

SIMULASI PERUBAHAN BEBAN PEMBANGKIT LISTRIK TENAGA UAP: STUDI KASUS DI GORONTALO UTARA

Nurdin Hasananto Teguh

Mahasiswa Pascasarjana
Universitas Brawijaya
Departemen Teknik Mesin
Nurdinhasananto@gmail.com

Djarot B. Darmadi

Tenaga Pengajar (Dosen)
Universitas Brawijaya
Departemen Teknik Mesin
b_darmadi_djarot@ub.ac.id

Lilis Yuliati

Tenaga Pengajar (Dosen)
Universitas Brawijaya
Departemen Teknik Mesin
Lilis_y@ub.ac.id

Conceptual and design studies on 25 MW Northern Gorontalo steam based power plant are carried out under the existing commissioning data at four different load. The urgency of this study is related with supporting the prevention of greenhouse gas emission and completing Indonesian power plant energy map. This observation conducted by simulating those condition in Gatecycle software and analyzing the output parameter to determine the power plant performance specifically heat rate, heat transfer duty, efficiency, power generated and fuel consumption. The study outcomes shows that heat rate at 50% TMCR was increased as much as 50 kcal/kwh as the load ramped down indicating power plant requires more energy to generate similar amount of power. While the fuel consumption, power, and efficiency proportionally were increased as the power plant load ramping up. Comparing thirteen equipments heat transfer, condenser was conducting the highest heat transfer duty followed by boiler and first stage of superheater.

Keywords: Power Plant, Load Variation, Simulation, Heat Rate, Fuel Consumption, Heat Duty

1. PENDAHULUAN

Pada era sekarang, perkembangan teknologi membuat peningkatan dari penggunaan barang elektronik atau gadget secara massal dan tidak terkontrol. Selain itu juga penggunaan batu bara dan minyak bumi yang dapat mengganggu keseimbangan kondisi lingkungan. Hal ini juga ditandai dengan semakin meningkatnya jumlah regulasi yang mendukung penekanan jumlah *carbon foot print* dan peraturan yang menjaga penurunan cadangan bahan bakar [1]. Seiring berjalannya waktu, para ilmuwan terus berpacu dengan waktu untuk menemukan konfigurasi terbaik dalam menentukan pendekatan mengenai manajemen pembangkit listrik [2]. Fenomena yang juga muncul dari fluktuasi permintaan suplai energi berefek pada hasil output dari pembangkit listrik. Maka dari itu, dibutuhkan respon yang cepat pada kondisi beban tinggi dan juga rendah untuk memperbarui peta energi dari pembangkit [3]. Sejak beberapa tahun terakhir, terdapat perkembangan dari jumlah penelitian yang mengenai siklus termodinamika pada pembangkit listrik yang pada komponennya seperti *boiler, condenser, heat exchanger* hingga keseluruhan pembangkit. Penelitian tentang permodelan *boiler* yang berfokus pada proses pembakaran, devolization dan pemanasan partikel [4]. Pada observasi *boiler* yang dilakukan oleh [5]. menyatakan kerugian panas yang terjadi bersumber dari *exhaust flue gas*.

Dibandingkan dengan *boiler pulverizer*, pembangkit listrik yang menggunakan *boiler CFB (circulating fluidized bed)* mempunyai beberapa keuntungan diantaranya : (i) fleksibilitas bahan bakar (ii) kadar emisi yang rendah (iii) kemampuan beradaptasi pada perubahan beban. [6]. Namun dari berbagai penelitian yang ada, hanya sedikit yang berorientasi untuk meningkatkan performa dari pembangkit listrik yang diteliti [7]. Pada proses pembakaran, guna mencapai pembakaran yang sempurna dibutuhkan aliran udara berlebih yang dibedakan menjadi udara primer dan udara sekunder [8]. Selain itu juga perubahan suhu dari udara masuk ke ruang bakar dapat dilakukan dari *heat recovery* dari aliran *flue gas* [9]. Hal ini juga dapat menaikkan efisiensi *boiler* dengan menekan kerugian panas dari aliran *flue gas* [10].

Observasi mengenai pada *boiler* yang dilakukan oleh [11] dengan merubah geometri dari jarak antar sirip. Hasil penelitian menunjukkan bahwa pengurangan jarak antar sirip yang dapat dilakukan dengan mempertimbangkan ketersediaan sisa geometri menunjukkan bahwa dapat meningkatkan kinerja dari proses

perpindahan panas. Pada komponen turbin, penelitian terdahulu dilakukan dengan menambahkan tambahan komponen [12], integrasi proses [13] dan penerapan konfigurasi baru [14]. Pada sektor pembangkit lain, [15] meneliti tentang beban partial dan juga kondisi *rated load* yang mencakup rasio *thermal resistance* pada masing masing komponennnya. Ditemukan bahwa nilai optimum terjadi pada kondisi beban parsial dibandingkan dengan kondisi beban puncak.

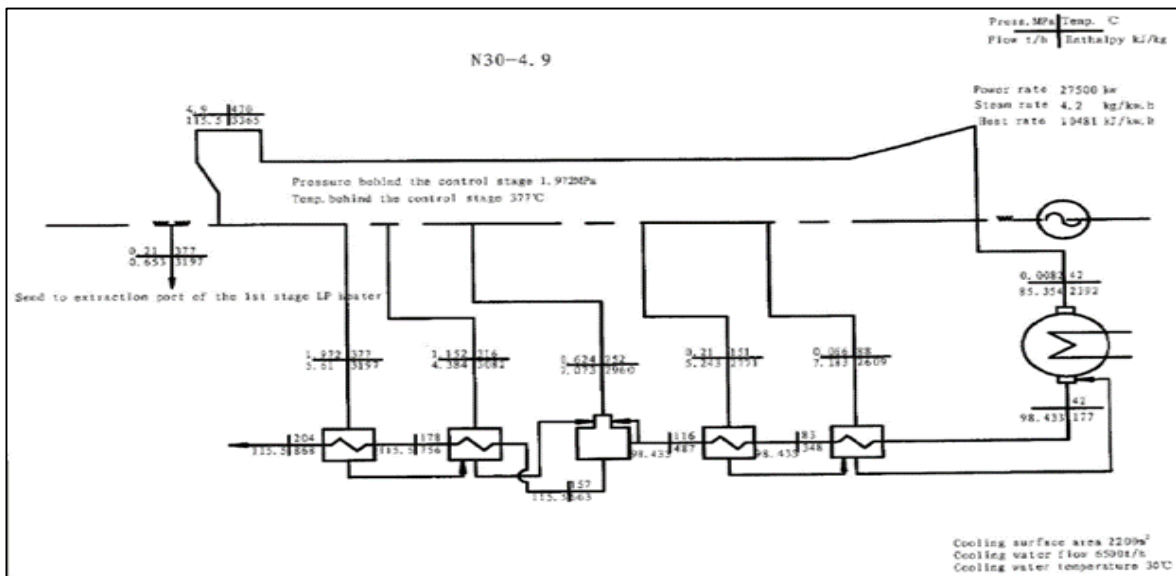
Selain itu juga, setelah memastikan semua komponen berada pada performa yang baik. Pengamatan mengenai konsumsi bahan bakar juga dirasa penting dalam proses manajemen pembangkit listrik. Parameter ini berkaitan dengan penentuan peningkatan aspek dari biaya dan lingkungan [16, 17]. Mengacu pada penelitian dalam kurung waktu 5 tahun terakhir, perangkat lunak Gatecycle telah digunakan oleh peneliti pada untuk memodelkan dan melakukan kajian tentang GTCC [18], optimasi sistem kogenerasi pada industri makanan [19], proses assessment pada pembangkit listrik [20] dan juga penggunaan variasi *coolant* [21] pada komponen turbin. Penelitian tersebut juga menambah legitimasi akan kapabilitas dari perangkat lunak yang dipilih pada penelitian kali ini.

