

# Penjadwalan Generator Yang Optimal Dengan Memperhatikan Keamanan Kerja Generator

Prety Christy Tobuhu<sup>(1)</sup>, Ir. Hans Tumaliang, MT.<sup>(2)</sup>, Maickel Tuegeh, ST., MT.<sup>(3)</sup>  
 (1)Mahasiswa (2)Pembimbing 1 (3)Pembimbing 2

Jurusan Teknik Elektro-FT, UNSRAT, Manado-95115, Email: prety.christy@tobuhu.org

## Abstrak

Untuk mengatasi kekurangan pasokan energi, maka pemerintah membangun pusat pembangkit listrik yang berdaya besar. Dalam menjalankan sistem pembangkit listrik yang berdaya besar, kita harus melakukan pengaturan yang matang baik itu dalam pengaturan beban dan Daya. Dan tujuan akhir dari sistem pengaturan itu akan memperoleh jumlah pasokan daya dari pembangkit sama dengan besar kebutuhan daya ( $P_{demand}$ ). Agar tujuan ini tercapai, sangat penting juga memperhatikan tingkat keamanan kerja di sisi generator, agar bukan hanya pasokan daya yang tercukupi namun tingkat keandalannya juga tinggi.

Dalam menentukan batas kemampuan kerja generator kita harus menggunakan kurva kapabilitas. Kurva kapabilitas digunakan dalam monitoring pada sisi pembangkitan untuk memantau perubahan daya akibat perubahan daya beban. Jadi bukan hanya melakukan penjadwalan agar aliran daya optimalnya tercapai namun, kita juga harus mengoptimalkan keamanan kerja generator agar tercapai pasokan daya yang andal dan bisa sesuai dengan kebutuhan beban.

besar daya atau kebutuhan daya ( $P_{demand}$ ) pada sistem Minahasa pada tanggal 24 November 2011 pada pukul 17.00 WITA adalah sebesar = 147.6 MW. Untuk penjadwalan PT. PLN (Persero) ditinjau dari segi harga, pembangkit yang dioperasikan secara utama sebaiknya adalah PLTD Lopana dibandingkan PLTD Bitung. Dari pengujian terhadap kurva kapabilitas hasil simulasi, letak titik kerja yang dihasilkan sudah sesuai dengan letak titik kerja dari kurva kapabilitas generator PLTD Bitung.

**Kata kunci :** Generator, Kebutuhan Daya, Kurva kapabilitas , Penjadwalan generator

## Abstract

*To overcome the shortage of energy supply, then government build Power plant with a huge capacity. To operate a power plant system with huge capacity, we need to do some good arrangement for load and power regulation. And the ultimate goal of the regulatory system that will obtain amount of supply power from power plant equals with amount of power requirements ( $P_{demand}$ ). In order to make this happen, very important also consider the security level in the generator, so not only have enough supply power but also have high levels of reliability.*

*In determining the capability limits of a generator we have to use generator capability curve. Capability curve*

*used to monitoring on power generation side to observe the changes in power due to changes of power load. So, not only scheduling in order to achieved optimal power flow however, we also need to optimize the security of the generator in order to achieve a reliable power supply and can fit the load requirements.*

*Amount of power or power requirements ( $P_{demand}$ ) at Minahasa system on November 24, 2011 at 17:00 pm is = 147.6 MW. For PT. PLN (Persero) scheduling in terms of price, the main plant operated preferably a diesel Lopana than diesel Bitung. From the capabilities curve simulation test, working point from simulation output fit with Bitung diesel generator power plant capability curve working point.*

**Keywords:** Capability curve, Generator, Power requirements, Scheduling generator

## I. PENDAHULUAN

Untuk mengatasi kekurangan pasokan energi, maka pemerintah membangun pusat pembangkit listrik yang berdaya besar. Dalam menjalankan sistem pembangkit listrik yang berdaya besar, kita harus melakukan pengaturan yang matang baik itu dalam pengaturan beban dan Daya. Dan tujuan akhir dari sistem pengaturan itu akan memperoleh besar pasokan daya dari pembangkit sama dengan besar kebutuhan daya ( $P_{demand}$ ). Dengan kata lain, besar pasokan daya dari pembangkit sama dengan besar beban. Agar tujuan ini tercapai sangat penting juga memperhatikan tingkat keamanan kerja di sisi generator agar bukan hanya pasokan daya yang tercukupi namun tingkat keandalannya juga tinggi. Dalam hal ini generator yang digunakan adalah generator sinkron.

Generator sinkron memiliki sistem kelistrikan yang dilakukan secara kontinu dengan meletakkan beban tertentu, sehingga yang diperlukan adalah kemampuan generator tersebut dalam suplai daya. Perlu diketahui Besar daya yang disuplai harus selalu berada dibawah kemampuan maksimum generator. Jika pengoperasian berada diatas kemampuan generator atau kapasitas beban melebihi kemampuan daya generator maka akan mengakibatkan pemanasan berlebihan pada generator tersebut. Akibat dari Pemanasan yang berlebihan adalahn kerusakan isolasi pada belitan-belitan rotor dan stator

generator. Oleh karena itu sangat perlu diperhatikan keamanan kerja generator dalam batasan operasi yang sesuai dengan kemampuan suatu generator.

Dalam menentukan batas kemampuan kerja generator kita harus menggunakan kurva kapabilitas. Kurva kapabilitas digunakan dalam monitoring pada sisi pembangkitan untuk memantau perubahan daya akibat perubahan daya beban.

Jadi bukan hanya melakukan penjadwalan agar aliran daya optimalnya tercapai namun, kita juga harus mengoptimalkan keamanan kerja generator agar tercapai pasokan daya yang andal dan bisa sesuai dengan kebutuhan beban.

Berdasarkan latar belakang diatas maka penulis menentukan judul “*Penjadwalan Generator Yang Optimal Dengan Memperhatikan Keamanan Kerja Generator*”.

## II. LANDASAN TEORI

Untuk mengatasi kekurangan pasokan energi, maka pemerintah membangun pusat pembangkit listrik yang berdaya besar. Dalam menjalankan sistem pembangkit listrik yang berdaya besar, kita harus melakukan pengaturan yang matang baik itu dalam pengaturan beban dan Daya. Dan tujuan akhir dari sistem pengaturan itu akan memperoleh besar pasokan daya dari pembangkit sama dengan besar kebutuhan daya ( $P_{demand}$ ). Dengan kata lain, besar pasokan daya dari pembangkit sama dengan besar beban. Agar tujuan ini tercapai sangat penting juga memperhatikan tingkat keamanan kerja di sisi generator agar bukan hanya pasokan daya yang tercukupi namun tingkat keandalannya juga tinggi. Dalam hal ini generator yang digunakan adalah generator sinkron.

Generator sinkron memiliki sistem kelistrikan yang dilakukan secara kontinu dengan meletakkan beban tertentu, sehingga yang diperlukan adalah kemampuan generator tersebut dalam suplai daya. Perlu diketahui Besar daya yang disuplai harus selalu berada dibawah kemampuan maksimum generator. Jika pengoperasian berada diatas kemampuan generator atau kapasitas beban melebihi kemampuan daya generator maka akan mengakibatkan pemanasan berlebihan pada generator tersebut. Akibat dari Pemanasan yang berlebihan adalah kerusakan isolasi pada belitan-belitan rotor dan stator generator. Oleh karena itu sangat perlu diperhatikan keamanan kerja generator dalam batasan operasi yang sesuai dengan kemampuan suatu generator.

Dalam menentukan batas kemampuan kerja generator kita harus menggunakan kurva kapabilitas. Kurva kapabilitas digunakan dalam monitoring pada sisi pembangkitan untuk memantau perubahan daya akibat perubahan daya beban.

