

# Analisis Energi, Eksergi dan Ekonomi Pada Sistem HTGR-Siklus Uap Rankine Kogenerasi: Kombinasi Pendingin dan Listrik

Dedy Priambodo, Widodo Wahyu Purwanto

Teknik Kimia, Fakultas Teknik, Universitas Indonesia, Kampus Baru UI, Depok, 16424, Indonesia

*E-mail :dedy.priambodo@che.ui.ac.id*

## Abstrak

PLTN HTGR berdaya kecil mempunyai efisiensi 25%, sehingga perlu dilakukan usaha untuk meningkatkannya. Tujuan dari penelitian adalah untuk mendapatkan sistem kogenerasi HTGR-siklus refrigerasi dengan performa teknis dan ekonomis yang baik. Pemodelan HTGR dengan *Cycletempo* dan perhitungan energi, eksergi dan ekonomi terhadap sistem kogenerasi telah dilakukan. Hasil perhitungan eksergi menunjukkan reaktor adalah komponen paling tidak efisien, akibat irreversibilitas transfer energi dari reaksi pembelahan ke pendingin helium dan beda temperature di reaktor. Disisi refrigerasi, irreversibilitas tertinggi terjadi pada generator dan evaporator, karena irreversibilitas transfer panas dan perbedaan temperatur. Analisis energi-eksergi mendapatkan rasio tekanan berbanding terbalik terhadap COP disebabkan meningkatnya irrevesibilitas total siklus. Sementara temperatur generator, konsentrasi ammonia dan temperature evaporator berbanding lurus terhadap COP. Sedangkan pemanfaatan kogenerasi hanya mampu meningkatkan efisiensi siklus 0.7%. Untuk dapat memenuhi BPP PLN, HTGR harus mempunyai biaya sesaat 5,500 \$/kWh– 6,500 \$/kWh, faktor kapasitas diatas 75% dan *discount rate* 5%. Biaya pembangkitan sistem kogenerasi 1.5% lebih tinggi dibanding pada HTGR. Karena biaya panas lebih dominan dalam biaya pendinginan maka sistem dengan COP tinggi mempunyai biaya pendinginan yang murah. Biaya pendinginan sistem kogenerasi masih lebih murah dibandingkan dengan sistem konvensional. Selisih biaya pendinginan kogenerasi dengan sistem konvensional berkisar 6.86 – 11.24 ¢/kWh merupakan keuntungan langsung dari sistem kogenerasi yang dapat dijadikan subsidi bagi biaya pembangkitan.

## Energy, Exergy, and Economic Analysis for HTGR-Rankine Steam Cycle Cogeneration: Combine Cooling and Power

### Abstract

HTGR Rankine Steam Cycle has a low efficiency, around 25%, therefore need to improve the efficiency. The purpose of study was to obtain HTGR-refrigeration cogeneration with the best technical and economic performance. *Cycletempo* modeling, energy exergy and economy analysis have done. Exergy calculation shows the nuclear reactor is the most inefficient, due to the irreversibility of the transfer of energy from fission to coolant helium and temperature difference. While the refrigeration side, the most inefficient located at generator and evaporator, due to heat transfer and temperature difference. Energy-exergy analysis shows pressure ratio affects to the COP inversely due to increased total irreversibility of cycle. While the generator temperature, ammonia concentration and evaporator temperature is proportional to the COP. Application of cogeneration will increase efficiency about 0.7% from single purpose. To fulfill BPP PLN, it should have *overnight cost* \$ 5.500 - \$ 6.500 / kWh, capacity factors above 75% and 5% discount rate. Generation cost of cogeneration would be 1.5% more than single purpose. Heat cost have biggest share on cooling cost, so that system with high COP is cheaper than low ounces. Cooling cost of cogeneration systems is cheaper than conventional system. Difference in cooling cost between conventional and cogeneration system about 6.86 – 11.24 ¢/kWh is a revenue of the cogeneration that can be use as subsidize for generation cost.

Keyword: energy, exergy, economic, HTGR, rankine

## **Pendahuluan**

Energi nuklir untuk pembangkit listrik non-komersial (kemudian disebut Reaktor Daya Non-Komersial–RDNK) telah dipertimbangkan untuk diaplikasikan di Indonesia melalui Badan Tenaga Nuklir Nasional (BATAN). Reaktor nuklir dengan tipe HTGR-*High Temperatur Gas Reactor* berdaya  $10\text{MW}_{\text{th}}$  yang dikople dengan siklus uap rankine (SUR) menjadi pilihan untuk aplikasi tersebut. RDNK ini diharapkan menjadi *master* PLTN komersial Indonesia dan aplikasi panas industri [1]. Oleh sebab itu, penelitian/perekayasa terhadap sistem energi HTGR-Siklus Uap Rankine (HTGR-SUR) akan dapat mendukung proses tersebut.

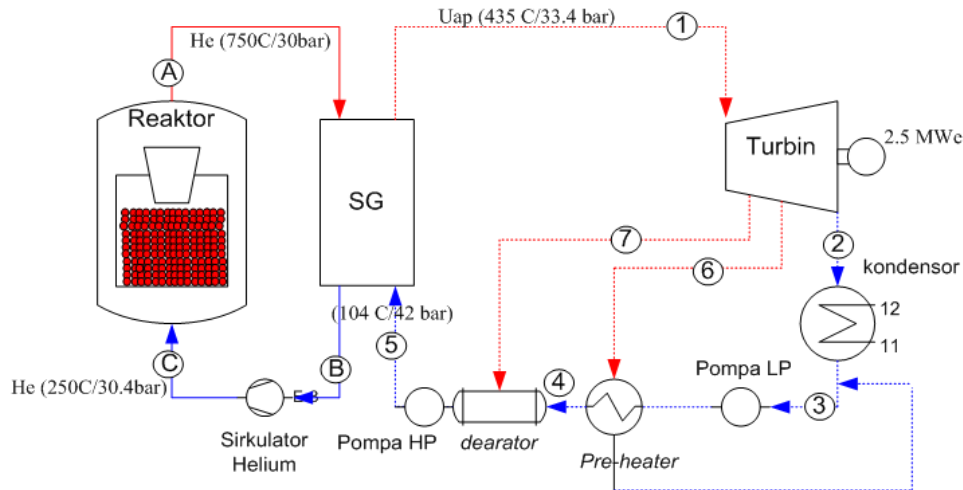
HTGR berdaya kecil mempunyai efisiensi yang rendah sekitar 25% [2], sehingga usaha untuk meningkatkannya menarik untuk dikaji. Peningkatan efisiensi pada siklus rankine dapat dilakukan dengan tiga cara yaitu modifikasi siklus, siklus kombinasi dan multiproduksi. Kajian termodinamika peningkatan efisiensi dengan modifikasi siklus telah dilakukan dengan memanfaatkan kondisi superkritis [3,4], reheat dan kogenerasi panas [5], dan siklus kombinasi [6,7]. Namun kajian energi, eksergi dan ekonomi peningkatan dengan cara multiproduk seperti kogenerasi masing kurang menjadi perhatian peneliti. Oleh karena itu penelitian tentang hal ini akan memberikan pengetahuan yang signifikan bagi industri dan peneliti mengenai unjuk kerja HTGR-SUR terutama di Indonesia. Penelitian ini bertujuan untuk mendapatkan model konsep sistem HTGR-SUR kogenerasi dengan efisiensi paling baik dengan analisis energi, eksergi dan ekonomi.

## **Tinjauan Teoritis**

### **HTGR Siklus Uap Rankine**

Reaktor nuklir tipe HTGR  $10\text{MW}_{\text{th}}$  yang dikople dengan turbin uap berdaya  $2.5\text{MW}_{\text{e}}$  menjadi pilihan untuk RDNK. Siklus turbin uap atau siklus uap rankine dipilih karena merupakan teknologi yang sudah matang sebagai siklus pembangkit listrik. Yang membedakan dari siklus uap rankine ini adalah sumber panas berasal dari helium panas dari reaksi pembelahan bola bahan bakar nuklir (BBN) dalam reaktor HTGR. Dalam kajian ini spesifikasi HTGR-SUR diambil dari HTR-10 Tiongkok dikarenakan kelengkapan data dan sesuai dengan tipe RDNK. Helium setelah mengambil energi panas dari reaksi pembelahan inti dalam teras reaktor HTGR, kemudian dialirkan ke pembangkit uap (*Steam Generator-SG*). Dalam pembangkit uap, helium bertukar panas dengan air kondensat dari kondensor. Air berubah menjadi uap jenuh kemudian dipergunakan untuk memutar turbin dan membangkitkan listrik. Sementara

itu helium dikirim kembali ke reaktor HTGR untuk menyerap panas reaksi fisi kembali. Setelah memutar turbin, uap akan dikondensasikan dalam kondensor lalu dikirim kembali ke pembangkit uap (Gambar 1).