Merujuk pada [22] dan [23] yang menyatakan bahwa parameter termodinamika dan sistem perlu untuk dievaluasi secara bersama pada beban yang tinggi. Namun hanya sedikit penelitian yang melakukan evaluasi secara mendalam pada pembangkit listrik dengan kapasitas dibawah 50 MW. Hal ini menjadi penting mengingat pembangkit listrik dengan kapasitas kecil mempunyai proses setup yang mudah [24] dan juga faktor keamanan yang lebih tinggi serta turut melengkapi peta energi pembangkit listrik di Indonesia. Keunikan dari penelitian ini diantaranya adalah membandingkan beban pembangkit tidak hanya pada 50, 75 dan 100 namun menambahkan beban 110 yang secara teoritis dapat dicapai oleh pembangkit listrik yang diteliti. Selain fokus membahas *boiler*, penelitian ini juga membahas komponen yang mempunyai keterkaitan secara langsung ataupun secara akumulatif. Tujuan dari penelitian ini diantaranya menginvestigasi beberapa dampak dari perubahan beban terhadap: (i) *heat rate* dan efisiensi pembangkit listrik (ii) perubahan konsumsi bahan bakar (iii) persebaran beban *heat transfer duty* masing masing komponen.

Penelitian ini ditulis dengan struktur sebagai berikut. *Section 2* membahas karakteristik model, termasuk perangkat lunak yang digunakan, penjelasan model yang dibuat dan kalkulasi secara termodinamika. Hasil dari penelitian dari perubahan beban disajikan pada *section 3* dan *section 4* membahas tentang kesimpulan yang didapatkan.

2. KARAKTERISTIK MODEL

Pada penelitian kali ini mensimulasikan pembangkit dengan kapasitas energi pembangkitan sebesar 25.000 kW yang berasal dari pembakaran batu bara. Parameter dan konfigurasi dibuat serelevan mungkin dengan kondisi yang ada di PLTU Anggrek. PLTU tersebut terdiri atas masing masing satu *condenser*, turbin, ekonomiser dan dua *low pressure heater*, *high pressure heater*, *superheater*, pompa dan kompresor.



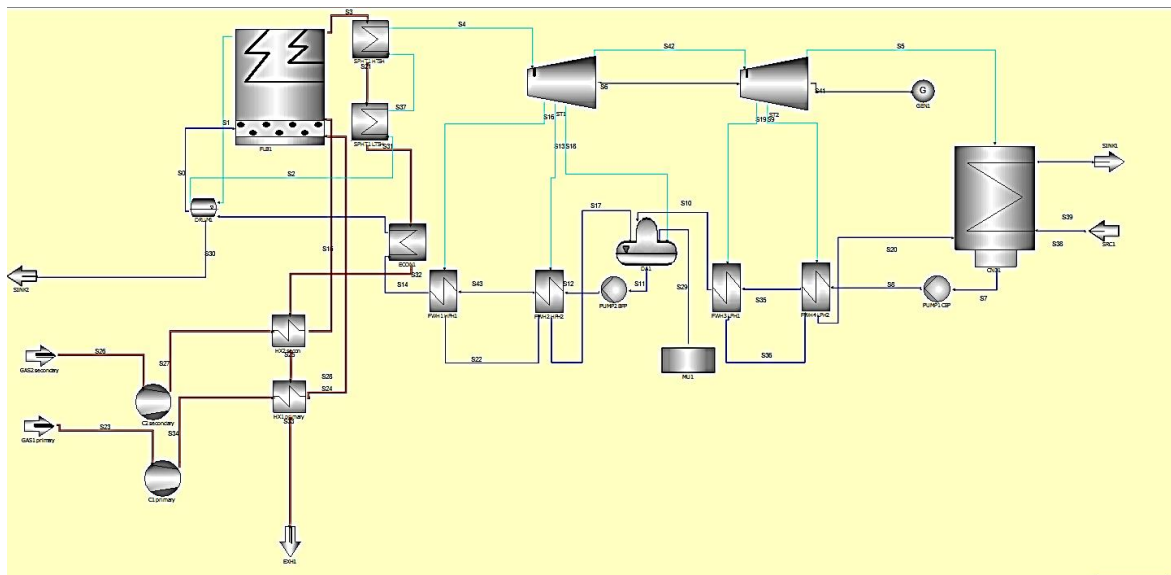
Gambar 1. Diagram *heat balance* pada PLTU Anggrek

2.1 Perangkat lunak yang digunakan

Model matematika digunakan untuk membuat karakteristik dari komponen termasuk pada sisi teknis hingga optimisasi secara ekonomi. Sejalan dengan tujuan berikut, perangkat lunak dari perusahaan general electric digunakan untuk melakukan representasi pembangkit baik secara *on design* atau *off design*. Pada mode *on design*, komponen akan dihitung berdasarkan parameter yang kita masukan untuk menentukan “ukuran” baik secara heat transfer area, efektifitas perpindahan panas. Juga pengaturan mengenai jenis material pipa, diameter dan konfigurasi mengenai kadar zat penghambat “*fouling*” dapat ditentukan pada mode tersebut. Pada *off design*, proses analisa dilakukan dengan menggunakan referensi dari *on design*, hal ini tidak akan merubah “ukuran” dari komponen pembangkit. Bentuk model yang dibuat pada perangkat lunak Gatecycle dapat dilihat pada **Gambar 1**

2.2 Model pembangkit listrik tenaga uap

Pembangkit listrik yang diteliti pada kajian kali ini tersusun atas kumpulan beberapa sub-sistem diantaranya sistem bleeding uap atau kogenerasi, sistem pembakaran dan sistem pendinginan uap. Proses permodelan kali ini juga mengacu pada diagram *heat balance* seperti ditunjukkan pada **Gambar 1**.



