

Terbit online pada laman: <https://ejurnal.umri.ac.id/index.php/JST>

Jurnal Surya Teknika

| ISSN (Print) 2354-6751 | ISSN (Online) 2723-7222 |



Research Article

Kajian Nilai Kehilangan Panas pada Boiler terhadap Penurunan Efisiensi Termal Menggunakan Metode Indirect di PLTU X

Indriyani Sumitra*, Fairuz Syahka Habibi, Lukas Teofilus

Politeknik Negeri Bandung, Jl. Gegerkalong Hilir, Kabupaten Bandung Barat 40559, Indonesia

INFORMASI ARTIKEL

Diserahkan : 30 Mei 2026
 Diterima : 28 Juni 2026
 Diterbitkan : 30 Juni 2026

KATA KUNCI

Boile, Efisiensi Termal, Kehilangan, Panas, Metode Indirect, PLTU

KORESPONDENSI

*E-mail: indriyani@polban.ac.id

A B S T R A K

Boiler adalah komponen utama di Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU) yang berfungsi untuk menghasilkan uap. Uap ini digunakan untuk menggerakkan turbin. Jika kinerja boiler menurun karena kehilangan panas, maka efisiensi termal akan menurun dan konsumsi bahan bakar akan meningkat. Penelitian ini bertujuan untuk menganalisis seberapa besar nilai kehilangan panas dan bagaimana pengaruhnya terhadap efisiensi boiler di PLTU X. Boiler yang dianalisis adalah boiler tipe DG 1025/17.4-II.13 dengan kapasitas produksi steam 1025 ton/jam pada unit PLTU berdaya 315 MW. Metode yang digunakan dalam penelitian ini adalah metode indirect yang berdasarkan standar ASME PTC 4.1. Analisis dilakukan dengan menghitung berbagai komponen heat loss, seperti kehilangan panas gas buang kering, moisture dari pembakaran hidrogen, kandungan air pada bahan bakar, dan kelembapan udara pembakaran. Hasil penelitian menunjukkan efisiensi boiler pada beban ± 280 MW berada pada kisaran 83,19%–83,64%. Kehilangan panas terbesar berasal dari gas buang kering sebesar 5,76%–6,15%, diikuti moisture pembakaran hidrogen sebesar 4,614%–4,642% dan moisture bahan bakar sebesar 3,844%–3,863%. Hasil ini menunjukkan bahwa pengendalian temperatur gas buang dan

A B S T R A C T

A boiler is a key component in a coal-fired power station (PLTU) that produces steam. This steam is then used to power the turbine. If the boiler's performance decreases due to heat loss, then the thermal efficiency will decrease and the fuel consumption will increase. This study aims to analyse the extent of heat loss and its impact on the efficiency of the boiler at PLTU X. The boiler analyzed is a DG 1025/17.4-II.13 model with a steam production capacity of 1,025 metric tons per hour at a 315 MW coal-fired power plant. The method used in this study is indirect and based on the ASME PTC 4.1 standard. The analysis was performed by calculating various heat loss components, such as the loss of heat from dry flue gas, moisture from hydrogen combustion, the moisture content of the fuel, and the humidity of the combustion air. The results of the study show that the boiler's efficiency at a load of ± 280 MW is in the range of 83.19%–83.64%. The largest heat loss was found to be from the dry flue gas at 5.76%–6.15%, followed by moisture from the hydrogen combustion at 4.614%–4.642% and moisture in the fuel at 3.844%–3.863%. These results demonstrate that controlling the temperature of the flue gases and the quality of the fuel are important factors in increasing the boiler's efficiency.

1. PENDAHULUAN

Boiler adalah bejana tertutup tempat panas hasil pembakaran ditransfer ke air hingga menghasilkan air panas atau uap (*steam*). Sistem boiler secara umum terdiri atas sistem air umpan, sistem uap, dan sistem bahan bakar [1]. Boiler dengan kode DG 1025/17.4–II.13 yang digunakan di PLTU X memiliki kapasitas produksi *superheated steam* sebesar 1025 ton/jam, dengan tekanan keluaran desain 17,4 MPa dan temperatur keluaran uap sebesar 541°C. Boiler ini menggunakan bahan bakar batubara jenis *sub-bituminous*. Efisiensi termal boiler merupakan parameter penting dalam PLTU karena semakin tinggi efisiensi boiler, semakin optimal pula energi listrik yang dapat dihasilkan.

Efisiensi termal boiler didefinisikan sebagai persentase energi panas masukan yang dapat dimanfaatkan secara efektif untuk menghasilkan uap. Nilai efisiensi ini dipengaruhi oleh beberapa faktor, terutama kualitas pembakaran, jumlah udara pembakaran, serta nilai kalor bahan bakar [8]. Batubara sebagai bahan bakar memiliki karakteristik yang bervariasi karena berasal dari alam, sehingga kualitasnya sulit dikontrol secara konsisten [14]. Sebaliknya, udara pembakaran dapat dikendalikan melalui sistem *fan* yang berfungsi mengatur suplai udara agar proses pembakaran berlangsung optimal. Ketidakseimbangan antara suplai udara dan karakteristik bahan bakar dapat menyebabkan peningkatan kehilangan panas (*heat loss*) yang berdampak langsung pada penurunan efisiensi boiler.

Berdasarkan panduan efisiensi boiler oleh UNEP [1], salah satu kehilangan panas terbesar pada boiler umumnya berasal dari gas buang kering (*dry flue gas*) dan kandungan air pada bahan bakar. Temuan ini juga didukung oleh beberapa penelitian terbaru yang menunjukkan bahwa *dry flue gas loss* merupakan komponen kehilangan panas dominan pada boiler berbahan bakar batubara dan dapat mencapai lebih dari 6% dari total energi masukan [10]. Penelitian oleh Sagaf [4] pada *pulverized coal boiler* di PLTU Tanjung Jati B Unit 3 dan 4 menunjukkan bahwa penurunan efisiensi boiler terutama dipengaruhi oleh tiga komponen *heat loss* utama, yaitu kehilangan panas pada gas buang, *moisture* akibat pembakaran hidrogen, dan kandungan air dalam bahan bakar. Hasil

tersebut menunjukkan bahwa pengendalian temperatur gas buang serta kualitas bahan bakar menjadi faktor penting dalam mempertahankan performa boiler.