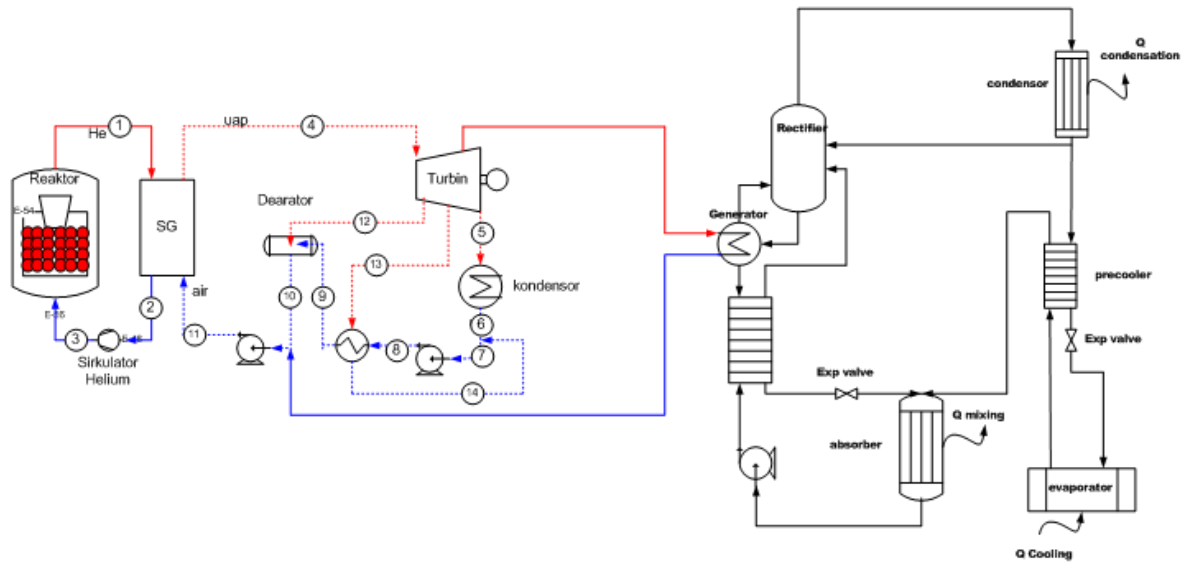
Gambar 1. HTGR Siklus Uap Rankine

### HTGR-SUR Kogenerasi

Sistem kogenerasi adalah serangkaian pembangkitan secara simultan dua bentuk produk yang berguna. Sistem ini kogenerasi yang dikaji adalah HTGR-SUR dengan siklus refrigerasi atau dikenal dengan kombinasi pendinginan dan listrik (*Combine Cooling and Power-CCP*)

Dalam sistem kogenerasi pendingin dan listrik, energi panas maupun energi panas sisa dari pembangkit digunakan untuk menggerakkan sistem pendingin. Sehingga, penggunaan sistem kogenerasi ini akan meningkatkan efisiensi keseluruhan dan mengurangi panas yang keluar ke lingkungan (Gambar 2).

Dalam penelitian ini pendingin disediakan oleh siklus refrigerasi absorpsi. Sistem refrigerasi ini dipilih karena memiliki keuntungan di dalam masukan kerja yang relative kecil dibanding dengan sistem refrigerasi kompresi uap (kerja pompa dibandingkan kerja kompresor)[8]. Sistem refrigerasi ini dapat dimanfaatkan secara luas dalam industri makanan, obat maupun kimia hingga pendingin ruangan. Dengan demikian sistem yang akan dikaji ini dapat mendukung tujuan pembangunan RDNK selain sebagai *master* PLTN juga sebagai sistem utilitas industri. Parameter siklus refrigerasi didasarkan pada siklus refrigerasi absorpsi penelitian terdahulu[9,10].



Gambar 2. Sistem Kogenerasi HGTR-SUR refrjjerasi

### Analisis Energi dan eksergi

Eksergi adalah jumlah maksimum kerja net yang diperoleh ketika aliran materi dibawa dari keadaan awal ke keadaan mati (*dead state*) melalui proses yang melibatkan interaksi hanya dengan lingkungan. Suatu sistem dikatakan berada dalam *dead state* ketika berada dalam kesetimbangan termal, mekanik dan kimia dengan lingkungan. Salah satu kegunaan utama dari konsep eksergi adalah keseimbangan eksergi dalam analisis sistem termal. Analisis eksergi adalah alat untuk identifikasi jenis, lokasi dan besarnya kerugian termal [11].

Kesetimbangan Massa, energi dan Eksergi untuk setiap volume kendali pada keadaan tunak dengan mengabaikan perubahan energi kinetik dan potensial dapat dinyatakan, dengan :

$$\sum_{i=1}^n m_i - m_o = 0 \quad (1)$$

$$Q - W_{cv} = \sum_{o=1}^n m_o \left( h_o + \frac{1}{2} V_o^2 + g z_o \right) - \sum_{i=1}^n m_i \left( h_i + \frac{1}{2} V_i^2 + g z_i \right) \quad (2)$$

$$\sum Ex_{heat} - \sum Ex_{work} + \sum Ex_i - \sum Ex_o = \sum Ex_{dest} \quad (3)$$

Dimana Q dan W merupakan laju panas masuk dan daya keluar, m adalah laju alir massa dari fluida, h adalah entalpi, tanda in dan out merupakan relasi dari masukan dan keluaran,  $Ex_{dest}$  merupakan laju *Exergi destruction* / losses, dan  $Ex_{heat}$  adalah net eksergi yang dipindahkan oleh panas pada temperatur T, yang diberikan oleh

$$\sum Ex_{heat} = \sum \left( 1 - \frac{T_0}{T} \right) Q \quad (4)$$

Aliran spesifik eksergi dihitung sebagai berikut:

$$\varepsilon = (h - h_0) - T_0 \cdot (s - s_0) \quad (5)$$

Dimana  $h$  adalah entalpi,  $s$  adalah entropi, dan subskrip nol menunjukkan kondisi *dead state* pada  $P_0$  dan  $T_0$ .

Laju ireversibilitas (kerja yang hilang)  $I$  pada proses aliran *steady* dalam kontrol volume merupakan selisih dari kerja maksimum/reversible dengan kerja aktual, yang sebanding dengan eksergi yang hancur dalam proses aktual.

$$I = Ex_{dest} = W_{u\ max} - W_u = T_0 S_{gen} \quad (6)$$

Untuk mengevaluasi unjuk kerja HTGR-SUR maupun kogenerasi HTGR-SUR refrijerasi dari sudut pandang energi dikenal sebagai efisiensi energi yang dirumuskan seperti persamaan 8 dan 9:

$$\eta_I = \frac{W_{net}}{Q_{reaktor}} \quad (7)$$

$$\eta_{kogen} = \frac{W_{nett} + Q_{cooling}}{Q_{reaktor}} \quad (8)$$

$$COP = \frac{Q_{cooling}}{Q_{generator} + W_{pompa}} \quad (9)$$

dengan  $W_{net} = W_{turbin} - W_{pompa}$ ,  $Q_{reaktor}$  daya termal reaktor,  $Q_{cooling}$  adalah kapasitas pendinginan.

Sementara itu dari segi eksergi, unjuk kerja dinyatakan dalam efisiensi eksergi. Untuk analisis eksergi ini, diasumsikan bahwa energi pembelahan reaktor ditransfer ke pendingin helium melalui transfer panas[12], yang mana eksergi spesifiknya dapat dilihat dari persamaan berikut:

$$\varepsilon_{fisi} = q_{fisi} \left( 1 - \frac{T_0}{T_{fisi}} \right) \quad (10)$$

Karena  $T_{fisi} \gg T_0$ , maka eksergi yang ditransfer dari reaksi pembelahan ke helium dapat dianggap sama dengan panas yang dibebaskan dari reaksi pembelahan,

$$\varepsilon_{fisi} = q_{fisi} \quad (11)$$

Sehingga efisiensi eksergi HTGR-SUR maupun kogenerasi HTGR-SUR refrijerasi dapat ditulis sebagai berikut

$$\eta_{II} = \frac{W_{nett}}{Ex_{fisi}} = \frac{W_{nett}}{Q_{fisi}} \quad (12)$$

$$\eta_{Icc} = \frac{W_{net} + Ex_{cooling}}{Q_{reaktor}} \quad (13)$$

$Ex_{cooling}$  adalah eksergi produk pendinginan yang terjadi pada evaporator

### Perhitungan ekonomi

Perhitungan ekonomi dimaksudkan untuk mendapatkan biaya pembangkitan dan biaya pendinginan terleveli-zed. *Power generation cost (PGC)* adalah harga pokok produksi per kWh yang di-levelized, yang terdiri dari biaya kapital, biaya operasi dan pemeliharaan dan biaya bahan bakar [13]. Biaya pembangkit listrik dari HTR-PM terdiri dari komponen biaya modal, biaya operasi(O&M), biaya bahan bakar dibagi daya listrik yang dihasilkan dengan rumus perhitungan sebagai berikut:

$$PGC = \frac{I}{\left( E \sum_{t=1}^n (1+r)^{-t} \right)} + \frac{M}{E} + F \quad (14)$$

dimana PGC adalah Power generation cost (US\$/kWh), I adalah Total Biaya Investasi yang didiskontokan ke tahun COD, M merupakan Biaya operasi dan pemeliharaan per tahun, F=Biaya bahan bakar, E=Produksi listrik yang dibangkitkan per tahun,  $r = \text{Discount rate}$ ,  $n = \text{Umur pembangkit}$ .

