

Optimasi Keandalan Houseload Operation Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU) Supercritical Dengan Rekayasa Sistem Condensate Injection

Herman Dwicandra Wicaksana, Muhamad Falah Ramadan, Ary Bachtiar Krishna Putra*

Institut Teknologi Sepuluh Nopember, Indonesia

Email: abkp@its.ac.id*

Keywords:

houseload operation;
supercritical steam power
plant; condensate injection;
boiler feed pump; npsh margin

Abstract

The reliability of power plant operation is a crucial aspect in maintaining electricity system stability, particularly during grid disturbances that result in load rejection conditions. Under such circumstances, the capability of a Steam Power Plant (PLTU) to maintain houseload operation is essential to ensure internal power supply continuity and prevent unnecessary shutdowns. This study aims to investigate the causes of houseload operation failure in the 315 MW Supercritical Lontar Extension Steam Power Plant and evaluate the effect of a condensate injection system on improving Boiler Feed Pump (BFP) operational reliability. The research method involved analyzing actual operational data obtained during commissioning tests, calculating the Net Positive Suction Head (NPSH) parameters, and conducting Aspen Hysys simulations to determine the optimal condensate injection flow rate. The results indicate that houseload operation failure was primarily caused by a reduction in NPSH margin, which triggered BFP protection due to potential cavitation risks. The implementation of a condensate injection system with a flow rate of approximately 32–37 ton/h successfully reduced the BFP inlet temperature, increased the NPSH margin to an average value of 21.4 m, and extended houseload operation duration from 499 seconds to 8,334 seconds. Therefore, the condensate injection system is proven to be an effective engineering solution for improving the reliability of supercritical steam power plants during transient conditions and supporting continuous electricity supply.

Kata Kunci

houseload operation; pltu
supercritical; condensate
injection; boiler feed pump;
npsh margin

Abstrak

Keandalan operasi pembangkit listrik menjadi aspek penting dalam menjaga stabilitas sistem tenaga listrik, terutama ketika terjadi gangguan jaringan yang menyebabkan load rejection. Pada kondisi tersebut, kemampuan Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU) untuk mempertahankan operasi houseload sangat diperlukan agar unit tetap mampu menyuplai kebutuhan internal dan mencegah terjadinya shutdown. Penelitian ini bertujuan untuk menganalisis penyebab kegagalan houseload operation pada PLTU Supercritical Lontar Extension 315 MW serta mengevaluasi pengaruh penerapan sistem condensate injection terhadap peningkatan keandalan operasi Boiler Feed Pump (BFP). Metode penelitian dilakukan melalui analisis data operasi aktual saat pengujian komisioning, perhitungan parameter Net Positive Suction Head (NPSH), serta simulasi proses menggunakan Aspen Hysys untuk menentukan kebutuhan laju aliran kondensat yang optimal. Hasil penelitian menunjukkan bahwa kegagalan operasi houseload disebabkan oleh penurunan NPSH margin yang memicu proteksi BFP akibat risiko kavitasi. Penerapan sistem condensate injection dengan laju aliran sekitar 32–37 ton/jam mampu menurunkan temperatur inlet BFP, meningkatkan NPSH margin hingga rata-rata 21,4 m, serta memperpanjang durasi operasi houseload dari 499 detik menjadi 8.334 detik. Berdasarkan hasil tersebut, sistem condensate injection terbukti efektif dalam meningkatkan

PENDAHULUAN

Untuk menjaga keandalan sistem jaringan tenaga listrik, setiap pembangkit listrik harus memiliki pengendalian yang presisi, fleksibilitas yang tinggi, serta sensitivitas terhadap gangguan (Wu, Yan, Wei, Zhao, & Revankar, 2020). Hal ini menjadi sangat penting ketika terjadi gangguan pada sistem transmisi jaringan listrik, seperti ketidakstabilan frekuensi, fluktuasi tegangan, ketidakseimbangan beban, maupun bencana alam yang dapat menyebabkan pelepasan jaringan (*grid trip* atau *blackout*). Salah satu kondisi transien yang perlu dikaji secara mendalam adalah transien penolakan beban (*load rejection transient*) (Shuying, Lin, Cuihua, Yan, & Tao, 2021).

Meskipun sistem tenaga listrik modern saat ini memiliki tingkat keandalan yang lebih tinggi dibandingkan sebelumnya, sistem tersebut masih berpotensi mengalami pemadaman listrik (power outage) akibat bencana alam maupun kesalahan manusia. Pada tanggal 5 Agustus 2019, terjadi pemadaman listrik (blackout) di sejumlah provinsi di Pulau Jawa dan Bali, Indonesia, yang berlangsung sekitar 8 hingga 12 jam. Ketidakstabilan pasokan listrik secara tiba-tiba dapat menyebabkan hilangnya sebagian atau seluruh daya keluaran pembangkit listrik tenaga uap berbahan bakar batubara, yang selanjutnya berpotensi mengancam keselamatan sistem turbin uap–generator (Bachus & Custodio, 2003; Vundela, Kaushik, Tyagi, & Panwar, 2010; Wang, Zhou, & Li, 2018).

Oleh karena itu, diharapkan pembangkit listrik tenaga uap berbahan bakar batubara mampu bertahan terhadap kondisi hilangnya beban eksternal secara total (*total loss of offsite load*), yang dikenal sebagai penolakan beban penuh (*full load rejection*), serta tetap mampu menyuplai kebutuhan daya internal melalui operasi house load hingga sistem kelistrikan berhasil dipulihkan (Granda, Trojan, & Taler, 2020; Li et al., 2024; Liu, Zhao, & Tang, 2005; Zima & Pilarczyk, 2020). Dengan demikian, operasi *house load* dapat mencegah penghentian (*shutdown*) turbin uap–generator yang tidak diperlukan, dan yang lebih penting lagi, mencegah terjadinya *trip* pada boiler, sehingga waktu yang dibutuhkan untuk mengembalikan pembangkit ke kondisi operasi normal dapat diminimalkan (Hu, Gao, & Jia, 2012).

Pada penelitian ini akan menganalisa parameter proteksi pembangkit yang bekerja pada saat kondisi berhoueload operation dari data hasil uji percobaan pengujian pada saat tahapan komisioning. Dalam penelitian ini digunakan studi kasus pada PLTU Lontar Extension 315 MW yang merupakan jenis boiler superkritik. Adapun hal yang dianalisa pada penelitian ini antara lain, penyebab kegagalan pengujian houseload operation pada unit Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU) Supercritical, bagaimana pengaruh sistem condensate injection terhadap parameter operasi penyebab kegagalan houseload operation, berapa laju aliran sistem condensate injection untuk mengoptimalkan keandalan parameter operasi pada kondisi houseload (Singer, 1981; Tańczuk, Masiukiewicz, Anweiler, & Junga, 2018; Versteeg & Malalasekera, 2007).

