



**UNIVERSITAS INDONESIA**

**SIMULASI ALIRAN DAYA  
SISTEM 150 kV REGION JAKARTA-BANTEN  
DENGAN PERBANDINGAN SISTEM *GRID* DAN IBT**

**SKRIPSI**

**ACHMAD BAMBANG SUMADIYANA  
04 05 03 7022**

**FAKULTAS TEKNIK  
PROGRAM STUDI TEKNIK ELEKTRO  
DEPOK  
JUNI 2009**



**UNIVERSITAS INDONESIA**

**SIMULASI ALIRAN DAYA  
SISTEM 150 kV REGION JAKARTA-BANTEN  
DENGAN PERBANDINGAN SISTEM *GRID* DAN IBT**

**SKRIPSI**

**Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik**

**ACHMAD BAMBANG SUMADIYANA  
04 05 03 7022**

**FAKULTAS TEKNIK  
PROGRAM STUDI TEKNIK ELEKTRO  
DEPOK  
JUNI 2009**

## BALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

Skripsi ini adalah hasil karya saya sendiri,  
dan semua sumber baik yang dikutip maupun dirujuk  
telah saya nyatakan dengan benar

Nama : Achmad Bambang Sumadiyana

NPM : 04 05 03 7022

Tanda Tangan :



Tanggal : 15 Juni 2009

## HALAMAN PENGESAHAN

Skripsi ini diajukan oleh :  
Nama : Aehmad Bambang Sumadiyana  
NPM : 04 05 03 7022  
Program Studi : Teknik Elektro  
Judul Skripsi : Simulasi Aliran Daya Sistem 150 kV Region  
Jakarta-Banten dengan Perbandingan Sistem *Grid*  
dan IBT

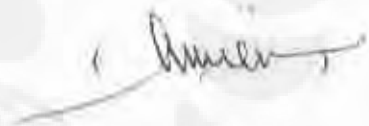
Telah berhasil dipertahankan di hadapan Dewan Penguji dan diterima sebagai bagian persyaratan yang diperlukan untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik pada Program Studi Teknik Elektro, Fakultas Teknik, Universitas Indonesia.

### DEWAN PENGUJI

Pembimbing : Ir. I Made Ardita, MT



Penguji 1 : Ir. Amien Rahardjo, MT



Penguji 2 : Ir. Agus R. Utomo, MT



Ditetapkan di : Kampus UI Depok

Tanggal : 30 Juni 2009

## KATA PENGANTAR

Puji syukur saya panjatkan kepada Allah Subhanahu Wa Ta'ala atas segala Rahmat dan Karunia-Nya sehingga skripsi ini dapat terselesaikan dengan baik.. Penulisan skripsi ini dilakukan dalam rangka memenuhi salah satu syarat untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik Jurusan Teknik Elektro pada Fakultas Teknik Universitas Indonesia. Saya menyadari bahwa, tanpa bantuan dan bimbingan dari berbagai pihak, sulit bagi saya untuk menyelesaikan skripsi ini. Oleh karena itu, saya mengucapkan terima kasih kepada :

1. Bapak Ir. I Made Ardita, MT selaku dosen pembimbing yang telah menyediakan waktu, tenaga dan pikiran untuk mengarahkan saya sehingga skripsi ini dapat diselesaikan.
2. Kedua orang tua saya, H. A. Thohir Suandy dan Eny Haryati serta kelima saudara saya, M. Soecipto Wibowo, M. Fitra Budiyanto, Fitriastuti Budiyaniti, Fitriarini Budiningsih dan Fitriyantini Budirahayu yang telah memberikan banyak dukungan moril dan materiil dari sehingga saya dapat menyelesaikan semuanya dengan baik
3. Bapak Iwan Bin Nana dari Bagian Operasi Sistem PT. PLN (Persero) P3B Jawa Bali Region Jakarta-Banten.
4. Teman-teman Teknik Elektro UI angkatan 2005 yang selalu memberikan semangat dalam kebersamaan.
5. Seluruh sivitas akademika Departemen Teknik Elektro Universitas Indonesia yang tidak dapat disebutkan satu per satu.

Depok, 15 Juni 2009

Achmad Bambang S

**HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI  
TUGAS AKHIR UNTUK KEPENTINGAN AKADEMIS**

---

Sebagai sivitas akademik Universitas Indonesia, saya yang bertanda tangan di bawah ini :

Nama : Achmad Bambang Sumadiyana  
NPM : 04 05 03 7022  
Program Studi : Teknik Elektro  
Departemen : Teknik Elektro  
Fakultas : Teknik  
Jenis karya : Skripsi

demi pengembangan ilmu pengetahuan, menyetujui untuk memberikan kepada Universitas Indonesia **Hak Bebas Royalti Noneksklusif (*Non-exclusive-Royalty-Free Right*)** atas karya ilmiah saya yang berjudul :

**Simulasi Aliran Daya Sistem 150 kV Region Jakarta-Banten  
dengan Perbandingan Sistem *Grid* dan IBT**

beserta perangkat yang ada (jika diperlukan). Dengan Hak Bebas Royalti Noneksklusif ini Universitas Indonesia berhak menyimpan, mengalihmedia/formatkan, mengelola dalam bentuk pangkalan data (*database*), merawat, dan mempublikasikan tugas akhir saya tanpa meminta izin dari saya selama tetap mencantumkan nama saya sebagai penulis/pencipta dan sebagai pemilik Hak Cipta.

Demikian pernyataan ini saya buat dengan sebenarnya.

Dibuat di : Depok  
Pada tanggal : 15 Juni 2009  
Yang menyatakan



(Achmad Bambang Sumadiyana)

## ABSTRAK

Nama : Achmad Bambang Sumadiyana  
Program Studi : Teknik Elektro  
Judul : Simulasi Aliran Daya Sistem 150 kV Region Jakarta-Banten dengan Perbandingan Sistem *Grid* dan IBT

Salah satu faktor yang menentukan kualitas dan keandalan sistem tenaga listrik adalah pengoperasian sistem pada tegangan dan frekuensi konstan dengan rugi-rugi daya seminimal mungkin. Hal ini dapat diketahui dengan analisis aliran daya pada kondisi normal. Simulasi yang menggunakan ETAP dilakukan terhadap sistem 150 kV Region Jakarta-Banten dengan dua situasi yaitu penggunaan *grid* dan atau IBT. Simulasi dengan menggunakan IBT menghasilkan data perhitungan yang lebih baik dibandingkan simulasi dengan menggunakan *grid*. Kompensasi pada suatu rel akan menyebabkan berkurangnya aliran daya reaktif menuju rel tersebut sehingga dapat mengurangi arus, rugi-rugi daya dan jatuh tegangan pada saluran serta menambah faktor daya.

Kata kunci :  
Aliran daya, tegangan, daya reaktif, rugi-rugi

## ABSTRACT

Name : Achmad Bambang Sumadiyana  
Study Program: Teknik Elektro  
Title : Load Flow Simulation of 150 kV Region Jakarta-Banten System with Comparison of Grid and IBT System.

One of the factors which determines quality and reliability of power system is system operation with constant voltage and frequency with minimal losses. Those can be seen using load flow analysis in normal condition. ETAP can be applied on 150 kV Region Jakarta-Banten System with two situations that are using grid or IBT. The result of simulation using IBT is better than the simulation using Grid. The compensation at one bus will cause decreasing of reactive power to the bus, and lead to decreasing of current, power losses and voltage drop at line transmission, and increasing power factor.

Key words :  
Load flow, voltage, reactive power, losses

## DAFTAR ISI

<b>HALAMAN JUDUL</b> .....	i
<b>HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS</b> .....	ii
<b>HALAMAN PENGESAHAN</b> .....	iii
<b>KATA PENGANTAR</b> .....	iv
<b>LEMBAR PERSETUJUAN PUBLIKASI KARYA ILMIAH</b> .....	v
<b>ABSTRAK</b> .....	vi
<b>DAFTAR ISI</b> .....	vii
<b>DAFTAR TABEL</b> .....	ix
<b>DAFTAR GAMBAR</b> .....	x
<b>DAFTAR LAMPIRAN</b> .....	xi
<b>1. PENDAHULUAN</b>	
1.1 Latar belakang .....	1
1.2 Tujuan penelitian .....	1
1.3 Batasan masalah .....	1
1.4 Sistematika penulisan .....	2
<b>2. SISTEM TRANSMISI TENAGA LISTRIK</b>	
2.1 Sistem tenaga listrik .....	3
2.2 Representasi saluran transmisi .....	4
2.3 Jatuh tegangan pada Saluran .....	6
2.4 Pengaturan tegangan .....	8
2.4.1 Kapasitor paralel .....	9
2.4.2 Pengaturan <i>tap</i> transformator .....	10
<b>3. ALIRAN DAYA</b>	
3.1 Perhitungan aliran daya .....	12
3.1.1 Persamaan jaringan .....	13
3.1.2 Persamaan aliran daya .....	14
3.1.3 Aliran daya melalui saluran transmisi .....	15
3.1.3.1 Aliran daya di sisi penerima .....	16
3.1.3.2 Aliran daya di sisi pengirim .....	17
3.1.4 Aliran daya melalui transformator .....	18
3.1.5 Metode Newton-Raphson .....	19
3.2 Perhitungan aliran daya Menggunakan ETAP .....	22
3.3 Sistem kasus .....	23
3.4 Fasilitas kerja .....	25
<b>4. SIMULASI DAN ANALISIS</b>	
4.1 Analisis simulasi Jaringan .....	28
4.1.1 Analisis pembangkitan daya .....	29
4.1.2 Analisis aliran daya .....	31
4.1.3 Analisis rugi-rugi daya .....	34
4.1.4 Analisis tegangan rel .....	36
4.2 Perhitungan kompensator pada rel tegangan kritis .....	37
4.2.1 Saluran Balaraja – Citra Habitat .....	39
4.2.2 Saluran Citra Habitat – Tiga Raksa .....	40
4.2.3 Saluran Legok - Lengkong .....	41



4.2.4 Saluran Lengkong - Serpong.....	42
4.2.5 Saluran Cikupa – Pasar Kemis.....	43
4.2.6 Saluran Sepatan – Teluk Naga.....	44
4.3 Analisis hasil simulasi perbaikan tegangan.....	45
<b>5. KESIMPULAN.....</b>	<b>49</b>
<b>DAFTAR ACUAN.....</b>	<b>50</b>
<b>DAFTAR REFERENSI.....</b>	<b>51</b>
<b>LAMPIRAN.....</b>	<b>52</b>

## DAFTAR TABEL

<b>Tabel 4.1</b>	Total pembangkitan, beban dan rugi-rugi simulasi 1 dan 2 .....	28
<b>Tabel 4.2</b>	Perbandingan daya keluaran <i>grid</i> simulasi 1 dengan IBT simulasi 2 .....	29
<b>Tabel 4.3</b>	Perbandingan pembangkitan daya simulasi 1 dan 2.....	30
<b>Tabel 4.4</b>	Aliran daya terbesar simulasi 1 .....	31
<b>Tabel 4.5</b>	Aliran daya terbesar simulasi 2 .....	32
<b>Tabel 4.6</b>	Rugi-rugi daya terbesar simulasi 1 .....	34
<b>Tabel 4.7</b>	Rugi-rugi daya terbesar simulasi 2.....	35
<b>Tabel 4.8</b>	Rel kondisi kritis .....	36
<b>Tabel 4.9</b>	Data penghantar rel kritis pada Subsistem Kembangan.....	37
<b>Tabel 4.10</b>	Data penghantar rel kritis pada Subsistem Cilegon Baru.....	38
<b>Tabel 4.11</b>	Aliran daya dan rugi-rugi pada rel kritis .....	38
<b>Tabel 4.12</b>	Total pembangkitan, beban dan rugi-rugi sesudah perbaikan tegangan.....	45
<b>Tabel 4.13</b>	Perbandingan aliran daya sebelum dan sesudah dipasang kompensator pada rel-rel kritis.....	46
<b>Tabel 4.14</b>	Perbandingan rugi-rugi daya sebelum dan sesudah dipasang kompensator pada rel-rel kritis .....	47
<b>Tabel 4.15</b>	Perbandingan tegangan rel kritis sebelum dan sesudah dipasang kompensator .....	47

## DAFTAR GAMBAR

<b>Gambar 2.1</b>	Sistem tenaga listrik sederhana .....	3
<b>Gambar 2.2</b>	Rangkaian ekuivalen $\pi$ saluran transmisi panjang .....	4
<b>Gambar 2.3</b>	Aliran daya melalui saluran pendek.....	7
<b>Gambar 2.4</b>	Diagram fasor pada saluran dengan beban bersifat resistif-induktif ( <i>lagging</i> ).....	7
<b>Gambar 2.5</b>	Pemasangan kapasitor paralel .....	9
<b>Gambar 2.6</b>	Diagram fasor sebelum diberi kapasitor paralel.....	9
<b>Gambar 2.7</b>	Diagram fasor sesudah diberi kapasitor paralel .....	9
<b>Gambar 3.1</b>	Pemodelan suatu rel dalam sistem tenaga listrik .....	14
<b>Gambar 3.2</b>	Model saluran transmisi untuk perhitungan aliran daya .....	15
<b>Gambar 3.3</b>	Model saluran transmisi dengan transformator.....	18
<b>Gambar 3.4</b>	Diagram satu garis jaringan 150 kV Region Jakarta-Banten dengan menggunakan <i>grid</i> .....	26
<b>Gambar 3.5</b>	Diagram satu garis jaringan 150 kV Region Jakarta-Banten dengan menggunakan IBT 500/150 kV .....	27

## DAFTAR LAMPIRAN

<b>Lampiran 1</b>	Diagram satu garis subsistem (Juli 2008) .....	52
<b>Lampiran 2</b>	<i>Rating</i> generator .....	60
<b>Lampiran 3</b>	Data transformator .....	61
<b>Lampiran 4</b>	Jenis konduktor .....	62
<b>Lampiran 5</b>	Data kabel.....	63
<b>Lampiran 6</b>	Data saluran transmisi udara .....	64
<b>Lampiran 7</b>	<i>Rating</i> dan pembebanan beban.....	66
<b>Lampiran 8</b>	Kondisi awal rel simulasi 1 .....	69
<b>Lampiran 9</b>	Kondisi awal rel simulasi 2.....	71
<b>Lampiran 10</b>	Hubungan percabangan.....	73
<b>Lampiran 11</b>	Aliran daya simulasi 1.....	77
<b>Lampiran 12</b>	Aliran daya simulasi 2.....	83
<b>Lampiran 13</b>	Pembebanan rel.....	90
<b>Lampiran 14</b>	Rugi-rugi daya.....	92
<b>Lampiran 15</b>	Rel kondisi <i>marginal</i> .....	96

# BAB 1 PENDAHULUAN

## 1.1 Latar Belakang

Sistem tenaga listrik terus mengalami perkembangan seiring dengan permintaan kebutuhan energi listrik yang semakin meningkat. Dengan bertambah luasnya sistem dan peningkatan beban maka perlu diperhitungkan rugi-rugi dan operasi yang tepat pada jaringan sehingga kualitas sistem dengan hasil besaran-besaran listrik yang stabil dapat terpenuhi. Energi listrik dibangkitkan di pembangkit tenaga listrik, ditransmisikan dan kemudian didistribusikan ke beban-beban.

Suatu sistem tenaga listrik dikatakan beroperasi dengan baik jika mampu menyediakan tenaga listrik yang seekonomis mungkin dengan memperhatikan mutu dan keandalan. Salah satu faktor yang menentukan kualitas dan keandalan sistem tenaga listrik adalah pengoperasian sistem tenaga listrik pada tegangan dan frekuensi konstan dengan penyimpangan pada batas-batas tertentu. Hal ini dapat diketahui dengan melakukan analisis aliran daya kondisi normal atau *steady-state*. Gambaran mengenai aliran daya yang terjadi dalam sistem beserta profil tegangan sangat diperlukan untuk keperluan analisis suatu sistem.

## 1.2 Tujuan Penelitian

Tujuan dari skripsi ini adalah :

- a. Menganalisis aliran daya sistem tenaga listrik 150 kV Region Jakarta Banten pada kondisi normal dan merancang kompensator untuk perbaikan tegangan pada rel yang kritis.
- b. Menganalisis perbandingan antara sistem yang menggunakan *grid* dengan yang menggunakan IBT.

## 1.3 Batasan Masalah

Skripsi ini difokuskan pada simulasi jaringan 150 kV yang ada di Region Jakarta-Banten dengan asumsi sebagai berikut :

- a. Standar yang digunakan adalah standar IEEE/ANSI.
- b. Aliran daya dihitung dan disimulasikan dengan ETAP menggunakan metode Newton-Rhapson yang berpresisi 0,00001
- c. Representasi beban yang digunakan adalah beban pada Region Jakarta-Banten saat kondisi normal jam 10.00 WIB hari Kamis tanggal 29 Januari 2009 dengan frekuensi sistem 50 Hz.
- d. Transformator 150/70 kV maupun 150/20 kV keluaran GI 150 kV dianggap beban konstan.
- e. Generator yang ada pada jaringan semuanya dianggap berfungsi dengan normal dan dapat menghasilkan daya sesuai *rating*-nya.
- f. Data yang digunakan diperoleh dari PT. PLN (Persero) P3BJB Region Jakarta-Banten dengan keadaan jaringan hingga Januari 2009.
- g. Data peralatan yang tidak diperoleh dari PT. PLN (Persero) P3BJB Region Jakarta-Banten menggunakan konstanta yang ada pada ETAP.
- h. *Critically voltage* yaitu 90% hingga 105% dari *rating*.

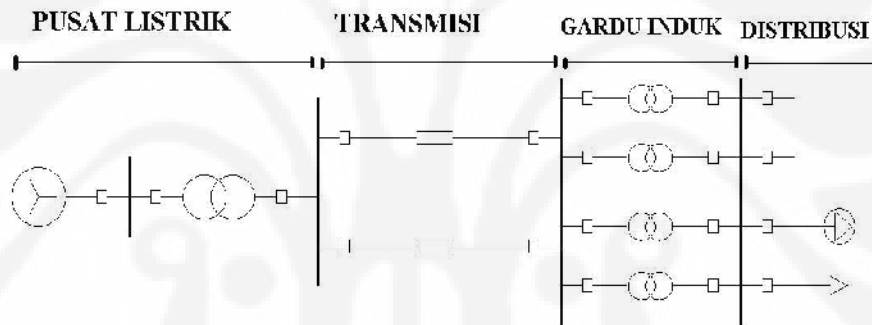
#### 1.4 Sistematika Penulisan

Skripsi ini disusun dengan menggunakan metode literatur, perhitungan dan simulasi dengan sistematika penulisan yang terdiri dari lima bab. Bab satu merupakan pendahuluan yang meliputi latar belakang, tujuan penelitian, batasan masalah dan sistematika penulisan. Bab dua menjelaskan dasar teori mengenai transmisi sistem tenaga listrik, rugi-rugi daya dan jatuh tegangan. Bab tiga berisi metode perhitungan aliran daya dan sistem kasus yang akan disimulasikan. Bab empat berisi analisis dari hasil simulasi perhitungan aliran daya dan hasil simulasi perbaikan tegangan. Bab lima berisi kesimpulan dari skripsi ini.

## BAB 2 SISTEM TRANSMISI TENAGA LISTRIK

### 2.1 Sistem Tenaga Listrik

Sistem Tenaga Listrik merupakan sekumpulan pusat listrik dan pusat beban yang satu sama lain dihubungkan oleh jaringan transmisi dan distribusi sehingga merupakan sebuah kesatuan interkoneksi. Energi listrik dibangkitkan oleh pusat-pusat listrik seperti PLTA, PLTU, PLTG, PLTGU, PLTP dan PLTP. Kemudian energi listrik disalurkan melalui saluran transmisi dan didistribusikan ke beban-beban melalui saluran distribusi.



Gambar 2.1 Sistem tenaga listrik sederhana

Pada sistem yang besar, tegangan keluaran generator dinaikkan menjadi tegangan transmisi yaitu berupa tegangan tinggi (TT) ataupun tegangan ekstra tinggi (TET) untuk memperkecil rugi-rugi daya yang terjadi dengan menggunakan transformator *step up*. Setelah energi listrik disalurkan melalui saluran transmisi maka sampailah energi listrik ke Gardu Induk (GI) untuk diturunkan tegangannya menjadi tegangan menengah (TM) menggunakan transformator *step down*.

Keluar dari GI, maka energi listrik akan disalurkan melalui jaringan distribusi primer pada level tegangan menengah, kemudian kembali diturunkan tegangannya pada gardu distribusi menjadi tegangan rendah dan akhirnya disalurkan melalui jaringan distribusi sekunder kepada konsumen.

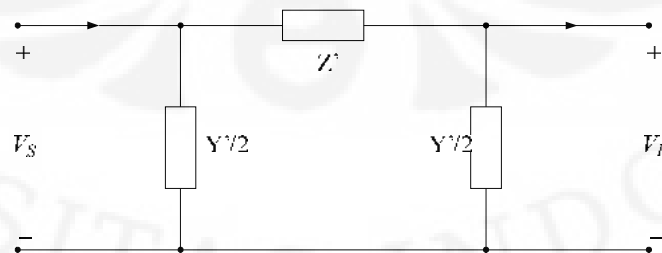
## 2.2 Representasi Saluran Transmisi

Disain saluran transmisi didasarkan atas jumlah daya yang harus disalurkan dari pusat-pusat pembangkit ke pusat beban, jarak dan jenis medan yang harus dilalui, biaya yang tersedia dan pertumbuhan beban di waktu mendatang. Peningkatan tegangan pada saluran transmisi mempunyai beberapa keuntungan sebagai berikut :

- Untuk penyaluran daya yang sama, arus yang dialirkan menjadi berkurang sehingga jatuh tegangan menjadi lebih kecil dan tentunya rugi-rugi transmisi dapat diperkecil.
- Penggunaan bahan konduktor pada kawat penghantar akan berkurang dengan bertambah tingginya tegangan transmisi.
- Luas penampang konduktor menjadi berkurang sehingga struktur penyangga konduktor menjadi lebih kecil.

Akan tetapi, dengan bertambah tingginya tegangan transmisi, berarti jarak antar fasa kawat penghantar harus lebih lebar dan panjang gandengan isolator harus lebih besar.

Saluran transmisi pada dasarnya merupakan rangkaian listrik yang memiliki konstanta atau parameter yang terbagi sepanjang saluran, terdiri atas resistansi, induktansi, kapasitansi dan konduktansi. Parameter-parameter tersebut tidak terletak secara terkonsentrasi pada satu tempat, melainkan terbagi rata sepanjang saluran. Kinerja saluran transmisi tergantung dari banyaknya parameter tersebut. Rangkaian ekuivalen  $\pi$  dan ekuivalen T cukup teliti untuk merepresentasikan saluran transmisi jika pengukuran-pengukuran hasilnya dilakukan pada ujung-ujung saluran.



Gambar 2.2 Rangkaian ekuivalen  $\pi$  saluran transmisi panjang



Dengan bertambah panjangnya saluran, perbedaan antara rangkaian ekuivalen  $\pi$  dengan rangkaian ekuivalen T juga akan semakin besar. Karena kenyataannya parameter-parameter saluran transmisi tersebar merata di sepanjang saluran. Untuk rangkaian ekuivalen  $\pi$ , akan diperoleh hubungan antara tegangan dan arus [3] yaitu :

$$V_S = \left(1 + \frac{Y'Z'}{2}\right) V_R + Z'I_R \quad (2.1)$$

$$I_S = Y' \left(1 + \frac{Y'Z'}{4}\right) V_R + \left(1 + \frac{Y'Z'}{2}\right) I_R \quad (2.2)$$

dengan :

$$Z' = Z_c \sinh \gamma l \quad (2.3)$$

$$Z' = \sqrt{\frac{z}{y}} \sinh \gamma l = zl \frac{\sinh \gamma l}{\sqrt{zyl}} \quad (2.4)$$

$$Z' = Z \frac{\sinh \gamma l}{\gamma l} \quad (2.5)$$

dimana  $Z$  sama dengan  $zl$ , yaitu impedansi seri total dari saluran. Suku  $(\sinh \gamma l)/\gamma l$  merupakan faktor pengali bagi impedansi seri  $\pi$ -nominal untuk mengubahnya menjadi  $\pi$ -ekuivalen. Untuk nilai-nilai yang kecil,  $\sinh \gamma l$  dan  $\gamma l$  hampir identik.

Hubungan antara titik pengirim dan titik penerima pada saluran transmisi dapat dinyatakan oleh persamaan matriks berikut :

$$\begin{bmatrix} V_S \\ I_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left(1 + \frac{Y'Z'}{2}\right) & Z' \\ Y' \left(1 + \frac{Y'Z'}{4}\right) & \left(1 + \frac{Y'Z'}{2}\right) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_R \\ I_R \end{bmatrix} \quad (2.6)$$

sedangkan solusi eksaknya adalah :

$$\begin{bmatrix} V_S \\ I_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cosh \gamma l & Z_c \sinh \gamma l \\ \frac{\sinh \gamma l}{Z_c} & \cosh \gamma l \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_R \\ I_R \end{bmatrix} \quad (2.7)$$

Matriks di atas dapat dinyatakan sebagai :

$$\begin{bmatrix} V_S \\ I_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{A} & \mathbf{B} \\ \mathbf{C} & \mathbf{D} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_R \\ I_R \end{bmatrix} \quad (2.8)$$

dengan hubungan

$$\mathbf{AD - BC = 1.} \quad (2.9)$$

dimana :

$$\mathbf{A = \cosh \gamma l;} \quad (2.10)$$

$$\mathbf{B = Z_C \sinh \gamma l;} \quad (2.11)$$

$$\mathbf{C = \frac{\sinh \gamma l}{Z_C};} \quad (2.12)$$

$$\mathbf{D = \cosh \gamma l.} \quad (2.13)$$

Keterangan :

$\gamma$  = konstanta propagasi dari saluran transmisi

$l$  = panjang saluran transmisi

$Z_C$  = karakteristik impedansi dari saluran transmisi

$V_S$  = tegangan di titik pengirim

$V_R$  = tegangan di titik penerima

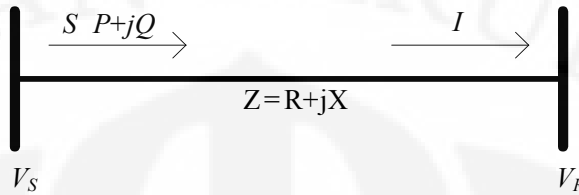
$I_S$  = arus di titik pengirim

$I_R$  = arus di titik penerima

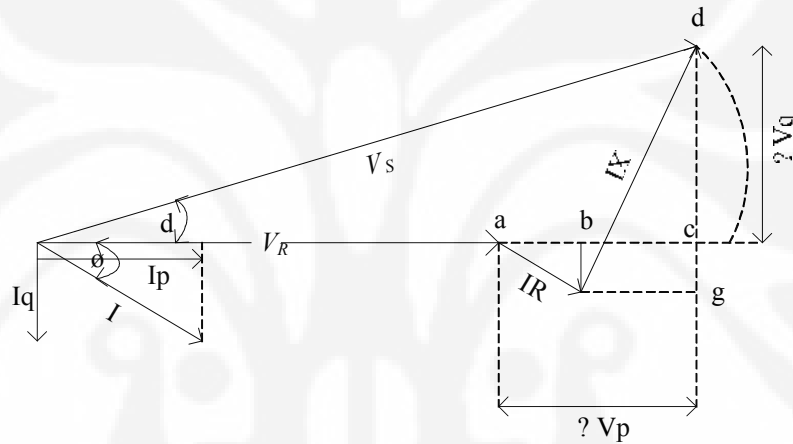
### 2.3 Jatuh Tegangan pada Saluran

Dalam transmisi sistem tenaga listrik umumnya akan terjadi jatuh tegangan di sisi penerima. Jatuh tegangan tersebut berkaitan dengan karakteristik beban, aliran daya, serta rugi-rugi yang terjadi pada saluran transmisi. Jatuh tegangan umumnya disebabkan oleh terjadinya aliran daya reaktif ( $Q$ ). Jika aliran daya reaktif terjadi dari sisi pengirim ke sisi penerima, maka tegangan pada sisi penerima akan menjadi lebih kecil dari tegangan di sisi pengirim. Sebaliknya, jika aliran daya reaktif terjadi dalam arah yang berkebalikan, maka tegangan pada sisi penerima akan menjadi lebih besar dari pada sisi pengirim. Apabila tegangan di sisi penerima lebih kecil dari tegangan *rating* yang ditetapkan, maka dapat mengurangi performa dan efisiensi dari peralatan listrik. Tetapi apabila tegangan tersebut melebihi tegangan *rating* maka dapat mengurangi umur pakai dari peralatan tersebut.

Penurunan persamaan jatuh tegangan pada suatu sistem tenaga listrik dapat diperoleh melalui diagram fasor dari saluran transmisi berikut ini :



Gambar 2.3 Aliran daya melalui saluran pendek



Gambar 2.4 Diagram fasor pada saluran dengan beban bersifat resistif-induktif (*lagging*)

Berdasarkan diagram fasor di atas, maka besar jatuh tegangan perkiraan dapat dihitung sebagai berikut :

$$\Delta V = IR \cos \theta + IX \sin \theta \quad (2.14)$$

$$\Delta V = R(P/V_R) + X(Q/V_R) \quad (2.15)$$

$$\Delta V = \frac{(RP + XQ)}{V_R} \quad (2.16)$$

dimana :

- $R$  = resistansi saluran transmisi
- $X$  = reaktansi saluran transmisi
- $P$  = daya aktif yang dikirim ke beban
- $Q$  = daya reaktif yang dikirim ke beban

Dari rumus di atas terlihat bahwa besarnya penurunan tegangan pada beban resistif-induktif dipengaruhi oleh besarnya daya aktif dan daya reaktif yang dikirim ke beban. Pada umumnya besarnya resistansi saluran jauh lebih kecil dibandingkan dengan reaktansi saluran sehingga jika resistansi saluran diabaikan maka berdasarkan persamaan di atas, besarnya penurunan tegangan bergantung pada aliran daya reaktif ke beban.

#### 2.4 Pengaturan Tegangan

Dalam suatu sistem tenaga listrik, ada dua variabel yang dapat diatur secara bebas yaitu daya aktif ( $P$ ) dan daya reaktif ( $Q$ ). Pengaturan daya aktif akan mempengaruhi frekuensi sistem, sedangkan pengaturan daya reaktif akan mempengaruhi tegangan. Sistem tenaga listrik terdiri dari banyak gardu induk dan pusat listrik yang di dalamnya terdapat rel, dimana tegangan pada rel-rel tersebut bersama-sama membentuk profil tegangan sistem. Umumnya tegangan di suatu sistem dipengaruhi oleh :

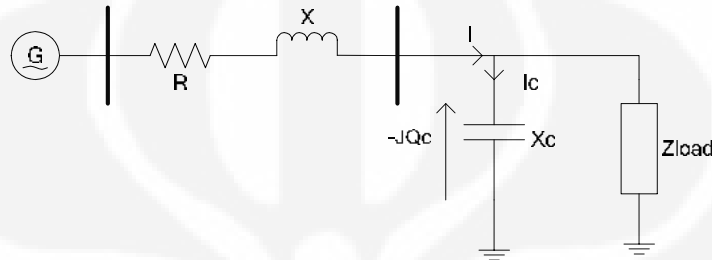
- a. Arus penguat generator.
- b. Daya reaktif beban.
- c. Daya reaktif yang didapat di dalam sistem seperti kondensator dan reaktor.
- d. Posisi *tap* transformator.

Pengaturan tegangan di suatu titik pada sistem tenaga listrik akan lebih mudah dilakukan jika di titik tersebut ada sumber daya reaktif yang bisa diatur. Jadi, untuk mengatur besarnya tegangan pada sisi penerima dapat dilakukan dua cara, yaitu :

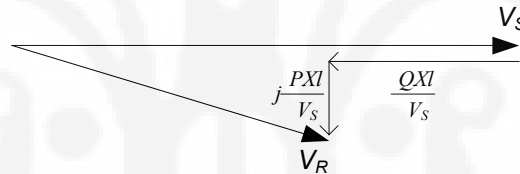
- a. Pengaturan tegangan di sisi penerima dengan mengontrol daya reaktif yaitu dengan cara :
  - penggunaan *Static Var Compensator* (SVC).
  - penggunaan kapasitor paralel, kapasitor seri ataupun reaktor paralel.
  - penggunaan kondensator sinkron.
- b. Pengaturan tegangan di sisi pengirim dapat dilakukan dengan 2 cara, yaitu :
  - pengaturan eksitasi generator.
  - pengaturan *tap* transformator.

### 2.4.1 Kapasitor Paralel

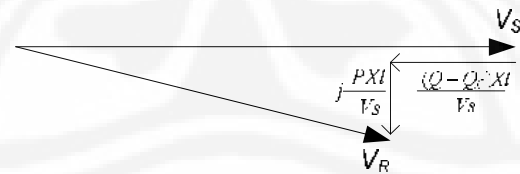
Kapasitor yang dihubungkan secara paralel dengan saluran akan memberikan daya reaktif ke sistem, sehingga akan dapat memenuhi sebagian daya reaktif yang dibutuhkan oleh beban induktif. Penggunaan kapasitor paralel dapat mengurangi besar arus yang ditarik dari sumber, mengurangi jatuh tegangan dan meningkatkan faktor daya.



Gambar 2.5 Pemasangan kapasitor paralel



Gambar 2.6 Diagram fasor sebelum diberi kapasitor paralel



Gambar 2.7 Diagram fasor sesudah diberi kapasitor paralel.

Jika arus yang mengalir dalam saluran transmisi sebelum digunakan kompensator kapasitor paralel adalah

$$I = \frac{P - jQ}{V_s} = \frac{P}{V_s} - j \frac{Q}{V_s} \quad (2.17)$$

Dan arus yang mengalir dalam saluran transmisi sesudah digunakan kompensator kapasitor paralel adalah

$$I' = \frac{P}{V_S} - j \frac{(Q - Q_c)}{V_S} \quad (2.18)$$

maka besarnya tegangan di sisi penerima sebelum dan sesudah digunakan kompensator kapasitor paralel adalah :

- Sebelum

$$V_R = V_S - I(R + jX) \quad (2.19)$$

$$V_R = V_S - \left( \frac{P}{V_S} - j \frac{(Q)}{V_S} \right) (R + jX) \rightarrow R \ll X \quad (2.20)$$

$$V_R = V_S - j \frac{PX}{V_S} - \frac{QX}{V_S} \quad (2.21)$$

- Sesudah

$$V_R' = V_S - I'(R + jX) \quad (2.22)$$

$$V_R' = V_S - \left( \frac{P}{V_S} - j \frac{(Q - Q_c)}{V_S} \right) (R + jX) \rightarrow R \ll X \quad (2.23)$$

$$V_R' = V_S - j \frac{PX}{V_S} - \frac{(Q - Q_c)X}{V_S} \quad (2.24)$$

Dengan demikian jelas bahwa dengan menggunakan kompensator kapasitor paralel dapat mengatasi jatuh tegangan pada sisi penerima akibat beban menyerap daya reaktif..

#### 2.4.2 Pengaturan Tap Transformator

Cara lain dalam pengaturan tegangan adalah dengan cara mengatur *tap-changer* pada transformator. Dengan *tap-changer* ini, perbandingan jumlah lilitan antara kumparan primer dan sekunder trafo dapat diubah. Pengaturan rasio kumparan ini dilakukan dengan mengubah jumlah lilitan di salah satu kumparan saja dan biasanya yang diubah adalah kumparan di sisi tegangan tinggi karena pada sisi tegangan tinggi arus yang mengalir kecil sehingga dapat meminimalisir munculnya busur listrik ketika pengubahan *tap* dilakukan. Dengan rasio lilitan transformator:

$$\frac{N_p}{N_s} = \frac{V_p}{V_s} = \alpha \quad (2.25)$$

Jika terjadi jatuh tegangan pada sisi primer ( $V_p$ ) akibat aliran daya reaktif, maka sesuai dengan perbandingan lilitan transformator, tegangan pada sisi sekunder ( $V_s$ ) juga akan mengalami penurunan. Untuk mengembalikan tegangan pada sisi sekunder ke nilai awal, maka dilakukan perubahan *tap* pada transformator atau dengan mengubah rasio lilitan ( $\alpha$ ) sehingga tegangan pada sisi sekunder kembali ke nilai yang seharusnya. Jadi, kompensasi tegangan dengan pengaturan tap transformator ini sebenarnya tidak mengubah produksi daya reaktif pada sistem tenaga listrik, melainkan hanya mengembalikan tegangan ke nilai yang seharusnya atau mengubah impedansi jalur yang dilalui daya reaktif.

## BAB 3 ALIRAN DAYA

### 3.1 Perhitungan Aliran Daya

Perhitungan aliran daya sangat penting dilakukan di dalam suatu sistem tenaga listrik. Di dalam perhitungan aliran daya, harus diketahui terlebih dahulu parameter-parameter yang ada di setiap rel yaitu :

- a. Daya aktif (*real power*), mempunyai simbol  $P$  dengan satuan MW.
- b. Daya reaktif (*reactive power*), mempunyai simbol  $Q$  dengan satuan MVAR.
- c. Besar (*magnitude*) tegangan, mempunyai simbol  $V$  dengan satuan kV.
- d. Sudut fasa tegangan, mempunyai simbol  $\delta$  dengan satuan radian.

Berdasarkan parameter-parameter yang diketahui, maka rel pada suatu sistem tenaga listrik diklasifikasikan dalam 3 jenis yaitu :

- a. Rel ayun (*swing* atau *slack bus*)

Rel ini digunakan sebagai referensi dimana parameter yang diketahui adalah *magnitude* tegangan ( $|V|$ ) dan sudut fasa tegangan ( $\delta$ ). Rel ayun diperlukan pada sistem karena nilai  $P$  dan  $Q$  untuk setiap rel tidak dapat ditentukan terlebih dahulu. Pada umumnya dalam perhitungan aliran daya hanya terdapat satu rel ayun.

- b. Rel beban (*P-Q bus*)

Parameter yang diketahui pada rel beban adalah daya aktif ( $P$ ) dan daya reaktif ( $Q$ ). Daya aktif dan daya reaktif beban diketahui dari perkiraan beban, sedangkan daya aktif dan daya reaktif generator (jika ada) telah ditentukan. Rel beban yang murni mempunyai nilai  $P_G = 0$  dan  $Q_G = 0$ .

- c. Rel kontrol (*P-V bus*)

Parameter yang diketahui adalah daya aktif ( $P$ ) dan *magnitude* tegangan ( $|V|$ ), dengan  $P$  ditentukan dan  $|V|$  dijaga konstan dengan injeksi daya reaktif. Pada rel ini, daya aktif dan daya reaktif beban diketahui dari perkiraan beban.

Salah satu yang harus diingat pada studi aliran daya adalah tanda daya aktif ( $P$ ) dan daya reaktif ( $Q$ ). Daya reaktif *lagging* merupakan daya reaktif positif yang menunjukkan arus  $I$  terbelakang terhadap tegangan  $V$  (bersifat induktif).



Sedangkan daya reaktif *leading* merupakan daya reaktif negatif yang menunjukkan arus  $I$  mendahului tegangan  $V$  (bersifat kapasitif).

Selain itu, dalam pengoperasian sistem tenaga listrik terdapat kendala-kendala sebagai berikut :

- a. Besar tegangan rel harus memenuhi pertidaksamaan berikut :

$$|V_i|_{\min} \leq |V_i| \leq |V_i|_{\max} \quad (3.1)$$

Peralatan sistem tenaga listrik didisain untuk beroperasi pada tegangan tetap dengan variasi penyimpangan yang diizinkan.

- b. Selisih sudut fasa tegangan harus memenuhi pertidaksamaan berikut :

$$|\delta_i - \delta_j| \leq |\delta_i - \delta_j|_{\max} \quad (3.2)$$

Besarnya selisih sudut fasa tegangan antara dua buah rel yang dihubungkan dengan saluran transmisi mempunyai batas maksimum, karena berkaitan dengan masalah stabilitas.

- c. Generator sebagai sumber daya aktif dan atau daya reaktif mempunyai batas-batas pembangkitan.

$$P_{Gi \min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi \max} \quad (3.3)$$

$$Q_{Gi \min} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi \max} \quad (3.4)$$

### 3.1.1 Persamaan Jaringan

Suatu sistem tenaga listrik terdiri atas beberapa rel yang membentuk sistem interkoneksi melalui saluran transmisi. Persamaan jaringan menyatakan hubungan antara tegangan dan arus pada rel jaringan. Persamaan tersebut dapat dinyatakan dengan matriks admitansi sebagai berikut :

$$\begin{pmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \dots \\ I_i \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \dots & Y_{1j} \\ Y_{21} & Y_{22} & \dots & Y_{2j} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ Y_{i1} & Y_{i2} & \dots & Y_{ij} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \dots \\ V_j \end{pmatrix} \quad (3.5)$$

dimana :

$Y_{ii}$  = Admitansi sendiri yang berujung pada node  $i$

$Y_{ij}$  = Admitansi bersama antara node  $i$  dan  $j$

$V_j$  = Fasor tegangan ke *ground* pada node  $j$

$I_i$  = Fasor arus yang mengalir ke node  $i$

Sehingga dapat diperoleh bentuk umum yaitu :

$$I_i = \sum_{j=1}^n Y_{ij} V_j \quad i = 1, 2, 3, \dots, n \quad (3.6)$$

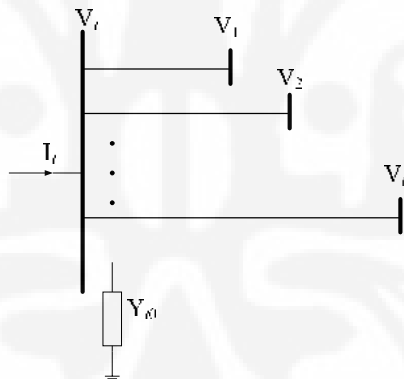
atau

$$I_{\text{rel}} = Y_{\text{rel}} V_{\text{rel}} \quad (3.7)$$

dengan  $Y_{\text{rel}}$  merupakan matriks dari admitansi rel yang mempunyai dimensi matriks ( $n \times n$ ), dimana  $n$  merupakan banyaknya rel dalam sistem tersebut.

### 3.1.2 Persamaan Aliran Daya

Biasanya sebuah saluran transmisi direpresentasikan dengan model ekuivalen  $\pi$ -nya dan impedansinya diubah ke dalam sistem per-unit dengan basis MVA dan kV yang ditetapkan. Berikut ini pemodelan sederhana suatu rel di dalam sistem tenaga listrik [2] :



Gambar 3.1 Pemodelan suatu rel dalam sistem tenaga listrik

Berdasarkan gambar di atas, dapat diperoleh persamaan, menggunakan hukum arus Kirchoff yaitu :

$$\begin{aligned} I_i &= Y_{i0} V_i + Y_{i1}(V_i - V_1) + Y_{i2}(V_i - V_2) + \dots + Y_{in}(V_i - V_n) \\ &= (Y_{i0} + Y_{i1} + Y_{i2} + \dots + Y_{in}) V_i - Y_{i1} V_1 - Y_{i2} V_2 - \dots - Y_{in} V_n \end{aligned} \quad (3.8)$$

atau

$$I_i = V_i \sum_{j=0}^n Y_{ij} - \sum_{j=1}^n Y_{ij} V_j \quad j \neq i \quad (3.9)$$

Daya aktif dan daya reaktif pada rel  $i$  adalah

$$P_i + jQ_i = V_i I_i^* \quad (3.10)$$

atau

$$I_i = \frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} \quad (3.11)$$

Substitusi persamaan (3.11) ke persamaan (3.9) maka akan diperoleh :

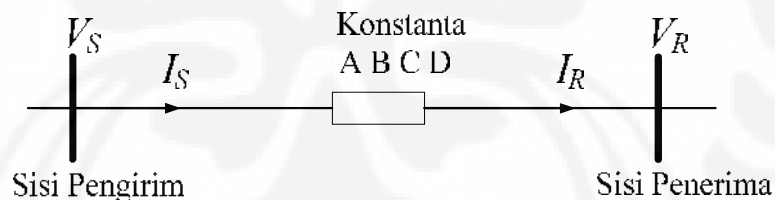
$$\frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} = V_i \sum_{j=0}^n Y_{ij} - \sum_{j=1}^n Y_{ij} V_j \quad j \neq i \quad (3.12)$$

Persamaan di atas merupakan persamaan matematis dari aliran daya yang kemudian akan diselesaikan dengan metode iterasi. Sedangkan tegangan pada rel yaitu :

$$V_i = \frac{1}{Y_{ii}} \left( \frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} - \sum_{j=1}^n Y_{ij} V_j \right) \quad j \neq i \quad (3.13)$$

arus yang mengalir pada aliran daya akan menyebabkan terjadinya perubahan tegangan, baik *magnitude* maupun sudut fasanya. Karena alasan ini maka tegangan pada rel dijaga tetap pada batas-batas yang telah ditentukan.

### 3.1.3 Aliran Daya Melalui Saluran Transmisi [3]



Gambar 3.2 Model saluran transmisi untuk perhitungan aliran daya

Jika tegangan di sisi penerima dalam referensi fasor ( $\bar{V}_R = |V_R| \angle 0^\circ$ ), dan tegangan di sisi pengirim mendahului dengan sudut  $\delta$  ( $\bar{V}_S = |V_S| \angle \delta$ ). Maka sesuai representasi saluran transmisi yang dijelaskan pada subbab 2.2 akan diperoleh nilai arus di sisi penerima yaitu :

$$I_R = \frac{V_S - \mathbf{A}V_R}{\mathbf{B}} \quad (3.14)$$

Hubungan tegangan dan arus di kedua sisi :

$$\begin{bmatrix} V_S \\ I_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{A} & \mathbf{B} \\ \mathbf{C} & \mathbf{D} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_R \\ I_R \end{bmatrix} \quad (3.15)$$

dengan :

$$\mathbf{A} = |\mathbf{A}| \angle \alpha \text{ dan } \mathbf{B} = |\mathbf{B}| \angle \beta \quad (3.16)$$

### 3.1.3.1 Aliran Daya di Sisi Penerima

Hubungan tegangan dan arus pada sisi penerima dapat ditulis sebagai berikut :

$$V_S = \mathbf{A}V_R + \mathbf{B}I_R \quad (3.17)$$

$$\mathbf{B}I_R = V_S - \mathbf{A}V_R \quad (3.18)$$

$$I_R = \frac{1}{\mathbf{B}}V_S - \frac{\mathbf{A}}{\mathbf{B}}V_R \quad (3.19)$$

$$I_R = \frac{1}{|\mathbf{B}| \angle \beta} |V_S| \angle \delta - \frac{|\mathbf{A}| \angle \alpha}{|\mathbf{B}| \angle \beta} |V_R| \angle 0^\circ \quad (3.20)$$

$$I_R = \frac{|V_S|}{|\mathbf{B}|} \angle (\delta - \beta) - \frac{|\mathbf{A}| |V_R|}{|\mathbf{B}|} \angle (\alpha - \beta) \quad (3.21)$$

$$I_R^* = \frac{|V_S|}{|\mathbf{B}|} \angle (\beta - \delta) - \frac{|\mathbf{A}| |V_R|}{|\mathbf{B}|} \angle (\beta - \alpha) \quad (3.22)$$

sedangkan daya kompleks di sisi penerima dapat dituliskan sebagai berikut :

$$S_R = V_R \cdot I_R^* \quad (3.23)$$

$$S_R = (|V_R| \angle 0^\circ) \left[ \frac{|V_S|}{|\mathbf{B}|} \angle (\beta - \delta) - \frac{|\mathbf{A}| |V_R|}{|\mathbf{B}|} \angle (\beta - \alpha) \right] \quad (3.24)$$

$$S_R = \left[ \frac{|V_S| |V_R|}{|\mathbf{B}|} \angle (\beta - \delta) - \frac{|\mathbf{A}| |V_R|^2}{|\mathbf{B}|} \angle (\beta - \alpha) \right] \text{MVA} \quad (3.25)$$

maka daya aktif dan reaktif pada sisi penerima adalah :

$$P_R = \left[ \frac{|V_S| |V_R|}{|\mathbf{B}|} \cos(\beta - \delta) - \frac{|\mathbf{A}| |V_R|^2}{|\mathbf{B}|} \cos(\beta - \alpha) \right] \text{MW} \quad (3.26)$$

$$Q_R = \left[ \frac{|V_S| |V_R|}{|\mathbf{B}|} \sin(\beta - \delta) - \frac{|\mathbf{A}| |V_R|^2}{|\mathbf{B}|} \sin(\beta - \alpha) \right] \text{MVAR} \quad (3.27)$$

Untuk saluran pendek dengan parameter  $\mathbf{A}=1\angle 0^\circ$  dan  $\mathbf{B}=|Z|\angle\theta$  maka persamaan (3.26) dan (3.27) dapat ditulis sebagai berikut :

$$P_R = \left[ \frac{|V_S||V_R|}{|Z|} \cos(\theta - \delta) - \frac{|V_R|^2}{|Z|} \cos\theta \right] \text{MW} \quad (3.28)$$

$$Q_R = \left[ \frac{|V_S||V_R|}{|Z|} \sin(\theta - \delta) - \frac{|V_R|^2}{|Z|} \sin\theta \right] \text{MVAR} \quad (3.29)$$

### 3.1.3.2 Aliran Daya di Sisi Pengirim

Hubungan tegangan dan arus pada sisi pengirim juga dapat dituliskan sebagai berikut :

$$V_S = \mathbf{A}V_R + \mathbf{B}I_R \quad (3.30)$$

$$I_S = \mathbf{C}V_R + \mathbf{D}I_R \quad (3.31)$$

$$\mathbf{AD} - \mathbf{BC} = 1 \quad (3.32)$$

$$\mathbf{BC} = \mathbf{AD} - 1 \quad (3.33)$$

$$\mathbf{C} = \frac{\mathbf{AD} - 1}{\mathbf{B}} \quad (3.34)$$

$$\mathbf{D} = \mathbf{A} \quad (3.35)$$

maka arus di sisi pengirim dapat dijelaskan sebagai berikut :

$$I_S = \frac{\mathbf{AD} - 1}{\mathbf{B}} V_R + \mathbf{D} I_R \quad (3.36)$$

$$I_R = \frac{1}{\mathbf{B}} V_S - \frac{\mathbf{A}}{\mathbf{B}} V_R \quad (3.37)$$

$$I_S = \frac{\mathbf{AD} - 1}{\mathbf{B}} V_R + \mathbf{D} \frac{V_S - \mathbf{A} V_R}{\mathbf{B}} \quad (3.38)$$

$$I_S = \frac{\mathbf{A}}{\mathbf{B}} V_S - \frac{V_R}{\mathbf{B}} \quad (3.39)$$

$$I_S = \frac{|\mathbf{A}|}{|\mathbf{B}|} |V_S| \angle(\delta + \alpha - \beta) - \frac{|V_R|}{|\mathbf{B}|} \angle(0^\circ - \beta) \quad (3.40)$$

$$I_S^* = \frac{|\mathbf{A}|}{|\mathbf{B}|} |V_S| \angle(\beta - \alpha - \delta) - \frac{|V_R|}{|\mathbf{B}|} \angle\beta \quad (3.41)$$

Sedangkan daya kompleks di sisi pengirim dapat dituliskan sebagai berikut :

$$S_S = V_S I_S^* \quad (3.42)$$

$$S_S = (|V_S| \angle \delta) \left[ \frac{|A|}{|B|} |V_S| \angle (\beta - \alpha - \delta) - \frac{|V_R|}{|B|} \angle \beta \right] \text{MVA} \quad (3.43)$$

$$S_S = \frac{|A|}{|B|} |V_S|^2 \angle (\beta - \alpha) - \frac{|V_S||V_R|}{|B|} \angle (\beta + \delta) \text{MVA} \quad (3.44)$$

maka daya aktif dan reaktif pada sisi pengirim adalah :

$$P_S = \frac{|A|}{|B|} |V_S|^2 \cos(\beta - \alpha) - \frac{|V_S||V_R|}{|B|} \cos(\beta + \delta) \text{MW} \quad (3.45)$$

$$Q_S = \frac{|A|}{|B|} |V_S|^2 \sin(\beta - \alpha) - \frac{|V_S||V_R|}{|B|} \sin(\beta + \delta) \text{MVAR} \quad (3.46)$$

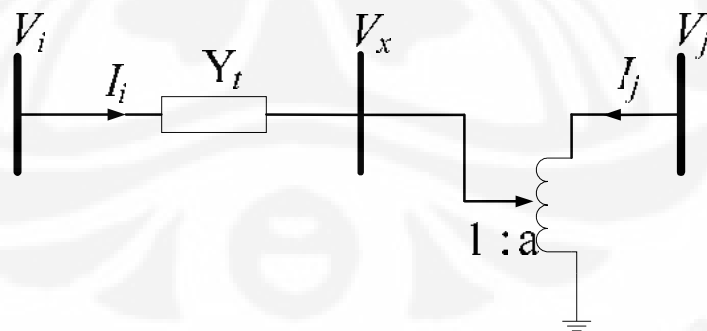
Untuk saluran transmisi pendek dengan parameter  $A=1 \angle 0^\circ$  dan  $B=|Z| \angle \theta$  maka persamaan (3.45) dan (3.46) dapat ditulis sebagai berikut :

$$P_S = \frac{|V_S|^2}{|Z|} \cos \theta - \frac{|V_S||V_R|}{|Z|} \cos(\theta + \delta) \text{MW} \quad (3.47)$$

$$Q_S = \frac{|V_S|^2}{|Z|} \sin \theta - \frac{|V_S||V_R|}{|Z|} \sin(\theta + \delta) \text{MVAR} \quad (3.48)$$

### 3.1.4 Aliran Daya Melalui Transformator [2]

Pada suatu sistem tenaga listrik, terdapat perbedaan tegangan antara dua rel yang dihubungkan dengan suatu transformator. Sebuah transformator daya umumnya mempunyai *tap* yang dapat diatur untuk pengaturan besar tegangan



Gambar 3.3 Model saluran transmisi dengan transformator

Dengan asumsi bahwa transformator adalah transformator ideal dan nilai *tap* transformator adalah  $a$ , maka dari gambar di atas diperoleh :

$$V_x = \frac{1}{\alpha} V_j \quad (3.49)$$

$$I_i = -\alpha^* I_j \quad (3.50)$$

dimana

$$I_i = Y_t(V_i - V_x) \quad (3.51)$$

Substitusi  $V_x$  ke persamaan (3.51) sehingga diperoleh

$$I_i = Y_t V_i - \frac{Y_t}{\alpha} V_j \quad (3.52)$$

dan juga

$$I_j = -\frac{Y_t}{\alpha^*} V_i + \frac{Y_t}{|\alpha|^2} V_j \quad (3.53)$$

Dari persamaan (3.52) dan (3.53) dapat dibuat bentuk matriksnya yaitu :

$$\begin{bmatrix} I_i \\ I_j \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_t & -\frac{Y_t}{\alpha} \\ -\frac{Y_t}{\alpha^*} & \frac{Y_t}{|\alpha|^2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_i \\ V_j \end{bmatrix} \quad (3.54)$$

### 3.1.5 Metode Newton-Raphson [2]

Persamaan aliran daya merupakan persamaan aljabar *non-linear*, sehingga tidak mempunyai solusi eksak. Persamaan tersebut dapat diselesaikan dengan metode iterasi dari beberapa metode numerik. Harga konvergensi pada proses iterasi ditentukan oleh besarnya indeks presisi antara 0.01 hingga 0.00001 atau sesuai dengan yang dikehendaki. Jumlah iterasi menentukan besarnya presisi yang dikehendaki, semakin presisi semakin banyak jumlah iterasi yang harus dilakukan.

