

OPTIMALISASI REKONFIGURASI PEMBANGKIT LISTRIK TENAGA GAS DAN UAP TAMBAK LOROK SEMARANG

Agus Adhi Nugroho¹⁾, Muhammad Haddin²⁾, Muhammad Alief Rizky Kurniawan²⁾

¹Fakultas Teknologi Industri, Universitas Islam Sultan Agung
email: agusadhi@unissula.ac.id

²Fakultas Teknologi Industri, Universitas Islam Sultan Agung
email: haddin@unissula.ac.id

Abstract

The Reliability and the quality of electric energy is not enough to make a consideration in deciding which power plant is choose in the utility business. Some of the power plant operated in Central Java still using power plant that has expensive generating cost, especially steam and gas power plant (PLTGU). In order to make economically viable, there must be calculation on generating cost and make some optimization through reconfiguration of power plant using Digsilent simulator. Filled with conductors capacity, power plant capacity, and the load, Digsilent will calculate the load simulation. When PLTGU block 2 not operated, so IBT 500/150 kV Ungaran 1 and 2 suffer overload for 103%, causing voltage drop to 134 kV. After some reconfiguration simulation, the load in IBT 500/150 kV Ungaran 1 and 2 drop to 76%, while the voltage maintain to 140 kV. Decreasing the production cost as much as Rp.107.600.400.000,- in a month.

Keywords: *PLTGU, Optimization, Digsilent, production cost*

1. PENDAHULUAN

Kebutuhan konsumsi listrik yang semakin meningkat tentu membutuhkan ketersediaan sumber pasokan listrik yang semakin besar juga. Beberapa faktor yang mempengaruhi ketersediaan listrik di Indonesia, antara lain ketersediaan energi primer, harga bahan bakar, teknologi dan budaya masyarakat [1]. Penggunaan energi primer di Indonesia mayoritas masih menggunakan energi fosil yang tidak terbarukan dimana energi ini semakin lama membuat biaya pokok produksi listrik semakin mahal. Upaya untuk menurunkan biaya pokok produksi listrik dan mendapat biaya operasi yang ekonomis adalah dengan pergantian pemakaian bahan bakar dan pengoptimalan konfigurasi sistem tenaga listrik.

PLTU Cilacap dan Rembang yang menggunakan bahan bakar batubara, PLTA Mrica menggunakan energi air dan PLTGU Tambak Lorok yang menggunakan bahan bakar High Speed Diesel (HSD) dan Gas. Dari beberapa pembangkit tersebut PLTGU Tambak Lorok merupakan pembangkit yang memiliki biaya pokok produksi yang mahal. Saat PLTGU Tambak Lorok beroperasi menggunakan HSD rata – rata biaya pokok produksinya mencapai Rp. 2126,- per kWh. Sedangkan saat menggunakan Gas biaya pokok produksinya sebesar Rp. 926,- per kWh. [2].

PT Indonesia Power sebagai Unit Pengelola PLTGU Tambak Lorok berupaya melakukan efisiensi dengan mengganti bahan bakar dari HSD menjadi Gas sejak tahun 2016. Namun biaya ini masih terbilang mahal, dibandingkan dengan PLTGU Grati di Jawa Timur yang ketika beroperasi menggunakan Gas biaya pokok produksinya hanya Rp. 529,- per kWh. Setelah PLTGU Tambak Lorok beroperasi menggunakan bahan bakar gas, pembangkit ini dijadikan sebagai salah satu sumber pasokan utama di kelistrikan Jawa Tengah yang kemudian dioperasikan secara terus menerus (*base load*).

Padahal di sekitar sistem tenaga listrik PLTGU Tambak Lorok masih terdapat sumber pasokan yang belum optimal dalam pengaturan konfigurasi sistem tenaga listriknya,

sehingga berdampak biaya pokok produksi listrik yang relatif mahal. Pada permasalahan ini dibutuhkan analisa terkait konfigurasi sistem tenaga listrik di Jawa Tengah yang optimal saat PLTGU Tambak Lorok tidak beroperasi mengacu pada Rencana Operasi Tahunan 2018 untuk memperoleh biaya operasi yang ekonomis. Analisa konfigurasi yang dimaksud adalah pengaturan sistem tenaga listrik di Jawa Tengah dengan mengoptimalkan pasokan daya dari suatu subsistem ke subsistem atau area lain dengan tetap mempertimbangkan keandalan dan kualitas penyediaan tenaga listrik.

