



LAPORAN PENELITIAN
STUDI PEMBANGKITAN EKONOMIS PADA BATAS
AMAN GENERATOR DAN SALURAN TRANSMISI

OLEH :

Oriza Candra, S.T., M.T.

NO.	UNIVERSITAS NEGERI PADANG
DITETAPKAN	11 12 2007.
SUMBER	Hd. /
KOLEKSI	KKI
NO. INVENTARIS	200 / hd / 2007 - 51 (1)
KLASIFIKASI	621.3 Com 5.1

Penelitian dibiayai oleh :
Dana DIPA Tahun Anggaran 2006
Surat Perjanjian Kontrak Nomor : 715/J41/KU/DIPA/2006
Tanggal 1 Maret 2006

JURUSAN TEKNIK ELEKTRO
FAKULTAS TEKNIK
UNIVERSITAS NEGERI PADANG
2006

LEMBAR IDENTITAS DAN PENGESAHAN

1. Judul Penelitian : Studi Pembangkitan Ekonomis pada Batas Aman Generator dan Saluran Transmisi
2. a. Peneliti
 - Nama dan Gelar : Oriza Candra, S.T., M.T.
 - Jenis Kelamin : Laki-laki
 - Golongan Pangkat dan NIP : Penata Muda IIIa (132232490)
 - Jabatan Fungsional : Asisten Ahli
 - Jabatan Struktural : -
 - Jurusan/Fakultas : Teknik Elektro/Teknik
 - Pusat Penelitian : Lembaga Penelitian UNP
- b. Alamat Peneliti
 - Kantor/telepon : Jl. Prof. Hamka Air Tawar Padang/445998
 - Rumah/telepon : Jl. Surakarta No. 5 Steba/081363788336
 - E-mail : padiorc.@yahoo.co.uk.
4. Lokasi Penelitian : Lab. Sistem Kendali Teknik Elektro UNP
5. Kerjasama dengan Institusi Lain
 - a. Nama Institusi : -
 - b. Alamat : -
 - c. Telepon/Faks/E-mail : -
6. Jangka waktu penelitian : 6 bulan
7. Biaya yang diperlukan : Rp. 5.000.000,- (lima juta rupiah)

Mengetahui :
Dekan Fakultas Teknik
Universitas Negeri Padang


Drs. Anran Gambut, M.A.
NIP.130692557

Peneliti


Oriza Candra, S.T.,M.T.
NIP. 132232490

Menyetujui
Ketua Lembaga Penelitian


Prof. Dr. H. Anas Yasin, M.A.
NIP. 130365634

UNIVERSITAS NEGERI PADANG

ABSTRACT

This research solve problem the economic dispatch at system security constrained base on difference economic characteristic of generation to give difference at generation active power dispatch schedule and load flow system and also will be affect at production total cost.

Calculate of generation active power dispatch schedule solution given minimum total cost and fulfill capacities constrain generation and transmission lines with solve linear programming method through EDSA program simulation. This research applied at North Sumatra electric power system.

Result of research dispatch schedule for peak load of equal to 861.7 MW with generation active power dispatch total cost Rp 209,555,040.50 /h and system operation fulfill capacities constrain generation and transmission lines

Keyword : Economic Dispatch, Security Constrained, Linear Programming Method, EDSA Program Simulation.

PENGANTAR

Kegiatan penelitian mendukung pengembangan ilmu serta terapannya. Dalam hal ini, Lembaga Penelitian Universitas Negeri Padang berusaha mendorong dosen untuk melakukan penelitian sebagai bagian integral dari kegiatan mengajarnya, baik yang secara langsung dibiayai oleh dana Universitas Negeri Padang maupun dana dari sumber lain yang relevan atau bekerja sama dengan instansi terkait.

Sehubungan dengan itu, Lembaga Penelitian Universitas Negeri Padang bekerjasama dengan Pimpinan Universitas, telah memfasilitasi peneliti untuk melaksanakan penelitian tentang *Studi Pembangkitan Ekonomis pada Batas Aman Generator dan Saluran Transmisi*, berdasarkan Surat Perjanjian Kontrak Nomor : 715/J41/KU/DIPA/2006 Tanggal 1 Maret 2006.

Kami menyambut gembira usaha yang dilakukan peneliti untuk menjawab berbagai permasalahan pembangunan, khususnya yang berkaitan dengan permasalahan penelitian tersebut di atas. Dengan selesainya penelitian ini, Lembaga Penelitian Universitas Negeri Padang akan dapat memberikan informasi yang dapat dipakai sebagai bagian upaya penting dalam peningkatan mutu pendidikan pada umumnya. Di samping itu, hasil penelitian ini juga diharapkan memberikan masukan bagi instansi terkait dalam rangka penyusunan kebijakan pembangunan.

Hasil penelitian ini telah ditelaah oleh tim pembahas usul dan laporan penelitian, kemudian untuk tujuan diseminasi, hasil penelitian ini telah diseminarkan ditingkat Universitas. Mudah-mudahan penelitian ini bermanfaat bagi pengembangan ilmu pada umumnya dan khususnya peningkatan mutu staf akademik Universitas Negeri Padang.

Pada kesempatan ini, kami ingin mengucapkan terima kasih kepada berbagai pihak yang membantu terlaksananya penelitian ini, terutama kepada pimpinan lembaga terkait yang menjadi objek penelitian, responden yang menjadi sampel penelitian, dan tim pereviu Lembaga Penelitian Universitas Negeri Padang. Secara khusus, kami menyampaikan terima kasih kepada Rektor Universitas Negeri Padang yang telah berkenan memberi bantuan pendanaan bagi penelitian ini. Kami yakin tanpa dedikasi dan kerjasama yang terjalin selama ini, penelitian ini tidak akan dapat diselesaikan sebagaimana yang diharapkan dan semoga kerjasama yang baik ini akan menjadi lebih baik lagi di masa yang akan datang.

Terima kasih.

Padang, November 2006
Ketua Lembaga Penelitian
Universitas Negeri Padang,



Anas Yasin
Prof. Dr.H. Anas Yasin, M.A.
NIP. 130365634

DAFTAR ISI

	Halaman
Lembar Identitas dan Pengesahan.....	1
Abstrak.....	ii
Pengantar.....	iii
Daftar Isi.....	iv
Daftar Tabel.....	vi
Daftar Gambar.....	vii
Daftar Lampiran	viii
BAB I. Pendahuluan.....	
A. Latar Belakang	
B. Perumusan Masalah.....	2
C. Pembatasan Masalah.....	2
BAB II. Tinjauan Pustaka.....	3
A. Telaah Hasil Pustaka.....	3
B. Landasan Teori.....	6
1. Umum.....	6
2. Kapasitas pembangkitan generator.....	8
3. Konsep aliran daya.....	8
4. Model sistem jaringan.....	10
5. Analisis numerik model Newton-Rapshon.....	12
6. Aliran daya metode Newton-Rapshon.....	14
7. Kapasitas saluran Transmisi.....	16
8. Koefisien pergeseran pembangkit.....	17
9. Linearisasi batasan jaringan.....	17
10. Masalah penjadwalan pembangkitan ekonomis.....	18
BAB III. Manfaat dan Tujuan Penelitian	21
A. Manfaat Penelitian.....	21
B. Tujuan Penelitian.....	21

BAB IV. Metode Penelitian.....	22
A. Metode Penelitian.....	22
B. Algoritma Pembangkitan Ekonomis pada Batas Aman Generator dan Saluran Transmisi.....	23
BAB IV. Hasil Penelitian dan Pembahasan.....	25
A. Data Sistem Tenaga Listrik.....	25
B. Hasil dan Pembahasan Penelitian.....	29
1. Hasil perhitungan pembangkitan ekonomis.....	29
2. Hasil perhitungan pembangkitan ekonomis.....	32
BAB V. Penutup.....	37
A. Kesimpulan	37
B. Saran.....	37
Daftar Pustaka.....	38

DAFTAR TABEL

Tabel 5.1	Data Umum Sistem Tenaga Listrik	25
Tabel 5.2	Data Beban Puncak Sistem Tenaga Listrik	26
Tabel 5.3	Data Kapasitas dan Biaya Generator	27
Tabel 5.4	Data saluran.	28
Tabel 5.5	Pembangkit di luar kendala kapasitas generator	29
Tabel 5.6	Aliran daya sebelum perhitungan pembangkitan ekonomis	30
Tabel 5.7	Penjadwalan dan biaya generator sebelum perhitungan	
Tabel 5.8	Penjadwalan dan biaya pembangkitan generator setelah perhitungan pembangkitan ekonomis	32
Tabel 5.9	Aliran daya setelah perhitungan pembangkitan ekonomis	
Tabel 5.10	Penjadwalan dan biaya pembangkitan generator setelah perhitungan pembangkitan ekonomis	
Tabel 9	Aliran daya setelah perhitungan pembangkitan ekonomis	
Tabel 10	Penjadwalan dan biaya pembangkitan setelah perhitungan pembangkitan ekonomis	

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Model jaringan 3 bus dan 3 saluran	11
Gambar 2.2 Model jaringan 3 bus dan 3 generator	19
Gambar 5.1 Grafik penjadwalan dan biaya pembangkitan generator GTNGA	36
Gambar 5.2 Grafik penjadwalan dan biaya pembangkitan generator ST20	36

BAB I. PENDAHULUAN

A. Latar Belakang

Energi listrik merupakan kebutuhan vital yang memegang peranan penting dalam mendukung aktivitas manusia saat ini dan juga merupakan faktor pendukung produksi dalam meningkatkan pertumbuhan ekonomi, dengan tingkat pertumbuhan kebutuhan energi listrik masyarakat saat ini rata-rata 9 % per tahun (Eddie W, 2003). Oleh sebab itu pertumbuhan energi listrik harus sejalan dengan pertumbuhan ekonomi masyarakat.

Namun sejak krisis moneter yang melanda Indonesia pada pertengahan 1997 peningkatan pertumbuhan kapasitas pembangkitan menjadi terhenti dan sebagai momentum bagi para pembuat kebijakan guna menyadari bahwa sektor ketenagalistrikan berada dalam lingkaran masalah yang serius dan struktural sifatnya. Untuk mengatasi krisis sektoral dan meletakkan dasar pembangunan sektor ketenagalistrikan di Indonesia dimasa depan. Pemerintah kemudian menyusun kebijakan restrukturisasi sektor ketenagalistrikan (*Power sector restructuring policy*).

White paper 1998 menyatakan empat tujuan bagi restrukturisasi sektor ketenagalistrikan, salah satu diantaranya adalah : Pemulihan kelayakan keuangan PLN dengan melakukan kenaikan tarif listrik dan penurunan biaya produksi serta peningkatan efisiensi. Pada bulan April 2003 pemerintah membuat Pedoman dan Pola Tetap Pembangunan Industri Ketenagalistrikan Nasional 2003-2020 yang merupakan cetak biru dari implementasi UU Ketenagalistrikan. Blueprint menetapkan lima sasaran utama : salah satu adalah terwujudnya industri ketenagalistrikan yang efisien.

Dalam rangka pengenalan kompetisi dan penetapan tarif pengembalian biaya yang bertujuan untuk meningkatkan efisiensi, maka perlu merencanakan dan menghitung operasi optimal untuk mengetahui penjadwalan pembangkitan pada batas aman generator dan aliran daya yang memenuhi kapasitas saluran transmisi sehingga didapatkan suatu kemampuan optimal sistem dengan biaya operasi minimal.