Gambar 2 Model pembangkit listrik pada perangkat lunak Gatecycle

Model dari turbin terdiri dari dua ikon, pendekatan ini dilakukan mengingat pada pembangkit yang diteliti memiliki 5 jalur ekstraksi sedangkan pada perangkat lunak hanya mengakomodasi 4 jalur ekstraksi uap, maka dari itu pada gambar 2 dimodelkan 2 buah turbin identik secara pengaturan dan dihubungkan satu poros untuk mengatasi kondisi tersebut. Untuk perhitungan turbin, dipilih metode *specen cotton cannon* efisiensi seperti yang dilakukan oleh pada [25] . namun perbedaannya data yang dimasukan berasal dari PLTU seperti tekanan dan masa alir ekstraksi uap, uap masuk dan uap yang keluar.

Komponen *boiler* dimodelkan tidak berdiri sendiri, namun terdapat komponen yang membantu proses input pembakaran seperti *primary air heater* dan *secondary air heater*, dua unit *superheater* dan *steam drum*. Batubara yang dimasukan secara karakteristik seperti ditunjukkan pada **Tabel 1**. Suhu dari bed material awal diatur pada 25°C dengan panas spesifik sebesar 0.1455 kcal/kg-C dengan mengasumsikan belum terbentuk *ash wall thickness*.

Tabel 1: Karakteristik batubara

NO	PARAMETER	SATUAN	NILAI
1	<i>Volatile matter</i>	%	0.332
2	<i>Carbon</i>	%	0.312
3	<i>Ash</i>	%	0.0349
4	<i>Moisture</i>	%	0.3229
5	<i>Fuel temperatur</i>	°C	27
6	HHV	Kcal/kg	4354

Pada sistem kogenerasi, dimodelkan 5-unit *feedwater heater* dengan klasifikasi 1 *open feedwater heater* (dearator) dan 4 *closed feed water heater* (2-unit *high pressure heater* dan 2-unit *low pressure heater*). Pada unit LPH 2 dan HPH 2 dimodelkan dengan 5 buah aliran dengan rincian *extraction inlet, drain outlet, feedwater inlet, auxiliary inlet* dan *feedwater outlet*. Sedangkan pada LPH 1 dan HPH 1 tidak terdapat aliran *auxiliary inlet*. Hasil dari keluaran *feedwater* terakhir (HPH 1) akan dialirkan menuju ekonomiser untuk dinaikan kualitas dan temperatur uapnya dengan memindahkan panas dari aliran *flue gas*. Hal ini juga dilakukan pada pemanasan udara masuk ke dalam ruang bakar seperti ditunjukkan pada **Gambar 2** pada komponen *air preheater*. Masing masing dari *primary air heater* dan *secondary air heater* menaikkan suhu udara dari kondisi ambient hingga temperatur tertentu untuk mempercepat proses pembakaran. Hal ini dikarenakan semakin tinggi temperatur maka dapat meminimalisir keterlambatan proses pembakaran. Namun perubahan densitas udara akibat perubahan temperatur diasumsikan tidak terjadi dikarenakan perbedaan hasil pemanasan udara pada dua komponen tersebut masih dapat digolongkan minim, hanya saja energi secara volumetrik mempunyai perubahan yang signifikan.

2.3 KALKULASI ENERGI SECARA TERMODINAMIKA

Proses operasional di PLTU anggrek diasumsikan terjadi pada *steady state*. Hal ini ditunjukkan dari observasi yang dilakukan tidak menganalisa perubahan yang terjadi pada transisi perubahan beban seperti yang dilakukan oleh [26]. Penurunan tekanan atau *pressure drop* juga tidak terjadi pada aliran yang diantara masing masing komponen. Secara general, kalkulasi dari kesetimbangan massa seperti ditunjukkan oleh [27] :

$$\sum \dot{m}_{in} = \sum \dot{m}_{out} \tag{1}$$

Dimana \dot{m}_{out} dan \dot{m}_{in} adalah debit aliran keluar dan masuk dari sistem, untuk kalkulasi kesetimbangan energi yang juga ditunjukkan oleh [27] pada Persamaan 2 berikut.

$$\sum_i E_i + Q = \sum_o E_o + W \tag{2}$$

Dimana *subscript* i dan o menunjukkan inlet dan outlet. E_i dan E_o merupakan energi yang masuk dan energi yang keluar dari sistem. Sedangkan W dan Q merupakan kerja yang dilakukan dan panas yang masuk ke sistem. Perhitungan energi pada Persamaan 3 yang diperoleh merujuk pada [25] dengan W_{ti} adalah daya dari turbin ke i dan efisiensi dari generator (η_{gen}) diasumsikan sebesar 0.98.

$$W_{gross} = \eta_{gen}(W_{t1} + W_{t2}) \tag{3}$$

Sedangkan persamaan exergy seperti dikemukakan oleh pada [28] dalam Persamaan 4 berikut.

$$E_{in} = E_{out} + W + E_{ext} \tag{4}$$

Dimana E_{ext} merepresentasikan energi ekstraksi menuju *feedwater heater inlet*. Dengan daya yang dihasilkan oleh turbin (i = 1, 2, 3, 4 and 5) seperti ditunjukkan oleh [25] pada Persamaan 5 berikut.

$$W_{ti} = \eta \left[\dot{m}_{in} h_{in} - \sum_{i=1}^n \dot{m}_{sei} \times h_{sei} - \dot{m}_{out} h_{out} \right] \tag{5}$$

Perhitungan komponen pemanas udara yang terdiri atas *low preesure heater* dan *high pressure heater* masing

masing dua unit adalah menggunakan Persamaan 6-9.

Low pressure heater tingkat pertama (LPH2):

$$\dot{m}_2 h_2 + \dot{m}_6 h_6 = \dot{m}_9 h_9 + \dot{m}_9 h_9 \quad (6)$$

Low pressure heater tingkat kedua (LPH 1):

$$m_8 h_8 + m_{14} h_{14} + m_{36} h_{36} = m_{20} h_{20} + m_{35} h_{35} \quad (7)$$

High pressure heater tingkat pertama (HPH2) :

$$m_{22} h_{22} + m_{13} h_{13} + m_{12} h_{12} = m_{17} h_{17} + m_{43} h_{43} \quad (8)$$

High pressure heater tingkat kedua (HPH1):

$$m_6 h_{16} + m_{43} h_{43} = m_{22} h_{22} + m_0 h_0 \quad (9)$$

Untuk kalkulasi ruang bakar dan juga pemanas udara, formulasi yang digunakan adalah Persamaan 10.

$$\eta_b m_{fuel} LHV + m_1 h_1 = m_3 h_3 \quad (10)$$

Dimana η_b dan m_{fuel} merupakan efisiensi dan massa alir bahan bakar yang berupa batu bara. Untuk pemanas udara sekunder tanpa memperhitungkan kemungkinan terjadinya kebocoran seperti pada [29] yang ditunjukkan pada Persamaan 11 berikut.

$$w_{sah} = m_{35} h_{35} - m_{29} h_{29} \quad (11)$$

Dengan konfigurasi kebocoran yang mirip pada *secondary air heater*, perhitungan termodinamika untuk *primary air heater* ditunjukkan pada Persamaan 12.