2. KAJIAN LITERATUR

Studi aliran daya untuk mendapatkan informasi mengenai aliran daya dan tegangan sistem dalam kondisi operasi normal. Informasi ini sangat dibutuhkan guna mengevaluasi unjuk kerja sistem tenaga listrik dan menganalisis kondisi pembangkitan maupun pembebanan baik kondisi normal maupun darurat [4]. Dengan studi semacam ini akan menjamin bahwa sistem tenaga yang baru dapat memenuhi kebutuhan listrik secara ekonomis, efisien dan aman.

Berdasarkan peran untuk memenuhi pasokan bagi sistem tenaga listrik, unit pembangkit biasanya dapat dikategorikan sebagai salah satu dari tiga jenis pembangkit, yaitu:

Pembangkit pemikul beban dasar (base load) adalah pembangkit dengan 5000 jam operasi rata-rata pertahun (capacity factor > 57%). Pembangkit dalam kategori ini memiliki daya keluaran besar, biaya kapital tinggi dan biaya operasi rendah. Pembangkit tenaga uap berbahan bakar batubara dan pembangkit tenaga panas bumi biasanya digunakan sebagai pemikul beban dasar.

Pembangkit pemikul beban menengah (mid range) adalah pembangkit dengan jam operasi lebih besar dari 2000 jam pertahun dan lebih kecil dari 5000 jam operasi rata-rata pertahun (23% < capacity factor < 57%). Pembangkit combined cycle, pembangkit berbahan bakar gas dan pembangkit tua yang kurang efisien digunakan sebagai pemikul beban menengah.

Pembangkit pemikul beban puncak (peakers) dioperasikan untuk memenuhi beban pada waktu beban maksimum (beban puncak). Periode beban puncak tidak selalu sama. Pembangkit ini beroperasi kurang dari 2000 jam rata - rata pertahun dan (capacity factor < 23%), sehingga Pembangkit yang dipilih biasanya yang berbiaya kapital rendah dan biaya operasi tinggi. Pembangkit tenaga berbahan bakar minyak, air, pump storage dan mesin diesel digunakan sebagai pemikul beban puncak [5].

Biaya tetap adalah biaya yang selalu ada walaupun unit pembangkit tidak dalam kondisi beroperasi (tidak ada produksi kWh). Biaya ini terdiri dari: biaya pegawai, biaya administrasi, biaya bunga, biaya modal, dan perubahan nilai tukar mata uang asing terhadap rupiah yang disebut komponen A, serta biaya tetap operasi dan pemeliharaan yang disebut komponen B. [6]

Biaya variabel adalah biaya yang muncul ketika unit pembangkit beroperasi, yaitu biaya bahan bakar dan biaya pemeliharaan. Besarnya biaya variabel ini tergantung kepada banyaknya produksi kWh. Biaya variabel ini dapat dinyatakan dalam satuan Rp./kWh. Istilah lain untuk biaya variabel ini adalah biaya energi atau harga energi. Biaya variabel bahan bakar adalah biaya untuk pembelian bahan bakar atau disebut komponen C. Sedangkan biaya variabel pemeliharaan disebut komponen D. Besarnya energi tiap satuan waktu yang digunakan untuk membangkitkan daya listrik disebut heat rate (H) yang ditunjukkan dalam persamaan $H = a + bP + cP^2$. [7].

dengan : $H = \text{heat rate (Mbtu/jam)}$

$P = \text{daya keluaran (MW)}$

$a, b \ \& \ c = \text{konstanta}$

3. METODE PENELITIAN

Metode yang digunakan dalam penelitian ini adalah simulasi. Model konfigurasi akan dimasukkan ke dalam simulator sistem yaitu *Digsilent*. Selanjutnya dari konfigurasi yang sudah dilakukan simulasi, akan dihitung berapa Unit pembangkit Tambak Lorok yang dapat di *stop* sehingga berdampak penurunan biaya pokok produksi listrik di Sistem Jawa Tengah.

