

**STUDI PRAKIRAAN BEBAN LISTRIK JANGKA PENDEK  
DENGAN MODEL ARIMA DI MALANG RAYA SEBAGAI  
MASUKAN P3B JAWA TIMUR**

**SKRIPSI  
JURUSAN TEKNIK ELEKTRO**

Diajukan untuk memenuhi persyaratan  
memperoleh gelar Sarjana Teknik



Disusun oleh :

**YUNIAR ADI SETIAWAN  
NIM. 0810633022 - 63**

**KEMENTERIAN RISET, TEKNOLOGI, DAN PENDIDIKAN TINGGI  
UNIVERSITAS BRAWIJAYA  
FAKULTAS TEKNIK  
MALANG  
2015**

LEMBAR PERSETUJUAN

**STUDI PRAKIRAAN BEBAN LISTRIK JANGKA PENDEK  
DENGAN MODEL ARIMA DI MALANG RAYA SEBAGAI  
MASUKAN P3B JAWA TIMUR**

**SKRIPSI  
KONSENTRASI TEKNIK ENERGI ELEKTRIK**

Diajukan untuk memenuhi persyaratan  
memperoleh gelar Sarjana Teknik



Disusun oleh :

**YUNIAR ADI SETIAWAN  
NIM. 0810633022 - 63**

Telah diperiksa dan disetujui oleh :

**Dosen Pembimbing I**

**Hadi Suyono, S.T., M.T.,Ph.D**  
NIP. 19730520 200801 1 013

**Dosen Pembimbing II**

**Ir. Hery Purnomo, M.T.**  
NIP. 19550708 198212 1 001

LEMBAR PENGESAHAN

**STUDI PRAKIRAAN BEBAN LISTRIK JANGKA PENDEK  
DENGAN MODEL ARIMA DI MALANG RAYA SEBAGAI  
MASUKAN P3B JAWA TIMUR**

**SKRIPSI  
KONSENTRASI TEKNIK ENERGI ELEKTRIK**

Diajukan untuk memenuhi persyaratan  
memperoleh gelar Sarjana Teknik

Disusun oleh :

**YUNIAR ADI SETIAWAN  
NIM. 0810633022 - 63**

Skripsi ini telah diuji dan dinyatakan lulus pada  
Tanggal 27 Agustus 2015

**Majelis Penguji :**

**Dosen Penguji I**

**Dosen Penguji II**

**Ir. Soeprapto, M.T.  
NIP. 19561020 198903 1 001**

**Drs. Ir. Moch. Dhofir, M.T.  
NIP. 19600701 199002 1 001**

**Dosen Penguji III**

**Dr. Rini Nur Hasanah, S.T., M.Sc.  
NIP. 19680122 199512 2 001**

**Mengetahui,  
Ketua Jurusan Teknik Elektro**

**M. Aziz Muslim, S.T., M.T., Ph.D.  
NIP. 19741203 200012 1 001**

## KATA PENGANTAR

Alhamdulillahi robbil ‘aalamiin, skripsi dengan judul “**Studi Prakiraan Beban Listrik Jangka Pendek Dengan Model ARIMA di Malang Raya Sebagai Masukan Untuk P3B Jawa Timur**” dapat diselesaikan. Skripsi ini disusun untuk memenuhi persyaratan memperoleh gelar Sarjana Teknik di Jurusan Teknik Elektro Konsentrasi Teknik Energi Elektrik Fakultas Teknik Universitas Brawijaya Malang.

Tidak banyak yang bisa disampaikan kecuali ungkapan terima kasih kepada berbagai pihak yang telah memberikan bimbingan, arahan dan dukungan sehingga penulisan skripsi ini dapat terselesaikan. Dengan rasa hormat, disampaikan ucapan terima kasih yang sebesar-besarnya kepada:

1. Bapak M. Azis Muslim, S.T., M.T., Ph.D selaku Ketua Jurusan dan Bapak Hadi Suyono, S.T., M.T., Ph.D. selaku Sekretaris Jurusan Teknik Elektro Fakultas Teknik Universitas Brawijaya Malang.
2. Bapak Ali Mustofa, S.T., M.T. selaku Ketua Program Studi dan Ibu Dr. Rini Nur Hasanah, S.T., M.Sc. selaku Ketua Kelompok Dosen Keahlian Teknik Energi Elektrik Jurusan Teknik Elektro Fakultas Teknik Universitas Brawijaya Malang.
3. Bapak Hadi Suyono, S.T., M.T., Ph.D dan Bapak Ir. Hery Purnomo, M.T. selaku dosen pembimbing skripsi yang telah banyak memberikan pengarahan dan bimbingan dalam penyelesaian skripsi ini serta atas segala bentuk bantuan dan saran yang membangun.
4. Bapak Adharul Muttaqin, S.T., M.T. selaku dosen pembimbing akademik dan Bapak/Ibu dosen serta karyawan Jurusan Teknik Elektro Fakultas Teknik Universitas Brawijaya Malang.
5. Kedua orang tua tercinta, Bapak Warsito Adi S. dan Ibunda Maisaroh yang telah mendidik, memberi kasih sayang, perhatian, motivasi dan selalu memanjatkan do'a yang tidak pernah terputus.
6. Kakak tercinta, Harry Eko S., Puput Dwi P., dan Triana Kurniawati terima kasih atas kasih sayang, do'a, dan selalu memberikan semangat serta dukungan. Skripsi ini buat Bapak, Ibunda, Kakak saya yang paling saya sayangi dan cintai.



7. Seluruh teman teman Pondok Pesantren Mahasiswa Baitul Jannah Malang yang telah menyemangati, mengngatkan dan memberi nasehat untuk segera menyelesaikan skripsi.
8. Teman-teman Angkatan 2008 (CONCORDES '08), teman-teman Konsentrasi Teknik Energi Elektrik, teman-teman Laboratorium Sistem Daya Elektrik dan teman-teman Himpunan Mahasiswa Elektro Fakultas Teknik Universitas Brawijaya Malang. Terima kasih atas semua bantuan dan pertolongannya, do'a, canda tawa, selalu memberikan semangat dan semua bantuannya dalam penyusunan skripsi ini, tanpa kalian skripsi ini tidak dapat terselesaikan.
9. Semua pihak yang telah memberikan bantuan serta dukungan, baik yang tidak dapat disebutkan satu persatu secara langsung maupun tidak langsung atas penyusunan skripsi ini.

Disadari bahwa dalam penyusunan skripsi ini banyak kekurangan dan kelemahan karena keterbatasan ilmu dan kendala-kendala lain yang terjadi selama pengerjaan skripsi ini, oleh karena itu diperlukan saran dan kritik dari semua pihak untuk perbaikan dan kesempurnaan skripsi ini. Semoga skripsi ini dapat memberi manfaat dan dapat digunakan untuk pengembangan lebih lanjut.

Malang, 21 Agustus 2015

Penulis

## RINGKASAN

**Yuniar Adi Setiawan**, Jurusan Teknik Elektro, Fakultas Teknik Universitas Brawijaya, Agustus 2015, *Studi Prakiraan Beban Listrik Jangka Pendek dengan Model ARIMA di Malang Raya untuk P3B Jawa Timur*, Dosen Pembimbing: Hadi Suyono, S.T., M.T., Ph.D dan Ir. Hery Purnomo, M.T.

Energi listrik merupakan energi utama yang digunakan hampir diseluruh sisi kehidupan. Di dalam penyaluran energi listrik diperlukan kontinuitas pelayanan yang baik kepada konsumen. Karena energi listrik tidak bisa disimpan, maka energi listrik harus diproduksi dan disalurkan saat itu juga. Kebutuhan energi listrik pun semakin meningkat maka dibutuhkan peramalan beban listrik harian yang bertujuan untuk mengetahui kebutuhan energi listrik dimasa mendatang dengan tujuan untuk menjaga kestabilan sistem tenaga listrik harian. Banyak metode untuk peramalan beban listrik, namun bila untuk peramalan jangka pendek yakni harian bahkan per jam maka yang paling sesuai menggunakan metode ARIMA. Keamanan energi listrik harian berkaitan erat dengan *spinning reserve*. *Spinning reserve* berfungsi untuk mengantisipasi jika ada kenaikan daya dalam waktu singkat. *Spinning reserve* berkaitan dengan *commitment list* yang bertugas untuk mengatur pembangkit listrik untuk menyuplai listrik. Nilai *spinning reserve* berkisar antara 4% - 10% dari nilai rata-rata daya harian hasil peramalan. Hasil perhitungan didapatkan model ARIMA yang sesuai adalah ARIMA (0,1,2) dengan konstan. Rata-rata beban listrik harian pada jam 06.00 yakni 192,7 MVA dan besar nilai spinning reserve minimal adalah 7,708 MVA.

**Kata Kunci— Peramalan, ARIMA, Spinning reserve, Commitment List**





**UNIVERSITAS BRAWIJAYA**



**DAFTAR ISI**

<b>LEMBAR PERSETUJUAN.....</b>	i
<b>LEMBAR PENGESAHAN .....</b>	ii
<b>KATA PENGANTAR.....</b>	iii
<b>RINGKASAN.....</b>	v
<b>DAFTAR ISI.....</b>	vii
<b>DAFTAR GAMBAR.....</b>	ix
<b>DAFTAR TABEL .....</b>	xi
<b>BAB I PENDAHULUAN.....</b>	1
1.1 Latar Belakang .....	1
1.2 Rumusan Masalah.....	2
1.3 Batasan Masalah .....	2
1.4 Tujuan .....	3
1.5 Manfaat .....	3
1.6 Sistematika Penulisan .....	3
<b>BAB II TINJAUAN PUSTAKA .....</b>	5
2.1 Sistem Transmisi dan Distribusi Energi Listrik.....	5
2.2 Peramalan Beban Energi Listrik .....	5
2.3 Kestasioneran Data .....	8
2.4 Metode Peramalan.....	11
2.5 Metode Time Series .....	12
2.6 Macam Model Metode Deret Berkala ( <i>Time Series</i> ) .....	14
2.6.1 Model Smoothing.....	14
2.6.2 Model Proyeksi Trend dengan Regresi .....	15
2.6.3 Model ARIMA (Box Jenkins).....	16
2.6.3.1 Koefisien Otokorelasi .....	16
2.6.3.2 Koefisien Otokorelasi Parsial.....	17
2.6.3.3 Model Autoregressive .....	17
2.6.3.4 Model Moving Average .....	18
2.6.4 Model ARIMA (Autoregressive Integrated Moving Average).....	18
2.7 Keamanan Energi.....	19
2.7.1 Cadangan Operasi Harian ( <i>Daily Operating Reserve</i> ).....	20
<b>BAB III METODE PENELITIAN .....</b>	21
3.1 Pengambilan Data .....	21

3.2	Prosedur Perhitungan dan Analisis .....	22
3.3	Penutup .....	23
<b>BAB IV STUDI PRAKIRAAN BEBAN LISTRIK JANGKA PENDEK .....</b>		<b>24</b>
<b>DENGAN MODEL ARIMA PADA PT. PLN APJ MALANG .....</b>		<b>24</b>
4.1	Gambaran PT. PLN APJ Malang .....	24
4.2	Identifikasi Data.....	25
4.3	Penggunaan Model untuk Peramalan.....	41
4.4	Keamanan Energi.....	45
<b>BAB V PENUTUP .....</b>		<b>64</b>
5.1	Kesimpulan .....	64
5.2	Saran .....	65
<b>DAFTAR PUSTAKA.....</b>		<b>66</b>
<b>LAMPIRAN.....</b>		<b>67</b>



**DAFTAR GAMBAR**

Gambar 2.1 Pola Trend .....	9
Gambar 2.2 Pola Musiman .....	10
Gambar 2.3 Pola Siklikal .....	10
Gambar 2.4 Pola Eratik.....	11
Gambar 3.1 Diagram Alir Metode Penelitian .....	21
Gambar 4.1 Plot <i>Time series</i> .....	26
Gambar 4.2 Plot Data Differensiasi Satu.....	27
Gambar 4.3 ACF dan PACF Jam 00.00.....	27
Gambar 4.4 ACF dan PACF Jam 03.00.....	28
Gambar 4.5 ACF dan PACF Jam 06.00.....	28
Gambar 4.6 ACF dan PACF Jam 09.00.....	29
Gambar 4.7 ACF dan PACF Jam 12.00.....	29
Gambar 4.8 ACF dan PACF Jam 15.00.....	30
Gambar 4.9 ACF dan PACF Jam 18.00.....	30
Gambar 4.10 ACF dan PACF Jam 21.00.....	31
Gambar 4.11 Residual Histogram Normalitas jam 03.00 .....	35
Gambar 4.12 Residual Histogram Normalitas jam 03.00 .....	35
Gambar 4.13 Residual Histogram Normalitas jam 03.00 .....	36
Gambar 4.14 Residual Histogram Normalitas jam 06.00 .....	37
Gambar 4.15 ACF of residual ARIMA (0,1,2) jam 06.00 .....	37
Gambar 4.16 PACF of residual ARIMA (0,1,2) jam 06.00.....	37
Gambar 4.17 Residual Histogram Normalitas jam 15.00 .....	38
Gambar 4.18 ACF of residual ARIMA (1,1,2) jam 15.00.....	39
Gambar 4.19 PACF of residual ARIMA (1,1,2) jam 15.00.....	39
Gambar 4.20 Residual Histogram Normalitas jam 18.00 .....	40
Gambar 4.21 ACF of residual ARIMA (2,1,4) jam 18.00 .....	40
Gambar 4.22 PACF of residual ARIMA (2,1,4) jam 18.00.....	40
Gambar 4.23 Plot of forecast jam 00.00 .....	42
Gambar 4.24 Plot of forecast jam 03.00 .....	42
Gambar 4.25 Plot of forecast jam 06.00 .....	43

Gambar 4.26 Plot of forecast jam 09.00 .....	43
Gambar 4.27 Plot of forecast jam 12.00 .....	44
Gambar 4.28 Plot of forecast jam 15.00 .....	44
Gambar 4.29 Plot of forecast jam 18.00 .....	45
Gambar 4.29 Plot of forecast jam 21.00 .....	45

# UNIVERSITAS BRAWIJAYA



**DAFTAR TABEL**

Tabel 4.1 Nama UPJ dan Alamat.....	24
Tabel 4.1 Overfitting 00.00.....	31
Lanjutan Tabel 4.1 Overfitting 00.0 .....	32
Tabel 4.2 Overfitting 03.0.....	32
Tabel 4.3 Overfitting 06.00.....	32
Tabel 4.4 Overfitting 09.00.....	32
Tabel 4.5 Overfitting 12.00.....	32
Tabel 4.6 Overfitting 15.00.....	33
Tabel 4.7 Overfitting 18.00.....	33
Tabel 4.8 Overfitting 21.00.....	33
Tabel 4.9 Uji Asumsi Jam 03.00.....	36
Tabel 4.10 Uji Asumsi Jam 06.00.....	38
Tabel 4.11 Uji Asumsi Jam 15.00.....	39
Tabel 4.12 Uji Asumsi Jam 18.00.....	41
Tabel 4.13 Uji Asumsi Jam 21.00.....	41



## BAB I

### PENDAHULUAN

#### 1.1 Latar Belakang

Penggunaan energi listrik dari waktu ke waktu akan semakin meningkat. Hal ini dikarenakan energi listrik kini telah menjadi bagian penting kehidupan manusia. Energi listrik juga merupakan kunci terlaksananya perkembangan teknologi. Peningkatan kebutuhan energi listrik tersebut mengharuskan penyedia jasa energi listrik dapat menjamin ketersedian listrik di masyarakat. Adanya gangguan kekurangan energi listrik dapat mengganggu kegiatan perekonomian masyarakat yang terkena dampaknya.

Energi listrik tidak bisa disimpan dalam skala besar. Oleh karena itu energi listrik harus dibangkitkan saat dibutuhkan karena apabila daya yang dibangkitkan lebih besar dari permintaan maka akan timbul pemborosan pada penyedia jasa energi listrik. Sebaliknya juga begitu, bila daya yang dibangkitkan lebih rendah dari permintaan maka konsumen yang akan dirugikan karena akan terjadi pemadaman. Akibatnya muncul persoalan bagaimana menyediakan energi listrik yang selalu dapat memenuhi permintaan konsumen dengan kualitas yang baik dan harga yang murah. Namun disisi lain, pembangunan pembangkit listrik untuk menyuplai kebutuhan energi listrik membutuhkan investasi yang besar dan waktu yang lama.

Kebutuhan energi listrik di Kota Malang juga terus meningkat. Kota Malang yang dikenal dengan kota wisata dan kota pelajar terus membangun beberapa kawasan wisata dan juga masyarakatnya terus membangun kos-kosan untuk memenuhi kebutuhan pelajar. Sebagai akibatnya, Kota Malang membutuhkan keandalan energi listrik untuk menunjang dan memenuhi kebutuhan wisata dan pemukiman khususnya kos-kosan.

Pembangkit harus bisa untuk menyesuaikan kebutuhan energi listrik konsumen dengan total daya yang dihasilkan. PLN sebagai penyedia jasa energi listrik membutuhkan perencanaan dengan menggunakan metode peramalan beban untuk mengetahui besa daya yang dibutuhkan konsumen agar daya yang disalurkan tepat sasaran dan tepat ukuran. Metode peramalan ini untuk memperkirakan besar daya yang harus dihasilkan oleh pembangkit agar sesuai dengan daya yang dibutuhkan konsumen.

Pada sistem daya, peramalan sangat dibutuhkan untuk memprakirakan dengan tepat kebutuhan energi karena dalam distribusi listrik membutuhkan biaya besar. Peramalan dengan waktu yang nyata untuk jarak waktu yang pendek dan berubah-ubah



dari beberapa menit sampai dengan dua sampai dua belas jam telah populer dalam penggunaan daya di negara maju. Saat ini peramalan beban listrik jangka pendek masih menggunakan metode konvesional yakni metode regresi atau metode rata-rata bergerak. Sifatnya yang masih sangat terbatas menjadi kekurangan tersendiri metode tersebut. Padahal peramalan beban listrik jangka pendek mempunyai peran penting untuk memprediksi konsumsi energi listrik pada jangka waktu jam, hari, minggu atau bulan yang bermanfaat untuk *real time control* dan fungsi fungsi keamanan dari suatu sistem manajemen energi. Apabila peramalan beban listrik jangka pendek menghasilkan akurasi yang tepat maka akan didapat penyediaan energi listrik optimal kepada konsumen (El-Sharkawi, 1996). Selain itu pula, peramalan beban listrik jangka pendek sangat penting untuk perencanaan pengoperasian suatu pembangkit baik ditinjau dari segi ekonomis maupun dari segi keandalan operasi sistem tenaga.

Berdasarkan permasalahan tersebut maka peramalan beban listrik jangka pendek sangat dibutuhkan untuk menjaga kontinyuitas dan keandalan pelayanan listrik di PT. PLN APJ Malang.

## 1.2 Rumusan Masalah

Berdasarkan uraian pada latar belakang, maka rumusan masalah disusun dengan menitik beratkan pada :

1. Bagaimana model ARIMA terbaik untuk beban listrik di PT. PLN APJ Malang.
2. Berapa konsumsi daya rata-rata per jam hasil peramalan.
3. Berapa besar error peramalan model ARIMA.
4. Berapa besar nilai *spinning reserve* yang dibutuhkan agar handal

## 1.3 Batasan Masalah

Berdasarkan perumusan masalah diatas, maka pembahasan dibatasi pada:

1. Data yang digunakan untuk peramalan adalah data beban listrik bulanan di kota Malang pada Mei 2015 – Juli 2015 yang diperoleh dari PT. PLN APJ Malang.
2. Peramalan tidak memperhitungkan rencana pengembangan kawasan dan kebijakan politik pemerintah yang dapat mempengaruhi kebutuhan energi listrik.

3. Pertumbuhan kebutuhan energi dianggap normal yang artinya tidak memperhitungkan terjadinya inflasi, kenaikan harga BBM dan bencana alam atau konflik dalam masyarakat.

#### **1.4 Tujuan**

Tujuan yang ingin dicapai dalam penelitian ini adalah untuk mencari model ARIMA terbaik yang digunakan untuk menghitung dan menganalisis kebutuhan listrik per jam dan penghitungan *spinning reserve* yang dibutuhkan agar aman dan sebagai kendali pelayanan kebutuhan listrik.

#### **1.5 Manfaat**

Adapun manfaat dari penelitian ini adalah diharapkan dapat memberikan manfaat bagi PT. PLN (Persero) untuk mengetahui variasi kebutuhan listrik di bulan Agustus per jamnya sebagai dasar pengambilan keputusan pengaturan beban dan mengetahui besar nilai *spinning reserve* yang dibutuhkan agar tercapai keamanan.

#### **1.6 Sistematika Penulisan**

Sistematika pembahasan penelitian tersusun dengan urutan sebagai berikut:

##### **BAB I : PENDAHULUAN**

Berisi latar belakang, rumusan masalah, ruang lingkup, tujuan, dan sistematika pembahasan.

##### **BAB II : TINJAUAN PUSTAKA**

Berisi tinjauan pustaka atau dasar teori yang digunakan untuk dasar penelitian yang dilakukan dan untuk mendukung pemodelan dan peramalan beban jangka pendek meliputi : teori mengenai peramalan beban, teori mengenai metode peramalan *time series*, teori pemodelan ARIMA, uji parameter model, dan penerapan model yang telah terpilih.

##### **BAB III : METODE PENELITIAN**

Berisi tahapanan penyelesaian skripsi ini yang meliputi studi literatur, survey kondisi sistem dan pengambilan data, pemodelan,

pengujian, dan penerapan model serta pengambilan kesimpulan dan saran.

#### **BAB IV : STUDI PRAKIRAAN BEBAN LISTRIK JANGKA PENDEK DENGAN MODEL ARIMA PADA PT. PLN APJ MALANG**

Berisi hasil pemodelan sementara, serta penerapan model ARIMA yang terpilih untuk peramalan beban jangka pendek serta penghitungan *spinning reserve*.

#### **BAB V : PENUTUP**

Berisi kesimpulan dari penelitian yang akan dilaksanakan beserta saran dari penulis.



## BAB II

### TINJAUAN PUSTAKA

#### 2.1 Sistem Transmisi dan Distribusi Energi Listrik

Suatu sistem energi listrik adalah beberapa unsur perangkat peralatan yang terdiri dari sistem pembangkitan, sistem transmisi atau penyaluran, sistem distribusi. Sistem energi listrik harus bisa melayani pelanggan secara baik, artinya sistem energi listrik harus handal dan aman. Handal berarti dapat melayani konsumen dengan memuaskan dalam hal kontinyuitas dan kualitas. Aman berarti sistem energi listrik tidak membahayakan manusia dan lingkungannya.

Elemen sistem energi listrik dapat dibagi menjadi 3 yaitu pusat pembangkit, sistem transmisi tegangan tinggi dan sistem distribusi tegangan menengah (Zuhal, 2004). Sistem transmisi berfungsi menyalurkan energi listrik dari pusat pembangkit ke pusat beban melalui saluran transmisi, karena terkadang pembangkit energi listrik dibangun ditempat yang jauh dari pusat beban. Sedangkan, sistem distribusi merupakan bagian sistem tenaga listrik yang paling dekat dengan konsumen atau pusat beban karena sistem distribusi bertugas menyalurkan dan mendistribusikan energi listrik dari pusat suplai yang bisa berupa gardu induk atau pusat pembangkit ke pusat beban atau konsumen melalui jaringan primer dan sekunder. Namun, ada pula pelanggan yang mendapat pelayanan langsung dari saluran transmisi. Biasanya, pelanggan ini berasal dari sektor industri berskala besar yang membutuhkan tegangan dan daya yang besar.