Metode Newton-Raphson pada dasarnya merupakan metode Gauss-Seidel yang diperluas dan disempurnakan. Perhitungan aliran daya dengan metode Newton-Raphson dianggap lebih efektif untuk jaringan sistem yang besar. Metode Newton-Raphson sangat bergantung pada nilai awal tegangan rel. Pemilihan yang hati-hati dari nilai awal rel sangat direkomendasikan. Jika metode Newton-Raphson gagal menyelesaikan sistem radial yang panjang atau sistem dengan saluran transmisi yang panjang, maka dapat digunakan metode *fast-decoupled*.

Metode Newton-Raphson melibatkan iterasi yang berdasarkan kepada ekspansi deret Taylor dari persamaan yang akan diselesaikan. Misalkan suatu persamaan :

$$f(x) = K \quad (3.55)$$

Jika  $x^{(0)}$  adalah sebuah estimasi dari solusi, dan  $\Delta x^{(0)}$  adalah sebuah deviasi kecil dari solusi yang benar, maka kita mempunyai :

$$f\left(x^{(0)} + \Delta x^{(0)}\right) = c \quad (3.56)$$

Dengan menggunakan ekspansi deret Taylor pada persamaan di atas maka diperoleh :

$$f\left(x^{(0)}\right) + \left(\frac{df}{dx}\right)^{(0)} \Delta x^{(0)} + \frac{1}{2!} \left(\frac{d^2f}{dx^2}\right)^{(0)} \left(\Delta x^{(0)}\right)^2 + \dots = c \quad (3.57)$$

Diasumsikan error  $\Delta x^{(0)}$  sangat kecil, maka orde yang lebih tinggi dapat diabaikan sehingga :

$$\Delta c^{(0)} \approx \left(\frac{df}{dx}\right)^{(0)} \Delta x^{(0)} \quad (3.58)$$

dimana

$$\Delta c^{(0)} = c - f\left(x^{(0)}\right) \quad (3.59)$$

Penambahan  $\Delta x^{(0)}$  pada estimasi  $x^{(0)}$  akan menghasilkan penakisan kedua yaitu:

$$x^{(1)} = x^{(0)} + \frac{\Delta c^{(0)}}{\left(\frac{df}{dx}\right)^{(0)}} \quad (3.60)$$

Pengurutan yang digunakan pada prosedur di atas kan menghasilkan algoritma Newton-Raphson

$$\Delta c^{(k)} = c - f\left(x^{(k)}\right) \quad (3.61)$$

$$\Delta x^{(k)} = \frac{\Delta c^{(k)}}{\left(\frac{df}{dx}\right)^{(k)}} \quad (3.62)$$

$$x^{(k+1)} = x^{(k)} + \Delta x^{(k)} \quad (3.63)$$



dimana persamaan (3.62) dapat disusun kembali sebagai :

$$\Delta c^{(k)} = j^{(k)} \Delta x^{(k)} \quad (3.64)$$

dengan

$$j^{(k)} = \left( \frac{df}{dx} \right)^{(k)} \quad (3.65)$$

Berdasarkan persamaan (3.6) maka diperoleh :

$$I_i = \sum_{j=1}^n Y_{ij} V_j \quad (3.66)$$

Dari persamaan di atas,  $j$  termasuk ke dalam rel  $i$ . Persaman ini dapat disusun dalam bentuk polar yaitu :

$$I_i = \sum_{j=1}^n |Y_{ij}| |V_j| \angle \theta_{ij} + \delta_j \quad (3.67)$$

Daya kompleks pada rel  $i$  adalah :

$$P_i - jQ_i = V_i^* I_i \quad (3.68)$$

dengan mensubstitusi persamaan (3.67) ke (3.68) maka akan diperoleh nilai  $I_i$  yaitu :

$$P_i - jQ_i = (|V_i| \angle -\delta_i) \sum_{j=1}^n |Y_{ij}| |V_j| \angle \theta_{ij} + \delta_j \quad (3.69)$$

dengan memisahkan bagian *real* dan imajineranya maka diperoleh daya aktif dan daya reaktif yaitu :

$$P_i = \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (3.70)$$

$$Q_i = -\sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (3.71)$$

Metode Newton-Raphson merumuskan dan menyelesaikan secara iterasi persamaan aliran daya berikut :

$$\begin{pmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{pmatrix} \begin{pmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \Delta \delta \\ \Delta V \end{pmatrix} \quad (3.72)$$

dimana :

$\Delta P$  = vektor penyimpangan daya nyata antara nilai yang telah ditentukan dan nilai yang terhitung pada rel.

$\Delta Q$  = vektor penyimpangan daya reaktif antara nilai yang telah ditentukan dan nilai yang terhitung di rel.

$\Delta V$  = vektor *magnitude*

$\Delta \delta$  = sudut tegangan rel

$J_1 - J_4$  = matriks Jacobian

### 3.2 Perhitungan Aliran Daya Menggunakan ETAP

ETAP (*Electrical Transient Analyzer Program*) merupakan suatu program yang menampilkan secara GUI (*Graphical User Interface*) mengenai analisis sistem tenaga listrik. Tujuan program ETAP adalah untuk memperoleh perhitungan dan analisis sistem tenaga listrik pada konfigurasi yang besar menggunakan komputer. Program ini dapat digunakan untuk studi aliran daya pada sistem yang besar dengan jumlah rel yang sangat banyak.

Adapun prosedur penggunaan ETAP untuk perhitungan aliran daya dari awal hingga keluaran yaitu :

- a. Membuat diagram segaris jaringan.
- b. Memasukkan data peralatan jaringan.
- c. Menentukan sebuah atau beberapa generator ayun.
- d. Memasukkan data studi kasus yang akan ditinjau.
- e. Jalankan ETAP dengan memilih *icon load flow analysis* pada *toolbar*.
- f. Keluaran perhitungan aliran daya dapat diketahui setelah program dijalankan.

Hasil keluaran aliran daya dapat dilihat di *load flow report manager*.

Pada perhitungan aliran daya menggunakan ETAP akan dihitung tegangan rel, faktor daya, arus dan aliran daya yang melalui sistem tenaga listrik. Program dapat menggunakan sumber tenaga ayun (*swing*), pengaturan tegangan dan tanpa pengaturan tegangan dengan banyak generator dan peralatan. Program ini dapat digunakan untuk jaringan *loop* maupun *radial*. Metode perhitungan yang berbeda dapat dipilih untuk memperoleh hasil perhitungan yang terbaik [4]. Pada ETAP

terdapat 3 metode perhitungan aliran daya yaitu Newton-Raphson, *fast-decoupled* dan *accelerated* Gauss-Seidel [4]. Ketiganya mempunyai karakteristik konvergensi yang berbeda. Metode yang akan digunakan dapat dipilih dari ketiganya, tergantung konfigurasi sistem, pembangkitan, kondisi beban dan tegangan awal rel. Indeks presisi pada setiap metode dapat kita tentukan sendiri. Untuk metode Newton-Raphson dan *fast-decoupled* biasanya adalah 0,0001 sedangkan untuk metode *accelerated* Gauss-Seidel umumnya menggunakan indeks presisi 0,000001 dengan faktor akselerasi sebesar 1,45.

### 3.3 Sistem Kasus

Jaringan yang akan dianalisis adalah jaringan 150 kV yang terdapat di region Jakarta-Banten yang mayoritas bebannya adalah beban industri. Jaringan ini terdiri dari 8 subsistem dimana setiap subsistem mempunyai IBT 500/150 kV yang kapasitasnya berbeda-beda sesuai karakteristik beban di subsistem tersebut.

Simulasi dibagi menjadi dua yaitu :

- a. Simulasi dengan menggunakan *grid*.

Pada simulasi ini, IBT 500/150 kV diganti dengan *grid* yang besarnya daya masukan (MVA) telah ditentukan. Saluran transmisi dan pembangkitan di 500 kV diabaikan. *Grid* di asumsikan sebagai sistem interkoneksi 150 kV yang besarnya permintaan daya oleh beban selalu dapat diberikan dan mempunyai frekuensi konstan 50 Hz.

- b. Simulasi dengan menggunakan IBT 500/150 kV

Simulasi ini sesuai dengan kondisi sebenarnya yaitu ada aliran daya di 500 kV dan 150 kV, dimana *Inter Bus Transformer* merupakan sumber daya utama bagi jaringan 150 kV. Penjagaan tegangan di sistem 150 kV dilakukan dengan mengubah-ubah *tap* dari IBT yang berkaitan dengan aliran daya reaktif.

Standar yang digunakan adalah standar ANSI dengan frekuensi sistem 50 Hz. Simulasi dan analisis aliran daya meliputi :

- a. Pembangkitan
- b. Aliran arus dan daya
- c. Rugi-rugi daya
- d. Tegangan Rel

Gambar diagram satu garis jaringan 150 kV Region Jakarta-Banten dengan menggunakan *grid* dapat dilihat pada gambar 3.4, sedangkan untuk penggunaan IBT dapat dilihat pada gambar 3.5. Berikut ini 8 subsistem yang ada di Region Jakarta dan Banten :

- a. Subsistem Suralaya
- b. Subsistem Cilegon Baru
- c. Subsistem Kembangan
- d. Subsistem Gandul
- e. Subsistem Cibinong
- f. Subsistem Bekasi
- g. Subsistem Cawang
- h. Subsistem Depok

Adapun data-data jaringan Region Jakarta-Banten yang dibutuhkan pada perhitungan dengan ETAP adalah :

- a. Data generator

Simulasi 1 menggunakan *grid* yang diletakkan di rel Cibinong 150 kV sebagai generator ayun. Sedangkan pada simulasi 2, digunakan *grid* yang diletakkan di rel Cibinong 500 kV sebagai generator ayun. Setiap generator harus mampu beroperasi pada rentang frekuensi 49,0 Hz hingga 51,0 Hz serta faktor daya diantara 0,85 *lagging* dan 0,90 *leading* [5]. Data generator yang digunakan dapat dilihat pada lampiran 2.

- b. Data transformator

Transformator terbagi 2 yaitu jenis *step-down* sebagai IBT untuk menurunkan tegangan dari 500 kV ke 150 kV dan transformator jenis *step-up* untuk menaikkan tegangan dari daya keluaran generator. Data transformator yang digunakan dapat dilihat pada lampiran 4.

- c. Data saluran transmisi

Untuk simulasi 1 saluran yang ada semuanya bekerja pada 150 kV, sedangkan pada simulasi 2 terdiri dari saluran 150 kV dan 500 kV yang ada di Region Jakarta-Banten. Data jenis konduktor dan impedansi saluran transmisi maupun kabel dapat dilihat pada lampiran 5, 6 dan 7.

d. Data rel

Penamaan rel menggunakan 5 huruf dengan diikuti simbol angka 4 untuk 70 kV, angka 5 untuk 150 kV dan angka 7 untuk 500 kV [5]. Pada simulasi 2 dengan menggunakan IBT, rel-rel 500 kV dipasang *grid* sebagai reaktor yang berfungsi untuk menyerap kelebihan daya reaktif dari sistem sehingga tegangan 500 kV dan 150 kV dapat terjaga sesuai batas-batas toleransi.

e. Data beban

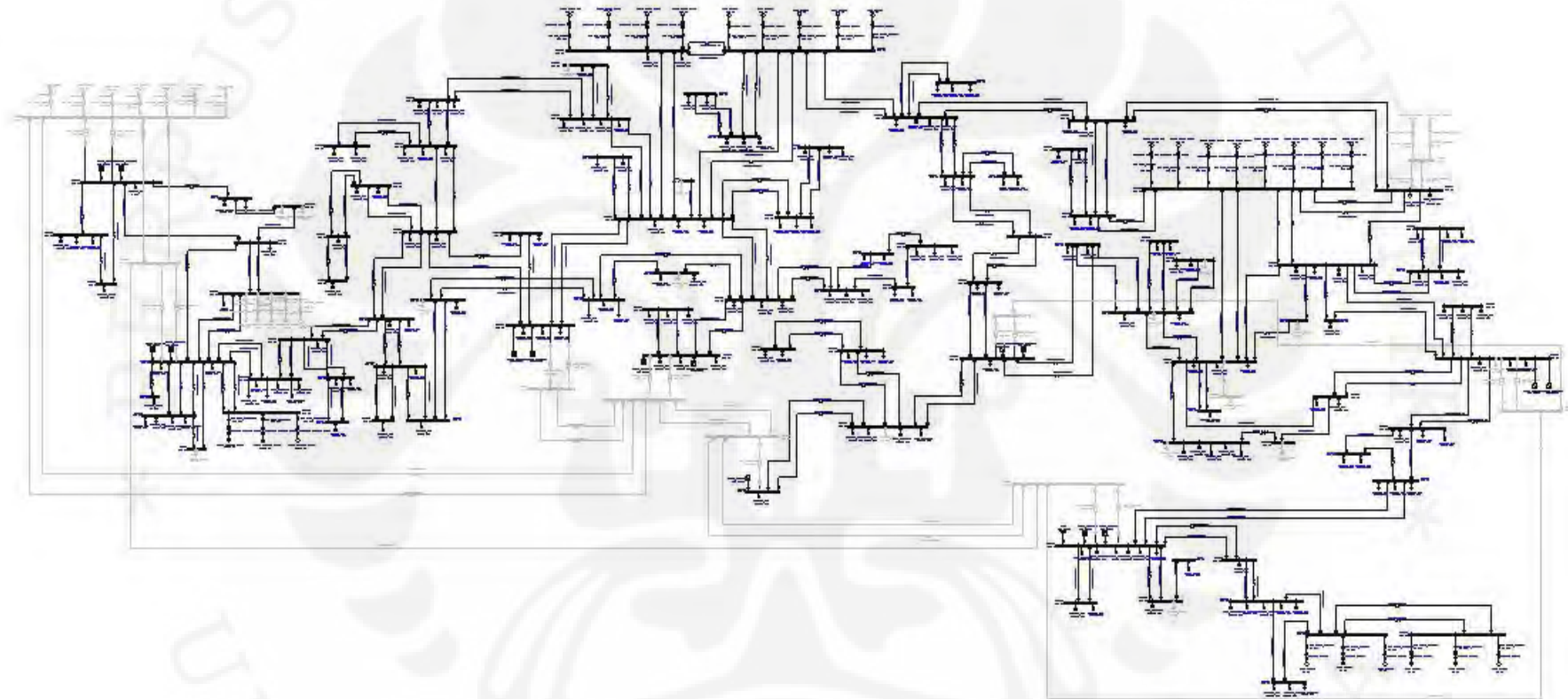
Beban yang digunakan adalah jenis *lumped*. Transformator keluaran dari jaringan 150 kV ke 70 atau 20 kV dianggap sebagai beban ter-*lumped*. Untuk simulasi digunakan data beban saat kondisi normal yaitu data beban tanggal 29 Januari 2009 pukul 10.00 WIB. Data *rating* beban yang digunakan dan besar pembebanannya dapat dilihat pada lampiran 8.

f. *Marginally* dan *critically voltage*

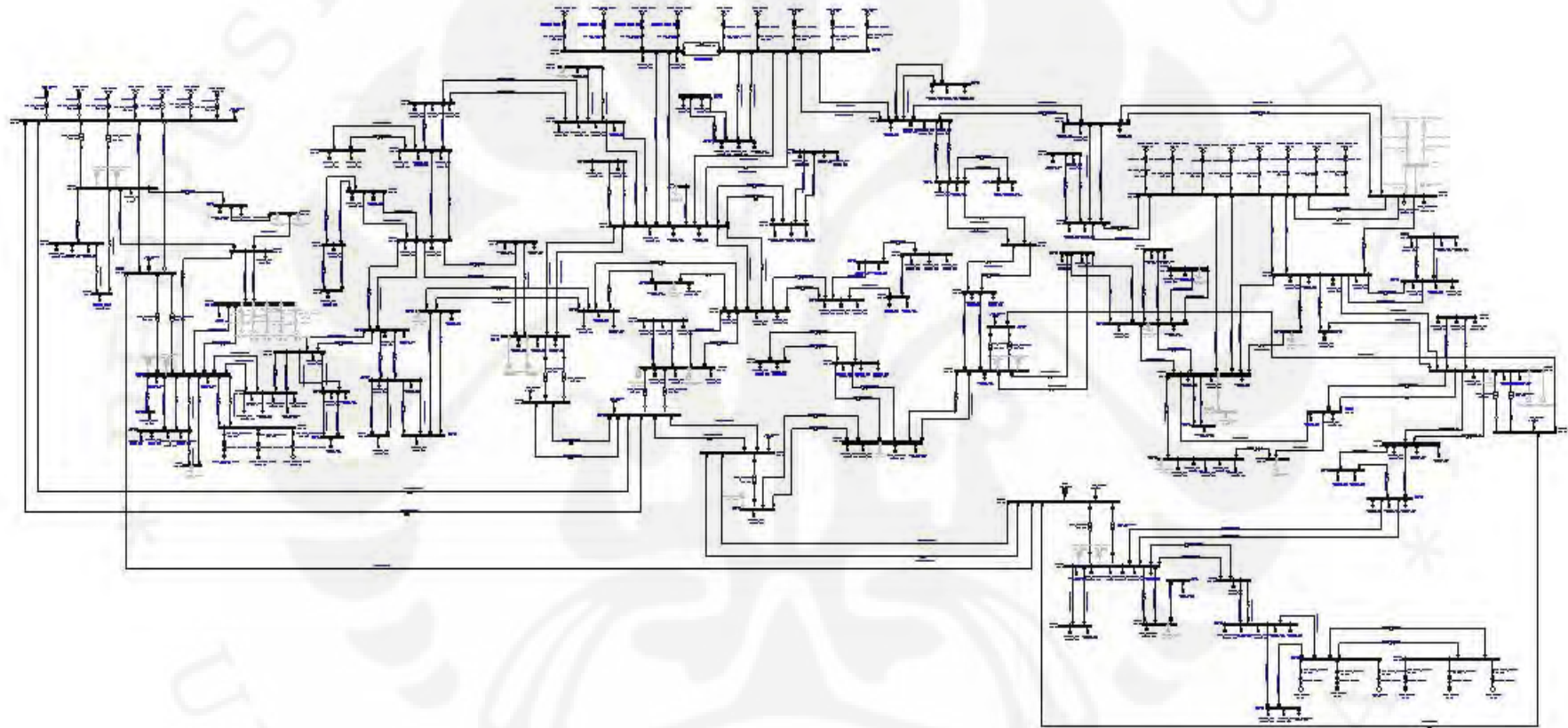
Berdasarkan Aturan Jaringan Sistem Tenaga Listrik Jawa-Madura-Bali 2007, jaringan 150 kV mempunyai batas toleransi tegangan yaitu : 90% hingga 105 % dari *rating*-nya. Batas toleransi tersebut digunakan sebagai *critically voltage* pada simulasi ini. Untuk *marginally voltage* yaitu 102% dan 95% dari *rating*-nya. Simulasi 1 dan 2 fokus terhadap jaringan 150 kV, sehingga jaringan 500 kV yang ada pada simulasi 2 harus disesuaikan dengan jaringan 150 kV.

### 3.4 Fasilitas Kerja

Fasilitas kerja menggunakan komputer dengan CPU AMD Athlon (tm) 2,21 GHz, RAM 448 Mb dengan sistem operasi Microsoft Windows XP. Perangkat lunak yang digunakan untuk simulasi adalah ETAP PowerStation. Metode iterasi menggunakan metode Newton-Raphson dengan indeks presisi 0,00001 MW/Mvar dan jumlah iteraksi maksimum 9999.



Gambar 3.4. Diagram satu garis jaringan 150 kV Region Jakarta-Banten dengan menggunakan *grid*



Gambar 3.5. Diagram satu garis jaringan 150 kV Region Jakarta-Banten dengan menggunakan IBT 500/150 kV

## BAB 4 SIMULASI DAN ANALISIS

### 4.1 Analisis Simulasi Jaringan

Pada tabel 4.1 dapat dilihat perbandingan total pembangkitan, beban dan rugi-rugi daya dari kedua simulasi secara keseluruhan.

Tabel 4.1 Total pembangkitan, beban dan rugi-rugi simulasi 1 dan 2

Kategori	Simulasi 1				Simulasi 2			
	MW	MVAR	MVA	% PF	MW	MVAR	MVA	% PF
Generator Ayun	-309.744	612.464	686.333	45.13 <i>Lead</i>	505.832	2092.868	2153.13	23.49 <i>Lag</i>
Generator	6289	2064	6619.035	95.01 <i>Lag</i>	5491	772	5545	99.03 <i>Lag</i>
Total Permintaan	5979.256	2676.464	6550.952	91.27 <i>Lag</i>	5996.83	2864.868	6646.01	90.23 <i>Lag</i>
Total Beban Motor	4822.56	1620.478	5087.538	94.79 <i>Lag</i>	4822.56	1620.478	5087.54	94.79 <i>Lag</i>
Total Beban Statis	1068.57	359.755		<i>Lag</i>	1067.15	359.24		<i>Lag</i>
Rugi-rugi	88.126	696.23			107.121	885.15		
Jumlah Iterasi	4				3			

Dari hasil simulasi diperoleh :

- a. Pembangkitan daya total pada simulasi 1 turun sebesar 17,577 +j188,404 MVA atau  $189,22 \angle 84,67^\circ$  MVA dibandingkan simulasi 2 yang menggunakan IBT.
- b. Rugi-rugi daya pada simulasi 1 turun sebesar 18,995 + j188,92 MVA atau  $189,87 \angle 84,26^\circ$  MVA.
- c. Simulasi 1 yang menggunakan *grid* membutuhkan 4 iterasi, sedangkan simulasi 2 yang menggunakan IBT membutuhkan 3 iterasi dengan metode Newton-Raphson. Seharusnya dengan bertambahnya saluran 500 kV pada simulasi 2 akan membutuhkan iterasi yang lebih banyak dibandingkan simulasi 1. Hal ini terjadi karena perbedaan letak generator ayun yang mempengaruhi nilai awal iterasi. Pada simulasi 1 generator ayun terletak di jaringan 150 kV, sedangkan simulasi 2 terletak di jaringan 500 kV. Dari jumlah iterasi dan persentase tegangan rel rata-rata dapat diketahui bahwa simulasi 2 yang menggunakan IBT menghasilkan data aliran daya dan tegangan yang lebih baik dibandingkan dengan simulasi 1. Hal ini karena pada



simulasi 2, tegangan dan besar daya yang mengalir lebih terjaga dengan adanya IBT.

Analisis :

Besarnya pembangkitan daya dipengaruhi oleh besarnya beban dan rugi-rugi daya pada percabangan. Pada kedua simulasi besarnya beban dijaga tetap sehingga perubahan pembangkitan daya disebabkan oleh terjadinya penurunan rugi-rugi daya pada percabangan.

#### 4.1.1 Analisis Pembangkitan Daya

Pada tabel 4.2 dapat dilihat perbandingan daya keluaran dari *grid* pada simulasi 1 dengan IBT pada simulasi 2 yang keduanya merupakan sumber daya untuk jaringan 150 kV pada masing-masing simulasi. Sedangkan pada tabel 4.3 dapat dilihat perbandingan pembangkitan daya pada generator diantara kedua simulasi.

Tabel 4.2 Perbandingan daya keluaran *grid* simulasi 1 dengan IBT simulasi 2

No	Grid/IBT	Simulasi 1			Simulasi 2			Rating
	ID	MW	Mvar	MVA	MW	Mvar	MVA	MVA
1	1_IBKASI75	340	40	342.34	228.46	35.33	231.18	500
2	2_IBKASI75	340	40	342.34	228.46	35.33	231.18	500
3	1_1CIBNG75	330	160	366.74	258.63	193.2	322.79	500
4	2_1CIBNG75	340	160	375.77	266.46	199	332.57	500
5	1_1CLBRU75	170	80	187.88	138.46	91.73	166.09	500
6	2_1CLBRU75	170	80	187.88	138.46	91.73	166.08	500
7	1_1CWANG75	325	110	343.11	181.25	60.48	191.08	500
8	2_1CWANG75	325	110	343.11	181.25	60.48	191.08	500
9	1_1DEPOK75	280	55	285.35	349.59	92.6	361.65	500
10	1_1GNDUL75	370	5	370.03	313.85	8.76	313.97	500
11	2_1GNDUL75	370	5	370.03	313.85	8.76	313.97	500
12	1_1KBNGN75	495	195	532.02	342.06	226.4	410.18	500
13	2_1KBNGN75	495	195	532.02	347.66	230.1	416.91	500
14	1_1SRLYA75	110	40	117.05	137.19	25.06	138.79	250
15	2_1SRLYA75	85	30	90.139	104.54	55.4	118.31	250
Total		4545	1305	4785.8	3530.2	1414	3905.8	7000

Tabel 4.3 Perbandingan pembangkitan daya simulasi 1 dan 2

No.	ID	Simulasi 1					Simulasi 2				
		MW	Mvar	MVA	%kV	%PF	MW	Mvar	MVA	%kV	%PF
1	CILEGON GT1.1	145	73	162.3	99.08	89.32	145	73	162.3	99.43	89.319
2	CILEGON GT1.2	145	73	162.3	99.08	89.32	145	73	162.3	99.43	89.319
3	CILEGON ST1.3	181	-10	181.3	96.29	99.85	181	10	181.3	97.33	99.848
4	MKBRU GB1.1	67	50	83.6	93.01	80.14	67	50	83.6	92.77	80.143
5	MKBRU GB1.2	84	63	105	93.49	80	84	63	105	93.25	80
6	MKBRU GB1.3	67	50	83.6	93.01	80.14	67	50	83.6	92.77	80.143
7	MKBRU SB1	124	0	124	91.05	100	124	0	124	90.79	100
8	PRBRT GB1.1	88	51	101.7	97.47	86.52	88	51	101.7	97.64	86.52
9	PRBRT GB1.2	87	52	101.4	97.5	85.84	87	52	101.4	97.67	85.836
10	PRBRT GB1.3	96	57	111.6	97.66	85.99	96	57	111.6	97.83	85.985
11	PRBRT GB2.1	86	60	104.9	97.76	82.01	86	60	104.9	97.94	82.013
12	PRBRT GB2.2	86	14	87.13	96.24	98.7	86	14	87.13	96.41	98.701
13	PRBRT GB2.3	96	14	97.02	96.24	98.95	96	14	97.02	96.41	98.953
14	PRBRT SB1	135	19	136.3	96.49	99.02	135	19	136.3	96.67	99.024
15	PRBRT SB2	97	63	115.7	98.34	83.86	97	63	115.7	98.51	83.864
16	SLBRU4	61	8	61.52	100.7	99.15	61	8	61.52	100.3	99.151
17	SLBRU5	61	6	61.29	100.5	99.52	61	6	61.29	100.1	99.52
18	SLBRU6	61	4	61.13	100.3	99.79	61	4	61.13	99.85	99.786
19	SLLMA1	51	13	52.63	101.3	96.9	51	13	52.63	101	96.901
20	SLLMA2	56	13	57.49	101.3	97.41	56	13	57.49	100.9	97.41
21	SLLMA3	58	15	59.91	101.5	96.81	58	15	59.91	101.1	96.815
22	MKLMA1	85	72	111.4	96.36	76.3	85	72	111.4	96.11	76.305
23	MKLMA2	85	72	111.4	96.36	76.3	85	72	111.4	96.11	76.305
24	MKLMA3	85	72	111.4	96.36	76.3	85	72	111.4	96.11	76.305
25	MKLMA4	111	85	139.8	94.32	79.4	111	85	139.8	94.07	79.395
26	MKLMA5	116	90	146.8	94.5	79.01	116	90	146.8	94.24	79.009
27	SRLYA1	0	0	0	0	0	369	150	398.3	102.8	92.638
28	SRLYA2	0	0	0	0	0	396	150	423.5	102.8	93.516
29	SRLYA3	0	0	0	0	0	370	130	392.2	102.4	94.346
30	SRLYA4	0	0	0	0	0	365	150	394.6	102.8	92.494
31	SRLYA5	0	0	0	0	0	517	290	592.8	103.5	87.216
32	SRLYA6	0	0	0	0	0	546	262	605.6	103.1	90.157
33	SRLYA7	0	0	0	0	0	514	241	567.7	102.9	90.542

Dari hasil simulasi diperoleh :

- Untuk 150 kV pada kedua simulasi, pembangkitan terbesar terjadi pada generator CILEGON ST1.3 yaitu sebesar 181,28 MVA. Secara umum, besar pembangkitan pada simulasi 1 dijaga agar sama dengan simulasi 2 sehingga seluruh generator pada kedua simulasi menghasilkan besar daya yang sama.
- Grid pada simulasi 1 menghasilkan lebih banyak daya ke jaringan yaitu sebesar 4785,8 MVA dibandingkan IBT pada simulasi 2 sebesar 3905,8 MVA. Ini berarti cadangan daya yang terdapat pada simulasi 1 lebih besar daripada

simulasi 2, karena generator-generator 150 kV yang ada mempunyai pembangkitan yang sama.

- c. Untuk daya nyata, pada IBT1\_KBNGN75 terjadi perbedaan terbesar antara simulasi 1 dengan simulasi 2 yaitu sebesar 152,94 MW. Sedangkan daya reaktif, pada IBT1\_CWANG75 terjadi perbedaan terbesar yaitu 49,52 MVAR.
- d. Pada simulasi 1, daya keluaran pada IBT1\_1KBNGN75 telah melebihi *rating*, yaitu sebesar 532,02 MVA dari *rating* yang sebesar 500 MVA. Daya keluaran IBT1\_1KBNGN75 dan IBT2\_KBNGN75 paling besar diantara IBT lainnya, maka perlu diadakan pengaturan daya keluaran dari *grid* dan pendistribusian daya keluaran pada IBT/*grid* yang lain.

Analisis :

Setiap generator yang berfungsi sebagai pengatur tegangan mempunyai variabel P dan Q yang telah diatur. Seluruh generator pada jaringan baik simulasi 1 dan 2 beroperasi sebagai pengatur tegangan yang mempunyai besar P dan Q yang sama. Sehingga kekurangan daya P dan Q pada jaringan akan diatasi oleh generator ayun. Besarnya pengaturan tap dari IBT sangat berpengaruh terhadap daya yang masuk ke sistem 150 kV karena berpengaruh terhadap perubahan impedansi jalur yang dilalui daya reaktif. Pengaturan tap dilakukan di sisi tegangan tinggi agar arus yang diputus relatif kecil.

#### 4.1.2 Analisis Aliran Daya

Pada tabel 4.4 dan 4.5 dapat dilihat beberapa aliran daya terbesar pada kedua simulasi. Hasil simulasi aliran daya dan arus yang lengkap dapat dilihat pada lampiran 11 dan 12.

Tabel 4.4 Aliran daya terbesar simulasi 1

No	Rel		Aliran Daya			
	Dari	Ke	MW	Mvar	Amp	% PF
1	PDKLP5	JTRGN5	523.04	-146.29	2186	-96.3
2	BKAS15	PDKLP5	465.05	-68.59	1894	-98.9
3	BKAS15	PDKLP5	465.05	-68.59	1894	-98.9
4	JTRGN5	CIENG5	333.66	-155.66	1462	-90.6
5	JTRGN5	CIENG5	333.66	-155.66	1462	-90.6
6	KBNGN5	DKSBI5	322.22	77.74	1352	97.2
7	KBNGN5	DKSBI5	322.22	77.74	1352	97.2
8	CLBRU5	SRANG5	318.47	81.22	1326	96.9
9	CLBRU5	SRANG5	318.47	81.22	1326	96.9
10	PDKLP5	MNTUR5	293.1	-66.2	1209	-97.5

Universitas Indonesia

Tabel 4.4 (sambungan)

No	Rel		Aliran Daya			
	Dari	Ke	MW	Mvar	Amp	% PF
11	PGSAN5	PGDNGG5	281.94	8.82	1139	100
12	GNDUL5	PTKNG5	277.07	-17.93	1166	-99.8
13	GNDUL5	PTKNG5	277.07	-17.93	1166	-99.8
14	SRANG5	CKNDE5	267.68	37.7	1129	99
15	SRANG5	CKNDE5	267.68	37.7	1129	99
16	PRTMR5	PLPNG5	263.73	-14.12	1062	-99.9
17	MKLMA5	ANGKE5	251.98	-24.19	1018	-99.5
18	MKLMA5	ANGKE5	251.98	-24.19	1018	-99.5
19	CWBRU5	CIPNG5	239.97	39.43	975	98.7
20	CWBRU5	CIPNG5	239.97	39.43	975	98.7

Tabel 4.5 Aliran daya terbesar simulasi 2

No.	Rel		Aliran Daya			
	Dari	Ke	MW	Mvar	Amp	% PF
1	CLBRU5	SRANG5	310.19	82.56	1293	96.6
2	CLBRU5	SRANG5	310.19	82.56	1293	96.6
3	SRANG5	CKNDE5	259.61	40.62	1096	98.8
4	SRANG5	CKNDE5	259.61	40.62	1096	98.8
5	GUCLG5	CLBRU5	235.21	63.69	966	96.5
6	GUCLG5	CLBRU5	235.21	63.69	966	96.5
7	GNDUL5	PTKNG5	220.95	-14.17	931	-99.8
8	GNDUL5	PTKNG5	220.95	-14.17	931	-99.8
9	CKNDE5	BLRJA5	192.52	-0.37	820	100
10	CKNDE5	BLRJA5	192.52	-0.37	820	100
11	SLBRU5	BGBRU5	185.31	10.5	718	99.8
12	CILEGON ST1.3	GUCLG5	181	10	6827	99.8
13	PRBRT5	PRTMR5	177.33	53.69	743	95.7
14	PRBRT5	PRTMR5	177.33	53.69	743	95.7
15	KBNGN5	DKSBI5	171.99	113.61	842	83.4
16	KBNGN5	DKSBI5	171.99	113.61	842	83.4
17	SNYAN5	DNYSAS	169.93	65.48	773	93.3
18	PTKNG5	SNYAN5	169.1	61.7	759	93.9
19	PTKNG5	SNYAN5	169.1	61.7	759	93.9
20	SLBRU5	CBBRU5	161.96	25.36	634	98.8

Dari hasil simulasi diperoleh :

- Aliran arus dan daya terbesar pada simulasi 1 terjadi dari rel PDKLP5 ke JTRGN5 yaitu sebesar 523,04 – j146,29 MVA atau 2186 A. Terjadi perbedaan aliran daya yang cukup besar pada saluran ini jika dibandingkan dengan simulasi 2 yang hanya mengalir daya 43,48 + j81,74 MVA atau 370 A.

Hal ini dikarenakan pada simulasi 1, rel PDKLP5 mempunyai suplai daya yang sangat banyak dari rel BKASI5 ditambah aliran daya dari rel-rel yang terhubung dengan rel CWANG5. Sementara pada simulasi 2, aliran daya dari rel BKASI5 ke PDKLP5 tidak sebesar pada simulasi 1 karena rel BKASI5 juga harus mengatasi kekurangan daya yang terjadi pada subsistem Cawang. Dimana terdapat perbedaan daya keluaran sebesar masing-masing 152,038 MVA antara simulasi 1 dengan simulasi 2 pada kedua IBT\_CWANG75.

- b. Sedangkan pada simulasi 2, aliran daya dan arus terbesar terjadi dari rel CLBRU 5 ke SRANG5 yaitu sebesar  $310,19 + j82,56$  MVA atau 1293 A. Hal ini tidak berselisih jauh dengan simulasi 1 yaitu sebesar  $318,47 + 81,22$  MVA.
- c. Untuk saluran yang terhubung dengan pembangkit pada simulasi 1, aliran daya terbesar terjadi dari rel MKLMA5 ke rel ANGKE5 yaitu sebesar  $251,98 - j24,19$  MVA atau 1018 A. Juga terjadi perbedaan aliran daya yang cukup besar pada saluran ini jika dibandingkan dengan simulasi 2 yang hanya dialiri arus 184 A atau  $39,45 + j23,08$  MVA. Hal ini karena pada simulasi 1, rel MKLMA5 juga mendapat kelebihan daya dari sistem Kembangan. Dimana terdapat perbedaan daya keluaran dari rel KBNGN75 antara simulasi 1 dengan simulasi 2 yaitu sebesar 237,011 MVA akibat perbedaan daya keluaran IBT\_KBNGN75 antara simulasi 1 dan 2.
- d. Untuk saluran yang terhubung dengan pembangkit pada simulasi 2, aliran daya terbesar terjadi dari rel GUCLG5 ke rel CLBRU5 yaitu sebesar  $235,21 + 63,69$  MVA atau 966 A. Jika dibandingkan dengan simulasi 1 menghasilkan data aliran yang hampir sama yaitu sebesar  $235,21 + 53,5$  MVA atau 960 A.
- e. Terjadi penurunan aliran daya dan arus pada jaringan simulasi 1 dibandingkan simulasi 2 yaitu aliran daya total turun sebesar  $18,995 + j188,92$  MVA. Ini menandakan jaringan pada simulasi 1 lebih efisien dengan rugi-rugi daya total yang lebih kecil dan aliran arus total yang lebih kecil dibandingkan simulasi 2 yang terdapat saluran 500 kV.

Analisis :

Pemakaian IBT pada simulasi 2 mempengaruhi besarnya daya yang masuk ke sistem. Hal ini karena penambahan transformator pada sistem tenaga listrik menyebabkan impedansi saluran bertambah, dimana besar impedansi berbanding

terbalik dengan arus, maka pemakaian IBT akan menyebabkan penurunan arus yang masuk ke jaringan 150 kV jika dibandingkan dengan simulasi 1 yang memakai *grid*. Besarnya arus yang mengalir sebanding dengan daya yang mengalir, semakin besar arus yang mengalir ke rel maka akan semakin besar daya yang mengalir.

#### 4.1.3 Analisis Rugi-rugi Daya

Pada tabel 4.6 dan 4.7 dapat dilihat beberapa rugi-rugi daya terbesar pada percabangan untuk simulasi 1 dan 2. Hasil simulasi rugi-rugi pada percabangan yang lengkap dapat dilihat pada lampiran 14.

Tabel 4.6 Rugi-rugi daya terbesar simulasi 1

No	Percabangan	Rugi-rugi		% Teg. Rel		%
	ID	kW	Kvar	Dari	Ke	Teg.
1	JTRGN-PDKLP	5770.6	41855.4	96.9	95.6	1.29
2	CIBNG-JTRGN-1	5141.6	35178	100	96.9	3.09
3	CIBNG-JTRGN-2	5141.6	35178	100	96.9	3.09
4	CLBRU-SRANG-1	4731.7	32373.5	95.3	92.1	3.23
5	CLBRU-SRANG-2	4731.7	32373.5	95.3	92.1	3.23
6	CKNDE-SRANG-1	3229.3	23422.6	90.2	92.1	1.87
7	CKNDE-SRANG-2	3229.3	23422.6	90.2	92.1	1.87
8	BGBRU-SLBRU	3203.2	23233.7	98.2	99.8	1.65
9	GNDUL-PTKNG-1	3155.8	21591.3	91.6	91.3	0.3
10	GNDUL-PTKNG-2	3155.8	21591.3	91.6	91.3	0.3
11	BKASI-PDKLP -1	2919.2	19973	95.5	95.6	0.09
12	BKASI-PDKLP -2	2919.2	19973	95.5	95.6	0.09
13	MNTUR-PDKLP	1776.5	12885.7	96.1	95.6	0.44
14	SLBRU-CBBRU	1341	9726.7	98.3	99.8	1.56
15	PRTMR-PLPNG -1	1280.9	2550.6	95.3	95.7	0.41
16	KBNGN-DKSBI-1	1269.6	4120.5	93.7	94.3	0.62
17	KBNGN-DKSBI-2	1269.6	4120.5	93.7	94.3	0.62
18	CNKRG-DKSBI-1	1258.3	6212.2	91.5	93.7	2.18
19	CNKRG-DKSBI-2	1258.3	6212.2	91.5	93.7	2.18
20	MNTUR-JTRGN	1181.9	8572.6	96.9	96.1	0.85

Tabel 4.7 Rugi-rugi daya terbesar simulasi 2

No	Percabangan	Rugi-rugi		% Teg. Rel		%
	ID	kW	Kvar	Dari	Ke	Teg.
1	CLBRU-SRANG-1	4499.1	30782.1	95.5	92.2	3.26
2	CLBRU-SRANG-2	4499.1	30782.1	95.5	92.2	3.26
3	BGBRU-SLBRU	3229.8	23426.2	97.8	99.4	1.64
4	CKNDE-SRANG-1	3042.9	22070.8	90.3	92.2	1.94
5	CKNDE-SRANG-2	3042.9	22070.8	90.3	92.2	1.94
6	GNDUL-PTKNG-1	2009.8	13750.8	91.5	91.2	0.29
7	GNDUL-PTKNG-2	2009.8	13750.8	91.5	91.2	0.29
8	CNKRK-DKSBI-1	1363.7	6732.2	91.4	93.6	2.18
9	CNKRK-DKSBI-2	1363.7	6732.2	91.4	93.6	2.18
10	SLBRU-CBBRU	1351.1	9799.7	97.9	99.4	1.56
11	BGBRU-CBBRU	1064.7	7722.5	97.8	97.9	0.08
12	GUCLG-CLBRU-1	939.9	12661.3	95.5	97.1	1.56
13	GUCLG-CLBRU-2	939.9	12661.3	95.5	97.1	1.56
14	CKNDE-BLRJA-1	886.6	6430.7	89.9	90.3	0.36
15	CKNDE-BLRJA-2	886.6	6430.7	89.9	90.3	0.36
16	MKLMA-DKSBI-1	672.4	4600.7	93.6	95.4	1.84
17	MKLMA-DKSBI-2	672.4	4600.7	93.6	95.4	1.84
18	MKBRU-DKSBI-1	665.7	4554.8	93.6	95.4	1.81
19	MKBRU-DKSBI-2	665.7	4554.8	93.6	95.4	1.81
20	CKUPA-KBNGN	659.8	8888.6	90.3	94.2	3.81

Dari hasil simulasi diperoleh :

- Rugi-rugi daya terbesar terjadi pada saluran yang dialiri oleh arus yang terbesar. Untuk simulasi 1 yaitu saluran JTRGN – PDKLP sebesar 5770,6 + j41855,4 kVA, sedangkan pada simulasi 2 terjadi pada saluran CLBRU-SRANG yaitu sebesar 4499,1 + 30782,1 kVA.
- Terjadi penurunan rugi-rugi daya total dari simulasi 1 dibandingkan simulasi 2. Pada simulasi 1, rugi-rugi daya total sebesar 88,126 + j696,23. Sedangkan pada simulasi 2, rugi-rugi daya total sebesar 107,121 + 885,15 MVA.

Analisis :

Besarnya rugi-rugi daya sebanding dengan besarnya arus yang mengalir pada saluran. Semakin besar arus yang mengalir akan semakin besar rugi-rugi daya yang terjadi. Besarnya jatuh tegangan antara dua buah rel sangat dipengaruhi oleh aliran daya reaktif yang mengalir di antara rel tersebut. Besarnya tegangan

jatuh akan mempengaruhi nilai tegangan pada rel terima sehingga dengan semakin besarnya tegangan jatuh maka tegangan rel terima akan semakin kecil. Jatuhnya tegangan pada saluran mengakibatkan arus yang mengalir pada saluran semakin besar sehingga akan memperbesar rugi-rugi daya yang terjadi pada saluran.

#### 4.1.4 Analisis Tegangan Rel

Pada tabel 4.8 dapat dilihat beberapa kondisi tegangan rel yang tidak memenuhi batas toleransi tegangan kritis pada jaringan simulasi 1 dan 2. Jaringan memiliki batas toleransi atas tegangan sebesar 105 % dan batas bawah 90% dari tegangan *rating* rel. Hasil simulasi lengkap kondisi tegangan rel dibawah *marginally voltage* dapat dilihat pada lampiran 15.

Tabel 4.8 Rel kondisi kritis

No	ID	Simulasi 1		Simulasi 2		Kondisi
		(kV)	%	(kV)	%	
1	BLRJA5	134.907	89.9	134.907	89.9	UnderVoltage
2	CITRA5	134.233	89.5	134.225	89.5	UnderVoltage
3	LEGOK5	134.11	89.4	134.094	89.4	UnderVoltage
4	LKONG5	134.138	89.4	134.097	89.4	UnderVoltage
5	PSKMS5	134.998	90	134.912	89.9	UnderVoltage
6	SPONG5	134.645	89.8	134.578	89.7	UnderVoltage
7	SPTAN5	134.646	89.8	134.561	89.7	UnderVoltage
8	TLNGA5	134.478	89.7	134.393	89.6	UnderVoltage
9	TRKSA5	134.022	89.3	134.014	89.3	UnderVoltage

Dari hasil simulasi diperoleh :

- Pada kedua simulasi, rel TRKSA5 mempunyai tegangan operasi terendah pada jaringan yaitu sebesar 89,3% dari *rating*-nya.
- Secara umum, rel-rel yang berada pada subsistem Cilegon Baru berada di bawah kondisi *marginal* maupun kritis. Ini terlihat kondisi rel BLRJA5, CITRA5, LEGOK5, LKONG5 dan TRKSA5 yang berada di bawah batas toleransi tegangan 90% dari *rating*. Hal ini menandakan perlu adanya perbaikan tegangan atau pengaturan daya reaktif yang lebih baik pada subsistem tersebut.



- c. Persentase tegangan rata-rata rel untuk simulasi 2 lebih baik dibandingkan simulasi 1 yaitu 94,89% untuk simulasi 1 dan 96,16 % untuk simulasi 2. Seharusnya persentase rata-rata simulasi 1 lebih baik dibandingkan simulasi 2 karena arus yang mengalir dan rugi-rugi daya pada simulasi 1 lebih kecil. Hal ini terjadi karena pada simulasi 2 terdapat saluran 500 kV dimana pada setiap rel 500 kV tegangannya dijaga dengan menggunakan reaktor sedangkan pada jaringan 150 kV tegangannya dijaga oleh IBT 500/150 kV. Hal ini mengakibatkan data hasil simulasi 2 lebih baik dibandingkan data simulasi 1, karena tegangan pada simulasi 1 tidak terjaga dengan baik.

#### 4.2 Perhitungan Kompensator pada Rel Tegangan Kritis

Dari hasil simulasi 1 dan 2, terlihat ada 9 rel yang tegangannya di bawah batas toleransi tegangan. Pada Subsistem Cilegon Baru terdapat 6 buah rel yaitu BLRJA5, CITRA5, LEGOK5, LKONG5, SPONG5, dan TRKSA5. Sedangkan pada Subsistem Kembangan terdapat 3 buah rel yaitu PSKMS5, SPTAN5, dan TLNGA5. Sebagian dari rel-rel kritis di atas berkonfigurasi *radial*. Saluran yang menghubungkan rel-rel di atas berkisar antara 5 hingga 18 km yang berarti merupakan saluran pendek. Akibatnya pengaruh kapasitansi saluran sangat kecil atau dapat diabaikan. Karena tegangan rel berada di bawah *rating*, maka pada rel-rel tersebut perlu dirancang kompensator untuk perbaikan tegangan. Adapun data yang digunakan untuk perbaikan tegangan adalah data hasil simulasi 2 yang menggunakan IBT 500/150 kV. Pada tabel 4.9 dan 4.10 dapat dilihat data saluran yang menghubungkan rel-rel kritis tersebut. Sedangkan pada tabel 4.11 dapat dilihat kondisi rel dan aliran daya yang masuk atau keluar rel tersebut.

