologi *subcritical*. Tekanan dan suhu uap lebih rendah. Teknologi ini lebih sederhana dan efisiensi termalnya relatif rendah, sehingga konsumsi batu bara dan emisi per MWh-nya cukup tinggi.

Mulai akhir 2000-an, Indonesia mulai mengoperasikan PLTU berteknologi *supercritical*. Uap yang digunakan pada PLTU ini berada pada titik kritis yang mengakibatkan efisiensi perpindahan panas dan konversi energinya lebih tinggi sekitar 2–5% daripada *subcritical*. Bahkan, sejak akhir 2010-an, muncul PLTU berteknologi *ultra-supercritical*. PLTU berteknologi USC mampu mencapai efisiensi lebih tinggi lagi sekitar 15% lebih baik daripada *subcritical* karena uap yang digunakan berada di atas titik kritis sehingga penggunaan batu bara per kWh lebih rendah dan emisi CO₂ per kWh lebih kecil (Henderson, 2013).

Potensi *Retrofitting* pada PLTU

Retrofit adalah proses peningkatan atau modifikasi terhadap pembangkit listrik eksisting untuk meningkatkan kinerja, efisiensi, atau menurunkan emisinya. Pada PLTU *subcritical* di Indonesia, *retrofitting* dapat menjadi berbagai opsi, seperti *upgrading* ke turbin dan *boiler* yang lebih efisien, konversi sistem pembakaran agar dapat menggunakan bahan bakar yang lebih bersih (*co-firing* biomassa, amonia, atau gas), penambahan peralatan pengendali emisi (*flue gas desulfurizer*, *low NO_x burner*, *Selective Catalytic Reduction* dan *filter* partikel), hingga perubahan lain yang lebih ekstrem (perubahan menjadi nuklir) (Hansen et al., 2022). Semua opsi tersebut bertujuan menurunkan emisi sambil meningkatkan efisiensi, namun tetap memanfaatkan infrastruktur dan koneksi jaringan listrik yang sudah ada.

Dari perspektif tata kelola, usulan *retrofit* sejalan dengan prinsip transisi energi dan tetap menjaga aset sesuai fungsi dan nilai gunanya. Pendekatan ini memungkinkan pemanfaatan aset yang masih bernilai tinggi untuk tetap menyediakan pasokan listrik dengan cara yang lebih bersih dan fleksibel (Haneklaus, 2023). Hal ini menghindarkan risiko penghapusan nilai aset secara prematur dan menunda kebutuhan investasi besar untuk pembangunan pembangkit baru dengan kapasitas serupa. Alih-alih melakukan penghapusan langsung, sisa umur operasional pembangkit dapat dimanfaatkan secara produktif dengan kinerja lingkungan atau produksi emisi yang lebih baik. *Retrofit* juga dapat dilaksanakan relatif lebih cepat dibandingkan dengan pembangunan pembangkit baru karena tidak semua komponen dimulai dari nol. Hal ini menjadi penting untuk menjaga keamanan pasokan listrik mengingat PLTU menjadi tulang belakang *baseload* sistem kelistrikan di Indonesia. Saat ini masih belum ada sumber energi terbarukan intermiten seperti surya, angin dan teknologi penyimpanan energi yang sepenuhnya mampu menggantikan produksi konstan dari PLTU. Dengan demikian, mempertahankan sebagian unit PLTU agar tetap beroperasi dengan kondisi yang lebih bersih dan efisien setelah *retrofit* dapat dipandang sebagai “jembatan” dalam transisi energi. PLTU yang telah di-*retrofit* dan pengoperasiannya dibuat lebih fleksibel juga dapat membantu integrasi dari pembangkit energi terbarukan (Zhou et al., 2024).

Namun, terdapat sejumlah keterbatasan dalam penerapan *retrofit*. Peningkatan skala besar memerlukan investasi modal yang signifikan. Contohnya penggantian *boiler subcritical* dengan *supercritical* atau bahkan *ultra-supercritical* dapat menelan biaya hampir setara dengan pembangunan pembangkit baru, sehingga secara historis jarang dilakukan (Buongiorno, 2022). Sebagian besar proyek *retrofit* berfokus pada peningkatan secara konstan dan bertahap mulai dari penggantian sudu turbin, pembaruan sistem kontrol dan lain-lain, yang

memberikan peningkatan efisiensi beberapa persen saja. Peningkatan skala kecil ini sering kali lebih efisien secara biaya, dengan peningkatan efisiensi sekitar 2–3% dan sedikit mengembalikan kinerja yang hilang akibat usia operasi. Sebaliknya, *retrofit* menyeluruh untuk mengubah unit dari kondisi *subcritical* menjadi *ultra-supercritical* jarang dilanjutkan ke tahap implementasi karena tingginya biaya dan waktu berhenti beroperasi yang dibutuhkan (Mohns, 2023). Nilai investasi tersebut sulit untuk disepakati jika dibandingkan dengan pembangunan baru atau investasi alternatif, kecuali jika ada dukungan eksternal seperti insentif pembiayaan energi bersih atau mekanisme *carbon trading* yang harganya dapat menutupi selisih biaya.