Tegangan generator pada umumnya rendah berkisar antara 6kV sampai 24kV, maka biasanya tegangan ini dinaikkan dengan transformator daya ke tingkat tegangan yang lebih tinggi berkisar antara 30kV sampai 500kV (di beberapa negara maju bahkan sudah sampai 1000kV). Hal ini bertujuan untuk memperbesar daya hantar dari saluran yang berbanding lurus dengan kuadrat tegangan dan juga untuk memperkecil rugi-rugi daya dan jatuh tegangan pada saluran (Hutauruk, 1985).

#### 2.2 Peramalan Beban Energi Listrik

Seringnya terdapat waktu senjang (*time lag*) antara kesadaran akan peristiwa atau kebutuhan mendatang dengan peristiwa itu sendiri. Adanya waktu tenggang (*lead time*) ini merupakan alasan utama bagi perencanaan dan peramalan. Jika waktu tenggang ini nol atau sangat kecil, maka perencanaan tidak diperlukan. Jika waktu tenggang ini panjang dan hasil peristiwa akhir bergantung pada faktor – faktor yang

dapat diketahui, maka perencanaan memegang peranan penting (Makridakis, 1999). Peramalan (*forecasting*) adalah seni dan ilmu memprediksi peristiwa-peristiwa yang akan terjadi dengan menggunakan data historis dan memproyeksikannya ke masa depan dengan beberapa bentuk model matematis.

Untuk melakukan peramalan diperlukan metode tertentu dan metode mana yang digunakan tergantung dari data dan informasi yang akan diramal serta tujuan yang hendak dicapai. Dalam prakteknya terdapat berbagai metode peramalan antara lain :

### **2.2.1 Peramalan Berdasarkan Jangka Waktu**

#### **2.2.1.1 Peramalan jangka pendek**

Peramalan jangka pendek dilakukan untuk mendapatkan data kurang dari satu tahun kedepan, umumnya kurang dari tiga bulan. Peramalan ini digunakan untuk rencana pembelian, penjadwalan kerja, tingkat produksi. Pada konteks kelistrikan, peramalan jangka pendek berperan untuk memprediksi konsumsi energi listrik pada waktu jam, hari, minggu atau bulan yang bermanfaat untuk *real time control* dan fungsi fungsi keamanan dari suatu sistem manajemen energi termasuk juga untuk menjaga Keamanan listrik sehari hari.

#### **2.2.1.2 Peramalan jangka menengah**

Peramalan jangka menengah biasanya dilakukan untuk mendapatkan data rentang waktu tiga bulan hingga tiga tahun kedepan. Hal ini digunakan untuk perencanaan penjualan, perencanaan dan penganggaran produksi dan menganalisis berbagai rencana operasi maupun perawatan peralatan yang ada.

#### **2.2.1.3 Peramalan jangka panjang**

Peramalan jangka panjang dilakukan untuk mendapatkan data rentang waktu lebih dari tiga tahun. Hal ini digunakan untuk mengetahui potensi pengembangan jaringan listrik dan pembangunan pembangkit listrik yang membutuhkan waktu yang lama.

### **2.2.2 Peramalan Berdasarkan Rencana Operasi**

1. Ramalan ekonomi : membahas siklus bisnis dengan memprediksi tingkat inflasi dan indikator perencanaan lainnya.
2. Ramalan teknologi : berkaitan dengan tingkat kemajuan teknologi dan produk baru.

3. Ramalan permintaan : berkaitan dengan proyeksi permintaan terhadap produk perusahaan. Ramalan ini disebut juga ramalan penjualan, yang mengarahkan produksi, kapasitas dan siatem penjadualan perusahaan.

### **2.2.3 Peramalan Berdasarkan Metode / Pendekatan**

1. Peramalan kuantitatif, menggunakan berbagai model matematis atau metode statistik dan data historis dan atau variabel-variabel kausal untuk meramalkan permintaan.
2. Peramalan kualitatif, menggunakan intuisi, pengalaman pribadi dan berdasarkan pendapat (judment) dari yang melakukan peramalan.

Jadi, Metode peramalan merupakan suatu cara yang digunakan untuk mengukur, memperkiraakan atau menetapkan peristiwa diwaktu yang akan datang, sehingga tindakan yang tepat dapat dilakukan. Berkaitan tersebut, maka dalam peramalan dikenal istilah prediksi dan prakiraan.

Prediksi didefinisikan sebagai suatu proses peramalan variable atau peristiwa yang akan datang dengan lebih mendasarkan pada pertimbangan subyektif pendapat dari data peristiwa yang telah terjadi dimasa lalu. Pada proses prediksi ini, peramalan yang baik sangat tergantung dari kemampuan, pengalaman dan kepekaan dari orang yang bersangkutan. Prakiraan didefinisikan sebagai suatu proses peramalan suatu variabel atau peristiwa dimasa yang akan datang dengan berdasarkan variabel atau data yang telah terjadi dimasa lampau. Data masa lampau tersebut digabungkan secara sistemik dengan suatu metode tertentu dan diolah untuk mendapat prakiraan dimasa yang akan datang.

Prakiraan kuantitatif dapat diterapkan bila terdapat tiga kondisi berikut (Makridakis, 1999)):

- a. Tersedia informasi tentang masa lalu.
- b. Informasi masa lalu dapat dikuantitatifkan dalam bentuk data numerik.
- c. Dapat diasumsikan bahwa beberapa aspek pola masa lalu akan terus berlanjut dimasa mendatang.

Kondisi yang terakhir ini dikenal dengan asumsi kesinambungan, asumsi ini merupakan alasan yang mendasari semua metode prakiraan kuantitatif. Prakiraan kuantitatif dibagi menjadi dua yaitu: prakiraan tunggal (*point forecast*) dan prakiraan selang (*interval forecast*). Prakiraan tunggal terdiri darisatu nilai, sedangkan prakiraan

selang terdiri dari beberapa nilai yang berupa suatu selang (interval) yang dibatasi oleh nilai batas bawah (prakiraan batas bawah) dan batas atas (prakiraan tinggi). Kelemahan dari prakiraan tunggal adalah nilai yang diperoleh berupa gambaran berapa jauh jarak atau selisih nilai prakiraan dengan nilai sebenarnya. Prakiraan selang dimaksudkan untuk memperkecil kesalahan hasil prakiraan dengan kenyataan.

Prakiraan permintaan energi dapat dilakukan dengan pendekatan *demand* dan pendekatan *supply*. Pendekatan *demand* artinya permintaan energi dihitung dari permintaan energi oleh masing-masing sektor pemakai. Pendekatan *supply* adalah perhitungan permintaan energi yang didasarkan pada data perkembangan pemasokan energi. Pendekatan *demand* lebih sulit dilakukan dan banyak membutuhkan data akan tetapi dapat lebih menggambarkan permintaan energi yang sesungguhnya dan dapat lebih rinci dalam menghitung permintaan energi per sektor pemakai.

### 2.3 Kestasioneran Data

#### 2.3.1 Data Stasioner

Data stasioner adalah data yang memiliki nilai rata-rata dan varians (relatif) konstan dari waktu ke waktu sehingga dapat dikatakan bersifat stabil. Data stasioner bisa disebut pula data yang memiliki pola horisontal.

Metode prakiraan yang dapat digunakan dengan data stasioner antara lain (Santoso, 2009):

1. *Naïve Methods*
2. *Simple Averaging Methods*
3. *Moving Average*
4. *Autoregressive Integrated Moving Average (ARIMA)*

#### 2.3.2 Data Tidak Stasioner

Data dalam pengujian pola bisa saja bukan merupakan data stasioner. Data bisa saja tidak stasioner terhadap rata-rata atau varian. Hal ini dapat terjadi dikarenakan adanya trend atau pola *seasonal* (musiman). ketidakstasioneran terhadap rata-rata dapat dihilangkan dengan cara pembedaan atau *differencing* (Makridakis, 1999).

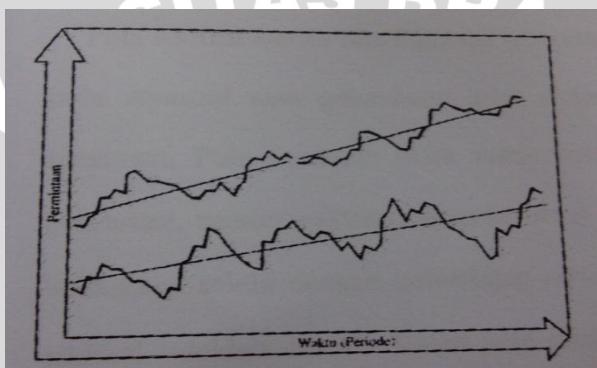
$$\Delta Z_t = Z_t - Z_{t-1} \quad (2.1)$$

Metode prakiraan pada data tidak stasioner dibagi menjadi beberapa mengikuti jenis pola permintaan. Setiap metode prakiraan memiliki karakteristik tertentu sehingga

memerlukan persyaratan atau asumsi tertentu pula. Salah satu persyaratannya adalah pola permintaan ini.

a) Pola trend

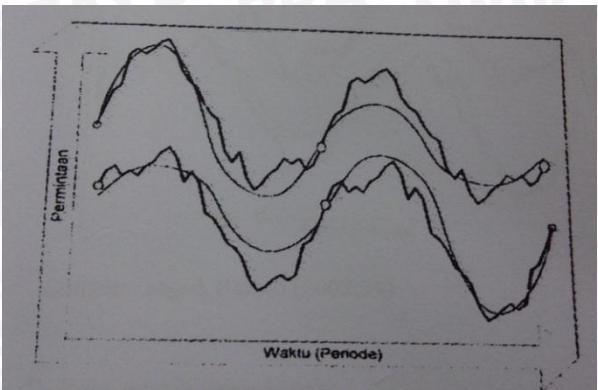
Pola trend adalah pola data permintaan yang menunjukkan adanya kecenderungan gerakan penurunan atau kenaikan dalam jangka panjang. Data yang terlihat berfluktuasi bila dilihat dalam rentang waktu yang panjang akan dapat ditarik suatu garis maya. Garis itulah yang disebut dengan pola trend. Maka, metode prakiraan yang sesuai dengan pola trend adalah metode regresi linier, *exponential smoothing*, atau *double exponential smoothing*. Namun dari beberapa metode prakiraan tersebut, metode regresi linier yang dapat memberikan tingkat kesalahan terkecil.



Gambar 2.1 Pola Trend

b) Pola musiman

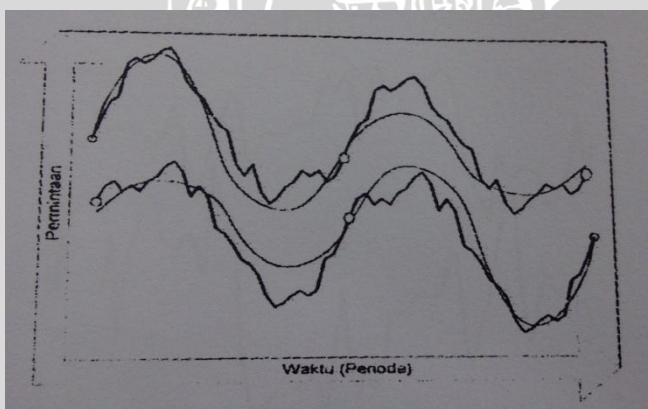
Pola musiman adalah pola data permintaan yang menunjukkan adanya fluktuasi dan fluktuasi tersebut berulang dalam suatu interval waktu tertentu. Permintaan pada pola musiman biasanya dipengaruhi oleh musim, sehingga interval perulangan data ini adalah satu tahun. Sebagai contoh, penjualan jas hujan di musim penghujan. Metode prakiraan yang sesuai dengan pola ini adalah metode Winter dan metode Weight Moving Average.



Gambar 2.2 Pola Musiman

c) Pola siklikal

Pola siklikal adalah pola data permintaan yang menunjukkan adanya fluktuasi permintaan secara jangka panjang yang membentuk pola sinusoid atau gelombang atau siklus. Pola siklikal mirip dengan pola musiman namun pola musiman tidak harus berbantuk gelombang tetapi bentuknya dapat bervariasi dan waktunya akan berulang setiap tahun (umumnya). Pola siklikal bentuknya selalu gelombang sinusoid. Data pola siklikal sulit ditentukan, kalau pola musiman rentang waktu satu tahun dapat dijadikan pedoman, maka rentang waktu perulangan siklikal tidak tentu. Metode yang sesuai dengan data berpola ini adalah metode weight moving average dan exponential smoothing.

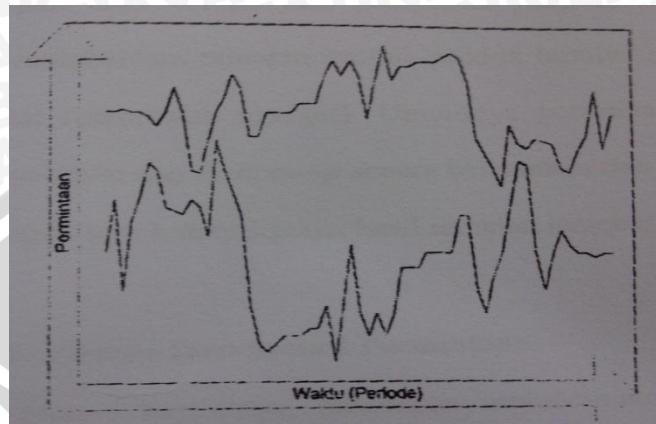


Gambar 2.3 Pola Siklikal

d) Pola eratik (random)

Pola eratik (random) adalah pola data permintaan yang menunjukkan adanya fluktuasi permintaan dalam jangka panjang namun tidak dapat digambarkan oleh ketiga pola sebelumnya (trend, musiman, siklikal). Fluktuasi permintaan bersifat acak atau tidak jelas. Tidak ada metode yang direkomendasikan untuk pola ini. Hanya saja tingkat

kemampuan seorang analis peramalan sangat menentukan dalam pengambilan kesimpulan mengenai pola data. Seorang analis untuk data yang sama mungkin menyimpulkan berpola random namun analis lain meyimpulkan berpola musiman. Oleh karena itu, pola ini memerlukan keahlian khusus analis (mungkin subjektif) untuk bisa melakukan prakiraan.



Gambar 2.4 Pola Eratik

#### 2.4 Metode Peramalan

Metode peramalan yang banyak dipakai oleh perusahaan kelistrikan secara umum dapat digolongkan menjadi empat kelompok besar yaitu sebagai berikut (Kurniawan, 2006):

a. Metode Analitis (*End Use*)

Metode ini berdasarkan data dan analisa penggunaan akhir pada setiap sektor pemakaian energi listrik. Prinsipnya dengan melakukan perhitungan pemakaian energi listrik oleh setiap pelanggan secara rinci. Metode ini disebut pula dengan end use, karena perhitungan dengan metode ini mengharuskan untuk dapat memperkirakan jenis dan jumlah peralatan listrik yang digunakan serta konsumsi spesifik setiap macam peralatan tersebut (Kurniawan, 2006). Metode ini mempunyai keuntungan yakni hasil prakiraan merupakan simulasi dari penggunaan energi listrik di masyarakat dengan lebih terinci. Kelemahannya adalah mengharuskan penyediaan data – data yang banyak dan kadang – kadang tidak tersedia di pusat data.

b. Metode Ekonometri

Metode ini disusun dengan mengikuti indikator – indikator ekonomi. Prakiraan beban ini didasarkan adanya hubungan antara penjualan energi listrik dan beban puncak dengan beberapa variabel ekonomi seperti pendapatan dan penggunaan peralatan listrik. Metode ekonometri ini cocok diterapkan untuk suatu kasus yang hanya berlaku untuk

siatu daerah atau wilayah. Keuntungan metode ini terletak pada kemampuannya untuk menangani saling keterhantungan. Namun memeliki kekurangan dalam penentuan persamaan dan penafsiran parameternya cukup sulit serta biaya yang diperlukan cukup besar karena berkaitandengan jumlah data, komputasi serta sumberdaya manusia yang dibutuhkan.

c. Metode Kecenderungan (Black Box)

Metode ini disebut juga metode trend yaitu metode yang dibuat berdasarkan kecenderungan hubungan data masa lalu tanpa memperhatikan penyebab atau hal – hal yang mempengaruhinya (pengaruh ekonomi, iklim, teknologi, dan lain sebagainya). Data masa lalu tersebut kemudian ditransformasikan kedalam formula sebagai fungsi dari waktu dengan persamaan matematik oleh karena itu metode ini disebut pula metode *time series*. Keuntungan metode ini adalah data yang diperlukan cukup sedikit, sehingga dibutuhkan waktu yang lebih cepat dan biaya yang dikeluarkan juga sedikit. Sedangkan kekurangan metode ini yaitu tidak mampu untuk menangani data yang saling bergantungan.

d. Metode Gabungan

Metode ini merupakan gabungan dari beberapa metode (analitis, ekonometri, dan kecenderungan). Sehingga akan didapat suatu metode yang tanggap terhadap pengaruh aktivitas ekonomi, harga listrik, pergeseran pola penggunaan, kemajuan teknologi, kebijaksanaan pemerintah dan sosio demografi. Namun metode ini memiliki kelemahan berupa banyaknya waktu yang dibutuhkan untuk mengumpulkan semua data dan biaya yang besar untuk sumbr daya manusia dan pencarian data.

## 2.5 Metode Time Series

Metode time series adalah metode prakiraan secara kuantitatif dengan menggunakan waktu sebagai dasarnya. Secara umum, permintaan pada masa yang akan datang dipengaruhi oleh waktu. Artinya variabel independennya adalah waktu dan variabel dependen Y berubah nilainya dengan berlalunya waktu. Dengan demikian, variabel apapun yang diurutkan secara kronologis bias disebut dengan variabel time series. Periode waktu yang digunakan dapat tahunan, bulanan, mingguan, harian bahkan jam (Arsyad, 1994)

Pada peramalan *time series*, perlu diketahui dahulu pola atau komponen *time series*. Pola permintaan dapat diketahui dengan membuat *scatter diagram* yaitu pemplotan data historis selama interval waktu tertentu. Dari pemplotan ini akan dapat diketahui bagaimana hubungan waktu dengan permintaan. Pola permintaan adalah pola pergerakan jangka panjang dari tampilan data – data *scatter diagram* permintaan (Sucahyo, 2012)

Dalam prakiraan *time series*, metode prakiraan terbaik adalah metode yang memiliki kriteria ketepatan prakiraan. Kriteria pemilihan model terbaik sebaiknya didasarkan pada tingkat kesalahan prediksi. Terdapat beberapa alat ukur yang dapat digunakan untuk menghitung kesalahan yaitu (Santoso, 2009):

1. *MAPE (Mean Absolute Percentage Error)*
2. *MAD (Mean Absolute Deviation)*
3. *MSD/MSE (Mean Squared Deviation/ Mean Squared Error)*

Selain itu terdapat dua pendekatan lain yang dapat digunakan ketika memilih model terbaik yaitu:

1. *Akaike Information Criterion (AIC)*
2. *Bayesian Information Criterion (BIC)*

*AIC* dan *BIC* harus dilihat sebagai tambahan prosedur untuk membantu memilih model. Keduanya tidak boleh digunakan sebagai pengganti sampel *autocorrelation* dan *partial correlation*. Model yang memberikan nilai minimum harus dipilih.

Prakiraan dengan model *time series* memiliki prosedur yang harus dilaksanakan secara utuh yang harus diikuti agar validitas hasil prakiraan dapat terjaga, antara lain (Baroto, 2002):

1. Menentukan pola permintaan dengan cara mengelompokkan data secara grafis dan menyimpulkan apakah data itu berpola trend, musiman, siklikal, atau eratik (random)
2. Mencoba beberapa metode *time series* yang sesuai dengan dengan pola permintaan tersebut untuk melakukan prakiraan. Semakin banyak metode yang dicoba semakin baik.
3. Mengevaluasi tingkat kesalahan masing-masing metode yang telah dicoba. Tingkat kesalahan diukur dengan kriteria *MAD*, *MSE*, *MAPE*.
4. Memilih metode terbaik diantara beberapa metode yang telah dicoba. Metode terbaik adalah metode yang memberikan tingkat kesalahan terkecil dibandingkan metode

lainnya dan tingkat kesalahan tersebut dibawah batas tingkat kesalahan yang telah ditetapkan.

5. Melakukan prakiraan permintaan yang akan terjadi dengan metode terbaik yang telah dipilih.

Bila tidak melaksanakan prosedur diatas dengan utuh maka mengakibatkan terjadinya beberapa resiko, diantaranya:

1. Hasil prakiraan tidak valid sehingga tidak dapat diterapkan.
2. Kesulitan mendapatkan atau memilih metode prakiraan yang akan memberikan validitas prakiraan tertinggi.
3. Memerlukan waktu dalam melakukan analisis dan prakiraan.

## 2.6 Macam Model Metode Deret Berkala (*Time Series*)

Metode prakiraan dengan metode deret berkala terdiri dari (Sucahyo, 2012):

- a. Model *Smoothing* : Metode *Single Exponential Smoothing* (Brown), Metode *Double Exponential Smoothing* (Holt), Metode *Triple Exponential Smoothing* (Winters).
- b. Model Proyeksi Trend dengan Regresi.
- c. Model ARIMA (Box Jenkins).

Sebelum memilih prosedur peramalan yang akan dilakukan, perlu untuk memperhatikan maksud dan tujuan prakiraan, waktu biaya, dan banyaknya data.hal tersebut dilakukan supaya proses perencanaan dan peramalan agar menjadi efektif dan efisien.