Tabel 4.9 Data penghantar rel kritis pada Subsistem Kembangan

Saluran	Jarak	R	X	I rating	Kapasitas
	km	ohm	ohm	kA	MVA
CKUPA-PSKMS-1	5.7	0.44061	2.28741	0.81	364.5
CKUPA-PSKMS-2	5.7	0.44061	2.28741	0.81	364.5
PSKMS-SPTAN-1	10.3	0.39861	2.89121	1.62	729
PSKMS-SPTAN-2	10.3	0.39861	2.89121	1.62	729
SPTAN-TLNGA-1	9.163	0.354608	2.57205	1.62	729
SPTAN-TLNGA-2	9.163	0.354608	2.57205	1.62	729

Tabel 4.10 Data penghantar rel kritis pada Subsistem Cilegon Baru

Saluran	Jarak	R	X	I rating	Kapasitas
	km	ohm	ohm	kA	MVA
CKUPA-BLRJA-1	11.3	0.43731	3.17191	1.62	729
CKUPA-BLRJA-2	11.3	0.43731	3.17191	1.62	729
BLRJA-CITRA-1	12	0.4644	3.3684	1.62	729
BLRJA-CITRA-2	12	0.4644	3.3684	1.62	729
CITRA-LEGOK-1	15.8	0.61146	4.43506	1.62	729
CITRA-LEGOK-2	15.8	0.61146	4.43506	1.62	729
CITRA-TRKSA-1	10	0.411	2.812	1.56	702
CITRA-TRKSA-2	10	0.411	2.812	1.56	702
LEGOK-LKONG-1	18	2.4714	7.4286	0.58	261
LEGOK-LKONG-2	18	2.4714	7.4286	0.58	261
LKONG-SPONG-1	18	2.4714	7.4286	0.58	261
LKONG-SPONG-2	18	2.4714	7.4286	0.58	261

Tabel 4.11 Aliran daya dan rugi-rugi pada rel kritis

Rel	Tegangan			Aliran Daya				Rugi-rugi	
	ID	kV	Mag.	Sud.	ID	MW	Mvar	Amp	kW
BLRJA5	150	89.94	-7.8	CITRA5	64.91	18.71	289	113.1	820.2
				CITRA5	64.91	18.71	289	113.1	820.2
				CKNDE5	-191.6	6.8	820	962.5	6981.4
				CKNDE5	-191.6	6.8	820	962.5	6981.4
				CKUPA5	91.13	-37.53	421	282.7	2050.8
				CKUPA5	91.13	-37.53	421	282.7	2050.8
CITRA5	150	89.48	-8.5	BLRJA5	-64.79	-17.87	289	113.1	820.2
				BLRJA5	-64.79	-17.87	289	113.1	820.2
				LEGOK5	14.86	1.94	64	6.7	48.3
				LEGOK5	14.86	1.94	64	6.7	48.3
				TRKSA5	22.56	6.8	101	12.7	86.7
				TRKSA5	22.56	6.8	101	12.7	86.7
LEGOK5	150	89.4	-8.7	CITRA5	-14.86	-1.89	64	6.7	48.3
				CITRA5	-14.86	-1.89	64	6.7	48.3
				LKONG5	2.86	-0.99	13	0.7	2
				LKONG5	2.86	-0.99	13	0.7	2
LKONG5	150	89.4	-8.7	LEGOK5	-2.86	1	13	0.7	2
				LEGOK5	-2.86	1	13	0.7	2
				SPONG5	-11.54	-4.84	53	24.9	74.8
				SPONG5	-11.54	-4.84	53	24.9	74.8
PSKMS5	150	89.94	-9.3	CKUPA5	-75.5	-20.56	334	148.1	768.9
				CKUPA5	-75.5	-20.56	334	148.1	768.9
				SPTAN5	40.4	10.94	179	38.3	278.1
				SPTAN5	40.4	10.94	179	38.3	278.1
SPONG5	150	89.72	-8.5	BNTRO5	-54.55	-18.63	247	407.3	1224.4
				LKONG5	11.56	4.9	53	24.9	74.8
				LKONG5	11.56	4.9	53	24.9	74.8
				PTKNG5	-61.79	-20	278	592.5	1781
SPTAN5	150	89.71	-9.6	PSKMS5	-40.36	-10.67	179	38.3	278.1
				PSKMS5	-40.36	-10.67	179	38.3	278.1
				TLNGA5	24.99	5.38	109	12.8	92.7
				TLNGA5	24.99	5.38	109	12.8	92.7
TLNGA5	150	89.6	-9.8	SPTAN5	-24.97	-5.29	109	12.8	92.7
				SPTAN5	-24.97	-5.29	109	12.8	92.7
TRKSA5	150	89.34	-8.7	CITRA5	-22.55	-6.72	101	12.7	86.7
				CITRA5	-22.55	-6.72	101	12.7	86.7

Seharusnya pada jaringan 150 kV terdapat dua aturan utama untuk perbaikan tegangan yaitu mengatur eksitasi generator dan pengaturan *tap* IBT 500/150 kV, akan tetapi pada kedua simulasi aliran daya sebelumnya besar pembangkitan di jaringan 150 kV dianggap tetap sedangkan *tap* IBT 500/150 kV pada simulasi 2 juga dianggap tetap. Karena rel-rel yang tegangannya kritis berada saling berdekatan pada Subsistem Cilegon Baru dan Subsistem Kembangan, maka pada simulasi perbaikan kondisi tegangan rel kritis ini akan digunakan kapasitor paralel untuk menaikkan tegangan. Tegangan dinaikkan hingga batas minimum toleransi yaitu 90 % dari rating atau 135 kV.

#### 4.2.1 Saluran Balaraja – Citra Habitat

Saluran Balaraja – Citra Habitat dengan panjang 12 km mempunyai dua saluran paralel yang identik dengan  $R = 0,4644 \Omega$  dan  $X = 3,3684 \Omega$  sehingga  $Z = 0,4644 + j 3,3684 = 3,4003 \angle 82,15^\circ \Omega$  dan  $Z$  total kedua saluran adalah  $1,7013 \angle 82,15^\circ \Omega$ .

Parameter saluran pendek :

$$\mathbf{A} = 1 \angle 0^\circ$$

$$\mathbf{B} = Z = 1,7013 \angle 82,15^\circ$$

$$P_R = \left[ \frac{|V_S||V_R|}{|\mathbf{B}|} \cos(\beta - \delta) - \frac{|\mathbf{A}||V_R|^2}{|\mathbf{B}|} \cos(\beta - \alpha) \right]$$

$$129,58 = \left[ \frac{|V_S| \cdot 135}{1,7013} \cos(82,15^\circ - 0,7^\circ) - \frac{1 \cdot (135)^2}{1,7013} \cos(82,15^\circ - 0^\circ) \right]$$

$$129,58 = 11,797|V_S| - 1463,1003$$

$$|V_S| = 135,007 \text{ kV}$$

Ketika tegangan di Citra Habitat 135 kV, tegangan di Balaraja berubah menjadi 135,007 kV. Maka daya reaktif yang disalurkan menjadi sebagai berikut :

$$Q_R = \left[ \frac{|V_S||V_R|}{|\mathbf{B}|} \sin(\beta - \delta) - \frac{|\mathbf{A}||V_R|^2}{|\mathbf{B}|} \sin(\beta - \alpha) \right]$$

$$Q_R = \frac{(135,007)(135)}{1,7013} \sin(82,15^\circ - 0,7^\circ) - \frac{(1)(135)^2}{1,7013} \sin(82,15^\circ - 0^\circ)$$

$$Q_R = 10593,893 - 10612,01$$

$$Q_R = -18,117 \text{ MVAR}$$

$$Q_C = Q_{Sbaru} - Q_{Slama}$$

$$Q_C = -18,117 - (-35,74)$$

$$Q_C = 17,623 \text{ MVAR}$$

Agar tegangan di Citra Habitat 135 kV, daya reaktif pada saluran berkurang menjadi  $-18,117 \text{ MVAR}$ . Untuk mengatasi kekurangan itu, kompensator sebesar  $17,623 \text{ MVAR} \approx 18 \text{ MVAR}$  harus disuplai ke beban.

#### 4.2.2 Saluran Citra Habitat – Tiga Raksa

Saluran Citra Habitat – Tiga Raksa dengan panjang 10 km mempunyai dua saluran paralel yang identik dengan  $R = 0,411 \Omega$  dan  $X = 2,812 \Omega$  sehingga  $Z = 0,411 + j2,812 = 2,8419 \angle 81,685^\circ \Omega$  dan  $Z$  total kedua saluran adalah  $1,421 \angle 81,685^\circ \Omega$ .

Parameter saluran pendek yaitu :

$$\mathbf{A} = 1 \angle 0^\circ$$

$$\mathbf{B} = Z = 1,421 \angle 81,685^\circ$$

$$P_R = \left[ \frac{|V_S||V_R|}{|\mathbf{B}|} \cos(\beta - \delta) - \frac{|\mathbf{A}||V_R|^2}{|\mathbf{B}|} \cos(\beta - \alpha) \right]$$

$$45,1 = \left[ \frac{|V_S| \cdot 135}{1,421} \cos(81,685^\circ - 0,2^\circ) - \frac{1 \cdot (135)^2}{1,421} \cos(81,685^\circ - 0^\circ) \right]$$

$$45,1 = 14,067 |V_S| - 1854,76$$

$$|V_S| = 135,058 \text{ kV}$$

Ketika tegangan di Tiga Raksa 135 kV maka tegangan di Citra Habitat berubah menjadi 135,058 kV. Maka daya reaktif yang disalurkan menjadi :

$$Q_R = \left[ \frac{|V_S||V_R|}{|\mathbf{B}|} \sin(\beta - \delta) - \frac{|\mathbf{A}||V_R|^2}{|\mathbf{B}|} \sin(\beta - \alpha) \right]$$

$$Q_R = \left[ \frac{(135,058)(135)}{1,421} \sin(81,685^\circ - 0,2^\circ) - \frac{(1)(135)^2}{1,421} \sin(81,685^\circ - 0^\circ) \right]$$

$$Q_R = 12689,551 - 12690,653$$

$$Q_R = -1,102 \text{ MVAR}$$

$$Q_C = Q_{Rbaru} - Q_{Rlama}$$

$$Q_C = -1,102 - 13,44$$

$$Q_C = -14,542 \text{ MVAR}$$

Agar tegangan di Tiga Raksa 135 kV maka daya reaktif pada saluran berkurang menjadi  $-1,102 \text{ MVAR}$ . Untuk mengatasi kekurangan itu, maka kompensator sebesar  $14,542 \text{ MVAR} \approx 15 \text{ MVAR}$  harus disuplai ke beban.

#### 4.2.3 Saluran Legok-Lengkong

Saluran Legok – Lengkong dengan panjang 18 km menggunakan dua saluran paralel yang identik dengan  $R = 2,4714 \Omega$  dan  $X = 7,4286 \Omega$  sehingga  $Z = 2,4714 + j7,4286 = 7,829 \angle 71,598^\circ \Omega$  dan  $Z$  total kedua saluran adalah  $3,9145 \angle 71,598^\circ \Omega$ .

Parameter saluran pendek yaitu :

$$\mathbf{A} = 1 \angle 0^\circ$$

$$\mathbf{B} = Z = 3,9145 \angle 71,598^\circ$$

$$P_R = \left[ \frac{|V_S||V_R|}{|\mathbf{B}|} \cos(\beta - \delta) - \frac{|\mathbf{A}||V_R|^2}{|\mathbf{B}|} \cos(\beta - \alpha) \right]$$

$$5,72 = \left[ \frac{|V_S|.135}{3,9145} \cos(71,598^\circ - 0^\circ) - \frac{1.(135)^2}{3,9145} \cos(71,598^\circ - 0^\circ) \right]$$

$$5,72 = 10,887|V_S| - 1469,74$$

$$|V_S| = 135,525 \text{ kV}$$

Ketika tegangan di Legok 135 kV maka tegangan di Lengkong berubah menjadi 135,525 kV. Maka daya reaktif yang disalurkan menjadi :

$$Q_R = \left[ \frac{|V_S||V_R|}{|\mathbf{B}|} \sin(\beta - \delta) - \frac{|\mathbf{A}||V_R|^2}{|\mathbf{B}|} \sin(\beta - \alpha) \right]$$

$$Q_R = \left[ \frac{(135,525)(135)}{3,9145} \sin(71,598^\circ - 0^\circ) - \frac{(1)(135)^2}{3,9145} \sin(71,598^\circ - 0^\circ) \right]$$

$$Q_R = 4434,874 - 4417,694$$

$$Q_R = 17,18 \text{ MVAR}$$

$$Q_C = Q_{R\text{baru}} - Q_{R\text{lama}}$$

$$Q_C = 17,18 - 1,98$$

$$Q_C = 15,2 \text{ MVAR}$$

Agar tegangan di Legok 135 kV maka daya reaktif pada saluran bertambah menjadi 17,18 MVAR. Untuk mengatasi kelebihan itu, maka kompensator sebesar 15,2 MVAR  $\approx$  15 MVAR harus disuplai ke beban.

#### 4.2.4 Saluran Lengkong-Serpong

Saluran Lengkong – Serpong dengan panjang 18 km mempunyai dua saluran paralel yang identik dengan  $R = 2,4714 \Omega$  dan  $X = 7,4286 \Omega$  sehingga  $Z = 2,4714 + j7,4286 = 7,829 \angle 71,598^\circ \Omega$  dan  $Z$  total kedua saluran adalah  $3,9145 \angle 71,598^\circ \Omega$ .

Parameter saluran pendek yaitu :

$$\mathbf{A} = 1 \angle 0^\circ$$

$$\mathbf{B} = Z = 3,9145 \angle 71,598^\circ$$

$$P_R = \left[ \frac{|V_S||V_R|}{|\mathbf{B}|} \cos(\beta - \delta) - \frac{|\mathbf{A}||V_R|^2}{|\mathbf{B}|} \cos(\beta - \alpha) \right]$$

$$23,08 = \left[ \frac{|V_S| \cdot 135}{3,9145} \cos(71,598^\circ - 0,2^\circ) - \frac{1 \cdot (135)^2}{3,9145} \cos(71,598^\circ - 0^\circ) \right]$$

$$23,08 = 11,001|V_S| - 1469,74$$

$$|V_S| = 135,698 \text{ kV}$$

Ketika tegangan di Lengkong 135 kV maka tegangan di Serpong berubah menjadi 135,698 kV. Maka daya reaktif yang disalurkan menjadi :

$$Q_R = \left[ \frac{|V_S||V_R|}{|\mathbf{B}|} \sin(\beta - \delta) - \frac{|\mathbf{A}||V_R|^2}{|\mathbf{B}|} \sin(\beta - \alpha) \right]$$

$$Q_R = \left[ \frac{(135,698)(135)}{3,9145} \sin(71,598^\circ - 0,2^\circ) - \frac{(1)(135)^2}{3,9145} \sin(71,598^\circ - 0^\circ) \right]$$

$$Q_R = 4435,35 - 4417,694$$

$$Q_R = 17,656$$

$$Q_C = Q_{Rbaru} - Q_{Rlama}$$

$$Q_C = 17,656 - 9,68$$

$$Q_C = 7,976 \text{ MVAR}$$

Agar tegangan di Lengkong 135 kV maka daya reaktif pada saluran bertambah menjadi 17,656 MVAR. Untuk mengatasi kelebihan itu, maka kompensator sebesar 7,976 MVAR  $\approx$  8 MVAR harus disuplai ke beban.

#### 4.2.5 Saluran Cikupa – Pasar Kemis

Saluran Pasar Kemis – Sepatan dengan panjang 5,7 km mempunyai dua saluran paralel yang identik dengan  $R = 0,44061 \Omega$  dan  $X = 2,28741 \Omega$  sehingga  $Z = 0,44061 + j2,28741 = 2,3295 \angle 79,097^\circ \Omega$  dan  $Z$  total kedua saluran adalah  $1,1647 \angle 79,097^\circ \Omega$ .

Parameter saluran pendek yaitu :

$$\mathbf{A} = 1 \angle 0^\circ$$

$$\mathbf{B} = Z = 1,1647 \angle 79,097^\circ$$

$$P_R = \left[ \frac{|V_S||V_R|}{|\mathbf{B}|} \cos(\beta - \delta) - \frac{|\mathbf{A}||V_R|^2}{|\mathbf{B}|} \cos(\beta - \alpha) \right]$$

$$151 = \left[ \frac{|V_S| \cdot 135}{1,1647} \cos(79,097^\circ - 0,5^\circ) - \frac{1 \cdot (135)^2}{1,1647} \cos(79,097^\circ - 0^\circ) \right]$$

$$151 = 22,916|V_S| - 2959,733$$

$$|V_S| = 135,745 \text{ kV}$$

Ketika tegangan di Pasar Kemis 135 kV maka tegangan di Cikupa berubah menjadi 135,745 kV. Maka daya reaktif yang disalurkan menjadi :

$$Q_R = \left[ \frac{|V_S||V_R|}{|\mathbf{B}|} \sin(\beta - \delta) - \frac{|\mathbf{A}||V_R|^2}{|\mathbf{B}|} \sin(\beta - \alpha) \right]$$

$$Q_R = \left[ \frac{(135,745)(135)}{1,1647} \sin(79,097^\circ - 0,5^\circ) - \frac{(1)(135)^2}{1,1647} \sin(79,097^\circ - 0^\circ) \right]$$

$$Q_R = 15423,58 - 15365,344$$

$$Q_R = 58,236 \text{ MVAR}$$

$$Q_C = Q_{Rbaru} - Q_{Rlama}$$

$$Q_C = 58,236 - 41,12$$

$$Q_C = 17,116 \text{ MVAR}$$

Agar tegangan di Pasar Kemis 135 kV maka daya reaktif pada saluran bertambah menjadi 58,236 MVAR. Untuk mengatasi kelebihan itu, maka kompensator sebesar 17,116 MVAR  $\approx$  18 MVAR harus disuplai ke beban.

#### 4.2.6 Saluran Sepatan – Teluk Naga

Saluran Sepatan – Teluk Naga dengan panjang 9,163 km mempunyai dua saluran paralel yang identik dengan  $R = 0,354608 \Omega$  dan  $X = 2,57205 \Omega$  sehingga  $Z = 0,354608 + j2,57205 = 2,5964 \angle 82,15^\circ \Omega$  dan  $Z$  total kedua saluran adalah  $1,2982 \angle 82,15^\circ \Omega$ .

Parameter saluran pendek yaitu :

$$\mathbf{A} = 1 \angle 0^\circ$$

$$\mathbf{B} = Z = 1,2982 \angle 82,15^\circ$$

$$P_R = \left[ \frac{|V_S||V_R|}{|\mathbf{B}|} \cos(\beta - \delta) - \frac{|\mathbf{A}||V_R|^2}{|\mathbf{B}|} \cos(\beta - \alpha) \right]$$

$$49,94 = \left[ \frac{|V_S| \cdot 135}{1,2982} \cos(82,15^\circ - 0,2^\circ) - \frac{1 \cdot (135)^2}{1,2982} \cos(82,15^\circ - 0^\circ) \right]$$

$$49,94 = 14,562|V_S| - 1917,403$$

$$|V_S| = 135,101 \text{ kV}$$

Ketika tegangan di Teluk Naga 135 kV, tegangan di Sepatan berubah menjadi 135,101 kV. Maka daya reaktif yang disalurkan menjadi sebagai berikut :

$$Q_R = \left[ \frac{|V_S||V_R|}{|\mathbf{B}|} \sin(\beta - \delta) - \frac{|\mathbf{A}||V_R|^2}{|\mathbf{B}|} \sin(\beta - \alpha) \right]$$

$$Q_R = \left[ \frac{(135,101)(135)}{1,2982} \sin(82,15^\circ - 0,2^\circ) - \frac{(1)(135)^2}{1,2982} \sin(82,15^\circ - 0^\circ) \right]$$



$$Q_R = 13910,735 - 13907,113$$

$$Q_R = 3,622 \text{ MVAR}$$

$$Q_C = Q_{Rbaru} - Q_{Rlama}$$

$$Q_C = 3,622 - 10,58$$

$$Q_C = -6,958 \text{ MVAR}$$

Agar tegangan di Teluk Naga 135 kV maka daya reaktif pada saluran berkurang menjadi 3,622 MVAR. Untuk mengatasi kekurangan itu, kompensator sebesar 6,9528 MVAR  $\approx$  7 MVAR harus disuplai ke beban.

### 4.3 Analisis Hasil Simulasi Perbaikan Tegangan

Pada tabel 4.12 dapat dilihat kondisi jaringan keseluruhan setelah dipasangnya kompensator pada rel-rel yang mempunyai tegangan kritis.

Tabel 4.12 Total pembangkitan, beban dan rugi-rugi sesudah perbaikan tegangan

Kategori	Hasil Perbaikan Tegangan			
	MW	MVAR	MVA	% PF
Generator Ayun	511.821	2024.048	2087.757	24.52
Generator	5491	772	5545.004	99.03
Total Permintaan	6002.82	2796.048	6622.065	90.65
Total Beban Motor	4822.56	1620.478	5087.538	94.79
Total Beban Statis	1074.51	307.503		
Rugi-rugi	105.751	868.067		
Jumlah Iterasi	3			

Dari hasil simulasi diperoleh :

- Besar daya aktif yang disuplai generator ayun bertambah menjadi 511,821 MW sedangkan daya reaktif berkurang menjadi 2024,048 MVAR. Hal ini menunjukkan tegangan di seluruh bagian sistem lebih baik jika dibandingkan dengan sebelum adanya pemasangan kompensator pada rel-rel kritis.
- Rugi-rugi daya secara keseluruhan turun menjadi 105,751 + j868,067 MVA atau  $874,485 \angle 83,05^\circ$  MVA.
- Tidak adanya penambahan iterasi untuk perhitungan aliran daya setelah pemasangan kompensator.

Pada tabel 4.13 dan 4.14 dapat dilihat perbandingan aliran daya dan perbedaan rugi-rugi daya pada rel-rel kritis sebelum dan sesudah digunakan kompensator untuk memperbaiki tegangan. Sedangkan pada tabel 4.15 dapat dilihat perbandingan kondisi tegangan rel yang sebelumnya kritis dengan kondisi setelah tegangan diperbaiki.

Tabel 4.13 Perbandingan aliran daya sebelum dan sesudah dipasang kompensator pada rel-rel kritis

Dari ID	Ke ID	Sebelum				Sesudah			
		MW	Mvar	Amp	%PF	MW	Mvar	Amp	%PF
BLRJA5	CITRA5	64.91	18.71	289	96.1	65.72	10.34	282	98.8
	CITRA5	64.91	18.71	289	96.1	65.72	10.34	282	98.8
	CKNDE5	-191.63	6.8	820	-99.9	-192.87	12.86	820	-99.8
	CKNDE5	-191.63	6.8	820	-99.9	-192.87	12.86	820	-99.8
	CKUPA5	91.13	-37.53	421	-92.5	91.47	-35.25	415	-93.3
	CKUPA5	91.13	-37.53	421	-92.5	91.47	-35.25	415	-93.3
CITRA5	BLRJA5	-64.79	-17.87	289	96.4	-65.61	-9.53	282	99
	BLRJA5	-64.79	-17.87	289	96.4	-65.61	-9.53	282	99
	LEGOK5	14.86	1.94	64	99.2	15.51	0.92	66	99.8
	LEGOK5	14.86	1.94	64	99.2	15.51	0.92	66	99.8
	TRKSA5	22.56	6.8	101	95.7	22.64	6.82	100	95.8
	TRKSA5	22.56	6.8	101	95.7	22.64	6.82	100	95.8
LEGOK5	CITRA5	-14.86	-1.89	64	99.2	-15.5	-0.86	66	99.8
	CITRA5	-14.86	-1.89	64	99.2	-15.5	-0.86	66	99.8
	LKONG5	2.86	-0.99	13	-94.5	3.46	-2.03	17	-86.3
	LKONG5	2.86	-0.99	13	-94.5	3.46	-2.03	17	-86.3
LKONG5	LEGOK5	-2.86	1	13	-94.4	-3.46	2.04	17	-86.2
	LEGOK5	-2.86	1	13	-94.4	-3.46	2.04	17	-86.2
	SPONG5	-11.54	-4.84	53	92.2	-10.99	0.23	46	-100
	SPONG5	-11.54	-4.84	53	92.2	-10.99	0.23	46	-100
PSKMS5	CKUPA5	-75.5	-20.56	334	96.5	-75.73	-17.74	330	97.4
	CKUPA5	-75.5	-20.56	334	96.5	-75.73	-17.74	330	97.4
	SPTAN5	40.4	10.94	179	96.5	40.52	8.1	175	98.1
	SPTAN5	40.4	10.94	179	96.5	40.52	8.1	175	98.1
SPONG5	BNTRO5	-54.55	-18.63	247	94.6	-54.11	-10.31	234	98.2
	LKONG5	11.56	4.9	53	92.1	11	-0.18	46	-100
	LKONG5	11.56	4.9	53	92.1	11	-0.18	46	-100
	PTKNG5	-61.79	-20	278	95.1	-61.38	-11.69	265	98.2
SPTAN5	PSKMS5	-40.36	-10.67	179	96.7	-40.48	-7.83	175	98.2
	PSKMS5	-40.36	-10.67	179	96.7	-40.48	-7.83	175	98.2
	TLNGA5	24.99	5.38	109	97.8	25.06	2.53	107	99.5
	TLNGA5	24.99	5.38	109	97.8	25.06	2.53	107	99.5
TLNGA5	SPTAN5	-24.97	-5.29	109	97.8	-25.05	-2.44	107	99.5
	SPTAN5	-24.97	-5.29	109	97.8	-25.05	-2.44	107	99.5
TRKSA5	CITRA5	-22.55	-6.72	101	95.8	-22.63	-6.73	100	95.8
	CITRA5	-22.55	-6.72	101	95.8	-22.63	-6.73	100	95.8

Tabel 4.14 Perbandingan rugi-rugi daya sebelum dan sesudah dipasang kompensator pada rel-rel kritis

Dari ID	Ke ID	Sebelum			Sesudah		
		Rugi-rugi kW	Kvar	% Teg. Jatuh	Rugi-rugi kW	Kvar	% Teg. Jatuh
BLRJA5	CITRA5	113.1	820.2	0.45	111	805.5	0.31
	CITRA5	113.1	820.2	0.45	111	805.5	0.31
	CKNDE5	962.5	6981	0.36	885.9	6426	0.26
	CKNDE5	962.5	6981	0.36	885.9	6426	0.26
	CKUPA5	282.7	2051	0.4	227	1647	0.36
	CKUPA5	282.7	2051	0.4	227	1647	0.36
CITRA5	BLRJA5	113.1	820.2	0.45	111	805.5	0.31
	BLRJA5	113.1	820.2	0.45	111	805.5	0.31
	LEGOK5	6.7	48.3	0.09	8	58.3	0.07
	LEGOK5	6.7	48.3	0.09	8	58.3	0.07
	TRKSA5	12.7	86.7	0.14	12.5	85.5	0.14
LEGOK5	CITRA5	6.7	48.3	0.09	8	58.3	0.07
	CITRA5	6.7	48.3	0.09	8	58.3	0.07
	LKONG5	0.7	2	0	2.2	6.5	0.03
	LKONG5	0.7	2	0	2.2	6.5	0.03
LKONG5	LEGOK5	0.7	2	0	2.2	6.5	0.03
	LEGOK5	0.7	2	0	2.2	6.5	0.03
	SPONG5	24.9	74.8	0.32	16.2	48.8	0.13
	SPONG5	24.9	74.8	0.32	16.2	48.8	0.13
PSKMS5	CKUPA5	148.1	768.9	0.4	144	747.6	0.37
	CKUPA5	148.1	768.9	0.4	144	747.6	0.37
	SPTAN5	38.3	278.1	0.23	36.8	266.7	0.19
	SPTAN5	38.3	278.1	0.23	36.8	266.7	0.19
SPONG5	BNTRO5	407.3	1224	1.19	353.9	1064	0.91
	LKONG5	24.9	74.8	0.32	16.2	48.8	0.13
	LKONG5	24.9	74.8	0.32	16.2	48.8	0.13
	PTKNG5	592.5	1781	0.33	218.9	658	0.28
SPTAN5	PSKMS5	38.3	278.1	0.23	36.8	266.7	0.19
	PSKMS5	38.3	278.1	0.23	36.8	266.7	0.19
	TLNGA5	12.8	92.7	0.11	12.2	88.6	0.08
	TLNGA5	12.8	92.7	0.11	12.2	88.6	0.08
TLNGA5	SPTAN5	12.8	92.7	0.11	12.2	88.6	0.08
	SPTAN5	12.8	92.7	0.11	12.2	88.6	0.08
TRKSA5	CITRA5	12.7	86.7	0.14	12.5	85.5	0.14
	CITRA5	12.7	86.7	0.14	12.5	85.5	0.14

Tabel 4.15 Perbandingan tegangan rel kritis sebelum dan sesudah dipasang kompensator

No	ID	Sebelum			Sesudah		
		kV	%Mag.	Sud.	kV	%Mag.	Sud.
1	BLRJA5	134.91	89.9	-7.8	136.049	90.7	-7.8
2	CITRA5	134.23	89.5	-8.5	135.578	90.4	-8.5
3	LEGOK5	134.09	89.4	-8.7	135.479	90.3	-8.7
4	LKONG5	134.1	89.4	-8.7	135.527	90.4	-8.8
5	PSKMS5	134.91	89.9	-9.3	136.046	90.7	-9.3
6	SPONG5	134.58	89.7	-8.5	135.716	90.5	-8.6
7	SPTAN5	134.56	89.7	-9.6	135.758	90.5	-9.6
8	TLNGA5	134.39	89.6	-9.8	135.645	90.4	-9.8
9	TRKSA5	134.01	89.3	-8.7	135.368	90.2	-8.7

Dari hasil simulasi diperoleh :

- a. Setelah kompensator dipasang nilai arus dan daya reaktif yang mengalir pada rel-rel kritis mengalami penurunan, hal ini sebanding dengan peningkatan faktor daya pada saluran.
- b. Rugi-rugi daya aktif dan reaktif pada saluran mengalami penurunan setelah kompensator dipasang, sebanding dengan semakin kecilnya jatuh tegangan yang terjadi.
- c. Umumnya besar kompensasi cenderung tergantung pada daya reaktif dan *magnitude* tegangan, akan tetapi meskipun kecil, daya aktif dan sudut tegangan juga berubah ketika dipasang kompensator.

## BAB 5 KESIMPULAN

Dari keseluruhan hasil simulasi dan analisis yang dilakukan, maka dapat diambil beberapa kesimpulan sebagai berikut :

- a. *Grid* pada simulasi 1 menghasilkan lebih banyak daya ke jaringan yaitu sebesar 4785,8 MVA dibandingkan simulasi 2 sebesar 3905,8 MVA yang menggunakan IBT.
- b. Terjadi penurunan aliran daya pada jaringan simulasi 1 dibandingkan simulasi 2 yaitu aliran daya total turun sebesar  $18,995 + j188,92$  MVA. Hal ini selaras dengan rugi-rugi daya total simulasi 1 sebesar  $88,126 + j696,23$ , sedangkan pada simulasi 2, rugi-rugi daya total sebesar  $107,121 + 885,15$  MVA.
- c. Simulasi menggunakan IBT menghasilkan data perhitungan yang lebih baik dibandingkan simulasi menggunakan *grid*, dengan persentase tegangan rata-rata 96,16 % dibandingkan simulasi menggunakan *grid* sebesar 94,89%.
- d. Setelah dipasang kompensator pada simulasi 2, rugi-rugi daya secara keseluruhan turun menjadi  $105,751 + j868,067$  MVA atau  $874,485 \angle 83,05^\circ$  MVA
- e. Kompensasi pada suatu rel akan menyebabkan berkurangnya aliran daya reaktif menuju rel tersebut sehingga dapat mengurangi arus, rugi-rugi daya dan jatuh tegangan pada saluran serta meningkatkan faktor daya.

## DAFTAR ACUAN

- [1] Marsudi, Djiteng. (2006). *Operasi Sistem Tenaga Listrik*. (2<sup>nd</sup> ed.). Yogyakarta : Graha Ilmu.
- [2] Saadat, Hadi. (1999). *Power System Analysis*. Singapore : WCB/McGraw-Hill.
- [3] Stevenson, William D. (1982). *Elements of Power System Analysis*. (4<sup>th</sup> ed.). McGraw-Hill.
- [4] ETAP PowerStation. (2000). *PowerStation Help*. Operation Technology, Inc.
- [5] Departemen Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia (2007). *Aturan Jaringan Sistem Tenaga Listrik Jawa-Madura-Bali*. Jakarta : Penulis.

## DAFTAR REFERENSI

Faulkenberry, Luces M., & Coffey, W. (1996). *Electrical Power Distribution and Transmission*. New Jersey : Prentice-Hall, Inc.

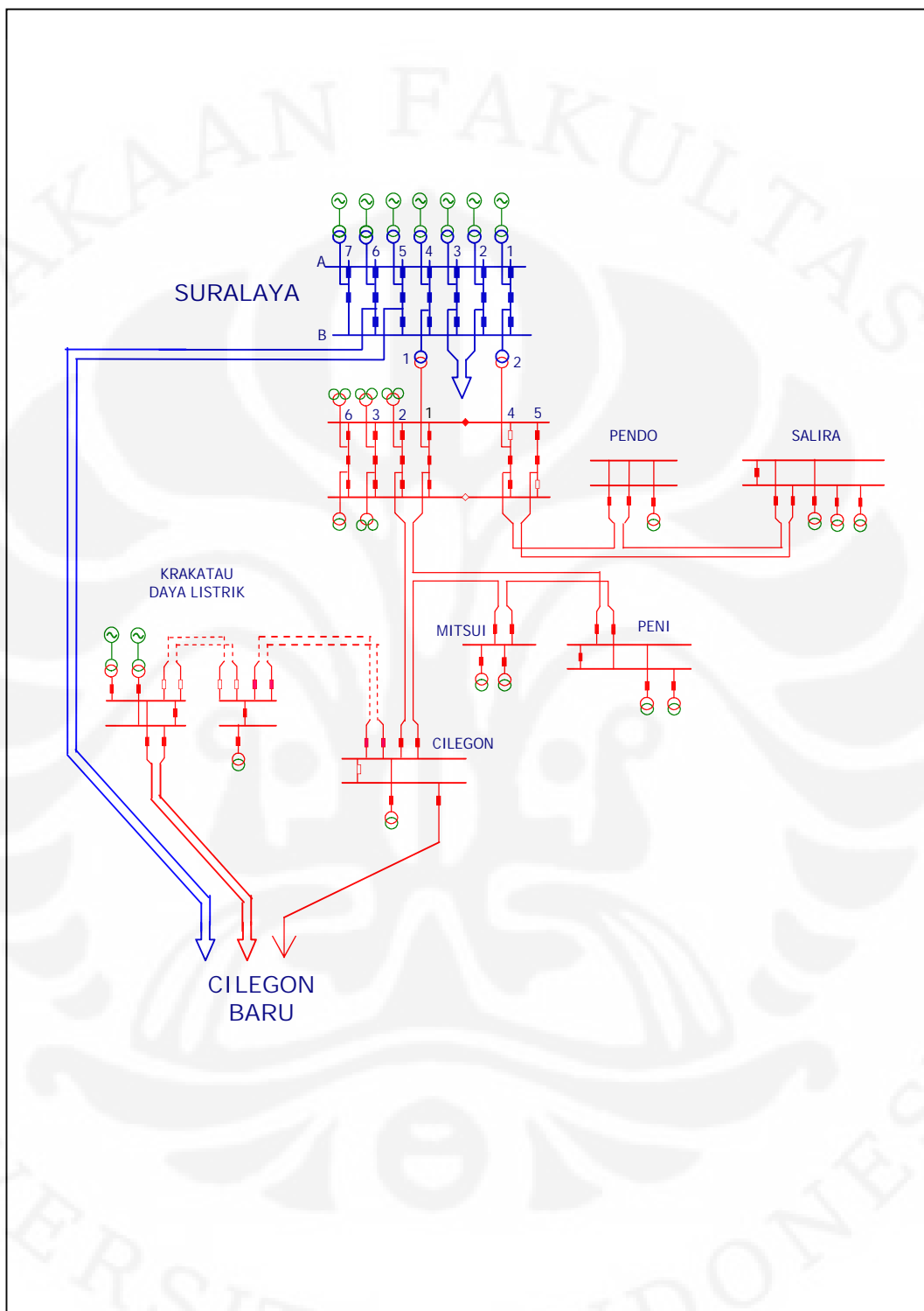
Marsudi, Djiteng. (2006). *Operasi Sistem Tenaga Listrik*. (2<sup>nd</sup> ed.). Yogyakarta : Graha Ilmu.

Saadat, Hadi. (1999). *Power System Analysis*. Singapore : WCB/McGraw-Hill.

Stevenson, William D. (1982). *Elements of Power System Analysis*. (4<sup>th</sup> ed.). McGraw-Hill.

Weedy, B. M dan Corry, B. J. (1998). *Electric Power Systems*. (4<sup>th</sup> ed.). England : John Wiley & Sons Ltd.

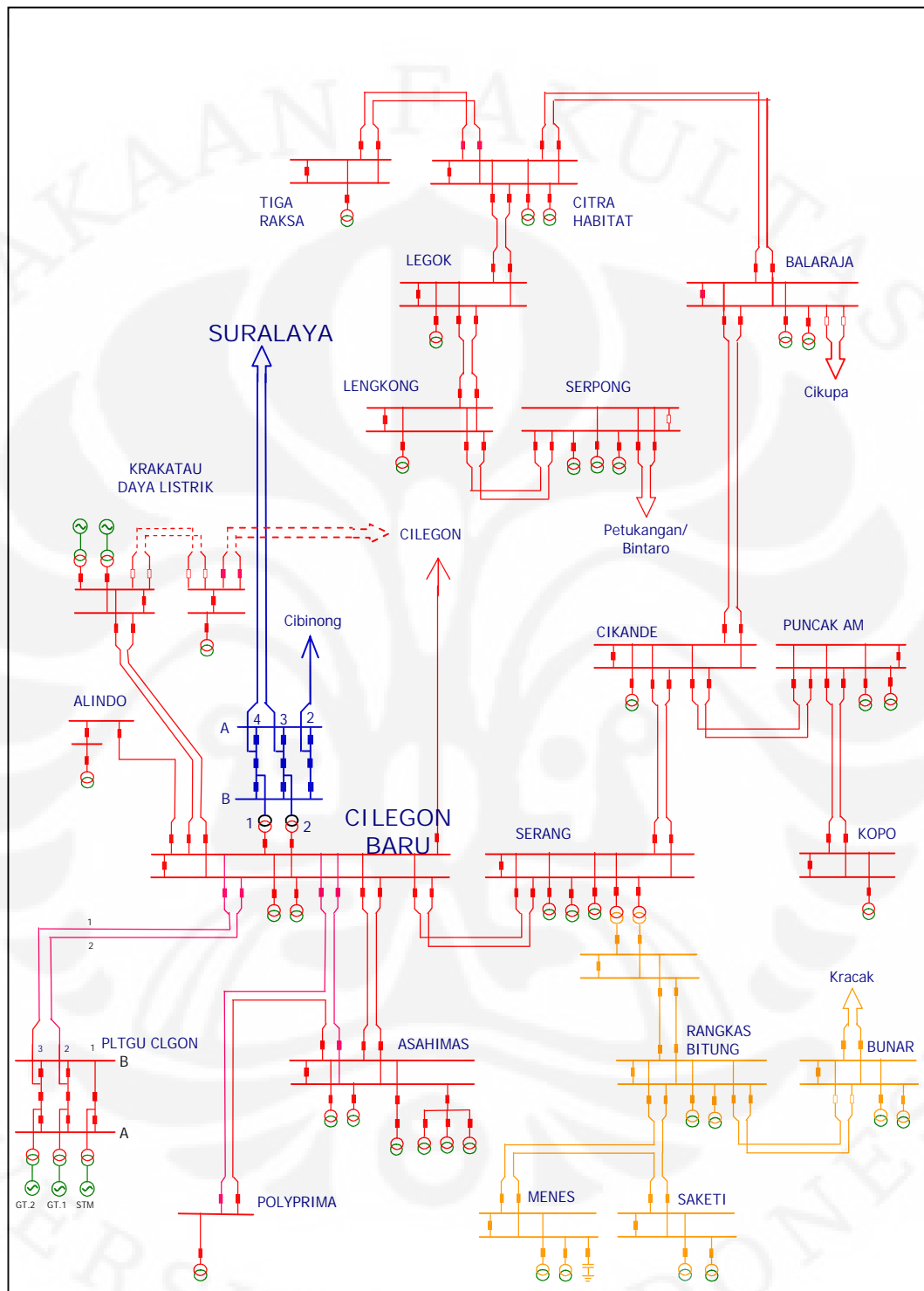
Lampiran 1 : Diagram satu garis subsistem (Juli 2008)



Subsistem Suralaya, Sumber : PT. PLN (Persero) P3B Jawa Bali Region Jakarta-Banten

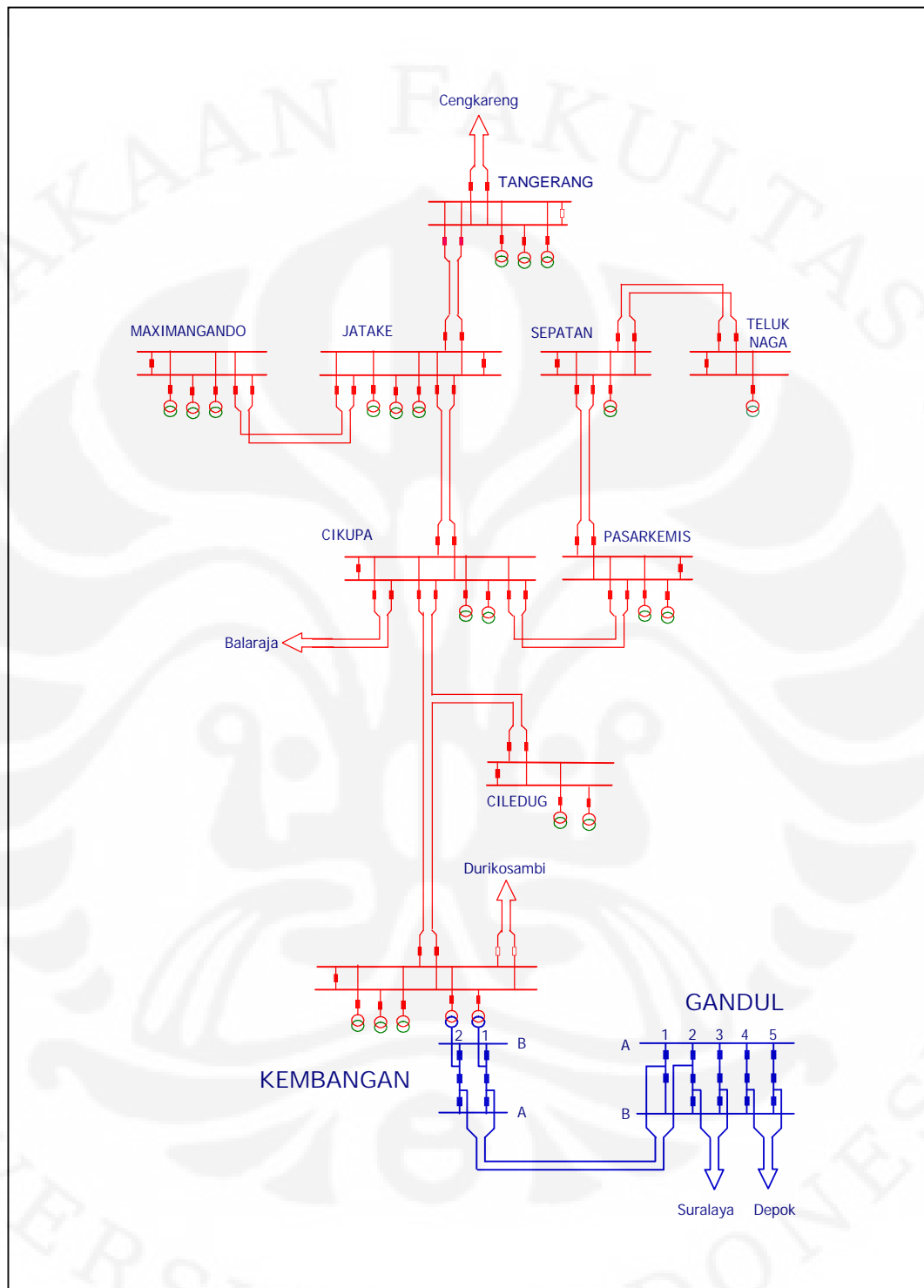


(lanjutan)



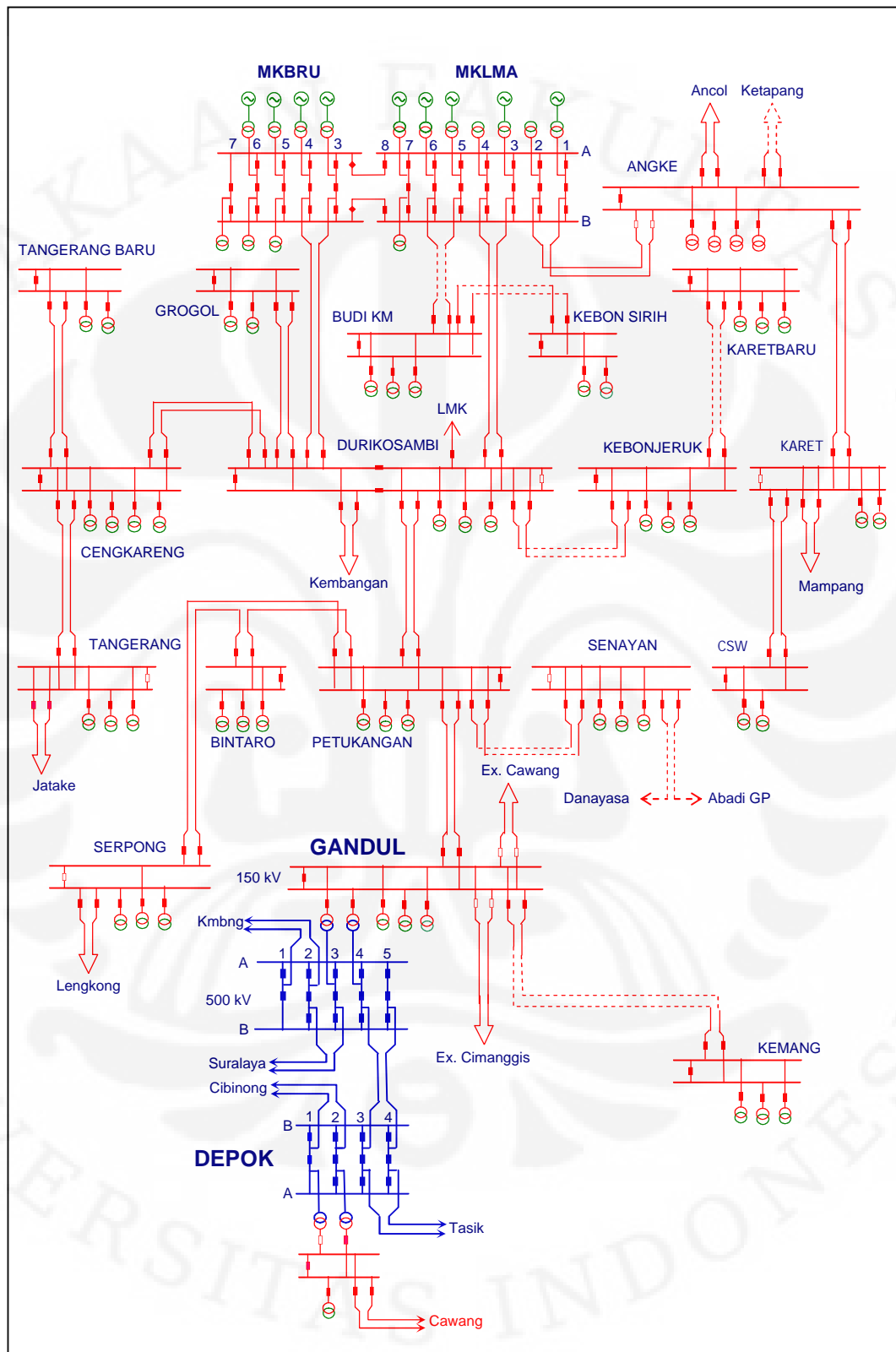
Subsistem Cilegon Baru, Sumber : PT. PLN (Persero) P3B Jawa Bali Region Jakarta-Banten

(lanjutan)



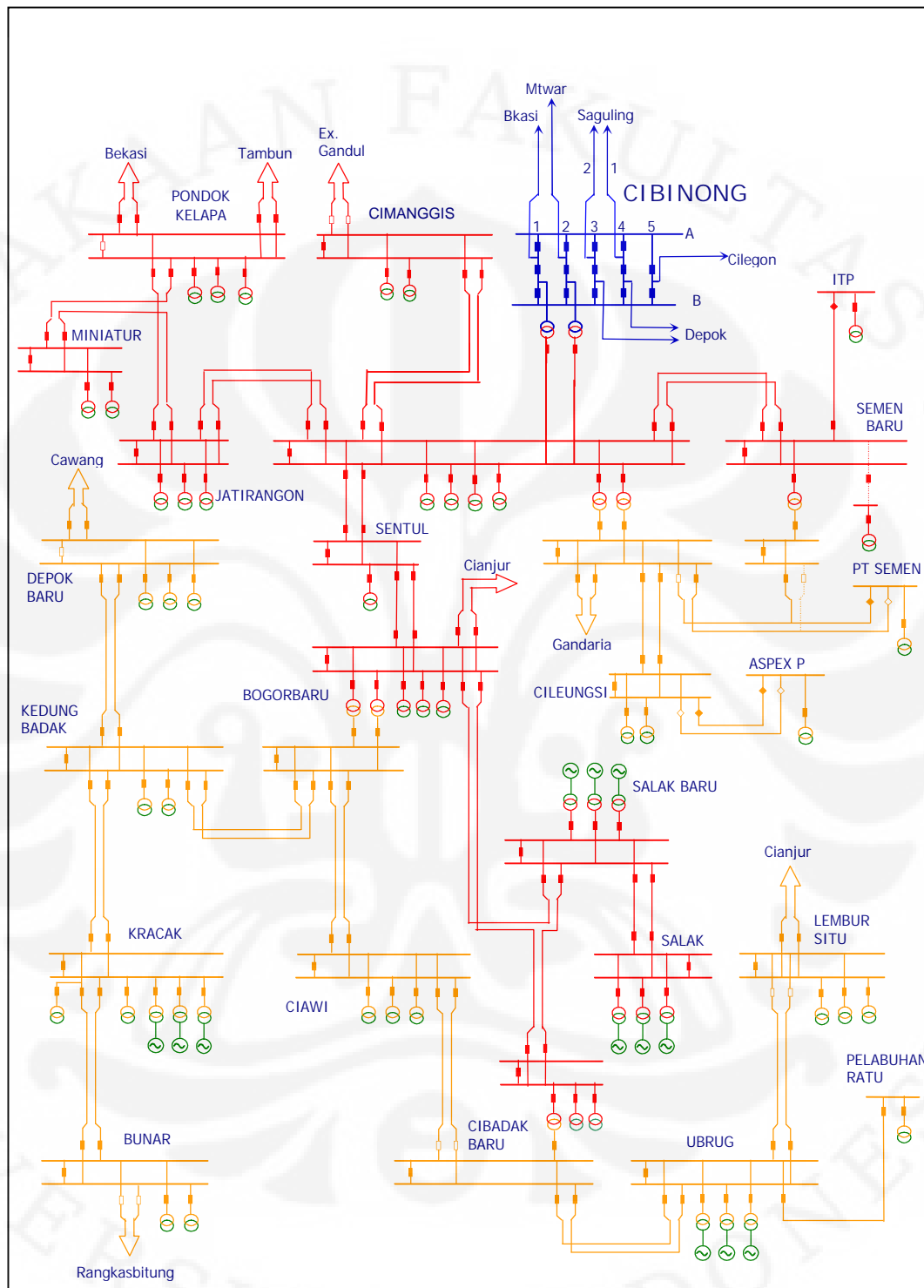
Subsistem Kembangan, Sumber : PT. PLN (Persero) P3B Jawa Bali Region Jakarta-Banten