Jadi bukan hanya melakukan penjadwalan agar aliran daya optimalnya tercapai namun, kita juga harus mengoptimalkan keamanan kerja generator agar tercapai pasokan daya yang andal dan bisa sesuai dengan kebutuhan beban.

Berdasarkan latar belakang diatas maka penulis menentukan judul “*Penjadwalan Generator Yang*

*Optimal Dengan Memperhatikan Keamanan Kerja Generator*”.

### *Sistem Tenaga Listrik*

Tenaga listrik melibatkan produksi dan pengantaran energi listrik dalam jumlah yang berkecukupan untuk menjalankan peralatan listrik rumah tangga, peralatan perkantoran, mesin industri, dan menyediakan energi yang cukup untuk penerangan umum, pemanasan, memasak, dan lain-lain. Sistem tenaga listrik merupakan sekumpulan pusat listrik dan gardu induk (pusat beban) yang satu sama lain dihubungkan oleh jaringan transmisi dan jaringan distribusi sehingga merupakan sebuah kesatuan yang terinterkoneksi.

Secara umum Sistem Tenaga Listrik terdiri dari 4 sub-sistem, yaitu Pembangkitan/konversi, Transmisi, Distribusi dan Beban.

Pembangkitan / konversi, yaitu sub-sistem yang merubah sumber daya alam / sumber energi primer menjadi tenaga listrik, misalnya: PLTA (Pembangkit Listrik Tenaga Air), PLTP (Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi), PLTD (Pembangkit Listrik Tenaga Diesel), PLTU (Pembangkit Listrik Tenaga Uap), PLTGU (Pembangkit Listrik Tenaga Gas dan Uap), dan lain-lain. Bagian ini memiliki tegangan kerja 220 V – 32 kV.

Transmisi, yaitu sub-sistem pengiriman tenaga listrik dari pusat pembangkit ke gardu-gardu induk transmisi, bagian ini ditandai oleh tegangan kerja yang tinggi, misalnya: 70 kV dan 150 kV pada sistem Minahasa.

Distribusi, yaitu sub-sistem pembagian tenaga listrik ke konsumen, bagian ini ditandai oleh tegangan kerja yang menengah dan rendah misal: 20 kV, 220 V (Indonesia), 110 V (Amerika Serikat).

Beban, yaitu sub-sistem yang menggunakan listrik untuk keperluan hidup, produksi, pelayanan dan lain-lain. Beban listrik secara umum memiliki tegangan rendah sampai menengah, misalnya 110 V, 220 V, 6.3 kV.

### *Optimal Power Flow (OPF)*

Perhitungan *Optimal Power Flow (OPF)* digunakan untuk menentukan kuantitas sistem di dalam pengaturan dan operasi sistem tenaga listrik. Pertumbuhan jaringan dan tuntutan akan efisiensi dalam sistem kelistrikan membuat para operator di dalam pengaturan dan operasi sistem tenaga listrik terus mencari metode yang cepat dan efisien. Metode *Optimal Power Flow (OPF)* adalah metode untuk melakukan perhitungan kebutuhan daya ( $P_{demand}$ ) dari beban (analisa beban) guna sebagai patokan dalam melakukan penjadwalan pembangkit secara efisien dengan tujuan memperoleh daya yang optimal untuk disalurkan ke beban dengan meminimasi biaya total produksi dari pembangkit namun menjaga agar sistem tetap aman dan

andal. Dengan kata lain mencari solusi ekonomis dalam penjadwalan unit pembangkit berdasarkan jumlah kebutuhan daya yang diperlukan sistem.

Metode *OPF* dapat menentukan kondisi operasi optimal dari jaringan listrik yang mengalami kendala dalam pegerasian. Faktor mana yang akan dicari titik optimal, akan dirumuskan dan diselesaikan dengan menggunakan algoritma optimasi yang sesuai, seperti metode *Newton-Raphson*. Contoh batasan-batasan yang harus diperhatikan dalam metode *OPF* ini yaitu seperti pengaturan pembangkit listrik dan besar pembebanan. Kita dapat memecahkan masalah *OPF* dari biaya operasi minimum pembangkit dan keseimbangan pada aliran daya.

**Studi Aliran Daya**

Studi aliran beban atau *load flow study* sering kali juga disebut studi aliran daya adalah suatu studi yang mempelajari aliran daya pada suatu sistem kelistrikan dari suatu titik ke titik lain dan tegangan pada bus-bus yang berada pada sistem tersebut. Studi aliran beban merupakan penentuan atau perhitungan tegangan, arus, daya aktif, faktor daya dan daya reaktif yang terdapat pada berbagai titik dalam suatu jaringan sistem tenaga listrik pada keadaan pengoperasian normal, baik yang sedang berjalan maupun yang diharapkan akan terjadi di masa yang akan datang (*William D. Stevenson, Jr., 1994:6*). Studi analisis aliran beban dapat dihitung secara manual maupun menggunakan *software computer*.

**Metode Newton-Raphson**

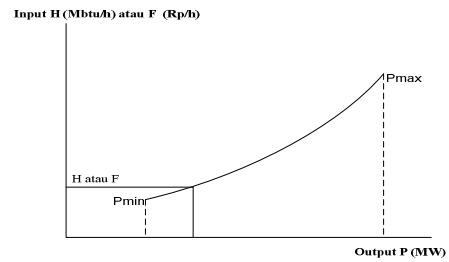
Salah satu cara yang dipakai dalam menyelesaikan perhitungan aliran daya adalah metode *Newton-Raphson*. Metode ini menerapkan deret Taylor untuk mendapatkan persamaan matematika sebagai dasar perhitungan iterasi yang menggunakan matriks Jacobian. Metode *Newton-Raphson* merupakan prosedur pendekatan berurutan berdasarkan estimasi awal yang tidak diketahui dan merupakan penggunaan deret Taylor.

**Operasi Ekonomis Sistem Tenaga Listrik**

Operasi ekonomis dari suatu pembangkit termal merupakan proses pembagian atau penjatahan beban total dari suatu sistem kepada masing-masing pusat pembangkit (pembangkit termal) sedemikian rupa, sehingga diperoleh jumlah biaya pengoperasian seminimal mungkin. Dimana seluruh pusat-pusat dalam suatu sistem di kontrol secara terus-menerus pada saat terjadi perubahan-perubahan beban, sehingga setiap unit pembangkit tenaga listrik dapat beroperasi secara paling ekonomis.

**Karakteristik Input-Output Pembangkit**

Untuk menganalisis permasalahan mengenai operasi dalam sistem tenaga, khusus masalah operasi ekonomis, diperlukan dasar mengenai karakteristik *input-ouput* dari suatu unit pembangkit termal. Karakteristik *input-output* pembangkit termal (lihat gambar 1) adalah karakteristik yang menggambarkan hubungan antara *input* bahan bakar (liter/jam) dan *output*



Gambar 1. Karakteristik *Input-Output* Unit Pembangkit Termal (ideal)

yang dihasilkan oleh pembangkit (MW). Karakteristik *input-output* ini menyetarakan hubungan antara *input* pembangkit sebagai fungsi dari *output* pembangkit. *Input* pada pembangkit termal berupa panas atau kalor dari bahan bakar untuk menghasilkan *output* pembangkit (energi listrik), dapat ditulis dengan notasi H dengan satuan MBtu/h atau L. Dapat pula dinyatakan dalam nilai uang yang menyatakan besar biaya yang diperlukan untuk bahan bakar, ditulis dengan notasi F dan satuan Rupiah/jam. Sedangkan *output* pembangkit adalah daya listrik (P) yang dikeluarkan oleh generator untuk memasok beban, tidak termasuk untuk keperluan pembangkit itu sendiri. Satuannya (MW).