Penurunan unjuk kerja boiler akan berdampak pada penurunan efisiensi keseluruhan unit PLTU, meningkatnya konsumsi bahan bakar, serta bertambahnya biaya operasional pembangkitan. Oleh karena itu, penelitian ini dilakukan untuk mengkaji nilai kehilangan panas dan efisiensi boiler DG 1025/17.4–II.13 di PLTU X menggunakan metode *indirect (heat loss)* berdasarkan standar ASME PTC 4.1 [2]. Analisis pada penelitian ini dibatasi pada satu unit boiler di PLTU X dan tidak mencakup beberapa *losses* seperti *standby losses*, *soot blower steam*, *blowdown loss*, serta penggunaan energi pada *auxiliary equipment*. Dengan pendekatan ini, penelitian diharapkan dapat mengidentifikasi faktor dominan penyebab kehilangan panas yang berpengaruh terhadap efisiensi boiler.

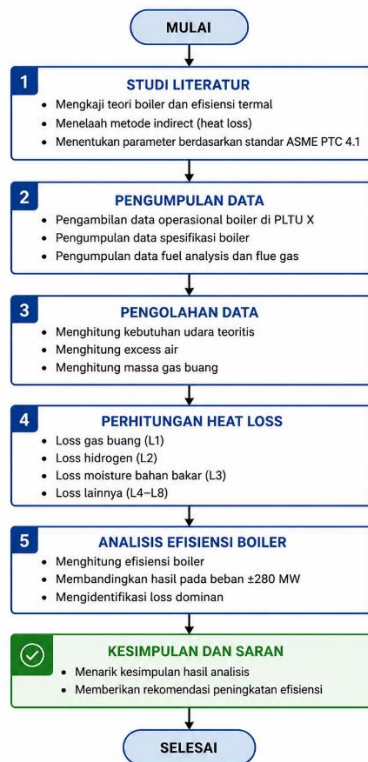
2. METODOLOGI

Penelitian ini dilakukan di PLTU X pada bulan Januari 2021. Metode penelitian yang digunakan meliputi studi literatur, pengamatan lapangan, pengambilan data operasional boiler, serta analisis perhitungan berdasarkan standar ASME PTC 4.1 dengan metode *indirect* atau *heat loss* [2], [5], [9], [11]. Studi literatur dilakukan melalui penelusuran berbagai referensi seperti buku, jurnal ilmiah, dan literatur lain yang berkaitan dengan performa boiler, efisiensi termal, serta analisis kehilangan panas. Sementara itu, pengamatan lapangan dilakukan untuk memahami kondisi operasional boiler dan mengidentifikasi faktor-faktor yang berpotensi menyebabkan kehilangan panas.

Data penelitian diperoleh melalui studi langsung di PLTU X, meliputi data historis operasional, data spesifikasi boiler, serta data *maintenance* yang digunakan sebagai parameter dalam perhitungan efisiensi dan kehilangan panas pada objek penelitian. Pengambilan data dilakukan melalui pencatatan data operasi harian selama satu bulan penuh, kemudian diolah untuk memperoleh nilai rata-rata parameter yang diperlukan. Selanjutnya, data dianalisis dengan melakukan perhitungan *heat loss* dan efisiensi boiler

berdasarkan metode *indirect*. Hasil perhitungan kemudian dibandingkan pada kondisi pembebanan yang relatif sama untuk mengevaluasi pengaruh kehilangan panas terhadap efisiensi boiler.

Alur penelitian pada studi ini ditunjukkan pada Gambar 1.



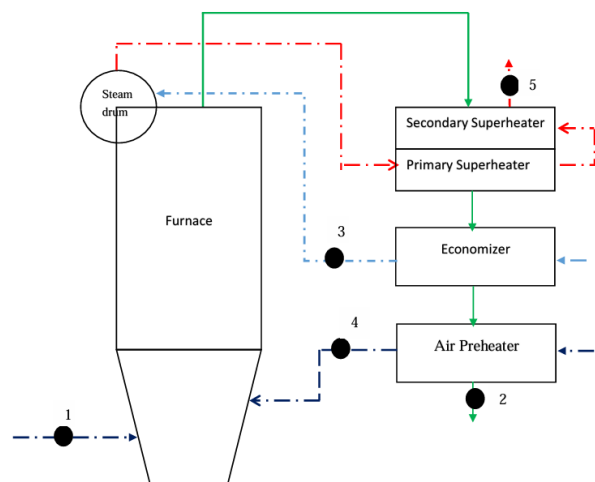
Gambar 1. Alur Penelitian

2.1. Parameter Pengukuran dan Pengujian

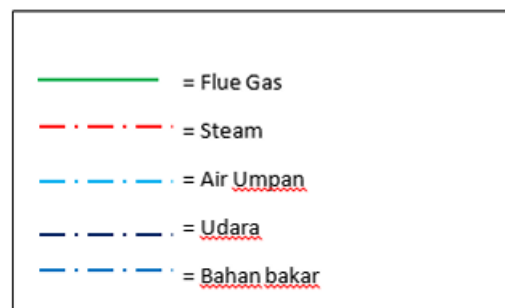
Untuk mengetahui nilai kehilangan panas dan efisiensi boiler, dilakukan pengukuran terhadap parameter-parameter yang berkaitan dengan perhitungan efisiensi boiler. Data yang digunakan meliputi *logsheet* boiler unit utility, hasil *ultimate analysis* bahan bakar batubara, serta hasil analisis *flue gas*. Parameter yang digunakan dalam penelitian ini disajikan pada Tabel 1, sedangkan lokasi titik pengukuran pada sistem boiler ditunjukkan pada Gambar 2.