Pada PLTU supercritical, keberhasilan operasi houseload sangat dipengaruhi oleh kestabilan sistem air pengisi (feedwater system), terutama kemampuan Boiler Feed Pump (BFP) dalam mempertahankan kondisi operasi tanpa mengalami kavitasi. Salah satu parameter utama yang menentukan keandalan BFP adalah nilai Net Positive Suction Head (NPSH) margin. Penurunan NPSH margin akibat perubahan tekanan dan temperatur fluida pada sisi hisap pompa dapat menyebabkan terjadinya kavitasi yang berpotensi mengaktifkan sistem proteksi dan menyebabkan unit mengalami trip (Gadda & Radice, 1989; Sarma, Singh, & Bezboruah, 2018; Sunday, Okpo, & Ekpo, 2024; Zeng et al., 2014). Permasalahan tersebut menjadi semakin kompleks ketika pembangkit mengalami load rejection, karena penurunan beban menyebabkan perubahan cepat pada tekanan deaerator, laju aliran feedwater, serta

temperatur masuk BFP. Penelitian Hu et al. (2012) menunjukkan bahwa perubahan kondisi operasi pada sistem boiler feedwater pump selama operasi beban parsial dapat memengaruhi karakteristik hidrolis pompa dan kestabilan sistem pasokan air. Selain itu, Shokri dan Fard (2023) menegaskan bahwa pengelolaan sistem feedwater treatment dan kondisi termodinamika fluida merupakan faktor penting dalam menjaga keandalan peralatan utama pembangkit. Namun, penelitian yang secara spesifik mengevaluasi metode peningkatan NPSH margin melalui rekayasa injeksi kondensat pada kondisi transien houseload operation PLTU supercritical masih sangat terbatas.

Kesenjangan penelitian (research gap) tersebut menunjukkan bahwa pendekatan yang ada belum sepenuhnya menjawab bagaimana strategi rekayasa sistem dapat diterapkan untuk mempertahankan operasi pembangkit setelah terjadi kehilangan beban eksternal secara total. Studi sebelumnya lebih banyak mengkaji mekanisme kontrol load rejection, strategi fast cut back, serta pemodelan dinamis boiler-turbin, tetapi belum banyak membahas intervensi termal-hidrolik pada sisi hisap BFP sebagai solusi untuk meningkatkan keandalan operasi. Pada kondisi aktual PLTU Lontar Extension 315 MW, kegagalan houseload operation terjadi akibat penurunan NPSH margin yang menyebabkan proteksi BFP aktif setelah unit mampu bertahan hanya sekitar 499 detik. Kondisi tersebut menunjukkan adanya kebutuhan terhadap metode mitigasi yang mampu menjaga margin operasi pompa selama periode transien. Berdasarkan permasalahan tersebut, sistem condensate injection menjadi pendekatan yang potensial karena mampu menurunkan temperatur fluida masuk BFP sehingga tekanan uap fluida berkurang dan nilai NPSH tersedia dapat dipertahankan lebih tinggi.

Urgensi penelitian ini semakin meningkat seiring dengan kebutuhan sistem tenaga listrik modern yang menuntut pembangkit memiliki kemampuan fleksibilitas operasi yang lebih tinggi. Peningkatan penetrasi energi terbarukan menyebabkan sistem tenaga listrik menghadapi dinamika beban yang lebih besar sehingga pembangkit konvensional perlu memiliki kemampuan merespons gangguan secara cepat tanpa kehilangan stabilitas operasi. Dalam konteks tersebut, kemampuan PLTU untuk bertahan pada kondisi houseload operation memiliki peran strategis karena dapat mengurangi risiko pemadaman luas, mempercepat proses black start atau pemulihan sistem, serta meningkatkan keandalan jaringan listrik. Oleh karena itu, penelitian mengenai optimasi parameter operasi melalui penerapan sistem condensate injection menjadi penting untuk memberikan solusi teknis yang aplikatif terhadap permasalahan nyata pada pembangkit listrik tenaga uap berkapasitas besar.

Kebaruan penelitian ini terletak pada penerapan pendekatan rekayasa sistem condensate injection sebagai metode optimasi NPSH margin pada Boiler Feed Pump selama kondisi houseload operation PLTU supercritical. Berbeda dengan penelitian sebelumnya yang lebih menitikberatkan pada pengendalian sistem turbin dan boiler saat terjadi load rejection, penelitian ini mengintegrasikan analisis kegagalan operasi aktual, perhitungan NPSH, serta simulasi Aspen Hysys untuk menentukan kebutuhan laju aliran kondensat yang optimal. Pendekatan berbasis data aktual PLTU Lontar Extension 315 MW memberikan kontribusi praktis dalam menjembatani hasil simulasi dengan implementasi lapangan. Melalui metode tersebut, penelitian ini tidak hanya mengevaluasi penyebab kegagalan houseload operation, tetapi juga memberikan solusi teknis berupa parameter operasi condensate injection yang dapat meningkatkan margin keselamatan BFP.

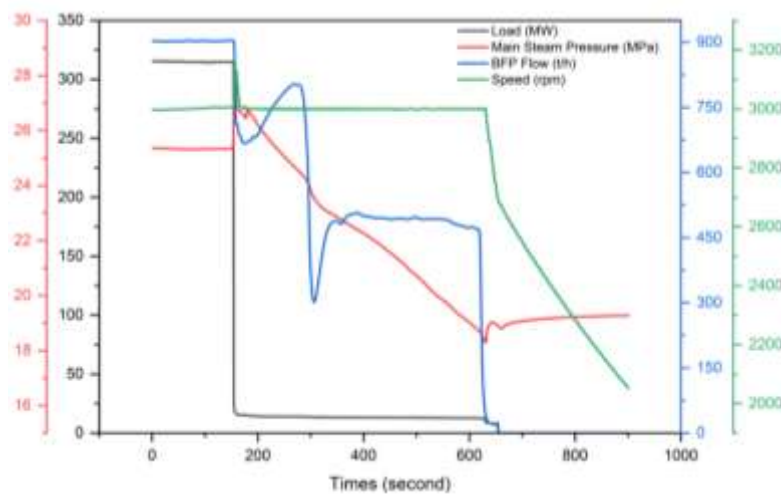
Berdasarkan latar belakang tersebut, penelitian ini bertujuan untuk menganalisis penyebab kegagalan houseload operation pada PLTU supercritical, mengevaluasi pengaruh penerapan sistem condensate injection terhadap parameter operasi utama khususnya temperatur inlet BFP, tekanan sisi hisap, dan NPSH margin, serta menentukan kebutuhan laju aliran kondensat yang optimal untuk meningkatkan keandalan operasi pembangkit. Hasil penelitian ini diharapkan memberikan manfaat secara teoritis maupun praktis. Secara teoritis, penelitian ini memperkaya kajian mengenai pengendalian transien dan optimasi sistem