$$w_{pah} = m_{29} h_{29} - m_{35} h_{35} \quad (12)$$

Pada komponen *condenser* yang bertujuan untuk mendinginkan uap keluaran dari turbin, perhitungan termodinamika yang juga dipaparkan oleh [30] seperti pada Persamaan 13.

$$Q_{condenser} = m_1 h_1 - m_3 h_3 \quad (13)$$

Merujuk akan [31], perhitungan kerja komponen pompa CEP (*Condensate Extraction Pump*) dan BFP (*Boiler Feed Pump*) dihitung menggunakan Persamaan 14.

$$W_P = m_{CEP} (H_{CEPout} - H_{CEPin}) + m_{BFP} (h_{BFPout} - h_{BFPin}) \quad (14)$$

Dengan memperhitungkan 5 buah aliran ekstraksi uap yang dialirkan menuju LPH dan HPH, efisiensi turbin yang merupakan perbandingan antara kerja actual dan kerja secara ideal ditunjukkan pada Persamaan 15.

$$\eta_{turbine} = W_o / W_i \times 100\% \quad (15)$$

Merujuk pada [32] dan [33], parameter *heat rate* dapat dihitung dengan Persamaan 16.

$$HR = Q_{in} / (P_{gen} - P_{aux}) \quad (16)$$

Dimana Q_{in} , P_{gen} dan P_{aux} merupakan panas yang dimasukkan, daya yang dihasilkan dan daya yang dibutuhkan untuk menjalankan peralatan tambahan (*auxiliary equipment*) seperti ditunjukkan pada [27] :

$$SFC = (m18(\square 20 - \square 21))/((\eta"LHV")) \quad (17)$$

3. HASIL DAN PEMBAHASAN

Dengan mengacu pada model pembangkit listrik tenaga uap yang telah konvergen dari proses perhitungan pada perangkat lunak Gatecycle pada kondisi *on-design* dengan variasi beban pembangkitan. Hasil yang didapatkan dilampirkan pada **Tabel 2**. Pada proses analisa, digunakan tetapan error 2% tentang perbedaan hasil simulasi dan hasil yang ada di pembangkit. Parameter yang dipilih untuk dilakukan perbandingan adalah *heat rate*, efisiensi dan daya yang dihasilkan.

Tabel 2: Efisiensi, daya and *heat rate* pada variasi beban yang dilakukan

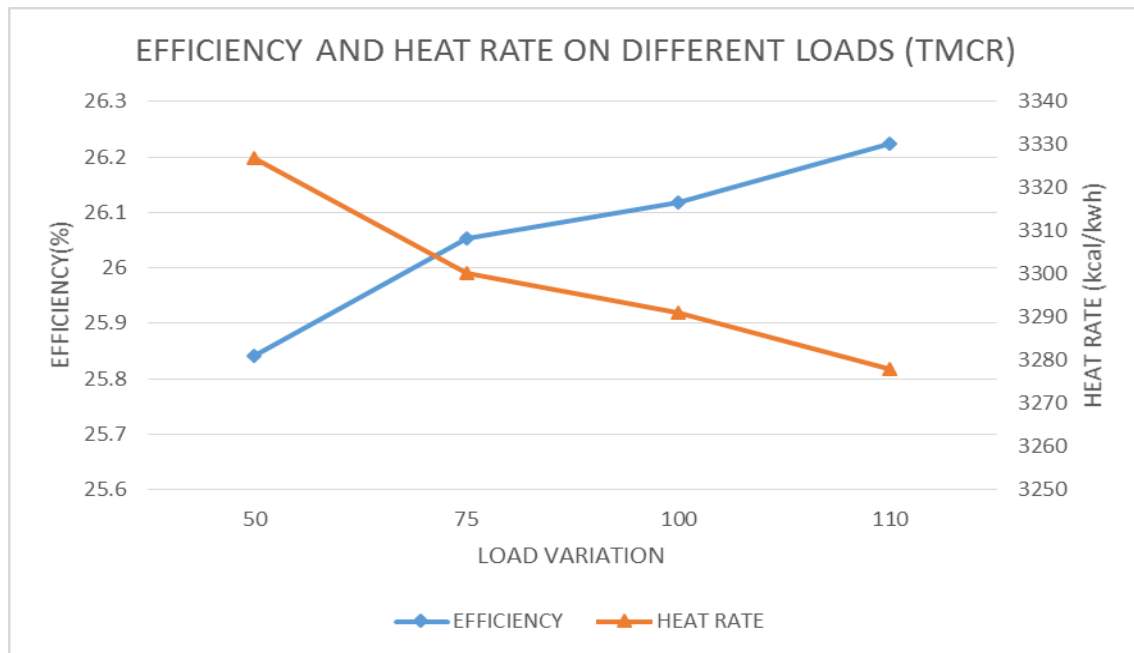
NO	BEBAN (%)	EFISIENSI (%)	DAYA (MW)	COMMISSIONING (MW)	HEAT RATE (kcal/kwh)
1	50	25.8412	12.3583	12.5	3327
2	75	26.054	18.69	18.5	3300.123
3	100	26.1189	24.9821	25	3291
4	110	26.223	27.4694	27.5	3278

Tabel 3: Kebutuhan dari konsumsi bahan bakar dan juga massa alir udara

NO	BEBAN (%)	KONSUMSI BAHAN BAKAR (ton/jam)	MASA ALIR AIR UDARA (kg/hr)	
			PRIMARY (kg/jam)	SECONDARY (kg/jam)
1	50	10.3	40937.03	27079.18
2	75	15.44	61405.54	40618.77
3	100	20.59	81874.07	54158.36
4	110	22.65	90061.48	59574.19

3.1 Heat rate

Heat rate merupakan rasio antara akumulasi panas yang dimasukkan pada suatu pembangkit listrik yang dibagi dengan akumulasi daya yang dihasilkan oleh sistem. Parameter ini menjadi salah satu penilaian yang ditetapkan mulai dari tahun 1970. Semakin tinggi nilai *heat rate* pada suatu sistem mengindikasikan sistem tersebut berjalan dengan konsumsi energi yang lebih besar untuk mendapatkan energi listrik yang sama. Pada proses operasional dari pembangkit, nilai *heat rate* akan mengalami perubahan seiring dengan kondisi yang terjadi. Grafik dari hasil simulasi mengenai nilai *heat rate* ditunjukkan pada gambar 6. Selain *heat rate*, gambar 6 juga menunjukkan perubahan nilai efisiensi dari pembangkit listrik unit Anggrek. penjelasan mengenai grafik *heat rate* adalah sebagai berikut, sumbu X menunjukkan variasi beban (TMCR 50, TMCR 75, TMCR 100 dan TMCR 110), sumbu Y sebelah kiri menunjukkan efisiensi dalam satuan persen sebagai penunjuk garis efisiensi (warna biru). Sedangkan sumbu Y kanan menunjukkan *heat rate* pada satuan kcal/kwh dengan garis perubahan nilai *heat rate* ditunjukkan oleh garis oranye. Hasil secara detail dari nilai *heat rate* dan efisiensi dapat ditinjau pada **Tabel 2**. Secara garis besar, nilai dari *heat rate* mengalami penurunan dan efisiensi mengalami kenaikan seiring meningkatnya beban pembangkitan.