Kurva biaya bahan bakar digambarkan sebagai kuadrat turunan daya aktif atau dengan persamaan *polynomial* tingkat dua (kuadrat) dengan persamaan :

$$F(P) = \alpha + \beta P_i + \gamma P_i^2 \tag{1}$$

Keterangan :

- F = Pemakaian bahan bakar pembangkit termal (liter/jam)
- P = Daya listrik yang dibangkitkan (MW)
- $\alpha\beta\gamma$  = Parameter/ Konstanta

Untuk memperoleh parameter dari  $\alpha, \beta,$  dan  $\gamma$  diperlukan data biaya F

( $P_i$ ) untuk mengukur  $P_i$  dimana perhitungannya menggunakan *Least Square Method* dengan persamaan :

$$J = \sum_{i=1}^n \left[ \alpha + \beta P_i + \gamma P_i^2 - F_i \right]^2 \tag{2}$$

Dimana :  $i = 1,2,3,\dots,n$  (jumlah data)

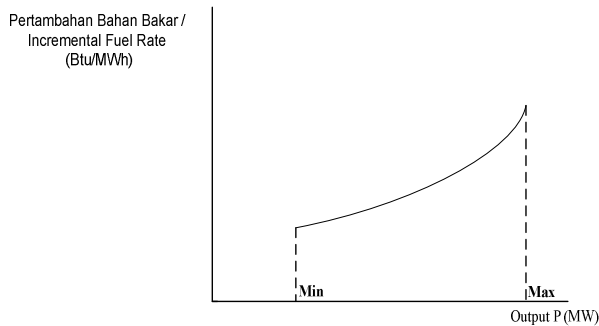
**Karakteristik Kurva Pertambahan Biaya Bahan Bakar Rata-rata (Incremental Fuel/Heat Rate Characteristic)**

Dari karakteristik *input-output* pembangkit maka kita dapat mencari kurva pertambahan bahan bakar rata-rata (*incremental fuel/heat rate*), yaitu :

$$\text{Incremental Fuel or Heat Rate (IFR)} = \frac{d(\text{input})}{d(\text{output})} \tag{3}$$

$$\text{atau IFR} = \frac{\Delta F}{\Delta P} \tag{4}$$

Dimana:  $\Delta F$  = masukan / *input* pada kurva karakteristik *input-ouput*;  $\Delta F = F_2 - F_1$  (5)



Gambar 2 Karakteristik Pertambahan Bahan Bakar Rata-rata (Incremental Fuel Rate)

$\Delta P = \text{keluaran} / \text{output}$  pada kurva karakteristik *input-output*;  $\Delta P = P_2 - P_1$  (6)

Dengan menghitung kemiringan kurva karakteristik *input-output* pada gambar 1 pada setiap titik, maka karakteristik pertambahan bahan bakar rata-rata dapat digambarkan pada gambar 2.

**Economic Dispatch**

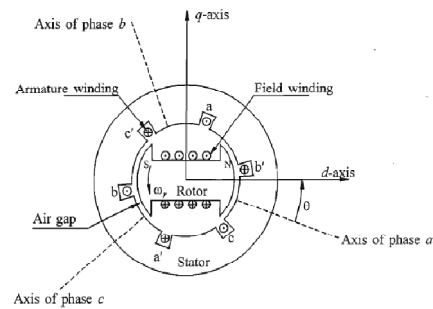
*Economic dispatch* adalah pembagian pembebanan pada setiap unit pembangkit sehingga diperoleh kombinasi unit pembangkit yang dapat memenuhi kebutuhan beban dengan biaya yang optimum atau dengan kata lain untuk mencari nilai optimum dari *output* daya dari kombinasi unit pembangkit yang bertujuan untuk meminimalkan total biaya pembangkitan. Kendala penting dalam operasi sistem ini adalah jumlah daya *output* harus sama dengan kebutuhan beban.

**Unit Commitment**

*Unit commitment* adalah penentuan pembangkit yang akan *on line* dari sejumlah pembangkit yang siap dioperasikan untuk memasok beban selama periode tertentu, karena kebutuhan beban selalu berubah sehingga pembangkit yang akan dioperasikan disesuaikan dengan kebutuhan beban. Pengoperasian pusat-pusat pembangkit di dalam sistem tenaga listrik selalu dikoordinasikan dengan tujuan agar pembebanan dari pusat-pusat pembangkit tersebut optimum (ekonomis) pada setiap interval waktu perubahan beban untuk siklus tertentu. Penjadwalan yang optimum adalah kombinasi tertentu dari unit-unit yang dijadwalkan (dioperasikan) dengan kapasitas total cukup untuk memasok beban pada interval waktu tertentu dengan biaya operasi yang paling murah (ekonomis).

**J. Generator Sinkron**

Generator sinkron (alternator) merupakan jenis mesin listrik yang berfungsi untuk menghasilkan tegangan bolak-balik dengan cara mengubah energi mekanik menjadi energi listrik. Energi mekanik diperoleh dari putaran rotor yang digerakkan oleh penggerak mula (*prime mover*). Sedangkan energi listrik dihasilkan dari proses induksi elektromagnetik yang terjadi pada kumparan stator dan rotornya.



Gambar 3 Diagram Skematis Generator Sinkron Tiga Fasa

**Konstruksi Generator Sinkron**

Gambar 3 menunjukkan secara skematis potongan melintang dari generator sinkron 2 kutub. Komponen generator sinkron yaitu stator, rotor, dan celah udara.

**Tegangan Internal yang Dibangkitkan Generator Sinkron**

Tegangan pada generator sinkron diperoleh dengan memutar rotor oleh penggerak mula dan dengan mengalirkan arus searah pada kumparan rotor. Dimana masukan energi mekanik melalui poros rotor akan membuat rotor berputar. Sedangkan masukan energi listrik ke kumparan rotor akan membuat rotor menjadi kutub-kutub magnet sehingga dalam celah udara antara teras inti besi rotor dan teras inti besi stator akan dialiri fluks magnet. Karena kumparan rotor berputar, maka fluks magnet yang dihasilkan kumparan rotor akan ikut berputar. Putaran fluks magnet itu mengakibatkan fluks yang dicakup belitan stator berubah-ubah besar dan arahnya. Perubahan fluks tercakup tersebut, sesuai hukum induksi Faraday, akan menimbulkan gaya gerak listrik (tegangan induksi) pada belitan stator.

Besarnya tegangan induksi yang dibangkitkan pada stator dinyatakan dalam persamaan:

$$E_i = \sqrt{2} \cdot \pi \cdot N_p \cdot K_p \cdot K_d \cdot \phi \cdot f \quad (7)$$

dimana:

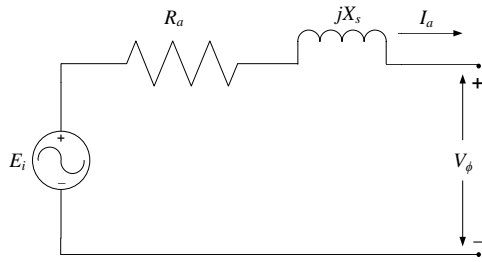
- $E_i$  = tegangan induksi [Volt]
- $N_p$  = jumlah belitan kawat
- $K_p$  = faktor langkah (faktor kisar)
- $K_d$  = faktor distribusi
- $\phi$  = besar fluks magnet [weber]
- $f$  = frekuensi [Hz]

**Sistem Eksitasi Generator Sinkron**

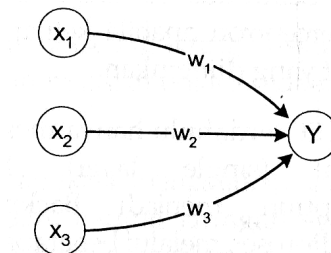
Berdasarkan cara penyaluran arus searah pada rotor generator sinkron, sistem eksitasi terdiri atas dua jenis yaitu sistem eksitasi menggunakan sikat (*brush excitation*) dan sistem eksitasi tanpa menggunakan sikat (*brushless excitation*).

