

**EVALUASI INSTALASI JARINGAN TEGANGAN
RENDAH UNTUK MENEKAN RUGI-RUGI DAYA
DAN TEGANGAN JATUH**

Oleh :

Eko Hardiyanto

0405230159

TUGAS AKHIR



**DEPARTEMEN TEKNIK ELEKTRO
FAKULTAS TEKNIK UNIVERSITAS INDONESIA
JANUARI 2008**

**EVALUASI INSTALASI JARINGAN TEGANGAN
RENDAH UNTUK MENEKAN RUGI-RUGI DAYA
DAN TEGANGAN JATUH**

Oleh :

Eko Hardiyanto

0405230159

TUGAS AKHIR



**DEPARTEMEN TEKNIK ELEKTRO
FAKULTAS TEKNIK UNIVERSITAS INDONESIA
JANUARI 2008**

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Saya menyatakan dengan sesungguhnya bahwa tugas akhir dengan judul :

EVALUASI INSTALASI JARINGAN TEGANGAN RENDAH UNTUK MENEKAN RUGI-RUGI DAYA DAN TEGANGAN JATUH

yang dibuat untuk melengkapi sebagian persyaratan menjadi Sarjana Teknik pada program studi Teknik Elektro Departemen Teknik Elektro Fakultas Teknik Universitas Indonesia, sejauh yang saya ketahui bukan merupakan tiruan atau duplikasi dari tugas akhir yang sudah dipublikasikan dan atau pernah dipakai untuk mendapatkan gelar kesarjanaan di lingkungan Universitas Indonesia maupun di Perguruan Tinggi atau instansi manapun, kecuali bagian yang sumber informasinya dicantumkan sebagaimana mestinya.

Depok, Januari 2008

Eko Hardiyanto

0405230159

PERSETUJUAN

Tugas akhir dengan judul :

EVALUASI INSTALASI JARINGAN TEGANGAN RENDAH UNTUK MENEKAN RUGI-RUGI DAYA DAN TEGANGAN JATUH

dibuat untuk melengkapi sebagian persyaratan menjadi Sarjana Teknik pada program studi Teknik Elektro Departemen Teknik Elektro Fakultas Teknik Universitas Indonesia dan disetujui untuk diajukan dalam sidang ujian tugas akhir.

Depok, Januari 2008

Dosen pembimbing,

Ir. Amien Rahardjo MT.

NIP. 131476459

UCAPAN TERIMA KASIH

Puji dan syukur penulis sampaikan kepada Allah SWT atas segala Karunia dan Rahmat-Nya hingga tugas akhir ini dapat terselesaikan. Penulis mengucapkan terima kasih kepada:

Ir. Amien Rahardjo MT.

Sebagai dosen pembimbing yang telah meluangkan waktunya untuk memberikan arahan, bimbingan dan diskusi sehingga skripsi ini dapat terselesaikan dengan baik.

Ucapan terima kasih kepada keluargaku dan rekan-rekan seperjuanganku yang telah mendukung serta memberikan semangat dalam proses penyusunan tugas akhir ini.

ABSTRAK

Eko Hardiyanto, "Evaluasi Instalasi Jaringan Tegangan Rendah Untuk Menekan Rugi-Rugi Daya Tegangan Jatuh", Tugas Akhir S1 Departemen Teknik Elektro FTUI.

Rugi-rugi daya dan jatuh tegangan merupakan salah satu parameter kualitas suatu jaringan. Berdasarkan rekomendasi National Electrical Code (NEC) batas toleransi yang diperbolehkan untuk tegangan adalah $\pm 5 \%$ dari kondisi normal sedangkan rugi-rugi daya diusahakan sekecil mungkin karena berkaitan dengan kerugian finansial .

Rugi-rugi daya pada penghantar akan menghasilkan panas yang tidak diperlukan pada penghantar. Jatuh tegangan yang timbul akan menyebabkan tegangan pada bus berkurang, hal ini dapat berakibat pada penurunan daya secara proporsional seiring turunnya tegangan. Tegangan dibawah normal akan menyebabkan terjadinya panas pada beban induktif yang dapat menyebabkan pendeknya umur suatu peralatan.

DAFTAR ISI

JUDUL.....	I
PERNYATAAN KEASLIAN SKRIPSI.....	II
PERSETUJUAN	III
UCAPAN TERIMA KASIH.....	IV
ABSTRAK.....	V
DAFTAR ISI.....	VI
DAFTAR TABEL.....	IX
DAFTAR GAMBAR	X
DAFTAR LAMPIRAN.....	XII
BAB 1 PENDAHULUAN	1
1.1 LATAR BELAKANG.....	1
1.2 BATASAN MASALAH.....	1
1.3 SISTEMATIKA PENULISAN.....	2
BAB 2 LANDASAN TEORI.....	3
2.1 SEJARAH LISTRIK.....	3
2.2 SISTEM DISTRIBUSI TENAGA LISTRIK	3
2.2.1 Tegangan.....	3
2.2.2 Arus.....	5
2.2.3 Impedansi.....	5
2.2.4 Konsep Dasar.....	6
2.3 IMPEDANSI SERI SALURAN TRANSMISI.....	12
2.3.1 Jenis-Jenis Penghantar.....	13
2.3.2 Resistansi.....	13
2.4 SYNCHRONOUS GENERATOR.....	15
2.5 TRANSFORMATOR.....	17
2.5.1 Transformator Tiga Phasa.....	17

2.5.2	Percentage Impedance.....	18
2.6	MOTOR INDUKSI 3 PHASA.....	19
2.7	TEGANGAN JATUH PADA JARINGAN DISTRIBUSI.....	20
2.9	PEGENDALIAN TEGANGAN DAN DAYA REAKTIF.....	22
2.9.1	Kapasitor Paralel.....	22
2.9.2	Kapasitor Seri.....	23
2.9.3	Pengaturan Tap Transformator.....	24
2.10	ANALISIS ALIRAN BEBAN.....	24
2.10.2	Persamaan Jaringan.....	24
2.10.2	Metode Newton-Rhapson.....	25
2.10.3	Metode Newton-Rhapson untuk Penyelesaian Persamaan Aliran Beban.....	26
BAB 3 ANALISIS UNJUK KERJA JARINGAN AWAL		
DAN LANGKAH PERBAIKAN		29
3.1	KONDISI JARINGAN AWAL.....	29
3.2	EVALUASI RUGI-RUGI DAYA.....	31
3.2.1	Rugi-Rugi Daya Kondisi Awal.....	31
3.2.2	Jatuh Tegangan Kondisi Awal.....	32
3.2.3	Perbaikan Nilai Rugi-Rugi Daya.....	33
3.2.4	Pengujian Perbaikan Nilai Rugi-rugi Daya.....	34
3.3	EVALUASI ALIRAN DAYA BEBAN	35
3.4	PERBAIKAN PROFIL TEGANGAN MELALUI PERBAIKAN FAKTOR DAYA	35
BAB 4 ANALISIS PERBAIKAN JARINGAN TR		36
4.1	ANALISIS PENURUNAN TINGKAT RUGI-RUGI DAYA DAN TEGANGAN JATUH MELALUI PENURUNAN RESISTANSI PENGHANTAR PADA BEBAN 100%	36
4.2	ANALISA REDUKSI RUGI-RUGI DAYA DAN TEGANGAN JATUH PADA TINGKAT BEBAN YANG BERBEDA MELALUI METODE PENURUNAN RESISTANSI PENGHANTAR.....	40
4.2.1	Penurunan Tingkat Rugi-Rugi Daya.....	40
4.2.2	Penurunan Tegangan Jatuh.....	43
4.3	PERBAIKAN FAKTOR DAYA.....	44

4.3.1	Relokasi Kapasitor Bank.....	44
4.3.2	Penambahan Kapasitor Bank.....	46
4.4	PERBAIKAN FAKTOR DAYA DAN PENURUNAN RESISTANSI PENGHANTAR	47
BAB 5 KESIMPULAN.....		48
DAFTAR ACUAN		49
DAFTAR PUSTAKA		50
LAMPIRAN.....		51

DAFTAR TABEL

TABEL 3.2.2 A. RUGI-RUGI DAYA DAN JATUH TEGANGAN KONDISI AWAL JARINGAN PADA BEBAN 100%	32
TABEL 3.2.2 B. KONDISI BUS DENGAN TEGANGAN DIBAWAH NORMAL (UNDER VOLTAGE) PADA KONDISI AWAL JARINGAN DENGAN TINGKAT PEMBEBANAN 100%	33
TABEL 3.2.3 LANGKAH PERBAIKAN MELALUI PENURUNAN RESISTANSI PENGHANTAR	34
TABEL 4.1 A TABEL RUGI-RUGI DAYA DAN JATUH TEGANGAN PADA PENGHANTAR KONDISI RE-SIZING 1 PENGHANTAR PADA PEMBEBANAN 100%	36
TABEL 4.2 B KONDISI BUS DENGAN TEGANGAN DIBAWAH NORMAL (UNDER VOLTAGE) PADA KONDISI RE-SIZING 1 DENGAN TINGKAT PEMBEBANAN 100 %	37
TABEL 4.2 C TABEL RUGI-RUGI DAYA DAN JATUH TEGANGAN PADA PENGHANTAR KONDISI RE-SIZING 2 PENGHANTAR PADA PEMBEBANAN 100%	38
TABEL 4.2 D KONDISI BUS DENGAN TEGANGAN DIBAWAH NORMAL (UNDER VOLTAGE) PADA KONDISI RE-SIZING2 DENGAN TINGKAT PEMBEBANAN 100 %	38
TABEL 4.2 E TABEL RUGI-RUGI DAYA DAN JATUH TEGANGAN PADA PENGHANTAR KONDISI RE-SIZING 3 PENGHANTAR PADA PEMBEBANAN 100%	39
TABEL 4.2.A EVALUASI HASIL PERBAIKAN TERHADAP RUGI-RUGI DAYA	41

DAFTAR GAMBAR

GAMBAR.2.2.1 RANGKAIAN EKVIVALEN GENERATOR.	4
GAMBAR 2.2.1.A.DIAGRAM SKEMATIK HUBUNGAN DELTA-DELTA	17
GAMBAR 2.2.1 B.DIAGRAM SKEMATIK HUBUNGAN DELTA –WYE	18
GAMBAR 2.2.1 C.DIAGRAM SKEMATIK HUBUNGAN WYE –WYE	18
GAMBAR 2.7 DIAGRAM FASOR HUBUNGAN ANTARA V_s , V_D DAN V_R	20
GAMBAR 2.8 PEMODELAN SEDERHANA SALURAN DALAM SISTEM TENAGA LISTRIK	21
GAMBAR 2.9.1 (A) RANGKAIAN TANPA KAPASITOR PARALEL (B) DENGAN KAPASITOR PARALEL (C) FASOR TANPA KAPASITOR PARALEL (D) FASOR DENGAN KAPASITOR PARALEL.....	23
GAMBAR 2.9.2 (A) RANGKAIAN TANPA KAPASITOR SERI (B) DENGAN KAPASITOR SERI (C) FASOR TANPA KAPASITOR SERI (D) FASOR DENGAN KAPASITOR SERI.....	23
GAMBAR JARINGAN DISTRIBUSI TEGANGAN RENDAH PT BMS	30
GRAFIK 3.2.1 PROFIL RUGI-RUGI DAYA KONDISI AWAL JARINGAN PADA TINGKAT PEMBEBANAN YANG BERBEDA.....	31
GRAFIK 3.2.2 PROFIL TEGANGAN JATUH KONDISI AWAL JARINGAN PADA TINGKAT PEMBEBANAN YANG BERBEDA.....	33
GRAFIK 4.2 .A PROFIL EVALUASI LOSSES PADA TINGKAT PEMBEBANAN YANG BERBEDA.....	41
GRAFIK 4.2 .B PROFIL TINGKAT PENURUNAN RUGI-RUGI DAYA SETELAH DILAKUKAN PERBAIKAN.....	42
GRAFIK 4.2.C PROFIL PERSENTASE PENURUNAN RUGI-RUGI DAYA SETELAH DILAKUKAN PERBAIKAN.....	42
GRAFIK 4.2.2 PROFIL PERSENTASE PERBAIKAN TEGANGAN JATUH.....	43

GAMBAR 4.3.1.A PENEMPATAN KAPASITOR BANK PADA KONDISI AWAL..... 44
GAMBAR 4.3.1.B RELOKASI KAPASITOR BANK..... 45



DAFTAR LAMPIRAN

A	Tabel Rugi-Rugi Daya Dan Tegangan Jatuh Kondisi Awal	51
B	Tabel Rugi-Rugi Daya Dan Tegangan Jatuh Perbaikan 1	52
C	Tabel Rugi-Rugi Daya Dan Tegangan Jatuh Perbaikan 2	53
D	Tabel Rugi-Rugi Daya Dan Tegangan Jatuh Perbaikan 3	54
E	Tabel Rugi-Rugi Daya Dan Tegangan Jatuh Setelah Perbaikan Penghantar Dan Penambahan Kapasitor Bank	55
F	Tabel Impedansi Penghantar Kondisi Awal	56
G	Tabel Impedansi penghantar Perbaikan 1	57
H	Tabel Impedansi penghantar Perbaikan 2	58
I	Tabel Impedansi penghantar Perbaikan 3	59
J	Tabel Aliran Beban Kondisi Awal Jaringan	60
K	Tabel Aliran Beban Hasil Perbaikan Resistansi Penghantar Dan Penambahan Kapasitor Bank	63

BAB 1

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Unjuk kerja jaringan distribusi dapat dilihat dari parameter kualitas tegangan, rugi-rugi daya pada saluran. Untuk tegangan pada jaringan distribusi berdasarkan rekomendasi National Electrical Code (NEC) batas yang diperbolehkan adalah $\pm 5\%$ dari nilai tegangan nominalnya hal ini untuk memastikan peralatan-peralatan pada use point dapat berkerja dengan baik. Rugi-rugi daya pada jaringan diusahakan sekecil mungkin karena akan berdampak pada kerugian yang harus dibayar oleh perusahaan pengguna jasa listrik.

Untuk menghasilkan saluran distribusi dengan kualitas tegangan yang baik, serta rugi-rugi daya yang kecil dapat dilakukan rekonfigurasi jaringan serta penggantian kabel yang tepat. Dengan menggunakan metode tersebut maka akan dihasilkan suatu jaringan distribusi yang efisien.

Tugas akhir ini bertujuan membuktikan tingkat kehandalan dan efisiensi jaringan tegangan rendah pada fasilitas pabrik farmasi PT. Bristol Myers Squibb Indonesia yang berlokasi di Jl. Raya Jakarta Bogor km 38 .

1.2 Batasan Masalah

Perbaikan jaringan tegangan rendah yang dilakukan adalah:

1. Penurunan rugi-rugi daya penghantar dengan cara mengubah ukuran penghantar ke ukuran yang lebih besar. Agar didapat nilai resistansi yang lebih rendah.
2. Perbaikan tegangan jatuh pada bus dengan cara memperbaiki faktor daya bus dengan cara relokasi kapasitor bank dan penambahan kapasitor bank.
3. Faktor ekonomis tidak diperhitungkan.

1.3 Sistematika Penulisan

Skripsi ini disusun dengan menggunakan metoda studi literatur, simulasi menggunakan perangkat lunak ETAP 4.0.0.C dan perhitungan. Sistematika penulisan sebagai berikut: Bab satu menjelaskan latar belakang, batasan masalah dan sistematika penulisan. Bab dua menjelaskan menjelaskan teori-teori yang berhubungan dengan jaringan distribusi, jatuh tegangan, rugi-rugi daya, pengaturan tegangan dan pengendalian daya reaktif pada jaringan distribusi, dan perhitungan aliran beban. Bab tiga menjelaskan langkah-langkah perbaikan ,analisis hasil simulasi sistem, tegangan jatuh dan rugi-rugi daya pada kondisi awal jaringan. Bab empat berisi analisis terhadap langkah langkah perbaikan yang harus diambil dari hasil analisa data hasil simulasi. Bab lima menjelaskan kesimpulan yang dapat diambil dari studi yang telah dilakukan.

BAB 2

LANDASAN TEORI

2.1 Sejarah Listrik

Suatu instalasi listrik harus direncanakan sebaik mungkin, hal ini perlu diperhatikan agar terciptanya suatu sistem distribusi yang efisien dan handal..

Perkembangan sistem arus bolak balik (Alternating Current System) dimulai di Amerika Serikat pada tahun 1885, ketika George Westinghouse membeli paten-paten Amerika yang meliputi sistem transmisi bolak-balik yang dikembangkan oleh L.Gulard dan J.D Gibbs dari Paris. William Stanley yang terlebih dahulu menguji transformator-transformator di Laboratoriumnya di Great Barrington, Massachusetts. Pada tahun 1885-1886 [1]. Stanley memesan sistem distribusi AC, percobaan pertama yang memberikan tenaga listrik kepada 150 buah lampu dalam kota. Saluran transmisi AC yang pertama di Amerika dioperasikan pada tahun 1890 untuk membawa listrik yang dibangkitkan dengan tenaga air sejauh 13 mil dari Willamete Falls ke Portland, Oregon.

Perencanaan pengoperasian, perbaikan, dan perluasan memerlukan studi tentang beban, perhitungan gangguan, perencanaan cara-cara untuk melindungi sistem tersebut dari bahaya petir dan gelombang arus pada waktu pemutusan dan penyambungan (switching surges) serta hubungan singkat, dan juga studi tentang kestabilan sistem tersebut.

2.2 Sistem Distribusi Tenaga Listrik

2.2.1 Tegangan

Tegangan (electromotive force, emf) menyediakan medan listrik yang menyebabkan arus elektron pada konduktor [4]. Elektron mengalir melewati konduktor menuju terminal yang lebih positif. Tegangan dapat dihasilkan dari

berbagai macam cara termasuk reaksi kimia baterai, penghantar yang bergerak melalui medan magnet yang bergerak. Tegangan pada suatu generator ditentukan oleh jumlah fluks magnetik yang dihasilkan oleh kumparan medan, jumlah lilitan armature, dan kecepatan putar rotor, persamaannya yang menggambarkan kondisi tersebut adalah:

$$E_G = 4.44 \Phi N f \cdot 10^{-8} \text{ Volts} \quad \text{pers (1)}$$

Dimana

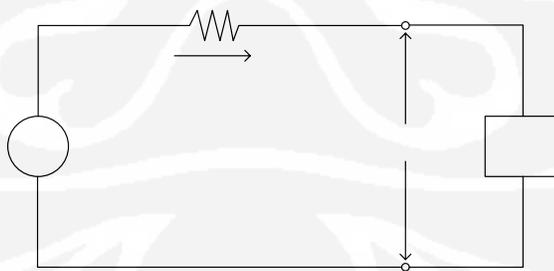
Φ adalah jumlah garis fluks per kutub, dan dalam Weber

N jumlah lilitan per fasa

f adalah frekuensi dalam Hertz

E_G adalah tegangan phasa generator dalam Volt

Apabila suatu generator dihubungkan dengan beban maka tegangan yang dihasilkan tidak selalu tetap. Apabila kecepatan rotor konstan, tegangan akan bervariasi tergantung pada medan eksitasi, impedansi beban, dan faktor daya. Berdasarkan gambar dibawah ini (gambar.2.2.1), semakin meningkatnya beban, tegangan jatuh pada impedansi internal generator menyebabkan tegangan keluaran generator akan turun apabila faktor daya beban sama dengan 1 dan atau lagging.



gambar.2.2.1 Rangkaian ekuivalen generator [4].

2.2.2 Arus

Arus adalah aliran muatan yang dipengaruhi oleh medan listrik. Arus dapat juga dikatakan sebagai aliran elektron dalam suatu konduktor [4]. Arah aliran arus adalah melalui terminal positive menuju terminal negatif.

2.2.3 Impedansi

Resistansi tergantung pada umlah elektron bebas per satuan volume atau material [4]. Resistansi suatu bahan tergantung pada hambatan jenis suatu bahan ,persamaan yang mendeskripsikannya adalah sebagai berikut

$$R = \rho \frac{L}{A} \text{ Ohm} \quad \text{pers (2)}$$

dimana

ρ = resistivitas penghantar (ohm/m)

R = Resistansi (Ohm)

L = panjang (meter)

A = Luas penampang (m²)

Induktansi adalah komponen listrik yang nilainya berbanding terbalik terhadap perubahan arus. Nilai induktansi merupakan fungsi dari konstruksi fisik. Jumlah lilitan, permeabilitas bahan, dan geometris menentukan induktansi suatu komponen.

$$E_L = L \frac{di}{dt} \quad \text{pers (3)}$$

E_L = Tegangan pada induktor (Volt)

L = Induktansi (Henry)

$\frac{di}{dt}$ = Kecepatan perubahan arus (A/s)

Kapasitansi dihasilkan dari dua buah konduktor sejajar yang dipisahkan oleh isolator .Ketika dua buah konduktor pada potensial yang berbeda medan

listrik mengkonsentrasikan muatan pada permukaan konduktor yang terdekat. Apabila dielektrik dimana molekulnya mudah terpolarisasi ditempatkan diantara konduktor tersebut menyebabkan jarak diantara kedua konduktor tersebut seolah-olah lebih dekat dibandingkan jarak fisiknya, hal ini disebabkan atom yang terpolarisasi atau molekul didalam dielektrik mentransfer medan listrik melewati dielektrik. Kapasitansi satu kapasitor berbanding lurus terhadap konstanta dielektrik, luas penampang konduktor dan berbanding terbalik terhadap jarak diantara kedua konduktor.