B. Perumusan Masalah

Fokus penelitian mengenai aliran daya aktif optimal menitikberatkan pada batas aman pembangkitan ekonomis, yaitu bagaimana mengoptimalkan operasi sistem dengan menentukan penjadwalan pembangkitan sehingga didapat biaya produksi pembangkitan total yang minimal dan memenuhi batasan kapasitas generator dan kapasitas saluran transmisi. Perhitungan diselesaikan untuk sistem tenaga listrik saat melayani 80 %, 100 % dan 110 % dari beban puncak dan memenuhi batas aman untuk N saluran. Penyelesaian penelitian dengan metode program linear melalui simulasi program EDSA (*Electrical Distribusi and Transmission System Analyses and Design Programs*). Hasil yang didapat dari perhitungan pembangkitan ekonomis dibandingkan dengan perhitungan aliran daya metode Newton Raphson.

C. Pembatasan Masalah

Masalah perhitungan batas aman pembangkitan ekonomis akan menghitung penjadwalan pembangkitan daya aktif sesuai dengan permintaan beban tanpa memasukan rugi-rugi transmisi.

BAB II. TINJAUAN PUSTAKA

A. Telaah Pustaka

Masalah aliran daya telah dikembangkan secara komputasi numeris oleh Stagg, dkk (1968) sejak ini kajian tentang aliran daya mencapai momentumnya. Secara khusus Stot (1972) menyelesaikan aliran daya yang memperbaiki algoritma Jakobian dengan *decoupled* load flow sehingga memberikan tingkat laju konvergensi yang baik. Memasuki era 70-an mulai kajian optimasi rugi-rugi daya pada jaringan dengan memasukkan unsur injeksi daya reaktif. Saat ini penyelesaian masalah aliran daya mencakup semua variabel kendala sistem tenaga untuk mendapatkan penyelesaian efisien dan optimum operasi sistem tenaga dimana variabel tersebut adalah aliran daya sebagai kendala persamaan serta batas kapasitas generator, batas tegangan kapasitas transmisi, kendali perbandingan tap dan pergeseran sudut fasa transformator .

Penelitian yang dilakukan oleh Rahmouni (1998) membahas tentang penyelesaian masalah aliran daya optimal pada sistem tenaga listrik. Metode ini menghasilkan suatu cara yang cepat dan akurat. Penerapan diselesaikan dengan dua model optimisasi : *MODINOP*, sebagai permulaan model optimisasi yang baik sebagai pendekatan penyelesaian optimum, dan *MODFINOP*, model akhir optimisasi sebagai penyelesaian optimal. Permulaan model optimisasi menggunakan komponen variabel kendali dari aliran daya saluran. Rugi-rugi saluran dihitung pada masing-masing tahap optimisasi dan saat penambahan beban di bus. Penggunaan variabel kendali sebagai

peubah variabel keadaan. Penyelesaian masalah optimisasi pada penelitian ini dengan metode program linear yang memberikan hasil yang baik dan dilakukan pada saluran transmisi sistem tenaga listrik Moroko.

Saat ini penyelesaian masalah aliran daya mencakup semua variabel sistem tenaga untuk mendapatkan penyelesaian efisien dan optimum operasi sistem tenaga. James, 1997, aliran daya optimal dapat dilakukan dengan kendali sistem dengan tetap menjaga keamanan sistem. Kendali sistem mencakup keluaran daya generator, tap transformator, dan pergeseran fasa generator. Penelitian ini menyimpulkan perhitungan biaya operasi dengan penerapan metoda Newton berbasis aliran daya optimal dapat bekerja baik untuk sistem kecil.

Kompensasi daya reaktif dalam sistem tenaga biasanya merupakan studi masalah optimisasi *single-objective* pareto yang mana fungsi obyek adalah kombinasi linear dari berbagai faktor, investasi, dan rugi-rugi transmisi. Paper ini menggunakan pendekatan algoritma optimisasi *evolutionary multy-objective* yang mengelompokan 4 fungsi obyektif meliputi, investasi fungsi kompensasi daya reaktif, rugi-rugi daya aktif, rata-rata penyimpangan tegangan, dan penyimpangan tegangan maksimum. Hasilnya memberikan suatu cara dan hasil yang lebih baik dari *single-objective* pareto, (Baran, 2001).

Metoda *Interior Point Primal-Dual* mempunyai nilai numerik sebagai batas kekangan tegangan untuk penyelesaian masalah optimisasi dalam sistem tenaga. Penelitian ini menerapkan algoritma *Largest-Step Central-Path* dalam menganalisis aliran daya optimal, didasarkan pada suatu titik guna mencapai optimal. Algoritma ini

melihat jarak, memberikan suatu kemungkinan penambahan *robustness* (kekuatan). Metoda ini memberikan iterasi yang lebih kecil dan waktu yang singkat (Castronouvo, 2000).

Singh, dkk (1997) melakukan penelitian manajemen biaya yang berhubungan dengan kendala pertidaksamaan saluran transmisi dalam kompetisi pemasaran listrik. Menguji dua pendekatan dalam hubungan dengan biaya, pendekatan pertama menetapkan kerangka biaya dan membentuk dasar biaya dasar yang disebut dengan model *pool*. Juga memberikan analisis instrumen biaya yang diusulkan guna penetapan harga dan penelitian dilakukan pada sistem yang besar. Pendekatan kedua adalah didasarkan pada prosedur alokasi biaya yang diusulkan yang disebut dengan model *bilateral*. Yang dilakukan oleh Singh, dkk mencakup suatu evaluasi game-theoretic dari semua aspek. Kedua model *pool* dan *bilateral* menjadi perdebatan pada pusat pembangkit listrik di Calivornia. Hasil penelitian memberikan suatu penetapan harga dan alokasi aliran daya sehingga menekan biaya ketidakpastian yang dikeluarkan oleh konsumen.

Metode kendali perbandingan transformator dalam aliran daya optimal adalah mengendalikan tap dan sudut fasa transformator sebagai fungsi sasaran. Metode ini diterapkan pada transformator dua dan tiga kumparan. Menentukan suatu perbandingan optimal yakni perbandingan tegangan berdasarkan kriteria biaya dengan tujuan untuk minimisasi rugi-rugi. Metode yang dibentuk guna penerapan pada program aliran daya optimal dan dapat dimanfaatkan untuk penyelesaian sistem dan masalah kendali. Penelitian ini dilakukan oleh Flatabo, dkk (1985).

Canizares, dkk (2001) penelitian tentang batas aman tegangan pada program aliran daya optimal dalam sistem tenaga, dengan metode optimisasi berbasis multi objektif untuk meminimasi biaya operasi dan rugi-rugi yang diuji pada sistem tenaga 118 bus. Penelitian menjelaskan dan mengembangkan dua cara yang berbeda pada OPF saat kondisi tegangan collapse dan menyimpulkan bahwa metode ini cukup ideal untuk diimplementasikan.

Meninjau penelitian diatas maka penelitian aliran daya aktif optimal yang akan menghitung besar penjadwalan pembangkitan daya aktif untuk tiap generator pada masing-masing bus dan aliran daya pada batas aman kapasitas saluran transmisi, untuk menghasilkan total biaya operasi pembangkitan yang minimal. Penelitian dilakukan dengan bantuan perangkat lunak *Electrical Distribution and Transmission Systems Analyses and Design Programs* (EDSA).

B. Landasan Teori

1. Umum

Suatu sistem tenaga listrik ada lebih dari satu pusat pembangkit yang terdiri dari pusat pembangkit termal dan pusat pembangkit tenaga air. Pada saat ini sistem telah berkembang semakin besar dan kompleks yang terinterkoneksi antar pusat pembangkit. Sehingga dalam pengoperasian sistem tenaga listrik selalu dilakukan penjadwalan pembebanan pada pembangkit yang akan mensupli beban.

pengaturan penjadwalan pembangkitan generator yang berbeda akan menghasilkan aliran daya yang berbeda, juga akan menghasilkan total biaya

pembangkitan yang berbeda pula. Perbedaan total biaya pembangkitan akan dipengaruhi oleh karakteristik ekonomis masing-masing generator.

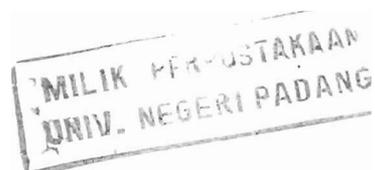
2. Kapasitas pembangkitan generator

Pada pengoperasian generator, setiap generator mempunyai kapasitas pembebanan daya aktif dengan batas minimum dan maksimum. Agar generator dapat beroperasi dengan efisien dan stabil, dalam pengoperasiannya harus pada daerah batasan pembebanan, yakni :

$$P_{Gik}^{\min} \leq P_{Gik} \leq P_{Gik}^{\max}$$

3. Konsep aliran daya

Analisis aliran daya memiliki nilai sangat penting guna komunikasi dalam sistem tenaga listrik. Karena besaran-besaran yang dihasilkan aliran daya dapat menjadi informasi utama dalam pengoperasian sistem tenaga listrik secara keseluruhan. Selain itu besaran-besaran tersebut akan menjadi sumber acuan untuk melakukan analisis lanjutan seperti perhitungan hubung singkat, analisis kestabilan, dan optimisasi. Besaran-besaran hasil aliran daya ini diantaranya meliputi (1) nilai dan sudut fasa tegangan pada setiap rel (2) aliran daya aktif dan reaktif pada setiap saluran (3) posisi tap transformator. Besaran ini dapat diperoleh dari suatu konfigurasi jaringan yang disusun atas bus (node) serta saluran (branch). Bus dengan sistem yang terkait didalamnya memiliki beberapa terminologi penting yakni :



a. Bus referensi (swing/slack bus)

Bus ini memiliki karakteristik utama yakni nilai dan sudut fasa tegangan yang besarnya tetap serta dan sudah diberikan sebelumnya. Sehingga proses iterasi berjalan dengan baik, karena ada bus yang menjamin kekurangan daya selama berlangsungnya proses aliran daya tersebut. Umumnya generator dengan kapasitas terbesar sangat efektif difungsikan sebagai bus referensi.

b. Bus generator (P-V bus)

Pada bus ini mempunyai nilai tegangan dan daya aktif tertentu yang diketahui sebelumnya, sedangkan nilai daya reaktif pembangkit (Q_G) dan sudut fasa tegangan akan dihasilkan dari penyelesaian aliran daya.

c. Bus beban (P-Q bus)

Bus ini besar daya aktif dan daya reaktif dari beban maupun pembangkit telah diketahui dengan nilai resultan telah tertentu, yakni :

$$P_i = P_{G(i)} - P_{D(i)} \dots \dots \dots (2.1)$$

$$Q_i = Q_{G(i)} - Q_{D(i)} \dots \dots \dots (2.2)$$

Penamaan bus ini menjadi fleksibel karena pada satu saat dapat terjadi perubahan status bus generator (P-V bus) menjadi bus beban (P-Q bus). Hal ini disebabkan oleh pengaturan daya reaktif pembangkita harus mempertimbangkan kekangan maksimum dan minimum. Jika akan dihitung daya reaktif pada satu bus pembangkit ke i, maka tegangan pembangkitan $V_{G(i)}$ akan tetap dijaga tetap. Namun seandainya $Q_{G(i)}$ lebih kecil dari daya reaktif minimum yang diizinkan, maka bus i ini

akan berubah menjadi bus beban dengan menetapkan $Q_{G(i)}$ sama dengan menetapkan $Q_{G(i)}$ sama dengan $Q_G^{(min)}$. Dan apabila daya reaktif pembangkit tersebut melebihi kekekangan yang diizinkan, maka penetapan nilai $Q_{G(i)}$ sama dengan $Q_G^{(maks)}$. Setelah perhitungan berakhir maka bus ini akan berubah kembali menjadi P-V bus.