Di Indonesia, pendanaan investasi menjadi faktor kunci. Pemerintah telah menyatakan bahwa program *early retirement* atau *retrofit* hanya dapat dilakukan secara menyeluruh apabila terdapat sumber pendanaan yang terjangkau (Tasrif, 2023). Mekanisme pembiayaan iklim internasional dapat dimanfaatkan dalam hal ini. Program di bawah skema JETP atau *Energy Transition Mechanism* milik *Asian Development Bank* berpotensi digunakan untuk membeli aset PLTU eksisting dan mendanai proses dekomisioning atau konversinya. Pendekatan serupa juga dapat digunakan untuk mensubsidi *retrofit* dengan menganggap peningkatan efisiensi dan penurunan emisi sebagai bentuk layanan mitigasi perubahan iklim. Jika skema *carbon trading* diterapkan di Indonesia, penghematan dari peningkatan efisiensi akan menjadikan *retrofit* lebih layak karena harga *carbon tax* yang dibayarkan menjadi lebih rendah (Sarker, 2019). Analisis yang dilakukan oleh Mitsubishi Heavy Industries menunjukkan bahwa *retrofit* turbin pada unit PLTU berkapasitas 500 MW yang sudah lebih dari usia pakai dengan berteknologi yang lebih baik dapat menurunkan emisi CO₂ sekitar 95.000 ton per tahun sekaligus memperpanjang umur operasionalnya. Dengan asumsi harga karbon sebesar USD 30 per ton, pengurangan tersebut setara dengan penghematan sekitar USD 3 juta per tahun dari *carbon tax* yang dihindari (MHI, 2023), ditambah penghematan bahan bakar akibat konsumsi batu bara yang lebih rendah untuk menghasilkan daya yang sama. Dalam skenario harga batu bara yang tinggi, penghematan ini menjadi sangat signifikan.

Studi Kasus *Retrofitting*

Untuk memberikan konteks terhadap strategi *retrofit* PLTU di Indonesia, sejumlah studi kasus mengenai *retrofit* PLTU batu bara dianalisis. Studi-studi ini menggambarkan berbagai hasil, mulai dari implementasi yang berhasil meningkatkan efisiensi dan menurunkan emisi, hingga tantangan yang menyoroti keterbatasan dari setiap pendekatan. Berikut beberapa contoh studi kasusnya.

a. *Ultra-Low Emission Retrofit* di China

China telah melaksanakan program *retrofit* PLTU terbesar di dunia dengan memasang teknologi terbaru seperti *flue-gas desulfurization* (FGD), sistem denitrifikasi (DeNO_x), dan pengendali partikulat di sebagian besar PLTU. Hingga akhir 2018, lebih dari 750 GW kapasitas PLTU China (sekitar 75% dari total PLTU) telah di-*retrofit* hingga memiliki status *ultra-low emission*. Dampak *retrofitting* ini sangat signifikan. Antara tahun 2012 dan 2017, emisi utama dari PLTU China menurun drastis (SO₂ turun 86%, NO_x turun 89% dan debu turun 85%) (Wu et al., 2023). Turunnya nilai emisi ini menunjukkan bahwa *retrofit* dapat menurunkan produksi emisi dari sektor ketenagalistrikan secara signifikan. Hasil *retrofit* dari China ini juga menunjukkan bahwa *retrofit* skala besar bisa dilaksanakan dalam waktu singkat dengan dukungan kebijakan dan insentif finansial.

b. Peningkatan Efisiensi dan *Repowering*

Di beberapa negara, *retrofit* difokuskan pada peningkatan kinerja. Sebagai contoh, PLTU Drax di Inggris pada tahun 2010-an melakukan *retrofit* turbin yang berhasil memulihkan efisiensi sekitar 1% (meningkatkan efisiensi neto dari sekitar 39% menjadi 40% LHV) meskipun telah dilengkapi dengan sistem pengendali emisi (Henderson, 2013). Meskipun peningkatannya kecil, langkah tersebut membantu mengembalikan kapasitas dan mengimbangi penurunan efisiensi akibat integrasi peralatan pengendali emisi. *Repowering* yang lebih ambisius, seperti mengubah *boiler subcritical* menjadi *supercritical*, dapat menghasilkan peningkatan efisiensi yang lebih besar, namun jarang diterapkan karena biaya dan kompleksitas yang tinggi (Henderson, 2013). Di Amerika Serikat, beberapa unit PLTU telah dikonversi untuk menggunakan gas alam atau *co-firing* biomassa (Soares et al., 2025). Pendekatan ini mampu menurunkan emisi CO₂ dan SO₂ secara signifikan serta meningkatkan fleksibilitas operasi pembangkit. Namun, konversi bahan bakar juga menghadirkan tantangan tersendiri, seperti ketersediaan pasokan bahan bakar, kebutuhan modifikasi peralatan dan terkadang penurunan kapasitas *output*.