Ada beberapa model konfigurasi dari data sistem tenaga listrik yang akan dibuat simulasi, berikut merupakan skenario simulasi yang akan dilakukan :

a. Simulasi 1

Simulasi dilakukan dengan konfigurasi sistem tenaga listrik kondisi normal , beban yang digunakan adalah sesuai ROT 2018 yaitu sebesar 4200 MW. Disini akan dilihat berapa besar beban IBT 500/150 kV , Penghantar dan nilai tegangan saat PLTGU Tambak Lorok masih beroperasi maksimal.

b. Simulasi 2

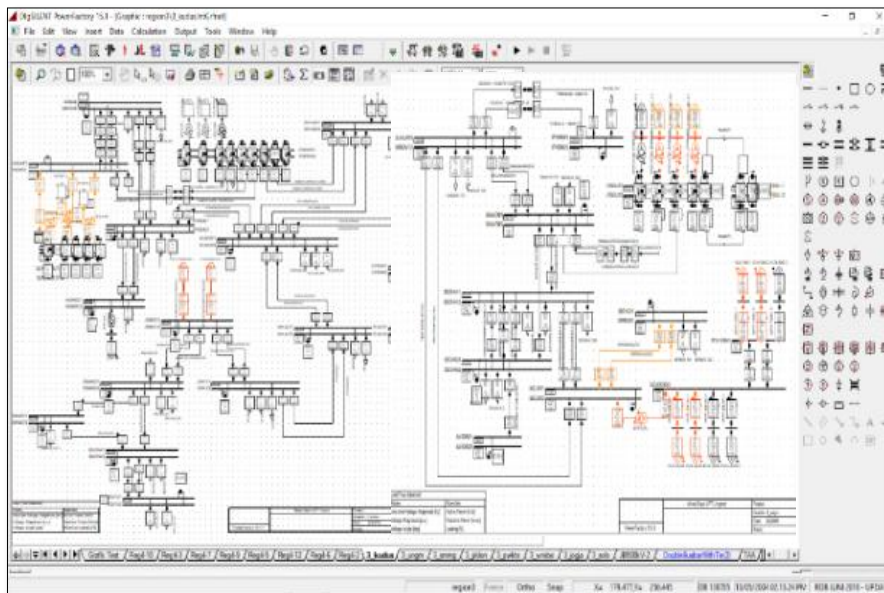
Simulasi dilakukan dengan seluruh Unit GTG & STG di blok 2 PLTGU Tambak Lorok tidak dioperasikan, sehingga diketahui apakah terdapat peralatan tenaga listrik yang berbeban lebih atau tidak serta mengetahui kondisi tegangan.

c. Simulasi 3

Melakukan rekonfigurasi Sistem Tenaga Listrik Jawa Tengah , sehingga didapatkan konfigurasi yang optimal saat PLTGU Tambak Lorok tidak beroperasi yang selanjutnya akan dihitung besar penurunan biaya pokok produksi listrik.

3.1. Digsilent

Berikut merupakan gambaran dari model konfigurasi dari Sistem Tenaga Listrik Jawa Tengah yang dimasukkan ke dalam simulator Digsilent.



Gambar 3. Model Digsilent Konfigurasi Sistem Tenaga Listrik Jawa Tengah

Digsilent merupakan salah satu *Software* simulator sistem yang digunakan oleh PLN APB Jawa Tengah & DIY untuk menganalisa mengenai sistem kelistrikan 150 kV dan 500 kV di Jawa dan Bali. Fungsi yang bisa digunakan diantaranya untuk mengetahui arah aliran daya listrik. Nama *Digsilent* singkatan dari " *DIGital SIMuLation and Electrical NeTwork calculation program*" (simulasi digital dan perhitungan program Jaringan Listrik)'.
'