**Rangkaian Ekuivalen Generator Sinkron**

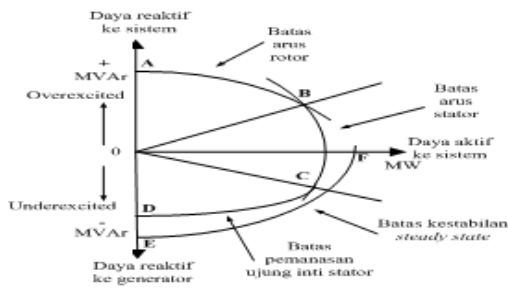
Rangkaian ekuivalen generator sinkron 1 fasa jenis rotor silinder pada kondisi tunak (*steady state*) ditunjukkan pada gambar 4.



Gambar 4 Rangkaian Ekuivalen Generator Sinkron 1 Fasa



Gambar 6 Bentuk Neuron Sederhana



Gambar 5 Kurva Kapabilitas Dengan Batas Kestabilan Keadaan Tunak

Dengan asumsi tegangan terminal generator konstan, dan penggerak mula terkopel langsung terhadap poros generator dengan kecepatan konstan.

Tegangan internal yang dibangkitkan generator berdasarkan gambar 2.10 dinyatakan oleh :

$$E_i = V_p + (R_a + jX_s)I_a \quad (8)$$

$$E_i = V_p + (Z_s)I_a \quad (9)$$

Apabila tahanan stator ( $R_a$ ) diabaikan, maka tegangan internal generator ( $E_i$ ) menjadi:

$$E_i = V_p + jX_s I_a \quad (10)$$

#### Kurva Kapabilitas Generator

Batas titik operasi generator dinyatakan dan divisualisasikan dalam bentuk kurva kapabilitas generator. Kurva kapabilitas generator memuat karakteristik dan kemampuan operasi kerja generator yang meliputi daya aktif (MW), daya reaktif (MVAr) dan daya rating (MVA). Dimana kurva kapabilitas digambarkan dalam sumbu PQ.

#### Jaringan Saraf Tiruan

Jaringan saraf tiruan (*artificial neural networks*) atau di singkat JST adalah sistem pemroses informasi yang memiliki karakteristik mirip jaringan saraf biologi manusia. JST dibentuk sebagai pengembangan model matematika dari jaringan saraf biologi manusia. Dengan asumsi bahwa, Pemrosesan informasi terjadi secara sederhana pada elemen prosesor, elemen tersebut dinamakan neuron, Sinyal dilewatkan di antara neuron

-neuron melalui suatu penghubung, Setiap penghubung memiliki pembobot tertentu dan sinyal yang dikirim akan dikalikan dan Setiap neuron memiliki fungsi aktifasi (*non-linier*) terhadap masukan untuk menghasilkan sinyal keluaran.

Suatu neuron sederhana digambarkan pada gambar 6. Pada gambar 6, neuron Y menerima masukan dari neuron  $x_1$ ,  $x_2$ , dan  $x_3$  dengan bobot hubungan masing-masing adalah  $w_1$ ,  $w_2$ , dan  $w_3$ . Ketiga impuls neuron yang ada dijumlahkan :  $net = x_1 w_1 + x_2 w_2 + x_3 w_3$ . Besar impuls yang diterima oleh Y mengikuti fungsi aktivasi  $y = f(net)$ . Apabila nilai fungsi aktivasi cukup kuat, maka sinyal akan diteruskan. Nilai fungsi aktivasi (keluaran model jaringan) juga dapat dipakai sebagai dasar untuk merubah bobot.

#### Metode Constructive Backpropagation

Proses terbentuknya kontruksi penambahan unit tersembunyi untuk metode pembelajaran *constructive backpropagation* terjadi secara satu demi satu. Algoritma pelatihan *constructive backpropagation* yaitu Inisialisasi, Pelatihan unit tersembunyi baru, dan Pembekuan unit tersembunyi baru.

#### Inisialisasi

Inisialisasi, yaitu pembentukan JST awal berupa JST tanpa unit tersembunyi. Penimbang dari konfigurasi awal dihitung dengan meminimalkan jumlah dari galat kuadrat (*sum of squared error / SSE*). Penimbang yang telah ditemukan dibuat tetap.

#### Pelatihan unit tersembunyi baru

Pelatihan unit tersembunyi baru, yaitu menghubungkan masukan ke unit baru dan sambungkan keluarannya ke unit keluaran. Seluruh penimbang yang terhubung ke unit baru diatur dengan meminimalkan *mSSE (modified SSE)*.

#### Pembekuan unit tersembunyi baru

Pembekuan unit tersembunyi baru, yaitu menetapkan secara permanen penimbang yang berinterkoneksi dengan unit baru.

### III. METODOLOGI PENELITIAN

#### Tempat dan Waktu Penelitian

Tempat penelitian adalah pengambilan data yang dilakukan di PT. PLN (Persero) Area Pusat

TABEL I. DATA TEKNIS GENERATOR

No.	PEMBANGKIT	Unit	Daya Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)
<b>A MINAHASA</b>				
1.	PLTA Tonselama	1	4.44	3.80
		2	4.50	4.30
		3	5.44	4.90
Sub Jumlah (1)			14.380	13.00
2.	PLTA Tanggari I	1	9.00	8.50
		2	9.00	7.80
Sub Jumlah (2)			18.00	16.30
3.	PLTA Tanggari II	1	9.50	8.00
		2	9.50	9.00
Sub Jumlah (3)			19.00	17.00
Tota: PLTA			51.38	46.30
4.	PLTD Bitung	1	4.04	3.50
		2	4.04	3.20
		3	4.04	-
		4	5.00	3.30
		5	5.40	2.50
		6	5.40	3.20
		7	8.80	5.00
		8	8.80	-
		9	11.00	9.00
Sub Jumlah (4)			56.52	29.70
5.	PLTD Lopana	1	5.00	4.50
		2	5.00	4.00
Sub Jumlah (5)			10.00	8.50
6.	PLTP Lahendong	1	20.00	20.00
		2	20.00	20.00
		3	20.00	20.00
Sub Jumlah (6)			60	60
7.	PLTU Amurang	1	-	-
		2	-	-
Sub Jumlah (7)			-	-
8.	Sewatama Bitung		10.00	10.00
9.	Sewa Bitung KPM		10.00	10.00
10.	Sewa Tambahan Bitung		10.00	10.00
11.	Sewatama Manado		5.00	5.00
12.	Sewa KPM Lopana		20.00	20.00
Tota: Genset Sewa			55.00	55.00
Sub Tota: A			232.90	196.50
<b>B KOTAMOBAGU</b>				
13.	PLTM Poigar	1	1.20	-
		2	1.20	0.987
Sub Jumlah (13)			2.40	0.987
14.	PLTM Mobuya	1	1.00	1.00
		2	1.00	1.00
		3	1.00	-
Sub Jumlah (14)			3.00	2.00
15.	PLTM Lobong	1	0.80	0.394
		2	0.80	0.394
Sub Jumlah (15)			1.60	0.788
16.	PLTD Kotamobagu	1	0.52	0.395
		2	0.50	0.345
		3	-	-
PLTD Kotamobagu	4	1.00	0.740	
	5	1.00	0.642	
	6	2.50	1.480	
	7	2.50	0.988	
	8	-	-	
Sub Jumlah (16)			8.02	4.590
17.	Sewatama Kota		5.00	0.495
18.	Sewa Tambahan Kota		5.00	0.495
Tota: Genset Sewa			10.00	0.990
Sub Tota: B			25.02	18.265
Total sewa			65.000	64.900
Total Thermal			134.540	99.790
Total Hidro			58.380	50.075