(lanjutan)



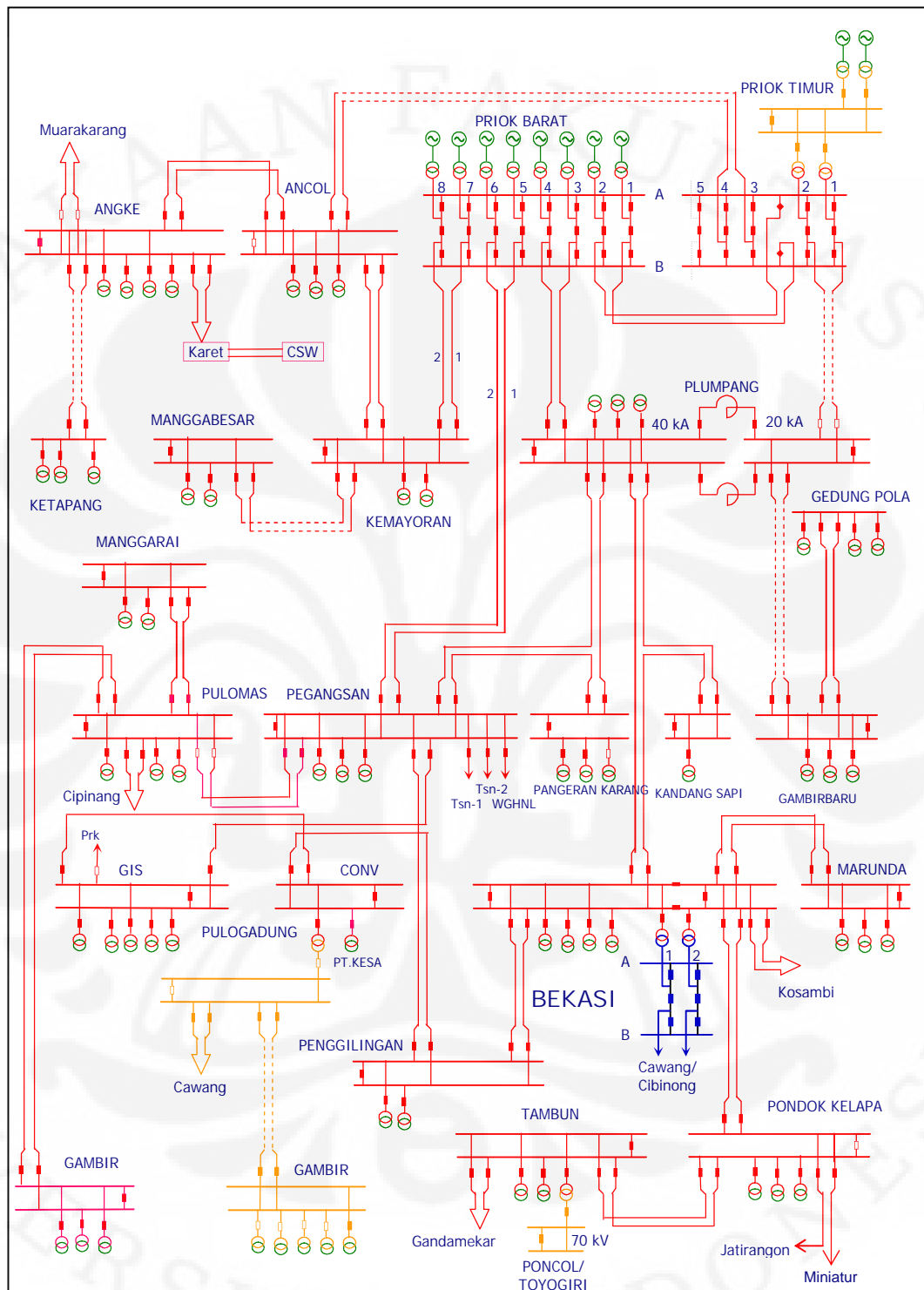
Subsistem Gandul, Sumber : PT. PLN (Persero) P3B Jawa Bali Region Jakarta-Banten

(lanjutan)



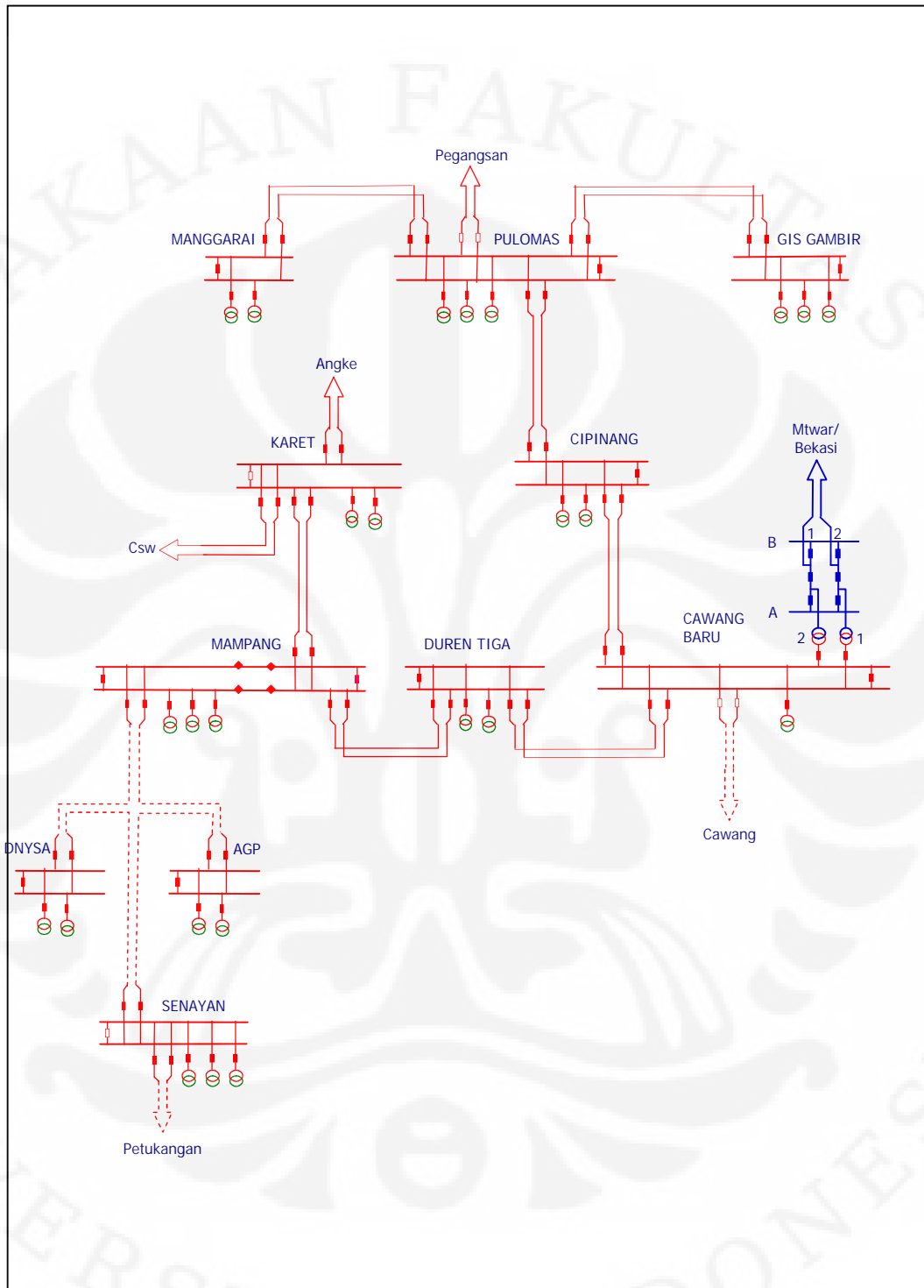
Subsistem Cibinong, Sumber : PT. PLN (Persero) P3B Jawa Bali Region Jakarta-Banten

(lanjutan)



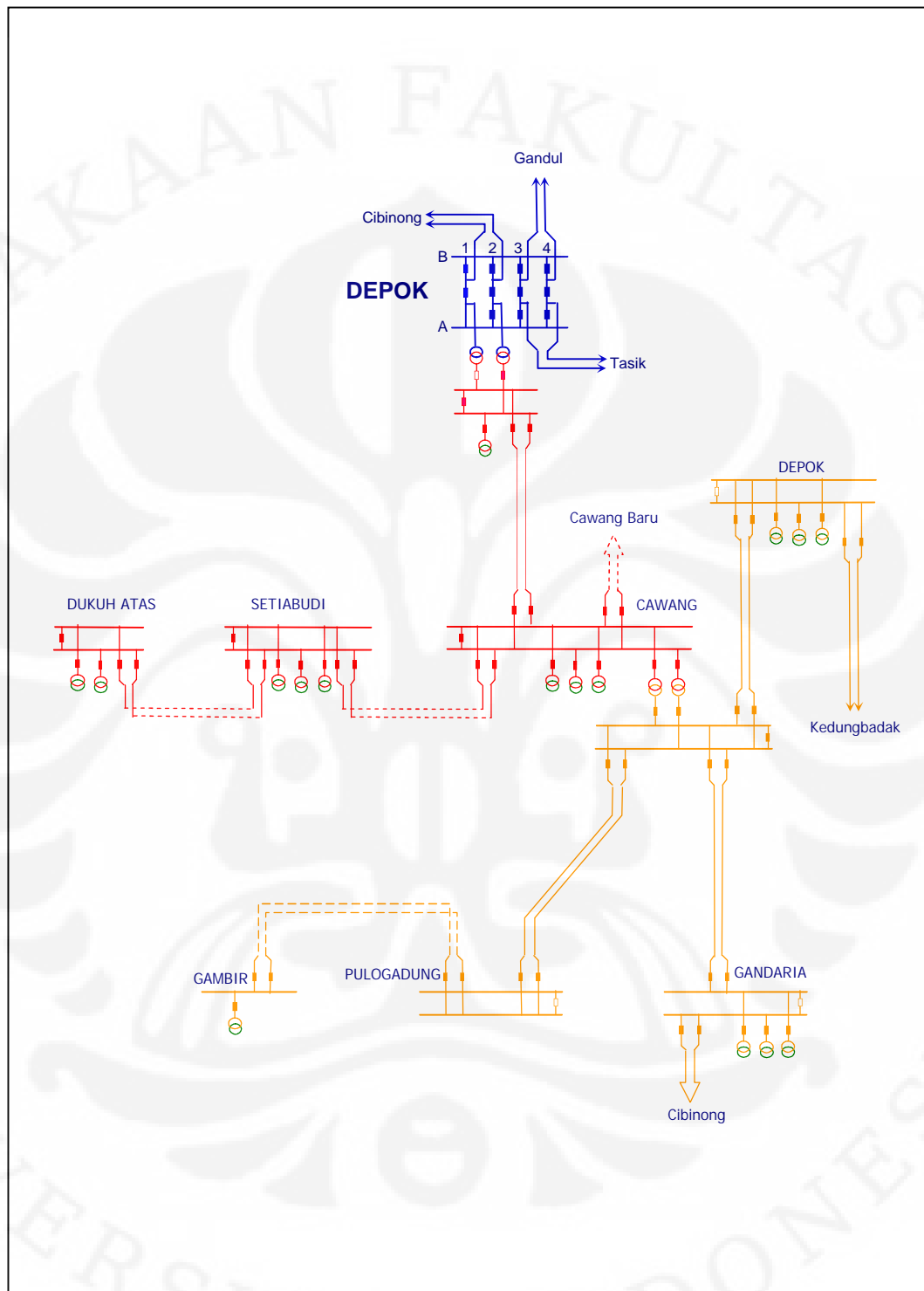
Subsistem Bekasi, Sumber : PT. PLN (Persero) P3B Jawa Bali Region Jakarta-Banten

(lanjutan)



Subsistem Cawang, Sumber : PT. PLN (Persero) P3B Jawa Bali Region Jakarta-Banten

(lanjutan)



Subsistem Depok, Sumber : PT. PLN (Persero) P3B Jawa Bali Region Jakarta-Banten

Lampiran 2 : *Rating generator*

No.	ID	Type Bus	Rating				
			MVA	kV	RPM	%PF	%Eff
1	PLTGU CILEGON GT1.1	PV	319	15.75	1500	80	95
2	PLTGU CILEGON GT1.2	PV	319	15.75	1500	80	95
3	PLTGU CILEGON ST1.3	PV	319	15.75	1500	80	95
4	PLTGU MKBRU GB1.1	PV	131.25	17.5	1500	80	95
5	PLTGU MKBRU GB1.2	PV	131.25	17.5	1500	80	95
6	PLTGU MKBRU GB1.3	PV	131.25	17.5	1500	80	95
7	PLTGU MKBRU SB1	PV	231.25	17.5	1500	80	95
8	PLTGU PRBRT GB1.1	PV	210	15.75	1500	80	95
9	PLTGU PRBRT GB1.2	PV	210	15.75	1500	80	95
10	PLTGU PRBRT GB1.3	PV	210	15.75	1500	80	95
11	PLTGU PRBRT GB2.1	PV	210	15.75	1500	80	95
12	PLTGU PRBRT GB2.2	PV	210	15.75	1500	80	95
13	PLTGU PRBRT GB2.3	PV	210	15.75	1500	80	95
14	PLTGU PRBRT SB1	PV	223	18	1500	80	95
15	PLTGU PRBRT SB2	PV	223	18	1500	80	95
16	PLTP SLBRU4	PV	85	11.8	1500	80	95
17	PLTP SLBRU5	PV	85	11.8	1500	80	95
18	PLTP SLBRU6	PV	85	11.8	1500	80	95
19	PLTP SLLMA1	PV	68.75	11.8	1500	80	95
20	PLTP SLLMA2	PV	68.75	11.8	1500	80	95
21	PLTP SLLMA3	PV	68.75	11.8	1500	80	95
22	PLTU MKLMA1	PV	125	11.5	1500	80	95
23	PLTU MKLMA2	PV	125	11.5	1500	80	95
24	PLTU MKLMA3	PV	125	11.5	1500	80	95
25	PLTU MKLMA4	PV	250	17.5	1500	80	95
26	PLTU MKLMA5	PV	250	17.5	1500	80	95
27	PLTU SRLYA1	PV	500	23	1500	85	95
28	PLTU SRLYA2	PV	500	23	1500	85	95
29	PLTU SRLYA3	PV	500	23	1500	85	95
30	PLTU SRLYA4	PV	500	23	1500	85	95
31	PLTU SRLYA5	PV	750	23	1500	85	95
32	PLTU SRLYA6	PV	750	23	1500	85	95
33	PLTU SRLYA7	PV	750	23	1500	85	95



## Lampiran 3 : Data transformator

No	ID	Rating					Tap	
		MVA	Prim. kV	Sek. kV	% Z	X/R	Prim.	Sek.
1	MTR GT11_1GUCLG5.1	292	15.75	150	9.5	50	0	0
2	MTR GT11_1GUCLG5.2	292	15.75	150	9.5	50	0	0
3	MTR GT11_1GUCLG5.3	292	15.75	150	9.5	50	0	0
4	MTR GT1_1MKBRU5	268	17.5	150	9.5	42	0	5
5	MTR GT2_1MKBRU5	268	17.5	150	9.5	42	0	5
6	MTR GT3_1MKBRU5	268	17.5	150	9.5	42	0	5
7	MTR ST1_1MKBRU5	232	17.5	150	9.5	42	0	5
8	MTR GT11_1PRBRT5	292	15.75	150	9.5	50	0	0
9	MTR GT12_1PRBRT5	292	15.75	150	9.5	50	0	0
10	MTR GT13_1PRBRT5	292	15.75	150	9.5	50	0	0
11	MTR GT14_1PRBRT5	235	18	150	9.5	50	0	0
12	MTR GT21_1PRBRT5	292	15.75	150	9.5	50	0	0
13	MTR GT22_1PRBRT5	292	15.75	150	9.5	50	0	0
14	MTR GT23_1PRBRT5	292	15.75	150	9.5	50	0	0
15	MTR GT24_1PRBRT5	235	18	150	9.5	50	0	0
16	MTR PLTP4_1SLBRU5	87	11.8	150	9.5	34.1	0	0
17	MTR PLTP5_1SLBRU5	87	11.8	150	9.5	34.1	0	0
18	MTR PLTP6_1SLBRU5	87	11.8	150	9.5	34.1	0	0
19	MTR PLTP1_1SLLMA5	87	11.8	150	9.5	34.1	0	0
20	MTR PLTP2_1SLLMA5	87	11.8	150	9.5	34.1	0	0
21	MTR PLTP3_1SLLMA5	87	11.8	150	9.5	34.1	0	0
22	MTR PLTU1_1MKLMA5	134	11.5	150	9.5	42	0	5
23	MTR PLTU2_1MKLMA5	134	11.5	150	9.5	42	0	5
24	MTR PLTU3_1MKLMA5	134	11.5	150	9.5	42	0	5
25	MTR PLTU4_1MKLMA5	268	17.5	150	9.5	42	0	5
26	MTR PLTU5_1MKLMA5	268	17.5	150	9.5	42	0	5
27	MTR GT1_1SRLYA7	470	23	500	10	50	0	2.5
28	MTR GT2_1SRLYA7	470	23	500	10	50	0	2.5
29	MTR GT3_1SRLYA7	470	23	500	10	50	0	2.5
30	MTR GT4_1SRLYA7	470	23	500	10	50	0	2.5
31	MTR GT5_1SRLYA7	750	23	500	10	50	0	5
32	MTR GT6_1SRLYA7	750	23	500	10	50	0	5
33	MTR GT7_1SRLYA7	750	23	500	10	50	0	5
34	IBT1_1BKASI75	500	500	150	10.8	50	-2.5	0
35	IBT2_1BKASI75	500	500	150	10.8	50	-2.5	0
36	IBT1_1CIENG75	500	500	150	13.6	50	-5	0
37	IBT2_1CIENG75	500	500	150	13.2	50	-5	0
38	IBT1_1CLBRU75	500	500	150	14.9	50	2.5	0
39	IBT2_1CLBRU75	500	500	150	14.9	50	2.5	0
40	IBT1_1CWANG75	500	500	150	11	50	5	0
41	IBT2_1CWANG75	500	500	150	11	50	5	0
42	IBT1_1DEPOK75	500	500	150	10	50	2.5	0
43	IBT1_1GNDUL75	500	500	150	10	50	-5	0
44	IBT2_1GNDUL75	500	500	150	10	50	-5	0
45	IBT1_1KBNGN75	500	500	150	15.5	50	2.5	0
46	IBT2_1KBNGN75	500	500	150	15.25	50	2.5	0
47	IBT1_1SRLYA75	250	500	150	11	50	7	0
48	IBT2_1SRLYA75	250	500	150	15	50	-2	0

Lampiran 4 : Jenis konduktor

Jenis	kV	mm <sup>2</sup>	CCC	R1	X1	R0	X0
			A	$\Omega/\text{km}$	$\Omega/\text{km}$	$\Omega/\text{km}$	$\Omega/\text{km}$
CAB-Oil Filled Cable	150	800mm	800	0,02	0,22	0,049	0,11
CAB-AL	150	630mm	580	0,0565	0,1125	0,2065	0,3375
CAB-AL	150	800mm	730	0,0503	0,1063	0,2003	0,3189
CAB-CU	150	240mm	464	0,138	0,19	0,288	0,57
CAB-CU	150	240mm	550	0,087	0,132	0,237	0,396
CAB-CU	150	800mm	920	0,0338	0,1097	0,1838	0,3291
CAB-OFC	150	3x300mm	462	0,073	0,127	0,223	0,381
CAB-PIRELLI	150	300mm	500	0,087	0,131	0,237	0,393
CAB-XLPE	150	400mm	1000	0,0565	0,1125	0,2065	0,3375
OHL-ACSR	150	2x240mm	1200	0,0387	0,2807	0,1887	0,8421
OHL-ACSR	150	402.8mm	740	0,137	0,397	0,287	1,191
OHL-DOVE	150	1X327.94mm	600	0,1172	0,4003	0,2672	12,009
OHL-DOVE	150	2X327.94mm	1200	0,0586	0,2773	0,2086	0,8319
OHL-DRAKE	150	1X468.45mm	780	0,0823	0,4063	0,2323	12,189
OHL-DRAKE	150	2X468.5mm	1560	0,0411	0,2812	0,1911	0,8436
OHL-HA222+ZE222	150	HA222+ZE222	1200	0,058	0,23	0,208	0,69
OHL-HAWK	150	1x281.1mm	580	0,137	0,3966	0,287	11,898
OHL-HAWK	150	2X281.1mm	1160	0,0685	0,2045	0,2185	0,6135
OHL-HEN	150	1X298.11mm	580	0,1373	0,4127	0,2873	12,381
OHL-Hawk	150	240mm	645	0,137	0,397	0,287	1,191
OHL-PARTRIDGE	150	135mm	400	0,2136	0,408	0,3636	1,224
OHL-PARTRIDGE	150	152.70mm	400	0,2136	0,408	0,3636	1,224
OHL-TACSR	150	160mm	750	0,214	0,408	0,364	1,224
OHL-TACSR	150	240mm	780	0,137	0,3966	0,287	11,898
OHL-TACSR	150	2X410mm	2730	0,0633	0,2581	0,2133	0,7743
OHL-TACSR	150	2X520mm	1620	0,0311	0,1984	0,1811	0,5952
OHL-TACSR	150	410mm	1200	0,0685	0,2045	0,2185	0,6135
OHL-TWIN	150	2x240mm	2730	0,0633	0,2581	0,2133	0,7743
OHL-ZEBRA	150	1X484.5mm	810	0,0773	0,4013	0,2273	12,039
OHL-ZEBRA	150	2X428.9 mm	1500	0,0397	0,272	0,1897	0,816
OHL-ZEBRA	150	2X484.5mm	1620	0,0387	0,2807	0,1887	0,8421
OHL-ZEBRA	150	4X428.9 mm	3000	0,01985	0,2674	0,1699	0,8022
OHL-ZEBRA	150	4X484.5mm	2730	0,0199	0,229	0,1699	0,687
OHL-ACSR-DOVE	500	4X327.9mm	1980	0,0293	0,2815	0,1793	0,8445
OHL-ACSR-GANNET	500	4X392.8mm	2400	0,0251	0,2808	0,1751	0,8424

## Lampiran 5 : Data kabel

Ohm atau Mho / 1000 m per Konduktor (Kabel)

No.	ID	Jarak	T	R1	X1	R0	X0	I Rating
		m	°C	ohm/km	ohm/km	ohm/km	ohm/km	
1	ANGKE-KTPNG-1	5500	75	0.087	0.132	0.237	0.396	0.55
2	ANGKE-KTPNG-2	5500	75	0.087	0.132	0.237	0.396	0.55
3	BDKMY-KBSRH-1	2725	75	0.0338	0.1097	0.1838	0.3291	0.92
4	BDKMY-KBSRH-2	2725	75	0.0338	0.1097	0.1838	0.3291	0.92
5	CLBRU-ALNDO	3000	75	0.0565	0.1125	0.2065	0.3375	1
6	CLLMA-KSTEL-1	3000	75	0.087	0.132	0.237	0.396	0.55
7	CLLMA-KSTEL-2	3000	75	0.087	0.132	0.237	0.396	0.55
8	CWANG-CWBRU-1	200	75	0.0338	0.1097	0.1838	0.3291	0.92
9	CWANG-CWBRU-2	200	75	0.0338	0.1097	0.1838	0.3291	0.92
10	CWANG-STBDI-1	14000	75	0.0338	0.1097	0.1838	0.3291	0.92
11	CWANG-STBDI-2	14000	75	0.0338	0.1097	0.1838	0.3291	0.92
12	DKSBI-KBJRK-1	10200	75	0.0338	0.1097	0.1838	0.3291	0.92
13	DKSBI-KBJRK-2	10200	75	0.0338	0.1097	0.1838	0.3291	0.92
14	DNYSY-MPBRU	2600	75	0.087	0.132	0.237	0.396	0.55
15	GDPLA-GBBRU-1	8000	75	0.0565	0.1125	0.2065	0.3375	0.58
16	GDPLA-GBBRU-2	8000	75	0.0565	0.1125	0.2065	0.3375	0.58
17	GNDUL-KMANG-1	11300	75	0.0338	0.1097	0.1838	0.3291	0.92
18	GNDUL-KMANG-2	11300	75	0.0338	0.1097	0.1838	0.3291	0.92
19	JTAKE-MAXIM-1	1100	75	0.087	0.132	0.237	0.396	0.55
20	JTAKE-MAXIM-2	1100	75	0.087	0.132	0.237	0.396	0.55
21	KBJRK-KRBRU-1	5400	75	0.087	0.132	0.237	0.396	0.55
22	KBJRK-KRBRU-2	5400	75	0.087	0.132	0.237	0.396	0.55
23	KBNGN-DKSBI-1	6840	75	0.0338	0.1097	0.1838	0.3291	0.92
24	KBNGN-DKSBI-2	6840	75	0.0338	0.1097	0.1838	0.3291	0.92
25	MGBSR-KMYRN-1	4200	75	0.0503	0.1063	0.2003	0.3189	0.73
26	MGBSR-KMYRN-2	4200	75	0.0503	0.1063	0.2003	0.3189	0.73
27	MKLMA-BDKMY-1	10200	75	0.0338	0.1097	0.1838	0.3291	0.92
28	MKLMA-BDKMY-2	10200	75	0.0338	0.1097	0.1838	0.3291	0.92
29	MPDUA-GNPPN	2233	75	0.138	0.19	0.288	0.57	0.464
30	PGSAN-TOSAN-1	2317	75	0.087	0.132	0.237	0.396	0.55
31	PGSAN-TOSAN-2	2317	75	0.087	0.132	0.237	0.396	0.55
32	PLMAS-MGRAI-1	7865	75	0.0338	0.1097	0.1838	0.3291	0.92
33	PLMAS-MGRAI-2	7865	75	0.0338	0.1097	0.1838	0.3291	0.92
34	PLPNG-GBBRU-2	5000	75	0.0565	0.1125	0.2065	0.3375	0.58
35	PLPNG-GBBRU-3	4100	75	0.0338	0.1097	0.2065	0.3375	0.58
36	PRTMR-ANCOL -1	7000	75	0.0503	0.1063	0.1838	0.3291	0.73
37	PRTMR-ANCOL -2	7000	75	0.0503	0.1063	0.2003	0.3189	0.73
38	PRTMR-PLPNG -1	6700	75	0.0565	0.1125	0.2003	0.3189	0.58
39	PTKNG-SNYAN-1	9300	75	0.0338	0.1097	0.1838	0.3291	0.92
40	PTKNG-SNYAN-2	9300	75	0.0338	0.1097	0.1838	0.3291	0.92
41	SNYAN-DNYSY	3300	75	0.087	0.132	0.237	0.396	0.55
42	SNYAN-GNPPN	6433	75	0.138	0.19	0.288	0.57	0.464
43	STBDI-DKTAS-1	2200	75	0.1914	0.2904	0.5214	0.8712	0.55
44	STBDI-DKTAS-2	2200	75	0.1914	0.2904	0.5214	0.8712	0.55

## Lampiran 6 : Data saluran transmisi udara

Ohm atau Mho / 1000 m per Fasa (Saluran)

No.	ID	Jarak	T	R1	X1	R0	X0	I Rating
		m	°C	ohm/km	ohm/km	ohm/km	ohm/km	
1	ANCOL-KMYRN-1	6200	75	0.0387	0.2307	0.1887	0.8421	1.62
2	ANCOL-KMYRN-2	6200	75	0.0387	0.2307	0.1887	0.8421	1.62
3	ANGKE-ANCOL-1	4600	75	0.137	0.397	0.287	1.191	0.74
4	ANGKE-ANCOL-2	4600	75	0.137	0.397	0.287	1.191	0.74
5	ANGKE-KARET-1	7900	75	0.0685	0.2045	0.2185	0.6135	1.2
6	ANGKE-KARET-2	7900	75	0.0685	0.2045	0.2185	0.6135	1.2
7	ANGKE-MKLMA-1	4100	75	0.0685	0.2045	0.2185	0.6135	1.2
8	ANGKE-MKLMA-2	4100	75	0.0685	0.2045	0.2185	0.6135	1.2
9	ASAHI-POLY	2000	75	0.0586	0.2773	0.2086	0.8319	1.2
10	BGBRU-CBBRU	46057	75	0.0387	0.2307	0.1887	0.8421	1.62
11	BGBRU-SLBRU	53900	75	0.0387	0.2307	0.1887	0.8421	1.62
12	BKASI-KDSPI	11400	75	0.0411	0.2812	0.1911	0.8436	1.56
13	BKASI-MRMDA-1	12800	75	0.058	0.23	0.208	0.69	1.2
14	BKASI-MRMDA-2	12800	75	0.058	0.23	0.208	0.69	1.2
15	BKASI-PDKLP-1	6600	75	0.0411	0.2812	0.1911	0.8436	1.56
16	BKASI-PDKLP-2	6600	75	0.0411	0.2812	0.1911	0.8436	1.56
17	BKASI-PLPNG	16100	75	0.0411	0.2812	0.1911	0.8436	1.56
18	BLRJA-CITRA-1	12000	75	0.0387	0.2307	0.1887	0.8421	1.62
19	BLRJA-CITRA-2	12000	75	0.0387	0.2307	0.1887	0.8421	1.62
20	BNTRO-SPONG	15650	75	0.1373	0.4127	0.2873	1.2381	0.58
21	CIBNG-CMGIS-1	6600	75	0.0586	0.2773	0.2086	0.8319	1.2
22	CIBNG-CMGIS-2	6600	75	0.0586	0.2773	0.2086	0.8319	1.2
23	CIBNG-JTRGN-1	19500	75	0.0411	0.2812	0.1911	0.8436	1.56
24	CIBNG-JTRGN-2	19500	75	0.0411	0.2812	0.1911	0.8436	1.56
25	CIBNG-SEMEN-1	4100	75	0.0823	0.4063	0.2323	1.2189	0.78
26	CIBNG-SEMEN-2	4100	75	0.0823	0.4063	0.2323	1.2189	0.78
27	CIPNG-PLMAS-1	3500	75	0.0397	0.272	0.1897	0.816	1.5
28	CIPNG-PLMAS-2	3500	75	0.0397	0.272	0.1897	0.816	1.5
29	CITRA-LEGOK-1	15800	75	0.0387	0.2307	0.1887	0.8421	1.62
30	CITRA-LEGOK-2	15800	75	0.0387	0.2307	0.1887	0.8421	1.62
31	CITRA-TRKSA-1	10000	75	0.0411	0.2812	0.1911	0.8436	1.56
32	CITRA-TRKSA-2	10000	75	0.0411	0.2812	0.1911	0.8436	1.56
33	CKNDE-BLRJA-1	11340	75	0.0387	0.2307	0.1887	0.8421	1.62
34	CKNDE-BLRJA-2	11340	75	0.0387	0.2307	0.1887	0.8421	1.62
35	CKNDE-PUCAM-1	3200	75	0.0387	0.2307	0.1887	0.8421	1.62
36	CKNDE-PUCAM-2	3200	75	0.0387	0.2307	0.1887	0.8421	1.62
37	CKNDE-SRANG-1	21800	75	0.0387	0.2307	0.1887	0.8421	1.62
38	CKNDE-SRANG-2	21800	75	0.0387	0.2307	0.1887	0.8421	1.62
39	CKUPA-BLRJA-1	11300	75	0.0387	0.2307	0.1887	0.8421	1.62
40	CKUPA-BLRJA-2	11300	75	0.0387	0.2307	0.1887	0.8421	1.62
41	CKUPA-CLDUG	13000	75	0.01985	0.2674	0.16985	0.8022	3
42	CKUPA-JTAKE-1	7200	75	0.0387	0.2307	0.1887	0.8421	1.62
43	CKUPA-JTAKE-2	7200	75	0.0387	0.2307	0.1887	0.8421	1.62
44	CKUPA-KBNGH	23900	75	0.01985	0.2674	0.16985	0.8022	3
45	CKUPA-PSKMS-1	5700	75	0.0773	0.4013	0.2273	1.2039	0.81
46	CKUPA-PSKMS-2	5700	75	0.0773	0.4013	0.2273	1.2039	0.81
47	CLBRU-ASAHI-1	25900	75	0.0586	0.2773	0.2086	0.8319	1.2
48	CLBRU-ASAHI-2	25900	75	0.0586	0.2773	0.2086	0.8319	1.2
49	CLBRU-ASAHI-3	15064	75	0.0387	0.2307	0.2086	0.8319	1.62
50	CLBRU-CLLMA	3000	75	0.0823	0.4063	0.2323	1.2189	0.78
51	CLBRU-KSTEL-1	4000	75	0.0387	0.2307	0.1887	0.8421	1.62
52	CLBRU-KSTEL-2	4000	75	0.0387	0.2307	0.1887	0.8421	1.62
53	CLBRU-POLY	12964	75	0.0387	0.2307	0.1887	0.8421	1.62
54	CLBRU-SRANG-1	21800	75	0.0411	0.2812	0.1911	0.8436	1.56
55	CLBRU-SRANG-2	21800	75	0.0411	0.2812	0.1911	0.8436	1.56
56	CNKRK-DKSBI-1	10400	75	0.0823	0.4063	0.2323	1.2189	0.78
57	CNKRK-DKSBI-2	10400	75	0.0823	0.4063	0.2323	1.2189	0.78
58	CNKRK-TGBRU-1	9200	75	0.0823	0.4063	0.2323	1.2189	0.78
59	CNKRK-TGBRU-2	9200	75	0.0823	0.4063	0.2323	1.2189	0.78
60	CNKRK-TGRNG-1	9200	75	0.0823	0.4063	0.2323	1.2189	0.78
61	CNKRK-TGRNG-2	9200	75	0.0823	0.4063	0.2323	1.2189	0.78
62	CWBRU-CIPNG-1	3500	75	0.0397	0.272	0.1897	0.816	1.5
63	CWBRU-CIPNG-2	3500	75	0.0397	0.272	0.1897	0.816	1.5
64	CWBRU-DTIGA-1	3500	75	0.0311	0.1984	0.1811	0.5952	1.62
65	CWBRU-DTIGA-2	3500	75	0.0311	0.1984	0.1811	0.5952	1.62
66	DEPOK-CWANG-1	15400	75	0.021	0.1252	0.0917	0.3553	1.56
67	DEPOK-CWANG-2	15400	75	0.021	0.1252	0.0917	0.3553	1.56
68	DKSBI-GRGOL-1	8350	75	0.0387	0.2307	0.1887	0.8421	1.62
69	DKSBI-GRGOL-2	8350	75	0.0387	0.2307	0.1887	0.8421	1.62
70	DKSBI-LMK	300	75	0.0823	0.4063	0.2323	1.2189	0.78
71	GISGB-PLMAS-1	1000	75	0.0311	0.1984	0.1811	0.5952	1.62
72	GISGB-PLMAS-2	1000	75	0.0311	0.1984	0.1811	0.5952	1.62
73	GNDUL-PTKNG-1	18800	75	0.0411	0.2812	0.1911	0.8436	1.56
74	GNDUL-PTKNG-2	18800	75	0.0411	0.2812	0.1911	0.8436	1.56
75	GUCLG-CLBRU-1	16900	75	0.01985	0.2674	0.16985	0.8022	3
76	GUCLG-CLBRU-2	16900	75	0.01985	0.2674	0.16985	0.8022	3
77	JTAKE-TGRNG-1	10300	75	0.0387	0.2307	0.1887	0.8421	1.62
78	JTAKE-TGRNG-2	10300	75	0.0387	0.2307	0.1887	0.8421	1.62

(lanjutan)

Ohm atau Mho / 1000 m per Fasa (Saluran)

No.	ID	Jarak	T	R1	X1	R0	X0	I Rating
		m	°C	ohm/km	ohm/km	ohm/km	ohm/km	
79	JTRGN-PDKLP	10400	75	0.0387	0.2807	0.1887	0.8421	1.62
80	KARET-CSW-1	5600	75	0.0323	0.4063	0.2323	1.2189	0.78
81	KARET-CSW-2	5600	75	0.0323	0.4063	0.2323	1.2189	0.78
82	KEBNG-CLDUG	16000	75	0.01985	0.2674	0.16985	0.8022	3
83	KOPO-PUCAM-1	3000	75	0.0387	0.2807	0.1887	0.8421	1.62
84	KOPO-PUCAM-2	3000	75	0.0387	0.2807	0.1887	0.8421	1.62
85	LEGOK-LKONG-1	18000	75	0.1373	0.4127	0.2873	1.2381	0.58
86	LEGOK-LKONG-2	18000	75	0.1373	0.4127	0.2873	1.2381	0.58
87	LKONG-SPONG-1	18000	75	0.1373	0.4127	0.2873	1.2381	0.58
88	LKONG-SPONG-2	18000	75	0.1373	0.4127	0.2873	1.2381	0.58
89	MKBRU-DKSEI-1	12900	75	0.0411	0.2812	0.1911	0.8436	1.56
90	MKBRU-DKSEI-2	12900	75	0.0411	0.2812	0.1911	0.8436	1.56
91	MKBRU-MKLMA-1	700	75	0.0411	0.2812	0.1911	0.8436	1.56
92	MKBRU-MKLMA-2	700	75	0.0411	0.2812	0.1911	0.8436	1.56
93	MKLMA-DKSEI-1	12900	75	0.0411	0.2812	0.1911	0.8436	1.56
94	MKLMA-DKSEI-2	12900	75	0.0411	0.2812	0.1911	0.8436	1.56
95	MHTUR-JTRGN	10662	75	0.0387	0.2807	0.1887	0.8421	1.62
96	MHTUR-PDKLP	10460	75	0.0387	0.2807	0.1887	0.8421	1.62
97	MPDUA-DTIGA-1	3300	75	0.0387	0.2807	0.1887	0.8421	1.62
98	MPDUA-DTIGA-2	3300	75	0.0387	0.2807	0.1887	0.8421	1.62
99	MPDUA-KARET-1	5900	75	0.0411	0.2812	0.1911	0.8436	0.58
100	MPDUA-KARET-2	5900	75	0.0411	0.2812	0.1911	0.8436	0.58
101	MTSUI-CLLMA	4100	75	0.0323	0.4063	0.2323	1.2189	0.78
102	PENI-MITSUI	400	75	0.0323	0.4063	0.2323	1.2189	0.78
103	PGDNG G - K	250	75	0.0411	0.2812	0.1911	0.8436	1.56
104	PGDNG-PGLGN	4300	75	0.0411	0.2812	0.1911	0.8436	1.56
105	PGLGN-EKASI-1	4300	75	0.0411	0.2812	0.1911	0.8436	1.56
106	PGLGN-EKASI-2	4300	75	0.0411	0.2812	0.1911	0.8436	1.56
107	PGSAN-PGDNG	996	75	0.0411	0.2812	0.1911	0.8436	1.56
108	PGSAN-PGLGN	5545	75	0.0411	0.2812	0.1911	0.8436	1.56
109	PGSAN-PKRNG	500	75	0.0411	0.2812	0.1911	0.8436	1.56
110	PGSAN-PLMAS-1	7500	75	0.0387	0.2807	0.1887	0.8421	1.62
111	PGSAN-PLMAS-2	7500	75	0.0387	0.2807	0.1887	0.8421	1.62
112	PLPNG-KDSPI	4700	75	0.0411	0.2812	0.1911	0.8436	1.56
113	PLPNG-PGSAN	6099	75	0.0633	0.2581	0.2133	0.7743	2.73
114	PLPNG-PKRNG	6380	75	0.0633	0.2581	0.2133	0.7743	2.73
115	PRBRT-KMYRN-1	4500	75	0.0387	0.2807	0.1887	0.8421	1.62
116	PRBRT-KMYRN-2	4500	75	0.0387	0.2807	0.1887	0.8421	1.62
117	PRBRT-PGSAN-1	11480	75	0.0633	0.2581	0.2133	0.7743	2.73
118	PRBRT-PGSAN-2	11480	75	0.0633	0.2581	0.2133	0.7743	2.73
119	PRBRT-PLPNG-1	5090	75	0.0633	0.2581	0.2133	0.7743	2.73
120	PRBRT-PLPNG-2	5090	75	0.0633	0.2581	0.2133	0.7743	2.73
121	PRBRT-PRTMR-1	300	75	0.0633	0.2581	0.2133	0.7743	2.73
122	PRBRT-PRTMR-2	300	75	0.0633	0.2581	0.2133	0.7743	2.73
123	PSKMS-SPTAN-1	10300	75	0.0387	0.2807	0.1887	0.8421	1.62
124	PSKMS-SPTAN-2	10300	75	0.0387	0.2807	0.1887	0.8421	1.62
125	PTKNG-ENTRO	2350	75	0.1373	0.4127	0.2873	1.2381	0.58
126	PTKNG-DKSEI-1	11600	75	0.0411	0.2812	0.1911	0.8436	1.56
127	PTKNG-DKSEI-2	11600	75	0.0411	0.2812	0.1911	0.8436	1.56
128	PTKNG-SPONG	18000	75	0.1373	0.4127	0.2873	1.2381	0.58
129	SEMEN-ITP	7000	75	0.1172	0.4003	0.2672	1.2009	0.6
130	SLBRU-CBBERU	28903	75	0.0387	0.2807	0.1887	0.8421	1.62
131	SLIRA-PELDO	2000	75	0.0411	0.2812	0.1911	0.8436	1.56
132	SLLMA-SLBRU-1	2850	75	0.0387	0.2807	0.1887	0.8421	1.62
133	SLLMA-SLBRU-2	2850	75	0.0387	0.2807	0.1887	0.8421	1.62
134	SNTUL-BGBRU-1	11000	75	0.1172	0.4003	0.2672	1.2009	0.6
135	SNTUL-BGBRU-2	11000	75	0.1172	0.4003	0.2672	1.2009	0.6
136	SNTUL-CIBNG-1	11300	75	0.1172	0.4003	0.2672	1.2009	0.6
137	SNTUL-CIBNG-2	11300	75	0.1172	0.4003	0.2672	1.2009	0.6
138	SPTAN-TLNGA-1	9163	75	0.0387	0.2807	0.1887	0.8421	1.62
139	SPTAN-TLNGA-2	9163	75	0.0387	0.2807	0.1887	0.8421	1.62
140	SRLYA-CLLMA	14300	75	0.0323	0.4063	0.2323	1.2189	0.78
141	SRLYA-PELDO	6700	75	0.0411	0.2812	0.1911	0.8436	1.56
142	SRLYA-PENI	9400	75	0.0323	0.4063	0.2323	1.2189	0.78
143	SRLYA-SLIRA	4300	75	0.0411	0.2812	0.1911	0.8436	1.56
144	BKASI-CIBNG	37920	75	0.0293	0.2815	0.1793	0.8445	1.98
145	BKASI-CWANG	17100	75	0.0293	0.2815	0.1793	0.8445	1.98
146	CIBNG-CLBRU	130810	75	0.0251	0.2808	0.1751	0.8424	2.4
147	CIBNG-DEPOK-1	46200	75	0.0293	0.2815	0.1793	0.8445	1.98
148	CIBNG-DEPOK-2	46200	75	0.0293	0.2815	0.1793	0.8445	1.98
149	GNDUL-DEPOK-1	21271	75	0.0251	0.2808	0.1751	0.8424	2.4
150	GNDUL-DEPOK-2	21271	75	0.0251	0.2808	0.1751	0.8424	2.4
151	GNDUL-KMBGN-1	30143	75	0.0251	0.2808	0.1751	0.8424	2.4
152	GNDUL-KMBGN-2	30143	75	0.0251	0.2808	0.1751	0.8424	2.4
153	SRLYA-CLBRU-1	12480	75	0.0251	0.2808	0.1751	0.8424	2.4
154	SRLYA-CLBRU-2	12480	75	0.0251	0.2808	0.1751	0.8424	2.4
155	SRLYA-GNDUL-1	111140	75	0.0293	0.2815	0.1793	0.8445	1.98
156	SRLYA-GNDUL-2	111140	75	0.0293	0.2815	0.1793	0.8445	1.98

## Lampiran 7 : Rating dan pembebanan beban

No	ID	Type	Rating				Pembelian				% Beban
			kV	MVA	% PF	A	MW	Mvar	MVA	% PF	
1	1ALND05_TDKTT	TRF 150/11kV	150	45	85	173	11	0	11	100	0
2	1ANC05_TD1	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	24	6	25	97	4
3	1ANC05_TD2	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	23	9	30	96	6
4	1ANC05_TD3	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	33	10	34	96	6.7
5	1ANGK05_TD1	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	26	7	27	97	4.7
6	1ANGK05_TD2	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	43	13	45	96	8.7
7	1ANGK05_TD3	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	41	13	43	95	8.7
8	1ANGK05_TD4	TRF 150/20 KV	150	30	85	116	15	5	16	95	3.3
9	1ASAH05_TD1	TRF 150/20 KV	150	30	85	231	14	4	15	96	2.7
10	1ASAH05_TD2	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	23	10	25	92	6.7
11	1ASAH05_TDKTT1	TRF 150/20 KV	150	80	85	308	53	17	56	95	11
12	1ASAH05_TDKTT2	TRF 150/20 KV	150	175	85	674	80	24	84	96	16
13	1BDKMY05_TD1	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	30	12	32	93	8
14	1BDKMY05_TD2	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	34	17	38	89	11
15	1BDKMY05_TD3	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	35	15	38	92	10
16	1BGBRU05_TD3	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	45	9	46	98	6
17	1BGBRU05_TD4	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	33	9	34	96	6
18	1BGBRU05_TD5	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	41	8	42	98	5.3
19	1BKAS05_TD1	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	37	15	40	93	10
20	1BKAS05_TD3	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	40	11	41	96	7.3
21	1BKAS05_TD4	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	41	15	44	94	10
22	1BLRJA05_TD1	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	40	15	43	94	10
23	1BLRJA05_TD2	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	34	10	35	96	6.7
24	1BNTR05_TD1	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	35	6	36	99	4
25	1BNTR05_TD2	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	0	0	0	0	0
26	1BNTR05_TD3	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	23	6	24	97	4
27	1CBBRU05_TD2	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	17	6	18	94	4
28	1CBBRU05_TD3	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	26	10	28	93	6.7
29	1CIBNG05_TD2	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	45	13	47	96	8.7
30	1CIBNG05_TD3	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	32	7	33	98	4.7
31	1CIBNG05_TD5	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	39	7	40	98	4.7
32	1CIBNG05_TD6	TRF 150/20 KV	150	30	85	116	22	5	23	98	3.3
33	1CIPNG05_TD1	TRF 150/20 KV	150	50	85	231	30	9	31	96	6
34	1CIPNG05_TD3	TRF 150/20 KV	150	50	85	231	36	16	39	91	11
35	1CITRA05_TD1	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	37	10	38	97	6.7
36	1CITRA05_TD3	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	20	9	22	91	6
37	1CKNDE05_TD1	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	32	15	35	91	10
38	1CKUPA05_TD1	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	38	16	41	92	11
39	1CKUPA05_TD2	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	42	14	44	95	9.3
40	1CLBRU05_TD1	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	8	2	8.2	97	1.3
41	1CLBRU05_TD2	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	14	4	15	96	2.7
42	1CLDUG05_TD1	TRF 150/20 KV	150	50	85	231	25	7	26	96	4.7
43	1CLDUG05_TD2	TRF 150/20 KV	150	50	85	231	2	1	2.2	89	0.7
44	1CLLMA05_TD1	TRF 150/20 KV	150	56	85	216	9	2	9.2	98	1.3
45	1CMGIS05_TD1	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	43	14	45	95	9.3
46	1CMGIS05_TD2	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	44	15	46	95	10
47	1CNKRG05_TD1	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	17	5	18	96	3.3
48	1CNKRG05_TD2	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	26	10	28	93	6.7
49	1CNKRG05_TD3	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	40	16	43	93	11
50	1CNKRG05_TD4	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	42	12	44	96	8
51	1CSW05_TD2	TRF 150/20 KV	150	50	85	231	36	12	38	95	7.6
52	1CSW05_TD3	TRF 150/20 KV	150	50	85	231	32	11	34	95	6.8
53	1CWANG05_TD1	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	26	13	32	81	54
54	1CWANG05_TD2	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	31	9	32	96	54
55	1CWBRU05_TD1	TRF 150/20 KV	150	50	85	231	36	10	37	96	7.5
56	1DKSBI05_TD1	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	35	13	37	94	6.2
57	1DKSBI05_TD2	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	46	17	49	94	8.2
58	1DKSBI05_TD3	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	45	16	48	94	8.0
59	1DKTAS05_TD1	TRF 150/20 KV	150	50	85	231	15	7	17	91	3.3
60	1DKTAS05_TD3	TRF 150/20 KV	150	50	85	231	16	8	18	89	3.6
61	1DNYSA05_TD1	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	40	16	43	93	7.2
62	1DNYSA05_TD2	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	40	16	43	93	7.2
63	1DPOK05_TD2	TRF 150/20 KV	150	50	85	231	36	12	38	95	7.6
64	1DTIGA05_TD1	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	30	10	32	95	5.3
65	1DTIGA05_TD2	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	30	10	32	95	5.3
66	1GBBRU05_TD1	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	33	11	35	95	5.8
67	1GBBRU05_TD2	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	30	5	30	99	5.1
68	1GBBRU05_TD3	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	42	14	44	95	7.4
69	1GDPLA05_TD1	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	21	7	22	95	3.7
70	1GDPLA05_TD2	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	15	5	16	95	2.6

(lanjutan)