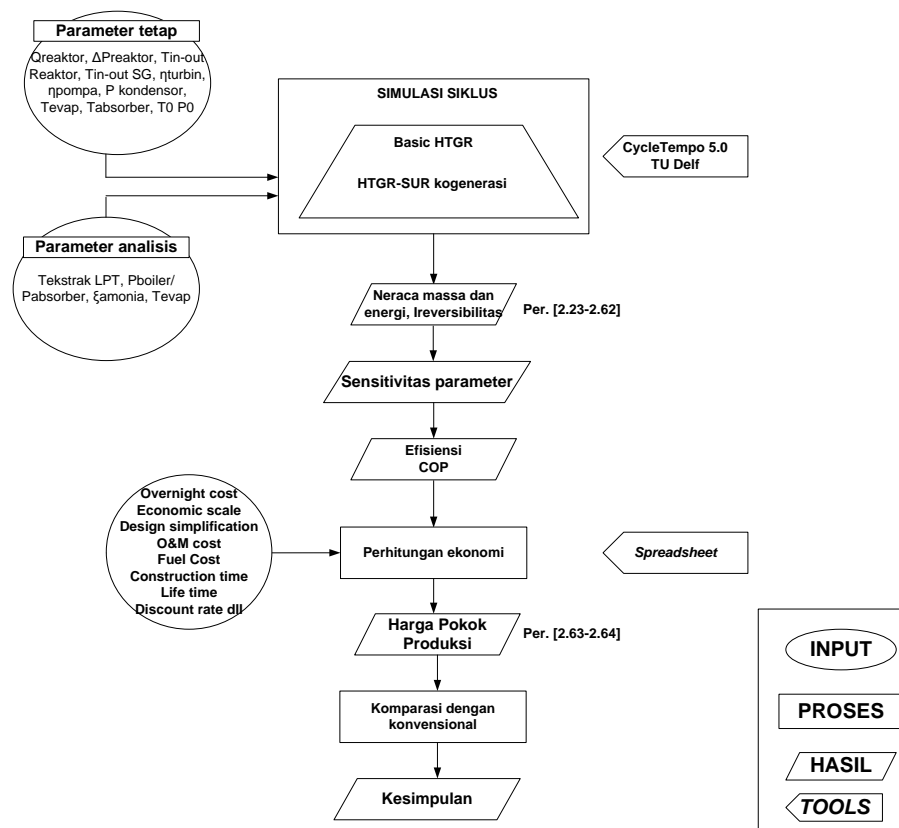
Untuk mendapatkan *overnight cost* atau biaya sesaat dari HTGR-SUR dalam tesis ini dilakukan dengan asumsi skala ekonomi dari HTGR setipe berdaya besar.

$$Biaya(P_1) = Biaya(P_0) \left( \frac{P_1}{P_0} \right)^n \quad (15)$$

$Biaya(P_1)$ =Biaya pembangkit listrik untuk satuan ukuran  $P_1$ ,  $Biaya(P_0)$ =Biaya pembangkit listrik untuk ukuran unit  $P_0$ , dan  $n$ = faktor skala, nilai skala antara 0,4-0,7 untuk seluruh pembangkit. Selain itu digunakan pula faktor simplifikasi disain untuk biaya sesaat HTGR[14]. Biaya sesaat HTGR besar setipe yang dipakai adalah HTR-PM[14], O&M 1.2% biaya investasi [15], biaya bahan bakar dihitung dari masing-masing tahap pengolahan bahan bakar nuklir. Untuk biaya sesaat sistem refrijerasi digunakan basis tipikal 1000\$/kWh[16], O&M 1%[17]. Sementara itu untuk sistem kogenerasi digunakan metode daya yang hilang untuk memberi harga pada panas dan listrik yang digunakan dalam siklus refrijerasi

## Metode

Tahap awal dilakukan simulasi dengan *Cycletempo* pada HTGR-SUR, kemudian dilakukan analisis energi, eksergi dan ekonomi. Lalu simulasi sistem kogenerasi HTGR-SUR refrijerasi dilanjutkan dengan analisis energi, eksergi dan ekonomi. Analisis sensitifitas dilakukan dengan memvariasikan temperatur generator ( $T_{gen}$ ), rasio tekanan generator dan absorber ( $r_p$ ), temperatur evaporator ( $T_{evap}$ ) dan konsentrasi amonia ( $\xi_{NH_3}$ ). Alur kerja dapat dilihat pada Gambar 3,



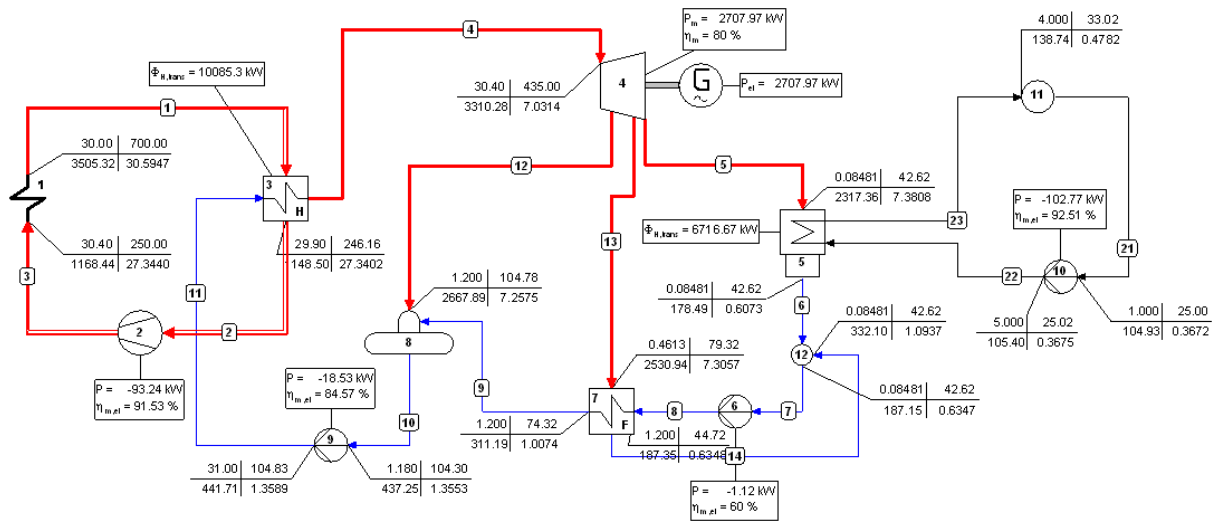
Gambar 3. Alur kerja penelitian

Untuk biaya pembangkitan dibandingkan dengan biaya pembangkitan PT PLN, atau yang sering disebut Biaya Pokok Pengadaan Energi Listrik PLN (BPP PLN). BPP PLN 2015 diprediksi dari Statistik Listrik PLN sebesar Rp. 1.444/kWh atau 11.1¢/kWh [18]. Sedangkan Biaya Pendinginan dibandingkan dengan Biaya Pendingin dari sistem konvensional, pembakaran BBM, dengan menggunakan data harga solar HSD Rp. 10.100/liter atau 123.52 \$/bbl untuk menghitung biaya panas dan tarif dasar listrik PLN sebesar Rp. 1.524/kWh atau 0.12 \$/kWh untuk pembelian listrik. Untuk kogenerasi, dua kasus diuji pada siklus refrijerasi, yaitu Kasus 1 (K1) pendingin 105.9 kW, COP 0.57 dan Kasus 2 (K2) pendingin 157.8 kW,

COP 0.42. Dari analisis sensitivitas dan perbandingan ekonomi tersebut kemudian diambil kesimpulan.

## Hasil dan Pembahasan

Simulasi *Cycletempo* dapat dilihat pada Gambar 4 skema HTGR-SUR dengan data arus seperti pada Tabel 1.