### 2.6.1 Model Smoothing

Ada beberapa metode yang dikelompokkan dalam model *Smoothing*. Metode tersebut antara lain (Baroto, 2002):

- a) *Single Exponential Smoothing (Brown)*

Formula untuk metode Single Exponential Smoothing (Brown) adalah

$$f_t^{\wedge} = \alpha f_t + (1 - \alpha) f_{t-1}^{\wedge} \quad (2.2)$$

Dimana

$f_t^{\wedge}$  = Ramalan prakiraan (real) untuk periode t

$\alpha$  = Suatu nilai ( $0 < \alpha < 1$ ) yang ditentukan secara objektif

$f_t$  = Permintaan actual pada periode t

$f_{t-1}^{\wedge}$  = Perkiraan permintaan pada periode t-1

b) *Double Exponential Smoothing (Holt)*

Formula untuk metode Double Exponential Smoothing (Holt) adalah

$$F_t = \alpha \sum_{i=0}^{t-1} \beta^i f_{t-i} + \beta^t f_0 \quad (2.3)$$

*Double Exponential Smoothing (Holt)* adalah modifikasi dari *Exponential Smoothing* yang dirumuskan sebagai berikut

$$Xt^{(2)} = \alpha Xt + \beta X_{t-1}^{(2)} \quad (2.4)$$

Dimana

$$Xt^{(2)} = F't \text{ (prakiraan Double Exponent Smoothing)}$$

$$\alpha = \text{Faktor Smoothing}$$

$$\beta = 1 - \alpha$$

$$Xt = Ft$$

c) *Triple Exponential Smoothing (Winters)*

Formula untuk metode Triple Exponential Smoothing (Winters) adalah

$$T = (a_0 \cdot t + a_1 \cdot t)Ct \quad (2.5)$$

Dimana

$$a_0 = a_{0,2N} - (2N)a_1$$

$$a_0 = \frac{f_2 - f_1}{N}, \quad f_1 = \frac{\sum_{t=1}^N f_t}{N}, \quad f_2 = \frac{\sum_{t=N+1}^{2N} f_t}{N}$$

$$a_{0,2N} = f_2 + a_1 \frac{N-1}{N^2}$$

$$C_t = \frac{f_t}{a_0 - a_t}, \quad \frac{\sum_{t=1}^N C_t}{N} = 1$$

### 2.6.2 Model Proyeksi Trend dengan Regresi

Regresi linier adalah metode popular untuk berbagai macam permasalahan yang sangat cocok digunakan bila pola data adalah trend. Formula regresi linier adalah

$$f_{(t)}^\wedge = a_0 + b \cdot t + \epsilon_t \quad (2.6)$$

Dimana

$$f_{(t)}^\wedge = \text{Nilai dari fungsi (permintaan) pada periode } t \text{ (variabel terikat)}$$

$$a_0, b = \text{Intercept dan slope}$$

$$t = \text{Periode (variabel bebas)}$$

$$\epsilon_t = \text{Error atau kesalahan atau penyimpangan pada periode } t$$

### 2.6.3 Model ARIMA (Box Jenkins)

Model *Autoregressive Integrated Moving Average* (ARIMA) telah dipelajari dan diperkenalkan oleh George Box dan Gwylim Jenkins (1976). ARIMA diterapkan untuk analisis deret berkala (time series), prakiraan dan pengendalian. ARIMA merupakan model istimewa karena dalam membuat prakiraan tidak membutuhkan atau mengabaikan variabel independen. ARIMA merupakan alat yang menggunakan nilai-nilai sekarang dan nilai-nilai lampau dari variabel dependen untuk menghasilkan prakiraan jangka pendek yang akurat.

Pemilihan model yang terbaik dapat dilakukan dengan membandingkan distribusi koefisien-koefisien otokorelasi dari data runtut waktu tersebut dengan distribusi teoritis dari berbagai macam model ARIMA yang paling umum ditunjukkan oleh gambar.

Hal yang pertama kali dilakukan dalam menerapkan model ARIMA Box-Jenkins adalah menganggap data yang akan dianalisis bersifat stasioner. sebuah data disebut stasioner bila data berfluktuasi (Box & Jenkins, 1976) disekitar nilai rata-rata dari data runtut waktu.

#### 2.6.3.1 Koefisien Otokorelasi

Koefisien Otokorelasi atau yang biasa disingkat ACF (*autocorrelation function*), menurut Makridakis, adalah nilai tengah dan varians (standar deviasi) dari suatu deret berkala mungkin tidak bermanfaat apabila deret tersebut tidak stasioner akan tetapi nilai minimum dan maksimum dapat digunakan untuk tujuan plotting. Koefisien korelasi sederhana antara  $Z_t$  dan  $Z_{t-1}$  dapat dicari dengan persamaan berikut

$$\rho_k = \frac{\text{Cov}(Z_t, Z_{t+k})}{\sqrt{\text{Var}(Z_t)} \sqrt{\text{Var}(Z_{t+k})}} = \frac{\gamma_k}{\gamma_0} \quad (2.7)$$

Dimana  $\text{Var}(Z_t) = \text{Var}(Z_{t+k}) = \gamma_0$ , fungsi dari  $k$ ,  $\gamma_k$  adalah fungsi *autocovariance* dan  $\rho_k$  merupakan fungsi otokorelasi.

Otokorelasi untuk *time lag* ke 1,2,3,.....dst dapat dicari dan dinotasikan sebagai berikut

$$\hat{\rho}_k = \frac{\sum_{t=1}^{n-k} (Z_t - \bar{Z})(Z_{t+k} - \bar{Z})}{\sum_{t=1}^{n-k} (Z_t - \bar{Z})^2} \quad (2.8)$$

Dimana  $Z_t = \sum_{t=1}^{n-k} Z_t / n$ , rata-rata sampel. Sebuah plot antara  $\hat{\rho}_x$  dan  $k$  dinamakan korelogram.



Pengujian otokorelasi dengan menggunakan uji  $t$  sebagai berikut.  
Hipotesis:

$$H_0 : \rho_k = 0$$

$$H_1 : \rho_k \neq 0$$

Statistik Uji :

$$t_{hitung} = \frac{\hat{\rho}_k}{S_{\hat{\rho}_k}} \quad (2.9)$$

Dimana nilai  $S_{\hat{\rho}_k} = \sqrt{\frac{1+2 \sum_{k=1}^{i-1} \rho_k^2}{n}}$

Daerah penolakan :

Tolak  $H_0$ , jika nilai  $|t_{hitung}| > t_{an}$  (Wei, 2006:35)

### 2.6.3.2 Koefisien Otokorelasi Parsial

Otokorelasi parsial atau PACF (*partial autocorrelation function*) digunakan untuk mempermudah identifikasi model ARIMA yang tepat untuk peramalan (Makridakis, 1999). Otokorelasi parsial dapat digunakan untuk mengetahui derajat hubungan antara nilai-nilai sekarang dengan nilai sebelumnya dari suatu variabel. Menurut Wei, pendugaan otokorelasi parsial (PACF) antara  $Z_t$  dan  $Z_{t+k}$  akan sama dengan otokorelasi secara umum antara  $(Z_t - \bar{Z})$  dan  $(Z_{t+k} - \bar{Z})$

Fungsi otokorelasi parsial dapat dirumuskan sebagai berikut.

$$\rho_k = \frac{Cov[(Z_t - \bar{Z}_t)(Z_{t+k} - \bar{Z}_{t+k})]}{\sqrt{Var(Z_t - \bar{Z}_t)} \sqrt{Var(Z_{t+k} - \bar{Z}_{t+k})}} \quad (2.10)$$

### 2.6.3.3 Model Autoregressive

Metode kuadrat terkecil non linear ini menggunakan teknik iterasi untuk menghitung parameter-paramater dan tidak dengan menggunakan perhitungan secara langung. Suatu persamaan linier dikatakan sebagai autoregressive model jika model tersebut menunjukkan  $Z_t$  sebagai fungsi linier dari sejumlah  $Z_t$  aktual kurun waktu sebelumnya bersama dengan kesalahan sekarang. Bentuk model ini dengan ordo  $p$  atau AR ( $p$ ) atau model ARIMA ( $p,d,0$ ) secara umum adalah

$$Z_t = b_0 + b_1 Z_{t-1} + b_2 Z_{t-2} + \dots + b_p Z_{t-p} + e_t \quad (2.11)$$

dimana :

- $Z_t$  : data deret berkala sebagai variabel dependen waktu ke-t  
 $Z_{t-p}$  : data deret berkala pada kurun waktu ke  $(t-p)$   
 $b_0$  : konstanta  
 $b_1 \dots b_p$  : parameter-parameter autoregressive  
 $e_t$  : nilai kesalahan pada kurun waktu ke - t

#### 2.6.3.4 Model Moving Average

Berbeda dengan autoregressive model yang menunjukkan  $Z_t$  sebagai fungsi linier dari sejumlah  $Z_t$  aktual kurun waktu sebelumnya, moving average model menunjukkan nilai  $Z_t$  berdasarkan kombinasi kesalahan linier masa lalu (lag). Bentuk model ini dengan ordo q atau MA (q) atau model ARIMA (0,d,q) secara umum adalah

$$Z_t = b_0 + e_t - c_1 e_{t-1} - c_2 e_{t-2} - \dots - c_q e_{t-q} \quad (2.12)$$

dimana :

- $Z_t$  : data deret berkala sebagai variabel dependen waktu ke-t  
 $b_0$  : konstanta  
 $e_t$  : residual  
 $c_1 \dots c_q$  : parameter-parameter moving average  
 $e_{t-q}$  : nilai residual pada kurun waktu ke  $-(t-q)$

Pada model MA ini, nilai variabel dependen  $Z_t$  lebih tergantung pada nilai lampau daripada nilai variabel itu sendiri.

#### 2.6.4 Model ARIMA (Autoregressive Integrated Moving Average)

Model AR dan MA dapat digabungkan dan melahirkan suatu model baru yang disebut ARIMA, sehingga persamaannya adalah

$$Z_t = b_0 + b_1 Z_{t-1} + b_2 Z_{t-2} + \dots + b_p Z_{t-p} + e_t - c_1 e_{t-1} - c_2 e_{t-2} - \dots - c_q e_{t-q} \quad (2.13)$$

Model ARIMA menggunakan  $(p,q)$  menggunakan kombinasi nilai-nilai dan kesalahan sebelumnya. Model ARIMA ini digunakan untuk mencari model yang lebih baik dibandingkan hanya memakai model AR dan atau MA saja. Proses autoregressive integrated moving average secara umum dilambangkan dengan ARIMA  $(p,d,q)$ , dimana:

- $p$  : menunjukkan ordo/derajat autoregressive (AR)

- d : menunjukkan tingkat proses differencing
- q : menunjukkan ordo/derajat moving average (MA)

## 2.7 Keamanan Energi

Tujuan pertama dari sistem operasi pembangkitan tenaga listrik adalah memastikan Keamanan, yang berarti pasokan listrik terus menerus dalam range (rentang) variasi tegangan dan frekuensi yang diperbolehkan. Biasanya dalam nominal kecil atau rendah (Budi & Agustin, 2013).

Pada dasarnya ini memerlukan adanya kecocokan output dari sistem pembangkitan dengan beban, suatu proses yang mempertimbangkan variasi beban dan daya yang dibangkitkan dalam periode kurang dari satu detik hingga beberapa tahun.

Untuk jangka pendek ini rentang yang terjadi terkait dengan mengenai perubahan beban normal dan perubahan daya pembangkitan akibat adanya kegagalan tiba-tiba dari sistem pembangkit. Untuk jangka panjang rentang yang terjadi terkait dengan pertumbuhan beban normal dan waktu atau periode pembangunan pembangkit-pembangkit besar yang baru.

*Capacity* atau *reserve planning* merupakan kapasitas terpasang yang ditentukan untuk mengantisipasi perubahan beban normal dalam jangka panjang. Reserve capacity dibentuk akibat adanya ketidakpastian (risiko) pada sisi ketersediaan kapasitas dan beban dalam berbagai kurun waktu.

Cadangan (*reserve*) berarti selisih antara kapasitas dan beban. Jika dinyatakan dalam persentase itu merupakan fraksi berbasis beban. Cadangan terpasang diartikan sebagai selisih antara kapasitas terpasang dengan beban puncak pada suatu tahun tertentu. Ini merupakan perkiraan kasar mengenai potensi Keamanan operasi untuk tahun tertentu.

Untuk pertimbangan Keamanan dengan adanya variasi beban musiman perlu ditentukan margin cadangan (*reserve margin*) sepanjang tahun meliputi beban puncak musiman pada setiap musim dalam setahun. Variasi ini penting untuk menjadwalkan pemeliharaan unit pembangkitan.

Saat melaksanakan pemeliharaan, unit pembangkitan berhenti beroperasi selama kurun waktu tertentu yang terjadwal. Persentase waktu dimana unit tidak beroperasi akibat adanya pemeliharaan rutin disebut dengan planned outage. Nilainya bervariasi menurut jenis pembangkit. Umumnya 2% atau kurang untuk pembangkit hidro hingga 12% atau lebih untuk *coal-fired steam units*.

### 2.7.1 Cadangan Operasi Harian (*Daily Operating Reserve*)

Topik ini terkait dengan bagaimana operator usaha pembangkitan melepaskan cadangan yang ada (*available reserve*) setiap hari untuk mengikuti atau mencocokkan variasi beban harian. Cadangan operasi merupakan selisih antara beban antisipasi dan kapasitas pembangkit yang menghasilkan output dalam jangka waktu cukup singkat dalam batas tertentu.

Perkiraan atau *forecast* beban setiap jam umumnya dibentuk sebelum operasi harian dilaksanakan. Sejumlah unit kadangkala harus di *shutdown* pada saat beban rendah untuk menghemat biaya. *Commitment list* merupakan daftar pembangkit yang harus dapat dioperasikan untuk mengimbangi peningkatan beban yang tinggi, misalnya di pagi hari. Mengingat waktu untuk mengaktifkan pembangkit dan waktu untuk melakukan sinkronisasi biasanya lebih panjang dari kenaikan beban maka umumnya pembangkit harus disiapkan cukup lama sebelumnya dengan *excess power* sekitar 50% hingga 100% dari kapasitas dalam periode adanya kenaikan beban yang cepat. Besarnya *excess power* disebut sebagai *spinning reserved*.

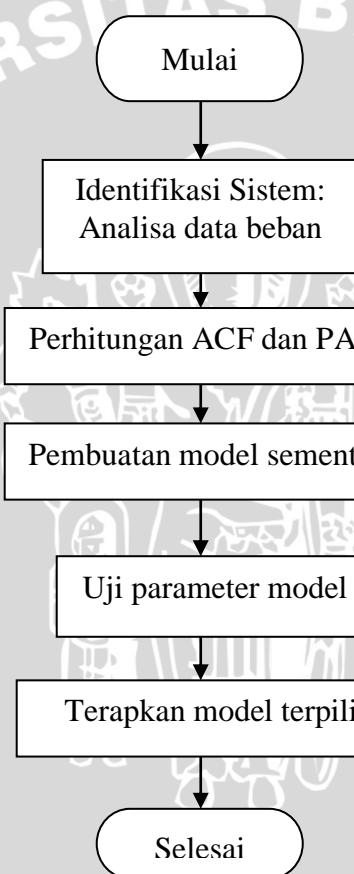
*Spinning reserve* umumnya sangat mahal dibandingkan saat beroperasi normal pada kapasitas penuh. Namun demikian tetap diperlukan untuk menjaga Keamanan yang nilainya berkisar antara 4% hingga 8% dari daya rata-rata/ daya puncak harian. Tidak ada forecast yang betul-betul sempurna. *Forecast error* kerap terjadi dengan batas sebesar 1% hingga 2%.



### BAB III

### METODE PENELITIAN

Untuk menyelesaikan rumusan masalah dan merealisasikan tujuan dari pembahasan dalam penelitian ini, maka diperlukan metode untuk menyelesaikan permasalahannya. Metode penelitian dalam penyusunan penelitian ini adalah metode perhitungan dimana data-data yang didapatkan akan dihitung dan kemudian dianalisis. Adapun langkah-langkah metode penelitian ini dapat dilihat pada gambar 3.1 dibawah ini.



Gambar 3.1 Diagram Alir Metode Penelitian

#### 3.1 Pengambilan Data

Dalam penelitian ini dilakukan pengambilan data yang diperoleh dari PT. PLN (Persero) P3B Jawa Bali Area Pelaksana Pemeliharaan Malang dan PT. PLN (Persero) Distribusi Jawa Timur Area Pelayanan dan Jaringan Malang Rayon Malang Kota. Pengambilan data dilakukan untuk memperoleh data-data yang diperlukan dalam

menyelesaikan penelitian. Adapun data yang diperlukan adalah data beban harian Malang.

### **3.2 Prosedur Perhitungan dan Analisis**

Langkah-langkah perhitungan dan analisis untuk memperoleh hasil akhir dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Identifikasi data untuk melihat apakah data sudah stasioner atau belum dengan cara :
  - a. Membuat plot data *time series*, jika pada grafik terlihat adanya tren meningkat atau menurun berarti data belum stasioner.
  - b. Jika data belum stasioner, maka harus distasionerkan dahulu dengan cara medeferensiasi data menggunakan persamaan .
  - c. Membuat plot data time series dari data yang telah dideferensiasi. Bila pada grafik sudah tidak terlihat adanya tren. Maka data telah stasioner dan siap untuk identifikasi model ARIMA. Jika belum, maka deferensiasikan lagi hingga data stasioner.
2. Identifikasi model dengan cara menghitung ACF dan PACF. Lalu buat grafik ACF dan PACF dan lihat pada grafik ada berapa lag terjadi korelasi atau dengan menggunakan uji T dengan persamaan().
3. *Overfitting*. Setelah identifikasi model maka akan didapat model awal ARIMA (p,d,q). (p) didapat dari lag PACF, (d) didapat dari seberapa banyak data dideferensiasi hingga stasioner dan (q) didapat dari lag ACF. *Overfitting* dilakukan untuk mengetahui banyak solusi yang didapat dari model awal ARIMA.
4. Estimasi parameter dan uji asumsi dilakukan untuk mengetahui solusi ARIMA terbaik prakiraan dari data tersebut. Estimasi parameter dilakukan dengan cara perhitungan nilai normalitas (P) yang tidak boleh melebihi 0,05 dan uji asumsi dengan melihat grafik ACF dan PACF residual apakah masih terdapat lag atau tidak. Jika masih terdapat lag maka solusi tidak terpenuhi.
5. Gunakan solusi terbaik yang telah didapat untuk *peramalan*.
6. Menghitung nilai *spinning reserve* agar tercapai kehandala dari persamaan () .



### 3.3 Penutup

Pada bagian penutup akan dilakukan pengambilan kesimpulan dan saran. Kesimpulan diambil berdasarkan hasil perhitungan peramalan beban harian dengan model ARIMA terbaik dan menghitung nilai *spinning reserve*, sehingga dapat diketahui berapa besar daya minimal yang dibutuhkan dikemudian hari agar tercapai Keamanan. Setelah kesimpulan diambil maka saran akan digunakan untuk memperbaiki penelitian dan pengembangan selanjutnya.



## BAB IV

### STUDI PRAKIRAAN BEBAN LISTRIK JANGKA PENDEK DENGAN MODEL ARIMA PADA PT. PLN APJ MALANG

#### 4.1 Gambaran PT. PLN APJ Malang

PT. PLN Area Pelayanan dan Jaringan Malang melayani tiga daerah administrasi yakni Kota Malang, Kabupaten Malang dan Kota Batu. Ketiga daerah ini saling menyokong dari sisi ekonomi termasuk juga kelistrikannya. Akibat luasnya area yang dicakup, PT PLN APJ malang yang terletak di Jalan Jendral Basuki Rahmad No.100 Malang 65111 membagi Unit Pelayanan Jaringan menjadi 14 Unit.

Nama UPJ	Alamat
Unit Pelayanan dan Jaringan Lawang	Jl. Pungkur Argo No 2 Lawang.
Unit Pelayanan dan Jaringan Bululawang	Jl. Raya Bululawang.
Unit Pelayanan dan Jaringan Batu	Jl. Trunojoyo No. 14 Batu.
Unit Pelayanan dan Jaringan Singosari	Jl. Kertanegara No. 7 Singosari.
Unit Pelayanan dan Jaringan Kepanjen	Jl. Panji 2 Kepanjen.
Unit Pelayanan dan Jaringan Tumpang	Jl. Raya Tulus Ayu Tumpang.
Unit Pelayanan dan Jaringan Gondanglegi	Jl. P. Diponegoro 16 Gondanglegi.
Unit Pelayanan dan Jaringan Ngantang	Jl. Raya Ngantang.
Unit Pelayanan dan Jaringan Dinoyo	Jl. MT. Haryono 189 Malang.
Unit Pelayanan dan Jaringan Blimbing	Jl. Raya Mangliawan Malang.
Unit Pelayanan dan Jaringan Kota	Jl. Basuki Rahmat 100 Malang.
Unit Pelayanan dan Jaringan Kebonagung	Jl. Satsui Tubun No 28 Malang.
Unit Pelayanan dan Jaringan Dampit	Jl. Gunung Jati 11 Ds. Dampit.
Unit Pelayanan dan Jaringan Sumberpucung	Jl. Basuki Rahmat Krg.kates No. 9 Sumberpucung

Tabel 4.1 Nama UPJ dan Alamat

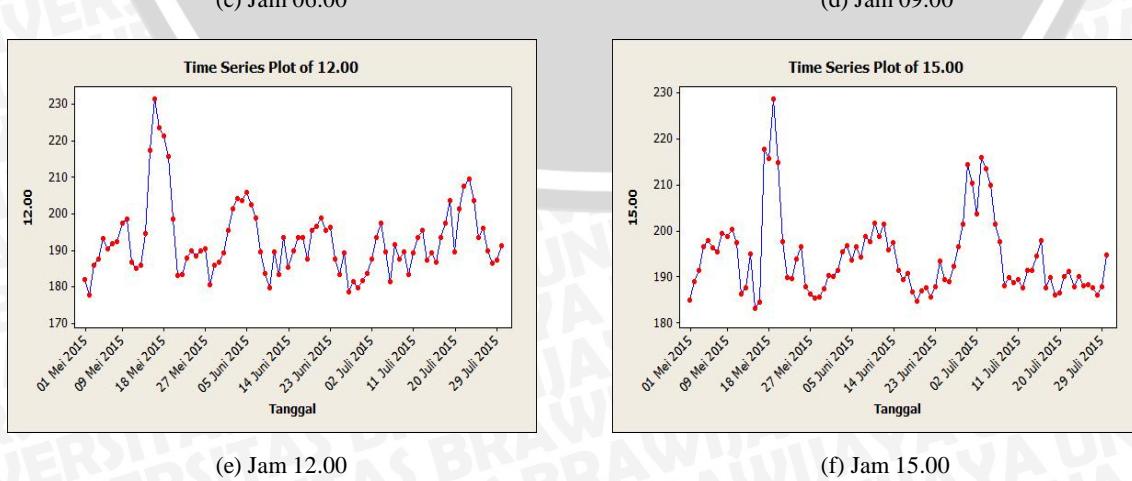
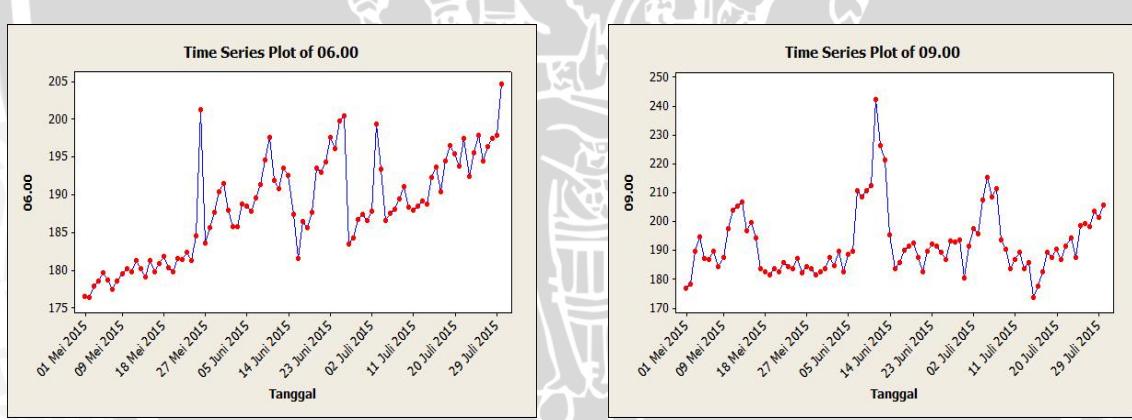
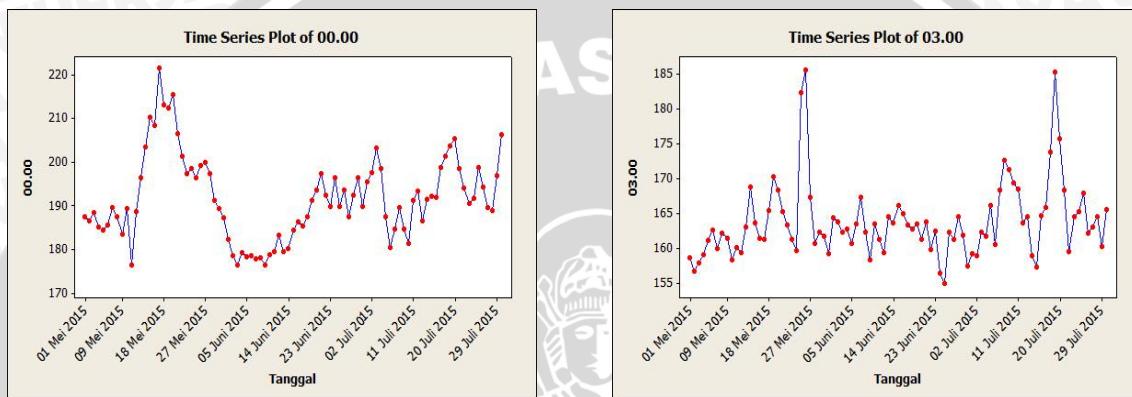