c. Proyek *Retrofit* dengan *Carbon Capture*

Beberapa proyek *retrofit* skala besar telah dilakukan pada PLTU dengan menambahkan teknologi *Carbon Capture, Utilization, and Storage* (CCUS) untuk mengurangi emisi CO₂. Salah satunya adalah Unit 3 Boundary Dam di Kanada, yang pada tahun 2014 menjadi proyek pertama di dunia dengan fasilitas penangkapan

CO₂ berskala komersial. Selama sembilan tahun, proyek ini berhasil menangkap sekitar 5–6 juta ton CO₂, namun hanya mencapai sekitar 57% dari target awal. Proyek ini menelan biaya lebih dari CAD 1 miliar dan mengalami beberapa kendala teknis serta waktu henti operasi yang mengakibatkan unit tidak pernah secara konsisten mencapai tingkat penangkapan 90% seperti yang diharapkan pada kajian awal (Fan et al., 2023). Kasus lain adalah proyek Petra Nova di Amerika Serikat, *retrofit* senilai USD 1 miliar yang ditargetkan menangkap CO₂ dari aliran gas buang PLTU berkapasitas 240 MW di Texas. Proyek ini berhasil menangkap sekitar 1,4 juta ton CO₂ per tahun, tetapi dihentikan setelah tiga tahun akibat kendala finansial (Volcovici, 2023). Kedua proyek tersebut menunjukkan bahwa meskipun secara teknis integrasi teknologi CCUS berhasil mengurangi emisi karbon, kendala finansial dan operasional tetap menjadi tantangan. Biaya investasi yang tinggi dan ketergantungan pada harga pasar CO₂ membuat proyek-proyek ini sulit untuk menghasilkan keuntungan yang berkelanjutan.

- d. Percobaan *Co-firing* dan Konversi Bahan Bakar
Jepang baru-baru ini menguji *retrofit* PLTU untuk melakukan *co-firing* dengan amonia sebagai bahan bakar bebas karbon guna menekan emisi CO₂. Proyek percontohan telah mencapai 20% *co-firing* amonia pada *boiler* batu bara (Casau et al., 2021). Namun, beberapa kajian lain menunjukkan bahwa strategi ini memakan biaya investasi yang sangat besar. Beberapa analisis bahkan menyebut rencana tersebut sebagai pendekatan “dekarbonisasi yang boros” jika dibandingkan dengan energi terbarukan. Di Eropa, banyak PLTU telah mencoba *co-firing* dengan biomassa, seperti penggunaan pelet kayu atau limbah pertanian. Di Inggris, PLTU Drax mengonversi beberapa unitnya secara penuh menjadi pembangkit berbasis biomassa, yang menurunkan emisi CO₂ hingga sekitar 80% untuk unit-unit tersebut (Tsanova, 2018). Konversi ini sering disebut *success story*, yang berhasil mengubah PLTU batu bara menjadi pembangkit energi terbarukan dan tetap dapat diandalkan, meskipun menimbulkan perdebatan tentang keberlanjutan pasokan biomassa.

Secara keseluruhan, studi kasus ini menunjukkan bahwa *retrofit* dapat ditempuh melalui berbagai jalur, mulai dari pengendalian emisi, peningkatan efisiensi, penangkapan karbon, hingga konversi bahan bakar. Setiap pendekatan memiliki keberhasilan dan tantangan masing-masing. Benang merah dari seluruh kasus tersebut adalah bahwa *retrofit* dapat memperpanjang masa guna aset pembangkit sekaligus mengurangi

dampak emisi, tetapi ruang lingkup teknis dan keekonomian harus dievaluasi secara cermat sesuai dengan konteks nasional masing-masing.

Dampak Sosial dan Lingkungan terhadap Komunitas

Retrofit pada PLTU batu bara memiliki dampak langsung terhadap lingkungan dan masyarakat di sekitarnya. Analisis ini diperluas untuk meninjau bagaimana *retrofit* memengaruhi kualitas udara lokal, kesehatan masyarakat, lapangan kerja, serta persepsi komunitas.