Pada penyelesaian analisis aliran daya diperlukan beberapa peubah teknis operasional yakni diantaranya peubah permintaan yang berisi penetapan kebutuhan daya beban yang diperlukan. Peubah kendali internal yang mampu mengatur secara proporsional tingkat pembebanan sehingga sistem bekerja normal. Peubah kendali berupa tegangan semua bus serta daya aktif dari semua bus pembangkit kecuali bus referensi. Kemudian perlu diperlukan peubah keadaan berupa besar dan sudut tegangan yang mempengaruhi peubah-peubah lainnya.

4. Model Sistem Jaringan

Konsep Umum dari suatu jaringan transmisi dinyatakan dalam empat buah parameter yaitu resistansi (R), induktansi (L), kapasitansi (C) dan konduktansi (G) yang dilengkapi dengan nilai admitansi shunt (Y) antara saluran dan netral, dengan nilai dari besaran konduktansi yang biasanya kecil diabaikan dalam jaringan guna menentukan arus dan tegangan. Analisis awal dapat berbentuk model sistem dengan n bus, kemudian teorema simpul tegangan akan diperoleh suatu persamaan jaringan sebagai berikut :

$$[I^{(bus)}] = [Y^{(bus)}][V^{(bus)}] \dots\dots\dots(2.3)$$

$$I_1 = Y_{11}V_1 + Y_{12}V_2 + \dots\dots\dots + Y_{1n}V_n$$

$$I_2 = Y_{21} V_1 + Y_{22} V_2 + \dots + Y_{2n} V_n$$

....

....

atau(2.4)

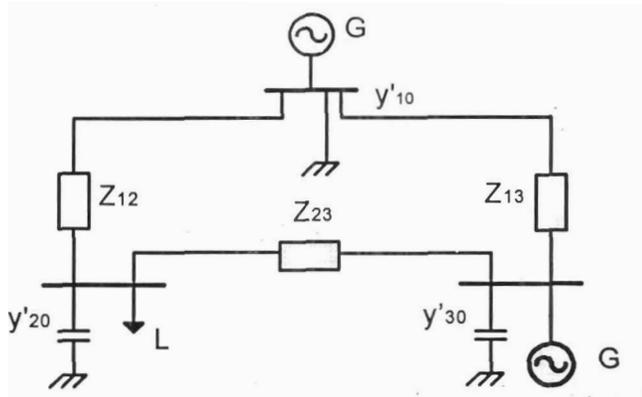
$$I_n = Y_{n1} V_1 + Y_{n2} V_2 + \dots + Y_{nn} V_n$$

Persamaan 4 di atas dapat dibuat dalam bentuk matrik sebagai berikut ;

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ \vdots \\ I_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & Y_{13} & \dots & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & Y_{23} & \dots & Y_{2n} \\ Y_{31} & Y_{32} & Y_{33} & \dots & Y_{3n} \\ \vdots & & & & \vdots \\ Y_{n1} & Y_{n2} & Y_{n3} & & Y_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \\ \vdots \\ V_n \end{bmatrix} \dots\dots\dots(2.5)$$

$$\text{atau} \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ \vdots \\ I_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} G_{11} + jB_{11} & G_{12} + jB_{12} & G_{13} + jB_{13} & \dots & G_{1n} + jB_{1n} \\ G_{21} + jB_{21} & G_{22} + jB_{22} & G_{23} + jB_{23} & \dots & G_{2n} + jB_{2n} \\ G_{31} + jB_{31} & G_{32} + jB_{32} & G_{33} + jB_{33} & \dots & G_{3n} + jB_{3n} \\ \vdots & & & & \vdots \\ G_{n1} + jB_{n1} & G_{n2} + jB_{n2} & G_{n3} + jB_{n3} & \dots & G_{nn} + jB_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \\ \vdots \\ V_n \end{bmatrix}$$

Besar arus yang mengalir pada jaringan transmisi antara bus i dan j adalah I_{ij} yang didapat dari peubah keadaan (state variabel) yakni θ_i , θ_j , V_i , dan V_j . Nilai dari arus ini tentu saja dibatasi oleh kemampuan arus maksimum $I_{ij}^{(maks)}$ penghantar. Jika terjadi I_{ij} lebih besar dari $I_{ij}^{(maks)}$ maka akan dilakukan proses pencarian peubah keadaan yang baru melalui perubahan I_{ij} dengan perubahan peubah keadaan. Sebagai ilustrasi dapat diperiksa suatu bentuk jaringan sederhana yang terdiri dari 3 bus berikut



Gambar 2.1. Model jaringan 3 bus 3 saluran

Dengan besaran impedansi yang menghubungkan bus 1, 2, dan 3 adalah Z_{12} , Z_{23} , serta Z_{13} dan nilai admitansi yang bersesuaian y_{12} , y_{13} , dan y_{31} . Sedangkan y'_{10} , y'_{20} , y'_{30} adalah nilai kapasitansi 'shunt' total. Persamaan model jaringan tersebut adalah sebagai berikut :

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & Y_{13} \\ Y_{21} & Y_{22} & Y_{23} \\ Y_{31} & Y_{32} & Y_{33} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \end{bmatrix}$$

dimana elemen-elemen diagonal dari matrik tersebut adalah :

$$\begin{aligned} Y_{11} &= y'_{10} + y_{12} + y_{13} \\ Y_{22} &= y'_{20} + y_{21} + y_{23} \\ Y_{33} &= y'_{30} + y_{31} \end{aligned}$$

sedangkan elemen-elemen non-diagonal adalah :

$$\begin{aligned} Y_{12} &= Y_{21} = -y_{12} \\ Y_{13} &= Y_{31} = -y_{13} \\ Y_{23} &= Y_{32} = -y_{23} \end{aligned}$$

Dari rumusan matrik admitansi (Y) di atas, maka dapat dibuat pola umum dari admitansi sendiri yang membentuk matrik diagonal :

$$Y_{ii} = y'_{i0} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n y_{ij} \dots\dots\dots(2.6)$$

dan admitansi sendiri untuk matrik non-diagonal :

$$Y_{ij} = Y_{ji} = -y_{ij} \dots\dots\dots(2.7)$$

5. Analisis Numerik Model Newton-Raphson

Metoda Newton-Raphson mengacu pada konsep analisis koreksi kesalahan yang mengikutkan seluruh bus pada suatu jaringan transmisi. Konsep dasar yang digunakan adalah dengan membuat kesalahan yang terjadi pada suatu fungsi f(x) sekecil mungkin serta membuat pendekatan Δx menjadi peubah yang bebas terhadap fungsi tersebut. Operasi teknis numeris dilakukan melalui penetapan nilai awal dari x⁰. Kesalahan yang terjadi merupakan resultan dari f (x) dengan f (x⁰) atau dinyatakan dalam bentuk ε. Untuk menjadikan kesalahan mendekati nol, maka dipakai suatu teorema terkenal yaitu deret Taylor. Formulasi dari teorema ini dapat diuraikan sebagai berikut :

$$\begin{aligned} f_1(x_1, x_2, \dots, x_{n-1}, x_n) &= y_1 \\ f_2(x_1, x_2, \dots, x_{n-1}, x_n) &= y_2 \\ f_3(x_1, x_2, \dots, x_{n-1}, x_n) &= y_3 \\ \vdots & \quad \quad \quad \vdots \dots\dots\dots(2.8) \\ f_i(x_1, x_2, \dots, x_{n-1}, x_n) &= y_i \end{aligned}$$

maka formulasi deret Taylor menjadi :

$$f_i(x_1^0 + \Delta x_1 + x_2^0 + \Delta x_2, \dots, x_n^0 + \Delta x_n) = f_i(x_1^0, x_1^0, \dots, x_n^0) + \frac{\partial f_i(x_0)}{\partial x_1} \Delta x_1 + \frac{\partial f_i(x_0)}{\partial x_2} \Delta x_2 + \frac{\partial f_i(x_0)}{\partial x_n} \Delta x_n + \sum_k \frac{1}{k!} \left[\frac{\partial f_i(x_0)}{\partial x_1} \Delta x_1 + \frac{\partial f_i(x_0)}{\partial x_2} \Delta x_2 + \dots + \frac{\partial f_i(x_0)}{\partial x_n} \Delta x_n \right]^k \dots\dots\dots(2.9)$$

Selama perhitungan berlangsung, maka Δx_i makin lama makin kecil mendekati nol. Karena itu semua suku dengan pangkat lebih tinggi dapat diabaikan. Ditulis dalam bentuk matrik sebagai berikut :

$$\begin{bmatrix} y_1 - f_1(x_1^0, x_2^0, \dots, x_n^0) \\ y_2 - f_2(x_1^0, x_2^0, \dots, x_n^0) \\ y_3 - f_3(x_1^0, x_2^0, \dots, x_n^0) \\ \vdots \\ y_n - f_n(x_1^0, x_2^0, \dots, x_n^0) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1(x_0)}{\partial x_1} & \frac{\partial f_1(x_0)}{\partial x_2} & \frac{\partial f_1(x_0)}{\partial x_3} & \dots & \frac{\partial f_1(x_0)}{\partial x_n} \\ \frac{\partial f_2(x_0)}{\partial x_1} & \frac{\partial f_2(x_0)}{\partial x_2} & \frac{\partial f_2(x_0)}{\partial x_3} & \dots & \frac{\partial f_2(x_0)}{\partial x_n} \\ \frac{\partial f_3(x_0)}{\partial x_1} & \frac{\partial f_3(x_0)}{\partial x_2} & \frac{\partial f_3(x_0)}{\partial x_3} & \dots & \frac{\partial f_3(x_0)}{\partial x_n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_n(x_0)}{\partial x_1} & \frac{\partial f_n(x_0)}{\partial x_2} & \frac{\partial f_n(x_0)}{\partial x_3} & \dots & \frac{\partial f_n(x_0)}{\partial x_n} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x_1 \\ \Delta x_2 \\ \Delta x_3 \\ \vdots \\ \Delta x_n \end{bmatrix} \quad (2.10)$$

Deret Taylor untuk peubah tunggal dapat ditulis :

$$f(x) = f(x_0) + \frac{\partial f(x_0)}{\partial x} (x - x_0) = 0,$$

$$x_1 = x_0 - \frac{f(x_0)}{\partial f(x_0) / \partial x},$$

$$x^{(1)} = x^{(0)} - \frac{f(x^{(0)})}{\partial f(x^{(0)}) / \partial x}$$

$x^{(0)}$ = perkiraan awal

$x^{(1)}$ = iterasi pertama

Bentuk umum untuk iterasi ke-k adalah :



$$x^{(k+1)} = x^{(k)} - \frac{f(x^{(k)})}{f'(x^{(k)})}$$

atau
$$\Delta x = -\frac{f(x^{(k)})}{f'(x^{(k)})} \dots\dots\dots(2.11)$$

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

$f'(x^{(k)})$ disebut juga dengan matrik Jacobian

dari persamaan 2.11 didapat matrik Jacobian yang diperoleh dengan menurunkan vektor $f(x)$ terhadap x yang dievaluasi pada nilai awal x^0 .

$$\begin{bmatrix} \Delta f_1^{(0)} \\ \Delta f_2^{(0)} \\ \Delta f_3^{(0)} \\ \vdots \\ \Delta f_n^{(0)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{11}^{(0)} & J_{12}^{(0)} \\ J_{21}^{(0)} & J_{22}^{(0)} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x_1^{(0)} \\ \Delta x_2^{(0)} \\ \Delta x_3^{(0)} \\ \vdots \\ \Delta x_n^{(0)} \end{bmatrix} \dots\dots\dots(2.12)$$