Tabel 1.
Parameter dan pengujian

No	Parameter	satuan	Keterangan
1	Analisis <i>ultimate fuel</i> (C, H, N, O ₂ , S)	%	Dari lab. PLTU X
2	Analisis <i>proksimate fuel</i> (moisture analysis, S content)	%	Dari lab. PLTU X
3	HHV (<i>High Heating Value</i>) fuel	kcal/kg	Dari lab. PLTU X
4	Analisis <i>flue gas</i> (CO ₂ dan O ₂)	%	Dari data sheet boiler
5	<i>Surface temperature</i>	°C	Temperatur permukaan
6	<i>Steam temperature</i>	°C	Temperatur uap keluar superheater
7	<i>Steam pressure</i>	Mpa	Tekanan uap keluar superheater
8	<i>steam mass flow</i>	T/h	Laju alir uap keluar superheater
9	<i>flue gas temperature</i>	°C	Temperatur gas buang
10	<i>Temperature ambient</i>	°C	Temperatur lingkungan



Gambar 2. Parameter pengukuran dan pengujian



Berdasarkan Gambar 2, pengukuran dilakukan pada beberapa titik utama dalam sistem boiler. Titik 1 digunakan untuk mengukur laju alir batubara menggunakan *flow meter* sekaligus sebagai titik pengambilan sampel batubara untuk analisis proksimat dan ultimate. Titik 2 digunakan untuk mengukur temperatur *flue gas* menggunakan *thermocouple* serta mengetahui kandungan O₂, CO₂,

dan CO dengan bantuan *flue gas analyzer*. Selanjutnya, Titik 3 digunakan untuk mengukur temperatur, tekanan, dan laju alir *feedwater* menggunakan *thermocouple*, *manometer*, dan *flow meter*. Sementara itu, Titik 4 digunakan untuk mengukur temperatur, tekanan, dan laju alir uap keluaran *superheater*.

Seluruh parameter hasil pengukuran tersebut kemudian digunakan sebagai data utama dalam perhitungan *heat loss* dan efisiensi boiler menggunakan metode *indirect* berdasarkan standar ASME PTC 4.1 [2], [5], [6].

2.2. Pengambilan Data

Pengambilan data parameter metode *indirect* dilakukan selama bulan Januari 2021. Data diperoleh dari pencatatan langsung pada panel kontrol di *control room* unit utility PLTU X, hasil analisis *flue gas* dan bahan bakar dari laboratorium PLTU X, serta pengukuran temperatur lingkungan di area sekitar boiler. Seluruh parameter yang diperoleh kemudian digunakan sebagai dasar dalam perhitungan kehilangan panas dan efisiensi boiler.

Tabel 2.

Parameter pengambilan data

Waktu	Fuel firing rate (T/jam)	FLUE GAS				Flue gas temperature (°C)	Ambient temperature (°C)	Main Steam			BEBAN (MW)
		Coal	%O ₂	%CO	%CO ₂			P(MPa)	T(°C)	FLOW(T/HR)	

Analisis Fuel (%)											HHV of fuel
T _f gas (°C)	% CO ₂	Moisture in coal	Ash content	C content	H content	N content	S content	O ₂ content	Ash content		

3. HASIL DAN PEMBAHASAN

3.1. Data Pengamatan

Tabel 3.

Data Boiler pada 4 Januari 2021

No	Parameter	nilai	satuan
1	Fuel firing rate	161,89	T/h
2	steam generation rate	670,99	T/h
3	steam pressure	10,428	MPa(g)
4	steam temperature	538,85	°C
5	feed water temperature	258,75	°C
6	%O ₂ in flue gas	4,334	%
7	%CO in flue gas	0	%
8	average flue gas temperature	146,94	°C
9	ambient temperature	30,42	°C
10	humidity in ambient air	0,0204	kg/kg dry air
11	surface temperature of boiler	61,25	°C
12	%CO ₂ in flue gas	14,86	%
13	Volume Surface Boiler	800	m ³
14	HHV of bottom ash	758	kCal/kg
15	HHV of fly ash	450	kCal/kg
16	ratio of bottom ash to fly ash	90:10	

fuel analysis (in %)			
17	ash content in fuel	2,807	%
18	moisture in coal (M)	27,706	%
19	carbon content (C)	49,375	%
20	hydrogen content (H)	3,6948	%
21	nitrogen content (N)	1,6669	%
22	sulfur content (S)	0,1035	%
23	oxygen content (O)	14,626	%
24	HHV of coal	4632,4	Kcal/kg

Contoh perhitungan metode *indirect* dilakukan pada tanggal 4 Januari 2021 dengan nilai temperatur rata-rata. Langkah-langkah dalam perhitungan dengan menggunakan metode *Indirect* dapat dilihat dari perhitungan dibawah ini sebagai berikut:

Tahap – 1 . Menghitung kebutuhan udara teoritis

Diketahui :

Analisis batubara

- Ash = 2,807 %

- Moisture pada batubara = 27,706 %

- Karbon (C) = 49,375 %

- Hidrogen (H₂) = 3,695 %

- Nitrogen (N₂) = 1,667 %

- Sulfur (S) = 0,1035 %

- Oksigen (O₂) = 14,62

Tahap – 1 . Menghitung kebutuhan udara teoritis

$$\begin{aligned}
 \text{Udara Teoritis} &= \frac{(11,6 \times C) + \left(34,8 \times \left(H_2 - \frac{O_2}{8}\right)\right) + (4,35 \times S)}{100} \\
 &= \frac{(11,6 \times 49,375) + \left(34,8 \times \left(3,69 - \frac{14,626}{8}\right)\right) + (4,35 \times 0,1035)}{100}
 \end{aligned}$$

$$= 6,38 \text{ kg udara/kg bahan bakar}$$

Tahap – 2 . Menghitung *Excess Air*

$$EA = (O_2 \times 100)/(21 - O_2)$$

$$EA = (4,32 \times 100)/(21 - 4,32)$$

$$EA = 25,9 \%$$

Tahap – 3. Menghitung massa udara sebenarnya yang dipasok (AAS)