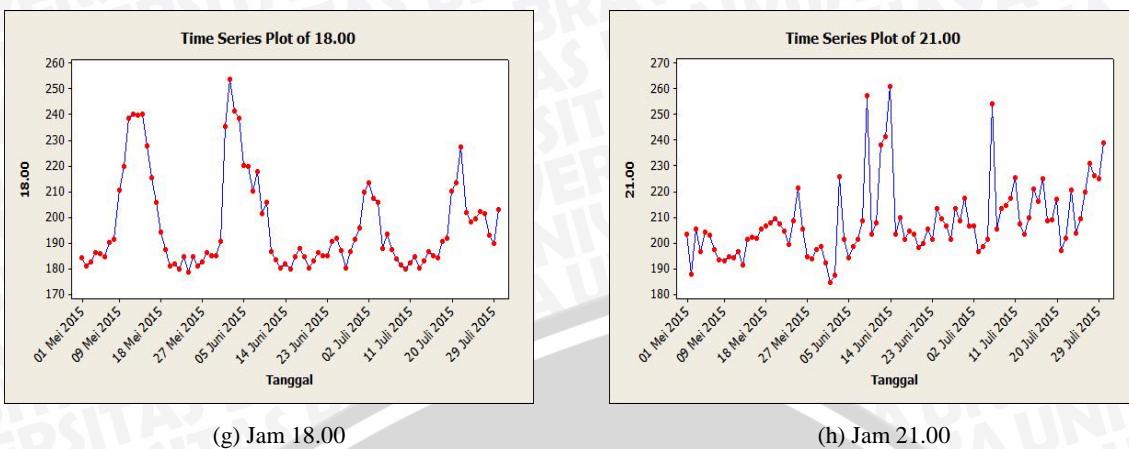
## 4.2 Identifikasi Data

Identifikasi data diperlukan untuk mengetahui apakah data sekunder pada lampiran 1 yang diperoleh sudah stasioner atau belum. Identifikasi data terdiri dari beberapa tahap sebagai berikut

### 4.2.1 Plot Data Time Series

Plot digunakan untuk mengetahui tren suatu *time serie*. Model ARIMA menyarankan data yang akan digunakan untuk peramalan harus stasioner. Plot data membantu untuk mengetahui apakah data telah stasioner atau belum.



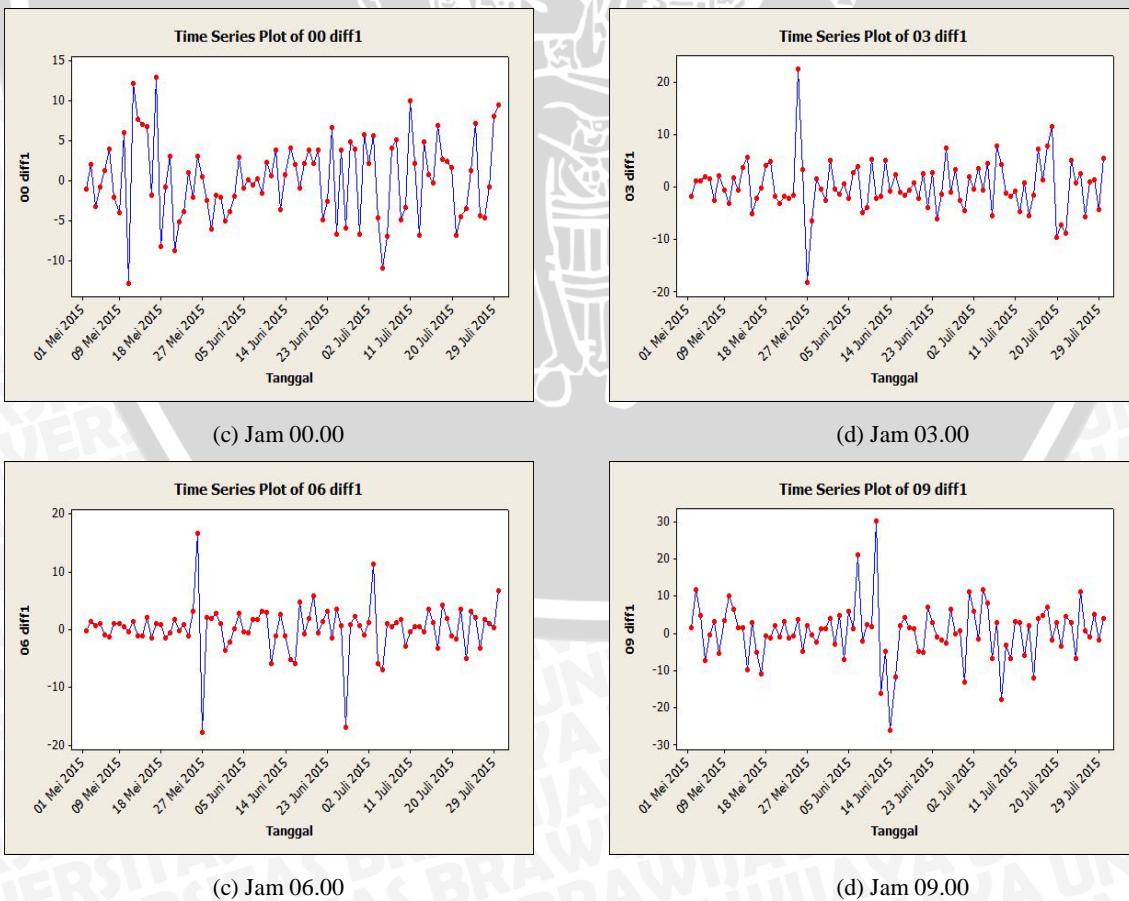


(g) Jam 18.00

(h) Jam 21.00

Gambar 4.1 Plot Time series

Pada gambar 4.2.1 terlihat bahwa semua data dari jam 00.00, jam 03.00, jam 06.00, jam 09.00, jam 12.00, jam 15.00, dan jam 21.00 menunjukkan adanya tren penaikan nilai seiring bertambahnya waktu. Pada jam 18.00 menunjukkan pola *time series* yang berulang pada rentang waktu tertentu. Berarti, kesemua data menunjukkan belum stasioner. Agar stasioner, data perlu dideferensiasi minimal satu kali dengan persamaan (2.1). Hasil perhitungan dapat dilihat pada lampiran 2.



(c) Jam 00.00

(d) Jam 03.00

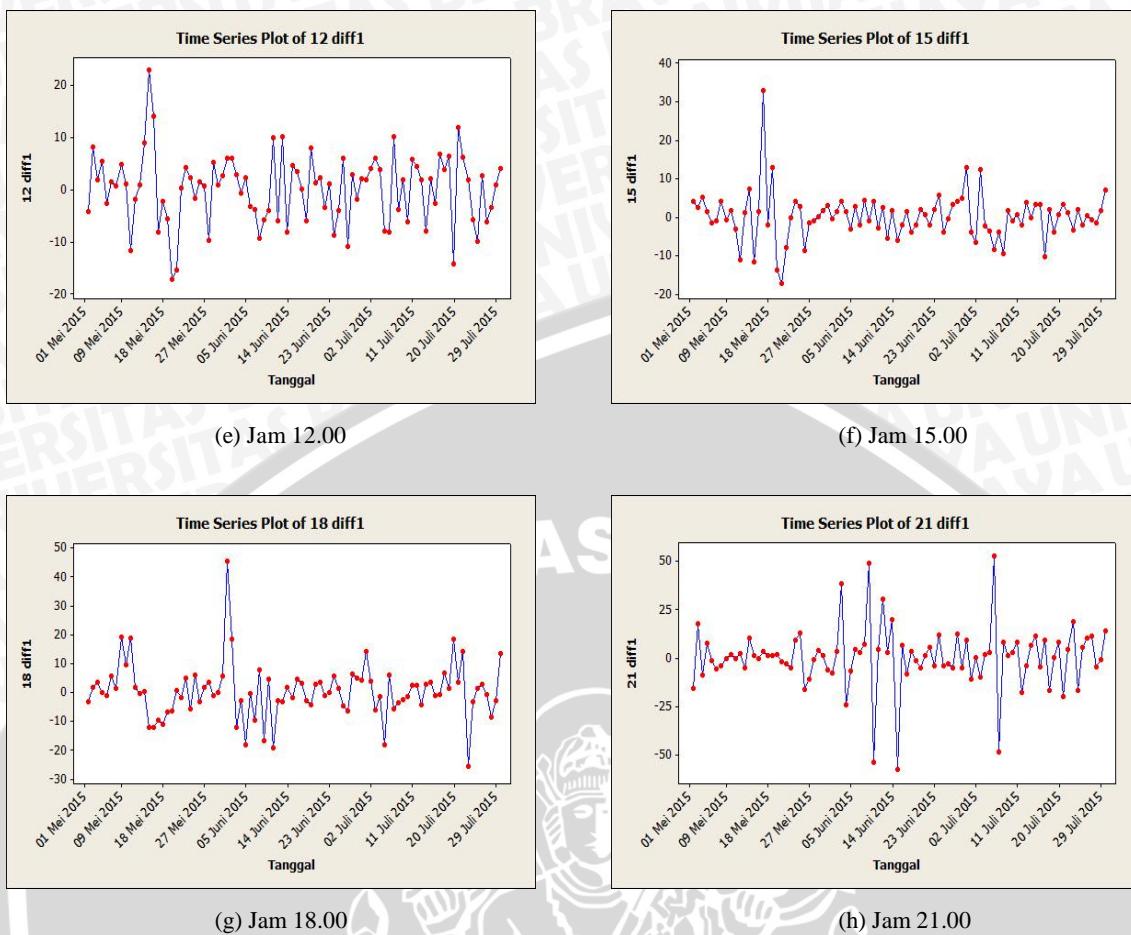
Time Series Plot of 06 diff1

Time Series Plot of 09 diff1

(c) Jam 06.00

(d) Jam 09.00

Time Series Plot of 09 diff1

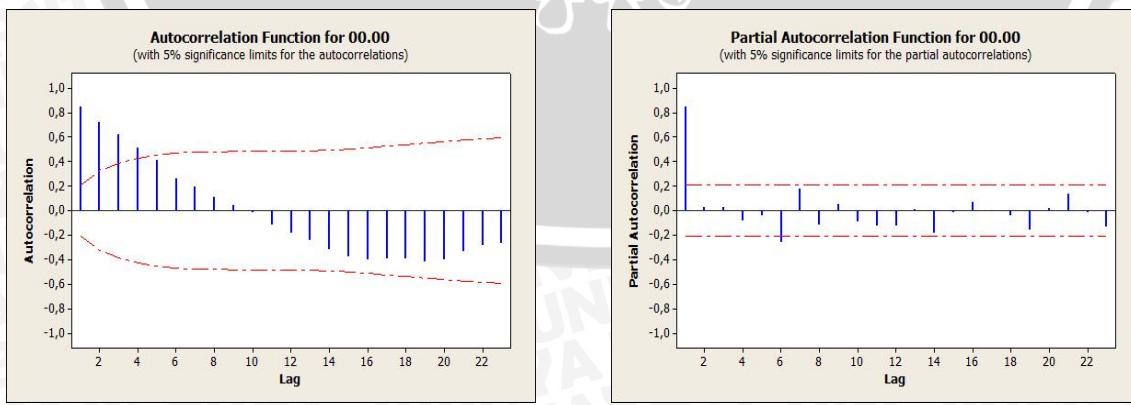


Gambar 4.2 Plot Data Differensiasi Satu

Pada gambar 4.2 menunjukkan bahwa data telah stasioner setelah dideferensiasi satu tingkat.

#### 4.2.2 Identifikasi Model

Setelah membuat plot, tahap selanjutnya adalah membuat ACF dan PACF *time series*. Plot ini berfungsi untuk identifikasi model awal ARIMA (p,d,q).



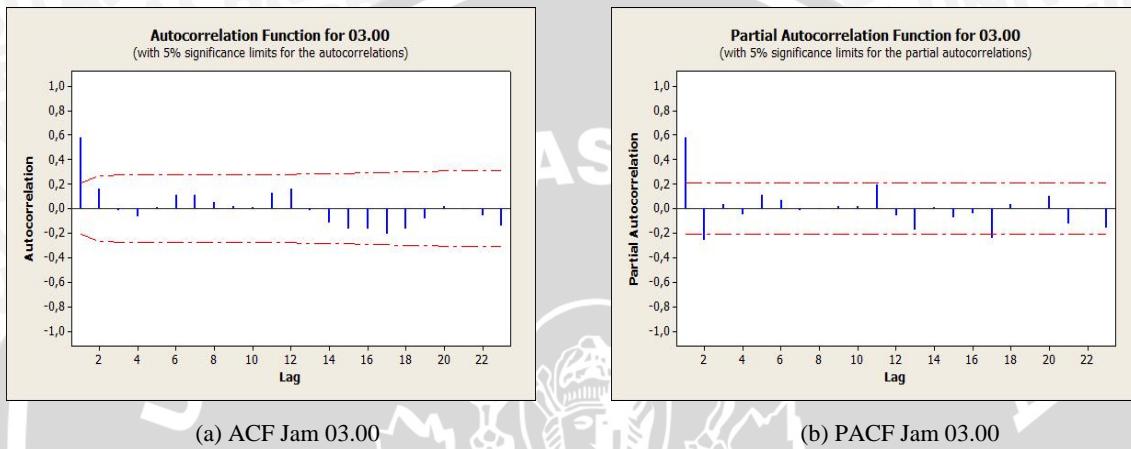
(a) ACF Jam 00.00 (b) PACF Jam 00.00

Gambar 4.3 ACF dan PACF Jam 00.00

Gambar 4.3 menunjukkan bahwa :

- Plot ACF menurun secara eksponensial. Pada ACF terdapat 4 ordo atau 4 lag yang signifikan sehingga ordo MA(4)
- Plot PACF menurun secara eksponensial. Pada PACF terdapat 2 ordo atau 2 lag yang signifikan sehingga ordo AR(2).

Sehingga didapatkan model awal ARIMA (p,d,q) untuk jam 00.00 adalah ARIMA (2,1,4)

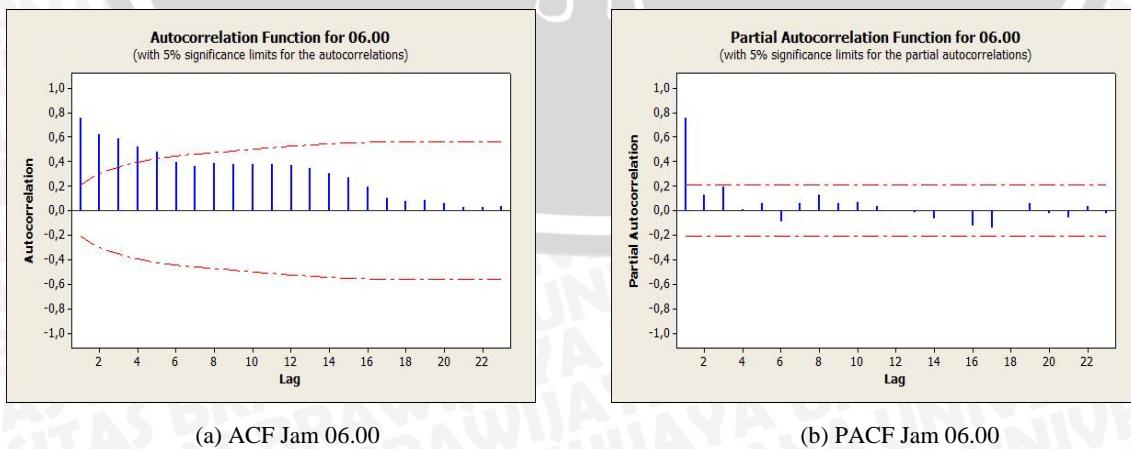


Gambar 4.4 ACF dan PACF Jam 03.00

Gambar 4.4 menunjukkan bahwa :

- Plot ACF menurun secara eksponensial. Pada ACF terdapat 1 ordo atau 1 lag yang signifikan sehingga ordo MA(1)
- Plot PACF menurun secara eksponensial. Pada PACF terdapat 3 ordo atau 3 lag yang signifikan sehingga ordo AR(3).

Sehingga didapatkan model awal ARIMA (p,d,q) untuk jam 03.00 adalah ARIMA (1,1,3)



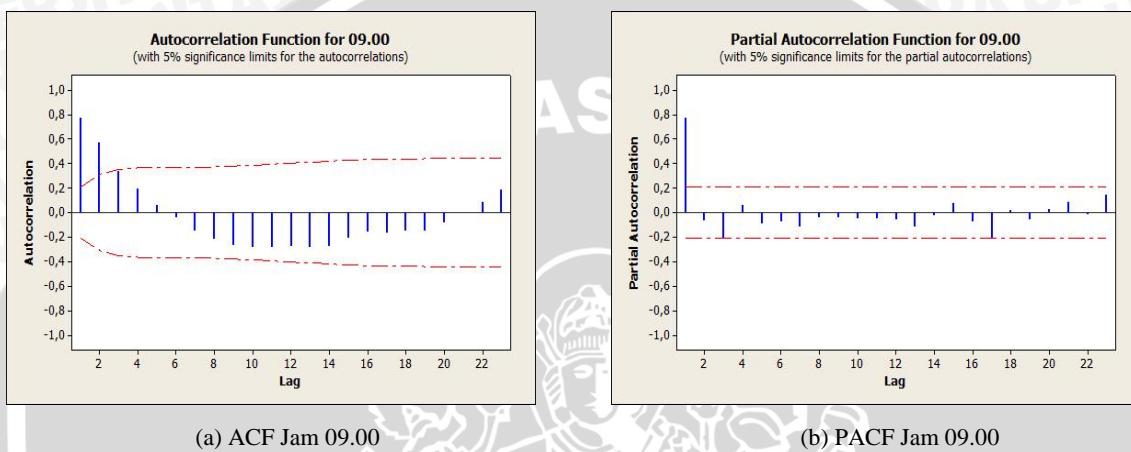
Gambar 4.5 ACF dan PACF Jam 06.00



Gambar 4.5 menunjukkan bahwa :

- Plot ACF menurun secara eksponensial. Pada ACF terdapat 5 ordo atau 5 lag yang signifikan sehingga ordo MA(5)
- Plot PACF menurun secara eksponensial. Pada PACF terdapat 1 ordo atau 1 lag yang signifikan sehingga ordo AR(1).

Sehingga didapatkan model awal ARIMA (p,d,q) untuk jam 06.00 adalah ARIMA (1,1,5)

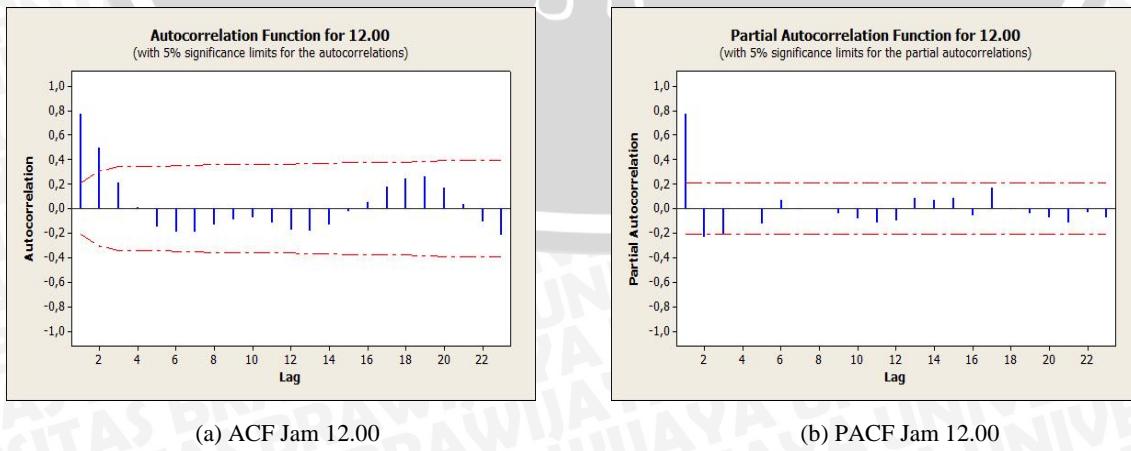


Gambar 4.6 ACF dan PACF Jam 09.00

Gambar 4.6 menunjukkan bahwa :

- Plot ACF menurun secara eksponensial. Pada ACF terdapat 2 ordo atau 2 lag yang signifikan sehingga ordo MA(2)
- Plot PACF menurun secara eksponensial. Pada PACF terdapat 1 ordo atau 1 lag yang signifikan sehingga ordo AR(1).

Sehingga didapatkan model awal ARIMA (p,d,q) untuk jam 09.00 adalah ARIMA (1,1,2)



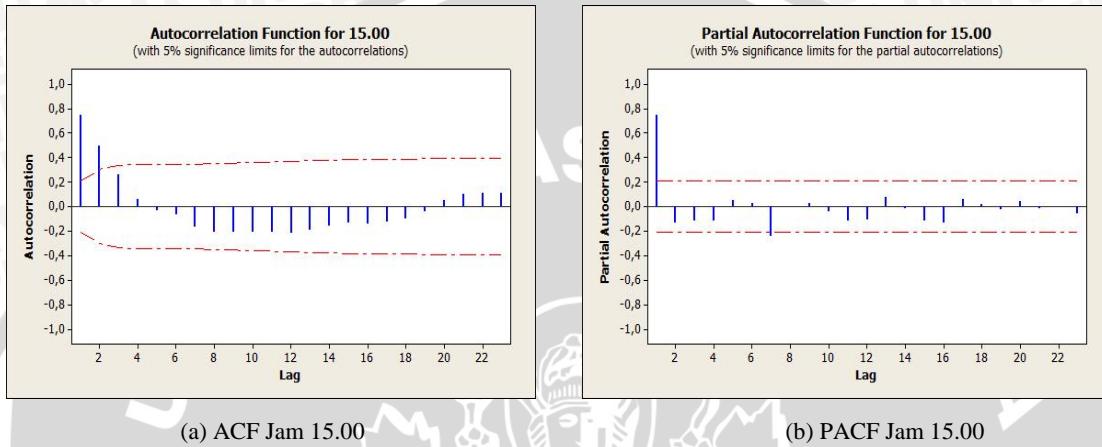
Gambar 4.7 ACF dan PACF Jam 12.00



Gambar 4.7 menunjukkan bahwa :

- Plot ACF menurun secara eksponensial. Pada ACF terdapat 2 ordo atau 2 lag yang signifikan sehingga ordo MA(2)
- Plot PACF menurun secara eksponensial. Pada PACF terdapat 2 ordo atau 2 lag yang signifikan sehingga ordo AR(1).