4. HASIL PENELITIAN

4.1 Konfigurasi Sistem Jawa Tengah

Konfigurasi sistem Jawa Tengah dibagi menjadi 3 subsistem, yaitu Subsistem Ungaran, Subsistem Pedan, dan Subsistem Tanjung jati. Subsistem Ungaran memiliki wilayah paling besar yaitu meliputi Tegal, Purwokerto, sebagian wilayah Yogyakarta, Semarang. Sumber pasokan daya Subsistem Ungaran berasal dari PLTA Mrica, PLTU Cilacap, PLTP Dieng, PLTGU Tambak Lorok dan IBT 500/150 kV Ungaran 1 dan 2 serta IBT 500/150 kV Kesugihan 1.

4.2. Konfigurasi Kondisi Normal

Kondisi normal di wilayah Jawa Tengah dan DIY, yaitu semua pembangkit besar di Jawa Tengah dan DIY kondisi siap operasi, tidak ada *derating*. Perbatasan antar subsistem Jawa Tengah adalah sebagai berikut :

a. Subsistem Ungaran – Pedan

Subsistem Ungaran terpisah dengan Subsistem Pedan di Pmt 150 kV Pedan 1&2 di GI Kentungan, Pmt 150 kV Pedan 1 & 2 di GI Klaten.

• Ungaran – Tanjung jati

Subsistem Ungaran terpisah dengan Subsistem Tanjung jati di Pmt 150 kV Kopel GI Pandeanlamper, Kopel GI Ungaran, Pmt 150 kV Jelok 1 & 2 di GI Sanggrahan.

Untuk membuat PLTGU Tambak Lorok dapat beroperasi *fleksible* memasok Subsistem Ungaran & Tanjung Jati maka pengaturan di Pmt 5AB9, 5A10, 5A11, 5A12, 5A13 dan Pms Bus Section BB1.1 , AA2.1 diposisikan terbuka (*Normally Open*).

• Ungaran – Area Jawa Barat

Subsistem Ungaran terpisah dengan Subsistem Mandirancan (Jawa Barat) di Pmt 150 kV Kopel Kebasen (GI Brebes dan Semua Trafo GI Kebasen dipasok Area Jawa Barat).

Subsistem Ungaran terpisah dengan Subsistem Tasikmalaya (Jawa Barat) di Pmt 150 kV Bay Banjar 1,2 di GI Majenang. 47

b. Subsistem Pedan

• Pedan – Ungaran

Subsistem Pedan terpisah dengan Subsistem Ungaran di Pmt 150 kV Pedan 1 & 2 di GI Kentungan, Pmt 150 kV Pedan 1 & 2 di GI Klaten.

• Pedan – Tanjung jati

Subsistem Pedan terpisah dengan Subsistem Tanjung jati di Pmt 150 kV Bay Jajar di GI Banyudono & GI Mojosongo.

• Pedan – Area Jawa Timur

Subsistem Pedan terpisah dengan Subsistem Kediri (Jawa Timur) di Pmt 150 kV Rayum 1,2 di GI Wonosari (GI Nguntoronadi, Wonogiri, Rayum, dipasok Area Jawa Timur). Dan terpisah di Pmt 150 kV Kopel GI Sragen (Trafo 1 & 2 GI Sragen dipasok Area Jawa Timur)

c. Subsistem Tanjung jati :

• Tanjung jati – Ungaran

Subsistem Tanjung jati terpisah dengan Subsistem Ungaran di Pmt 150 kV Kopel GI Pandeanlamper, Kopel GI Ungaran, Pmt 150 kV Jelok 1 & 2 di GI Sanggrahan.

• Tanjung jati – Pedan

Subsistem Tanjung jati terpisah dengan Subsistem Pedan di Pmt 150 kV Bay Jajar di GI Banyudono & GI Mojosongo.