Gambar 6 Heat rate pada variasi beban yang dilakukan

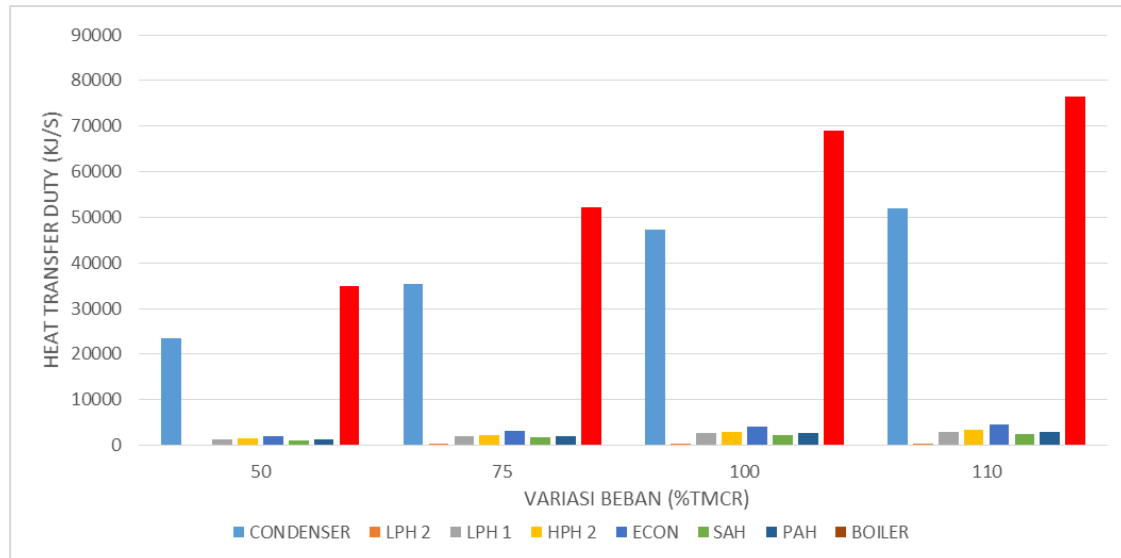
Efisiensi mengalami perubahan dari 25.8412% hingga 26.233% sedangkan *heat rate* mengalami variasi dari 3327 kcal/kwh hingga 3278 kcal/kwh. Secara spesifik nilai dari *heat rate* pada beban 50%, 75%, 100% dan 110% adalah 3327 kcal/kwh, 3300.12 kcal/kwh, 3291 kcal/kwh, 3278 kcal/kwh. Sedangkan nilai efisiensi dari masing beban dengan urutan terkecil hingga terendah adalah sebagai berikut 25.8%, 26.05%, 26.11% dan 26.223%. *heat rate* tertinggi dicapai pada beban yang paling rendah. hal ini mengindikasikan pada beban tersebut dibutuhkan energi yang lebih besar untuk membentuk energi listrik dengan jumlah yang sama. Perubahan dari nilai *heat rate* pada kondisi beban rendah hingga beban tinggi didasari oleh beberapa alasan. Pertama, kenaikan dari konsumsi bahan bakar pada beban yang tinggi juga diikuti kenaikan yang lebih banyak pada energi listrik yang dihasilkan. Kedua, jumlah aliran dari tiap beban juga menentukan menurunnya nilai *heat rate* pada kondisi beban tinggi. Hal ini ditunjukkan pada **Tabel 3** yang secara representative mewakili komponen pemanas udara. Namun pada kondisi beban tertinggi, 110 TMCR, tidak sering dilakukan meskipun dapat dicapai. Hal ini berkaitan dengan pada regulasi dari unit *dispatcher* yang bertugas untuk menentukan beban yang harus dicapai oleh unit pembangkit.

Meskipun pada studi kali ini tidak mencakup parameter ekonomi, namun dengan menurunkan nilai *heat rate* pada unit pembangkit listrik dapat menurunkan biaya pengeluaran dari proses pembangkitan energi listrik seperti ditunjukkan pada [34]. selain itu, grafik diatas juga dapat memprediksi penurunan kadar emisi gas berbahaya seperti CO₂, *methane*, *Nitrous oxide emission* seperti yang ditunjukkan pada [32]. Dengan mengacu pada persamaan nomor (16), secara teoritis penurunan dari nilai *heat rate* dapat dicapai dengan meningkatkan daya yang dihasilkan atau dengan menurunkan konsumsi bahan bakar. Peningkatan dari daya dapat dicapai dengan memastikan tingkat cleanliness dari turbin dan juga dapat diraih dari modifikasi performa komponen yang bertugas merubah energi mekanik aliran uap menjadi energi listrik.

3.2 Heat transfer duty

Gambar 7 menunjukkan distribusi total *heat transfer duty* pada 13 komponen penyusun PLTU Angrek. komponen yang menjadi fokus perbandingan antara lain evaporator, *condenser*, 4 tingkat closed feed water heater dan dua unit pemanas udara (PAH dan SAH). Sedangkan unit dearator tidak dimasukkan dalam perbandingan pada **Gambar 7**. Sumbu X pada gambar 7 menunjukkan macam macam komponen yang ditinjau dengan variasi yang dilakukan. Kemudian pada sumbu Y menunjukkan nilai *heat transfer duty* pada satuan kJ/s.

Boiler yang ditunjukkan pada grafik batang berwarna merah melakukan proses perpindahan panas yang paling tinggi diantara komponen lainnya. Hal ini terjadi tidak hanya pada beban 50% namun juga terjadi pada beban 75 hingga 110. Rasionalisasi pada komponen *boiler* berkaitan dengan proses perpindahan panas yang dilakukan terjadi pada massa alir yang masuk dan massa alir yang keluar pada *boiler* lebih besar dibandingkan dengan komponen lainnya. Alasan yang serupa juga terjadi pada komponen pada urutan kedua dimana *condenser* dengan menggunakan aliran air laut mendinginkan aliran uap yang keluar dari turbin setelah mengalami proses bleeding dan kerja pembangkitan energi listrik.