Massa Sebenarnya :

$$= \left(\frac{1 + EA}{100} \right) \times \text{udara teoritis}$$

$$= \left(\frac{1 + 25,9}{100} \right) \times 6,382$$

$$= 8,032 \text{ kg/kg batubara}$$

Tahap – 4 . Menghitung massa aktual gas buang kering

Massa gas buang kering =

massa of CO₂ + mass of N₂ content in the fuel

+ Mass of N₂ in the combustion air supplied

+ mass of oxygen in flue gas

$$= \frac{0,49375 \times 44}{12} + 0,01667 + \frac{8,034 \times 77}{100} +$$

$$\frac{(8,041 - 6,382) \times 23}{100}$$

$$= 8,39 \text{ kg/kg batubara}$$

Tahap – 5 . Menghitung *losses* yang terjadi pada boiler

- *Heat loss* karena gas buang kering (L1)

$$L1 = \frac{\dot{m} \times C_p \times (T_f - T_a)}{HHV \text{ batu bara}} \times 100$$

$$= \frac{8,39 \text{ kg/kg batubara} \times 0,26 \text{ kCal/kg C} \times (152,84 - 30,42) \text{ C}}{4632,4 \text{ kCal/kg}} \times 100$$

$$= 5,776 \%$$

- *Heat loss* karena steam dalam bahan bakar (L2)

$$L2 = \frac{9 \times H_2 \times \{ 584 + C_p (T_f - T_a) \}}{HHV \text{ batu bara}} \times 100$$

$$= \frac{9 \times 0,03695 \times \{ 584 + 0,48 \text{ kCal/kg C} (152,84 - 30,42) \text{ C} \}}{4632,4 \text{ kCal/kg}} \times 100$$

$$= 4,614 \%$$

- *Heat loss* karena kandungan air di bahan bakar (H₂O) (L3)

$$L3 = \frac{M \times \{ 584 + C_p (T_f - T_a) \}}{HHV \text{ batu bara}} \times 100$$

$$= \frac{0,27706 \times \{ 584 + 0,48 \text{ kCal/kg C} (152,84 - 30,42) \text{ C} \}}{4632,4 \text{ kCal/kg}} \times 100$$

$$= 3,844 \%$$

- *Heat loss* karena kandungan air di udara H₂O (L4)

$$L4 = \frac{AAS \times \text{humidity factor} \times C_p \times (T_f - T_a)}{HHV \text{ batu bara}} \times 100$$

$$= \frac{8,032 \text{ kg/kg batubara} \times 0,0204 \times 0,48 \text{ kCal/kg C} \times (154,82 - 30,42) \text{ C}}{4632,4 \text{ kCal/kg}} \times 100$$

$$= 0,195 \%$$

- *Heat loss* karena karbon monoksida (L5)

$$L5 = \frac{\%CO \times C}{\%CO + \%CO_2} \times \frac{5744}{HHV \text{ batubara}} \times 100$$

$$= \frac{0 \times 0,49375}{0 + 15,93} \times \frac{5744}{4632,4 \text{ kCal/kg}} \times 100$$

$$= 0 \%$$

Berdasarkan data observasi lapangan, bahwa nilai CO pada flue gas bernilai nol persen dikarenakan ada error atau kerusakan pada alat tersebut. Jadi dapat dikatakan bahwa nilai CO tidak terdeteksi ataupun terukur. Serta bukan berarti pembakaran boiler terjadi secara sempurna. Untuk itu penulis juga melakukan pendekatan terhadap nilai oksigen pada flue gas dengan kondisi nilai optimum excess air pada pulverized coal boiler sebesar 20%. Untuk menandakan apakah pembakaran terjadi secara tidak sempurna maupun sempurna (Untuk perhitungannya terdapat di lampiran). Hasil perhitungan didapatkan nilai optimal oksigen pada flue gas (excess air 20%) sebesar 2,67% dan menandakan bahwa nilai oksigen pada flue gas harian sebesar 4,32% dari hal tersebut dapat dikatakan bahwa kandungan oksigen pada flue gas masih tinggi dan menandakan pembakaran terjadi secara tidak sempurna.

- *Heat loss* karena radiasi permukaan, konveksi, dan yang tak terhitung (L6)

Heat loss radiasi, konveksi, dan tak terhitung

Pulverized Coal Boiler ialah 1,5 %

Perhitungan efisiensi boiler pada penelitian ini mengacu pada standar ASME PTC 4.1 [2], sedangkan nilai heat loss akibat radiasi, konveksi, dan kehilangan tak terhitung pada pulverized coal boiler diasumsikan sebesar

1,5% berdasarkan ABMA Chart [3]. *Heat loss*

karena *fly ash* dan *bottom ash*

- *Heat loss* karena abu bawah (*bottom ash*) (%) (L8)

$$\% \text{ ash in coal} = 2,807 \%$$

$$\text{Ratio of bottom ash to fly ash} = 10:90$$

$$\text{HHV bottom ash} = 450 \text{ Kcal/kg}$$

Kandungan *bottom ash* dalam 1 kg batubara

$$= 0,1 \times 0,02807$$

$$= 0,002807 \text{ kg}$$

Rugi-rugi dalam *bottom ash*

$$= 0,002807 \text{ kg} \times 450 \text{ Kcal/kg}$$

$$= 1,2632 \text{ kCal/kg of batubara}$$

% Rugi-rugi dalam *bottom ash*

$$= \frac{1,2632 \text{ kCal}}{\text{kg}} \times \frac{100}{4632,4 \text{ kCal/kg}}$$

$$= 0,027\%$$

- *Heat loss* karena abu terbang (*fly ash*) % (L7)

$$\% \text{ ash in coal} = 2,807 \%$$

$$\text{Ratio of bottom ash to fly ash} = 10:90$$

$$\text{HHV fly ash} = 758 \text{ Kcal/kg}$$

Kandungan *fly ash* dalam 1 kg batubara

$$= 0,9 \times 0,02807$$

$$= 0,02526 \text{ kg}$$

Rugi-rugi dalam *fly ash*

$$= 0,02526 \text{ kg} \times 758 \text{ Kcal/kg}$$

$$= 19,15 \text{ kCal/kg of batubara}$$

% Rugi-rugi dalam *fly ash*

$$= \frac{19,15 \text{ kCal}}{\text{kg}} \times \frac{100}{4632,4 \text{ kCal/kg}} = 0,413\%$$