No	ID	Type	Rating				Pembebanan				% Beban
			kV	MVA	% PF	A	MW	Mvar	MVA	% PF	
71	1GDPLA5_TD3	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	21	8	22	93	37
72	1GISGB5_TD1	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	23	10	25	92	42
73	1GISGB5_TD2	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	35	16	38	91	64
74	1GISGB5_TD3	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	0	0	0	0	0
75	1GNDUL5_TD1	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	28	6	29	98	48
76	1GNDUL5_TD2	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	30	7	31	97	51
77	1GNDUL5_TD3	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	27	6	28	98	46
78	1GNPPN5_TD1	TRF 150/20 KV	150	50	85	231	28	13	31	91	62
79	1GNPPN5_TD2	TRF 150/20 KV	150	50	85	231	29	13	32	91	64
80	1GRGOL5_TD1	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	30	12	32	93	54
81	1GRGOL5_TD2	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	33	15	42	93	70
82	1ITP5_TDKTT	TRF 150/20 KV	150	80	85	308	60	1	60	100	75
83	1JTAK5_TD1	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	39	11	41	96	68
84	1JTAK5_TD2	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	36	9	37	97	62
85	1JTAK5_TD3	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	44	17	47	93	79
86	1JTRGN5_TD1	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	33	5	33	99	56
87	1JTRGN5_TD2	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	21	4	21	98	36
88	1JTRGN5_TD3	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	29	13	32	91	53
89	1KARET5_TD1	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	39	14	41	94	69
90	1KARET5_TD2	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	33	12	35	94	59
91	1KBJRK5_TD1	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	38	11	40	96	66
92	1KBJRK5_TD2	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	30	8	31	97	52
93	1KBJRK5_TD3	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	44	13	46	96	76
94	1KBNGN5_TD1	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	40	8	41	98	68
95	1KBNGN5_TD2	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	38	13	40	95	67
96	1KBNGN5_TD3	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	28	9	29	95	49
97	1KBSRH5_TD1	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	17	5	18	96	30
98	1KBSRH5_TD3	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	28	8	29	96	49
99	1KDSPI5_TD3	TRF 150/20 KV	150	50	85	231	27	12	30	91	59
100	1KESA5_TDKTT1	TRF 150/20 KV	150	80	85	308	0	0	0	0	0
101	1KMANG5_TD1	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	39	11	41	96	68
102	1KMANG5_TD2	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	28	7	29	97	48
103	1KMANG5_TD3	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	40	10	41	97	69
104	1KMYRN5_TD1	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	43	15	46	94	76
105	1KMYRN5_TD2	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	29	11	31	94	52
106	1KOPO5_TD1	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	26	8	27	96	45
107	1KRBRU5_TD1	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	26	11	28	92	47
108	1KRBRU5_TD2	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	18	7	19	93	32
109	1KRBRU5_TD3	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	34	12	36	94	60
110	1KTPNG5_TD1	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	27	10	29	94	48
111	1KTPNG5_TD2	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	25	12	28	90	46
112	1KTPNG5_TD3	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	21	9	23	92	38
113	1LEGOK5_TD1	TRF 150/20 KV	150	50	85	231	25	6	26	97	51
114	1LKONG5_TD1	TRF 150/20 KV	150	50	85	231	30	8	31	97	62
115	1LKONG5_TD2	TRF 150/20 KV	150	50	85	231	0	0	0	0	0
116	1LMK5_TD	TRF 150/20 KV	150	30	85	116	0	0	0	0	0
117	1MAXIM5_TD1	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	47	1	47	100	78
118	1MAXIM5_TD2	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	46	11	47	97	79
119	1MGBSR5_TD1	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	29	13	32	91	53
120	1MGBSR5_TD3	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	31	14	34	91	57
121	1MGRAI5_TD1	TRF 150/20 KV	150	30	85	231	8	0	8	100	27
122	1MGRAI5_TD3	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	12	0	12	100	20
123	1MKBRU5_TD1	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	37	16	40	92	67
124	1MKBRU5_TD2	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	33	14	36	92	60
125	1MNTUR5_TD1	TRF 150/20 KV	150	50	85	231	20	4	20	98	41
126	1MNTUR5_TD2	TRF 150/20 KV	150	50	85	231	39	10	40	97	81
127	1MPBRU5_TD1	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	40	12	42	96	70
128	1MPBRU5_TD2	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	36	14	39	93	64
129	1MPBRU5_TD3	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	43	11	44	97	74
130	1MRNDA5_TD1	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	22	6	23	96	38
131	1MRNDA5_TD2	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	29	6	30	98	49
132	1MRNDA5_TD3	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	32	9	33	96	55
133	1MTSUI5_TDKTT1	TRF 150/22 kV	150	43	85	164	0	0	0	0	0
134	1MTSUI5_TDKTT2	TRF 150/22 kV	150	43	85	164	0	0	0	0	0
135	1PDKLP5_TD1	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	32	10	34	95	56
136	1PDKLP5_TD2	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	44	16	47	94	78
137	1PDKLP5_TD3	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	34	10	35	96	59
138	1PELDO5_TDKTT	TRF 150/20 KV	150	28	85	108	26	5	26	98	35
139	1PENI5_TDKTT1	TRF 150/20 KV	150	50	85	193	10	3	10	96	21
140	1PENI5_TDKTT2	TRF 150/20 KV	150	50	85	193	10	3	10	96	21

(lanjutan)

No	ID	Tipe	Rating				Pembebanan				% Ecb
			kV	MVA	% PF	A	MW	Mvar	MVA	% PF	
141	1PGDNG5_TD5	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	28	11	30	33	50
142	1PGDNG5_TD6	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	22	6	23	36	38
143	1PGDNG5_TD7	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	25	15	29	36	43
144	1PGDNG5_TD8	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	42	15	45	34	74
145	1PGDNG5_TD9	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	33	9	34	36	57
146	1PGLGN5_TD1	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	29	7	30	37	50
147	1PGLGN5_TD3	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	20	3	20	39	34
148	1PGSAN5_TD1	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	36	4	36	39	60
149	1PGSAN5_TD2	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	17	7	18	32	31
150	1PGSAN5_TD3	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	32	13	35	33	58
151	1PKRNG5_TDKTT	TRF 150/20 KV	150	80	85	231	0	0	0	0	0
152	1PLMAS5_TD1	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	30	11	32	34	53
153	1PLMAS5_TD2	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	0	0	0	0	0
154	1PLMAS5_TD3	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	31	11	33	34	55
155	1PLPNG5_TD1	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	39	13	41	35	69
156	1PLPNG5_TD2	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	41	12	43	36	71
157	1PLPNG5_TD3	TRF 150/20 KV	150	30	85	116	21	7	22	35	74
158	1PLPNG5_TD4	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	28	10	30	34	50
159	1POLY5_TDKTT1	TRF 150/20 KV	150	50	85	193	0	0	0	0	0
160	1PSKM35_TD1	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	37	8	38	38	63
161	1PSKM35_TD2	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	36	12	38	35	63
162	1PTKNG5_TD1	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	36	11	38	36	63
163	1PTKNG5_TD2	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	38	12	40	35	66
164	1PTKNG5_TD3	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	35	11	37	35	61
165	1PUCAM5_TD1	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	36	10	37	36	62
166	1PUCAM5_TD2	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	39	6	39	39	66
167	1SEMENS_TDKTT	TRF 150/6 kV	150	40	85	154	0	0	0	0	0
168	1SLIRA5_TD1	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	29	10	31	35	51
169	1SLIRA5_TD2	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	11	3	11	36	19
170	1SLIRA5_TDKTT	TRF 150/20 KV	150	80	85	308	63	22	67	34	83
171	1SNTUL_TD1	TRF 150/20 KV	150	50	85	231	39	16	42	33	84
172	1SNYAN5_TD1	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	26	7	27	37	45
173	1SNYAN5_TD2	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	38	12	40	35	66
174	1SNYAN5_TD3	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	29	9	30	36	51
175	1SPONG5_TD1	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	32	18	37	37	61
176	1SPONG5_TD2	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	28	7	29	37	48
177	1SPONG5_TD3	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	37	5	37	39	62
178	1SPTAN5_TD1	TRF 150/20 KV	150	50	85	231	32	11	34	35	68
179	1SRANG5_TD1	TRF 150/20 KV	150	30	85	116	16	3	16	38	54
180	1SRANG5_TD2	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	10	0	10	100	17
181	1SRANG5_TD3	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	27	8	28	36	47
182	1SRLYA5_TD1	TRF 150/20 KV	150	40	85	116	2	0	2	100	5
183	1STBDI5_TD1	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	28	13	31	31	51
184	1STBDI5_TD2	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	30	16	34	38	57
185	1STBDI5_TD3	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	30	14	33	31	55
186	1TGBRU5_TD1	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	0	0	0	0	0
187	1TGBRU5_TD2	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	43	15	46	34	76
188	1TGRNG5_TD1	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	43	31	53	81	88
189	1TGRNG5_TD2	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	32	24	40	80	67
190	1TGRNG5_TD3	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	45	7	46	39	76
191	1TLNGA5_TD1	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	52	11	53	38	89
192	1TOSAN1_TDKTT1	TRF 150/20 KV	150	80	85	308	30	15	34	39	42
193	1TRKSA5_TD1	TRF 150/20 KV	150	60	85	231	47	14	49	36	82
194	1WHANA1_TDKTT	TRF 150/20 KV	150	80	85	308	0	0	0	0	0
195	1BT1_1BGBRU54	IBT 150/70kV	150	100	85	385	48	22	53	31	53
196	1BT1_1CBRU54	IBT 150/70kV	150	60	85	231	5	10	11	45	19
197	1BT1_1CIBNG54	IBT 150/70kV	150	100	85	385	22	18	28	77	28
198	1BT1_1SEMENS54	IBT 150/70kV	150	60	85	385	18	8	20	31	33
199	1BT1_1SRANG54	IBT 150/70kV	150	60	85	231	14	2	14	39	24
200	1BT2_1BGBRU54	IBT 150/70kV	150	100	85	385	50	20	54	33	54
201	1BT2_1PRTMP54	IBT 150/70kV	150	100	85	385	8	10	13	62	13
202	1BT2_1SRANG54	IBT 150/70kV	150	60	85	231	14	5	15	34	25
203	1BT3_1PRTMP54	IBT 150/70kV	150	100	85	385	8	14	16	50	16
204	1BT3_1SRANG54	IBT 150/70kV	150	60	85	231	14	5	15	34	25
205	1BT4_1CIBNG54	IBT 150/70kV	150	100	85	385	61	25	66	33	66
206	1BT4_1PGDNG54	IBT 150/70kV	150	100	85	385	0	0	0	0	0
207	1BT5_1CWLMA54	IBT 150/70kV	150	100	85	385	30	5	30	39	30
208	1BT6_1CWLMA54	IBT 150/70kV	150	100	85	385	30	5	30	39	30
209	KSTEL		150	60	85	385	10	40	41	24	69



## Lampiran 8 : Kondisi awal rel simulasi 1

No	Rel			V Awal		Pembangkitan		Beban Motor		Beban Statis		Batas Mvar	
	ID	Tipe	Nom. kV	% Mag	Sud.	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	Maks.	Min.
1	ALINDO5	Beban	150	100	0			8.8	0	2.2	0		
2	ANCOL5	Beban	150	100	0			68.799	20.003	17.2	5.001		
3	ANGKE5	Beban	150	100	0			99.998	30.405	25	7.601		
4	ASAH5	Beban	150	100	0			136	44.008	33.999	11.002		
5	BOKMY5	Beban	150	100	0			79.198	35.203	19.8	8.801		
6	BGBRU5	Beban	150	100	0			173.61	54.386	43.401	13.596		
7	BKASI5	Gen.	150	100	0	680	0	94.398	32.806	23.6	8.202	80	0
8	BLRJA5	Beban	150	100	0			59.2	19.999	14.8	5		
9	BNTRO5	Beban	150	100	0			46.399	9.605	11.6	2.401		
10	CILEGON GT1.1	Gen.	15.75	100	0	145	0					73	73
11	CILEGON GT1.2	Gen.	15.75	100	0	145	0					73	73
12	CILEGON ST1.3	Gen.	15.75	100	0	181	0					-10	-10
13	MKBRU GB1.1	Gen.	17.5	100	0	67	0					50	41
14	MKBRU GB1.2	Gen.	17.5	100	0	84	0					63	41
15	MKBRU GB1.3	Gen.	17.5	100	0	67	0					50	41
16	MKBRU SB1	Gen.	17.5	100	0	124	0						
17	PRBRT GB1.1	Gen.	15.75	100	0	88	0					51	51
18	PRBRT GB1.2	Gen.	15.75	100	0	87	0					52	52
19	PRBRT GB1.3	Gen.	15.75	100	0	96	0					57	57
20	PRBRT GB2.1	Gen.	15.75	100	0	86	0					60	60
21	PRBRT GB2.2	Gen.	15.75	100	0	86	0					14	14
22	PRBRT GB2.3	Gen.	15.75	100	0	96	0					14	14
23	PRBRT SB1	Gen.	18	100	0	135	0					19	19
24	PRBRT SB2	Gen.	18	100	0	97	0					63	63
25	PLTP SLBRU4	Gen.	11.8	100	0	61	0					8	8
26	PLTP SLBRU5	Gen.	11.8	100	0	61	0					6	6
27	PLTP SLBRU6	Gen.	11.8	100	0	61	0					4	4
28	PLTP SLLMA1	Gen.	11.8	100	0	51	0					13	13
29	PLTP SLLMA2	Gen.	11.8	100	0	56	0					13	13
30	PLTP SLLMA3	Gen.	11.8	100	0	58	0					15	15
31	PLTU MKLMA1	Gen.	11.5	100	0	85	0					72	25
32	PLTU MKLMA2	Gen.	11.5	100	0	85	0					72	25
33	PLTU MKLMA3	Gen.	11.5	100	0	85	0					72	25
34	PLTU MKLMA4	Gen.	17.5	100	0	111	0					85	62
35	PLTU MKLMA5	Gen.	17.5	100	0	116	0					90	85
36	CBBRU5	Beban	150	100	0			38.399	20.802	9.6	5.201		
37	CIBNG5	Ayun	150	100	0	670	0	176.8	60.001	44.199	15	320	0
38	CIPNG5	Beban	150	100	0			52.799	20.003	13.2	5.001		
39	CITRA5	Beban	150	100	0			45.601	15.197	11.4	3.799		
40	CKNDE5	Beban	150	100	0			25.598	12.003	6.4	3.001		
41	CKUPA5	Beban	150	100	0			63.999	24.001	16	6		
42	CLBRU5	Gen.	150	100	0	340	0	17.599	4.802	4.4	1.201	160	0
43	CLDUG5	Beban	150	100	0			21.601	6.398	5.4	1.599		
44	CLLMA5	Beban	150	100	0			7.2	1.6	1.8	0.4		
45	CMGIS5	Beban	150	100	0			69.601	23.198	17.4	5.8		
46	CNKR5	Beban	150	100	0			100	34.402	25	8.6		
47	CSW5	Beban	150	100	0			54.401	18.397	13.6	4.599		
48	CWANG5	Beban	150	100	0			93.599	30.402	23.4	7.6		
49	CWBURU5	Gen.	150	100	0	650	0	28.799	8.002	7.2	2	220	0
50	DEPOK5	Gen.	150	100	0	280	0	28.8	9.598	7.2	2.4	55	0
51	DKSBI5	Beban	150	100	0			100.8	36.803	25.2	9.201		
52	DKTAS5	Beban	150	100	0			24.8	12	6.2	3		
53	DNYSAS5	Beban	150	100	0			64.001	25.596	16	6.399		
54	DTIGA5	Beban	150	100	0			48.001	15.998	12	3.999		
55	GBBRU5	Beban	150	100	0			84.001	23.996	21	5.999		
56	GDPLA5	Beban	150	100	0			45.6	15.998	11.4	3.999		
57	GISGB5	Beban	150	100	0			46.402	20.797	11.6	5.199		
58	GNDUL5	Gen.	150	100	0	740	0	68	15.203	17	3.801	10	0
59	GNPPN5	Beban	150	100	0			45.599	20.801	11.4	5.2		
60	GRGOL5	Beban	150	100	0			55.199	21.602	13.8	5.401		

(lanjutan)

No	Rel			V Awal		Pembangkitan		Beban Motor		Beban Statis		Batas Mvar	
	ID	Tipe	Nom. kV	%Mag	Sud.	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	Maks.	Min.
61	GUCLG5	Beban	150	100	0								
62	ITP5	Beban	150	100	0			48.002	0.679		12	0.17	
63	JTAKE5	Beban	150	100	0			35.198	29.611	23.799	7.403		
64	JTRGN5	Beban	150	100	0			86.399	17.607	16.6	4.402		
65	KARET5	Beban	150	100	0			57.601	20.799	14.4	5.2		
66	KBJRK5	Beban	150	100	0			39.674	25.315	22.418	6.329		
67	KBNGN5	Gen.	150	100	0	390	0	84.801	23.996	21.2	5.999	390	0
68	KBSRH5	Beban	150	100	0			36	10.4	9	2.6		
69	KDSP15	Beban	150	100	0			21.6	9.601	5.4	2.4		
70	KMANG5	Beban	150	100	0			95.596	22.415	21.399	5.604		
71	KMYRN5	Beban	150	100	0			57.6	20.8	14.4	5.2		
72	KOPO5	Beban	150	100	0			20.801	6.399	5.2	1.6		
73	KPBRU5	Beban	150	100	0			62.401	23.998	15.6	5.999		
74	KSTEL5	Beban	150	100	0			7.999	32	2	8		
75	KTPNG5	Beban	150	100	0			58.397	24.806	14.599	6.201		
76	LEGOK5	Beban	150	100	0			20	4.799	5	1.2		
77	LKONG5	Beban	150	100	0			23.999	6.403	6	1.601		
79	LMK5	Beban	150	100	0								
79	MAXIM5	Beban	150	100	0			74.402	9.549	18.601	2.387		
80	MGBSR5	Beban	150	100	0			48	21.599	12	5.4		
81	MGRAJ5	Beban	150	100	0			16	0	4	0		
82	MITSU5	Beban	150	100	0								
83	MKBRU5	Beban	150	100	0			56.002	23.998	14	5.999		
84	MKLMA5	Beban	150	100	0								
85	MNTUR5	Beban	150	100	0			47.202	11.194	11.8	2.798		
86	MPBRU5	Beban	150	100	0			35.199	29.604	23.8	7.401		
87	MPDUJ5	Beban	150	100	0								
88	MRNDA5	Beban	150	100	0			66.401	16.798	15.6	4.2		
89	PDGNGK5	Beban	150	100	0								
90	POKLP5	Beban	150	100	0			88.002	28.794	22	7.199		
91	PELDO5	Beban	150	100	0			20.8	4.001	5.2	1		
92	PENJ5	Beban	150	100	0			15.999	4.801	4	1.2		
93	PDGNGG5	Beban	150	100	0			120	44.801	30	11.2		
94	PGLGN5	Beban	150	100	0			39.289	7.308	9.822	1.827		
95	PGSAN5	Beban	150	100	0			68.002	19.193	17.001	4.798		
96	PKRNG5	Beban	150	100	0								
97	PLMAS5	Beban	150	100	0			48.8	17.6	12.2	4.4		
98	PLPNG5	Beban	150	100	0			103.2	33.605	25.8	8.401		
87	MPDUJ5	Beban	150	100	0								
88	MRNDA5	Beban	150	100	0			66.401	16.798	15.6	4.2		
89	PDGNGK5	Beban	150	100	0								
90	POKLP5	Beban	150	100	0			88.002	28.794	22	7.199		
99	POLY5	Beban	150	100	0								
100	PRBRT5	Beban	150	100	0								
101	PRTMR5	Beban	150	100	0			12.8	19.2	3.2	4.8		
102	PSKMS5	Beban	150	100	0			58.4	16	14.6	4		
103	PTKNG5	Beban	150	100	0			87.202	27.193	21.801	6.798		
104	PUCAM5	Beban	150	100	0			60	12.796	15	3.199		
105	SEMEN5	Beban	150	100	0			14.4	6.401	3.6	1.6		
106	SLEBU5	Beban	150	100	0								
107	SLIRA5	Beban	150	100	0			82.402	27.996	20.6	6.999		
108	SLLMA5	Beban	150	100	0								
109	SNTUL5	Beban	150	100	0			31.201	12.797	7.8	3.199		
110	SNYAN5	Beban	150	100	0			74.401	22.397	18.6	5.599		
111	SPONG5	Beban	150	100	0			77.6	24.001	19.4	6		
112	SPTAN5	Beban	150	100	0			25.6	8.799	6.4	2.2		
113	SRANG5	Beban	150	100	0			75.999	18.405	19	4.601		
114	SRLYA5	Gen.	150	100	0	195	0	16	0	0.4	0	70	0
115	STBDJ5	Beban	150	100	0			70.402	34.397	17.6	8.599		
116	TGERU5	Beban	150	100	0			34.4	12	8.6	3		
117	TGRNG5	Beban	150	100	0			96	49.602	24	12.401		
118	TLNGA5	Beban	150	100	0			41.598	8.81	10.4	2.203		
119	TOSAN5	Beban	150	100	0			23.999	12.001	6	3		
120	TRKSA5	Beban	150	100	0			37.601	11.198	9.4	2.8		
Jumlah total rel : 120						5808	0	4410.6	1482.1	1102.6	370.52		

## Lampiran 9 : Kondisi awal rel simulasi 2

No	Rel			V Awal		Pembangkitan		Beban Motor		Beban Statis		Batas Mvar	
	ID	Tipe	Nom. kV	% Mag	Sud.	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	Maks.	Min.
1	ALIND05	Beban	150	100	0			8.8	0	2.2	0		
2	ANC05	Beban	150	100	0			68.8	20	17.2	5.001		
3	ANGKE5	Beban	150	100	0			100	30.41	25	7.601		
4	ASAH5	Beban	150	100	0			136	44.01	34	11		
5	BDKMY5	Beban	150	100	0			79.2	35.2	19.8	8.801		
6	BGBRU5	Beban	150	100	0			173.6	54.39	43.4	13.6		
7	BKAS15	Beban	150	100	0			94.4	32.81	23.6	8.202		
8	BKAS17	Beban	500	100	0	0	-200						
9	BLRJA5	Beban	150	100	0			59.2	20	14.8	5		
10	BNTRO5	Beban	150	100	0			46.4	3.605	11.6	2.401		
11	CILEGON GT1.1	Gen.	15.75	100	0	145	0					73	73
12	CILEGON GT1.2	Gen.	15.75	100	0	145	0					73	73
13	CILEGON GT1.3	Gen.	15.75	100	0	181	0					10	-10
14	MKBRU GB1.1	Gen.	17.5	100	0	67	0					50	50
15	MKBRU GB1.2	Gen.	17.5	100	0	84	0					63	63
16	MKBRU GB1.3	Gen.	17.5	100	0	67	0					50	50
17	MKBRU 3B1	Gen.	17.5	100	0	124	0						
18	PRBRT GB1.1	Gen.	15.75	100	0	88	0					51	51
19	PRBRT GB1.2	Gen.	15.75	100	0	87	0					52	52
20	PRBRT GB1.3	Gen.	15.75	100	0	96	0					57	57
21	PRBRT GB2.1	Gen.	15.75	100	0	86	0					60	60
22	PRBRT GB2.2	Gen.	15.75	100	0	86	0					14	14
23	PRBRT GB2.3	Gen.	15.75	100	0	96	0					14	14
24	PRBRT 3B1	Gen.	18	100	0	135	0					19	19
25	PRBRT 3B2	Gen.	18	100	0	97	0					63	63
26	SLBRU4	Gen.	11.8	100	0	61	0					8	8
27	SLBRU5	Gen.	11.8	100	0	61	0					6	6
28	SLBRU6	Gen.	11.8	100	0	61	0					4	4
29	SLLMA1	Gen.	11.8	100	0	51	0					13	13
30	SLLMA2	Gen.	11.8	100	0	56	0					13	13
31	SLLMA3	Gen.	11.8	100	0	58	0					15	15
32	MKLMA1	Gen.	11.5	100	0	85	0					72	72
33	MKLMA2	Gen.	11.5	100	0	85	0					72	72
34	MKLMA3	Gen.	11.5	100	0	85	0					72	72
35	MKLMA4	Gen.	17.5	100	0	111	0					85	85
36	MKLMA5	Gen.	17.5	100	0	116	0					90	90
37	SRLYA1	Gen.	23	100	0	363	0					150	150
38	SRLYA2	Gen.	23	100	0	396	0					150	150
39	SRLYA3	Gen.	23	100	0	370	0					130	130
40	SRLYA4	Gen.	23	100	0	365	0					150	150
41	SRLYA5	Gen.	23	100	0	517	0					290	290
42	SRLYA6	Gen.	23	100	0	546	0					262	262
43	SRLYA7	Gen.	23	100	0	514	0					241	241
44	CBBRU5	Beban	150	100	0			38.4	20.8	3.6	5.201		
45	CIBNG5	Beban	150	100	0			176.8	60	44.2	15		
46	CIBNG7	Ayun	500	100	0	0	-200						
47	CIPNG5	Beban	150	100	0			52.8	20	13.2	5.001		
48	CITRA5	Beban	150	100	0			45.6	15.2	11.4	3.793		
49	CKNDE5	Beban	150	100	0			25.6	12	6.4	3.001		
50	CKUPA5	Beban	150	100	0			64	24	16	6		
51	CLBRU5	Beban	150	100	0			17.6	4.802	4.4	1.201		
52	CLBRU7	Beban	500	100	0	0	-300						
53	CLDUG5	Beban	150	100	0			21.6	6.398	5.4	1.593		
54	CLLMA5	Beban	150	100	0			7.2	1.6	1.8	0.4		
55	CMGIS5	Beban	150	100	0			69.6	23.2	17.4	5.8		
56	CNKRGS	Beban	150	100	0			100	34.4	25	8.6		
57	C3w5	Beban	150	100	0			54.4	18.4	13.6	4.593		
58	CwANG5	Beban	150	100	0			33.6	30.4	23.4	7.6		
59	CwANG7	Beban	500	100	0	0	-200						
60	CwBRU5	Beban	150	100	0			28.8	8.002	7.2	2		
61	DEPOK5	Beban	150	100	0			28.8	3.598	7.2	2.4		
62	DEPOK7	Beban	500	100	0	0	-200						
63	DKSBI5	Beban	150	100	0			100.8	36.8	25.2	9.201		
64	DKTAS5	Beban	150	100	0			24.8	12	6.2	3		
65	DNYSAS	Beban	150	100	0			64	25.6	16	6.393		
66	DTIGA5	Beban	150	100	0			48	16	12	3.993		
67	GGBRU5	Beban	150	100	0			84	24	21	5.993		
68	GDPLA5	Beban	150	100	0			45.6	16	11.4	3.993		

(lanjutan)

No	Rel			V Awal		Pembangkitan		Beban Motor		Beban Statis		Batas Mvar	
	ID	Tipe	Nom. kV	% Mag	Sud.	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	Maks.	Min.
69	GISGB5	Beban	150	100	0			46.4	20.8	11.6	5.199		
70	GNDUL5	Beban	150	100	0			68	15.2	17	3.801		
71	GNDUL7	Beban	500	100	0	0	-200						
72	GNPPN5	Beban	150	100	0			45.6	20.8	11.4	5.2		
73	GRGOL5	Beban	150	100	0			55.2	21.6	13.8	5.401		
74	GUCLG5	Beban	150	100	0								
75	ITP5	Beban	150	100	0			48	0.679	12	0.17		
76	JTAKE5	Beban	150	100	0			95.2	29.61	23.8	7.403		
77	JTRGN5	Beban	150	100	0			66.4	17.61	16.6	4.402		
78	KARET5	Beban	150	100	0			57.6	20.8	14.4	5.2		
79	KBJRK5	Beban	150	100	0			89.67	25.32	22.42	6.329		
80	KBNGN5	Beban	150	100	0			84.8	24	21.2	5.999		
81	KBNGN7	Beban	500	100	0	0	-200						
82	KBSPH5	Beban	150	100	0			36	10.4	9	2.6		
83	KDSP15	Beban	150	100	0			21.6	9.601	5.4	2.4		
84	KMANG5	Beban	150	100	0			85.6	22.42	21.4	5.604		
85	KMYRN5	Beban	150	100	0			57.6	20.8	14.4	5.2		
86	KOPD5	Beban	150	100	0			20.8	6.399	5.2	1.6		
87	KRBRU5	Beban	150	100	0			62.4	24	15.6	5.999		
88	KSTEL5	Beban	150	100	0			7.999	32	2	8		
89	KTPNG5	Beban	150	100	0			58.4	24.81	14.6	6.201		
90	LEGOK5	Beban	150	100	0			20	4.799	5	1.2		
91	LKONG5	Beban	150	100	0			24	6.403	6	1.601		
92	LMK5	Beban	150	100	0								
93	MAXIM5	Beban	150	100	0			74.4	9.549	18.6	2.387		
94	MGBSR5	Beban	150	100	0			48	21.6	12	5.4		
95	MGRA15	Beban	150	100	0			16	0	4	0		
96	MKBRU5	Beban	150	100	0			56	24	14	5.999		
97	MKLMA5	Beban	150	100	0								
98	MNTUR5	Beban	150	100	0			47.2	11.19	11.8	2.798		
99	MPBRU5	Beban	150	100	0			95.2	29.6	23.8	7.401		
100	MPDUA5	Beban	150	100	0								
101	MRNDA5	Beban	150	100	0			66.4	16.8	16.6	4.2		
102	MTSUI5	Beban	150	100	0								
103	PDKLP5	Beban	150	100	0			88	28.79	22	7.199		
104	PELDO5	Beban	150	100	0			20.8	4.001	5.2	1		
105	PEN15	Beban	150	100	0			16	4.801	4	1.2		
106	PGDNGG5	Beban	150	100	0			120	44.8	30	11.2		
107	PGDNGK5	Beban	150	100	0								
108	PGLGM5	Beban	150	100	0			39.29	7.308	9.822	1.827		
109	PGSAM5	Beban	150	100	0			68	19.19	17	4.798		
110	PKRNG5	Beban	150	100	0								
111	PLMA35	Beban	150	100	0			48.8	17.6	12.2	4.4		
112	PLPNG5	Beban	150	100	0			103.2	33.61	25.8	8.401		
113	POLY5	Beban	150	100	0								
114	PRBRT5	Beban	150	100	0								
115	PRTMR5	Beban	150	100	0			12.8	19.2	3.2	4.8		
116	PSKMS5	Beban	150	100	0			58.4	16	14.6	4		
117	PTKNG5	Beban	150	100	0			87.2	27.19	21.8	6.798		
118	PUCAM5	Beban	150	100	0			60	12.8	15	3.199		
119	SEMEN5	Beban	150	100	0			14.4	6.401	3.6	1.6		
120	SLBRU5	Beban	150	100	0								
121	SLIRA5	Beban	150	100	0			82.4	28	20.6	6.999		
122	SLLMA5	Beban	150	100	0								
123	SNTUL5	Beban	150	100	0			31.2	12.8	7.8	3.199		
124	SNYAN5	Beban	150	100	0			74.4	22.4	18.6	5.599		
125	SPONG5	Beban	150	100	0			77.6	24	19.4	6		
126	SPTAN5	Beban	150	100	0			25.6	8.799	6.4	2.2		
127	SRANG5	Beban	150	100	0			76	18.41	19	4.601		
128	SRLYA5	Beban	150	100	0			1.6	0	0.4	0		
129	SRLYA7	Beban	500	100	0	0	-400						
130	STBD15	Beban	150	100	0			70.4	34.4	17.6	8.599		
131	TGBRU5	Beban	150	100	0			34.4	12	8.6	3		
132	TGRNG5	Beban	150	100	0			96	49.6	24	12.4		
133	TLNGA5	Beban	150	100	0			41.6	8.81	10.4	2.203		
134	TOSAN5	Beban	150	100	0			24	12	6	3		
135	TRKSA5	Beban	150	100	0			37.6	11.2	9.4	2.8		
Jumlah total rel : 135								4392	1480	1038	369.9	2472	2452

## Lampiran 10 : Hubungan percabangan

No.	Percabangan		Hubungan		% Imp. Urutan Positif, 100 MVAb			
	ID	Tipe	Dari Rel	Ke Rel	R	X	Z	Y
1	IBT1_IBKASI75	Trafo	BKASI7	BKASI5	0.04	2.16	2.16	
2	IBT1_ICIBNG75	Trafo	CIBNG7	CIBNG5	0.05	2.58	2.58	
3	IBT1_ICLBRU75	Trafo	CLBRU7	CLBRU5	0.06	3.01	3.01	
4	IBT1_ICWANG75	Trafo	CWANG7	CWBRU5	0.04	2.18	2.18	
5	IBT1_IDEPOK75	Trafo	DEPOK7	DEPOK5	0.04	1.98	1.98	
6	IBT1_IGNDUL75	Trafo	GNDUL7	GNDUL5	0.04	2.1	2.1	
7	IBT1_KBNGN75	Trafo	KBNGN7	KBNGN5	0.06	2.88	2.88	
8	IBT1_ISRLYA75	Trafo	SRLYA7	SRLYA5	0.05	2.31	2.31	
9	IBT2_IBKASI75	Trafo	BKASI7	BKASI5	0.04	2.16	2.16	
10	IBT2_ICIBNG75	Trafo	CIBNG7	CIBNG5	0.05	2.51	2.51	
11	IBT2_ICLBRU75	Trafo	CLBRU7	CLBRU5	0.06	3.01	3.01	
12	IBT2_ICWANG75	Trafo	CWANG7	CWBRU5	0.04	2.18	2.18	
13	IBT2_IGNDUL75	Trafo	GNDUL7	GNDUL5	0.04	2.1	2.1	
14	IBT2_KBNGN75	Trafo	KBNGN7	KBNGN5	0.06	2.84	2.84	
15	IBT2_ISRLYA75	Trafo	SRLYA7	SRLYA5	0.06	3.07	3.08	
16	MTR GT1_1MKBRU5	Trafo	BusMKBRU GB1.1	MKBRU5	0.09	3.72	3.72	
17	MTR GT1_ISRLYA7	Trafo	BusSRLYA1	SRLYA7	0.04	2.13	2.13	
18	MTR GT2_1MKBRU5	Trafo	BusMKBRU GB1.2	MKBRU5	0.09	3.72	3.72	
19	MTR GT2_ISRLYA7	Trafo	BusSRLYA2	SRLYA7	0.04	2.13	2.13	
20	MTR GT3_1MKBRU5	Trafo	BusMKBRU GB1.3	MKBRU5	0.09	3.72	3.72	
21	MTR GT3_ISRLYA7	Trafo	BusSRLYA3	SRLYA7	0.04	2.13	2.13	
22	MTR GT4_ISRLYA7	Trafo	BusSRLYA4	SRLYA7	0.04	2.13	2.13	
23	MTR GT5_ISRLYA7	Trafo	BusSRLYA5	SRLYA7	0.03	1.33	1.33	
24	MTR GT6_ISRLYA7	Trafo	BusSRLYA6	SRLYA7	0.03	1.33	1.33	
25	MTR GT7_ISRLYA7	Trafo	BusSRLYA7	SRLYA7	0.03	1.33	1.33	
26	MTR GT11_1GUCLG5.1	Trafo	BusCILEGON GT1.2	GUCLG5	0.07	3.25	3.25	
27	MTR GT11_1GUCLG5.2	Trafo	BusCILEGON GT1.1	GUCLG5	0.07	3.25	3.25	
28	MTR GT11_1GUCLG5.3	Trafo	BusCILEGON ST1.3	GUCLG5	0.07	3.25	3.25	
29	MTR GT11_1PRBRT5	Trafo	BusPRBRT GB1.1	PRBRT5	0.07	3.25	3.25	
30	MTR GT12_1PRBRT5	Trafo	BusPRBRT GB1.2	PRBRT5	0.07	3.25	3.25	
31	MTR GT13_1PRBRT5	Trafo	BusPRBRT GB1.3	PRBRT5	0.07	3.25	3.25	
32	MTR GT14_1PRBRT5	Trafo	BusPRBRT SB1	PRBRT5	0.08	4.04	4.04	
33	MTR GT21_1PRBRT5	Trafo	BusPRBRT GB2.1	PRBRT5	0.07	3.25	3.25	
34	MTR GT22_1PRBRT5	Trafo	BusPRBRT GB2.2	PRBRT5	0.07	3.25	3.25	
35	MTR GT23_1PRBRT5	Trafo	BusPRBRT GB2.3	PRBRT5	0.07	3.25	3.25	
36	MTR GT24_1PRBRT5	Trafo	BusPRBRT SB2	PRBRT5	0.08	4.04	4.04	
37	MTR PLTP1_ISLLMA5	Trafo	BusSLLMA1	SLLMA5	0.32	10.91	10.92	
38	MTR PLTP2_ISLLMA5	Trafo	BusSLLMA2	SLLMA5	0.32	10.91	10.92	
39	MTR PLTP3_ISLLMA5	Trafo	BusSLLMA3	SLLMA5	0.32	10.91	10.92	
40	MTR PLTP4_ISLBRU5	Trafo	BusSLBRU4	SLBRU5	0.32	10.91	10.92	
41	MTR PLTP5_ISLBRU5	Trafo	BusSLBRU5	SLBRU5	0.32	10.91	10.92	
42	MTR PLTP6_ISLBRU5	Trafo	BusSLBRU6	SLBRU5	0.32	10.91	10.92	
43	MTR PLTU1_1MKLMA5	Trafo	BusMKLMA1	MKLMA5	0.18	7.44	7.44	
44	MTR PLTU2_1MKLMA5	Trafo	BusMKLMA2	MKLMA5	0.18	7.44	7.44	
45	MTR PLTU3_1MKLMA5	Trafo	BusMKLMA3	MKLMA5	0.18	7.44	7.44	
46	MTR PLTU4_1MKLMA5	Trafo	BusMKLMA4	MKLMA5	0.09	3.72	3.72	
47	MTR PLTU5_1MKLMA5	Trafo	BusMKLMA5	MKLMA5	0.09	3.72	3.72	
48	MTR ST1_1MKBRU5	Trafo	BusMKBRU SB1	MKBRU5	0.1	4.3	4.3	
49	ANGKE-KTPNG-1	Kabel	KTPNG5	ANGKE5	0.21	0.32	0.39	
50	ANGKE-KTPNG-2	Kabel	KTPNG5	ANGKE5	0.21	0.32	0.39	
51	BDKMY-KBSRH-1	Kabel	KBSRH5	BDKMY5	0.04	0.13	0.14	
52	BDKMY-KBSRH-2	Kabel	KBSRH5	BDKMY5	0.04	0.13	0.14	
53	CLBRU-ALNDO	Kabel	CLBRU5	ALNDO5	0.08	0.15	0.17	
54	CLLMA-KSTEL-1	Kabel	CLLMA5	KSTEL5	0.12	0.18	0.21	
55	CLLMA-KSTEL-2	Kabel	CLLMA5	KSTEL5	0.12	0.18	0.21	
56	CWANG-CWBRU-1	Kabel	CWBRU5	CWANG5	0	0.01	0.01	
57	CWANG-CWBRU-2	Kabel	CWBRU5	CWANG5	0	0.01	0.01	
58	CWANG-STBDI-1	Kabel	CWANG5	STBDI5	0.21	0.68	0.71	
59	CWANG-STBDI-2	Kabel	CWANG5	STBDI5	0.21	0.68	0.71	
60	DKSBI-KBJRK-1	Kabel	KBJRK5	DKSBI5	0.15	0.5	0.52	
61	DKSBI-KBJRK-2	Kabel	KBJRK5	DKSBI5	0.15	0.5	0.52	
62	DNYSIA-MPBRU	Kabel	MPBRU5	DNYSIA5	0.1	0.15	0.18	

(lanjutan)

No.	Percabangan		Hubungan		% Imp. Urutan Positif, 100 MVAb			
	ID	Tipe	Dari Rel	Ke Rel	R	X	Z	Y
63	GDPLA-GBBRU-1	Kabel	GDPLA5	GBBRU5	0.2	0.4	0.45	
64	GDPLA-GBBRU-2	Kabel	GDPLA5	GBBRU5	0.2	0.4	0.45	
65	GNDUL-KMANG-1	Kabel	KMANG5	GNDUL5	0.17	0.55	0.58	
66	GNDUL-KMANG-2	Kabel	KMANG5	GNDUL5	0.17	0.55	0.58	
67	JTAKE-MAXIM-1	Kabel	JTAKE5	MAXIM5	0.04	0.06	0.08	
68	JTAKE-MAXIM-2	Kabel	JTAKE5	MAXIM5	0.04	0.06	0.08	
69	KBJRK-KRBRU-1	Kabel	KRBRU5	KBJRK5	0.21	0.32	0.38	
70	KBJRK-KRBRU-2	Kabel	KRBRU5	KBJRK5	0.21	0.32	0.38	
71	KBNGN-DKSBI-1	Kabel	DKSBI5	KBNGN5	0.1	0.33	0.35	
72	KBNGN-DKSBI-2	Kabel	DKSBI5	KBNGN5	0.1	0.33	0.35	
73	MGBSR-KMYRN-1	Kabel	MGBSR5	KMYRN5	0.09	0.2	0.22	
74	MGBSR-KMYRN-2	Kabel	MGBSR5	KMYRN5	0.09	0.2	0.22	
75	MKLMA-BDKMY-1	Kabel	MKLMA5	BDKMY5	0.15	0.5	0.52	
76	MKLMA-BDKMY-2	Kabel	MKLMA5	BDKMY5	0.15	0.5	0.52	
77	MPDUA-GNPPN	Kabel	MPBRU5	GNPPN5	0.14	0.19	0.23	
78	PGSAN-TOSAN-1	Kabel	PGSAN5	TOSAN5	0.09	0.14	0.16	
79	PGSAN-TOSAN-2	Kabel	PGSAN5	TOSAN5	0.09	0.14	0.16	
80	PLMAS-MGRAI-1	Kabel	MGRAI5	PLMAS5	0.12	0.38	0.4	
81	PLMAS-MGRAI-2	Kabel	MGRAI5	PLMAS5	0.12	0.38	0.4	
82	PLPNG-GBBRU-2	Kabel	GBBRU5	PLPNG5	0.13	0.25	0.28	
83	PLPNG-GBBRU-3	Kabel	GBBRU5	PLPNG5	0.06	0.2	0.21	
84	PRTMR-ANCOL-1	Kabel	PRTMR5	ANCOL5	0.16	0.33	0.37	
85	PRTMR-ANCOL-2	Kabel	PRTMR5	ANCOL5	0.16	0.33	0.37	
86	PRTMR-PLPNG-1	Kabel	PRTMR5	PLPNG5	0.17	0.33	0.37	
87	PTKNG-SNYAN-1	Kabel	SNYAN5	PTKNG5	0.14	0.45	0.47	
88	PTKNG-SNYAN-2	Kabel	SNYAN5	PTKNG5	0.14	0.45	0.47	
89	SNYAN-DNYSA	Kabel	DNYSA5	SNYAN5	0.13	0.19	0.23	
90	SNYAN-GNPPN	Kabel	GNPPN5	SNYAN5	0.39	0.54	0.67	
91	ANCOL-KMYRN-1	Saluran	ANCOL5	KMYRN5	0.11	0.77	0.78	
92	ANCOL-KMYRN-2	Saluran	ANCOL5	KMYRN5	0.11	0.77	0.78	
93	ANGKE-ANCOL-1	Saluran	ANCOL5	ANGKE5	0.28	0.81	0.86	
94	ANGKE-ANCOL-2	Saluran	ANCOL5	ANGKE5	0.28	0.81	0.86	
95	ANGKE-KARET-1	Saluran	ANGKE5	KARET5	0.24	0.72	0.76	
96	ANGKE-KARET-2	Saluran	ANGKE5	KARET5	0.24	0.72	0.76	
97	ANGKE-MKLMA-1	Saluran	ANGKE5	MKLMA5	0.12	0.37	0.39	
98	ANGKE-MKLMA-2	Saluran	ANGKE5	MKLMA5	0.12	0.37	0.39	
99	ASAHI-POLY	Saluran	ASAHI5	POLY5	0.05	0.25	0.25	
100	BGBRU-CBBRU	Saluran	BGBRU5	CBBRU5	0.79	5.75	5.8	
101	BGBRU-SLBRU	Saluran	BGBRU5	SLBRU5	0.93	6.72	6.79	
102	BKASI-CIBNG	Saluran	BKASI7	CIBNG7	0.04	0.43	0.43	36.972
103	BKASI-CWANG	Saluran	BKASI7	CWANG7	0.02	0.19	0.19	16.6725
104	BKASI-KDSPI	Saluran	BKASI5	KDSPI5	0.21	1.42	1.44	
105	BKASI-MRND-1	Saluran	BKASI5	MRND-1	0.33	1.31	1.35	
106	BKASI-MRND-2	Saluran	BKASI5	MRND-2	0.33	1.31	1.35	
107	BKASI-PDKLP-1	Saluran	BKASI5	PDKLP-1	0.12	0.82	0.83	
108	BKASI-PDKLP-2	Saluran	BKASI5	PDKLP-2	0.12	0.82	0.83	
109	BKASI-PLPNG	Saluran	BKASI5	PLPNG5	0.29	2.01	2.03	
110	BLRJA-CITRA-1	Saluran	BLRJA5	CITRA5	0.21	1.5	1.51	
111	BLRJA-CITRA-2	Saluran	BLRJA5	CITRA5	0.21	1.5	1.51	
112	BNTRD-SPONG	Saluran	BNTRD5	SPONG5	0.95	2.87	3.03	
113	CIBNG-CLBRU	Saluran	CIBNG7	CLBRU7	0.13	1.47	1.48	127.54
114	CIBNG-CMGIS-1	Saluran	CIBNG5	CMGIS5	0.17	0.81	0.83	
115	CIBNG-CMGIS-2	Saluran	CIBNG5	CMGIS5	0.17	0.81	0.83	
116	CIBNG-DEPOK-1	Saluran	DEPOK7	CIBNG7	0.05	0.52	0.52	45.045
117	CIBNG-DEPOK-2	Saluran	DEPOK7	CIBNG7	0.05	0.52	0.52	45.045
118	CIBNG-JTRGN-1	Saluran	JTRGN5	CIBNG5	0.36	2.44	2.46	
119	CIBNG-JTRGN-2	Saluran	JTRGN5	CIBNG5	0.36	2.44	2.46	
120	CIBNG-SEMEN-1	Saluran	CIBNG5	SEMEN5	0.15	0.74	0.76	
121	CIBNG-SEMEN-2	Saluran	CIBNG5	SEMEN5	0.15	0.74	0.76	
122	CIPNG-PLMAS-1	Saluran	CIPNG5	PLMAS5	0.06	0.42	0.43	
123	CIPNG-PLMAS-2	Saluran	CIPNG5	PLMAS5	0.06	0.42	0.43	
124	CITRA-LEGOK-1	Saluran	CITRA5	LEGOK5	0.27	1.97	1.99	

(lanjutan)

No.	Percabangan		Hubungan		% Imp. Urutan Positif, 100 MVAb			
	ID	Tipe	Dari Rel	Ke Rel	R	X	Z	Y
125	CITRA-LEGOK-2	Saluran	CITRA5	LEGOK5	0.27	1.97	1.99	
126	CITRA-TRKSA-1	Saluran	CITRA5	TRKSA5	0.18	1.25	1.26	
127	CITRA-TRKSA-2	Saluran	CITRA5	TRKSA5	0.18	1.25	1.26	
128	CKNDE-BLRJA-1	Saluran	BLRJA5	CKNDE5	0.2	1.41	1.43	
129	CKNDE-BLRJA-2	Saluran	BLRJA5	CKNDE5	0.2	1.41	1.43	
130	CKNDE-PUCAM-1	Saluran	CKNDE5	PUCAM5	0.06	0.4	0.4	
131	CKNDE-PUCAM-2	Saluran	CKNDE5	PUCAM5	0.06	0.4	0.4	
132	CKNDE-SRANG-1	Saluran	CKNDE5	SRANG5	0.37	2.72	2.75	
133	CKNDE-SRANG-2	Saluran	CKNDE5	SRANG5	0.37	2.72	2.75	
134	CKUPA-BLRJA-1	Saluran	CKUPA5	BLRJA5	0.19	1.41	1.42	
135	CKUPA-BLRJA-2	Saluran	CKUPA5	BLRJA5	0.19	1.41	1.42	
136	CKUPA-CLDUG	Saluran	CLDUG5	CKUPA5	0.11	1.54	1.55	
137	CKUPA-JTAKE-1	Saluran	JTAKE5	CKUPA5	0.12	0.9	0.91	
138	CKUPA-JTAKE-2	Saluran	JTAKE5	CKUPA5	0.12	0.9	0.91	
139	CKUPA-KBNGN	Saluran	KBNGN5	CKUPA5	0.25	3.43	3.44	
140	CKUPA-PSKMS-1	Saluran	CKUPA5	PSKMS5	0.2	1.02	1.04	
141	CKUPA-PSKMS-2	Saluran	CKUPA5	PSKMS5	0.2	1.02	1.04	
142	CLBRU-ASAHI-1	Saluran	CLBRU5	ASAHI5	0.67	3.19	3.26	
143	CLBRU-ASAHI-2	Saluran	CLBRU5	ASAHI5	0.67	3.19	3.26	
144	CLBRU-ASAHI-3	Saluran	CLBRU5	ASAHI5	0.26	1.88	1.9	
145	CLBRU-CLLMA	Saluran	CLBRU5	CLLMA5	0.11	0.54	0.55	
146	CLBRU-KSTEL-1	Saluran	CLBRU5	KSTEL5	0.07	0.5	0.5	
147	CLBRU-KSTEL-2	Saluran	CLBRU5	KSTEL5	0.07	0.5	0.5	
148	CLBRU-POLY	Saluran	CLBRU5	POLY5	0.22	1.62	1.63	
149	CLBRU-SRANG-1	Saluran	SRANG5	CLBRU5	0.4	2.72	2.75	
150	CLBRU-SRANG-2	Saluran	SRANG5	CLBRU5	0.4	2.72	2.75	
151	CNKRK-DKSBI-1	Saluran	CNKRK5	DKSBI5	0.38	1.88	1.92	
152	CNKRK-DKSBI-2	Saluran	CNKRK5	DKSBI5	0.38	1.88	1.92	
153	CNKRK-TGBRU-1	Saluran	TGBRU5	CNKRK5	0.34	1.66	1.7	
154	CNKRK-TGBRU-2	Saluran	TGBRU5	CNKRK5	0.34	1.66	1.7	
155	CNKRK-TGRNG-1	Saluran	CNKRK5	TGRNG5	0.34	1.66	1.7	
156	CNKRK-TGRNG-2	Saluran	CNKRK5	TGRNG5	0.34	1.66	1.7	
157	CWBRU-CIPNG-1	Saluran	CWBRU5	CIPNG5	0.06	0.42	0.43	
158	CWBRU-CIPNG-2	Saluran	CWBRU5	CIPNG5	0.06	0.42	0.43	
159	CWBRU-DTIGA-1	Saluran	DTIGA5	CWBRU5	0.05	0.31	0.31	
160	CWBRU-DTIGA-2	Saluran	DTIGA5	CWBRU5	0.05	0.31	0.31	
161	DEPOK-CWANG-1	Saluran	CWANG5	DEPOK5	0.14	0.86	0.87	
162	DEPOK-CWANG-2	Saluran	CWANG5	DEPOK5	0.14	0.86	0.87	
163	DKSBI-GRGOL-1	Saluran	GRGOL5	DKSBI5	0.14	1.04	1.05	
164	DKSBI-GRGOL-2	Saluran	GRGOL5	DKSBI5	0.14	1.04	1.05	
165	DKSBI-LMK	Saluran	LMK5	DKSBI5	0.01	0.05	0.06	
166	GISGB-PLMAS-1	Saluran	GISGB5	PLMAS5	0.01	0.09	0.09	
167	GISGB-PLMAS-2	Saluran	GISGB5	PLMAS5	0.01	0.09	0.09	
168	GNDUL-DEPOK-1	Saluran	DEPOK7	GNDUL7	0.02	0.24	0.24	20.7392
169	GNDUL-DEPOK-2	Saluran	DEPOK7	GNDUL7	0.02	0.24	0.24	20.7392
170	GNDUL-KMBGN-1	Saluran	GNDUL7	KBNGN7	0.03	0.34	0.34	29.3894
171	GNDUL-KMBGN-2	Saluran	GNDUL7	KBNGN7	0.03	0.34	0.34	29.3894
172	GNDUL-PTKNG-1	Saluran	PTKNG5	GNDUL5	0.34	2.35	2.37	
173	GNDUL-PTKNG-2	Saluran	PTKNG5	GNDUL5	0.34	2.35	2.37	
174	GUCLG-CLBRU-1	Saluran	CLBRU5	GUCLG5	0.15	2.01	2.01	
175	GUCLG-CLBRU-2	Saluran	CLBRU5	GUCLG5	0.15	2.01	2.01	
176	JTAKE-TGRNG-1	Saluran	TGRNG5	JTAKE5	0.18	1.28	1.3	
177	JTAKE-TGRNG-2	Saluran	TGRNG5	JTAKE5	0.18	1.28	1.3	
178	JTRGN-PDKLP	Saluran	PDKLP5	JTRGN5	0.18	1.3	1.31	
179	KARET-CSW-1	Saluran	CSW5	KARET5	0.2	1.01	1.03	
180	KARET-CSW-2	Saluran	CSW5	KARET5	0.2	1.01	1.03	
181	KBNGN-CLDUG	Saluran	CLDUG5	KBNGN5	0.14	1.9	1.91	
182	KOPO-PUCAM-1	Saluran	PUCAM5	KOPO5	0.14	1	1.01	
183	KOPO-PUCAM-2	Saluran	PUCAM5	KOPO5	0.14	1	1.01	
184	LEGOK-LKONG-1	Saluran	LEGOK5	LKONG5	1.1	3.3	3.48	
185	LEGOK-LKONG-2	Saluran	LEGOK5	LKONG5	1.1	3.3	3.48	
186	LKONG-SPONG-1	Saluran	LKONG5	SPONG5	1.1	3.3	3.48	