Gambar 3. Alur kerja penelitian

Tabel 1. Neraca massa, energi dan eksergi HTGR-SUR

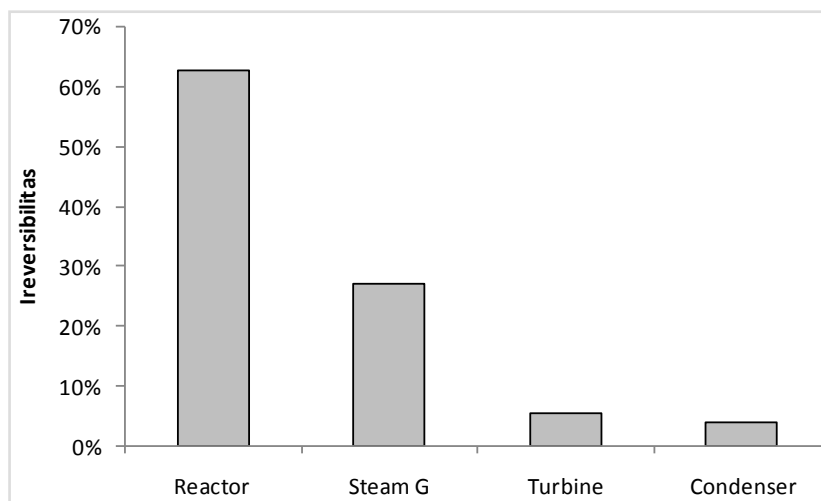
Arus	T °C	P bar	m kg/s	h kJ/kg	s kJ/kg.K	mh kJ/s	En %	Ex kJ/s	Ex %
1.	700.0	30.0	4.28	3505.32	30.59	14,998.91	100	16,195.8	100.0
2.	246.2	29.9	4.28	3505.32	30.59	4,914.32	32.8	10,332.8	63.8
3.	250.0	30.4	4.28	1148.50	27.34	4,999.64	33.3	10,413.2	64.3
<b>BBN</b>								10,000.0	61.7
4.	435.0	30.4	3.52	3,310.28	7.0314	11,638.94	100.0	4,167.46	100.0
5.	42.62	0.08	3.14	2,317.36	7.3808	7,276.51	62.5	271.44	6.51
6.	42.62	0.08	3.14	178.49	0.6073	560.46	4.8	3.02	0.07
7.	42.62	0.08	3.328	187.15	0.6347	622.84	5.4	4.38	0.11
8.	44.72	1.20	3.328	187.35	0.6348	623.50	5.4	4.94	0.12
9.	74.32	1.20	3.328	311.19	1.0074	1,035.64	8.9	41.17	0.99
10.	104.30	1.18	3.516	437.25	1.3553	1,537.37	13.2	115.91	2.78
11.	104.83	31.0	3.516	442.31	1.3594	1,555.16	13.4	129.33	3.10
12.	104.78	1.20	0.188	2,667.89	7.2575	501.56	4.3	89.18	2.14
13.	79.32	0.46	0.187	2,530.94	7.3057	473.29	4.1	60.36	1.45
14.	42.62	0.08	0.187	332.10	1.0937	62.10	0.5	1.33	0.03



Analisis terhadap sistem HTGR-SUR dapat dilihat pada Tabel 2 dan Gambar 4. Sedangkan pengaruh ukuran bola BBN terhadap perbedaan temperature reaktor dan ireversibilitas dapat dilihat pada Gambar 5 dan Gambar 6.

**Tabel 2. Ireversibilitas HTGR-SUR**

Komponen	Eksergi Sistem (kW)			Persen Ireversibilitas
	Total	Daya	Ireversibilitas	
Reactor	4,216.64		4,216.64	62.76%
Steam Generator	1,824.08		1,824.08	27.15%
Blower	-80.39	-85.32	4.93	0.07%
Turbine	3,746.16	3,385.05	361.11	5.38%
Condenser	268.42		268.42	3.99%
Mixer	0.25		0.25	0.004%
LP Pump	-0.56	-0.67	0.10	0.002%
FW Heater	23.76		23.76	0.35%
Dearator	14.61		14.61	0.217%
HP Pump	-13.42	-17.79	4.37	0.07%

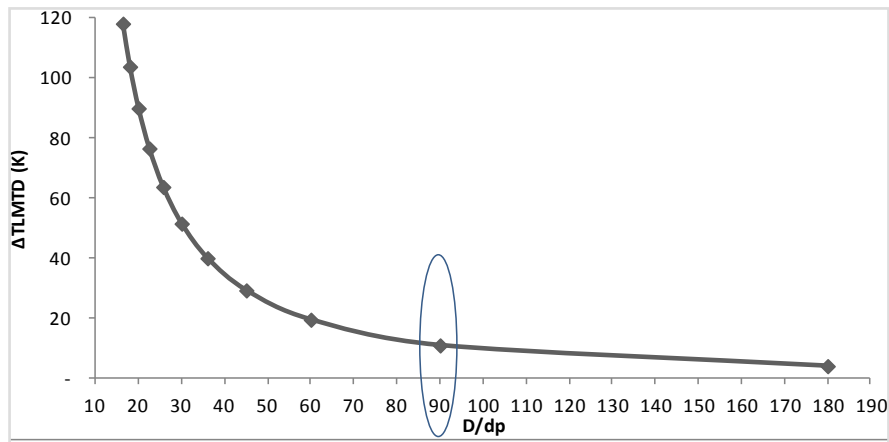


**Gambar 4. Persentase ireversibilitas komponen utama HTGR-SUR**

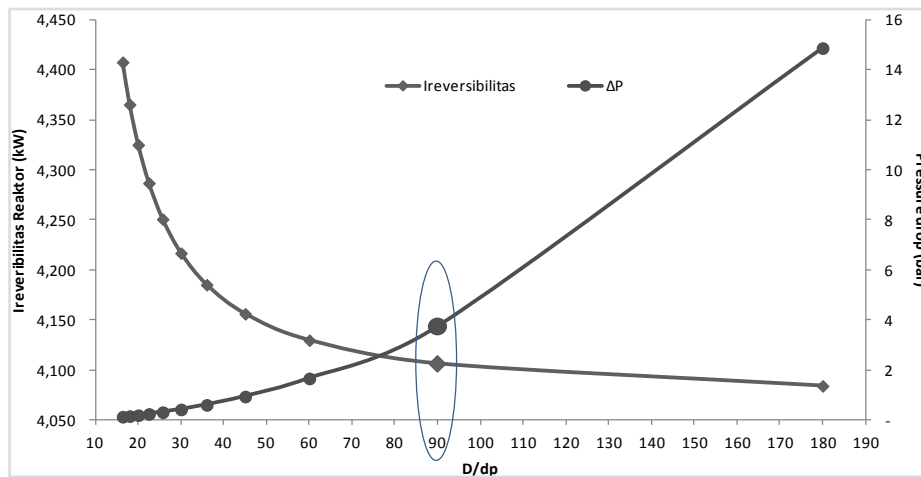
Kita dapat melihat kehancuran eksergi pada tiap komponen dalam sistem. Eksergi yang hancur atau disebut ireversibilitas adalah parameter penting yang digunakan dalam analisis hukum II, karena parameter ini memperlihatkan dengan jelas ketidakefisiensian dari komponen yang ada. Gambar 4 memperlihatkan ireversibilitas komponen, yang telah diurutkan dari yang terbesar hingga yang terkecil. Nampak bahwa ireversibilitas reaktor adalah yang terbesar kemudian diikuti Pembangkit uap, turbin, kondensor, sistem pemanas air umpan, sirkulator helium, pompa tekanan tinggi, mixer dan pompa tekanan rendah.

Salah satu usaha untuk menurunkan beda temperature dalam reaktor adalah dengan dengan memperluas bidang kontak antara bola BBN dan helium. Dengan menggunakan laju panas reaktor yang tetap, perluasan bidang kontak dapat dilakukan dengan memperkecil ukuran bola BBN, dinyatakan dalam rasio diameter reaktor per diameter bola BBN. Dengan demikian

dapat diperoleh hubungan ukuran bola BBN, diekspresikan sebagai hubungan  $D/d_p$ , dengan ireversibilitas dan  $\Delta P$  serta  $\Delta T_{LMTD}$ , (Gambar 5 dan 5a).