a. Kualitas Udara dan Kesehatan Masyarakat

Salah satu manfaat paling nyata dari *retrofit* adalah penurunan polutan udara berbahaya, yang secara langsung meningkatkan kualitas udara bagi penduduk di sekitar pembangkit. Pemasangan perangkat pengendali emisi seperti FGD *scrubber* dan *low NO_x burner* dapat menghilangkan sebagian besar emisi SO₂, partikulat dan NO_x dari proses pembakaran batu bara (Yiming et al., 2025). Sebagai contoh, sistem FGD basah mampu menghilangkan hingga 98% SO₂ dari gas buang. Di China, program *retrofit* PLTU secara nasional dengan menambahkan sistem pengendali polusi tersebut diperkirakan dapat mencegah sekitar 186.800 kematian per tahun pada 2020 karena berkurangnya paparan polusi udara (Wu et al., 2023). Masyarakat di sekitar PLTU yang telah di-*retrofit* umumnya merasakan perubahan nyata yaitu langit lebih cerah, asap berkurang dan gangguan pernapasan menurun. Termasuk berkurangnya kasus penyakit jantung dan paru akibat menurunnya emisi PM_{2.5}, SO₂ dan NO_x. Di Amerika Serikat, *retrofit* dengan *scrubber* dan sistem kontrol lainnya berkontribusi terhadap penurunan 95% emisi SO₂ dari sektor ketenagalistrikan antara 1999–2020 (Airhart, 2023), yang diikuti penurunan besar angka kematian akibat polusi pembakaran batu bara. Hal ini menunjukkan bahwa *retrofit* dapat memberikan manfaat nyata bagi kesehatan dan lingkungan lokal. Di Indonesia, banyak PLTU berlokasi dekat kawasan padat penduduk. Penerapan standar emisi baru melalui regulasi tahun 2019 yang mewajibkan seluruh PLTU memasang sistem FGD (KLHK, 2019) diharapkan memberikan peningkatan kualitas udara serupa. Udara yang lebih bersih tidak hanya berarti masyarakat yang lebih sehat, tetapi juga pemulihan ekosistem setempat dari hujan asam dan kontaminasi lingkungan.

b. Lapangan Kerja dan Dampak Ekonomi

Retrofit PLTU dapat menimbulkan dampak sosial-ekonomi yang beragam bagi masyarakat sekitar. Di satu sisi, dengan memperpanjang umur operasional pembangkit, *retrofit* dapat

mempertahankan pekerjaan bagi para pekerja dan rantai pasok lokal seperti transportasi batu bara, penyedia jasa pemeliharaan dan kontraktor lainnya. Hal ini penting terutama pada daerah di mana PLTU merupakan penggerak utama ekonomi lokal. Selain itu, proyek *retrofit* sendiri dapat menciptakan lapangan kerja sementara selama proses pemasangan peralatan baru yang melibatkan tenaga konstruksi, teknisi dan lain-lain. Dibandingkan dengan penutupan total pembangkit, *retrofit* menjadi alternatif yang lebih stabil karena mencegah pemutusan kerja mendadak dan menjaga perputaran ekonomi daerah. Laporan tentang transisi energi batu bara di kawasan Asia-Pasifik mencatat bahwa *retrofit* memungkinkan pemanfaatan infrastruktur yang ada sekaligus mempertahankan pekerjaan, sehingga mengurangi dampak sosial-ekonomi (SDSN, 2024). Namun, kualitas dan durasi pekerjaan pasca-*retrofit* dapat berubah. Beberapa peningkatan seperti otomatisasi dapat mengurangi kebutuhan tenaga kerja, sementara yang lain seperti penambahan unit kontrol polusi dapat menciptakan peran baru yang memerlukan keterampilan teknis lebih tinggi. Selain itu, meskipun *retrofit* memperpanjang umur industri batu bara, hal ini juga dapat menunda pertumbuhan industri baru. Karena itu, pandangan masyarakat sering kali terbelah: para pekerja dan pelaku usaha lokal cenderung mendukung *retrofit* untuk menjaga siklus ekonomi mereka, sementara sebagian pemimpin komunitas khawatir tentang ketergantungan jangka panjang terhadap industri yang akan segera hilang.

c. Persepsi dan Resistensi Sosial

Respons masyarakat terhadap opsi *retrofit* beragam, dari penerimaan positif hingga skeptisisme. Di wilayah yang mengalami penurunan polusi nyata (asap, debu, bau menyengat), warga langsung merasakan perbaikan kualitas hidup dan menunjukkan sikap lebih positif terhadap keberadaan pembangkit. Contohnya, di China, *retrofit* dengan skala besar menghasilkan peningkatan signifikan pada jumlah hari dengan kualitas udara baik di beberapa kota, yang berdampak pada meningkatnya kepuasan publik. Namun, *retrofit* tidak sepenuhnya menghapus kekhawatiran masyarakat. Meskipun emisi menurun, PLTU tetap menghasilkan polutan dalam jumlah tertentu, abu batu bara, limbah cair, serta gas rumah kaca apabila tidak dilengkapi dengan teknologi penangkapan karbon. Sebagian komunitas dan organisasi masyarakat menganggap *retrofit* hanya memperpanjang umur industri batu bara dan periode paparan polusi, walaupun dengan kadar lebih rendah. Misalnya,

kritik terhadap proyek *retrofit* dengan CCUS di Amerika Serikat menilai bahwa proyek semacam itu justru memperlambat peralihan menuju energi bersih. Di Indonesia, beberapa wilayah seperti kawasan industri di Jawa pernah mengalami protes publik akibat polusi PLTU. Dalam konteks tersebut, *retrofit* mungkin meredam tingginya isu sosial, tetapi bila dianggap sebagai alasan untuk menunda penutupan, penolakan masyarakat bisa tetap berlanjut. Faktor kepercayaan terhadap pemerintah yang dijaga melalui komunikasi menjadi krusial. Masyarakat perlu mendapat informasi transparan mengenai kondisi emisi sebelum dan sesudah *retrofit* serta dilibatkan dalam pengambilan keputusan agar dapat melihat *retrofit* sebagai perbaikan nyata, bukan sekadar solusi sementara.

