



Tesis - TF185471

Optimasi Pengaturan Pembangkit Listrik Hidro-Termal dengan Fluktuasi Debit Air

NURKHOLIS
02311650022013

Pembimbing I
Dr. Bambang L Widjiantoro, ST., MT.
NIP. 19690507 199512 1001

Pembimbing II
Dr. rer.nat.Ir. Aulia M.T Nasution M.Sc.
NIP. 19671117 199702 1001

PROGRAM MAGISTER
BIDANG KEAHLIAN REKAYASA ENERGI TERBARUKAN
DEPARTEMEN TEKNIK FISIKA
INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER
SURABAYA
2019

Halaman ini memang dikosongkan

Tesis disusun untuk memenuhi salah satu syarat memperoleh gelar
Magister Teknik (M.T)
di
Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Oleh:

Nurkholis

NRP. 02311650022013

Tanggal Ujian: 10 Januari 2019

Periode Wisuda: Maret 2019

Disetujui oleh:

1. Dr. Bambang L Widjiantoro, ST, MT (Pembimbing 1)
NIP. 19690507 199512 1001

2. Dr. rer.nat. Ir. Aulia M.T Nasution M.Sc (Pembimbing 2)
NIP. 19671117 199702 1001

3. Dr. Ing Doty Dewi Risanti, ST, MT (Penguji 1)
NIP. 19740903 199802 2 001

4. Dr. Katherin Indriawati, ST, M.T. (Penguji 2)
NIP. 19760523 200012 2 001



Dekan Fakultas Teknologi Industri,

Dr. Bambang Lelono Widjiantoro, S.T., M.T.

NIP: 19690507 1995121 001

Halaman ini memang dikosongkan

Optimasi Pengaturan Pembangkit Listrik Hidro-Termal dengan Fluktuasi Debit Air

Nama Mahasiswa : Nurkholis
NRP : 02311650022013
Pembimbing : Dr. Bambang L Widjiantoro, ST., MT.
: Dr. rer.nat.Ir. Aulia M.T Nasution M.Sc.

ABSTRAK

Tenaga air merupakan salah satu sumber energi terbarukan yang banyak dipertimbangkan sebagai pilihan bagi masa depan. Di tengah situasi krisis energi sekarang ini energi pembangkit listrik tenaga air merupakan salah satu solusi dan energi terbarukan yang mungkin paling bersih dan bentuk yang paling alami. Dalam penelitian ini diamati pengaruh debit air dalam menghasilkan energi listrik yang digunakan oleh *smelter* pada peleburan biji Nikel dengan proses *pyrometallurgy* dimana suatu proses ekstraksi logam yang membutuhkan energi yang banyak untuk menghasilkan panas yang mencapai temperatur 2000°C.

Optimasi penjadwalan pembangkit Hidro-termal dilakukan untuk mendapatkan koordinasi pembangkit dengan biaya operasi yang lebih murah dalam penyaluran tenaga listrik dengan memaksimalkan pembangkit hidro. Studi ini dilakukan dengan ide untuk mengelola produksi energi dan perencanaan untuk pemeliharaan unit Hidro dan unit *Smelterplant* dengan proyeksi aliran debit andalan dan debit rencana. Perhitungan biaya energi pada beban *smelterplant* diset di 280MW average untuk produksi 80 KT Nikel dengan kondisi di musim kering yang diwakili oleh Q80 biaya adalah \$765,97 per Ton Nikel, di musim Normal yang diwakili oleh Q50 biaya energi adalah \$160,08 per Ton Nikel dan di musim basah yang diwakili oleh Q20 biaya energi adalah \$76,32 per Ton Nikel. dengan hasil ini sedapat mungkin untuk meminimumkan pembangkit PLTD untuk memperoleh biaya operasi yang rendah. Dengan pola debit hasil penelitian diperoleh waktu terbaik untuk melakukan *major shutdown* adalah di bulan September-November dimana debit air cenderung menurun dibanding bulan bulan lainnya.

Kata kunci: Hidro-termal, Batubessi, Larona, Balambano, Karebbe, *cascade dam*

Halaman ini memang dikosongkan

Optimization of Regulating Hydro-Thermal Power Plants with Water Discharge Fluctuations

Name : Nurkholis
ID Number : 02311650022013
Supervisor : Dr. Bambang L Widjiantoro, ST., MT.
: Dr. rer.nat.Ir. Aulia M.T Nasution M.Sc..

ABSTRACT

Hydropower is one of the many renewable energy sources considered as an option for the future. In the midst of the current energy crisis the energy of hydroelectric power is one of the cleanest and probably the most natural and renewable energy solutions. In this study observed the effect of water discharge in generating electrical energy used by the smelter in Nickel seed smelting with a pyrometallurgy process in which a metal extraction process that requires a lot of energy to produce heat reaches temperatures of 2000°C.

Optimization of Hydro-thermal generator scheduling is carried out to obtain coordination of plants with lower operating costs in electricity distribution by maximizing hydro power plants. This study was carried out with the idea of managing energy production and planning for the maintenance of the Hydro unit and Smelterplant unit with a inflow predictions and dependable inflow. The calculation of energy costs in the smelterplant load is set at 280MW average for production of 80 KT Nickel with conditions in the dry season represented by Q80 the cost is \$ 765.97 per Nickel Ton, in the Normal season represented by Q50 the energy cost is \$ 160.08 per Ton Nickel and in the wet season represented by Q20 the energy cost is \$ 76.32 per Ton of Nickel. with these results as much as possible to minimize the PLTD to obtain low operating costs. With the inflow pattern of the research results, the best time to do a major shutdown is in September-November where the water debit tends to decrease compared to other months.

Keywords: Hydro-thermal, Batubessi, Larona, Balambano, Karebbe, cascade dam.

Halaman ini memang dikosongkan

DAFTAR ISI

ABSTRAK	v
<i>ABSTRACT</i>	vii
DAFTAR ISI	ix
DAFTAR GAMBAR	xiii
DAFTAR TABEL	xv
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Rumusan Masalah	4
1.3 Tujuan Penelitian	4
1.4 Manfaat/Signifikansi Penelitian	5
1.5 Struktur Organisasi Tesis	6
BAB II TINJAUAN PUSTAKA	7
2.1 Sistem Tenaga Listrik	7
2.1.1 Pembangkit Termal	9
2.1.2 Pembangkit Listrik tenaga air	14
2.2. Unit Commitment	19
2.2.1 Penjadwalan Sistem Pembangkit Hidro-Termal	21
2.2.2 Kendala Operasional	23
2. 3 Beban	25
2.3.1 Prakiraan Beban	25
2.3.2 Kurva beban	26
2.3.3 Kurva lama beban	26
2.4 Pola Operasi <i>Reservoir</i>	26
2.5 Neraca Air	28
2.5.1 Perhitungan Debit Andalan	29
2.5.2 Perhitungan Penguapan	30
2.6 Optimasi Operasi <i>Reservoir</i>	38
2.6.1 Batasan Operasi	38
2.6.2 Model Stokastik	40
2.6.3 Jaringan Syaraf Tiruan	40
BAB III METODOLOGI	45

3.1. Bagan Alir Penelitian	45
3.2. Pengumpulan Data.....	46
3.2.1. Survey Pendahuluan Dan Studi literatur	46
3.2.2. Data Debit	46
3.2.3. Data Curah Hujan.....	46
3.2.4. Data Klimatologi.....	46
3.2.5. Data Bendungan dan PLTA, PLTU dan PLTD.....	47
3.2.6. Data jadwal <i>shutdown</i> jangka panjang.....	47
3.2.7. Data Beban	47
3.3. Analisa Data / Tahap Perhitungan	47
3.3.1. Penyusunan Model Optimasi dan simulasi	47
3.3.2. Penyusunan persamaan model matematis	47
3.3.3. Simulasi debit andalan	49
3.3.4. Prediksi debit dengan jaringan syaraf tiruan	51
3.3.5. Perhitungan kesetimbangan air tampungan aktif (water balance).	53
3.3.6. Perhitungan Energi listrik.....	54
3.5. Studi kasus.....	55
3.5.1.Lokasi Studi.....	55
3.5.2 Data debit <i>Inflow</i>	56
3.5.3 Data Teknis Pembangkit	57
3.5.4 Karakteristik Parameter Beban.....	57
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN.....	59
4.1. Umum.....	59
4.2. Analisa Debit	59
4.2.1. Analisa Data Hujan Rerata dan Data Debit.....	59
4.2.2 Perhitungan debit andalan	60
4.2.3 Prediksi Debit.....	64
4.3. Perhitungan Neraca air	68
4.4. Perhitungan Energi listrik.....	74
4.5. Perhitungan konsumsi bahan bakar PLTD	79
4.6. Analisa Biaya operasi PLTD dan PLTA	80

4.7. Analisa Jadwal <i>Shutdown</i> 2019.....	85
BAB V KESIMPULAN DAN REKOMENDASI	89
5.1 Kesimpulan	89
5.2 Rekomendasi.....	90
DAFTAR PUSTAKA	91
DAFTAR LAMPIRAN.....	93
Lampiran A Data Debit air.....	93
Lampiran B Hasil Normalisasi Data Debit Air	94
Lampiran C Pertitungan Evapotranspirasi dan Evaporasi	95
Lampiran D Tabel Hasil Perhitungan Evapotranspirasi dan Evaporasi.....	99
Lampiran E Perhitungan Energi Tahun Normal	100
Lampiran F Perhitungan Energi Tahun Kering.....	101
Lampiran G Perhitungan Energi Tahun Basah	102
Lampiran H Perhitungan Energi Prediksi JST	103
Lampiran I Perhitungan Energi Prediksi JST dengan shutdown	104
BIOGRAFI PENULIS	105

Halaman Ini sengaja dikosongkan

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2. 1 Distribusi energi listrik. (PLN P3B Jawa Bali)	7
Gambar 2. 2 Kurva karakteristik input-output pembangkit termal (A. J. Wood, B.F. Wollenberg, 1996)	9
Gambar 2. 3 Batas pembebanan Unit pembangkit. (A. J. Wood, B.F. Wollenberg 1996).....	10
Gambar 2. 4 Pembangkit Listrik Tenaga Diesel (PT Vale PLTD)	11
Gambar 2. 5 Skema Diesel Generator. (diagramchartwiki.com/engine-layout-diagram).....	12
Gambar 2. 6 Prinsip Kerja PLTA Run off River. (Marsudi; 2005)	15
Gambar 2. 7 Layout PLTA (Iptek Tempo)	17
Gambar 2. 8 Karakteristik input-output pembangkit hidro. (A. J. Wood, B.F. Wollenberg, 1996).....	19
Gambar 2. 9 Karakteristik kenaikan air rata rata(A. J. Wood, B.F. Wollenberg, 1996).....	21
Gambar 2. 10 Sistem pembangkit Hidro-Termal. (A. J. Wood, B.F. Wollenberg, 1996).....	22
Gambar 2. 11 Evapotranspirasi (Allen, 1990)	32
Gambar 2. 12 Arsitektur jaringan syaraf tiruan.(pemograman matlab, 2010).....	42
Gambar 3. 1 Diagram alir penelitian.....	45
Gambar 3. 2 Model proses. (Sumber: Data Operasional PT Vale)	48
Gambar 3. 3 Diagram alir debit andalan (SNI 6738).....	51
Gambar 3. 4 Daerah Aliran Sungai Larona (BPPT 2017)	57
Gambar 3. 5 Karakteristik Beban Furnace (Data Operasional PT Vale)	58
Gambar 3. 6 Skema pembangkit PT Vale Indonesia (Digram operasional PT vale)	58
Gambar 4. 1 Grafik Perbandingan Data Hujan dan Data Debit Rerata.(Hasil perhitungan).	60
Gambar 4. 2 Pola debit andalan dan debit prediksi. (Hasil perhitungan)	63
Gambar 4. 3 Kurva durasi debit Bulan Januari – Juni. (Hasil Perhitungan).....	63
Gambar 4. 4 Kurva durasi debit Bulan Juli – Desember. (Hasil Perhitungan)	64
Gambar 4. 5 Parameter JST. (Hasil perhitungan)	65
Gambar 4. 6 Grafik keluaran JSTVs Target. (Hasil perhitungan)	66
Gambar 4. 7 Regresi pelatihan JST . (Hasil perhitungan).....	66
Gambar 4. 8 Grafik pengujian keluaran JST Vs target. (Hasil perhitungan).....	67
Gambar 4. 9 Grafik Regresi pengujian JST. (Hasil perhitungan)	67
Gambar 4. 10 hasil prediksi debit tahun 2019. (Hasil perhitungan)	68
Gambar 4. 11 Variasi Tinggi muka air reservoir. (hasil perhitungan).....	74
Gambar 4. 12 Grafik Energi yang di hasilkan PLTA. (hasil perhitungan)	76

Gambar 4. 13 Daya Vs Konsumsi bahan bakar. (Hasil perhitungan).....	79
Gambar 4. 14 Biaya Operasi. (Hasil perhitungan)	81
Gambar 4. 15 Rencana shutdown 2019. (Data operasional PT. Vale)	86

DAFTAR TABEL

Tabel 3.1 Karakteristik pembangkit.....	57
Tabel 4.1 Hasil perhitungan korelasi Debit dan curah hujan.....	60
Tabel 4.2 Hasil perhitungan debit andalan.....	62
Tabel 4.3 Hasil perhitungan Neraca air tahun kering	69
Tabel 4.4 Hasil perhitungan Neraca air tahun normal	70
Tabel 4.5 Hasil perhitungan Neraca air tahun basah	71
Tabel 4.6 Hasil perhitungan Neraca air prediksi JST tahun 2019	73
Tabel 4.7 Energi yang dihasilkan pada kondisi tahun Normal	77
Tabel 4.8 Energi yang dihasilkan pada kondisi tahun kering	78
Tabel 4.9 Energi yang dihasilkan pada kondisi tahun basah	78
Tabel 4.10 Energi yang dihasilkan prediksi JST 2019.....	79
Tabel 4.11 Biaya Energi tahun Normal	81
Tabel 4.12 Biaya Energi tahun kering	82
Tabel 4.13 Biaya Energi tahun basah.....	83
Tabel 4.14 Biaya Energi tahun 2019 (Prediksi JST).....	84
Tabel 4.15 Biaya Energi tahun 2019 (Prediksi JST) dengan major shutdown....	89
Tabel 4.16 Biaya Energi tahun normal dengan major shutdown.....	89
Tabel 4.17 Optimasi Biaya Energi tahun normal dengan major shutdown.....	90

Halaman Ini sengaja dikosongkan

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Energi listrik sudah menjadi kebutuhan utama seiring dengan perkembangan ilmu pengetahuan dan teknologi serta meningkatnya jumlah penduduk. Kebutuhan energi listrik akan semakin meningkat, baik dari segi kuantitas maupun kualitas melihat beragamnya aktifitas yang menuntut kecepatan dan kemudahan, tidak hanya dalam bidang industri namun kebutuhan masyarakat biasa. Seiring dengan jaman yang makin berkembang semakin meningkat pula kebutuhan energi manusia yang di satu sisi cadangan energi dari fossil fuel semakin menipis. semua pihak dituntut untuk dapat memenuhi kebutuhan energi masyarakat dengan menggunakan energi-energi baru dan terbarukan, karena menurut penelitian sumber-sumber energi terbarukan inilah yang juga mampu mengatasi masalah permasalahan energi dan perubahan iklim yang terjadi dibelahan bumi manapun. Energi terbarukan sendiri memiliki pengertian yaitu sumber energi yang cepat dipulihkan kembali secara alami, dan prosesnya berkelanjutan. Selain dapat dipulihkan kembali, energi terbarukan diyakini lebih ramah lingkungan, aman dan juga terjangkau oleh masyarakat. Terdapat banyak sumber energi terbarukan di Indonesia yang layak dikembangkan untuk memenuhi kebutuhan energi di Indonesia. Indonesia merupakan salah satu negara dengan potensi energi terbarukan (*renewable energi*) yang sangat melimpah. Sayangnya sumber-sumber energi terbarukan tersebut belum dimanfaatkan secara maksimal. Seperti: Biofuel, Biomassa, Panas Bumi, Air, Angin, Matahari, Gelombang laut, Pasang surut air laut. Tenaga air merupakan salah satu sumber energi terbarukan yang bersih yang akan memainkan peranan di masa yang akan datang.

Hidropower menawarkan sumber listrik yang ekonomis dengan mengurangi emisi karbon. Karena itu, Hidropower adalah sumber energi bersih dan terbarukan. *Reservoir* yang menghasilkan tenaga air biasanya dioperasikan dengan tujuan memaksimalkan energi yang dihasilkan oleh pembangkit listrik tenaga air. Namun, sistem *reservoir* banyak yang tidak efisien dioperasikan dan kelola sesuai kebijakan yang ditentukan pada saat konstruksi. Perlu diketahui bahwa dengan

sedikit optimisasi dalam pengoperasian sistem *reservoir*, dapat meningkatkan efisiensi (Tayebian, Aida, & Thamer Ahmad, 2016).

Pengolahan Nikel dengan proses pyrometallurgy merupakan suatu proses ekstraksi logam dengan menggunakan energi panas yang mencapai temperatur 2000°C, dimana dibutuhkan energi listrik yang cukup besar guna memenuhi target produksi. Penyaluran energi listrik harus melalui jaringan tertentu dengan produksi daya listrik dari pembangkit harus sesuai dengan kebutuhan beban. Hal ini sangat penting diperhatikan karena sifat khas dari energi listrik yang tidak bisa disimpan dalam skala yang besar, sehingga harus disalurkan saat dibutuhkan. Namun, timbul persoalan dalam memenuhi kebutuhan daya listrik yang cenderung tetap atau di mana debit air yang mensupply pembangkit selalu berubah dari waktu ke waktu, sehingga harus ada penjadwalan dalam pengoperasian sistem tenaga listrik agar dapat memenuhi kebutuhan beban setiap saat dengan kualitas yang handal dan efisien.

Pada saat ini penjadwalan pembangkit hidro dan termal dengan cara yang paling ekonomis merupakan hal terpenting dalam sistem tenaga modern untuk memenuhi kebutuhan dalam pasar energi (Cherian, 2008). Tujuan utama dari optimisasi pembangkit hidrotermal adalah meminimalkan biaya total system operasi PLTD yang diwakili oleh biaya bahan bakar, kendala pembangkit hidro dan pembangkit termal selama waktu optimisasi (Monte et al., 2009). Penjadwalan pembangkit hidrotermal memiliki konsep dasar yaitu memaksimalkan pembangkit hidro dan meminimalkan produksi pembangkit termal, sehingga menjamin tersedianya keandalan dan pasokan daya secara ekonomis.

Pengoperasian dan manajemen *reservoir* adalah sangat kompleks yang membutuhkan manajemen strategi dan rencana yang detail pengoptimalan operasi system tenaga hidro merupakan kegiatan perencanaan yang sangat penting dalam mengelola pembangkit tenaga listrik. Tujuan pengoptimalan untuk menghasilkan daya keluaran yang maksimal dan menghemat penggunaan air. Pada pengoptimalan pengaturan air di daerah aliran sungai membutuhkan pemodelan detil karakteristik-karakteristik setiap unit pembangkit yang saling terhubung (Tayebian, Aida, & Thamer Ahmad, 2016). Alokasi penggunaan air terdistribusi, koordinasi penggunaan air antar unit pembangkit, ketidakpastian ketersediaan air,

ketidakpastian permintaan listrik, meminimalkan air yang melalui *spillway*, efisiensi penggunaan air, mengoptimalkan daya yang dihasilkan, menjaga ketersediaan air sepanjang tahun, mencegah terjadinya banjir di hulu dan hilir sungai, *reservoir* atau danau, kebutuhan air untuk keperluan manusia, dan peraturan pemerintah adalah berbagai masalah yang menimbulkan tantangan nyata dalam sistem pembangkit listrik tenaga air dengan sistem penampungan air bertingkat. Model terbaru penyelesaian masalah untuk PLTA kaskade dengan multi-units dan head-dependent disebut *hidro unit commitment and loading (HUCL) problem*. *HUCL Problem* memperkenalkan model matematika baru dengan mempertimbangkan efisiensi turbin dan generator (*TG-Units efficiency*) (Asfaw & Saieed , 2011). Kendala *reservoir* yang dinamis dan masalah yang kompleks pada PLTA Kaskade menjadi tantangan untuk dimodelkan. Kendala-kendala pada PLTA kaskade memiliki karakteristik *non-linear* yang dapat dilinearisasikan untuk memudahkan menentukan nilai optimal.

Adanya simulasi sistem PLTA kaskade akan lebih memudahkan penyelesaian masalah terhadap kendala-kendala nyata di lapangan yang setiap hari dialami pada pengoperasian pembangkit tenaga listrik tenaga air. Model operasi *reservoir* yang baik akan membantu seorang insinyur atau operator *reservoir* untuk memiliki strategi operasi umum penggunaan air sesuai dengan tinggi muka air *reservoir* saat ini, kondisi hidrologi, kebutuhan air sepanjang tahun. Hal ini dapat dicapai dengan memperbaiki kurva aturan yang sudah mapan dengan informasi yang ada, kondisi iklim dan hidrologi yang diperkirakan, dan teknologi komputasi mutakhir.

Hampir semua penelitian terdahulu, penjadwalan sistem pembangkit dibuat berdasarkan data realisasi beban yang sudah terjadi. Namun, pada penelitian ini akan dibuat suatu model penjadwalan sistem pembangkit berdasarkan simulasi debit andalan dan data peramalan debit air dengan menggunakan jaringan syaraf tiruan. Penjadwalan sistem pembangkit dilakukan dengan koordinasi yang baik antar pembangkit sehingga diperoleh biaya pembangkit yang minimum dengan tetap memperhatikan keandalan sistem. Oleh karena itu, penting untuk menetapkan pendekatan analitik dan lebih sistematis untuk memperluas jangkauan jaringan operasi *reservoir* untuk tujuan tunggal atau multi guna daripada operasi *reservoir*

tradisional di Indonesia agar meningkatkan efisiensi *reservoir* untuk menyeimbangkan tuntutan dari berbagai pemangku kepentingan.

Pada penelitian ini teknik prediksi debit air dengan menggunakan jaringan syaraf tiruan yang dijalankan dengan program Matlab dan optimasi debit dilakukan dengan menggunakan model simulasi stokastik. Pemilihan model simulasi ini karena bersifat fleksibel dalam menangani hubungan-hubungan kompleks yang bersifat nonlinier.

1.2 Rumusan Masalah

Maksud penelitian ini adalah untuk mendapatkan gambaran serta pola operasi pembangkit dalam mendukung beban dari proses smelting pyrometallurgy dimana dibutuhkan energi yang cukup besar. Data yang akan digunakan dalam penelitian ini adalah data pembangkitan listrik sistem PLTA, PLTD dan PLTU untuk memenuhi kebutuhan produksi *smelter plant*. Agar penulisan tidak keluar dari fokus bahasannya maka diperlukan suatu batasan-batasan masalah, adapun batasan-batasan masalah tersebut akan dirumuskan sebagai berikut:

- a. Bagaimana pola debit di tahun 2019 untuk memenuhi kebutuhan energi
- b. Bagaimana pengaruh fluktuasi debit terhadap performansi Pembangkit.
- c. Bagaimana konfigurasi penggunaan air di setiap pembangkit untuk memberikan biaya energi yang minimum.
- d. Bagaimana biaya energi per ton Nikel pada kondisi musim kering, normal dan musim basah.
- e. Bagaimana Pola jadwal major *shutdown* tahunan untuk memperoleh biaya operasi yang rendah.

1.3 Tujuan Penelitian

Sejalan dengan rumusan masalah di atas, penulisan thesis ini memiliki tujuan yang ingin dicapai adalah:

- a. Mengetahui debit pola debit prediksi tahun 2019 dengan menggunakan jaringan syaraf tiruan.
- b. Mengetahui pengaruh fluktuasi debit terhadap performansi pembangkit.
- c. Mengetahui konfigurasi penggunaan air di setiap pembangkit untuk meminimumkan PLTD.

- d. Mengetahui biaya energi per ton Nikel pada kondisi musim kering, normal dan musim basah.
- e. Mengetahui Pola jadwal *maintenance* tahunan untuk memperoleh biaya operasi yang rendah.

1.4 Manfaat/Signifikansi Penelitian

Dalam sebuah penelitian tentunya diharapkan adanya manfaat yang akan diperoleh, adapun manfaat yang ingin dicapai atau diharapkan adalah sebagai berikut:

1. Manfaat bagi peneliti

- a. Mengevaluasi hasil belajar dan menerapkannya ke dalam tugas sehari-hari.
- b. Mengetahui seluruh proses yang terjadi pada *unit commitment* dan *economic dispatch* sehingga mengetahui berapa besar optimisasi yang terjadi,
- c. Mengetahui bagaimana metode jaringan syaraf tiruan dalam melakukan prediksi debit untuk keperluan pembangkitan tenaga listrik.
- d. Mengetahui proses pengaturan energi yang optimal pada berbagai kondisi musim.

2. Manfaat bagi universitas

- a. Menggunakan hasil penelitian sebagai bahan ajar.
- b. Menggunakan hasil penelitian sebagai referensi untuk tugas akhir berikutnya,
- c. Memberi tambahan karya ilmiah yang dapat bermanfaat bagi pembaca.

3. Manfaat bagi PT vale Indonesia

- a. Pemodelan Ini berkontribusi untuk membantu operation dan maintenance dalam melakukan rencana maintenance setiap tahunnya dengan memperhatikan pola debit yang ada sehingga diperoleh biaya operasi yang optimal. Secara khusus, ini dimaksudkan untuk menginformasikan para pembuat kebijakan, pengelola sumber daya air, dan pemangku kepentingan lainnya untuk membuat rencana yang efektif dan layak secara ekonomis dalam memproduksi listrik sebagai energi untuk *smelter type pyrometallurgy*. Hasil penelitian dapat dijadikan referensi untuk proses yang lebih baik lagi,

- b. Petunjuk dalam melakukan rencana *shutdown* untuk PLTA dan smelter yang didasarkan pada hasil pengoptimasian

Semoga dapat lebih mempermudah lagi dalam membantu mahasiswa mendapatkan keperluan penelitian.

1.5 Struktur Organisasi Tesis

Dalam penelitian ini, penulis membagi ke dalam lima bab utama, diantaranya: Bab I Pendahuluan yang terdapat subbab latar belakang, rumusan masalah, tujuan penelitian, manfaat penelitian, dan struktur organisasi skripsi. Bab II Kajian pustaka yang berisi penjelasan mengenai penjadwalan pembangkit hidrotermal, koordinasi pembangkit hidrotermal, neraca air, pola operasi *reservoir* dan Jaringan syaraf tiruan. Bab III Metode penelitian, dalam bab ini terdiri dari alur penelitian yang dilakukan mulai dari mendapat data sampai dengan mengolah data tersebut. Bab IV temuan dan pembahasan berisi garis besar hasil penelitian, pemaparan dan pembahasan data sehingga dapat ditarik kesimpulan. Bab V kesimpulan, implikasi dan rekomendasi yang menyajikan penafsiran dan pemaknaan peneliti terhadap hasil analisis temuan penelitian serta mengajukan hal-hal penting yang dapat dimanfaatkan dari hasil penelitian.

BAB II

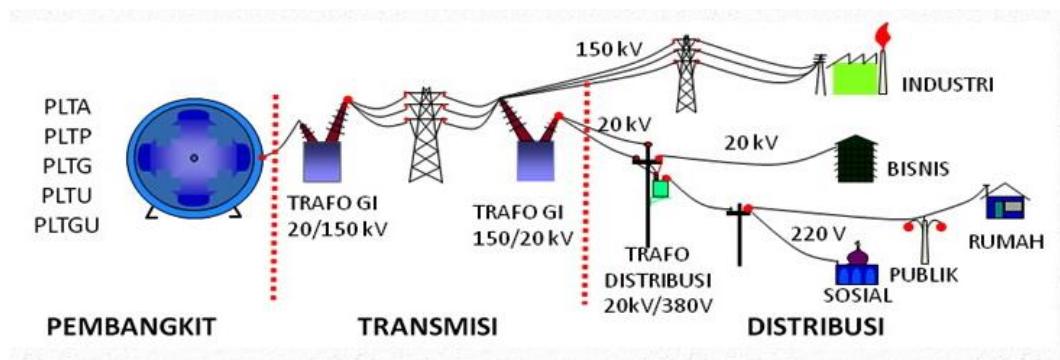
TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Sistem Tenaga Listrik

Secara umum sistem tenaga listrik dapat dikatakan terdiri dari tiga bagian utama, yaitu:

- a. Pembangkit tenaga listrik,
- b. Penyaluran tenaga listrik dan
- c. Distribusi tenaga listrik.

Sistem tenaga listrik modern merupakan sistem yang kompleks yang terdiri dari pusat pembangkit, saluran transmisi dan jaringan distribusi yang berfungsi untuk menyalurkan daya dari pusat pembangkit ke pusat-pusat beban. Untuk memenuhi tujuan operasi sistem tenaga listrik, ketiga bagian yaitu pembangkit, penyaluran dan distribusi tersebut satu dengan yang lainnya tidak dapat dipisahkan seperti terlihat pada Gambar 2.1.



Gambar 2. 1 Distribusi energi listrik. (PLN P3B Jawa Bali)

Energi listrik dibangkitkan oleh pembangkit tenaga listrik, disalurkan melalui saluran transmisi dan kemudian didistribusikan ke beban. Sistem tenaga listrik sering pula hanya disebut dengan sistem tenaga

Dalam mencapai tujuan dari operasi sistem tenaga listrik maka perlu diperhatikan tiga hal berikut ini, yaitu:

- a. Ekonomi (*economy*), berarti listrik harus dioperasikan secara ekonomis, tetapi dengan tetap memperhatikan keandalan dan kualitasnya.
- b. Keandalan (*security*), merupakan tingkat keamanan sistem terhadap kemungkinan terjadinya gangguan. Sedapat mungkin gangguan di pembangkit

maupun transmisi dapat diatasi tanpa mengakibatkan pemadaman di sisi konsumen.

- c. Kualitas (*quality*). tenaga listrik yang diukur dengan kualitas tegangan dan frekuensi yang dijaga sedemikian rupa sehingga tetap pada kisaran yang ditetapkan.

Didalam pelaksanaan pengendalian operasi sistem tenaga listrik, urutan prioritas dari sasaran diatas bisa berubah-ubah tergantung pada kondisi *real time*. Pada saat terjadi gangguan, maka keamanan adalah prioritas utama sedangkan mutu dan ekonomi bukanlah hal yang utama. Demikian juga pada saat keamanan dan mutu sudah bagus, maka selanjutnya ekonomi harus diprioritaskan. Efisiensi produksi tenaga listrik diukur dari tingkat biaya yang digunakan untuk membangkitkan tenaga listrik. Hal yang paling mudah dalam optimasi biaya produksi tenaga listrik adalah dengan sistem *Merit Order*. *Merit order* ini adalah suatu metode dimana pembangkit dengan biaya yang paling murah akan diprioritaskan untuk beroperasi dibandingkan dengan yang lebih mahal, sampai beban tenaga listrik tercukupi.

Kondisi-kondisi yang mungkin terjadi dalam menjalankan sistem tenaga listrik adalah sebagai berikut :

- a. Normal,
- b. Siaga,
- c. Darurat,
- d. Pemulihan.

Keterangan :

Normal adalah seluruh konsumen dapat dilayani, kendala operasi teratasi dan sekuriti sistem dapat dipenuhi.

Siaga adalah seluruh konsumen dapat dilayani, kendala operasi dapat dipenuhi, tetapi sekuriti sistem tidak dapat dipenuhi.

Darurat adalah konsumen tidak dapat dilayani, kendala operasi tidak dapat dipenuhi.

Pemulihan adalah peralihan kondisi darurat tenaga listrik yang diukur dengan kualitas tegangan dan frekuensi yang dijaga sedemikian rupa sehingga tetap pada kisaran yang ditetapkan.

2.1.1 Pembangkit Termal

Pembangkit Listrik Tenaga Diesel (PLTD) ialah Pembangkit listrik yang menggunakan mesin diesel yang berbahan bakar *High Speed Diesel Oil* (HSDO) sebagai penggerak mula (*prime mover*). Prime mover merupakan peralatan yang mempunyai fungsi menghasilkan energi mekanis yang diperlukan untuk memutar rotor generator.

Karakteristik *input-output* pembangkit termal untuk masalah operasi ekonomis, biasanya kurva Karakteristik *input-output* didekati dengan persamaan *polynomial* orde dua

$$F = \alpha P^2 + \beta P + \gamma \quad (2.1)$$

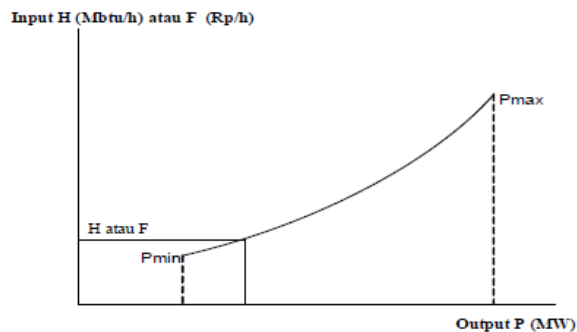
Dengan:

F = Pemakaian bahan bakar pembangkit termal

P = Daya listrik yang dibangkitkan (MW)

α, β, γ = Parameter/ Konstanta

Kurva *IFC* dapat dilihat pada gambar berikut:



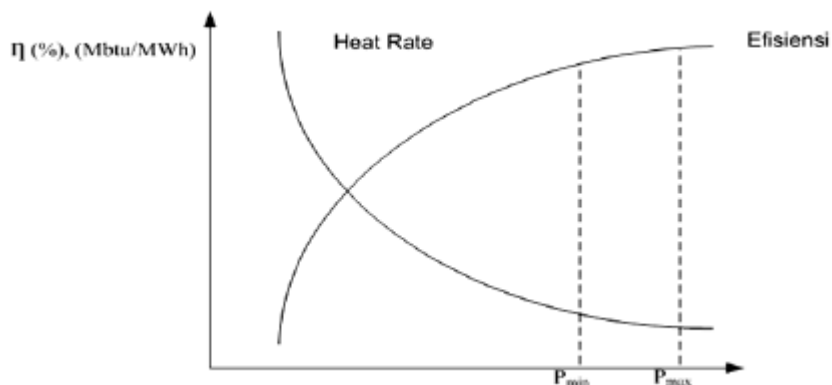
Gambar 2. 2 Kurva karakteristik input-output pembangkit termal (A. J. Wood, B.F. Wollenberg, 1996)

Dari karakteristik input dapat mencari kurva pertambahan bahan bakar rata (*incremental fuel rate*), yaitu:

$$IFR = \frac{\Delta F}{\Delta P} \quad (2.2)$$

Incremental fuel rate (IFR) dapat dikonversikan ke *incremental fuel cost* (IFC) dengan mengalikan IFR dengan biaya bahan bakar.

$$IFC = IFR \times \text{Fuel Cost (Rp/mW)} \quad (2.3)$$



Gambar 2. 3 Batas pembebanan Unit pembangkit. (A. J. Wood, B.F. Wollenberg, 1996)

Proses pembakaran pada mesin diesel tidak menghasilkan pembakaran yang sempurna. Efisiensi PLTD sangat dipengaruhi oleh pemakaian bahan bakar, hal ini disebabkan biaya yang terbesar dalam pengoperasian PLTD adalah biaya bahan bakar ($\pm 70\%$ dari keseluruhan biaya operasional). Hal inilah yang menyebabkan efisiensi pembangkit jenis ini rendah, lebih kecil dari 50 %.

Dalam pembuatan PLTD, terdapat faktor-faktor yang perlu diperhatikan pada saat pemilihan lokasi PLTD, diantaranya sebagai berikut :

- Jarak dari beban dekat
- Pesediaan areal tanah dan air
- Pondasi
- Pengangkutan bahan bakar
- Kebisingan dan kesulitan lingkungan

Kegunaan Utama PLTD

Kegunaan utama PLTD adalah penyedia daya listrik yang dapat berfungsi untuk :

- Pusat pembangkit
- Cadangan (*Stand by plant*)
- Beban puncak
- Cadangan untuk keadaan darurat. (*emergency*)

Bentuk dan Bagian-bagian Pembangkit Listrik Tenaga Diesel

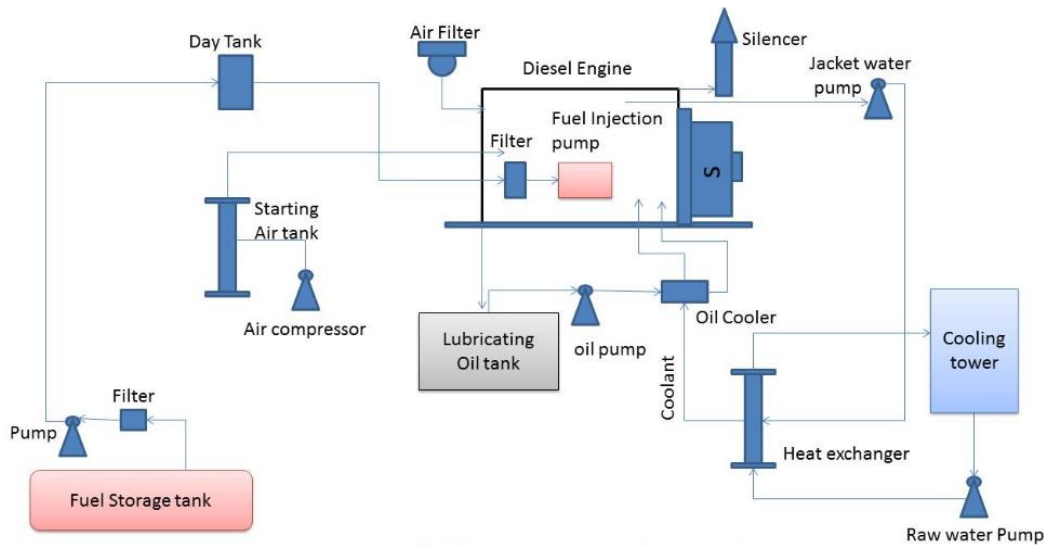


Gambar 2. 4 Pembangkit Listrik Tenaga Diesel (PT Vale PLTD)

Dari gambar 2. 5 dapat kita lihat bagian-bagian dari Pembangkit Listrik Tenaga Diesel, yaitu :

1. Tangki penyimpanan bahan bakar.
2. Penyaring bahan bakar.
3. Tangki penyimpanan bahan bakar sementara (bahan bakar yang disaring).
4. Pengabut (nozel)
5. Mesin diesel.
6. *Turbo charger*.
7. Penyaring gas pembuangan.
8. Tempat pembuangan gas (bahan bakar yang disaring).
9. Generator.
10. Trafo.
11. Saluran transmisi.

Skema Pembangkit Listrik Tenaga Diesel



Gambar 2. 5 Skema Diesel Generator. (diagramchartwiki.com/engine-layout-diagram)

Secara umum, skema di atas dapat dijelaskan sebagai berikut:

- Untuk melakukan pembakaran optimal pada diesel engine, maka diperlukan Oksigen dari udara di sekitar. Disinilah peran air filter yang fungsinya untuk menyaring udara yang masuk ke turbocharger
- Di dalam diesel engine, solar yang dipakai sebagai bahan bakar, menghasilkan energi untuk memutar generator yang kemudian menghasilkan listrik yang dihubungkan ke trafo dan gardu listrik.
- Pada proses PLTD satu hal yang sangat perlu diperhatikan adalah sistem pendingin pada minyak pelumasan mesin (sistem yang sama dipakai pada kendaraan bermotor). Sistem pendingin yang dipakai biasanya adalah sistem heat exchanger dan sistem radiator atau kedua sistem ini digabungkan.
- Heat exchanger adalah sistem pendingin minyak pelumas, dimana air digunakan sebagai sarana pendingin. Proses heat exchanger ini memiliki konsep yaitu, air pendingin dialirkan terus dari sumber air terdekat seperti danau, sungai ataupun kolam buatan. Air terus dialirkan secara konstan melalui pipa-pipa yang kemudian dihubungkan dengan pipa minyak pelumas. Pada aplikasi tertentu, pipa air pendingin ini akan ‘menyelimuti’

pipa minyak pelumas, sehingga terjadi perpindahan suhu tinggi dari minyak ke suhu rendah (heat exchanging) dari air, yang menyebabkan suhu minyak menjadi berkurang. Sedangkan air yang memiliki suhu yang lebih tinggi akan dialirkan kembali menuju sumber air. Berikut seterusnya sistem ini bekerja.