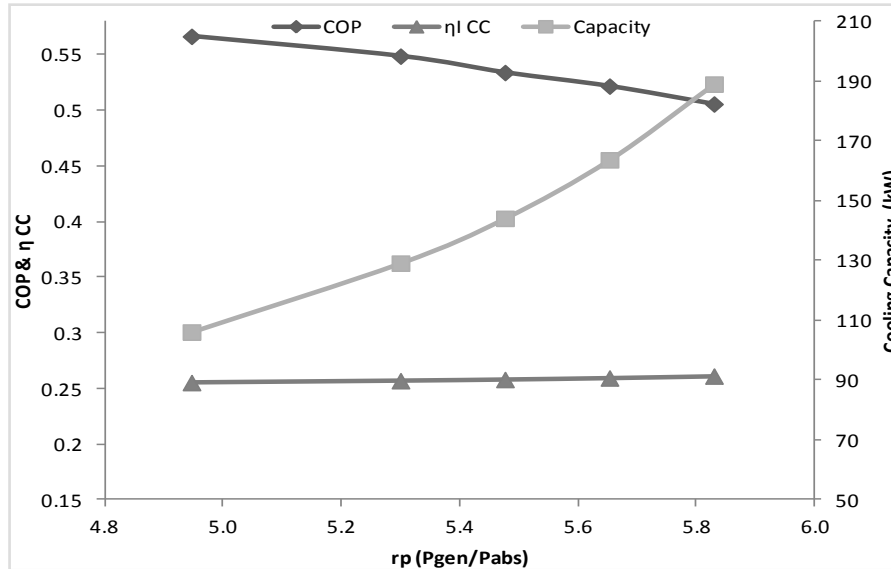
Gambar 5.  $D/d_p$  versus beda temperature logarimik reaktor



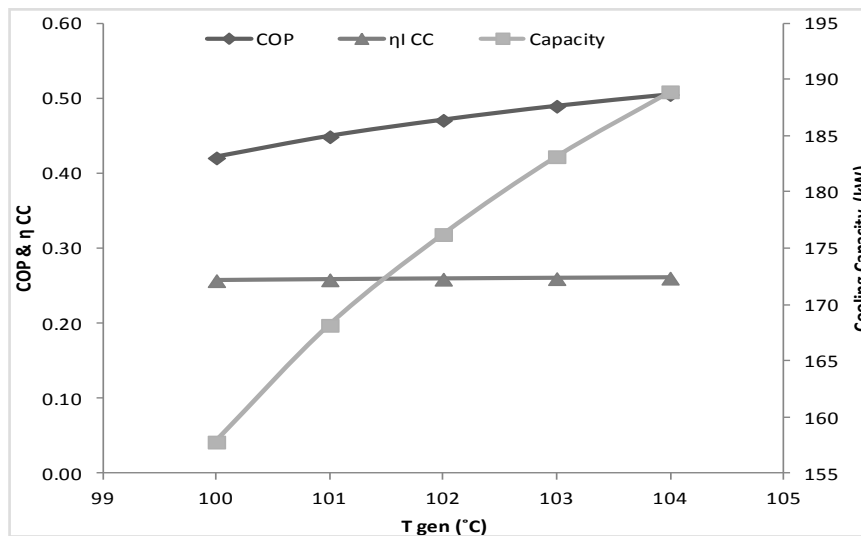
Gambar 5a.  $D/d_p$  versus ireversibilitas reaktor dan pressuredrop

Dari Gambar 5, didapat bahwa semakin besar  $D/d_p$  maka  $\Delta T_{LMTD}$  akan semakin kecil. Hal ini dikarenakan dengan semakin besar  $D/d_p$  maka luas perpindahan panas konveksi antara bola BBN dan helium semakin besar sehingga pada laju panas reaktor yang tetap akan diperoleh beda temperatur yang semakin kecil. Kemudian dengan semakin kecilnya perbedaan temperatur di dalam reaktor berakibat pada turunnya ireversibilitas reaktor. Seperti Gambar 5a, dengan naiknya  $D/d_p$  maka ireversibilitas reaktor akan semakin turun, namun disatu sisi hal tersebut mengakibatkan naiknya penurunan tekanan dalam reaktor. Besarnya penurunan tekanan dapat dijelaskan sebagai akibat efek dari penurunan porositas ( $\epsilon$ ) [19]. Dari hasil perhitungan dan dapat dilihat pada Gambar 4.6 dan 4.7 tersebut dapat diketahui  $D/d_p$  optimum adalah 90 (diameter bola BBN 2cm).

### Simulasi kogenerasi HTGR-SUR refrijerasi



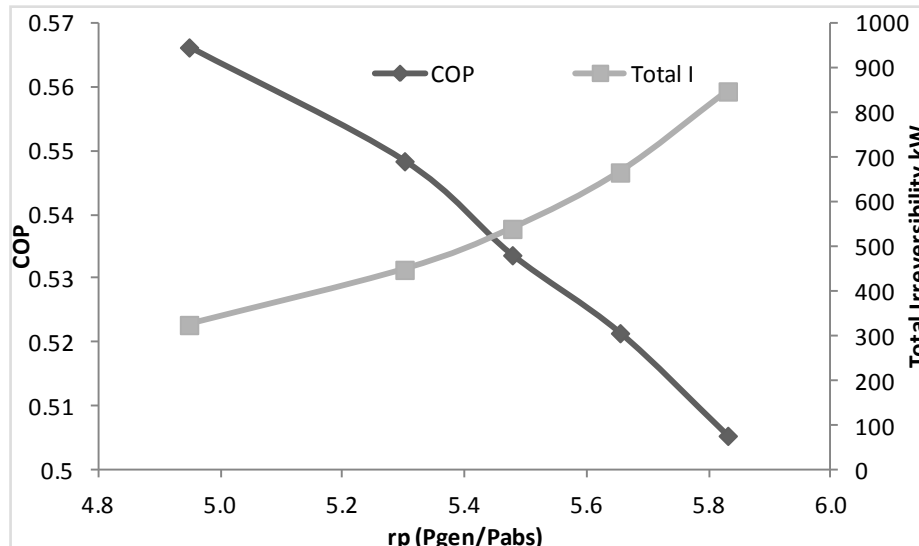
Gambar 6. Hubungan  $r_p$  dengan COP,  $\eta$  dan Cooling Capacity



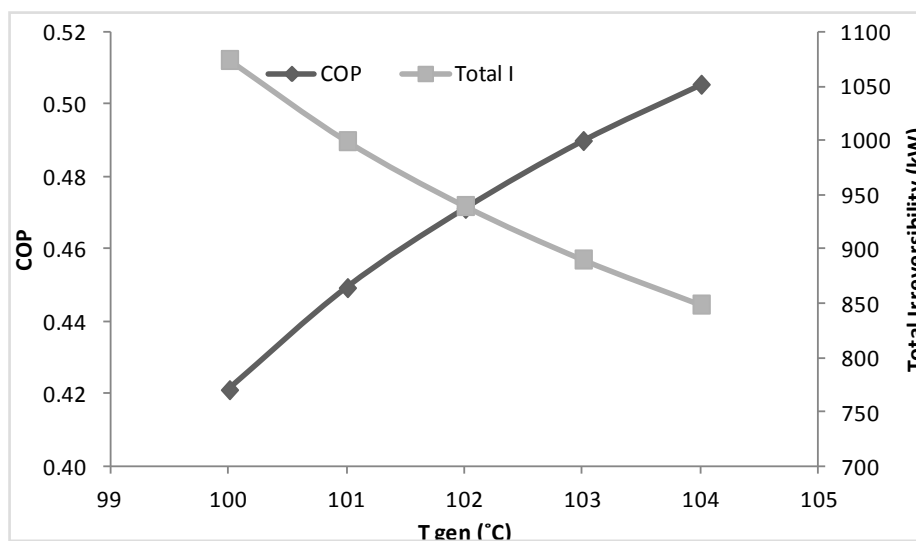
Gambar 6a. Tgen dengan COP,  $\eta$  dan Cooling Capacity

Secara umum semakin besar  $r_p$ , mengakibatkan harga COP semakin rendah. Sebaliknya terjadi pada  $T_{gen}$ , kenaikan temperatur akan meningkatkan harga COP siklus. Hal tersebut dapat dijelaskan lebih lanjut dengan bantuan hukum II termodinamika, seperti pada Gambar 7 dan 7a. Penurunan COP terjadi karena dengan meningkatnya rasio tekanan akan meningkatkan pula ireversibilitas total dari siklus sementara kenaikan temperatur generator secara keseluruhan dapat menurunkan ireversibilitas total siklus refrijerasi sehingga akan menaikkan COP.

Kelarutan ammonia dalam air sangat dipengaruhi oleh temperatur, oleh karenanya dengan mengoperasikan generator pada temperatur yang tinggi akan mengakibatkan refrijeran amonia lebih mudah terekstrak. Proses ini mengakibatkan turunnya ireversibilitas generator, mempengaruhi ireversibilitas total.