TABEL II. DATA TEKNIS GENERATOR

No.	PEMBANGKIT	Unit	Kapasitas (MVA)	Tegangan (kV)
<b>A MINAHASA</b>				
1.	PLTA Tonselama	1	5.55	15
		2	6.00	6.30
		3	6.80	6.30
2.	PLTA Tanggari I	1	11.25	6.30
		2	11.25	6.30
3.	PLTA Tanggari II	1	11.875	6.60
		2	11.875	6.60
4.	PLTD Bitung	1	5.05	6.30
		2	5.05	6.30
		3	5.05	6.30
		4	6.25	6.30
		5	6.75	6.30
		6	6.75	6.30
		7	11.00	6.30
		8	11.00	6.30
		9	13.75	11
5.	PLTD Lopana	1	6.25	11
		2	6.25	11
6.	PLTP Lahendong	1	25	11
		2	25	11
		3	25	11
7.	Sewatama Bitung		12.50	0.40
9.	Sewa Bitung KPM		12.50	0.40
10.	Sewa Tambahan Bitung		12.50	0.40
11.	Sewatama Manado		6.25	0.40
12.	Sewa KPM Lopana		25	0.40
<b>B KOTAMOBAGU</b>				
13.	PLTM Poigar	1	1.5	20
		2	1.5	20
		3	1.25	20
14.	PLTM Mobuya	1	1.25	20
		2	1.25	20
		3	1.25	20
15.	PLTM Lobong	1	1.0	20
		2	1.0	20
16.	PLTD Kotamobagu	1	0.65	20
		2	0.625	20
		3	-	-
		4	1.25	20
		5	1.25	20
		6	3.125	20
		7	3.125	20
		8	-	-
17.	Genset Sewa Kota	Lama	6.25	20
		Baru	6.25	20

-Pengaturan Beban (AP2B) sistem Minahasa Wilayah Suluttenggo, PT. PLN (Persero) Wilayah Suluttenggo dan pembangkit-pembangkit yang ada di sistem Minahasa. Waktu penelitian dilakukan mulai dari

pengambilan data (data teknis pembangkit/generator, data saluran transmisi, data transformator, dan data beban) yakni sejak tanggal 18 September 2014. Namun data yang digunakan untuk penelitian ini yakni tanggal 24 November 2011. Data komponen listrik sistem tenaga

TABEL III. BESAR ALIRAN BEBAN PADA SALURAN TRANSMISI SISTEM TENAGA LISTRIK MINAHASA 24 NOVEMBER 2011 PUKUL 17.00 WITA

Nama Saluran	Aliran Daya (P+jQ) (MW+jMVA <sub>r</sub> )
GI. Ranomuut – GI. Teling	0.508+j0.218
GI. Bitung – GI. Sawangan	8.890+5.270
GI. Bitung – GI. Likupang	3.278+j0.827
GI. Sawangan – GI. Ranomuut	15.602+j8.878
GI. Sawangan – GI. Tonselama	16.866+j15.206
GI. Tomohon – GI. Teling	20.710+j11.862
GI. Tonselama – GI. Tomohon	7.794+j3.820
GI. Tomohon – GI. Tasik Ria	9.346+j4.942
GI. Lopana – GI. Kawangkoan	6.128-j0.486
GI. Otam – GI. Lopana	3.234-j1.060
GI. Otam – GI. Lolak	10.838+j3.640
PLTA Tanggari 1 – GI. Sawangan	8.944+j7.672
PLTA Tanggari 2 – GI. Sawangan	8.890+j4.092
PLTA Tonselama 1 – GI. Tonselama	1.794+j0.868
PLTA Tonselama 2,3 – GI. Tonselama	12.246+j2.002
PLTP Lahendong 1,2 – PLTP Lahendong 3	8.580+j2.584
GI. Kawangkoan – PLTP Lahendong 1,2	2.162-j2.672
PLTP Lahendong 3 – GI. Tomohon	10.684+j6.786

-listrik Minahasa dan Kotamobagu pada 24 tanggal November 2011 dapat dilihat pada tabel I & II.

#### IV. HASIL DAN PEMBAHASAN

##### *Besar Aliran Beban pada saluran transmisi sistem tenaga listrik Minahasa*

Berdasarkan hasil Running program ETAP : Power Station 4.0 diperoleh besar aliran beban seperti pada Tabel III. Dari tabel III di atas dapat dilihat bahwa arah aliran beban terbesar pada saluran transmisi sistem tenaga listrik Minahasa terjadi pada saluran transmisi GI. Tomohon-GI. Teling sebesar 20.710 MW + j11.862 MVA<sub>r</sub>, disebabkan saluran transmisi GI. Tomohon-GI. Teling menyalurkan kebutuhan daya yang dipikul oleh GI. Ranomuut (transmisi GI. Ranomuut - GI. Teling), GI. Sawangan (transmisi GI. Sawangan- GI. Ranomuut), GI. Bitung (saluran transmisi GI. Bitung - GI. Sawangan), GI. Likupang (saluran transmisi GI. Likupang - GI. Bitung), GI. Tonselama (saluran transmisi GI. Tonselama - GI. Tomohon) dan PLTP Lahendong (saluran transmisi PLTP Lahendong - GI. Tomohon).

Dengan menggunakan *Program ETAP : PowerStation 4.0* seperti pada tampilan di atas, maka diperoleh total dari :

- Daya Aktif (P) = 147.6 MW
- Daya Reaktif (Q) = 93.9 MVA<sub>r</sub>
- Daya Kompleks (S) = 175.0 MVA

Berdasarkan jumlah dari daya aktif (P) yaitu sebesar 147.6 MW yakni pada tanggal 24 November 2011, pukul

TABEL IV. KARAKTERISTIK INPUT-OUTPUT PEMBANGKIT TERMAL

No.	Pembangkit	Unit	Karakteristik <i>Input-Output</i> ( Liter/Jam)
1	PLTD Bitung	1	$F_1 = 97.67 + 223.28 P_1 + 2.81 P_1^2$
2		2	$F_2 = 209.98 + 116.82 P_2 + 33.29 P_2^2$
3		4	$F_3 = 100.33 + 215.74 P_3 + 5.85 P_3^2$
4		5	$F_4 = 52.82 + 213.11 P_4 + 7.43 P_4^2$
5		6	$F_5 = 243.44 + 48.20 P_5 + 41.38 P_5^2$
6		7	$F_6 = 205.29 + 120.29 P_6 + 29.49 P_6^2$
7		9	$F_7 = 178.86 + 220.96 P_7 + 1.11 P_7^2$
8	PLTD Lopana	1	$F_8 = 98.24 + 228.51 P_8 + 3.34 P_8^2$
9		2	$F_9 = 264.24 + 131.61 P_9 + 14.45 P_9^2$

17.00 WITA kita dapat melakukan penjadwalan pada pembangkit termal yaitu Pembangkit Listrik Tenaga Diesel (PLTD) terlebih khusus dalam penelitian ini pada PLTD Lopana dan PLTD Bitung, karena pembangkit termal menggunakan bahan bakar sebagai sumber utama dalam menjalankan generator (pengoperasian) dimana biaya produksi lebih besar dibandingkan pembangkit hidro. Untuk pembangkit hidro, yaitu Pembangkit Listrik Tenaga Air/Pembangkit Listrik Tenaga Mini Hidro (PLTA/PLTM) tidak dilakukan penjadwalan karena sumber energi primer relatif murah yaitu air sedangkan untuk penggunaan bahan bakar sangat kecil dimana hanya untuk PS (pemakaian sendiri) bukan untuk menjalankan generator (pengoperasian).

##### *Karakteristik Input-Output Pembangkit Termal Sistem Minahasa*

Kapasitas pembangkit termal pada sistem Minahasa terdiri atas 9 unit PLTD Bitung, 2 unit PLTD Lopana, 3 unit PLTP Lahendong, 2 unit PLTU Sulut 2 dan 5 PLTD Sewa (Sewa Bitung 1, Sewa KPM Bitung, Sewa Bitung 3, Sewa Manado dan Sewa KPM) ditambah 2 PLTD Sewa Kota. Data yang diperoleh pada 24 November 2011 terdapat beberapa unit pembangkit yang tidak beroperasi yakni PLTD Bitung unit 3 dan 8, PLTU Sulut serta PLTD Kota. Dengan menggunakan metode kuadrat terkecil (*Least square Method*) maka akan diperoleh persamaan karakteristik *input-output* dari pembangkit termal.