Tahap – 6 . Menghitung Efisiensi Boiler

Efisiensi Boiler (η)

$$= 100 - (L1 + L2 + L3 + L4 + L5 + L6 + L7 + L8)$$

$$= 100 - (5,766 + 4,614 + 3,844 + 0,195 + 0 + 1,5 + 0,41 + 0,027)$$

$$= 83.64\%$$

Tabel 4.

Data *Heatloss* dan Efisiensi

Hari Ke	Fuel firing rate (T/jam)	FLUE GAS			Flue gas temperature (°C)	Ambient temperature (°C)
		Coal	% O ₂	% CO		
4/01/2021	163,86	4,32	0	15,93	152,84	30,42
18/01/2021	180,47	4,32	0	15,93	156,02	30,42
20/01/2021	155,03	4,32	0	15,93	160,99	30,42
21/01/2021	160,37	4,32	0	15,93	159,5	30,42
22/01/2021	165,99	4,32	0	15,93	158,65	30,42

Main Steam			BEBAN SISTEM (MW)	BEBAN BOILER (%)	Humidity (kg/kg dry air)	TA(kg/ kg air)	EA (%)	AAS(kg/ kg fuel)
P(MPa)	T(c)	FLOW(T/HR)						
16,24	537,46	917,53	279,4	89,68	0,0204	6,38	25,9	8,032
15,61	539,27	912,66	281,53	89,38	0,0204	6,38	25,9	8,032
16,49	528,66	895,52	280,02	87,71	0,0204	6,38	35,9	8,032
16,22	541,66	910,84	283,01	89,21	0,0204	6,38	25,9	8,032
15,87	536,05	865,24	278,07	84,74	0,0204	6,38	25,9	8,032

$\dot{m}_a$ (kg/ kg fuel)	L1 (%)	L2 (%)	L3 (%)	L4 (%)	L5 (%)	L6 (%)	L7 (%)	L8 (%)	TOTAL LOSSES (%)	EFF (%)
8,39	5,766	4,614	3,844	0,195	0	1,5	0,41	0,03	16,36	83,64
8,39	5,916	4,625	3,853	0,2	0	1,5	0,41	0,03	16,53	83,47
8,39	6,15	4,642	3,858	0,208	0	1,5	0,41	0,03	16,8	83,2
8,39	6,08	4,637	3,863	0,205	0	1,5	0,41	0,03	16,73	83,28
8,39	6,04	4,634	3,861	0,204	0	1,5	0,41	0,03	16,68	83,32

Tabel 5.
Analisis Fuel

Analisis fuel (%)							HHV of coal (kcal/kg)
Moisture in fuel (M)	Carbon content (C)	Hydrogen content (H)	Nitrogen content (N)	Sulphur content (S)	Oxygen content (O)	Ash	
27,71	49,73	3,69	1,67	0,103	14,62	2,807	4632,4

3.2. Analisis

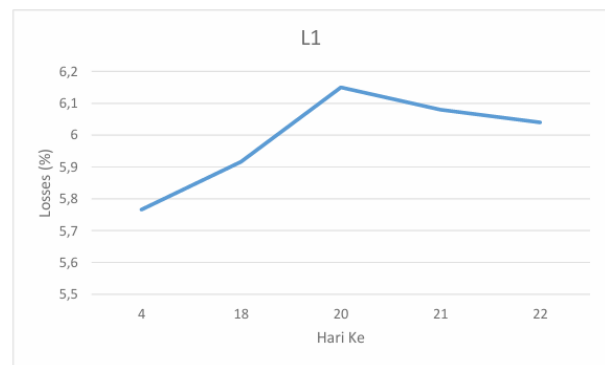
Metode Indirect Analisis kehilangan panas boiler dilakukan dengan membandingkan data hasil perhitungan dari bulan November 2020 sampai Januari 2021 tetapi untuk analisis pada kali ini hanya membandingkan efisiensi boiler pada tanggal 4,18,20,21,22 Januari 2021 saat pembebanan sistem sebesar ± 280 MW atau dengan kondisi pembebanan hampir sama yang telah dihitung nilai kehilangan panas dan efisiensinya. Berikut grafik efisiensi boiler.



Gambar 3. Grafik Efisiensi

Dari grafik diatas dapat diketahui bahwa efisiensi yang didapatkan melalui perhitungan secara indirect cenderung menurun. Efisiensi tertinggi didapatkan pada tanggal 4 januari dengan beban 279,4 MW sebesar 83,64% dan nilai terkecil pada tanggal 20 Januari dengan beban 280,82 MW sebesar 83,19 % dengan menggunakan batubara dengan nilai kalori sebesar 4632,4 kcal/kg. Dari nilai efisiensi tersebut dapat dikatakan boiler mengalami penurunan efisiensi sebesar kurang lebih 10% dimana efisiensi pada standar boiler sebesar 93,71%. Hal ini disebabkan karena berbagai losses yang terjadi dimulai dari kehilangan panas karena gas buang, kehilangan panas karena kandungan hidrogen, kehilangan panas karena adanya moisture dalam bahan bakar (batubara), kehilangan panas karena ada kandungan air pada udara, kehilangan panas karena pembakaran tidak sempurna, dan kehilangan panas karena *fly ash* dan *bottom ash*.