Impedansi adalah total hambatan arus yang mengalir, dimana hanya elemen resistif yang mendisipasikan daya.

$$Z = R + j(X_L - X_C) \quad \text{pers (4)}$$

Z = Impedansi (Ohm)

R = Resistansi (Ohm)

X_L = Reaktansi induktif (ohm)

X_C = Reaktansi Kapasitif (ohm)

2.2.4 Konsep Dasar [1]

Tegangan pada suatu sistem tenaga dapat kita anggap berbentuk sinusoida murni dan frekuensi konstan. Jika tegangan dan arus dinyatakan sebagai fungsi waktu, seperti

$$V = 141.4 \cos(\omega t + 30^\circ) \quad \text{pers (5)}$$

Dan $i = 7.07 \cos \omega t$

Nilai maksimumnya berturut turut tentulah $V_{\text{maks}} = 141.4 \text{ V}$ dan $I_{\text{maks}} = 7.07 \text{ A}$. Magnitude adalah nilai RMS (Root Mean Square) yang sama dengan nilai maksimum dibagi dengan $\sqrt{2}$. Istilah lain untuk nilai rms adalah nilai efektif (effective value). Daya rata-rata yang terpakai pada sebuah tahanan adalah $|I|^2 R$.

Untuk menyatakan besaran besaran ini sebagai fasor harus dipilih suatu referensi (pedoman). Jika arus dipilih sebagai fasor referensi, maka

$$I = 5 \angle 0^\circ = 5 + j0 \text{ A.}$$

Dan tegangan dengan referensi 30° adalah

$$V = 100 \angle 30^\circ = 86.6 + j56 \text{ V.}$$

1. Daya pada rangkaian AC berfasa tunggal

Daya dalam watt yang diserap oleh suatu beban pada setiap saat sama dengan jatuh tegangan (voltage drop) pada beban tersebut dalam volt dikalikan dengan arus yang mengalir lewat beban dalam ampere. Jika terminal-terminal beban digambarkan sebagai a dan n, dan jika tegangan dan arus dinyatakan dengan:

$$v_{an} = V_{maks} \cos \omega t \quad \text{dan} \quad i_{an} = I_{maks} \cos(\omega t - \theta)$$

maka daya sesaat adalah

$$p = v_{an} i_{an} = V_{maks} I_{maks} \cos \omega t \cos(\omega t - \theta) \quad \text{pers (6)}$$

Sudut θ dalam persamaan diatas adalah positif untuk arus yang tertinggal (lagging) terhadap tegangan dan negatif untuk arus yang mendahului (leading) terhadap tegangan. Dengan memasukkan nilai-nilai rms dari tegangan dan arus dapat diperoleh daya P atau daya rata-rata juga disebut daya nyata (real power). Satuan dasar dari daya, baik sesaat maupun rata-rata, adalah watt.

$$P = |V| \cdot |I| \cos \theta \quad \text{pers (7)}$$

Cosinus sudut fasa θ diantara tegangan dan arus dinamakan faktor daya (power faktor). Suatu rangkaian induktif dikatakan mempunyai "faktor daya yang tertinggal" (lagging power factor), dan rangkaian kapasitif dikatakan mempunyai "faktor daya yang mendahului" (leading power factor).

Nilai $\sin \theta$ selalu berubah-ubah dari positif ke negatif dan sebaliknya, dan nilai rata-ratanya adalah nol. Komponen dari daya sesaat p ini dinamakan daya reaktif sesaat (instantaneous reactive power) dan menggambarkan energi yang berganti-ganti mengalir menuju beban dan keluar dari beban.

$$Q = \frac{V_{maks} I_{maks}}{2} \sin \theta \quad \text{pers(8)}$$

$$Q = |V| |I| \sin \theta \quad \text{pers(9)}$$

Akar dari jumlah kuadrat P dan Q sama dengan perkalian $|V|$ dan $|I|$, karena

$$\sqrt{P^2 + Q^2} = |V| |I| \quad \text{pers(10)}$$

Pada suatu rangkaian seri yang sederhana dimana Z sama dengan $R + jX$, kita dapat mengganti $|I|X|Z|$ dengan $|V|$ dalam persamaan (7) untuk mendapatkan

$$P = |I|^2 \cdot |Z| \cos \theta \quad \text{pers(11)}$$

dan

$$Q = |I|^2 \cdot |Z| \sin \theta \quad \text{pers(12)}$$

Kemudian mengingat bahwa $R = |Z| \cos \theta$ dan $X = |Z| \sin \theta$, kita mendapatkan

$$P = |I|^2 R \quad \text{dan} \quad Q = |I|^2 X \quad \text{pers(13)}$$

Persamaan (7) memberikan metode lain untuk menghitung faktor daya karena kita lihat bahwa $Q/P = \tan \theta$. Karena itu faktor daya adalah

$$\cos \theta = \cos \tan^{-1} \frac{Q}{P} \quad \text{pers(14)}$$

atau dari persamaan

$$\cos \theta = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \quad \text{pers (15)}$$

Nilai positif diberikan pada Q untuk beban induktif dan nilai negatif untuk beban kapasitif.

2. Daya Kompleks

Jika persamaan fasor untuk tegangan dan arus diketahui, perhitungan untuk daya nyata dan reaktif dapat dilakukan. Jika tegangan pada suatu beban atau pada bagian suatu rangkaian dan arus beban atau bagian tersebut dinyatakan dalam $V = |V| \angle \alpha$ dan $I = |I| \angle \beta$ maka hasil perkalian tegangan dan "konjugate" dari arus adalah

$$S = P + jQ \quad \text{pers(16)}$$

4. Faktor Daya

Untuk beban induktif, Q digambarkan vertikal keatas karena bertanda positif. Suatu beban kapasitif akan mempunyai daya reaktif negatif, dan karenanya digambarkan vertikal kebawah.

5. Tegangan Dan Arus Pada Rangkaian Tiga Fasa Yang Seimbang

Sistem tenaga listrik biasanya disuplai oleh generator berfasa-tiga. Biasanya generator mensuplai beban-beban berfasa tiga yang seimbang, yang berarti bahwa pada ketiga fasa tersebut terdapat tiga beban yang identik. Beban untuk penerangan dan motor kecil sudah tentu berfasa tunggal, tetapi sistem distribusi telah dirancang sedemikian rupa sehingga keseluruhannya, fasa-fasa tersebut praktis seimbang.

Rangkaian ekuivalen dari generator berfasa tiga terdiri dari sebuah emf terhubung seri dengan impedansi Z_g yang terdiri dari sebuah tahanan dan sebuah reaktansi induktif. Titik-titik a', b' dan c' adalah fiktif karena sebenarnya emf yang

dibangkitkan tidak mungkin dipisahkan dari masing-masing fasa. Pada generator, emf $E_{a'o}$, $E_{b'o}$, $E_{c'o}$ sama besarnya tetapi berselisih fasa 120° satu dengan yang lain. Jika besarnya masing 100 V dengan $E_{a'o}$ diambil sebagai referensi maka

$$E_{a'o} = 100 \angle 0^\circ V \quad E_{b'o} = 100 \angle 240^\circ V \quad E_{c'o} = 100 \angle 120^\circ V \quad \text{pers(17)}$$

Apabila urutan fasanya adalah abc, yang berarti bahwa $E_{a'o}$ mendahului 120° terhadap $E_{b'o}$, dan $E_{b'o}$ mendahului 120° terhadap $E_{c'o}$.

Pada terminal generator, tegangan-tegangan terminal ke netral adalah

$$V_{ao} = E_{ao} - I_{an} Z_g \quad \text{pers(18)}$$

$$V_{bo} = E_{bo} - I_{bn} Z_g \quad \text{pers(19)}$$

$$V_{co} = E_{co} - I_{cn} Z_g \quad \text{pers(20)}$$

Karena 0 dan n berada pada potensial yang sama maka V_{a0} , V_{b0} , V_{c0} berturut-turut sama dengan V_{an} , V_{bn} , V_{cn} dan arus saluran sama juga dengan arus fasa suatu konfigurasi adalah

$$I_{an} = \frac{E_{a'o}}{Z_g + Z_R} = \frac{V_{an}}{Z_R} \quad \text{pers(21)}$$

$$I_{bn} = \frac{E_{b'o}}{Z_g + Z_R} = \frac{V_{bn}}{Z_R} \quad \text{pers(22)}$$

$$I_{cn} = \frac{E_{ca'0}}{Z_g + Z_R} = \frac{V_{cn}}{Z_R} \quad \text{pers(23)}$$

6. Daya Pada Rangkaian Tiga Fasa Yang Seimbang

Total daya yang diberikan oleh sebuah generator tiga fasa diperoleh dengan menjumlahkan daya pada ketiga fasanya. Pada suatu rangkaian yang seimbang, ini sama saja tiga kali daya salah satu fasa, karena nilai dayanya sama. Jika besarnya tegangan ke netral V_p untuk suatu beban yang terhubung Y adalah

$$V_p = |V_{an}| = |V_{bn}| = |V_{cn}| \quad \text{pers (24)}$$

Dan jika besarnya arus fasa I_p untuk suatu beban yang terhubung Y adalah

$$I_p = |I_{an}| = |I_{bn}| = |I_{cn}| \quad \text{pers (25)}$$

maka daya tiga fasa total adalah

$$P = 3V_p I_p \cos \theta_p \quad \text{pers(26)}$$

dimana θ_p adalah sudut arus yang tertinggal terhadap tegangan. Jika V_L dan I_L berturut-turut adalah besarnya tegangan antar saluran dan arus antar saluran, maka

$$V_p = \frac{V_L}{\sqrt{3}} \quad \text{dan} \quad I_p = I_L \quad \text{pers(27)}$$

dan dengan mensubstitusikan ke persamaan (17), diperoleh

$$P = \sqrt{3} V_L I_L \cos \theta_p \quad \text{pers (28)}$$

Total vars adalah

$$Q = 3V_p I_p \sin \theta_p \quad \text{pers (29)}$$

$$Q = \sqrt{3}V_L I_L \sin \theta_p \quad \text{pers (30)}$$

dan volt ampere dari beban adalah

$$|S| = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{3}V_L I_L \quad \text{pers (31)}$$

Jika bebannya dihubungkan secara Δ tegangan pada masing-masing impedansi adalah tegangan antar saluran, dan arus yang mengalir pada masing-masing impedansi sama dengan besarnya arus saluran dibagi $\sqrt{3}$ atau

$$V_p = V_L \text{ dan } I_p = \frac{I_L}{\sqrt{3}} \quad \text{pers (32)}$$

Daya tiga fasa total adalah

$$P = 3V_p I_p \cos \theta_p \quad \text{pers (33)}$$

dan dengan mensubstitusikan nilai V_p, I_p dari persamaan 16 maka diperoleh

$$P = \sqrt{3}V_L I_L \cos \theta_p \quad \text{pers(34)}$$

Kesimpulannya adalah persamaan (18) juga berlaku tanpa memandang apakah beban dihubungkan secara Y atau Δ .

2.3 Impedansi Seri Saluran transmisi

Suatu saluran transmisi listrik mempunyai empat parameter yang mempengaruhi kemampuannya untuk berfungsi sebagai bagian dari suatu sistem tenaga, yaitu resistansi, induktansi, dan konduktansi [1].

Impedansi seri dibentuk oleh resistansi dan induktansi yang terbagi rata disepanjang saluran. Sedangkan konduktansi dan kapasitansi terdapat antara

penghantar-penghantar dari suatu saluran fasa-tunggal atau diantara sebuah penghantar dan netral dari suatu saluran tiga fasa membentuk admitansi paralel (shunt admittance).

2.3.1 Jenis-Jenis Penghantar

Pada resistansi yang sama penghantar aluminium mempunyai diameter yang lebih besar dari penghantar tembaga, juga merupakan suatu keuntungan [1]. Dengan diameter yang lebih besar garis besar fluks listrik yang berasal dari penghantar tersebut akan lebih berjauhan satu dengan yang lain dipermukaan penghantar dengan ukuran yang sama.

2.3.2 Resistansi

Resistansi penghantar saluran transmisi adalah faktor terpenting dari rugi daya (power loss) pada saluran transmisi [1]. Resistansi efektif dari saluran penghantar adalah:

$$R = \frac{\text{Powerloss}}{I^2} \quad \Omega \quad \text{pers (35)}$$

R = Resistansi penghantar (Ohm)

Power Loss=Rugi-rugi daya (watt)

I=Arus (Ampere)

Dimana daya dinyatakan dalam watt dan arus I adalah arus rms pada penghantar dalam ampere. Resistansi efektif sama dengan resistansi arus searah (dc) dari saluran jika terdapat distribusi arus yang merata (uniform) diseluruh penghantar. Resistansi diberikan oleh rumus dibawah ini

$$R_{dc} = \frac{\rho l}{A} \quad \Omega \quad \text{pers (36)}$$

Dimana

R_{dc} =Resistansi Direct Current (Ohm)

$$\begin{aligned} \rho &= \text{resistivitas penghantar} && (\text{Ohm/m}) \\ l &= \text{panjang} && (\text{m}) \\ A &= \text{luas penampang} && (\text{m}^2) \end{aligned}$$

Penghantar tembaga "hard drawn" (dipekeras dengan jalan ditarik) mempunyai resistivitas sebesar $1.77 \times 10^{-8} \Omega \cdot \text{m}$. Untuk aluminium pada 20°C , ρ adalah $2.83 \times 10^{-8} \Omega \cdot \text{m}$.

Resistansi dari penghantar serabut (stranded) lebih besar berdasarkan persamaan (36), karena pembentukan lilitan lilitan membuatnya lebih panjang dari konduktor itu sendiri. Kenaikan resistansi karena pembentukan lilitan seperti ini diperkirakan mencapai 1% untuk penghantar tiga serat dan 2% untuk penghantar konsentris.

Perubahan resistansi penghantar logam dengan berubahnya suhu boleh dikatakan linear pada batas-batas pengoperasian yang normal. Pada persamaan dibawah ini kita dapat lihat korelasi antara suhu dan resistansi suatu penghantar

$$\frac{R_2}{R_1} = \frac{T + t_2}{T + t_1} \quad \text{pers (37)}$$

dimana R_1 dan R_2 berturut-turut adalah resistansi penghantar pada suhu-suhu t_1 dan t_2 dalam derajat celcius dan T adalah konstanta yang ditentukan dari grafik. Nilai-nilai konstanta T adalah sebagai berikut

$T=234.5$ untuk tembaga "annealed" dengan konduktivitas 100%

$T=241$ untuk tembaga "hard drawn" dengan konduktivitas 97.3%

$T=228$ untuk aluminium "hard drawn" dengan konduktivitas 61%

Distribusi arus yang merata diseluruh penampang suatu penghantar hanya terdapat pada arus searah (direct current). Dengan meningkatnya frekuensi arus bolak-balik, distribusi arus semakin tidak merata (non uniform). Meningkatnya frekuensi menyebabkan tidak meratanya kerapatan arus (current density). Fenomena ini disebut juga efek kulit (skin effect).

2.3.2 Tabel nilai resistansi

Resistansi dc dari bermacam-macam jenis penghantar dapat dihitung dengan mudah dari persamaan (36) dan peningkatan resistansi sebagai akibat lilitan dapat pula diperkirakan [1]. Koreksi suhu ditentukan oleh persamaan (37). Peningkatan resistansi yang disebabkan oleh efek kulit dapat dihitung untuk kawat berpenampang bundar dan pipa yang terbuat dari bahan padat dan kurva R/R_0 dapat diperoleh untuk penghantar yang sederhana ini. Tetapi sebenarnya semua data tersebut tidak perlu kita hitung sendiri karena pabrik-pabrik selalu memberikan tabel karakteristik listrik dari penghantar yang dibuatnya.

2.4 Synchronous Generator

Dalam mesin dua kutub satu periode (cycle) tegangan dibangkitkan untuk setiap perputaran dari rotor yang ber kutub dua [3]. Dalam mesin ber kutub empat, dua periode dibangkitkan pada masing-masing kumparan untuk setiap putaran. Karena jumlah periode per putaran sama dengan jumlah pasangan kutub, frekuensi dari tegangan yang dibangkitkan adalah

$$f = \frac{PN}{120} \quad \text{pers (38)}$$

dimana P adalah banyaknya kutub dan N adalah kecepatan rotor dalam putaran per menit (revolution per minute).

Reaksi jangkar dalam mesin serempak

Jika suatu beban tiga fasa yang seimbang dihubungkan ke sebuah generator tiga fasa, arus tiga fasa yang seimbang akan mengalir dalam kumparan stator. Apabila t sama dengan nol bila i_a sedang berada pada nilai maksimum, arus tiga fasa yang seimbang itu dapat dinyatakan dengan persamaan

$$i_a = I_m \cos \omega t \quad \text{pers (39)}$$

$$i_b = I_m \cos(\omega t - 120^\circ) \quad \text{pers (40)}$$

$$i_c = I_m \cos(\omega t - 240^\circ) \quad \text{pers (41)}$$

dimana ω adalah dalam derajat listrik perdetik. Untuk mesin berkutub dua ω adalah juga kecepatan sudut rotor dalam derajat mekanis perdetik.

Model Rangkaian Mesin Serempak

Tegangan yang dibangkitkan pada masing-masing fasa oleh fluks resultan melebihi tegangan terminal fasa V_t sebesar jatuh tegangan yang disebabkan oleh arus stator kali reaktansi kebocoran (leakage resistance) X_l dari lilitan, jika tahanan diabaikan. Jika tegangan terminal adalah V_t , maka

$$V_t = E_r - jI_a X_l \quad \text{pers (42)}$$

hasil kali $I_a X_l$ menjelaskan adanya jatuh tegangan yang disebabkan oleh bagian dari fluks (yang dihasilkan dari arus stator) yang tidak melewati celah udara mesin. Apabila X_s disebut reaktansi serempak (synchronous reactance), adalah sama dengan $X_{ar} + X_l$. Jika tahanan stator R_a diperhitungkan, persamaanya menjadi

$$V_t = E_f - I_a (R_a + jX_a) \quad \text{pers (43)}$$

Pada mesin berkutub salien, kita harus perhitungkan perbedaan antara jalur fluks yang langsung kedalam permukaan kutub (dinamakan sumbu langsung = direct axis) dan jalur antara kutub (dinamakan sumbu reaktif = quadrature axis). Untuk melakukan ini, arus stator dibagi menjadi dua komponen. Komponen pertama berbeda fasa 90° dengan tegangan yang dibangkitkan tanpa beban E_f , sedangkan komponen kedua adalah sefasa dengan E_f . Komponen pertama menghasilkan mmf yang fluksnya menyebabkan jatuh tegangan yang dihitung sebagai hasil perkalian dari arus yang dinamakan reaktansi sumbu langsung X_d . Komponen lain sefasa dengan E_f dan menghasilkan mmf dan fluks yang menyebabkan jatuh tegangan yang dihitung sebagai hasil kali dari komponen arus ini dan reaktansi serempak sumbu reaktif X_q .

2.5 Transformator

2.5.1 Transformator Tiga Fasa

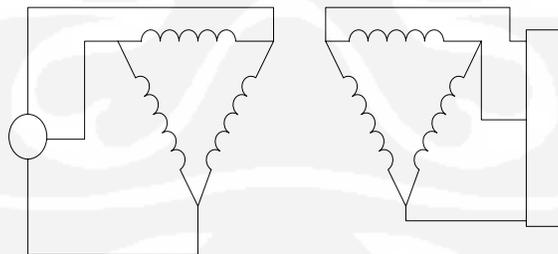
Tiga buah transformator fasa tunggal yang identik untuk mentransformasikan tegangan tiga fasa dapat dihubungkan melalui beberapa cara [3]. Lilitan primer dapat dihubungkan secara Delta dan lilitan sekunder dapat dihubungkan secara Wye atau sebaliknya. Sehingga rasio tegangan tidak hanya tergantung dari jumlah lilitan tetapi dipengaruhi juga oleh bagaimana lilitan – lilitan tersebut dihubungkan.

Kombinasi tiga transformator satu fasa dapat juga menghasilkan pergeseran fasa antara tegangan input 3 dan tegangan output 3 fasa. Nilai pergeseran fasa tergantung dari perbandingan lilitan transformator dan bagaimana lilitan primer dan sekunder dihubungkan. Pada system 1 fasa ,pergeseran fasa antara primer dan sekunder sama dengan 0 atau 180° .

Untuk membuat hubungan yang bervariasi terlebih dahulu kita mengetahui polariti transformator. Kesalahan pada penentuan polarity akan mengakibatkan terjadinya hubung singkat atau terjadi ketidak seimbangan tegangan dan arus line.

a. Hubungan Delta-delta

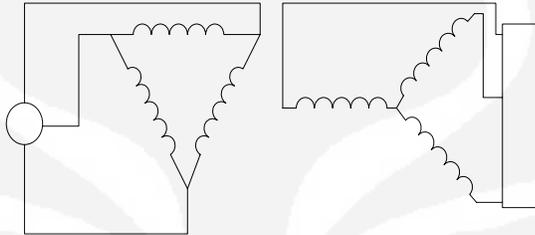
Tiga transformator 1 fasa R,S,dan T seperti terlihat pada gambar 2.2.1.a. dihubungkan secara delta-delta.



Gambar 2.2.1.a. Diagram skematik hubungan Delta-Delta [3].

b. Hubungan Delta-wye

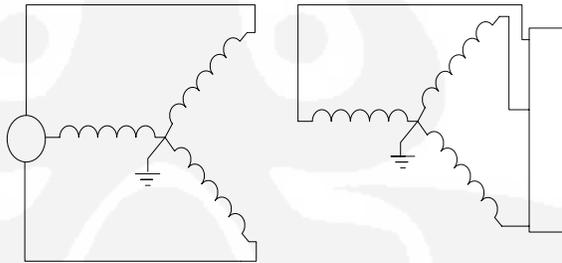
Lilitan primer ketiga transformator pada gambar 2.2.1.b. dihubungkan dengan cara yang sama seperti gambar 2.2.1.a.Lilitan sekunder dihubung secara wye.Hubungan delta wye menghasilkan pergeseran fasa sebanyak 30° .



Gambar 2.2.1 b.Diagram skematik hubungan Delta –Wye [3].

c. Hubungan Wye-wye

Hubungan wye-wye hanya digunakan ketika penghantar primer netral dapat dihubungkan dengan netral sumber.Apabila penghantar netral tidak dihubungkan maka tegangan line netral non sinusoidal.



Gambar 2.2.1 c.Diagram skematik hubungan Wye –Wye [3].

2.5.2 Percentage Impedance

Percentage impedance atau persentasi impedansi transformer adalah tegangan jatuh/voltage drop pada saat kondisi terbeban penuh yang dihasilkan oleh persentasi resistansi lilitan dan resistansi bocor .Hal ini juga dapat disebut persentasi tegangan normal untuk mengalirkan arus beban penuh dalam kondisi short circuit.