• Tanjung jati – Jatim

Subsistem Tanjung jati terpisah dengan Subsistem Ngimbang (Area Jawa Timur) di Pmt 150 kV Bay Bojonegoro 1,2 di GI Cepu

4.3. Data Beban Sistem Tenaga Listrik Jawa Tengah

Rencana beban puncak malam tertinggi di sistem Jawa Tengah mengacu pada Rencana Operasi Tahunan 2018 yaitu sebesar 4200 MW. Sampai dengan bulan Juli 2018 beban puncak malam tertinggi yang pernah tercapai dari sistem Jawa Tengah dan DIY adalah pada tanggal 7 Mei 2018 jam 18.00 sebesar 4182 MW.

Kecenderungan beban sistem di Jawa Tengah setiap tahunnya selalu mengalami kenaikan pada bulan Mei tahun 2018 beban puncak tertinggi sudah mencapai 4182 MW.

Tabel 4.1 Beban masing – masing Subsistem

Wilayah Pasokan	MW	MVAR
Subsistem Ungaran	2084,79	568,71
Subsistem Tanjung jati	1130,89	377,01
Subsistem Pedan	632,48	206,97
Transfer Area Jawa Barat	192,71	51,26
Transfer Area Jawa Timur	141,13	46,04

4.4 Simulasi Sistem Jawa Tengah

Pada tahap ini akan dimulai Simulasi Sistem Jawa Tengah menggunakan program *Digsilent*. Simulasi menggunakan beban 4200 MW sesuai Rencana Operasi Tahunan 2018. Hasil simulasi akan menghasilkan data beban trafo, IBT, penghantar dan tegangan disetiap gardu induk. Data tersebut akan di *eksport* dalam bentuk file excell aliran daya agar lebih mudah dipahami.

4.4.1 Hasil Simulasi 1 (Kondisi Normal)

Kondisi normal merupakan konfigurasi sistem jawa tengah yang belum dilakukan perubahan antar subsistem (rekonfigurasi). Berikut merupakan hasil simulasi *Digsilent* sistem jawa tengah dalam kondisi normal menggunakan beban 4200 MW, tegangan tertinggi berada di PLTU Rembang yaitu 154 kV dan tegangan terendah berada di Gardu Induk Semanu sebesar 137 kV.

4.4.2 Hasil Simulasi 2 (PLTGU Tambak Lorok Blok 2 Stop)

Pada simulasi ke-2 dilakukan simulasi dengan tidak mengoperasikan PLTGU Tambak Lorok Blok 2. Dengan hilangnya PLTGU Tambak Lorok Blok 2 yang setara dengan 405 MW tentu sangat mempengaruhi kecukupan daya subsistem Ungaran. Terjadi kenaikan signifikan pada IBT 500/150 kV Ungaran 1 & 2 yang sebelumnya berbeban masing-masing 66% menjadi sekitar 103% sehingga tidak diperbolehkan.

Dari hasil simulasi selain menunjukkan pembebanan IBT 500/150 kV Ungaran 1 & 2 diatas 100%, tegangan hasil simulasi juga mengalami penurunan saat PLTGU Tambak Lorok Blok 2 tidak operasi. Tegangan terendah yaitu pada GI Semanu sebesar 134 kV. . Batasan toleransi tegangan tinggi sesuai grid code jawa bali adalah +5% (157 kV) dan -10% (135 kV)

4.4.3 Hasil Simulasi 3 (Optimalisasi Konfigurasi Sistem)

Rekonfigurasi di Subsistem Ungaran diperlukan untuk mengurangi pembebanan IBT 500/150 kV 1 & 2 Ungaran akibat tidak beroperasinya PLTGU Tambak Lorok Blok 2.

4.4.4 Hasil Simulasi 3 (Optimalisasi Konfigurasi Sistem)

Rekonfigurasi di Subsistem Ungaran diperlukan untuk mengurangi pembebanan IBT 500/150 kV 1 & 2 Ungaran akibat tidak beroperasinya PLTGU Tambak Lorok Blok 2, langkah yang bisa diambil adalah melakukan pengalihan beban dari Subsistem Ungaran ke Subsistem lain dan mengubah konfigurasi operasi dari PLTGU Tambak Lorok serta memaksimalkan pembangkit dengan energi yang lebih murah yaitu PLTA Mrica

Langkah rekonfigurasi Sistem Jawa Tengah :