Sehingga didapatkan model awal ARIMA (p,d,q) untuk jam 12.00 adalah ARIMA (2,1,2)

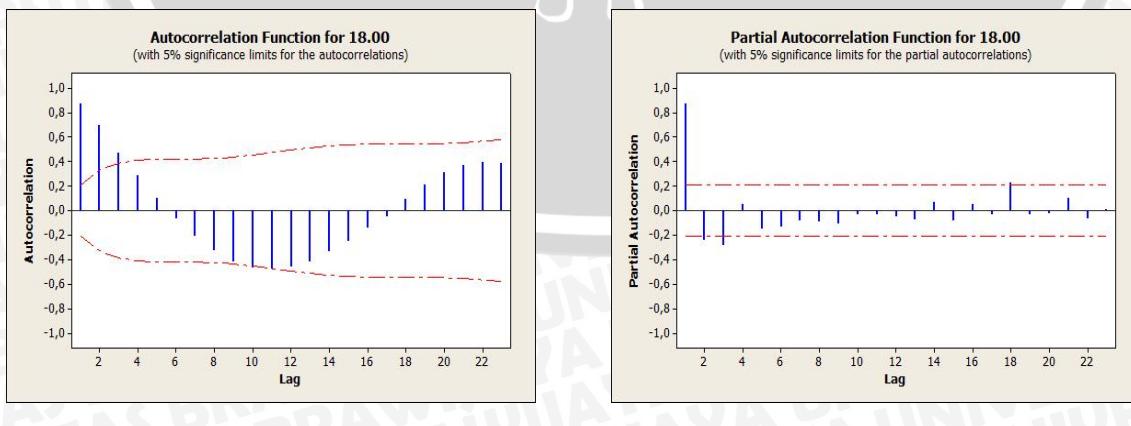


Gambar 4.8 ACF dan PACF Jam 15.00

Gambar 4.8 menunjukkan bahwa :

- Plot ACF menurun secara eksponensial. Pada ACF terdapat 2 ordo atau 2 lag yang signifikan sehingga ordo MA(2)
- Plot PACF menurun secara eksponensial. Pada PACF terdapat 2 ordo atau 2 lag yang signifikan sehingga ordo AR(1).

Sehingga didapatkan model awal ARIMA (p,d,q) untuk jam 15.00 adalah ARIMA (2,1,2)



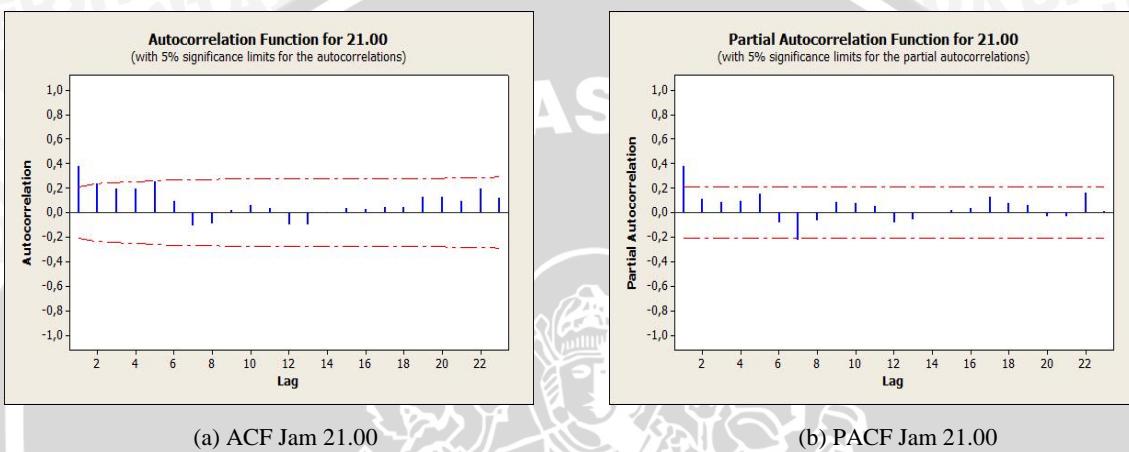
Gambar 4.9 ACF dan PACF Jam 18.00



Gambar 4.9 menunjukkan bahwa :

- Plot ACF menurun secara eksponensial. Pada ACF terdapat 4 ordo atau 4 lag yang signifikan sehingga ordo MA(4)
- Plot PACF menurun secara eksponensial. Pada PACF terdapat 4 ordo atau 4 lag yang signifikan sehingga ordo AR(4).

Sehingga didapatkan model awal ARIMA  $(p,d,q)$  untuk jam 18.00 adalah ARIMA  $(4,1,4)$



Gambar 4.10 ACF dan PACF Jam 21.00

Gambar 4.10 menunjukkan bahwa :

- Plot ACF menurun secara eksponensial. Pada ACF terdapat 2 ordo atau 2 lag yang signifikan sehingga ordo MA(2)
- Plot PACF menurun secara eksponensial. Pada PACF terdapat 2 ordo atau 2 lag yang signifikan sehingga ordo AR(1).

Sehingga didapatkan model awal ARIMA  $(p,d,q)$  untuk jam 21.00 adalah ARIMA  $(2,1,2)$

### 4.2.3 Overfitting

Overfitting digunakan untuk mencari beberapa solusi dari model awal ARIMA

Tabel 4.1 Overfitting 00.00

ARIMA (2,1,4)	ARIMA (2,1,3)
ARIMA (2,1,2)	ARIMA (2,1,1)
ARIMA (2,1,0)	ARIMA (1,1,4)
ARIMA (1,1,2)	ARIMA (1,1,3)

ARIMA (1,1,0)	ARIMA (1,1,1)
ARIMA (0,1,3)	ARIMA (0,1,4)
ARIMA (0,1,1)	ARIMA (0,1,2)

Lanjutan Tabel 4.1 Overfitting 00.00

ARIMA (1,1,3)	ARIMA (1,1,1)
ARIMA (1,1,0)	ARIMA (0,1,4)
ARIMA (0,1,3)	ARIMA (0,1,2)
ARIMA (0,1,1)	

Tabel 4.2 Overfitting 03.00

ARIMA (1,1,5)	ARIMA (1,1,4)
ARIMA (1,1,2)	ARIMA (1,1,3)
ARIMA (1,1,0)	ARIMA (1,1,1)
ARIMA (0,1,3)	ARIMA (0,1,4)
ARIMA (0,1,1)	ARIMA (0,1,2)
ARIMA (0,1,5)	

Tabel 4.3 Overfitting 06.00

ARIMA (1,1,2)	ARIMA (1,1,1)
ARIMA (1,1,0)	ARIMA (0,1,2)
ARIMA (0,1,1)	

Tabel 4.4 Overfitting 09.00

ARIMA (2,1,2)	ARIMA (2,1,1)
ARIMA (1,1,2)	ARIMA (1,1,1)
ARIMA (1,1,0)	ARIMA (0,1,2)
ARIMA (0,1,1)	ARIMA (2,1,0)

Tabel 4.5 Overfitting 12.00

ARIMA (2,1,2)	ARIMA (2,1,1)
ARIMA (1,1,2)	ARIMA (1,1,1)
ARIMA (1,1,0)	ARIMA (0,1,2)
ARIMA (0,1,1)	ARIMA (2,1,0)

Tabel 4.6 Overfitting 15.00

ARIMA (4,1,4)	ARIMA (4,1,3)
ARIMA (4,1,2)	ARIMA (4,1,1)
ARIMA (4,1,0)	ARIMA (3,1,1)
ARIMA (3,1,3)	ARIMA (3,1,4)
ARIMA (3,1,2)	ARIMA (3,1,1)
ARIMA (0,1,4)	ARIMA (0,1,3)
ARIMA (2,1,3)	ARIMA (2,1,4)
ARIMA (1,1,3)	ARIMA (1,1,4)
ARIMA (2,1,2)	ARIMA (2,1,1)
ARIMA (1,1,2)	ARIMA (1,1,1)
ARIMA (1,1,0)	ARIMA (0,1,2)
ARIMA (0,1,1)	ARIMA (2,1,0)

Tabel 4.7 Overfitting 18.00

ARIMA (2,1,2)	ARIMA (2,1,1)
ARIMA (1,1,2)	ARIMA (1,1,1)
ARIMA (1,1,0)	ARIMA (0,1,2)
ARIMA (0,1,1)	ARIMA (2,1,0)

Tabel 4.8 Overfitting 21.00

#### 4.2.4 Estimasi Parameter

Estimasi parameter digunakan untuk mengetahui solusi ARIMA yang terbaik dan signifikan dengan syarat  $P<0,05$ . Perhitungan estimasi parameter dapat dilihat pada lampiran 3.

1. Solusi yang signifikan terhadap  $P<0,05$  pada jam 00.00 yaitu ARIMA (1,1,1) tanpa konstan.
2. Solusi yang signifikan terhadap  $P<0,05$  pada jam 03.00 yaitu

- a. ARIMA (1,1,2) konstan
  - b. ARIMA (1,1,2) tanpa konstan
  - c. ARIMA (1,1,1) tanpa konstan
  - d. ARIMA (0,1,2) tanpa konstan
3. Solusi yang signifikan terhadap  $P < 0,05$  pada jam 06.00 yaitu
- a. ARIMA (0,1,2) konstan
  - b. ARIMA (0,1,2) tanpa konstan
  - c. ARIMA (1,1,1) konstan
  - d. ARIMA (0,1,1) tanpa konstan
  - e. ARIMA (1,1,0) tanpa konstan.
4. Solusi yang signifikan terhadap  $P < 0,05$  pada jam 09.00 yaitu ARIMA (1,1,1) tanpa konstan.
5. Solusi yang signifikan terhadap  $P < 0,05$  pada jam 12.00 yaitu ARIMA (1,1,2) tanpa konstan.
6. Solusi yang signifikan terhadap  $P < 0,05$  pada jam 15.00 yaitu
- a. ARIMA (1,1,2) tanpa konstan
  - b. ARIMA (1,1,1) tanpa konstan.
7. Solusi yang signifikan terhadap  $P < 0,05$  pada jam 18.00 yaitu
- a. ARIMA (2,1,4) tanpa konstan
  - b. ARIMA (0,1,2) tanpa konstan
8. Solusi yang signifikan terhadap  $P < 0,05$  pada jam 21.00 yaitu
- a. ARIMA (2,1,1) tanpa konstan
  - b. ARIMA (2,1,0) tanpa konstan
  - c. ARIMA (1,1,2) tanpa konstan
  - d. ARIMA (1,1,1) konstan
  - e. ARIMA (1,1,1) tanpa konstan
  - f. ARIMA (1,1,0) tanpa konstan
  - g. ARIMA (0,1,2) konstan
  - h. ARIMA (0,1,1) tanpa konstan

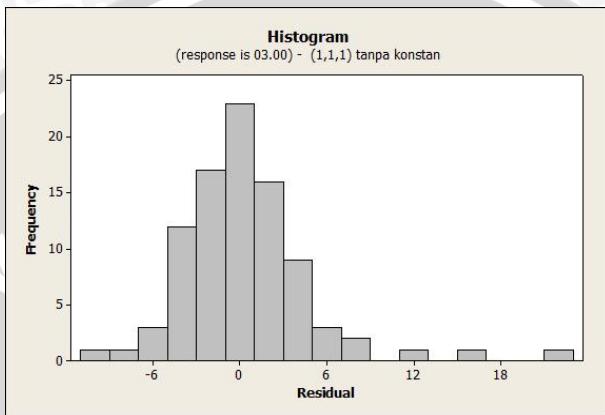
#### **4.2.5 Uji Asumsi**

Uji asumsi diperlukan untuk mencari dari beberapa solusi yang signifikan. Uji asumsi untuk menentukan apakah asumsi normalitas terpenuhi ataukah tidak atau apakah error berdistribusi normal ataukah tidak, dengan melihat plot normalitas dan

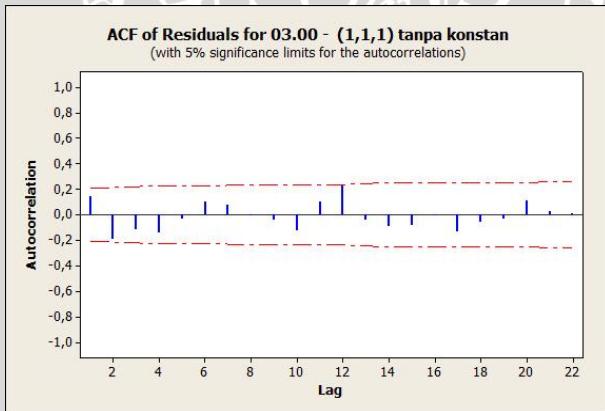


histogram dari residualnya jika simetris maka mendekati normal. Untuk melihat apakah terdapat autokorelasi ataukah tidak dengan melihat plot ACF dan PACF residual data, jika tidak terdapat *lag* yang melebihi batas signifikansi artinya bahwa tidak terdapat autokorelasi pada residual. Berikut hasil uji asumsi dari jam 00.00 hingga jam 21.00

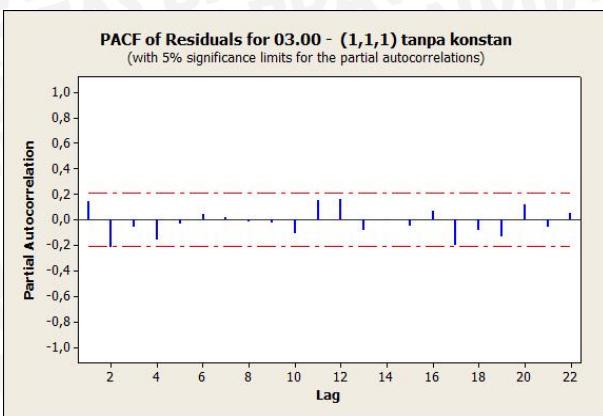
1. Uji asumsi untuk jam 00.00 tidak diperlukan karena hanya memiliki satu solusi setelah estimasi parameter yaitu ARIMA (1,1,1) tanpa konstan.
2. Uji asumsi untuk jam 03.00



Gambar 4.11 Residual Histogram Normalitas jam 03.00



Gambar 4.12 Residual Histogram Normalitas jam 03.00



Gambar 4.13 Residual Histogram Normalitas jam 03.00

Dengan cara yang sama didapatkan semua asumsi dari beberapa solusi ARIMA yang signifikan.

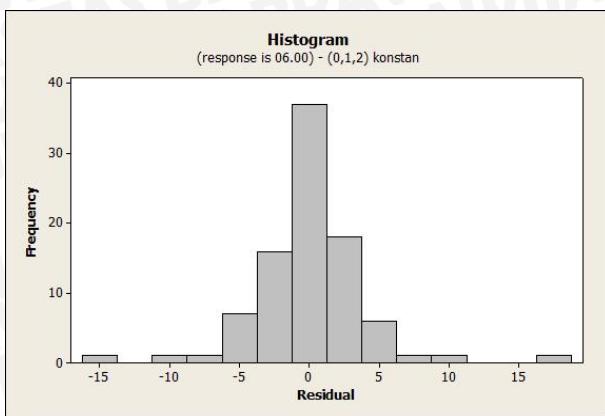
Jam 03.00	Normalitas	Otokorelasi
ARIMA (1,1,2) konstan MS = 17,95	Menjauhi normal	Tidak terpenuhi
ARIMA (1,1,2) tanpa konstan MS = 18,82	Menjauhi normal	Tidak terpenuhi
ARIMA (1,1,1) tanpa konstan MS = 20,43	Mendekati normal	Terpenuhi
ARIMA (0,1,2) tanpa konstan MS = 19,24	Menjauhi normal	Tidak terpenuhi

Tabel 4.9 Uji Asumsi Jam 03.00

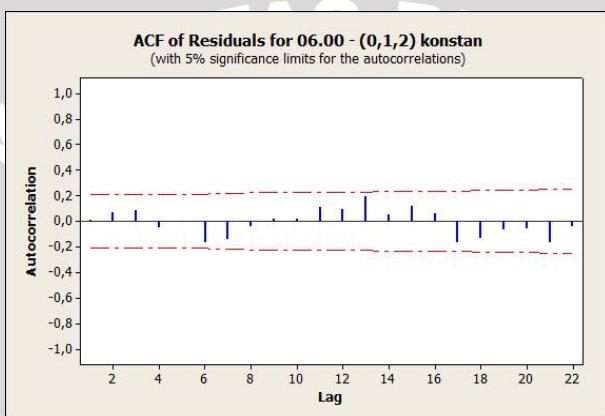
Berdasarkan uji asumsi diatas didapatkan solusi ARIMA (1,1,1) tanpa konstan karena memenuhi asumsi normalitas dan otokorelasi meski MSE-nya paling besar.

### 3. Uji asumsi untuk jam 06.00

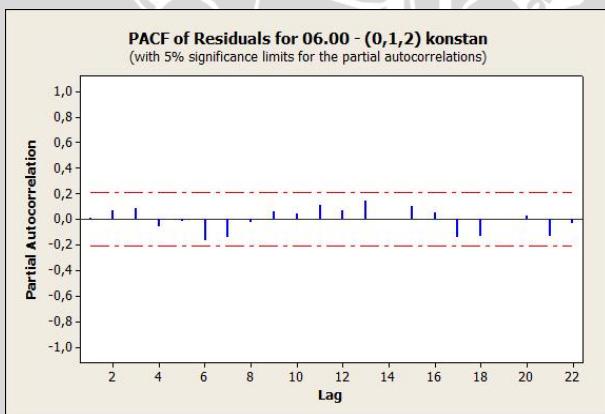




Gambar 4.14 Residual Histogram Normalitas jam 06.00



Gambar 4.15 ACF of residual ARIMA (0,1,2) jam 06.00



Gambar 4.16 PACF of residual ARIMA (0,1,2) jam 06.00

Dengan cara yang sama didapatkan semua asumsi dari beberapa solusi ARIMA yang signifikan.

Jam 06.00	Normalitas	Autokorelasi
ARIMA (1,1,0) tanpa konstan Ms:17,01	Menjauhi normal	Tidak terpenuhi

Jam 06.00	Normalitas	Autokorelasi
ARIMA (1,1,1) konstan Ms: 14,49	Menjauhi normal	Terpenuhi
ARIMA (0,1,2) konstan Ms:14,58	Mendekati normal	Terpenuhi
ARIMA (0,1,2) tanpa konstan Ms:15,16	Menjauhi normal	Terpenuhi
ARIMA (0,1,1) tanpa konstan Ms:16,03	Menjauhi normal	Tidak terpenuhi

Tabel 4.10 Uji Asumsi Jam 06.00

Berdasarkan uji asumsi diatas didapatkan solusi ARIMA (0,1,2) dengan konstan karena memiliki MSE paling kecil dan memenuhi asumsi normalitas dan otokorelasi.

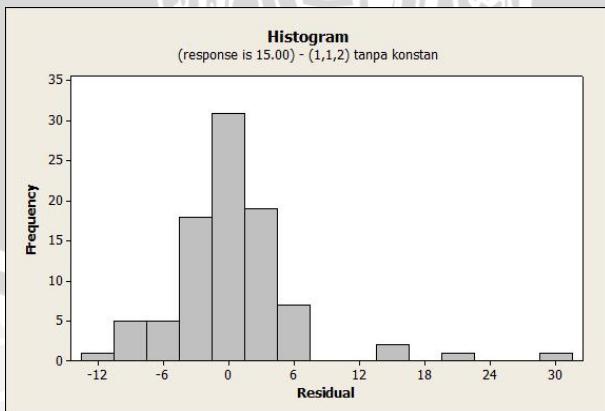
#### 4. Uji asumsi untuk jam 09.00

Uji asumsi untuk jam 09.00 tidak diperlukan karena hanya memiliki satu solusi setelah estimasi parameter yaitu ARIMA (1,1,1) tanpa konstan.

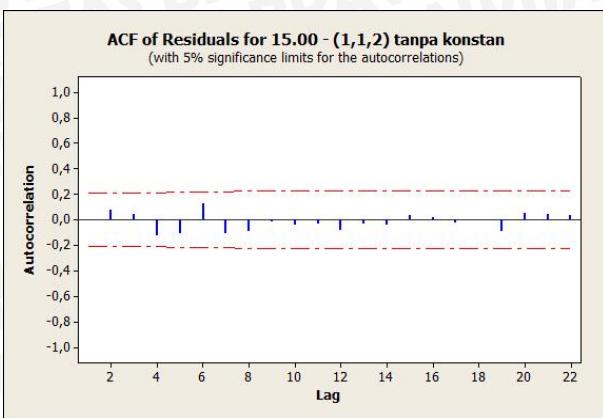
#### 5. Uji asumsi untuk jam 12.00

Uji asumsi untuk jam 12.00 tidak diperlukan karena hanya memiliki satu solusi setelah estimasi parameter yaitu ARIMA (1,1,2) tanpa konstan.

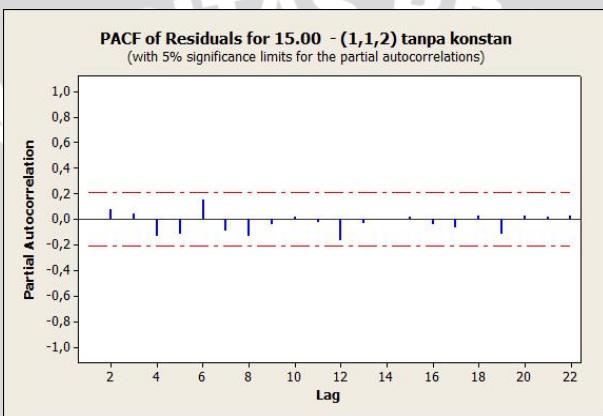
#### 6. Uji asumsi untuk jam 15.00



Gambar 4.17 Residual Histogram Normalitas jam 15.00



Gambar 4.18 ACF of residual ARIMA (1,1,2) jam 15.00



Gambar 4.19 PACF of residual ARIMA (1,1,2) jam 15.00

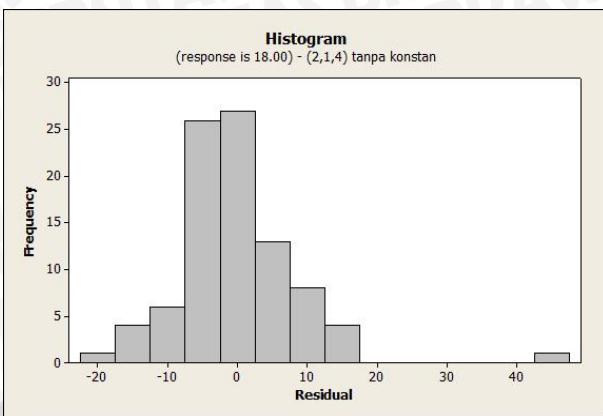
Dengan cara yang sama didapatkan semua asumsi dari beberapa solusi ARIMA yang signifikan.