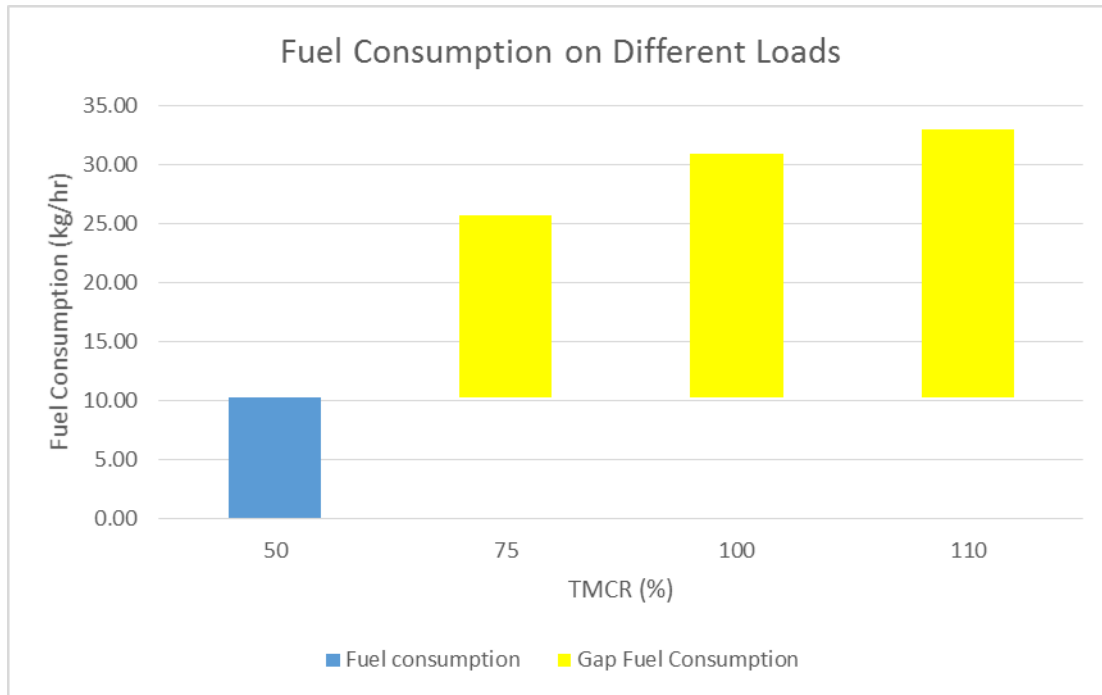
Gambar 7: Beban perpindahan panas pada tiap kondisi.

Jika meninjau pada beban 100%, tingkat entalpi yang dihasilkan setelah keluar dari *steam drum* sebesar 269.94 kcal/kg. Kemudian, aliran air ini akan mengalami pemasukan energi dari proses pembakaran batubara dengan massa alir 20.59 ton per jam hingga menghasilkan uap dengan entalpi sebesar 756.2 kcal/kg sebelum memasuki turbin. Besarnya entalpi dari tiap kg aliran uap juga perlu dikalikan dengan 107071 kg/hr untuk menentukan besarnya energi. Hal ini mempunyai alasan yang tidak jauh berbeda dengan konsumsi batu bara pada sub pembahasan selanjutnya. Keterkaitan antara massa alir yang menjadi factor penentu dalam proses heat transfer pada proses PLTU seperti dijelaskan pada [2].

Gambar 7 juga mengkonfirmasi proporsi dari aliran ekstraksi yang meningkat seiring peningkatan beban pada pembangkit listrik. Meskipun aliran ekstraksi uap semakin meningkat, namun hal ini juga diiringi dengan peningkatan aliran uap yang akan memutar turbin dan generator. Secara teoritis, langkah yang dapat dilakukan untuk meningkatkan produksi listrik adalah dengan mengevaluasi jumlah *feedwater heater* yang bekerja, apakah dengan menambahkan atau mengurangi jumlah unit yang beroperasi dapat meningkatkan performa PLTU secara akumulatif atau tidak. Selain itu juga pembersihan pada pipa *heat exchanger* perlu dipertahankan agar tidak terjadi gangguan dalam proses perpindahan panas antara aliran uap dengan aliran *feedwater heater*. Hal ini mengantisipasi uap yang telah dialokasikan dengan menukarkan energi yang dapat diraih dengan proses pemanasan aliran air sebelum masuk ke dalam ruang bakar agar beban perpindahan panas tidak terlalu besar. Semakin tinggi beban perpindahan panas pada suatu komponen maka suhu operasionalnya juga semakin besar. Hal ini akan meningkatkan persentase terjadinya *mechanical failure* seperti *overheating*, *erosion* dan abrasi.

3.3 Konsumsi bahan bakar

Untuk menghemat pengeluaran anggaran bahan bakar, penurunan dari nilai *heat rate* dapat menunjukkan seberapa besar proses penekanan anggaran yang diraih dan juga sebaliknya semakin meningkatnya nilai *heat rate* maka pengeluaran yang harus dialokasikan semakin banyak. **Gambar 8** mengenai konsumsi bahan bakar dan tambahan bahan bakar pada variasi beban yang dilakukan. Konsumsi bahan bakar yang menjadi acuan adalah kondisi beban 50% TMCR (grafik batang berwarna biru) dan jumlah peningkatan bahan bakar ditunjukkan oleh grafik batang berwarna kuning. Secara singkat, sumbu X pada grafik konsumsi bahan bakar menunjukkan variasi beban sedangkan sumbu Y menunjukkan konsumsi bahan bakar dalam satuan (kg/jam).



Gambar 8: konsumsi dan tambahan bahan bakar

Berdasarkan **Gambar 8**, dapat dilihat bahwa semakin tinggi beban PLTU maka konsumsi bahan bakar semakin meningkat. Hal ini seperti ditunjukkan pada beban pembangkit tertinggi yang memerlukan lebih dari 2 kali lipat konsumsi bahan bakar dibandingkan dengan beban 50%. Perbedaan yang cukup besar tersebut diakibatkan oleh perbedaan energi yang perlu dipenuhi lebih dari 15 MW. Untuk memenuhi besarnya gap energi tersebut diperlukan massa alir dari uap yang lebih besar. Selain itu juga dengan mempertimbangkan kualitas uap yang perlu dijaga konstan maka aliran bahan bakar juga disesuaikan dengan kebutuhan energi yang diperlukan. Dan juga beracu pada kondisi beban tertinggi yang menunjukkan kapasitas dari ruang bakar tiap jamnya dapat memproses 22.6 ton batubara mengindikasikan kapasitas maksimum. Jika terdapat perubahan jenis dari batu bara yang dipakai, maka parameter tersebut perlu menjadi acuan. Hal ini dikarenakan dengan juga memperhitungkan energi yang dibutuhkan untuk mencapai kualitas uap tertentu perlu dipertimbangkan massa jenis dan juga nilai dari LHV (*lower heating value*) atau HHV (*higher heating value*). Selanjutnya, poin yang perlu dipertimbangkan adalah AFR dimana perubahan massa alir dari bahan bakar jika tidak diikuti dengan penyesuaian akan massa alir udara dari air preheater akan mengakibatkan perubahan nilai AFR. AFR akan menentukan proses pembakaran yang terjadi, dan pada PLTU Anggrek nilai AFR dijaga sebesar 110 persen (aliran udara mengalami penambahan 10 persen).