Impedansi ukur dengan melakukan short circuit test dengan 1 lilitan dihubungkan singkat

Nilai impedansi transformer mempunyai efek yang besar pada sistem faults level. Impedansi menentukan nilai maksimum arus yang akan mengalir pada saat kondisi gangguan. Adalah hal yang mudah untuk menentukan arus maksimum suatu transformer pada saat kondisi symmetrical fault. Contoh 2 MVA dengan impedansi 5 % .Maksimum fault level yang tersedia pada sisi sekunder adalah:

$$2 \text{ MVA} \times 100/5 = 40 \text{ MVA}$$

dan berdasarkan hasil tersebut arus gangguan pada sisi primer dan sekunder dapat kita hitung.

Transformer dengan impedance yang lebih rendah dapat menyebabkan arus gangguan yang lebih besar. Pada kondisi aktual level gangguan akan dikurangi impedansi sumber , impedansi kabel dan overhead lines antara transformer dan gangguan itu sendiri.

Selain menentukan fault level, impedansi transformer juga menentukan:

- Menentukan volt drop hal ini akan terjadi pada kondisi berbeban diketahui sebagai regulation.
- Akan mempunyai pembagian beban ketika dua atau tiga transformer beroperasi pada saat kondisi paralel

Sequence Impedance (Z_1 Z_2 Z_0)

Kalkulasi diatas berhubungan dengan gangguan 3phase .Gangguan non symmetrical (phase-earth etc) akan mengabaikan perhitungan yang lebih kompleks memerlukan aplikasi teori komponen symmetrical. Passive plant ,positive dan negative sequence impedancennya (Z_1 dan Z_2) sama .

2.6 Motor Induksi 3 Phasa

Motor induksi 3 phasa amat sering kita jumpai di dunia industri. Hal ini dikarenakan motor tersebut harganya terjangkau, sederhana, dan mudah dalam pemeliharaan.

Motor induksi 3 phasa mempunyai dua komponen utama yaitu stasionery stator dan bagian yang berputar atau rotor. Rotor dipisahkan oleh air gap yang berkisar antara 0.4 mm sampai 4 mm, tergantung dari daya motor tersebut.

- Synchronous Speed

Kecepatan medan putar tergantung pada frekuensi sumber dan jumlah kutub pada stator.

$$N_s = 120 f / P \quad \text{pers(44)}$$

Dimana

N_s = kecepatan sinkron (r/min)

f = frekuensi sumber (Hz)

- Karakteristik Motor Squirell Cage

- Motor Dalam kondisi tidak berbeban.

Ketika motor berkerja dalam kondisi tidak berbeban arus stator berkisar 0.5 dan 0.3 p.u. (terhadap full load current). Arus motor dalam kondisi tidak berbeban terdiri dari komponen magnetisasi yang menciptakan fluks berputar dan komponen aktif yang mensuplay rugi-rugi lilitan dan gesekan .

- Motor dalam kondisi berbeban

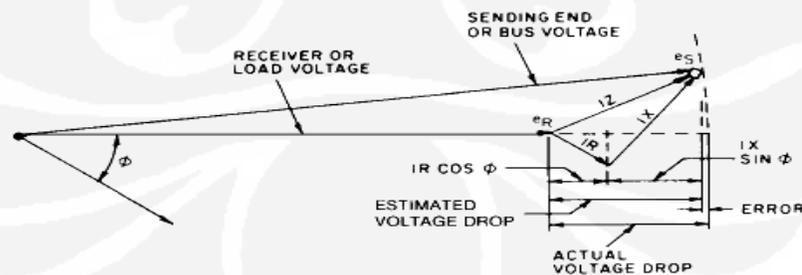
Daya nyata (kW) yang diserap oleh motor berbanding lurus dengan beban mekanis

- Karakteristik Locked Rotor

Arus start motor adalah 5 sampai 6 kali arus full load

2.7 Tegangan Jatuh Pada Jaringan Distribusi

Hubungan antara tegangan pada sisi pengirim, jatuh tegangan dan tegangan pada sisi penerima ditunjukkan pada diagram fasor pada gambar 2.7 dibawah.



Gambar 2.7 diagram fasor hubungan antara V_s , V_d dan V_r

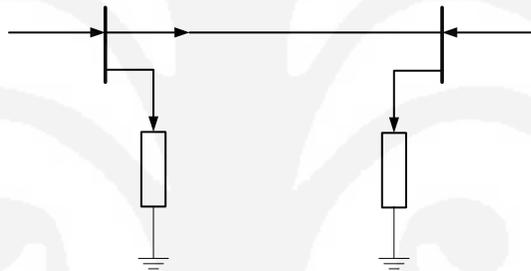
Berdasarkan diagram fasor tersebut, maka besar jatuh tegangan :

$$V = IR \cos \phi + IX \sin \phi \quad \text{pers(45)}$$

Keterangan :

- V = Jatuh tegangan pada rangkaian, (fasa ke netral). (Volt)
- I = Arus yang mengalir melalui konduktor. (Ampere)
- R = Resistansi dari satu konduktor, (Ω).
- X = Reaktansi dari satu konduktor, (Ω).
- ϕ = Sudut dari faktor daya.

2.8 Rugi-Rugi Daya



Gambar 2.8 Pemodelan sederhana saluran dalam sistem tenaga listrik

Setelah nilai tegangan pada setiap rel diperoleh, kemudian dihitung aliran daya pada saluran dan rugi-ruginya. Dengan mengacu pada model saluran pada gambar 2.8 yang menghubungkan rel i dengan j, maka :

Arus total yang mengalir dari rel i ke rel j :

$$I_{ij} = I_l + I_{i0} = Y_{ij}(V_i - V_j) + Y_{i0}V_i \quad \text{pers(47)}$$

Arus total yang mengalir dari rel j ke rel i :

$$I_{ji} = -I_l + I_{j0} = Y_{ij}(V_j - V_i) + Y_{j0}V_j \quad \text{pers(48)}$$

Daya kompleks yang mengalir dari rel i ke rel j :

$$S_{ij} = V_i I_{ij}^* \quad \text{pers(49)}$$

Daya kompleks yang mengalir dari rel j ke rel i :

$$S_{ji} = V_j I_{ji}^* \quad \text{pers(50)}$$

Rugi-rugi daya pada saluran i-j :

$$S_{Lij} = S_{ij} + S_{ji}$$

pers(51)

2.9 Pengendalian Tegangan dan Daya Reaktif

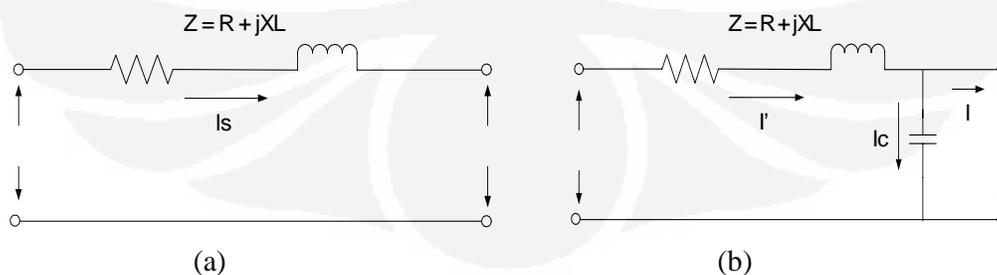
Pengendalian tegangan dilakukan dengan mengatur produksi dan penyerapan daya reaktif pada setiap bagian dari sistem tenaga listrik. Selain pengaturan pada sisi pembangkit, yaitu dengan pengaturan eksitasi generator, peralatan pengaturan tegangan lain harus digunakan untuk menjaga tegangan di keseluruhan sistem tetap pada batas yang diperbolehkan. Peralatan tambahan tersebut diklasifikasikan sebagai berikut :

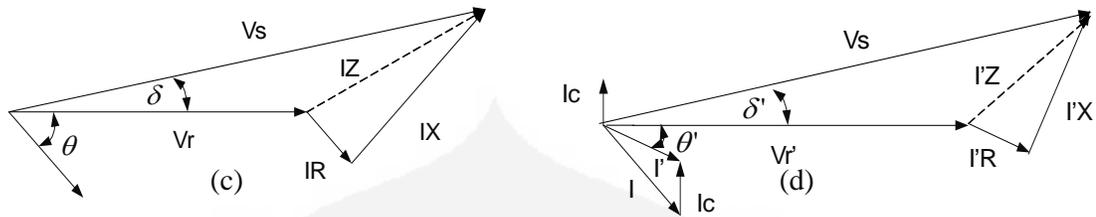
1. Sumber atau beban daya reaktif, seperti kapasitor bank dengan power factor control.
2. Transformator pengatur, seperti transformator yang dilengkapi dengan pengaturan tap.

2.9.1 Kapasitor Paralel

Kapasitor yang dihubungkan secara paralel pada saluran akan mensuplai daya reaktif ke sistem sehingga akan dapat memenuhi sebagian atau seluruh daya reaktif yang dibutuhkan oleh beban induktif, atau dapat dikatakan bahwa kapasitor menarik arus *leading* dari sistem yang akan mengimbangi sebagian atau seluruh arus *lagging* yang ditarik oleh beban induktif.

Penggunaan kapasitor paralel dapat mengurangi besar arus yang ditarik dari sumber, mengurangi jatuh tegangan dan meningkatkan faktor daya, seperti yang terlihat pada gambar 2.9.1

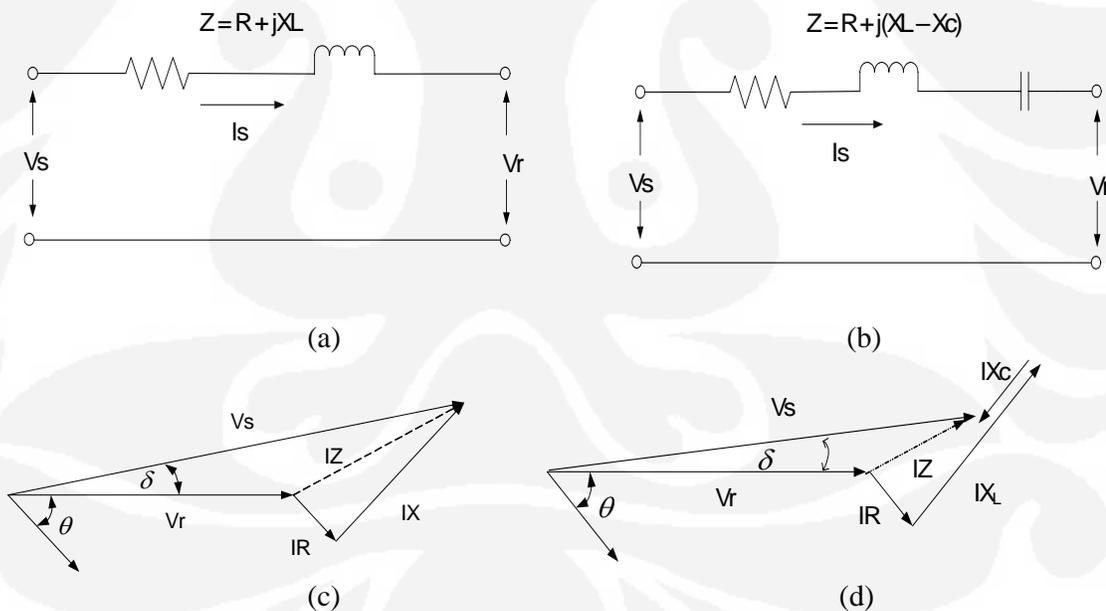




Gambar 2.9.1 (a) Rangkaian tanpa kapasitor paralel (b) dengan kapasitor paralel (c) Fasor tanpa kapasitor paralel (d) Fasor dengan kapasitor paralel

2.9.2 Kapasitor Seri

Kapasitor dihubungkan secara seri dengan saluran bertujuan untuk mengurangi reaktansi induktif antara titik sumber dengan beban sehingga akan mengurangi jatuh tegangan yang disebabkan oleh reaktansi induktif. Kelemahan dari penggunaan kapasitor seri adalah terjadinya kenaikan tegangan yang besar saat arus hubung singkat mengalir melalui kapasitor, selain itu kapasitor seri tidak mengurangi besar arus yang ditarik dari sumber serta hanya melakukan sedikit perbaikan pada faktor daya dibandingkan dengan kapasitor paralel. Gambar 2.9.2 menunjukkan pengaruh penggunaan kapasitor seri.



Gambar 2.9.2 (a) Rangkaian tanpa kapasitor seri (b) dengan kapasitor seri (c) Fasor tanpa kapasitor seri (d) Fasor dengan kapasitor seri

2.9.3 Pengaturan Tap Transformator

Operasi dasar dari perubahan tap transformator adalah perubahan perbandingan lilitan antara kumparan primer dan sekunder, sehingga dengan cara seperti itu maka besarnya tegangan pada sisi sekunder dapat diatur besarnya.

Pada saat beban tinggi, maka tap transformator diatur untuk menghasilkan tegangan yang lebih besar, hal ini dilakukan dengan tujuan untuk mengurangi kebutuhan dari daya reaktif dan untuk meningkatkan efektifitas dari pemakaian bank kapasitor. Pada saat beban rendah, maka tap transformator diatur untuk menghasilkan tegangan yang lebih kecil, hal ini dilakukan untuk mengurangi efek kenaikan tegangan akibat kapasitansi saluran dan bank kapasitor pada saat beban rendah.

2.10 Analisis Aliran Beban [1]

2.10.2 Persamaan Jaringan

Persamaan jaringan menyatakan hubungan antara tegangan dan arus pada rel jaringan. Persamaan tersebut dapat dinyatakan dengan matriks admitansi nodal sebagai berikut :

$$\begin{bmatrix} \bar{I}_1 \\ \bar{I}_2 \\ \dots \\ \bar{I}_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \dots & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & \dots & Y_{2n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ Y_{n1} & Y_{n2} & \dots & Y_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{V}_1 \\ \bar{V}_2 \\ \dots \\ \bar{V}_n \end{bmatrix} \quad \text{pers(52)}$$

keterangan :

- n = Jumlah node
- Y_{ii} = Jumlah seluruh admitansi yang berujung pada node i
- Y_{ij} = Admitansi bersama antara node i dan j
- \bar{V}_i = Fasor tegangan ke *ground* pada node i
- \bar{I}_i = Fasor arus yang mengalir ke node i

2.10.2 Metode Newton-Rhapson [1]

Metode Newton-Rhapson adalah metode yang paling umum dan handal untuk menyelesaikan analisa aliran beban. Metode ini melibatkan iterasi yang berdasarkan kepada ekspansi ke deret Taylor dari persamaan yang akan diselesaikan.

Misalkan terdapat suatu fungsi dengan 2 variabel x_1 dan x_2 yang sama dengan suatu konstanta K yang dinyatakan sebagai berikut :

$$f_1(x_1, x_2) = K_1 \quad \text{pers(53)}$$

dan persamaan kedua

$$f_2(x_1, x_2) = K_2 \quad \text{pers(54)}$$

Kemudian ditetapkan perkiraan pertama jawaban persamaan ini sebagai $x_1^{(0)}$ dan $x_2^{(0)}$. Kemudian $\Delta x_1^{(0)}$ dan $\Delta x_2^{(0)}$ adalah nilai nilai yang harus ditambahkan pada $x_1^{(0)}$ dan $x_2^{(0)}$ untuk mendapatkan penyelesaian yang benar. Maka kedua fungsi tersebut dapat ditulis kembali sebagai berikut :

$$K_1 = f_1(x_1, x_2) = f_1(x_1^{(0)} + \Delta x_1^{(0)}, x_1^{(0)} + \Delta x_1^{(0)}) \quad \text{pers(55)}$$

$$K_2 = f_2(x_1, x_2) = f_2(x_1^{(0)} + \Delta x_1^{(0)}, x_1^{(0)} + \Delta x_1^{(0)}) \quad \text{pers(56)}$$

Kedua fungsi tersebut kemudian diekspansi ke dalam deret Taylor untuk memberikan :

$$K_1 = f_1(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}) + \Delta x_1^{(0)} \left. \frac{\partial f_1}{\partial x_1} \right|_{(0)} + \Delta x_2^{(0)} \left. \frac{\partial f_1}{\partial x_2} \right|_{(0)} + \dots \quad \text{pers(57)}$$

$$K_2 = f_2(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}) + \Delta x_1^{(0)} \left. \frac{\partial f_2}{\partial x_1} \right|_{(0)} + \Delta x_2^{(0)} \left. \frac{\partial f_2}{\partial x_2} \right|_{(0)} + \dots \quad \text{pers(58)}$$

turunan parsial dengan orde yang lebih dari satu diabaikan pada persamaan 57 dan 58, kemudian persamaan tersebut ditulis kembali dalam bentuk matriks sebagai berikut :

$$\begin{bmatrix} K_1 - f_1(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}) \\ K_2 - f_2(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \frac{\partial f_1}{\partial x_2} \\ \frac{\partial f_2}{\partial x_1} & \frac{\partial f_2}{\partial x_2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x_1^{(0)} \\ \Delta x_2^{(0)} \end{bmatrix} \quad \text{pers(59)}$$

dimana matriks bujur sangkar turunan parsial itu disebut **J** "jacobian", dalam hal ini **J**⁽⁰⁾ untuk menunjukkan bahwa perkiraan pertama $x_1^{(0)}$ dan $x_2^{(0)}$ telah digunakan untuk menghitung nilai turunan parsial dalam angka. Jika ditentukan $\Delta K_1^{(0)}$ sebagai nilai K_1 yang ditetapkan dikurangi dengan nilai K_1 yang dihitung dan mendefinisikan $\Delta K_2^{(0)}$ dengan cara yang sama, maka diperoleh :

$$\begin{bmatrix} \Delta K_1^{(0)} \\ \Delta K_2^{(0)} \end{bmatrix} = J^{(0)} \begin{bmatrix} \Delta x_1^{(0)} \\ \Delta x_2^{(0)} \end{bmatrix} \quad \text{pers(60)}$$

Karena uraian deret telah dipotong, maka pada perkiraan pertama tidak akan memberikan penyelesaian yang benar, dan harus dicoba lagi dengan memisalkan perkiraan baru $x_1^{(1)}$ dan $x_2^{(1)}$ dimana :

$$x_1^{(1)} = x_1^{(0)} + \Delta x_1^{(0)} \quad \text{pers(61)}$$

$$x_2^{(1)} = x_2^{(0)} + \Delta x_2^{(0)} \quad \text{pers(62)}$$

Proses tersebut diulangi terus-menerus sampai diperoleh penyelesaian dengan tingkat ketelitian yang dipilih.

2.10.3 Metode Newton-Rhapson untuk Penyelesaian Persamaan

Aliran Beban

Program penyelesaian persamaan aliran beban menggunakan persamaan daya dalam bentuk koordinat polar, seperti yang akan digunakan dibawah ini untuk setiap node k.

$$\bar{S}_k = P_k + jQ_k = \bar{V}_k \bar{I}_k^* \quad \text{pers(63)}$$

Berdasarkan persamaan 2.8,

$$\bar{I}_k = \sum_{m=1}^n \bar{Y}_{km} \bar{V}_m \quad \text{pers(64)}$$

Dengan mensubstitusikan \bar{I}_k dari persamaan 64 ke persamaan 63, diperoleh :

$$P_k + jQ_k = \bar{V}_k \sum_{m=1}^n (G_{km} - jB_{km}) \bar{V}_m^* \quad \text{pers(65)}$$

Perkalian antara fasor \bar{V}_k dan \bar{V}_m^* dijabarkan sebagai berikut

$$\bar{V}_k \bar{V}_m^* = (V_k e^{j\theta_k})(V_m e^{-j\theta_m}) = V_k V_m e^{j(\theta_k - \theta_m)} \quad \text{pers(66)}$$

$$= V_k V_m (\cos \theta_{km} + j \sin \theta_{km}) \quad (\theta_{km} = \theta_k - \theta_m)$$

Bila P_k dan Q_k dinyatakan dalam bentuk nyata maka :

$$P_k = V_k \sum_{m=1}^n (G_{km} V_m \cos \theta_{km} + B_{km} V_m \sin \theta_{km}) \quad \text{pers(67)}$$

$$Q_k = V_k \sum_{m=1}^n (G_{km} V_m \sin \theta_{km} - B_{km} V_m \cos \theta_{km}) \quad \text{pers(68)}$$

Jika daya aktif dan reaktif pada setiap rel ditentukan, dan dengan menggunakan *superscript* sp untuk menyatakan nilainya ditentukan, maka persamaan aliran daya dapat ditulis sebagai berikut :

$$\begin{aligned} P_1(\theta_1, \dots, \theta_n, V_1, \dots, V_n) &= P_1^{sp} \\ \dots &= \dots \\ P_n(\theta_1, \dots, \theta_n, V_1, \dots, V_n) &= P_n^{sp} \\ Q_1(\theta_1, \dots, \theta_n, V_1, \dots, V_n) &= Q_1^{sp} \\ \dots &= \dots \\ Q_n(\theta_1, \dots, \theta_n, V_1, \dots, V_n) &= Q_n^{sp} \end{aligned} \quad \text{pers (69)}$$

Dengan mengikuti prosedur metode Newton-Rhapson untuk menyelesaikan persamaan aliran beban tersebut, maka :

$$\begin{bmatrix} P_1^{sp} - P_1(\theta_1, \dots, \theta_n, V_1, \dots, V_n) \\ \dots - \dots \\ P_n^{sp} - P_n(\theta_1, \dots, \theta_n, V_1, \dots, V_n) \\ Q_1^{sp} - Q_1(\theta_1, \dots, \theta_n, V_1, \dots, V_n) \\ \dots - \dots \\ Q_n^{sp} - Q_n(\theta_1, \dots, \theta_n, V_1, \dots, V_n) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial \theta_n} & \frac{\partial P_1}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial V_n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial P_n}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial \theta_n} & \frac{\partial P_n}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial V_n} \\ \frac{\partial Q_1}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial \theta_n} & \frac{\partial Q_1}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial V_n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial Q_n}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial \theta_n} & \frac{\partial Q_n}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial V_n} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta_1 \\ \dots \\ \Delta \theta_n \\ \Delta V_1 \\ \dots \\ \Delta V_n \end{bmatrix}$$

Keterangan yang terpenting untuk pertama ditinjau adalah daftar yang memberikan masing-masing nomor dan nama saluran, besarnya tegangan rel dalam per satuan dan sudut fasanya, pembangkitan dan beban pada setiap rel dalam megawatt dan megavar, pengisian saluran (line charging), dan megavar dari kapasitor-kapasitor statis atau reaktor-reaktor pada rel.