Dengan menggunakan persamaan di bawah maka kita menentukan persamaan karakteristik *input-output* pembangkit termal :

$$F(P) = \alpha + \beta P_i + \gamma P_i^2 \text{ Liter/Jam} \quad (11)$$

Hasil persamaan karakteristik *input-output* pembangkit termal bisa dilihat pada tabel IV.

##### *Persamaan Biaya Bahan Bakar Pembangkit Termal Sistem Minahasa*

Untuk persamaan karakteristik *input-output* dikalikan dengan harga bahan bakar HSD atau MFO yaitu sebesar Rp. 8426.17/liter. Hasil persamaan biaya bahan bakar pembangkit termal bisa dilihat pada Tabel V.

TABEL V. PERSAMAAN BIAYA BAHAN BAKAR PEMBANGKIT TERMAL

No	Pembangkit	Unit	Karakteristik <i>Input-Output</i> (Rp/Jam)
1	PLTD Bitung	1	$F_1 = 822984.0239 + 1881395.238P_1 + 23677.5377P_1^2$
2		2	$F_2 = 1769327.177+984345.1794P_2 + 280507.1993 P_2^2$
3		4	$F_3 = 845397.6361 + 1817861.916P_3+ 49293.0945P_3^2$
4		5	$F_4 = 445070.2994 +1795701.089 P_4 +62606.4431 P_4^2$
5		6	$F_5 = 2051266.825+ 406141.394P_5 + 348674.9146P_5^2$
6		7	$F_6 = 1729808.439+1013583.989 P_6 +248487.7533 P_6^2$
7		9	$F_7 = 1507104.766+1861846.523 P_7 +9353.0487P_7^2$
8	PLTD Lopana	1	$F_8 = 650018.7136+1511968.406 P_8 +22099.5776 P_8^2$
9		2	$F_9 = 1629281.434+870815.9904 P_9 +95610.448 P_9^2$

TABEL VI. PERSAMAAN LAJU PERTAMBAHAN BIAYA BAHAN BAKAR PEMBANGKIT TERMAL

No	Pembangkit	Unit	Persamaan Laju Pertambahan Biaya Bahan Bakar (Rp/MWh)
1	PLTD Bitung	1	$F_1 = 1881395.238 + 47355.0754P_1$
2		2	$F_2 = 984345.1794+ 561014.3986P_2$
3		4	$F_3 = 1817861.916+ 98586.189P_3$
4		5	$F_4 = 1795701.089 + 125212.8862P_4$
5		6	$F_5 = 406141.394 + 697349.8292P_5$
6		7	$F_6 = 1013583.989 + 496975.5066P_6$
7		9	$F_7 = 1861846.523 + 18706.0974P_7$
8	PLTD Lopana	1	$F_8 = 1511968.406 + 44199.1552P_8$
9		2	$F_9 = 870815.9904 + 191220.896P_9$

*Persamaan Laju Pertambahan Biaya Bahan Bakar (Incremental Fuel Cost)*

Laju pertambahan biaya bahan bakar diperoleh dari turunan pertama dari persamaan karakteristik input-output yang dikalikan dengan harga bahan bakar. Hasil Persamaan Laju Pertambahan Biaya Bahan Bakar dapat dilihat pada tabel VI.

Dari laju pertambahan biaya bahan bakar diatas, kita dapat mengetahui urutan pembangkit termal mulai dari yang paling murah sampai termahal untuk dioperasikan yaitu dengan melihat biaya per-kWh. Kita dapat mengetahui biaya per-kWh dengan mengalikan persamaan laju pertambahan biaya bahan bakar tiap unit dengan daya maksimalnya. Hasilnya dapat dilihat pada Tabel VII.

*Pembagian Pembebanan dan Penjadwalan Unit Pembangkit Termal*

Untuk pembagian pembebanan atau penjatahan dari unit pembangkit termal dilakukan dengan menggunakan metode iterasi lamda. Dimana, data yang dibutuhkan yaitu persamaan karakteristik biaya bahan bakar pembangkit termal, kapasitas maksimum dan minimum unit pembangkit termal, dan beban listrik ( $P_D$ ) yang

TABEL VII. PERSAMAAN LAJU PERTAMBAHAN BIAYA BAHAN BAKAR PEMBANGKIT TERMAL

No	Pembangkit	Unit	Biaya Bahan Bakar (Rp/kWh)
1	PLTD Bitung	1	2047.14
2		2	2667.39
3		4	2162.91
4		5	2233.95
5		6	2637.66
6		7	3498.46
7		9	2011.49
8	PLTD Lopana	1	1710.86
9		2	1635.69

TABEL VIII. KOMBINASI ON/OFF UNIT PEMBANGKIT TERMAL YANG BEROPERASI (PLTD BITUNG DAN PLTD LOPANA)

Jumlah Pembangkit	Keadaan (State)	Kombinasi Unit	Kapasitas Maksimum untuk tiap Kombinasi (kW)
1	7	000000001	4.500
2	33	000000011	8.500
3	187	000000111	17.500
4	292	100000111	21.100
5	381	101000111	24.600
6	446	101100111	27.800
7	483	101110111	31.300
8	504	111110111	34.400
9	512	111111111	39.400

-ditanggung oleh setiap unit pembangkit  $t$  termal untuk waktu satu hari (24 jam) namun dengan selang waktu setiap satu jam (01.00 sampai dengan 24.00). Setelah diketahui besar daya listrik yang harus dibangkitkan oleh pembangkit termal, kemudian dengan rumus  $2^n-1$  dilakukan kombinasi *on/off* unit pembangkit termal. Dimana  $n$  merupakan jumlah unit yang akan beroperasi (PLTD Bitung dan PLTD Lopana). Sehingga diperoleh  $2^n-1 = 2^9-1 = 511$  kombinasi. Kemudian kombinasi *on/off* unit pembangkit yang akan digunakan dalam penjadwalan adalah kombinasi dengan urutan prioritas sesuai dengan tabel VII.

Pada kombinasi unit penjadwalan diatas dapat dilihat sampai dengan keadaan (*state*) 504 dan 512 ada 8 dan 9 unit pembangkit yang beroperasi. Namun pada tanggal 24 November 2011 (pengambilan data) tertinggi beban PLTD Bitung dan PLTD Lopana yakni sebesar 28.7 MW = 28700 kW. Sehingga dalam pembagian/penjatahan unit pembangkit termal tidak sampai semua unit akan beroperasi, karena dengan hanya beroperasi 7 unit pembangkit maka kebutuhan beban sudah dapat terpenuhi. Hal ini juga dapat dilihat dari segi besar kapasitas maksimum untuk tiap kombinasi pada tabel VIII diatas.

Dalam menghitung pembagian atau penjatahan beban untuk setiap unit pembangkit termal, dapat



dilakukan dengan cara metode iterasi lamda menggunakan *software Matlab*. Namun dibawah ini merupakan salah satu contoh dalam perhitungan manual, sebagai berikut.

Pukul 17.00 dengan beban 16300 kW = 16.30 MW (untuk 3 unit pembangkit). Dengan mengambil salah satu contoh total beban PLTD Bitung dan PLTD Lopana diatas, yaitu pada pukul 17.00 dengan beban 16300 kW = 16.30 MW. Secara manual perhitungan dapat dijabarkan dengan 2 langkah, yaitu menentukan unit pembangkit yang beroperasi dan menentukan nilai  $P_i$ .