Jam 15.00	Normalitas	Otokorelasi
ARIMA (1,1,2) tanpa konstan MS = 34,89	Mendekati normal	Terpenuhi
ARIMA (1,1,1) tanpa konstan MS = 35,28	Mendekati normal	Terpenuhi

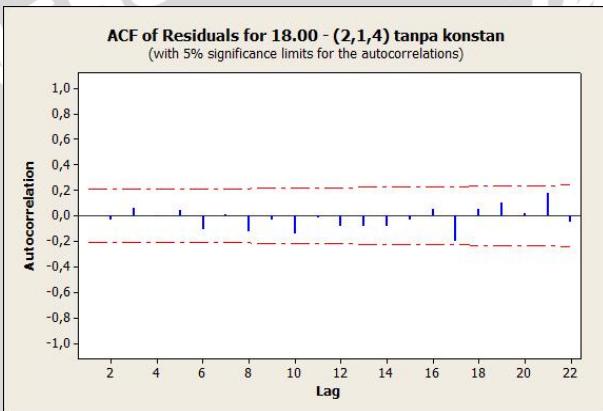
Tabel 4.11 Uji Asumsi Jam 15.00

Berdasarkan uji asumsi diatas didapatkan solusi ARIMA (1,1,2) tanpa konstan karena memiliki MSE paling kecil dan memenuhi asumsi normalitas dan otokorelasi.

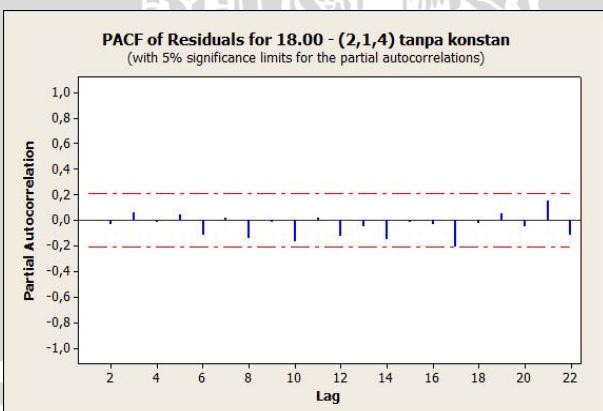
7. Uji asumsi untuk jam 18.00



Gambar 4.20 Residual Histogram Normalitas jam 18.00



Gambar 4.21 ACF of residual ARIMA (2,1,4) jam 18.00



Gambar 4.22 PACF of residual ARIMA (2,1,4) jam 18.00

Dengan cara yang sama didapatkan semua asumsi dari beberapa solusi ARIMA yang signifikan.

Jam 18.00	Normalitas	Otokorelasi
ARIMA (2,1,4) tanpa konstan	Mendekati normal	Terpenuhi



Jam 18.00	Normalitas	Otokorelasi
MS = 72,09		
ARIMA (0,1,2) tanpa konstan MS = 82,40	Mendekati normal	Tidak terpenuhi

Tabel 4.12 Uji Asumsi Jam 18.00

Berdasarkan uji asumsi diatas didapatkan solusi ARIMA (2,1,4) tanpa konstan karena memiliki MSE paling kecil dan memenuhi asumsi normalitas dan otokorelasi.

#### 8. Uji asumsi untuk jam 21.00

Jam 21.00	Normalitas	Otokorelasi
ARIMA (2,1,1) tanpa konstan MS = 216,6	Mendekati normal	Tidak terpenuhi
ARIMA (2,1,0) tanpa konstan MS = 200,6	Mendekati normal	Tidak terpenuhi
ARIMA (1,1,2) tanpa konstan MS = 178,7	Menjauhi normal	Tidak terpenuhi
ARIMA (1,1,1) konstan MS = 166,2	Menjauhi normal	Tidak terpenuhi
ARIMA (1,1,1) tanpa konstan MS = 178,0	Menjauhi normal	Tidak terpenuhi
ARIMA (1,1,0) tanpa konstan MS = 214,0	Mendekati normal	Tidak terpenuhi
ARIMA (0,1,2) konstan MS = 170,6	Menjauhi normal	Tidak terpenuhi
ARIMA (0,1,1) tanpa konstan MS = 182,4	Menjauhi normal	Tidak terpenuhi

Tabel 4.13 Uji Asumsi Jam 21.00

Berdasarkan Tabel 4.13 terlihat pada jam 21.00 tidak ada solusi yang dapat memenuhi semua uji asumsi namun bisa memilih yang memenuhi sekurangnya 2 uji asumsi dan memilih MSE yang paling kecil yaitu ARIMA (2,1,0) tanpa konstan.

#### 4.3 Penggunaan Model untuk Peramalan

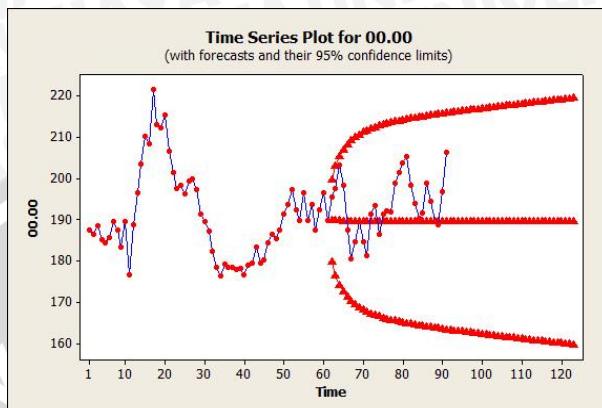
Model ARIMA (p,d,q) terbaik yang telah didapat dari hasil estimasi parameter dan uji asumsi diaplikasikan untuk peramalan.



- Model ARIMA (p,d,q) terbaik untuk jam 00.00 adalah ARIMA (1,1,1) tanpa konstan. Bila diubah kedalam persamaan (2.12) yakni

$$Z_t = 0,8695Z_{t-1} + e_t - 0,9669e_{t-1}$$

Hasil peramalan untuk jam 00.00 dapat dilihat seperti gambar 4. dan pada lampiran 4

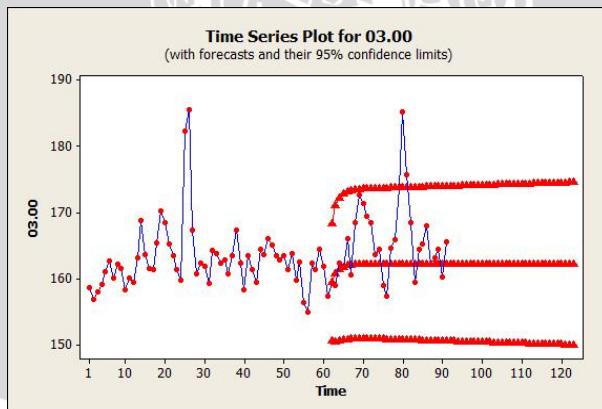


Gambar 4.23 Plot of forecast jam 00.00

- Model ARIMA (p,d,q) terbaik untuk jam 03.00 adalah ARIMA (1,1,1) tanpa konstan. Bila diubah kedalam persamaan (2.12) yakni

$$Z_t = 0,5704Z_{t-1} + e_t - 0,9685e_{t-1}$$

Hasil peramalan untuk jam 03.00 dapat dilihat seperti gambar 4. dan pada lampiran 4

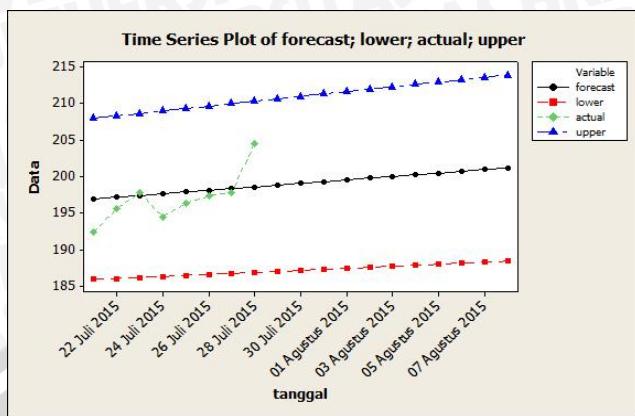


Gambar 4.24 Plot of forecast jam 03.00

- Model ARIMA (p,d,q) terbaik untuk jam 06.00 adalah ARIMA (0,1,2) dengan konstan. Bila diubah kedalam persamaan (2.11) yakni

$$Z_t = 0,23507 + e_t - 0,4190e_{t-1} - 0,3805e_{t-2}$$

Hasil peramalan untuk jam 06.00 dapat dilihat seperti gambar 4.12 dan pada lampiran 4

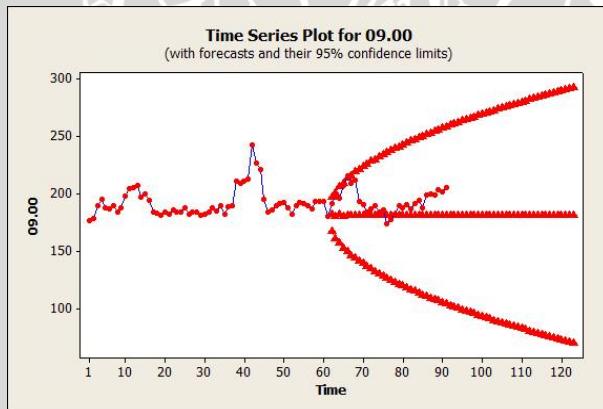


Gambar 4.25 Plot of forecast jam 06.00

4. Model ARIMA (p,d,q) terbaik untuk jam 09.00 adalah ARIMA (1,1,1) tanpa konstan. Bila diubah kedalam persamaan (2.12) yakni

$$Z_t = -0,9038Z_{t-1} + e_t + 0,8311e_{t-1}$$

Hasil peramalan untuk jam 09.00 dapat dilihat seperti gambar 4. dan pada lampiran 4.

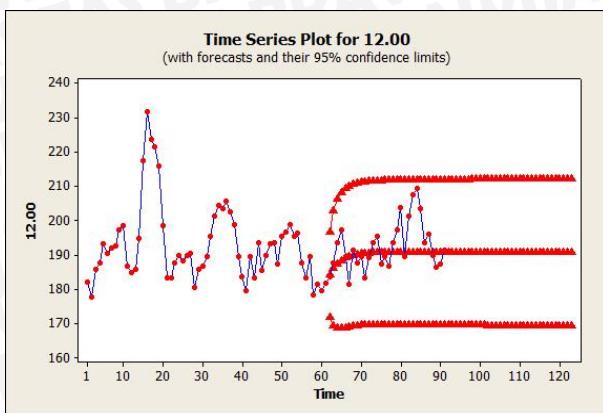


Gambar 4.26 Plot of forecast jam 09.00

5. Model ARIMA (p,d,q) terbaik untuk jam 12.00 adalah ARIMA (1,1,2) tanpa konstan. Bila diubah kedalam persamaan (2.12) yakni

$$Z_t = 0,7123Z_{t-1} + e_t - 0,8075e_{t-1} - 0,1771e_{t-2}$$

Hasil peramalan untuk jam 12.00 dapat dilihat seperti gambar 4. dan pada lampiran 4

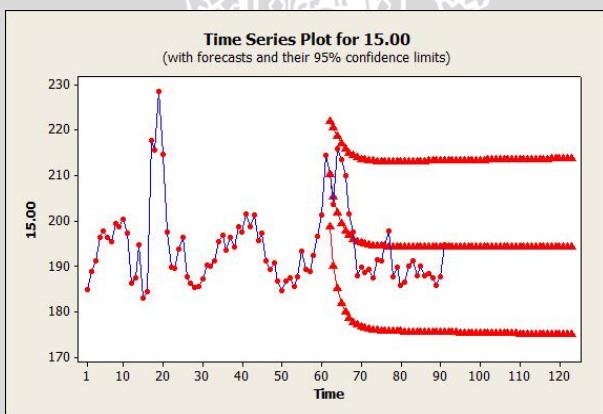


Gambar 4.27 Plot of forecast jam 12.00

6. Model ARIMA (p,d,q) terbaik untuk jam 15.00 adalah ARIMA (1,1,2) tanpa konstan. Bila diubah kedalam persamaan (2.12) yakni

$$Z_t = 0,6866Z_{t-1} + e_t - 0,8263e_{t-1} - 0,1530e_{t-2}$$

Hasil peramalan untuk jam 15.00 dapat dilihat seperti gambar 4. dan pada lampiran 4.

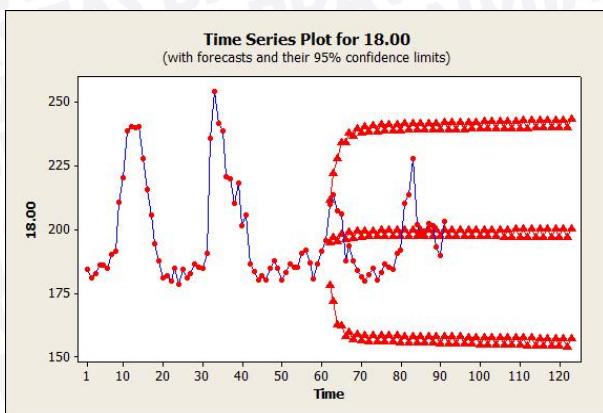


Gambar 4.28 Plot of forecast jam 15.00

7. Model ARIMA (p,d,q) terbaik untuk jam 18.00 adalah ARIMA (2,1,4) tanpa konstan. Bila diubah kedalam persamaan (2.12) yakni

$$Z_t = -0,2534Z_{t-1} + 0,7562Z_{t-2} + e_t + 0,3850e_{t-1} - 0,6281e_{t-2} \\ - 0,3700e_{t-3} - 0,3380e_{t-4}$$

Hasil peramalan untuk jam 18.00 dapat dilihat seperti gambar 4. dan pada lampiran 4.

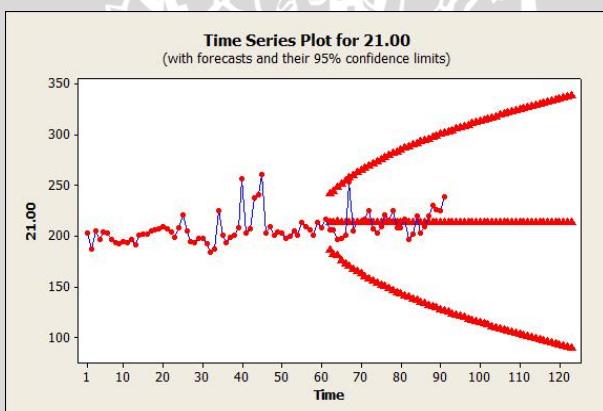


Gambar 4.29 Plot of forecast jam 18.00

8. Model ARIMA (p,d,q) terbaik untuk jam 21.00 adalah ARIMA (2,1,0) tanpa konstan. Bila diubah kedalam persamaan (2.10) yakni

$$Z_t = -0,5059Z_{t-1} - 0,2755Z_{t-2} + e_t$$

Hasil peramalan untuk jam 21.00 dapat dilihat seperti gambar 4. dan pada lampiran 4.



Gambar 4.29 Plot of forecast jam 21.00

#### 4.4 Keamanan Energi

1. Spinning reserve pada jam 00.00 didapatkan dari 4% dari rata rata forecast harian.

$$\begin{aligned} R &= 4\% \times 191,8 \text{ MVA} \\ &= 7,671 \text{ MVA} \end{aligned}$$

2. Spinning reserve pada jam 03.00 didapatkan dari 4% dari rata rata forecast harian.

$$\begin{aligned} R &= 4\% \times 163,8 \text{ MVA} \\ &= 6,550 \text{ MVA} \end{aligned}$$



3. Spinning reserve pada jam 06.00 didapatkan dari 4% dari rata rata forecast harian.
- $$R = 4\% \times 192,7 \text{ MVA}$$
- $$= 7,708 \text{ MVA}$$
4. Spinning reserve pada jam 09.00 didapatkan dari 4% dari rata rata forecast harian.
- $$R = 4\% \times 192,6 \text{ MVA}$$
- $$= 7,703 \text{ MVA}$$
5. Spinning reserve pada jam 12.00 didapatkan dari 4% dari rata rata forecast harian.
- $$R = 4\% \times 192,5 \text{ MVA}$$
- $$= 7,701 \text{ MVA}$$
6. Spinning reserve pada jam 15.00 didapatkan dari 4% dari rata rata forecast harian.
- $$R = 4\% \times 194,2 \text{ MVA}$$
- $$= 7,767 \text{ MVA}$$
7. Spinning reserve pada jam 18.00 didapatkan dari 4% dari rata rata forecast harian.
- $$R = 4\% \times 196,8 \text{ MVA}$$
- $$= 7,873 \text{ MVA}$$
8. Spinning reserve pada jam 21.00 didapatkan dari 4% dari rata rata forecast harian.
- $$R = 4\% \times 208,6 \text{ MVA}$$
- $$= 8,346 \text{ MVA}$$

## BAB V

### PENUTUP

#### 5.1 Kesimpulan

Kesimpulan yang dapat diambil dari penelitian ini adalah:

1. Model ARIMA (p,d,q) terbaik :

- a. Jam 00.00 adalah ARIMA (1,1,1) tanpa konstan.

Persamaan ARIMA (1,1,1) tanpa konstan adalah

$$Z_t = 0,8695Z_{t-1} + e_t - 0,9669e_{t-1}$$

- b. Jam 03.00 adalah ARIMA (1,1,1) tanpa konstan.

Persamaan ARIMA (1,1,1) tanpa konstan adalah

$$Z_t = 0,5704Z_{t-1} + e_t - 0,9685e_{t-1}$$

- c. Jam 06.00 adalah ARIMA (0,1,2) dengan konstan.

Persamaan ARIMA (0,1,2) dengan konstan adalah

$$Z_t = 0,23507 + e_t - 0,4190e_{t-1} - 0,3805e_{t-2}$$

- d. Jam 09.00 adalah ARIMA (1,1,1) tanpa konstan.

Persamaan ARIMA (1,1,1) tanpa konstan adalah

$$Z_t = -0,9038Z_{t-1} + e_t + 0,8311e_{t-1}$$

- e. Jam 12.00 adalah ARIMA (1,1,2) tanpa konstan.

Persamaan ARIMA (1,1,2) tanpa konstan adalah

$$Z_t = 0,7123Z_{t-1} + e_t - 0,8075e_{t-1} - 0,1771e_{t-2}$$

- f. Jam 15.00 adalah ARIMA (1,1,2) tanpa konstan.

Persamaan ARIMA (1,1,2) tanpa konstan adalah

$$Z_t = 0,6866Z_{t-1} + e_t - 0,8263e_{t-1} - 0,1530e_{t-2}$$

- g. Jam 18.00 adalah ARIMA (2,1,4) tanpa konstan.

Persamaan ARIMA (2,1,4) tanpa konstan adalah

$$Z_t = -0,2534Z_{t-1} + 0,7562Z_{t-2} + e_t + 0,3850e_{t-1} - 0,6281e_{t-2} \\ - 0,3700e_{t-3} - 0,3380e_{t-4}$$

- h. Jam 21.00 adalah ARIMA (2,1,0) tanpa konstan.

Persamaan ARIMA (2,1,0) tanpa konstan adalah

$$Z_t = -0,5059Z_{t-1} - 0,2755Z_{t-2} + e_t$$

2. Rata-rata daya beban harian per jam hasil peramalan pada

- a. jam 00.00 adalah 191,8 MVA
  - b. jam 03.00 adalah 163,8 MVA
  - c. jam 06.00 adalah 192,7 MVA
  - d. jam 09.00 adalah 192,6 MVA
  - e. jam 12.00 adalah 192,5 MVA
  - f. jam 15.00 adalah 194,2 MVA
  - g. jam 18.00 adalah 196,8 MVA
  - h. jam 21.00 adalah 208,6 MVA
3. Keamanan energi harian yang berkaitan erat dengan spinning reserve didapat dari perhitungan rata-rata beban hasil peramalan dan dikalikan 4% yaitu
- a. Jam 00.00 adalah 7,671 MVA
  - b. Jam 03.00 adalah 6,550 MVA
  - c. Jam 06.00 adalah 7,708 MVA
  - d. Jam 09.00 adalah 7,703 MVA
  - e. Jam 12.00 adalah 7,701 MVA
  - f. Jam 15.00 adalah 7,767 MVA
  - g. Jam 18.00 adalah 7,873 MVA
  - h. Jam 21.00 adalah 8,346 MVA

## 5.2 Saran

Sebaiknya peramalan dapat dilakukan dengan hasil yang lebih baik dengan cara mempertimbangkan waktu musiman (SARIMA) dan penambahan parameter uji dan hasil peramalan dan daya yang terpakai dibandingkan dengan daya terpasang agar dapat diketahui fluktuatif daya.



## DAFTAR PUSTAKA

- Arsyad, L. (1994). *Peramalan Bisnis*. Yogyakarta: BPFE.
- Baroto, T. (2002). *Perencanaan dan Pegendalian Produksi*. Jakarta: Ghalia.
- Box, G., & Jenkins, G. (1976). *Time Series Analysis Forecasting and Control* (revise edition ed.). San Fransisco: Holden-Day.
- Budi, I., & Agustin, R. (2013, Oktober 14). *Manajemen Energi*. Retrieved from Manajemen Energi: <http://www.manajemenenergi.org>
- El-Sharkawi, N. D. (1996). Short-term Load Forecasting With Artificial Neural Networks. *tutorial course on artificial neural networks with application to power system*, pp. 90-103.
- Hutauruk. (1985). *Transmisi Daya Elektrik*. Jakarta: Erlangga.
- Indrawan P.E.W, A. D., & Robandi, I. (2008). Peramalan Beban Listrik Jangka Pendek Untuk Hari Libur Menggunakan Metode Artificial Neural Network dann Fuzzy Inference System Studi Kasus Di Pulau Bali. (pp. E91-99). Surakarta: Symposium RAPI VII UMS.
- Kurniawan, F. (2006). *Prakiraan Kebutuhan Energi Listrik Tahun 2006 - 2015 Pada PT. PLN (PERSERO) Unit Pelayanan Jaringan di Wilayah Kota Semarang Dengan Metode Gabungan*. Semarang: Makalah Seminar Tugas Akhir Teknik Elektro Fakultas Teknik UNDIP.
- Makridakis, S. (1999). *Metode dan Aplikasi Peramalan* (Edisi Kedua ed.). Jakarta: Erlangga.
- Santoso, S. (2009). *Business forecasting-Metode Peramalan Bisnis Masa Kini dengan Minitab dan SPSS*. Jakarta: PT. Elex Media Komputindo.
- Sucahyo, A. (2012). *Menentukan Model ARIMA (Box-Jenkins) Untuk Peramalan kuantitas Produksi*. Malang: Makalah Skripsi fakultas MIPA Universitas Brawijaya.
- Zuhal. (2004). *Prinsip Dasar Elektronik*. Bandung: Bina Cipta.