Hasil grafik konsumsi bahan bakar relevant dengan konsumsi bahan bakar dari PLTU dengan kapasitas sebesar 300 MW yang diteliti oleh [26] pada dan [35] pada proses peningkatan beban dan penurunan beban. Hasil dari [36] juga mendukung hasil yang didapatkan pada studi kali ini dimana pada ruang bakar memerlukan tambahan suplai bahan bakar yang terus meningkat hingga mencapai beban maksimum pada kondisi 1357.4 MW. Meskipun penelitian terdahulu dilakukan pada pembangkit listrik dengan kapasitas yang berbeda dan komponen penyesunannya tidak sama, namun ketika menilai dari kecenderungan bahan bakar yang meningkat pada beban yang lebih tinggi mengalami kesesuaian hasil. Grafik dari konsumsi bahan bakar dapat digunakan sebagai referensi dalam menentukan strategi peningkatan dalam menurunkan tingkat konsumsi bahan bakar.

4. KESIMPULAN

Variasi dari keempat kondisi pembebanan pada PLTU Anggrek telah dilaksanakan. Flexibilitas dari pembangkit listrik perlu diteliti dan diobservasi untuk meningkatkan performa dan agar lebih kompetitif pada perubahan zaman. Terlebih lagi mengingat konsumsi bahan bakar dari suatu unit pembangkit turut menentukan tingkat cadangan energi fosil yang tersisa. Dari simulasi yang telah dilakukan diperoleh beberapa point kesimpulan antara lain:

1. Efisiensi dari pembangkit listrik tenaga uap meningkat yang diikuti dengan penurunan nilai dari *heat rate*.

Hal ini dikarenakan terdapat perbedaan peningkatan antara daya yang dihasilkan serta peningkatan konsumsi bahan bakar pada beban paling rendah menuju beban yang lebih tinggi.

2. Konsumsi bahan bakar meningkat dikarenakan jumlah volumetrik air yang harus dirubah secara fase menjadi uap juga mengalami peningkatan. Hal ini ditunjukkan dari perbandingan pada beban 50% TMCR yang mempunyai setengah dari jumlah debit pada beban 100% TMCR.
3. Pada perbandingan antar komponen, *boiler* melakukan 45 persen dari total proses *heat transfer duty* yang dilakukan pada tiap komponen penyusun PLTU Anggrek.
4. Simulasi yang dilaksanakan pada penelitian kali ini dapat merepresentasikan perubahan kondisi pada PLTU tanpa mengganggu proses operasional yang terjadi sehari hari.

Kedepannya diperlukan observasi yang bervariasi nilai dari AFR, kondisi performa dari feedwater heater dan akumulasi dari factor fouling untuk memberikan gambaran yang lebih lengkap mengenai system pembangkit listrik pada unit Anggrek.

5. UCAPAN TERIMA KASIH

Penelitian kali ini dilakukan dengan bantuan dari program PMDSU bacth V 2019. Penulis ingin mengucapkan rasa terima kasih kepada *reviewer* atas masukan yang sangat membangun dalam proses penulisan studi kali ini.

6. DAFTAR PUSTAKA

- [1] CHENG, L., JI, J., WEI, Y., WANG, Q., FANG, M., LUO, Z., NI, M., & CEN, K., "A note on large-size supercritical CFB technology development 1," *Powder Technol.*, vol. 363, pp. 398–407, 2020, doi: 10.1016/j.powtec.2019.12.044.
- [2] AVAGIANOS, I., ATSONIOS, K., NIKOLOPOULOS, N., GRAMMELIS, "Predictive method for low load off-design operation of a lignite fired power plant," *Fuel*, vol. 209, no. August, pp. 685–693, 2017, doi: 10.1016/j.fuel.2017.08.042.
- [3] ESER P., A. SINGH, N. CHOKANI, AND R. S. ABHARI, "Effect of increased renewables generation on operation of thermal power plants," *Appl. Energy*, vol. 164, no. 2016, pp. 723–732, 2016, doi: 10.1016/j.apenergy.2015.12.017.
- [4] MADEJSKI P., "Numerical study of a large-scale pulverized coal-fired boiler operation using CFD modeling based on the probability density function method," *Appl. Therm. Eng.*, vol. 145, pp. 352–363, 2018, doi: 10.1016/j.applthermaleng.2018.09.004.
- [5] QI G., S. ZHANG, X. LIU, J. GUAN, Y. CHANG, AND Z. WANG, "Combustion adjustment test of circulating fluidized bed boiler," *Appl. Therm. Eng.*, vol. 124, pp. 1505–1511, 2017, doi: 10.1016/j.applthermaleng.2017.07.005.
- [6] YANG, Z., SONG, G., NA, Y., LYU, Q., SU, H., YAO, J., "Investigation on the heat transfer coefficient and uniformity in a polygonal furnace of a 350 MW supercritical CFB boiler," *Appl. Therm. Eng.*, vol. 175, no. March, 2020, doi: 10.1016/j.applthermaleng.2020.115279.
- [7] CHEN H., Z. QI, L. DAI, B. LI, G. XU, AND Y. YANG, "Performance evaluation of a new conceptual combustion air preheating system in a 1000 MW coal-fueled power plant," *Energy*, vol. 193, p. 116739, 2020, doi: 10.1016/j.energy.2019.116739.
- [8] WANG, Q., CHEN, Z., WANG, J., ZENG, L., ZHANG, X., LI, X., & LI, Z., "Effects of secondary air distribution in primary combustion zone on combustion and NOx emissions of a large-scale down-fired boiler with air staging," *Energy*, vol. 165, no. x, pp. 399–410, 2018, doi: 10.1016/j.energy.2018.09.194.
- [9] CHEN H., P. PAN, H. SHAO, Y. WANG, AND Q. ZHAO, "Corrosion and viscous ash deposition of a rotary air preheater in a coal-fired power plant," *Appl. Therm. Eng.*, vol. 113, pp. 373–385, 2017, doi: 10.1016/j.applthermaleng.2016.10.160.
- [10] WANG L., L. DENG, C. TANG, Q. FAN, C. WANG, AND D. CHE, "Thermal deformation prediction based on the temperature distribution of the rotor in rotary air-preheater," *Appl. Therm. Eng.*, vol. 90, pp. 478–488, 2015, doi: 10.1016/j.applthermaleng.2015.07.021.
- [11] LIN J., A. J. MAHVI, T. S. KUNKE, AND S. GARIMELLA, "Improving air-side heat transfer performance in air-cooled power plant condensers," *Appl. Therm. Eng.*, vol. 170, no. December 2019, p. 114913, 2020, doi: 10.1016/j.applthermaleng.2020.114913.
- [12] CARAPELUCCI R. AND L. GIORDANO, "Upgrading existing gas-steam combined cycle power plants through steam injection and methane steam reforming," *Energy*, vol. 173, pp. 229–243, 2019, doi: 10.1016/j.energy.2019.02.046.