*Menentukan unit pembangkit yang beroperasi*

Menentukan unit-unit pembangkit mana yang akan beroperasi yang akan ditinjau berdasarkan urutan prioritas, dari yang termurah hingga mahal. Berdasarkan kasus ini maka kita dapat mengatur unit pembangkit yang akan beroperasi yaitu : PLTD Lopana unit 2 dan unit 1 serta PLTD Bitung unit 9 ( $P_9$ ,  $P_8$  dan  $P_7$ ), dengan data unit pembangkit sebagai berikut:

$$F_9 = 1629281.434 + 870815.9904 P_9 + 95610.448 P_9^2$$

$$F_8 = 650018.7136 + 1511968.406 P_8 + 22099.5776 P_8^2$$

$$F_7 = 1507104.766 + 1861846.523 P_7 + 9353.0487 P_7^2$$

Menentukan harga lamda ( $\lambda^{(0)}$ ) dengan rumus :

$$\lambda = \frac{P_D + \sum_{i=1}^n \frac{\beta_i}{2\gamma_i}}{\sum_{i=1}^n \frac{1}{2\gamma_i}} \tag{12}$$

$$\lambda^{(0)} = \frac{16.30 + \frac{870815.9904}{191220.896} + \frac{1511968.406}{44199.1552} + \frac{1861846.523}{18706.0974}}{\frac{1}{191220.896} + \frac{1}{44199.1552} + \frac{1}{18706.0974}}$$

$$\lambda^{(0)} = \frac{16.30 + 138.2935946}{(8.131292574 \times 10^{-5})} = \frac{154.5935946}{(8.131292574 \times 10^{-5})} = 1901217.958 \frac{Rp}{MWh}$$

*Menentukan nilai  $P_i$*

Menentukan nilai  $P_i$  dengan rumus:

$$P_i = \frac{\lambda - \beta_i}{2\gamma_i} \tag{13}$$

$$P_9 = \frac{1901217.958 - 870815.9904}{191220.896} = 5.389 MW (> P_{maks})$$

$$P_8 = \frac{1901217.958 - 1511968.406}{44199.1552} = 8.807 MW (> P_{maks})$$

$$P_7 = \frac{1901217.958 - 1861846.523}{18706.0974} = 2.105 MW (< P_{min})$$

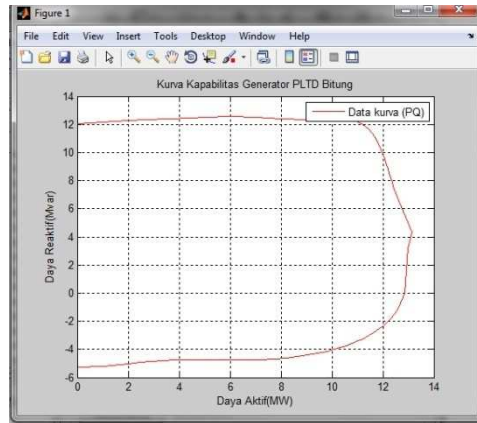
Berdasarkan hasil nilai diatas ( $P_9$ ,  $P_8$  dan  $P_7$ ) telah diurutkan berdasarkan prioritas utama unit yang paling murah, maka  $P_9$  dan  $P_8$  lebih dari  $P_{maks}$  sehingga diset untuk dibebani maksimal sebesar  $P_{maks}$ , yaitu:  $P_9 = 4.0$  MW dan  $P_8 = 4.5$  MW.  $P_D$  yang telah terpenuhi yaitu:  $P_9 + P_8 = 8.5$  MW. Berarti terjadi kekurangan daya sebesar 16.30 MW - 8.5 MW = 7.80 MW. Untuk itu  $P_7$  dioptimalkan dengan sisa beban tersebut yaitu sebesar 7.80 MW. Maka diperoleh  $P_9$  4.00 MW,  $P_8$  4.50 MW, dan  $P_7 = 7.80$  MW, Dimana  $P_9$ ,  $P_8$  dan  $P_7$ , dan masih beroperasi dalam atau sesuai dengan batasannya ( $P_{min}$  dan  $P_{maks}$ ).

Dari tabel VIII, dapat dilihat hasil penjadwalan beban PLTD Bitung dan PLTD Lopana. Pada pukul 01.00-06.00 PLTD Bitung dan Lopana memikul beban konstan sebesar 5.00 MW. Namun pada pukul 07.00-15.00 terjadi penurunan beban (sistem memikul beban rendah) sehingga kedua PLTD ini memikul beban konstan sebesar 4.00 MW. Dimana pada jam ini unit pembangkit yang beroperasi besar (prioritas) yakni PLTA/PLTM, PLTP dan PLTD Sewa. Pada pukul 16.00 terjadi kenaikan beban menjadi 6.30 MW. Kemudian pada pukul 17.00 beban sistem mulai meningkat, dimana terjadi kenaikan beban yang cukup besar menjadi 16.30 MW. Begitupun pada pukul 18.00 beban meningkat menjadi 24.80 MW. Memasuki beban puncak pada pukul 19.00-20.00 beban semakin meningkat menjadi 28.70 MW. Pada pukul 21.00 beban turun menjadi 18.00 MW dan pada pukul 22.00-24.00 beban konstan turun menjadi 2.50 MW.

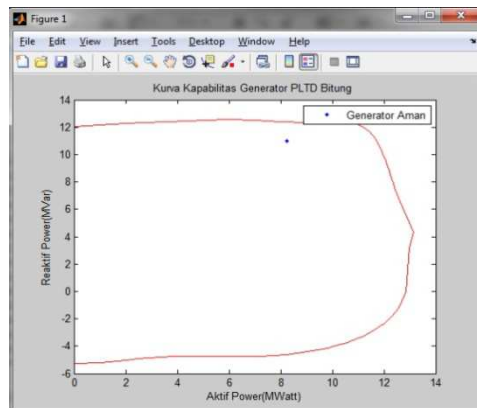
Berdasarkan kondisi diatas dapat disimpulkan bahwa PLTD Lopana unit 2 dan 1 merupakan urutan pertama yang akan dijalankan dalam urutan prioritas pengoperasian generator dibandingkan PLTD Bitung melihat biaya bahan bakar yang lebih murah. Dan semakin besar kenaikan beban dalam suatu sistem dapat mempengaruhi kerja dari unit pembangkit (generator) yang artinya semakin besar kenaikan beban maka unit pembangkit yang beroperasi akan bertambah pula jumlah pembangkit (semakin banyak). Sehingga biaya bahan bakar yang dibutuhkan bertambah pula (lebih mahal). Setelah memperoleh penjadwalan dan pembagian/penjataan beban unit pembangkit termal, selanjutnya akan dihitung besar biaya yang paling ekonomis diantara beberapa kombinasi *on/off* unit pembangkit termal dengan menggunakan metode pemrograman dinamik. Untuk perhitungan biaya bahan bakar minimum untuk jam ke-K dan kombinasi I, seperti dibawah ini.