Dalam pengoperasian sistem tenaga, setiap jatuh tegangan yang berarti pada kumparan primer transformator yang disebabkan oleh suatu perubahan beban mungkin menyebabkan diperlukannya perubahan setelan sadapan (tap setting) pada transformator agar tegangan yang seharusnya dapat dipertahankan. Apabila spesifikasi tegangan keluar dari batas yang telah ditentukan program komputer dapat melakukan iterasi setelan sadapan hingga didapat nilai yang tepat.

BAB 3

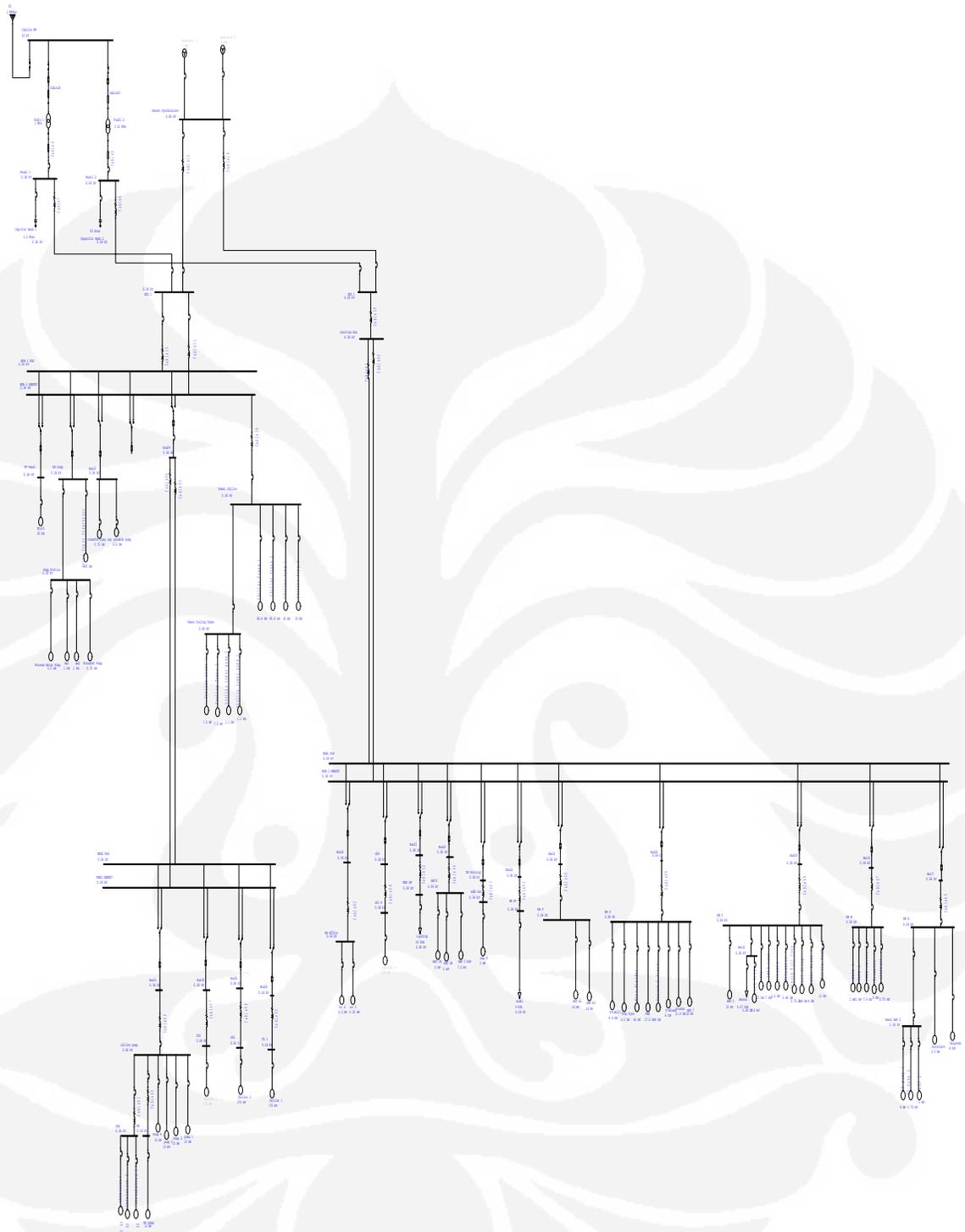
ANALISIS UNJUK KERJA JARINGAN AWAL DAN LANGKAH PERBAIKAN

3.1 Kondisi Jaringan Awal

Jaringan distribusi tegangan rendah 380 volt Bristol Myers Squibb Indonesia sebagai subjek penelitian. Jaringan distribusi di analisa pada keadaan beban penuh dari situ akan dihasilkan data aliran beban, tegangan jatuh, serta rugi-rugi daya yang dihasilkan.

Dari data dilihat kinerja jaringan distribusi tegangan rendah dan dilakukan langkah langkah perbaikan agar didapat kinerja jaringan yang optimal. Penelitian dilakukan dengan mengambil data aktual yang terdapat pada fasilitas jaringan tegangan rendah PT. Bristol Myers Squibb. Analisa data menggunakan software ETAP 4.0.0 C. Data yang didapat disimulasikan sehingga didapat kesimpulan unjuk kerja jaringan tegangan rendah. Diharapkan dengan terdapatnya evaluasi kinerja jaringan dapat dilakukan perbaikan kinerja jaringan setelah dilakukan re design jaringan baru.

Kondisi jaringan distribusi tegangan rendah disimulasikan menggunakan perangkat lunak ETAP 4.0.0.C untuk mengetahui load flow serta profil tegangan pada setiap bus serta ugi-rugi daya awal yang dihasilkan.



Gambar jaringan Distribusi Tegangan Rendah

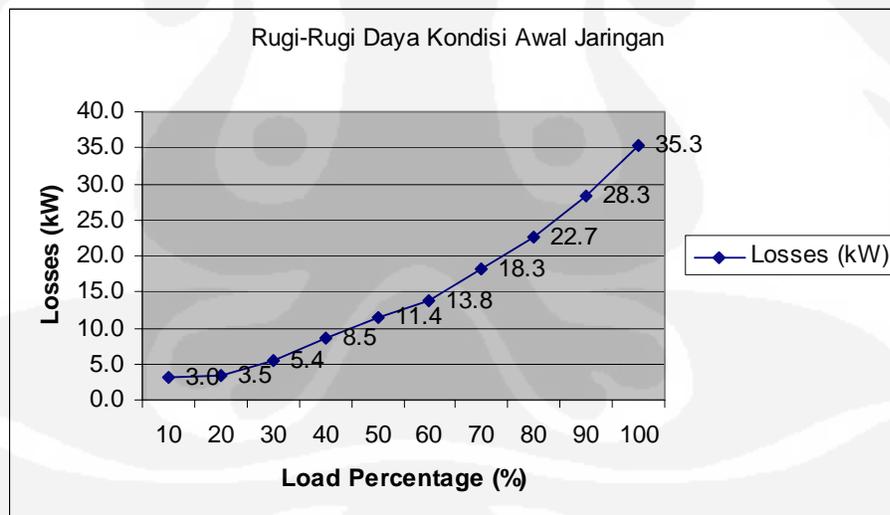
PT.Bristol Myers Squibb

3.2 Evaluasi Rugi-Rugi Daya

Rugi-rugi daya dapat disebabkan oleh disipasi daya pada penghantar. Seperti yang telah kita ketahui sebelumnya daya didisipasikan ke penghantar dalam satuan watt dan akan menyebabkan panas pada penghantar tersebut. Suatu jaringan yang ideal diusahakan agar rugi-rugi daya seminimal mungkin.

3.2.1 Rugi-Rugi Daya Kondisi Awal

Hasil simulasi kondisi awal jaringan tegangan rendah menggunakan perangkat lunak ETAP 4.0.0.C menunjukkan rugi-rugi daya total termasuk rugi-rugi daya transformator menunjukkan nilai 35.3 kW pada kondisi beban penuh (1478 kW). Pada grafik dibawah ini ditunjukkan tingkat rugi-rugi daya pada kondisi beban 10% sampai dengan kondisi beban 100%. Kita dapat lihat nilai rugi-rugi daya meningkat secara proporsional dengan nilai beban, semakin besar nilai persentase beban maka semakin besar pula tingkat rugi-rugi dayanya.



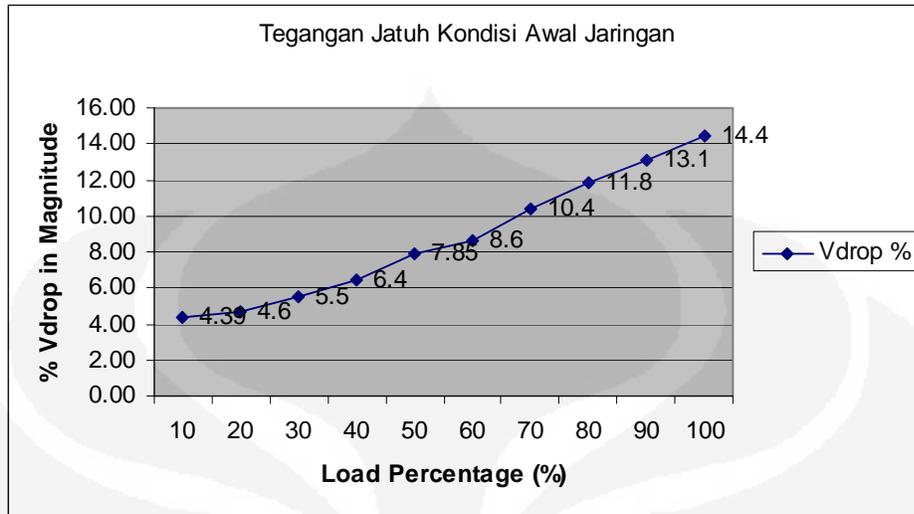
grafik 3.2.1 Profil rugi-rugi daya kondisi awal jaringan pada tingkat pembebanan yang berbeda.

3.2.2 Jatuh Tegangan Kondisi Awal

Kondisi awal jaringan dengan beban 100% disimulasikan dengan perangkat lunak yang sama sehingga dihasilkan nilai jatuh tegangan pada tabel 3.2.2.a Pada kondisi awal terdapat beberapa rel (bus) yang kondisinya tegangannya dibawah spesifikasi.

Tabel 3.2.2 a. Tabel rugi-rugi daya dan jatuh tegangan kondisi awal jaringan pada beban 100%.

ID	Type Penghantar (mm2)	Losses (kW)	% Vdrop
MDB1 to AHU3 (50)	NY Y 4X50	0,0	0,16
ATS1 to MDB3 (240)	NY Y 4X3X240	0,5	0,10
ATS1 to MDB3 (95)	NY Y 4X95	0,3	0,11
P1 to ATS1 (240)	NY Y 4X3X240	1,1	0,14
ATS2 to JB (185)	NY Y 4X3X185	0,9	0,22
P2 to ATS2 (185)	NY Y 4X3X185	0,6	0,15
Trafo 1	-	13,7	3,60
TR1 to P 1 (240)	NY Y 4X3X240	2,4	0,28
Trafo 2	-	4,0	1,62
TR2 to P2 (185)	NY Y 4X3X185	0,2	0,06
MDB1 to DBB (70)	NY Y 4X70	0,0	0,18
MDB1 to DBA (120)	NY Y 4X120	0,0	0,05
MDB1 to DBC (95)	NY Y 4X95	0,5	0,72
MDB1 to DBD (120)	NY Y 4X120	1,1	0,98
MDB1 to DBF (120)	NY Y 4X120	0,2	0,73
MDB1 to DB LF (35)	NY Y 4X35	0,0	0,43
MDB1 to LM (50)	NY Y 4X50	0,2	0,48
MDB3 to MDB2 (185)	NY Y 4X2X185	3,1	0,72
MDB2 to CH1 (95)	NY Y 4X95	0,3	0,23
MDB2 to CH2 (95)	NY Y 4X95	0,5	0,35
MDB2 to CH3 (95)	NY Y 4X95	0,6	0,46
MDB2 to Ch Pump (95)	NY Y 4X95	0,1	0,08
MDB1 to Office (50)	NY Y 4X50	0,0	0,02
MDB1 to CH4	NY Y 4X95	0,9	0,60
CHPump to PW (6)	NY Y 4X6	0,1	0,32
CH4 to RO (4)	NY Y 4X4	0,0	0,28
MDB1 to Oncology (50)	NY Y 4X50	0,0	0,02
ATS2 to MDB 1 (240)	NY Y 4X3X240	1,1	0,31
MDB3 to CH (95)	NY Y 4X95	2,9	0,98
Total		35,3	14,4



grafik 3.2.2 Profil tegangan jatuh kondisi awal jaringan pada tingkat pembebanan yang berbeda.

Tabel 3.2.2 b. Kondisi bus dengan tegangan dibawah normal (under voltage) pada kondisi awal jaringan dengan tingkat pembebanan 100%.

ID	Rating	Unit	Calculated	%Mag.	Condition
Bus28	0,380	kV	0,371	97,7	UnderVoltage
Bus29	0,380	kV	0,371	97,7	UnderVoltage
Bus30	0,380	kV	0,371	97,7	UnderVoltage
Bus31	0,380	kV	0,371	97,7	UnderVoltage
Ch 1	0,380	kV	0,370	97,5	UnderVoltage
ch2	0,380	kV	0,370	97,4	UnderVoltage
Ch3	0,380	kV	0,370	97,2	UnderVoltage
chiller pump	0,380	kV	0,371	97,6	UnderVoltage
MDB2 GENSET	0,380	kV	0,371	97,7	UnderVoltage
Panel Chiller	0,380	kV	0,370	97,4	UnderVoltage
Panel Cooling Tower	0,380	kV	0,370	97,4	UnderVoltage
usp	0,380	kV	0,370	97,3	UnderVoltage

3.2.3 Perbaikan Nilai Rugi-Rugi Daya

Perbaikan kinerja jaringan terhadap rugi-rugi daya dilakukan dengan mengubah ukuran kabel seperti kita ketahui nilai resistansi penghantar akan berbanding terbalik dengan luas penampang penghantar tersebut. Data kondisi jaringan disimulasikan dengan menggunakan software ETAP 4.00 C kemudian data kabel yang diubah disimulasikan kembali dengan software tersebut. Hasil dari data aktual dan rencana perubahan ukuran kabel dibandingkan sehingga diketahui kondisi setelah dilakukan perubahan.

Tabel 3.2.3 Langkah Perbaikan melalui penurunan resistansi penghantar

No	Kode Pengenal Penghantar	Kondisi Awal (mm ²)	Re-sizing 1 (mm ²)	Re-sizing 2 (mm ²)	Re-sizing 3 (mm ²)
1	MDB1 to AHU3	NY 4X50	NY 4X70	NY 4X95	NY 4X120
2	ATS1 to MDB3	NY 4X3X240	NY 4X3X300	NY 4X3X400	NY 4X3X500
3	ATS1 to MDB3	NY 4X95	NY 4X120	NY 4X150	NY 4X185
4	P1 to ATS1	NY 4X3X240	NY 4X3X300	NY 4X3X400	NY 4X3X500
5	ATS2 to JB	NY 4X3X185	NY 4X3X 240	NY 4X3X300	NY 4X3X400
6	P2 to ATS2	NY 4X3X185	NY 4X3X240	NY 4X3X300	NY 4X3X400
7	TR1 to P1	NY 4X3X240	NY 4X3X300	NY 4X3X400	NY 4X3X500
8	TR2 to P2	NY 4X3X185	NY 4X3X240	NY 4X3X300	NY 4X3X400
9	MDB1 to DB B	NY 4X70	NY 4X95	NY 4X120	NY 4X120
10	MDB1 to DB A	NY 4X120	NY 4X150	NY 4X185	NY 4X240
11	MDB1 to DB C	NY 4X95	NY 4X120	NY 4X150	NY 4X185
12	MDB1 to DB D	NY 4X120	NY 4X150	NY 4X185	NY 4X240
13	MDB1 to DB F	NY 4X120	NY 4X150	NY 4X185	NY 4X240
14	MDB1 to DB LF	NY 4X35	NY 4X50	NY 4X70	NY 4X95
15	MDB1 to DB LM	NY 4X50	NY 4X70	NY 4X95	NY 4X120
16	MDB3 to MDB2	NY 4X2X185	NY 4X2X240	NY 4X2X300	NY 4X2X400
17	MDB2 to CH1	NY 4X95	NY 4X120	NY 4X150	NY 4X185
18	MDB2 to CH12	NY 4X95	NY 4X120	NY 4X150	NY 4X185
19	MDB2 to CH3	NY 4X95	NY 4X120	NY 4X150	NY 4X185
20	MDB2 to Ch Pump	NY 4X95	NY 4X120	NY 4X150	NY 4X185
21	MDB1 to Office	NY 4X50	NY 4X70	NY 4X95	NY 4X120
22	MDB1 to CH4	NY 4X95	NY 4X120	NY 4X150	NY 4X185
23	CH pump to PW	NY 4X6	NY 4X10	NY 4X16	NY 4X25
24	MDB to CH	NY 4X95	NY 4X120	NY 4X150	NY 4X185
25	ATS2 to MDB1	NY 4X3X240	NY 4X3X300	NY 4X3X400	NY 4X3X500
26	MDB3 to CH	NY 4X95	NY 4X120	NY 4X150	NY 4X185

3.2.4 Pengujian Perbaikan Nilai Rugi-rugi Daya

Langkah-langkah perbaikan harus dilakukan pengujian agar didapatkan hasilnya. Pengujian dilakukan dengan cara memasukkan nilai ukuran kabel baru yang akan diuji dan kemudian dibandingkan dengan kondisi sebelumnya. Pengujian dilakukan dengan mensimulasikan pembebanan dengan perangkat lunak ETAP 4.0.0 C. Dari simulasi akan diketahui nilai rugi-rugi daya pada setiap kondisi perbaikan dan dari sini kita bisa ketahui kondisi terbaik yaitu kondisi yang nilai rugi-rugi dayanya paling rendah.

3.3 Evaluasi Aliran Daya Beban

Keterangan yang akan diambil dari studi aliran beban adalah terpenting untuk besarnya tegangan rel, sudut fasanya, dan pembebanan setiap bus. Hal ini dilakukan agar kita dapat menentukan apakah sistem jaringan tegangan rendah tersebut dalam kondisi pembebanan yang normal atau tidak.

Evaluasi dilakukan dengan cara mensimulasikan beban menggunakan perangkat lunak ETAP 4.0.0 C. Setelah sistem disimulasikan kemudian akan dihasilkan kesimpulan dan saran-saran apabila terjadi operasional sistem yang tidak sesuai dengan standar yang berlaku.

3.4 Perbaikan Profil Tegangan Melalui Perbaikan Faktor Daya

Perbaikan ini bertujuan untuk mengurangi kondisi tegangan dibawah normal (under voltage) yang diakibatkan oleh jatuh tegangan pada sisi pengirim. Perbaikan yang dilakukan adalah dengan mengurangi besarnya arus yang mengalir dengan metode perbaikan faktor daya. Penggunaan kapasitor bank pada saluran akan mensuplai daya reaktif ke sistem sehingga akan dapat memenuhi sebagian atau seluruh daya reaktif yang dibutuhkan oleh beban induktif, atau dapat dikatakan bahwa kapasitor menarik arus *leading* dari sistem yang akan mengimbangi sebagian atau seluruh arus *lagging* yang ditarik oleh beban induktif.

Penggunaan kapasitor paralel dapat mengurangi besar arus yang ditarik dari sumber, mengurangi jatuh tegangan dan meningkatkan faktor daya. Metode yang diuji coba adalah

1. Relokasi kapasitor bank.
2. Penambahan kapasitor bank untuk menaikkan faktor daya pada sisi bus yang kondisi tegangannya dibawah normal.

BAB 4

ANALISIS PERBAIKAN JARINGAN TEGANGAN RENDAH

4.1 Analisis Penurunan Tingkat Rugi-Rugi Daya Dan Tegangan Jatuh Melalui Penurunan Resistansi Penghantar Pada Beban 100%

Resistansi suatu penghantar dapat mempengaruhi besarnya rugi-rugi daya. Hasil penurunan nilai resistansi dapat kita lihat pada tabel dibawah ini. Dimana terdapat tiga kondisi penurunan resistansi penghantar yang bertujuan mengurangi nilai rugi-rugi daya yang diakibatkan arus yang mengalir ke suatu beban melalui suatu penghantar. Jatuh tegangan pada suatu penghantar dapat kita kurangi juga apabila kita dapat mengurangi resistansi penghantar tersebut karena nilai jatuh tegangan proporsional terhadap resistansi dan arus yang mengalir pada penghantar tersebut.

Tabel 4.1 a Tabel Rugi-rugi Daya dan Jatuh tegangan pada penghantar kondisi re-sizing 1 penghantar pada pembebanan 100% .