3.2.1. Kehilangan karena gas buang kering (*dry flue gas*)

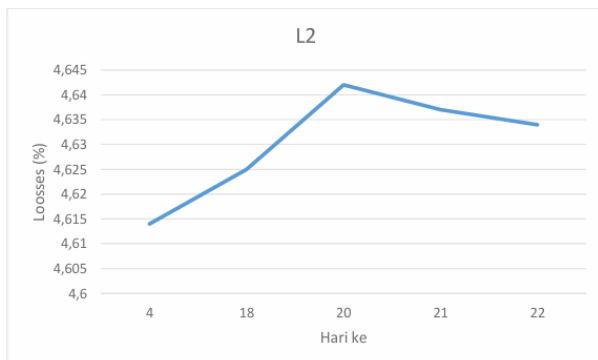


Gambar 4. Grafik kehilangan panas karena gas buang kering
Kehilangan panas ini disebabkan oleh temperatur gas buang kering yang terlalu tinggi. Menurut KJ Lee et al. [13], Peningkatan temperatur flue gas berbanding lurus dengan peningkatan heat loss dan penurunan efisiensi boiler. Menandakan bahwa boiler mengalami kehilangan panas cukup banyak yang disebabkan oleh tidak optimalnya proses perpindahan panas di dalam *furnace*, *superheater*, *reheater*. Banyak endapan (*slagging* atau *fouling*) yang menempel pada permukaan *furnace*, *superheater*, *reheater* menyebabkan proses perpindahan panas menjadi tidak optimal [7]. Dari data yang didapatkan melewati perhitungan efisiensi boiler secara *indirect* pada pembebanan ± 280 MW didapatkan nilai kehilangan panas karena gas buang berkisar 5,766% - 6,15% dari hal tersebut menandakan nilai kehilangan panas pada boiler karena gas buang masih terbilang terbesar dibandingkan kehilangan panas yang lain. Hal ini terjadi karena temperatur gas buang kering masih cukup tinggi dibandingkan dengan udara sekitar setelah melewati *Air Heater*. Terjadinya peningkatan panas pada gas buang boiler disebabkan oleh karena kurang berfungsinya permukaan tube-tube didalam boiler dalam menyerap panas/melakukan proses perpindahan panas yang disebabkan oleh tube-tube boiler yang mengalami *slagging* dan *fouling* [7]. Terbentuknya *slagging* dan *fouling* bisa disebabkan dari adanya pencampuran batubara (LRC + MRC) dimana kedua batubara tersebut memiliki perbedaan nilai kalor yang besar. Dari perbedaan nilai kalor tersebut dapat diketahui bahwa titik nyala antara batubara dengan kalor tinggi dengan batubara kalor rendah sangatlah berbeda. Penggunaan campuran batubara tersebut cenderung mengakibatkan pembakaran menjadi tidak sempurna.

Timbulnya kerak pada permukaan tube-tube berasal dari air umpan yang digunakan ataupun berasal dari

bahan bakar yang pada dasarnya tidak bisa dihindari sehingga proses perpindahan panas untuk memanaskan air (*feed water*) menjadi uap (*steam*) mengalami penurunan, atau karena bahan bakar yang digunakan kurang baik. Untuk memperbaiki kehilangan panas karena gas buang kering bisa memperbaiki kebocoran tube-tube pada alat perpindahan panas atau dapat menggunakan *blowdown*. Temperatur gas buang yang tinggi juga dapat disebabkan oleh nilai *excess air* yang terlalu besar. Nilai *excess air* memiliki pengaruh signifikan terhadap efisiensi boiler, karena semakin tinggi *excess air*, semakin besar energi panas yang terbawa bersama gas buang sehingga efisiensi boiler menurun [11], [12]. Untuk itu apabila dibuat simulasi perhitungan terhadap *excess air* dapat membantu peningkatan efisiensi boiler. Dari *excess air* tersebut menandakan bahwa kinerja pada *air heater* tidak optimal. Kinerja *air heater* dapat dilihat dari penggunaan *excess air* dan kebocoran pada *air heater* dengan melihat parameter persen oksigen pada *flue gas* dalam alat *flue gas analyzer*.

3.2.2. Kehilangan karena pembakaran hydrogen

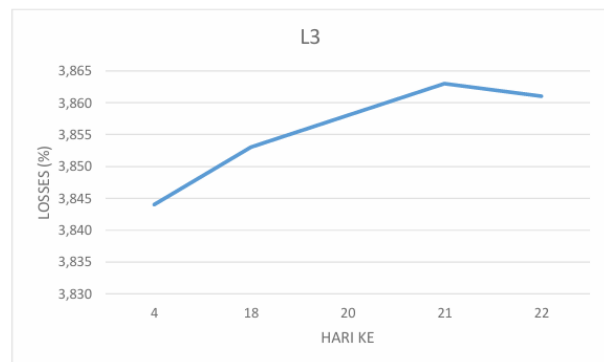


Gambar 5. Grafik kehilangan panas karena kandungan hidrogen pada bahan bakar

Kehilangan panas karena kandungan hidrogen pada batubara menjadi kehilangan panas kedua setelah kehilangan panas karena gas buang. Dari grafik diatas dapat diketahui bahwa nilai kehilangan panas karena kandungan hidrogen berada di 4,614% - 4,664% saat kondisi pembebanan sebesar ± 280 MW. Kehilangan panas akibat kelembaban dari pembakaran hydrogen (H_2) menghasilkan produk berupa air. Kandungan hydrogen tersebut berasal dari batubara yang digunakan. Kehilangan panas ini tidak bisa dihindari, tetapi dapat diminimalisir dengan cara menentukan

batubara yang digunakan harus sesuai dengan spesifikasi dan standar boiler sesuai pada tabel *design coal*. Untuk itu fungsi sistem udara primer dalam hal ini yaitu *primary air fan* harus digunakan secara optimal karena selain berfungsi sebagai udara transportasi serbuk batubara ke *furnace* juga berfungsi sebagai pengering batubara tersebut yang bertujuan untuk mengurangi kandungan air pada batubara itu sendiri. Untuk itu harus dilakukan pemeliharaan rutin pada alat bantu boiler agar beroperasi sesuai fungsinya dan membantu meningkatkan efisiensi boiler.