Masalah yang Masih Ada

Meskipun *retrofit* membawa banyak perbaikan, sejumlah persoalan sosial dan lingkungan tetap dapat terjadi pascaimplementasi. Salah satunya adalah emisi CO₂ dan gas rumah kaca yang masih tinggi, karena *retrofit* konvensional seperti FGD atau pengendali debu tidak menghilangkan emisi secara keseluruhan. PLTU yang telah diperbaiki sekalipun tetap menyumbang CO₂ dalam jumlah besar, kecuali dilengkapi dengan CCUS atau konversi bahan bakar ke biomassa atau amonia yang memiliki tantangan masing-masing. Isu lain yang sering muncul adalah limbah abu batu bara, karena *retrofit* umumnya tidak mengubah sifat dasar hasil pembakaran batu bara. Tanpa pengelolaan khusus, masyarakat di sekitar kolam abu tetap berisiko terdampak. Beberapa teknologi *retrofit* juga menimbulkan masalah baru, misalnya sistem FGD menghasilkan lumpur gipsium yang perlu ditangani secara tersendiri, atau penggunaan amonia dalam sistem DeNO_x yang memerlukan pengawasan ketat. Oleh karena itu, pengawasan lingkungan tetap diperlukan. Muncul juga dampak lain dari sisi psikologis, “*retrofit* menciptakan persepsi bahwa masalah sudah selesai, sehingga menurunkan urgensi untuk beralih ke energi bersih”. Jika manfaat tambahan seperti udara bebas polusi atau peningkatan lapangan kerja besar tidak sepenuhnya terwujud, kepercayaan masyarakat dapat menurun. Dengan demikian, meskipun *retrofit* memberikan manfaat sosial-lingkungan yang nyata seperti udara bersih, masyarakat yang lebih sehat dan pekerjaan yang berkelanjutan, solusi ini bukanlah penyelesaian akhir. Banyak komunitas memandang *retrofit* sebagai langkah transisi menuju energi berkelanjutan, bukan sebagai tujuan akhir dalam perjalanan menuju dekarbonisasi.

Risiko dan Tantangan Retrofitting

Retrofit pada PLTU batu bara di Indonesia memiliki beberapa risiko dan tantangan yang perlu

diperhitungkan secara hati-hati. Tantangan ini mencakup aspek teknis, finansial, regulasi, hingga keberlanjutan jangka panjang. Berikut ini ringkasan utama dari berbagai risiko tersebut.

a. Kelayakan dan Keterbatasan Teknis

Tidak semua PLTU cocok untuk dilakukan *retrofit*, terutama unit yang berusia tua atau berkapasitas kecil. Tantangan teknis mencakup integrasi peralatan baru ke dalam infrastruktur lama serta menjaga keandalan operasi. Sebagian PLTU di Indonesia tergolong modern dan sudah menggunakan teknologi baru sehingga secara umum lebih siap. Namun, *retrofit* tetap merupakan pekerjaan kompleks. Peningkatan besar seperti konversi unit *subcritical* menjadi *ultra-supercritical* membutuhkan modifikasi menyeluruh pada *boiler*, turbin dan sistem perpipaan yang memerlukan biaya investasi yang setara dengan membangun pembangkit baru, sehingga jarang dilaksanakan secara nyata karena kompleksitasnya (Wang et al., 2025). Risiko lainnya adalah sistem yang di-*retrofit* tidak berfungsi sesuai harapan. Masalah pada integrasi dapat menyebabkan penurunan *availability* pembangkit atau efisiensi yang tidak mencapai target. Contohnya adalah penambahan CCUS yang dapat menimbulkan beban energi dan titik gangguan baru. Proyek Boundary Dam di Kanada menunjukkan hal ini, setelah *retrofit*, sistem penangkapan CO₂ hanya beroperasi sekitar 80% dari total waktu operasi, sehingga target penangkapan karbon tidak tercapai (Schlissel & Kalegha, 2023). Penambahan sistem pengendali emisi seperti FGD juga dapat memicu korosi *boiler* atau meningkatkan durasi pemeliharaan. Risiko teknis ini menunjukkan bahwa proyek *retrofit* memerlukan kajian yang komprehensif dan detail dan uji coba awal. Di Indonesia, desain pembangkit lebih bervariasi karena dibangun oleh kontraktor berbeda dalam waktu yang berbeda. Hal ini menyebabkan opsi *retrofit* pada satu unit belum tentu bisa diterapkan langsung ke unit lain tanpa variasi khusus. Ketersediaan rantai pasok dan tenaga ahli juga menentukan kelayakan. Implementasi *retrofit* skala besar memerlukan tenaga kerja terampil dan penyedia teknologi yang bisa diandalkan, baik kualitasnya maupun kuantitasnya, jika dibutuhkan.