- GI Gejayan dari Subsistem Ungaran ke Subsistem Pedan sebesar 70,8 MW
 - GI Kentungan Trafo 4 dipindah dari Subsistem Ungaran ke Subsistem Pedan sebesar : 46,6 MW
 - PLTGU Tambak Lorok STG 1.0 dipindah dari Subsistem Tanjungjati ke Subsistem Ungaran dengan daya pasok sebesar 126 MW.
 - Pengalihan Beban antar Antar Area yaitu GI Majenang dipindah dari Subsistem Ungaran ke Subsistem Area Jawa Barat sebesar 45 MW
 - GI Wonosari Trafo 3 dipindah dari Subsistem Pedan ke Subsistem Area Jawa Timur sebesar 35 MW
4. Pengaturan pembangkit dengan energi lebih murah, untuk di Jawa Tengah yaitu PLTA Mrica Dengan konfigurasi seperti diatas, pembebanan IBT 500/150 kV Ungaran 1 & 2 turun menjadi sekitar 76% dari yang sebelumnya 103% dan tegangan Gardu Induk Semanu naik menjadi 140 kV. Sehingga Optimalisasi Konfigurasi Sistem Tenaga Listrik Jawa Tengah berhasil dilakukan dengan PLTGU Tambak Lorok Blok 2 tidak beroperasi.

4.5. Analisa dan Perhitungan

Simulasi 1 kondisi normal ROT 2018

- Beban IBT 1 & 2 Ungaran (P_1) : 269 MW
- Beban IBT 1 Kesugihan (P_2) : 111 MW
- Kemampuan IBT : 1718 A

$$\begin{aligned} P_{\text{nominal}} &= \sqrt{3} V I \cos \varphi \\ &= \sqrt{3} \times 150 \text{ kV} \times 1718 \text{ A} \times 0.9 \\ &= 400 \text{ MW} \end{aligned}$$

Hasil simulasi pembebanan IBT 1 & 2 Ungaran masih dalam kondisi normal.

Pada kondisi PLTGU Tambak Lorok Blok 2 tidak operasi

- Beban IBT 1 & 2 Ungaran (P_3) : 430 MW
- Beban IBT 1 Kesugihan (P_4) : 194 MW
- Pertambahan Beban IBT Ungaran

$$\begin{aligned} P_{\text{naik}} &= (P_3 - P_1) \\ &= (430 - 269) \\ &= 161 \text{ MW} \end{aligned}$$

Sehingga Total kenaikan untuk IBT 1 & 2 Ungaran

$$\begin{aligned} \text{Total } P_{\text{naik}} &= 2 \times 161 \text{ MW} \\ &= 322 \text{ MW} \end{aligned}$$

- Pertambahan Beban IBT Kesugihan

$$\begin{aligned} P_{\text{naik}} &= (P_4 - P_2) \\ &= (194 - 111) \\ &= 83 \text{ MW} \end{aligned}$$

Jadi Total Penambahan Beban di Subsistem Ungaran adalah

$$\text{Total } P_{\text{naik}} = 322 + 83 = 405 \text{ MW}$$

- Beban tersebut merupakan keseluruhan beban PLTGU Tambak Lorok yang di stop yaitu 405 MW

Dari hasil perhitungan Kenaikan beban di Subsistem Ungaran sama dengan beban PLTGU Tambak Lorok yang hilang sehingga dapat disimpulkan bahwa simulasi yang dijalankan program *Digsilent* sesuai.

Pembebanan IBT 1 & 2 Ungaran diatas nominal :

- Kemampuan IBT : 1718 A

$$P_{\text{nominal}}$$

$$\begin{aligned}
 &= \sqrt{3} V I \cos \varphi \\
 &= \sqrt{3} \times 150 \text{ kV} \times 1718 \text{ A} \times 0.9 \\
 &= 400 \text{ MW}
 \end{aligned}$$