feedwater pada PLTU supercritical. Secara praktis, hasil penelitian dapat menjadi referensi bagi operator dan perancang pembangkit dalam mengembangkan strategi peningkatan keandalan operasi saat terjadi gangguan jaringan, mengurangi potensi kegagalan unit akibat proteksi BFP, serta mendukung kontinuitas pasokan listrik pada sistem tenaga.

METODE

Analisa Kegagalan *Houseload Operation*

PLTU Lontar Extension 315 MW mengalami kegagalan houseload operation pada beban 100% selama kurang lebih 499 detik (8,3 menit) dengan beban pemakaian sendiri rata-rata sebesar 13,5 MW. Parameter Operasi Mainsteam Pressure, Feedwater Flow dan Kecepatan Turbin dapat dilihat pada gambar 1.



Gambar 1 Parameter Operasi Kondisi Houseload operation

Grafik pada gambar 1 di atas menampilkan respons transien lima parameter utama operasi Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU), yaitu beban listrik (MW), tekanan uap utama (MPa), laju aliran pompa air pengisi (Boiler Feed Pump Flow, t/h), dan kecepatan putaran turbin (rpm), terhadap kejadian pelepasan beban secara tiba-tiba (load rejection).

Respons tekanan uap utama (kurva merah) menunjukkan kenaikan sesaat sebesar 27,9 Mpa sebelum penurunan bertahap dan berkelanjutan dari 25 MPa pada saat load rejection hingga mencapai nilai 18,3 MPa. Penurunan tekanan ini terjadi karena sistem kontrol boiler (boiler master control dan pressure controller) merespons kondisi beban rendah dengan mengurangi laju pembakaran (firing rate), sehingga produksi uap dari boiler secara berangsur-angsur dikurangi sesuai dengan kebutuhan turbin yang telah berkurang drastis.

Kecepatan turbin juga sesaat mengalami kenaikan yang signifikan sebesar 3156 rpm belum sampai menyentuh nilai ambang batas proteksi turbin sebesar 3300 rpm, yang selanjutnya governor melakukan fungsi kontrol untuk mengembalikan pada rated speednya sebesar 3000 rpm untuk menjaga generator sistem tidak mengalami over frekuensi.

Sesaat setelah load rejection, aliran BFP mengalami penurunan tajam dari 903 t/h, diikuti oleh osilasi yang signifikan pada rentang waktu detik ke 500 yang selanjutnya kembali stabil selama 100 s dan selanjutnya menurun drastis karena kondisi BFP trip yang menyebabkan kegagalan pada proses houseload operation.

2.2 Perhitungan NPSH pada pompa *Boiler Feed Pump (BFP)*

NPSH dibedakan dalam dua pengertian $NPSH_R$ dan $NPSH_A$. $NPSH_R$ atau NPSH Required (NPSH yang dibutuhkan) adalah besarnya energi dalam fluida yang diperlukan untuk mengatasi rugi-rugi gesekan dari nosel isap (suction nozzle) hingga ke mata impeler tanpa menyebabkan fluida menguap (vaporisasi). Nilai ini merupakan karakteristik bawaan dari pompa itu sendiri, yang bervariasi tergantung pada desain, ukuran, dan kondisi operasinya. Adapun persamaan formula dapat dituliskan sebagai berikut.

$$NPSH_R = ATM + P_{gs} + H_v - H_{vp}$$

dengan,

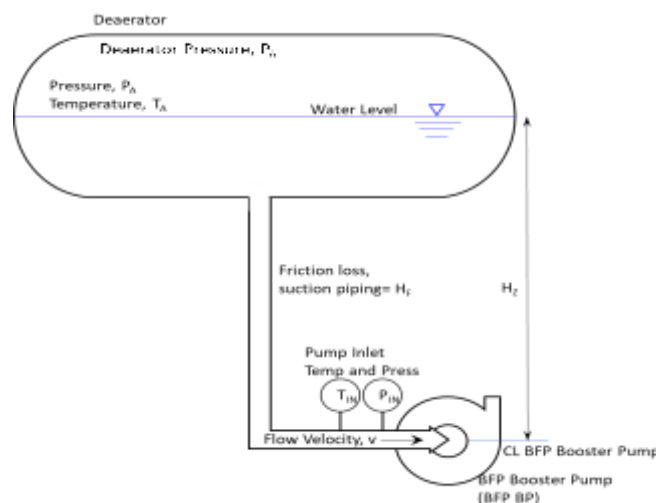
ATM = Tekanan atmosfer pada ketinggian lokasi pemasangan pompa.

P_{gs} = Pembacaan tekanan pada suction pressure gauge yang diukur di garis pusat pompa.

H_v = Velocity head, yaitu energi kinetik fluida yang bergerak melalui pipa, dihitung dengan persamaan $V^2/2g$.

H_{vp} = Tekanan uap (vapor pressure), tekanan uap ini merupakan tekanan di mana fluida mulai menguap; semakin tinggi suhu, semakin besar H_{vp}

Dalam hal ini kejadian unit trip akibat penurunan NPSH pada BFP-T selama houseload operation dapat dilihat dari skema berikut



Gambar 1 Skematik diagram pompa BFP

Nilai NPSH dapat dihitung dengan menggunakan persamaan sebagai berikut :

$$NPSH_A = H_A \pm H_Z - H_F + H_v - H_{vp}$$

Dimana,

H_A = Absolute pressure pada dinding permukaan liquid di deaerator tank

H_Z = Jarak antara level air pada deaerator tank dengan centerline dari pompa

H_F = Friction losses pada suction pompa

H_v = Kecepatan aliran pada suction pompa

H_{vp} = Absolute vapor pressure

Untuk selanjutnya dimana nilai,

H_A = Pressure pada deaerator tank (Pa)

$$H_f = f \frac{L}{D} + \frac{V^2}{2g}$$

$$H_v = \frac{V^2}{2g}$$

$$H_{vp} = \frac{P_{vp}}{\rho g}$$

Simulasi Aspen Hysys

Proses simulasi disusun berdasarkan design spesifikasi peralatan dan data aktual parameter operasi, tujuan dilakukan simulasi untuk menentukan pendekatan berapa parameter mass flow condensate yang diinjeksikan untuk menurunkan temperatur inlet BFP sehingga mengoptimalkan kondisi NPSH margin sesuai dengan kondisi normal operasi.