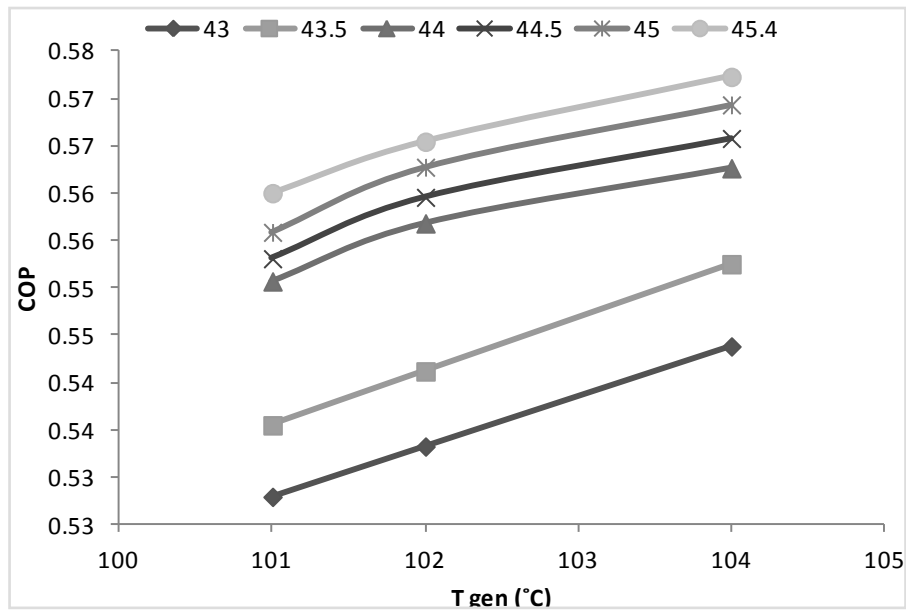
Gambar 7. Pengaruh rp terhadap total ireversibilitas dan COP



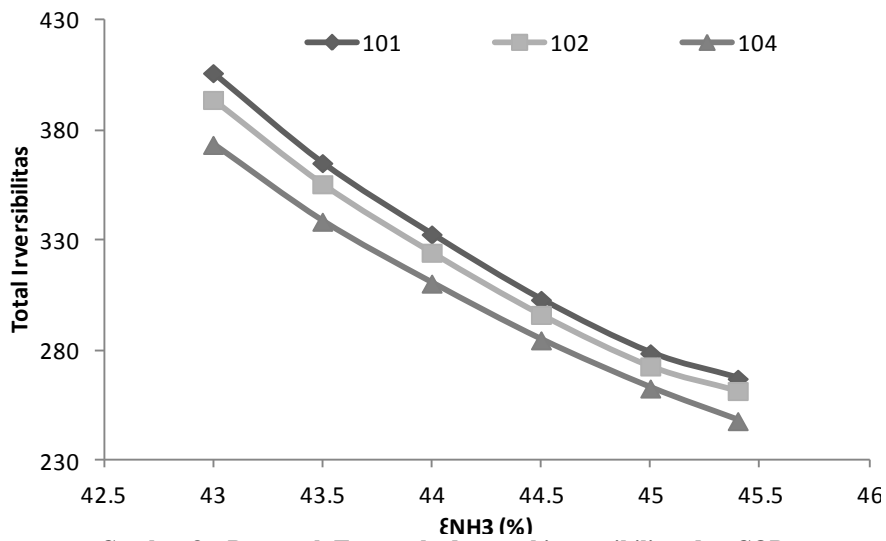
Gambar 7a. Pengaruh Tgen terhadap total ireversibilitas dan COP

Parameter selain itu adalah konsentrasi amonia pada larutan kaya juga mempengaruhi harga COP. Semakin tinggi konsentarsi amonia semakin tinggi pula COP (Gambar 8). Konsentrasi larutan kaya berhubungan erat dengan massa refrijeran, semakin besar konsentrasi larutan kaya maka akan semakin banyak refrijeran yang terekstrak dari larutan amonia air dalam generator yang secara bersamaan meningkatkan kapasitas pendinginan. Pada masukan energi yang sama pada generator, meningkatnya kapasitas pendinginan mengakibatkan naiknya performa siklus refrijerasi [20]. Semakin tinggi konsentrasi larutan kaya akan mempermudah pengekstrakan

refrijeran dari campuran, sehingga mngurangi beban generator yang merupakan penyumbang irreversibilitas terbesar dalam siklus refrijerasi (Gambar 8a).

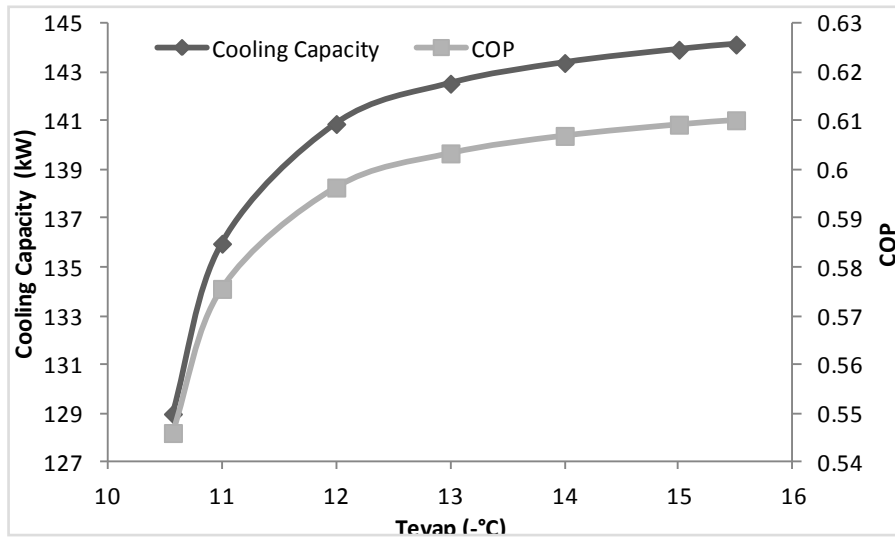


Gambar 8. Pengaruh Tgen terhadap total irreversibilitas dan COP



Gambar 8a. Pengaruh Tgen terhadap total irreversibilitas dan COP

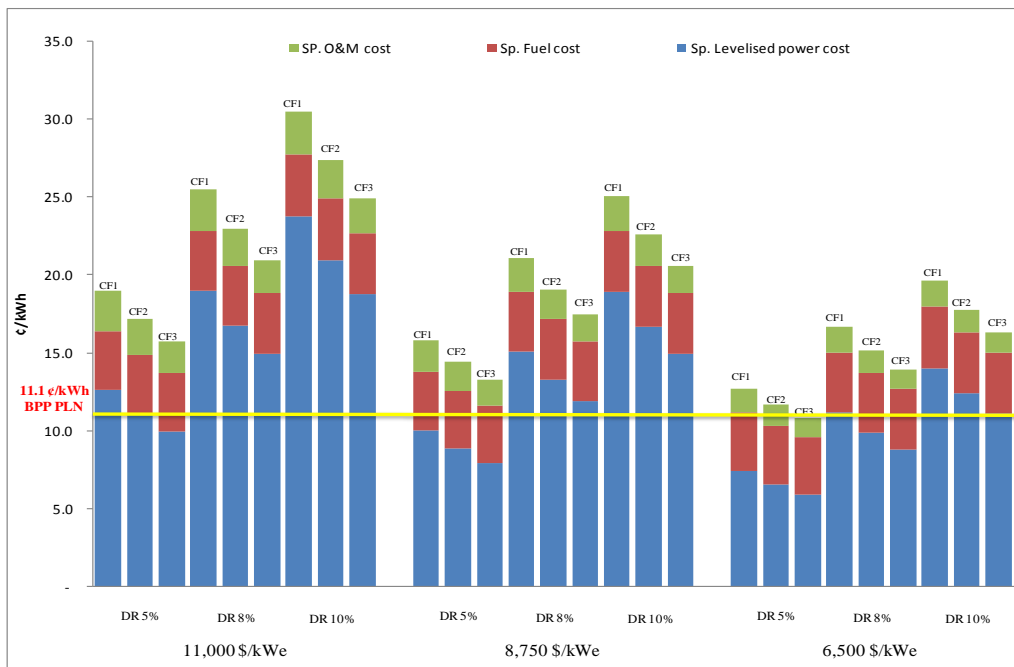
Sedangkan temperatur evaporator berdampak positif terhadap kapasitas pendinginan.