ID	Losses (kW)	% Vd drop in Vmag
MDB1 to AHU3 (70)	0,0	0,11
ATS1 to MDB3 (120)	0,3	0,09
ATS1 to MDB3 (300)	0,4	0,08
P1 to ATS1 (300)	0,9	0,12
ATS2 to JB (240)	0,6	0,18
P2 to ATS2 (240)	0,4	0,12
Trafo 1	13,7	3,59
TR1 to P 1 (300)	1,9	0,23
Trafo 2	4,0	1,61
TR2 to P2 (240)	0,2	0,05
MDB1 to DBB (95)	0,0	0,14
MDB1 to DBA (150)	0,0	0,04
MDB1 to DBC (120)	0,4	0,60
MDB1 to DBD (150)	0,9	0,83

MDB1 to DBF (150)	0,1	0,62
MDB1 to DB LF (50)	0,0	0,44
MDB1 to LM (70)	0,1	0,33
MDB3 to MDB2 (240)	2,3	0,60
MDB2 to CH1 (120)	0,3	0,19
MDB2 to CH2 (120)	0,4	0,29
MDB2 to CH3 (120)	0,5	0,38
MDB2 to Ch Pump (120)	0,0	0,07
MDB1 to Office (70)	0,0	0,02
MDB1 to CH4 (120)	0,7	0,50
CHPump to PW (6)	0,1	0,32
CH4 to RO (4)	0,0	0,28
MDB1 to Oncology (70)	0,0	0,02
ATS2 to MDB 1 (300)	0,9	0,26
ATS2 to MDB 1 (300)	0,9	0,26
MDB3 to CH (120)	2,3	0,81
Total	32,26	13,19

Tabel 4.2 b Kondisi bus dengan tegangan dibawah normal (under voltage) pada kondisi re-sizing 1 dengan tingkat pembebanan 100 %.

ID	Rating	Unit	Calculated	%Mag.	Condition
Bus28	0,380	kV	0,372	97,9	UnderVoltage
Bus29	0,380	kV	0,372	97,9	UnderVoltage
Bus30	0,380	kV	0,372	97,9	UnderVoltage
Bus31	0,380	kV	0,372	97,9	UnderVoltage
Ch 1	0,380	kV	0,371	97,7	UnderVoltage
ch2	0,380	kV	0,371	97,6	UnderVoltage
Ch3	0,380	kV	0,371	97,5	UnderVoltage
chiller pump	0,380	kV	0,372	97,8	UnderVoltage
MDB2 GENSET	0,380	kV	0,372	97,9	UnderVoltage
Panel Chiller	0,380	kV	0,371	97,7	UnderVoltage
Panel Cooling Tower	0,380	kV	0,371	97,7	UnderVoltage
usp	0,380	kV	0,371	97,5	UnderVoltage

Tabel 4.2 c Tabel Rugi-rugi Daya dan Jatuh tegangan pada penghantar kondisi re-sizing 2 penghantar pada pembebanan 100% .

ID	Losses (kW)	% V drop in Vmag
MDB1 to AHU3 (95)	0,0	0,09
ATS1 to MDB3 (150)	0,2	0,08
ATS1 to MDB3 (400)	0,3	0,07
P1 to ATS1 (300)	0,9	0,12
ATS2 to JB (300)	0,5	0,16
P2 to ATS2 (300)	0,3	0,11
Trafo 1	13,6	3,59
TR1 to P 1 (400)	1,5	0,19
Trafo 2	3,9	1,61
TR2 to P2 (300)	0,1	0,04
MDB1 to DBB (120)	0,0	0,11
MDB1 to DBA (185)	0,0	0,03
MDB1 to DBC (150)	0,3	0,51
MDB1 to DBD (185)	0,7	0,71
MDB1 to DBF (185)	0,1	0,53
MDB1 to DB LF (70)	0,0	0,22
MDB1 to LM (95)	0,1	0,24
MDB3 to MDB2 (300)		0,00
MDB3 to MDB2 (300)	1,8	0,51
MDB2 to CH1 (150)	0,2	0,16
MDB2 to CH2 (150)	0,3	0,24
MDB2 to CH3 (150)	0,4	0,32
MDB2 to Ch Pump (150)	0,0	0,06
MDB1 to Office (95)	0,0	0,01
MDB1 to CH4 (150)	0,6	0,42
CHPump to PW (6)	0,1	0,32
CH4 to RO (4)	0,0	0,28
MDB1 to Oncology (95)	0,0	0,01
ATS2 to MDB 1 (400)	0,7	0,23
ATS2 to MDB1 (400)		
MDB3 to CH (150)	1,9	0,69
Total	28,7	11,7

Tabel 4.2 d Kondisi bus dengan tegangan dibawah normal (under voltage)pada kondisi re-sizing2 dengan tingkat pembebanan 100 %.

ID	Rating	Unit	Calculated	%Mag.	Condition
Ch 1	0,380	kV	0,372	97,9	UnderVoltage
ch2	0,380	kV	0,372	97,8	UnderVoltage
Ch3	0,380	kV	0,371	97,7	UnderVoltage
chiller pump	0,380	kV	0,372	98,0	UnderVoltage
Panel Chiller	0,380	kV	0,372	97,9	UnderVoltage
Panel Cooling Tower	0,380	kV	0,372	97,9	UnderVoltage
usp	0,380	kV	0,371	97,7	UnderVoltage

Tabel 4.2 e Tabel Rugi-rugi Daya dan Jatuh tegangan pada penghantar kondisi re-sizing 3 penghantar pada pembebanan 100%

ID	Losses (Kw)	% Vd in Mag
MDB1 to AHU3 (120)	0,0	0,07
ATS1 to MDB3 (400)	0,1	0,04
ATS1 to MDB3 (500)	0,3	0,06
P1 to ATS1 (500)	0,5	0,09
ATS2 to JB (400)	0,4	0,14
P2 to ATS2 (400)	0,3	0,09
Trafo 1	13,5	3,55
TR1 to P 1 (630)	0,9	0,10
Trafo 2	3,9	1,61
TR2 to P2 (400)	0,1	0,04
MDB1 to DBB (150)	0,0	0,10
MDB1 to DBA (240)	0,0	0,03
MDB1 to DBC (185)	0,3	0,44
MDB1 to DBD (300)	0,4	0,51
MDB1 to DBF (240)	0,1	0,45
MDB1 to DB LF (95)	0,0	0,16
MDB1 to LM (120)	0,1	0,19
MDB3 to MDB2 (500)	1,1	0,25
MDB2 to CH1 (185)	0,2	0,14
MDB2 to CH2 (185)	0,2	0,20
MDB2 to CH3 (185)	0,3	0,27
MDB2 to Ch Pump (185)	0,0	0,05
MDB1 to Office (120)	0,0	0,01
MDB1 to CH4 (185)	0,4	0,35
CHPump to PW (6)	0,1	0,32
CH4 to RO (4)	0,0	0,28
MDB1 to Oncology (120)	0,0	0,01
ATS2 to MDB 1 (500)	0,5	0,20
MDB3 to CH (400)	0,7	0,36
Total	24,5	10,1

Berdasarkan hasil simulasi, kita dapat lihat bahwa rugi-rugi daya berkurang seiring dengan penurunan resistansi penghantar. Kondisi rugi-rugi daya terkecil didapat pada kondisi perbaikan ke 3. Hal ini diakibatkan konfigurasi penghantar yang dipergunakan pada kondisi perbaikan ke 3 menggunakan penghantar yang tingkat resistansinya paling rendah. Rugi-rugi daya minimal yang dapat diraih dengan konfigurasi nomor 3 menghasilkan reduksi rugi-rugi daya sebesar 10,8 kW. Pengurangan nilai rugi-rugi daya akan membawa keuntungan yaitu meningkatnya efisiensi jaringan yang berakibat penurunan kerugian finansial yang harus kita bayar pada penyedia jasa pelayanan tenaga listrik.

Jumlah kondisi bus dengan tegangan dibawah normal/undervoltage dapat kita kurangi melalui penurunan resistansi penghantar,bahkan pada perbaikan 3 kondisi bus under voltage dapat dihilangkan sama sekali.Tegangan jatuh pada saluran dikurangi sehingga tegangan yang sampai ke bus masih memenuhi spesifikasi yang kita inginkan.Seperti kita ketahui jatuh tegangan pada suatu penghantar berbanding lurus terhadap resistansinya dan arus yang mengalir pada penghantar tersebut ($V = IR \cos \phi + IX \sin \phi$),sehingga nilai tegangan jatuh dapat kita kurangi apabila nilai resistansi kita turunkan.

4.2 Analisa Reduksi Rugi-Rugi Daya Dan Tegangan Jatuh Pada Tingkat Beban Yang Berbeda Melalui Metode Penurunan Resistansi Penghantar.

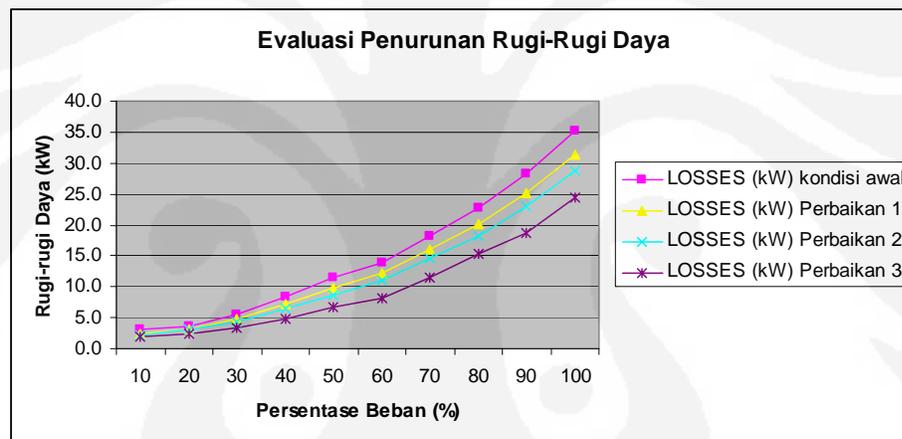
4.2.1 Penurunan Tingkat Rugi-Rugi Daya

Berdasarkan hasil simulasi menggunakan perangkat lunak ETAP 4.0.0.C,dihasilkan profil rugi-rugi daya pada grafik 4.3.a.Kita dapat lihat nilai rugi-rugi daya pada tingkat beban 10% hingga 100 %.Nilai rugi-rugi daya pada suatu jaringan yang dihasilkan bersifat proporsional kuadratik terhadap arus yang mengalir pada jaringan tersebut. Penurunan nilai resistansi penghantar pada tingkat pembebanan yang akan menyebabkan rugi-rugi daya yang mengalir akan berkurang,hal ini dapat dibuktikan oleh persamaan dibawah ini.

$$PowerLoss = I^2 \times R$$

Tabel 4.2.a Evaluasi hasil perbaikan terhadap rugi-rugi daya.

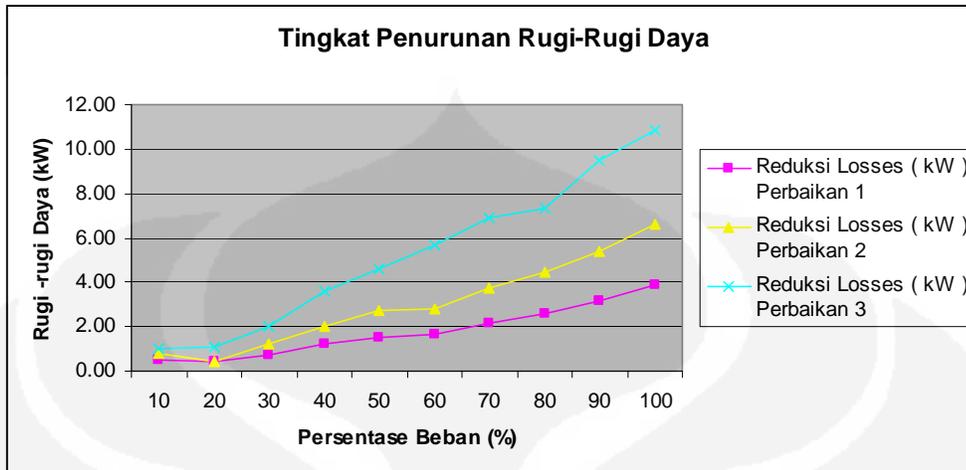
LOAD PERCENTAGE (%)	LOSSES (kW)			
	kondisi awal	Perbaikan 1	Perbaikan 2	Perbaikan 3
10	3.0	2.50	2.2	2.0
20	3.5	3.10	3.10	2.40
30	5.4	4.70	4.20	3.40
40	8.5	7.30	6.50	4.90
50	11.4	9.90	8.70	6.80
60	13.8	12.16	10.96	8.15
70	18.3	16.13	14.55	11.42
80	22.7	20.09	18.2	15.36
90	28.3	25.16	22.93	18.8
100	35.3	31.40	28.71	24.5



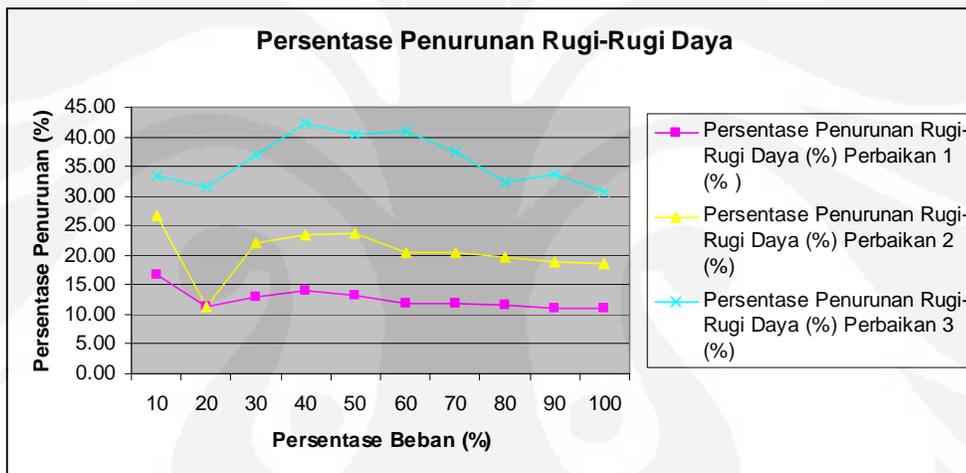
grafik 4.2 .a Profil evaluasi losses pada tingkat pembebanan yang berbeda.

Tabel 4.2.b Penurunan tingkat rugi-rugi daya setelah perbaikan

LOAD PERCENTAGE (%)	Reduksi Losses (kW)		
	Perbaikan 1	Perbaikan 2	Perbaikan 3
10	6,70	6,91	7,1
20	5,20	5,80	6,4
30	5,25	5,85	6,5
40	5,29	5,91	6,6
50	1,49	2,59	4,6
60	1,64	2,84	5,7
70	2,17	3,75	6,9
80	2,61	4,47	7,3
90	3,14	5,37	9,5
100	3,90	6,59	10,8



grafik 4.2 .b Profil tingkat penurunan rugi-rugi daya setelah dilakukan perbaikan.



grafik 4.2.c Profil persentase penurunan rugi-rugi daya setelah dilakukan perbaikan.

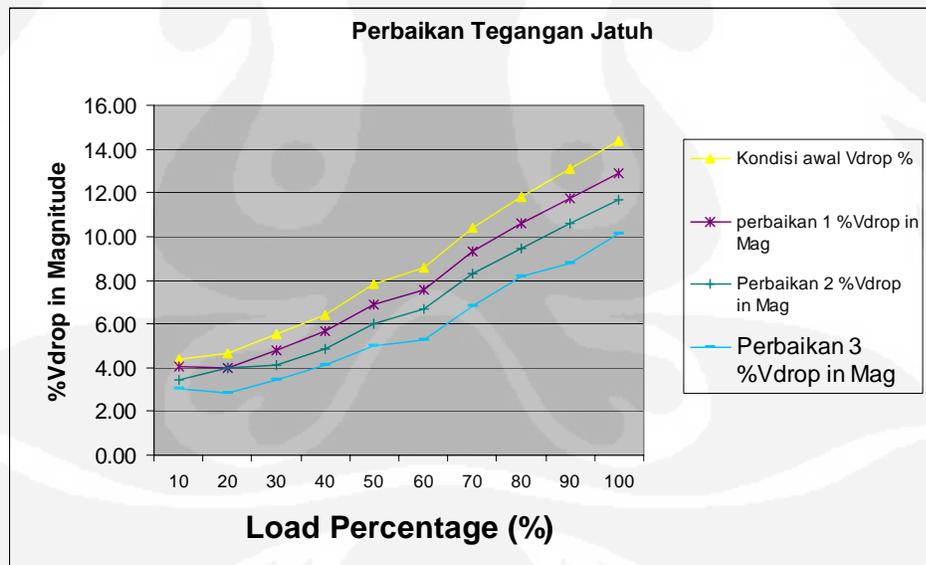
Berdasarkan hasil simulasi,tingkat penurunan rugi-rugi daya terbaik adalah pada perbaikan 3,yaitu penurunan sebesar 10,8 kW pada beban 100%.Hal ini disebabkan oleh pemakaian spesifikasi penghantar pada perbaikan nomor 3 digunakan penghantar yang tingkat resistansinya terendah.Penghantar dengan resistansi yang rendah dapat kita dapatkan dengan memparalel suatu penghantar atau kita pilih penghantar dengan diameter yang lebih besar .Keterangan lebih spesifik mengenai resistansi maupun reaktansi penghantar per satuan panjang dapat kita lihat di data sheet suatu penghantar.

Penurunan tingkat rugi-rugi daya akan menghemat pemakaian energi suatu jaringan tegangan rendah.Dimana rugi-rugi daya hanya akan menimbulkan panas

yang tidak diperlukan pada suatu penghantar. Hal ini juga dapat menurunkan biaya operasional suatu gedung atau instansi.

4.2.2 Penurunan Tegangan Jatuh

Perbaikan melalui penurunan resistansi penghantar dapat menurunkan tingkat tegangan jatuh, hal ini dikarenakan tingkat tegangan jatuh akan meningkat seiring dengan arus yang mengalir dikalikan dengan resistansi yang dialiri arus tersebut ($V = IR \cos \phi + IX \sin \phi$). Hasil simulasi menunjukkan tingkat tegangan jatuh menurun seiring dilakukannya perbaikan nilai resistansi. Tegangan jatuh yang diperbolehkan $\pm 5\%$ dari tegangan sumber. Penurunan tegangan juga dapat menurunkan daya dari suatu mesin listrik. Penurunan tegangan juga dapat menyebabkan beban beban yang bersifat induktif menjadi panas, hal ini terjadi karena nilai daya beban induktif misalnya motor cenderung tetap sehingga apabila terjadi penurunan tegangan maka untuk mengkompensasi agar nilai daya tetap maka arus yang ditarik akan lebih besar sehingga akan menimbulkan panas.

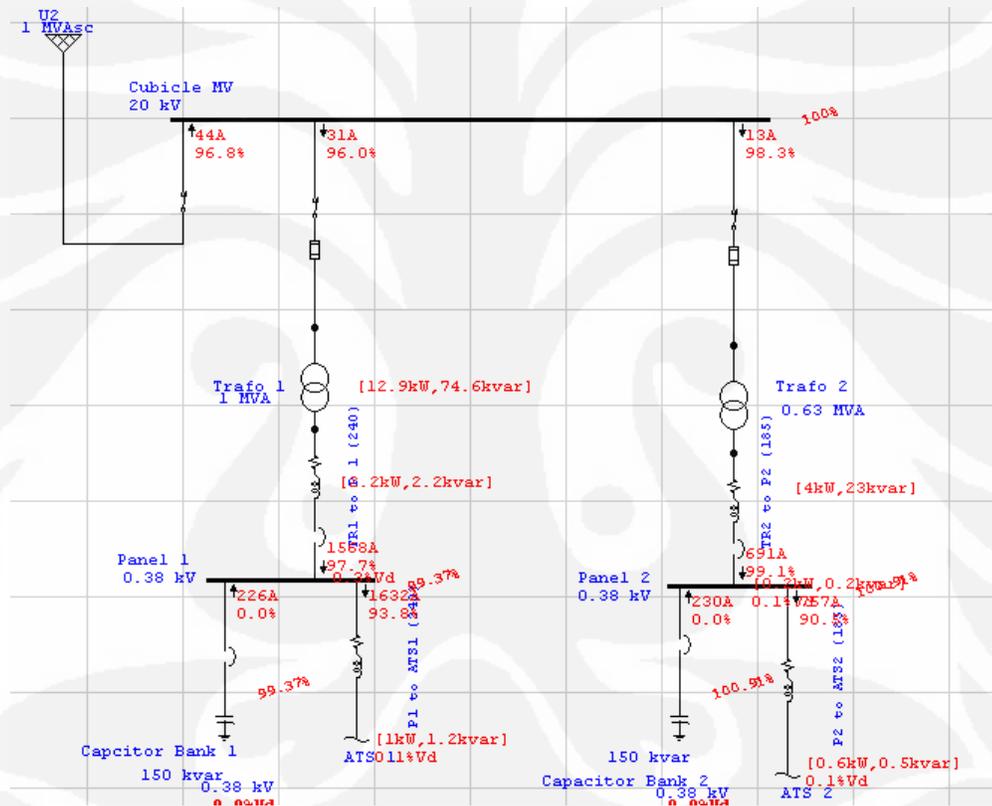


grafik 4.2.2 Profil persentase perbaikan tegangan jatuh.