Kondisi Batas Simulasi

Kondisi batas (boundary conditions) yang digunakan sebagai input simulasi ditetapkan berdasarkan data desain sistem serta data operasi aktual yang diperoleh dari dokumen desain serta pengukuran data aktual. Tabel 2.1 menyajikan kondisi batas yang digunakan.

Tabel 1 Data awal proses simulasi

Parameter	Unit
Discharge Flow Boiler Feed Pump	903 t/h
Deaerator Outlet Temperatur	186 C
Deaerator Inlet Pressure	114 kPa
Temperatur condensate injection	45 C
Daya Pompa	1047 KW
NPSHr	2.8 m
Efisiensi Pompa	78%

Pemodelan Aliran Material

Stream pertama yang dimodelkan adalah deaerator outlet, yang merepresentasikan air keluaran deaerator menuju sistem pompa. Stream ini merupakan aliran air dalam fase cair jenuh (saturated liquid). Stream kedua adalah Condensate Injection, yang merepresentasikan aliran kondensat dari kondenser atau hot well yang diinjeksikan ke dalam jalur utama air pengisi. Berbeda dengan deaerator outlet, kondensat ini berada dalam kondisi cair sub-cooled (undercooled liquid) pada temperatur 45,0 °C. Setelah kedua aliran masuk didefinisikan, unit operasi Mixer (MIX-100) dibangun untuk mensimulasikan proses pencampuran antara aliran Deaerator Outlet dan aliran Condensate Injection (setelah melalui CV). Mixer dimodelkan sebagai unit operasi adiabatik yang mengkonservasi massa dan energi secara sempurna sesuai dengan Hukum Kekekalan Massa dan Hukum Kekekalan Energi. Unit operasi pompa (BFP) dimodelkan sebagai pompa sentrifugal adiabatik. Pemodelan pompa melibatkan dua aspek utama, yaitu penetapan kondisi operasi discharge pressure dan efisiensi serta NPSHr

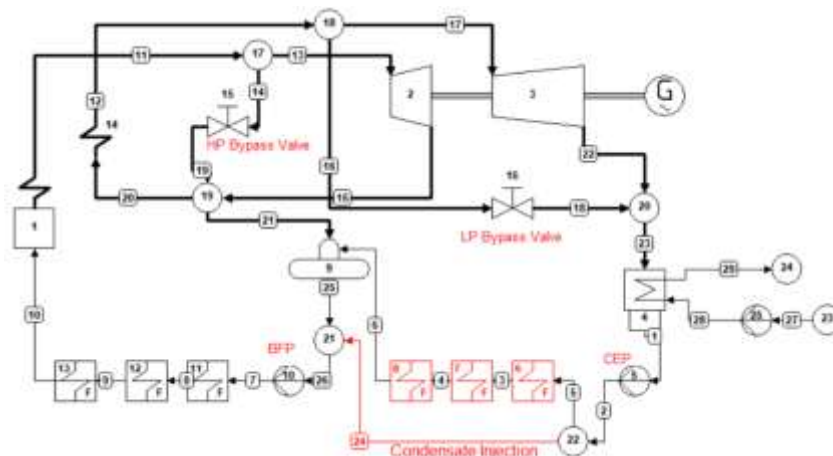
Validasi Pemodelan

Validasi dilakukan dengan membandingkan hasil simulasi terhadap data operasi aktual yang diperoleh dari kondisi parameter beban 100% kondisi sebelum dilakukan houseload operation. Parameter yang dibandingkan meliputi, tekanan, laju massa, temperatur serta nilai NPSH.

Condensate Injection

Saat houseload operation, sistem ini akan menginjeksikan air kondensat dengan temperatur lebih rendah pada sisi hisap pompa BFP, untuk menurunkan temperatur air dan

tekanan uap di area tersebut. Sistem ini hanya dalam kondisi standby dan tidak dioperasikan pada saat normal operasi. Diagram alir siklus sistem ini dapat dilihat pada gambar 2.



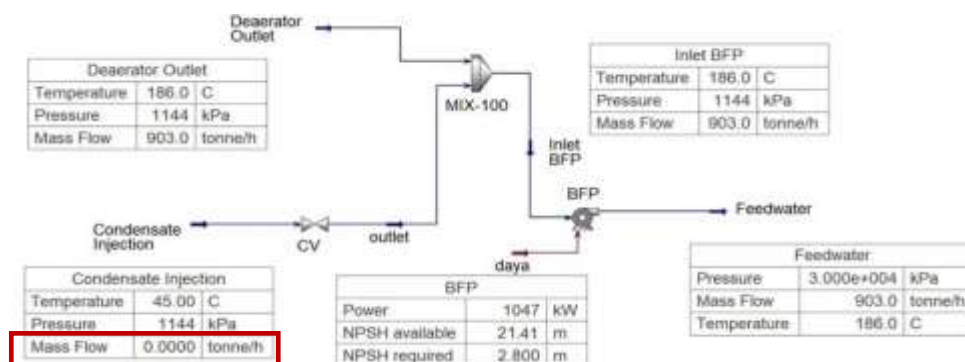
Gambar 2 Sistem Condensate Injection

Injeksi kondensat yang memiliki temperatur relatif lebih rendah dibandingkan fluida proses dapat menurunkan temperatur campuran pada sisi hisap pompa. Penurunan temperatur ini akan menurunkan tekanan uap (vapor pressure) fluida, sehingga selisih antara tekanan absolut pada sisi hisap dan tekanan uap fluida menjadi lebih besar.