(lanjutan)

No.	Percabangan		Hubungan		% Imp. Urutan Positif, 100 MVAb			
	ID	Tipe	Dari Rel	Ke Rel	R	X	Z	Y
187	LKONG-SPONG-2	Saluran	LKONG5	SPONG5	1.1	3.3	3.48	
188	MKBRU-DKSBI-1	Saluran	MKBRU5	DKSBI5	0.24	1.61	1.63	
189	MKBRU-DKSBI-2	Saluran	MKBRU5	DKSBI5	0.24	1.61	1.63	
190	MKBRU-MKLMA -1	Saluran	MKLMA5	MKBRU5	0.01	0.09	0.09	
191	MKBRU-MKLMA-2	Saluran	MKLMA5	MKBRU5	0.01	0.09	0.09	
192	MKLMA-DKSBI-1	Saluran	MKLMA5	DKSBI5	0.24	1.61	1.63	
193	MKLMA-DKSBI-2	Saluran	MKLMA5	DKSBI5	0.24	1.61	1.63	
194	MNTUR-JTRGN	Saluran	MNTUR5	JTRGN5	0.17	1.26	1.27	
195	MNTUR-PDKLP	Saluran	PDKLP5	MNTUR5	0.18	1.3	1.32	
196	MPDUA-DTIGA-1	Saluran	MPDUA5	DTIGA5	0.06	0.41	0.42	
197	MPDUA-DTIGA-2	Saluran	MPDUA5	DTIGA5	0.06	0.41	0.42	
198	MPDUA-KARET-1	Saluran	KARET5	MPDUA5	0.11	0.74	0.75	
199	MPDUA-KARET-2	Saluran	KARET5	MPDUA5	0.11	0.74	0.75	
200	MTSUI-CLLMA	Saluran	CLLMA5	MTSUI5	0.15	0.74	0.76	
201	PENI-MITSUI	Saluran	PENI5	MTSUI5	0.01	0.07	0.07	
202	PGDNG G - K	Saluran	PGDNGK5	PGDNGG5	0	0.03	0.03	
203	PGDNG-PGLGN	Saluran	PGLGN5	PGDNGK5	0.08	0.54	0.54	
204	PGLGN-BKASI-1	Saluran	BKASI5	PGLGN5	0.08	0.54	0.54	
205	PGLGN-BKASI-2	Saluran	BKASI5	PGLGN5	0.08	0.54	0.54	
206	PGSAN-PGDNG	Saluran	PGSAN5	PGDNGG5	0.02	0.12	0.13	
207	PGSAN-PGLGN	Saluran	PGLGN5	PGSAN5	0.1	0.69	0.7	
208	PGSAN-PKRNG	Saluran	PKRNG5	PGSAN5	0.01	0.06	0.06	
209	PGSAN-PLMAS-1	Saluran	PLMAS5	PGSAN5	0.13	0.94	0.94	
210	PGSAN-PLMAS-2	Saluran	PLMAS5	PGSAN5	0.13	0.94	0.94	
211	PLPNG-KDSPI	Saluran	KDSPI5	PLPNG5	0.09	0.59	0.59	
212	PLPNG-PGSAN	Saluran	PLPNG5	PGSAN5	0.17	0.7	0.72	
213	PLPNG-PKRNG	Saluran	PKRNG5	PLPNG5	0.18	0.73	0.75	
214	PRBRT-KMYRN-1	Saluran	PRBRT5	KMYRN5	0.08	0.56	0.57	
215	PRBRT-KMYRN-2	Saluran	PRBRT5	KMYRN5	0.08	0.56	0.57	
216	PRBRT-PGSAN-1	Saluran	PRBRT5	PGSAN5	0.32	1.32	1.36	
217	PRBRT-PGSAN-2	Saluran	PRBRT5	PGSAN5	0.32	1.32	1.36	
218	PRBRT-PLPNG-1	Saluran	PRBRT5	PLPNG5	0.14	0.58	0.6	
219	PRBRT-PLPNG-2	Saluran	PRBRT5	PLPNG5	0.14	0.58	0.6	
220	PRBRT-PRTMR-1	Saluran	PRTMR5	PRBRT5	0.01	0.03	0.04	
221	PRBRT-PRTMR-2	Saluran	PRTMR5	PRBRT5	0.01	0.03	0.04	
222	PSKMS-SPTAN-1	Saluran	PSKMS5	SPTAN5	0.18	1.28	1.3	
223	PSKMS-SPTAN-2	Saluran	PSKMS5	SPTAN5	0.18	1.28	1.3	
224	PTKNG-BNTR0	Saluran	PTKNG5	BNTR05	0.14	0.43	0.45	
225	PTKNG-DKSBI-1	Saluran	DKSBI5	PTKNG5	0.21	1.45	1.47	
226	PTKNG-DKSBI-2	Saluran	DKSBI5	PTKNG5	0.21	1.45	1.47	
227	PTKNG-SPONG	Saluran	PTKNG5	SPONG5	1.1	3.3	3.48	
228	SEMEN-ITP	Saluran	ITP5	SEMEN5	0.36	1.25	1.3	
229	SLBRU-CBBRU	Saluran	SLBRU5	CBBRU5	0.5	3.61	3.64	
230	SLIRA-PELDO	Saluran	SLIRA5	PELDO5	0.04	0.25	0.25	
231	SLLMA-SLBRU-1	Saluran	SLLMA5	SLBRU5	0.05	0.36	0.36	
232	SLLMA-SLBRU-2	Saluran	SLLMA5	SLBRU5	0.05	0.36	0.36	
233	SNTUL-BGBRU-1	Saluran	SNTUL5	BGBRU5	0.57	1.96	2.04	
234	SNTUL-BGBRU-2	Saluran	SNTUL5	BGBRU5	0.57	1.96	2.04	
235	SNTUL-CIBNG-1	Saluran	SNTUL5	CIBNG5	0.59	2.01	2.09	
236	SNTUL-CIBNG-2	Saluran	SNTUL5	CIBNG5	0.59	2.01	2.09	
237	SPTAN-TLNGA-1	Saluran	SPTAN5	TLNGA5	0.16	1.14	1.15	
238	SPTAN-TLNGA-2	Saluran	SPTAN5	TLNGA5	0.16	1.14	1.15	
239	SRLYA-CLBRU-1	Saluran	SRLYA7	CLBRU7	0.01	0.14	0.14	12.168
240	SRLYA-CLBRU-2	Saluran	SRLYA7	CLBRU7	0.01	0.14	0.14	12.168
241	SRLYA-CLLMA	Saluran	SRLYA5	CLLMA5	0.52	2.58	2.63	
242	SRLYA-GNDUL-1	Saluran	GNDUL7	SRLYA7	0.13	1.25	1.26	108.362
243	SRLYA-GNDUL-2	Saluran	GNDUL7	SRLYA7	0.13	1.25	1.26	108.362
244	SRLYA-PELDO	Saluran	SRLYA5	PELDO5	0.12	0.84	0.85	
245	SRLYA-PENI	Saluran	PENI5	SRLYA5	0.34	1.7	1.73	
246	SRLYA-SLIRA	Saluran	SRLYA5	SLIRA5	0.08	0.54	0.54	
247	STBDI-DKTAS-1	Saluran	STBDI5	DKTAS5	0.09	0.13	0.15	
248	STBDI-DKTAS-2	Saluran	STBDI5	DKTAS5	0.09	0.13	0.15	



## Lampiran 11 : Aliran daya simulasi 1

Rel ID	Tegangan kV	Tegangan		Pemb.		Beb. Motor		Beb. Statis		Aliran Daya					XFMR %Tap
		Mag.	Sud.	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	
ALIND05	150	35.34	26.3	0	0	8.8	0	2	0	CLBRU5	-10.8	0	43	100	
ANCOL5	150	35.56	14.1	0	0	6.9	20	16	4.6	PRTMR5	44.04	-66.45	321	-55.2	
										PRTMR5	44.04	-66.45	321	-55.2	
										KMYRN5	41.76	-4.63	163	-39.4	
										KMYRN5	41.76	-4.63	163	-39.4	
										ANGKE5	-128.1	58.85	567	-30.9	
										ANGKE5	-128.1	58.85	567	-30.9	
ANGKE5	150	35.44	14.8	0	0	100	30	23	6.9	KTPMG5	35.87	15.27	157	92	
										KTPMG5	35.87	15.27	157	92	
										ANCOL5	128.67	-57.09	567	-31.4	
										ANCOL5	128.67	-57.09	567	-31.4	
										KARET5	25.19	-3.65	102	-39	
										KARET5	25.19	-3.65	102	-39	
										MKLMA5	-251.1	26.8	1018	-39.4	
										MKLMA5	-251.1	26.8	1018	-39.4	
ASAH5	150	34.83	26.4	0	0	136	44	31	9.9	POLY5	-52.59	-18.17	225	34.5	
										CLBRU5	-30.96	-8.6	130	36.4	
										CLBRU5	-30.96	-8.6	130	36.4	
										CLBRU5	-52.06	-18.54	224	34.2	
BDKMY5	150	35.41	15.2	0	0	79	35	18	8	KBSRH5	22.1	6.39	92	36.1	
										KBSRH5	22.1	6.39	92	36.1	
										MKLMA5	-70.71	-28	306	33	
										MKLMA5	-70.71	-28	306	33	
BGBRU5	150	38.19	1	0	0	174	54	42	13	CBBRU5	-111.9	17.76	444	-38.8	
										SLBRU5	-182.1	12.63	715	-39.8	
										SNTUL5	39.28	-48.94	245	-62.6	
										SNTUL5	39.28	-48.94	245	-62.6	
BKAS15	150	35.53	12	680	80	94	33	22	7.5	KDSP15	-96.45	30.34	407	-35.4	
										MRNDA5	40.79	10.56	163	36.8	
										MRNDA5	40.79	10.56	163	36.8	
										PDKLP5	465.05	-68.59	1834	-38.9	
										PDKLP5	465.05	-68.59	1834	-38.9	
										PLPNG5	-104.3	27.02	433	-36.8	
										PGLGN5	-123.5	43.2	535	-32.9	
										PGLGN5	-123.5	43.2	535	-32.9	
BLRJA5	150	83.94	14.6	0	0	59	20	12	4	CITRA5	63.93	18.55	284	36	
										CITRA5	63.93	18.55	284	36	
										CKNDE5	-199.5	11.62	855	-39.8	
										CKNDE5	-199.5	11.62	855	-39.8	
										CKUPA5	93.93	-42.19	464	-32.1	
										CKUPA5	93.93	-42.19	464	-32.1	
BNTR05	150	30.97	14.9	0	0	46	3.6	3.6	2	SPONG5	55.94	20	251	34.2	
										PTKMG5	-111.9	-315.9	432	36.2	
BuzCILEGON GT1.1	15.75	39.08	32.6	145	73	0	0	0	0	GUCLG5	145	73	6006	89.3	
BuzCILEGON GT1.2	15.75	39.08	32.6	145	73	0	0	0	0	GUCLG5	145	73	6006	89.3	
BuzCILEGON ST1.3	15.75	36.29	33.5	181	-10	0	0	0	0	GUCLG5	181	-10	6301	-39.8	
BuzMKBRU GB1.1	17.5	33.01	17.1	67	50	0	0	0	0	MKBRU5	67	50	2965	80.1	
BuzMKBRU GB1.2	17.5	33.49	17.5	84	63	0	0	0	0	MKBRU5	84	63	3705	80	
BuzMKBRU GB1.3	17.5	33.01	17.1	67	50	0	0	0	0	MKBRU5	67	50	2965	80.1	
BuzMKBRU SB1	17.5	31.05	19	124	0	0	0	0	0	MKBRU5	124	0	4433	100	
BuzPRBRT GB1.1	15.75	37.47	15.7	88	51	0	0	0	0	PRBRT5	88	51	3825	86.5	
BuzPRBRT GB1.2	15.75	37.5	15.6	87	52	0	0	0	0	PRBRT5	87	52	3810	85.8	
BuzPRBRT GB1.3	15.75	37.66	15.8	96	57	0	0	0	0	PRBRT5	96	57	4190	86	
BuzPRBRT GB2.1	15.75	37.76	15.6	86	60	0	0	0	0	PRBRT5	86	60	3931	82	
BuzPRBRT GB2.2	15.75	36.24	15.7	86	14	0	0	0	0	PRBRT5	86	14	3318	38.7	
BuzPRBRT GB2.3	15.75	36.24	15.9	96	14	0	0	0	0	PRBRT5	96	14	3635	39	
BuzPRBRT SB1	18	36.49	17.3	135	19	0	0	0	0	PRBRT5	135	19	4531	39	
BuzPRBRT SB2	18	38.34	16.3	97	63	0	0	0	0	PRBRT5	97	63	3772	83.9	
BuzSLBRU4	11.8	100.7	12.1	61	8	0	0	0	0	SLBRU5	61	8	2989	39.2	
BuzSLBRU5	11.8	100.5	12.1	61	6	0	0	0	0	SLBRU5	61	6	2985	39.5	
BuzSLBRU6	11.8	100.3	12.1	61	4	0	0	0	0	SLBRU5	61	4	2983	39.8	
BuzSLLMA1	11.8	101.3	11.6	51	13	0	0	0	0	SLLMA5	51	13	2540	36.9	
BuzSLLMA2	11.8	101.3	11.9	56	13	0	0	0	0	SLLMA5	56	13	2775	37.4	
BuzSLLMA3	11.8	101.5	12	58	15	0	0	0	0	SLLMA5	58	15	2886	36.8	
BuzMKLMA1	11.5	36.36	19.3	85	72	0	0	0	0	MKLMA5	85	72	5804	76.3	
BuzMKLMA2	11.5	36.36	19.3	85	72	0	0	0	0	MKLMA5	85	72	5804	76.3	
BuzMKLMA3	11.5	36.36	19.3	85	72	0	0	0	0	MKLMA5	85	72	5804	76.3	
BuzMKLMA4	17.5	34.32	18	111	85	0	0	0	0	MKLMA5	111	85	4890	79.4	
BuzMKLMA5	17.5	34.5	18.1	116	90	0	0	0	0	MKLMA5	116	90	5125	79	
CBBRU5	150	38.28	4.9	0	0	38	21	3.3	5	BGBRU5	112.98	-10.11	444	-39.6	
										SLBRU5	-160.7	-15.72	632	39.5	

(lanjutan)

Rel ID	kV	Tegangan		Pemb.		Beb. Motor		Beb. Statis		Aliran Daya					XFMR
		Mag.	Sud.	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	
* CIBNG5	150	100	0	-310	612	177	60	44	15	CMGIS5	43.5	14.66	176	94.8	
										CMGIS5	43.5	14.66	176	94.8	
										JTRGN5	-328.5	190.84	1462	-86.5	
										JTRGN5	-328.5	190.84	1462	-86.5	
										SEMENS	39.05	4.76	151	99.3	
										SEMENS	39.05	4.76	151	99.3	
										SNTUL5	-19.4	58.47	237	-31.5	
										SNTUL9	-19.4	58.47	237	-31.5	
CIPNG5	150	35.66	14.5	0	0	53	20	12	4.6	PLMAS5	207.14	24.42	839	99.3	
										PLMAS5	207.14	24.42	839	99.3	
										CWBRU5	-239.6	-36.71	975	98.8	
										CWBRU5	-239.6	-36.71	975	98.8	
CITRA5	150	63.48	13.9	0	0	46	15	9.1	3	BLRJA5	-63.82	-17.73	284	96.4	
										BLRJA5	-63.82	-17.73	284	96.4	
										LEGOK5	13.88	1.81	60	99.2	
										LEGOK5	13.88	1.81	60	99.2	
										TRKSA5	22.57	6.8	101	95.7	
										TRKSA5	22.57	6.8	101	95.7	
CKNDE5	150	80.24	16.6	0	0	26	12	5.2	2.4	BLRJA5	200.42	-4.64	855	-100	
										BLRJA5	200.42	-4.64	855	-100	
										PUCAM5	48.63	11.69	213	97.2	
										PUCAM5	48.63	11.69	213	97.2	
										SRANG5	-264.5	-14.27	1129	99.9	
										SRANG5	-264.5	-14.27	1129	99.9	
CKUPA5	150	30.4	13.5	0	0	64	24	13	4.3	BLRJA5	-99.65	44.24	464	-91.4	
										BLRJA5	-99.65	44.24	464	-91.4	
										CLDUG5	-99.67	-87.51	565	75.2	
										JTAKE5	32.64	9.61	396	99.5	
										JTAKE5	32.64	9.61	396	99.5	
CKUPA5	150	30.4	13.5	0	0	64	24	13	4.3	KBNG5	-114.5	-91.78	624	78	
										PSKMS5	75.67	21.34	334	96.2	
										PSKMS5	75.67	21.34	334	96.2	
CLBRU5	150	35.35	26.9	340	160	18	4.8	4	1.1	ALINDO5	10.8	0	43	100	
										ASAH5	31.04	8.96	130	96.1	
										ASAH5	31.04	8.96	130	96.1	
										ASAH5	52.15	19.18	224	93.9	
										CLLMA5	-10.49	1.74	42	-98.7	
										KSTEL5	-8.6	8.01	47	-73.2	
										KSTEL5	-8.6	8.01	47	-73.2	
										POLY5	52.69	18.81	225	94.2	
										SRANG5	318.47	81.22	1326	96.9	
										SRANG5	318.47	81.22	1326	96.9	
										GUCLG5	-234.3	-41	360	98.5	
										GUCLG5	-234.3	-41	360	98.5	
CLDUG5	150	62.04	14.5	0	0	22	6.4	4.6	1.4	CKUPA5	100.12	90.84	565	74.1	
										KBNG5	-126.3	-36.6	670	78.8	
CLLMA5	150	35.35	27	0	0	7.2	1.6	1.6	0.4	KSTEL5	13.51	11.64	71	75.8	
										KSTEL5	13.51	11.64	71	75.8	
										CLBRU5	10.49	-1.73	42	-98.7	
										MITSUB	-16.36	-8.97	78	86.2	
										SRLYA5	-23.39	-13.54	130	90.8	
CMGIS5	150	93.81	-0.2	0	0	70	23	17	5.8	CIENG5	-43.47	-14.49	176	94.8	
										CIENG5	-43.47	-14.49	176	94.8	
CNKR5	150	81.49	13.7	0	0	100	34	21	7.2	DKSEI5	-148.9	-74.31	700	89.5	
										DKSEI5	-148.9	-74.31	700	89.5	
										TGBRU5	20.8	7.35	92	94.3	
										TGBRU5	20.8	7.35	92	94.3	
										TGRNG5	67.62	46.16	344	82.6	
										TGRNG5	67.62	46.16	344	82.6	
CSW5	150	35.22	14.5	0	0	54	18	12	4.2	KARET5	-93.57	-11.28	142	94.7	
										KARET5	-93.57	-11.28	142	94.7	
CWANG5	150	35.88	15.1	0	0	84	30	22	7	CWBRU5	5.86	-27.96	112	-20.9	
										CWBRU5	5.86	-27.96	112	-20.9	
										STBDI5	58.59	28.82	261	89.7	
										STBDI5	58.59	28.82	261	89.7	
										DEPOK5	-122	-20.16	495	98.7	
										DEPOK5	-122	-20.16	495	98.7	
CWBRU5	150	35.88	15.1	650	220	23	8	5.6	1.8	CWANG5	-5.86	27.96	112	-20.9	
										CWANG5	-5.86	27.96	112	-20.9	
										CIPNG5	239.97	39.43	975	98.7	
										CIPNG5	239.97	39.43	975	98.7	
										DTIGA5	73.17	38.29	331	88.6	
										DTIGA5	73.17	38.29	331	88.6	

(lanjutan)

Rel ID	kV	Tegangan		Pemb.		Beb. Motor		Beb. Statis		Aliran Daya					XFMR
		Mag.	Sud.	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	
DEPOK5	150	36.35	15.7	280	55	23	3.6	6.7	2.2	CWANG5	122.26	21.53	435	38.5	
										CWANG5	122.26	21.53	435	38.5	
DKSB15	150	33.68	15.3	0	0	101	27	22	8.1	KBJRK5	32.73	30.62	401	35	
										KBJRK5	32.73	30.62	401	35	
										KBNGN5	-321	-73.62	1352	37.5	
										KBNGN5	-321	-73.62	1352	37.5	
										CNKRGS	150.15	80.52	700	88.1	
										CNKRGS	150.15	80.52	700	88.1	
										GRGOL5	33.65	13.32	148	33	
										GRGOL5	33.65	13.32	148	33	
										LMK5					
										MKBRU5	-23.5	-103.5	466	26	
										MKBRU5	-23.5	-103.5	466	26	
										MKLMA5	-23.84	-112.4	472	20.8	
										MKLMA5	-23.84	-112.4	472	20.8	
										PTKNG5	36.24	148.65	628	23.7	
										PTKNG5	36.24	148.65	628	23.7	
DKTAS5	150	35.62	14.9	0	0	25	12	5.7	2.7	STBD15	-15.23	-7.37	68	30	
										STBD15	-15.23	-7.37	68	30	
DNYSAS	150	30.36	14.6	0	0	64	26	13	5.2	MPBRU5	32.33	38.83	413	33.3	
										SNYAN5	-163.5	-64.71	772	35.4	
DTIGAS	150	35.82	15	0	0	48	16	11	3.7	CWBRU5	-73.13	-38.06	331	68.7	
										CWBRU5	-73.13	-38.06	331	68.7	
										MPDUA5	43.62	28.22	208	34	
										MPDUA5	43.62	28.22	208	34	
GBBRU5	150	35.18	13.2	0	0	84	24	13	5.4	GDPLA5	27.37	3.85	119	34.3	
										GDPLA5	27.37	3.85	119	34.3	
										PLPNG5	-68.94	-14.5	288	37.9	
										PLPNG5	-68.94	-14.5	288	37.9	
GDPLA5	150	35.08	13.2	0	0	46	16	10	3.6	GBBRU5	-27.35	-9.81	119	34.4	
										GBBRU5	-27.35	-9.81	119	34.4	
GISGB5	150	35.4	13.9	0	0	46	21	11	4.7	PLMAS5	-28.48	-12.76	125	31.3	
										PLMAS5	-28.48	-12.76	125	31.3	
GNDUL5	150	31.53	13.7	740	10	68	15	14	3.2	KMANG5	51.8	13.74	225	36.7	
										KMANG5	51.8	13.74	225	36.7	
										PTKNG5	277.07	-17.33	1166	-33.8	
										PTKNG5	277.07	-17.33	1166	-33.8	
GNPPN5	150	30.23	14.5	0	0	46	21	3.3	4.2	MPBRU5	22.3	1.33	35	33.6	
										SNYAN5	-77.18	-26.36	348	34.4	
GRGOL5	150	33.48	15.1	0	0	55	22	12	4.7	DKSB15	-33.63	-13.16	148	33.1	
										DKSB15	-33.63	-13.16	148	33.1	
GUCUG5	150	36.7	23.8	0	0	0	0	0	0	CLBRU5	235.21	53.5	360	37.5	
										CLBRU5	235.21	53.5	360	37.5	
										CILEGON GT1.2	-144.8	-64.27	630	31.4	
										CILEGON GT1.1	-144.8	-64.27	630	31.4	
										CILEGON ST1.3	-180.8	21.53	724	-33.3	
ITP5	150	33.67	-0.6	0	0	48	0.7	12	0.2	SEMEN5	-53.52	-0.23	231	100	
JTAKES	150	30.18	12.8	0	0	35	30	13	6	MAXIM5	44.77	5.76	132	33.2	
										MAXIM5	44.77	5.76	132	33.2	
										CKUPA5	-32.51	-8.66	336	33.6	
										CKUPA5	-32.51	-8.66	336	33.6	
										TGRNG5	-3.54	-14.32	75	53.3	
										TGRNG5	-3.54	-14.32	75	53.3	
JTRGM5	150	36.81	5.1	0	0	66	13	16	4.1	CIENG5	333.66	-155.7	1462	-30.6	
										CIENG5	333.66	-155.7	1462	-30.6	
										PDKLP5	-517.3	188.15	2188	-34	
										MNTUR5	-232.1	101.44	1005	-21.6	
KARET5	150	35.41	14.7	0	0	58	21	13	4.7	ANGKES	-25.18	3.7	102	-38.3	
										ANGKES	-25.18	3.7	102	-38.3	
										CSW5	33.33	11.42	142	34.6	
										CSW5	33.33	11.42	142	34.6	
										MPDUA5	-43.57	-27.88	208	34.2	
										MPDUA5	-43.57	-27.88	208	34.2	
KBJRK5	150	33.36	15.1	0	0	30	25	20	5.5	DKSB15	-32.63	-30.08	401	35.1	
										DKSB15	-32.63	-30.08	401	35.1	
										KREBRU5	38.02	14.67	167	33.3	
										KREBRU5	38.02	14.67	167	33.3	
KBNGN5	150	34.3	16	330	330	85	24	13	5.3	DKSB15	322.22	77.74	1352	37.2	
										DKSB15	322.22	77.74	1352	37.2	
										CKUPA5	115.13	100.83	624	75.2	
										CLOUG5	126.72	104.36	670	77.2	
KB8RH5	150	35.33	15.2	0	0	36	10	8.2	2.4	BDKMY5	-22.03	-6.38	32	36.1	
										BDKMY5	-22.03	-6.38	32	36.1	

(lanjutan)

Rel ID	kV	Tegangan		Pemb.		Beb. Motor		Beb. Statis		Aliran Daya					XFMR
		Mag.	Sud.	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	
KDSP15	150	35.3	12.9	0	0	22	3.6	4.3	-2.2	BKAS15	-36.63	-28.75	407	-35.3	
										PLPNS5	-123.2	16.37	502	-39.1	
KMANG5	150	31.41	13.5	0	0	36	22	18	4.7	GNDUL5	-51.74	-13.55	225	36.7	
										GNDUL5	-51.74	-13.55	225	36.7	
KMYRN5	150	35.55	13.3	0	0	58	21	13	4.8	MGBSR5	-23.48	13.26	130	31.2	
										MGBSR5	-23.48	13.26	130	31.2	
										ANCOL5	-41.74	4.84	163	-33.3	
										ANCOL5	-41.74	4.84	163	-33.3	
										PRBRT5	-23.12	-30.3	155	53.3	
										PRBRT5	-23.12	-30.3	155	53.3	
KOP05	150	30.1	16.3	0	0	21	6.4	4.2	1.3	PUCAM5	-12.51	-3.85	55	35.6	
										PUCAM5	-12.51	-3.85	55	35.6	
KBRU5	150	33.23	15	0	0	52	24	14	5.2	KBURK5	-37.38	-14.61	167	33.3	
										KBURK5	-37.38	-14.61	167	33.3	
KSTEL5	150	35.31	27	0	0	8	32	1.8	7.3	CLLMA5	-13.51	-11.63	71	75.8	
										CLLMA5	-13.51	-11.63	71	75.8	
										CLBRU5	8.6	-8	47	-73.2	
										CLBRU5	8.6	-8	47	-73.2	
KTPNG5	150	35.31	14.8	0	0	58	25	13	5.6	ANGKE5	-35.83	-15.22	157	32	
										ANGKE5	-35.83	-15.22	157	32	
LEGOK5	150	33.41	13.7	0	0	20	4.8	4	1	CITRA5	-13.88	-1.76	60	33.2	
										CITRA5	-13.88	-1.76	60	33.2	
										LKONG5	1.88	-1.12	3	-85.3	
										LKONG5	1.88	-1.12	3	-85.3	
LKONG5	150	39.43	13.7	0	0	24	6.4	4.8	1.3	LEGOK5	-1.88	1.12	3	-85.3	
										LEGOK5	-1.88	1.12	3	-85.3	
										SPONG5	-12.51	-4.36	57	33	
										SPONG5	-12.51	-4.36	57	33	
LMK5	150	33.68	15.3	0	0	0	0	0	0	DKSBI5					
MAXIM5	150	30.16	12.8	0	0	74	3.6	15	1.3	JTAKES	-44.76	-5.74	132	39.2	
										JTAKES	-44.76	-5.74	132	39.2	
MGBSR5	150	35.5	13.8	0	0	48	22	11	4.3	KMYRN5	-23.47	-13.26	130	31.2	
										KMYRN5	-23.47	-13.26	130	31.2	
MGRAIS	150	35.41	13.3	0	0	16	0	3.6	0	PLMAS5	-3.82	0	39	100	
										PLMAS5	-3.82	0	39	100	
MITSUI5	150	35.45	27.1	0	0	0	0	0	0	CLLMA5	16.37	10	73	86.1	
										PENJ5	-16.37	-10	73	86.1	
MKBRU5	150	35.64	15.5	0	0	56	24	13	5.5	DKSBI5	23.85	111.83	466	25.8	
										DKSBI5	23.85	111.83	466	25.8	
										MKLMAS	106.54	-54.02	480	-83.2	
										MKLMAS	106.54	-54.02	480	-83.2	
										MKBRU GB1,1	-66.33	-47.14	323	81.8	5
										MKBRU GB1,2	-66.33	-47.14	323	81.8	5
										MKBRU GB1,3	-66.33	-47.14	323	81.8	5
										MKBRU SB1	-123.8	7.53	433	-33.8	5
MKLMAS	150	35.67	15.4	0	0	0	0	0	0	BDKMY5	70.81	28.31	306	32.3	
										BDKMY5	70.81	28.31	306	32.3	
										ANGKE5	251.38	-24.19	1018	-33.5	
										ANGKE5	251.38	-24.19	1018	-33.5	
										MKBRU5	-106.5	54.16	480	-83.1	
										MKBRU5	-106.5	54.16	480	-83.1	
										DKSBI5	24.2	114.83	472	20.6	
										DKSBI5	24.2	114.83	472	20.6	
										MKLMAS	-64.77	-62.53	423	80.5	5
										MKLMAS	-64.77	-62.53	423	80.5	5
										MKLMAS	-64.77	-62.53	423	80.5	5
										MKLMAS	-110.8	-77.21	543	62	5
										MKLMAS	-115.8	-81.45	563	81.8	5
MNTUR5	150	36.06	7	0	0	47	11	11	2.6	JTRGN5	233.23	-32.86	1005	-32.3	
										PDKLP5	-231.3	73.03	1203	-36.5	
MPBRU5	150	30.2	14.5	0	0	35	30	13	6	DNYSAS	-32.27	-33.71	413	33.3	
										GNPPN5	-22.23	-1.31	35	33.6	
MPDUAS	150	35.67	14.3	0	0	0	0	0	0	DTIGAS	-43.6	-28.1	208	84.1	
										DTIGAS	-43.6	-28.1	208	84.1	
										KARET5	43.6	28.1	208	84.1	
										KARET5	43.6	28.1	208	84.1	
MRNDAS	150	35.25	11.6	0	0	66	17	15	3.8	BKASIS	-40.73	-10.3	163	36.3	
										BKASIS	-40.73	-10.3	163	36.3	
PDGNGK5	150	35.2	12.3	0	0	0	0	0	0	PDGNGG5	-134.6	47.23	576	-34.3	
										PGLGN5	134.53	-47.23	576	-34.3	
PDKLP5	150	35.62	3.5	0	0	38	23	20	6.6	BKASIS	-462.1	88.56	1834	-36.2	
										BKASIS	-462.1	88.56	1834	-36.2	
										JTRGN5	523.04	-146.3	2186	-36.3	
										MNTUR5	233.1	-66.2	1203	-37.5	

(lanjutan)

Rel ID	kV	Tegangan		Pemb.		Beb. Motor		Beb. Statis		Aliran Daya					XFMR
		Mag.	Sud.	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	
PELDO5	150	95.7	27.2	0	0	21	4	4.8	0.9	SLRAS	-20.32	-8.87	89	31.7	
PENIS	150	35.46	27.1	0	0	16	4.8	3.7	1.1	SRLYAS	-45.88	-13.78	132	35.8	
										MITSUIS	16.37	10	79	86.1	
PGDNGG5	150	35.13	12.3	0	0	120	45	27	10	SRLYAS	-36.61	-15.9	160	31.7	
										PDGNGK5	-134.6	-47.22	576	34.4	
PGLGNS	150	35.36	12.4	0	0	33	7.3	8.3	1.7	PGSANS	-281.8	-7.73	1133	100	
										PDGNGK5	-134.4	48.5	576	-34.1	
										BKASIS	123.6	-48.16	535	-33.2	
										BKASIS	-123.6	-48.16	535	33.2	
										PGSANS	-161	38.86	668	-37.2	
PGSANS	150	35.25	13.1	0	0	68	19	15	4.4	TOSANS	14.72	7.37	66	83.4	
										TOSANS	14.72	7.37	66	83.4	
										PGDNGG5	281.34	8.82	1133	100	
										PGLGNS	161.31	-36.76	668	-37.5	
										PKRNG5	-33.25	2.76	158	39.8	
										PLMAS5	-138.3	3.14	559	-100	
										PLMAS5	-138.3	3.14	559	-100	
										PLPNG5	-44.46	3.46	180	-33.7	
										PRBRT5	-37.3	11.42	338	33.3	
										PRBRT5	-37.3	-11.42	338	33.3	
PKRNG5	150	35.26	13.1	0	0	0	0	0	0	PGSANS	33.25	-2.75	158	-39.8	
										PLPNG5	-33.25	2.75	158	-39.8	
PLMAS5	150	35.42	14	0	0	43	18	11	4	MGRAS	3.82	0	33	100	
										MGRAS	3.82	0	33	100	
										CIPNG5	-206.3	-22.41	833	33.4	
										CIPNG5	-206.3	-22.41	833	33.4	
										GISGB5	-28.48	12.77	125	31.2	
										GISGB5	-28.48	12.77	125	31.2	
										PGSANS	138.53	-117	559	100	
PGSANS	138.53	-117	559	100											
PLPNG5	150	35.31	13.3	0	0	103	34	23	7.6	GBBRU5	70.01	14.64	288	37.9	
										GBBRU5	83.03	34.83	386	33.1	
										PRTMR5	-262.5	16.67	1062	39.8	
										BKASIS	104.64	-24.46	433	-37.4	
										KDSPIS	123.34	-15.37	502	39.2	
										PGSANS	44.43	-3.31	180	-33.7	
										PKRNG5	-33.28	-2.63	158	39.8	
										PRBRT5	-167.5	-30.5	667	38.4	
										PRBRT5	-167.5	-30.5	667	38.4	
										POLY5	150	34.31	26.4	0	0
CLBRU5	-52.61	-18.25	225	34.5											
PRBRT5	150	35.75	13.8	0	0	0	0	0	0	KMYRN5	23.13	30.33	155	53.8	
										KMYRN5	23.13	30.33	155	53.8	
										PGSANS	38.24	12.83	338	33.2	
										PGSANS	38.24	12.83	338	33.2	
										PLPNG5	167.37	32.37	667	38.2	
										PLPNG5	167.37	32.37	667	38.2	
PRBRT5										PRTMR5	35.81	71.47	480	80.2	
										PRTMR5	35.81	71.47	480	80.2	
										PRBRT GB11	-87.33	-47.46	401	86	
										PRBRT GB12	-86.33	-48.48	400	87.3	
										PRBRT GB13	-35.31	-52.75	440	87.6	
										PRBRT GB1	-134.8	-10.35	543	39.7	
										PRBRT GB2.1	-85.33	-56.26	412	83.7	
										PRBRT GB2.2	-85.35	-11.35	348	39.1	
										PRBRT GB2.3	-35.33	-10.63	388	39.4	
										PRBRT GB2	-36.83	-57.41	452	86	
PRTMR5	150	35.72	13.8	0	0	13	13	2.9	4.4	ANCOL5	-43.33	66.68	321	-55	
										ANCOL5	-43.33	66.68	321	-55	
										PLPNG5	263.73	-14.12	1062	-33.9	
										PRBRT5	-35.8	-71.42	480	80.2	
										PRBRT5	-35.8	-71.42	480	80.2	
PSKMS5	150	30	13	0	0	58	16	12	3.2	CKUPAS	-75.52	-20.57	334	36.5	
										CKUPAS	-75.52	-20.57	334	36.5	
										SPTANS	40.41	10.35	173	36.5	
										SPTANS	40.41	10.35	173	36.5	
PTKNG5	150	31.3	15.2	0	0	87	27	18	5.7	SNYANS	163.14	61.72	759	33.3	
										SNYANS	163.14	61.72	759	33.3	
										GNDUL5	-273.3	33.52	1166	-39	
										GNDUL5	-273.3	33.52	1166	-39	
										BMTRO5	112.18	32.23	432	36.1	
										DKSBIS	-35.68	-144.8	628	23.9	
										DKSBIS	-35.68	-144.8	628	23.9	
										SPONG5	63.37	21.92	282	34.5	

(lanjutan)

Rel		Tegangan		Pemb.		Beb. Motor		Beb. Statis		Aliran Daya					XFMR	
ID	kV	Mag.	Sud.	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap	
PUCAM5	150	90.16	16.4	0	0	60	13	12	2.6	CKNDE5	-48.61	-11.57	213	97.3		
										CKNDE5	-48.61	-11.57	213	97.3		
										KOPO5	12.51	3.87	55	95.5		
										KOPO5	12.51	3.87	55	95.5		
SEMEN5	150	99.91	-0.2	0	0	14	6.4	3.6	1.6	CIENG5	-39.02	-4.65	151	99.3		
										CIENG5	-39.02	-4.65	151	99.3		
										ITP5	60.06	1.3	231	100		
SLBRU5	150	99.84	8.3	0	0	0	0	0	0	BGBRU5	185.28	10.6	715	99.8		
										CBBRU5	161.99	25.45	632	98.8		
										SLLMA5	-82.32	-15.12	322	98.4		
										SLLMA5	-82.32	-15.12	322	98.4		
										SLBRU4	-60.88	-3.92	235	99.8		
										SLBRU5	-60.88	-1.94	234	99.9		
										SLBRU6	-60.88	0.06	234	100		
SLIRA5	150	95.67	27.2	0	0	82	28	19	6.4	PELDO5	-20.32	-8.85	89	91.7		
										SRLYA5	-80.93	-25.55	341	95.4		
SLLMA5	150	99.94	8.5	0	0	0	0	0	0	SLBRU5	82.35	15.37	322	98.3		
										SLBRU5	82.35	15.37	322	98.3		
										SLLMA1	-50.91	-10.06	199	98.1		
										SLLMA2	-55.9	-9.49	218	98.6		
										SLLMA3	-57.89	-11.2	227	98.2		
SNTUL5	150	98.94	0.4	0	0	31	13	7.6	3.1	BGBRU5	-39.04	49.74	245	-61.7		
										BGBRU5	-39.04	49.74	245	-61.7		
										CIENG5	19.62	-57.71	237	-32.2		
										CIENG5	19.62	-57.71	237	-32.2		
SNYAN5	150	90.73	14.7	0	0	74	22	15	4.6	PTKNG5	-168.6	-59.95	759	94.2		
										PTKNG5	-168.6	-59.95	759	94.2		
										DNYSAS	169.97	65.49	772	93.3		
										GNPPN5	77.5	27.41	348	94.3		
SPONG5	150	89.76	13.9	0	0	78	24	16	4.8	BNTRO5	-55.54	-18.77	251	94.7		
										LKONG5	12.54	5.04	57	92.8		
										LKONG5	12.54	5.04	57	92.8		
										PTKNG5	-62.77	-20.14	282	95.2		
SPTAN5	150	89.76	12.6	0	0	26	8.8	5.2	1.8	PSKMS5	-40.37	-10.67	179	96.7		
										PSKMS5	-40.37	-10.67	179	96.7		
										TLNGA5	24.99	5.38	109	97.8		
										TLNGA5	24.99	5.38	109	97.8		
SRANG5	150	92.11	21.5	0	0	76	18	16	3.9	CKNDE5	267.68	37.7	1129	99	2.5	
										CKNDE5	267.68	37.7	1129	99	2.5	
										CLBRU5	-313.7	-48.85	1326	98.8	2.5	
										CLBRU5	-313.7	-48.85	1326	98.8	2.5	
SRLYA5	150	95.88	27.4	195	70	1.6	0	0.4	0	CLLMA5	29.45	13.84	130	90.5		
										PELDO5	45.92	13.99	192	95.7		
										PENIS	36.67	16.2	160	91.5		
										SLIRA5	81	25.97	341	95.2		
STBDI5	150	95.64	14.9	0	0	70	34	16	7.9	CWANG5	-58.49	-28.51	261	89.9		
										CWANG5	-58.49	-28.51	261	89.9		
										DKTAS5	15.24	7.38	68	90	5	
										DKTAS5	15.24	7.38	68	90	5	
TGBRU5	150	91.28	13.4	0	0	34	12	7.2	2.5	CNKRGS	-20.78	-7.25	92	94.4	5	
										CNKRGS	-20.78	-7.25	92	94.4	5	
TGRNG5	150	90.41	13	0	0	96	50	20	10	CNKRGS	-67.35	-44.83	344	83.2	5	
										CNKRGS	-67.35	-44.83	344	83.2	5	
										JTAKES	3.54	14.96	75	53.8		
										JTAKES	3.54	14.96	75	53.8		
TLNGA5	150	89.65	12.4	0	0	42	8.8	8.4	1.8	SPTAN5	-24.98	-5.29	109	97.8		
										SPTAN5	-24.98	-5.29	109	97.8		
TOSAN5	150	95.23	13.1	0	0	24	12	5.4	2.7	PGSAN5	-14.72	-7.36	66	89.4		
										PGSAN5	-14.72	-7.36	66	89.4		
TRKSA5	150	89.35	13.7	0	0	38	11	7.5	2.2	CITRA5	-22.55	-6.72	101	95.8		
										CITRA5	-22.55	-6.72	101	95.8		

## Lampiran 12 : Aliran daya simulasi 2

ID	kV	Mag.	Sed.	Mw	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
ALIND05	150	35.43	4.2	0	0	8.8	0	2	0	CLBRU5	-10.81	0	43	100	
ANC0L5	150	35.63	-5.1	0	0	6.3	20	16	4.6	PRTMRS	-101.3	-28.28	425	36.4	
										PRTMRS	-101.3	-28.28	425	36.4	
										KMYRNS	-1.3	-6.54	26	18.5	
										KMYRNS	-1.3	-6.54	26	18.5	
										ANGKE5	60.97	22.53	261	33.8	
										ANGKE5	60.97	22.53	261	33.8	
ANGKE5	150	35.28	-5.4	0	0	100	30	28	6.3	KTPNG5	-35.84	15.26	157	32	
										KTPNG5	-35.84	15.26	157	32	
										ANC0L5	-60.84	-22.16	261	34	
										ANC0L5	-60.84	-22.16	261	34	
										KARET5	3.08	11.23	47	26.4	
										KARET5	3.08	11.23	47	26.4	
										MKLMAS	-33.42	-22.33	184	36.4	
										MKLMAS	-33.42	-22.33	184	36.4	
ASAHI5	150	34.38	3.6	0	0	136	44	31	3.3	POLY5	-52.62	-18.18	225	34.5	
										CLBRU5	-30.38	-8.6	130	36.4	
										CLBRU5	-30.38	-8.6	130	36.4	
										CLBRU5	-52.09	-18.55	224	34.2	
BDKMY5	150	35.14	-5.5	0	0	79	35	18	8	KBSRHS	22.07	6.38	92	36.1	
										KBSRHS	22.07	6.38	92	36.1	
										MKLMAS	-70.63	-27.97	307	33	
										MKLMAS	-70.63	-27.97	307	33	
BGBRU5	150	37.8	-2.7	0	0	174	54	42	13	CBBRU5	-112	17.34	446	-38.7	
										SLBRU5	-182.1	12.32	718	-33.7	
										SNTUL5	33.46	-43.13	247	-62.6	
										SNTUL5	33.46	-43.13	247	-62.6	
BKASIS	150	35.88	-4.3	0	0	84	33	22	7.5	KDSPIS	28.57	14.57	128	89.1	
										MRMDAS	40.85	10.57	163	36.8	
										MRMDAS	40.85	10.57	163	36.8	
										PDKLPS	35.66	-40.21	215	-66.4	
										PDKLPS	35.66	-40.21	215	-66.4	
										PLPNG5	20.81	11.08	34	88.3	
										PGLGN5	63.22	31.97	306	30.8	
										PGLGN5	63.22	31.97	306	30.8	
										BKASIT	-228.5	-35.33	328	36.8	
										BKASIT	-228.5	-35.33	328	36.8	
BKASIT	500	36.8	-1.8	0	200	0	0	0	0	CIBNG7	-820.8	-623.8	1228	73.6	
										CWANG7	363.38	328.03	583	74.2	
										BKASIS	228.71	47.88	278	37.3	
										BKASIS	228.71	47.88	278	37.3	
BLMAS	150	89.34	-7.8	0	0	53	20	12	4	CITRAS	64.31	18.71	289	36.1	
										CITRAS	64.31	18.71	289	36.1	
										CKNDE5	-191.6	6.8	820	-39.3	
										CKNDE5	-191.6	6.8	820	-39.3	
										CKUPA5	31.13	-37.53	421	-32.5	
										CKUPA5	31.13	-37.53	421	-32.5	
BNTRO5	150	30.31	-7.5	0	0	46	3.6	3.6	2	SPONG5	54.95	13.82	247	34.1	
										PTKNG5	-110.3	-31.41	438	36.2	
BusCILEGON GT1.1	15.75	33.43	3.8	145	73	0	0	0	0	GUCLG5	145	73	5385	83.3	
BusCILEGON GT1.2	15.75	33.43	3.8	145	73	0	0	0	0	GUCLG5	145	73	5385	83.3	
BusCILEGON ST1.3	15.75	37.32	10.6	181	10	0	0	0	0	GUCLG5	181	10	6827	39.8	
BusMKBRU GB1.1	17.5	32.77	-3.7	67	50	0	0	0	0	MKBRU5	67	50	2373	80.1	
BusMKBRU GB1.2	17.5	33.25	-3.3	84	63	0	0	0	0	MKBRU5	84	63	3715	80	
BusMKBRU GB1.3	17.5	32.77	-3.7	67	50	0	0	0	0	MKBRU5	67	50	2373	80.1	
BusMKBRU SB1	17.5	30.73	-1.8	124	0	0	0	0	0	MKBRU5	124	0	4505	100	
BusPRBRT GB1.1	15.75	37.64	-3.2	88	51	0	0	0	0	PRBRT5	88	51	3818	86.5	
BusPRBRT GB1.2	15.75	37.67	-3.2	87	52	0	0	0	0	PRBRT5	87	52	3803	85.8	
BusPRBRT GB1.3	15.75	37.83	-3	96	57	0	0	0	0	PRBRT5	96	57	4183	86	
BusPRBRT GB2.1	15.75	37.34	-3.2	86	60	0	0	0	0	PRBRT5	86	60	3324	82	
BusPRBRT GB2.2	15.75	36.41	-3.2	86	14	0	0	0	0	PRBRT5	86	14	3312	88.7	
BusPRBRT GB2.3	15.75	36.41	-3	86	14	0	0	0	0	PRBRT5	86	14	3688	33	
BusPRBRT SB1	18	36.67	-1.5	135	13	0	0	0	0	PRBRT5	135	13	4523	33	
BusPRBRT SB2	18	38.51	-2.6	37	63	0	0	0	0	PRBRT5	37	63	3765	83.3	
BusSLBRU4	11.8	100.3	8.4	61	8	0	0	0	0	SLBRU5	61	8	3001	39.2	
BusSLBRU5	11.8	100.1	8.4	61	8	0	0	0	0	SLBRU5	61	8	2336	38.5	
BusSLBRU6	11.8	99.85	8.4	61	4	0	0	0	0	SLBRU5	61	4	2335	39.8	
BusSLLMA1	11.8	101	7.3	51	13	0	0	0	0	SLLMAS	51	13	2550	36.3	
BusSLLMA2	11.8	100.3	8.2	56	13	0	0	0	0	SLLMAS	56	13	2786	37.4	
BusSLLMA3	11.8	101.1	8.3	58	15	0	0	0	0	SLLMAS	58	15	2838	36.8	
BusMKLMA1	11.5	36.11	-1.4	85	72	0	0	0	0	MKLMAS	85	72	5813	76.3	
BusMKLMA2	11.5	36.11	-1.4	85	72	0	0	0	0	MKLMAS	85	72	5813	76.3	
BusMKLMA3	11.5	36.11	-1.4	85	72	0	0	0	0	MKLMAS	85	72	5813	76.3	
BusMKLMA4	17.5	34.07	-2.7	111	85	0	0	0	0	MKLMAS	111	85	4303	73.4	
BusMKLMA5	17.5	34.24	-2.6	116	90	0	0	0	0	MKLMAS	116	90	5138	73	

(lanjutan)