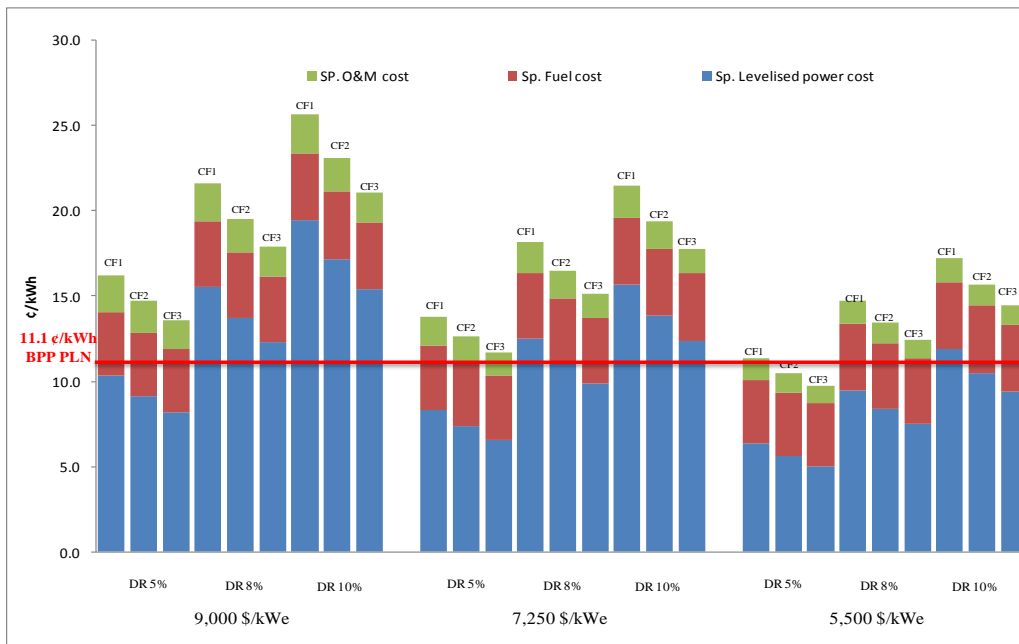
Gambar 9. Pengaruh Tevaporator terhadap cooling capacity dan COP

Semakin rendah temperatur evaporator, berakibat semakin rendah entalpi refrijeran yang mengakibatkan panas yang dapat diserap dari lingkungan semakin besar. Sehingga kapasitas pendinginan akan meningkat, yang secara langsung akan meningkatkan performa siklus refrijerasi, pada pasokan panas yang sama. Akan tetapi hal ini akan berdampak pada meningkatnya ireversibilitas total siklus, dikarenakan naiknya ireversibilitas evaporator karena transfer panas

Dari perhitungan ekonomi untuk HTGR-SUR didapatkan hasil seperti Gambar 9 dan 10



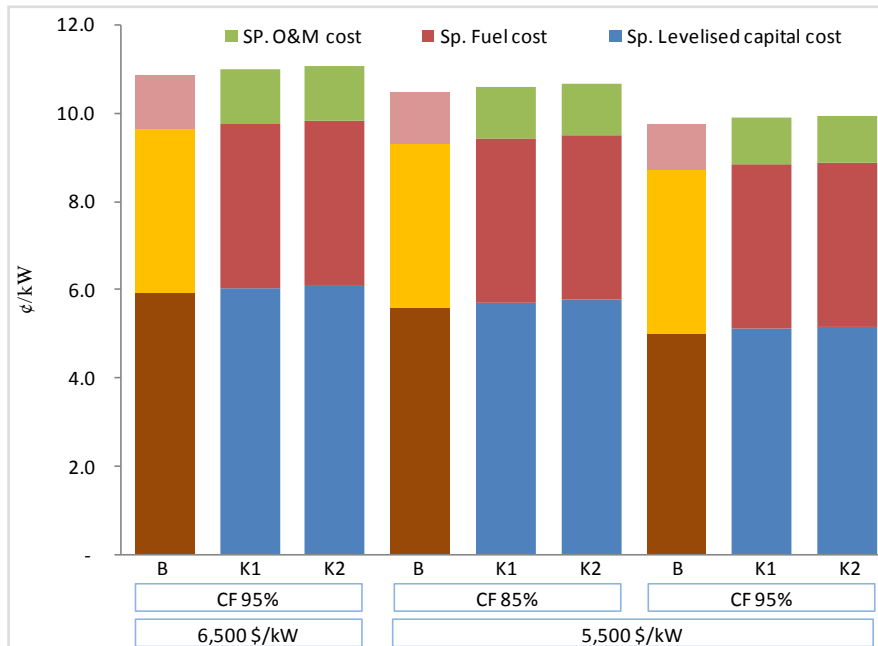
Gambar 9. Biaya pembangkitan pada biaya sesaat 6,500-8,750-1,000,; faktor kapasitas 17-90% dan 5-10% dis. Rate



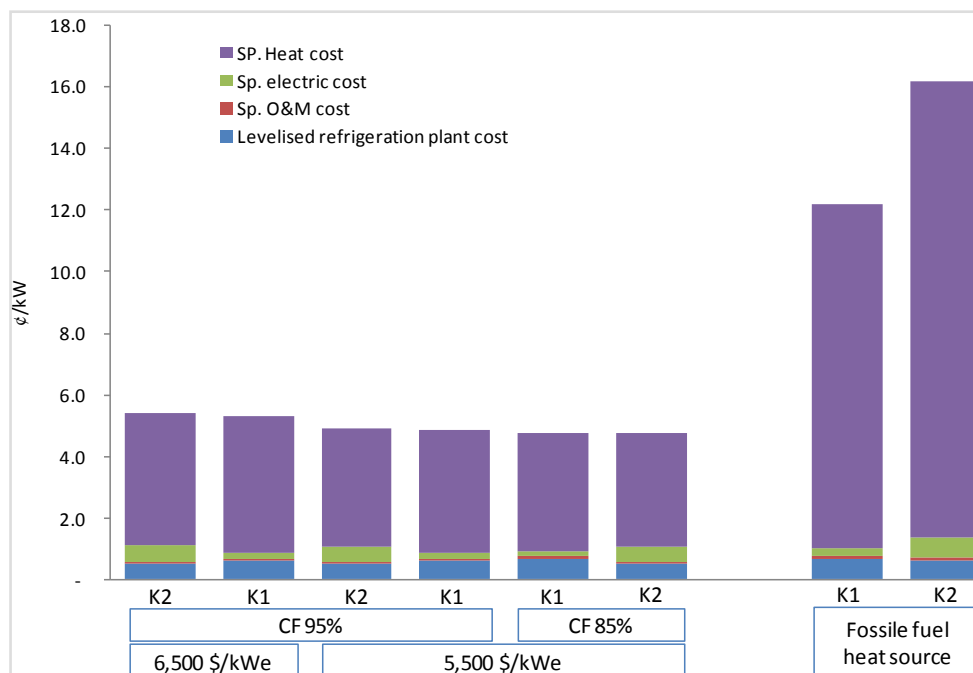
Gambar 10. Biaya pembangkitan pada biaya sesaat 5,500-7,250-9,000; faktor kapasitas 75-90% dan 5-10% *discrt rate*

Dilihat dari data pembandingan BPP PLN maka HTGR 10M<sub>th</sub> masih bisa kompetitif di Indonesia jika biaya sesaat berada diantara 5,500 – 6,500 \$/kWe dengan kapasitas pembangkit diatas 75% dan *discount rate* sebesar 5%. Range biaya sesaat tersebut masih bisa dicapai HTGR 10MW<sub>th</sub> dengan adanya simplifikasi desain. Sedangkan faktor kapasitas PLTN memang didesain antara 85-90%. Untuk *discount rate* bisa diterima untuk kasus ini dikarenakan PLTN HTGR-SUR yang akan dibangun diperuntukan sebagai reaktor non komersial dan pembangunannya dilakukan pemerintah. Sehingga *discount rate* 5% bisa dianggap sebagai jaminan pemerintah (*gouverment guarantee*) terhadap proyek PLTN HTGR-SUR (RDNK) sehingga tingkat risiko proyek menjadi turun menyerupai keadaan negara maju.

Dari perhitungan ekonomi kogenerasi HTGR-SUR refrijerasi didapat biaya pembangkitan, dan biaya pendinginan seperti Gambar 11 dan 12. Biaya pembangkitan kogenerasi lebih tinggi ±1.5% dari biaya pembangkitan basis karena kenaikan biaya investasi dan O&M. Kenaikan tersebut dikarenakan turunnya produksi listrik, karena ada sebagian uap yang diekstrak dari turbin untuk sistem kogenerasi, sementara biaya tahunan yang dikeluarkan tetap. Meskipun demikian dari semua kasus, biaya pembangkitan kogenerasi masih dibawah BPP PLN.



Gambar 11. Biaya pembangkitan sistem kogenerasi



Gambar 11. Biaya pembangkitan sistem kogenerasi

Sedangkan dari Gambar 11. terlihat bahwa biaya panas merupakan komponen terbesar dalam biaya pendinginan baik untuk kogenerasi (80% dari total biaya) maupun konvensional (90%). Secara umum biaya pendinginan untuk kasus 1 lebih rendah rata-rata 1% dari kasus 2. Hal ini dikarenakan COP pada kasus 1 lebih tinggi dari kasus 2 ( 0.5 vs 0.42) sehingga kebutuhan panas pada kasus 1 lebih rendah yang mengakibatkan biaya panas (komponen terbesar dari biaya pendinginan) lebih rendah. Meski biaya investasi kasus 2 lebih rendah dibandingkan dengan kasus 1 namun karena porsi biaya investasi yang kecil (9%) dalam total biaya



pendinginan sehingga tidak terlihat.

Dari semua kasus yang ditinjau, harga pendinginan dari sistem kogenerasi selalu lebih rendah dari sistem konvensional. Hal ini dikarenakan biaya panas pada sistem konvensional lebih tinggi 3 kali lipat dibanding dengan sistem kogenerasi. Oleh karena itu biaya pendinginan sistem konvensional sangat tergantung pada harga dari bahan bakar minyak.