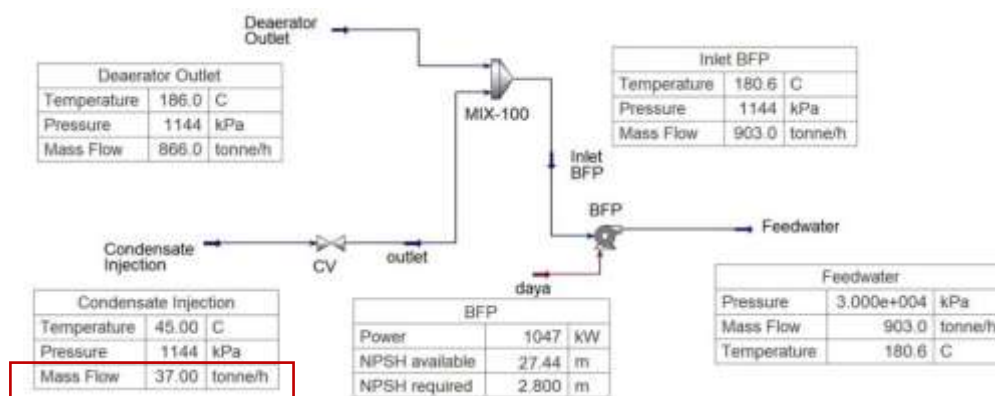
HASIL DAN PEMBAHASAN

Simulasi Aspen Hysys

Validasi model simulasi dilakukan dengan membandingkan parameter operasi hasil simulasi dengan data aktual pada sistem Boiler Feed Pump (BFP). Tujuan validasi ini adalah untuk memastikan bahwa model yang dibangun mampu merepresentasikan kondisi operasi sebenarnya sehingga dapat digunakan sebagai dasar penerapan condensate injection.



Gambar 3 Simulasi Tanpa Condensate Injection

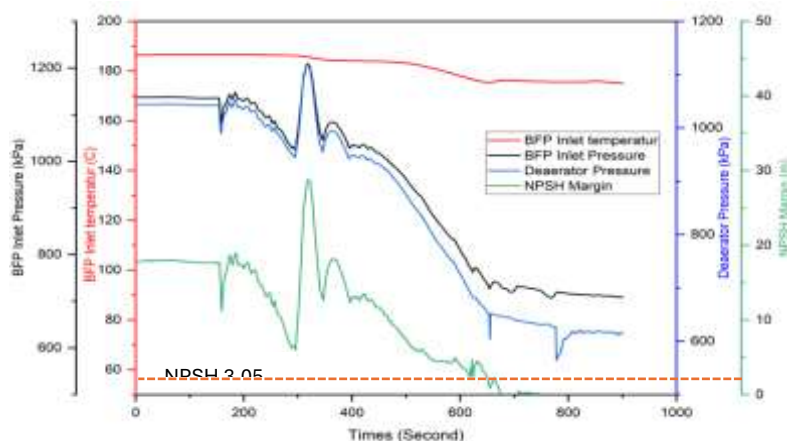


Gambar 4 Simulasi dengan condensate Injection

Pada proses validasi menggunakan data aktual parameter kondisi unit beroperasi beban 100% dengan nilai NPSH margin sebesar 17.8 m, sedangkan pada simulasi nilai NPSH margin sebesar $(21.41 - 2.800) \text{ m} = 18.6 \text{ m}$ maka rasio prosentase error sebesar 4.49%. Simulasi mengasumsikan kondisi pipa bersih dengan koefisien gesek (friction factor) ideal. Pada kondisi aktual, terdapat fouling ringan dan ketidakidealan fitting yang menambah pressure drop sesungguhnya hal inilah yang menjadi salah satu penyebab error tersebut, selain itu pada simulasi asumsi sifat termodinamika fluida yang dianggap ideal.

Dari pertimbangan nilai ambang batas trip NPSH margin sebesar 6 m maka dari simulasi tersebut ditentukan mass flow condensate injection dibutuhkan sebesar 37 ton/h dengan penurunan temperatur sebesar 6 oC untuk mendapatkan perbedaan NPSH available sebesar 6 m dari kondisi normal operasi.

Operasi Boiler Feed Pump



Gambar 5 Parameter Boiler Feed Pump

Grafik pada gambar 5 di atas menampilkan parameter kritis yang berkaitan dengan keandalan operasi Boiler Feed Pump (BFP) selama kejadian load rejection, meliputi temperatur inlet BFP (°C), tekanan inlet BFP (kPa), tekanan deaerator (kPa), dan NPSH Margin (m). Keempat parameter ini saling terhubung secara termodinamik dan hidrolik melalui sistem

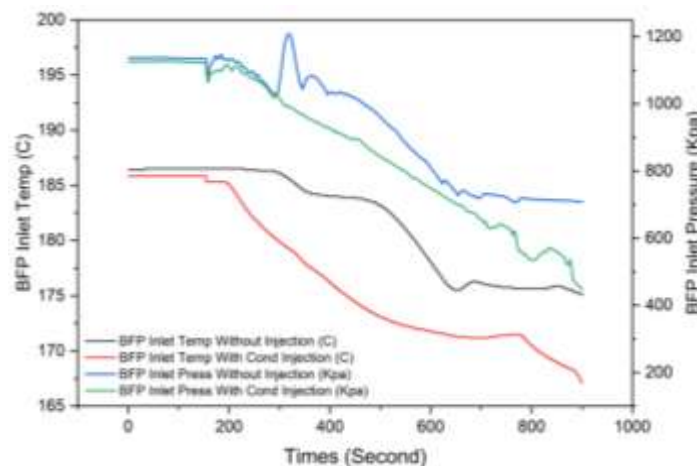
deaerator sebagai sumber pasokan air pengisi ke BFP, korelasi antar parameter sangat penting dalam mengevaluasi risiko kavitasi dan keandalan operasi BFP selama kondisi transien.

Sebelum kejadian pelepasan beban, seluruh parameter beroperasi pada kondisi stabil. Temperatur inlet BFP berada pada nilai 186°C (kurva merah), tekanan inlet BFP pada 1135 kPa (kurva hitam), tekanan deaerator pada 1042 kPa (kurva biru), dan NPSH Margin pada nilai 17,6 m (kurva hijau), yang berada jauh di atas batas minimum NPSH yang dipersyaratkan sebesar 3,05 m (garis putus-putus merah). Kondisi ini mengindikasikan bahwa sistem pasokan air pengisi beroperasi dengan margin keamanan kavitasi yang memadai pada beban penuh 315 MW.