Untuk mendapatkan nilai solusi akhir yang lebih cepat, maka dipakai metoda 'trangularation and back substitution' dengan suatu proses iterasi yang berakhir pada suatu pernyataan :

$$|f_i(x^{r+1})| < \epsilon \quad \text{dimana, } i = 1,2,\dots,n \dots\dots\dots(2.13)$$

6. Aliran Daya Metoda Newton-Rapshon

Persamaan daya kompleks yang diinjeksikan pada bus i dinyatakan sebagai berikut :

$$P_i = V_i \sum_{j=1}^n (G_{ij} V_j \cos \delta_{ij} + B_{ij} V_j \sin \delta_{ij}) \dots\dots\dots(2.14)$$

$$Q_i = V_i \sum_{j=1}^n (G_{ij} V_j \sin \delta_{ij} - B_{ij} V_j \cos \delta_{ij}) \dots\dots\dots(2.15)$$

Pada masing-masing bus terdapat dua persamaan simultan tidak linier untuk P dan Q. Nilai P_i dan Q_i telah ditetapkan sebelumnya, sedangkan yang tidak diketahui adalah sudut fasa θ_i dan tegangan V_i , kecuali pada swing bus. Jika terdapat n bus pada sistem, maka aliran daya sistem dapat diformulasikan dengan bentuk matrik Jacobia di bawah ini :

$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \vdots \\ \Delta P_{n-1} \\ \Delta Q_1 \\ \vdots \\ \Delta Q_{n-1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial \delta_1} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial \delta_{n-1}} & \frac{\partial P_1}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial V_{n-1}} \\ \vdots & \dots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots \\ \frac{\partial P_{n-1}}{\partial \delta_1} & \dots & \frac{\partial P_{n-1}}{\partial \delta_{n-1}} & \frac{\partial P_{n-1}}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial P_{n-1}}{\partial V_{n-1}} \\ \frac{\partial Q_1}{\partial \delta_1} & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial \delta_{n-1}} & \frac{\partial Q_1}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial V_{n-1}} \\ \vdots & \dots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots \\ \frac{\partial Q_{n-1}}{\partial \delta_1} & \dots & \frac{\partial Q_{n-1}}{\partial \delta_{n-1}} & \frac{\partial Q_{n-1}}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial Q_{n-1}}{\partial V_{n-1}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_1 \\ \vdots \\ \Delta \delta_{n-1} \\ \Delta V_1 \\ \vdots \\ \Delta V_{n-1} \end{bmatrix} \dots\dots\dots(2.16)$$

Bentuk yang lebih sederhana dari matrik Jacobian sebagai berikut :

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \frac{\Delta V}{V} \end{bmatrix} \dots\dots\dots(2.17)$$

Elemen diagonal matrik Jacobian dapat dijabarkan :

$$\begin{aligned}
H_{ii} &= \frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} = -\sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n |V_i V_j Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i - \delta_j) \\
N_{ii} &= \frac{\partial P_i}{\partial V_i} = 2|V_i Y_{ii}| \cos \theta_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n |V_i Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i - \delta_j) \\
M_{ii} &= \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} = -\sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n |V_i V_j Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i - \delta_j) \\
L_{ii} &= \frac{\partial Q_i}{\partial |V_i|} = 2|V_i Y_{ii}| \sin \theta_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n |V_j Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i - \delta_j)
\end{aligned}
\tag{2.18}$$

Elemen bukan diagonal

$$\begin{aligned}
H_{ij} &= \frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} = |V_i V_j Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i - \delta_j) \\
N_{ij} &= \frac{\partial P_i}{\partial V_j} = |V_j Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i - \delta_j) \\
M_{ij} &= \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_j} = -|V_i V_j Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i - \delta_j) \\
L_{ij} &= |V_i Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i - \delta_j)
\end{aligned}
\tag{2.19}$$

7. Kapasitas saluran transmisi

Dalam perencanaan operasi **sistem** tenaga listrik perlu mempertimbangkan kapasitas saluran transmisi. **Aliran daya** harus dijaga agar tidak terjadi saluran mengalami pembebanan lebih, **untuk itu** perlu pengaturan penjadwalan pembangkitan yang dapat menghindarkan **pembebanan** lebih pada saluran transmisi. Aliran daya dijaga supaya tidak melewati **kapasitas maksimumnya** yang dinyatakan oleh :

$$P_l^{maks} \leq P_l \leq P_l^{maks}$$

624.3
cum
S.1

8. Koefisien Pergeseran Pembangkit

Koefisien pergeseran pembangkit merupakan suatu besaran yang menghubungkan aliran daya saluran tertentu dengan besarnya pembangkitan pada konfigurasi jaringan. Koefisien ini membantu guna merumuskan pembatasan kapasitas aliran daya pada saluran (saluran tanpa beban lebih).

Perubahan aliran daya pada saluran ke l yang disebabkan oleh pergeseran pembangkit di bus ke i didefinisikan dengan persamaan berikut

$$\Delta P_l = \sum_{i=1}^{NG} A_{li} \left(\sum_{k=1}^{NGi} \Delta P_{Gik} \right) \dots \dots \dots (2.20)$$

Jika bus i dan bus j pada suatu konfigurasi sistem dihubungkan oleh suatu saluran l dengan reaktansi x_l , perubahan pembangkitan pada bus i dapat merubah aliran pada saluran ke l . Perubahan aliran dipengaruhi oleh besarnya koefisien pergeseran pembangkit yang merupakan perbandingan antara reaktansi sisi kirim dan sisi terima saluran l dari matrik impedansi terhadap reaktansi saluran l yang dinyatakan sebagai berikut :

$$A_{li} = \frac{X_{ii} - X_{ji}}{x_l} \dots \dots \dots (2.21)$$

9. Linearisasi Batasan Jaringan

Perubahan kecil pada daya aktif generator akan mengakibatkan terjadinya perubahan pada aliran daya sistem. Jika besar perubahan pembangkitan daya aktif generator adalah :

$$\Delta P_{Gik}^+ \leq P_{Gik}^{\max} - P_{Gik}^0$$



$$\Delta P_{Gik}^- \leq P_{Gik}^0 - P_{Gik}^{\min} \dots\dots\dots(2.22)$$

dan besar perubahan aliran daya saluran ke l adalah :

$$\left. \begin{array}{l} \Delta P_l \leq P_l^{\max} - P_l^0 \\ -\Delta P_l \leq P_l^{\max} + P_l^0 \end{array} \right\} \dots\dots\dots(2.23)$$

maka hubungan antara besar perubahan pembangkitan dan aliran daya pada saluran l adalah :

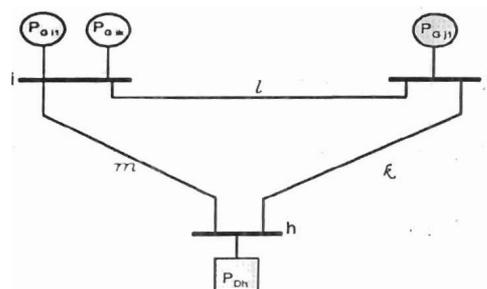
$$\sum_{i=1}^{NG} A_{li} \left(\sum_{k=1}^{NGi} \Delta P_{Gik} \right) \leq P_l^{\max} - P_l^0$$

$$\sum_{i=1}^{NG} A_{li} \left(\sum_{k=1}^{NGi} \Delta P_{Gik} \right) \leq -P_l^{\max} - P_l^0 \dots\dots\dots(2.24)$$

10. Masalah penjadwalan pembangkitan ekonomis

Penjadwalan pembangkit pada batas aman sistem berdasarkan karakteristik ekonomis, kapasitas generator dan kemampuan aliran daya saluran transmisi merupakan masalah yang akan diselesaikan. Penerapan masalah pada sistem tenaga listrik Sumatera Utara saat melayani beban puncak untuk batas aman N saluran. Sebagai contoh dapat dilihat gambar 2.2, sistem kecil dengan dua pusat pembangkit yang melayani beban melalui saluran transmisi. Pengaturan penjadwalan pembangkitan generator akan tergantung pada biaya pembangkitan masing-masing generator dan juga mempertimbangkan kapasitas saluran transmisi. Jika pusat pembangkit di bus i menawarkan biaya pembangkitan yang lebih murah dari pusat pembangkit di bus j . Pembangkit di bus i dapat melayani seluruh beban di bus h , namun karena batasan kapasitas saluran m dan l yang membatasi aliran daya disaluran

tersebut dibiarkan dapat terjadi beban lebih pada saluran m atau l. Untuk keamanan sistem perlu dilakukan pengaturan penjadwalan pembangkitan dengan mengurangi pembangkitan di bus i dan menghidupkan pembangkit di bus j, karena pergeseran penjadwalan pembangkitan pada suatu bus akan mempengaruhi besar aliran daya saluran pada suatu konfigurasi sistem tertentu. Seberapa besar penjadwalan pembangkitan dan besar perubahan aliran daya saluran dapat dihitung dengan koefisien pergeseran pembangkit agar didapat suatu sistem beroperasi optimal yaitu total biaya pembangkitan minimal dan terpenuhi batasan kapasitas daya aktif generator dan saluran transmisi.



Gambar 2.2. Model jaringan tiga bus dan tiga generator

Suatu sistem yang terdiri dari beberapa pusat pembangkit dan beberapa generator dengan total daya yang dibangkitkan:

$$\sum_{i=1}^{NG} \sum_{k=1}^{NG_i} P_{Gik} = P_{G11} + P_{G12} + P_{G21} + P_{G22} + \dots + P_{Gik} \dots \dots \dots (2.25)$$

Total

$$\text{beban } P_D = P_{D1} + P_{D2} + \dots + P_{Dh} = \sum_{j=1}^{ND} P_{Dh} \dots \dots \dots (2.26)$$

Besar total biaya pembangkitan :

$$C_T = C_{11}(P_{G11}) + C_{12}(P_{G12}) + \dots + C_{ik}(P_{Gik}) = \sum_{i=1}^{NG} \sum_{k=1}^{NG_i} C_{ik} P_{Gik} \dots\dots\dots(2.27)$$

Untuk menyelesaikan persamaan di atas dibentuklah persamaan fungsi sasaran sebagai berikut :

$$\text{Minimum } C_T(P_{Gi}) = \sum_{i=1}^{NG} \sum_{k=1}^{NG_i} C_{ik}(P_{Gik}) \dots\dots\dots(2.28)$$

Yang mempunyai batasan sebagai berikut :

a. Persamaan keseimbangan daya :

$$\sum_{i=1}^{NG} \sum_{k=1}^{NG_i} P_{Gik} - \sum_{j=1}^{ND} P_{Dhj} = 0 \dots\dots\dots(2.29)$$

b. Vektor perubahan aliran daya saluran :

$$\Delta P_l = A_{li}(\Delta P_i) \dots\dots\dots(2.30)$$

c. Batasan pertidaksamaan

$$-P_l^{\max} \leq P_l \leq P_l^{\max}$$

$$P_{Gik}^{\min} \leq P_{Gik} \leq P_{Gik}^{\max} \dots\dots\dots(2.31)$$

BAB III. MANFAAT DAN TUJUAN PENELITIAN

A. Manfaat Penelitian

Setelah diperoleh hasil penelitian tentang penerapan pembangkitan ekonomis pada batas aman sistem tenaga listrik dengan menggunakan data sistem tenaga di Sumatera Utara, maka diharapkan akan diperoleh manfaat sebagai berikut :

1. Memberikan dan menambah referensi untuk sistem tenaga yang menyangkut masalah pembangkitan ekonomis pada batas aman operasional sistem.
2. Diperoleh data hasil aliran daya dan besar penjadwalan pembangkitan masing-masing generator saat beban puncak, sehingga dapat meningkatkan efisiensi operasi dari sistem tenaga. Juga diharapkan memberikan masukan terhadap kelistrikan di Indonesia.