Rel	ID	kV	Tegangan		Pemb.		Beb. Motor		Beb. Statis		Aliran Daya				XFMR	
			Mag.	Sud.	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp		%PF
Buz	SRLYA1	23	102.8	11.4	369	150	0	0	0	0	SRLYA7	-369	150	9724	92.6	
Buz	SRLYA2	23	102.8	11.7	386	150	0	0	0	0	SRLYA7	336	150	10341	93.5	
Buz	SRLYA3	23	102.8	11.4	370	130	0	0	0	0	SRLYA7	370	130	3612	94.3	
Buz	SRLYA4	23	102.8	11.4	365	150	0	0	0	0	SRLYA7	365	150	9633	92.5	
Buz	SRLYA5	23	103.5	10.8	517	230	0	0	0	0	SRLYA7	517	230	14376	87.2	
Buz	SRLYA6	23	103.1	11.1	546	262	0	0	0	0	SRLYA7	546	262	14740	90.2	
Buz	SRLYA7	23	102.3	10.8	514	241	0	0	0	0	SRLYA7	514	241	13850	90.5	
	CBBRU5	150	97.88	1.2	0	0	38	21	3.2	5	BGBRU5	113.01	-10.22	446	-93.6	
											CLBRU5	-160.6	-15.56	634	93.5	
	CIBNG5	150	99.62	-3.8	0	0	177	60	44	15	CMGIS5	43.44	14.64	177	94.8	
											CMGIS5	43.44	14.64	177	94.8	
											JTRGN5	88.38	80.57	464	74.3	
											JTRGN5	88.38	80.57	464	74.3	
											SEMEN5	38.99	4.76	151	99.3	
											SEMEN5	38.99	4.76	151	99.3	
											SNTUL5	-18.6	58.67	238	-91.7	
											SNTUL5	-18.6	58.67	238	-91.7	
											CIBNG7	-258.6	-193.2	1247	80.1	
											CIBNG7	-266.5	-189	1284	80.1	
	CIBNG7	500	100	0	506	2093	0	0	0	0	BKA317	825.73	635.32	1203	73.3	
											CLBRU7	-770.3	83.26	895	-89.4	
											DEPOK7	-37.64	462.08	535	-8.1	
											DEPOK7	-37.64	462.08	535	-8.1	
											CIBNG5	-259.2	221.7	393	76	5
											CIBNG5	267.05	-228.42	405	76	-5
	CIPNG5	150	95.33	-5	0	0	53	20	12	4.6	PLMAS5	76.55	3.56	311	99.2	
											PLMAS5	76.55	3.56	311	99.2	
											CWBUR5	-109	-21.84	448	98	
											CWBUR5	-109	-21.84	448	98	
	CITRAS	150	89.48	-8.5	0	0	46	15	9.1	3	BLRJA5	-64.79	-17.87	283	96.4	
											BLRJA5	-64.79	-17.87	283	96.4	
											LEGOK5	14.86	134	64	93.2	
											LEGOK5	14.86	134	64	93.2	
											TRKSA5	22.56	6.8	101	95.7	
											TRKSA5	22.56	6.8	101	95.7	
	CKNDE5	150	90.3	-5.9	0	0	26	12	5.2	2.5	BLRJA5	192.52	-0.37	820	100	
											BLRJA5	192.52	-0.37	820	100	
											PUCAM5	48.64	11.63	213	97.2	
											PUCAM5	48.64	11.63	213	97.2	
											SRANG5	-256.6	-18.55	1036	95.7	
											SRANG5	-256.6	-18.55	1036	95.7	
	CKUPA5	150	90.34	-8.8	0	0	64	24	18	4.9	BLRJA5	-90.9	39.22	421	-91.8	
											BLRJA5	-90.9	39.22	421	-91.8	
											CLDUG5	-100	-85.05	559	76.2	
											JTAKES	84.05	12.18	361	99	
											JTAKES	84.05	12.18	361	99	
											KBNGN5	-114.7	-89.31	619	78.3	
											PSKMS5	75.65	21.33	354	96.2	
											PSKMS5	75.65	21.33	354	96.2	
	CLBRU5	150	95.5	4.2	0	0	18	4.8	4	1.1	ALINDO5	10.81	0	43	100	
											ASAHIS	31.06	8.37	130	96.1	
											ASAHIS	31.06	8.37	130	96.1	
											ASAHIS	52.18	19.19	224	93.3	
											CLLMA5	-29.22	-16.79	135	-86.7	
											KSTEL5	-22.56	20.88	123	-75.4	
											KSTEL5	-22.56	20.88	123	-75.4	
											POLY5	52.79	18.82	225	94.2	
											SRANG5	310.19	82.56	1233	96.6	
											SRANG5	310.19	82.56	1233	96.6	
											GUCLG5	-254.3	-51.02	366	97.7	
											GUCLG5	-254.3	-51.02	366	97.7	
											CLBRU7	-138.5	-31.73	669	83.4	
											CLBRU7	-138.5	-31.73	669	83.4	
	CLBRU7	500	99.52	6.6	0	-300	0	0	0	0	CIBNG7	778.94	-119.7	914	-98.8	
											SRLYA7	-528.1	-190.3	651	94	
											SRLYA7	-528.1	-190.3	651	94	
											CLBRU5	138.64	100.74	138	80.3	1
											CLBRU5	138.64	100.74	138	80.3	1
	CLDUG5	150	91.94	-7.8	0	0	22	6.4	4.6	1.4	CKUPA5	100.24	88.31	559	75	
											KBNGN5	-126.4	-36.06	664	73.6	
	CLLMA5	150	95.43	4.3	0	0	7.2	1.6	1.6	0.4	KSTEL5	27.48	-1.17	110	-93.9	
											KSTEL5	27.48	-1.17	110	-93.9	
											CLBRU5	29.24	-16.73	135	-86.8	
											NTSUIS	-40.63	10.61	169	-86.8	



(lanjutan)

Rel ID	kV	Tegangan		Pemb.		Beb. Motor		Beb. Statis		Aliran Daya					XFMR
		Mag.	Sud.	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	
CLLMA5	150	35.43	4.3	0	0	7.2	1.6	1.6	0.4	SRLYA5	-52.42	6.43	-213	+99.2	
CMGIS5	150	39.43	-4	0	0	70	23	17	5.7	CIBNG5	-43.4	-14.47	177	84.3	
										CIBNG5	-43.4	-14.47	177	84.3	
CNKRGS	150	31.33	-8.4	0	0	100	34	-21	7.2	DKSBI5	+157.4	+71.79	728	91	
										DKSBI5	-157.4	-71.79	728	91	
										TGBRU5	20.79	7.34	32	84.3	
										TGBRU5	20.79	7.34	32	84.3	
										TGRNG5	76.19	43.66	363	86.8	
										TGRNG5	76.19	43.66	363	86.8	
CSW5	150	34.37	+5.6	0	0	54	18	12	4.2	KARET5	+33.33	-11.27	142	94.7	
										KARET5	-33.33	-11.27	142	94.7	
CWANG5	150	35.56	-4.7	0	0	34	30	-21	6.3	CWBRU5	40.68	-9.43	168	-97.4	
										CWBRU5	40.68	-9.43	168	-97.4	
										STBDI5	58.49	28.78	262	83.7	
										STBDI5	58.49	28.78	262	83.7	
										DEPOK5	-156.7	-37.36	643	97.2	
										DEPOK5	-156.7	-37.36	643	97.2	
CWANG7	500	36.16	-2.3	0	-200	0	0	0	0	BKASIT	+362.9	-338.6	535	73.1	
										CWBRU5	181.43	63.27	233.3	-1	
										CWBRU5	181.43	63.27	233.3	83.4	-1
CWBRU5	150	35.56	-4.7	0	0	29	8	6.6	1.8	CWANG5	-40.68	3.5	168	-97.4	
										CWANG5	-40.68	3.5	168	-97.4	
										CIPNG5	103.04	22.41	448	-38	
										CIPNG5	103.04	22.41	448	-38	
										DTIGAS	35.2	23.65	395	97	
										DTIGAS	35.2	23.65	395	97	
										CWANG7	-181.3	-60.48	763	84.3	
										CWANG7	-181.3	-60.48	763	84.3	
DEPOK5	150	36.15	-3.9	0	0	29	3.6	6.7	2.2	CWANG5	157.07	40.33	643	96.8	
										CWANG5	157.07	40.33	643	96.8	
										DEPOK7	-343.6	-92.6	1447	96.7	
DEPOK7	500	37.5	0.3	0	-200	0	0	0	0	CIBNG7	-38.32	-493.7	586	-7.3	
										CIBNG7	-38.32	-493.7	586	-7.3	
										GNDUL7	-214	333.28	463	-54	
										GNDUL7	-214	333.28	463	-54	
										DEPOK5	-350.15	120.83	438	84.5	-1
DKSBI5	150	33.56	-6.6	0	0	101	37	22	6.1	KBURK5	32.75	30.61	401	85	
										KBURK5	32.75	30.61	401	85	
										KBNGN5	-171.5	-112	842	83.7	
										KBNGN5	-171.5	-112	842	83.7	
										CNKRGS	158.79	78.52	728	83.6	
										CNKRGS	158.79	78.52	728	83.6	
										GRGOL5	33.64	13.31	148	93	
										GRGOL5	33.64	13.31	148	93	
										LMK5					
										MKBRU5	-132.7	-84.32	646	84.4	
DKSBI5										MKBRU5	-132.7	-84.32	646	84.4	
										MKLMA5	-132.6	-85.98	650	83.3	
										MKLMA5	-132.6	-85.98	650	83.3	
										PTKNG5	30.25	137.44	676	54.3	
										PTKNG5	30.25	137.44	676	54.3	
DKTAS5	150	35.21	-5	0	0	25	12	5.6	2.7	STBDI5	-15.21	-7.36	68	-30	
										STBDI5	-15.21	-7.36	68	-30	
DNYSAS	150	30.29	7.8	0	0	64	26	13	5.2	MPBRU5	32.37	33.88	413	83.3	
										SNYAN5	-168.4	-64.7	773	83.4	
DTIGAS	150	35.44	-4.9	0	0	48	16	11	3.6	CWBRU5	-35.15	-23.33	395	97.1	
										CWBRU5	-35.15	-23.33	395	97.1	
										MPDUAS	65.63	13.51	270	97.3	
										MPDUAS	65.63	13.51	270	97.3	
GEBRU5	150	35.44	-5.3	0	0	64	24	19	5.5	GDPLA5	28	3.86	119	84.3	
										GDPLA5	28	3.86	119	84.3	
										PLPNG5	-70.01	-14.51	288	97.9	
										PLPNG5	-70.01	-14.51	288	97.9	
GDPLA5	150	35.34	-5.3	0	0	46	16	10	3.6	GEBRU5	-27.38	-9.82	119	84.4	
										GEBRU5	-27.38	-9.82	119	84.4	
GISGB5	150	35.29	-5.2	0	0	46	21	11	4.7	PLMAS5	-28.47	-12.76	126	81.3	
										PLMAS5	-28.47	-12.76	126	81.3	
GNDUL5	150	31.52	-3.6	0	0	68	15	14	3.2	KMANG5	51.78	13.73	225	96.7	
										KMANG5	51.78	13.73	225	96.7	
										PTKNG5	220.35	-14.17	331	-89.8	
										PTKNG5	220.35	-14.17	331	-89.8	
										GNDUL7	-313.3	-8.76	1320	100	
										GNDUL7	-313.3	-8.76	1320	100	

(lanjutan)

Rel ID	kV	Tegangan		Pemb.		Beb. Motor		Beb. Statis		Aliran Daya					XFMR
		Mag.	Sud.	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	
GNDUL7	500	36.71	0.6	0	-200	0	0	0	0	DEPOK7	214.37	-348.7	488	-52.4	5
										DEPOK7	214.37	-348.7	488	-52.4	
										KBNGN7	346.31	370.16	605	68.4	
										KBNGN7	346.31	370.16	605	68.4	
										SRLYA7	-875.6	+153.7	1061	98.5	
										SRLYA7	-875.6	+153.7	1061	98.5	
GNDUL5	314.32	32.29	377	39.5	39.5	5	5	GNDUL5	314.32	32.29	377	39.5	5		
								GNDUL5	314.32	32.29	377	39.5	5		
GNPPN5	150	30.17	-7.9	0	0	46	21	3.3	4.2	MPBRU5	22.29	1.93	35	39.6	
										SNYAN5	-77.16	-26.35	348	34.4	
GRGOL5	150	33.36	-6.8	0	0	55	22	12	4.7	DKSBI5	-33.61	-13.15	148	33.1	
										DKSBI5	-33.61	-13.15	148	33.1	
GUCLG5	150	37.06	7	0	0	0	0	0	0	CLBRU5	235.21	63.63	366	36.5	
										CLBRU5	235.21	63.63	366	36.5	
										CILEGON GT1.2	-144.8	-64.33	628	31.4	
										CILEGON GT1.1	-144.8	-64.33	628	31.4	
										CILEGON ST1.3	-180.8	1.23	716	100	
ITP5	150	33.29	-4.4	0	0	48	0.7	12	0.2	SEMEN5	-58.83	-0.85	231	100	
JTAKES	150	30.11	-3.3	0	0	35	30	19	6	MAXIM5	44.76	5.76	132	33.2	
										MAXIM5	44.76	5.76	132	33.2	
										CKUPA5	-83.34	+11.38	361	33.1	
										CKUPA5	-83.34	+11.38	361	33.1	
										TGRNG5	-18.08	-12.19	33	82.3	
										TGRNG5	-18.08	-12.19	33	82.3	
JTRGN5	150	37.05	-4.9	0	0	66	18	16	4.2	CIBNG5	-88.87	+77.01	464	75.6	
										CIBNG5	-88.87	+77.01	464	75.6	
										PDKLP5	43.64	82.34	370	46.6	
										MNTUR5	51.97	43.3	283	72.5	
KARET5	150	35.17	5.4	0	0	58	21	13	4.7	ANGKE5	-3.08	+11.22	47	26.4	
										ANGKE5	-3.08	+11.22	47	26.4	
										CSW5	33.36	11.41	142	34.6	
										CSW5	33.36	11.41	142	34.6	
										MPDUAS	-65.61	-12.34	270	38.1	
										MPDUAS	-65.61	-12.34	270	38.1	
KBURK5	150	33.25	-6.8	0	0	30	25	19	5.5	DKSBI5	-32.53	-30.07	401	35.1	
										DKSBI5	-32.53	-30.07	401	35.1	
										KBBRU5	38	14.66	168	33.3	
										KBBRU5	38	14.66	168	33.3	
KBNGN5	150	34.15	-6.3	0	0	85	24	19	5.3	DKSBI5	171.33	113.61	642	83.4	
										DKSBI5	171.33	113.61	642	83.4	
										CKUPA5	115.31	38.2	613	76.1	
										CLDUG5	126.83	101.73	664	78	
										KBNGN7	-342.1	-226.4	1676	83.4	
										KBNGN7	-347.7	-230.1	1704	83.4	
KBNGN7	500	35.26	0	0	-200	0	0	0	0	GNDUL7	-346.1	-387.6	629	66.6	
										GNDUL7	-346.1	-387.6	629	66.6	
										KBNGN5	343.23	235.21	540	76.3	
										KBNGN5	348.86	289.86	543	76.3	
KBSPH5	150	35.12	5.5	0	0	36	10	8.1	2.4	BDKMY5	-22.07	-6.38	32	36.1	
										BDKMY5	-22.07	-6.38	32	36.1	
KDSPIS	150	35.58	5.2	0	0	22	3.6	4.3	2.2	BKASIS	-28.54	+14.41	128	83.3	
										PLPNG5	2.01	2.61	13	61	
KMANG5	150	31.34	-3.8	0	0	86	22	18	4.7	GNDUL5	-51.73	+13.55	225	36.7	
										GNDUL5	-51.73	+13.55	225	36.7	
KMYRN5	150	35.68	5.1	0	0	58	21	13	4.8	MGBSR5	23.5	13.23	130	31.2	
										MGBSR5	23.5	13.23	130	31.2	
										ANCOL5	1.3	6.54	26	13.5	
										ANCOL5	1.3	6.54	26	13.5	
										PRBRT5	-66.19	-32.61	236	83.7	
										PRBRT5	-66.19	-32.61	236	83.7	
KOPD5	150	30.15	-6.1	0	0	21	6.4	4.2	1.3	PUCAM5	-12.51	-3.85	55	35.6	
										PUCAM5	-12.51	-3.85	55	35.6	
KBBRU5	150	33.11	-6.3	0	0	62	24	14	5.2	KBURK5	-37.36	-14.6	168	33.3	
										KBURK5	-37.36	-14.6	168	33.3	
KSTEL5	150	35.4	4.2	0	0	8	82	1.8	7.3	CLLMA5	-27.47	1.18	110	-33.3	
										CLLMA5	-27.47	1.18	110	-33.3	
										CLBRU5	22.56	-20.82	123	-73.5	
										CLBRU5	22.56	-20.82	123	-73.5	
KTPNG5	150	35.13	5.4	0	0	58	25	13	5.6	ANGKE5	-35.8	-15.21	157	32	
										ANGKE5	-35.8	-15.21	157	32	
LEGOK5	150	88.4	-8.7	0	0	20	4.8	4	1	CITRA5	-14.86	-1.83	64	33.2	
										CITRA5	-14.86	-1.83	64	33.2	
										LKONG5	2.86	-0.33	13	-34.5	
LKONG5	2.86	-0.33	13	-34.5											

(lanjutan)

Rel ID	kV	Tegangan		Pemb.		Beb. Motor		Beb. Statis		Aliran Daya					XFMR %Tap
		Mag.	Sud.	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	
LKONG5	150	89.4	-8.7	0	0	24	6.4	4.8	1.3	LEGOK5	-2.86	1	13	-94.4	
										LEGOK5	-2.86	1	13	-94.4	
										SPONG5	-11.54	-4.84	53	92.2	
										SPONG5	-11.54	-4.84	53	92.2	
LMK5	150	93.56	-6.6	0	0	0	0	0	0	DKSBI5					
MAXIM5	150	90.08	-3.3	0	0	74	9.6	15	1.9	JTAK5	-44.75	-5.74	192	99.2	
										JTAK5	-44.75	-5.74	192	99.2	
MGBSR5	150	95.63	-5.1	0	0	48	22	11	4.9	KMYRN5	-29.49	-13.27	130	91.2	
										KMYRN5	-29.49	-13.27	130	91.2	
MGRAI5	150	95.29	-5.3	0	0	16	0	3.6	0	PLMA55	-9.82	0	39	100	
										PLMA55	-9.82	0	39	100	
MKBRU5	150	95.37	-5.3	0	0	56	24	13	5.5	DKSBI5	133.41	88.88	646	83.2	
										DKSBI5	133.41	88.88	646	83.2	
										MKLMA5	3.01	-31.05	125	-9.7	
										MKLMA5	3.01	-31.05	125	-9.7	
										MKBRU GB1.1	-66.93	-47.12	330	81.8	5
										MKBRU GB1.2	-83.89	-58.51	412	82	5
										MKBRU GB1.3	-66.93	-47.12	330	81.8	5
										MKBRU SB1	-123.8	7.64	500	-93.8	5
MKLMA5	150	95.4	-5.3	0	0	0	0	0	0	BDKMY5	70.73	28.29	307	92.9	
										BDKMY5	70.73	28.29	307	92.9	
										ANGKE5	39.45	23.08	184	86.3	
										ANGKE5	39.45	23.08	184	86.3	
										MKBRU5	-3.01	31.06	125	-9.6	
										MKBRU5	-3.01	31.06	125	-9.6	
										DKSBI5	133.29	90.58	650	82.7	
										DKSBI5	133.29	90.58	650	82.7	
										MKLMA1	-84.77	-62.48	424	80.5	5
										MKLMA2	-84.77	-62.48	424	80.5	5
										MKLMA3	-84.77	-62.48	424	80.5	5
										MKLMA4	-110.8	-77.17	544	82.1	5
										MKLMA5	-115.8	-81.4	571	81.8	5
MNTUR5	150	96.62	-5.3	0	0	47	11	11	2.6	JTRGN5	-51.88	-48.82	283	73	
										PDKLP5	-6.34	34.82	140	-17.9	
MPBRU5	150	90.13	-8	0	0	95	30	19	6	DNYSAS	-92.25	-33.7	419	93.9	
										GNPN5	-22.28	-1.91	35	99.6	
MPDUAS	150	95.34	-5.1	0	0	0	0	0	0	DTIGAS	-65.66	-13.31	270	98	
										DTIGAS	-65.66	-13.31	270	98	
										KARET5	65.66	13.31	270	98	
										KARET5	65.66	13.31	270	98	
MRNDA5	150	95.58	-5.3	0	0	66	17	15	3.8	BKASIS	-40.78	-10.32	169	96.9	
										BKASIS	-40.78	-10.32	169	96.9	
MTSUI5	150	95.42	4.5	0	0	0	0	0	0	CLLMA5	40.65	-10.47	169	-96.8	
										PENIS	-40.65	10.47	169	-96.8	
PDKLP5	150	96.16	-5.2	0	0	88	29	20	6.7	BKASIS	-35.62	40.47	215	-66.1	
										BKASIS	-35.62	40.47	215	-66.1	
										JTRGN5	-43.48	-81.74	370	47	
										MNTUR5	6.37	-34.64	140	-18.1	
PELDO5	150	95.38	4.9	0	0	21	4	4.7	0.9	SLIRAS	20.3	8.86	89	91.7	
										SRLYA5	-45.83	-13.77	193	95.8	
PENIS	150	95.41	4.5	0	0	16	4.8	3.6	1.1	MTSUI5	40.66	-10.45	169	-96.9	
										SRLYA5	-60.3	4.56	243	-93.7	
PGDNGG5	150	95.38	-5.4	0	0	120	45	27	10	PGDNGK5	-58.24	-31.85	267	87.7	
										PGSAN5	-89.06	-23.14	371	96.8	
PGDNGK5	150	95.4	-5.3	0	0	0	0	0	0	PGDNGG5	58.24	31.87	267	87.7	
										PGLGN5	-58.24	-31.87	267	87.7	
PGLGN5	150	95.63	-5.2	0	0	39	7.3	9	1.7	PGDNGK5	58.28	32.13	267	87.6	
										BKASIS	-69.17	-31.63	306	90.9	
										BKASIS	-69.17	-31.63	306	90.9	
										PGSAN5	31.8	22.14	155	82.1	
PGSAN5	150	95.43	-5.3	0	0	68	19	15	4.4	TOSAN5	14.73	7.37	66	89.4	
										TOSAN5	14.73	7.37	66	89.4	
										PGDNGG5	89.07	23.25	371	96.8	
										PGLGN5	-31.78	-22.03	155	82.2	
										PKRNG5	-22.49	-10.69	100	90.3	
										PLMAS5	-8.28	14.31	66	-50.1	
										PLMAS5	-8.28	14.31	66	-50.1	
										PLPNG5	-25.58	-11.93	113	90.6	
										PRBRT5	-52.81	-22.76	231	91.8	
										PRBRT5	-52.81	-22.76	231	91.8	
PKRNG5	150	95.44	-5.3	0	0	0	0	0	0	PGSAN5	22.49	10.7	100	90.3	
										PLPNG5	-22.49	-10.7	100	90.3	

(lanjutan)

Rel ID	kV	Tegangan		Pemb.		Beb. Motor		Beb. Statis		Aliran Daya					XFMR
		Mag.	Sud.	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	
PLMA85	150	95.3	-5.2	0	0	4.9	16	11	4	MGRA5	3.82	0	33	100	
										MGRA5	3.82	0	33	100	
										CIPNG5	76.51	-9.23	311	93.3	
										CIPNG5	-76.51	-9.23	311	93.3	
PLMA85										GISGB5	28.47	12.77	126	91.2	
										GISGB5	28.47	12.77	126	91.2	
										PGSAM5	6.23	-14.23	66	-50.2	
										PGSAM5	6.23	-14.23	66	-50.2	
PLPNG5	150	95.57	-5.2	0	0	103	34	24	7.7	GBBRU5	70.08	14.65	288	97.3	
										GBBRU5	83.16	34.66	385	93.1	
										PRTMR5	-134.3	-25.46	550	96.2	
										BKASIS	-20.73	-10.36	34	88.5	
										KDSPIS	-2.01	-2.61	13	61	
										PGSAM5	25.59	11.33	113	90.6	
										PKRNG5	22.5	10.75	100	90.2	
										PRBRT5	-88.51	-37.25	386	92.2	
										PRBRT5	-88.51	-37.25	386	92.2	
POLY5	150	95.06	3.7	0	0	0	0	0	0	ASAH5	52.64	18.26	225	94.5	
										CLBRU5	-52.64	-18.26	225	94.5	
PRBRT5	150	95.93	-4.9	0	0	0	0	0	0	KMYRN5	66.24	32.35	236	89.5	
										KMYRN5	66.24	32.35	236	89.5	
										PGSAM5	52.32	23.24	231	91.6	
										PGSAM5	52.32	23.24	231	91.6	
										PLPNG5	88.66	37.84	386	92	
										PLPNG5	88.66	37.84	386	92	
										PRTMR5	177.33	53.63	743	95.7	
										PRTMR5	177.33	53.63	743	95.7	
										PRBRT GB1.1	-87.33	-47.47	400	88	
										PRBRT GB1.2	-86.33	-48.5	393	87.3	
										PRBRT GB1.3	-95.32	-52.76	433	87.6	
PRBRT5										PRBRT SB1	-134.8	-10.36	542	93.7	
										PRBRT GB2.1	-85.93	-56.27	412	93.7	
										PRBRT GB2.2	-85.93	-11.34	347	99.1	
										PRBRT GB2.3	-95.93	-10.71	387	93.4	
										PRBRT SB2	-96.89	-57.43	451	86	
PRTMR5	150	95.88	-4.8	0	0	13	19	2.9	4.4	ANCOL5	102.12	28.68	425	96.3	
										ANCOL5	102.12	28.68	425	96.3	
										PLPNG5	134.63	26.14	550	96.2	
										PRBRT5	-177.3	-53.56	743	95.7	
										PRBRT5	-177.3	-53.56	743	95.7	
PSKRM5	150	89.84	-3.3	0	0	58	16	-12	3.2	CKUPA5	-75.5	-20.56	354	96.5	
										CKUPA5	-75.5	-20.56	354	96.5	
										SFTAN5	40.4	10.34	179	96.5	
										SFTAN5	40.4	10.34	179	96.5	
PTKNG5	150	91.23	-7.6	0	0	87	27	18	5.7	SNYAN5	163.1	61.7	759	93.9	
										SNYAN5	163.1	61.7	759	93.9	
										GNDUL5	-216.9	27.92	931	-93.2	
										GNDUL5	-216.9	27.92	931	-93.2	
										BNTRO5	111.16	32.1	488	96.1	
										DKSBI5	-83.6	-133	676	55.9	
										DKSBI5	-83.6	-133	676	55.9	
SPONG5	62.36	21.73	278	94.4											
PUCAM5	150	90.22	-6	0	0	60	13	-12	2.6	CKNDE5	-48.62	-11.57	213	97.3	
										CKNDE5	-48.62	-11.57	213	97.3	
										KOPD5	12.52	3.87	55	95.5	
										KOPD5	12.52	3.87	55	95.5	
SEMENS	150	99.53	-4	0	0	14	6.4	-3.6	1.6	CIBNG5	-38.37	-4.64	151	93.3	
										CIBNG5	-38.37	-4.64	151	93.3	
SLBRU5	150	99.44	4.6	0	0	0	0	0	0	ITP5	53.37	1.3	231	100	
										BGBRU5	185.31	10.5	718	93.8	
										CEBRU5	-161.36	25.36	634	98.8	
										SLLMA5	-82.31	-15.06	323	98.4	
										SLLMA5	-82.31	-15.06	323	98.4	
										BusSLBRU4	-60.88	-3.83	236	93.8	
										BusSLBRU5	-60.88	-1.3	235	100	
BusSLBRU6	-60.88	0.03	235	100											
SLIRA5	150	95.35	4.3	0	0	82	28	19	6.4	PELDO5	-20.3	-8.84	89	91.7	
										SRLYA5	-80.83	-25.52	342	95.4	
SLLMA5	150	99.54	4.7	0	0	0	0	0	0	SLBRU5	82.35	15.33	323	98.3	
										SLBRU5	82.35	15.33	323	98.3	
										BusSLLMA1	-50.91	-10.03	200	98.1	
										BusSLLMA2	-55.9	-3.46	213	98.6	
BusSLLMA3	-57.89	-11.77	227	98.2											

(lanjutan)

Rel		Tegangan		Pemb.		Beb. Motor		Beb. Statis		Aliran Daya					XFMR
ID	kV	Mag.	Sud.	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
SNTUL5	150	98.55	-3.4	0	0	31	13	7.6	3.1	BGBRU5	-39.22	49.94	247	-61.8	
										BGBRU5	-39.22	49.94	247	-61.8	
										CIBNG5	19.83	-57.89	238	-32.4	
										CIBNG5	19.83	-57.89	238	-32.4	
SNYAN5	150	90.67	-7.7	0	0	74	22	15	4.6	PTKNG5	-168.6	-59.94	759	94.2	
										PTKNG5	-168.6	-59.94	759	94.2	
										DNYSAS	169.93	65.48	773	93.3	
										GNPPN5	77.48	27.4	348	94.3	
SPONG5	150	89.72	-8.5	0	0	78	24	16	4.8	BNTR05	-54.55	-18.63	247	94.6	
										LKONG5	11.56	4.9	53	92.1	
										LKONG5	11.56	4.9	53	92.1	
										PTKNG5	-61.79	-2.0	278	95.1	
SPTAN5	150	89.71	-9.6	0	0	26	8.8	5.2	1.8	PSKMS5	-40.36	-10.67	179	96.7	
										PSKMS5	-40.36	-10.67	179	96.7	
										TLNGA5	24.99	5.38	109	97.8	
										TLNGA5	24.99	5.38	109	97.8	
SRANG5	150	92.24	-1.1	0	0	76	18	16	3.9	CKNDE5	259.61	40.62	1096	98.8	
										CKNDE5	259.61	40.62	1096	98.8	
										CLBRU5	-305.7	-51.78	1293	98.6	
										CLBRU5	-305.7	-51.78	1293	98.6	
SRLYA5	150	95.56	5.2	0	0	1.6	0	0.4	0	CLLMA5	52.58	-5.7	213	-99.4	
										PELDO5	45.86	13.98	193	95.7	
										PENIS	60.44	-3.88	243	-99.8	
										SLIRA5	80.9	25.94	342	95.2	
										SRLYA7	-137.2	25.06	561	-98.4	
										SRLYA7	-104.5	-55.4	476	88.4	
										SRLYA7	528.51	183.23	646	94.5	
SRLYA7	500	99.85	7.1	0	-400	0	0	0	0	CLBRU7	528.51	183.23	646	94.5	5 2.5
										CLBRU7	528.51	183.23	646	94.5	
										GNDUL7	886.43	153.04	1040	98.5	
										GNDUL7	886.43	153.04	1040	98.5	
										SRLYA5	137.28	-20.37	160	-98.9	
										SRLYA5	104.63	6.0	139	86.8	
										BusSRLYA1	-368.4	-118.1	447	95.2	
										BusSRLYA2	-395.3	-113.9	475	96.1	
										BusSRLYA3	-369.4	-98.81	442	96.6	
										BusSRLYA4	-364.4	-118.7	443	95.1	
										BusSRLYA5	-516.1	-246.3	661	90.3	
										BusSRLYA6	-545.1	-216	678	93	
										BusSRLYA7	-513.2	-200.4	637	93.1	
STBDI5	150	95.23	-5	0	0	70	34	16	7.8	CWANG5	-58.39	-28.46	262	89.9	
										CWANG5	-58.39	-28.46	262	89.9	
										DKTAS5	15.21	7.36	68	90	
										DKTAS5	15.21	7.36	68	90	
TGBRU5	150	91.18	-8.6	0	0	34	12	7.2	2.5	CNKR5	-20.77	-7.25	92	94.4	
										CNKR5	-20.77	-7.25	92	94.4	
TGRNG5	150	90.32	-3.1	0	0	96	50	20	10	CNKR5	-75.88	-42.12	369	87.4	
										CNKR5	-75.88	-42.12	369	87.4	
										JTAK5	18.09	12.26	93	82.8	
										JTAK5	18.09	12.26	93	82.8	
TLNGA5	150	89.6	-9.8	0	0	42	8.8	8.4	1.8	SPTAN5	-24.97	-5.29	109	97.8	
										SPTAN5	-24.97	-5.29	109	97.8	
TOSAN5	150	95.41	-5.3	0	0	24	12	5.5	2.7	PGSAN5	-14.73	-7.37	66	89.4	
										PGSAN5	-14.73	-7.37	66	89.4	
TRKSA5	150	89.34	-8.7	0	0	38	11	7.5	2.2	CITRA5	-22.55	-6.72	101	95.8	
										CITRA5	-22.55	-6.72	101	95.8	

## Lampiran 13 : Pembebanan rel

No	ID	Simulasi 1					Simulasi 2					Perbedaan simulasi 1 terhadap simulasi 2				
		Mw	Mvar	MVA	% PF	Amp	Mw	Mvar	MVA	% PF	Amp	Mw	Mvar	MVA	% PF	Amp
1	ALIND05	10.8	0	10.8	100	43.6	10.806	0	10.806	100	43.56	-0.006	0	-0.006	0	0.04
2	ANCOL5	256.11	142.28	292.98	87.4	1180.1	206.46	63.638	217.83	94.8	877	49.652	72.639	75.03	-7.4	303.08
3	ANGKES	502.22	121.47	516.7	97.2	2083.7	200.52	90.297	219.92	91.2	888.59	301.7	3117.2	296.78	6	1195.1
4	ASAH5	166.57	53.901	175.08	95.1	710.6	166.67	53.933	175.18	95.1	709.89	-0.097	-0.032	-0.102	0	0.71
5	BDKMY5	141.42	55.397	152.1	93	613.58	141.27	55.938	151.94	93	614.69	0.15	0.053	0.161	0	-1.11
6	BGBRUS	294	97.886	309.87	94.9	1214.7	294.03	98.256	310.01	94.8	1220.1	-0.024	-0.37	-0.14	0.1	-5.43
7	BKASIS	1127.6	217.17	1148.3	96.2	4626.8	456.31	151.06	481.24	94.9	1932.3	670.7	66.107	667.1	3.3	2694.6
8	BLRJA5	398.31	84.387	407.74	97.8	1745	383.26	75.063	390.54	98.1	1671.4	15.647	3.324	17.194	-0.3	73.58
9	BNTRO5	111.94	31.53	116.31	96.2	492.14	110.93	31.406	115.29	96.2	488.13	1.011	0.184	1.022	0	4.01
10	B <sub>2</sub> PLTGU CILEGON GT1.1	145	73	162.34	89.3	6006.4	145	73	162.34	89.3	5985.3	0	0	0	0	21.08
11	B <sub>2</sub> PLTGU CILEGON GT1.2	145	73	162.34	89.3	6006.4	145	73	162.34	89.3	5985.3	0	0	0	0	21.08
12	B <sub>2</sub> PLTGU CILEGON ST1.3	181	-10	181.28	-99.8	6901.2	181	10	181.28	99.8	6827.9	0	-20	0	-200	73.24
13	B <sub>2</sub> PLTGU MKBRU GB1.1	67	50	83.6	80.1	2965.2	67	50	83.6	80.1	2973.2	0	0	0	0	-7.92
14	B <sub>2</sub> PLTGU MKBRU GB1.2	64	63	105	80	3705.2	64	63	105	80	3715	0	0	0	0	-9.91
15	B <sub>2</sub> PLTGU MKBRU GB1.3	67	50	83.6	80.1	2965.2	67	50	83.6	80.1	2973.2	0	0	0	0	-7.92
16	B <sub>2</sub> PLTGU MKBRU SB1	124	0	124	100	4493.3	124	0	124	100	4505.9	0	0	0	0	-12.56
17	B <sub>2</sub> PLTGU PRBRT GB1.1	88	51	101.71	86.5	3825.3	88	51	101.71	86.5	3818.5	0	0	0	0	6.75
18	B <sub>2</sub> PLTGU PRBRT GB1.2	87	52	101.36	85.8	3810.6	87	52	101.36	85.8	3803.9	0	0	0	0	6.72
19	B <sub>2</sub> PLTGU PRBRT GB1.3	96	57	111.65	86	4190.6	96	57	111.65	86	4183.3	0	0	0	0	7.36
20	B <sub>2</sub> PLTGU PRBRT GB2.1	86	60	104.86	82	3931.9	86	60	104.86	82	3925	0	0	0	0	6.89
21	B <sub>2</sub> PLTGU PRBRT GB2.2	86	14	87.132	98.7	3318.8	86	14	87.132	98.7	3312.8	0	0	0	0	6.01
22	B <sub>2</sub> PLTGU PRBRT GB2.3	96	14	37.015	99	3695.5	96	14	37.015	99	3688.8	0	0	0	0	6.69
23	B <sub>2</sub> PLTGU PRBRT SB1	135	19	136.33	99	4531.7	135	19	136.33	99	4523.5	0	0	0	0	8.17
24	B <sub>2</sub> PLTGU PRBRT SB2	97	63	115.66	83.9	3772.5	97	63	115.66	83.9	3766	0	0	0	0	6.54
25	B <sub>2</sub> PLTP SLBRU4	61	8	61.522	99.2	2993.7	61	8	61.522	99.2	3001.6	0	0	0	0	-11.87
26	B <sub>2</sub> PLTP SLBRU5	61	6	61.294	99.5	2985.1	61	6	61.294	99.5	2997	0	0	0	0	-11.9
27	B <sub>2</sub> PLTP SLBRU6	61	4	61.131	99.8	2983.6	61	4	61.131	99.8	2995.5	0	0	0	0	-11.95
28	B <sub>2</sub> PLTP SLLMA1	51	13	52.631	96.9	2540.9	51	13	52.631	96.9	2550.8	0	0	0	0	-9.95
29	B <sub>2</sub> PLTP SLLMA2	56	13	57.489	97.4	2775.9	56	13	57.489	97.4	2786.7	0	0	0	0	-10.87
30	B <sub>2</sub> PLTP SLLMA3	58	15	59.308	96.8	2896.8	58	15	59.308	96.8	2898.1	0	0	0	0	-11.27
31	B <sub>2</sub> PLTU MKLMA1	85	72	111.4	76.3	5804.1	85	72	111.4	76.3	5819	0	0	0	0	-14.94
32	B <sub>2</sub> PLTU MKLMA2	85	72	111.4	76.3	5804.1	85	72	111.4	76.3	5819	0	0	0	0	-14.94
33	B <sub>2</sub> PLTU MKLMA3	85	72	111.4	76.3	5804.1	85	72	111.4	76.3	5819	0	0	0	0	-14.94
34	B <sub>2</sub> PLTU MKLMA4	111	85	139.81	79.4	4890.3	111	85	139.81	79.4	4903.4	0	0	0	0	-13.08
35	B <sub>2</sub> PLTU MKLMA5	116	90	146.82	79	5126	116	90	146.82	79	5139.6	0	0	0	0	-13.65
36	CBBRUS	160.65	25.826	162.71	96.7	637.24	160.61	25.785	162.67	96.7	639.66	0.042	0.041	0.049	0	-2.42
37	CIBNG5	76.355	612.46	617.21	12.4	2375.6	564.29	392.15	687.18	82.1	2655	-487.9	220.31	-69.97	-63.7	-279.4
38	CIPNG5	479.16	73.427	484.75	96.8	1950.5	217.92	43.678	222.25	96	896.76	261.24	29.749	262.5	0.8	1053.8
39	CITRA5	127.64	35.458	132.47	96.4	569.78	129.59	35.73	134.42	96.4	578.2	-1.946	-0.272	-1.949	0	-8.42
40	CKNDE5	528.9	37.829	530.25	99.7	2261.6	513.13	37.836	514.52	99.7	2193.2	15.773	-0.007	15.791	0	68.41
41	CKUPA5	413.7	179.29	450.88	91.8	1919.8	396.46	174.36	433.11	91.5	1845.2	17.24	4.93	17.772	0.3	74.51
42	CLBRU5	836.25	242.01	870.56	96.1	3514.4	819.8	285.51	868.09	94.4	3498.9	16.452	-43.5	2.473	17	15.46
43	CLDUG5	126.23	98.597	160.22	78.8	670.07	126.41	96.063	158.77	79.6	664.69	-0.115	2.534	1.455	-0.8	5.38
44	CLLMA5	46.348	25.241	52.176	87.8	213.05	33.041	19.061	34.374	96	383.05	-46.69	6.18	-42.198	-10.2	-170
45	CMGIS5	86.934	28.975	91.636	94.9	353.39	86.802	28.931	91.497	94.9	354.21	0.132	0.044	0.139	0	-0.82
46	CNKRGS	297.78	148.62	332.81	89.5	1400.1	314.85	143.58	346.05	91	1457.5	-17.08	5.04	-13.24	-1.5	-57.42
47	CSW5	66.731	22.567	70.443	94.7	284.76	66.668	22.546	70.377	94.7	285.22	0.063	0.021	0.066	0	-0.46
48	CWANG5	244.04	95.05	261.9	93.2	1050.3	313.31	94.902	327.37	95.7	1318.6	-63.28	0.148	-65.476	-2.5	-268.3
49	CWBRU5	661.71	220	697.33	94.9	2796.5	443.87	120.96	460.06	96.5	1853	217.84	39.042	237.27	-1.6	943.48
50	DEPK5	280	55	285.35	98.1	1140	428	587.45	726.83	58.9	860.79	-148	-532.5	-441.48	39.2	279.19
51	DKSBI5	748.58	591.1	953.82	78.5	3919	873.72	564.64	1040.3	84	4279.6	-125.1	26.46	-86.468	-5.5	-360.6
52	DKTAS5	30.469	14.744	33.849	90	136.25	30.42	14.72	33.794	90	136.62	0.049	0.024	0.055	0	-0.37
53	DNYSA5	169.46	64.711	181.39	93.4	772.7	169.42	64.696	181.35	93.4	773.05	0.039	0.015	0.042	0	-0.35
54	DTIGA5	146.26	76.115	164.88	88.7	662.31	190.31	46.653	195.94	97.1	790.24	-44.05	29.456	-310.64	-8.4	-127.9
55	GBBRU5	158.97	49.121	166.39	95.5	672.87	159.13	49.17	166.55	95.5	671.72	-0.159	-0.049	-0.166	0	1.15
56	GDPLA5	55.906	19.613	59.246	94.4	239.85	55.962	19.633	59.305	94.4	239.44	-0.056	-0.02	-0.059	0	0.41
57	GISGB5	56.96	25.529	62.419	91.3	251.83	56.934	25.518	62.391	91.3	252.02	0.026	0.011	0.028	0	-0.19
58	GNDUL5	740	45.867	741.42	99.8	3115.7	627.7	45.855	629.38	99.7	2646.9	112.3	0.012	112.05	0.1	468.76
59	GNPPN5	77.177	26.361	81.751	94.4	348.72	77.159	26.355	81.732	94.4	348.88	0.018	0.006	0.019	0	-0.16
60	GRGL5	67.258	26.322	72.225	93.1	297.39	67.228	26.31	72.192	93.1	297.62	0.03	0.012	0.033	0	-0.23
61	GUCLG5	470.42	128.53	487.66	96.5	1941.1	470.43	128.66	487.7	96.5	1934.1	-0.007	-0.122	-0.039	0	6.97
62	IPK5	59.924	0.848	59.93	100	231.42	59.833	0.846	59.839	100	231.96	0.091	0.002	0.091	0	-0.54
63	JTAKE5	204.1	47.152	209.47	97.4	894.04	204.04	47.14	209.42	97.4	894.51	0.055	0.012	0.056	0	-0.47
64	JTRGN5	749.31	311.92	811.41	92.3	3222.7	177.74	154.02	235.19	75.6	929.92	571.57	157.3	576.22	16.7	2292.8
65	KAPET5	137.5	55.77	148.38	92.7	598.59	137.37	48.332	145.62	94.3	588.97	0.129	7.438	2.754	-1.6	3.62
66	KBJK5	185.26	60.165	194.78	95.1	802.99	185.17	60.138	194.69	95.1	803.64	0.062	0.027	0.066	0	-0.65
67	KBNGN5	990	390	1064	93	4343.2	689.72	456.47	827.09	83.4	3381.3	300.28	-66.47	236.96	9.6	961.93
68	KBSPH5	44.183	12.766	45.397	96.1	185.59	44.143	12.753	45.948	96.1	185.33	0.046	0.013	0.049	0	-0.34
69	KDSP5	123.19	28.746	126.5	97.4	510.92	123.43	28.743	126.75	97.4	510.92	0.002	0.002	0.002	0	0.002
70	KMANG5	103.48	27.098	106.97	96.7	450.39	103.45	27.091	106.94	96.7	450.63	0.029	0.007	0.029	0	-0.24

(lanjutan)

No	ID	Simulasi 1					Simulasi 2					Perbedaan simulasi 1 terhadap simulasi 2				
		Mw	Mvar	MVA	% PF	Amp	Mw	Mvar	MVA	% PF	Amp	Mw	Mvar	MVA	% PF	Amp
71	KMYRNS	123.71	61.736	143.68	90.3	578.78	132.38	65.228	147.58	89.7	593.68	-2.672	-3.43	-3.9	0.6	-14.9
72	KOPOS	25.022	7.697	26.173	95.6	111.83	25.027	7.693	26.184	95.6	111.79	-0.005	-0.002	-0.005	0	0.04
73	KRBRU5	75.96	29.212	81.384	93.3	336	75.927	29.199	81.348	93.3	336.27	0.033	0.013	0.036	0	-0.27
74	KSTEL5	27.014	39.268	47.663	56.7	192.48	54.946	41.647	68.946	79.7	278.16	-27.93	-2.379	-21.283	-23	-85.68
75	KTPNG5	71.66	30.439	77.857	92	314.41	71.608	30.418	77.801	92	314.8	0.052	0.021	0.056	0	-0.39
76	LEGOK5	27.766	5.758	28.356	97.9	122.08	29.712	5.758	30.264	98.2	130.31	-1.346	0	-1.908	-0.3	-8.23
77	LKONG5	28.797	9.93	30.461	94.5	131.11	28.794	9.674	30.375	94.8	130.78	0.003	0.256	0.086	-0.3	0.33
78	LMK5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
79	MAXIMS	89.521	11.489	90.255	99.2	385.32	89.497	11.486	90.231	99.2	385.53	0.024	0.003	0.024	0	-0.21
80	MGBSR5	58.944	26.523	64.636	91.2	260.52	58.973	26.536	64.669	91.2	260.3	-0.029	-0.013	-0.033	0	0.22
81	MGRAIS	19.641	0	19.641	100	79.24	19.632	0	19.632	100	79.3	0.009	0	0.009	0	-0.06
82	MKBRU5	341.58	260.85	429.79	79.5	1729.7	341.57	214.85	403.53	84.6	1628.5	0.002	46.002	26.262	-5.1	101.18
83	MKLMAS	693.97	394.61	796.32	86.9	3211.8	486.95	346.01	597.36	81.5	2410.1	207.03	48.608	200.96	5.4	801.63
84	MNTUR5	291.32	92.864	305.76	95.3	1225.1	58.218	48.623	75.852	76.8	302.17	233.11	44.241	229.91	18.5	922.35
85	MPBRU5	114.56	35.624	119.97	95.5	511.97	114.53	35.616	119.94	95.5	512.2	0.002	0.008	0.026	0	-0.23
86	MPDUAS	87.207	56.203	103.75	84.1	417.4	131.32	26.612	133.99	98	540.92	-44.11	29.591	-30.239	-13.9	-123.5
87	MRNDA5	81.46	20.608	84.026	96.9	339.56	81.565	20.634	84.135	96.9	338.82	-0.105	-0.026	-0.109	0	0.74
88	MTSUIS	16.966	10	19.694	86.1	79.41	40.654	10.467	41.98	96.8	169.34	-23.63	-0.467	-22.286	-10.7	-89.93
89	PKLP5	924.25	212.49	948.36	97.5	3817.4	114.71	116.38	163.41	70.2	654.07	809.54	96.112	784.95	27.3	3163.3
90	PELDOS	45.885	13.783	47.91	95.8	192.69	45.827	13.766	47.85	95.8	193.1	0.058	0.017	0.06	0	-0.41
91	PENIS	36.611	15.898	39.914	91.7	160.93	60.297	10.453	61.197	98.5	246.87	-23.69	5.445	-21.283	-6.8	-85.94
92	PGDNGG5	281.78	54.949	287.09	98.2	1160.9	147.29	54.991	157.22	93.7	634.44	134.49	-0.042	129.87	4.5	526.43
93	PGDNGK5	134.59	47.292	142.66	94.3	576.79	58.239	31.87	66.389	87.7	267.86	76.352	15.422	76.269	6.6	308.93
94	PGLNG5	295.42	96.323	310.73	95.1	1254.2	138.35	63.253	152.12	90.8	612.29	157.08	33.07	158.61	4.2	641.95
95	PGSAN5	556.13	59.604	593.31	99.4	2260.1	202.03	90.183	221.24	91.3	892.32	354.1	-30.58	338.08	8.1	1367.8
96	PKRNG5	39.249	2.752	39.345	99.8	158.98	22.489	10.698	24.904	90.3	100.43	16.76	-7.946	14.441	9.5	58.55
97	PLMAS5	413.69	47.163	416.37	99.4	1679.6	153.03	47.142	160.12	95.6	646.7	260.67	0.021	256.25	3.8	1032.9
98	PLPNG5	597.48	107.37	607.05	98.4	2451.6	334.11	113.53	352.88	94.7	1421.3	263.37	-6.162	254.18	3.7	1030.3
99	POLYS	52.612	18.253	55.688	94.5	225.85	52.643	18.263	55.721	94.5	225.62	-0.031	-0.01	-0.033	0	0.23
100	PRBRT5	770.31	295.32	824.98	93.4	3316.2	770.31	295.44	825.02	93.4	3310.4	-0.003	-0.123	-0.046	0	5.86
101	PRTMRS	279.47	156.95	320.52	87.2	1288.9	354.61	107.13	370.44	95.7	1486.9	-75.14	49.826	-49.912	-8.5	-198
102	PSKMS5	151.04	41.134	156.54	96.5	669.49	151.01	41.126	156.51	96.5	669.78	0.032	0.008	0.033	0	-0.29
103	PTKNG5	619.19	289.56	683.55	90.6	2881.8	617.07	265.93	671.93	91.8	2834.8	2.118	23.624	11.613	-1.2	47.05
104	PUCAMS	97.222	23.136	99.337	97.3	426.63	97.242	23.141	99.397	97.3	426.46	-0.02	-0.005	-0.02	0	0.17
105	SEMENS	78.049	3.295	78.601	99.3	302.82	77.931	3.284	78.482	99.3	303.52	0.118	0.011	0.119	0	-0.7
106	SLEBRU5	347.27	36.106	349.15	99.5	1346	347.27	35.957	349.12	99.5	1351.3	0.006	0.149	0.021	0	-5.33
107	SURAS	101.26	34.401	106.94	94.7	430.25	101.13	34.358	106.81	94.7	431.17	0.127	0.043	0.135	0	-0.92
108	SLLMA5	164.7	30.744	167.54	98.3	645.3	164.7	30.663	167.53	98.3	647.82	0.002	0.081	0.017	0	-2.52
109	SMTUL5	78.085	115.41	139.35	96	542.09	78.436	115.79	139.85	96.1	546.19	-0.351	-0.372	-0.505	-0.1	-4.1
110	SNYANS	337.18	119.9	357.87	94.2	1518.1	337.11	119.88	357.79	94.2	1518.8	0.077	0.026	0.081	0	-0.69
111	SPONG5	118.31	38.915	124.55	95	534.05	116.34	38.634	122.59	94.9	525.91	1.971	0.281	1.959	0.1	8.14
112	SPTANS	80.74	21.337	83.512	96.7	358.09	80.723	21.333	83.494	96.7	358.24	0.017	0.004	0.016	0	-0.15
113	SRANG5	627.48	97.699	635.04	98.8	2653.6	611.37	103.56	620.08	98.6	2587.5	16.101	-5.859	14.953	0.2	66.05
114	SRLYA5	195	70	207.18	94.1	831.73	241.73	64.973	250.31	96.6	1008.3	-46.73	5.027	-43.127	-2.5	-176.5
115	STBDIS	116.98	57.015	130.13	89.9	523.69	116.79	56.924	129.92	89.9	525.12	0.189	0.091	0.21	0	-1.43
116	TGBRU5	41.566	14.5	44.022	94.4	185.62	41.549	14.494	44.004	94.4	185.77	0.017	0.006	0.018	0	-0.15
117	TGRNG5	134.71	89.669	161.82	83.2	688.9	151.77	84.244	173.58	87.4	739.72	-17.06	5.425	-11.758	-4.2	-50.82
118	TLNGAS	49.957	10.58	51.065	97.8	219.23	49.946	10.578	51.054	97.8	219.33	0.011	0.002	0.011	0	-0.1
119	TOSANS	29.44	14.722	32.916	89.4	133.04	29.461	14.733	32.939	89.4	132.89	-0.021	-0.011	-0.023	0	0.15
120	TRKAS5	45.105	13.433	47.063	95.8	202.74	45.104	13.433	47.062	95.8	202.75	0.001	0	0.001	0	-0.01
121	BKASIT						820.8	223.8	850.76	96.5	1013.9					
122	BuzSRLYA1						369	150	398.32	92.6	9724.6					
123	BuzSRLYA2						396	150	423.46	93.5	10341					
124	BuzSRLYA3						370	130	392.17	94.3	9612.5					
125	BuzSRLYA4						365	150	394.62	92.5	9633.8					
126	BuzSRLYA5						517	230	592.78	87.2	14377					
127	BuzSRLYA6						546	262	605.61	90.2	14740					
128	BuzSRLYA7						514	241	567.69	90.5	13850					
129	CIENG7						1352	2092.9	2491.6	54.3	2877					
130	CLBRU7						1056.2	-98.52	1060.8	-99.6	1230.8					
131	CWANG7						362.86	-61.45	368.03	-98.6	441.96					
132	DEPOK5						343.59	92.605	361.65	96.7	1447.7					
133	GNDL7						1751.2	604.9	1852.7	94.5	2212.2					
134	KBNGN7						692.03	375.09	787.2	87.9	954.19					
135	SRLYA7						3071.8	332.54	3089.7	99.4	3573.1					