- Sedangkan untuk sistem pendingin radiator (aplikasi yang sama pada kendaraan bermotor), minyak pelumas didinginkan dengan menggunakan kipas radiator. Dimana pada sistem ini mengaplikasikan konsep perpindahan suhu melalui radiasi, kipas radiator yang terus berputar akan menghasilkan angin untuk mendinginkan minyak pelumas.

Kelebihan PLTD

- Penggunaan bahan bakar menentukan tingkat efisiensi pembakaran dan prosesnya. lokasi bisa dimana saja (pantai sampai pegunungan) dengan kapasitas bisa disesuaikan, malahan di desa terpencil dengan pengguna sedikit,
- Respon beban cepat sehingga bagus buat beban puncak (18.00-22.00), start up cepat.
- Efisiensi tinggi
- Investasi murah, cepat konstruksinya, cocok untuk daerah yang tidak ada air.
- Plan lay out sederhana.
- Sistem bahan bakar sederhana.
- Bisa ditempatkan dekat dengan pusat beban.
- Bisa distart dengan mudah dan cepat dan dibebani dalam waktu singkat.
- Tidak ada stand-by losses.
- Tidak memerlukan air pendingin yang banyak.
- Dimensi PLTD lebih kecil dibanding PLTU untuk kapasitas yang sama.
- Cara pengoprasian mudah dan memerlukan operator yang sedikit.
- Efisiensi termal PLTD lebih besar dibanding PLTU untuk kapasitas yang sama.
- Menggunakan sumber daya alam terbatas/tak terbaharukan/fosil

Kekurangan PLTD

- Tidak ramah lingkungan, kapasitas bisa hanya sampai puluhan MW
- Tidak cocok juga untuk base load (beban dasar/harian)
- Harga solar mahal (solar sebagai bahan bakar utama PLTD).
- Biaya pelumas tinggi.
- Tidak bisa dibebani overload pada waktu yang panjang.
- Kapasitas PLTD kecil.

2.1.2 Pembangkit Listrik tenaga air

Pembangkit Listrik Tenaga Air (PLTA) adalah pembangkit listrik yang mengandalkan energi potensial dan kinetik dari air untuk menghasilkan energi listrik. Energi listrik yang dibangkitkan dari ini biasa disebut sebagai hidroelektrik. Empat komponen utama dari PLTA ialah *reservoir* atau bendungan, saluran pelimpah (pembawa air), gedung sentral (*powerhouse*), dan gardu induk (*switchyard*) atau unit transmisi yang mengalirkan produksi listrik ke konsumen.

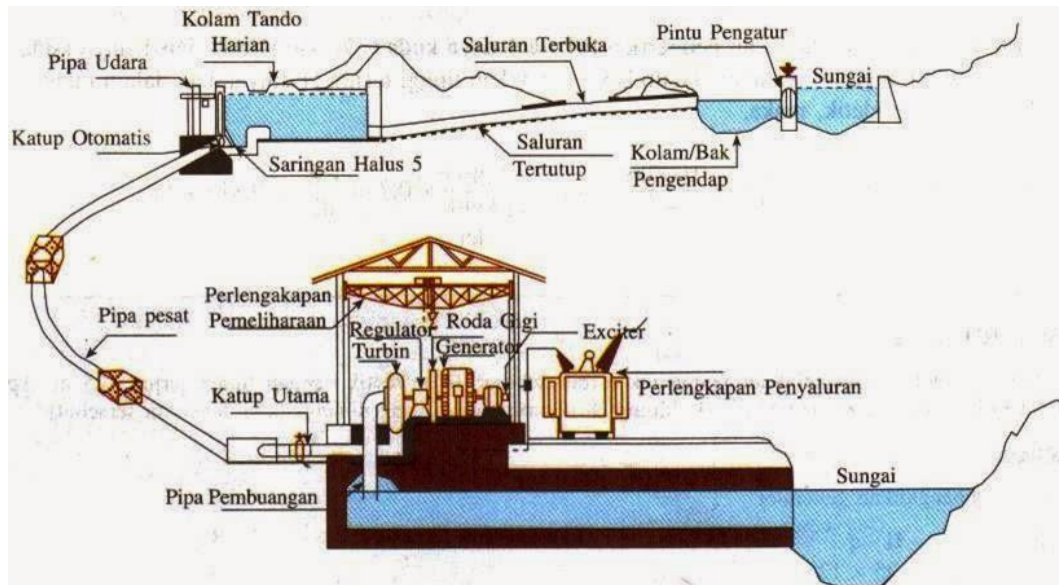
Pembangkit tenaga air (PLTA) bekerja dengan cara merubah energi potensial (dari dam atau air terjun) menjadi energi mekanik (dengan bantuan turbin air) dan dari energi mekanik menjadi energi listrik (dengan bantuan generator).

Turbin berfungsi untuk mengubah energi potensial menjadi energi mekanik. Air akan memukul sudut – sudut dari turbin sehingga turbin berputar. Perputaran turbin ini dihubungkan ke generator. Generator dihubungkan ke turbin dengan bantuan poros dan gearbox. Memanfaatkan perputaran turbin untuk memutar kumparan magnet didalam generator sehingga terjadi pergerakan elektron yang membangkitkan arus AC. Travo digunakan untuk menaikkan tegangan arus bolak balik (AC) agar listrik tidak banyak terbuang saat dialirkan melalui transmisi. Trafo yang digunakan adalah travo step up. Transmisi berguna untuk mengalirkan listrik dari PLTA ke rumah – rumah atau industri. Sebelum listrik kita pakai tegangannya diturunkan lagi dengan travo step down. Pembangkit listrik tenaga air konvensional bekerja dengan cara mengalirkan air dari dam ke turbin setelah itu air dibuang. Saat ini ada teknologi baru yang dikenal dengan *pumped-storage plant*.

pumped-storage plant memiliki dua penampungan yaitu:

- *Reservoir* Utama (*upper reservoir*) seperti dam pada PLTA konvensional. Air dialirkan langsung ke turbin untuk menghasilkan listrik.

- *Reservoir cadangan (lower reservoir)*. Air yang keluar dari turbin ditampung di *lower reservoir* sebelum dibuang disungai.



Gambar 2. 6 Prinsip Kerja PLTA Run off River. (Marsudi; 2005)

Komponen PLTA

PLTA yang paling konvensional mempunyai empat komponen utama sebagai berikut :

- Bendungan, berfungsi menaikkan permukaan air sungai untuk menciptakan tinggi jatuh air. Selain menyimpan air, bendungan juga dibangun dengan tujuan untuk menyimpan energi.
- Turbine, gaya jatuh air yang mendorong baling-baling menyebabkan turbin berputar. Turbin air kebanyakan seperti kincir angin, dengan menggantikan fungsi dorong angin untuk memutar baling-baling digantikan air untuk memutar turbin. Selanjutnya turbin merubah energi kinetik yang disebabkan gaya jatuh air menjadi energi mekanik.
- Generator, dihubungkan dengan turbin melalui gigi-gigi putar sehingga ketika baling-baling turbin berputar maka generator juga ikut berputar. Generator selanjutnya merubah energi mekanik dari turbin menjadi energi elektrik. Generator di PLTA bekerja seperti halnya generator pembangkit listrik lainnya.

- Jalur Transmisi, berfungsi menyalurkan energi listrik dari PLTA menuju rumah-rumah dan pusat industri.

Besarnya listrik yang dihasilkan PLTA tergantung dua faktor sebagai berikut :

1. Seberapa tinggi air yang jatuh.

Semakin tinggi air yang jatuh, maka semakin besar tenaga yang dihasilkan. Biasanya, tinggi air jatuh tergantung tinggi dari suatu bendungan. Semakin tinggi suatu bendungan, semakin tinggi air jatuh maka semakin besar tenaga yang dihasilkan. Ilmuwan mengatakan bahwa tinggi jatuh air berbanding lurus dengan jarak jatuh. Dengan kata lain, air jatuh dengan jarak dua satuan maka akan menghasilkan dua satuan energi lebih banyak.

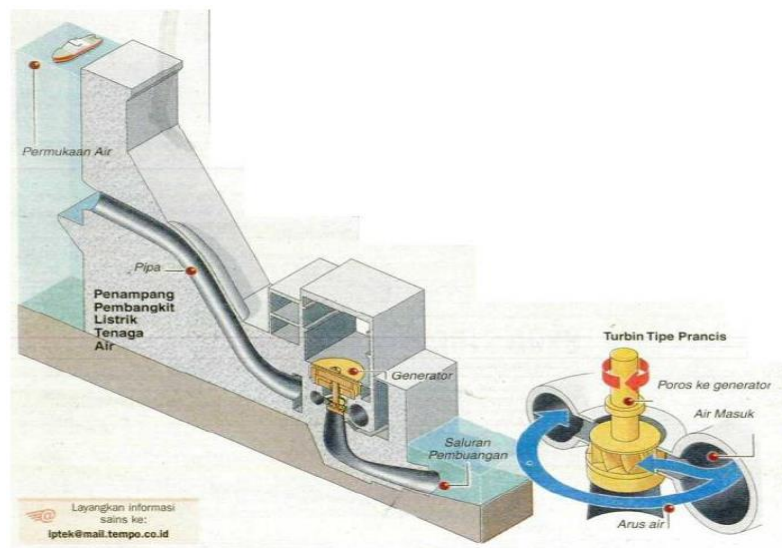
2. Jumlah air yang jatuh.

Semakin banyak air yang jatuh menyebabkan turbin akan menghasilkan tenaga yang lebih banyak. Jumlah air yang tersedia tergantung kepada jumlah air yang mengalir di sungai. Semakin besar sungai akan mempunyai aliran yang lebih besar dan dapat menghasilkan energi yang banyak. Tenaga juga berbanding lurus dengan aliran sungai. Dua kali sungai lebih besar dalam mengalirkan air akan menghasilkan dua kali lebih banyak energi.

Jenis-Jenis PLTA

1. Berdasarkan Tinggi Terjun PLTA

- PLTA jenis terusan air (*water way*) Adalah pusat listrik yang mempunyai tempat ambil air (*intake*) di hulu sungai dan mengalirkan air ke hilir melalui terusan air dengan kemiringan (*gradient*) yang agak kecil. Tenaga listrik dibangkitkan dengan cara memanfaatkan tinggi terjun dan kemiringan sungai.
- PLTA jenis DAM /bendungan Adalah pembangkit listrik dengan bendungan yang melintang disungai, pembuatan bendungan ini dimaksudkan untuk menaikkan permukaan air dibagian hulu sungai guna membangkitkan energi potensial yang lebih besar sebagai pembangkit listrik.



Gambar 2. 7 Layout PLTA (Iptek Tempo)

- PLTA jenis terusan dan DAM (campuran) Adalah pusat listrik yang menggunakan gabungan dari dua jenis sebelumnya, jadi energi potensial yang diperoleh dari bendungan dan terusan.

2. PLTA Berdasarkan Aliran Sungai

- PLTA jenis aliran sungai langsung (*run of river*) Banyak dipakai dalam PLTA saluran air/terusan, jenis ini membangkitkan listrik dengan memanfaatkan aliran sungai itu sendiri secara alamiah.
- PLTA dengan kolam pengatur (*regulating pond*) Mengatur aliran sungai setiap hari atau setiap minggu dengan menggunakan kolam pengatur yang dibangun melintang sungai dan membangkitkan listrik sesuai dengan beban. Disamping itu juga dibangun kolam pengatur di hilir untuk dipakai pada waktu beban puncak (*peaking power plant*) dengan suatu *reservoir* yang mempunyai kapasitas besar yang akan mengatur perubahan air pada waktu beban puncak sehingga energi yang dihasilkan lebih maksimal.
- Pusat listrik jenis *reservoir* dibuat dengan cara membangun suatu *reservoir* yang melintang sungai, sehingga terbentuk seperti danau buatan, atau dapat dibuat dari danau asli sebagai penampung air hujan sebagai cadangan untuk musim kemarau.
- PLTA Jenis Pompa (*pumped storage*) adalah jenis PLTA yang memanfaatkan tenaga listrik yang berlebihan ketika musim hujan atau pada

saat pemakaian tenaga listrik berkurang saat tengah malam, pada waktu ini sebagian turbin berfungsi sebagai pompa untuk memompa air yang di hilir ke hulu, jadi pembangkit ini memanfaatkan kembali air yang dipakai saat beban puncak dan dipompa ke atas lagi saat beban puncak terlewati.

2.3.2. Debit Air

Yang dimaksud dengan debit adalah jumlah air yang mengalir melalui suatu penampang sungai tertentu per satuan waktu. Debit dipengaruhi oleh beberapa faktor, misalnya, oleh curah hujan, keadaan geologi, flora, temperatur, dan lain-lain, di sebelah hulu sungai. Debit selalu berubah dari musim ke musim dan dari hari ke hari. Berikut adalah cara perhitungan debit air di bawah ini:

$$Q = V \times A \quad (2.4)$$

Dengan:

Q = debit air (m³/detik)

V = kecepatan aliran air (m/detik)

A = luas penampang sungai (m²)

Debit air (Q) merupakan hasil perkalian antara luas penampang (A) saluran/aliran dengan kecepatan (V) aliran air yang dapat dilihat pada persamaan:

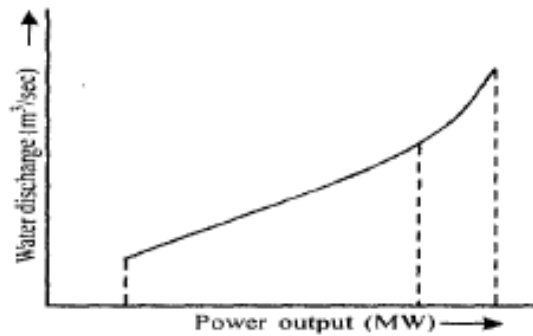
$$V = \frac{S}{T} \quad (2.5)$$

Dengan :

V = Kecepatan aliran pelampung (m/detik)

S = jarak dari titik A, ke titik B (m)

T = Waktu tempuh (detik)



Gambar 2. 8 Karakteristik input-output pembangkit hidro. (A. J. Wood, B.F. Wollenberg, 1996).

Kurva input-output untuk unit pembangkit hidro diperoleh dari pelepasan (*discharge*) air dalam meter kubik per detik sebagai fungsi daya output dalam megawatt.

Besaran energi listrik yang dihasilkan generator merupakan fungsi daya pembangkitan dikalikan selang waktu. Sesuai dengan sifat dasar dan proses/mechanisme dari terbangkitkannya energi listrik yang bersumber dari tenaga air daya listrik yang dibangkitkan PLTA dipengaruhi dari ketinggian jatuh air (*head*) dan debit air yang melalui turbin, serta dipengaruhi oleh faktor efisiensi pembangkit.

Perhitungan energi listrik hasil simulasi bulanan dengan rumus:

$$P = \eta \times g \times h \times Q \quad (2.6)$$

Dengan :

P = Daya (MW)

η = Efisiensi peralatan Elektromekanik.

g = Percepatan gravitasi (9,81 m/detik²)

Q = Debit air (m³/detik)

h = Tinggi jatuh (m)

2.2. Unit Commitment

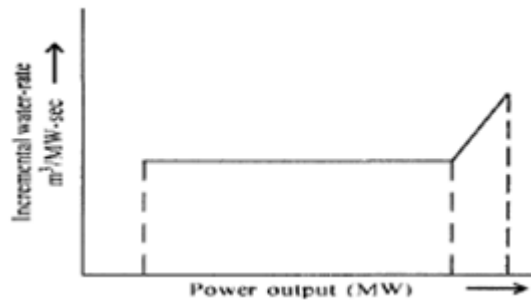
Sebagai alternatif untuk menekan tingginya penggunaan bahan bakar fosil, maka pemerintah perlu mengembangkan sumber energi baru dan terbarukan. Salah satu teknik pemanfaatan energi baru dan terbarukan sebagai sumber energi pembangkitan tenaga listrik ialah dengan mengkoordinasikan pembangkit listrik termal dan pembangkit listrik hidro. Pembangkit listrik hidro-termal adalah

koordinasi pembangkit dengan mengatur pembebanan. Dimana pengoperasian unit hidro dilakukan semaksimal mungkin mengingat biaya pembangkitan unit hidro yang sangat murah.

Penyediaan listrik harus memenuhi beban yang bersifat *continue* dan dinamis. Hal ini memerlukan manajemen operasi yang tertib agar didapatkan suatu pembebanan dan penyaluran yang optimal dan ekonomis. Digunakan analisa aliran daya optimal dinamis (*Dynamic Optimal Power Flow*) untuk melakukan pembagian pembebanan unit hidro-termal yang tersambung dengan sistem. Sehingga didapatkan biaya pembangkitan yang ekonomis dengan memperhatikan batasan *ramp rate* unit pembangkit dan kapasitas saluran pada sistem transmisi [Seyoum 2014]. Untuk menyelesaikan permasalahan *DOPF*, perlu diperhatikan pula mengenai *ramp rate* pembangkit dan batasan lainnya. *Ramp rate* merupakan batasan kenaikan atau penurunan nilai pembangkitan pada generator. Hal ini untuk menjaga gradien temperatur dan tekanan generator dalam batasan aman sehingga mencegah kerusakan dan menjaga masa hidup generator.

Ramp-rate merupakan kemampuan generator untuk melakukan peningkatan (*up-rate*) atau penurunan (*down-rate*) generasi. Setiap unit pembangkit memiliki karakteristik yang berbeda, sehingga membutuhkan fungsi tertentu untuk mendapatkan hasil yang optimal.

Pada unit hidro dimaksimalkan dengan membangkitkan daya sejumlah dengan debit air yang ada. Sehingga pembebanan pada unit termal akan ditekan. Unit commitment adalah penentuan pembangkit yang akan beroperasi dari sejumlah pembangkit yang siap dioperasikan untuk memasok beban selama periode tertentu, karena kebutuhan beban cenderung konstan sehingga pembangkit yang akan dioperasikan disesuaikan dengan kebutuhan beban dan debit air yang tersedia. Pada penjadwalan unit-unit pembangkit yang akan dioperasikan pembagian pembebanannya harus dalam keadaan optimum melalui suatu kombinasi dari unit-unit tersebut, kemudian dipilih kombinasi mana yang termurah biaya operasinya. Misalnya, jika dalam suatu sistem terdapat N buah pembangkit, maka kombinasi pembangkit yang mungkin adalah $C = 2^N - 1$.



Gambar 2. 9 Karakteristik kenaikan air rata rata(A. J. Wood, B.F. Wollenberg, 1996)

Pertimbangan-pertimbangan dalam membuat *unit commitment* adalah *constraint* (kendala yang merupakan batasan). *Constraint* tergantung pada karakteristik generator dan kurva beban.

Ada beberapa *constraint* unit termal antara lain, *Minimum Up Time* yaitu, interval waktu minimum dimana suatu unit yang baru *on* (terhubung ke sistem) tidak boleh *off* (dilepas) kembali sebelum melewati batas *up time* dan *Minimum Down Time*, adalah interval waktu minimum dimana suatu unit dalam keadaan *decommitted* (*off*) tidak boleh dihubungkan sebelum melewati batas *down time*.

2.2.1 Penjadwalan Sistem Pembangkit Hidro-Termal

Dalam koordinasi hidro-termal ada 3 permasalahan yang harus diperhatikan, yaitu kondisi keseimbangan antara pembangkit hidro, pembangkit termal dan beban. Dasar koordinasi hidro-termal adalah penjadwalan energi dimana suplai dari pembangkit hidro dalam jangka waktu tertentu telah ditentukan dan sisanya oleh pembangkit termal. Perhatikan sistem tenaga dengan sebuah pembangkit hidro dan sebuah pembangkit termal dalam mensuplai energi listrik ke beban yang ditunjukkan pada Gambar 2.10. Bila kapasitas maksimum dari suatu pembangkit hidro mencukupi untuk melayani kebutuhan beban, maka dapat dinyatakan dalam setiap saat pada perioda waktu j .

$$PH_{j \max} \geq P_{loadj}$$

Dengan :

$PH_{j \max}$ = daya maksimum pembangkit hidro

P_{loadj} = beban setiap saat dalam perioda j

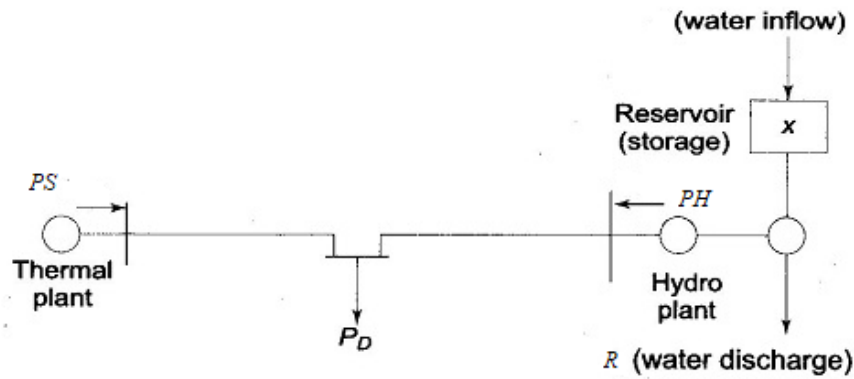
Akan tetapi, energi yang dapat diperoleh dari pembangkit hidro tidak selamanya mencukupi untuk memikul beban.

$$\sum_{j=1}^{j_{maks}} P_{Hj} \cdot nj \leq \sum_{j=1}^{j_{maks}} P_{load} \cdot nj$$

Seluruh energi pembangkit hidro digunakan agar supaya biaya operasi pembangkit termal dapat diminimalisasi. Kekurangan energi yang harus ditanggung oleh pembangkit termal adalah :

$$\sum_{j=1}^{j_{maks}} P_{load} \cdot nj - \sum_{j=1}^{j_{maks}} P_{Hj} \cdot nj = E \quad (2.7)$$

Dengan sebuah sistem hidro-termal seperti pada gambar dibawah, dimana pembangkit hidro terhubung kaskade.



Gambar 2. 10 Sistem pembangkit Hidro-Termal 1996 (Wollenberg & Wood, 1996).

Dalam kondisi ini air yang melimpas dianggap nol, maka persamaanya adalah :

$$\begin{aligned} S_{1j} &= S_{1j-1} + Q_{1j} - R_{1j} \\ S_{2j} &= S_{2j-1} + Q_{2j} - R_{2j} \end{aligned} \quad (2.8)$$

Adapun persamaan listriknya adalah sebagai berikut :

$$PH_{1(q1j)} + P_{sj} - P_{loadj} = 0 \quad (2.9)$$

Untuk pembangkit hidro kaskade terhubung tiga susun dengan memperhatikan jumlah air yang melimpas maka persamaan aliran volume *reservoir* :

$$\begin{aligned} S_{1j} &= S_{1j-1} + (Q_{1j} - SP_{1j} - R_{1j})_{nj} \\ S_{2j} &= S_{2j-1} + (R_{1j} + SP_{1j} - SP_{2j} - R_{2j})_{nj} \end{aligned} \quad (2.10)$$

$$S_{3j} = S_{3j-1} + (R_{2j} + SP_{2j} - SP_{3j} - R_{3j})n_j$$

Dengan :

Q_j = aliran air yang pertama-tama masuk pembangkit (*inflow*)

S_j = volume *reservoir*

SP_j = air yang melimpas (*spill rate*)

R_j = air keluaran pembangkit (*hidroplant discharge*)

n_j = jumlah jam dalam setiap periode penjadwalan

Total daya yang dibangkitkan harus seimbang dengan permintaan beban ditambah dengan rugi rugi jaringan pada setiap interval waktu selama penjadwalan pembangkit.

$$\sum_{i=1}^{Ns} P_{sit} + \sum_{j=1}^{Nh} P_{hjt} - P_{Dt} - P_{Lt} = 0 \quad (2.11)$$

Dengan :

P_{hjt} = Daya yang dibangkitkan hidro pada waktu t

P_{sit} = Daya yang dibangkitkan oleh termal pada waktu t

P_{Dt} = Permintaan daya pada waktu t

P_{Lt} = Rugi rugi dari jaringan.

2.2.2 Kendala Operasional

Dalam pengoperasian sistem tenaga listrik. banyak berbagai permasalahan yang mengakibatkan pada penurunan kualitas serta kendala dari tenaga listrik. persoalan yang muncul diakibatkan dari pemakaian listrik yang selalu berubah sepanjang waktu, tingginya biaya bahan bakar untuk operasional pembangkit listrik dan kondisi alam dan lingkungan yang dapat mengakibatkan gangguan pada proses operasi sistem.

Dalam pengoperasian sistem tenaga listrik ada beberapa persoalan pokok yang dihadapi antara lain sebagai berikut:

a. Pengaturan Frekuensi

Salah satu karakteristik pada sistem tenaga listrik yang sangat penting untuk dijaga kestabilannya adalah frekuensi. Pentingnya menjaga frekuensi berkaitan erat dengan upaya untuk menyediakan sumber energi yang berkualitas bagi konsumen. Pasokan energi dengan frekuensi yang berkualitas baik akan

menhindarkan peralatan konsumen dari kerusakan (umumnya alat hanya dirancang untuk dapat bekerja secara optimal pada batasan frekuensi tertentu saja – 50 s.d 60 Hz). Penyimpangan frekuensi dari nilai nominal harus selalu dalam batas toleransi yang diperbolehkan. Daya aktif mempunyai hubungan erat dengan nilai frekuensi dalam sistem, sedangkan beban sistem yang berupa daya aktif maupun daya reaktif selalu berubah sepanjang waktu. Sehubungan dengan hal ini harus ada penyesuaian antara daya aktif yang dihasilkan dalam sistem pembangkitan harus disesuaikan dengan beban daya aktif. Penyesuaian daya aktif ini dilakukan dengan mengatur besarnya kopel penggerak generator.

b. Pemeliharaan Peralatan

Peralatan dalam sistem perlu dipelihara secara periodik sesuai dengan buku petunjuk pemeliharaan yang dikeluarkan oleh pabrik peralatan yang bersangkutan. Namun dilain pihak pemeliharaan peralatan yang menyebabkan peralatan tersebut menjadi tidak siap operasi dalam sistem perlu dikoordinir agar penyediaan daya dalam sistem selalu memenuhi kebutuhan beban. Sementara itu cadangan daya harus cukup tinggi hal ini untuk menjamin tersedianya daya pembangkit yang cukup tinggi dalam sistem. Cadangan daya ini merupakan ukuran keandalan.

c. Biaya Operasional

Komponen biaya pembangkitan energi listrik terbesar adalah bahan bakar untuk pembangkit termal. Dimana biaya operasional pembangkit ini merupakan biaya terbesar dari suatu perusahaan listrik sehingga diperlukan teknik-teknik optimasi untuk menekan biaya dari operasional pembangkit tersebut.

d. Gangguan

Gangguan dalam sistem tenaga listrik merupakan suatu kendala yang tidak dapat dihindari, seiring terjadinya perubahan iklim alam seperti petir sebagai penyebab gangguan paling besar di Negara ini.

e. Tegangan

Tegangan adalah suatu unsur kualitas penyediaan tenaga listrik yang perlu diperhatikan dalam pengoperasian sistem. Tegangan diatur oleh eksitasi

(Penguatan Medan) generator pada pembangkit dan alat pengatur tegangan di beberapa tempat seperti tap changer trafo.

2.3 Beban

2.3.1 Prakiraan Beban

Salah satu faktor yang menentukan dalam membuat rencana operasi Sistem Tenaga Listrik adalah prakiraan beban yang akan dialami oleh sistem tenaga listrik dimasa yang akan datang. Tidak ada rumus pasti dalam prakiraan beban karena besarnya ditentukan oleh para pemakai (konsumen) tenaga listrik secara bebas. Umumnya untuk kebutuhan industry beban bersifat tetap, Namun untuk kebutuhan masyarakat pada umumnya kebutuhan tenaga listrik sifatnya periodik maka grafik pemakaian tenaga listrik atau lazim disebut grafik beban dari sistem tenaga listrik juga mempunyai sifat periodik. Grafik beban secara perlahan-lahan berubah bentuknya baik kuantitatifnya maupun kualitatif, perubahan ini antara lain disebabkan oleh:

1. Bertambahnya jumlah konsumen tenaga listrik,
2. Bertambahnya konsumsi tenaga listrik dari konsumen lama,
3. Cuaca,
4. Kegiatan ekonomi dalam masyarakat,
5. Kegiatan sosial dalam masyarakat.

Beban dapat diperkirakan berdasarkan pengalaman-pengalaman dan pengamatan-pengamatan dimasa lalu kemudian diadakan perkiraan untuk masa yang akan datang. Beberapa metode dapat digunakan untuk memperkirakan beban.

Beban adalah pemakaian tenaga listrik oleh pelanggan listrik. Karakteristik juga mempengaruhi keputusan dalam operasi ekonomis. Untuk beban yang sama dan sejenis akan bervariasi dengan pola yang sama, dimana pola beban tersebut ditentukan oleh:

1. Kurva beban
2. Kurva lama beban

Besarnya beban sistem pada suatu unit hanya dapat diperkirakan dengan acuan beban sistem dimasa yang lalu yaitu kemampuan untuk melayani beban secara berkala.

2.3.2 Kurva beban

Beban yang ada pada sistem tidak selalu sama besarnya pada setiap saat. Sebagai contoh, misalnya beban yang harus dilayani terdiri dari perumahan dan pabrik-pabrik. Waktu siang hari pabrik beroperasi penuh dan dirumah memakai beban yang kecil karena lampu penerangan belum dihidupkan. Hal ini akan berlawanan pada malam hari jadi terlihat adanya perubahan beban antara siang dan malam hari.

Akibat perubahan ini tentunya daya listrik harus dibangkitkan pusat tenaga listrik turut berubah sesuai beban yang ada. Keadaan daya listrik yang dibangkitkan pusat tenaga listrik yang berubah-ubah itu dapat digambarkan pada sebuah grafik yang dinamakan kurva beban (*load curve*). Karena beban ini mempunyai arti penting bagi operasi sistem pembangkit yaitu:

1. Menyediakan beban yang mencukupi variasi kebutuhan beban.
2. Pengoperasian yang optimal dari unit-unit pembangkit.
3. Rencana pengalokasian pembangkit yang optimum dari seluruh kapasitas produksi.
4. Penentuan kapasitas cadangan unit pembangkit.

2.3.3 Kurva lama beban

Kurva lama beban yaitu kurva yang menunjukkan permintaan beban dari konsumen terhadap waktu dan melalui variasi beban dapat ditentukan bebas beban total yang digunakan menurut waktu tertentu, sehingga untuk perhitungan dapat melalui kurva beban.

Bila kurva beban dibuat besarnya beban setiap saat, maka grafik kurva lama beban menggambarkan tentang besarnya beban dengan besar dengan besar beban yang sama. Cara memperoleh kurva lama beban ialah dengan membagi grafik kurva beban menjadi strip-strip partikel, kemudian menyusunnya kembali pada sebuah palang sumbu. Dimana palang sumbu tersebut mempunyai satuan lama beban (jam) dan besar beban (kwh).

2.4 Pola Operasi Reservoir

Dalam Peraturan Pemerintah No 37 Tahun 2010 tentang Bendungan dijelaskan bahwa definisi bendungan adalah bangunan yang berupa urugan tanah, urugan batu, beton, dan / atau pasangan batu yang dibangun selain untuk menahan

dan menampung air, dapat pula dibangun untuk menahan dan menampung limbah (tailing), atau menampung lumpur sehingga terbentuk *reservoir* (Anonim, 2010). Operasi *reservoir* (*reservoir operation*) adalah penampungan aliran air sungai ke dalam sebuah *reservoir* dan pelepasan daripada air yang telah ditampung tersebut untuk berbagai tujuan tertentu. Sedangkan pola operasi adalah patokan operasional periode suatu *reservoir* dimana debit air yang dikeluarkan oleh *reservoir* harus mengikuti ketentuan agar tinggi muka airnya terjaga sesuai dengan rancangan.

Kinerja Pengoperasian Reservoir merupakan indikator reservoir dalam pengoperasian untuk memenuhi kebutuhan. Beberapa indikator untuk menilai besarnya performance operasi *reservoir* dapat meliputi keandalan (*reliability*), kelentingan (*resiliency*) dan kerawanan (*vulnerability*). Pengoperasian *reservoir* dalam sistem kaskade hidropower dengan penggunaan air terdistribusi membutuhkan pengaturan yang baik untuk mengatasi masalah-masalah yang timbul.

Ada empat macam aturan operasi *reservoir* (Soetopo, 2010), yaitu:

- Simulasi Aturan Operasi Sederhana adalah operasi dengan melepaskan melepas air *reservoir* untuk memenuhi kebutuhan sepanjang masih ada persediaan air di *reservoir*.
- Simulasi Lepas Berdasarkan Tampung, pada aturan operasi *reservoir* dimana lepasan berdasarkan status tampungan *reservoir*, maka dilakukan pembatasan terhadap lepasan apabila tampungan *reservoir* menurun besarnya.
- Simulasi Lepas *rule curve* tunggal adalah jadwal tampungan *reservoir* yang paling ideal untuk diikuti. *rule curve* adalah merupakan hasil daripada studi optimasi atau studi simulasi
- Simulasi Lepas *rule curve* ganda Adalah *rule curve* yang terdiri dari kurva atas sebagai batas maksimum tampungan *reservoir*, dan kurva bawah sebagai batas minimum tampungan. Jadi operasi *reservoir* adalah bergerak diantara kedua batas tersebut.

2.5 Neraca Air

Dalam konsep siklus hidrologi bahwa jumlah air di suatu luasan tertentu dipermukaan bumi dipengaruhi oleh besarnya air yang masuk dan keluar pada jangka waktu tertentu. Neraca masukan dan keluaran air di suatu tempat dikenal sebagai neraca air (*water balance*). Karena air bersifat dinamis maka nilai neraca air selalu berubah dari waktu ke waktu sehingga di suatu tempat kemungkinan bisa terjadi kelebihan air (surplus) ataupun kekurangan (defisit). Apabila kelebihan dan kekurangan air ini dalam keadaan ekstrim tentu dapat menimbulkan bencana, seperti banjir ataupun kekeringan. Bencana tersebut dapat dicegah atau ditanggulangi bila dilakukan pengelolaan yang baik terhadap lahan dan lingkungannya.

Neraca air (*water balance*) merupakan neraca masukan dan keluaran air di suatu tempat pada periode tertentu, sehingga dapat diketahui jumlah air tersebut kelebihan (surplus) ataupun kekurangan (defisit). Keseimbangan air atau *water balance* merupakan siklus air yang seimbang dimana besarnya aliran air yang masuk atau ketersediaan (*inflow*) dan keluar kebutuhan (*outflow*) siklus adalah sama, adapun komponen dari ketersediaan air (*inflow*) ialah air sungai, air hujan, mata air. Dan komponen dari kebutuhan air (*outflow*) ialah air baku, evaporasi, evapotranspirasi, air irigasi. sedangkan ketidakseimbangan air adalah kebalikannya. Keseimbangan air dalam siklus hidrologi tergantung pada daerah yang diamati sesuai dengan *inflow* dan *outflow*. Siklus hidrologi merupakan konsep dasar tentang keseimbangan air secara global dan juga menunjukkan semua hal yang berhubungan dengan air. Siklus hidrologi tidak akan dapat berlangsung jika atmosfer tidak mempunyai kemampuan dalam menampung dan mengangkut uap air. Karena itu, keberadaan atmosfer sangat penting dalam proses distribusi air ke seluruh permukaan bumi. Untuk menganalisis keseimbangan air, banyak metode yang dalam proses perhitungannya memanfaatkan data iklim yang pada umumnya tersedia di stasiun klimatologi.

Persamaan neraca air untuk *reservoir* dinyatakan sebagai berikut (Soetopo, W., 2010).

$$S_t = S_{t-1} + I_t + E_t + R_t - SP \quad (2.13)$$

Dengan :

S_t = Storage Level pada waktu t (m dpl)

S_{t-1} = Storage Level pada waktu t - 1 (m dpl)

I_t = *Inflow* pada waktu t

E_t = Penguapan pada waktu t

R_t = Jumlah Air yang dilepaskan lewat pembangkit

SP_t = Air yang dilimpaskan pada waktu t

2.5.1 Perhitungan Debit Andalan

Daerah aliran sungai adalah suatu wilayah daratan yang merupakan satu kesatuan dengan sungai dan anak-anak sungainya yang berfungsi menampung, menyimpang dan mengalirkan air yang berasal dari curah hujan ke danau atau ke laut secara alami, yang batas di darat merupakan pemisah topografis dan batas laut sampai dengan daerah dengan daerah perairan yang masih terpengaruh aktifitas daratan.

Debit merupakan jumlah volume air yang mengalir melewati suatu penampang melintang saluran atau sungai persatuan waktu

Debit andalan merupakan besarnya debit tertentu yang dihubungkan dengan probabilitas atau periode ulang tertentu dimana besarnya debit yang tersedia untuk memenuhi kebutuhan air dengan resiko kegagalan yang telah diperhitungkan.

Metode yang sering dipakai untuk analisis debit andalan adalah metode statistik ranking. Penetapan ranking dilakukan menggunakan analisis frekuensi atau probabilitas dengan rumus *Weibull*. Debit andalan dihitung berdasarkan probabilitas dari sejumlah data pengamatan debit. Perhitungan debit andalan menggunakan rumus dari *Weibull*:

$$P(X \geq x) = \frac{m}{n+1} 100\% \quad (2.14)$$

$P(X > x)$ adalah probabilitas terjadinya variable X (debit) yang sama dengan atau lebih besar x (m^3/s) dengan :

m = adalah peringkat data

n = adalah jumlah data

'x = seri dari data debit

X = adalah debit andalan jika probabilitas sesuai dengan peruntukannya, misal $P(X > 80\%) = 0.8$

Probabilitas atau keandalan debit yang dimaksud berhubungan dengan probabilitas atau nilai kemungkinan terjadinya sama atau melampaui dari yang diharapkan. Debit andalan yang digunakan untuk perencanaan penyediaan air irigasi menggunakan debit andalan 80%. Keandalan 80% mempunyai arti bahwa kemungkinan debit terpenuhi adalah 80% atau kemungkinan debit sungai lebih rendah dari debit andalan adalah 20% (SNI 6738, 2015). Debit tersebut digunakan sebagai patokan ketersediaan debit yang masuk ke *reservoir* pada saat pengoperasiannya. Untuk menghitung debit andalan tersebut, dihitung peluang 80% dari debit sumber air pada pencatatan debit pada periode tertentu. Tahun kering adalah tahun pada saat debit air masuk ke waduk merupakan debit yang lebih kecil atau sama besarnya debit rata-rata (Anonim, 2004).

2.5.2 Perhitungan Penguapan

Evapotranspirasi adalah perpaduan dua proses yakni evaporasi dan transpirasi. Evaporasi adalah proses penguapan atau hilangnya air dari tanah dan badan-badan air (abiotik), sedangkan transpirasi adalah proses keluarnya air dari tanaman (biotik) akibat proses respirasi dan fotosintesis.

Kombinasi dua proses yang saling terpisah dimana kehilangan air dari permukaan tanah melalui proses evaporasi dan kehilangan air dari tanaman melalui proses transpirasi disebut sebagai evapotranspirasi (ET).