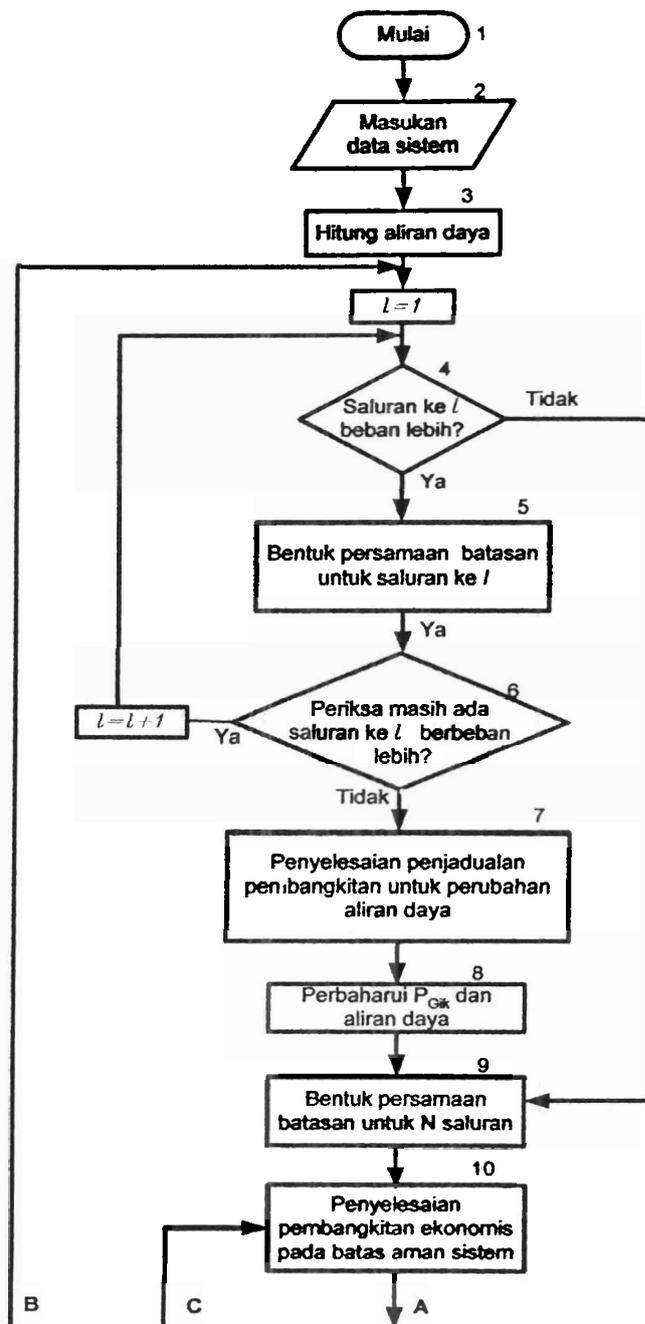
B. Tujuan Penelitian

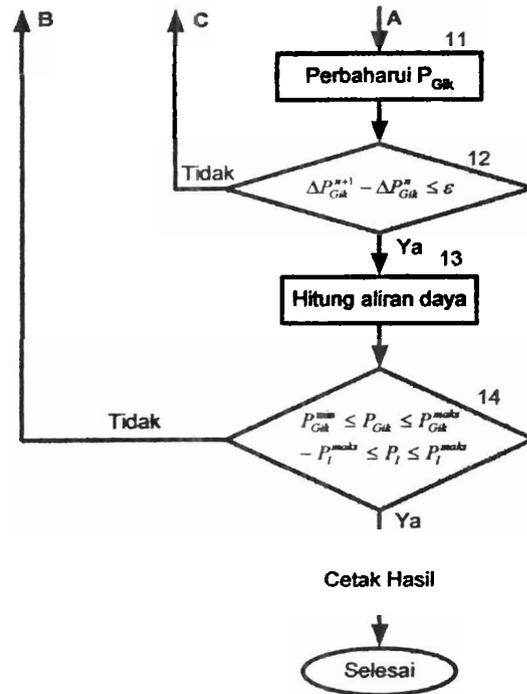
Penelitian ini bertujuan mengetahui operasi optimal pembangkitan pada batas aman operasional sistem tenaga listrik Sumatera Utara.

BAB IV METODE PENELITIAN

A. Metode Penelitian

Metode yang digunakan pada penelitian adalah program linear, ada pun diagram alir dapat dilihat pada gambar di bawah :





B. Algoritma Pembangkitan Ekonomis pada Batas Aman Generator dan Saluran Transmisi

Langkah-langkah penyelesaian masalah pembagian pembangkitan ekonomis pada batas aman sistem dengan metode program linear yang digambarkan dalam bentuk diagram alir pada gambar 3.3 adalah sebagai berikut :

Langkah 1 : Mulai

Langkah 2 : Masukkan data-data sistem

Langkah 3 : Hitung aliran daya

Langkah 4 : Lihat saluran ke l , uji beban lebih dengan pertidaksamaa

kapasitas aliran daya $-P_l^{maks} \leq P_l \leq P_l^{maks}$, jika ya teruskan ke

langkah 5 dan jika tidak lanjut ke langkah 9.

Langkah 5 : Bentuk persamaan keseimbangan daya dan batasan saluran

$$\sum_{i=1}^{NG} A_{li} \left(\sum_{k=1}^{NG_i} \Delta P_{Gik} \right) = P_l^{maks} - P_l^0$$

Langkah 6 : Periksa saluran apakah masih ada saluran yang berbeban lebih ?

Jika ya kembali ke langkah 4, jika tidak lanjut ke 7.

Langkah 7 : Penyelesaian penjadwalan pembangkit agar aliran daya pada batas kapasitas saluran.

Langkah 8 : Perbaharui pembangkitan generator.

Langkah 9 : Bentuk persamaan keseimbangan daya dan batasan aliran daya untuk N saluran

$$\sum_{i=1}^{NG} \sum_{k=1}^{NG_i} P_{Gik} - \sum_{j=1}^{ND} P_{Djh} = 0$$

$$\sum_{i=1}^{NG} A_{li} \left(\sum_{k=1}^{NG_i} \Delta P_{Gik} \right) = P_l^{maks} - P_l^n$$

Langkah 10 : Penyelesaian pembangkitan ekonomis pada batas aman sistem

Langkah 11 : Perbaharui $P_{Gik}^{n+1} = P_{Gik}^n + \Delta P_{Gik}$.

Langkah 12 : Uji konvergensi $\Delta P_{Gik}^{n+1} - \Delta P_{Gik}^n \leq \varepsilon$, jika konvergen lanjut ke langkah 13 dan jika tidak kembali ke langkah 10.

Langkah 13 : Hitung aliran daya.

Langkah 14 : Periksa batasan, jika terpenuhi lanjut ke langkah 15 dan jika tidak kembali ke langkah 4.

Langkah 15 : Cetak Hasil. Selesai.

BAB V. HASIL DAN PEMBAHASAN PENELITIAN

Hasil penelitian didapat dari simulasi aliran daya aktif optimal dengan menggunakan perangkat lunak EDSA pada sistem tenaga listrik Sumatera Utara yang terdiri dari 19 generator, daya terpasang sebesar 1595,481 MW, guna melayani beban puncak pada tanggal 13 November 2003 sebesar 861,7 MW.

Penyelesaian pembangkitan ekonomis pada batas aman sistem guna mendapatkan suatu nilai biaya total pembangkitan generator yang murah merupakan fungsi sasaran dengan menghitung daya aktif pembangkitan dan memenuhi persamaan aliran daya sebagai kendala persamaan serta batas tegangan, kapasitas daya aktif pembangkit, dan kapasitas saluran transmisi merupakan batasan pertidaksamaan.

A. Data Sistem Tenaga Listrik

Data sistem yang diperlukan untuk program aliran daya aktif optimal pada program EDSA untuk program aliran daya memerlukan data resistansi R (Ohm), reaktansi X (Ohm), admitansi y (Ohm), tegangan, panjang transmisi (Km), data generator, dan data beban. Untuk gambar diagram satu garis sistem tenaga listrik Sumatera Utara dapat dilihat pada lampiran.

Tabel 5.1. Data Umum Sistem Tenaga Listrik Sumatera Utara

Jenis	Jumlah
Total bus	35
Bus beban	30
Bus generator	19
Generator	19
Saluran transmisi	41

Beban sistem tenaga Sumatera Utara berjumlah 32 pusat beban dengan besar 861,7 MW, seperti dilihat pada tabel di bawah :

Tabel 5.2. Data beban puncak sistem Sumatera Utara

No	Pusat Beban	MW	MVAR
1	Labuhan	20,3	7,6
2	Paya Pasir	36,2	14,4
3	Mabar	70,0	40,0
4	Glugur + Paya geli	133,9	34,2
5	Binjai	41,4	25,0
6	Pangkalan Brandan	17,8	11,6
7	Langsa	10,5	6,0
8	Tl. Cut	9,7	4,8
9	Titi Kuning	69,0	38,9
10	Brastagi	19,8	9,7
11	Sei Rotan	40,0	19,2
12	Tebing Tinggi	36,6	17,1
13	Pematang Siantar	35,7	17,2
14	Porsea	7,3	3,0
15	Tarutung	7,7	3,4
16	Sibolga	10,2	6,5
17	Padang Sidempuan	25,8	10,5
18	Kuala Tanjung	27,5	16,5
19	Kisaran	29,1	12,2
20	Rantau Prapat	30,5	8,8
21	P. Bung	15,6	5,5
22	NRMBE	21,5	11,8
23	Timora	78,1	25,1
24	SDKAL	10,1	1,9
25	G.Tele	4,0	2,5
26	Gidie	10,5	1,5
27	Loksemawe	30,9	7,8
28	AKPN	6,0	3,0
29	Gn. Tua	4,0	1,0
30	Bireun	2,0	-
31	GKim	28,2	10,0
		861,7	401,7

Tabel 5.3. Data kapasitas dan biaya generator

Pembangkit		Daya (MW)							Biaya
Generator		Terpasang	P_{gen}	P_{max}	P_{min}	Q_{gen}	Q_{max}	Q_{min}	Rp/KWH
Bus Belawan CC PLTGU	ST10	149	107,6	120	40	27,17	96	-72	579,8
	GT11	117,5	97,81	105	60	24,7	84	-63	278,3
	GT12	129,8	97,47	115	60	24,61	84	-63	579,8
	ST20	162,58	127,33	145	40	32,15	116	-87	131,7
	GT21	130	94,87	130	60	23,95	104	-78	385,05
	GT22	130	94,87	130	60	23,95	104	-78	588,51
	1 ALS	65							
Bus Belawan 1 PLTU	A2 BLWTU	65	50	65	30	35,95	52	-39	507,7
	3BBCBLWTU	65	50	65	30	35,95	52	-39	518,2
	4 BCBLWTU	65	45	65	30	32,36	52	-39	505,6
	WES	14,466							
Bus Paya Pasir PLTG	GPPSRWES	14,466	15	17	5	12	12	-9	959,06
	GPSRALS1	20,1	10	11	5	8	8	-6	866,25
	ALS	20,1							
	GPSRALS3	21,350	15	15	5	12	12	-9	684,75
	ENT	4,141	3	3,5	0,5	3,2	3,2	-2,4	498,63
Bus Titi Kuning GPLTD	ENT	4,141	3	3,5	0,5	3,2	3,2	-2,4	498,63
	ENT	4,141	3	3,5	0,5	3,2	3,2	-2,4	498,63
	ENT	4,141	3	3,5	0,5	3,2	3,2	-2,4	498,63
	ENT	4,141	3	3,5	0,5	3,2	3,2	-2,4	498,63
	ENT	4,141	3	3,5	0,5	3,2	3,2	-2,4	498,63
	ENT	4,141							
PLTA	Sipan	17	4	17	1	13,6	13,6	-10,2	25*
	GSigura	240	200	240	40	38,64	208	156	25*
	GTNGA	240	211,6	240	40	146,2	208	156	25*