## Lampiran 14 : Rugi-rugi daya

No.	Percabangan ID	Simulasi 1				Simulasi 2				Perbedaan simulasi 1 terhadap simulasi 2						
		Rugi-rugi		% Teg. Rel	% Teg. Jatuh	Rugi-rugi		% Teg. Rel	% Teg. Jatuh	Rugi-rugi		% Teg. Rel	% Teg. Jatuh			
		k/W	Kvar	Dari	Ke	k/W	Kvar	Dari	Ke	k/W	Kvar	Dari	Ke			
1	CLBRU-ALNDO	1	1.9	95.3	95.3	0.01	1	1.9	95.5	95.5	0.01	0	0	-0.2	-0.2	0
2	PRTMR-ANCOL-1	108.9	230.2	95.6	95.7	0.16	191.5	404.6	95.6	95.9	0.27	-82.6	-174.4	0	-0.2	-0.11
3	PRTMR-ANCOL-2	108.9	230.2	95.6	95.7	0.16	191.5	404.6	95.6	95.9	0.27	-82.6	-174.4	0	-0.2	-0.11
4	ANCOL-KMYRN-1	20.6	149.6	95.6	95.6	0.01	0.5	3.8	95.6	95.7	0.05	20.1	145.8	0	-0.1	-0.04
5	ANCOL-KMYRN-2	20.6	149.6	95.6	95.6	0.01	0.5	3.8	95.6	95.7	0.05	20.1	145.8	0	-0.1	-0.04
6	ANGKE-ANCOL-1	603.2	1765.4	95.6	95.4	0.12	129.4	375	95.6	95.3	0.37	479.8	1390.4	0	0.1	-0.25
7	ANGKE-ANCOL-2	603.2	1765.4	95.6	95.4	0.12	129.4	375	95.6	95.3	0.37	479.8	1390.4	0	0.1	-0.25
8	ANGKE-KTPNG-1	35.5	53.8	95.4	95.3	0.13	35.6	54	95.3	95.1	0.13	-0.1	-0.2	0.1	0.2	0
9	ANGKE-KTPNG-2	35.5	53.8	95.4	95.3	0.13	35.6	54	95.3	95.1	0.13	-0.1	-0.2	0.1	0.2	0
10	ANGKE-KARET-1	17.1	51.1	95.4	95.4	0.04	3.6	10.7	95.3	95.2	0.09	13.5	40.4	0.1	0.2	-0.05
11	ANGKE-KARET-2	17.1	51.1	95.4	95.4	0.04	3.6	10.7	95.3	95.2	0.09	13.5	40.4	0.1	0.2	-0.05
12	ANGKE-MKLMA-1	873.9	2608.8	95.4	95.7	0.23	28.7	85.5	95.3	95.4	0.14	845.2	2523.3	0.1	0.3	0.03
13	ANGKE-MKLMA-2	873.9	2608.8	95.4	95.7	0.23	28.7	85.5	95.3	95.4	0.14	845.2	2523.3	0.1	0.3	0.03
14	ASAHI-POLY	17.9	84.3	94.8	94.9	0.08	17.9	84.7	95	95.1	0.08	0	0.2	-0.2	-0.2	0
15	CLBRU-ASAHI-1	77.4	366.5	94.8	95.3	0.51	77.3	365.8	95	95.5	0.51	0.1	0.7	-0.2	-0.2	0
16	CLBRU-ASAHI-2	77.4	366.5	94.8	95.3	0.51	77.3	365.8	95	95.5	0.51	0.1	0.7	-0.2	-0.2	0
17	CLBRU-ASAHI-3	88	638.1	94.8	95.3	0.51	87.8	636.9	95	95.5	0.51	0.2	1.2	-0.2	-0.2	0
18	BDKMY-KBSRH-1	2.4	7.7	95.4	95.4	0.02	2.4	7.8	95.1	95.1	0.02	0	-0.1	0.3	0.3	0
19	BDKMY-KBSRH-2	2.4	7.7	95.4	95.4	0.02	2.4	7.8	95.1	95.1	0.02	0	-0.1	0.3	0.3	0
20	MKLMA-BDKMY-1	37.3	315.9	95.4	95.7	0.26	37.7	317.1	95.1	95.4	0.26	-0.4	-1.2	0.3	0.3	0
21	MKLMA-BDKMY-2	37.3	315.9	95.4	95.7	0.26	37.7	317.1	95.1	95.4	0.26	-0.4	-1.2	0.3	0.3	0
22	BGBRU-CBBRU	1055	7653.7	98.2	98.3	0.09	1065	7722.5	97.8	97.9	0.08	-9.5	-68.8	0.4	0.4	0.01
23	BGBRU-SLBRU	3203	23234	98.2	98.8	1.65	3230	23426	97.8	99.4	1.64	-26.6	-192.5	0.4	0.4	0.01
24	SNTUL-BGBRU-1	234	799.4	98.2	98.9	0.75	237.9	812.4	97.8	98.6	0.76	-3.9	-13	0.4	0.3	-0.01
25	SNTUL-BGBRU-2	234	799.4	98.2	98.9	0.75	237.9	812.4	97.8	98.6	0.76	-3.9	-13	0.4	0.3	-0.01
26	BKASI-KDSP1	233.3	1596.2	95.5	95.3	0.23	23.3	159.4	95.9	95.6	0.28	210	1436.8	-0.4	-0.3	-0.05
27	BKASI-MRMDA-1	64.2	254.6	95.5	95.2	0.28	63.9	253.5	95.9	95.6	0.28	0.3	1.1	-0.4	-0.4	0
28	BKASI-MRMDA-2	64.2	254.6	95.5	95.2	0.28	63.9	253.5	95.9	95.6	0.28	0.3	1.1	-0.4	-0.4	0
29	BKASI-PDKLP-1	2919	19373	95.5	95.6	0.09	37.9	259.2	95.9	96.2	0.3	2881	19714	-0.4	-0.6	-0.21
30	BKASI-PDKLP-2	2919	19373	95.5	95.6	0.09	37.9	259.2	95.9	96.2	0.3	2881	19714	-0.4	-0.6	-0.21
31	BKASI-PLPNG	373.8	2557.8	95.5	95.3	0.22	17.8	121.7	95.9	95.6	0.3	356	2436.1	-0.4	-0.3	-0.08
32	PGLGN-BKASI-1	152	1040	95.5	95.4	0.17	43.7	340	95.9	95.6	0.24	102.3	700	-0.4	-0.2	-0.07
33	PGLGN-BKASI-2	152	1040	95.5	95.4	0.17	43.7	340	95.9	95.6	0.24	102.3	700	-0.4	-0.2	-0.07
34	BLRJA-CITRA-1	113.1	820.2	89.9	89.5	0.45	116.4	844.6	89.9	89.5	0.45	-3.3	-24.4	0	0	0
35	BLRJA-CITRA-2	113.1	820.2	89.9	89.5	0.45	116.4	844.6	89.9	89.5	0.45	-3.3	-24.4	0	0	0
36	CKNDE-BLRJA-1	962.5	6981.4	89.9	90.2	0.31	886.6	6430.7	89.9	90.3	0.36	75.9	550.7	0	-0.1	-0.05
37	CKNDE-BLRJA-2	962.5	6981.4	89.9	90.2	0.31	886.6	6430.7	89.9	90.3	0.36	75.9	550.7	0	-0.1	-0.05
38	CKUPA-BLRJA-1	282.7	2050.8	89.9	90.4	0.46	233.4	1693	89.9	90.3	0.4	49.3	357.8	0	0.1	0.06
39	CKUPA-BLRJA-2	282.7	2050.8	89.9	90.4	0.46	233.4	1693	89.9	90.3	0.4	49.3	357.8	0	0.1	0.06
40	BNTRD-SPONG	407.3	1224.4	91	89.8	1.2	394.2	1185	90.9	89.7	1.19	13.1	39.4	0.1	0.1	0.01
41	PTKNG-BNTRD	234.4	704.7	91	91.3	0.33	230.6	693.3	90.9	91.2	0.33	3.8	11.4	0.1	0.1	0
42	MTR GT11 IGUCLG5.2	174.7	8733.1	99.1	96.7	2.38	173.4	8671.9	99.4	97.1	2.37	1.3	61.2	-0.3	-0.4	0.01
43	MTR GT11 IGUCLG5.1	174.7	8733.1	99.1	96.7	2.38	173.4	8671.9	99.4	97.1	2.37	1.3	61.2	-0.3	-0.4	0.01
44	MTR GT11 IGUCLG5.3	230.6	11529	96.3	96.7	0.41	225.7	11285	97.3	97.1	0.27	4.9	243.4	-1	-0.4	0.14
45	MTR GT11 IMKBRU5	68.2	2862.8	93	95.6	2.62	68.5	2878.1	92.8	95.4	2.61	-0.3	-15.3	0.2	0.2	0.01
46	MTR GT2 IMKBRU5	106.4	4463.8	93.5	95.6	2.14	107	4493.5	93.2	95.4	2.13	-0.6	-23.7	0.3	0.2	0.01
47	MTR GT3 IMKBRU5	68.2	2862.8	93	95.6	2.62	68.5	2878.1	92.8	95.4	2.61	-0.3	-15.3	0.2	0.2	0.01
48	MTR ST1 IMKBRU5	180.8	7593.6	91	95.6	4.59	181.8	7636.1	90.8	95.4	4.58	-1	-42.5	0.2	0.2	0.01
49	MTR GT11 IPRBRT5	70.8	3542.1	97.5	95.8	1.72	70.6	3529.6	97.6	95.9	1.71	0.2	12.5	-0.1	-0.1	0.01
50	MTR GT12 IPRBRT5	70.3	3515	97.5	95.8	1.75	70.1	3502.7	97.7	95.9	1.75	0.2	12.3	-0.2	-0.1	0
51	MTR GT13 IPRBRT5	85	4251.1	97.7	95.8	1.91	84.7	4236.1	97.8	95.9	1.91	0.3	15	-0.1	-0.1	0
52	MTR GT21 IPRBRT5	74.8	3742.3	97.8	95.8	2.01	74.6	3729.2	97.9	95.9	2.01	0.2	13.1	-0.1	-0.1	0
53	MTR GT22 IPRBRT5	53.3	2666.3	96.2	95.8	0.49	53.1	2656.7	96.4	95.9	0.49	0.2	9.6	-0.2	-0.1	0
54	MTR GT23 IPRBRT5	66.1	3305.8	96.2	95.8	0.48	65.9	3293.8	96.4	95.9	0.48	0.2	12	-0.2	-0.1	0
55	MTR GT14 IPRBRT5	161.4	8067.7	96.5	95.8	0.74	160.8	8038.7	96.7	95.9	0.74	0.6	29	-0.2	-0.1	0
56	MTR GT24 IPRBRT5	111.8	5591.2	98.3	95.8	2.59	111.4	5571.8	98.5	95.9	2.58	0.4	19.4	-0.2	-0.1	0.01
57	MTR PLTP4 ISLBRU5	119.5	4075.3	101	99.8	0.84	120.5	4107.8	100	99.4	0.85	-1	-32.5	0.4	0.4	-0.01
58	MTR PLTP5 ISLBRU5	119.1	4062.6	101	99.8	0.63	120.1	4095.1	100	99.4	0.63	-1	-32.5	0.4	0.4	0
59	MTR PLTP6 ISLBRU5	119	4058.6	100	99.8	0.41	120	4031.1	99.9	99.4	0.41	-1	-32.5	0.4	0.4	0
60	MTR PLTP1 ISLLMA5	86.3	2943.6	101	99.9	1.41	87	2966.7	101	99.5	1.42	-0.7	-23.1	0.3	0.4	-0.01
61	MTR PLTP2 ISLLMA5	103	3513.1	101	99.9	1.4	103.8	3540.7	101	99.5	1.4	-0.8	-27.6	0.4	0.4	0
62	MTR PLTP3 ISLLMA5	111.4	3799.5	102	99.9	1.6	112.3	3823.3	101	99.5	1.61	-0.9	-29.8	0.4	0.4	-0.01



(lanjutan)

No.	Percabangan ID	Simulasi 1					Simulasi 2					Perbedaan simulasi 1 terhadap simulasi 2				
		Rugi-rugi		% Teg. Rel		% Teg. Jatuh	Rugi-rugi		% Teg. Rel		% Teg. Jatuh	Rugi-rugi		% Teg. Rel		% Teg. Jatuh
		k/W	Kvar	Dari	Kc		k/W	Kvar	Dari	Kc		k/W	Kvar	Dari	Kc	
63	MTR-PLTU1_1MKLMA5	225.5	3472.3	96.4	95.7	0.68	226.7	3521.7	96.1	95.4	0.71	-1.2	-48.8	0.3	0.3	-0.03
64	MTR-PLTU2_1MKLMA5	225.5	3472.3	96.4	95.7	0.68	226.7	3521.7	96.1	95.4	0.71	-1.2	-48.8	0.3	0.3	-0.03
65	MTR-PLTU3_1MKLMA5	225.5	3472.3	96.4	95.7	0.68	226.7	3521.7	96.1	95.4	0.71	-1.2	-48.8	0.3	0.3	-0.03
66	MTR-PLTU4_1MKLMA5	185.4	7786.5	94.3	95.7	1.35	186.4	7828.2	94.1	95.4	1.33	-1	-41.7	0.2	0.3	0.02
67	MTR-PLTU5_1MKLMA5	203.7	8554.3	94.5	95.7	1.18	204.8	8600.6	94.2	95.4	1.16	-1.1	-45.7	0.3	0.3	0.02
68	SLBRU-CBBRU	1341	9726.7	98.3	99.8	1.56	1351	9799.7	97.9	99.4	1.56	-10.1	-7.9	0.4	0.4	0
69	CIBNG-CMGIS-1	36.2	171.4	100	99.8	0.19	36.4	172.2	99.6	99.4	0.19	-0.2	-0.8	0.4	0.4	0
70	CIBNG-CMGIS-2	36.2	171.4	100	99.8	0.19	36.4	172.2	99.6	99.4	0.19	-0.2	-0.8	0.4	0.4	0
71	CIBNG-JTRGN-1	5142	35178	100	96.9	3.09	519.8	3556.3	99.6	97.3	2.27	4622	31622	0.4	-0.4	0.82
72	CIBNG-JTRGN-2	5142	35178	100	96.9	3.09	519.8	3556.3	99.6	97.3	2.27	4622	31622	0.4	-0.4	0.82
73	CIBNG-SEMEN-1	23.2	114.6	100	99.9	0.09	23.3	115.1	99.6	99.5	0.09	-0.1	-0.5	0.4	0.4	0
74	CIBNG-SEMEN-2	23.2	114.6	100	99.9	0.09	23.3	115.1	99.6	99.5	0.09	-0.1	-0.5	0.4	0.4	0
75	SNTUL-CIBNG-1	223.4	763	100	98.9	1.06	226.9	775.1	99.6	98.6	1.07	-3.5	-12.1	0.4	0.3	-0.01
76	SNTUL-CIBNG-2	223.4	763	100	98.9	1.06	226.9	775.1	99.6	98.6	1.07	-3.5	-12.1	0.4	0.3	-0.01
77	CIPNG-PLMAS-1	293.6	2011.6	95.7	95.4	0.24	40.4	276.7	95.4	95.3	0.09	253.2	1734.9	0.3	0.1	0.15
78	CIPNG-PLMAS-2	293.6	2011.6	95.7	95.4	0.24	40.4	276.7	95.4	95.3	0.09	253.2	1734.9	0.3	0.1	0.15
79	CWBRU-CIPNG-1	396.5	2716.5	95.7	96	0.32	83.8	574.2	95.4	95.6	0.17	312.7	2142.3	0.3	0.4	0.15
80	CWBRU-CIPNG-2	396.5	2716.5	95.7	96	0.32	83.8	574.2	95.4	95.6	0.17	312.7	2142.3	0.3	0.4	0.15
81	CITRA-LEGOK-1	6.7	48.3	89.5	89.4	0.08	7.6	55.3	89.5	89.4	0.09	-0.9	-7	0	0	-0.01
82	CITRA-LEGOK-2	6.7	48.3	89.5	89.4	0.08	7.6	55.3	89.5	89.4	0.09	-0.9	-7	0	0	-0.01
83	CITRA-TRKSA-1	12.7	86.7	89.5	89.3	0.14	12.7	86.7	89.5	89.3	0.14	0	0	0	0	0
84	CITRA-TRKSA-2	12.7	86.7	89.5	89.3	0.14	12.7	86.7	89.5	89.3	0.14	0	0	0	0	0
85	CKNDE-PUCAM-1	16.9	122.6	90.2	90.2	0.08	16.9	122.5	90.3	90.2	0.08	0	0.1	-0.1	0	0
86	CKNDE-PUCAM-2	16.9	122.6	90.2	90.2	0.08	16.9	122.5	90.3	90.2	0.08	0	0.1	-0.1	0	0
87	CKNDE-SRANG-1	3229	23423	90.2	92.1	1.87	3043	22071	90.3	92.2	1.94	186.4	1351.8	-0.1	-0.1	-0.07
88	CKNDE-SRANG-2	3229	23423	90.2	92.1	1.87	3043	22071	90.3	92.2	1.94	186.4	1351.8	-0.1	-0.1	-0.07
89	CKUPA-CLDUG	247.5	3333.6	90.4	92	1.64	242.2	3262.3	90.3	91.9	1.6	5.3	71.3	0.1	0.1	0.04
90	CKUPA-JTAKA-1	131.5	353.5	90.4	90.2	0.22	103.4	793.7	90.3	90.1	0.23	22.1	153.8	0.1	0.1	-0.01
91	CKUPA-JTAKA-2	131.5	353.5	90.4	90.2	0.22	103.4	793.7	90.3	90.1	0.23	22.1	153.8	0.1	0.1	-0.01
92	CKUPA-KBNGN	672	9052.7	90.4	94.3	3.9	659.8	8888.6	90.3	94.2	3.81	12.2	164.1	0.1	0.1	0.09
93	CKUPA-PSKMS-1	148.1	768.3	90.4	90	0.4	148.2	769.6	90.3	89.9	0.4	-0.1	-0.7	0.1	0.1	0
94	CKUPA-PSKMS-2	148.1	768.3	90.4	90	0.4	148.2	769.6	90.3	89.9	0.4	-0.1	-0.7	0.1	0.1	0
95	CLBRU-CLLMA	1.4	6.7	95.3	95.3	0	13.7	67.5	95.5	95.4	0.06	-12.3	-60.8	-0.2	-0.1	-0.06
96	CLBRU-KSTEL-1	1	7.6	95.3	95.3	0.04	7.1	51.7	95.5	95.4	0.09	-6.1	-44.1	-0.2	-0.1	-0.05
97	CLBRU-KSTEL-2	1	7.6	95.3	95.3	0.04	7.1	51.7	95.5	95.4	0.09	-6.1	-44.1	-0.2	-0.1	-0.05
98	CLBRU-POLY	76.8	556.8	95.3	94.9	0.44	76.6	555.7	95.5	95.1	0.44	0.2	1.1	-0.2	-0.2	0
99	CLBRU-SRANG-1	4732	32374	95.3	92.1	3.23	4499	30782	95.5	92.2	3.26	232.6	1591.4	-0.2	-0.1	-0.03
100	CLBRU-SRANG-2	4732	32374	95.3	92.1	3.23	4499	30782	95.5	92.2	3.26	232.6	1591.4	-0.2	-0.1	-0.03
101	GUCLG-CLBRU-1	327.8	12498	95.3	96.7	1.35	939.9	12661	95.5	97.1	1.56	-12.1	-163.2	-0.2	-0.4	-0.21
102	GUCLG-CLBRU-2	327.8	12498	95.3	96.7	1.35	939.9	12661	95.5	97.1	1.56	-12.1	-163.2	-0.2	-0.4	-0.21
103	KBNGN-CLDUG	427.8	5762.9	92	94.3	2.26	421	5670.7	91.9	94.2	2.21	6.8	92.2	0.1	0.1	0.05
104	CLLMA-KSTEL-1	4.1	6.2	95.3	95.3	0.04	3.6	14.6	95.4	95.4	0.03	-5.5	-8.4	-0.1	-0.1	0.01
105	CLLMA-KSTEL-2	4.1	6.2	95.3	95.3	0.04	3.6	14.6	95.4	95.4	0.03	-5.5	-8.4	-0.1	-0.1	0.01
106	MTSUI-CLLMA	6.4	31.5	95.3	95.5	0.1	29	143.3	95.4	95.4	0.02	-22.6	-111.8	-0.1	0.1	0.08
107	SRLYA-CLLMA	60.2	297.4	95.3	95.9	0.53	160.2	790.9	95.4	95.6	0.12	-100	-493.5	-0.1	0.3	0.41
108	CNKRK-DKSEI-1	1258	6212.2	91.5	93.7	2.18	1364	6732.2	91.4	93.6	2.18	-105.4	-520	0.1	0.1	0
109	CNKRK-DKSEI-2	1258	6212.2	91.5	93.7	2.18	1364	6732.2	91.4	93.6	2.18	-105.4	-520	0.1	0.1	0
110	CNKRK-TGBRU-1	19.6	96.6	91.5	91.3	0.21	19.6	96.7	91.4	91.2	0.21	0	-0.1	0.1	0.1	0
111	CNKRK-TGBRU-2	19.6	96.6	91.5	91.3	0.21	19.6	96.7	91.4	91.2	0.21	0	-0.1	0.1	0.1	0
112	CNKRK-TGRNG-1	263.5	1330.5	91.5	90.4	1.08	310.7	1534	91.4	90.3	1.07	-41.2	-203.5	0.1	0.1	0.01
113	CNKRK-TGRNG-2	263.5	1330.5	91.5	90.4	1.08	310.7	1534	91.4	90.3	1.07	-41.2	-203.5	0.1	0.1	0.01
114	KARET-CSW-1	28	138.4	95.2	95.4	0.19	28.1	138.8	95	95.2	0.19	-0.1	-0.4	0.2	0.2	0
115	KARET-CSW-2	28	138.4	95.2	95.4	0.19	28.1	138.8	95	95.2	0.19	-0.1	-0.4	0.2	0.2	0
116	CWANG-CWBRU-1	0.3	0.8	96	96	0	0.6	1.9	95.6	95.6	0	-0.3	-1.1	0.4	0.4	0
117	CWANG-CWBRU-2	0.3	0.8	96	96	0	0.6	1.9	95.6	95.6	0	-0.3	-1.1	0.4	0.4	0
118	CWANG-STBDI-1	97.3	315.9	96	95.6	0.33	97.9	317.6	95.6	95.2	0.33	-0.6	-1.7	0.4	0.4	0
119	CWANG-STBDI-2	97.3	315.9	96	95.6	0.33	97.9	317.6	95.6	95.2	0.33	-0.6	-1.7	0.4	0.4	0
120	DEPOK-CWANG-1	238.7	1422.9	96	96.3	0.37	408.9	2438	95.6	96.1	0.59	-170.2	-1015	0.4	0.2	-0.22
121	DEPOK-CWANG-2	238.7	1422.9	96	96.3	0.37	408.9	2438	95.6	96.1	0.59	-170.2	-1015	0.4	0.2	-0.22
122	CWBRU-DTIGA-1	35.8	228.5	96	95.8	0.16	51	325.2	95.6	95.4	0.12	-15.2	-96.7	0.4	0.4	0.04
123	CWBRU-DTIGA-2	35.8	228.5	96	95.8	0.16	51	325.2	95.6	95.4	0.12	-15.2	-96.7	0.4	0.4	0.04
124	DKSBI-KBJRK-1	166.7	541.1	93.7	93.4	0.31	167	542	93.6	93.2	0.31	-0.3	-0.9	0.1	0.2	0

(lanjutan)

No.	Percabangan ID	Simulasi 1						Simulasi 2						Perbedaan simulasi 1 terhadap simulasi 2					
		Rugi-rugi		% Teg. Rel		% Teg. Jatuh	Rugi-rugi		% Teg. Rel		% Teg. Jatuh	Rugi-rugi		% Teg. Rel		% Teg. Jatuh			
		k/W	Kvar	Dari	Ke		k/W	Kvar	Dari	Ke		k/W	Kvar	Dari	Ke				
125	DKSBI-KBJRK-2	166.7	541.1	93.7	93.4	0.31	167	542	93.6	93.2	0.31	-0.3	-0.9	0.1	0.2	0			
126	KBNGN-DKSBI-1	1270	4120.5	93.7	94.3	0.62	432.5	1538.5	93.6	94.2	0.59	777.1	2522	0.1	0.1	0.03			
127	KBNGN-DKSBI-2	1270	4120.5	93.7	94.3	0.62	432.5	1538.5	93.6	94.2	0.59	777.1	2522	0.1	0.1	0.03			
128	DKSBI-GRGOL-1	214	155.5	93.7	93.5	0.2	215	155.7	93.6	93.4	0.2	-0.1	-0.2	0.1	0.1	0			
129	DKSBI-GRGOL-2	214	155.5	93.7	93.5	0.2	215	155.7	93.6	93.4	0.2	-0.1	-0.2	0.1	0.1	0			
130	DKSBI-LMK	0	0	93.7	93.7	0	0	0	93.6	93.6	0	0	0	0.1	0.1	0			
131	MKBRU-DKSBI-1	345.5	2363.6	93.7	95.6	1.96	665.7	4554.8	93.6	95.4	1.81	-320.2	-2191	0.1	0.2	0.15			
132	MKBRU-DKSBI-2	345.5	2363.6	93.7	95.6	1.96	665.7	4554.8	93.6	95.4	1.81	-320.2	-2191	0.1	0.2	0.15			
133	MKLMA-DKSBI-1	354.6	2425.8	93.7	95.7	1.93	672.4	4600.7	93.6	95.4	1.84	-317.8	-2175	0.1	0.3	0.15			
134	MKLMA-DKSBI-2	354.6	2425.8	93.7	95.7	1.93	672.4	4600.7	93.6	95.4	1.84	-317.8	-2175	0.1	0.3	0.15			
135	PTKNG-DKSBI-1	565.2	3867.3	93.7	91.3	2.38	654.4	4477.5	93.6	91.2	2.33	-89.2	-610.2	0.1	0.1	0.05			
136	PTKNG-DKSBI-2	565.2	3867.3	93.7	91.3	2.38	654.4	4477.5	93.6	91.2	2.33	-89.2	-610.2	0.1	0.1	0.05			
137	STBDI-DKTAS-1	2.7	4	95.6	95.6	0.02	2.7	4.1	95.2	95.2	0.02	0	-0.1	0.4	0.4	0			
138	STBDI-DKTAS-2	2.7	4	95.6	95.6	0.02	2.7	4.1	95.2	95.2	0.02	0	-0.1	0.4	0.4	0			
139	DNYSAM-PPBRU	119.3	180.9	90.4	90.2	0.16	119.4	181.1	90.3	90.1	0.16	-0.1	-0.2	0.1	0.1	0			
140	SNYAM-DNYSAM	514.3	780.2	90.4	90.7	0.38	514.7	781	90.3	90.7	0.38	-0.4	-0.8	0.1	0	0			
141	MPDUA-DTIGA-1	16.7	121	95.8	95.7	0.15	28	203.3	95.4	95.3	0.1	-11.3	-82.3	0.4	0.4	0.05			
142	MPDUA-DTIGA-2	16.7	121	95.8	95.7	0.15	28	203.3	95.4	95.3	0.1	-11.3	-82.3	0.4	0.4	0.05			
143	GDPLA-GBBRU-1	19.5	38.8	95.2	95.1	0.1	19.4	38.7	95.4	95.3	0.1	0.1	0.1	-0.2	-0.2	0			
144	GDPLA-GBBRU-2	19.5	38.8	95.2	95.1	0.1	19.4	38.7	95.4	95.3	0.1	0.1	0.1	-0.2	-0.2	0			
145	PLPNG-GBBRU-2	70.7	140.8	95.2	95.3	0.13	70.5	140.3	95.4	95.6	0.13	0.2	0.5	-0.2	-0.3	0			
146	PLPNG-GBBRU-3	62	201.4	95.2	95.3	0.13	61.8	200.7	95.4	95.6	0.13	0.2	0.7	-0.2	-0.3	0			
147	GISGB-PLMAS-1	1.5	3.4	95.4	95.4	0.02	1.5	3.5	95.3	95.3	0.02	0	-0.1	0.1	0.1	0			
148	GISGB-PLMAS-2	1.5	3.4	95.4	95.4	0.02	1.5	3.5	95.3	95.3	0.02	0	-0.1	0.1	0.1	0			
149	GNDUL-KMANG-1	58.1	188.6	91.6	91.4	0.18	58.2	188.8	91.5	91.3	0.18	-0.1	-0.2	0.1	0.1	0			
150	GNDUL-KMANG-2	58.1	188.6	91.6	91.4	0.18	58.2	188.8	91.5	91.3	0.18	-0.1	-0.2	0.1	0.1	0			
151	GNDUL-PTKNG-1	3156	21591	91.6	91.3	0.3	2010	13751	91.5	91.2	0.29	1146	7840.5	0.1	0.1	0.01			
152	GNDUL-PTKNG-2	3156	21591	91.6	91.3	0.3	2010	13751	91.5	91.2	0.29	1146	7840.5	0.1	0.1	0.01			
153	MPDUA-GNPPN	8.4	11.6	90.2	90.2	0.04	8.4	11.6	90.2	90.1	0.04	0	0	0	0.1	0			
154	SNYAM-GNPPN	323.9	445.9	90.2	90.7	0.5	324.2	446.3	90.2	90.7	0.5	-0.3	-0.4	0	0	0			
155	SEMEN-ITP	131.8	450.2	99.7	99.9	0.23	132.4	452.3	99.3	99.5	0.23	-0.6	-2.1	0.4	0.4	0			
156	JTAK-MAXIM-1	10.7	16.2	90.2	90.2	0.03	10.7	16.2	90.1	90.1	0.03	0	0	0.1	0.1	0			
157	JTAK-MAXIM-2	10.7	16.2	90.2	90.2	0.03	10.7	16.2	90.1	90.1	0.03	0	0	0.1	0.1	0			
158	JTAK-TGRNG-1	6.8	43.5	90.2	90.4	0.23	10.4	75.3	90.1	90.3	0.21	-3.6	-25.8	0.1	0.1	0.02			
159	JTAK-TGRNG-2	6.8	43.5	90.2	90.4	0.23	10.4	75.3	90.1	90.3	0.21	-3.6	-25.8	0.1	0.1	0.02			
160	JTRGN-PDKLP	5771	41855	96.3	95.6	1.29	165.8	1202.6	97.3	96.2	1.18	5605	40653	-0.4	-0.6	0.11			
161	MNTUR-JTRGN	1182	8572.6	96.3	96.1	0.85	93.7	679.8	97.3	96.6	0.73	1088	7892.8	-0.4	-0.5	0.12			
162	MPDUA-KARET-1	31.7	216.8	95.4	95.7	0.27	53.2	364.1	95.2	95.3	0.18	-215	-147.3	0.2	0.4	0.09			
163	MPDUA-KARET-2	31.7	216.8	95.4	95.7	0.27	53.2	364.1	95.2	95.3	0.18	-215	-147.3	0.2	0.4	0.09			
164	KBJRK-KRBRU-1	33.8	60.4	93.4	93.2	0.13	33.8	60.4	93.2	93.1	0.13	0	0	0.2	0.1	0			
165	KBJRK-KRBRU-2	33.8	60.4	93.4	93.2	0.13	33.8	60.4	93.2	93.1	0.13	0	0	0.2	0.1	0			
166	PLPNG-KSPI	146.2	1000.2	95.3	95.3	0.01	0.1	0.7	95.6	95.6	0.02	146.1	999.5	-0.3	-0.3	-0.01			
167	MGBSR-KMYRN-1	10.8	22.7	95.6	95.5	0.06	10.7	22.7	95.7	95.6	0.06	0.1	0	-0.1	-0.1	0			
168	MGBSR-KMYRN-2	10.8	22.7	95.6	95.5	0.06	10.7	22.7	95.7	95.6	0.06	0.1	0	-0.1	-0.1	0			
169	PRBRT-KMYRN-1	12.6	31.6	95.6	95.8	0.2	46	333.9	95.7	95.9	0.25	-33.4	-242.3	-0.1	-0.1	-0.05			
170	PRBRT-KMYRN-2	12.6	31.6	95.6	95.8	0.2	46	333.9	95.7	95.9	0.25	-33.4	-242.3	-0.1	-0.1	-0.05			
171	KOPO-PUCAM-1	2.9	21.1	90.1	90.2	0.06	2.9	21	90.2	90.2	0.06	0	0.1	-0.1	0	0			
172	KOPO-PUCAM-2	2.9	21.1	90.1	90.2	0.06	2.9	21	90.2	90.2	0.06	0	0.1	-0.1	0	0			
173	LEGOK-LKONG-1	0.7	2	89.4	89.4	0.02	1.3	3.8	89.4	89.4	0	-0.6	-1.8	0	0	0.02			
174	LEGOK-LKONG-2	0.7	2	89.4	89.4	0.02	1.3	3.8	89.4	89.4	0	-0.6	-1.8	0	0	0.02			
175	LKONG-SPONG-1	24.3	74.8	89.4	89.8	0.34	21.5	64.7	89.4	89.7	0.32	3.4	10.1	0	0.1	0.02			
176	LKONG-SPONG-2	24.3	74.8	89.4	89.8	0.34	21.5	64.7	89.4	89.7	0.32	3.4	10.1	0	0.1	0.02			
177	PLMAS-MGRAI-1	1.3	4.1	95.4	95.4	0.01	1.3	4.1	95.3	95.3	0.01	0	0	0.1	0.1	0			
178	PLMAS-MGRAI-2	1.3	4.1	95.4	95.4	0.01	1.3	4.1	95.3	95.3	0.01	0	0	0.1	0.1	0			
179	PENI-MITSUI	0.6	3.1	95.5	95.5	0.01	2.8	14	95.4	95.4	0	-2.2	-10.9	0.1	0.1	0.01			
180	MKBRU-MKLMA-1	19.3	136.5	95.6	95.7	0.04	1.4	3.4	95.4	95.4	0.03	18.5	127.1	0.2	0.3	0.01			
181	MKBRU-MKLMA-2	19.3	136.5	95.6	95.7	0.04	1.4	3.4	95.4	95.4	0.03	18.5	127.1	0.2	0.3	0.01			
182	MNTUR-PDKLP	1777	12886	96.1	95.6	0.44	24.1	175.1	96.6	96.2	0.46	1752	12711	-0.5	-0.6	-0.02			
183	PGDNG G - K	10.3	70.2	95.2	95.2	0.01	2.2	15.1	95.4	95.4	0.01	8.1	55.1	-0.2	-0.2	0			
184	PGDNG-PGLGN	176.4	1206.8	95.2	95.4	0.16	38	260.3	95.4	95.6	0.23	138.4	946.5	-0.2	-0.2	-0.07			
185	SURIA-PELDO	2	13.4	95.7	95.7	0.03	2	13.5	95.4	95.3	0.03	0	-0.1	0.3	0.4	0			
186	SURLYA-PELDO	30.7	209.9	95.7	95.9	0.18	30.8	210.8	95.4	95.6	0.18	-0.1	-0.9	0.3	0.3	0			

(lanjutan)

No.	Percabangan ID	Simulasi 1				Simulasi 2				Perbedaan simulasi 1 terhadap simulasi 2						
		Rugi-rugi		%Teg. Rel		Rugi-rugi		%Teg. Rel		Rugi-rugi		%Teg. Rel				
		k/W	Kvar	Dari	Ke	Jatuh	k/W	Kvar	Dari	Ke	Jatuh	k/W	Kvar	Dari	Ke	Jatuh
187	SRLYA-PENI	60.1	296.7	35.5	35.3	0.42	138.1	681.8	35.4	35.6	0.14	-78	-385.1	0.1	0.3	0.28
188	PGSAN-PGDNG	153.6	1091.6	35.2	35.3	0.06	16.9	115.8	35.4	35.4	0.05	142.7	375.8	-0.2	-0.1	0.01
189	PGSAN-PGLGN	305.6	2090.8	35.4	35.3	0.1	16.6	113.8	35.6	35.4	0.19	289	1977	-0.2	-0.1	-0.03
190	PGSAN-TOSAN-1	2.7	4.1	35.3	35.2	0.02	2.7	4.1	35.4	35.4	0.02	0	0	-0.1	-0.2	0
191	PGSAN-TOSAN-2	2.7	4.1	35.3	35.2	0.02	2.7	4.1	35.4	35.4	0.02	0	0	-0.1	-0.2	0
192	PGSAN-PKRNG	1.6	10.7	35.3	35.3	0	0.6	4.3	35.4	35.4	0.01	1	6.4	-0.1	-0.1	-0.01
193	PGSAN-PLMAS-1	272.2	1974	35.3	35.4	0.17	3.9	28.1	35.4	35.3	0.13	268.3	1945.9	-0.1	0.1	0.04
194	PGSAN-PLMAS-2	272.2	1974	35.3	35.4	0.17	3.9	28.1	35.4	35.3	0.13	268.3	1945.9	-0.1	0.1	0.04
195	PLPNG-PGSAN	37.6	153.3	35.3	35.3	0.06	15	61.2	35.4	35.6	0.13	22.6	92.1	-0.1	-0.3	-0.07
196	PRBRT-PGSAN-1	345.8	1409.9	35.3	35.8	0.5	117.3	478.1	35.4	35.9	0.5	228.5	931.8	-0.1	-0.1	0
197	PRBRT-PGSAN-2	345.8	1409.9	35.3	35.8	0.5	117.3	478.1	35.4	35.9	0.5	228.5	931.8	-0.1	-0.1	0
198	PLPNG-PKRNG	30.6	124.9	35.3	35.3	0.05	12.2	49.8	35.4	35.6	0.12	18.4	75.1	-0.1	-0.3	-0.07
199	PRTMR-PLPNG-1	1281	2550.6	35.3	35.7	0.41	344.1	685.2	35.6	35.9	0.33	936.8	1865.4	-0.3	-0.2	0.08
200	PRBRT-PLPNG-1	457	1863.5	35.3	35.8	0.44	144.6	589.6	35.6	35.9	0.36	312.4	1273.9	-0.3	-0.1	0.08
201	PRBRT-PLPNG-2	457	1863.5	35.3	35.8	0.44	144.6	589.6	35.6	35.9	0.36	312.4	1273.9	-0.3	-0.1	0.08
202	PRBRT-PRTMR-1	13.2	53.6	35.8	35.7	0.03	31.5	128.4	35.9	35.9	0.03	-18.3	-74.8	-0.1	-0.2	0
203	PRBRT-PRTMR-2	13.2	53.6	35.8	35.7	0.03	31.5	128.4	35.9	35.9	0.03	-18.3	-74.8	-0.1	-0.2	0
204	PSKMS-SPTAN-1	38.3	278.1	90	89.8	0.23	38.4	278.3	89.9	89.7	0.23	-0.1	-0.2	0.1	0.1	0
205	PSKMS-SPTAN-2	38.3	278.1	90	89.8	0.23	38.4	278.3	89.9	89.7	0.23	-0.1	-0.2	0.1	0.1	0
206	PTKNG-SNYAN-1	543.3	1763.5	31.3	30.7	0.56	543.8	1765	31.2	30.7	0.56	-0.5	-1.5	0.1	0	0
207	PTKNG-SNYAN-2	543.3	1763.5	31.3	30.7	0.56	543.8	1765	31.2	30.7	0.56	-0.5	-1.5	0.1	0	0
208	PTKNG-SPONG	592.5	1781	31.3	89.8	1.53	575.6	1730	31.2	89.7	1.52	16.9	51	0.1	0.1	0.01
209	SLMA-SLBRU-1	34.4	249.8	39.8	39.9	0.09	34.7	251.8	39.4	39.5	0.09	-0.3	-2	0.4	0.4	0
210	SLMA-SLBRU-2	34.4	249.8	39.8	39.9	0.09	34.7	251.8	39.4	39.5	0.09	-0.3	-2	0.4	0.4	0
211	SRLYA-SLIRA	61.8	423	35.7	35.9	0.21	62.1	424.8	35.3	35.6	0.21	-0.3	-1.8	0.4	0.3	0
212	SPTAN-TLNGA-1	12.8	32.7	89.8	89.7	0.11	12.8	32.8	89.7	89.6	0.11	0	-0.1	0.1	0.1	0
213	SPTAN-TLNGA-2	12.8	32.7	89.8	89.7	0.11	12.8	32.8	89.7	89.6	0.11	0	-0.1	0.1	0.1	0
214	IBT1_IBKASIT5						251.2	12559	35.9	36.9	1.03	-251.2	-12559	-96	-97	-1.03
215	IBT2_IBKASIT5						251.2	12559	35.9	36.9	1.03	-251.2	-12559	-96	-97	-1.03
216	BKASI-CIBNG						4930	11523	36.9	100	3.1	-4930	-11523	-97	-100	-3.1
217	BKASI-CWANG						522.7	-10513	36.9	36.2	0.74	-522.7	10513	-97	-96	-0.74
218	MTR GT1_ISRLYA7						638.5	31926	103	39.9	2.97	-638.5	-31926	-103	-100	-2.97
219	MTR GT2_ISRLYA7						722.1	36104	103	39.9	2.94	-722.1	-36104	-103	-100	-2.94
220	MTR GT3_ISRLYA7						623.9	31194	102	39.9	2.56	-623.9	-31194	-102	-100	-2.56
221	MTR GT4_ISRLYA7						626.6	31332	103	39.9	2.97	-626.6	-31332	-103	-100	-2.97
222	MTR GT5_ISRLYA7						874.5	43727	104	39.9	3.65	-874.5	-43727	-104	-100	-3.65
223	MTR GT6_ISRLYA7						919.3	45966	103	39.9	3.28	-919.3	-45966	-103	-100	-3.28
224	MTR GT7_ISRLYA7						811.7	40584	103	39.9	3.04	-811.7	-40584	-103	-100	-3.04
225	IBT1_ICIBNG75						571	28552	39.6	100	0.38	-571	-28552	-100	-100	-0.38
226	IBT2_ICIBNG75						588.3	29417	39.6	100	0.38	-588.3	-29417	-100	-100	-0.38
227	CIBNG-CLBRU						8088	-36448	100	39.5	0.48	-8088	36448	-100	-100	-0.48
228	CIBNG-DEPOK-1						1279	-31643	100	37.5	2.5	-1279	31643	-100	-98	-2.5
229	CIBNG-DEPOK-2						1279	-31643	100	37.5	2.5	-1279	31643	-100	-98	-2.5
230	IBT1_1CLBRU75						180.2	9012.2	35.5	39.5	4.03	-180.2	-9012	-96	-100	-4.03
231	IBT2_1CLBRU75						180.2	9012.2	35.5	39.5	4.03	-180.2	-9012	-96	-100	-4.03
232	SRLYA-CLBRU-1						396.1	-7661	39.5	39.9	0.33	-396.1	7660.8	-100	-100	-0.33
233	SRLYA-CLBRU-2						396.1	-7661	39.5	39.9	0.33	-396.1	7660.8	-100	-100	-0.33
234	IBT1_1CWANG75						175.9	8794	36.2	35.6	0.59	-175.9	-8794	-96	-96	-0.59
235	IBT2_1CWANG75						175.9	8794	36.2	35.6	0.59	-175.9	-8794	-96	-96	-0.59
236	IBT1_1DEPOK75						565.8	28290	36.1	37.5	1.35	-565.8	-28290	-96	-98	-1.35
237	GNDUL-DEPOK-1						367.4	-15446	37.5	36.7	0.79	-367.4	15446	-98	-97	-0.79
238	GNDUL-DEPOK-2						367.4	-15446	37.5	36.7	0.79	-367.4	15446	-98	-97	-0.79
239	IBT1_1GNDUL75						470.7	23534	31.5	36.7	5.19	-470.7	-23534	-92	-97	-5.19
240	IBT2_1GNDUL75						470.7	23534	31.5	36.7	5.19	-470.7	-23534	-92	-97	-5.19
241	GNDUL-KMBGN-1						866.3	-17387	36.7	35.3	1.45	-866.3	17387	-97	-95	-1.45
242	GNDUL-KMBGN-2						866.3	-17387	36.7	35.3	1.45	-866.3	17387	-97	-95	-1.45
243	SRLYA-GNDUL-1						10826	-683	36.7	39.9	3.14	-10826	683	-97	-100	-3.14
244	SRLYA-GNDUL-2						10826	-683	36.7	39.9	3.14	-10826	683	-97	-100	-3.14
245	IBT1_1KBNGN75						1177	58828	34.2	35.3	1.11	-1177	-58828	-94	-95	-1.11
246	IBT2_1KBNGN75						1196	59793	34.2	35.3	1.11	-1196	-59793	-94	-95	-1.11
247	IBT1_ISRLYA75						93.7	4684.9	35.6	39.9	4.29	-93.7	-4685	-96	-100	-4.29
248	IBT2_ISRLYA75						92	4598.2	35.6	39.9	4.29	-92	-4598	-96	-100	-4.29

Lampiran 15 : Rel kondisi *marginal*

No	ID	Simulasi 1		Simulasi 2		Kondisi
		(kV)	%	(kV)	%	
1	ASAH15	142.247	94.8	142.471	95	UnderVoltage
2	BNTRO5	136.452	91	136.363	90.9	UnderVoltage
3	CKNDE5	135.365	90.2	135.446	90.3	UnderVoltage
4	CKUPA5	135.598	90.4	135.513	90.3	UnderVoltage
5	CLDUG5	138.052	92	137.906	91.9	UnderVoltage
6	CNKRK5	137.239	91.5	137.077	91.4	UnderVoltage
7	DKSBI5	140.516	93.7	142.459	95	UnderVoltage
8	DNYSA5	135.532	90.4	140.342	93.6	UnderVoltage
9	GNDUL5	137.388	91.6	135.439	90.3	UnderVoltage
10	GNPPN5	135.349	90.2	137.279	91.5	UnderVoltage
11	GRGOL5	140.218	93.5	135.256	90.2	UnderVoltage
12	JTAKE5	135.271	90.2	140.044	93.4	UnderVoltage
13	KBJRK5	140.046	93.4	135.164	90.1	UnderVoltage
14	KBNGN5	141.446	94.3	139.872	93.2	UnderVoltage
15	KMANG5	137.12	91.4	141.226	94.2	UnderVoltage
16	KOPO5	135.15	90.1	137.012	91.3	UnderVoltage
17	KRBRU5	139.844	93.2	135.232	90.2	UnderVoltage
18	LMK5	140.516	93.7	139.67	93.1	UnderVoltage
19	MAXIM5	135.233	90.2	140.342	93.6	UnderVoltage
20	MPBRU5	135.292	90.2	135.126	90.1	UnderVoltage
21	POLY5	142.361	94.9	135.199	90.1	UnderVoltage
22	PTKNG5	136.943	91.3	136.851	91.2	UnderVoltage
23	PUCAM5	135.243	90.2	135.324	90.2	UnderVoltage
24	SNYAN5	136.1	90.7	136.007	90.7	UnderVoltage
25	SRANG5	138.169	92.1	138.359	92.2	UnderVoltage
26	TGBRU5	136.925	91.3	136.763	91.2	UnderVoltage
27	TGRNG5	135.618	90.4	135.478	90.3	UnderVoltage
28	BusPLTGU MKBRU GB1.1	16.277	93	16.234	92.8	UnderVoltage
29	BusPLTGU MKBRU GB1.2	16.361	93.5	16.318	93.2	UnderVoltage
30	BusPLTGU MKBRU GB1.3	16.277	93	16.234	92.8	UnderVoltage
31	BusPLTGU MKBRU SB1	15.933	91	15.888	90.8	UnderVoltage
32	BusPLTU MKLMA4	16.506	94.3	16.462	94.1	UnderVoltage
33	BusPLTU MKLMA5	16.537	94.5	16.493	94.2	UnderVoltage
34	BusSRLYA1			23.648	102.8	OverVoltage
35	BusSRLYA2			23.641	102.8	OverVoltage
36	BusSRLYA3			23.555	102.4	OverVoltage
37	BusSRLYA4			23.649	102.8	OverVoltage
38	BusSRLYA5			23.805	103.5	OverVoltage
39	BusSRLYA6			23.721	103.1	OverVoltage
40	BusSRLYA7			23.664	102.9	OverVoltage