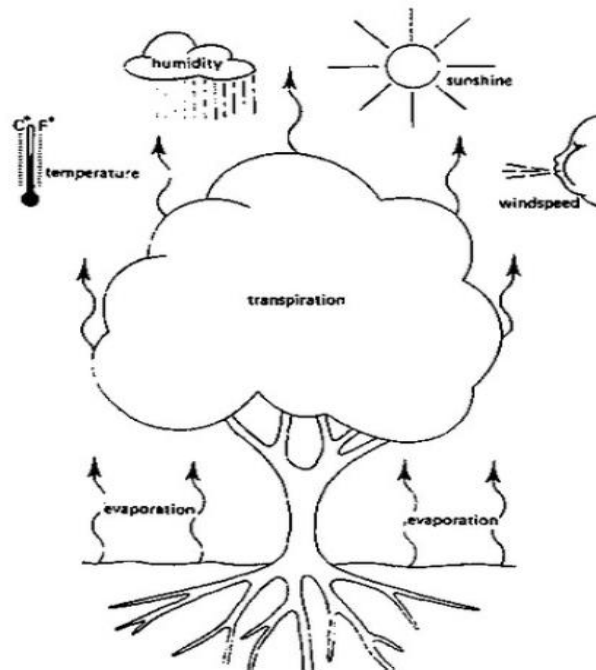
Proses hilangnya air akibat evapotranspirasi merupakan salah satu komponen penting dalam hidrologi karena proses tersebut dapat mengurangi simpanan air dalam badan-badan air, tanah, dan tanaman. Untuk kepentingan sumber daya air, data ini untuk menghitung kesetimbangan air dan lebih khusus untuk keperluan penentuan kebutuhan air bagi tanaman (pertanian) dalam periode pertumbuhan atau periode produksi. Oleh karena itu data evapotranspirasi sangat dibutuhkan untuk tujuan irigasi atau pemberian air, perencanaan irigasi atau untuk konservasi air (Allen, Luis, & Dirk, 1990).

Evapotranspirasi ditentukan oleh banyak faktor yakni:

- Radiasi surya (R_d): Komponen sumber energi dalam memanaskan badan-badan air, tanah dan tanaman. Radiasi potensial sangat ditentukan oleh posisi geografis lokasi.
- Kecepatan angin (v): Angin merupakan faktor yang menyebabkan terdistribusinya air yang telah diuapkan ke atmosfer, sehingga proses penguapan dapat berlangsung terus sebelum terjadinya keejenuhan kandungan uap di udara,
- Kelembaban relatif (RH): Parameter iklim ini memegang peranan karena udara memiliki kemampuan untuk menyerap air sesuai kondisinya termasuk temperatur udara dan tekanan udara atmosfer
- Temperatur: Suhu merupakan komponen tak terpisah dari RH dan Radiasi. Suhu ini dapat berupa suhu badan air, tanah, dan tanaman ataupun juga suhu atmosfer.

Proses terjadinya evaporasi dan transpirasi pada dasarnya akibat adanya energi yang disuplai oleh matahari baik yang diterima oleh air, tanah dan tanaman. Gambar 2.12 merupakan ilustrasi proses penyerapan energi yang menyebabkan evaporasi dan transpirasi.

Evapotranspirasi acuan (ET_o) adalah besarnya evapotranspirasi dari tanaman hipotetik (teoritis) yaitu dengan ciri ketinggian 12 cm, tahanan dedaunan yang ditetapkan sebesar 70 det/m dan albedo (pantulan radiasi) sebesar 0,23, mirip dengan evapotranspirasi dari tanaman rumput hijau yang luas dengan ketinggian seragam, tumbuh subur, menutup tanah seluruhnya dan tidak kekurangan air (Smith, 1991 dalam Weert, 1994). Nilai ET_o dapat dihitung dari data meteorologi. Perlu diperhatikan, bahwa perkiraan ET_o rata-rata untuk DAS lebih kompleks, karena ragam kondisi dalam suatu DAS dapat jauh berbeda.



Gambar 2. 11 Evapotranspirasi (Allen, Luis, & Dirck, 1990)

Rumus yang menjelaskan evapotranspirasi acuan secara teliti adalah rumus *Penman-Monteith*, yang pada tahun 1990 oleh FAO dimodifikasi dan dikembangkan menjadi rumus *FAO Penman-Monteith* (Anonim, 1999) yang diuraikan sebagai berikut:

$$ET_o = \frac{0,408\Delta(Rn - G) + \gamma \frac{900}{T + 273} u_2 (e_s - e_a)}{\Delta + \gamma(1 + 0,34u_2)} \quad (2.15)$$

Dengan :

- ET_o = Evapotranspirasi acuan(mm/hari),
- R_n = Radiasi netto pada permukaan tanaman (MJ/m²/hari),
- G = Kerapatan panas terus-menerus pada tanah (MJ/m²/hari),
- T = Temperatur harian rata-rata pada ketinggian 2 m (°C),
- u₂ = Kecepatan angin pada ketinggian 2 m (m/s),
- e_s = Tekanan uap jenuh (kPa),
- e_a = Tekanan uap aktual (kPa),
- Δ = Kurva kemiringan tekanan uap (kPa/°C),
- γ = Konstanta psychrometric (kPa/°C).

Untuk penyelesaian Persamaan (2.15) di atas, terlebih dahulu perlu didapatkan nilai-nilai dari beberapa variabel dan konstanta yang berkaitan, berdasarkan rumus-rumus berikut ini:

a. Konstanta *psychrometric* (γ)

Konstanta psikometrik dapat ditentukan menggunakan tabel sebagai fungsi dari ketinggian (z), atau dapat pula dihitung berdasarkan rumus berikut ini:

$$\gamma = \frac{c_p P}{\varepsilon \lambda} = 0.665 \times 10^{-3} P \quad (2.16)$$

$$P = 101.3 \left(\frac{293 - 0.0065z}{293} \right)^{5.26} \quad (2.17)$$

Dengan:

γ = konstanta psychrometric (kPa/°C),

P = tekanan atmosfer (kPa),

λ = 'laten heat of vaporization' = 2.45 (MJ/kg),

c_p = pemanasan spesifik pada tekanan konstan = 1.013×10^{-3} (MJ/kg/°C),

ε = perbandingan berat molekul uap air/ udara kering = 0.622.

b. Temperatur rata-rata (T_{mean})

Temperatur rata-rata dihitung dengan Persamaan berikut ini:

$$T_{\text{mean}} = \frac{T_{\text{max}} - T_{\text{min}}}{2}$$

dengan:

T_{mean} = temperatur udara harian rata-rata (°C),

T_{max} = temperatur udara harian maksimum (°C),

T_{min} = temperatur udara harian minimum (°C).

c. Kelembaban relatif (RH)

Kelembaban relatif (RH) yang digunakan adalah nilai rata-rata dari kelembaban relatif maksimum (RH_{max}) dan minimum (RH_{min}) yang dinyatakan sebagai kelembaban relatif rata-rata RH_{mean} (Anonim, 1999).

$$RH = 100 \frac{e_a}{e^s(T)} \quad (2.18)$$

$$e^{\circ}(T) = 0.6108 \exp \left[\frac{17.27T}{T + 237.3} \right] \quad (2.19)$$

dengan:

- RH = kelembaban relatif (%)
 ea = tekanan uap aktual (kPa)
 eo(T) = tekanan uap jenuh pada temperatur udara T (kPa)
 T = temperatur udara (°C)

d. Tekanan uap jenuh (e_s)

Tekanan uap jenuh dapat dihitung menggunakan Persamaan 2.20 berikut ini:

$$e_s = \frac{e^{\circ}(T_{\max}) + e^{\circ}(T_{\min})}{2} \quad (2.20)$$

dengan:

- e_s = tekanan uap jenuh (kPa),
 $e^{\circ}(T_{\max})$ = tekanan uap jenuh pada temperatur udara maksimum (kPa),
 $e^{\circ}(T_{\min})$ = tekanan uap jenuh pada temperatur udara minimum (kPa).

Tekanan uap jenuh (e_s) yang ditentukan berdasarkan nilai $e^{\circ}(T_{\text{mean}})$ akan memberikan hasil yang lebih kecil untuk nilai e_s , sehingga dapat mempengaruhi nilai perhitungan selanjutnya (Anonim, 1999).

e. Tekanan uap aktual (e_a)

Tekanan uap aktual dapat dihitung dengan beberapa rumus berdasarkan data yang tersedia, diantaranya melalui data temperatur titik embun (T_{dew}), data *psychrometric*, dan data kelembaban relatif (RH). Rumus berikut merupakan perhitungan tekanan uap aktual (e_a) berdasarkan kelembaban relatif.

$$e_a = \frac{e^{\circ}(T_{\min}) \frac{RH_{\max}}{100} + e^{\circ}(T_{\max}) \frac{RH_{\min}}{100}}{2} \quad (2.21)$$

atau

$$e_a = e^{\circ}(T_{\min}) \frac{RH_{\max}}{100} \quad (2.22)$$

atau

$$e_a = \frac{RH_{mean}}{100} \left[\frac{e^o(T_{max}) + e^o(T_{min})}{2} \right] \quad (2.23)$$

dengan:

- e_a = tekanan uap aktual (kPa),
 $e^o(T_{min})$ = tekanan uap jenuh pada temperatur harian minimum (kPa),
 $e^o(T_{max})$ = tekanan uap jenuh pada temperatur harian maksimum (kPa),
 RH_{max} = kelembababn relatif maksimum (%),
 RH_{min} = kelembababn relatif minimum (%),
 RH_{mean} = kelembababn relatif rata-rata (%).

Menurut FAO (1999), apabila data kelembababn relatif tidak tersedia atau kualitas datanya diragukan, maka pendekatan lain yang dapat diambil adalah $e_a = e^o(T_{min})$.

f. Kurva kemiringan tekanan uap (Δ)

Kurva kemiringan tekanan uap dapat dihitung menggunakan Persamaan 2.24 berikut ini:

$$\Delta = \frac{4098 \left[0,6108^{\left(\frac{17,27T}{T+237,3} \right)} \right]}{(T + 237,3)^2} \quad (2.24)$$

dengan:

- Δ = kurva kemiringan tekanan uap jenuh pada temperatur udara T (kPa),
T = temperatur udara (°C).

g. Radiasi netto (R_n)

Radiasi netto dapat dihitung menggunakan Persamaan 2.25 berikut ini:

$$R_n = R_{ns} - R_{nl} \quad (2.25)$$

$$R_{ns} = (1 - \alpha) R_s \quad (2.26)$$

$$R_s = \left(a_s + b_s \frac{n}{N} \right) R_a \quad (2.27)$$

$$N = \frac{24}{\pi} \omega_s \quad (2.28)$$

Bila nilai n tidak tersedia pada data klimatologi, maka rumusnya dapat diganti dengan:

$$R_s = K_{Rs} \sqrt{(T_{\max} - T_{\min})} R_a \quad (2.29)$$

$$R_{so} = (0.75 + 2 \cdot 10^{-5} z) R_a \quad (2.30)$$

$$R_a = \frac{24(60)}{\pi} G_{sc} d_r [\omega_s \sin(\varphi) \sin(\delta) + \cos(\varphi) \cos(\delta) \sin(\omega_s)] \quad (2.31)$$

$$d_r = 1 + 0.033 \cos\left(\frac{2\pi}{365} J\right) \quad (2.32)$$

$$\delta = 0.409 \sin\left(\frac{2\pi}{365} J - 1.39\right) \quad (2.33)$$

$$\omega_s = \arccos[-\tan(\varphi) \tan(\delta)] \quad (2.34)$$

$$R_{nl} = \sigma \left[\frac{T_{\max} K^4 + T_{\min} K^4}{2} \right] \left(0.34 - 0.14 \sqrt{e_a} \right) \left(1.35 \frac{R_s}{R_{so}} - 0.35 \right) \quad (2.35)$$

keterangan:

- R_n = radiasi netto (MJ/m²/hari),
- R_{ns} = radiasi matahari netto (MJ/m²/hari),
- α = koefisien albedo,
- R_s = radiasi matahari yang datang (MJ/m²/hari),
- R_{so} = radiasi matahari (*clear-sky*) (MJ/m²/hari),
- n = durasi aktual penyinaran matahari (jam),
- N = durasi maksimum yang memungkinkan penyinaran matahari (jam),
- $as+bs$ = fraksi radiasi ekstraterestrial yang mencapai bumi pada hari yang cerah
($n = N$),
- K_{Rs} = Koefisien tetapan = 0.16 untuk daerah tertutup dan 0.19 untuk daerah pantai ($^{\circ}\text{C}^{-0.5}$),
- z = tinggi muka air stasiun di atas permukaan laut (m),
- R_a = radiasi ekstraterestrial (MJ/m²/hari).
- G_{sc} = konstanta matahari = 0.0820 (MJ/m²/min),

- d_r = inverse jarak relatif bumi-matahari (pers.19),
 ω_s = sudut jam matahari terbenam (pers. 22),
 ϕ = garis lintang (rad),
 δ = deklinasi matahari (rad),
 J = nomor hari dalam tahun antara 1 (1 Januari) sampai 365 atau 366 (31 Desember),
 R_{nl} = radiasi netto gelombang panjang yang pergi (MJ/m²/hari),
 σ = konstanta Stefan-Boltzmann (4.903 10⁻⁹ MJ/K⁴/m²/hari),
 $T_{max, K}$ = temperatur absolut maksimum selama periode 24 jam (K = °C + 273.16),
 $T_{min, K}$ = temperatur absolut minimum selama periode 24 jam (K = °C + 273.16),
 h. Kerapatan panas terus-menerus pada tanah (G)

Kerapatan panas terus-menerus pada tanah (G) dihitung menggunakan Persamaan berikut ini:

$$G = c_s \frac{T_i - T_{i-1}}{\Delta t} \Delta z \quad (2.35)$$

dengan:

- G = kerapatan panas terus-menerus pada tanah (MJ/m²/hari),
 c_s = kapasitas pemanasan tanah (MJ/m³/°C),
 T_i = temperatur udara pada waktu i (°C),
 T_{i-1} = temperatur udara pada waktu $i-1$ (°C),
 Δt = panjang interval waktu (hari),
 Δz = kedalaman tanah efektif (m).

Untuk periode harian atau 10-harian, nilai G sangat kecil (mendekati nol), sehingga nilai G tidak perlu diperhitungkan (FAO, 1999).

i. Kecepatan angin pada ketinggian 2 m (u_2)

Kecepatan angin pada ketinggian 2 m (u_2) dihitung menggunakan Persamaan 2.36 berikut ini:

$$u_2 = u_z \frac{4.87}{\ln(67.8z - 5.42)} \quad (2.36)$$

dengan:

- u_2 = kecepatan angin 2 m di atas permukaan tanah (m/s),
- u_z = kecepatan angin terukur z m di atas permukaan tanah (m/s),
- z = ketinggian pengukuran di atas permukaan tanah (m).

Perhitungan penguapan untuk genangan *reservoir* adalah dengan menggunakan pendekatan Persamaan Herbeck :

$$E = (1,1 \times ETo) \times A \quad (2.37)$$

dengan:

- E = Penguapan (MCM)
- Eto = Laju evapotranspirasi mm/detik
- A = Luas area

2.6 Optimasi Operasi *Reservoir*

Dalam buku pedoman pengoperasian *reservoir* tunggal, Departemen Permukiman dan Prasarana Wilayah, ada tiga tahapan dalam mempersiapkan model optimasi (Anonim, 2004), yaitu :

- Mengidentifikasi fungsi objektif guna mengukur efektivitas atau kegunaan yang menghubungkan beberapa kombinasi dari variabel.
- Mengidentifikasi *decision variable* secara kuantitatif dan menentukan ketelitiannya.
- Mengidentifikasi faktor-faktor tertentu yang membatasi (*decision variable*), tahapan ini akan menghasilkan persamaan kendala (*constraints*).

Optimasi ini dilakukan untuk memaksimalkan atau meminimalkan jumlah nilai energi listrik yang dihasilkan pembangkit hidro dalam periode operasi tertentu. pada waktu t dalam kWh, Periode optimasi dapat berupa harian (24 jam), mingguan, atau bulanan.

2.6.1 Batasan Operasi

Constraint menentukan keadaan dari *reservoir* dan kapasitas *discharge* dari pusat pembangkit atau efisiensi apabila *reservoir* dipergunakan untuk keperluan lain, misalnya irigasi, rekreasi, dan pencegahan banjir.

Dalam pengoptimalan PLTA ini, beberapa *Constraint* yang dapat dipertimbangkan menjadi batasan yaitu tinggi muka air dan *head reservoir*, tinggi muka air *reservoir* dibatasi diantara nilai minimal dan maksimal yang diperbolehkan.

Batas Level Reservoir

Dengan = Level Ketinggian akhir unit u pada waktu t (m dpl)

$$(L_{min} \leq L \leq L_{maks})$$

dimana

$L(t)$ = Tinggi muka air Reservoir pada waktu t (mdpl)

L_{min} = Tinggi muka air minimum (mdpl)

L_{maks} = Tinggi muka air maksimum (mdpl)

Nilai maksimal tinggi muka air *reservoir* terkait dengan kapasitas dari *reservoir*, sedangkan nilai minimal dari tinggi muka air air pada *reservoir* dibatasi agar operasi turbin dan generator dapat berjalan stabil. Dengan nilai tinggi muka air yang dibatasi, maka ketinggian jatuh (*head*) PLTA juga terbatas pada kisaran tertentu.

Batasan tinggi jatuh PLTA ini dinyatakan pada persamaan berikut.

$$H_{min} < H_h(t) < H_{maks}$$

dengan:

$H(t)$ = *Head* pada waktu t (m)

H_{min} = *Head* minimum (m)

H_{maks} = *Head* maksimum (m)

dengan $h(t)$ adalah tinggi *head* waktu t dalam meter, dan nilainya dibatasi diantara *head* minimum (H_{min}) dan *head* maksimum (H_{maks}) dalam meter.

Debit maksimal yang melalui Kanal dibatasi ditinggi muka air maksimum.

$$0 \leq Q_t \leq Q_{maks}$$

dengan:

$Q(t)$ = *Head* pada waktu t ($m^3/detik$)

Q_{min} = *Head* minimum ($m^3/detik$)

Q_{maks} = *Head* maksimum ($m^3/detik$)

Daya pembangkitan yang dihasilkan oleh unit generator dibatasi diantara nilai daya pembangkitan minimal dan maksimal. Batasan ini dinyatakan dalam persamaan berikut

$$P_{gi,min} < P_{gi,min}(t) < P_{gi,maks}$$

$P_{gi,min}$ adalah daya pembangkitan minimum unit generator i (dalam kW). Batasan nilai daya pembangkitan minimum generator ini ditujukan agar generator beroperasi stabil. Sedangkan $P_{gi,maks}$ menunjukkan daya pembangkitan maksimal unit generator i (dalam kW). Besaran daya pembangkitan maksimal generator ditentukan oleh rating kapasitas generator itu sendiri.

Pelimpasan air

$$0 \leq SP,t \leq SP,$$

2.6.2 Model Stokastik

Model optimasi adalah penyusunan suatu model sistem yang sesuai dengan keadaan nyata yang nantinya dapat diubah ke dalam model matematis dengan pemisahan elemen-elemen pokok, agar suatu penyelesaian yang sesuai dengan sasaran atau tujuan pengambilan keputusan dapat tercapai. Hal ini melibatkan pandangan pada masalah dalam tautan keseluruhan sistem.

Ada tiga jenis model stokastik yang masing-masing memasukkan variabilitas hidrologi dan ketidakpastian (Harvy). Yang termasuk dalam model tersebut yaitu:

- Model yang mendefinisikan sejumlah kemungkinan diskrit dari debit aliran sungai dan volume tampungan, masing - masing dengan probabilitasnya.
- Model yang mengidentifikasi produksi air tetap tahunan, distribusinya dalam setahun dan keandalannya.
- Model *chance-constrained* yang mempunyai aturan-aturan yang menyatakan volume tampungan *reservoir* yang tidak diketahui dan distribusi probabilitas lepasan sebagai fungsi linier daripada debit aliran sungai yang *unregulated*.

2.6.3 Jaringan Syaraf Tiruan

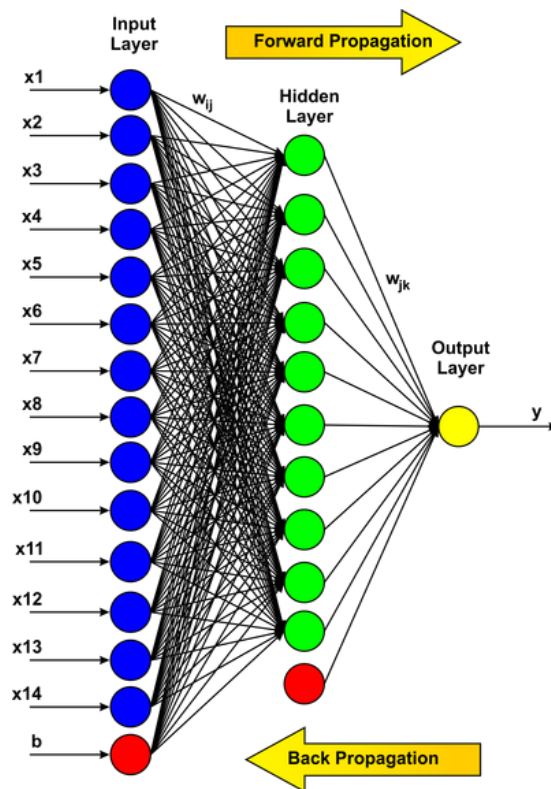
Jaringan syaraf tiruan merupakan algoritma klasifikasi yang meniru prinsip kerja dari jaringan syaraf manusia. Jaringan syaraf tiruan merupakan algoritma yang mengintegrasikan prinsip kerja dari jaringan syaraf manusia. Algoritma ini memetakan data masukan pada layer masukan menuju target pada layer keluaran melalui neuron-neuron pada layer tersembunyi. Algoritma ini memetakan data pada layer input menuju target pada layer.

Data masukan dirambatkan maju, dihubungkan oleh bobot-bobot masukan yang sebelumnya telah diinisialisasi secara acak menuju neuron pada layer tersembunyi Input data dirambatkan maju, dimungkinkan oleh nilai-nilai yang sebelumnya telah diinisialisasi ke neuron pada lapisan tersembunyi

Pada layer tersembunyi, data masukan yang telah dihubungkan dengan bobot tersebut kemudian diproses menggunakan fungsi aktivasi. Pada lapisan di atasnya, data yang telah digunakan akan dicetak dengan menggunakan fungsi aktivasi. Selanjutnya data hasil olahan dari layer tersembunyi dihubungkan oleh bobot-bobot tersembunyi menuju neuron pada layer keluaran. Selanjutnya data hasil olahan dari lapisan.

Hasil yang diperoleh kemudian dibandingkan dengan data target sehingga diperoleh tingkat kesalahan (*error*) . Hasil yang didapat kemudian dibandingkan dengan target data, Tingkat kesalahan (*error*) . Apabila tingkat kesalahan yang diperoleh lebih kecil daripada tingkat kesalahan yang sebelumnya telah ditetapkan (*target error*) , maka proses perambatan akan berhenti. Jika tingkat yang diberikan lebih dari tingkat *kesalahan* , maka proses perambatan akan berhenti. Namun apabila tingkat kesalahan masih lebih besar daripada tingkat kesalahan tetapan maka dilakukan proses perambatan balik dengan melakukan pembaharuan bobot. Namun demikian masih ada yang lebih besar dari tingkat kesalahan tetapan yang dilakukan proses perambatan balik dengan melakukan pembaruan berat.

Jenis-jenis jaringan syaraf tiruan antara lain: perceptron, backpropagation / propagasi balik, belajar kuantisasi vektor, dsb. Gambar 2.12 merupakan contoh arsitektur jaringan syaraf tiruan propagasi balik. Perancangan algoritma jaringan syaraf tiruan, umumnya dibagi menjadi dua proses utama yaitu pelatihan dan pengujian. Perancangan algoritma jaringan syaraf tiruan, umumnya dibagi menjadi dua proses utama yaitu pelatihan dan pengujian.



Gambar 2. 12 Arsitektur jaringan syaraf tiruan (pemograman matlab, 2010)

Sebelum kedua proses itu dilakukan, perlu dipersiapkan pembagian data untuk untuk data latih dan data uji terlebih dahulu. Sebelum itu dilakukan, perlu dipersiapkan pembagian data untuk data dan data yang pertama. Persentase pembagian data latih dengan data uji yang umumnya digunakan yaitu 50:50, 60:40, 70:30, dan 80:20. Persentase pembagian data latih dengan data uji yang tersedia yaitu 50:50, 60:40, 70:30, dan 80:20. Proses pelatihan dilakukan menggunakan sekumpulan data latih yang memuat parameter ciri/ feature yang digunakan untuk membedakan antara objek satu dengan objek lainnya (pengenalan pola) . Proses pelatihan yang dilakukan menggunakan data sekumpulan latih yang memuat parameter ciri/fitur yang digunakan untuk objek-objek lain (pola pengenalan). Data latih tersebut dirambatkan maju menuju target latih melalui arsitektur jaringan syaraf tiruan yang sebelumnya telah didesain. Data latih yang dirambatkan ke arah target latih melalui arsitektur jaringan syaraf tiruan yang sebelumnya telah dirancang. Luaran dari proses pelatihan adalah suatu jaringan yang terdiri dari arsitektur beserta bobot-bobot terbaik hasil pembaharuan. Pelatihan yang digunakan adalah jaringan yang terdiri dari arsitektur dengan bobot-beban terbaik

hasil pembaruan. data latih dirambatkan maju sehingga diperoleh data keluaran yang kemudian dibandingkan dengan target latih sehingga diperoleh tingkat akurasi proses pelatihan. Dengan jaringan tersebut, kemudian data latih dirambatkan ke arah maju data yang diperoleh dengan target latih inklusif. Pada proses pengujian, dengan menggunakan jaringan syaraf tiruan hasil proses pelatihan, data uji dirambatkan maju sehingga diperoleh data keluaran yang kemudian dibandingkan dengan target uji dan diperoleh tingkat akurasi proses pengujian. Pada proses pengujian, dengan menggunakan jaringan syaraf tiruan, proses-proses data, data yang dirambatkan ke arah maju, dan data yang dihasilkan dengan tepat.

Beberapa parameter yang perlu diperhatikan dalam menyusun/ merancang arsitektur jaringan syaraf tiruan antara lain:

- Jenis jaringan syaraf tiruan yang akan digunakan.
- Jumlah neuron pada lapisan masukan, lapisan tersembunyi, dan lapisan keluaran
- Jumlah layer tersembunyi (*hidden layer*)
- Fungsi diaktifkan pada lapisan tersembunyi
- Inisialisasi bobot awal
- Inisialisasi nilai target kesalahan (*tujuan kesalahan*)

Algoritma jaringan syaraf tiruan dapat diaplikasikan untuk menyelesaikan berbagai macam persoalan komputasi diantaranya untuk kasus klasifikasi, identifikasi, prediksi, deteksi anomali, dll. Algoritma jaringan syaraf tiruan dapat diaplikasikan untuk berbagai macam konfigurasi untuk kasus-kasus, identifikasi, prediksi, deteksi anomali, dll. Algoritma ini digunakan dengan tujuan mencari rumusan untuk memetakan nilai masukan menuju nilai keluaran di mana secara matematis ataupun secara fisis tidak ada persamaan yang menghubungkan kedua nilai tersebut. Algoritma ini digunakan dengan tujuan untuk memetakan nilai-nilai yang masuk akal dan tidak ada perbedaan yang sama.

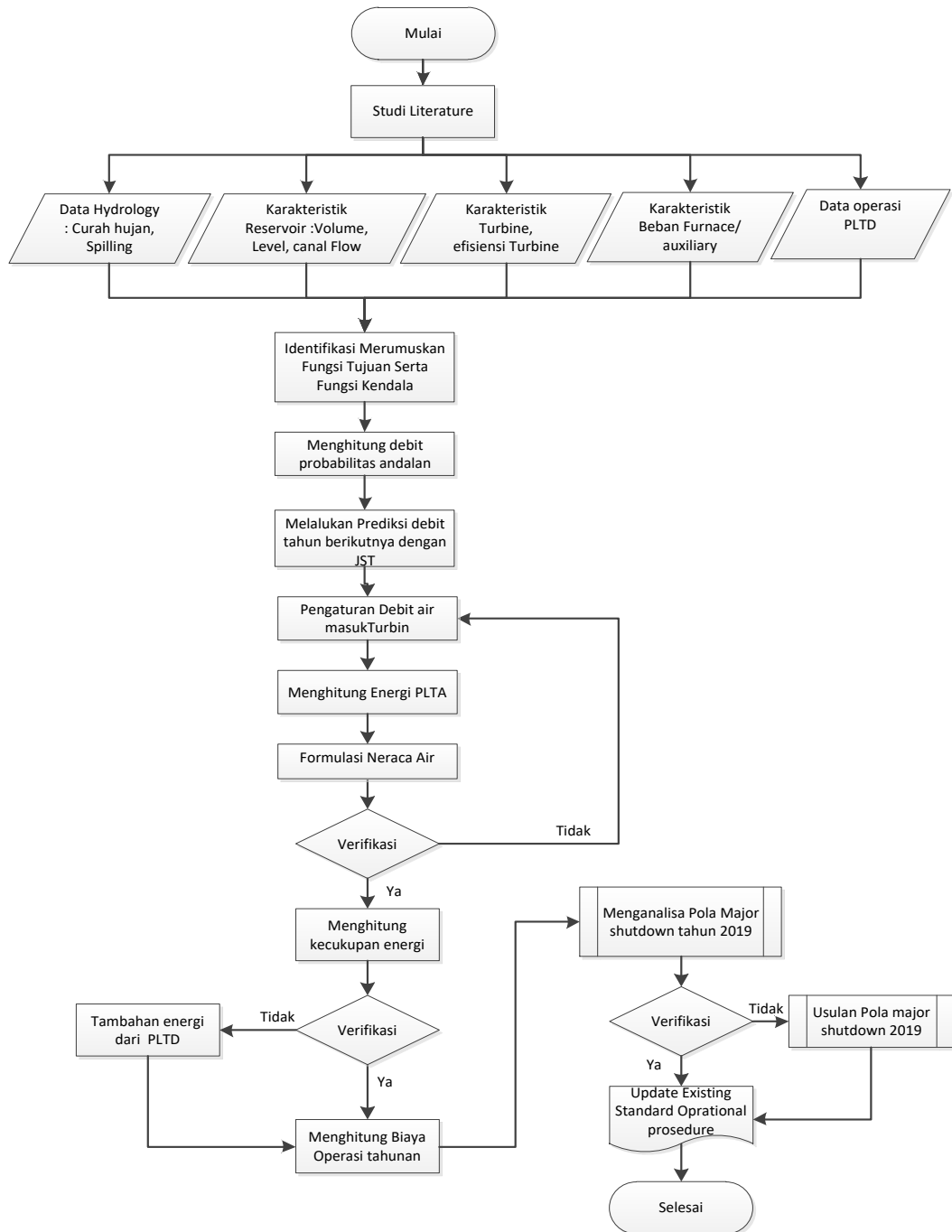
Jaringan syaraf tiruan hanya akan bekerja dengan baik apabila nilai masukan dan nilai keluaran memiliki pola yang jelas dan teratur. Jaringan syaraf tiruan hanya akan bekerja dengan baik dengan nilai-nilai yang tepat dan teratur. Sebagai contoh untuk kasus prediksi debit air. Secara fisis, tidak ada persamaan

yang menghubungkan antara besarnya suhu, kelembaban, kecepatan angin, dan curah hujan pada hari ini dengan besarnya debit air pada esok hari. Namun berdasarkan polanya, data-data tersebut memiliki pola yang jelas dan berulang (dilihat dari pola curah hujan dalam selang waktu yang relatif lama misalnya 10 atau 20 tahun terakhir). Namun berdasarkan polanya, data-data tersebut memiliki pola yang jelas dan berulang (dibandingkan dengan pola curah hujan dalam selang waktu yang relatif lama misalnya 10 atau 20 tahun terakhir). Pada kasus tersebut, peran jaringan syaraf tiruan dapat diandalkan untuk melakukan prediksi debit dalam beberapa jangka waktu ke depan. Pada kasus tersebut, peran jaringan dapat digunakan untuk melakukan prediksi dalam beberapa waktu ke depan.

BAB III METODOLOGI

3.1. Bagan Alir Penelitian

Bab ini membahas alur Metodologi dalam pengerjaan penelitian ini dapat digambarkan dalam bentuk diagram alur sesuai dengan Gambar 3.1



Gambar 3. 1 Diagram alir penelitian

3.2. Pengumpulan Data

Dalam penentuan suatu pola operasi PLTA dari suatu *reservoir*, data-data penting sangat diperlukan untuk mendukung suatu hasil yang optimal dan sesuai dengan yang diharapkan. Dalam tugas akhir ini diperlukan:

3.2.1. Survey Pendahuluan Dan Studi literatur

Gambaran mengenai kondisi daerah yang akan distudi adalah merupakan dasar perencanaan dalam menentukan pola operasi PLTA yang berada di daerah aliran sungai Larona. Hal tersebut disebabkan karena setiap daerah atau setiap lokasi mempunyai suatu ciri atau karakteristik yang tidak sama dengan daerah lainnya. Di dalam *survey* pendahuluan ini yang utama adalah mengetahui situasi dan kondisi daerah studi. Dalam kegiatan ini juga dapat diketahui masalah-masalah yang ada secara umum. Studi literatur meliputi kegiatan mempelajari bagaimana pengoperasian suatu *reservoir* baik itu dari buku-buku maupun dari pihak yang terkait.

3.2.2. Data Debit

Data debit ini diperlukan untuk mengetahui besarnya debit *inflow* yang nantinya akan dibuat debit andalan sebagai dasar debit *outflow* untuk PLTA. Data yang digunakan dalam tugas akhir ini adalah data debit *inflow* selama 10 tahun, dari tahun 1998 sampai dengan tahun 2017.

3.2.3. Data Curah Hujan

Data curah hujan diambil dari stasiun-stasiun penakar hujan yang berpengaruh terhadap daerah studi. Data-data curah hujan diambil dalam jangka waktu sepuluh (10) tahun terakhir, bermula dari tahun 2006 sampai tahun 2017. Data curah hujan tersebut digunakan untuk menghitung curah hujan rata-rata (R) dan mencari korelasi dengan debit yang masuk.

3.2.4. Data Klimatologi

Data klimatologi sangat penting dalam analisa hidrologi pada suatu daerah aliran, karena klimatologi berhubungan erat dengan karakteristik daerah aliran. Yang termasuk dalam data klimatologi adalah temperatur, kelembapan udara, kecepatan angin, dan evaporasi.

3.2.5. Data Bendungan dan PLTA, PLTU dan PLTD

Meliputi data teknis Bendungan Sengguruh dan data bangunan pembangkit listrik tenaga airnya. Data-data tersebut digunakan untuk menunjang dalam perhitungan-perhitungan yang akan dilakukan.

3.2.6. Data jadwal *shutdown* jangka panjang

Meliputi jadwal tahun 2019 untuk *maintenance* generator dan *Smelter plant*, data ini akan digunakan untuk menghitung jumlah energi yang dihasilkan selama setahun dan melihat efektifitas jadwal yang direncanakan dari sisi ekonomi.

3.2.7. Data Beban

Meliputi data beban *furnace*, beban *auxiliary*, dan data rugi rugi jaringan, data ini akan digunakan untuk menghitung neraca energi selama setahun.

3.3. Analisa Data / Tahap Perhitungan

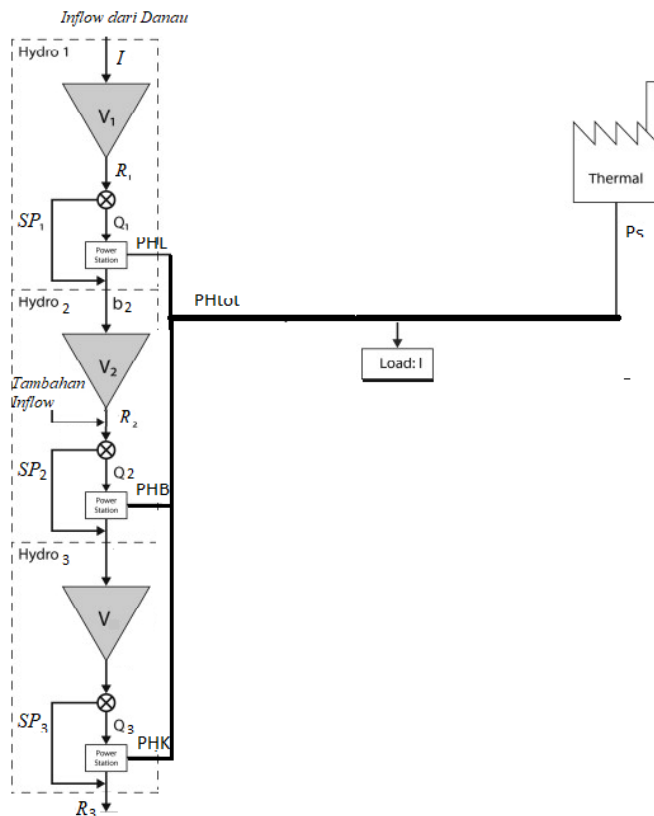
Data-data primer yang terkumpul ini akan dihitung menjadi data sekunder untuk mendapatkan hasil yang dikehendaki. Analisa data yang dimaksud meliputi:

3.3.1. Penyusunan Model Optimasi dan simulasi

Untuk menyusun model optimasi dan simulasi tiga *reservoir* seri, dasar penyusunan persamaan matematisnya yang akan dijadikan sebagai input pada optimasi dengan program. Persamaan keseimbangan air (water balance equations) untuk tiga *reservoir* seri dapat dinyatakan seperti persamaan (2.13) yang merupakan dasar untuk optimasi.

3.3.2. Penyusunan persamaan model matematis

Penjadwalan pembangkit memiliki karakter input-output yang berbeda, karakter inilah yang mempengaruhi biaya operasional yang dibutuhkan untuk pengoperasian pembangkit tersebut. Salah satunya adalah konsumsi bahan bakar dari PLTD dan pola rencana shutdown. Dengan mempertimbangkan fluktuasi debit diharapkan hasil biaya pembangkitan yang lebih ekonomis dalam memproduksi Nikel .



Gambar 3. 2 Model proses. (Sumber: Data Operasional PT Vale)

Fungsi Tujuan (objective function)

Sebagai fungsi tujuan dalam penelitian ini adalah meminimumkan selisih antara energi demand dan energi yang dibangkitkan PLTA, secara matematis dapat ditulis sebagai berikut :

$$F(x) = \text{Min} \sum_{i=1}^{12} PD - PH_{tot}$$

Dengan :

PH_{tot} = total energi yang dibangkitkan PLTA (MWh)

P_D = Total permintaan energi (MWh)

Fungsi kendala adalah batasan-batasan yang ada pada *reservoir* yang berkaitan dengan pola operasi debit *inflow* dari *reservoir* itu. Untuk kasus *reservoir* Larona, Balambano dan Karebbe pola operasi proporsional *load* yang terjadi sesuai dengan fungsi *reservoir* yang ditentukan oleh faktor berikut :

- a. Kapasitas kanal $\leq 145 \text{ m}^3/\text{detik}$
- b. Kapasitas *reservoir* $\leq 2054 \text{ MCM}$

- c. Total pelepasan air untuk turbin masing-masing PLTA
- d. Kehilangan air pada *reservoir* seperti evaporasi, infiltrasi dan lain-lain
- e. Besarnya limpasan (*spill*) yang diizinkan pada bangunan pelimpah ≥ 0
- f. Khusus untuk *reservoir* Balambano terdapat aliran samping.