b. Hambatan Finansial dan Investasi

Retrofit PLTU memerlukan investasi yang sangat besar dan sering menjadi kendala utama. Pemasangan FGD, penggantian turbin, atau fasilitas CCUS dapat menelan biaya ratusan juta dolar per pembangkit. Investor harus mempertimbangkan besarnya biaya tersebut dibandingkan dengan usia sisa operasi dan potensi

pengembalian investasi. Secara ekonomi, *retrofit* sering kali kurang kompetitif dibandingkan dengan opsi lain seperti pembangkit gas atau pembangkit energi terbarukan. Analisis menunjukkan bahwa *levelized cost of energy* (LCOE) atau biaya pembangkitan listrik dari PLTU dengan CCS bisa 1,5 hingga 2 kali lebih tinggi dibandingkan dengan sumber lain dengan kapasitas yang sama (IEEFA, 2023). Artinya, memperbaiki PLTU agar lebih bersih dapat mengakibatkan listrik yang diproduksi menjadi jauh lebih mahal. Jika kerangka regulasi tidak memberikan mekanisme pemulihan biaya, *retrofit* menjadi tidak layak secara finansial. Program dukungan internasional seperti JETP memang menyediakan sekitar USD 20 miliar untuk mendukung transisi energi Indonesia, namun sebagian besar diarahkan untuk program *early retirement* atau proyek energi terbarukan lain. Risiko finansial lainnya adalah *stranded investment*, yang terjadi jika PLTU yang telah di-*retrofit* dipaksa tutup lebih awal karena kebijakan lingkungan (Cui et al., 2021). Biaya investasi awal yang telah dikeluarkan mungkin tidak bisa dikembalikan. Selain itu, risiko keterlambatan proyek dan pembengkakan biaya kerap terjadi pada proyek teknik berskala besar. Kondisi ini semakin menggerus kelayakan implementasi *retrofit*.

c. Ketidakpastian Regulasi dan Kebijakan

Kebijakan di sektor energi, termasuk batu bara yang terus berubah, menciptakan ketidakpastian bagi keputusan *retrofit*. Di satu sisi, regulasi lingkungan yang lebih ketat dapat mendorong *retrofit*. Namun, di sisi lain, komitmen lingkungan yang terus berkembang dapat membuat *retrofit* hanya menjadi solusi sementara. Indonesia berencana untuk menghentikan penggunaan PLTU tanpa pengendalian emisi pada tahun 2050, tetapi sinyal kebijakan yang disampaikan sering kali belum konsisten dan dapat berubah. Beberapa rencana bahkan masih mencakup penambahan kapasitas PLTU sebelum 2030. Ketidakpastian ini menimbulkan risiko bagi investor. Mereka mungkin memperkirakan PLTU akan beroperasi 15 tahun lagi setelah *retrofit*, namun kebijakan bisa berubah dan memaksa penutupan lebih cepat. Sebaliknya, jika pemerintah menjanjikan dukungan seperti harga karbon, kredit emisi, atau pembiayaan transisi dan kemudian membatalkannya, proyek kemungkinan menjadi mangkrak. Risiko birokrasi juga signifikan. *Retrofit* memerlukan proses perizinan (kajian dampak lingkungan, studi interkoneksi jaringan dan sebagainya). Keterlambatan administratif dapat memperlambat proyek.

Negara-negara seperti Jerman dan Kanada telah menetapkan tanggal pasti penghentian PLTU, sementara Jepang justru mendukung *retrofit* melalui strategi *co-firing* amonia. Indonesia berada di posisi yang sulit untuk menyeimbangkan kebutuhan energi jangka pendek dan target transisi jangka panjang.

d. Isu Keberlanjutan Jangka Panjang

Tantangan mendasar dari *retrofit* PLTU adalah sejauh mana langkah ini sejalan dengan tujuan keberlanjutan dan *net zero emissions*. Meskipun *retrofit* dapat mengurangi emisi dan memberi waktu untuk transisi, solusi ini bukanlah jawaban permanen (Ding et al., 2024). Ada risiko bahwa jika *retrofit* dianggap sebagai jalan pintas, maka akan memperlambat peralihan ke energi bersih. Investasi besar untuk memperpanjang umur PLTU dapat mengalihkan sumber daya yang seharusnya digunakan untuk energi terbarukan dan menambah ketergantungan terhadap energi batu bara di sektor ketenagalistrikan. Jika PLTU yang di-*retrofit* tetap beroperasi 10–20 tahun lagi, bahkan dengan emisi CO₂ yang berkurang setengahnya, hal ini tetap berpotensi menghambat pencapaian target NZE. Di Indonesia, strategi *retrofit* harus dipertimbangkan dengan fokus utama untuk mempercepat pengembangan energi terbarukan. Beberapa opsi *retrofit* seperti *co-firing* biomassa juga menimbulkan pertanyaan keberlanjutan tersendiri, misalnya ketersediaan pasokan biomassa yang aman dan dampaknya terhadap lahan atau pangan. Tekanan publik untuk sepenuhnya meninggalkan batu bara juga semakin kuat, sehingga bahkan PLTU yang sudah di-*retrofit* pun mungkin tetap menghadapi penolakan sosial. Selain itu, ada risiko bahwa PLTU yang di-*retrofit* menjadi *stranded asset* di masa depan jika harga karbon meningkat tajam dan menjadikannya tidak ekonomis (An et al., 2025). Dengan demikian, tantangan jangka panjangnya adalah memastikan bahwa *retrofit* saat ini tidak menghambat tujuan akhir transisi energi menjadi energi bersih dan bebas karbon.