TABEL IX. HASIL PERHITUNGAN BIAYA BAHAN BAKAR MINIMUM

Pukul	Keadaan/State	Biaya Minimal (Rp)
01:00	33	8.816.060,760
02:00	33	8.816.060,760
03:00	33	8.816.060,760
04:00	33	8.816.060,760
05:00	33	8.816.060,760
06:00	33	8.816.060,760
07:00	7	6.642.312,564
08:00	7	6.642.312,564
09:00	7	6.642.312,564
10:00	7	6.642.312,564
11:00	7	6.642.312,564
12:00	7	6.642.312,564
13:00	7	6.642.312,564
14:00	7	6.642.312,564
15:00	7	6.642.312,564
16:00	33	10.866.765,380
17:00	187	31.142.252.680
18:00	446	49.929.194,130
19:00	483	58.300.180,300
20:00	483	58.300.180,300
21:00	292	35.242.528,960
22:00	7	4.403.886,710
23:00	7	4.403.886,710
24:00	7	4.403.886,710
<b>Total</b>		<b>369.669.939,500</b>



Gambar 7 Kurva Kapabilitas Generator PLTD Bitung dari Plot Data PQ



Gambar 8 Uji coba Kurva Kapabilitas Generator PLTD Bitung unit 9

K=1 (jam ke-1)

$$I=33 \quad F_{\cos t}(1,33) = \min[P_{\cos t}(1,33) + S_{\cos t}(0,L;1,33) + F_{\cos t}(0)]$$

$$F_1 = 1629281.434 + 870815.9904 P_9 + 95610.448 P_9^2$$

$$= 1629281.434 + 870815.9904 (3.50) + 95610.448 (3.50)^2$$

$$= 5.848.365,388$$

$$F_2 = 650018.7136 + 1511968.406 P_8 + 22099.5776 P_8^2$$

$$= 650018.7136 + 1511968.406(1.50) + 22099.5776 (1.50)^2$$

$$= 2.967.695,372$$

$$P_{\cos t}(1,33) = F_1 + F_2$$

$$= 5.848.365,388 + 2.967.695,372$$

$$= 8.816.060,760$$

$$F_{\cos t}(1,33) = 8.816.060,760 + 0$$

$$= 8.816.060,760$$

$$I=9 \quad F_{\cos t}(1,9) = \min[P_{\cos t}(1,9) + S_{\cos t}(0,L;1,9) + F_{\cos t}(0)]$$

$$F_1 = 1729808.439 + 1013583.989 P_6 + 248487.7533 P_6^2$$

$$= 1729808.439 + 1013583.989(5.00) + 248487.7533 (5.00)^2$$

$$= 13.009.922,22$$

$$P_{\cos t}(1,9) = 13.009.922,22$$

$$F_{\cos t}(1,9) = 13.009.922,22 + 0$$

$$= 13.009.922,22$$

Biaya termurah adalah:  $F_{\cos t}(1,33) = 8.816.060,760$   
 Perhitungan biaya bahan bakar minimum untuk jam ke-2-24.

Berdasarkan penyelesaian *dynamic program*, biaya minimum/termurah dapat diperoleh kondisi termurah dari setiap jam (perjam selama 24 jam/1 hari). Tabel IX merupakan hasil perhitungan biaya minimum/termurah dari pukul 1.00-24.00 (1 hari).

perhitungan biaya bahan bakar dari penulisan skripsi ini menghasilkan harga yang lebih murah yaitu sebesar Rp. 369.669.939,500,- dibandingkan dengan PT. PLN (Persero) yaitu dengan pengeluaran sebesar 438.957.267,800,-.

*Hasil Pembentukan Kurva Kapabilitas dengan Jaringan Saraf Tiruan*

Tampilan kurva Kapabilitas Hasil Pembentukan Jaringan Saraf Tiruan ditunjukkan pada gambar 7.

*Uji Coba Kurva Kapabilitas Generator Hasil Simulasi*

Uji coba terhadap kurva kapabilitas hasil pelatihan NN dilakukan untuk Menguji titik kerja dari generator, Yang dalam hal ini generator PLTD Bitung sehingga dapat ditentukan apakah generator bekerja pada batasan yang aman atau tidak (dapat dilihat pada gambar 8).

$$P = 11 \text{ MW}$$

$$Q = 8.25 \text{ MVar}$$

Dari Hasil Simulasi Kurva Kapabilitas diatas terlihat bahwa Kerja Generator Aman. Dimana Dari hasil simulasi Titik kerja generator berada dalam titik aman.

## V. KESIMPULAN

Setelah melakukan pengolahan data dan dibantu dengan menggunakan program *ETAP: Power Station 4.0* dapat diperoleh besar daya atau kebutuhan daya ( $P_{demand}$ ) pada sistem Minahasa pada tanggal 24 November 2011 pada pukul 17.00 WITA adalah sebesar = 147.6 MW.

Penjadwalan pembangkit termal yang dilakukan yaitu pada pukul 17.00 WITA sesuai dengan jumlah beban yang beroperasi yaitu PLTD Bitung dan PLTD Lopana adalah sebesar 16.30 MW maka unit-unit pembangkit termal yang beroperasi adalah PLTD Lopana unit 2 dan 1 serta PLTD Bitung unit 9 ( $P_9=4.00$  MW ,  $P_8=4.50$  MW dan  $P_7=7.80$  MW) dimana sesuai urutan prioritas.

Untuk penjadwalan PT. PLN (Persero) ditinjau dari segi harga, pembangkit yang dioperasikan secara utama sebaiknya adalah PLTD Lopana dibandingkan PLTD Bitung.

Sesuai dengan jumlah beban dan penjadwalan maka hasil perhitungan biaya bahan bakar berdasarkan urutan prioritas diperoleh sebesar Rp. 369.669.939,500,-. Dan jika dibandingkan dengan penjadwalan PT. PLN (Persero) Wilayah Suluttenggo total biaya bahan bakar sebesar Rp. 438.957.267,800,- . Sehingga terlihat perbedaan harga, dan dapat dikatakan penelitian ini memberikan hasil yang optimum.

Dalam penjadwalan PT. PLN (Persero) lebih dahulu mengutamakan PLTD Bitung disebabkan untuk *Marine Fuel Oil* (MFO) pada PLTD Lopana memiliki kekurangan yaitu Perlu pemanasan dahulu ( $95\text{ }^{\circ}\text{C}$ ) dan Dapat menyebabkan mesin mogok bahkan rusak karena kandungan dari *Marine Fuel Oil* (MFO) seperti aspal (kasar).

Dari pengujian terhadap kurva kapabilitas hasil simulasi, letak titik kerja yang dihasilkan sudah sesuai dengan letak titik kerja dari kurva kapabilitas generator PLTD Bitung.

## DAFTAR PUSTAKA

- [1] A. F. Nelwan, Ir. MT. "*Teknik Tenaga Listrik*", Lembaga Pembinaan dan Pengembangan Pendidikan (LP3), Universitas Sam Ratulangi, Manado, 2007.
- [2] C. Cekdin, Sistem tenaga listrik, Contoh Soal dan Penyelesaian menggunakan *matlab*, Andi, Yogyakarta, 2007.
- [3] D. Marsudi, "*Pembangkitan Energi Listrik*", Erlangga, Jakarta, 2005.
- [4] D. W Jr. Stevenson, Analisis sistem tenaga listrik Edisi keempat, Erlangga, Jakarta, 1990.
- [5] E. Supriyadi, "*Sistem Pengaman Tenaga Listrik*". Adicipta Karya Nusa, Yogyakarta, 1999.
- [6] D. W. Windia, Optimasi Penjadwalan Unit Pembangkit Thermal Pada Sistem Tenaga Listrik Minahasa dengan Menerapkan Metode Pemrograman Dinamik (*skripsi*), Universitas Sam Ratulangi, Fakultas Teknik, Jurusan Teknik Elektro, Manado, 2011.
- [7] H. Saadat, "*Power System Analysis*", International Edition, Second Edition, 2004.
- [8] H.T. Hasan, "*Belajar Sendiri Dasar-Dasar Pemrograman Matlab*", Gava Media, Yogyakarta, 2005.
- [9] J. J. Grainger, D. W Jr. Stevenson, "*Power System Analysis*", McGraw-Hill, Inc, 1994.
- [10] J. J. Siang, "*Jaringan Saraf Tiruan dan Pemrogramannya Menggunakan Matlab*", ANDI, Yogyakarta, 2004.
- [11] M. H. K. A. Purnomo, "*Supervised Neural Networks*", Graha Ilmu, Yogyakarta, 2006.
- [12] N. Gama, V. Sartika, Laporan Kerja Praktek di PT. PLN AP2B Sistem Minahasa, Manado, 2011.
- [13] S. J. Chapman, "*Electric Machinery Fundamentals*", McGraw-Hill International Edition, New York, 1991.