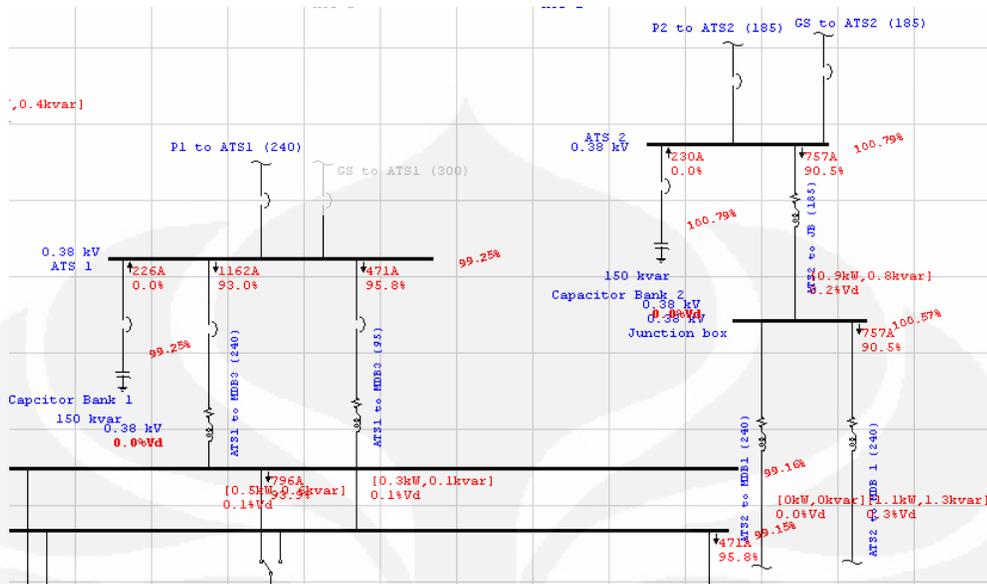
4.3 Perbaikan Faktor Daya

4.3.1 Relokasi Kapasitor Bank

Penempatan kapasitor bank yang tepat dapat kita uji melalui simulasi menggunakan perangkat lunak ETAP 4.0.0.C .Kondisi yang paling baik dapat kita gunakan sebagai acuan dilapangan. Pada kondisi awal kapasitor bank 1 dan 2 ditempatkan di sisi sekunder trafo dengan tegangan 380 volt.Rencana penempatan selanjutnya adalah menempatkan kapasitor bank 1 dan 2 di bus ATS1 dan bus ATS2 untuk memperbaiki kondisi undervoltage yang masih ditemukan.



gambar 4.3.1.a Penempatan kapasitor bank pada kondisi awal.



gambar 4.3.1.b Relokasi kapasitor bank

.Hal ini dikarenakan dengan dipindahnya kapasitor bank ke bus yang lebih dekat ke beban artinya terjadi perbaikan faktor daya pada sisi incoming feeder beban hal ini mengakibatkan arus yang ditarik pun menjadi lebih kecil sehingga voltage drop dan rugi-rugi daya dapat dikurangi.Namun masih terdapat beberapa bus yang kondisinya under voltage,hal ini dapat diatasi dengan memperbaiki faktor daya pada sisi bus tersebut.

Pada perbaikan dengan metode relokasi kapasitor bank terjadi perbaikan berupa penurunan rugi-rugi daya sebesar 0,2 kW dari semula rugi-rugi daya sebesar 35,3 kW menjadi 34,9 Kw.Penurunan rugi-rugi daya ini diakibatkan oleh berkurangnya nilai arus yang mengalir pada penghantar kesisi beban dikarenakan relokasi kapasitor ke panel yang lokasinya lebih dekat ke beban mengakibatkan nilai faktor daya meningkat.Hal ini dapat kita lihat pada arus yang mengalir:

Tabel 4.3.1. Analisis Relokasi kapasitor bank

Sebelum Relokasi				Sesudah Relokasi	
From	To	Arus (A)	Faktor Daya	Arus (A)	Faktor Daya
TR 1	ATS 1	1699	0,909	1618	0,95
TR2	ATS 2	757	0,905	691	0,99

Seperti telah kita ketahui sebelumnya naiknya nilai faktor daya akan memperkecil nilai arus yang ditarik suatu beban.

$$P = \sqrt{3}V_L I_L Pf$$

4.3.2 Penambahan Kapasitor Bank

Kondisi bus yang tegangannya dibawah normal /under voltage dapat diperbaiki dengan memperbaiki faktor daya pada bus tersebut.Kondisi under voltage dapat diakibatkan karena terjadi tegangan jatuh pada sisi feeder,hal ini dapat kita kurangi dengan cara menurunkan arus yang mengalir melalui penghantar dengan cara memperbaiki faktor daya.

Faktor daya pada panel chiller semula adalah 0.907 daya yang mengalir 295 kW dan panel MDB 2 adalah 0.909 dengan daya 488 kW pada kondisi ini bus dalam keadaan under voltage.Perbaikan faktor daya panel chiller dan panel MDB2 menjadi 0.95 .Kita dapat gunakan persamaan dibawah ini:

$$\Delta Q_C = P_{PK} (\tan \phi - \tan \theta)$$

dimana,

ΔQ_C	=	ukuran kapasitor yang dibutuhkan, kvar
P_{PK}	=	kebutuhan daya aktif total, kW
$\tan \phi$	=	tangen dari sudut faktor daya awal
$\tan \theta$	=	tangen dari sudut faktor daya yang diinginkan

Kapasitas kapasitor yang didapatkan dari hasil perhitungan harus disesuaikan dengan kapasitor standar yang tersedia, dapat dilihat pada standar IEEE Std 18-2002, untuk kapasitor daya paralel.

Berdasarkan perhitungan dan nilai kapasitor yang tersedia,peningkatan faktor daya ke nilai 0,95 didapat dengan dengan menambahkan kapasitor bank 50 kVar pada panel chiller dan 65 kVar pada panel MDB2 membawa hasil kondisi tegangan bus menjadi normal (tidak terjadi kondisi under voltage) dan nilai rugi-rugi daya secara keseluruhan berkurang hingga mencapai nilai 33 Kw.

Tabel 4.3.2. Analisis Penambahan kapasitor bank.

From	To	Arus (A)	Faktor Daya	Arus (A)	Faktor Daya
TR 1	ATS 1	1618	0,95	1559	98
TR 2	ATS 2	691	0,991	691	0,991
ATS 1	P Chiller	501	0,907	470	0,954
MDB 3	MDB 2	828	0,909	785	0,95

4.4 Perbaikan Faktor Daya Dan Penurunan Resistansi Penghantar

Kondisi terbaik perbaikan melalui penurunan resistansi penghantar terdapat pada perbaikan 3. Apabila perbaikan faktor daya dan perbaikan melalui penurunan resistansi digabung maka berdasarkan simulasi dengan beban 100% nilai rugi-rugi daya turun hingga mencapai nilai 23 kW. Hal ini berarti terjadi penurunan nilai rugi-rugi daya sebesar 12,3 kW bila dibandingkan dengan kondisi awal jaringan.

Pada kondisi beban 80% tingkat rugi-rugi daya menunjukkan nilai 14,5 kW. Bila dibandingkan dengan kondisi awal jaringan dengan nilai rugi-rugi daya sebesar 22,7 kW hal ini berarti terjadi penurunan rugi-rugi daya sebesar 8,2 kW pada kondisi beban 80%. Penurunan ini akan mengurangi pula nilai tagihan listrik yang akan dibayarkan ke perusahaan ke penyedia layanan listrik.

BAB 5

KESIMPULAN

Berdasarkan hasil simulasi menggunakan perangkat lunak ETAP 4.0.0 C dan analisis yang dilakukan, maka dapat diambil kesimpulan sebagai berikut :

1. Setelah dilakukan perbaikan, pada kondisi beban 100% tingkat rugi-rugi daya menunjukkan nilai 24,5 kW. Bila dibandingkan dengan kondisi awal jaringan dengan tingkat losses 35,3 Kw hal ini berarti setelah dilakukan perbaikan ke 3 terjadi penurunan rugi-rugi daya sebesar 10,8 kW pada kondisi beban 100%.
2. Perbaikan melalui relokasi kapasitor bank membawa hasil yaitu turunnya rugi-rugi daya dari nilai 35,3 kW menjadi 34,9 kW. Hal ini diakibatkan perbaikan faktor daya sehingga arus yang menuju beban dapat berkurang. Berdasarkan hasil percobaan diketahui penempatan kapasitor bank terbaik adalah penempatan terdekat dengan beban.
3. Berdasarkan perhitungan dan nilai kapasitor yang tersedia, peningkatan faktor daya ke nilai 0,95 didapat dengan menambahkan kapasitor bank 50 kVar pada panel chiller dan 65 kVar pada panel MDB2 membawa hasil kondisi tegangan bus menjadi normal (tidak terjadi kondisi under voltage) dan nilai rugi-rugi daya secara keseluruhan berkurang hingga mencapai nilai 33 Kw.
4. Kondisi terbaik perbaikan melalui penurunan resistansi penghantar terdapat pada perbaikan 3. Apabila perbaikan faktor daya dan perbaikan melalui penurunan resistansi digabung maka berdasarkan simulasi dengan beban 100% nilai rugi-rugi daya turun hingga mencapai nilai 23 kW. Hal ini berarti terjadi penurunan nilai rugi-rugi daya sebesar 12.3 kW.

DAFTAR ACUAN

- [1] William D. dan Stevenson Jr., “Elements of Power System Analysis 4th Edition”, McGraw-Hill, 1983.
- [2] IEEE std 141, “Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plant”, 1993.
- [3] Theodore Wildi., “Electrical Power Technology”, Sperika Enterprises Ltd, 1981.
- [4] Luces M.Faulkenberry and Walter Coffey, “Electrical Power Distribution and Transmission”, Prentice Hall, 1996

DAFTAR PUSTAKA

Adkins, E. M., Benson, F. S., Michelson E. L., “Electric Transmission and Distribution”, McGraw-Hill, 1954.

Gönen, Turan, “Electric Power Distribution System Engineering”, McGraw-Hill, Inc., 1986.

IEEE std 141, “Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plant”, 1993.

William D. dan Stevenson Jr., “Elements of Power System Analysis 4th Edition”, McGraw-Hill, 1982.

LAMPIRAN

A. Tabel Rugi-Rugi Daya Dan Tegangan Jatuh Kondisi Awal.

Project:	ETAP PowerStation	Page:	1
Location:	4.0.0C	Date:	11-13-2007
Contract:		SN:	KLGCONSULT
Engineer:		Revision:	Base
Filename:	existingcondition100%	Config.:	Normal
	Study Case: LF		

BRANCH LOSSES Summary Report

CKT / Branch ID	From-To Bus Flow		To-From Bus Flow		Losses		% Bus Voltage		Vd % Drop in Vmag
	MW	Mvar	MW	Mvar	kW	Kvar	From	To	
MDB1 to AHU3 (50)	-0.013	-0.008	0.013	0.008	0.0	0.0	100.1	100.2	0.16
ATS1 to MDB3 (240)	0.706	0.323	-0.706	-0.322	0.5	0.6	98.5	98.4	0.10
ATS1 to MDB3 (95)	0.295	0.137	-0.295	-0.137	0.3	0.2	98.5	98.4	0.11
P1 to ATS1 (240)	-1.001	-0.460	1.002	0.461	1.1	1.3	98.5	98.7	0.14
ATS2 to JB (185)	0.454	0.214	-0.454	-0.213	0.9	0.8	100.8	100.5	0.22
P2 to ATS2 (185)	-0.454	-0.214	0.455	0.214	0.6	0.5	100.8	100.9	0.15
Trafo 1	1.018	0.397	-1.005	-0.317	13.7	79.4	100.0	98.9	3.60
TR1 to P 1 (240)	1.005	0.317	-1.002	-0.315	2.4	2.4	98.9	98.7	0.28
Trafo 2	0.459	0.085	-0.455	-0.062	4.0	23.0	100.0	101.0	1.62
TR2 to P2 (185)	0.455	0.062	-0.455	-0.061	0.2	0.2	101.0	100.9	0.06
MDB1 to DBB (70)	0.016	0.010	-0.016	-0.010	0.0	0.0	100.2	100.1	0.18
MDB1 to DBA (120)	0.016	0.010	-0.016	-0.010	0.0	0.0	100.2	100.2	0.05
MDB1 to DBC (95)	0.071	0.040	-0.070	-0.039	0.5	0.3	100.2	99.5	0.72
MDB1 to DBD (120)	0.117	0.061	-0.116	-0.060	1.1	0.7	100.2	99.3	0.98
MDB1 to DBF (120)	0.026	0.014	-0.026	-0.014	0.2	0.1	100.2	99.5	0.73
MDB1 to DB LF (35)	0.006	0.000	-0.006	0.000	0.0	0.0	100.2	99.8	0.43
MDB1 to LM (50)	0.036	0.000	-0.036	0.000	0.2	0.0	100.2	99.8	0.48
MDB3 to MDB2 (185)							98.4	98.4	0.00
MDB3 to MDB2 (185)	0.488	0.223	-0.485	-0.220	3.1	2.8	98.4	97.7	0.72
MDB2 to CH1 (95)	0.139	0.061	-0.139	-0.061	0.3	0.2	97.7	97.5	0.23
MDB2 to CH2 (95)	0.139	0.061	-0.139	-0.061	0.5	0.2	97.7	97.4	0.35
MDB2 to CH3 (95)	0.139	0.061	-0.139	-0.061	0.6	0.3	97.7	97.2	0.46
MDB2 to Ch Pump (95)	0.067	0.038	-0.067	-0.038	0.1	0.0	97.7	97.6	0.08
MDB1 to Office (50)	0.001	0.001	-0.001	-0.001	0.0	0.0	100.2	100.2	0.02
MDB1 to CH4	0.148	0.066	-0.148	-0.066	0.9	0.4	100.2	99.6	0.60
CHPump to PW (6)	0.014	0.009	-0.014	-0.009	0.1	0.0	97.6	97.3	0.32
CH4 to RO (4)	0.009	0.005	-0.009	-0.005	0.0	0.0	99.6	99.4	0.28
MDB1 to Oncology (50)	0.003	0.002	-0.003	-0.002	0.0	0.0	100.2	100.2	0.02
ATS2 to MDB 1 (240)	0.454	0.213	-0.452	-0.211	1.1	1.3	100.5	100.2	0.31
ATS2 to MDB1 (240)							100.5	100.5	0.00
MDB3 to CH (95)	0.295	0.137	-0.292	-0.135	2.9	1.4	98.4	97.4	0.98
					35.3	116.2			

B. Tabel Rugi-Rugi Daya Dan Tegangan Jatuh Perbaikan 1.

Project:	ETAP PowerStation	Page:	1
Location:	4.0.0C	Date:	09-13-2007
Contract:		SN:	KLGCCONSULT
Engineer:		Revision:	Base
Filename:	100%	Study Case:	LF
		Config:	Normal

BRANCH LOSSES Summary Report

CKT / Branch	From-To Bus Flow		To-From Bus Flow		Losses		% Bus Voltage		Vd
	MW	Mvar	MW	Mvar	kW	Kvar	From	To	% Drop in Vmag
MDB1 to AHU3 (70)	-0.013	-0.008	0.013	0.008	0.0	0.0	100.2	100.4	0.11
ATS1 to MDB3 (120)	0.294	0.137	-0.294	-0.136	0.3	0.2	98.6	98.5	0.09
ATS1 to MDB3 (300)	0.705	0.323	-0.705	-0.322	0.4	0.6	98.6	98.5	0.08
F1 to ATS1 (300)	-0.999	-0.459	1.000	0.461	0.9	1.3	98.6	98.7	0.12
ATS2 to JB (240)	0.454	0.213	-0.453	-0.213	0.6	0.8	100.8	100.6	0.18
F2 to ATS2 (240)	-0.454	-0.213	0.454	0.214	0.4	0.5	100.8	100.9	0.12
Trfo 1	1.016	0.396	-1.002	-0.317	13.7	79.0	100.0	98.9	3.59
TR1 to P 1 (300)	1.002	0.317	-1.000	-0.314	1.9	2.3	98.9	98.7	0.23
Trfo 2	0.458	0.084	-0.454	-0.061	4.0	22.9	100.0	101.0	1.61
TR2 to P2 (240)	0.454	0.061	-0.454	-0.061	0.2	0.2	101.0	100.9	0.05
MDB1 to DBB (95)	0.016	0.010	-0.016	-0.010	0.0	0.0	100.4	100.2	0.14
MDB1 to DBA (150)	0.016	0.010	-0.016	-0.010	0.0	0.0	100.4	100.3	0.04
MDB1 to DBC (120)	0.071	0.040	-0.071	-0.039	0.4	0.3	100.4	99.8	0.60
MDB1 to DBD (150)	0.117	0.061	-0.116	-0.060	0.9	0.7	100.4	99.5	0.83
MDB1 to DBF (150)	0.026	0.014	-0.026	-0.014	0.1	0.1	100.4	99.7	0.62
MDB1 to DB LF (50)	0.006	0.000	-0.006	0.000	0.0	0.0	100.4	99.9	0.44
MDB1 to LM (70)	0.036	0.000	-0.036	0.000	0.1	0.0	100.4	100.0	0.33
MDB3 to MDB2 (240)							98.5	98.5	0.00
MDB3 to MDB2 (240)	0.487	0.223	-0.485	-0.220	2.3	2.8	98.5	97.9	0.60
MDB2 to CH1 (120)	0.139	0.061	-0.139	-0.061	0.3	0.2	97.9	97.7	0.19
MDB2 to CH2 (120)	0.139	0.061	-0.139	-0.061	0.4	0.2	97.9	97.6	0.29
MDB2 to CH3 (120)	0.139	0.061	-0.139	-0.061	0.5	0.3	97.9	97.5	0.38
MDB2 to Ch Pump (120)	0.067	0.038	-0.067	-0.038	0.0	0.0	97.9	97.8	0.07
MDB1 to Office (70)	0.001	0.001	-0.001	-0.001	0.0	0.0	100.4	100.3	0.02
MDB1 to CH4 (120)	0.148	0.066	-0.148	-0.066	0.7	0.4	100.4	99.9	0.50
CHPump to PW (6)	0.014	0.009	-0.014	-0.009	0.1	0.0	97.8	97.5	0.32
CH4 to RO (4)	0.009	0.005	-0.009	-0.005	0.0	0.0	99.9	99.6	0.28
MDB1 to Oncology (70)	0.003	0.002	-0.003	-0.002	0.0	0.0	100.4	100.3	0.02
ATS2 to MDB 1 (300)	0.453	0.213	-0.452	-0.211	0.9	1.3	100.6	100.4	0.26
ATS2 to MDB1 (300)							100.6	100.6	
MDB3 to CH (120)	0.294	0.136	-0.292	-0.135	2.3	1.4	98.5	97.7	0.81
					31.4	115.4			

C. Tabel Rugi-Rugi Daya Dan Tegangan Jatuh Perbaikan 2.

Project:	ETAP PowerStation	Page:	1
Location:	4.0.0C	Date:	11-13-2007
Contract:		SN:	KLGCONSULT
Engineer:	Study Case: LF	Revision:	Base
Filename: resize2_100%		Config:	Normal

BRANCH LOSSES Summary Report

CKT / Branch ID	From-To Bus Flow		To-From Bus Flow		Losses		% Bus Voltage		Vd % Drop in Vmag
	MW	Mvar	MW	Mvar	KW	Kvar	From	To	
MDB1 to AHUS (95)	-0.013	-0.008	0.013	0.008	0.0	0.0	100.4	100.5	0.09
ATS1 to MDB3 (150)	0.294	0.137	-0.294	-0.136	0.2	0.2	98.6	98.6	0.08
ATS1 to MDB3 (400)	0.704	0.323	-0.704	-0.322	0.3	0.6	98.6	98.6	0.07
P1 to ATS1 (300)	-0.998	-0.459	0.999	0.461	0.9	1.3	98.6	98.8	0.12
ATS2 to JB (300)	0.453	0.213	-0.452	-0.213	0.5	0.7	100.8	100.7	0.16
P2 to ATS2 (300)	-0.453	-0.213	0.453	0.214	0.3	0.5	100.8	100.9	0.11
Trnfo 1	1.014	0.395	-1.000	-0.316	13.6	78.8	100.0	98.9	3.39
TR1 to P1 (400)	1.000	0.316	-0.999	-0.314	1.5	2.2	98.9	98.8	0.19
Trnfo 2	0.457	0.084	-0.453	-0.061	3.9	22.8	100.0	101.0	1.61
TR2 to P2 (300)	0.453	0.061	-0.453	-0.061	0.1	0.2	101.0	100.9	0.04
MDB1 to DEB (120)	0.016	0.010	-0.016	-0.010	0.0	0.0	100.5	100.3	0.11
MDB1 to DBA (185)	0.016	0.010	-0.016	-0.010	0.0	0.0	100.5	100.4	0.03
MDB1 to DEB (150)	0.071	0.040	-0.071	-0.039	0.3	0.2	100.5	99.9	0.51
MDB1 to DEB (185)	0.117	0.061	-0.116	-0.060	0.7	0.6	100.5	99.7	0.71
MDB1 to DEB (185)	0.026	0.014	-0.026	-0.014	0.1	0.1	100.5	99.9	0.33
MDB1 to DB LF (70)	0.005	0.000	-0.006	0.000	0.0	0.0	100.5	100.2	0.22
MDB1 to LM (95)	0.036	0.000	-0.036	0.000	0.1	0.0	100.5	100.2	0.24
MDB3 to MDB2 (300)							98.6	98.6	0.00
MDB3 to MDB2 (300)	0.485	0.223	-0.484	-0.220	1.8	2.7	98.6	98.1	0.51
MDB2 to CH1 (150)	0.139	0.061	-0.139	-0.061	0.2	0.2	98.1	97.9	0.16
MDB2 to CH2 (150)	0.139	0.061	-0.139	-0.061	0.3	0.2	98.1	97.8	0.24
MDB2 to CH3 (150)	0.139	0.061	-0.139	-0.061	0.4	0.3	98.1	97.7	0.32
MDB2 to Ch Pump (150)	0.067	0.038	-0.067	-0.038	0.0	0.0	98.1	98.0	0.06
MDB1 to Office (95)	0.001	0.001	-0.001	-0.001	0.0	0.0	100.5	100.4	0.01
MDB1 to CH4 (150)	0.148	0.066	-0.148	-0.066	0.6	0.4	100.5	100.0	0.42
CHPump to FW (5)	0.014	0.009	-0.014	-0.009	0.1	0.0	98.0	97.7	0.32
CH4 to RO (4)	0.009	0.005	-0.009	-0.005	0.0	0.0	100.0	99.7	0.28
MDB1 to Oncology (95)	0.003	0.002	-0.003	-0.002	0.0	0.0	100.5	100.4	0.01
ATS2 to MDB1 (400)	0.452	0.213	-0.452	-0.211	0.7	1.2	100.7	100.5	0.23
ATS2 to MDB1 (400)							100.7	100.7	
MDB3 to CH (150)	0.294	0.136	-0.292	-0.135	1.9	1.4	98.6	97.9	0.69
					28.7	114.8			