Sesaat setelah lepas beban, tekanan deaerator mulai mengalami penurunan secara bertahap demikian juga dengan BFP Inlet pressure dan nilai NPSH margin namun penurunan temperatur inlet BFP yang lambat jika dibandingkan dengan penurunan parameter yang lainnya.

Pengaruh Condensate Injection terhadap parameter Temperatur, Tekanan Inlet BFP dan NPSH margin.

Seperti dijelaskan pada sub bab sebelumnya dari hasil studi literatur secara teoritis maupun dengan melakukan simulasi menggunakan aspen hysys, diketahui bahwa temperatur inlet feedwater berpengaruh terhadap nilai NPSH available. Seperti terlihat dari grafik pada gambar dibawah ini.



Gambar 6 Grafik parameter BFP tanpa dan dengan condensate injection

Grafik pada gambar di atas menampilkan perbandingan respons dua parameter kritis operasi Boiler Feed Pump (BFP), yaitu temperatur inlet BFP (°C) dan tekanan inlet BFP (kPa), antara kondisi tanpa condensate injection (without condensate injection) dan dengan condensate injection (with condensate injection) selama kejadian load rejection.

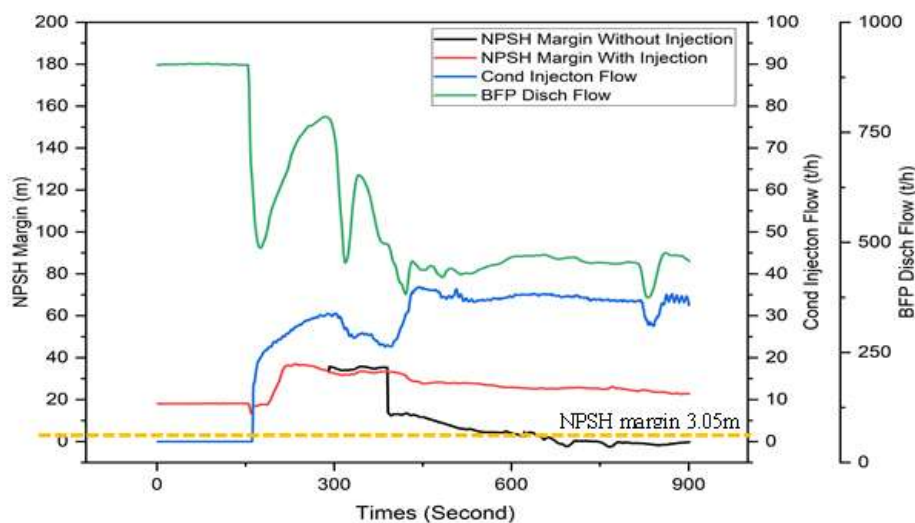
Pada kondisi sebelum dilakukan lepas beban, dengan temperatur inlet BFP pada 186°C dan tekanan inlet BFP pada 1144 kPa, mengindikasikan bahwa sistem beroperasi dalam kondisi stabil sebelum gangguan terjadi.

Setelah kondisi load rejection, perbedaan transient temperatur antara kedua kondisi terlihat secara signifikan. Pada kondisi tanpa condensate injection (kurva hitam), temperatur inlet BFP mengalami penurunan yang relatif lambat dan gradual dari 186°C, kemudian turun lebih cepat hingga stabil pada 176°C sampai pada kondisi trip unit pada detik ke-650.

Sebaliknya, pada kondisi dengan condensate injection (kurva merah), temperatur inlet BFP mengalami penurunan yang jauh lebih cepat dan signifikan segera setelah aktivasi injeksi pada kondisi lepas beban. Temperatur turun secara konsisten dari 186°C menjadi 172°C pada detik ke-600, dan terus menurun hingga mencapai 167–168°C pada akhir rentang pengamatan. Selisih temperatur antara kedua skenario pada akhir pengamatan mencapai sekitar 7–8°C. Pada rentang temperatur 167–175°C.

Tekanan inlet BFP menunjukkan penurunan yang lebih konsisten dan lebih cepat, dari nilai awal 1144 kPa turun menjadi 580–600 kPa pada detik ke-800–900. Penurunan tekanan yang lebih cepat pada kondisi dengan injeksi condensate karena adanya penambahan volume aliran kondensat bertemperatur lebih rendah ke dalam sistem inlet BFP.

Pengaruh Condensate Injection Flow terhadap NPSH Margin



Gambar 7 Grafik Condensate Injection Flow terhadap NPSH margin

Grafik pada gambar 7 di atas menunjukkan empat parameter operasional yang saling berkaitan, yaitu NPSH Margin tanpa condensate injection (without injection, kurva hitam), NPSH Margin dengan condensate injection (with condensate injection, kurva merah), laju aliran condensate injection (condensate injection flow, kurva biru, t/h), dan laju aliran discharge BFP (BFP discharge flow, kurva hijau, t/h), selama periode transien load rejection hingga stabilisasi pada kondisi house load.

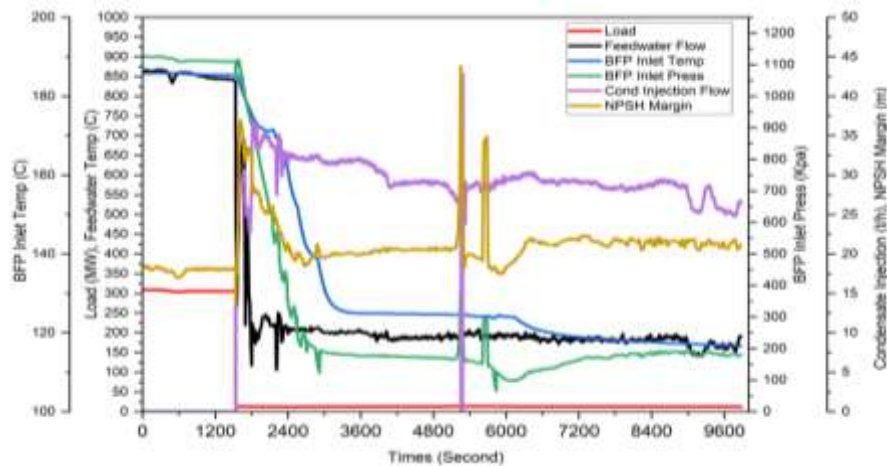
Pada fase sebelum load rejection, NPSH Margin tanpa injeksi (kurva hitam) dan dengan injeksi (kurva merah) berada pada nilai yang hampir identik di kisaran ± 18 –20 m, mengindikasikan bahwa kedua kondisi dimulai dari kondisi awal yang setara. Laju aliran condensate injection (kurva biru) berada pada nilai mendekati nol, mengkonfirmasi bahwa sistem injeksi belum diaktifkan pada fase operasi normal beban penuh. BFP discharge flow (kurva hijau) pada fase ini berada pada nilai tinggi di kisaran 903 t/h. Garis referensi NPSH margin minimum sebesar 3.05 m (garis putus-putus kuning) menjadi batas kritis nilai ambang batas proteksi BFP.