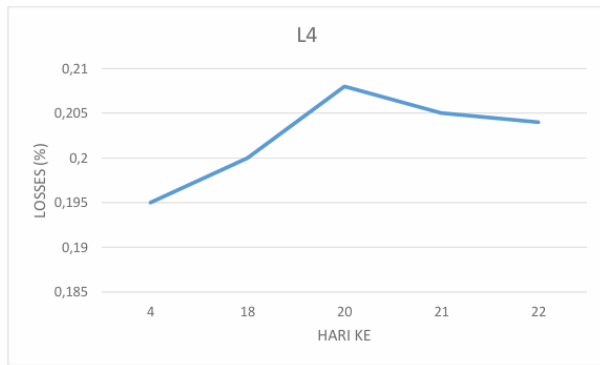
3.2.3. Kehilangan panas karena moisture (kandungan air pada batubara)



Gambar 6. Grafik kehilangan panas karena kandungan moisture pada bahan bakar

Kehilangan panas akibat kandungan air pada batubara setelah dilakukan perhitungan mendapatkan nilai *losses* sebesar 3,844% - 3,861% pada saat pembebanan ± 280 MW. Berdasarkan hasil *ultimate analysis* batubara PLTU X, kandungan moisture batubara sebesar 27,7%. Kandungan moisture yang tinggi dapat meningkatkan heat loss dan menurunkan efisiensi pembakaran [14]. Oleh karena itu untuk mengurangi terjadinya kehilangan panas akibat kandungan *moisture* pada batubara sebaiknya dilakukan pengeringan (*coal drying*) atau kegiatan seperti inspeksi *primary air fan*, inspeksi *coal feeder*, dan inspeksi *air preheater* dapat menjadi salah satu upaya untuk meminimalisir kehilangan panas.

3.2.4. Kehilangan karena kandungan air pada udara



Gambar 7. Grafik kehilangan panas karena kandungan air pada udara

Kehilangan ini terbilang sangat kecil tapi sangat berpengaruh terhadap efisiensi boiler. Kehilangan yang didapatkan selama proses perhitungan sebesar 0,195% - 0,208% pada saat kondisi pembebanan ± 280 MW. Kehilangan ini disebabkan karena adanya kelembaban udara (*humidity air*). Kondisi *humidity air* pada bulan januari tidak ada perubahan yaitu bernilai 0,0204 jadi dapat dikatakan tidak ada perubahan yang signifikan pada kehilangan panas ini. Penyebab terjadinya *losses* ini karena udara pembakaran yang diambil dari udara bebas mengandung uap air. Uap air ini tidak bereaksi selama proses pembakaran, namun dapat tercampur dengan gas – gas asap hasil pembakaran. Uap air ini dapat menyerap sebagian kalor yang dihasilkan oleh pembakaran di dalam boiler, sehingga mengurangi kalor yang digunakan oleh boiler untuk memanaskan air umpan (*feedwater*). Kerugian panas akibat uap air pada udara pembakaran sangat dipengaruhi oleh kondisi cuaca lingkungan, semakin tinggi nilai kelembaban pada udara yang di *supply* dalam proses pembakaran maka nilai *heat loss* akan semakin tinggi.

3.2.5. Kehilangan karena radiasi

Kehilangan panas ini disebabkan karena permukaan luar shell boiler lebih panas daripada sekitarnya. Permukaan melepaskan panas ke lingkungan dengan bergantung pada luas permukaan dan perbedaan suhu antara permukaan serta lingkungan sekitarnya. Panas yang hilang dari shell boiler sesuai standar kehilangan pada boiler adalah sebesar 1,5 % merupakan kehilangan energi yang sudah tertentu, terlepas dari keluaran boiler. Untuk permasalahan ini bisa dilakukan perbaikan atau pembesaran isolasi agar

mengurangi kehilangan panas pada dinding boiler dan pemipaan.

3.2.6. Kehilangan karena abu (*fly ash* dan *bottom ash*)

Kehilangan ini masih terbilang tidak terlalu tinggi tetapi dapat mempengaruhi perubahan nilai efisiensi boiler. Kehilangan pada *fly ash* dan *bottom ash* sebesar 0,413% dan 0,027%. Kehilangan panas ini disebabkan adanya panas sensible sehingga menyebabkan adanya abu terbang (*fly ash*) dan abu yang terendap pada bagian bawah (*bottom ash*). Panas sensibel ini adalah panas yang mempengaruhi perubahan suhu, tetapi tidak mempengaruhi perubahan wujud. Kehilangan panas ini terjadi karena kandungan batubara dan pada burner dalam kemampuannya membakar batubara, faktor pembakaran dan temperatur gas buang. Juga faktor lain seperti udara berlebih ikut andil dalam mempengaruhi besar kehilangan panas karena abu.

3.2.7. Kehilangan karena karbon monoksida

Untuk kehilangan panas karena karbon monoksida ketika dilakukan perhitungan dengan metode indirect mendapatkan hasil 0% atau bisa dibilang tidak mempunyai pengaruh terhadap nilai efisiensi boiler. Dikarenakan pada alat gas *analyzer* sendiri ini menampilkan nilai CO bernilai sebesar nol atau tidak terukur/tidak terdeteksi nilainya atau nilainya memang sangat kecil dan error pada alat *flue gas analyzer*. Jadi dapat dikatakan bahwa kehilangan ini tidak bisa dicari/dihitung. Untuk nilai nol persen pada *losses* ini bukan berarti proses pembakaran pada boiler terjadi secara sempurna melainkan dalam kondisi nyata masih terdapat abu/debu pada *furnace* yang menandakan bahwa terjadi pembakaran tidak sempurna dengan tanda masih adanya *slagging* atau *fouling* pada boiler serta mengenai *losses* dari *fly ash* dan *bottom ash*.