KESIMPULAN

Retrofit pada PLTU batu bara dapat menjadi jembatan dalam transisi energi Indonesia dengan mengurangi dampak lingkungan dan mempertahankan nilai ekonomi dalam jangka pendek. Berbagai risiko dan tantangan yang ada menunjukkan bahwa *retrofit* bukanlah *win-win solution*. Tantangan teknis dan finansial harus dikelola dengan hati-hati. Kejelasan dan keberlanjutan kebijakan sangat dibutuhkan agar program *retrofit* dapat berjalan secara ideal. Poin pentingnya adalah pelaksanaan *retrofit* harus berjalan seiring dengan akselerasi investasi pada energi terbarukan, agar langkah

ini berfungsi sebagai pelengkap, bukan penghambat upaya dekarbonisasi secara menyeluruh. Dengan merencanakan dan memitigasi tantangan tersebut, Indonesia dapat mengambil keputusan yang lebih bijak mengenai strategi *retrofit* yang paling ideal untuk diterapkan sebagai bagian dari *roadmap* menuju sektor ketenagalistrikan yang berkelanjutan. Tujuan akhirnya adalah kestabilan jangka pendek melalui *retrofit* yang menurunkan emisi dan meningkatkan efisiensi dengan sasaran jangka panjang, yaitu penghentian bertahap penggunaan batu bara dan peralihan menuju sumber energi baru dan terbarukan, sambil tetap menjaga kesejahteraan masyarakat dan keandalan pasokan listrik nasional.

DAFTAR PUSTAKA

- Agora Energiewende. (2017). *Flexibility in Thermal Power Plants*.
- An, K., Zheng, X., Shen, J., Xie, C., Wang, C., Cai, W., & Bu, C. (2025). Repositioning coal power to accelerate net-zero transition of China's power system. *Nature Communications*, 16(1), 2311.
- Asia-Pacific Economic Cooperation (APEC). (2025). *Conversion of Coal-Fired Power Plants Using Energy Storage Systems*.
- Buongiorno, J. (2022). Terra Praxis "Repowering Coal" initiative. *Terra Praxis*.
- Casau, M., Cancela, D. C., Matias, J. C., Dias, M. F., & Nunes, L. J. (2021). Coal to biomass conversion as a path to sustainability: A hypothetical scenario at pego power plant (Abrantes, Portugal). *Resources*, 10(8), 84.
- Clean Air Asia. (2020). *South and Southeast Asian Countries Coal-Fired Power Plant Emission Standards Policy Analysis*.
- Cui, R. Y., Hultman, N., Cui, D., McJeon, H., Yu, S., Edwards, M. R., ... & Zhu, M. (2021). A plant-by-plant strategy for high-ambition coal power phaseout in China. *Nature communications*, 12(1), 1468.
- Ding, Y., Mallapragada, D., & Stoner, R. J. (2025). The role of coal plant retrofitting strategies in developing India's net-zero power system: A data-driven sub-national analysis. *Energy for Sustainable Development*, 86, 101687.
- Energy Institute. (2024). *Statistical Review of World Energy 2024*.
- Fan, J. L., Fu, J., Zhang, X., Li, K., Zhou, W., Hubacek, K., ... & Lu, X. (2023). Co-firing plants with retrofitted carbon capture and storage for power-sector emissions mitigation. *Nature Climate Change*, 13(8), 807-815.
- Green Central Banking. (2025). *Indonesia Sends Mixed Messages on Coal Phaseout*.