Sesaat setelah kondisi lepas beban pada detik ke-156, BFP discharge flow (kurva hijau) mengalami fluktuasi yang sangat tinggi, sebelum kemudian turun secara signifikan menuju nilai operasi house load yang lebih rendah. Fluktuasi yang tinggi pada BFP discharge flow ini mencerminkan respons dinamis sistem kontrol feedwater yang berusaha menyesuaikan laju

pasokan air pengisi ke boiler di tengah perubahan kondisi operasi yang sangat cepat, termasuk fluktuasi tekanan steam separator serta perubahan feedwater flow.

Pada kondisi yang sama, laju aliran condensate injection (kurva biru) mulai meningkat secara signifikan menjadi 30 t/h pada detik ke-300, dan kemudian naik lebih lanjut hingga mencapai 35 t/h dan selanjutnya stabil pada flow rate 33 t/h. Respons NPSH Margin terhadap aktivasi condensate injection terlihat jelas pada grafik: NPSH Margin dengan injeksi (kurva merah) mempertahankan nilai di kisaran 20 m sepanjang fase transien, sementara NPSH Margin tanpa injeksi (kurva hitam) turun secara tajam detik ke-300 menuju nilai ambang batas nilai proteksi.

Analisa Pengujian Houseload operation dengan Sistem Condensate Injection



Gambar 8 Grafik parameter operasi pada kondisi houseload operation dengan mengaplikasikan sistem condensate injection

Grafik pada gambar 8 di atas merepresentasikan hasil pengujian load rejection dengan beban full load sebesar 315 MW yang telah diaplikasikan dengan sistem condensate injection, dengan rentang waktu pengamatan 9600 detik. Parameter yang dipantau secara simultan meliputi beban listrik (MW), laju aliran feedwater (t/h), temperatur inlet BFP (°C), tekanan inlet BFP (kPa), laju aliran condensate injection (t/h), dan NPSH Margin (m).

Unit beroperasi dalam kondisi stabil pada beban full load (kurva merah) berada pada 315 MW, feedwater flow (kurva hitam) pada 880–903 t/h, temperatur inlet BFP (kurva biru muda) pada 186°C, tekanan inlet BFP (kurva biru tua) pada 1050–11500 kPa, dan NPSH Margin (kurva kuning) pada nilai stabil di kisaran 17.8 m. Laju aliran condensate injection (kurva ungu) pada kondisi ini berada pada nilai nol, mengkonfirmasi bahwa sistem injeksi belum diaktifkan.

Pada saat kondisi load rejection terjadi pada rentang waktu 1540 s, yang ditandai oleh penurunan beban secara drastis dari 315 MW menuju nilai pemakaian beban sendiri sebesar 12.89 MW dalam rentang waktu yang sangat singkat. Dimana dari grafik terlihat durasi houseload operation selama 8.334 detik (2,3 jam). Feedwater flow (kurva hitam) mengalami fluktuasi penurunan signifikan dari 850 t/h sampai menyentuh nilai 160 t/h, sedangkan temperatur inlet BFP (kurva biru muda) mulai menunjukkan penurunan bertahap dari 186°C, tekanan inlet BFP (kurva biru tua) mengalami penurunan yang lebih cepat dari 1044 kPa.

Sistem condensate injection (kurva ungu) teraktivasi secara otomatis pada kondisi houseload operation dengan laju injeksi kondensat 32 t/h sebagai respon sistem terhadap

penurunan NPSH Margin yang mulai terjadi. NPSH Margin (kurva kuning) pada fase ini menunjukkan sedikit penurunan namun masih dipertahankan di atas nilai aman dengan melakukan kontrol terhadap control valve condensate injection. Pada setelah rentan waktu 6358 detik terlihat pada grafik kurva NPSH Margin telah mengalami kestabilan operasi dengan nilai rata-rata 21.4 m.

Perbandingan Kuantitatif Parameter Tanpa Condensate Injection dan dengan Condensate Injection

Data pada Tabel 2 secara menunjukkan bahwa penerapan sistem condensate injection menghasilkan perubahan kondisi operasional unit, yaitu dari kondisi kegagalan (trip dengan durasi houseload operation 8,3 menit) menjadi keandalan unit (unit mampu beroperasi houseload selama $\pm 2,3$ jam). Peningkatan NPSH margin dari nilai kritis kurang dari 3,05 m yang secara langsung memicu proteksi BFP menjadi nilai stabil rata-rata 21,4 m. Dengan demikian, hasil tersebut mengonfirmasi bahwa penerapan rekayasa sistem condensate injection merupakan solusi yang efektif dalam meningkatkan keandalan operasi pembangkit serta mendukung aspek keamanan serta kontinuitas pasokan listrik operasional PLTU Lontar Extension 315 MW.

Tabel 1 Perbandingan tanpa condensate injection dan dengan condensate injection

Parameter	Pre - modifikasi (Tanpa Condensate Injection)	Post - Modifikasi (Dengan Condensate Injection)	Perubahan	Keterangan
<i>Durasi Houseload Operation</i>	499 detik (8,3 menit)	8.334 detik (138.9 menit)	130.6 menit	Memenuhi kriteria penerimaan
<i>NPSH Margin (trip condition)</i>	< 3,05 m Menyentuh nilai proteksi	Stabil rata-rata 21,4 m	+ 18 m	Diatas nilai ambang batas proteksi
<i>Temperatur Inlet BFP</i>	186 C - 176C (Penurunan lambat)	186 C-168C (penurunan lebih cepat)	8 °C lebih rendah	Menurunkan <i>vapour pressure</i>
<i>Kondisi Unit</i>	Trip (Proteksi BFP aktif)	Beban PS (12.89 MW)		Meningkatkan keandalan
<i>Mass Flow Condensate Injection</i>	0 t/h (tanpa injeksi)	32 t/h (rata-rata)		Hasil uji kondisi aktual