- Beban IBT 1 & 2 Ungaran : 430 MW → Sudah di atas nominal

$$\begin{aligned}
 I &= \frac{P}{\sqrt{3} V \cos \varphi} \\
 &= \frac{430}{\sqrt{3} 150 0,95} \\
 &= 1775 \text{ A} \\
 &\rightarrow \text{Hasil simulasi } 1763 \text{ A}
 \end{aligned}$$

$$\% \text{ beban} = \frac{1775}{1718} \times 100\% = 103 \%$$

→ Hasil Simulasi 103%

Setelah dilakukan Optimalisasi dengan melakukan rekonfigurasi sistem :

- Beban Sebelumnya :
IBT 1 & 2 Ungaran = 430 MW
- Beban Sesudah rekonfigurasi :
IBT 1 & 2 Ungaran = 324 MW

$$\begin{aligned}
 I &= \frac{P}{\sqrt{3} V \cos \varphi} \\
 &= \frac{324}{\sqrt{3} 150 0,95} \\
 &= 1337 \text{ A}
 \end{aligned}$$

→ Hasil simulasi 1314 A

$$\% \text{ beban} = \frac{1337}{1718} \times 100\% = 78 \%$$

→ Hasil Simulasi 76 %

Dari perhitungan tegangan diatas, diketahui tegangan di wilayah Yogyakarta rata – rata mengalami kenaikan. Dari yang sebelumnya terendah 134 kV menjadi 140 kV

4.6. Analisa Penurunan Biaya Pokok Produksi

Optimalisasi konfigurasi Sistem Tenaga Listrik Jawa Tengah dilakukan dengan mengoptimalkan pembebanan IBT 500/15 kV maka perhitungan penurunan biaya pokok produksi listrik dilakukan dengan membandingkan nilai jual per kWh antara PLTGU Tambak Lorok dan pembangkit batubara dengan harga per kWh termahal. Dengan asumsi PLTGU Tambak Lorok blok 2 tidak beroperasi secara kontinyu, maka perhitungan penurunan biaya pokok produksi adalah sebagai berikut :

Diketahui :

- Harga per kwh Blok 2 = Rp. 864,- per kWh (Asumsi 3 GTG CC)
- Beban PLTGU Tambak Lorok blok 2
- Total : 405 MW = 405.000 kW
- Harga pembangkitan PLTU Batubara Termahal = Rp 495,- per kWh
- Asumsi perhitungan PLTGU Tambak Lorok beroperasi pada beban puncak 17.00 – 21.00 (4 Jam)

Perhitungan

a. BPP Awal (Konfigurasi Eksisting/Normal)

Biaya Pokok Produksi saat konfigurasi normal atau eksisting yaitu masih mengoperasikan PLTGU Tambak Lorok Blok 2 Secara maksimal adalah sebagai berikut :

- Totap BPP = 405.000 x Rp 864,- = Rp 349.920.000,-

- Biaya pokok produksi saat beban puncak, estimasi pkl 17.00-21.00 (4 jam) yaitu sebesar = Rp 349.920.000,- x 4 = **Rp 1.399.680.000,-**
Jadi penghematan biaya pokok produksi listrik dalam satu hari dengan tidak mengoperasikan PLTGU Tambak Lorok blok 2 secara kontinyu adalah sebesar Rp 1.399.680.000,-

b. BPP Setelah Optimalisasi Konfigurasi Sistem

Hasil simulasi optimalisasi konfigurasi sistem di Jawa Tengah cenderung mengoptimalkan pembebanan IBT 500/150 kV, kemudian diasumsikan biaya pokok produksinya adalah biaya PLTU Batubara termahal di Jawa Bali, sehingga didapatkan nilai sebagai berikut :

- Biaya pokok produksi kondisi PLTGU Tambak Lorok blok 2 beroperasi = **Rp 1.399.680.000,-**
 - Biaya pokok produksi IBT 500/150 kV, estimasi beban puncak pkl 17.00-21.00 (4 jam) yaitu sebesar = 405.000 kWh x Rp 495,-/kWh x 4 = **Rp. 801.900.000,-**
- Total penghematan biaya
= Rp 1.399.680.000 - Rp. 801.900.000
= Rp 597.780.000
- Sehingga total penghematan dalam 1 bulan adalah :
= Rp. 597.780.000,- x 30 hari
= **Rp. 17.933.400.000,-**