D. Tabel Rugi-Rugi Daya Dan Tegangan Jatuh Perbaikan 3.

Project:	ETAP PowerStation	Page:	1
Location:	4.0.0C	Date:	01-13-2008
Contract:		SN:	KLGGCONSULT
Engineer:	Study Case: LF	Revision:	Base
Filename: resize_100%		Config.:	Normal

BRANCH LOSSES Summary Report

CKT / Branch	From-To Bus Flow		To-From Bus Flow		Losses		% Bus Voltage		Vd % Drop in Vmag
	MW	Mvar	MW	Mvar	KW	Kvar	From	To	
MDB1 to AHU3 (120)	-0.013	-0.008	0.013	0.008	0.0	0.0	100.4	100.5	0.07
ATS1 to MDB3 (185)	0.293	0.137	-0.293	-0.136	0.2	0.2	98.7	98.6	0.07
ATS1 to MDB3 (500)	0.703	0.323	-0.703	-0.322	0.3	0.6	98.7	98.6	0.06
P1 to ATS1 (300)	-0.997	-0.459	0.998	0.460	0.9	1.3	98.7	98.8	0.12
ATS2 to JB (400)	0.452	0.213	-0.452	-0.213	0.4	0.7	100.9	100.7	0.14
P2 to ATS2 (400)	-0.452	-0.213	0.453	0.214	0.3	0.5	100.9	100.9	0.09
Trfo 1	1.012	0.395	-0.999	-0.316	13.6	78.6	100.0	99.0	3.58
TR1 to P 1 (500)	0.999	0.316	-0.998	-0.314	1.1	2.2	99.0	98.8	0.16
Trfo 2	0.457	0.084	-0.453	-0.061	3.9	22.8	100.0	101.0	1.61
TR2 to P2 (400)	0.453	0.061	-0.453	-0.061	0.1	0.2	101.0	100.9	0.04
MDB1 to DBB (150)	0.016	0.010	-0.016	-0.010	0.0	0.0	100.5	100.4	0.10
MDB1 to DBA (240)	0.016	0.010	-0.016	-0.010	0.0	0.0	100.5	100.5	0.03
MDB1 to DBC (185)	0.071	0.040	-0.071	-0.039	0.3	0.2	100.5	100.1	0.44
MDB1 to DDC (240)	0.117	0.061	-0.116	-0.060	0.5	0.6	100.5	99.9	0.59
MDB1 to DBF (240)	0.026	0.014	-0.026	-0.014	0.1	0.1	100.5	100.1	0.45
MDB1 to DB LF (95)	0.006	0.000	-0.006	0.000	0.0	0.0	100.5	100.4	0.16
MDB1 to LM (120)	0.036	0.000	-0.036	0.000	0.1	0.0	100.5	100.3	0.19
MDB3 to MDB2 (400)							98.6	98.6	0.00
MDB3 to MDB2 (400)	0.486	0.223	-0.484	-0.220	1.4	2.6	98.6	98.2	0.44
MDB2 to CH1 (185)	0.139	0.061	-0.139	-0.061	0.2	0.1	98.2	98.0	0.14
MDB2 to CH2 (185)	0.139	0.061	-0.139	-0.061	0.2	0.2	98.2	98.0	0.20
MDB2 to CH3 (185)	0.139	0.061	-0.139	-0.061	0.3	0.3	98.2	97.9	0.27
MDB2 to Ch Pump (185)	0.067	0.038	-0.067	-0.038	0.0	0.0	98.2	98.1	0.05
MDB1 to Office (120)	0.001	0.001	-0.001	-0.001	0.0	0.0	100.5	100.5	0.01
MDB1 to CH4 (185)	0.148	0.066	-0.148	-0.066	0.4	0.4	100.5	100.2	0.35
CHPump to PW (6)	0.014	0.009	-0.014	-0.009	0.1	0.0	98.1	97.8	0.32
CH4 to RO (4)	0.009	0.005	-0.009	-0.005	0.0	0.0	100.2	99.9	0.28
MDB1 to Oncology (120)	0.003	0.002	-0.003	-0.002	0.0	0.0	100.5	100.5	0.01
ATS2 to MDB 1 (500)	0.452	0.213	-0.451	-0.211	0.5	1.2	100.7	100.5	0.20
ATS2 to MDB1 (500)							100.7	100.7	0.00
MDB3 to CH (185)	0.293	0.136	-0.292	-0.135	1.5	1.3	98.6	98.0	0.58
					265	1143			

E. Tabel Rugi-Rugi Daya Dan Tegangan Jatuh Setelah Perbaikan Resistansi Penghantar dan Penambahan Kapasitor Bank.

Project:	ETAP PowerStation	Page:	1
Location:	4.0.0C	Date:	01-13-2008
Contract:		SN:	KLGCONSULT
Engineer:		Revision:	Base
Filename: resNcap	Study Case: LF	Config.:	Normal

BRANCH LOSSES Summary Report

CKT / Branch ID	From-To Bus Flow		To-From Bus Flow		Losses		% Bus Voltage		Vd % Drop in Vmag
	MW	Mvar	MW	Mvar	kW	Kvar	From	To	
MDB1 to AHU3 (120)	-0.013	-0.008	0.013	0.008	0.0	0.0	100.5	100.6	0.07
ATS1 to MDB3 (400)	0.292	0.087	-0.292	-0.087	0.1	0.1	99.7	99.6	0.03
ATS1 to MDB3 (500)	0.703	0.256	-0.703	-0.256	0.2	0.6	99.7	99.6	0.06
P1 to ATS1 (500)	-0.995	-0.194	0.996	0.195	0.4	1.0	99.7	99.7	0.06
ATS2 to JB (400)	0.452	0.061	-0.452	-0.060	0.3	0.6	100.9	100.8	0.09
P2 to ATS2 (400)	-0.452	-0.061	0.452	0.061	0.2	0.4	100.9	100.9	0.06
Trafo 1	1.009	0.269	-0.997	-0.196	12.5	72.5	100.0	99.8	2.73
TR1 to P 1 (630)	0.997	0.196	-0.996	-0.195	0.8	0.6	99.8	99.7	0.09
Trafo 2	0.457	0.084	-0.453	-0.061	3.9	22.8	100.0	101.0	1.61
TR2 to P2 (400)	0.453	0.061	-0.452	-0.061	0.1	0.2	101.0	100.9	0.04
MDB1 to DBB (150)	0.016	0.010	-0.016	-0.010	0.0	0.0	100.6	100.5	0.10
MDB1 to DBA (240)	0.016	0.010	-0.016	-0.010	0.0	0.0	100.6	100.6	0.03
MDB1 to DBC (185)	0.071	0.040	-0.071	-0.039	0.3	0.2	100.6	100.2	0.44
MDB1 to DBD (300)	0.117	0.061	-0.116	-0.060	0.4	0.6	100.6	100.1	0.51
MDB1 to DBF (240)	0.026	0.014	-0.026	-0.014	0.1	0.1	100.6	100.1	0.45
MDB1 to DB LF (95)	0.006	0.000	-0.006	0.000	0.0	0.0	100.6	100.4	0.16
MDB1 to LM (120)	0.036	0.000	-0.036	0.000	0.1	0.0	100.6	100.4	0.19
MDB3 to MDB2 (400)							99.6	99.6	0.00
MDB3 to MDB2 (500)	0.485	0.157	-0.484	-0.156	1.0	0.7	99.6	99.4	0.23
MDB2 to CH1 (185)	0.139	0.061	-0.139	-0.061	0.2	0.1	99.4	99.3	0.13
MDB2 to CH2 (185)	0.139	0.061	-0.139	-0.061	0.2	0.2	99.4	99.2	0.20
MDB2 to CH3 (185)	0.139	0.061	-0.139	-0.061	0.3	0.3	99.4	99.1	0.27
MDB2 to Ch Pump (185)	0.067	0.038	-0.067	-0.038	0.0	0.0	99.4	99.3	0.05
MDB1 to Office (120)	0.001	0.001	-0.001	-0.001	0.0	0.0	100.6	100.6	0.01
MDB1 to CH4 (185)	0.148	0.066	-0.148	-0.066	0.4	0.4	100.6	100.2	0.35
CHPump to PW (6)	0.014	0.009	-0.014	-0.009	0.1	0.0	99.3	99.0	0.32
CH4 to RO (4)	0.009	0.005	-0.009	-0.005	0.0	0.0	100.2	100.0	0.28
MDB1 to Oncology (120)	0.003	0.002	-0.003	-0.002	0.0	0.0	100.6	100.6	0.01
ATS2 to MDB 1 (500)	0.452	0.213	-0.451	-0.211	0.5	1.2	100.8	100.6	0.20
ATS2 to MDB1 (500)	0.000	0.000	0.000	0.000	0.0	0.0	100.8	100.8	0.00
MDB3 to CH (400)	0.292	0.087	-0.292	-0.086	0.6	1.1	99.6	99.3	0.29
					23.0	104.1			

F. Tabel Impedansi penghantar Kondisi Awal.

Project:	ETAP PowerStation	Page:	1
Location:	4.0.0C	Date:	01-13-2008
Contract:		SN:	KLGCONSULT
Engineer:	Study Case: LF	Revision:	Base
Filename: existingconditonal100%		Config:	Normal

LINE / CABLE Input Data

Line/Cable	Ohms or Mohs / 1000 ft per Conductor (Cable) or per Phase (Line)								
	ID	Library	Size	Length(ft)	#Phase	T (°C)	R	X	Y
ATS1 to MDB3 (240)				16.4	3	75	0.022988	0.027439	
ATS1 to MDB3 (95)				23.0	3	75	0.058841	0.028963	
ATS2 to JB (185)				49.2	3	75	0.030213	0.027470	
ATS2 to MDB 1 (240)				82.0	3	75	0.022988	0.027439	
ATS2 to MDB1 (240)				82.0	3	75	0.022988	0.027439	
CH4 to RO (4)				32.8	1	75	1.405488	0.043902	
CHPump to FW (6)				32.8	1	75	0.939024	0.041159	
MDB1 to AHU3 (50)				131.2	1	75	0.117988	0.031098	
MDB1 to CH4				82.0	1	75	0.058841	0.028963	
MDB1 to DBA (120)				65.6	1	75	0.046646	0.028140	
MDB1 to DBB (70)				164.0	1	75	0.081707	0.029573	
MDB1 to DBC (95)				196.8	1	75	0.058841	0.028963	
MDB1 to DBD (120)				196.8	1	75	0.046646	0.028140	
MDB1 to DBF (120)				656.0	1	75	0.046646	0.028140	
MDB1 to DB LF (35)				656.0	1	75	0.159756	0.032012	
MDB1 to LM (50)				164.0	1	75	0.117988	0.031098	
MDB1 to Office (50)				196.8	1	75	0.117988	0.031098	
MDB1 to Onology (50)				82.0	1	75	0.117988	0.031098	
MDB2 to CH1 (95)				32.8	1	75	0.058841	0.028963	
MDB2 to CH2 (95)				49.2	1	75	0.058841	0.028963	
MDB2 to CH3 (95)				65.6	1	75	0.058841	0.028963	
MDB2 to Ch Pump (95)				23.0	1	75	0.058841	0.028963	
MDB3 to CH (95)				65.6	1	75	0.058841	0.028963	
MDB3 to MDB2 (185)				98400.0	2	75	0.030213	0.027470	
MDB3 to MDB2 (185)				98.4	2	75	0.030213	0.027470	
P1 to ATS1 (240)				16.4	3	75	0.022988	0.027439	
P2 to ATS2 (185)				32.8	3	75	0.030213	0.027470	
TR1 to P 1 (240)				32.8	3	75	0.027417	0.027439	
TR2 to P2 (185)				16.4	3	75	0.030213	0.027470	

Line / Cable resistances are listed at the specified temperatures.

G. Tabel Impedansi penghantar Perbaikan 1.

Project:	ETAP PowerStation	Page:	1
Location:	4.0.0C	Date:	01-13-2008
Contract:		SN:	KLGCONSULT
Engineer:	Study Case: LF	Revision:	Base
Filename: 100%		Config.:	Normal

LINE / CABLE Input Data

Line/Cable	Ohms or Mohs / 1000 ft per Conductor (Cable) or per Phase (Line)								
	ID	Library	Size	Length(ft)	#Phase	T (°C)	R	X	Y
ATS1 to MDB3 (120)				23.0	3	75	0.046646	0.028140	
ATS1 to MDB3 (300)				16.4	3	75	0.018323	0.026707	
ATS2 to JB (240)				49.2	3	75	0.022988	0.027439	
ATS2 to MDB 1 (300)				82.0	3	75	0.018323	0.026707	
ATS2 to MDB1 (300)				82.0	3	75	0.018323	0.026707	
CH4 to RO (4)				32.8	1	75	1.405488	0.043902	
CHPump to PW (6)				32.8	1	75	0.939024	0.041159	
MDB1 to AHU3 (70)				131.2	1	75	0.081707	0.029573	
MDB1 to CH4 (120)				82.0	1	75	0.046646	0.028140	
MDB1 to DBA (150)				65.6	1	75	0.037805	0.027744	
MDB1 to DBB (95)				164.0	1	75	0.058041	0.028963	
MDB1 to DBC (120)				196.8	1	75	0.046646	0.028140	
MDB1 to DBD (150)				196.8	1	75	0.037805	0.027744	
MDB1 to DBF (150)				656.0	1	75	0.037805	0.027439	
MDB1 to DB LF (50)				656.0	1	75	0.159756	0.031098	
MDB1 to LM (70)				164.0	1	75	0.081707	0.029573	
MDB1 to Office (70)				196.8	1	75	0.081707	0.029573	
MDB1 to Oncology (70)				82.0	1	75	0.081707	0.029573	
MDB2 to CH1 (120)				32.8	1	75	0.046646	0.028140	
MDB2 to CH2 (120)				49.2	1	75	0.046646	0.028140	
MDB2 to CH3 (120)				65.6	1	75	0.046646	0.028140	
MDB2 to Ch Pump (120)				33.0	1	75	0.046646	0.028140	
MDB3 to CH (120)				65.6	1	75	0.046646	0.028140	
MDB3 to MDB2 (240)				98400.0	2	75	0.022988	0.027439	
MDB3 to MDB2 (240)				98.4	2	75	0.022988	0.027439	
P1 to ATS1 (300)				16.4	3	75	0.018398	0.026707	
P2 to ATS2 (240)				32.8	3	75	0.022988	0.027439	
TR1 to P 1 (300)				32.8	3	75	0.021854	0.026707	
TR2 to P2 (240)				16.4	3	75	0.022866	0.027439	

Line / Cable resistances are listed at the specified temperatures.

H. Tabel Impedansi penghantar Perbaikan 2.

Project:	ETAP PowerStation	Page:	1
Location:	4.0.0C	Date:	01-13-2008
Contract:		SN:	KLGCONSULT
Engineer:	Study Case: LF	Revision:	Base
Filename: resize2_100%		Config:	Normal

LINE / CABLE Input Data

Line/Cable ID	Ohms or Mohs / 1000 ft per Conductor (Cable) or per Phase (Line)							
	Library	Size	Length(ft)	#Phase	T (°C)	R	X	Y
ATS1 to MDB3 (150)			23.0	3	75	0.037805	0.027744	
ATS1 to MDB3 (400)			16.4	3	75	0.014329	0.026220	
ATS2 to JB (300)			49.2	3	75	0.018323	0.026707	
ATS2 to MDB 1 (400)			82.0	3	75	0.014329	0.026220	
ATS2 to MDB1 (400)			82.0	3	75	0.014329	0.026220	
CH4 to RO (4)			32.8	1	75	1.405488	0.043902	
CHPump to PW (6)			32.8	1	75	0.939024	0.041159	
MDB1 to AHU3 (95)			131.2	1	75	0.058841	0.028902	
MDB1 to CH4 (150)			82.0	1	75	0.037805	0.027744	
MDB1 to DBA (185)			65.6	1	75	0.030213	0.027470	
MDB1 to DBB (120)			164.0	1	75	0.046646	0.028140	
MDB1 to DBC (150)			196.8	1	75	0.037805	0.027744	
MDB1 to DBD (185)			196.8	1	75	0.030213	0.027470	
MDB1 to DBF (185)			656.0	1	75	0.030213	0.027470	
MDB1 to DB LF (70)			656.0	1	75	0.081707	0.029573	
MDB1 to LM (95)			164.0	1	75	0.058841	0.030000	
MDB1 to Office (95)			196.8	1	75	0.058841	0.028902	
MDB1 to Oncology (95)			82.0	1	75	0.058841	0.028902	
MDB2 to CH1 (150)			32.8	1	75	0.037805	0.027744	
MDB2 to CH2 (150)			49.2	1	75	0.037805	0.027744	
MDB2 to CH3 (150)			65.6	1	75	0.037805	0.027744	
MDB2 to Ch Pump (150)			23.0	1	75	0.037805	0.027744	
MDB3 to CH (150)			65.6	1	75	0.037805	0.027744	
MDB3 to MDB2 (300)			98400.0	2	75	0.018323	0.026707	
MDB3 to MDB2 (300)			98.4	2	75	0.018323	0.026707	
P1 to ATS1 (300)			16.4	3	75	0.018598	0.026707	
P2 to ATS2 (300)			32.8	3	75	0.018323	0.026707	
TR1 to P 1 (400)			32.8	3	75	0.017090	0.026220	
TR2 to P2 (300)			16.4	3	75	0.018323	0.026707	

Line / Cable resistances are listed at the specified temperatures.

I. Tabel Impedansi penghantar Perbaikan 3.

Project:	ETAP PowerStation	Page:	1
Location:	4.0.0C	Date:	01-13-2008
Contract:		SN:	KL.GCONSULT
Engineer:	Study Case: LF	Revision:	Base
Filename: revise3_100%		Config.:	Normal

LINE / CABLE Input Data

Line/Cable	Ohms or Mohs / 1000 ft per Conductor (Cable) or per Phase (Line)								
	ID	Library	Size	Length(ft)	A/Phase	T (°C)	R	X	Y
ATS1 to MDB3 (185)				23.0	3	75	0.030213	0.027470	
ATS1 to MDB3 (500)				16.4	3	75	0.011159	0.025915	
ATS2 to JB (400)				49.2	3	75	0.014329	0.026220	
ATS2 to MDB1 (500)				82.0	3	75	0.011159	0.025915	
ATS2 to MDB1 (500)				82.0	3	75	0.011159	0.025915	
CH4 to RO (4)				32.8	1	75	1.405488	0.043902	
CHPump to PW (6)				32.8	1	75	0.939024	0.041159	
MDB1 to AHUS (120)				131.2	1	75	0.046646	0.028140	
MDB1 to CH4 (185)				82.0	1	75	0.030213	0.027470	
MDB1 to DBA (240)				65.6	1	75	0.022988	0.027439	
MDB1 to DBB (150)				164.0	1	75	0.037805	0.027744	
MDB1 to DBC (185)				196.8	1	75	0.030213	0.027470	
MDB1 to DBD (240)				196.8	1	75	0.022988	0.027439	
MDB1 to DBF (240)				656.0	1	75	0.022988	0.027439	
MDB1 to DB LF (95)				656.0	1	75	0.038841	0.028963	
MDB1 to LM (120)				164.0	1	75	0.046646	0.028140	
MDB1 to Office (120)				196.8	1	75	0.046646	0.028140	
MDB1 to Oncology (120)				82.0	1	75	0.046646	0.028140	
MDB2 to CH1 (185)				32.8	1	75	0.030213	0.027470	
MDB2 to CH2 (185)				49.2	1	75	0.030213	0.027470	
MDB2 to CH3 (185)				65.6	1	75	0.030213	0.027470	
MDB2 to Ch.Pump (185)				23.0	1	75	0.030213	0.027470	
MDB3 to CH (185)				65.6	1	75	0.030213	0.027470	
MDB3 to MCB2 (400)				9840.0	2	75	0.014329	0.026220	
MDB3 to MCB2 (400)				98.4	2	75	0.014329	0.026220	
P1 to ATS1 (300)				16.4	3	75	0.018598	0.026707	
P2 to ATS2 (400)				32.8	3	75	0.014329	0.026220	
TR1 to F1 (500)				32.8	3	75	0.013309	0.025915	
TR2 to F2 (400)				16.4	3	75	0.018323	0.026707	

Line / Cable resistances are listed at the specified temperatures.