Secara matematis, persamaan kendala dari kesetimbangan air untuk ketiga *reservoir* ditulis sebagai berikut:

Volume akhir *reservoir* = volume awal + *Inflow*₁ - *Outflow* Turbine₁-*Spilling*₁ - Evaporasi₂

$$S_{1,j+1} = S_{1,j} + I_{1,j} - R_{1,j} - SP_{1,j} - E \quad (3.1)$$

Untuk *Reservoir* Balambano, *inflow*nya dipengaruhi oleh berbagai faktor yaitu aliran samping, limpasan (*spill*), dan release dari *reservoir* di hulu (Larona) sehingga persamaan untuk air masuk ke Balambano secara matematis dapat dinyatakan sebagai berikut:

*Inflow reservoir*₂ = *Outflow* Turbine₁ + *Spilling*₁ - Evaporasi₂

$$I_{2,j} = R_{1,j} + SP_{1,j} - E \quad (3.2)$$

Untuk *Reservoir* Karebbe, *inflow*nya dipengaruhi oleh berbagai faktor yaitu aliran samping, limpasan (*spill*), dan release dari *reservoir* di hulu (Balambano) sehingga persamaan untuk air masuk ke Karebbe secara matematis dapat dinyatakan sebagai berikut :

*Inflow reservoir*₃ = *Outflow* Turbine₂ + *Spilling*₂ - Evaporasi₃

$$I_{3,j} = R_{2,j} + SP_{2,j} - E \quad (3.3)$$

dengan :

P_{ij} = Energi yang dihasilkan dari *reservoir* ke-i dalam bulan ke-j

SP_{ij} = Limpasan (*spill*) dari *reservoir* ke-i dalam bulan ke-j

S_{ij} = Volume tampungan dari *reservoir* ke-i dalam bulan ke-j

I_{ij} = Aliran masuk ke dalam *reservoir* ke-i dalam bulan ke-j

R_{ij} = Volume air (m³) dari *reservoir* ke-i dalam bulan ke-j yang dikeluarkan untuk menghasilkan energi.

3.3.3. Simulasi debit andalan

Data hasil pengamatan debit selama periode 1980-2017. Makin lama periode pengamatannya makin baik gambaran yang dihasilkan, biasanya periode pengamatan disesuaikan dengan tingkat kebutuhannya. Dari data debit dilihat

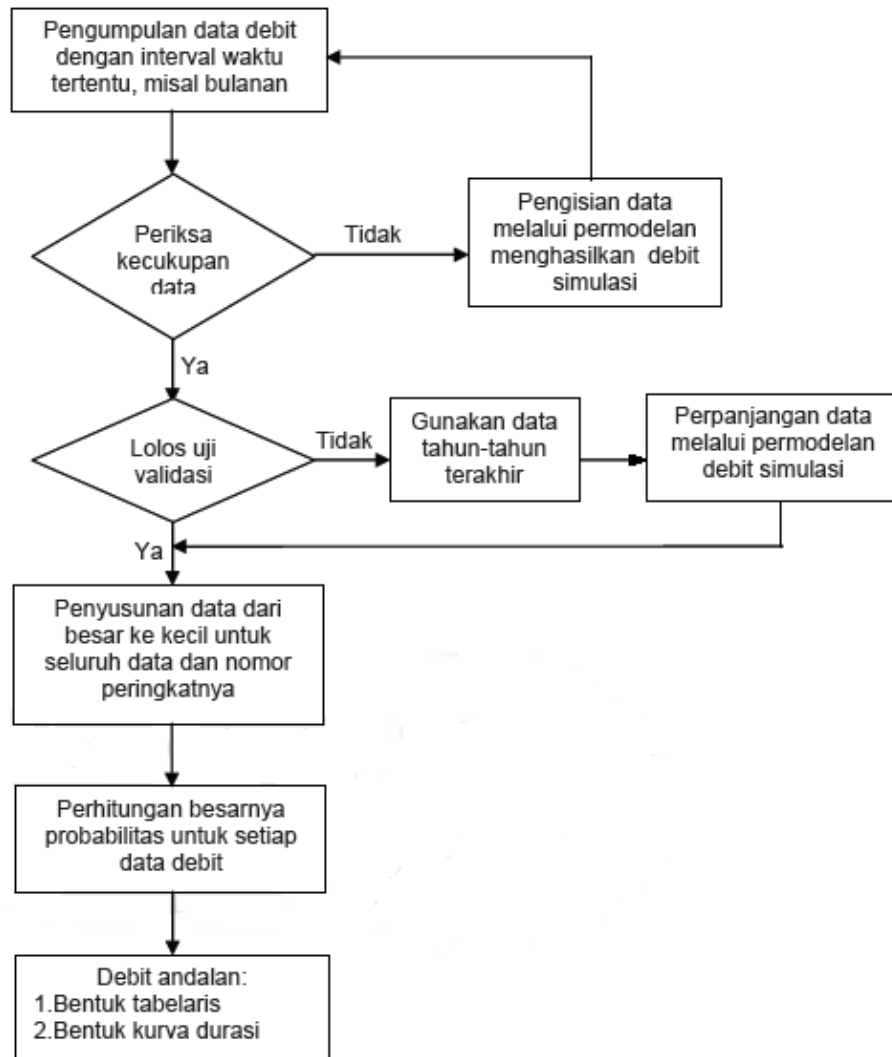
jumlah kejadian dari suatu debit yang masuk interval, kemudian prosentase kumulatif dari kejadiannya disusun sehingga dapat diperoleh gambaran kurva durasinya. Perhitungan debit andal dengan metode kurva durasi debit dapat menggunakan rumus perhitungan probabilitas *Weibull* sebagaimana persamaan 2.14. dimana x adalah debit andalan jika probabilitas sesuai dengan peruntukannya, misal $P(X > 80\%) = 0.8$ Perhitungan debit andalan sungai dengan kurva durasi debit. Tahapan perhitungan debit andalan menggunakan kurva durasi debit untuk seri data debit pada jangka waktu tertentu (diskrit) tidak menerus (bulanan, tengah bulanan dan 10 harian) dapat disusun sebagai berikut:

1. Mengumpulkan data debit dengan interval waktu 1980 - 2017.
2. Memeriksa kecukupan panjang pencatatan data debit, sesuai dengan persyaratan atau jika terdapat data yang kosong maka perlu dilakukan pemodelan untuk menghasilkan debit simulasi.
3. Lakukan uji validasi data debit, jika data tidak lolos uji maka gunakan data debit tahun tahun terakhir saja, minimal satu tahun. Debit tersebut akan digunakan sebagai data debit pengamatan pada tahapan kalibrasi di permodelan, selanjutnya menggunakan model yang sama dilakukan perpanjangan data debit simulasi
4. Susun seluruh data debit dari besar ke kecil (*descending*) setiap interval waktu tertentu misal data bulan Januari dan seterusnya sampai Desember
5. menentukan peringkat data
6. menghitung probabilitas dari setiap data berdasarkan peringkat data dengan menggunakan persamaan 2.14
7. menghitung debit andalan berdasarkan probabilitas sesuai peruntukan, bila probabilitas yang dihasilkan tidak tepat maka dapat dilakukan interpolasi linier.
8. Buat kurva durasi debit dan tabelaris dengan plot data dari hasil item 4 dan 6.

Persyaratan data Data debit yang digunakan dalam menghitung debit andalan. harus memenuhi kriteria sebagai berikut:

- a) memiliki panjang pencatatan data minimal 10 tahun untuk mendapatkan debit andal dengan probabilitas keberhasilan lebih kecil atau sama dengan 0,9; sedangkan untuk debit andal dengan probabilitas keberhasilan lebih besar dari 0,9 membutuhkan panjang pencatatan 20 tahun

b) data debit dengan interval waktu tertentu seperti bulanan atau tengah bulanan atau 10 harian digunakan untuk perhitungan debit andalan sesuai peruntukannya harus memiliki kualitas yang cukup baik, dengan melakukan validasi terlebih dahulu seperti uji keseragaman (*homogeneity*), ketidaktergantungan (*independency*) dan ambang batas (*outlier*).



Gambar 3. 3 Diagram alir debit andalan (SNI 6738)

3.3.4. Prediksi debit dengan jaringan syaraf tiruan

Melakukan prediksi debit untuk tahun 2019 keatas dengan menggunakan bantuan matlab jaringan syaraf tiruan dengan langkah langkah sebagai berikut:

1. Pengumpulan Data

Penelitian ini menggunakan data debit bulanan daerah aliran sungai Larona untuk periode tahun 1980 sampai 2017. Data bersumber dari data operasi PT Vale Indonesia.

2. Perancangan Arsitektur Jaringan Syaraf Tiruan

Perancangan arsitektur jaringan syaraf tiruan berhubungan dengan keadaan neuron jaringan yang disusun sedemikian rupa sesuai dengan algoritma pembelajaran yang dipilih. Penelitian ini menggunakan algoritma pembelajaran *backpropagation* dengan model jaringan *multilayer feedforward network* sehingga struktur dasar jaringan terdiri dari lapisan masukan, tersembunyi dan keluaran. Alasan menggunakan metode pembelajaran ini karena *backpropagation* adalah metode jaringan syaraf tiruan yang menggunakan satu atau beberapa lapisan tersembunyi. Dengan menggunakan lapisan tersembunyi ini akan memperkecil *error* dari pelatihan jaringan, sehingga keluaran yang dihasilkan sesuai dengan target yang diinginkan.

3. Pelatihan Jaringan Syaraf Tiruan

Metode pelatihan yang digunakan dalam penelitian ini adalah pelatihan supervised (pelatihan yang terawasi) dan dilakukan dengan mengubah parameter-parameter fungsi pelatihan (*traingd*, *traingdm* dan *traingdx*) sehingga diperoleh parameter jaringan yang mampu mengoptimalkan kerja jaringan. Proses yang dilakukan dalam pelatihan meliputi:

- a. Penyiapan Data Masukan dan Data Keluaran
 - Normalisasi

Proses pelatihan *supervised* membutuhkan pasangan data masukan dan keluaran actual untuk dipelajari. Data masukan dibutuhkan sebagai masukan, dan data keluaran dibutuhkan sebagai target jaringan. Sebelum diproses data dinormalisasi terlebih dahulu. Normalisasi terhadap data dilakukan agar keluaran jaringan sesuai dengan fungsi aktivasi yang digunakan.

Data-data tersebut dinormalisasi dalam interval $[0, 1]$ karena dalam prediksi curah hujan, nilai curah hujan pasti bernilai positif atau 0. Selain itu juga terkait fungsi aktivasi yang diberikan yaitu sigmoid biner. Menurut Siang (2005), fungsi sigmoid adalah fungsi asimtotik (tidak pernah mencapai 0 ataupun 1) maka

transformasi data hendaknya dilakukan pada interval yang lebih kecil yaitu [0.1 , 0.9] dengan menggunakan Persamaan 3.4.

$$x' = \frac{0,8(x-a)}{b-a} + 0,1 \quad (3.4)$$

a adalah data minimum, b adalah data maksimum, x adalah data yang akan dinormalisasi dan x' adalah data yang telah ditransformasi.

- Membuat Pola Data Masukan, Target dan Uji

Untuk pola data latih, dibuat pola masukan data latih 348 bulan dan 12 bulan sebagai masukan untuk simulasi. Maksudnya, data debit bulanan tersebut diurutkan dari Januari 1980 sampai Desember 2010 sebagai pola masukan data latih dan Januari 2011 sampai Desember 2011 sebagai data masukan untuk simulasi. Sehingga jumlah total data adalah 348 data. Kemudian data ke-1 sampai data ke-12 membentuk pola masukan data latih yang pertama (pola-1) dan data ke-13 menjadi target. Setelah itu, untuk pola berikutnya dinaikkan satu bulan kemudian. Begitu seterusnya hingga akhirnya terbentuk 348 pola masukan data latih beserta target dan 12 pola sebagai data masukan untuk simulasi. Sedangkan data Januari 2011 sampai Desember 2018 dijadikan sebagai data uji untuk membandingkan hasil prediksi.

b. Pencarian Konfigurasi Jaringan

Parameter yang akan ditentukan dari konfigurasi jaringan adalah:

- Jumlah *epoch* (1000)
- Jumlah neuron pada lapisan masukan (12, hal ini berhubungan dengan jumlah bulan selama satu tahun)

4. Pengujian Jaringan Syaraf Tiruan

Pengukuran akurasi kerja jaringan dengan menggunakan data debit tahun 2012.

3.3.5. Perhitungan kesetimbangan air tampungan aktif (water balance).

Studi water balance adalah studi yang memperhitungkan jumlah air yang masuk pada sistem dikurangi dengan jumlah air yang keluar dari sistem tersebut dan harus sama dengan storage yang tersimpan dalam sistem. Dapat melakukan perhitungan dengan rumus (2.13) dengan menggunakan data debit, data *outflow*, data klimatologi dan data evapotranspirasi.

Menghitung evaporasi dan presipitasi diatas permukaan *reservoir*. Dapat melakukan perhitungan dengan rumus (2.15) sampai (2.37)

Perhitungan neraca air ini untuk mengetahui volume operasi *reservoir* dalam setahun dan melihat kecenderungan kenaikan dan penurunan volume sehingga dimungkinkan untuk memprediksi dan mengatur pola operasi PLTA secara optimal. Dari hasil perhitungan dengan proporsional operation dari ketiga *reservoir*, ditulis sebagai berikut:

$$Inflow \text{ dari } reservoir_1 = Outflow \text{ Turbine}_1 + Spilling_1$$

untuk *Reservoir* kedua

$$Inflow \text{ dari } reservoir_2 = Outflow \text{ Turbine}_2 + Spilling_2$$

untuk *Reservoir* ketiga

$$Inflow \text{ dari } reservoir_3 = Outflow \text{ Turbine}_3 + Spilling_3$$

Menghitung Tinggi muka Air dengan memasukan hasil perhitungan delta storage persamaan karakteristik desain *reservoir*

$$L = 0,01751924S + 316.02 \quad (3.5)$$

Menghitung volume *reservoir* pada tinggi muka air hasil perhitungan kedalam persamaan desain kurva lengkung *reservoir*.

$$S = 5,0375 x (L)^2 - 2630,81 x L + 328 \quad (3.6)$$

3.3.6. Perhitungan Energi listrik

Menghitung daya dan energi listrik serta menentukan pola operasi PLTA Larona, Balambano dan Karebbe. Perhitungan dilakukan dengan pola operasi secara proporsional (*water balance*) artinya debit keluaran dari pembangkit sebelumnya ditambah sumber sumber lain akan digunakan oleh pembangkit berikutnya untuk menjaga *level reservoir* di hilir selalu terjaga, perhitungan mempertimbangkan efisiensi dari unit, batasan Batasan lepasan *reservoir* optimasi berdasarkan status tampungan, debit maksimal dan kapasitas tiap pembangkit Dapat melakukan perhitungan dengan rumus (2.6)

- Melakukan simulasi dengan menggunakan debit andalan hasil perhitungan *Weibull* pada Q_{20} , Q_{50} , Q_{80} dan Q_{JST} untuk mendapatkan tinggi muka air operasi muka air *reservoir* dan perkiraan produksi listrik eksisting.

- Menghitung kesetimbangan energi listrik dalam memenuhi permintaan beban (Energi balance). Dapat melakukan perhitungan dengan rumus (2.11)
- Menghitung total biaya untuk menghasilkan energi dalam setahun, Pada pembangkit termal, besarnya nilai pembangkitan bergantung kepada besarnya nilai bahan bakar per satuan waktu terhadap nilai daya yang dibangkitkan. Fungsi *polynomial* digunakan untuk mencari persamaan karakteristik *input output* pembangkit termal. Biasanya kurva karakteristik *input-output* didekati dengan persamaan 2.1 *polynomial* orde dua

Setelah didapat persamaan karakteristik, maka selanjutnya mengalikan fungsi persamaan karakteristik input output dengan *Fuel Cost* sehingga diperoleh biaya bahan bakar.

- Melakukan perbandingan biaya energi per MWh pada kondisi musim kering yang diwakili oleh Q_{80} , Musim Normal yang diwakili oleh Q_{50} dan musim basah yang diwakili oleh Q_{20} .

3.5. Studi kasus

3.5.1. Lokasi Studi

Pada penelitian ini mengambil studi kasus pada daerah Wilayah DAS Larona merupakan wilayah DAS yang dibatasi oleh PLTA Larona pada Bendungan Batubesi di Kabupaten Luwu Timur, Sulawesi Selatan. DAS berada pada koordinat $2^{\circ} 20' - 3^{\circ} 00'$ Lintang Selatan dan $121^{\circ} 10' - 121^{\circ} 45'$ Bujur Timur dengan luas 2477 km² (Gambar 3.4). Daerah aliran sungai Larona merupakan bagian dari Wilayah Sungai Pompengan Larona. Sungai Larona memiliki panjang 120 km dan luas DAS 4600 km² (BBKSDA 2016).

Bendungan Batubesi terletak pada sungai Larona bagian hulu, pada desa Balambano, Kecamatan Wasuponda, Kabupaten Luwu Timur, Propinsi Sulawesi Selatan. Di bagian hilir dari Bendungan Batubesi terdapat Bendungan Balambano dan Bendungan Karebe.

Bendungan Balambano dibangun pada sungai Larona, yang terletak didesa Balambano, Kecamatan Nuha, Kabupaten Luwu Timur Propinsi Sulawesi Selatan. Lokasi Bendungan Balambano dengan jalan utama Sorowako menuju ke pelabuhan Balantang. Bendungan Balambano berjarak sekitar 5 km disebelah hulu

site bendungan Karebbe, sedangkan bendungan Batubesi berjarak sekitar 15 km di sebelah hulu bendungan Balambano atau sekitar 20 km dari bendungan Karebbe.

Bendungan Karebbe dibangun pada ruas sungai Larona, yang berada di dusun Karebbe desa Laskap, Kecamatan Malili, Kabupaten Luwu Timur, Propinsi Sulawesi Selatan. Bendungan Karebbe merupakan rangkaian kaskade dari dua bendungan yang berada di hulunya masing-masing bendungan Batubesi dan bendungan Balambano yang sudah dibangun sebelumnya.

Ketiga danau tersebut merupakan danau alam yang menjadi penyangga ketersediaan air untuk Bendungan Batubesi, Bendungan Balambano dan Bendungan Karebbe yang berfungsi sebagai Pembangkit Listrik Tenaga Air PT Vale Indonesia yang murah dan ramah lingkungan. Urutan lokasi bendungan yang terdapat disepanjang sungai Larona adalah sebagai berikut :

- Bagian hulu : Bendungan Batubesi dengan PLTA dibagian hilirnya
- Bagian tengah : Bendungan Balambano dengan PLTA dibagian hilirnya
- Bagian hilir : Bendungan Karebe dengan PLTA dibagian hilirnya

3.5.2 Data debit *Inflow*

Debit *inflow* yang masuk ke bendungan Larona berasal dari Aliran sungai Larona yang bersumber dari tiga buah danau yang terletak di hulu sungai, masing-masing Danau Matano (El. +390 m), Danau Mahalona (El. +325 m), dan Danau Towuti (El. +320 m). Ketiga bendungan diatas mensupply air untuk pembangkit listrik tenaga air Larona, pembangkit listrik tenaga air Balambano, pembangkit listrik tenaga air Karebbe yang dibangun oleh PT.Vale Indonesia sebagai pemasok kebutuhan energi pabrik peleburan bijih nikel type pyrometalurgy. Data debit *inflow* yang dibutuhkan dalam perhitungan adalah data debit *inflow* keseluruhan, data debit yang diperoleh adalah data debit bulanan selama 38 tahun.



Gambar 3. 4 Daerah Aliran Sungai Larona (BPPT 2017)

3.5.3 Data Teknis Pembangkit

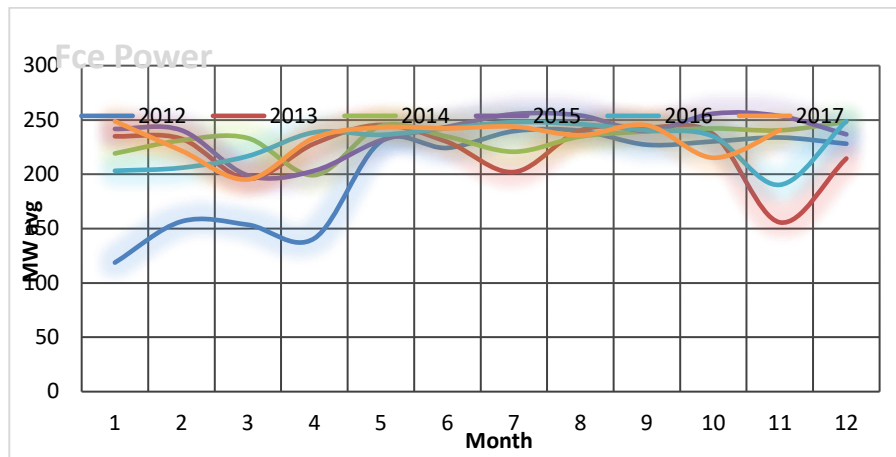
Data teknik dari pembangkit PT Vale Indonesia yang digunakan untuk perhitungan simulasi ini adalah sebagai berikut:

Tabel 3.1 Karakteristik pembangkit (Sumber: Data Operasional PT Vale)

Pembangkit	Jumlah Unit	Daya MW	
		Terpasang	Mampu
PLTA Larona	3	185	165
PLTA Balambano	2	138	114
PLTA Karebbe	2	130	110
Steam Turbine	1	25	15
PLTD Mirless	5	40	35
PLTD Caterrpillar	23	27.6	23
	Total =	545.6	462

3.5.4 Karakteristik Parameter Beban

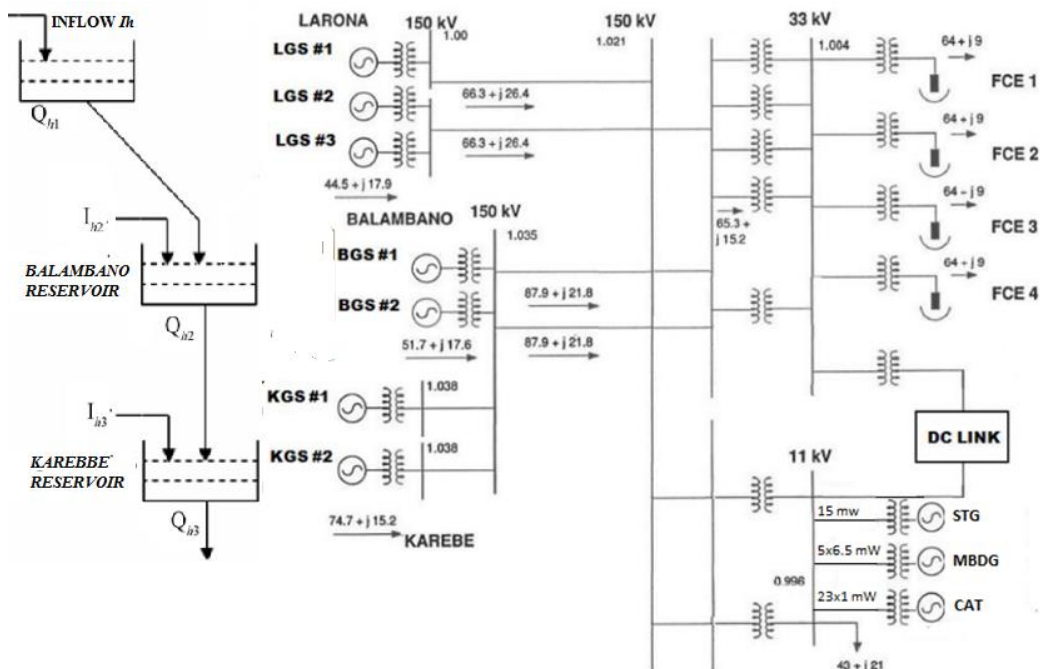
Beban dari pembangkit kaskade akan disalurkan melalui transmisi line 150 kV untuk digunakan pada tanur listrik, dimana Perkiraan beban sistem tidak berdasarkan waktu melainkan berdasarkan proses produksi. Pada perkiraan beban *furnace* tidak dikenal perkiraan beban dalam jangka waktu tertentu seperti perkiraan beban jangka panjang, menengah, dan pendek. Perkiraan beban berdasarkan pada jumlah peralatan *furnace* dan *auxiliary* yang beroperasi di pabrik. Gambar 3.5 menunjukkan beban rata rata *furnace* dari tahun 2012-2017 .



Gambar 3. 5 Karakteristik Beban Furnace (Data Operasional PT Vale)

Jenis jenis beban dari PLTA dimana beban yang harus dipenuhi adalah:

- *Furnace set point* sebesar 280 MW
- *Auxiliary* sebesar 50 MW
- Subsidi ke jaringan PLN 10 MW
- *Bandwith* sebesar 0-20 MW
- Rugi rugi jaringan sebesar 3% dari total yang dibangkitkan PLTA



Gambar 3. 6 Skema pembangkit PT Vale Indonesia (Digram operasional PT vale)

BAB IV

HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1. Umum

Dalam perhitungan tenaga air untuk pembangkit listrik terdapat dua faktor yang sangat penting, yaitu besar debit aliran (Q) dan beda ketinggian (Δh). Pada bab ini akan membahas hal-hal yang berhubungan dengan dua faktor tersebut, yaitu penentuan jumlah air yang tersedia dan variasinya menurut waktu. Dalam pengerjaan tersebut dibutuhkan ilmu hidrologi dan hidrometeorologi.

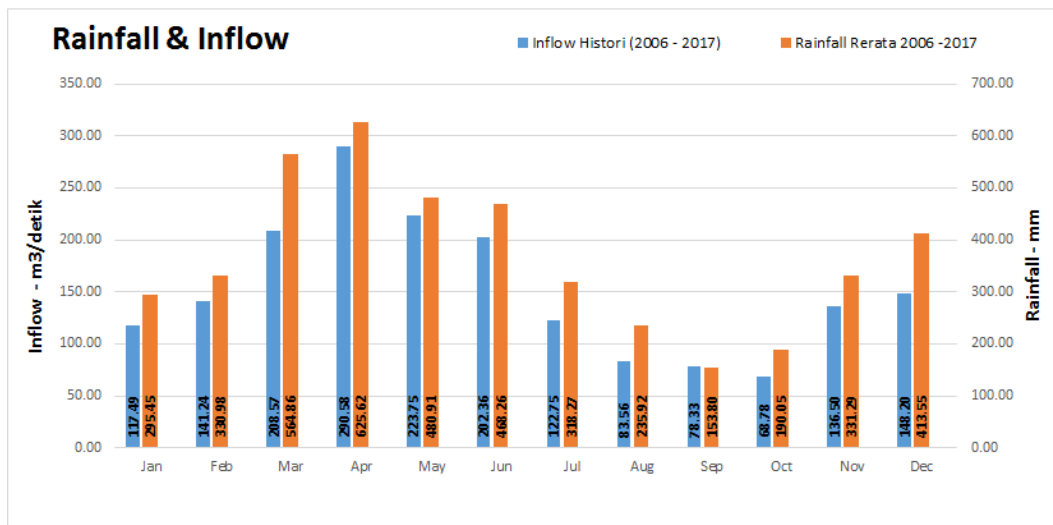
Hidrologi dan Hidrometeorologi adalah ilmu tata air dalam cabang ilmu pengetahuan yang berhadapan dengan distribusi dan kejadian air di atmosfer, di atas permukaan bumi dan di bawah permukaan bumi. Di dalam mempelajari hidrologi dan hidrometeorologi ini, memungkinkan untuk memastikan potensi sumber air dari suatu area, distribusi dan ketersediaan air terhadap waktu.

4.2. Analisa Debit

Debit yang masuk ke *reservoir* Larona berasal dari tiga danau yang bermuara di Sungai Larona yang semuanya dihitung agar diperoleh data debit dan perhitungan data debit dilakukan setiap hari. Data debit ini kemudian dirata-rata untuk mendapatkan data debit bulanan. Data debit yang diperoleh adalah data debit harian selama 37 tahun, yaitu sejak 1980 sampai 2017. Demikian pula untuk debit *outflow* diambil data sejak tahun 2011 sampai 2017. Dari hasil Analisa data debit tertinggi yang pernah ada adalah sebesar 512,4 m³/detik pada bulan april dan debit rata rata tertinggi setiap tahunnya ada di bulan april sedangkan debit terendah rata rata terjadi di bulan September. Hasil perhitungan rata-rata debit bulanan ditampilkan pada lampiran.

4.2.1. Analisa Data Hujan Rerata dan Data Debit

Sebelum dilakukan running fungsi model dari MS Excel, perlu untuk ditelaah data perbandingan dari data hujan rerata tengah bulanan dengan data debit tercatat pada daerah aliran sungai Larona. Peneliti telah mencermati kedua data tersebut dari tahun 2006 sampai 2017 dan kedua data tersebut digambarkan pada grafik 4.1 di bawah ini.



Gambar 4. 1 Grafik Perbandingan Data Hujan dan Data Debit Rerata.(Hasil perhitungan).

Dari kedua data tersebut dicermati, sebenarnya data hubungan antara hujan dan debit rerata serasi dan menghasilkan nilai korelasi yang sangat kuat 0.96 seperti hasil perhitungan Tabel 4.1

Tabel 4.1 Hasil perhitungan korelasi Debit dan curah hujan (Sumber: Hasil perhitungan)

Bulan	Rainfall Rerata 2006 -2017 (mm/day)	Inflow Histori (2006 - 2017) m ³ /s	Korelasi
Jan	295.4517	117.4933	0.966
Feb	330.9750	141.2413	
Mar	564.8600	208.5687	
Apr	625.6158	290.5817	
May	480.9083	223.7487	
Jun	468.2550	202.3603	
Jul	318.2667	122.7537	
Aug	235.9167	83.5583	
Sep	153.8000	78.3283	
Oct	190.0458	68.7780	
Nov	331.2876	136.5034	
Dec	413.5525	148.2011	

4.2.2 Perhitungan debit andalan

Debit andalan dihitung dari data hidrology selama 38 tahun menggunakan persamaan *Weibull* sesuai dengan persamaan 2.14 dan didapatkan dari hasil perhitungan yang menggambarkan musim kering, musim normal dan musim basah. Langkah-langkah dalam mengerjakan kurva durasi menggunakan cara statistika

pengolahan data. Perhitungan data debit bulanan dengan periode 38 tahun diatas kemudian dihitung nilai peluang dengan kemungkinan terpenuhi sebesar 80%. Nilai probabilitas (p) dihitung menggunakan metode dari *Weibull*. Berikut cara perhitungan nilai probabilitas.

$$\text{Peluang 1} = \frac{1}{38+1} \times 100 = 3 \%$$

$$\text{Peluang 2} = \frac{2}{38+1} \times 100 = 5 \%$$

$$\text{Peluang 19} = \frac{19}{38+1} \times 100 = 48,7 \%$$

$$\text{Peluang 20} = \frac{1}{38+1} \times 100 = 51,2 \%$$

$$\text{Peluang 31} = \frac{31}{38+1} \times 100 = 79,4 \%$$

$$\text{Peluang 32} = \frac{32}{38+1} \times 100 = 82,0 \%$$

Untuk mendapatkan P(80) maka perlu dilakukan interpolasi untuk medapatkan nilai dari bulan januari sampai bulan desember pada data 31 dan 32 yang telah diurutkan. Jika nilai P = 80 maka nilai debit andalan bulan oktober adalah:

$$P_{31} = 78,9 \quad Q_{31} = 10,4$$

$$P_{32} = 81,6 \quad Q_{32} = 9,26$$

$$Q_{80} = Q_{31} - \frac{P_{32} - 80}{P_{32} - P_{31}} + (Q_{31} - Q_{32})$$

$$= Q_{31} - \frac{81,6 - 80}{81,6 - 78,9} + (10,24 - 9,26)$$

$$Q_{80} = 10,17 \text{ m}^3/\text{detik, untuk bulan oktober}$$

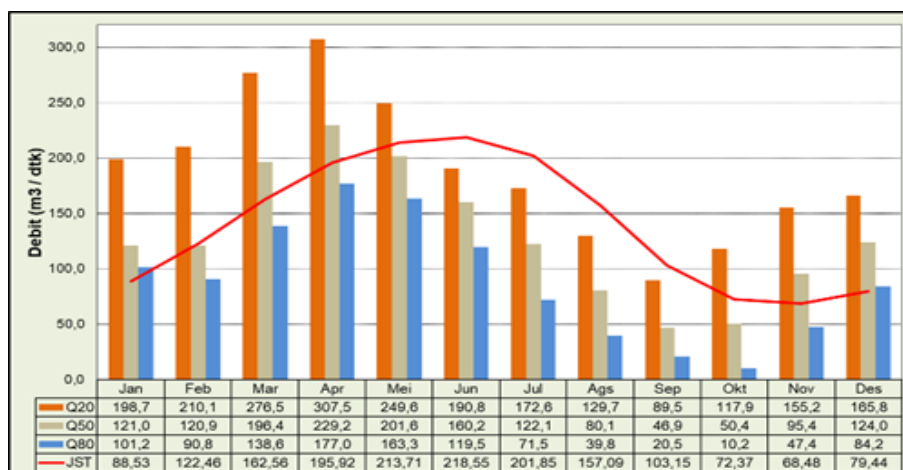
Untuk data perhitungan dengan menggunakan Ms. Excel 2016 secara lengkap pada lampiran, sedangkan untuk Q(80) di bulan Oktober adalah 10,17 m³/detik. Untuk nilai peluang selanjutnya dihitung dengan cara yang sama dengan nilai peluang diatas, Probabilitas nilai kemungkinan 20% dan 50% didapatkan berdasarkan perhitungan interpolasi. Hasil rekapitulasi perhitungan probabilitas debit dapat dilihat pada Tabel 4.2

Tabel 4.2 Hasil perhitungan debit andalan (Sumber: Hasil perhitungan)

No.	Probability	Debit (m3/detik)											
		Jan	Feb	Mar	Apr	Mei	Jun	Jul	Ags	Sep	Okt	Nov	Des
1	3%	240,60	273,00	330,40	512,36	331,75	323,45	334,59	188,70	240,36	230,50	292,64	242,98
2	5%	236,20	270,10	319,00	399,40	275,80	295,50	273,10	179,86	153,90	180,22	278,64	223,59
3	8%	225,86	256,41	309,67	393,22	273,92	287,52	228,20	179,53	150,64	177,60	233,80	213,30
4	10%	221,72	255,50	306,40	373,50	269,11	283,19	226,40	151,66	140,91	135,50	229,97	194,30
5	13%	214,70	244,20	299,48	357,38	265,40	271,71	201,65	145,55	116,10	132,05	222,20	185,62
6	15%	200,50	233,06	283,20	329,20	257,00	221,70	195,10	144,34	106,40	121,48	169,53	183,45
7	18%	199,10	214,16	279,24	315,94	255,40	197,20	179,90	139,40	95,80	119,28	165,30	170,82
8	21%	198,60	209,12	275,80	305,34	248,20	189,20	170,75	127,30	87,90	117,50	152,67	164,51
9	23%	194,30	204,30	266,70	302,79	244,80	188,50	168,80	124,50	85,10	112,00	138,82	158,68
10	26%	185,83	198,80	258,88	288,40	243,30	184,90	162,10	111,54	79,01	99,10	138,30	158,05
11	28%	173,09	189,56	232,78	283,30	231,46	184,23	147,60	109,80	76,50	93,50	128,70	152,60
12	31%	156,40	182,30	219,33	279,30	230,90	183,60	147,57	104,27	75,50	84,50	125,10	150,90
13	33%	147,70	165,03	218,40	272,08	224,50	182,60	144,80	100,29	71,70	77,00	114,70	149,86
14	36%	137,94	161,75	215,70	256,30	222,90	180,47	142,40	99,00	68,76	66,20	107,81	147,00
15	38%	133,72	156,60	215,37	250,80	217,10	175,61	140,86	98,10	59,39	61,85	105,48	142,17
16	41%	132,70	149,10	211,50	249,10	210,58	168,01	135,13	96,50	52,50	59,78	105,40	136,80
17	44%	127,60	143,25	206,37	237,90	206,63	166,10	134,60	94,20	52,00	56,38	104,00	129,00
18	46%	126,34	139,10	203,72	232,55	203,99	165,97	130,80	84,20	49,39	51,37	98,70	127,30
19	49%	121,50	121,96	196,70	230,17	202,80	162,20	125,29	83,90	47,89	50,70	96,54	124,20
20	51%	120,40	119,90	196,00	228,23	200,50	158,24	119,00	76,20	45,97	50,00	94,34	123,74
21	54%	120,07	115,38	193,59	226,58	196,10	156,90	114,00	74,34	45,18	46,69	91,90	119,02
22	56%	119,49	114,59	175,43	221,36	193,80	155,50	108,52	57,08	44,70	42,71	89,89	118,40
23	59%	114,87	108,92	171,30	217,15	192,00	155,20	103,10	56,78	39,70	39,20	77,10	112,27
24	62%	109,36	101,50	167,13	216,27	185,50	154,77	99,10	55,10	30,87	38,92	77,06	110,90
25	64%	109,26	101,00	160,90	196,12	183,86	151,80	95,70	54,41	30,14	33,16	74,20	107,41
26	67%	108,15	100,00	159,14	193,60	183,31	149,00	95,65	48,90	27,10	32,50	69,70	106,90
27	69%	108,02	94,71	158,50	190,45	178,60	148,00	90,30	48,20	26,69	27,40	69,50	102,40
28	72%	106,07	93,77	156,75	186,70	172,10	138,48	83,30	45,03	25,50	23,70	65,36	99,40
29	74%	104,10	93,38	153,21	183,70	171,30	137,23	80,68	44,98	23,65	14,57	55,41	95,31
30	77%	101,61	91,79	149,40	180,70	168,50	130,99	74,58	39,83	22,30	11,75	53,90	87,50
31	79%	101,24	90,90	138,70	177,62	164,04	122,20	71,58	39,80	21,20	10,40	49,82	85,06
32	82%	101,10	90,25	138,00	174,60	160,28	108,50	70,92	39,60	17,70	9,26	37,73	80,60
33	85%	73,60	87,20	129,80	167,50	159,50	90,20	69,04	33,80	16,19	7,30	37,60	76,39
34	87%	72,90	84,31	115,40	166,60	156,50	88,82	62,46	18,19	8,07	7,00	35,99	73,80
35	90%	69,50	82,90	112,50	161,10	146,77	85,80	60,41	18,17	7,22	5,00	30,80	62,00
36	92%	46,92	65,06	96,70	158,00	127,10	79,15	50,56	15,70	2,50	2,00	29,10	57,40
37	95%	38,10	63,40	91,81	136,20	85,31	65,12	49,20	-	-	-	19,70	56,01
38	97%	6,00	54,90	82,97	94,70	83,10	39,80	44,10	-	-	-	-	40,00

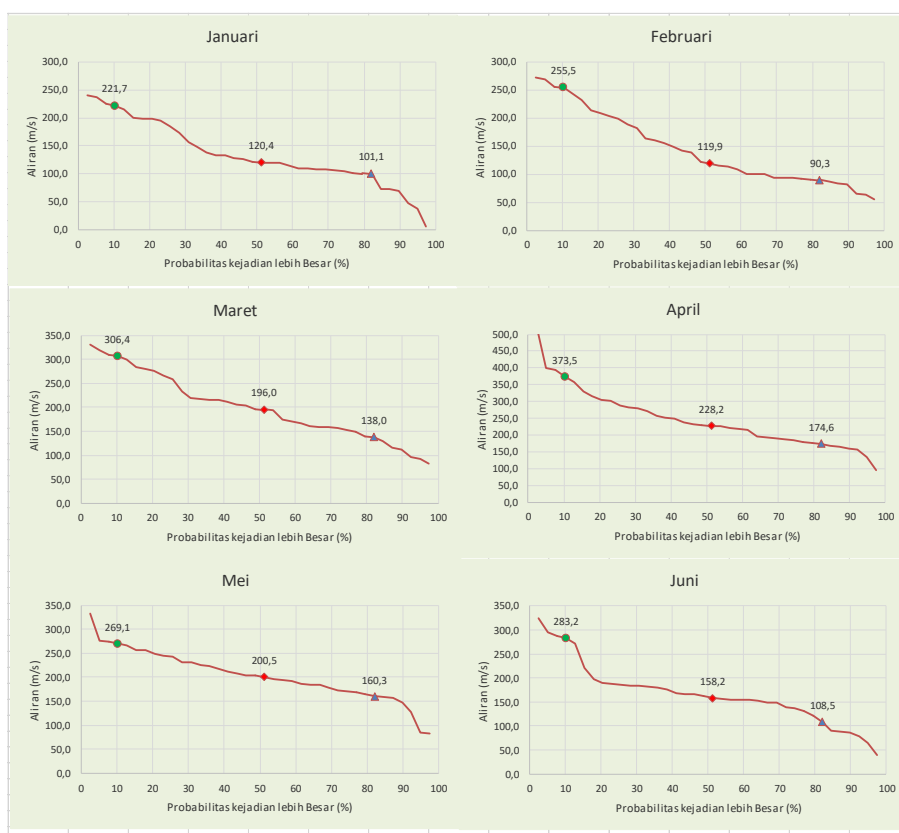
Hasil perhitungan prosentase dari frekuensi kumulatif untuk pembuatan grafik kurva durasi debit ditampilkan pada Gambar 4.3 dan 4.4. Setelah diketahui debit andalan dan debit prakiraan yang kemudian digunakan nilai tersebut disubstitusikan kedalam persamaan hukum kekekalan massa untuk menghitung debit keluaran *reservoir* Larona yang kemudian dialirkan melalui kanal untuk membangkitkan energi listrik sesuai dengan permintaan beban.