Jadi setelah dilakukan optimalisasi konfigurasi sistem tenaga listrik di Jawa Tengah dengan tidak mengoperasikan PLTGU Tambak Lorok blok 2 secara kontinyu dan mengoptimalkan pembebanan IBT 500/150 kV dengan perhitungan dibandingkan dengan PLTU Batubara termahal di Jawa Bali penghematan biaya pokok produksi listrik dalam satu bulan sebesar Rp.17.933.400.000,-

5. SIMPULAN

Berdasarkan hasil analisa data dan pembahasan dalam penelitian ini, dapat disimpulkan bahwa :

1. Hasil simulasi ketika PLTGU Tambak Lorok tidak beroperasi IBT 500/150 kV 1 & 2 Ungaran berbeban lebih dari 100%, yaitu sebesar 1763 Ampere (103%), sehingga perlu dilakukan rekonfigurasi agar pembebanan IBT kembali normal.
2. Beberapa dampak dilakukannya Optimalisasi Konfigurasi Sistem Tenaga Listrik di Jawa Tengah ketika PLTGU Tambak Lorok tidak beroperasi :
 - a. IBT 1 & 2 Ungaran berbeban 76% sehingga masih dalam batas normal.
 - b. Tegangan di wilayah Yogyakarta menjadi lebih baik, dari terendah 134 kV menjadi 140 kV.
3. Biaya Pokok Produksi (BPP) Listrik saat konfigurasi normal yaitu masih mengoperasikan PLTGU Tambak Lorok Blok 2 Secara Maksimal adalah sebesar Rp 1.399.680.000,- per hari.
4. Penurunan Biaya Pokok Produksi (BPP) Listrik sehubungan fleksibilitas pengaturan operasi PLTGU Tambak Lorok dengan dibandingkan dengan biaya PLTU batubara termahal adalah sebesar Rp. 597.780.000 dalam satu hari dan Rp. 17.933.400.000,- dalam satu bulan.

6. REFERENSI

- [1] Winardi, Bambang. (2012). "Analisis Konsumsi Bahan Bakar Pada Pembangkit Listrik Tenaga Uap (Studi Kasus di PT Indonesia Power Semarang)". Jurnal. Semarang : Fakultas Teknik, Universitas Diponegoro.

- [2] PT. PLN (Persero) Pusat Pengatur Beban. 2018. Merit Order Pembangkit. Validasi Heatrate 2018. PLN P2B. Jakarta
- [3] **Adly Lidya, Yulianta Siregar.** (2015). “Studi Aliran Daya Pada Sistem Kelistrikan Sumatera Bagian Utara (Sumbagut) 150 Kv Dengan Menggunakan *Software* Powerworld Versi 17”, Jurnal. Medan: Departemen Teknik Elektro Fakultas Teknik Universitas Sumatera Utara.
- [4] Reri Afrianita, Heru Dibyo Laksono. (2007) “Studi Aliran Daya Dengan Metoda Newton Raphson (Aplikasi PT. PLN Sumbar – Riau 150 kV)”, Jurnal. Padang : Jurusan Teknik Elektro Universitas Andalas Padang.
- [5] Wikarsa, Mohamad Tresna. (2010). “Studi Analisis Program Percepatan 10.000 MW Tahap 1 pada Operasi Sistem Tenaga Listrik Jawa Bali.” Jurnal. Depok : Departemen Teknik Elektro Fakultas Teknik Universitas Indonesia.
- [6] Kundur, Prabha, “Power System Stability and Control”, Mc Graw Hill.,1994.
- [7] Wood, Allen J. & Wollenberg, Bruce F., “Power Generation, Operation and Control”, John Willey & Sons, Inc, 1996.
- [8] Marsudi, Djiteng, “Operasi Sistem Tenaga Listrik”, Balai Penerbit & HUMAS ISTN, 1990.
- [9] Muljo Adji A.G.,”Gambaran Umum Pengelolaan Sistem Jawa Bali”, Ekspose Sekuriti Sistem Jawa Bali, Jakarta, Juli 2005.