Jika dilihat sebagai satu kesatuan sistem kogenerasi, biaya yang ada hanyalah biaya investasi, O&M dan bahan bakar dari PLTN HTGR sedangkan revenue hanyalah dari biaya pembangkitan. Biaya yang terjadi karena konsep daya yang hilang (*heat & electricity cost*) dapat dianggap tidak ada dikarenakan dikonsumsi dalam sistem kogenerasi. Oleh karena itu, adanya selisih biaya pendinginan konvensional dengan biaya pendinginan kogenerasi dapat kita anggap sebagai keuntungan yang didapat secara langsung dari sistem kogenerasi.

Sehingga keuntungan dari biaya pendinginan ini dapat dipakai sebagai subsidi untuk biaya pembangkitan, yang berakibat turunnya biaya pembangkitan dari sistem kogenerasi. Atau pada setiap skenario kogenerasi, tiap biaya pembangkitan akan mendapat subsidi dari biaya pendinginan sebesar antara 6.86 – 11.24 ¢/kWh

## **Kesimpulan dan Saran**

### **Kesimpulan**

1. Reaktor nuklir merupakan komponen yang paling tidak efisien dalam siklus yaitu sebesar 4,216.64 kW atau 62.8% dari total irreversibilitas. Hal ini disebabkan ketidakefisiensian yang sangat besar pada transfer energi dari reaksi pembelahan ke pendingin helium serta perbedaan temperatur dalam reaktor.
2. Dengan memperkecil ukuran reaktor maka perbedaan temperature dalam reaktor akan turun sehingga irreversibilitas reaktor akan turun. D/dp 90 merupakan ukuran optimum dilihat dari penurunan irreversibilitas dan *pressure drop* reaktor yaitu diameter bola BBN 2cm, irreversibilitas reaktor 4,106 kW dan 3.7 bar.
3. Pada siklus kogenerasi, rasio tekanan, temperatur generator, konsentrasi ammonia dan temperature evaporator mempengaruhi performa siklus refrijerasi.
4. Semakin besar rasio tekanan akan menurunkan COP refrijerasi disebabkan meningkatnya irreversibilitas total siklus refrijerasi. Sementara peningkatan temperatur generator, konsentrasi ammonia dan temperature evaporator akan meningkatkan COP.
5. Pemanfaatan kogenerasi mampu meningkatkan efisiensi keseluruhan sebesar rata-rata 0.7%, meningkat dari 24.9% menjadi rata-rata 25.6%

6. Biaya sesaat 5,500 \$/kWh – 6,500 \$/kWh dengan faktor kapasitas pembangkit diatas 75% dan *discount rate* 5% merupakan kondisi keberterimaan HTGR 10MWth di Indonesia dikarenakan kondisi tersebut menghasilkan biaya pembangkitan sesuai dengan BPP PLN.
7. Porsi terbesar dari biaya pembangkitan PLTN HTGR 10MW adalah biaya investasi 51% -72% dari biaya pembangkitan.
8. Biaya pembangkitan kogenerasi lebih tinggi  $\pm 1.5\%$  dari biaya pembangkitan basis karena kenaikan biaya investasi dan O&M.
9. Biaya panas merupakan komponen terbesar dari biaya pendinginan
10. Biaya pendinginan pada siklus refrijerasi dengan COP 0.52 lebih rendah dibandingkan dengan siklus ber COP 0.42. Hal ini dikarenakan biaya panas pada siklus dengan COP tinggi lebih kecil siklus ber COP rendah.
11. Dengan menggunakan konsep daya yang hilang sebagai kompensasi biaya panas untuk siklus refrijerasi, biaya pendinginan dari sistem kogenerasi lebih rendah dari biaya pendinginan konvensional.
12. Selisih antara biaya pendinginan konvensional dan biaya pendinginan kogenerasi yang berkisar antara 6.86 – 11.24  $\text{¢/kWh}$  merupakan keuntungan langsung dari sistem kogenerasi yang mana dapat digunakan sebagai subsidi untuk biaya pembangkitan.

### **Saran**

1. Parameter operasi dan ekonomi yang digunakan dalam tesis ini masih berdasar data dari jurnal, alangkah baiknya seandainya data yang digunakan diperoleh langsung dari pendisain PLNT HTGR,
2. Perlu dilakukan penelitian lebih lanjut terhadap ireversibilitas reactor, mengingat ireversibilitas terbesar terjadi karena transfer energi dari reaksi fisi ke pendingin helium,
3. Perubahan ukuran bola BBN mampu menurunkan ireversibilitas reactor, namun perlu dilakukan kajian lebih lanjut terkait neutronik reactor, maupun efek terhadap komponen lain dalam PLTN HTGR.

### **Daftar Referensi**

- [1] Wisnubroto, D.S.(2014) *Pengembangan Reaktor Daya Non Komersial, Strategi untuk Pemenuhan Bauran Energi Nasional*. Hateknas, Seminar Bidang Energi.

- [2] Brey H.L.( 2000). *Development history of the gas turbine Modular high temperature reactor* Report of a Technical Committee meeting held in Palo Alto, United States of America
- [3] Fröhling, Unger H.-M., Dong Y.. *Thermodynamic assessment of plant efficiencies for HTR power conversion systems*. Institut für Sicherheitsforschung und Reaktortechnik Forschungszentrum Jülich Germany And Institute of Nuclear Energy Technology Tsinghua University China. 2007
- [4] Zhu S, Tang Y, Xiao K, and Zhang Z. (2008) *Coupling of Modular High-Temperature Gas-Cooled Reactor with Supercritical Rankine Cycle*, Science and Technology of Nuclear Installations Volume.
- [5] Geschwindta J.R.(2011), Lommersb L.J., Southwortha F.H., Shahrokhi F.. *Performance and optimization of an HTR cogeneration system*, ScienceDirect, Nuclear Engineering and Design
- [6] Yutaka. T, Hirozo. S, Nobuhiko.M, Miki. M, Mitsuto. M, Iwao. O. *Feasibility Study For Application Of Mixture Working Fluid Cycle to Nuclear Reactor Power Plant*, 7<sup>th</sup> International Conferences on Nuclear Engineering, Tokyo, Japan April 19-23 1999
- [7] Rasyid H.A., Putra N., Nasruddin, Koestoer R. A.(2010). *Exergy Analysis For Performance Improvement Of Steam Power Plant By Installing Regenerative Dual Pressure Bottoming Binary Cycle To Utilize Thermal Waste*, IMAT 2010 - 3rd International Meeting of Advances in Thermo-fluids, Singapore 30th November.
- [8] Moran MJ. *Fundamentals of energy analysis and exergy-aided thermal systems design*. In: Bejan A, Mamut E, editors. *Thermodynamic optimization of complex energy systems*. Dordrecht, The Netherlands: Kluwer Academic Publishers;pages. 73–92. 2000
- [9] Bulgan Ahmet T.(1995).*Use of low temperature energy sources in Aqua-ammonia absorption refrigeration system*. Faculty of Engineering, University of Ataturk, 25240 Erzurum, Turkiye.
- [10]Piero Colonna, Sandro Gabrielli,(2003) *Industrial trigeneration using ammonia–water absorption refrigeration systems (AAR)*. Applied Thermal Eng.
- [11]Kostas, T.J. (1985)*The Exergy Methode for Thermal Plant Analysis*. Great Britain; Anchor Brendon Ltd.
- [12]Todreas .Niels., Kamizi. Mujid S., *NUCLEAR SYSTEMS I Thermal Hydraulic Fundamentals.*, Hemisphere Publishing Corporation. 1990
- [13] Nasrullah M,( 2014) *Perhitungan Ekonomi dan Pendanaan PLTN SMR 100 MWe*, Prosiding Seminar Nasional Teknologi Energi Nuklir, Pontianak, Kalbar, Juni 2014 Jakarta, Oktober
- [14] NEA, OECD,( 2011) *Current Status, Technical Feasibility and Economics of Small Nuclear Reactors*. NEA, OECD,.
- [15] Marsh, W. D.( 1980). *Economics of electric utility power generation*. New York: Oxford University Press.
- [16] Erickson, Donald.(2007) *Extending the Boundaries of Ammonia Absorption Chiller*. ASHRAE Journal.
- [17] Castillo. Juan Carlos.(2007) *Cost estimation of using an absorption refrigeration System with geothermal energy for Industrial applications in El Salvador*. Geothermal Training Programme. Report num 4. United nations University
- [18] P.T. PLN. (2014) *Statistik PLN 2014*. PLN. Jakarta.
- [19] Achenbach E.(1981), *Heat and Flow Characteristics of Packed Beds*, institute of Energy Process Engineering, Julich Germany,
- [20] Thesa,(2009) *Absorption refrigeration system as an integrated Condenser cooling unit in a geothermal power plant*. United Nations University Geothermal Training Programme Reykjavík, Iceland Published in December