PLTMicro	GSidem	2	0,8	2	0,2	0,64	0,6 4	- 0,48	25*
	KMBIH-2	4	2	4	0,4	1,6	1,6	-1,2	25*
	Siantar	2	0,3	2	0,2	0,48	0,4 8	- 0,36	25*
	Total	1595,48 1							

* Asumsi biaya pembangkitan PLTA

Tabel 5.4. Data saluran

No	Rute		Panjang (Km)	Circuit	Impedansi				Y/2 (p.u)
	dari	ke			Z ₁ (Ohm/Km)		Z ₀ (Ohm/Km)		
					R1	JX1	R0	JX0	
1	Aek Kanopan	R. Prapat	44,71	1	0,129	0,440	0,571	1,900	0,057264
2	Binjai	P. Brandan	50,81	2	0,129	0,440	0,571	1,900	0,008127
3	Belawan	Binjai	35,00	2	0,04	0,319	0,453	1,735	0,005450
4	Binjai	Paya Gili	13,92	2	0,064	0,321	0,506	1,781	0,002231
5	Belawan	Sei Rotan	26,39	2	0,02	0,256	0,477	1,571	0,006378
6	Belawan	Labuhan	2,95	1	0,129	0,421	0,330	1,760	0,001930
7	P. Brandan	Langsa	78,27	2	0,129	0,440	0,571	1,900	0,058167
8	Brastagi	Sidikalang	63,98	1	0,129	0,421	0,330	1,276	0,010198
9	G. Idie	Langsa	46,30	1	0,129	0,440	0,568	1,887	0,002113
10	G. Kim	Sei Rotan	20,74	2	0,064	0,328	0,489	1,761	0,002513
11	G. Tua	P. Sidempn	55,62	1	0,129	0,421	0,330	1,276	0,010198
12	Kisaran	Aek Kanpn	56,83	1	0,129	0,421	0,330	1,276	0,010198
13	Kl. Tanjung	Kisaran	57,01	2	0,129	0,438	0,559	1,889	0,009883
14	Kl. Tanjung	Tg. Tinggi	35,73	2	0,129	0,435	0,558	1,870	0,006050
15	Loksmawe	G. Idie	82,19	1	0,129	0,440	0,568	1,887	0,012240
16	Loksmawe	Langsa	128,49	1	0,129	0,440	0,568	1,887	0,011314
17	Mabar	Paya Pasir	5,93	2	0,103	0,433	0,545	1,883	0,001274
18	Pdgsidmpuan	Sibolga	70,78	1	0,129	0,421	0,330	1,276	0,011314
19	Paya Gili	N. Rambe	18,49	1	0,103	0,428	0,544	1,883	0,025130
20	Porsea	Tarutung	61,69	2	0,129	0,440	0,571	1,900	0,009880
21	Paya Pasir	Belawan	6,20	2	0,039	0,313	0,481	1,771	0,001930
22	Paya Pasir	Paya Gili	21,7	2	0,103	0,428	0,544	1,883	0,003454
23	Paya Pasir	Sei Rotan	23,72	2	0,103	0,426	0,544	1,883	0,003842
24	Rantau Prapat	G. Tua	78,47	1	0,129	0,421	0,330	1,276	0,011314
25	Sibolga	Tarutung	49,52	2	0,129	0,440	0,571	1,900	0,007967
26	Siantar	Porsea	72,48	2	0,129	0,440	0,558	1,887	0,011154
27	Sei Rotan	Perbaungan	39,32	1	0,129	0,407	0,558	1,870	0,005450
28	Sei Rotan	Titi Kuning	17,2	2	0,103	0,433	0,545	1,893	0,002451
29	Tb. Tinggi	Perbaungan	51,24	1	0,129	0,407	0,558	1,870	0,006058

MILIK PER-USTAKAAN
UNIV. NEGERI PADANG

30	Tb. Tinggi	Siantar	49,4	1	0,129	0,435	0,558	1,870	0,007967
31	Tb. Tinggi	Sei Rotan	53,48	1	0,129	0,407	0,558	1,870	0,006051
32	Tele	Sidikalang	40,35	1	0,129	0,421	0,327	1,269	0,057264
33	Timora	Sei Rotan	7,76	1	0,064	0,328	0,489	1,761	0,011314
34	Tualang Cut	Langsa	24,12	1	0,129	0,421	0,330	1,276	0,012211
35	Tarutung	Tele	81,5	1	0,129	0,421	0,327	1,269	0,001525
36	Titi Kuning	Brastagi	62,32	2	0,103	0,435	0,570	1,890	0,008445
37	Titi Kuning	N. Rambe	12,44	1	0,103	0,428	0,544	1,883	0,002450
38	Titi Kuning	Paya Gili	30,43	1	0,103	0,428	0,544	1,883	0,004928

B. Hasil dan Pembahasan Penelitian

Hasil penerapan simulasi aliran daya aktif optimal sistem tenaga listrik Sumatera Utara dapat dilihat pada tabel di bawah. Hasil perhitungan yang diperoleh dari *running* perangkat lunak EDSA pada batas aman kapasitas generator dan saluran transmisi.

1. Hasil perhitungan sebelum pembangkitan ekonomis

Dalam simulasi pertama dihitung aliran daya konvensional tanpa memasukan batasan pembangkit dan kapasitas transmisi dengan penjadwalan pembangkitan merupakan daya aktif generator saat beban puncak, kecuali pada bus berayun. Pada hasil simulasi, aliran daya saluran pada batas yang diizinkan sedangkan daya aktif yang dibangkitkan 10 pusat pembangkit dengan 19 unit generator adalah sebesar 899,180 MW dan terdapat pelanggaran kapasitas generator di bus berayun seperti diuraikan pada tabel 4.5 dan biaya total daya aktif per-KWh sistem sebesar, Rp. 234,59. Aliran daya sistem untuk 80 %, 100 %, dan 110 % beban puncak ditunjukkan pada tabel 4.6. Biaya total pembangkitan adalah Rp 210.955.373,5/h seperti dilihat pada tabel 4.7 di bawah.

Tabel 5.5. Pembangkitan di luar kendala kapasitas generator

No.	Generator	Kapasitas Generator		Pembangkitan (KW)
		Pmaks(KW)	Pmin(KW)	
1	GT11	105000	60000	14920
2	GT12	115000	60000	14920
3	GT21	130000	60000	14920
4	ST10	120000	40000	14920

Pembangkit listrik tenaga air yang mempunyai biaya pembangkitan paling rendah menanggung pembebanan sebesar 429700 KW atau 48 % dari total pembangkitan. Untuk 80 % dan 110 % beban puncak selain melanggar kapasitas generator juga terdapat pelanggaran kapasitas saluran transmisi.

Tabel 5.6. Aliran daya sebelum perhitungan pembangkitan ekonomis

dari Bus	ke Bus	Beban Puncak		80 % Beban Puncak		110 % Beban Puncak		Kapasitas Saluran (MW)
		Daya Aktif (MW)	Pembebanan (%)	Daya Aktif (MW)	Pembebanan (%)	Daya Aktif (MW)	Pembebanan (%)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
3BBCBLTW	BLWN1	50,00	76,92	50,00	76,92	50,00	76,92	65,00
4BCBLWTU	BLWN1	45,00	69,23	45,00	69,23	45,00	69,23	65,00
A2 BLWTU	BLWN1	50,00	76,92	50,00	76,92	50,00	76,92	65,00
AKNPN	RPRAPAT	51,19	22,75	45,00	20,00	54,23	24,10	225,00
BI NJAI	BRDAN	83,78	72,85	66,67	57,98	92,41	80,36	115,00
BI NJAI	PGILI	22,46	9,98	-17,41	7,74	40,60	18,04	225,00
BLW2	BI NJAI	149,02	42,58	82,83	23,67	180,60	51,60	350,00
BLW2	SRTN	119,43	22,12	1,78	0,33	175,42	32,48	540,00
BLWN1	LABUHAN	20,31	15,04	16,24	12,03	22,34	16,54	135,00
BRDAN	LNGSA	64,90	56,44	51,73	44,98	71,54	62,20	115,00
BRN	LSMWE	-2,00	1,74	-1,60	1,39	-2,20	1,91	115,00
BTAGI	SDKAL	0,358	0,31	-8,12	7,06	4,78	4,16	115,00
GIDI	LNGSA	-23,95	20,83	-19,15	16,66	-26,36	22,92	115,00
GKIM	SRTN	-28,20	12,53	-22,56	10,03	-31,02	13,79	225,00
GNTUA	PDGSDEM	15,84	7,04	16,72	7,43	15,34	6,82	225,00
GSIGURA	SIGURA2	200,00	90,91	200,00	90,91	200,00	90,91	220,00
GT11	BLW2	14,92	14,21	3,552	3,38	20,23	15,26	105,00
GT12	BLW2	14,92	12,97	3,552	3,09	20,23	17,59	115,00
GT21	BLW2	14,92	11,48	3,552	2,73	20,23	15,56	130,00
GT22	BLW2	65,24	50,19	18,81	14,47	87,19	67,07	130,00
GTNGA	TANGGA1	211,60	96,18	211,60	96,18	211,60	96,18	220,00
KSARN	AKNPN	58,53	19,51	50,86	16,95	62,33	20,78	300,00
KTNJNG	KSARN	90,57	30,19	76,34	25,45	97,70	32,57	300,00
KTNJNG	TBTINGGI	285,43	95,14	305,14	101,71	275,56	91,85	300,00
LSMWE	GIDI	-13,36	11,62	-10,69	9,30	-14,70	12,78	115,00
LSMWE	LNGSA	-19,54	16,99	-15,63	13,59	-21,500	18,69	115,00
MABAR	PPASIR	-70,00	60,87	-56,00	48,70	77,00	66,96	115,00
PDGSDEM	J#1209	-0,80	0,80	-0,80	0,80	-0,80	0,80	100,00
PDGSDEM	SBLGA	-9,25	6,85	-3,22	2,38	-12,32	9,13	135,00
PGILI	NRNB	-0,89	0,66	-6,17	4,57	0,58	0,43	135,00
PORSEA	TRTNG	24,57	21,37	20,65	17,95	26,48	23,03	115,00
PPASIR	BLWN1	-124,39	47,84	-128,43	49,40	-12,24	47,07	260,00
PPASIR	GPPSRWES	-14,97	14,97	-14,97	14,97	-14,96	14,96	100,00
PPASIR	GPSRALS1	-11,00	11,00	-11,00	11,00	-11,00	11,00	100,00
PPASIR	GPSRALS3	-15,00	15,00	-15,00	15,00	-15,00	15,00	100,00
PPASIR	PGILI	101,36	45,05	105,63	46,95	98,75	43,89	225,00
PPASIR	SRTN	-42,32	31,35	-21,27	15,76	-52,37	38,79	135,00
RPRAPAT	GNTUA	2,00	0,89	20,10	8,93	19,92	8,85	225,00
SBLGA	TRTNG	-4,51	3,34	3,61	2,67	-8,64	6,40	135,00
SDKAL	J#1198	-2,00	2,00	-2,00	2,00	-2,00	2,00	100,00