KESIMPULAN

Penelitian ini menunjukkan bahwa kegagalan houseload operation pada PLTU Supercritical Lontar Extension 315 MW disebabkan oleh penurunan nilai NPSH (Net Positive Suction Head) margin pada sistem Boiler Feed Pump (BFP) setelah terjadi load rejection. Kondisi tersebut menyebabkan proteksi BFP aktif karena risiko kavitasi meningkat akibat perubahan tekanan dan temperatur pada sisi inlet pompa. Berdasarkan hasil simulasi Aspen Hysys dan validasi terhadap data aktual, penerapan sistem condensate injection terbukti mampu meningkatkan keandalan operasi dengan menurunkan temperatur fluida masuk BFP,

mengurangi tekanan uap (vapor pressure), serta mempertahankan nilai NPSH margin di atas batas proteksi. Hasil optimasi menunjukkan bahwa kebutuhan laju aliran condensate injection sebesar $\pm 32\text{--}37$ ton/jam mampu meningkatkan NPSH margin dari kondisi kritis ($<3,05$ m) menjadi stabil pada kisaran 21,4 m. Implementasi sistem tersebut juga meningkatkan kemampuan unit mempertahankan kondisi houseload operation dari sebelumnya hanya 499 detik ($\pm 8,3$ menit) menjadi sekitar 8.334 detik ($\pm 2,3$ jam), sehingga mampu mengurangi risiko trip pembangkit dan meningkatkan kontinuitas pasokan listrik.

Penelitian selanjutnya disarankan untuk melakukan pengembangan analisis dengan mempertimbangkan variasi kondisi operasi yang lebih luas, seperti perubahan beban, karakteristik fluida aktual, kondisi fouling pada sistem perpipaan, serta pengaruh dinamika sistem kontrol DCS (Distributed Control System) selama kondisi transien. Selain itu, perlu dilakukan kajian eksperimental atau pengujian jangka panjang terhadap implementasi condensate injection untuk mengevaluasi aspek keandalan peralatan, konsumsi energi tambahan, optimasi strategi kontrol otomatis, serta kelayakan ekonomi penerapan sistem tersebut pada berbagai konfigurasi PLTU supercritical lainnya. Pendekatan integrasi antara simulasi termohidraulik, data operasi aktual, dan metode prediksi berbasis kecerdasan buatan juga dapat menjadi peluang penelitian lanjutan untuk meningkatkan kemampuan prediksi kegagalan dan optimalisasi sistem proteksi pembangkit.

REFERENSI

- Bachus, Larry, & Custodio, Angel. (2003). *Know and Understand Centrifugal Pumps*. UK: Elsevier.
- Gadda, E., & Radice, A. (1989). Load Rejection Operation in Conventional Power Plants in Enel-Italy. *IEEE Power Engineering Review*, 9(9), 39–40. <https://doi.org/10.1109/MPER.1989.4310953>
- Granda, Mariusz, Trojan, Marcin, & Taler, Dawid. (2020). CFD analysis of steam superheater operation in steady and transient state. *Energy*, 199, 117423.
- Hu, Si ke, Gao, Hui fen, & Jia, Xue jing. (2012). *Regulating Characteristics Analysis of Boiler Feed-water Pump when 600MW Unit Sliding-pressure Operating*. 17, 1153.
- Li, Hao, Xu, Ce, Xu, Zhaowei, Yang, Qiang, Shao, Shuangquan, Wang, Zhichao, Wu, Chunling, & Lyu, Weihua. (2024). Enhancing partial load efficiency of air source heat pump heating systems: A comprehensive review of magnitude, influencing factors, and improvement strategies. *Journal of Building Engineering*, 97, 110715.
- Liu, Y. F., Zhao, S. J., & Tang, H. Z. (2005). *Test and analysis of SOE performance in DCS*. 25.
- Sarma, P., Singh, H. K., & Bezboruah, T. (2018). A Real-Time Data Acquisition System for Monitoring Sensor Data. *International Journal of Computer Sciences and Engineering*, 6(6), 539–542. <https://doi.org/10.26438/ijcse/v6i6.539542>
- Shokri, Aref, & Sanavi Fard, Mahdi. (2023). Principles, operational challenges, and perspectives in boiler feedwater treatment process. *Environmental Advances*, 13, 100389.
- Shuying, Z., Lin, L., Cuihua, Z., Yan, G., & Tao, L. (2021). FCB system analysis and performance test results of 1000MW ultra supercritical coal fired power station. *E3S Web of Conferences*, 233, 04013. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202123304013>
- Singer, J. G. (1981). *Combustion, Fossil Power Systems: A Reference Book on Fuel Burning and Steam Generation* (3rd ed.). Windsor, CT: Combustion Engineering.

- Sunday, A. B., Okpo, E. E., & Ekpo, D. D. (2024). Load Rejection Effects Analysis on Synchronous Generators with ANN. *American Journal of Engineering Research*.
- Tańczuk, M., Masiukiewicz, M., Anweiler, S., & Junga, R. (2018). Technical Aspects and Energy Effects of Waste Heat Recovery from District Heating Boiler Slag. *Energies*, 11(4), 796.
- Versteeg, H. K., & Malalasekera, W. (2007). *An Introduction to Computational Fluid Dynamics: The Finite Volume Method* (2nd ed.). Harlow: Pearson Education Limited.
- Vundela, S., Kaushik, S. C., Tyagi, S. K., & Panwar, N. L. (2010). An Approach to Analyse Energy and Exergy Analysis of Thermal Power Plants: A Review. *Smart Grid and Renewable Energy*, 1(3), 143–152.
- Wang, Di, Zhou, Zunlong, & Li, Xiaoli. (2018). A dynamic model used for controller design for fast cut back of coal-fired boiler-turbine plant. *Energy*, 144, 526–534.
- Wu, S., Yan, X., Wei, X., Zhao, F., & Revankar, S. (2020). Whole plant simulation study on load rejection transient of CPR1000 employing advanced Mechanical Shim strategy. *Annals of Nuclear Energy*, 142, 107397. <https://doi.org/10.1016/j.anucene.2020.107397>
- Zeng, K., Wen, J., Ma, L., Cheng, S., Lu, E., & Wang, N. (2014). Fast Cut Back Thermal Power Plant Load Rejection and Black Start Field Test Analysis. *Energies*, 7(5), 2740–2760. <https://doi.org/10.3390/en7052740>
- Zima, Wiesław, & Pilarczyk, Marcin. (2020). Mathematical model of a power boiler operation under rapid thermal load changes. *Energy*, 199, 117423.