## LAMPIRAN

### Lampiran 1

**Tabel Data Beban Listrik Harian per Jam (MVA)**

Tanggal	06.00	09.00	12.00	15.00	18.00	21.00	00.00	03.00
01 Mei 2015	176,5	176,7	181,9	184,8	184,3	203,4	187,5	158,6
02 Mei 2015	176,4	178,2	177,6	188,9	180,8	187,5	186,4	156,8
03 Mei 2015	177,8	189,8	185,7	191,3	182,6	205,3	188,4	157,9
04 Mei 2015	178,5	194,7	187,6	196,4	186,1	196,5	185,1	159,1
05 Mei 2015	179,6	187,3	193,1	197,8	185,9	204,3	184,3	161,1
06 Mei 2015	178,7	186,7	190,4	196,3	184,7	203,1	185,6	162,6
07 Mei 2015	177,4	189,8	191,8	195,3	190,3	197,4	189,5	160,0
08 Mei 2015	178,5	184,3	192,4	199,3	191,5	193,4	187,4	162,1
09 Mei 2015	179,5	187,7	197,3	198,7	210,7	192,8	183,4	161,5
10 Mei 2015	180,1	197,6	198,4	200,3	220,0	194,5	189,4	158,3
11 Mei 2015	179,8	203,9	186,7	197,3	238,6	194,3	176,5	160,1
12 Mei 2015	181,3	205,3	184,9	186,3	240,3	196,5	188,7	159,4
13 Mei 2015	180,2	206,7	185,7	187,5	239,8	191,3	196,4	163,1
14 Mei 2015	179,1	196,8	194,6	194,8	240,1	201,3	203,4	168,8
15 Mei 2015	181,3	199,5	217,5	183,1	227,8	202,3	210,2	163,7
16 Mei 2015	179,8	194,4	231,6	184,5	215,5	201,9	208,4	161,5
17 Mei 2015	180,9	183,5	223,5	217,6	205,6	205,3	221,4	161,3
18 Mei 2015	181,8	182,7	221,3	215,6	194,3	206,7	213,1	165,4
19 Mei 2015	180,3	181,4	215,7	228,5	187,5	207,8	212,3	170,3
20 Mei 2015	179,8	183,5	198,5	214,7	180,9	209,4	215,3	168,4
21 Mei 2015	181,5	182,5	183,1	197,5	181,6	207,5	206,5	165,3
22 Mei 2015	181,4	185,6	183,4	189,7	179,8	204,5	201,3	163,4
23 Mei 2015	182,3	184,3	187,7	189,5	184,5	199,3	197,4	161,3
24 Mei 2015	181,3	183,6	189,9	193,7	178,6	208,4	198,4	159,7
25 Mei 2015	184,5	187,3	188,3	196,4	184,4	221,4	196,3	182,3
26 Mei 2015	201,3	182,3	189,7	187,7	180,9	205,3	199,3	185,6
27 Mei 2015	183,5	184,3	190,3	186,3	182,7	194,5	199,8	167,3
28 Mei 2015	185,6	183,7	180,5	185,4	186,2	193,8	197,3	160,7
29 Mei 2015	187,6	181,3	185,7	185,5	185,1	197,5	191,2	162,3
30 Mei 2015	190,4	182,4	186,6	187,3	184,8	198,5	189,4	161,8
31 Mei 2015	191,5	183,5	189,3	190,3	190,4	192,3	187,3	159,3
01 Juni 2015	187,9	187,5	195,3	189,9	235,6	184,3	182,3	164,3
02 Juni 2015	185,7	184,6	201,3	191,3	253,8	187,4	178,4	163,8
03 Juni 2015	185,8	189,5	204,2	195,3	241,5	225,8	176,4	162,3
04 Juni 2015	188,7	182,5	203,5	196,7	238,7	201,3	179,3	162,8
05 Juni 2015	188,4	188,5	205,7	193,5	220,4	194,3	178,3	160,7
06 Juni 2015	187,8	189,7	202,5	196,4	219,9	198,7	178,4	163,5
07 Juni 2015	189,6	210,7	198,7	194,3	210,2	201,3	177,9	167,3
08 Juni 2015	191,3	208,6	189,4	198,6	217,9	208,4	178,1	162,3
09 Juni 2015	194,6	210,8	183,6	197,6	201,2	257,3	176,5	158,3



Tanggal	06.00	09.00	12.00	15.00	18.00	21.00	00.00	03.00
10 Juni 2015	197,6	212,4	179,5	201,6	205,7	203,4	178,8	163,5
11 Juni 2015	191,8	242,5	189,4	198,7	186,4	207,8	179,4	161,3
12 Juni 2015	190,8	226,4	183,3	201,3	183,5	238,4	183,2	159,4
13 Juni 2015	193,5	221,5	193,5	195,7	180,1	241,3	179,5	164,5
14 Juni 2015	192,5	195,3	185,3	197,3	181,7	261,3	180,2	163,7
15 Juni 2015	187,4	183,5	189,9	191,3	179,9	203,4	184,3	166,1
16 Juni 2015	181,5	185,6	193,3	189,3	184,5	209,7	186,3	165,0
17 Juni 2015	186,4	189,9	193,4	190,7	187,6	201,3	185,4	163,4
18 Juni 2015	185,6	191,4	187,4	186,7	184,5	204,5	187,5	162,8
19 Juni 2015	187,6	192,5	195,3	184,7	180,1	203,2	191,3	163,5
20 Juni 2015	193,5	187,5	196,5	186,8	182,8	198,3	193,5	161,3
21 Juni 2015	192,9	182,4	198,8	187,5	186,3	199,7	197,3	163,8
22 Juni 2015	194,3	189,5	195,3	185,6	185,1	205,3	192,4	159,8
23 Juni 2015	197,6	192,3	196,3	187,7	184,9	201,4	189,8	162,5
24 Juni 2015	196,1	191,3	187,5	193,3	190,5	213,4	196,4	156,4
25 Juni 2015	199,7	189,4	183,4	189,3	191,7	209,4	189,7	154,9
26 Juni 2015	200,4	186,7	189,3	188,9	186,9	206,5	193,5	162,3
27 Juni 2015	183,4	193,1	178,4	192,3	180,3	201,3	187,5	161,3
28 Juni 2015	184,3	192,8	181,3	196,5	186,5	213,4	192,4	164,5
29 Juni 2015	186,7	193,5	179,5	201,3	191,4	208,4	196,4	161,9
30 Juni 2015	187,4	180,4	181,6	214,3	195,6	217,4	189,7	157,4
01 Juli 2015	186,5	191,4	183,5	210,3	209,6	206,4	195,4	159,3
02 Juli 2015	187,8	197,4	187,5	203,6	213,5	206,4	197,5	158,9
03 Juli 2015	199,3	195,7	193,4	215,9	207,3	196,5	203,1	162,3
04 Juli 2015	193,4	207,4	197,3	213,5	205,8	198,4	198,4	161,7
05 Juli 2015	186,5	215,5	189,4	209,9	187,6	201,4	187,4	166,1
06 Juli 2015	187,5	208,6	181,3	201,4	193,4	254,3	180,4	160,5
07 Juli 2015	188,1	211,5	191,4	197,5	187,5	205,4	184,5	168,4
08 Juli 2015	189,4	193,5	187,6	187,9	183,8	213,5	189,6	172,6
09 Juli 2015	191,1	190,3	189,5	189,7	181,2	214,5	184,7	171,3
10 Juli 2015	188,3	183,5	183,3	188,7	179,8	217,4	181,3	169,4
11 Juli 2015	187,9	186,7	189,1	189,4	182,1	225,5	191,3	168,5
12 Juli 2015	188,5	189,4	193,5	187,5	184,6	207,5	193,4	163,7
13 Juli 2015	189,1	183,5	195,3	191,4	180,1	203,5	186,5	164,5
14 Juli 2015	188,7	185,6	187,3	191,3	182,9	209,8	191,4	158,9
15 Juli 2015	192,3	173,5	189,3	194,5	186,4	220,9	192,1	157,3
16 Juli 2015	193,6	177,5	186,6	197,8	185,1	216,1	191,8	164,6
17 Juli 2015	190,3	182,4	193,4	187,6	184,1	225,1	198,7	165,9
18 Juli 2015	194,5	189,4	197,3	189,7	190,6	208,5	201,3	173,8
19 Juli 2015	196,5	187,5	203,7	185,9	191,8	208,9	203,7	185,3
20 Juli 2015	195,4	190,3	189,4	186,5	210,1	217,1	205,3	175,7
21 Juli 2015	193,8	186,9	201,3	189,9	213,5	197,1	198,4	168,4
22 Juli 2015	197,4	191,4	207,5	191,1	227,5	201,7	193,9	159,5
23 Juli 2015	192,4	194,3	209,4	187,8	201,6	220,6	190,4	164,5

Tanggal	06.00	09.00	12.00	15.00	18.00	21.00	00.00	03.00
24 Juli 2015	195,6	187,5	203,5	189,9	198,1	203,7	191,6	165,3
25 Juli 2015	197,8	198,7	193,5	188,0	199,4	209,4	198,7	167,9
26 Juli 2015	194,5	199,4	196,1	188,3	202,1	219,8	194,3	162,1
27 Juli 2015	196,3	198,4	189,8	187,5	201,4	230,9	189,6	163,1
28 Juli 2015	197,4	203,5	186,4	185,9	192,9	226,1	188,8	164,5
29 Juli 2015	197,8	201,6	187,3	187,7	189,8	225,1	196,8	160,2
30 Juli 2015	204,6	205,6	191,3	194,7	203,1	239,1	206,3	165,6
31 Juli 2015	204,6	205,8	184,2	190,5	190,0	238,7	199,0	162,7

UNIVERSITAS BRAWIJAYA



## Lampiran 2

Tabel Diferensi Data Tingkat Satu

No	06 diff1	09 diff1	12 diff1	15 diff1	18 diff1	21 diff1	00 diff1	03 diff1
1	-	-	-	-	-	-	-	-
2	-0,1	1,5	-4,3	4,1	-3,5	-15,9	-1,1	-1,8
3	1,4	11,6	8,1	2,4	1,8	17,8	2	1,1
4	0,7	4,9	1,9	5,1	3,5	-8,8	-3,3	1,2
5	1,1	-7,4	5,5	1,4	-0,2	7,8	-0,8	2
6	-0,9	-0,6	-2,7	-1,5	-1,2	-1,2	1,3	1,5
7	-1,3	3,1	1,4	-1	5,6	-5,7	3,9	-2,6
8	1,1	-5,5	0,6	4	1,2	-4	-2,1	2,1
9	1	3,4	4,9	-0,6	19,2	-0,6	-4	-0,6
10	0,6	9,9	1,1	1,6	9,3	1,7	6	-3,2
11	-0,3	6,3	-11,7	-3	18,6	-0,2	-12,9	1,8
12	1,5	1,4	-1,8	-11	1,7	2,2	12,2	-0,7
13	-1,1	1,4	0,8	1,2	-0,5	-5,2	7,7	3,7
14	-1,1	-9,9	8,9	7,3	0,3	10	7	5,7
15	2,2	2,7	22,9	-11,7	-12,3	1	6,8	-5,1
16	-1,5	-5,1	14,1	1,4	-12,3	-0,4	-1,8	-2,2
17	1,1	-10,9	-8,1	33,1	-9,9	3,4	13	-0,2
18	0,9	-0,8	-2,2	-2	-11,3	1,4	-8,3	4,1
19	-1,5	-1,3	-5,6	12,9	-6,8	1,1	-0,8	4,9
20	-0,5	2,1	-17,2	-13,8	-6,6	1,6	3	-1,9
21	1,7	-1	-15,4	-17,2	0,7	-1,9	-8,8	-3,1
22	-0,1	3,1	0,3	-7,8	-1,8	-3	-5,2	-1,9
23	0,9	-1,3	4,3	-0,2	4,7	-5,2	-3,9	-2,1
24	-1	-0,7	2,2	4,2	-5,9	9,1	1	-1,6
25	3,2	3,7	-1,6	2,7	5,8	13	-2,1	22,6
26	16,8	-5	1,4	-8,7	-3,5	-16,1	3	3,3
27	-17,8	2	0,6	-1,4	1,8	-10,8	0,5	-18,3
28	2,1	-0,6	-9,8	-0,9	3,5	-0,7	-2,5	-6,6
29	2	-2,4	5,2	0,1	-1,1	3,7	-6,1	1,6
30	2,8	1,1	0,9	1,8	-0,3	1	-1,8	-0,5
31	1,1	1,1	2,7	3	5,6	-6,2	-2,1	-2,5
32	-3,6	4	6	-0,4	45,2	-8	-5	5
33	-2,2	-2,9	6	1,4	18,2	3,1	-3,9	-0,5
34	0,1	4,9	2,9	4	-12,3	38,4	-2	-1,5
35	2,9	-7	-0,7	1,4	-2,8	-24,5	2,9	0,5
36	-0,3	6	2,2	-3,2	-18,3	-7	-1	-2,1
37	-0,6	1,2	-3,2	2,9	-0,5	4,4	0,1	2,8
38	1,8	21	-3,8	-2,1	-9,7	2,6	-0,5	3,8
39	1,7	-2,1	-9,3	4,3	7,7	7,1	0,2	-5
40	3,3	2,2	-5,8	-1	-16,7	48,9	-1,6	-4
41	3	1,6	-4,1	4	4,5	-53,9	2,3	5,2
42	-5,8	30,1	9,9	-2,9	-19,3	4,4	0,6	-2,2

No	06 diff1	09 diff1	12 diff1	15 diff1	18 diff1	21 diff1	00 diff1	03 diff1
43	-1	-16,1	-6,1	2,6	-2,9	30,6	3,8	-1,9
44	2,7	-4,9	10,2	-5,6	-3,4	2,9	-3,7	5,1
45	-1	-26,2	-8,2	1,6	1,6	20	0,7	-0,8
46	-5,1	-11,8	4,6	-6	-1,8	-57,9	4,1	2,4
47	-5,9	2,1	3,4	-2	4,6	6,3	2	-1,1
48	4,9	4,3	0,1	1,4	3,1	-8,4	-0,9	-1,6
49	-0,8	1,5	-6	-4	-3,1	3,2	2,1	-0,6
50	2	1,1	7,9	-2	-4,4	-1,3	3,8	0,7
51	5,9	-5	1,2	2,1	2,7	-4,9	2,2	-2,2
52	-0,6	-5,1	2,3	0,7	3,5	1,4	3,8	2,5
53	1,4	7,1	-3,5	-1,9	-1,2	5,6	-4,9	-4
54	3,3	2,8	1	2,1	-0,2	-3,9	-2,6	2,7
55	-1,5	-1	-8,8	5,6	5,6	12	6,6	-6,1
56	3,6	-1,9	-4,1	-4	1,2	-4	-6,7	-1,5
57	0,7	-2,7	5,9	-0,4	-4,8	-2,9	3,8	7,4
58	-17	6,4	-10,9	3,4	-6,6	-5,2	-6	-1
59	0,9	-0,3	2,9	4,2	6,2	12,1	4,9	3,2
60	2,4	0,7	-1,8	4,8	4,9	-5	4	-2,6
61	0,7	-13,1	2,1	13	4,2	9	-6,7	-4,5
62	-0,9	11	1,9	-4	14	-11	5,7	1,9
63	1,3	6	4	-6,7	3,9	0	2,1	-0,4
64	11,5	-1,7	5,9	12,3	-6,2	-9,9	5,6	3,4
65	-5,9	11,7	3,9	-2,4	-1,5	1,9	-4,7	-0,6
66	-6,9	8,1	-7,9	-3,6	-18,2	3	-11	4,4
67	1	-6,9	-8,1	-8,5	5,8	52,9	-7	-5,6
68	0,6	2,9	10,1	-3,9	-5,9	-48,9	4,1	7,9
69	1,3	-18	-3,8	-9,6	-3,7	8,1	5,1	4,2
70	1,7	-3,2	1,9	1,8	-2,6	1	-4,9	-1,3
71	-2,8	-6,8	-6,2	-1	-1,4	2,9	-3,4	-1,9
72	-0,4	3,2	5,8	0,7	2,3	8,1	10	-0,9
73	0,6	2,7	4,4	-1,9	2,5	-18	2,1	-4,8
74	0,6	-5,9	1,8	3,9	-4,5	-4	-6,9	0,8
75	-0,4	2,1	-8	-0,1	2,8	6,3	4,9	-5,6
76	3,6	-12,1	2	3,2	3,5	11,1	0,7	-1,6
77	1,3	4	-2,7	3,3	-1,3	-4,8	-0,3	7,3
78	-3,3	4,9	6,8	-10,2	-1	9	6,9	1,3
79	4,2	7	3,9	2,1	6,5	-16,6	2,6	7,9
80	2	-1,9	6,4	-3,8	1,2	0,4	2,4	11,5
81	-1,1	2,8	-14,3	0,6	18,3	8,2	1,6	-9,6
82	-1,6	-3,4	11,9	3,4	3,4	-20	-6,9	-7,3
83	3,6	4,5	6,2	1,2	14	4,6	-4,5	-8,9
84	-5	2,9	1,9	-3,3	-25,9	18,9	-3,5	5
85	3,2	-6,8	-5,9	2,1	-3,5	-16,9	1,2	0,8

No	06 diff1	09 diff1	12 diff1	15 diff1	18 diff1	21 diff1	00 diff1	03 diff1
86	2,2	11,2	-10	-1,9	1,3	5,7	7,1	2,6
87	-3,3	0,7	2,6	0,3	2,7	10,4	-4,4	-5,8
88	1,8	-1	-6,3	-0,8	-0,7	11,1	-4,7	1
89	1,1	5,1	-3,4	-1,6	-8,5	-4,8	-0,8	1,4
90	0,4	-1,9	0,9	1,8	-3,1	-1	8	-4,3
91	6,8	4	4	7	13,3	14	9,5	5,4

UNIVERSITAS BRAWIJAYA



Lampiran 3  
Estimasi Parameter

1. Jam 00.00

ARIMA (2,1,4) konstan

Final Estimates of Parameters

Type		Coef	SE Coef	T	P
AR	1	0,1168	0,1854	0,63	0,531
AR	2	0,5848	0,1673	3,50	0,001
MA	1	0,1373	0,2125	0,65	0,520
MA	2	0,7590	0,1898	4,00	0,000
MA	3	-0,0898	0,1574	-0,57	0,570
MA	4	0,1629	0,1480	1,10	0,274
Constant		0,02506	0,03714	0,67	0,502

Differencing: 1 regular difference

Number of observations: Original series 91, after differencing 90

Residuals: SS = 2033,01 (backforecasts excluded)

MS = 24,49 DF = 83

---

ARIMA (2,1,4) tanpa konstan

Final Estimates of Parameters

Type		Coef	SE Coef	T	P
AR	1	-1,5403	0,0996	-15,47	0,000
AR	2	-0,7662	0,1031	-7,43	0,000
MA	1	-1,5926	0,0476	-33,48	0,000
MA	2	-0,7253	0,1661	-4,37	0,000
MA	3	0,0833	0,2108	0,40	0,694
MA	4	0,1365	0,1335	1,02	0,310

Differencing: 1 regular difference

Number of observations: Original series 91, after differencing 90

Residuals: SS = 2055,01 (backforecasts excluded)

MS = 24,46 DF = 84

---

ARIMA (1,1,1) tanpa konstan

Final Estimates of Parameters

Type		Coef	SE Coef	T	P
AR	1	0,8695	0,0741	11,74	0,000
MA	1	0,9669	0,0434	22,27	0,000

Differencing: 1 regular difference

Number of observations: Original series 91, after differencing 90

Residuals: SS = 2226,18 (backforecasts excluded)

MS = 25,30 DF = 88



## 2. Jam 03.00

ARIMA (1,1,3) konstan

Final Estimates of Parameters

Type		Coef	SE Coef	T	P
AR	1	0,1187	0,5686	0,21	0,835
MA	1	0,3664	0,5721	0,64	0,524
MA	2	0,4877	0,2177	2,24	0,028
MA	3	0,1231	0,3556	0,35	0,730
Constant		0,03495	0,02879	1,21	0,228

Differencing: 1 regular difference

Number of observations: Original series 91, after differencing 90

Residuals: SS = 1625,98 (backforecasts excluded)  
MS = 19,13 DF = 85

---

ARIMA (1,1,3) tanpa konstan

Final Estimates of Parameters

Type		Coef	SE Coef	T	P
AR	1	0,1487	0,4730	0,31	0,754
MA	1	0,3924	0,4761	0,82	0,412
MA	2	0,4617	0,1928	2,39	0,019
MA	3	0,1375	0,2975	0,46	0,645

Differencing: 1 regular difference

Number of observations: Original series 91, after differencing 90

Residuals: SS = 1639,21 (backforecasts excluded)  
MS = 19,06 DF = 86

---

**ARIMA (1,1,2) konstan**

Final Estimates of Parameters

Type		Coef	SE Coef	T	P
AR	1	0,2941	0,1412	2,08	0,040
MA	1	0,5697	0,1147	4,96	0,000
MA	2	0,4764	0,1293	3,68	0,000
Constant		0,041193	0,007851	5,25	0,000

Differencing: 1 regular difference

Number of observations: Original series 91, after differencing 90

Residuals: SS = 1543,67 (backforecasts excluded)  
MS = 17,95 DF = 86

---

**ARIMA (1,1,2) tanpa konstan**

Final Estimates of Parameters

Type	Coef	SE Coef	T	P
AR 1	0,3182	0,1366	2,33	0,022
MA 1	0,5619	0,1243	4,52	0,000
MA 2	0,4187	0,1293	3,24	0,002

Differencing: 1 regular difference

Number of observations: Original series 91, after differencing  
90Residuals: SS = 1637,61 (backforecasts excluded)  
MS = 18,82 DF = 87

## 3. Jam 06.00

**(1,1,1) konstan**

Final Estimates of Parameters

Type	Coef	SE Coef	T	P
AR 1	0,5227	0,0995	5,26	0,000
MA 1	0,9714	0,0440	22,09	0,000
Constant	0,09806	0,02240	4,38	0,000

Differencing: 1 regular difference

Number of observations: Original series 91, after differencing  
90Residuals: SS = 1260,49 (backforecasts excluded)  
MS = 14,49 DF = 87**(1,1,1) tanpa kosntan**

Final Estimates of Parameters

Type	Coef	SE Coef	T	P
AR 1	0,4107	0,1649	2,49	0,015
MA 1	0,8143	0,1078	7,55	0,000

Differencing: 1 regular difference

Number of observations: Original series 91, after differencing  
90Residuals: SS = 1349,22 (backforecasts excluded)  
MS = 15,33 DF = 88

## 4. Jam 09.00

## ARIMA (1,1,2) tanpa konstan

Final Estimates of Parameters

Type	Coef	SE Coef	T	P
AR 1	0,7814	0,0746	10,48	0,000
MA 1	0,9338	0,0129	72,57	0,000
MA 2	0,0480	0,0513	0,94	0,352

Differencing: 1 regular difference

Number of observations: Original series 91, after differencing  
90

Residuals: SS = 4555,59 (backforecasts excluded)  
MS = 52,36 DF = 87

ARIMA (1,1,2) konstan

Final Estimates of Parameters

Type	Coef	SE Coef	T	P
AR 1	0,7643	0,0811	9,42	0,000
MA 1	0,9036	0,0421	21,46	0,000
MA 2	0,0808	0,0772	1,05	0,298
Constant	0,03206	0,03498	0,92	0,362

Differencing: 1 regular difference

Number of observations: Original series 91, after differencing  
90

Residuals: SS = 4563,44 (backforecasts excluded)  
MS = 53,06 DF = 86

---

5. Jam 12.00

**ARIMA (2,1,2) konstan**

Final Estimates of Parameters

Type	Coef	SE Coef	T	P
AR 1	-1,2012	0,5613	-2,14	0,035
AR 2	-0,3561	0,4563	-0,78	0,437
MA 1	-1,3012	0,5183	-2,51	0,014
MA 2	-0,5284	0,4073	-1,30	0,198
Constant	0,255	2,011	0,13	0,899