SIANTAR	J#1204	-0,30	2,00	-0,30	2,00	-0,30	2,00	15,00
SIANTAR	PORSEA	32,33	28,11	26,79	23,30	35,05	30,48	115,00
SIGURA2	KTNJNG	410,83	76,08	410,83	76,08	410,83	76,08	540,00
SIPAN	SBLGA	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	100,00
SRTN	PBUNG	-49,74	43,26	-65,34	56,82	-41,84	36,39	115,00
SRTN	TTKNG	107,17	47,63	73,77	32,79	120,95	53,75	225,00
ST10	BLW2	14,92	12,43	3,55	2,96	20,23	16,86	120,00
ST20	BLW2	143,56	95,71	51,59	34,39	187,98	125,32	150,00
TANGGA1	SIGURA2	211,55	94,02	211,55	94,02	211,55	94,02	225,00
TBTINGGI	PBUNG	67,47	58,67	81,07	70,49	60,66	52,75	115,00
TBTINGGI	SIANTAR	69,53	60,46	56,38	49,02	76,10	66,18	115,00
TBTINGGI	SRTN	102,96	89,53	128,33	111,59	90,25	78,48	115,00
TELE	SDKAL	7,98	6,94	14,46	12,57	4,58	3,98	115,00
TIMORA	SRTN	-49,90	22,18	-39,92	17,74	-54,89	24,40	225,00
TLCUT	LNGSA	-9,70	8,43	-7,76	6,75	-10,67	9,28	115,00
TRTNG	TELE	12,12	10,54	17,92	15,58	9,08	7,90	115,00
TTKNG	BTAGI	2,04	17,74	7,80	6,78	26,93	23,41	115,00
TTKNG	J#1193	-14,98	99,89	-14,98	99,89	-14,98	99,89	15,00
TTKNG	NRNB	22,43	9,97	23,42	10,41	23,11	10,27	225,00
TTKNG	PGILI	9,36	6,93	12,90	9,55	8,78	6,50	135,00
ENPRI15	J#1193	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	100,00
GSIANTAR	J#1204	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	100,00
GSIDEM	J#1209	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	100,00
KMBIH12	J#1198	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	100,00

Tabel 5.7. Penjadwalan dan biaya generator sebelum perhitungan pembangkitan ekonomis

No	Bus	Beban Puncak		80 % Beban Puncak		110 % Beban Puncak	
		Daya Aktif Generator (KW)	Biaya Total (Rp/h)	Daya Aktif Generator (KW)	Biaya Total (Rp/h)	Daya Aktif Generator (KW)	Biaya Total (Rp/h)
1	3BBCBLTW	50000	25.910.000	50000	25.910.000	50000	25.910.000
2	4BCBLWTU	45000	22.752.000	45000	22.752.000	45000	22.752.000
3	A2 BLWTU	50000	25.385.000	50000	25.385.000	50000	25.385.000
4	ENPRI1-5	14965	7.461.997,95	15000	7.479.450	15000	7.479.450
5	GPPSRWES	15000	14.385.900	14970	14.357.128,2	14960	14.347.537,6
6	GPSRALS1	11000	9.528.750	11000	9.528.750	11000	9.528.750
7	GPSRALS3	15000	10.271.250	15000	10.271.250	15000	10.271.250
8	GSIANTAR	300	7.500	300	7.500	300	7.500
9	GSIDEM	800	20.000	800	20.000	800	20.000
10	GSIGURA	200000	5.000.000	200000	5.000.000	200000	5.000.000
11	GT11	14920	4.152.236	3552	9.88.521,6	20230	5.630.009
12	GT12	14920	8.650.616	3552	2.059.449,6	20230	11.729.354
13	GT21	14920	5.744.946	3552	1.367.697,6	20230	7.789.561,5
14	GT22	65241	38.394.980,91	18810	11.069.873,1	87190	51.312.186,9
15	GTNGA	211600	5.290.000	211600	5.290.000	211600	5.290.000
16	KMBIH1-2	2000	50.000	2000	50.000	2000	50.000
17	SIPAN	15000	375.000	15000	375.000	15000	375.000
18	ST10	14920	8.650.616	3552	2.059.449,6	20230	11.729.354

Tabel 5.9. Aliran daya setelah perhitungan pembangkitan ekonomis

dari Bus	ke Bus	Beban Puncak		80 % Beban Puncak		110 % Beban Puncak		Kapasitas Saluran (MW)
		Daya Aktif (MW)	Pem-bebanan (%)	Daya Aktif (MW)	Pem-bebanan (%)	Daya Aktif (MW)	Pem-bebanan (%)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
GT11	BLW2	60.00	57,14	60.00	57.14	60	57.14	105
BLW2	BI NJAI	170.83	48,81	146.14	41.75	200.51	57.29	350
BI NJAI	BRDAN	81.40	70,78	65.12	56.63	89.54	77.86	115
BRDAN	LNGSA	63.60	55,30	50.88	44.24	69.96	60.83	115
BI NJAI	PGILI	48.03	21,34	47.90	21.29	65.43	29.08	225
PGILI	NRNB	-6.78	5,02	0.44	0.32	-5.55	-4.11	135
BLW2	SRTN	154.73	28,65	173.79	32.18	205.18	38.00	540
SRTN	PBUNG	-59.09	51,38	-16.88	-14.68	-52.84	-45.95	115
SRTN	TTKNG	126.10	56,05	87.61	38.94	139.18	61.86	225
TTKNG	BTAGI	15.38	13,37	22.49	19.55	21.02	18.28	115
BTAGI	SDKAL	-4.42	3,85	6.65	5.78	-0.76	-0.66	115
SDKAL	J#1198	-4.00	4,00	-0.40	-0.40	-4.00	-4.00	100
TTKNG	J#1193	-2.50	16,66	-2.50	-16.66	-2.50	-16.66	15
TTKNG	NRNB	28.28	12,57	16.76	7.45	29.20	12.98	225
TTKNG	PGILI	15.94	11,81	6.70	4.96	15.56	11.53	135
GT12	BLW2	60.00	52,17	60.00	52.17	60.00	52.17	115
GT21	BLW2	60.00	46,15	60.00	46.15	60.00	46.15	130
GT22	BLW2	60.00	46,15	60.00	46.15	60.00	46.15	130
ST10	BLW2	40.00	33,33	40.00	33.33	40.00	33.33	120
ST20	BLW2	45.61	31,46	40.00	27.59	125.77	86.74	145
3BBCBLTW	BLWNI	30.00	46,16	30.00	46.16	30.00	46.16	65
BLWNI	LABUHAN	20.30	15,04	16.24	12.03	22.33	16.54	135
4BCBLWTU	BLWNI	30.00	46,16	30.00	46.16	30.00	46.16	65
A2 BLWTU	BLWNI	30.00	46,16	30.00	46.16	30.00	46.16	65
GSIGURA	SIGURA2	200.00	90,91	50.00	22.73	200.00	90.91	220
SIGURA2	KTNJNG	405.59	75,11	233.22	43.19	411.60	76.22	540
KTNJNG	KSARN	86.03	28,68	63.35	21.12	93.09	31.03	300
KSARN	AKNPN	56.93	18,98	400.07	133.36	61.08	20.36	300
AKNPN	RPRAPAT	50.93	22,64	35.27	15.68	54.48	24.21	225
RPRAPAT	GNTUA	20.43	9,08	10.87	4.83	20.93	9.30	225
GNTUA	PDGSDEM	16.43	7,30	7.67	3.41	16.53	7.35	225
PDGSDEM	J#1209	-2.00	2,00	-0.22	-0.22	-2.00	-2.00	100
PDGSDEM	SBLGA	-7.35	5,44	-12.74	-9.44	-9.82	-7.27	135
SBLGA	TRTNG	-2.55	1,89	-5.90	-4.37	-6.04	-4.47	135
TRTNG	TELE	14.52	12,63	4.23	3.68	12.27	10.67	115
TELE	SDKAL	10.52	9,15	1.03	0.90	7.87	6.85	115
KTNJNG	TBTINGGI	292.06	97,35	147.87	49.29	288.26	96.09	300
TBTINGGI	PBUNG	74.69	64,94	29.36	25.53	70.00	60.87	115
TBTINGGI	SIANTAR	65.77	57,19	48.69	42.34	72.08	62.68	115
SIANTAR	J#1204	-2.00	80,00	-2.00	-80.00	-2.00	-80.00	2.5
SIANTAR	PORSEA	32.07	27,89	22.13	19.24	34.81	30.27	115
PORSEA	TRTNG	24.77	21,54	16.29	14.17	26.78	23.29	115
TBTINGGI	SRTN	115.00	100,00	40.54	35.25	105.92	92.10	115
GTNGA	TANGGA1	205.59	93,45	183.22	83.28	211.60	96.18	220
TANGGA1	SIGURA2	205.59	91,37	183.22	81.43	211.70	94.09	225
SIPAN	SBLGA	15.00	15,00	15.00	15.00	15.00	15.00	100
BRN	LSMWE	-2.00	1,74	-1.60	-1.39	-2.20	-1.91	115
LSMWE	GIDI	-13.31	11,57	-10.65	-9.26	-14.64	-12.73	115
GIDI	LNGSA	-23.81	20,70	-19.05	-16.56	-26.19	-22.77	115
LSMWE	LNGSA	-19.59	17,03	-15.67	-13.63	-21.55	-18.74	115
GKIM	SRTN	-28.20	12,53	-22.56	-10.03	-31.02	-13.79	225