Dari data perhitungan menunjukkan trend *inflow* mempunyai pola yang sama dimana debit maksimal terjadi di bulan April dan trending mulai menurun di bulan agustus, debit dengan probabilitas 80% mewakili musim kering, debit dengan probabilitas 50% mewakili tahun normal dengankan debit dengan probabilitas 20% mewakili musim basah yang mempengaruhi level air *reservoir* selama tahun beroperasi.

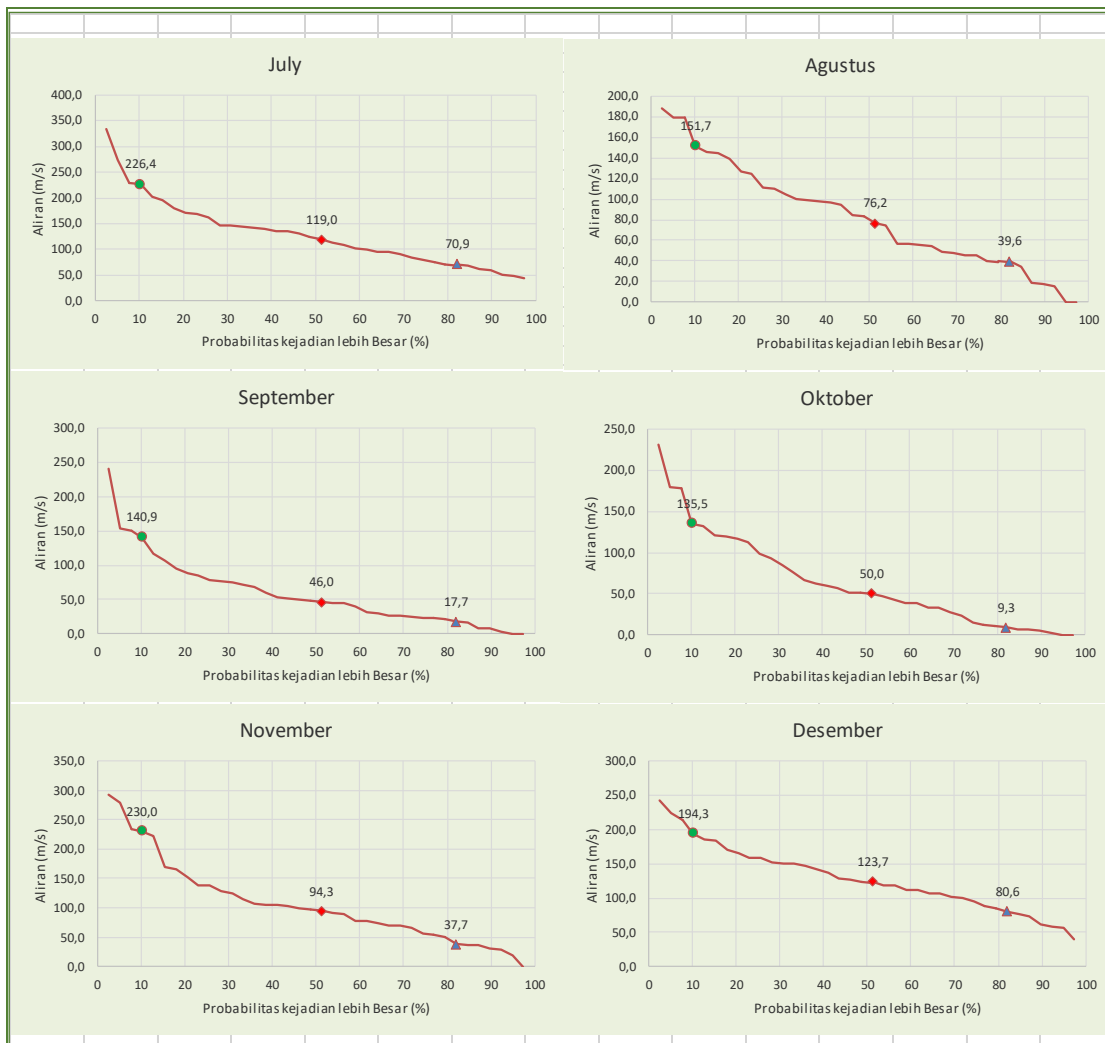


Gambar 4. 2 Pola debit andalan dan debit prediksi. (Hasil perhitungan)

Debit Q₂₀ pada bulan Januari diperoleh debit andalan sebesar 196.7 m³/detik menandakan akan dihadapi adanya debit debit yang sama atau lebih besar 196.7 m³/detik sebesar 20% dari banyaknya data pengamatan dalam rentang waktu 38 tahun dan akan dihadapi resiko debit yang lebih kecil dari 196.7 m³/detik sebesar 80% probabilitas dari banyaknya data pengamatan dalam rentang waktu 38 tahun.



Gambar 4. 3 Kurva durasi debit Bulan Januari – Juni. (Hasil Perhitungan)



Gambar 4. 4 Kurva durasi debit Bulan Juli – Desember. (Hasil Perhitungan)

4.2.3 Prediksi Debit

Berikut ini adalah pemrograman matlab untuk memprediksi debit yang akan digunakan pada tahun 2019 dengan menggunakan algoritma jaringan syaraf tiruan propagasi balik (*backpropagation neural network*) dengan menggunakan data time series.

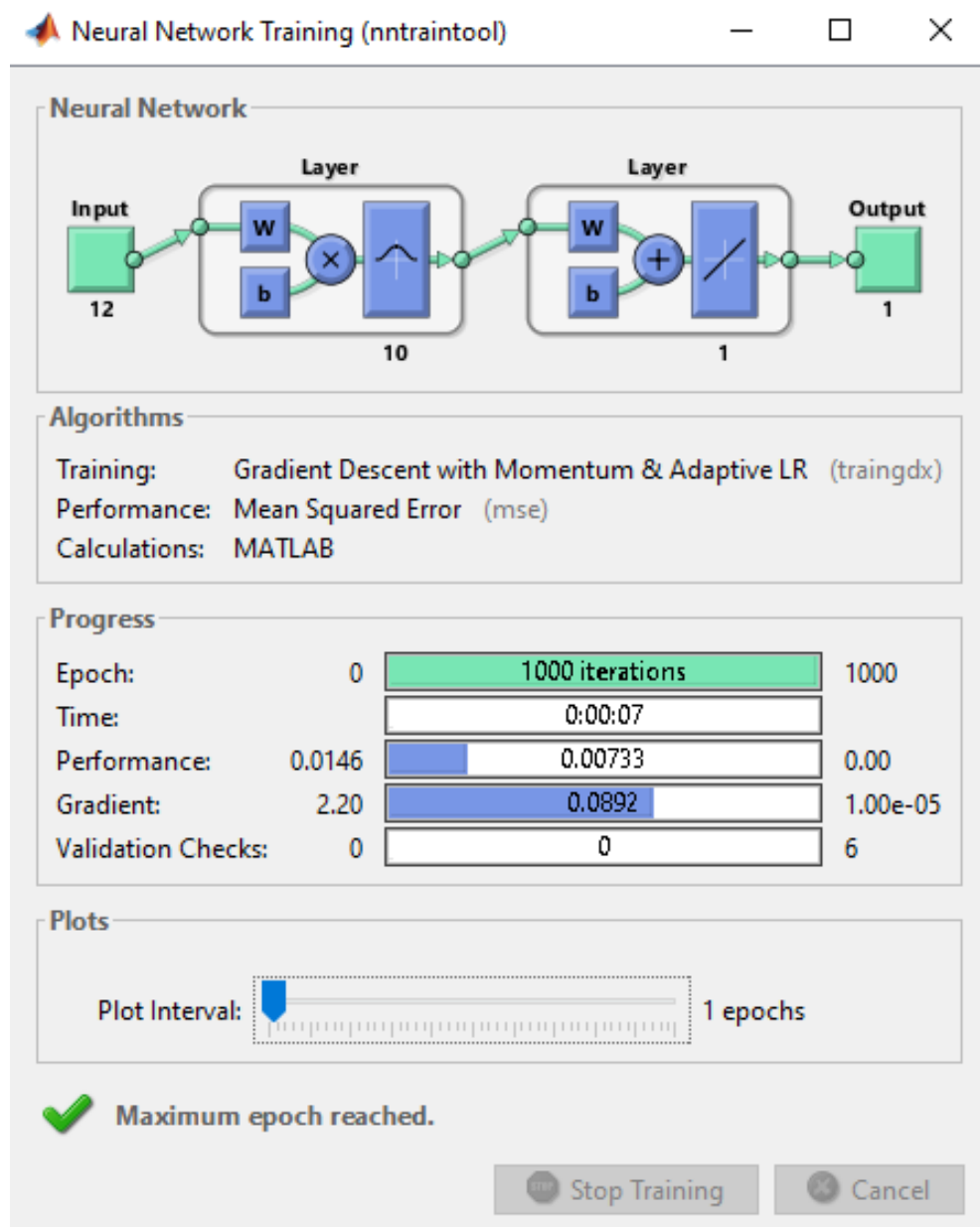
Hasil dari *forecasting* untuk prediksi tahun 2019 dengan data yang sudah dimiliki yakni data debit air dari 1980-2018

1. Data yang kosong pada tahun 1999 alias tidak ada datanya dapat diisi dengan menggunakan metode autoregresi pada software SPSS dan akhirnya menemukan persamaan regresi yakni berikut:

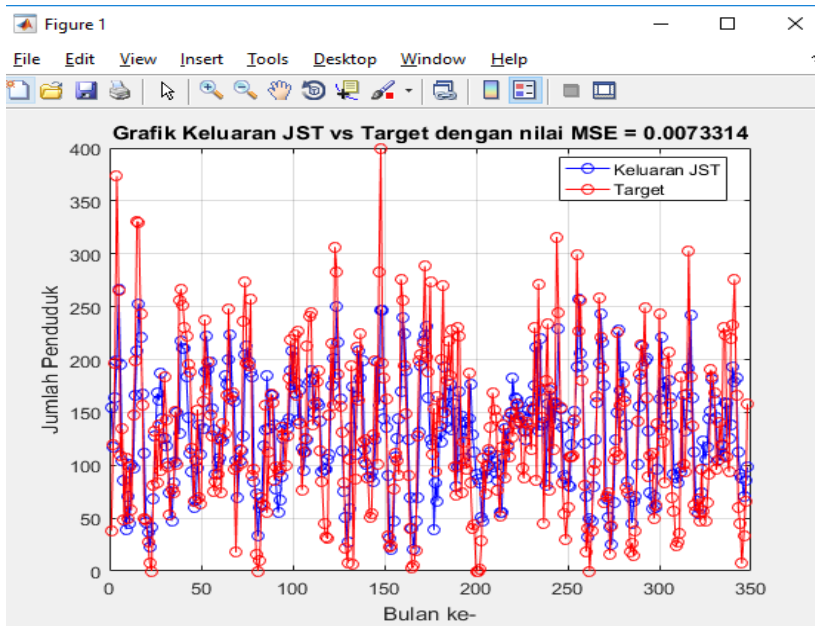
$$= 60.156 + 0.655 \times X_1 - 0.088 \times X_2$$

Dimana, X1 adalah bulan-1 dan X2 adalah bulan ke-2

2. Data dinormalisasi terlebih dahulu agar nilai pada data berada pada rentang 0-1 (Lampiran B).
3. Dilakukan proses pelatihan dengan desain data latih sebanyak 30 tahun dari 1980-2009. Berikut hasilnya:

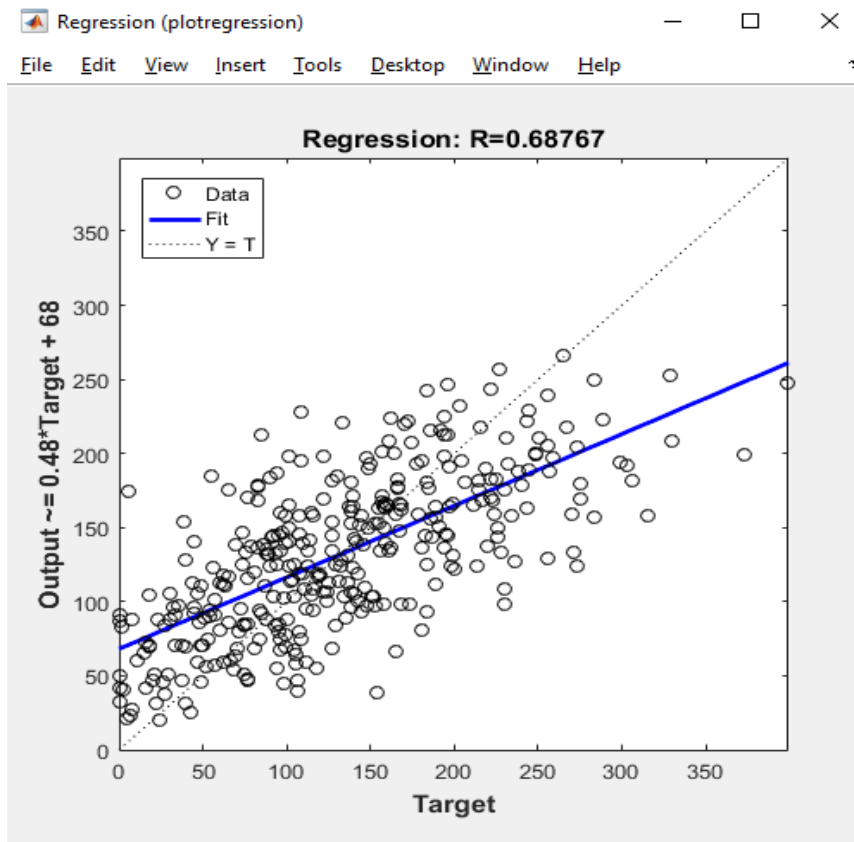


Gambar 4. 5 Parameter JST. (Hasil perhitungan)



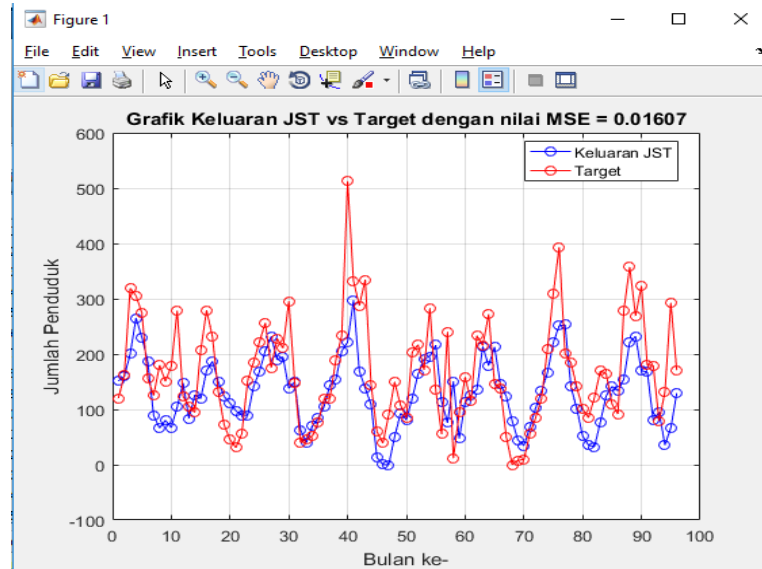
Gambar 4. 6 Grafik keluaran JSTVs Target. (Hasil perhitungan)

Dari hasil pelatihan data diperoleh Nilai MSE < 0.01

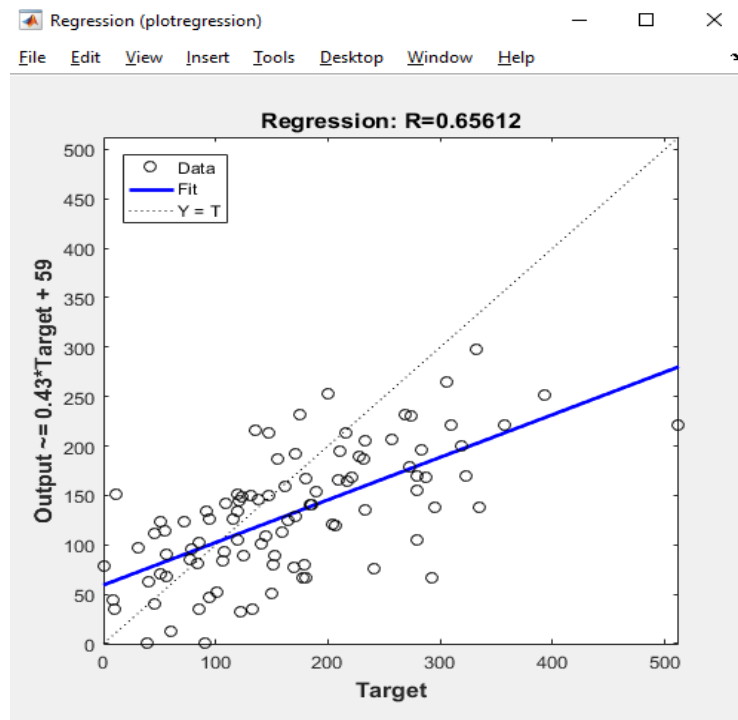


Gambar 4. 7 Regresi pelatihan JST . (Hasil perhitungan)

4. Setelah itu dilakukan proses pengujian dengan data uji mulai tahun 2010-2018. Berikut Hasilnya,



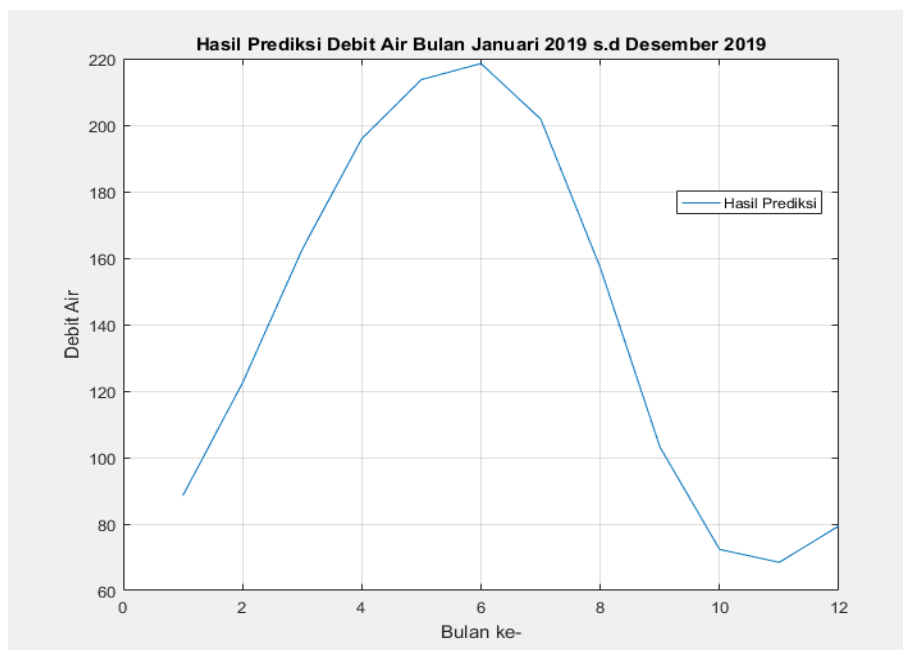
Gambar 4. 8 Grafik pengujian keluaran JST Vs target. (Hasil perhitungan)



Gambar 4. 9 Grafik Regresi pengujian JST. (Hasil perhitungan)

5. Setelah diamati hasil dari proses pelatihan dan pengujian ternyata data debit air dapat diprediksi dengan baik melalui JST

6. Kemudian dilakukan prediksi pada satu tahun atau 12 bulan kedepan, berikut hasilnya,



Gambar 4. 10 hasil prediksi debit tahun 2019. (Hasil perhitungan)

Data debit hasil prediksi tahun 2019 menggunakan jaringan syaraf tiruan ini dipakai untuk menentukan besar energi yang dihasilkan oleh PLTA tahun 2019 secara kaskade.

4.3. Perhitungan Neraca air

Perhitungan neraca air diperlukan untuk mengetahui kapasitas *reservoir* dari bulan ke bulan selama setahun untuk mengetahui pola operasi berdasarkan debit andalan Q_{20} , Q_{50} , Q_{80} dan Q_{JST} sesuai dengan Tabel 4.2 dan perhitungan evaporasi, neraca air ini ini menghitung kesetimbangan air yang masuk meliputi debit masuk dan keluaran *reservoir* dimana perubahan *reservoir* sama dengan debit masuk dikurangi dengan keluaran dan evaporasi.

Nilai Evaporasi dihitung dari data dengan menggunakan Excel 2016 menggunakan rumus *FAO Penman-Monteith* sesuai dengan persamaan 2.15 sampai 2.37, perhitungan evaporasi dan transpirasi setiap bulannya dalam setahun dengan metode *FAO Penman-Monteith* yang telah disesuaikan dengan keadaan daerah Luwu timur, hasil ini digunakan untuk menghitung neraca air pada Larona *reservoir* hasil dapat dilihat pada lampiran D.

Tahun Kering

Perhitungan neraca air di tahun kering ini untuk mengetahui volume operasi *reservoir* dalam setahun dan melihat kecenderungan kenaikan dan penurunan volume *reservoir* sesuai dengan Gambar 4.11 dalam sehingga dimungkinkan untuk memprediksi dan mengatur pola operasi PLTA secara optimal

Tabel 4.3 Hasil perhitungan Neraca air tahun kering (Sumber: Hasil perhitungan)

Bulan	Kelebihan MCM	Towuti Inflow m ³ /s	Tinggi muka air m	Storage MCM	Evaporasi MCM	Tot Outflow MCM	Tot inflow MCM	Delta Storage MCM
Jan	0,000	101,213	318,000	1127,278	13,730	0,000	277,810	-
Feb	0,000	90,770	317,723	968,990	14,330	380,997	226,311	972,591
Mar	0,000	138,560	317,783	1002,962	15,256	340,236	377,839	1006,594
Apr	0,000	177,015	317,931	1087,750	12,532	377,202	465,542	1091,303
May	0,000	163,284	318,072	1168,534	13,894	360,003	444,060	1171,806
Jun	0,000	119,460	317,966	1107,970	10,979	373,423	316,360	1111,471
Jul	0,000	71,451	317,665	935,778	15,256	360,577	191,922	939,315
Aug	0,000	39,760	317,230	689,060	13,730	357,957	113,213	691,035
Sep	0,000	20,500	316,775	432,755	19,833	317,864	59,856	431,053
Oct	0,000	10,172	316,282	157,907	16,890	316,839	33,964	149,879
Nov	0,000	47,402	316,040	23,565	18,253	275,966	129,586	11,527
Dec	0,000	84,166	316,037	21,621	18,797	246,195	232,150	9,520

Ditahun kering hasil perhitungan kesetimbangan air dimana delta storage = Storage awal – Total *Outflow* + Total *Inflow*.

dengan:

Total *outflow* = Qmasuk Turbin + Evaporasi

Total *inflow* = debit dari sungai masuk *reservoir*

Sebagai contoh delta storage di bulan oktober

$$\begin{aligned}
 &= 432,755 \text{ MCM} - 316,839 \text{ MCM} + 33,96 \text{ MCM} \\
 &= 149,879 \text{ MCM}
 \end{aligned}$$

Menghitung Tinggi muka Air dengan memasukan hasil perhitungan *delta storage* persamaan 3.2 sebagai berikut

$$\begin{aligned}
 L &= 0,0175192 \times 149,879 + 316,02 \\
 &= 316,282 \text{ m}
 \end{aligned}$$

Menghitung volume *reservoir* pada tinggi muka air 316,282 m yaitu dengan memasukan kedalam persamaan desain kurva lengkung persamaan 3.3

$$\begin{aligned}
 \text{Volume } \textit{reservoir} &= 5,0375 \times (316,282)^2 - 2630,81 \times 316,282 + 328 \\
 &= 157,907 \text{ MCM}
 \end{aligned}$$

Hal yang sama dilakukan untuk perhitungan neraca dari bulan ke bulan selama setahun untuk Q₈₀.

Hasil perhitungan neraca air untuk Q80 selama setahun menunjukkan trend cenderung menurun mulai bulan agustus dimana level air di *reservoir* sudah mendekati batas bawah (316 mdpl) dan sisa volume *reservoir* hanya 157,9 MCM dimana supply air untuk mengoperasikan PLTA tidak mencukupi.

Tahun Normal

Perhitungan neraca air di tahun normal atau Q₅₀ ini untuk mengetahui volume operasi *reservoir* dalam setahun dan melihat kecenderungan kenaikan dan penurunan volume *reservoir* sesuai dengan Gambar 4.11 dalam sehingga dimungkinkan untuk memprediksi dan mengatur pola operasi PLTA secara optimal.

Tabel 4.4 Hasil perhitungan Neraca air tahun normal (Sumber: Hasil perhitungan)

Bulan	Kelebihan MCM	Towuti Inflow m3/s	Tinggi muka air m	Storage MCM	Evaporasi MCM	Tot Outflow MCM	Tot inflow MCM	Delta Storage MCM
Jan		120,95	318,0000	1127,2779	13,7303	0,0000	330,6753	-
Feb		120,93	317,8510	1042,0126	14,3296	380,9220	299,2797	1045,6355
Mar		196,35	318,1728	1226,4634	15,2559	345,2243	532,6238	1229,4122
Apr		229,20	318,5603	1449,9101	12,5316	376,6121	600,8118	1450,6631
May		201,65	318,8875	1639,8006	13,8937	359,2023	546,8134	1637,5212
Jun		160,22	318,9784	1692,7436	10,9788	372,3756	422,0054	1689,4304
Jul		122,14	318,9211	1659,4010	15,2559	359,3123	323,3170	1656,7484
Aug		80,05	318,6695	1513,1994	13,7303	367,4672	221,1259	1513,0597
Sep		46,93	318,2249	1256,3989	19,8326	382,4153	128,3566	1259,1406
Oct		50,35	317,8036	1014,9463	16,8904	379,3961	141,5774	1018,5803
Nov		95,44	317,5646	878,7272	18,2525	386,9746	254,1007	882,0724
Dec		123,97	317,5394	864,4023	18,7974	349,7995	338,7559	867,6836

Ditahun normal hasil perhitungan kesetimbangan air dimana *delta storage* = Storage awal – Total *Outflow* + Total *Inflow*.

dengan :

$$\text{Total } outflow = Q_{\text{masuk Turbin}} + \text{Evaporasi}$$

$$\text{Total } inflow = \text{debit dari sungai masuk } reservoir$$

Sebagai contoh delta storage di bulan oktober

$$= 1256,4 \text{ MCM} - 379,39 \text{ MCM} + 141,57 \text{ MCM}$$

$$= 1018,58 \text{ MCM}$$

Menghitung Tinggi muka Air dengan memasukan hasil perhitungan *delta storage* persamaan 3.2 sebagai berikut

$$L = 0,0175192 \times 1014,946 + 316,02$$

$$= 317,80 \text{ m}$$

Menghitung volume *reservoir* pada tinggi muka air 317, 80 mdpl yaitu dengan memasukan kedalam persamaan desain kurva lengkung persamaan 3.3

$$\begin{aligned} \text{Volume } \textit{reservoir} &= 5,0375 \times (317, 80)^2 - 2630, 81 \times 317, 80 + 328 \\ &= 1014,946 \textit{ MCM} \end{aligned}$$

Hal yang sama dilakukan untuk perhitungan neraca dari bulan ke bulan selama setahun untuk Q_{50} . Hasil perhitungan neraca air untuk Q_{50} selama setahun menunjukkan trend volume *reservoir* cenderung menurun mulai bulan agustus seiring dengan berkurangnya debit air yang masuk, tetapi volume air masih diatas level minimum (316 mdpl) dan sisa volume *reservoir* 1014,946 MCM dimana supply air masih mencukupi untuk mengoperasikan PLTA.

Tahun basah

Perhitungan neraca air di tahun basah atau Q_{20} ini untuk mengetahui volume operasi *reservoir* dalam setahun dan melihat kecenderungan kenaikan dan penurunan volume *reservoir* sesuai dengan Gambar 4.11 dalam sehingga dimungkinkan untuk memprediksi dan mengatur pola operasi PLTA secara optimal.

Tabel 4.5 Hasil perhitungan Neraca air tahun basah Sumber: Hasil perhitungan)

Bulan	Kelebihan MCM	Towuti Inflow m3/s	Tinggi muka air m	Storage MCM	Evaporasi MCM	Tot Outflow MCM	Tot inflow MCM	Delta Storage MCM
Jan	0,000	198,700	318,000	1127,278	13,730	0,000	538,918	-
Feb	0,000	210,130	318,229	1258,923	14,330	380,700	515,068	1261,646
Mar	0,000	276,489	318,930	1664,314	15,256	344,625	747,268	1661,566
Apr	49,607	307,458	319,684	2106,607	12,532	375,530	803,651	2092,436
May	394,012	249,640	320,265	2451,012	13,894	357,824	675,355	2424,139
Jun	558,674	190,800	320,541	2615,674	10,979	370,703	501,274	2581,583
Jul	695,952	172,577	320,769	2752,952	15,256	357,428	454,040	2712,286
Aug	727,108	129,720	320,821	2784,108	13,730	365,234	354,162	2741,881
Sep	623,136	89,480	320,648	2680,136	19,833	379,741	238,652	2643,020
Oct	605,387	117,857	320,619	2662,387	16,890	376,408	322,387	2626,115
Nov	666,048	155,197	320,720	2723,048	18,253	387,521	408,991	2683,857
Dec	786,238	165,776	320,920	2843,238	18,797	375,806	450,734	2797,975

Ditahun basah hasil perhitungan kesetimbangan air dimana $\textit{delta storage} = \textit{Storage awal} - \textit{Total Outflow} + \textit{Total Inflow}$.

Dengan :

Total *outflow* = $Q_{\text{masuk Turbin}} + \textit{Evaporasi}$

Total *inflow* = debit dari sungai masuk *reservoir*

Sebagai contoh *delta storage* di bulan oktober

$$= 2680,136 \textit{ MCM} - 376,408 \textit{ MCM} + 322,387 \textit{ MCM}$$

$$= 2626,15 \text{ MCM}$$

Menghitung Tinggi muka Air dengan memasukan hasil perhitungan delta storage persamaan 3.2 sebagai berikut

$$\begin{aligned} L &= 0,0175192 \times 2662,387 + 316,02 \\ &= 320,619 \text{ m} \end{aligned}$$

Menghitung volume *reservoir* pada tinggi muka air 320,619 mdpl yaitu dengan memasukkan kedalam persamaan desain kurva lengkung persamaan 3.3

$$\begin{aligned} \text{Volume } reservoir &= 5,0375 \times (320,619)^2 - 2630,81 \times 320,619 + 328 \\ &= 2662,387 \text{ MCM} \end{aligned}$$

Hal yang sama dilakukan untuk perhitungan neraca dari bulan ke bulan selama setahun untuk Q_{50} , Hasil perhitungan neraca air untuk Q_{20} selama setahun menunjukkan trend volume *reservoir* cenderung naik dan meyentuh batas tinggi muka air mulai bulan april samapai dengan bulan desember dimana tinggi muka air maksimal di *reservoir* 319,6 mdpl atau setara 2057 MCM, sehingga selisih antara hasil perhitungan dengan batasan maksimum adalah 2662,387 MCM - 2057 MCM sama dengan 605,387 harus dilimpaskan melalui pintu air selama bulan oktober, pelimpasan ini bertujuan untuk melindungi bendungan dan menghindari banjir di hulu. Sementara pasokan listrik PLTA dapat di maksimalkan untuk memanfaatkan air yang terbuang.

Prediksi JST

Perhitungan neraca air di tahun 2019 dengan menggunakan Jaringan saraf tiruan (JST) untuk mengetahui volume operasi *reservoir* dalam setahun dan melihat kecenderungan kenaikan dan penurunan volume *reservoir* sesuai dengan Gambar 4.11 dalam sehingga dimungkinkan untuk memprediksi dan mengatur pola operasi PLTA secara optimal.

Ditahun 2019 hasil hasil prediksi JST perhitungan kesetimbangan air dimana $\text{delta storage} = \text{Storage awal} - \text{Total Outflow} + \text{Total Inflow}$.

Dengan:

$$\text{Total outflow} = Q_{\text{masuk Turbin}} + \text{Evaporasi}$$

$$\text{Total inflow} = \text{debit dari sungai masuk } reservoir$$

Tabel 4.6 Hasil perhitungan Neraca air prediksi JST tahun 2019 (Sumber: Hasil perhitungan)

Bulan	Kelebihan MCM	Towuti Inflow m3/s	Tinggi Muka air mdpl	Storage MCM	Evaporation MCM	Tot Outflow MCM	Tot Inflow MCM	Delta Storage MCM
Jan	0	88,53	318,0000	1127,2779	13,7303	0,0000	243,8261	-
Feb	0	122,46	317,8575	1045,7053	14,3296	380,9182	302,9652	1049,3249
Mar	0	162,56	318,0207	1139,1334	15,2559	345,3014	442,1270	1142,5308
Apr	0	195,92	318,2558	1274,1981	12,5316	376,8759	514,5463	1276,8038
May	0	213,71	318,6358	1493,6511	13,8937	359,5102	579,1120	1493,7999
Jun	0	218,55	318,9870	1697,7630	10,9788	372,5146	573,2110	1694,3475
Jul	0	201,85	319,2921	1876,1009	15,2559	359,1015	529,9188	1868,5802
Aug	0	157,09	319,4114	1946,0983	13,7303	366,8429	427,4592	1936,7171
Sep	0	103,15	319,2399	1845,5414	19,8326	381,3836	274,0744	1838,7891
Oct	0	72,37	318,9407	1670,7980	16,8904	378,1626	200,5445	1667,9233
Nov	0	68,48	318,5858	1464,6840	18,2525	389,7753	184,2166	1465,2393
Dec	0	79,44	318,3063	1303,3023	18,7974	378,5175	219,4986	1305,6651

Sebagai contoh *delta storage* di bulan oktober

$$\begin{aligned}
 &= 1845,54 \text{ MCM} - 381,383 \text{ MCM} + 200,544 \text{ MCM} \\
 &= 1667,923 \text{ MCM}
 \end{aligned}$$

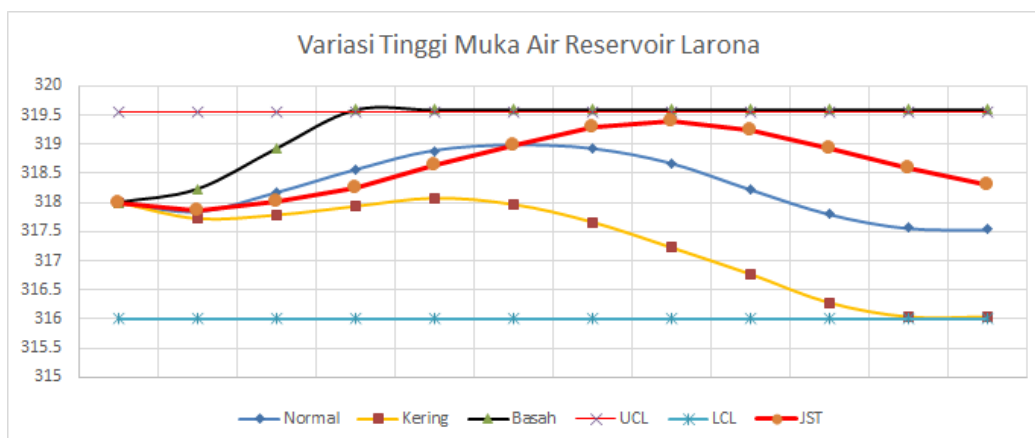
Menghitung Tinggi muka Air dengan memasukan hasil perhitungan delta storage persamaan 3.2 sebagai berikut

$$\begin{aligned}
 L &= 0,0175192 \times 1667,923 + 316,02 \\
 &= 318,94 \text{ mdpl}
 \end{aligned}$$

Menghitung volume *reservoir* pada tinggi muka air 318,94 mdpl yaitu dengan memasukkan kedalam persamaan desain kurva lengkung persamaan 3.3

$$\begin{aligned}
 \text{Volume } \textit{reservoir} &= 5,0375 \times (318,94)^2 - 2630,81 \times 318,94 + 328 \\
 &= 1670,79 \text{ MCM}
 \end{aligned}$$

Hal yang sama dilakukan untuk perhitungan neraca dari bulan ke bulan selama setahun untuk Q_{JST} , Hasil perhitungan neraca air untuk Q_{JST} selama setahun menunjukkan trend volume *reservoir* cenderung stabil ini dikarenakan volume *inflow* hasil prediksi diatas debit rata rata tapi tidak mengakibatkan spilling selama periode setahun menurun mulai bulan agustus seiring dengan berkurangnya debit air yang masuk, dimana supply air masih mencukupi untuk mengoperasikan PLTA.



Gambar 4. 11 Variasi Tinggi muka air reservoir. (hasil perhitungan)

4.4. Perhitungan Energi listrik

Besarnya nilai pembangkitan daya pada pembangkit hidro bergantung kepada besarnya jumlah debit air yang mengalir ke kolam tando atau *reservoir*. Perhitungan energi listrik hasil simulasi bulan oktober pada tahun kering untuk PLTA Larona dengan rumus 2.10. Besarnya daya yang dibangkitkan akan didapat dengan memasukkan nilai debit air berdasarkan pola pengoperasian air per periode dengan mempertimbangkan efisiensi peralatan dan tinggi head pembangkit:

Dengan:

P_{HL} = Daya yang dibangkitkan oleh Hidro Larona (MW)

η = Efisiensi peralatan Elektromekanik ($0,9 \times 0,9 \times 0,98 = 0.79$)

g = Percepatan gravitasi ($9,81 \text{ m/detik}^2$)

Q_{10} = Hasil optimasi debit air masuk turbin Larona $259,076 \text{ MCM}=96.72 \text{ m}^3/\text{detik}$

h = Tinggi jatuh (153 m)

n = 31 jumlah hari dalam bulan Oktober

$$P_{HL} = 0,95 \times 9,8 \times 259,076 \times 153$$

$$= 84.151,6 \text{ MWH}$$

Energi Balambano

Perhitungan energi listrik hasil simulasi bulan oktober oleh PLTA Balambano, Dengan menggunakan neraca air dimana debit Balambano adalah $Outflow$ pembangkit Larona + $Spilling_I$ + $Inflow$ sungai patingko sebesar average $5 \text{ m}^3/\text{detk}$, debit ini adalah proporsional operasi dari pembangkit sebelumnya, debit yang masuk keturbin Balambano bisa dinaikkan dari cadangan *reservoir* jika

sewaktu waktu dibutuhkan tetapi hanya akan bertahan selama 4 jam karena volume efektif *reservoir* Balambano akan habis .