4. SIMPULAN

Dari hasil perhitungan dan analisis kehilangan panas serta efisiensi boiler pada kondisi pembebanan ± 280 MW, dapat disimpulkan bahwa kehilangan panas terbesar terjadi pada gas buang, kemudian diikuti oleh kehilangan panas akibat pembakaran hidrogen dan moisture pada bahan bakar (batubara). Nilai *losses* karena gas buang kering (L1) berada pada sebesar 5,766%–6,15%, sedangkan *losses* akibat kandungan

moisture pada pembakaran hidrogen (L2) sebesar 4,614%–4,642%. Selain itu, losses karena kandungan moisture pada bahan bakar (L3) sebesar 3,844%–3,863%, dan losses akibat kandungan moisture pada udara pembakaran (L4) sebesar 0,195%–0,204%. Nilai losses tak terukur (L5) sebesar 0%, Secara umum, hasil ini masih sejalan dengan penelitian Saidur [15] yang menunjukkan bahwa dominasi losses pada boiler industri umumnya berasal dari dry flue gas dan moisture-related losses, sedangkan losses akibat radiasi, konveksi, dan lain-lain (L6) sebesar 1,5%. Pada abu hasil pembakaran, losses karena fly ash (L7) sebesar 0,413% dan bottom ash (L8) sebesar 0,027%. Berdasarkan hasil perhitungan tersebut, diperoleh nilai efisiensi boiler tertinggi sebesar 83,64% dan efisiensi terendah sebesar 83,19%, sehingga dapat diketahui bahwa kondisi pembebanan mempengaruhi nilai efisiensi boiler.

SARAN

Berdasarkan hasil analisis, pengoperasian boiler sebaiknya dilakukan dengan mempertahankan *excess air* pada kisaran 15–20% untuk jenis *pulverized coal* boiler atau dengan menjaga kandungan O_2 pada *flue gas* berada di antara 3–4% agar proses pembakaran lebih optimal dan efisiensi boiler tetap terjaga. Selain itu, boiler disarankan dioperasikan pada kondisi pembebanan maksimum karena pada kondisi tersebut boiler mampu menghasilkan massa uap dengan nilai mendekati 1021 T/hr atau pada kondisi pembebanan di atas 90%, sehingga performa dan efisiensi boiler menjadi lebih baik.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] United Nations Environment Programme (UNEP), *Energy Efficiency Guide for Industry in Asia*. Paris: UNEP Division of Technology, Industry and Economics, 2008.
- [2] American Society of Mechanical Engineers (ASME), *PTC 4-2013: Fired Steam Generators Performance Test Code*. New York, NY, USA: ASME, 2013.
- [3] American Boiler Manufacturers Association (ABMA), *Boiler Performance Testing Guidelines*. Arlington, VA, USA: ABMA, 1998.
- [4] M. Sagaf, “Analisa faktor-faktor penyebab perubahan efisiensi boiler jenis pulverized coal

fired forced circulation sub-critical pressure menggunakan metode tak langsung,” *Jurnal Teknoin*, vol. 24, no. 2, pp. 147–158, 2018.

- [5] E. Sarwono and I. Saputra, “Pemakaian Metode ASME PTC 4.1 Pada Evaluasi Performa Efisiensi Boiler Pulverized Firing di PLTU,” *Jurnal Radial*, vol. 1, no. 1, pp. 51–60, 2023.
- [6] C. D. Mojica-Cabeza, E. García-Sánchez, and M. Silva-Rodríguez, “A review of the different boiler efficiency calculation and modeling methodologies,” *Informador Técnico*, vol. 86, no. 1, pp. 69–93, 2022.
- [7] A. Behbahaninia, A. Ramezani, and M. Lotfi, “Thermal performance improvement in coal-fired power plant boiler,” *Applied Thermal Engineering*, vol. 81, pp. 246–250, 2015.
- [8] A. Bhatia, *Improving Energy Efficiency of Boiler Systems*. Continuing Education and Development Inc., 2021.
- [9] F. D. Lang, “Errors in Boiler Efficiency Standards,” *Proceedings of the ASME Power Conference*, POWER2009-81221, 2009..
- [10] S. P. B. Patel, “Boiler Efficiency Improvement through Analysis of Losses,” *International Journal of Scientific Research and Development*, vol. 1, no. 3, pp. 801–805, 2013.
- [11] C. N. Pamungkas, “Analisis Efisiensi Boiler Menggunakan Metode Heat Loss Berdasarkan ASME PTC-4,” *Flywheel*, vol. 11, no. 2, 2025.
- [12] Appendix 1: Measuring Boiler Efficiency, Cleaver-Brooks, 2016.
- [13] K. J. Lee et al., “Artificial Intelligence-Driven Approach to Optimizing Boiler Combustion Efficiency,” *Energies*, vol. 18, no. 4, Art. 820, 2025.
- [14] U.S. Environmental Protection Agency (EPA), “Available and Emerging Technologies for Reducing Greenhouse Gas Emissions from Coal-Fired Electric Generating Units,” 2010.
- [15] M. Saidur, “Energy, exergy and economic analysis of industrial boilers,” *Energy Policy*, vol. 38, no. 5, pp. 2188–2197, 2010.

NOMENKLATUR

ρ (rho) = massa jenis (*density*)

C_p = kalor jenis pada tekanan konstan (*specific heat at constant pressure*)

T_a = suhu ambien (*ambient temperature*)

T_f = suhu gas buang (*flue gas temperature*)

$\dot{m}$ = laju alir massa (*mass flow rate*)