J. Tabel Aliran Beban Kondisi Awal Jaringan.

Project:	ETAP PowerStation	Page:	1
Location:	4.0.0C	Date:	01-13-2008
Contract:		SN:	KLGCONSULT
Engineer:	Study Case: LF	Revision:	Base
Filename: existingcondition100%		Config.:	Normal

LOAD FLOW REPORT

Bus		Voltage		Generation		Motor Load		Static Load		Load Flow					XFAIR
ID	kV	kV	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	% FF	% Tap
AHU3	0.380	0.380	-2.9	0	0	0.013	0.008	0	0	Bus25	-0.013	-0.008	22	84.86	
ATS 1	0.380	0.374	-3.9	0	0	0	0	0	0	MDB 3 PLN	0.706	0.323	1197	90.95	
										MDB 3 GENSET	0.295	0.137	501	90.74	
										Panel 1	-1.001	-0.460	1698	90.88	
ATS 2	0.380	0.383	-2.8	0	0	0	0	0	0	Junction box	0.454	0.214	757	90.50	
										Panel 2	-0.454	-0.214	757	90.50	
Bus3	20.000	20.000	0.0	0	0	0	0	0	0	Bus11	1.018	0.397	31	93.18	
										Cubicle MV	-1.018	-0.397	31	93.18	
Bus11	0.380	0.376	-3.8	0	0	0	0	0	0	Panel 1	1.005	0.317	1617	95.36	
										Bus3	-1.005	-0.317	1617	95.36	
Bus12	20.000	20.000	0.0	0	0	0	0	0	0	Bus13	0.459	0.085	13	98.35	
										Cubicle MV	-0.459	-0.085	13	98.35	
Bus13	0.380	0.384	-2.7	0	0	0	0	0	0	Panel 2	0.455	0.062	691	99.10	
										Bus12	-0.455	-0.062	691	99.10	
Bus15	0.380	0.374	-3.9	0	0	0.008	0.005	0	0	MDB 3 PLN	-0.008	-0.005	13	85.18	
Bus16	0.380	0.381	-2.9	0	0	0	0	0	0	DB B	0.016	0.010	28	84.61	
										MDB 1 GENSET	-0.016	-0.010	28	84.61	
Bus17	0.380	0.381	-2.9	0	0	0	0	0	0	DB A	0.016	0.010	27	84.16	
										MDB 1 GENSET	-0.016	-0.010	27	84.16	
Bus18	0.380	0.381	-2.9	0	0	0	0	0	0	DB C	0.071	0.040	123	87.35	
										MDB 1 GENSET	-0.071	-0.040	123	87.35	
Bus19	0.380	0.378	-2.9	0	0	0	0	0	0	DB C	-0.001	0.000	1	94.28	
Bus20	0.380	0.381	-2.9	0	0	0	0	0	0	DB D	0.117	0.061	200	88.70	
										MDB 1 GENSET	-0.117	-0.061	200	88.70	
Bus21	0.380	0.381	-2.9	0	0	0	0	0	0	DB F	0.026	0.014	44	87.63	
										MDB 1 GENSET	-0.026	-0.014	44	87.63	
Bus22	0.380	0.381	-2.9	0	0	0	0	0	0	DB LF	0.006	0.000	9	100.00	
										MDB 1 GENSET	-0.006	0.000	9	100.00	
Bus23	0.380	0.381	-2.9	0	0	0	0	0	0	MDB LM	0.036	0.000	54	100.00	
										MDB 1 GENSET	-0.036	0.000	54	100.00	
Bus24	0.380	0.374	-3.9	0	0	0	0	0	0	MDB2 PLN	0.488	0.223	828	90.95	
										MDB2 GENSET	-0.488	-0.223	828	90.95	
Bus25	0.380	0.381	-2.9	0	0	0	0	0	0	MDB 3 PLN	0.013	0.008	22	84.88	
										MDB 1 GENSET	-0.013	-0.008	22	84.88	
Bus28	0.380	0.371	-4.0	0	0	0	0	0	0	Ch 1	0.139	0.061	236	91.65	
										MDB2 GENSET	-0.139	-0.061	236	91.65	
Bus29	0.380	0.371	-4.0	0	0	0	0	0	0	ch2	0.139	0.061	236	91.64	
										MDB2 GENSET	-0.139	-0.061	236	91.64	
Bus30	0.380	0.371	-4.0	0	0	0	0	0	0	Ch3	0.139	0.061	236	91.64	

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: existingcondition100%

ETAP PowerStation
 4.0.0C
 Study Case: LF

Page: 2
 Date: 01-13-2008
 SN: KLGCONSULT
 Revision: Base
 Config: Normal

Bus	Voltage			Generation		Motor Load		Static Load		Load Flow			XFMR		
	ID	KV	KV	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	% Tap
Bus1		0.380	0.371	-4.0	0	0	0	0	0	0	MDB2 GENSET	-0.139	-0.061	236	91.64
											chiller pump	0.067	0.038	119	87.12
Bus2		0.380	0.381	-2.9	0	0	0	0	0	0	MDB2 GENSET	-0.067	-0.038	119	87.12
											DB Office	0.001	0.001	2	78.57
Cb 1		0.380	0.370	-4.0	0	0	0.139	0.061	0	0	MDB 1 GENSET	-0.001	-0.001	2	78.57
											Bus28	-0.139	-0.061	236	91.65
ch2		0.380	0.370	-4.1	0	0	0.139	0.061	0	0	Bus29	-0.139	-0.061	236	91.65
											Bus30	-0.139	-0.061	236	91.65
ch3		0.380	0.370	-4.1	0	0	0.139	0.061	0	0	Bus30	-0.139	-0.061	236	91.65
											ch14	0.148	0.066	246	91.36
ch4		0.380	0.381	-2.9	0	0	0	0	0	0	MDB 1 GENSET	-0.148	-0.066	246	91.36
											up	0.014	0.009	26	85.65
chiller pump		0.380	0.371	-4.0	0	0	0.053	0.029	0	0	Bus31	-0.067	-0.038	119	87.11
											RO	0.009	0.005	15	86.62
ch14		0.380	0.379	-2.9	0	0	0.139	0.061	0	0	ch4	-0.148	-0.066	246	91.37
											Bus3	1.018	0.397	31	93.18
* Cubicle MV		20.000	20.000	0.0	1.478	0.481	0	0	0	0	Bus12	0.459	0.085	13	98.35
											Bus17	-0.016	-0.010	27	84.16
DB A		0.380	0.381	-2.9	0	0	0.008	0.005	0	0	Panel AHU 2	0.007	0.005	13	83.66
											Bus16	-0.016	-0.010	28	84.59
DB B		0.380	0.380	-2.9	0	0	0.016	0.010	0	0	Bus18	-0.070	-0.039	123	87.33
											Bus19	0.001	0.000	1	94.28
DB C		0.380	0.378	-2.9	0	0	0.069	0.039	0	0	Pump Station	0.010	0.007	19	84.19
											MDB 3 PLN	-0.148	-0.067	250	91.16
DB Comp		0.380	0.374	-3.9	0	0	0.137	0.060	0	0	Bus20	-0.116	-0.060	200	88.73
											Bus21	-0.026	-0.014	44	87.64
DB D		0.380	0.377	-2.9	0	0	0.116	0.060	0	0	Bus22	-0.006	0.000	9	100.00
											Bus22	-0.006	0.000	9	100.00
DB F		0.380	0.378	-2.9	0	0	0.026	0.014	0	0	Bus32	-0.001	-0.001	2	78.57
											mdb one	0.003	0.002	5	83.67
DB LF		0.380	0.379	-3.0	0	0	0	0	0.006	0.000	MDB 1 GENSET	-0.003	-0.002	5	83.67
											MDB 3 PLN	-0.062	-0.028	104	91.31
DB Office		0.380	0.381	-2.9	0	0	0	0	0	0	ATS 2	-0.454	-0.213	757	90.53
											MDB 1 GENSET	0.454	0.213	757	90.53
DB Oncology		0.380	0.381	-2.9	0	0	0	0	0	0	MDB1 PLN	-0.452	-0.211	757	90.59
											Junction box	-0.452	-0.211	757	90.59
FP Panel		0.380	0.374	-3.9	0	0	0.062	0.028	0	0	Bus18	0.071	0.040	123	87.35
											Bus20	0.117	0.061	200	88.70
Junction box		0.380	0.382	-2.8	0	0	0	0	0	0	Bus21	0.026	0.014	44	87.63
											Bus22	0.006	0.000	9	100.00
MDB 1 GENSET		0.380	0.381	-2.9	0	0	0	0	0	0	DB Oncology	0.003	0.002	5	83.67
											Bus23	0.036	0.000	54	100.00
											ch4	0.148	0.066	246	91.36
											Bus32	0.001	0.001	2	78.57
											Bus25	0.013	0.008	22	84.88

Project:	ETAP PowerStation	Page:	3
Location:	4.0.0C	Date:	01-13-2008
Contract:		SN:	KLGCCONSULT
Engineer:	Study Case: LF	Revision:	Base
Filename: existingcondition100%		Config.:	Normal

Bus ID	Voltage			Generation		Motor Load		Static Load		Load Flow				XFMR	
	kV	kV	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	% FF	% Tap
										Bus17	0.016	0.010	27	84.16	
										Bus16	0.016	0.010	28	84.61	
MDB1 PLN	0.380	0.382	-2.8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
										0	0	0	0	0	0
MDB2 GENSET	0.380	0.371	-4.0	n	n	n	n	n	n	Bus24	-0.485	-0.220	828	91.05	
										Bus28	0.139	0.061	236	91.65	
										Bus29	0.139	0.061	236	91.64	
										Bus30	0.139	0.061	236	91.64	
										Bus31	0.067	0.038	119	87.12	
MDB2 PLN	0.380	0.374	-3.9	n	n	n	n	n	n	Bus24	0.000	0.000	0	0	
MDB 3 GENSET	0.380	0.374	-3.9	n	n	n	n	n	n	ATS 1	-0.295	-0.137	501	90.74	
										Panel Chiller	0.295	0.137	501	90.74	
MDB 3 PLN	0.380	0.374	-3.9	0	0	0	0	0	0	ATS 1	-0.706	-0.322	1197	90.97	
										Bus24	0.488	0.223	828	90.95	
										DB Comp	0.148	0.067	250	91.16	
										Bus15	0.008	0.005	13	85.18	
										FP Panel	0.062	0.028	104	91.31	
MDB LM	0.380	0.379	-3.0	n	n	n	n	0.036	0.000	Bus25	-0.036	0.000	54	100.00	
mdb one	0.380	0.381	-2.9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Panel 1	0.380	0.375	-3.8	n	n	n	n	0.000	-0.146	ATS 1	1.002	0.461	1698	90.86	
										Bus11	-1.002	-0.315	1617	95.40	
Panel 2	0.380	0.383	-2.8	n	n	n	n	0.000	-0.153	ATS 2	0.455	0.214	757	90.49	
										Bus13	-0.455	-0.061	691	99.10	
Panel AHU 2	0.380	0.381	-2.9	0	0	0.007	0.005	0	0	0	0	0	0	0	0
Panel Chiller	0.380	0.370	-3.9	n	n	0.277	0.126	n	n	0	0	0	0	0	0
										MDB 3 GENSET	-0.292	-0.135	501	90.75	
										Panel Cooling Tower	0.015	0.009	27	85.01	
Panel Cooling Tower	0.380	0.370	-3.9	0	0	0.015	0.009	0	0	0	0	0	0	0	0
Pump Station	0.380	0.374	-3.9	n	n	0.010	0.007	n	n	0	0	0	0	0	0
RO	0.380	0.378	-2.8	n	n	0.009	0.005	n	n	0	0	0	0	0	0
up	0.380	0.370	-3.9	n	n	0.014	0.009	n	n	0	0	0	0	0	0
										chiller pump	-0.014	-0.009	26	85.56	

* Indicates a voltage regulated bus (voltage controlled or swing type machine connected to it)
Indicates a bus with a load mismatch of more than 0.1 MVA

K. Tabel Aliran Beban Hasil Perbaikan Resistansi Penghantar Dan Penambahan Kapasitor Bank.

Project:	ETAP PowerStation	Page:	1
Location:	4.0.0C	Date:	01-13-2008
Contract:		SN:	KLGGCONSULT
Engineer:	Study Case: LF	Revision:	Base
Filename: realNcap		Config.:	Normal

LOAD FLOW REPORT

Bus	Voltage			Generation		Motor Load		Static Load		ID	Load Flow			XFMR	
	ID	kV	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar		MW	Mvar	Amp	% FF	% Tap
AHU3	0.380	0.382	-3.0	0	0	0.013	0.008	0	0	Bus25	-0.013	-0.008	22	84.86	
ATS 1	0.380	0.379	-3.9	n	n	n	n	0.000	-0.149	MDB 3 GENSET	0.292	0.087	465	95.85	
										MDB 3 PLN	0.703	0.256	1140	93.95	
										Panel 1	-0.995	-0.194	1546	98.15	
ATS 2	0.380	0.383	-2.8	n	n	n	n	n	n	Junction box	0.452	0.061	687	99.11	
										Panel 2	-0.452	-0.061	687	99.11	
Bus3	20.000	20.000	0.0	n	n	n	n	n	n	Bus11	1.009	0.269	30	96.64	
										Cubicle MV	-1.009	-0.269	30	96.64	
Bus11	0.380	0.379	-3.8	n	n	n	n	n	n	Panel 1	0.997	0.196	1546	98.12	
										Bus3	-0.997	-0.196	1546	98.12	
Bus12	20.000	20.000	0.0	0	0	0	0	0	0	Bus13	0.457	0.084	13	98.34	
										Cubicle MV	-0.457	-0.084	13	98.34	
Bus13	0.380	0.384	-2.7	n	n	n	n	n	n	Panel 2	0.453	0.061	687	99.09	
										Bus12	-0.453	-0.061	687	99.09	
Bus15	0.380	0.379	-3.9	n	n	0.008	0.005	n	n	MDB 3 PLN	-0.008	-0.005	13	85.18	
Bus16	0.380	0.382	-3.0	0	0	0	0	0	0	DB B	0.016	0.010	28	84.59	
										MDB 1 GENSET	-0.016	-0.010	28	84.59	
Bus17	0.380	0.382	-3.0	n	n	n	n	n	n	DB A	0.016	0.010	27	84.16	
										MDB 1 GENSET	-0.016	-0.010	27	84.16	
Bus18	0.380	0.382	-3.0	n	n	n	n	n	n	DB C	0.071	0.040	122	87.28	
										MDB 1 GENSET	-0.071	-0.040	122	87.28	
Bus19	0.380	0.381	-3.0	n	n	n	n	n	n	DB C	-0.001	0.000	1	94.35	
Bus20	0.380	0.382	-3.0	0	0	0	0	0	0	DB D	0.117	0.061	198	88.60	
										MDB 1 GENSET	-0.117	-0.061	198	88.60	
Bus21	0.380	0.382	-3.0	n	n	n	n	n	n	DB F	0.026	0.014	44	87.56	
										MDB 1 GENSET	-0.026	-0.014	44	87.56	
Bus22	0.380	0.382	-3.0	n	n	n	n	n	n	DB LF	0.006	0.000	9	100.00	
										MDB 1 GENSET	-0.006	0.000	9	100.00	
Bus23	0.380	0.382	-3.0	n	n	n	n	n	n	MDB LM	0.036	0.000	54	100.00	
										MDB 1 GENSET	-0.036	0.000	54	100.00	
Bus24	0.380	0.379	-3.9	0	0	0	0	0	0	MDB2 PLN					
										MDB2 GENSET	0.485	0.157	777	95.16	
										MDB 3 PLN	-0.485	-0.157	777	95.16	
Bus25	0.380	0.382	-3.0	n	n	n	n	n	n	AHU3	0.013	0.008	22	84.86	
										MDB 1 GENSET	-0.013	-0.008	22	84.86	
Bus28	0.380	0.378	-3.9	n	n	n	n	n	n	Ch 1	0.139	0.061	231	91.63	
										MDB2 GENSET	-0.139	-0.061	231	91.63	
Bus29	0.380	0.378	-3.9	n	n	n	n	n	n	ch2	0.139	0.061	231	91.62	
										MDB2 GENSET	-0.139	-0.061	231	91.62	
Bus30	0.380	0.378	-3.9	0	0	0	0	0	0	Ch3	0.139	0.061	232	91.61	

Project:	ETAP PowerStation	Page:	2
Location:	4.0.0C	Date:	01-13-2008
Contract:		SN:	KLGCONSULT
Engineer:	Study Case: LF	Revision:	Base
Filename: resNcap		Config:	Normal

Bus	Voltage			Generation		Motor Load		Static Load		Load Flow				XFMR	
	ID	kV	kV	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	% FF
Bua31	0.380	0.378	-3.9	n	n	n	n	n	n	MDB2 GENSET	-0.139	-0.061	232	91.61	
										chiller pump	0.067	0.038	117	87.11	
Bua32	0.380	0.382	-3.0	n	n	n	n	n	n	MDB2 GENSET	-0.067	-0.038	117	87.11	
										DB Office	0.001	0.001	2	78.57	
										MDB 1 GENSET	-0.001	-0.001	2	78.57	
Ch 1	0.380	0.377	-4.0	n	n	0.139	0.061	n	n	Bua28	-0.139	-0.061	231	91.65	
ch2	0.380	0.377	-4.0	0	0	0.139	0.061	0	0	Bua29	-0.139	-0.061	231	91.65	
Ch3	0.380	0.377	-4.0	n	n	0.139	0.061	n	n	Bua30	-0.139	-0.061	232	91.65	
ch4	0.380	0.382	-3.0	0	0	0	0	0	0	chl 4	0.148	0.066	244	91.32	
										MDB 1 GENSET	-0.148	-0.066	244	91.32	
chiller pump	0.380	0.377	-3.9	0	0	0.053	0.029	0	0	up	0.014	0.009	25	85.65	
chl 4	0.380	0.381	-3.0	n	n	0.139	0.061	n	n	Bua31	-0.067	-0.038	117	87.11	
										RO	0.009	0.005	15	86.62	
*Cable MV	20.000	20.000	0.0	1.466	0.353	n	n	n	n	ch4	-0.148	-0.066	244	91.37	
										Bua3	1.009	0.269	30	96.64	
										Bua12	0.457	0.084	13	98.34	
DB A	0.380	0.382	-3.0	n	n	0.008	0.005	n	n	Bua17	-0.016	-0.010	27	84.16	
										Panel AHU 2	0.007	0.005	13	83.66	
DB B	0.380	0.382	-3.0	0	0	0.016	0.010	0	0	Bua16	-0.016	-0.010	28	84.59	
DB C	0.380	0.381	-3.0	n	n	0.069	0.039	n	n	Bua18	-0.071	-0.039	122	87.33	
										Bua19	0.001	0.000	1	94.35	
DB Comp	0.380	0.379	-3.9	n	n	0.137	0.060	n	n	Pump Station	0.010	0.007	18	84.19	
										MDB 3 PLN	-0.148	-0.067	247	91.16	
DB D	0.380	0.380	-3.1	0	0	0.116	0.060	0	0	Bua20	-0.116	-0.060	198	88.73	
DB F	0.380	0.381	-3.1	n	n	0.026	0.014	n	n	Bua21	-0.026	-0.014	44	87.64	
DB LF	0.380	0.382	-3.0	n	n	n	n	0.006	0.000	Bua22	-0.006	0.000	9	100.00	
DB Office	0.380	0.382	-3.0	0	0	0	0	0	0	Bua32	-0.001	-0.001	2	78.57	
DB Oncology	0.380	0.382	-3.0	n	n	n	n	n	n	mlb onc	0.003	0.002	5	83.67	
										MDB 1 GENSET	-0.003	-0.002	5	83.67	
FP Panel	0.380	0.379	-3.9	n	n	0.062	0.028	n	n	MDB 3 PLN	-0.062	-0.028	103	91.31	
Junction box	0.380	0.383	-2.9	n	n	n	n	0.000	-0.152	ATS 2	-0.452	-0.060	687	99.12	
										MDB 1 GENSET	0.452	0.213	752	90.49	
										MDB1 PLN	0.000	0.000	0	0.00	
MDB 1 GENSET	0.380	0.382	-3.0	n	n	n	n	n	n	Junction box	-0.451	-0.211	752	90.56	
										Bua18	0.071	0.040	122	87.28	
										Bua20	0.117	0.061	198	88.60	
										Bua21	0.026	0.014	44	87.56	
										Bua22	0.006	0.000	9	100.00	
										DB Oncology	0.003	0.002	5	83.67	
										Bua23	0.036	0.000	54	100.00	
										ch4	0.148	0.066	244	91.32	
										Bua32	0.001	0.001	2	78.57	
										Bua25	0.013	0.008	22	84.86	

Project:
Location:
Contract:
Engineer:
Filename: resNcap

ETAP PowerStation
4.0.0C
Study Case: LF

Page: 3
Date: 01-13-2008
SN: KLGCONSULT
Revision: Base
Config: Normal

Bus	Voltage			Generation		Motor Load		Static Load		Load Flow					XFMR	
	ID	kV	kV	Ang	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp		% PF
											Bus17	0.016	0.010	27	84.16	
											Bus16	0.016	0.010	28	84.59	
MDB1 PLN	0.380	0.383	-2.9	0	0	0	0	0	0	Junction box	0.000	0.000	0	0.00		
MDB2 GENSET	0.380	0.378	-3.9	n	n	n	n	0.000	-0.064	Bus24	-0.484	-0.156	777	95.18		
										Bus28	0.139	0.061	231	91.63		
										Bus29	0.139	0.061	231	91.62		
										Bus30	0.139	0.061	232	91.61		
										Bus31	0.067	0.038	117	87.11		
MDB2 PLN	0.380	0.379	-3.9	n	n	n	n	n	n	Bus24						
MDB 3 GENSET	0.380	0.379	-3.9	n	n	n	n	n	n	ATS 1	-0.292	-0.087	465	95.86		
										Panel Chiller	0.292	0.087	465	95.86		
MDB 3 PLN	0.380	0.379	-3.9	0	0	0	0	0	0	ATS 1	-0.703	-0.256	1140	93.97		
										Bus24	0.485	0.157	777	95.16		
										DB Comp	0.148	0.067	247	91.16		
										Bus15	0.008	0.005	13	85.18		
										FP Panel	0.062	0.028	103	91.31		
MDB LM	0.380	0.382	-3.0	n	n	n	n	0.036	0.000	Bus23	-0.036	0.000	54	100.00		
mdb one	0.380	0.382	-3.0	0	0	0	0	0	0	DB Onology	-0.003	-0.002	5	83.67		
Panel 1	0.380	0.379	-3.8	n	n	n	n	n	n	ATS 1	0.596	0.195	1546	98.13		
										Bus11	-0.596	-0.195	1546	98.13		
Panel 2	0.380	0.384	-2.7	n	n	n	n	n	n	ATS 2	0.452	0.061	687	99.10		
										Bus13	-0.452	-0.061	687	99.10		
Panel AHU 2	0.380	0.382	-3.0	0	0	0.007	0.005	0	0	DB A	-0.007	-0.005	13	83.66		
Panel Chiller	0.380	0.378	-4.0	n	n	0.277	0.126	0.000	-0.049	MDB 3 GENSET	-0.292	-0.086	465	95.94		
										Panel Cooling Tower	0.015	0.009	26	85.01		
Panel Cooling Tower	0.380	0.378	-4.0	0	0	0.015	0.009	0	0	Panel Chiller	-0.015	-0.009	26	85.01		
Pump Station	0.380	0.379	-3.9	n	n	0.010	0.007	n	n	DB Comp	-0.010	-0.007	18	84.19		
RO	0.380	0.380	-2.9	n	n	0.009	0.005	n	n	chl 4	-0.009	-0.005	15	86.54		
up	0.380	0.376	-3.8	n	n	0.014	0.009	n	n	chiller pump	-0.014	-0.009	25	85.56		

* Indicates a voltage regulated bus (voltage controlled or swing type machine connected to it)
Indicates a bus with a load mismatch of more than 0.1 MVA