Daya listrik yang dihasil dengan rumus 2.10:

Dengan :

P_{HB} = Daya yang dibangkitkan oleh Hidro Balambano (MW)

η = Efisiensi peralatan Elektromekanik (0,79)

g = Percepatan gravitasi (9,8 m/detik²)

Q_{HB} = 282,22MCM

h = Tinggi jatuh (86,99 m)

n = 31 jumlah hari dalam bulan Oktober

$$\begin{aligned} P_{HB} &= 0,79 \times 9,8 \times 86,99 \times 282,22 \\ &= 53.102,6 \text{ MWh} \end{aligned}$$

Energi Karebbe

Perhitungan energi listrik hasil simulasi bulan oktober oleh PLTA Karebbe, Dengan menggunakan neraca air dimana debit Karebbe adalah *Outflow* pembangkit Balambano + *Spilling_I* + *Inflow* sungai patingko sebesar average 5 m³/detik, debit ini adalah proporsional operasi dari pembangkit sebelumnya, debit yang masuk keturbin Balambano bisa dinaikkan dari cadangan *reservoir* jika sewaktu waktu dibutuhkan tetapi hanya akan bertahan selama 4 jam karena volume efektif *reservoir* Balambano akan habis.

Daya listrik yang dihasil dengan rumus 2.10:

Dengan :

P_{HK} = Daya yang dibangkitkan oleh Hidro Balambano (MW)

η = Efisiensi peralatan Elektromekanik (0,79)

g = Percepatan gravitasi (9,8 m/detik²)

Q_{HK} = 282,22 MCM

h = Tinggi jatuh (73,6 m)

n = 31 jumlah hari dalam bulan Oktober

$$\begin{aligned} P_{HK} &= 0,79 \times 9,8 \times 282,22 \times 73,6 \\ &= 44.930 \text{ MWh} \end{aligned}$$

Jadi total energi yang dibangkitkan oleh 3 pembangkit hidro yang tersusun secara kaskade adalah :

$$\begin{aligned}
P_{Htot} &= P_{HL} + P_{HB} + P_{HK} \\
&= 84.151,6 + 53.102,6 + 44.930 \\
&= 182.184,2 \text{ MWh}
\end{aligned}$$

Menghitung Kerugian jaringan adalah kehilangan atau rugi rugi arus yang melewati kabel penghantar dengan jarak > 20 km, kerugian ini didapat dengan mengalikan total energi yang dibangkitkan oleh Pembangkit hidro dengan koefiesin yang didapat dari data real Operasi adalah sebesar 3%:

$$\begin{aligned}
P_L &= P_{Htot} \times 3\% \\
&= 5.466 \text{ MWh}
\end{aligned}$$

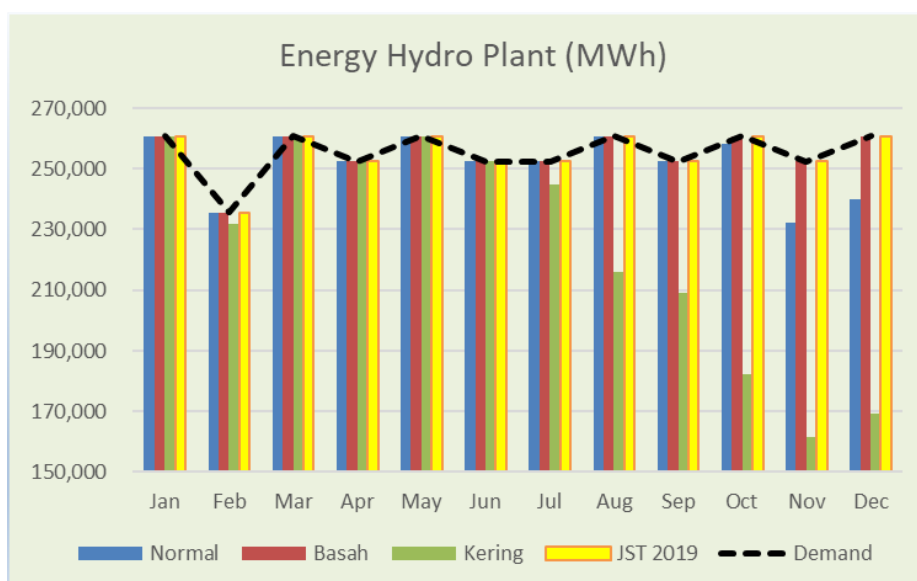
Perhitungan total permintaan beban (P_D)

Perhitungan energi listrik adalah total energi yang dibangkitkan oleh PLTA dan PLTD/PLTU untuk memenuhi permintaan beban dari smelter untuk menghasil produksi Nikel, dimana beban yang harus dipenuhi adalah:

- Furnace set point sebesar 280 MW
- Auxiliary sebesar 50 MW
- PLN 10 MW
- Rugi rugi jaringan sebesar 3% dari total

Jadi total permintaan beban adalah :

$$\begin{aligned}
P_D &= 280 + 50 + 10 \\
&= 340 \times 24 \times 31 = 260.784,5 \text{ MWh}
\end{aligned}$$



Gambar 4. 12 Grafik Energi yang di hasilkan PLTA. (hasil perhitungan)

Berdasarkan Neraca energi

Perhitungan neraca energi dengan prinsip ketimbangan energi dengan:

$$P_D - P_{Htot} - P_S - P_L = 0$$

$$P_S = 260.784,5 \text{ MWh} - 182.184,2 \text{ MWh} - 5466 \text{ MWh}$$

$$= 70.776 \text{ MWh}$$

Jadi total tambahan power dari PLTD harus mencakup rugi rugi jaringan akibat distribusi tenaga listrik yang melewati kabel.

$$\text{Jadi total } P_S = 70.776 \text{ MWh} + 5.466 \text{ MWh} = 76.241 \text{ MWh}$$

Dari hasil perhitungan debit rencana dan neraca air maka diperoleh energi dari PLTA pada musun kering, normal, tahun basah dan prediksi JST sepanjang tahun 2019 sebagai berikut:

Tahun Normal

Berdasarkan hasil prediksi debit Q_{50} atau mewakili tahun normal yang disubtitusikan kedalam perhitungan energi dan dioptimasi dari beberapa kali iterasi sehingga diperoleh debit yang masuk ke kanal dari bulan januari sampai desember 2019 seperti yang ditunjukkan dalam Tabel 4.7 diperoleh total energi PLTA = 3.018,5 GWh masih belum mencukupi target sebesar 3.062 GWh, selisih 0,044 GWh akan disupply dari PLTD untuk memenuhi target operasi sesuai dengan permintaan beban.

Tabel 4.7 Energi yang dihasilkan pada kondisi tahun Normal (Sumber: Hasil perhitungan)

Bulan	Debit Canal m ³ /s	PLTA Larona		PLTA Balambano		PLTA Karebbe		Total (MWH)
		Inflow (MCM)	Energi (MWH)	Inflow (MCM)	Energi (MWH)	Inflow (MCM)	Energi (MWH)	
Jan	137,0937019	367,192	120.670,5	403,3501712	75.897,8	403,3501712	64.215,2	260.784
Feb	136,7785543	330,895	108.804,0	364,8602465	68.654,9	364,8602465	58.087,4	235.546
Mar	134,9149756	361,356	119.097,5	407,8800787	76.749,6	407,8800787	64.936,4	260.784
Apr	133,7464175	346,671	114.525,4	396,8259141	74.669,3	396,8259141	63.176,5	252.371
May	133,8417916	358,482	118.589,4	409,3446706	77.024,6	409,3446706	65.169,5	260.784
Jun	134,3879202	348,333	115.244,9	394,7562092	74.279,3	394,7562092	62.847,0	252.371
Jul	135,8839876	352,211	116.410,2	391,4023358	73.647,9	391,4023358	62.313,0	252.371
Aug	137,651219	368,685	121.577,3	400,745473	75.405,7	400,745473	63.800,5	260.784
Sep	138,7204649	359,563	118.232,7	386,1573651	72.660,5	386,1573651	61.478,0	252.371
Oct	138,1736187	370,084	121.427,8	393,2255964	73.990,2	393,2255964	62.603,3	258.021
Nov	127,9116298	331,547	108.688,7	355,8080644	66.949,4	355,8080644	56.646,3	232.284
Dec	126,8299526	339,701	110.794,4	372,0028492	69.996,3	372,0028492	59.224,5	240.015
			1.394.062,7		879.925,5		744.497,5	3.018.486

Tahun Kering

Berdasarkan hasil prediksi debit Q_{80} atau mewakili tahun kering yang disubtitusikan kedalam perhitungan energi dan dioptimasi dari beberapa kali iterasi

sehingga diperoleh debit yang masuk ke kanal dari bulan januari sampai desember 2019 seperti yang tunjukkan dalam Tabel 4.8 diperoleh total energi PLTA = 2.702,3 GWh masih belum mencukupi target sebesar 3.062 GWh, selisih 0,349 GWh akan disupply dari PLTD untuk memenuhi target operasi sesuai dengan permintaan beban

Tabel 4.8 Energi yang dihasilkan pada kondisi tahun kering (Sumber: Hasil perhitungan)

Bulan	Debit Canal m ³ /s	PLTA Larona		PLTA Balambano		PLTA Karebbe		Total (MWH)
		Inflow (MCM)	Energi (MWH)	Inflow (MCM)	Energi (MWH)	Inflow (MCM)	Energi (MWH)	
Jan	137,1217627	367,267	120.644,4	403,4253293	75.911,9	403,4253293	64.227,1	260.784
Feb	134,7164042	325,906	106.981,0	359,8714931	67.716,2	359,8714931	57.293,2	231.990
Mar	135,1350766	361,946	118.892,8	408,4695972	76.860,5	408,4695972	65.030,2	260.784
Apr	134,0555045	347,472	114.247,1	397,6270677	74.820,0	397,6270677	63.304,0	252.371
May	134,2330266	359,530	118.225,4	410,3925544	77.221,8	410,3925544	65.336,4	260.784
Jun	134,875815	349,598	114.805,6	396,0208324	74.517,2	396,0208324	63.048,3	252.371
Jul	132,2148118	342,701	112.267,7	381,8918323	71.858,4	381,8918323	60.798,9	244.925
Aug	113,5503635	304,133	99.340,3	336,1937416	63.259,4	336,1937416	53.523,6	216.123
Sep	114,585923	297,007	96.708,1	323,6006323	60.889,6	323,6006323	51.518,7	209.116
Oct	96,72781289	259,076	84.151,6	282,21715	53.102,6	282,21715	44.930,2	182.184
Nov	87,94070983	227,942	73.978,4	252,2034399	47.455,0	252,2034399	40.151,9	161.585
Dec	87,81327155	235,199	76.328,5	267,5005705	50.333,1	267,5005705	42.587,3	169.249
			1.236.570,8		793.945,9		671.749,9	2.702.267

Tahun Basah

Berdasarkan hasil prediksi debit Q₂₀ atau mewakili tahun basah yang disubtitusikan kedalam perhitungan energi dan dioptimasi dari beberapa kali iterasi sehingga diperoleh debit yang masuk ke kanal dari bulan januari sampai desember 2019 seperti yang tunjukkan dalam Tabel 4.9 diperoleh total energi PLTA = 3.062,1 GWh yang cukup untuk memenuhi target operasi sesuai dengan permintaan beban tanpa harus menjalankan PLTD.

Tabel 4.9 Energi yang dihasilkan pada kondisi tahun basah (Sumber: Hasil perhitungan)

Bulan	Debit Canal m ³ /s	PLTA Larona		PLTA Balambano		PLTA Karebbe		Total (MWH)
		Inflow (MCM)	Energi (MWH)	Inflow (MCM)	Energi (MWH)	Inflow (MCM)	Energi (MWH)	
Jan	137,010786	366,970	120.747,7	403,1280892	75.856,0	403,1280892	64.179,8	260.784
Feb	136,5306953	330,295	109.012,3	364,2606261	68.542,1	364,2606261	57.991,9	235.546
Mar	134,510838	360,274	119.473,6	406,7976364	76.545,9	406,7976364	64.764,0	260.784
Apr	133,214675	345,292	115.004,1	395,4476377	74.410,0	395,4476377	62.957,1	252.371
May	133,2172451	356,809	119.170,4	407,6718852	76.709,9	407,6718852	64.903,2	260.784
Jun	133,660953	346,449	115.899,4	392,8719102	73.924,7	392,8719102	62.547,0	252.371
Jul	135,0222511	349,978	117.186,1	389,1687147	73.227,6	389,1687147	61.957,4	252.371
Aug	136,6526099	366,010	122.506,4	398,0707984	74.902,4	398,0707984	63.374,7	260.784
Sep	137,5678534	356,576	119.270,4	383,169796	72.098,3	383,169796	61.002,4	252.371
Oct	138,3776089	370,631	124.000,2	393,7719636	74.093,0	393,7719636	62.690,3	260.784
Nov	137,9451615	357,554	119.741,6	381,8149786	71.842,9	381,8149786	60.786,7	252.371
Dec	137,5957512	368,536	121.546,3	400,8379641	75.422,0	400,8379641	63.815,2	260.784
			1.423.558,6		887.574,8		750.969,7	3.062.103

Hasil prediksi JST

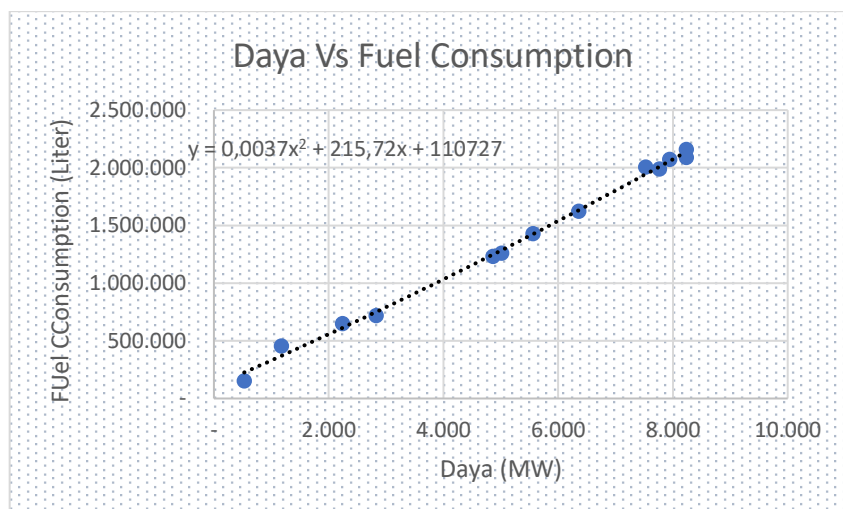
Berdasarkan hasil prediksi debit JST yang disubstitusikan kedalam perhitungan energi dan dioptimasi dari beberapa kali iterasi sehingga diperoleh debit yang masuk ke kanal dari bulan januari sampai desember 2019 seperti yang tunjukkan dalam Tabel 4.10 diperoleh total energi PLTA = 3.062,1 GWh yang cukup untuk memenuhi target operasi sesuai dengan permintaan beban tanpa harus menjalankan PLTD.

Tabel 4.10 Energi yang dihasilkan prediksi prediksi JST 2019 (Sumber: Hasil perhitungan)

Bulan	Debit Canal m3/s	PLTA Larona		PLTA Balambano		PLTA Karebbe		Total (MWH)
		Inflow (MCM)	Energi (MWH)	Inflow (MCM)	Energi (MWH)	Inflow (MCM)	Energi (MWH)	
Jan	137,088	367,176	120.675,862	403,335	75.894,912	403,335	64.212,731	260.784
Feb	136,837	331,036	108.754,820	365,002	68.681,610	365,002	58.109,961	235.546
Mar	135,135	361,945	118.893,182	408,468	76.860,307	408,468	65.030,016	260.784
Apr	134,115	347,627	114.193,186	397,782	74.849,228	397,782	63.328,719	252.371
May	134,279	359,653	118.182,569	410,516	77.244,972	410,516	65.355,964	260.784
Jun	134,798	349,396	114.875,718	395,819	74.479,254	395,819	63.016,162	252.371
Jul	136,166	352,943	116.156,172	392,134	73.785,524	392,134	62.429,438	252.371
Aug	137,708	368,837	121.524,567	400,897	75.434,269	400,897	63.824,669	260.784
Sep	138,502	358,997	118.429,460	385,591	72.553,870	385,591	61.387,804	252.371
Oct	139,251	372,970	123.187,617	396,111	74.533,166	396,111	63.062,721	260.784
Nov	138,815	359,809	118.958,408	384,070	72.267,100	384,070	61.145,625	252.371
Dec	138,037	369,718	121.135,764	402,020	75.644,359	402,020	64.003,383	260.784
			1.414.967,3		892.228,6		754.907,2	3.062.103

4.5.Perhitungan konsumsi bahan bakar PLTD

Karakteristik Input-Output Pembangkit Termal Untuk masalah operasi ekonomis, biasanya kurva karakteristik *input-output* didekati dengan persamaan *polynomial* orde dua.



Gambar 4. 13 Daya Vs Konsumsi bahan bakar. (Hasil perhitungan)

Untuk mendapatkan nilai dari konstanta α , β , dan γ , dilakukan perhitungan dengan memplot di MS excel data operasi PLTD metode kuadrat terkecil (*least square method*) kuadrat terkecil menggunakan persamaan Dengan: $i = 1,2,3,\dots,n$ sehingga diperoleh nilai konstanta α , β , γ sebagai berikut :

- $A = 0.0037$
- $\beta = 215.72$
- $\gamma = 110717$

perhitungan jumlah bahan bakar yang dibutuhkan untuk menjalankan PLTD di tahun kering untuk memproduksi listrik sebesar 0,349 GWh dihitung dengan menggunakan persamaan 2.1 dengan memasukkan nilai konstanta α , β , γ hasil perhitungan.

Dengan:

P = Daya listrik yang dibangkitkan 349 MW

F = Pemakaian bahan bakar pembangkit termal (liter)

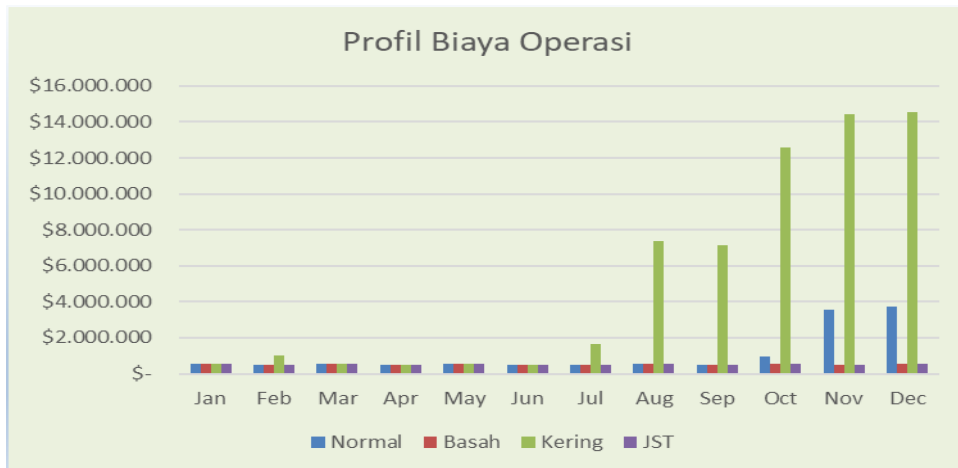
$$F = \alpha P^2 + \beta P + \gamma$$

$$F = 0.0037 \times (349)^2 + 215.72 \times 349 + 110717$$

$$F = 186.453,9 \text{ juta liter}$$

4.6. Analisa Biaya operasi PLTD dan PLTA

Biaya operasi PLTD dipengaruhi oleh penggunaan jumlah penggunaan bahan bakar dan biaya *maintenance*, biaya penggunaan bahan bakar dipengaruhi oleh harga HSD tiap tahunnya dalam perhitungan ini penulis mengambil harga biaya produksi PLTD dari data operasi PT vale Indonesia hasil perhitungan biaya operasional dan maintenance PLTD sebesar USD \$160/MW.



Gambar 4. 14 Biaya Operasi. (Hasil perhitungan)

Sedangkan Biaya Operasi PLTA sangat murah dibandingkan dengan PLTD dimana biaya operasi memperhitungkan biaya operational dan maintenance cost yaitu sebesar USD \$2 /MWh. Untuk masing masing biaya produksi diberbagai musim ditunjukkan pada Gambar 4.14.

Tahun Normal

Pengaturan energi pembangkit di tahun normal, di mana pada bulan januari sampai bulan september energi semua diambil dari PLTA untuk mencukupi kebutuhan beban (PD) setiap bulannya dengan biaya operasi yang sangat rendah, Biaya operasi mulai meningkat seperti yang tunjukkan pada Gambar 4.13 dimana PLTD mulai dioperasikan di bulan Oktober, November dan Desember, akibat debit air yang tidak mencukupi untuk memenuhi kebutuhan beban (PD).

Tabel 4.11 Biaya Energi tahun Normal (Sumber: Hasil perhitungan)

Bulan	PD MWH	Phtot MWH	PS MWH	Cost Hydro USD	Cost PLTD USD
Jan	260.784	260.784	-	\$ 521.567,01	\$ -
Feb	235.546	235.546	-	\$ 471.092,78	\$ -
Mar	260.784	260.784	-	\$ 521.567,01	\$ -
Apr	252.371	252.371	-	\$ 504.742,27	\$ -
May	260.784	260.784	-	\$ 521.567,01	\$ -
Jun	252.371	252.371	-	\$ 504.742,27	\$ -
Jul	252.371	252.371	-	\$ 504.742,27	\$ -
Aug	260.784	260.784	-	\$ 521.567,01	\$ -
Sep	252.371	252.371	-	\$ 504.742,27	\$ -
Oct	260.701	258.021	2.679	\$ 516.042,62	\$ 428.692,34
Nov	251.769	232.284	19.484	\$ 464.568,59	\$ 3.117.477,75
Dec	260.160	240.015	20.145	\$ 480.030,51	\$ 3.223.232,32
	3.060.795	3.018.486	42.309	\$ 6.036.971,62	\$ 6.769.402,42

Pada Tabel 4.11 total biaya operasi untuk menghasilkan energi sebesar 3.060.795 MWh adalah USD \$12.806.374,03 sehingga biaya energi per MW di tahun normal adalah:

$$= \text{USD } \$12.806.374,03 / 3.060.795 \text{ MWh}$$

$$= 4,18 \text{ $/MW}$$

Energi sebesar 3.060.795 MWh dipakai untuk mencapai target produksi 80 KT Ni+Co maka estimasi dasar energi untuk per Ton Ni di tahun normal adalah:

$$= 3.060.795 \text{ MWh} / 80.000 \text{ Ton Ni}$$

$$= 38,26 \text{ MW} / \text{Ton Ni}$$

Sehingga biaya energi per Ton Ni di tahun Normal adalah :

$$= 38,26 \text{ MW} / \text{Ton Ni} \times 4,18 \text{ $/MW}$$

$$= 160,08 \text{ $/Ton Ni}$$

Tahun Kering

Pengaturan energi pembangkit di tahun kering, pada bulan januari sampai bulan juni energi semua diambil dari PLTA untuk mencukupi kebutuhan beban (PD), kecuali di bulan februari volume *reservoir* tidak mencukupi permintaan energi sehingga diperlukan tambahan energi dari PLTD sebesar 3449 MWh. Biaya operasi mulai meningkat seperti yang tunjukkan pada Gambar 4.13 dimana PLTD mulai dioperasikan di bulan july sampai desember, akibat debit air yang tidak mencukupi untuk memenuhi kebutuhan beban (PD).

Tabel 4.12 Biaya Energi tahun kering (Sumber: Hasil perhitungan)

Bulan	PD MWH	Phtot MWH	PS MWH	Cost Hydro USD	Cost PLTD USD
Jan	260.784	260.784	-	\$ 521.567,01	\$ -
Feb	235.440	231.990	3.449	\$ 463.980,86	\$ 551.885,30
Mar	260.784	260.784	0	\$ 521.567,01	\$ 0,00
Apr	252.371	252.371	0	\$ 504.742,27	\$ 0,00
May	260.784	260.784	0	\$ 521.567,01	\$ 0,00
Jun	252.371	252.371	0	\$ 504.742,27	\$ 0,00
Jul	252.148	244.925	7.223	\$ 489.849,94	\$ 1.155.644,94
Aug	259.444	216.123	43.320	\$ 432.246,59	\$ 6.931.264,62
Sep	251.073	209.116	41.957	\$ 418.232,87	\$ 6.713.129,08
Oct	258.426	182.184	76.241	\$ 364.368,91	\$ 12.198.572,58
Nov	249.648	161.585	88.062	\$ 323.170,64	\$ 14.089.958,61
Dec	258.037	169.249	88.789	\$ 338.497,73	\$ 14.206.175,79
	3.051.308	2.702.267	349.041	\$ 5.409.556,05	\$ 55.846.630,90

Pada Tabel 4.12 total biaya operasi untuk menghasilkan energi sebesar 3.051.308 MWh adalah USD \$61.251.164,01 sehingga biaya energi per MW di tahun kering adalah:

$$= \text{USD } \$61.251.164,01 / 3.051.308 \text{ MWh}$$

$$= 20,01 \text{ $/MW}$$

Energi sebesar 3.051.308 MWh dipakai untuk mencapai target produksi 80 KT Ni+Co maka estimasi dasar energi untuk per Ton Ni di tahun kering adalah

$$= 3.051.308 \text{ MWh} / 80.000 \text{ Ton Ni.}$$

$$= 38,14 \text{ MW} / \text{Ton Ni}$$

Sehingga biaya energi per Ton Ni di tahun kering adalah

$$= 38,14 \text{ MW} / \text{Ton Ni} \times 20,01 \text{ $/MW}$$

$$= 765,97 \text{ $/Ton Ni.}$$

Tahun Basah

Pengaturan energi pembangkit di tahun basah dimana debit air sangat tinggi, pada bulan januari sampai bulan desember energi semua diambil dari PLTA untuk mencukupi kebutuhan beban (PD) setiap bulannya dengan biaya operasi yang sangat rendah seperti yang tunjukkan pada Gambar 4.13

Tabel 4.13 Biaya Energi tahun basah (Sumber: Hasil perhitungan)

Bulan	PD MWH	Phtot MWH	PS MWH	Cost Hydro USD	Cost PLTD USD
Jan	260.784	260.784	-	\$ 521.567,01	\$ -
Feb	235.546	235.546	-	\$ 471.092,78	\$ -
Mar	260.784	260.784	-	\$ 521.567,01	\$ -
Apr	252.371	252.371	-	\$ 504.742,27	\$ -
May	260.784	260.784	-	\$ 521.567,01	\$ -
Jun	252.371	252.371	-	\$ 504.742,27	\$ -
Jul	252.371	252.371	-	\$ 504.742,27	\$ -
Aug	260.784	260.784	-	\$ 521.567,01	\$ -
Sep	252.371	252.371	-	\$ 504.742,27	\$ -
Oct	260.784	260.784	-	\$ 521.567,01	\$ -
Nov	252.371	252.371	-	\$ 504.742,27	\$ -
Dec	260.784	260.784	-	\$ 521.567,01	\$ -
	3.062.103	3.062.103	-	\$ 6.124.206,19	\$ -

Pada Tabel 4.13 total biaya operasi untuk menghasilkan energi sebesar 3.062.103 MWh adalah USD \$6.124.206,19 sehingga biaya energi per MW di tahun basah adalah:

$$= \text{USD } \$6.124.206,19 / 3.062.103 \text{ MWh}$$

$$= \$2 / \text{MW}$$

Energi sebesar 3.051.308 MWh dipakai untuk mencapai target produksi 80 KT Ni+Co maka estimasi dasar energi untuk per Ton Ni di tahun basah adalah:

$$= 3.062.103 \text{ MWh} / 80.000 \text{ Ton Ni}$$

$$= 38,27 \text{ MW} / \text{Ton Ni}$$

Sehingga biaya energi per Ton Ni di tahun basah adalah

$$= 38,27 \text{ MW} / \text{Ton Ni} \times \$2 / \text{MW}$$

$$= \$76,32 / \text{Ton Ni}$$

Hasil prediksi JST untuk tahun 2019

Pengaturan energi pembangkit di tahun 2019 mirip dengan pola tahun basah dimana debit air hasil prediksi JST cukup untuk mempertahankan level dan volume *reservoir* sehingga pada bulan januari sampai bulan desember, semua energi diambil dari PLTA untuk mencukupi kebutuhan beban (PD) setiap bulannya dengan biaya operasi yang sangat rendah seperti yang tunjukkan pada Gambar 4.14 Tabel 4.14 Biaya Energi tahun 2019 (Prediksi JST), ((Sumber: Hasil perhitungan)

Bulan	PD MWH	Phtot MWH	PS MWH	Cost Hydro USD	Cost PLTD USD
Jan	260.784	260.784	0	\$ 521.567	\$ -
Feb	235.546	235.546	0	\$ 471.093	\$ -
Mar	260.784	260.784	0	\$ 521.567	\$ -
Apr	252.371	252.371	0	\$ 504.742	\$ -
May	260.784	260.784	0	\$ 521.567	\$ -
Jun	252.371	252.371	0	\$ 504.742	\$ -
Jul	252.371	252.371	0	\$ 504.742	\$ -
Aug	260.784	260.784	0	\$ 521.567	\$ -
Sep	252.371	252.371	0	\$ 504.742	\$ -
Oct	260.784	260.784	0	\$ 521.567	\$ -
Nov	252.371	252.371	0	\$ 504.742	\$ -
Dec	260.784	260.784	0	\$ 521.567	\$ -
	3.062.103	3.062.103	-	\$ 6.124.206	-

Pada Tabel 4.14 total biaya operasi untuk menghasilkan energi sebesar 3.062.103 MWh adalah USD \$6.124.206,19 sehingga biaya energi per MW di tahun 2019 hasil prakiraan debit adalah:

$$= \text{USD } \$6.124.206,19 / 3.062.103 \text{ MWh}$$

$$= \$2 / \text{MW}$$

Energi sebesar 3.051.308 MWh dipakai untuk mencapai target produksi 80 KT Ni+Co maka estimasi dasar energi untuk per Ton Ni di tahun 2019 adalah :

$$= 3.062.103 \text{ MWh} / 80.000 \text{ Ton Ni}$$

$$= 38,27 \text{ MW} / \text{Ton Ni}$$

Sehingga biaya energi per Ton Ni di tahun 2019 adalah

$$= 38,27 \text{ MW} / \text{Ton Ni} \times \$2 / \text{MW}$$

$$= \$76,32 / \text{Ton Ni}$$

4.7. Analisa Jadwal Shutdown 2019

Dalam beroperasi untuk memenuhi target energi diperlukan kegiatan *maintenance* berupa *minor repair* ataupun *major repair*, untuk pekerjaan minor repair biasanya PLTA dimatikan mengikuti jadwal bulanan dari masing masing furnace dengan durasi 10 jam sedangkan untuk *major repair* biasanya memerlukan waktu yang agak lama dimana *major shutdown* 2019 memerlukan waktu 70 hari untuk mematikan 3 unit turbin Larona pada data Gambar 4.15.

Plan Schedule shutdown 2019												
	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
FCE1												
FCE2												
FCE3												
FCE4												
Hydro Canal												

Gambar 4. 15 Rencana *shutdown* 2019. (Data operasional PT. Vale)

Dari pembahasan di atas mengenai energi listrik untuk musim basah dan prediksi JST tahun 2019, diperoleh debit air di atas debit rata rata selama 38 tahun dengan probabilitas lebih kecil dari 50%, dimana pola *shutdown* pada Gambar 4.14 bisa dilakukan kapan saja sepanjang tahun antara januari - desember karena volume reservoir cenderung stabil yang di tunjukkan pada Gambar 4.11, potensi untuk meminimalkan biaya produksi tidak signifikan. Berdasarkan rangkin debit andalan Tabel 4.2 untuk major *shutdown* dimusim prediksi JST atau basah mempunyai peluang muncul (*probabilitas*) < 50 %

Tabel 4.15 Biaya Energi tahun 2019 (Prediksi JST) dengan major *shutdown*
(Sumber: Hasil perhitungan)

PD MWH	Phtot MWH	PS MWH	Cost Hydro USD	Cost PLTD USD
252,960.00	252,960.0	-	\$ 505,920.00	\$ -
192,634.92	177,274.9	15,360	\$ 385,269.84	\$ 2,457,600.00
175,003.08	146,203.1	28,800	\$ 350,006.16	\$ 4,608,000.00
192,202.79	171,082.8	21,120	\$ 384,405.57	\$ 3,379,200.00
252,960.00	252,960.0	-	\$ 505,920.00	\$ -
244,800.00	244,800.0	-	\$ 489,600.00	\$ -
244,800.00	244,800.0	-	\$ 489,600.00	\$ -
252,960.00	252,960.0	-	\$ 505,920.00	\$ -
244,800.00	244,800.0	-	\$ 489,600.00	\$ -
252,960.00	252,960.0		\$ 505,920.00	\$ -
244,800.00	244,800.0		\$ 489,600.00	\$ -
252,960.00	252,960.0		\$ 505,920.00	\$ -
2,803,841	2,738,561	65,280	\$ 5,607,681.56	\$ 10,444,800.00

Berdasarkan hasil perhitungan pada Tabel 4.15 menunjukkan biaya energy yang dibutuhkan tiap bulannya dimana bulan february sampai april selama 70 hari, dimana 3 unit PLTA Larona dilakukan major repair sehingga PLTD dijalankan untuk memenuhi kekurangan energi sebesar 65,280 MWh.

Tabel 4.16 Biaya Energi tahun normal dengan major *shutdown* (Sumber: Hasil perhitungan)

PD MWH	Phtot MWH	PS MWH	Cost Hydro USD	Cost PLTD USD
260,784	457,354	-	\$ 521,567.01	\$ -
192,635	177,275	15,360	\$ 385,269.84	\$ 2,457,600.00
175,003	146,203	28,800	\$ 350,006.16	\$ 4,608,000.00
192,203	171,083	21,120	\$ 384,405.57	\$ 3,379,200.00
260,784	456,211	-	\$ 521,567.01	\$ -
252,371	441,726	-	\$ 504,742.27	\$ -
252,371	442,313	-	\$ 504,742.27	\$ -
260,784	457,742	-	\$ 521,567.01	\$ -
252,371	443,354	-	\$ 504,742.27	\$ -
260,701	258,021	2,679	\$ 516,042.62	\$ 428,692.34
251,769	232,284	19,484	\$ 464,568.59	\$ 3,117,477.75
260,160	240,015	20,145	\$ 480,030.51	\$ 3,223,232.32
2,871,934	3,923,583	107,589	\$ 5,659,251.12	\$ 17,214,202.42

Berdasarkan hasil perhitungan pada Tabel 4.16 untuk pelaksanaan rencana *major shutdown* tahun 2019 pada musim Normal atau kering dimana debit air lebih kecil dari debit rata rata maka rencana *major shutdown* akan meningkatkan biaya operasi dimana PLTD akan dijalankan selama 70 hari di awal tahun untuk memenuhi target energi selama 3 unit pembangkit Larona tidak beroperasi karena dilakukan *major repair*, dan diakhir tahun PLTD kembali beroperasi karena level air di *reservoir* seperti yang ditunjukkan pada Gambar 4.11 dimana volume air sudah tidak mencukupi untuk memenuhi permintaan energi. PLTD akan dijalankan untuk memenuhi kekurangan energi sebesar 107,589 MWh. Berdasarkan rangkin debit andalan Tabel 4.2 untuk *major shutdown* musim normal atau kering mempunyai peluang muncul (*probabilitas*) > 50 %

Tabel 4.17 adalah simulasi tahun normal perhitungan biaya energi selama setahun jika jadwal *shutdown* mengikuti pola musim seperti pada Gambar 4.2 dimana energi PLTD dapat dikurangi dari 107,589 MWh menjadi 65,280 MWh dengan menggeser waktu *major repair* ke bulan oktober-desember, dengan keuntungan sebesar USD \$6,76 juta.

Tabel 4.17 Optimasi Biaya Energi tahun normal dengan major *shutdown* (Sumber: Hasil perhitungan)

PD MWH	Phtot MWH	PS MWH	Cost Hydro USD	Cost PLTD USD
260,784	260,784	-	\$ 521,567.01	\$ -
235,546	235,546	-	\$ 471,092.78	\$ -
260,784	260,784	-	\$ 521,567.01	\$ -
252,371	252,371	-	\$ 504,742.27	\$ -
260,784	260,784	-	\$ 521,567.01	\$ -
252,371	252,371	-	\$ 504,742.27	\$ -
252,371	252,371	-	\$ 504,742.27	\$ -
260,784	260,784	-	\$ 521,567.01	\$ -
252,371	252,371	-	\$ 504,742.27	\$ -
192,635	177,275	15,360	\$ 385,269.84	\$ 2,457,600.00
175,003	146,203	28,800	\$ 350,006.16	\$ 4,608,000.00
192,203	171,083	21,120	\$ 384,405.57	\$ 3,379,200.00
2,848,006	2,782,726	65,280	\$ 5,696,011.46	\$ 10,444,800.00

BAB V

KESIMPULAN DAN REKOMENDASI

Pada bagian ini dituliskan kesimpulan dari studi yang dilakukan terhadap optimalisasi hidro-termal dengan fluktuasi debit air sepanjang tahun.

5.1 Kesimpulan

Berdasarkan hasil studi untuk penjadwalan hidro termal dalam mendukung proses produksi 80 KT Nikel secara optimal dengan biaya produksi yang rendah dan ramak lingkungan, maka kesimpulan yang dapat diambil adalah sebagai berikut:

1. Pola debit hasil prediksi menggunakan jaringan syaraf tiruan menghasilkan debit diatas rata rata artinya musim 2019 jumlah air mencukupi untuk menjalankan PLTA dalam memenuhi kebutuhan beban sebesar 3.062,1 GWh selama setahun sehingga PLTD tidak perlu dijalankan.
2. Debit hasil Prediksi JST menghasilkan energi yang lebih besar dibanding dengan debit rata rata sehingga potensial penghematan biaya energi adalah USD \$6,76 juta dengan tidak menjalankan PLTD.
3. Fluktuasi debit berdasarkan simulasi debit andalan Q_{20} , Q_{50} , Q_{80} dan Q_{JST} menunjukkan pola yang sama yaitu debit tertinggi berada di bulan April dan Mulai dari bulan September debit air yang masuk *reservoir* mulai menurun dan dampaknya bulan oktober volume *reservoir* mulai berkurang.
4. Berdasarkan hasil Analisa biaya produksi Nikel dengan kondisi Dimusim kering yang diwakili oleh Q_{80} biaya energi per Ton Ni adalah \$765,97 /Ton Ni, di musim Normal yang di wakili oleh Q_{50} biaya energi per Ton Ni adalah \$160,08 /Ton Ni.dan dimusim basah yang di wakili oleh Q_{20} biaya energi per Ton Ni adalah \$76,32 /Ton Ni
5. Hasil Analisa perhitungan jadwal *shutdown* maka jadwal untuk merencanakan *major maintenance* unit PLTA yaitu pada saat debit rendah pada bulan oktober dan November.

5.2 Rekomendasi

Lingkup dari studi ini sangat terbatas dikarenakan beberapa sebab, salah satunya keterbatasan waktu yang berbenturan dengan aktifitas sebagai pegawai swasta.