- [13] CHAUHAN S. S., AND S. KHANAM, “Enhancement of efficiency for steam cycle of thermal power plants using process integration,” *Energy*, vol. 173, pp. 364–373, 2019, doi: 10.1016/j.energy.2019.02.084.
- [14] BONTEMPO R., AND M. MANNA, “Work and efficiency optimization of advanced gas turbine cycles,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 195, no. January, pp. 1255–1279, 2019, doi: 10.1016/j.enconman.2019.03.087.
- [15] KWAK Y., S. HWANG, AND J. H. JEONG, “Effect of part load operating conditions of an air conditioner on the number of refrigerant paths and heat transfer performance of a condenser,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 203, no. July 2019, p. 112257, 2020, doi: 10.1016/j.enconman.2019.112257.
- [16] MOHAMMADI K., AND J. G. MCGOWAN, “Thermoeconomic analysis of multi-stage recuperative Brayton cycles: Part II – Waste energy recovery using CO₂ and organic Rankine power cycles,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 185, no. January, pp. 920–934, 2019, doi: 10.1016/j.enconman.2019.01.091.
- [17] WANG C., Y. ZHAO, M. LIU, Y. QIAO, D. CHONG, AND J. YAN, “Peak shaving operational optimization of supercritical coal-fired power plants by revising control strategy for water-fuel ratio,” *Appl. Energy*, vol. 216, no. February, pp. 212–223, 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.02.039.
- [18] KWON H. M., S. W. MOON, T. S. KIM, AND D. W. KANG, *Performance enhancement of the gas turbine combined cycle by simultaneous reheating, recuperation, and coolant inter-cooling*, vol. 207. Elsevier Ltd, 2020.
- [19] VELLINI M., M. GAMBINI, AND T. STILO, “High-efficiency cogeneration systems for the food industry,” *J. Clean. Prod.*, vol. 260, p. 121133, 2020, doi: 10.1016/j.jclepro.2020.121133.
- [20] BRIOLA S., R. GABBRIELLI, AND A. DELGADO, “Energy and economic performance assessment of the novel integration of an advanced configuration of liquid air energy storage plant with an existing large-scale natural gas combined cycle,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 205, no. November 2019, p. 112434, 2020, doi: 10.1016/j.enconman.2019.112434.
- [21] KWON H. M., T. S. KIM, J. L. SOHN, AND D. W. KANG, *Performance improvement of gas turbine combined cycle power plant by dual cooling of the inlet air and turbine coolant using an absorption chiller*, vol. 163. Elsevier B.V., 2018.
- [22] LIU L., T. ZHU, T. WANG, AND N. GAO, “Experimental investigation on the effect of working fluid charge in a small-scale Organic Rankine Cycle under off-design conditions,” *Energy*, vol. 174, pp. 664–677, 2019, doi: 10.1016/j.energy.2019.03.013.
- [23] LIU C. AND T. GAO, “Off-design performance analysis of basic ORC, ORC using zeotropic mixtures and composition-adjustable ORC under optimal control strategy,” *Energy*, vol. 171, pp. 95–108, 2019, doi: 10.1016/j.energy.2018.12.195.
- [24] BALIJPALLI R., V. P. CHANDRAMOHAN, AND K. KIRANKUMAR, “Development of a small scale plant for a solar chimney power plant (SCPP): A detailed fabrication procedure, experiments and performance parameters evaluation,” *Renew. Energy*, vol. 148, pp. 247–260, 2020, doi: 10.1016/j.renene.2019.12.001.
- [25] MALINOWSKI L., M. LEWANDOWSKA, AND F. GIANNETTI, “Analysis of the secondary circuit of the DEMO fusion power plant using GateCycle,” *Fusion Eng. Des.*, vol. 124, pp. 1237–1240, 2017, doi: 10.1016/j.fusengdes.2017.03.026.
- [26] NESHUMAYEV D., L. RUMMEL, A. KONIST, A. OTS, AND T. PARVE, “Power plant fuel consumption rate during load cycling,” vol. 224, no. February 2018, pp. 124–135, 2020, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.04.063.
- [27] AMERI M., H. MOKHTARI, AND M. BAHRAMI, “Energy, exergy, exergoeconomic and environmental (4E) optimization of a large steam power plant: A case study,” *Iran. J. Sci. Technol. - Trans. Mech. Eng.*, vol. 40, no. 1, pp. 11–20, 2016, doi: 10.1007/s40997-016-0002-z.
- [28] SHI Y., W. ZHONG, X. CHEN, A. B. YU, AND J. LI, “Combustion optimization of ultra supercritical boiler based on artificial intelligence,” vol. 170, pp. 804–817, 2019, doi: 10.1016/j.energy.2018.12.172.
- [29] SHI Y., J. WEN, F. CUI, AND J. WANG, “An optimization study on soot-blowing of air preheaters in coal-fired power plant boilers,” *Energies*, vol. 12, no. 5, pp. 1–15, 2019, doi: 10.3390/en12050958.
- [30] MASHADI B., A. KAKAEE, AND A. JAFARI HORESTANI, “Low-temperature Rankine cycle to increase waste heat recovery from the internal combustion engine cooling system,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 182, no. December 2018, pp. 451–460, 2019, doi: 10.1016/j.enconman.2018.12.010.
- [31] OYEDEPO, S. O., FAKEYE, B. A., MABINUORI, B., BABALOLA, “Thermodynamics analysis and performance optimization of a reheat – Regenerative steam turbine power plant with feed water heaters,” *Fuel*, vol. 280, no. June, p. 118577, 2020, doi: 10.1016/j.fuel.2020.118577.

- [32] BURNETT J. W., AND L. L. KIESLING, “Power plant heat-rate efficiency as a regulatory mechanism: Implications for emission rates and levels,” *Energy Policy*, vol. 134, no. October 2017, p. 110980, 2019, doi: 10.1016/j.enpol.2019.110980.
- [33] WIJAYA A. A., AND B. U. K. WIDODO, “The Effect of Feedwater Heaters Operation Schemes to a 200 MW Steam Power Plant Heat Rate Using Cycle-Tempo Software,” *IPTEK J. Eng.*, vol. 4, no. 3, pp. 3–7, 2019, doi: 10.12962/joe.v4i3.4995.
- [34] HENTSCHEL J., “A parametric approach for the valuation of power plant flexibility options,” vol. 2, no. 2016, pp. 40–47, 2020, doi: 10.1016/j.egy.2016.03.002.
- [35] WANG C., M. LIU, B. LI, Y. LIU, AND J. YAN, “Thermodynamic analysis on the transient cycling of coal-fired power plants: Simulation study of a 660 MW supercritical unit,” *Energy*, vol. 122, pp. 505–527, 2017, doi: 10.1016/j.energy.2017.01.123.
- [36] XU J., Y. GU, D. CHEN, AND Q. LI, “Data mining based plant-level load dispatching strategy for the coal-fired power plant coal-saving: A case study,” *Appl. Therm. Eng.*, vol. 119, pp. 553–559, 2017, doi: 10.1016/j.applthermaleng.2017.03.094.