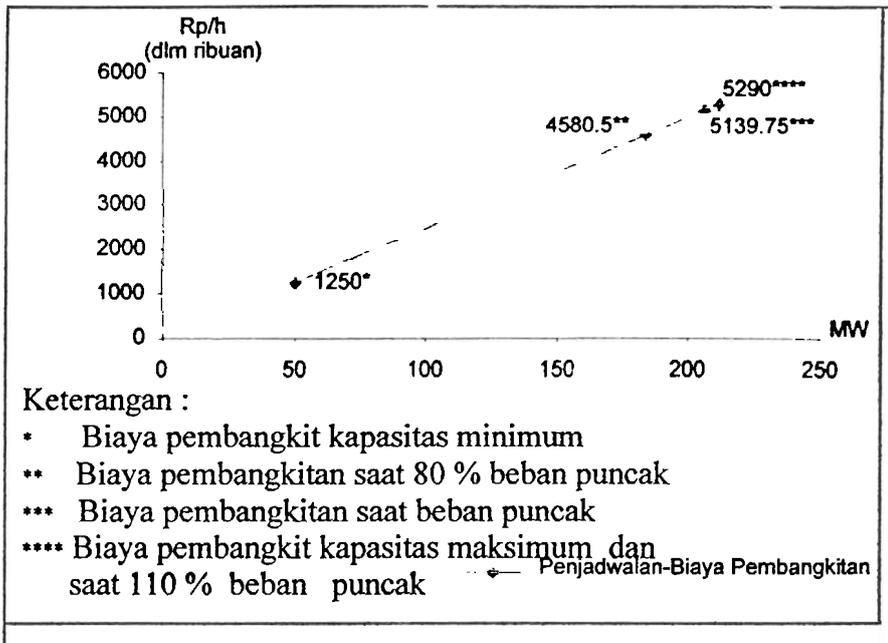
MABAR	PPASIR	-70.00	60,87	-56.00	-48.70	-77.00	-66.96	115
PPASIR	BLWNI	-69.73	26,82	-73.79	-28.38	-67.71	-26.04	260
PPASIR	GPPSRWES	-5.00	5,00	-5.00	-5.00	-5.00	-5.00	100
PPASIR	GPSRALS1	-5.00	5,00	-5.00	-5.00	-5.00	-5.00	100
PPASIR	GPSRALS3	-5.00	5,00	-5.00	-5.00	-5.00	-5.00	100
PPASIR	PGILI	63.15	28,07	52.96	23.54	60.75	27.00	225
PPASIR	SRTN	-84.61	62,67	-49.12	-36.39	-94.85	-70.26	135
TIMORA	SRTN	-49.90	22,18	-39.92	-17.74	-54.89	-24.40	225
TLCUT	LNGSA	-9.70	8,43	-7.76	-6.75	-10.67	-9.28	115
J#1193	ENPRII-5	-2.50	2,50	-2.50	-2.50	-2.50	-2.50	100
J#1204	GSANTAR	-2.00	2,00	-2.00	-2.00	-2.00	-2.00	100
J#1209	GSIDEM	-2.00	2,00	-0.20	-0.20	-2.00	-2.00	100
J#1198	KMBIH1-2	-4.00	4,00	-0.40	-0.40	-4.00	-4.00	100

Perhitungan untuk 80 % dan 110% beban puncak dan penjadwalan pembangkitan ditunjukkan tabel 4.10. Perubahan penjadwalan terjadi pada generator pembangkit Sigura-gura, Tangga, KMBIH 1-2, dan pembangkit Belawan 2 yaitu ST20. Perubahan ini terjadi karena generator pembangkit lain beroperasi pada batas kapasitas minimum atau maksimum dan juga disebabkan oleh koefisien biaya pembangkit ST20 yang lebih rendah dibanding lainnya. Perhitungan menghasilkan suatu nilai aliran daya sistem pada batas kapasitas saluran transmisi yang diizinkan. Hasil perubahan penjadwalan pembangkitan ini berhubungan dengan faktor pergeseran pembangkit yang merupakan sensitivitas pembangkit terhadap perubahan aliran daya saluran transmisi.

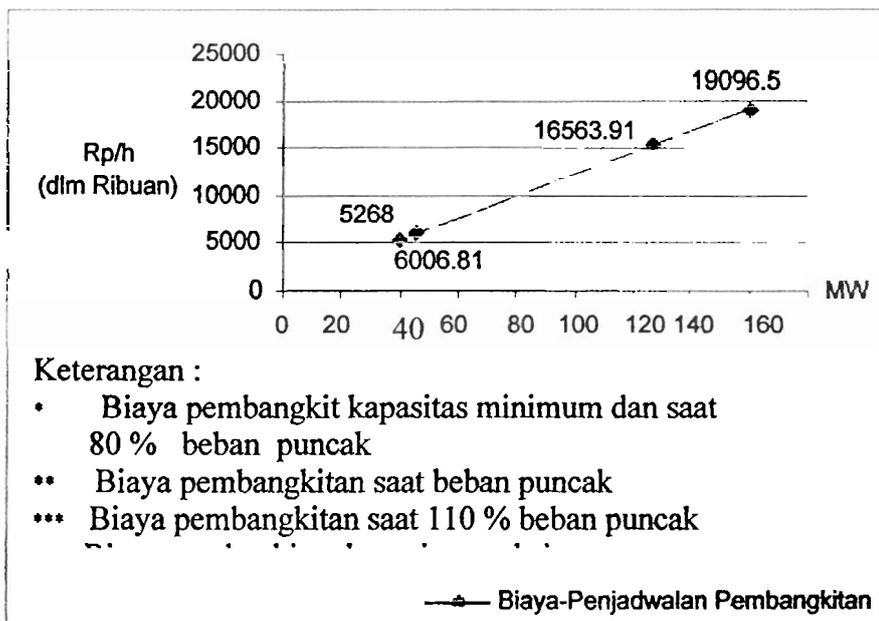
Grafik perubahan biaya dan pembangkitan daya aktif generator untuk variasi beban 80 %, 100 %, dan 110 % beban puncak dengan perhitungan pembangkitan ekonomis ditunjukkan pada Gambar 5.1 sampai 5.2 di bawah.

Tabel 5.10 Penjadwalan dan biaya pembangkitan setelah perhitungan pembangkitan ekonomis

No.	Generator	80 % Beban Puncak		110 % Beban Puncak	
		Daya Aktif Generator (KW)	Biaya Pembangkitan	Daya Aktif Generator (KW)	Biaya Pembangkitan (Rp/h)
1	3BBCBLTW	30000	15.546.000,00	30000	15.546.000,00
2	4BCBLWTU	30000	15.168.000,00	30000	15.168.000,00
3	A2 BLWTU	30000	15.231.000,00	30000	15.231.000,00
4	ENPRI1-5	2500	1.246.580,00	2500	1.246.575,00
5	GPPSRWES	5000	4.795.300,00	5000	4.795.300,00
6	GPSRALS1	5000	4.331.250,00	5000	4.331.250,00
7	GPSRALS3	5000	3.423.750,00	5000	3.423.750,00
8	GSIANTAR	2000	50.000,00	2000	50.000,00
9	GSIDEM	2000	50.000,00	2000	50.000,00
10	GSIGURA	50000	1.250.000,00	200000	5.000.000,00
11	GT11	60000	16.698.000,00	60000	16.698.000,00
12	GT12	60000	34.788.000,00	60000	34.788.000,00
13	GT21	60000	23.103.000,00	60000	23.103.002,00
14	GT22	60000	35.310.600,00	60000	35.310.600,00
15	GTNGA	183320	4.583.000,00	211600	5.290.000,00
16	KMBIH1-2	400	10.000,00	4000	100.000,00
17	SIPAN	15000	375.000,00	15000	375.000,00
18	ST10	40000	23.192.000,00	40000	23.192.000,00
19	ST20	40000	5.268.000,00	125770	16.563.909,00
	Jumlah	680220	144.677.600,00	947870	221.112.436,0



Gambar 5.1 Grafik penjadwalan dan biaya pembangkitan generator GTNGA



Gambar 5.2 Grafik penjadwalan dan biaya pembangkitan generator ST20

BAB VI

KESIMPULAN DAN SARAN

A. Kesimpulan

Simulasi tentang pembangkitan ekonomis pada batas aman generator dan saluran transmisi sistem tenaga Sumatera Utara saat melayani beban didapat hasil perhitungan penjadwalan pembangkitan masing-masing generator dengan biaya total pembangkitan daya aktif minimal yang memenuhi batas aman kapasitas generator dan saluran transmisi.

Penyelesaian masalah batas aman pembangkitan ekonomis dapat diterapkan pada sistem yang besar untuk menentukan penjadwalan pembangkitan dengan biaya minimal berdasarkan karakteristik biaya pembangkitan, kapasitas generator dan saluran transmisi.

B. Saran

Berdasarkan hasil penelitian yang telah dilakukan, maka sebagai saran dapat dikemukakan sebagai berikut , dapat dilakukan perhitungan pembangkitan ekonomis pada batas aman sistem dengan menambahkan variabel batasan tap transformator, sudut phase, dan stabilitas.

DAFTAR PUSTAKA

- Bacher, R., dan Glavitsch, H., Optimal Power Flow Algorithms, Swiss Federal Institute of Technology, CH-8092 Zurich, Switzerland.
- Baran, B., Vallejos, J., Ramos, R., dan Fernandez, U., 2001, Multi-objective Reactive Power Compensation, IEEE Transaction on Power System,.....
- Castronouvo, E.D., Campagnolo, J.M., dan Salgado, R., Desember 2000, A Largest-Step Central-Path Algorithm Applied to the Optimal Power Flow Problem, SBA Controle & Automacaou, Vol. 11 No. 3, pp 176 - 181.
- Flatabo, M., Foosnas, J.A., dan Berntsen, T., 1985, Transformator Tap setting in Optimal Load Flow, IEEE Transaction on Power System, Vol. PAS-104, No. 6, pp1356-1362.
- Grainger, J.J. dan Stevenson, W. D., 1994, Power System Analysis, McGraw-Hill, Inc, New York.
- James D. W., 1997, Implementation of a Newton-Based Optimal Power Flow Into a Power System Simulation Enviroment, Thesis, University of Illinois at Urbana-Champaign.
- Momoh, J.A., 2001, Electric Power System Applications of Optomization, Marcel Dekker, Inc, New York.
- Murty, PSR., 1984, Power System Operation and Control, McGraw-Hill, New Delhi.
- Rahmouni, A., 1998, Secure and Optimal Operation of a Power Generation and Transmission System – Application to the Moroccan System, IEEE Transactions on Power System, Vol. 13, pp 850-856.
- Saadat, H., 1999, Power System Analysis, McGraw-Hill, Inc, Singapore.
- Singh, H., Hao, S., dan Papalexopoulos, A., 1997, Transmission Congestion Management in Competitive Electricity Market, IEEE Transaction on Power System, Vol. 13, No. 2, pp 672-679.
- Widiono, E., 2003, Kondisi Kelistrikan Nasional dan Pengembangannya, Seminar Pengembangan Energi, UGM Yogyakarta.
- Wood, A.J. dan Wollenberg, B.F., W., 1996, Power Generation, Operation, and Control, John Wiley & Sons, Inc, New York.
-

**LEMBARAN PERSETUJUAN
LAPORAN AKHIR HASIL PENELITIAN**

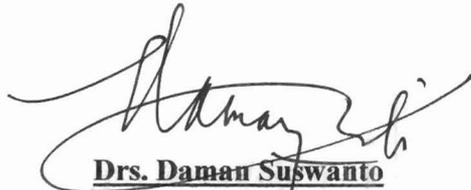
1. a. Judul Penelitian : Studi Pembangkitan Ekonomis pada Batas Aman Generator dan Saluran Transmisi
b. Bidang Ilmu : Sistem Tenaga Listrik
2. Personalia
- a. Peneliti
- Nama dan Gelar : Oriza Candra, S.T., M.T.
 - Jenis Kelamin : Laki-laki
 - Golongan Pangkat dan NIP : Penata Muda IIIa (132232490)
 - Jabatan Fungsional : Asisten Ahli
 - Jabatan Struktural : -
 - Jurusan/Fakultas : Teknik Elektro/Teknik
 - Pusat Penelitian : Lembaga Penelitian UNP
- b. Alamat Peneliti
- Kantor/telepon : Jl. Prof. Hamka Air Tawar Padang/445998
 - Rumah/telepon : Jl. Surakarta No. 5 Steba/081363788336
 - E-mail : padiorc.@yahoo.co.uk.
3. Laporan Penelitian : Telah diseminarkan dan direvisi sesuai saran pereviu dan masukan anggota seminar

Padang, 1 Desember 2006

Pereviu I

Pereviu II

Drs. Jamin Sembiring, M.Pd
NIP.130784298


Drs. Daman Suswanto
NIP. 130687040

Menyetujui
Ketua Lembaga Penelitian


Prof. Dr. H. Anas Yasin, M.A.
NIP. 130365634