- Haneklaus, N., Qvist, S., Gładysz, P., & Bartela, Ł. (2023). Why coal-fired power plants should get nuclear-ready. *Energy*, 280, 128169.
- Hansen, J. K., Jenson, W. D., Wrobel, A. M., Stauff, N., Biegel, K., Kim, T. K., ... & Omitaomu, F. (2022). *Investigating benefits and challenges of converting retiring coal plants into nuclear plants* (No. INL/RPT-22-67964-Rev000). Idaho National Laboratory (INL), Idaho Falls, ID (United States).
- Henderson, C. (2013). Upgrading and efficiency improvement in coal-fired power plants. *IEA Clean Coal Centre*.—August.
- IEEFA. (2023). *Carbon Capture at Boundary Dam 3 still an underperforming failure*.
- Institute for Essential Services Reform (IESR). (2023). *A 2023's Update on the Levelized Cost of Electricity and Levelized Cost of Storage in Indonesia*.
- Institute for Essential Services Reform (IESR). (2024). *Coal's Endgame: Cost-Benefit Analysis (CBA) of Early Retirement CFPP versus CFPP with CCS*.
- International Energy Agency (IEA). (2024). *Southeast Asia Energy Outlook 2024*.
- International Energy Agency (IEA). (2025). *Coal – IEA Energy System Overview*.
- Isaac, J. (2025). Study: Indonesia to Save Rp124 Trillion by Retiring Two Coal Plants Early. *Indonesia Business Post*.
- Jong, H. N. (2025). Indonesia's Gas Bet Poses Risks for Economy, Health and Climate. *Mongabay News*.
- Kansas Reflector. (2023). *Pollution from coal plants contributes to far more deaths than scientists realized, study shows*.
- Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral. (2023). *Handbook of Energy & Economic Statistics of Indonesia 2023*.
- Lin, Y. C., Cheng, F. Y., Lee, Y. J., Nguyen, T. T. N., Tsai, C. J., Wen, H. C., ... & Huang, C. C. (2023). Assessments of the emission contributions from an ultra-supercritical coal-fired power plant to ambient PM_{2.5} in Taiwan. *Aerosol and Air Quality Research*, 23(12), 230059.
- Maguire, G. (2025). Indonesia Coal Exports Post Rare Decline So Far in 2025. *Reuters*.
- Mohns, R. (2023). Global trend: turning coal plants into clean energy hubs. *Carnegie Endowment for International Peace*.
- Nakano, T. A. K. A. S. H. I., Akaishi, Y., Tokumoto, T., Tanaka, K., Yamamoto, H., & Arima, N. (2023). Initiative for CO₂ Emission Reduction by Steam Turbine Retrofitting with High-efficiency Technologies. *Mitsubishi Heavy Industries Technical Review*, 60(3), 1.
- NewClimate Institute. (2024). *Caution on Co-firing, Retrofitting, and Carbon Credits for Retirement*.
- Nowak, M., & Hemminger, J. (2023). Reinvesting at coal plant sites with clean energy upgrades. *RMI*.
- Peoples Daily Online. (2019). *China builds world's largest clean coal power generation system*.
- PLN Indonesia Power. (2023). *RETROFIT USC CFPP Suralaya 1–4*.
- PLN Nusantara Power. (2024). *Studi Retrofit PLTU Paiton 2x400MW*.
- PT PLN (Persero). (2021). *RUPTL 2021–2030*.
- PT PLN (Persero). (2025). *RUPTL 2025–2034*.
- Qvist, S., Gładysz, P., Bartela, Ł., & Sowizdzal, A. (2020). Retrofit decarbonization of coal power plants—A case study for Poland. *Energies*, 14(1), 120.
- Repower Initiative. (2024). *Indonesia Supports Repowering*.
- Reuters. (2023). *Carbon capture project back at Texas coal plant after 3-year shutdown*.
- Sarker, S. (2019). *Replace or retrofit? A cost analysis for coal power*.
- SGPJB, PLN Nusantara Power. (2024). *Jawa 7 Oxygenated Treatment Implementation Summary*.
- Shalati, S. N., & Budiono, A. (2025). Indonesia's Coal Retirement Roadmap: How the New Regulation Can Ensure a Truly Just Transition. *JETP Institute / IISD Commentary*.
- Soares, V. V. B., & Gallo, W. L. R. (2025). Coal-to-gas conversion in an existing coal-fired power plant. *Energy Conversion and Management*, 346, 120367.
- Statista. (2023). *Coal Reserves in Indonesia in 2023, by Calorific Value*.
- U.S. Energy Information Administration (EIA). (2021). *Country Analysis Executive Summary: Indonesia*.
- Wang, T., Sun, J., Yuan, F., Yang, M., Zhang, Y., Yang, F., & Ouyang, M. (2025). Techno-economic analysis of deep peaking for hydrogen co-firing in a 300 MWe subcritical power plant with hydrogen production from valley electricity. *Proceedings of the Combustion Institute*, 41, 105839.
- World Coal. (2013). *Improving coal-fired power plant efficiency*.
- World Nuclear Association. (2021). *'Clean Coal' Technologies, Carbon Capture & Sequestration*.
- Yiming, Y., Gu, W., Zheng, Z., & He, W. (2025). Progress and prospects of flexible operation for coal-fired power plants facing increasing renewables. *DeCarbon*, 100134.
- Zhou, J., Duan, F., Wang, Y., Su, S., Hu, S., & Xiang, J. (2024). Dynamic assessment of 1000 MW ultra-supercritical coal-fired power flexibility retrofitting through lean-and rich-fuel integrated gas turbine. *Energy*, 305, 132064.