Differencing: 1 regular difference

Number of observations: Original series 91, after differencing  
90

Residuals: SS = 3861,94 (backforecasts excluded)  
MS = 45,43 DF = 8

ARIMA (2,1,2) tanpa konstan

Final Estimates of Parameters



Type	Coef	SE Coef	T	P
AR 1	-1,1983	0,5575	-2,15	0,034
AR 2	-0,3539	0,4542	-0,78	0,438
MA 1	-1,2987	0,5149	-2,52	0,013
MA 2	-0,5267	0,4056	-1,30	0,198

Differencing: 1 regular difference

Number of observations: Original series 91, after differencing  
90

Residuals: SS = 3862,72 (backforecasts excluded)  
MS = 44,92 DF = 86

### ARIMA (2,1,1) konstan

#### Final Estimates of Parameters

Type	Coef	SE Coef	T	P
AR 1	-0,6268	0,3481	-1,80	0,075
AR 2	0,1679	0,1099	1,53	0,130
MA 1	-0,7129	0,3445	-2,07	0,041
Constant	0,162	1,219	0,13	0,894

Differencing: 1 regular difference

Number of observations: Original series 91, after differencing  
90

Residuals: SS = 3918,73 (backforecasts excluded)  
MS = 45,57 DF = 86

### 6. Jam 15.00

#### ARIMA (2,1,2) konstan

#### Final Estimates of Parameters

Type	Coef	SE Coef	T	P
AR 1	-0,3871	2,1746	-0,18	0,859
AR 2	-0,0388	0,1150	-0,34	0,737
MA 1	-0,3872	2,1759	-0,18	0,859
Constant	0,1510	0,9270	0,16	0,871

Differencing: 1 regular difference

Number of observations: Original series 91, after differencing  
90

Residuals: SS = 3455,29 (backforecasts excluded)  
MS = 40,18 DF = 86

#### ARIMA (2,1,2) tanpa konstan

#### Final Estimates of Parameters



Type	Coef	SE Coef	T	P
AR 1	0,3957	0,6345	0,62	0,535
AR 2	0,2231	0,5564	0,40	0,689
MA 1	0,5459	0,6038	0,90	0,368
MA 2	0,4258	0,6461	0,66	0,512

Differencing: 1 regular difference

Number of observations: Original series 91, after differencing  
90

Residuals: SS = 3056,38 (backforecasts excluded)  
MS = 35,54 DF = 86

---

## 7. Jam 18.00

ARIMA (4,1,4) konstan

Final Estimates of Parameters

Type	Coef	SE Coef	T	P
AR 1	0,6892	0,6160	1,12	0,267
AR 2	0,3724	0,5159	0,72	0,472
AR 3	-0,1489	0,4695	-0,32	0,752
AR 4	-0,1806	0,2964	-0,61	0,544
MA 1	0,6094	0,5790	1,05	0,296
MA 2	0,3135	0,4754	0,66	0,511
MA 3	0,2518	0,4430	0,57	0,571
MA 4	-0,1935	0,3136	-0,62	0,539
Constant	-0,01149	0,04293	-0,27	0,790

Differencing: 1 regular difference

Number of observations: Original series 91, after differencing  
90

Residuals: SS = 6198,23 (backforecasts excluded)  
MS = 76,52 DF = 81

ARIMA (4,1,2) konstan

Final Estimates of Parameters

Type	Coef	SE Coef	T	P
AR 1	-0,3364	2,9082	-0,12	0,908
AR 2	0,1272	0,6485	0,20	0,845
AR 3	-0,0950	0,6029	-0,16	0,875
AR 4	-0,0652	0,6485	-0,10	0,920
MA 1	-0,5262	2,9081	-0,18	0,857
MA 2	-0,1695	0,5016	-0,34	0,736
Constant	0,337	1,653	0,20	0,839

Differencing: 1 regular difference

Number of observations: Original series 91, after differencing  
90

Residuals: SS = 7094,14 (backforecasts excluded)  
MS = 85,47 DF = 83



## 8. Jam 21.00

ARIMA (2,1,2) konstan

Final Estimates of Parameters

Type		Coef	SE Coef	T	P
AR	1	-0,6873	0,2357	-2,92	0,005
AR	2	0,2550	0,1371	1,86	0,066
MA	1	0,0204	0,2185	0,09	0,926
MA	2	0,9583	0,1896	5,05	0,000
Constant		0,35425	0,05431	6,52	0,000

Differencing: 1 regular difference

Number of observations: Original series 91, after differencing  
90

Residuals: SS = 14600,6 (backforecasts excluded)  
MS = 171,8 DF = 85

## ARIMA (2,1,1) konstan

Final Estimates of Parameters

Type		Coef	SE Coef	T	P
AR	1	-1,3635	0,1051	-12,97	0,000
AR	2	-0,4035	0,0992	-4,07	0,000
MA	1	-0,9718	0,0635	-15,30	0,000
Constant		1,132	3,073	0,37	0,713

Differencing: 1 regular difference

Number of observations: Original series 91, after differencing  
90

Residuals: SS = 18806,3 (backforecasts excluded)  
MS = 218,7 DF = 86

Lampiran 4  
Hasil Peramalan

1. Jam 00.00

Forecasts from period 61

Period	Forecast	95% Limits		Actual
		Lower	Upper	
62	189,675	179,815	199,535	195,400
63	189,653	176,371	202,936	197,500
64	189,635	174,096	205,173	203,100
65	189,618	172,435	206,802	198,400
66	189,604	171,158	208,050	187,400
67	189,592	170,146	209,038	180,400
68	189,581	169,323	209,839	184,500
69	189,572	168,641	210,502	189,600
70	189,563	168,066	211,061	184,700
71	189,556	167,575	211,538	181,300
72	189,550	167,149	211,952	191,300
73	189,545	166,775	212,315	193,400
74	189,540	166,444	212,637	186,500
75	189,536	166,146	212,926	191,400
76	189,533	165,877	213,189	192,100
77	189,530	165,630	213,429	191,800
78	189,527	165,403	213,651	198,700
79	189,525	165,192	213,857	201,300
80	189,523	164,994	214,051	203,700
81	189,521	164,808	214,234	205,300
82	189,519	164,632	214,407	198,400
83	189,518	164,463	214,573	193,900
84	189,517	164,302	214,732	190,400
85	189,516	164,147	214,885	191,600
86	189,515	163,997	215,034	198,700
87	189,514	163,851	215,177	194,300
88	189,514	163,710	215,318	189,600
89	189,513	163,572	215,455	188,800
90	189,513	163,437	215,588	196,800
91	189,512	163,304	215,720	206,300



92	189,512	163,175	215,849
93	189,511	163,047	215,976
94	189,511	162,921	216,102
95	189,511	162,797	216,225
96	189,511	162,674	216,348
97	189,511	162,552	216,469
98	189,510	162,432	216,588
99	189,510	162,313	216,707
100	189,510	162,195	216,825
101	189,510	162,078	216,942
102	189,510	161,962	217,058
103	189,510	161,847	217,173
104	189,510	161,732	217,287
105	189,510	161,619	217,401
106	189,510	161,506	217,514
107	189,510	161,393	217,626
108	189,510	161,281	217,738
109	189,510	161,170	217,849
110	189,510	161,059	217,960
111	189,509	160,949	218,070
112	189,509	160,839	218,180
113	189,509	160,730	218,289
114	189,509	160,622	218,397
115	189,509	160,513	218,506
116	189,509	160,406	218,613
117	189,509	160,298	218,721
118	189,509	160,191	218,827
119	189,509	160,085	218,934
120	189,509	159,979	219,040
121	189,509	159,873	219,146
122	189,509	159,768	219,251
123	189,509	159,663	219,356

## 2. Jam 03.00

Forecasts from period 61

95% Limits



Period	Forecast	Lower	Upper	Actual
62	159,479	150,617	168,340	159,300
63	160,664	150,322	171,007	158,900
64	161,341	150,478	172,203	162,300
65	161,726	150,649	172,804	161,700
66	161,946	150,765	173,128	166,100
67	162,072	150,832	173,312	160,500
68	162,143	150,865	173,422	168,400
69	162,184	150,877	173,492	172,600
70	162,208	150,876	173,539	171,300
71	162,221	150,867	173,574	169,400
72	162,228	150,855	173,602	168,500
73	162,233	150,839	173,626	163,700
74	162,235	150,823	173,648	164,500
75	162,237	150,805	173,668	158,900
76	162,237	150,788	173,687	157,300
77	162,238	150,770	173,706	164,600
78	162,238	150,751	173,725	165,900
79	162,238	150,733	173,743	173,800
80	162,238	150,715	173,762	185,300
81	162,238	150,697	173,780	175,700
82	162,238	150,679	173,798	168,400
83	162,238	150,660	173,817	159,500
84	162,238	150,642	173,835	164,500
85	162,238	150,624	173,853	165,300
86	162,238	150,606	173,871	167,900
87	162,238	150,588	173,889	162,100
88	162,238	150,570	173,907	163,100
89	162,238	150,552	173,925	164,500
90	162,238	150,534	173,943	160,200
91	162,238	150,516	173,961	165,600
92	162,238	150,498	173,979	
93	162,238	150,480	173,997	
94	162,238	150,462	174,015	
95	162,238	150,444	174,033	
96	162,238	150,426	174,051	
97	162,238	150,408	174,069	
98	162,238	150,390	174,087	
99	162,238	150,373	174,104	
100	162,238	150,355	174,122	
101	162,238	150,337	174,140	
102	162,238	150,319	174,157	
103	162,238	150,302	174,175	
104	162,238	150,284	174,193	
105	162,238	150,266	174,210	
106	162,238	150,249	174,228	
107	162,238	150,231	174,246	
108	162,238	150,214	174,263	
109	162,238	150,196	174,281	
110	162,238	150,179	174,298	
111	162,238	150,161	174,316	
112	162,238	150,144	174,333	
113	162,238	150,126	174,350	
114	162,238	150,109	174,368	
115	162,238	150,092	174,385	
116	162,238	150,074	174,403	

117	162,238	150,057	174,420
118	162,238	150,040	174,437
119	162,238	150,022	174,454
120	162,238	150,005	174,472
121	162,238	149,988	174,489
122	162,238	149,971	174,506
123	162,238	149,954	174,523

### 3. Jam 09.00

Forecasts from period 61

Period	Forecast	95% Limits		Actual
		Lower	Upper	
62	181,853	167,203	196,503	191,400
63	180,540	160,561	200,519	197,400
64	181,727	157,013	206,441	195,700
65	180,654	152,407	208,901	207,400
66	181,624	149,889	213,358	215,500
67	180,747	146,161	215,334	208,600
68	181,539	144,077	219,002	211,500
69	180,824	140,895	220,752	193,500
70	181,470	139,045	223,896	190,300
71	180,886	136,252	225,520	183,500
72	181,414	134,547	228,281	186,700
73	180,937	132,050	229,823	189,400
74	181,368	130,445	232,291	183,500
75	180,978	128,182	233,775	185,600
76	181,331	126,651	236,010	173,500
77	181,012	124,577	237,447	177,500
78	181,300	123,105	239,495	182,400
79	181,040	121,187	240,893	189,400
80	181,275	119,765	242,785	187,500
81	181,062	117,978	244,147	190,300
82	181,254	116,599	245,910	186,900
83	181,081	114,922	247,240	191,400
84	181,238	113,582	248,893	194,300
85	181,096	112,000	250,192	187,500
86	181,224	110,696	251,752	198,700
87	181,108	109,195	253,021	199,400
88	181,213	107,925	254,501	198,400
89	181,118	106,495	255,742	203,500
90	181,204	105,256	257,152	201,600
91	181,127	103,888	258,366	205,600
92	181,196	102,678	259,715	
93	181,133	101,365	260,902	
94	181,190	100,183	262,198	
95	181,139	98,919	263,359	
96	181,185	97,764	264,607	
97	181,143	96,543	265,744	
98	181,181	95,413	266,950	
99	181,147	94,231	268,063	
100	181,178	93,125	269,231	



101	181,150	91,979	270,321
102	181,175	90,896	271,455
103	181,152	89,782	272,523
104	181,173	88,721	273,625
105	181,154	87,636	274,673
106	181,171	86,596	275,746
107	181,156	85,538	276,774
108	181,170	84,518	277,821
109	181,157	83,485	278,830
110	181,169	82,484	279,853
111	181,158	81,474	280,843
112	181,168	80,492	281,844
113	181,159	79,502	282,816
114	181,167	78,538	283,796
115	181,160	77,569	284,752
116	181,166	76,620	285,712
117	181,161	75,670	286,651
118	181,166	74,738	287,594
119	181,161	73,805	288,518
120	181,165	72,888	289,443
121	181,162	71,971	290,352
122	181,165	71,069	291,261
123	181,162	70,168	292,155

#### 4. Jam 12.00

Forecasts from period 61

Period	Forecast	95% Limits		Actual
		Lower	Upper	
62	184,174	171,685	196,662	183,500
63	186,055	169,214	202,897	187,500
64	187,396	168,646	206,146	193,400
65	188,350	168,645	208,056	197,300
66	189,030	168,815	209,246	189,400
67	189,515	169,015	210,015	181,300
68	189,860	169,194	210,526	191,400
69	190,106	169,338	210,874	187,600
70	190,281	169,447	211,115	189,500
71	190,406	169,526	211,285	183,300
72	190,494	169,582	211,406	189,100
73	190,558	169,621	211,495	193,500
74	190,603	169,645	211,560	195,300
75	190,635	169,660	211,609	187,300

76	190,658	169,668	211,647	189,300
77	190,674	169,671	211,677	186,600
78	190,686	169,670	211,702	193,400
79	190,694	169,666	211,722	197,300
80	190,700	169,660	211,740	203,700
81	190,704	169,653	211,755	189,400
82	190,707	169,645	211,769	201,300
83	190,709	169,636	211,782	207,500
84	190,711	169,627	211,795	209,400
85	190,712	169,617	211,807	203,500
86	190,713	169,607	211,818	193,500
87	190,713	169,597	211,829	196,100
88	190,713	169,587	211,840	189,800
89	190,714	169,576	211,851	186,400
90	190,714	169,566	211,862	187,300
91	190,714	169,556	211,873	191,300
92	190,714	169,545	211,883	
93	190,714	169,535	211,894	
94	190,714	169,524	211,904	
95	190,714	169,514	211,915	
96	190,714	169,503	211,925	
97	190,714	169,493	211,936	
98	190,714	169,482	211,946	
99	190,714	169,472	211,957	
100	190,714	169,462	211,967	
101	190,714	169,451	211,978	
102	190,714	169,441	211,988	
103	190,714	169,430	211,999	
104	190,714	169,420	212,009	
105	190,714	169,409	212,020	
106	190,714	169,399	212,030	
107	190,714	169,388	212,040	
108	190,714	169,378	212,051	
109	190,714	169,368	212,061	
110	190,714	169,357	212,072	
111	190,714	169,347	212,082	
112	190,714	169,336	212,093	

113	190,714	169,326	212,103
114	190,714	169,316	212,113
115	190,714	169,305	212,124
116	190,714	169,295	212,134
117	190,714	169,284	212,145
118	190,714	169,274	212,155
119	190,714	169,264	212,165
120	190,714	169,253	212,176
121	190,714	169,243	212,186
122	190,714	169,233	212,196
123	190,714	169,222	212,207

### 5. Jam 15.00

Forecasts from period 61

Period	Forecast	Lower	Upper	Actual
62	210,274	198,695	221,853	210,300
63	205,263	189,989	220,537	203,600
64	201,823	184,988	218,658	215,900
65	199,461	181,871	217,052	213,500
66	197,840	179,856	215,824	209,900
67	196,726	178,524	214,928	201,400
68	195,962	177,631	214,293	197,500
69	195,437	177,025	213,849	187,900
70	195,077	176,610	213,544	189,700
71	194,830	176,322	213,337	188,700
72	194,660	176,121	213,198	189,400
73	194,543	175,979	213,108	187,500
74	194,463	175,876	213,050	191,400
75	194,408	175,801	213,015	191,300
76	194,370	175,745	212,996	194,500
77	194,344	175,701	212,988	197,800
78	194,327	175,666	212,987	187,600
79	194,314	175,637	212,992	189,700
80	194,306	175,613	213,000	185,900
81	194,300	175,591	213,010	186,500
82	194,296	175,571	213,022	189,900
83	194,294	175,552	213,035	191,100
84	194,292	175,535	213,049	187,800
85	194,290	175,518	213,063	189,900
86	194,290	175,501	213,078	188,000
87	194,289	175,485	213,093	188,300
88	194,289	175,469	213,108	187,500
89	194,288	175,453	213,124	185,900
90	194,288	175,437	213,139	187,700
91	194,288	175,422	213,154	194,700



92	194,288	175,406	213,170
93	194,288	175,390	213,185
94	194,288	175,375	213,201
95	194,288	175,359	213,216
96	194,288	175,344	213,232
97	194,288	175,328	213,247
98	194,288	175,313	213,263
99	194,288	175,297	213,278
100	194,288	175,282	213,293
101	194,288	175,267	213,309
102	194,288	175,251	213,324
103	194,288	175,236	213,340
104	194,288	175,220	213,355
105	194,288	175,205	213,370
106	194,288	175,190	213,386
107	194,288	175,174	213,401
108	194,288	175,159	213,416
109	194,288	175,144	213,432
110	194,288	175,128	213,447
111	194,288	175,113	213,462
112	194,288	175,098	213,477
113	194,288	175,083	213,493
114	194,288	175,067	213,508
115	194,288	175,052	213,523
116	194,288	175,037	213,538
117	194,288	175,022	213,554
118	194,288	175,007	213,569
119	194,288	174,991	213,584
120	194,288	174,976	213,599
121	194,288	174,961	213,614
122	194,288	174,946	213,629
123	194,288	174,931	213,645

## 6. Jam 18.00

Forecasts from period 61

Period	Forecast	95% Limits		Actual
		Lower	Upper	
62	194,604	177,959	211,249	209,600
63	196,721	171,585	221,857	213,500
64	195,117	162,737	227,497	207,300
65	197,979	162,076	233,882	205,800
66	196,041	158,084	233,998	187,600
67	198,696	159,588	237,804	193,400
68	196,558	156,691	236,425	187,500
69	199,108	158,796	239,420	183,800
70	196,845	156,205	237,484	181,200
71	199,346	158,507	240,185	179,800
72	197,001	155,996	238,006	182,100
73	199,487	158,378	240,596	184,600
74	197,083	155,875	238,292	180,100
75	199,572	158,300	240,845	182,900

76	197,124	155,782	238,466	186,400
77	199,626	158,239	241,014	185,100
78	197,141	155,699	238,584	184,100
79	199,663	158,184	241,142	190,600
80	197,145	155,618	238,672	191,800
81	199,690	158,131	241,249	210,100
82	197,141	155,539	238,743	213,500
83	199,711	158,080	241,343	227,500
84	197,132	155,460	238,805	201,600
85	199,730	158,029	241,430	198,100
86	197,121	155,381	238,862	199,400
87	199,746	157,979	241,514	202,100
88	197,109	155,302	238,916	201,400
89	199,762	157,928	241,596	192,900
90	197,095	155,222	238,968	189,800
91	199,777	157,878	241,676	203,100
92	197,081	155,143	239,019	
93	199,793	157,829	241,756	
94	197,067	155,064	239,069	
95	199,808	157,779	241,836	
96	197,052	154,985	239,119	
97	199,823	157,730	241,916	
98	197,037	154,905	239,168	
99	199,838	157,681	241,995	
100	197,021	154,826	239,217	
101	199,854	157,633	242,075	
102	197,006	154,746	239,266	
103	199,869	157,584	242,154	
104	196,990	154,667	239,314	
105	199,885	157,536	242,234	
106	196,975	154,587	239,362	
107	199,901	157,488	242,314	
108	196,959	154,507	239,410	
109	199,917	157,440	242,394	
110	196,942	154,427	239,458	
111	199,933	157,393	242,474	
112	196,926	154,347	239,505	
113	199,950	157,346	242,554	
114	196,909	154,267	239,552	
115	199,966	157,299	242,634	
116	196,893	154,187	239,599	
117	199,983	157,252	242,714	
118	196,876	154,106	239,646	
119	200,000	157,206	242,794	
120	196,859	154,026	239,692	
121	200,017	157,160	242,875	
122	196,842	153,945	239,738	
123	200,035	157,114	242,955	

## 7. Jam 21.00

Forecasts from period 61

Period	Forecast	95% Limits			Actual
		Lower	Upper		
62	214,224	186,460	241,988	206,400	
63	213,351	182,383	244,319	206,400	
64	214,668	181,014	248,322	196,500	
65	214,242	176,393	252,091	198,400	
66	214,095	173,243	254,947	201,400	
67	214,287	170,693	257,880	254,300	
68	214,230	167,851	260,609	205,400	
69	214,206	165,286	263,126	213,500	
70	214,234	162,908	265,560	214,500	
71	214,226	160,576	267,876	217,400	
72	214,222	158,355	270,090	225,500	
73	214,226	156,228	272,225	207,500	
74	214,226	154,168	274,283	203,500	
75	214,225	152,178	276,271	209,800	
76	214,225	150,252	278,199	220,900	
77	214,225	148,381	280,070	216,100	
78	214,225	146,561	281,889	225,100	
79	214,225	144,789	283,661	208,500	
80	214,225	143,062	285,389	208,900	
81	214,225	141,375	287,075	217,100	
82	214,225	139,727	288,724	197,100	
83	214,225	138,114	290,337	201,700	
84	214,225	136,535	291,916	220,600	
85	214,225	134,987	293,464	203,700	
86	214,225	133,469	294,982	209,400	
87	214,225	131,978	296,472	219,800	
88	214,225	130,515	297,936	230,900	
89	214,225	129,076	299,374	226,100	
90	214,225	127,662	300,789	225,100	
91	214,225	126,270	302,181	239,100	
92	214,225	124,900	303,551		
93	214,225	123,550	304,900		
94	214,225	122,221	306,230		
95	214,225	120,910	307,541		
96	214,225	119,617	308,833		
97	214,225	118,342	310,108		
98	214,225	117,084	311,367		
99	214,225	115,842	312,609		
100	214,225	114,615	313,836		
101	214,225	113,403	315,048		
102	214,225	112,205	316,245		
103	214,225	111,022	317,429		
104	214,225	109,852	318,599		
105	214,225	108,694	319,756		
106	214,225	107,550	320,901		
107	214,225	106,417	322,033		
108	214,225	105,297	323,154		
109	214,225	104,187	324,263		
110	214,225	103,089	325,362		
111	214,225	102,001	326,449		
112	214,225	100,924	327,526		
113	214,225	99,858	328,593		
114	214,225	98,800	329,650		
115	214,225	97,753	330,698		

116	214,225	96,715	331,736
117	214,225	95,686	332,765
118	214,225	94,666	333,785
119	214,225	93,654	334,796
120	214,225	92,651	335,800
121	214,225	91,656	336,794
122	214,225	90,669	337,781
123	214,225	89,690	338,760

UNIVERSITAS BRAWIJAYA