Untuk *improvement* dari implementasi studi ini meliputi:

1. Untuk mengkalibrasi rencana energi tahunan yang disusun berdasarkan hasil perhitungan sebaiknya dilakukan meeting bulanan untuk membandingkan debit aktual dengan debit rencana dikarenakan adanya anomaly cuaca seperti (*ENSO fenomena*).
2. Hidro *plant* dan *smelter plant* sebaiknya mengikuti pola debit air untuk dilaksanakan *major shutdown maintenance* diantara October dan Desember.
3. Pemasangan pan evaporasi disetiap daerah tampungan air untuk mengukur actual evaporasi yang terjadi.
4. Pengukuran *echo sounding* terhadap *reservoir* untuk mengkalibrasi Kurva lengkung *reservoir* (Volume *reservoir*-tinggi muka air).

DAFTAR PUSTAKA

- Allen, R., Luis, S., & Dirk, R. (1990). Guide lines for Computing Crop Water Requirement. *FAO Irrigation and Drainage*, 56.
- Anonim. (2004). *Pedoman Pengoperasian Reservoir Tunggal*, Departemen Permukiman dan Prasarana Wilayah. Jakarta.
- Anonim. (2010). *Peraturan Pemerintah Republik Indonesia Nomor 37 Tentang Bendungan*. Bandung.
- Aprizal, Suharyanto, & Nugroho, H. (2003). Optimasi Reservoir Menggunakan Program Dinamik stokastik (kasus reservoir saguling jawa barat. *tesis pasca sarjana*.
- Asfaw, T. D., & Saieed, S. (2011). Optimal Short-term Cascade Reservoir Operating using Genetic Algorithm. *Asian Journal of Applied Sciences*, 297-305.
- Cherian, S. (2008). Hydro Thermal Scheduling using Particle Swarm Optimization. In Transmission and Distribution Conference and Exposition. *IEEE/PES (pp. 1-5)*.
- Harvy, I., Mohammad, B., & Soetopo, W. (2014). Studi Optimasi Pola Operasi Reservoir Sutami akibat Perubahan Iklim. *Tesis Universitas Brawijaya Malang*.
- Li, F.-F. (2015). Multi-Objective Reservoir Optimization Balancing Energi Generation and Firm Power. *Energies*.
- Marsudi, D. (2005). *Pembangkitan Energi Listrik*. ciracas jakarta: Erlangga .
- Monte, B., & Soares, S. (2009). Fuzzy Inference Systems Approach for Long Term Hydrothermal Scheduling. Power Systems Conference and Exposition. *PSCE '09*, 1-7.
- Reclamation managing water in the west. (2011). *Advanced Algorithms for Hidropower Optimization*. Technical Report S&T-2011-486.
- Seyoum, T., & Theobald, S. (2014). Modeling of Cascade Dams and Reservoirs Operation for Hidropower Energi Generation. *Department of Hydraulic Engineering & Water Resources Management*.
- SNI 6738. (2015). *Perhitungan debit andalan sungai dengan kurva durasi debit*. Indonesia: Badan Standarisasi Nasional.
- Soetopo, W. (2010). *Operasi Reservoir Tunggal*. CV. Asrori Malang.
- Tayebiyah, Aida, & Thamer Ahmad, M. (2016). Optimization of cascade hidropower system operation by genetic algorithm to maximize clean energi output. *Environmental Health Engineering and Management Journal*, 3(2), 99-106.
- Winasis, Prasetijo, H., & Angga Setia, G. (2013). Optimization of Hidro Power Plant Operation Using Linear Programming With Constraint of Water Availability. *Dinamika Rekayasa*.
- Wollenberg, B., & Wood, A. (1996). Power Generation, Operation and Control.

DAFTAR LAMPIRAN

Lampiran A Data Debit air

Tahun	Debit (m3/detik)												Rata-rata
	Jan	Feb	Mar	Apr	Mei	Jun	Jul	Ags	Sep	Okt	Nov	Des	
1980	194	149	171	184	157	148	119	40	26	39	70	118	117,86
1981	38	120	197	374	265	109	135	48	106	50	99	57	133,12
1982	148	199	330	329	243	157	49	49	27	7	0	81	134,93
1983	133	83	139	95	127	184	142	98	53	77	74	151	112,90
1984	101	256	267	251	231	222	195	189	116	66	104	153	179,12
1985	70	63	161	238	172	197	148	127	76	85	92	124	129,33
1986	74	139	130	167	248	162	169	97	18	99	115	102	126,56
1987	236	273	196	194	257	90	96	16	0	10	70	62	124,94
1988	156	55	113	168	160	86	99	94	96	136	129	99	115,78
1989	128	182	218	175	223	166	226	139	77	112	125	213	165,38
1990	241	244	138	158	179	189	114	84	45	33	31	147	133,48
1991	215	157	306	283	186	155	131	84	21	7	105	194	153,72
1992	6	87	212	161	225	122	103	125	88	51	54	129	113,47
1993	199	101	283	399	196	183	162	34	22	24	77	111	149,23
1994	104	91	276	256	194	149	90	40	3	5	20	127	112,88
1995	199	204	216	288	203	189	273	110	154	94	165	137	185,93
1996	201	270	149	181	217	185	228	99	72	231	222	74	177,34
1997	122	102	97	187	83	40	44	0	0	2	29	107	67,62
1998	73	100	115	136	169	152	145	76	52	118	138	88	113,43
1999	119	107	148										124,93
2000	138	115	153	230	85	272	171	146	45	180	234	76	153,73
2001	173	115	159	316	245	155	83	54	30	60	108	107	133,83
2002	109	143	299	227	255	180	81	18	40	0	38	95	123,84
2003	102	165	259	221	192	65	71	74	16	43	105	112	118,83
2004	226	109	157	178	160	79	75	18	27	15	38	142	101,87
2005	186	214	194	249	164	89	109	112	49	62	139	243	150,72
2006	134	122	83	196	207	158	69	57	24	27	36	183	108,02
2007	101	93	167	303	183	137	62	57	69	47	97	56	114,36
2008	47	65	92	190	184	168	96	104	141	119	230	224	138,31
2009	108	94	219	233	276	166	60	45	7	33	65	158	122,05
2010	120	162	319	305	274	156	125	180	151	178	279	124	197,61
2011	106	95	206	279	231	131	72	45	31	56	153	186	132,58
2012	222	256	175	228	211	296	148	40	46	51	77	119	155,72
2013	120	190	233	512	332	288	335	144	59	39	90	150	207,62
2014	108	84	204	217	171	283	135	55	240	12	94	159	146,93
2015	115	233	215	272	147	138	51	0	8	9	55	85	110,75
2016	119	209	310	393	200	184	141	100	85	121	170	165	183,17
2017	109	92	279	357	269	323	180	180	79	132	293	171	205,35
2018	126,3	90,25	158,5	216,3	204	175,6	201,7	151,7	47,89	0	49,82	40	121,83

Lampiran B Hasil Normalisasi Data Debit Air

Jan	Feb	Mar	Apr	Mei	Jun	Jul	Ags	Sep	Okt	Nov	Des
0,4034	0,3328	0,3675	0,3868	0,3444	0,3311	0,2858	0,1618	0,1398	0,1612	0,2088	0,2849
0,1595	0,2872	0,4071	0,6832	0,5144	0,2694	0,3102	0,1753	0,2661	0,1781	0,2541	0,1896
0,3306	0,4104	0,6159	0,6140	0,4799	0,3450	0,1768	0,1764	0,1423	0,1109	0,1000	0,2258
0,3072	0,2294	0,3166	0,2479	0,2985	0,3867	0,3223	0,2532	0,1820	0,2202	0,2159	0,3356
0,2579	0,4989	0,5164	0,4916	0,4605	0,4462	0,4046	0,3946	0,2813	0,2034	0,2624	0,3383
0,2085	0,1990	0,3512	0,4715	0,3687	0,4079	0,3305	0,2988	0,2179	0,2319	0,2435	0,2939
0,2149	0,3172	0,3027	0,3601	0,4875	0,3533	0,3636	0,2507	0,1276	0,2547	0,2791	0,2599
0,4688	0,5263	0,4060	0,4023	0,5013	0,2408	0,2494	0,1245	0,1000	0,1162	0,2085	0,1968
0,3442	0,1857	0,2757	0,3615	0,3490	0,2340	0,2547	0,2471	0,2496	0,3116	0,3010	0,2552
0,2992	0,3846	0,4410	0,3726	0,4480	0,3593	0,4535	0,3177	0,2194	0,2749	0,2953	0,4330
0,4757	0,4813	0,3155	0,3467	0,3789	0,3954	0,2780	0,2315	0,1698	0,1507	0,1481	0,3295
0,4352	0,3445	0,5784	0,5423	0,3896	0,3423	0,3042	0,2310	0,1331	0,1114	0,2646	0,4034
0,1094	0,2362	0,4302	0,3515	0,4505	0,2908	0,2610	0,2944	0,2372	0,1792	0,1842	0,3014
0,4101	0,2577	0,5422	0,7236	0,4062	0,3851	0,3531	0,1528	0,1348	0,1370	0,2204	0,2732
0,2625	0,2419	0,5306	0,5002	0,4026	0,3326	0,2410	0,1621	0,1039	0,1078	0,1308	0,2988
0,4109	0,4190	0,4368	0,5503	0,4167	0,3943	0,5264	0,2714	0,3403	0,2460	0,3581	0,3136
0,4131	0,5217	0,3333	0,3821	0,4390	0,3887	0,4563	0,2546	0,2120	0,4599	0,4469	0,2152
0,2897	0,2585	0,2510	0,3915	0,2298	0,1621	0,1689	0,1000	0,1000	0,1031	0,1454	0,2669
0,2138	0,2561	0,2802	0,3127	0,3631	0,3370	0,3261	0,2190	0,1812	0,2835	0,3159	0,2366
0,2860	0,2675	0,3317	0,1000	0,1000	0,1000	0,1000	0,1000	0,1000	0,1000	0,1000	0,1000
0,3154	0,2789	0,3392	0,4594	0,2332	0,5242	0,3666	0,3273	0,1705	0,3814	0,4651	0,2193
0,3703	0,2802	0,3485	0,5933	0,4822	0,3417	0,2301	0,1850	0,1471	0,1933	0,2683	0,2677
0,2708	0,3237	0,5676	0,4538	0,4988	0,3818	0,2260	0,1284	0,1620	0,1000	0,1589	0,2488
0,2587	0,3577	0,5042	0,4456	0,3998	0,2017	0,2107	0,2161	0,1253	0,1667	0,2647	0,2753
0,4527	0,2701	0,3448	0,3773	0,3503	0,2236	0,2164	0,1284	0,1417	0,1227	0,1587	0,3220
0,3901	0,4344	0,4023	0,4889	0,3561	0,2387	0,2694	0,2742	0,1771	0,1966	0,3167	0,4794
0,3088	0,2904	0,2295	0,4062	0,4226	0,3471	0,2078	0,1891	0,1369	0,1428	0,1562	0,3864
0,2581	0,2458	0,3610	0,5728	0,3862	0,3143	0,1975	0,1887	0,2074	0,1729	0,2507	0,1875
0,1733	0,2016	0,2434	0,3974	0,3871	0,3623	0,2493	0,2628	0,3200	0,2862	0,4591	0,4491
0,2687	0,2464	0,4425	0,4631	0,5306	0,3591	0,1943	0,1703	0,1113	0,1518	0,2020	0,3468
0,2875	0,3526	0,5981	0,5768	0,5277	0,3428	0,2956	0,3808	0,3352	0,3773	0,5351	0,2932
0,2656	0,2479	0,4222	0,5361	0,4614	0,3045	0,2118	0,1702	0,1482	0,1880	0,3384	0,3898
0,4462	0,5004	0,3739	0,4564	0,4288	0,5614	0,3304	0,1622	0,1718	0,1802	0,2203	0,2858
0,2880	0,3960	0,4635	0,9000	0,6180	0,5489	0,6224	0,3254	0,1927	0,1608	0,2404	0,3340
0,2689	0,2316	0,4181	0,4391	0,3675	0,5422	0,3110	0,1860	0,4753	0,1183	0,2473	0,3478
0,2794	0,4639	0,4363	0,5248	0,3292	0,3162	0,1789	0,1000	0,1126	0,1145	0,1865	0,2328
0,2866	0,4265	0,5835	0,7140	0,4131	0,3877	0,3199	0,2566	0,2329	0,2897	0,3647	0,3569
0,2706	0,2433	0,5360	0,6580	0,5202	0,6050	0,3809	0,3803	0,2234	0,3062	0,5569	0,3667
0,2973	0,2409	0,3475	0,4377	0,4185	0,3742	0,4149	0,3368	0,1748	0,1000	0,1778	0,1625

DATA LATIH

DATA UJI

Lampiran C Pertitungan Evapotranspirasi dan Evaporasi

Tahapan perhitungan ETo harian tanggal 14 Oktober. diketahui suhu maksimum (Tmax) 32 °C, suhu minimum (Tmin) 23.4 °C, kecepatan angin rata-rata (u_z) 5 knot = 2.57 m/s. Tentukan evapotranspirasi acuan (Eto) pada tanggal tersebut.

Diketahui :

- Garis lintang : 2° 2' 00" LS; 121° 3' 00" BT
- Tinggi muka air dari permukaan laut (z) : 319 m
- Ketinggian pengukuran angina (z) : 10 m
- Jumlah hari dalam 1 tahun : 365 hari
- Nomor hari dalam tahun (J) : 287
- T max : 33 °C
- Tmin : 23 °C
- Kecepatan angin rata-rata (u_z) : 2.4 m/s
- Koefisien albedo (α) : 0.23
- Konstanta matahari (G_{sc}) : 0.082
- λ : 2.45 kPa/°C
- c_p : 1.013×10^{-3} MJ/kg/°C
- ε : 0.622
- K_{RS} (daerah tertutup) : 0.16
- σ : 4.903×10^{-9} MJ/K⁴/m²/hari

Penyelesaian:

- Menghitung Konstanta psychrometric (γ)
- $$P = 101.3 \left(\frac{293 - 0.0065 z}{293} \right)^{5.26}$$
$$= 101.3 \left(\frac{293 - (0.0065 \times 319)}{293} \right)^{5.26} = 100.045 \text{ kPa}$$
- $$\gamma = \frac{c_p P}{\varepsilon \lambda} = \frac{1.013 \times 10^{-3} \times 100.045}{0.622 \times 2.45} = 0.0665 \text{ kPa/}^\circ\text{C}$$
- $$T_{\text{mean}} = \frac{T_{\text{max}} + T_{\text{min}}}{2}$$
$$= \frac{33 + 23}{2} = 28 \text{ }^\circ\text{C}$$

- $$u_2 = u_z \frac{4.87}{\ln(67.8z - 5.42)}$$

$$= 2.4 \frac{4.87}{\ln((67.8 \times 319) - 5.42)} = 2.45 \text{ m/s}$$
- $$e^o(T_{\max}) = 0.6108 \exp\left[\frac{17.27 \times T_{\max}}{T_{\max} + 237.3}\right]$$

$$= 0.6108 \exp\left[\frac{17.27 \times 32}{33 + 237.3}\right] = 5.03 \text{ kPa}$$
- $$e^o(T_{\min}) = 0.6108 \exp\left[\frac{17.27 \times T_{\min}}{T_{\min} + 237.3}\right]$$

$$= 0.6108 \exp\left[\frac{17.27 \times 23}{23 + 237.3}\right] = 2.81 \text{ kPa}$$
- $$e^o(T_{\text{mean}}) = 0.6108 \exp\left[\frac{17.27 \times T_{\text{mean}}}{T_{\text{mean}} + 237.3}\right]$$

$$= 0.6108 \exp\left[\frac{17.27 \times 27.5}{28 + 237.3}\right] = 3.671 \text{ kPa}$$

- $$e_s = \frac{e^o(T_{\max}) + e^o(T_{\min})}{2}$$

$$= \frac{5.03 + 2.81}{2} = 3.92 \text{ kPa}$$

- $e_a = e^o(T_{\min}) = 2.81 \text{ kPa}$

Karena data kelembaban diragukan, maka pendekatan tersebut dapat digunakan.

- $$d_r = 1 + 0.033 \cos\left(\frac{2\pi}{365}J\right)$$

$$= 1 + 0.033 \cos\left(\frac{2 \times 3.14}{365} 287\right) = 1.007$$

- $$\delta = 0.409 \sin\left(\frac{2\pi}{365}J - 1.39\right)$$

$$= 0.409 \sin\left(\frac{2 \times 3.14}{365} 290 - 1.39\right) = -0.176 \text{ rad}$$

- $$\phi = \left(\frac{\pi}{180}\right) \times \text{garis lintang (minus untuk lintang selatan)}$$

$$= \left(\frac{3.14}{180}\right) \times \left[(-2) + \left(\frac{-120}{3600}\right)\right] = -0.018 \text{ rad}$$

- $$\omega_s = \arccos[-\tan(\phi) \tan(\delta)]$$

$$= \arccos[-\tan(-0.035) \tan(-0.162)] = 1.56$$

- $$R_a = \frac{24 \times 60}{\pi} \times G_{sc} \times d_r [\omega_s \sin(\phi) \sin(\delta) + \cos(\phi) \cos(\delta) \sin(\omega_s)]$$

$$= \frac{24 \times 60}{3.14} \times 0.082 \times 1.007 \left[\begin{array}{l} 1.56 \sin(-0.035) \sin(-0.162) \\ + \cos(-0.018) \cos(-0.162) \sin(1.56) \end{array} \right]$$

$$= 36,7 \text{ MJ/m}^2/\text{hari}$$

Karena data penyinaran matahari tidak tersedia, maka R_s dihitung dengan rumus berikut:

- $R_s = K_{RS} \sqrt{(T_{\max} - T_{\min})} \times R_a$

$$= 0.16 \sqrt{(33 - 23)} \times 36,7 = 18.568 \text{ MJ/m}^2/\text{hari}$$
- $R_{ns} = (1-\alpha) R_s = (1-0.23) 18.568 = 14.297 \text{ MJ/m}^2/\text{hari}$
- $R_{so} = (0.75 + (2 \times 10^{-5})z) R_a$

$$= (0.75 + (2 \times 10^{-5})319) 36.7 = 27.759 \text{ MJ/m}^2/\text{hari}$$
- $R_{nl} = \sigma \left[\frac{T_{\max} K^4 + T_{\min} K^4}{2} \right] (0.34 - 0.14 \sqrt{e_a}) \left(1.35 \frac{R_s}{R_{so}} - 0.35 \right)$

$$= 4.903 \times 10^{-9} \left[\frac{(33 + 273.16)^4 + (23 + 273.16)^4}{2} \right] \times \left(1.35 \frac{17.964}{28.796} - 0.35 \right)$$

$$= 2.029 \text{ MJ/m}^2/\text{hari}$$
- $R_n = R_{ns} - R_{nl} = 13.564 - 2.029 = 11.803 \text{ MJ/m}^2/\text{hari}$
- $\Delta = \frac{4098 \times e^o(T_{\text{mean}})}{(T_{\text{mean}} + 237.3)^2} = \frac{4098 \times 3.714}{(28 + 237.3)^2} = 0.217 \text{ kPa}$
- $ET_o = \frac{0.408\Delta(R_n - G) + \gamma \frac{900}{T_{\text{mean}} + 273} u_2 (e_s - e_a)}{\Delta + \gamma (1 + 0.34 u_2)}$

$$= \frac{0.408 \times 0.217 (11.803 - 0) + 0.0665 \frac{900}{28 + 273} 1.92 (3.816 - 2.878)}{0.217 + 0.0665 (1 + (0.34 \times 1.92))}$$

$$ET_o = 5,4 \text{ mm/hari}$$

Perhitungan laju Evaporasi dengan memakai pendekatan rumus Herbeck

$$E = 1.1 \times Eto$$

$$E = 1,1 \times 5,4 \text{ mm/hari}$$

$$= 5,97 \text{ mm/hari.}$$

Lampiran D Tabel Hasil Perhitungan Evapotranspirasi dan Evaporasi

PENYAMAN-MONTEITH CALCULATIONS		LAMPIRAN D											
Data :	Station name :	Larona Dam Site											
	Latitude :	2,73	3,22	0,06	rad								
	Altitude :	319	m										
Parameters :	Short Wave Rad	a =	0,25	b =	0,50	alpha =							
	Albedo	alpha =	0,23										
	Long Wave Rad.	a =	0,90	b =	0,10								
		alpha =	0,34	beta =	-0,139								
	Instrument height	Wind temp	Crop height	AeroT Cff									
	Aer Dyn Resistanra * U =	206	200	190	12	900							
	Grass Alfa	70	86	12									
	Canopy resistan	rc =											
		JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC
Tmax	32,0	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0
Tmin	23,0	22,0	22,0	23,4	23,4	23,4	23,4	23,4	23,4	23,4	23,0	23,0	23,0
RHmean	81	77	72	74	69	65	59	61	70	77	81	82	
RHmin	60	53	50	54	50	47	43	44	51	55	58	59	
Wnd (km/d)	190,1	198,7	155,5	121,0	216,0	293,8	332,6	345,6	302,4	207,4	121,0	138,2	
Sunhours	9,00	9,00	9,00	9,00	8,40	9,00	10,60	9,70	9,80	9,00	9,00	9,00	
ET fao	4,89	5,38	5,46	5,17	5,47	6,05	6,94	6,92	6,34	5,43	4,83	4,73	
Avg Temp	27,50	27,50	27,50	28,20	28,20	28,20	28,20	28,20	28,20	28,00	28,00	28,00	
n/N	76%	76%	75%	75%	69%	74%	87%	80%	82%	75%	76%	76%	
Wnd (m/s)	2,20	2,30	1,80	1,40	2,50	3,40	3,85	4,00	3,50	2,40	1,40	1,60	
Ea (Tmax)	4,75	5,03	5,03	5,03	5,03	5,03	5,03	5,03	5,03	5,03	5,03	5,03	
Ea (Tmin)	2,81	2,64	2,64	2,88	2,88	2,88	2,88	2,88	2,88	2,81	2,81	2,81	
Ea (Tx) - Ea (Tn)	3,78	3,84	3,84	3,95	3,95	3,95	3,95	3,95	3,95	3,92	3,92	3,92	
Edew	2,86	2,67	2,50	2,71	2,53	2,38	2,16	2,23	2,56	2,78	2,92	2,96	
RH (max-min)	81%	77%	72%	74%	69%	65%	59%	61%	70%	77%	81%	82%	
Diff (ETx-ETn)	0,22	0,22	0,22	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	
P-atm	97,6	97,6	97,6	97,6	97,6	97,6	97,6	97,6	97,6	97,6	97,6	97,6	
lambda	2,44	2,44	2,44	2,43	2,43	2,43	2,43	2,43	2,43	2,43	2,43	2,43	
gamma	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	
rc	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	
ra	94	90	115	147	82	61	54	52	59	86	147	129	
gamma*	0,11	0,12	0,10	0,10	0,12	0,14	0,15	0,15	0,14	0,12	0,10	0,10	
dl/dl+grnf	0,66	0,66	0,68	0,70	0,65	0,62	0,60	0,60	0,62	0,66	0,70	0,69	
grn/dl+grnf	0,20	0,19	0,20	0,20	0,19	0,18	0,17	0,17	0,18	0,19	0,20	0,20	
Aeroter m	1,19	1,56	1,45	1,05	2,00	2,84	3,57	3,52	2,57	1,56	0,85	0,92	
Month	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
dayno	15	46	76	107	137	168	198	229	259	290	320	351	
sol decl in	-0,370	-0,230	-0,033	0,179	0,334	0,408	0,372	0,233	0,036	-0,176	-0,336	-0,408	
xx	-0,020	-0,013	-0,002	0,010	0,018	0,022	0,020	0,013	0,002	-0,010	-0,018	-0,022	
yy	0,931	0,972	0,998	0,983	0,943	0,917	0,930	0,972	0,998	0,983	0,943	0,916	
omega	1,55	1,56	1,57	1,58	1,59	1,60	1,59	1,58	1,57	1,56	1,55	1,55	
dr	1,03	1,02	1,01	0,99	0,98	0,97	0,97	0,98	0,99	1,01	1,02	1,03	
Ra	34,87	36,61	37,72	37,19	35,69	34,63	35,03	36,43	37,31	36,70	35,16	34,20	
N	11,83	11,90	11,99	12,08	12,15	12,19	12,17	12,10	12,02	11,92	11,85	11,81	
Rns	16,9	17,7	18,2	17,8	16,4	16,5	18,5	18,3	18,9	17,7	17,0	16,6	
f (n/N)	0,78	0,78	0,78	0,77	0,72	0,76	0,88	0,82	0,83	0,78	0,78	0,79	
si gna(Tx_Tn)	40,09	40,12	40,12	40,48	40,48	40,48	40,48	40,48	40,48	40,37	40,37	40,37	
emissi vity	0,10	0,11	0,12	0,11	0,12	0,13	0,14	0,13	0,12	0,11	0,10	0,10	
Rbo	4,20	4,52	4,82	4,49	4,81	5,07	5,48	5,34	4,74	4,37	4,13	4,07	
Rnl (LWR)	3,30	3,54	3,75	3,47	3,48	3,89	4,86	4,40	3,97	3,41	3,24	3,20	
Rn (Rns-Rnl)	13,62	14,17	14,42	14,36	12,89	12,63	13,63	13,86	14,93	14,32	13,81	13,41	
G	-0,07	0,00	0,00	0,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,03	0,00	0,00	
Rn-G	13,69	14,17	14,42	14,26	12,89	12,63	13,63	13,86	14,93	14,35	13,81	13,41	
Rad Term	3,68	3,82	4,02	4,15	3,47	3,21	3,38	3,40	3,78	3,86	3,98	3,81	
Rad Term(-G)	3,70	3,82	4,02	4,12	3,47	3,21	3,38	3,40	3,78	3,87	3,98	3,81	
ETcomb	4,87	5,38	5,46	5,20	5,47	6,05	6,94	6,92	6,34	5,42	4,83	4,73	
ETO (-G)	4,89	5,38	5,46	5,17	5,47	6,05	6,94	6,92	6,34	5,43	4,83	4,73	
Var	-0,4%	0,0%	0,0%	0,5%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-0,1%	0,0%	0,0%	
E = 1.1 Eto	5,38	5,91	6,01	5,69	6,01	6,65	7,64	7,62	6,98	5,97	5,31	5,21	

Lampiran E Perhitungan Energi Tahun Normal

DEBIT TAHUN NORMAL (Q50)		JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC
		hari	31	28	31	30	31	30	31	30	31	30	31
PLTA Larona													
Tinggi Muka Air	m	318,00	317,85	318,17	318,56	318,89	318,98	318,92	318,67	318,22	317,80	317,56	317,54
Volume Waduk	MCM	1127,28	1042,01	1226,46	1449,91	1639,80	1692,74	1659,40	1513,20	1256,40	1014,95	878,73	864,40
Luas Genangan	km ²	2476,60	2476,60	2476,60	2476,60	2476,60	2476,60	2476,60	2476,60	2476,60	2476,60	2476,60	2476,60
INFLOW :													
Debit Inflow Rata-Rata Q80	m ³ /s	120,95	120,93	196,35	229,20	201,65	160,22	122,14	80,05	46,93	50,35	95,44	123,97
Volume Inflow Bulanan	MCM	330,68	299,28	532,62	600,81	546,81	422,01	323,32	221,13	128,36	141,58	254,10	338,76
OUTFLOW (debit melalui pembangkit) : Keterangan: diasumsikan seluruh air yang keluar dari waduk melalui pembangkit, atau dengan kata lain tidak ada yang tertampung (melalui spillway)													
Debit Outflow Rata-Rata	m ³ /s	137,093702	136,778554	134,91498	133,746	133,84179	134,38792	135,88399	137,65122	138,72046	138,17362	127,91163	126,82995
Volume Outflow Bulanan	MCM	367,19	330,89	361,36	346,67	358,48	348,33	352,21	368,69	359,56	370,08	331,55	339,70
ENERGY :													
Kar. Elevasi TailRace (tetap)	m	166,00											
Effective Head Bulanan Rata-Rata	m	151,93	152,01	152,37	152,72	152,93	152,95	152,80	152,45	152,01	151,68	151,55	150,78
Kar. Efisiensi Turbin (tetap)	%	90,00											
Efisiensi Turbin Tip Bulan	%	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00
Efisiensi Generator pada Tip Bulan	%	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00
Energi Tip Bulan (e.p.g.H.Q)	MWH	120.670,5	108.804,0	119.097,5	114.525,4	118.589,4	115.244,9	116.410,2	121.577,3	118.232,7	121.427,8	108.688,7	110.794,4
Energi minimum (constraint)													
mean (μ)		116171,90											
standar deviasi (σ)		4656,96											
Total Energi dalam 1 tahun	MW		1.394.062,7										
Firm Energi Tip Bulan (minimum)	MW	110.203,8	110.203,8	110.203,8	110.203,8	110.203,8	110.203,8	110.203,8	110.203,8	110.203,8	110.203,8	110.203,8	110.203,8
Total Firm Energi dalam 1 tahun	MW	1322445,09											
Auxiliary Energi Tip Bulan	MW	10466,78	-1399,72	8893,78	4321,60	8385,60	5041,11	6206,42	11373,56	8028,90	11224,08	-1515,08	590,63
UPPER RULE CURVE dan LOWER RULE CURVE :													
Upper Rule Curve	m	319,60	319,60	319,60	319,60	319,60	319,60	319,60	319,60	319,60	319,60	319,60	319,60
Volume Maximum	MCM	2057,45	2057,45	2057,45	2057,45	2057,45	2057,45	2057,45	2057,45	2057,45	2057,45	2057,45	2057,45
Lower Rule Curve	m	316,70	316,70	316,70	316,70	316,70	316,70	316,70	316,70	316,70	316,70	316,70	316,70
Volume Minimum	MCM	390,83	390,83	390,83	390,83	390,83	390,83	390,83	390,83	390,83	390,83	390,83	390,83
BATASAN OUTFLOW :													
Canal Flow (dalam 1 bulan)	m ³ /s	140,00	140,00	140,00	140,00	140,00	140,00	140,00	140,00	120,00	120,00	120,00	120,00
Outflow minimum (dalam 1 bulan)	MCM	374,98	338,69	374,98	362,88	374,98	362,88	374,98	311,04	311,04	311,04	311,04	311,04
max energy													118800,00
PLTA Balambano													
Tinggi Muka Air	m	165,63	165,63	165,63	165,63	165,63	165,63	165,63	165,63	165,63	165,63	165,63	165,63
Luas Genangan	km ²	242,40	242,40	242,40	242,40	242,40	242,40	242,40	242,40	242,40	242,40	242,40	242,40
Tambahan flow average dari sungai	MCM	13,39	12,10	13,39	12,96	13,39	12,96	12,96	13,39	12,96	13,39	12,96	13,39
INFLOW : OUTFLOW LARONA+ INCREM	m ³ /s	150,59	150,82	152,28	153,10	152,83	152,30	151,00	149,62	148,98	146,81	137,27	138,89
	MCM	403,35	364,86	407,88	396,83	409,34	394,76	391,40	400,75	386,16	393,23	355,81	372,00
OUTFLOW (debit melalui pembangkit) : Keterangan: diasumsikan seluruh air yang keluar dari waduk melalui pembangkit, atau dengan kata lain tidak ada yang tertampung (melalui spillway)													
Debit Outflow Rata-Rata	m ³ /s	150,59	150,82	152,28	153,10	152,83	152,30	151,00	149,62	148,98	146,81	137,27	138,89
Volume Outflow Bulanan	MCM	400,93	362,44	405,46	394,40	406,92	392,33	388,98	398,32	383,73	390,80	353,38	370,79
ENERGY :													
Kar. Elevasi TailRace (tetap)	m	78,64											
Effective Head Bulanan Rata-Rata	m	86,99	86,99	86,99	86,99	86,99	86,99	86,99	86,99	86,99	86,99	86,99	86,99
Kar. Efisiensi Turbin (tetap)	%	90,00											
Efisiensi Turbin Tip Bulan	%	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00
Efisiensi Generator pada Tip Bulan	%	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00
Energi Tip Bulan (e.p.g.H.Q)	MwH	75.897,80	68.654,95	76.749,61	74.669,30	77.024,62	74.279,29	73.647,93	75.405,70	72.660,47	73.990,18	66.949,36	69.996,33
Energi minimum (constraint)	MwH												
mean (μ)		73327,13											
standar deviasi (σ)		3213,72											
Total Energi dalam 1 tahun	MwH		879.925,54										
Firm Energi Tip Bulan (minimum)	MwH	69208,58	69208,58	69208,58	69208,58	69208,58	69208,58	69208,58	69208,58	69208,58	69208,58	69208,58	69208,58
Total Firm Energi dalam 1 tahun	MwH	830.502,97											
UPPER RULE CURVE dan LOWER RULE CURVE :													
Upper Rule Curve	m	166,00	166,00	166,00	166,00	166,00	166,00	166,00	166,00	166,00	166,00	166,00	166,00
Volume Maximum	MCM	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
Lower Rule Curve	m	164,00	164,00	164,00	164,00	164,00	164,00	164,00	164,00	164,00	164,00	164,00	164,00
Volume Minimum	MCM	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
BATASAN OUTFLOW :													
Outflow maximum (dalam 1 bulan)	MCM	535,68	483,84	535,68	518,40	535,68	518,40	518,40	535,68	518,40	535,68	518,40	535,68
Outflow Max (dalam 1 bulan)	m ³ /s	200,00	200,00	200,00	200,00	200,00	200,00	200,00	200,00	200,00	200,00	200,00	200,00
PLTA Karebbe													
Tinggi Muka Air	m	78,00	78,00	78,00	78,00	78,00	78,00	78,00	78,00	78,00	78,00	78,00	78,00
Volume Waduk	MCM	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17
Keilling Genangan	km	176,41	176,41	176,41	176,41	176,41	176,41	176,41	176,41	176,41	176,41	176,41	176,41
INFLOW Karebe = OUTFLOW Balambano+1													
	m ³ /s	150,59	150,82	152,28	153,10	152,83	152,30	151,00	149,62	148,98	146,81	137,27	138,89
	MCM	400,93	362,44	405,46	394,40	406,92	392,33	388,98	398,32	383,73	390,80	353,38	370,79
OUTFLOW (debit melalui pembangkit) : Keterangan: diasumsikan seluruh air yang keluar dari waduk melalui pembangkit, atau dengan kata lain tidak ada yang tertampung (melalui spillway)													
Debit Outflow Rata-Rata	m ³ /s	150,59	150,82	152,28	153,10	152,83	152,30	151,00	149,62	148,98	146,81	137,27	138,89
ENERGY :													
Kar. Elevasi TailRace (tetap)	m	4,40											
Kar. Elevasi TailRace Tip Bulan	m	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40
Effective Head Bulanan Rata-Rata	m	73,60	73,60	73,60	73,60	73,60	73,60	73,60	73,60	73,60	73,60	73,60	73,60
Kar. Efisiensi Turbin (tetap)	%	90,00											
Efisiensi Turbin Tip Bulan	%	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00
Efisiensi Generator pada Tip Bulan	%	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00
Energi Tip Bulan (e.p.g.H.Q)	MwH	64.215,17	58.087,40	64.936,36	63.176,48	65.169,53	62.846,98	62.313,02	63.800,49	61.478,00	62.603,30	56.646,25	59.224,54
Energi minimum (constraint)	MwH												
mean (μ)		62041,46											
standar deviasi (σ)		2718,73											
Total Energi dalam 1 tahun	MwH		744.497,52										
Firm Energi Tip Bulan (minimum)	MwH	58.557,27	58.557,27	58.557,27	58.557,27	58.557,27	58.557,27	58.557,27	58.557,27	58.557,27	58.557,27	58.557,27	58.557,27
Total Firm Energi dalam 1 tahun	MwH	702.687,24											
UPPER RULE CURVE dan LOWER RULE CURVE :													
Upper Rule Curve	m	80,00	80,00	80,00	80,00	80,00	80,00	80,00	80,00	80,00	80,00	80,00	80,00
Volume Maximum	MCM	2,41	2,41	2,41	2,41	2,41	2,41	2,41	2,41	2,41	2,41	2,41	2,41
Lower Rule Curve	m	76,00	316,70	316,70	316,70	316,70	316,70	316,70	316,70	316,70	316,70	316,70	316,70
Volume Minimum	MCM	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
BATASAN OUTFLOW :													
Outflow maximum (dalam 1 bulan)	MCM	602,64	541,90	599,96	580,61	599,96	580,61	580,61	599,96	580,61	599,96	580,61	599,96
Outflow max (dalam 1 bulan)	m ³ /s	225,00	224,00	224,00	224,00	224,00	224,00	224,00	224,00	224,00	224,00	224,00	224,00
PH tot =PHL + PHB +PHK	MwH	260,784	235										

Lampiran F Perhitungan Energi Tahun Kering

DEBIT TAHUN KERING (Q80)		JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	
		hari	31	28	31	30	31	30	31	30	31	30	31	
PLTA Laronga														
Tinggi Muka Air	m		318,00	317,72	317,78	317,93	318,07	317,97	317,66	317,23	316,77	316,28	316,04	316,04
Volume Waduk	MCM		1127,28	968,99	1002,96	1087,75	1168,53	1107,97	935,78	689,06	432,75	157,91	23,57	21,62
Luas Genangan	km ²		2476,60	2476,60	2476,60	2476,60	2476,60	2476,60	2476,60	2476,60	2476,60	2476,60	2476,60	2476,60
INFLOW :														
Debit Inflow Rata-Rata Q80	m ³ /s		101,21	90,77	138,56	177,01	163,28	119,46	71,45	39,76	20,50	10,17	47,40	84,17
Volume Inflow Bulanan	MCM		277,81	276,31	377,84	465,54	444,06	316,36	191,92	113,21	59,86	33,96	129,59	232,15
OUTFLOW (debit melalui pembangkit) : <i>Keterangan: diasumsikan seluruh air yang keluar dari waduk melalui pembangkit, atau dengan kata lain tidak ada yang terlimpas (melalui spillway)</i>														
Debit Outflow Rata-Rata	m ³ /s		137,121763	134,716404	135,13508	134,056	134,23303	134,87581	132,21481	113,55036	114,58592	96,727813	87,94071	87,813272
Volume Outflow Bulanan	MCM		367,27	325,91	361,95	347,47	359,53	349,60	342,70	304,13	297,01	259,08	227,94	235,20
ENERGY :														
Kar. Elevasi TailRace (tetap)	m		166,00											
Effective Head Bulanan Rata-Rata	m		151,86	151,75	151,86	152,00	152,02	151,82	151,45	151,00	150,53	150,16	150,04	150,03
Kar. Efisiensi Turbin (tetap)	%		90,00											
Efisiensi Turbin Tiap Bulan	%		90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00
Efisiensi Generator pada Tiap Bulan	%		98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00
Energi Tiap Bulan (e.p.g.H.Q)	MWH		120.644,4	106.981,0	118.892,8	114.247,1	118.225,4	114.805,6	112.267,7	99.340,3	96.708,1	84.151,6	73.978,4	76.328,5
Energi minimum (constraint)														
mean (μ)			103047,57											
standar deviasi (σ)			16855,43											
Total Energi dalam 1 tahun	MW													
Firm Energi Tiap Bulan (minimum)	MW		81.446,5	81.446,5	81.446,5	81.446,5	81.446,5	81.446,5	81.446,5	81.446,5	81.446,5	81.446,5	81.446,5	81.446,5
Total Firm Energi dalam 1 tahun	MW		977357,55											
Auxiliary Energi Tiap Bulan	MW		39197,96	25534,57	37446,30	32800,59	36778,90	33359,11	30821,20	17893,85	15261,67	2705,16	-7468,04	-5118,01
UPPER RULE CURVE dan LOWER RULE CURVE :														
Upper Rule Curve	m		319,60	319,60	319,60	319,60	319,60	319,60	319,60	319,60	319,60	319,60	319,60	319,60
Volume Maximum	MCM		2057,45	2057,45	2057,45	2057,45	2057,45	2057,45	2057,45	2057,45	2057,45	2057,45	2057,45	2057,45
Lower Rule Curve	m		316,70	316,70	316,70	316,70	316,70	316,70	316,70	316,70	316,70	316,70	316,70	316,70
Volume Minimum	MCM		390,83	390,83	390,83	390,83	390,83	390,83	390,83	390,83	390,83	390,83	390,83	390,83
BATASAN OUTFLOW :														
Canal Flow (dalam 1 bulan)	m ³ /s		140,00	140,00	140,00	140,00	140,00	140,00	140,00	140,00	120,00	120,00	120,00	120,00
Outflow minimum (dalam 1 bulan)	MCM		374,98	338,69	374,98	362,88	374,98	362,88	362,88	374,98	311,04	321,41	311,04	321,41
PLTA Balambano														
Tinggi Muka Air	m		165,63	165,63	165,63	165,63	165,63	165,63	165,63	165,63	165,63	165,63	165,63	165,63
Luas Genangan	km ²		242,40	242,40	242,40	242,40	242,40	242,40	242,40	242,40	242,40	242,40	242,40	242,40
Tambahan flow average dari sungai	MCM		13,39	12,10	13,39	12,96	13,39	12,96	13,39	12,96	13,39	12,96	13,39	13,39
INFLOW : OUTFLOW LARONA + INCREM	m ³ /s		150,62	148,76	152,51	153,41	153,22	152,79	147,33	125,52	124,85	105,37	97,30	99,87
Volume Maximum	MCM		403,43	359,87	408,47	397,63	410,39	396,02	381,89	336,19	323,60	282,22	252,20	267,50
OUTFLOW (debit melalui pembangkit) : <i>Keterangan: diasumsikan seluruh air yang keluar dari waduk melalui pembangkit, atau dengan kata lain tidak ada yang terlimpas (melalui spillway)</i>														
Debit Outflow Rata-Rata	m ³ /s		150,62	148,76	152,51	153,41	153,22	152,79	147,33	125,52	124,85	105,37	97,30	99,87
Volume Outflow Bulanan	MCM		403,43	359,87	408,47	397,63	410,39	396,02	381,89	336,19	323,60	282,22	252,20	267,50
ENERGY :														
Kar. Elevasi TailRace (tetap)	m		78,64											
Kar. Elevasi TailRace Tiap Bulan	m		78,64	78,64	78,64	78,64	78,64	78,64	78,64	78,64	78,64	78,64	78,64	78,64
Effective Head Bulanan Rata-Rata	m		86,99	86,99	86,99	86,99	86,99	86,99	86,99	86,99	86,99	86,99	86,99	86,99
Kar. Efisiensi Turbin (tetap)	%		90,00											
Efisiensi Turbin Tiap Bulan	%		90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00
Efisiensi Generator pada Tiap Bulan	%		98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00
Energi Tiap Bulan (e.p.g.H.Q)	MwH		75.911,94	67.716,23	76.860,54	74.820,05	77.221,79	74.517,25	71.858,40	63.259,41	60.889,62	53.102,59	47.454,97	50.333,11
Energi minimum (constraint)	MwH													
mean (μ)			66162,16											
standar deviasi (σ)			10949,28											
Total Energi dalam 1 tahun	MwH													
Firm Energi Tiap Bulan (minimum)	MwH		52130,09	52130,09	52130,09	52130,09	52130,09	52130,09	52130,09	52130,09	52130,09	52130,09	52130,09	52130,09
Total Firm Energi dalam 1 tahun	MwH		625.561,10											
UPPER RULE CURVE dan LOWER RULE CURVE :														
Upper Rule Curve	m		166,00	166,00	166,00	166,00	166,00	166,00	166,00	166,00	166,00	166,00	166,00	166,00
Volume Maximum	MCM		2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
Lower Rule Curve	m		164,00	164,00	164,00	164,00	164,00	164,00	164,00	164,00	164,00	164,00	164,00	164,00
Volume Minimum	MCM		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
BATASAN OUTFLOW :														
Outflow maximum (dalam 1 bulan)	MCM		535,68	483,84	535,68	518,40	535,68	518,40	518,40	535,68	518,40	535,68	518,40	535,68
Outflow Max (dalam 1 bulan)	m ³ /s		200,00	200,00	200,00	200,00	200,00	200,00	200,00	200,00	200,00	200,00	200,00	200,00
PLTA Karebbe														
Tinggi Muka Air	m		78,00	78,00	78,00	78,00	78,00	78,00	78,00	78,00	78,00	78,00	78,00	78,00
Volume Waduk	MCM		1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17
Keliling Genangan	km		176,41	176,41	176,41	176,41	176,41	176,41	176,41	176,41	176,41	176,41	176,41	176,41
INFLOW Karebe = OUTFLOW Balambano +	m ³ /s		150,62	148,76	152,51	153,41	153,22	152,79	147,33	125,52	124,85	105,37	97,30	99,87
Volume Maximum	MCM		403,43	359,87	408,47	397,63	410,39	396,02	381,89	336,19	323,60	282,22	252,20	267,50
OUTFLOW (debit melalui pembangkit) : <i>Keterangan: diasumsikan seluruh air yang keluar dari waduk melalui pembangkit, atau dengan kata lain tidak ada yang terlimpas (melalui spillway)</i>														
Debit Outflow Rata-Rata	m ³ /s		150,62	148,76	152,51	153,41	153,22	152,79	147,33	125,52	124,85	105,37	97,30	99,87
ENERGY :														
Kar. Elevasi TailRace (tetap)	m		4,40											
Kar. Elevasi TailRace Tiap Bulan	m		4,40	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40
Effective Head Bulanan Rata-Rata	m		73,60	73,60	73,60	73,60	73,60	73,60	73,60	73,60	73,60	73,60	73,60	73,60
Kar. Efisiensi Turbin (tetap)	%		90,00											
Efisiensi Turbin Tiap Bulan	%		90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00
Efisiensi Generator pada Tiap Bulan	%		98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00
Energi Tiap Bulan (e.p.g.H.Q)	MwH		64.227,14	57.293,17	65.030,21	63.304,03	65.336,35	63.048,31	60.798,91	53.523,57	51.518,69	44.930,25	40.151,93	42.587,30
Energi minimum (constraint)	MwH													
mean (μ)			55979,15											
standar deviasi (σ)			9263,51											
Total Energi dalam 1 tahun	MwH													
Firm Energi Tiap Bulan (minimum)	MwH		44.107,49	44.107,49	44.107,49	44.107,49	44.107,49	44.107,49	44.107,49	44.107,49	44.107,49	44.107,49	44.107,49	44.107,49
Total Firm Energi dalam 1 tahun	MwH		529.289,91											
UPPER RULE CURVE dan LOWER RULE CURVE :														
Upper Rule Curve	m		80,00	80,00	80,00	80,00	80,00	80,00	80,00	80,00	80,00	80,00	80,00	80,00
Volume Maximum	MCM		2,41	2,41	2,41	2,41	2,41	2,41	2,41	2,41	2,41	2,41	2,41	2,41
Lower Rule Curve	m		76,00	316,70	316,70	316,70	316,70	316,70	316,70	316,70	316,70	316,70	316,70	316,70
Volume Minimum	MCM		0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
BATASAN OUTFLOW :														
Outflow maximum (dalam 1 bulan)	MCM		602,64											

Lampiran G Perhitungan Energi Tahun Basah

DEBIT TAHUN KERING (Q20)	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	
	<i>hari</i>	31	28	31	30	31	30	30	31	30	31	30	
PLTA Larma													
Tinggi Muka Air	<i>m</i>	318,00	318,23	318,93	319,68	320,26	320,54	320,77	320,82	320,65	320,62	320,72	320,92
Volume Waduk	<i>MCM</i>	1127,28	1258,92	1664,31	2106,61	2451,01	2615,67	2752,95	2784,11	2680,14	2662,39	2723,05	2843,24
Luas Genangan	<i>km2</i>	2476,60	2476,60	2476,60	2476,60	2476,60	2476,60	2476,60	2476,60	2476,60	2476,60	2476,60	2476,60
INFLOW :													
Debit Inflow Rata-Rata Q20	<i>m3/s</i>	198,70	210,13	276,49	307,46	249,64	190,80	172,58	129,72	89,48	117,86	155,20	165,78
Volume Inflow Bulanan	<i>MCM</i>	538,92	515,07	747,27	803,65	675,36	501,27	454,04	354,16	238,65	322,39	408,99	450,73
OUTFLOW (debit melalui pembangkit) : <i>Keterangan: diasumsikan seluruh air yang keluar dari waduk melalui pembangkit, atau dengan kata lain tidak ada yang tertampung (melalui spillway)</i>													
Debit Outflow Rata-Rata	<i>m3/s</i>	137,010786	136,530695	134,51084	133,215	133,21725	133,66095	135,02225	136,65261	137,56785	138,37761	137,94516	137,59575
Volume Outflow Bulanan	<i>MCM</i>	366,97	330,30	360,27	345,29	356,81	346,45	349,98	366,01	356,58	370,63	357,55	368,54
ENERGY :													
Kar. Elevasi TailRace (tetap)	<i>m</i>	166,00											
Effective Head Bulanan Rata-Rata	<i>m</i>	152,11	152,58	153,31	153,97	154,40	154,66	154,80	154,73	154,63	154,67	154,82	152,47
Kar. Efisiensi Turbin (tetap)	<i>%</i>	90,00											
Efisiensi Turbin Tiap Bulan	<i>%</i>	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00
Efisiensi Generator pada Tiap Bulan	<i>%</i>	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00
Energi Tiap Bulan (e.p.g.H.Q)	<i>MWH</i>	120.747,7	109.012,3	119.473,6	115.004,1	119.170,4	115.899,4	117.186,1	122.506,4	119.270,4	124.000,2	119.741,6	121.546,3
Energi minimum (constraint)	<i>MWH</i>												
mean (μ)		118629,89											
standar deviasi (σ)		3985,12											
Total Energi dalam 1 tahun	<i>MW</i>		1.423.558,6										
Firm Energi Tiap Bulan (minimum)	<i>MW</i>	113.522,8	113.522,8	113.522,8	113.522,8	113.522,8	113.522,8	113.522,8	113.522,8	113.522,8	113.522,8	113.522,8	113.522,8
Total Firm Energi dalam 1 tahun	<i>MW</i>	1362273,06											
Auxiliary Energi Tiap Bulan	<i>MW</i>	7224,92	-4510,42	5950,80	1481,37	5647,68	2376,66	3663,31	8983,66	5747,69	10477,49	6218,85	8023,56
UPPER RULE CURVE dan LOWER RULE CURVE :													
Upper Rule Curve	<i>m</i>	319,60	319,60	319,60	319,60	319,60	319,60	319,60	319,60	319,60	319,60	319,60	319,60
Volume Maximum	<i>MCM</i>	2057,45	2057,45	2057,45	2057,45	2057,45	2057,45	2057,45	2057,45	2057,45	2057,45	2057,45	2057,45
Lower Rule Curve	<i>m</i>	316,70	316,70	316,70	316,70	316,70	316,70	316,70	316,70	316,70	316,70	316,70	316,70
Volume Minimum	<i>MCM</i>	390,83	390,83	390,83	390,83	390,83	390,83	390,83	390,83	390,83	390,83	390,83	390,83
BATASAN OUTFLOW :													
Canal Flow (dalam 1 bulan)	<i>m3/s</i>	140,00	140,00	140,00	140,00	140,00	140,00	140,00	140,00	120,00	120,00	120,00	120,00
Outflow minimum (dalam 1 bulan)	<i>MCM</i>	374,98	338,69	374,98	362,88	374,98	362,88	374,98	311,04	311,04	321,41	311,04	321,41
PLTA Balambano													
Tinggi Muka Air	<i>m</i>	165,63	165,63	165,63	165,63	165,63	165,63	165,63	165,63	165,63	165,63	165,63	165,63
Luas Genangan	<i>km2</i>	242,40	242,40	242,40	242,40	242,40	242,40	242,40	242,40	242,40	242,40	242,40	242,40
Tambahan flow average dari sungai	<i>MCM</i>	13,39	12,10	13,39	12,96	13,39	12,96	12,96	13,39	12,96	13,39	12,96	13,39
INFLOW : OUTFLOW LARONA+ INCREM	<i>m3/s</i>	165,59	165,59	165,59	165,59	165,59	165,59	165,59	165,59	165,59	165,59	165,59	165,59
	<i>MCM</i>	443,52	400,59	443,51	429,21	443,51	429,21	429,20	443,51	429,20	443,51	429,20	443,51
OUTFLOW (debit melalui pembangkit) : <i>Keterangan: diasumsikan seluruh air yang keluar dari waduk melalui pembangkit, atau dengan kata lain tidak ada yang tertampung (melalui spillway)</i>													
Debit Outflow Rata-Rata	<i>m3/s</i>	150,51	150,57	151,88	152,56	152,21	151,57	150,14	148,62	147,83	147,02	147,31	149,66
Volume Outflow Bulanan	<i>MCM</i>	443,52	400,59	443,51	429,21	443,51	429,21	429,20	443,51	429,20	443,51	429,20	443,51
ENERGY :													
Kar. Elevasi TailRace (tetap)	<i>m</i>	78,64											
Kar. Elevasi TailRace Tiap Bulan	<i>m</i>	78,64	78,64	78,64	78,64	78,64	78,64	78,64	78,64	78,64	78,64	78,64	78,64
Effective Head Bulanan Rata-Rata	<i>m</i>	86,99	86,99	86,99	86,99	86,99	86,99	86,99	86,99	86,99	86,99	86,99	86,99
Kar. Efisiensi Turbin (tetap)	<i>%</i>	90,00											
Efisiensi Turbin Tiap Bulan	<i>%</i>	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00
Efisiensi Generator pada Tiap Bulan	<i>%</i>	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00
Energi Tiap Bulan (e.p.g.H.Q)	<i>MWH</i>	75.856,01	68.542,12	76.545,93	74.409,95	76.709,86	73.924,73	73.227,65	74.902,42	72.098,32	74.092,98	71.842,86	75.421,97
Energi minimum (constraint)	<i>MWH</i>												
mean (μ)		73964,57											
standar deviasi (σ)		2314,54											
Total Energi dalam 1 tahun	<i>MWH</i>		887.574,80										
Firm Energi Tiap Bulan (minimum)	<i>MWH</i>	70998,36	70998,36	70998,36	70998,36	70998,36	70998,36	70998,36	70998,36	70998,36	70998,36	70998,36	70998,36
Total Firm Energi dalam 1 tahun	<i>MWH</i>	851.980,35											
UPPER RULE CURVE dan LOWER RULE CURVE :													
Upper Rule Curve	<i>m</i>	166,00	166,00	166,00	166,00	166,00	166,00	166,00	166,00	166,00	166,00	166,00	166,00
Volume Maximum	<i>MCM</i>	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
Lower Rule Curve	<i>m</i>	164,00	164,00	164,00	164,00	164,00	164,00	164,00	164,00	164,00	164,00	164,00	164,00
Volume Minimum	<i>MCM</i>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
BATASAN OUTFLOW :													
Outflow maximum (dalam 1 bulan)	<i>MCM</i>	535,68	483,84	535,68	518,40	535,68	518,40	518,40	535,68	518,40	535,68	518,40	535,68
Outflow Max (dalam 1 bulan)	<i>m3/s</i>	200,00	200,00	200,00	200,00	200,00	200,00	200,00	200,00	200,00	200,00	200,00	200,00
PLTA Karebbe													
Tinggi Muka Air	<i>m</i>	78,00	78,00	78,00	78,00	78,00	78,00	78,00	78,00	78,00	78,00	78,00	78,00
Volume Waduk	<i>MCM</i>	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17
Keliling Genangan	<i>km</i>	176,41	176,41	176,41	176,41	176,41	176,41	176,41	176,41	176,41	176,41	176,41	176,41
INFLOW Karebe = OUTFLOW Balambano+1	<i>m3/s</i>	150,51	150,57	151,88	152,56	152,21	151,57	150,14	148,62	147,83	147,02	147,31	149,66
	<i>MCM</i>	443,52	400,59	443,51	429,21	443,51	429,21	429,20	443,51	429,20	443,51	429,20	443,51
OUTFLOW (debit melalui pembangkit) : <i>Keterangan: diasumsikan seluruh air yang keluar dari waduk melalui pembangkit, atau dengan kata lain tidak ada yang tertampung (melalui spillway)</i>													
Debit Outflow Rata-Rata	<i>m3/s</i>	150,51	150,57	151,88	152,56	152,21	151,57	150,14	148,62	147,83	147,02	147,31	149,66
ENERGY :													
Kar. Elevasi TailRace (tetap)	<i>m</i>	4,40											
Kar. Elevasi TailRace Tiap Bulan	<i>m</i>	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40
Effective Head Bulanan Rata-Rata	<i>m</i>	73,60	73,60	73,60	73,60	73,60	73,60	73,60	73,60	73,60	73,60	73,60	73,60
Kar. Efisiensi Turbin (tetap)	<i>%</i>	90,00											
Efisiensi Turbin Tiap Bulan	<i>%</i>	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00
Efisiensi Generator pada Tiap Bulan	<i>%</i>	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00
Energi Tiap Bulan (e.p.g.H.Q)	<i>MWH</i>	64.179,82	57.991,94	64.764,03	62.957,05	64.903,21	62.546,99	61.957,42	63.374,67	61.002,37	62.690,28	60.786,67	63.815,22
Energi minimum (constraint)	<i>MWH</i>												
mean (μ)		62580,81											
standar deviasi (σ)		1958,25											
Total Energi dalam 1 tahun	<i>MWH</i>		750.969,67										
Firm Energi Tiap Bulan (minimum)	<i>MWH</i>	60.071,21	60.071,21	60.071,21	60.071,21	60.071,21	60.071,21	60.071,21	60.071,21	60.071,21	60.071,21	60.071,21	60.071,21
Total Firm Energi dalam 1 tahun	<i>MWH</i>	720.854,48											
UPPER RULE CURVE dan LOWER RULE CURVE :													
Upper Rule Curve	<i>m</i>	80,00	80,00	80,00	80,00	80,00	80,00	80,00	80,00	80,00	80,00	80,00	80,00
Volume Maximum	<i>MCM</i>	2,41	2,41	2,41	2,41	2,41	2,41	2,41	2,41	2,41	2,41	2,41	2,41
Lower Rule Curve	<i>m</i>	76,00	316,70	316,70	316,70	316,70	316,70	316,70	316,70	316,70	316,70	316,70	316,70
Volume Minimum	<i>MCM</i>	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
BATASAN OUTFLOW :													
Outflow maximum (dalam 1 bulan)	<i>MCM</i>	602,64	541,90	599,96	580,61	599,96	580,61	580,61	599,96	580,61	599,96	580,61</	

Lampiran H Perhitungan Energi Prediksi JST

DEBIT PREDIKSI JST		JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC
	hari	31	28	31	30	31	30	30	31	30	31	30	31
PLTA Larona													
Tinggi Muka Air	m	318.00	317.86	318.02	318.26	318.64	318.99	319.29	319.41	319.24	318.94	318.59	318.31
Volume Waduk	MCM	1127.28	1045.71	1139.13	1274.20	1493.65	1697.76	1876.10	1946.10	1845.54	1670.80	1464.68	1303.30
Luas Genangan	km ²	2476.60	2476.60	2476.60	2476.60	2476.60	2476.60	2476.60	2476.60	2476.60	2476.60	2476.60	2476.60
INFLOW :													
Debit Inflow Rata-Rata	Q80	m ³ /s	88.53	122.46	162.56	195.92	213.71	218.55	201.85	157.09	103.15	72.37	68.48
Volume Inflow Bulanan	MCM	243.83	302.97	442.13	514.55	579.11	573.21	529.92	427.46	274.07	200.54	184.22	219.50
OUTFLOW (debit melalui pembangkit) : Keterangan: diasumsikan seluruh air yang keluar dari waduk melalui pembangkit, atau dengan kata lain tidak ada yang tertampung (melalui spillway)													
Debit Outflow Rata-Rata	m ³ /s	137.092285	136.810432	135.01346	133.865	133.89369	134.30663	135.64316	137.26602	138.2446	139.21927	138.99112	138.17244
Volume Outflow Bulanan	MCM	367.19	330.97	361.62	346.98	358.62	348.12	351.59	367.65	358.33	372.88	360.26	370.08
ENERGY :													
Kar. Elevasi TailRace (tetap)	m	166.00											
Effective Head Bulanan Rata-Rata	m	151.93	151.94	152.14	152.45	152.81	153.14	153.35	153.33	153.09	152.76	152.45	151.16
Kar. Efisiensi Turbin (tetap)	%	90.00											
Efisiensi Turbin Tip Bulan	%	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00
Efisiensi Generator pada Tip Bulan	%	98.00	98.00	98.00	98.00	98.00	98.00	98.00	98.00	98.00	98.00	98.00	98.00
Energi Tip Bulan (e.p.g.H.Q)	MWh	120,671.9	108,777.3	119,005.9	114,418.4	118,541.1	115,318.1	116,627.0	121,935.7	118,661.1	123,217.2	118,799.8	121,009.8
Energi minimum (constraint)													
mean (μ)		118081.93											
standar deviasi (σ)		3910.03											
Total Energi dalam 1 tahun	MWh	1,416,983.2											
Firm Energi Tip Bulan (minimum)	MWh	113,071.0	113,071.0	113,071.0	113,071.0	113,071.0	113,071.0	113,071.0	113,071.0	113,071.0	113,071.0	113,071.0	113,071.0
Total Firm Energi dalam 1 tahun	MWh	1356852.24											
Auxiliary Energi Tip Bulan	MWh	7600.83	-4293.77	5934.89	1347.37	5470.05	2247.04	3555.99	8864.68	5590.10	10146.15	5728.83	7938.76
UPPER RULE CURVE dan LOWER RULE CURVE :													
Upper Rule Curve	m	319.60	319.60	319.60	319.60	319.60	319.60	319.60	319.60	319.60	319.60	319.60	319.60
Volume Maximum	MCM	2057.45	2057.45	2057.45	2057.45	2057.45	2057.45	2057.45	2057.45	2057.45	2057.45	2057.45	2057.45
Lower Rule Curve	m	316.70	316.70	316.70	316.70	316.70	316.70	316.70	316.70	316.70	316.70	316.70	316.70
Volume Minimum	MCM	390.83	390.83	390.83	390.83	390.83	390.83	390.83	390.83	390.83	390.83	390.83	390.83
BATASAN OUTFLOW :													
Canal Flow (dalam 1 bulan)	m ³ /s	140.00	140.00	140.00	140.00	140.00	140.00	140.00	140.00	120.00	120.00	120.00	120.00
Outflow minimum (dalam 1 bulan)	MCM	374.98	338.69	374.98	362.88	374.98	362.88	362.88	374.98	311.04	321.41	311.04	321.41
PLTA Balambano													
Tinggi Muka Air	m	165.63	165.63	165.63	165.63	165.63	165.63	165.63	165.63	165.63	165.63	165.63	165.63
Luas Genangan	km ²	242.40	242.40	242.40	242.40	242.40	242.40	242.40	242.40	242.40	242.40	242.40	242.40
Tambahan flow average dari sungai	MCM	13.39	12.10	13.39	12.96	13.39	12.96	13.39	12.96	13.39	12.96	13.39	12.96
INFLOW : OUTFLOW LARONA+ INCREV													
Debit Inflow Rata-Rata	m ³ /s	150.59	150.85	152.38	153.22	152.88	152.22	150.76	149.24	148.50	147.86	148.35	150.23
Volume Inflow Bulanan	MCM	403.35	364.94	408.14	397.13	409.48	394.55	390.78	399.71	384.92	396.03	384.53	402.38
OUTFLOW (debit melalui pembangkit) : Keterangan: diasumsikan seluruh air yang keluar dari waduk melalui pembangkit, atau dengan kata lain tidak ada yang tertampung (melalui spillway)													
Debit Outflow Rata-Rata	m ³ /s	150.59	150.85	152.38	153.22	152.88	152.22	150.76	149.24	148.50	147.86	148.35	150.23
Volume Outflow Bulanan	MCM	403.35	364.94	408.14	397.13	409.48	394.55	390.78	399.71	384.92	396.03	384.53	402.38
ENERGY :													
Kar. Elevasi TailRace (tetap)	m	78.64											
Effective Head Bulanan Rata-Rata	m	86.99	86.99	86.99	86.99	86.99	86.99	86.99	86.99	86.99	86.99	86.99	86.99
Kar. Efisiensi Turbin (tetap)	%	90.00											
Efisiensi Turbin Tip Bulan	%	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00
Efisiensi Generator pada Tip Bulan	%	98.00	98.00	98.00	98.00	98.00	98.00	98.00	98.00	98.00	98.00	98.00	98.00
Energi Tip Bulan (e.p.g.H.Q)	MWh	75,897.08	68,669.46	76,799.24	74,727.24	77,050.77	74,239.64	73,530.48	75,211.56	72,428.38	74,517.16	72,352.99	75,712.60
Energi minimum (constraint)													
mean (μ)		74261.39											
standar deviasi (σ)		2315.84											
Total Energi dalam 1 tahun	MWh	891,136.62											
Firm Energi Tip Bulan (minimum)	MWh	71293.51	71293.51	71293.51	71293.51	71293.51	71293.51	71293.51	71293.51	71293.51	71293.51	71293.51	71293.51
Total Firm Energi dalam 1 tahun	MWh	855,522.15											
UPPER RULE CURVE dan LOWER RULE CURVE :													
Upper Rule Curve	m	166.00	166.00	166.00	166.00	166.00	166.00	166.00	166.00	166.00	166.00	166.00	166.00
Volume Maximum	MCM	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00
Lower Rule Curve	m	164.00	164.00	164.00	164.00	164.00	164.00	164.00	164.00	164.00	164.00	164.00	164.00
Volume Minimum	MCM	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
BATASAN OUTFLOW :													
Outflow maksimum (dalam 1 bulan)	MCM	535.68	483.84	535.68	518.40	535.68	518.40	518.40	535.68	518.40	535.68	518.40	535.68
Outflow Max (dalam 1 bulan)	m ³ /s	200.00	200.00	200.00	200.00	200.00	200.00	200.00	200.00	200.00	200.00	200.00	200.00
PLTA Karebbe													
Tinggi Muka Air	m	78.00	78.00	78.00	78.00	78.00	78.00	78.00	78.00	78.00	78.00	78.00	78.00
Volume Waduk	MCM	1.17	1.17	1.17	1.17	1.17	1.17	1.17	1.17	1.17	1.17	1.17	1.17
Luas Genangan	km ²	2476.60	2476.60	2476.60	2476.60	2476.60	2476.60	2476.60	2476.60	2476.60	2476.60	2476.60	2476.60
Keliling Genangan	km	176.41	176.41	176.41	176.41	176.41	176.41	176.41	176.41	176.41	176.41	176.41	176.41
INFLOW Karebe – OUTFLOW Balambano													
Debit Inflow Rata-Rata	m ³ /s	150.59	150.85	152.38	153.22	152.88	152.22	150.76	149.24	148.50	147.86	148.35	150.23
Volume Inflow Bulanan	MCM	403.35	364.94	408.14	397.13	409.48	394.55	390.78	399.71	384.92	396.03	384.53	402.38
OUTFLOW (debit melalui pembangkit) : Keterangan: diasumsikan seluruh air yang keluar dari waduk melalui pembangkit, atau dengan kata lain tidak ada yang tertampung (melalui spillway)													
Debit Outflow Rata-Rata	m ³ /s	150.59	150.85	152.38	153.22	152.88	152.22	150.76	149.24	148.50	147.86	148.35	150.23
ENERGY :													
Kar. Elevasi TailRace (tetap)	m	4.40											
Effective Head Bulanan Rata-Rata	m	4.40	4.40	4.40	4.40	4.40	4.40	4.40	4.40	4.40	4.40	4.40	4.40
Kar. Efisiensi Turbin (tetap)	%	90.00											
Efisiensi Turbin Tip Bulan	%	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00
Efisiensi Generator pada Tip Bulan	%	98.00	98.00	98.00	98.00	98.00	98.00	98.00	98.00	98.00	98.00	98.00	98.00
Energi Tip Bulan (e.p.g.H.Q)	MWh	64,214.57	58,099.68	64,978.35	63,225.51	65,191.66	62,813.43	62,213.64	63,636.24	61,281.63	63,049.17	61,218.30	64,061.13
Energi minimum (constraint)													
mean (μ)		62831.94											
standar deviasi (σ)		1959.39											
Total Energi dalam 1 tahun	MWh	753,983.31											
Firm Energi Tip Bulan (minimum)	MWh	60,320.89	60,320.89	60,320.89	60,320.89	60,320.89	60,320.89	60,320.89	60,320.89	60,320.89	60,320.89	60,320.89	60,320.89
Total Firm Energi dalam 1 tahun	MWh	723,850.67											
UPPER RULE CURVE dan LOWER RULE CURVE :													
Upper Rule Curve	m	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00
Volume Maximum	MCM	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41
Lower Rule Curve	m	76.00	316.70	316.70	316.70	316.70	316.70	316.70	316.70	316.70	316.70	316.70	316.70
Volume Minimum	MCM	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
BATASAN OUTFLOW :													
Outflow maksimum (dalam 1 bulan)	MCM	602.64	541.90	599.96	580.61	599.96	580.61	580.61	599.96	580.61	599.96	580.61	599.96
Outflow max (dalam 1 bulan)	m ³ /s	225.00	224.00	224.00	224.00	224.00	224.00	224.00	224.00	224.00	224.00	224.00	224.00
PH tot =PHL + PHB +PHK	MWh	260,784	235,546	260,784	252,371	260,784	252,371	252,3					

Lampiran I Perhitungan Energi Prediksi JST dengan shutdown

DEBIT TAHUN 2019 (JST) dengan SHUTDOWN		JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC
		hari	31	28	31	30	31	30	31	30	31	30	31
PLTA Larona													
Tinggi Muka Air	m	318,00	317,86	318,02	318,26	318,64	318,99	319,29	319,41	319,24	318,94	318,59	318,31
Volume Waduk	MCM	1127,28	1045,71	1139,13	1274,20	1493,65	1697,76	1876,10	1946,10	1845,54	1670,80	1464,68	1303,30
Luas Genangan	km2	2476,60	2476,60	2476,60	2476,60	2476,60	2476,60	2476,60	2476,60	2476,60	2476,60	2476,60	2476,60
INFLOW :													
Debit Inflow Rata-Rata Q80	m ³ /s	89,53	122,46	162,56	195,92	213,71	218,55	201,85	157,09	103,15	72,37	68,48	79,44
Volume Inflow Bulanan	MCM	243,83	302,97	442,13	514,55	579,11	573,21	529,92	427,46	274,07	200,54	184,22	219,50
OUTFLOW (debit melalui pembangkit) : Keterangan: diasumsikan seluruh air yang keluar dari waduk melalui pembangkit, atau dengan kata lain tidak ada yang terlimpas (melalui spillway)													
Debit Outflow Rata-Rata	m ³ /s	137,092285	136,810432	135,01346	133,865	133,89369	134,30663	135,64316	137,26602	138,2446	139,21927	138,99112	138,17244
Volume Outflow Bulanan	MCM	367,19	330,97	361,62	346,98	358,62	348,12	351,59	367,65	358,33	372,88	360,26	370,08
ENERGY :													
Kar. Elevasi TailRace (tetap)	m	166,00											
Effective Head Bulanan Rata-Rata	m	151,93	151,94	152,14	152,45	152,81	153,14	153,35	153,33	153,09	152,76	152,45	151,16
Kar. Efisiensi Turbin (tetap)	%	90,00											
Efisiensi Turbin Tap Bulan	%	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00
Efisiensi Generator pada Tap Bulan	%	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00
Energi Tap Bulan (e.p.g.H.Q)	MWh	120,671,9	46,618,8	-	30,511,6	118,541,1	115,318,1	116,627,0	121,935,7	118,661,1	123,217,2	118,799,8	121,009,8
Energi minimum (constraint)													
mean (μ)		95992,67											
standar deviasi (σ)		43621,28											
Total Energi dalam 1 tahun	MWh	1.151.912,0											
Firm Energi Tap Bulan (minimum)	MWh	40.089,7	40.089,7	40.089,7	40.089,7	40.089,7	40.089,7	40.089,7	40.089,7	40.089,7	40.089,7	40.089,7	40.089,7
Total Firm Energi dalam 1 tahun	MWh	481076,93											
Auxiliary Energi Tap Bulan	MWh	80582,11	6529,08	-40089,74	-957,18	78451,33	75228,32	76537,27	81845,96	78571,38	83127,43	78710,10	80920,03
UPPER RULE CURVE dan LOWER RULE CURVE :													
Upper Rule Curve	m	319,60	319,60	319,60	319,60	319,60	319,60	319,60	319,60	319,60	319,60	319,60	319,60
Volume Maximum	MCM	2057,45	2057,45	2057,45	2057,45	2057,45	2057,45	2057,45	2057,45	2057,45	2057,45	2057,45	2057,45
Lower Rule Curve	m	316,70	316,70	316,70	316,70	316,70	316,70	316,70	316,70	316,70	316,70	316,70	316,70
Volume Minimum	MCM	390,83	390,83	390,83	390,83	390,83	390,83	390,83	390,83	390,83	390,83	390,83	390,83
BATASAN OUTFLOW :													
Canal Flow (dalam 1 bulan)	m ³ /s	140,00	140,00	140,00	140,00	140,00	140,00	140,00	140,00	120,00	120,00	120,00	120,00
Outflow minimum (dalam 1 bulan)	MCM	374,98	338,69	374,98	362,88	374,98	362,88	362,88	374,98	311,04	321,41	311,04	321,41
PLTA Balambano													
Tinggi Muka Air	m	165,63	165,63	165,63	165,63	165,63	165,63	165,63	165,63	165,63	165,63	165,63	165,63
Luas Genangan	km2	242,40	242,40	242,40	242,40	242,40	242,40	242,40	242,40	242,40	242,40	242,40	242,40
Tambahan flow average dari sungai	m ³ /s	13,39	12,10	13,39	12,96	13,39	12,96	12,96	13,39	12,96	13,39	12,96	13,39
INFLOW : OUTFLOW LARONA+ INCREV	m ³ /s	150,59	150,85	152,38	153,22	152,88	152,22	150,76	149,24	148,50	147,86	148,35	150,23
Debit Outflow Rata-Rata	m ³ /s	150,59	162,00	162,00	162,00	152,88	152,22	150,76	149,24	148,50	147,86	148,35	150,23
Volume Outflow Bulanan	MCM	403,35	364,94	408,14	397,13	409,48	394,55	390,78	399,71	384,92	396,03	384,53	402,38
OUTFLOW (debit melalui pembangkit) : Keterangan: diasumsikan seluruh air yang keluar dari waduk melalui pembangkit, atau dengan kata lain tidak ada yang terlimpas (melalui spillway)													
Debit Outflow Rata-Rata	m ³ /s	150,59	162,00	162,00	162,00	152,88	152,22	150,76	149,24	148,50	147,86	148,35	150,23
Volume Outflow Bulanan	MCM	403,35	364,94	408,14	397,13	409,48	394,55	390,78	399,71	384,92	396,03	384,53	402,38
ENERGY :													
Kar. Elevasi TailRace (tetap)	m	78,64											
Kar. Elevasi TailRace Tap Bulan	m	78,64	78,64	78,64	78,64	78,64	78,64	78,64	78,64	78,64	78,64	78,64	78,64
Effective Head Bulanan Rata-Rata	m	86,99	86,99	86,99	86,99	86,99	86,99	86,99	86,99	86,99	86,99	86,99	86,99
Kar. Efisiensi Turbin (tetap)	%	90,00											
Efisiensi Turbin Tap Bulan	%	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00
Efisiensi Generator pada Tap Bulan	%	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00
Energi Tap Bulan (e.p.g.H.Q)	MWh	75,897,08	73,744,92	81,645,85	79,011,82	77,050,77	74,239,64	73,530,48	75,211,56	72,428,38	74,517,16	72,352,99	75,712,60
Energi minimum (constraint)	MWh	109,739459	109,73905	109,73905	109,73864								
mean (μ)		75445,27											
standar deviasi (σ)		2723,83											
Total Energi dalam 1 tahun	MWh	905.343,26											
Firm Energi Tap Bulan (minimum)	MWh	71954,54	71954,54	71954,54	71954,54	71954,54	71954,54	71954,54	71954,54	71954,54	71954,54	71954,54	71954,54
Total Firm Energi dalam 1 tahun	MWh	863.454,53											
UPPER RULE CURVE dan LOWER RULE CURVE :													
Upper Rule Curve	m	166,00	166,00	166,00	166,00	166,00	166,00	166,00	166,00	166,00	166,00	166,00	166,00
Volume Maximum	MCM	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
Lower Rule Curve	m	164,00	164,00	164,00	164,00	164,00	164,00	164,00	164,00	164,00	164,00	164,00	164,00
Volume Minimum	MCM	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
BATASAN OUTFLOW :													
Outflow maximum (dalam 1 bulan)	MCM	535,68	483,84	535,68	518,40	535,68	518,40	518,40	535,68	518,40	535,68	518,40	535,68
Outflow Max (dalam 1 bulan)	m ³ /s	200,00	200,00	200,00	200,00	200,00	200,00	200,00	200,00	200,00	200,00	200,00	200,00
PLTA Karebbe													
Tinggi Muka Air	m	78,00	78,00	78,00	78,00	78,00	78,00	78,00	78,00	78,00	78,00	78,00	78,00
Volume Waduk	MCM	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17
Keliling Genangan	km	176,41	176,41	176,41	176,41	176,41	176,41	176,41	176,41	176,41	176,41	176,41	176,41
INFLOW Karebbe = OUTFLOW Balambano+	m ³ /s	150,59	162,00	162,00	162,00	152,88	152,22	150,76	149,24	148,50	147,86	148,35	150,23
Debit Outflow Rata-Rata	m ³ /s	150,59	162,00	162,00	162,00	152,88	152,22	150,76	149,24	148,50	147,86	148,35	150,23
OUTFLOW (debit melalui pembangkit) : Keterangan: diasumsikan seluruh air yang keluar dari waduk melalui pembangkit, atau dengan kata lain tidak ada yang terlimpas (melalui spillway)													
Debit Outflow Rata-Rata	m ³ /s	150,59	162,00	162,00	162,00	152,88	152,22	150,76	149,24	148,50	147,86	148,35	150,23
ENERGY :													
Kar. Elevasi TailRace (tetap)	m	4,40											
Kar. Elevasi TailRace Tap Bulan	m	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40
Effective Head Bulanan Rata-Rata	m	73,60	73,60	73,60	73,60	73,60	73,60	73,60	73,60	73,60	73,60	73,60	73,60
Kar. Efisiensi Turbin (tetap)	%	90,00											
Efisiensi Turbin Tap Bulan	%	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00
Efisiensi Generator pada Tap Bulan	%	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00
Energi Tap Bulan (e.p.g.H.Q)	MWh	64.214,57	62.393,91	69.078,97	66.850,62	65.191,66	62.813,43	62.213,64	63.636,24	61.281,63	63.049,17	61.218,30	64.061,13
Energi minimum (constraint)	MWh	92,8480807	92,848081	92,848081									
mean (μ)		63833,61											
standar deviasi (σ)		2304,18											
Total Energi dalam 1 tahun	MWh	766.003,27											
Firm Energi Tap Bulan (minimum)	MWh	60.880,68	60.880,68	60.880,68	60.880,68	60.880,68	60.880,68	60.880,68	60.880,68	60.880,68	60.880,68	60.880,68	60.880,68
Total Firm Energi dalam 1 tahun	MWh	730.568,10											
UPPER RULE CURVE dan LOWER RULE CURVE :													
Upper Rule Curve	m	80,00	80,00	80,00	80,00	80,00	80,00	80,00	80,00	80,00	80,00	80,00	80,00
Volume Maximum	MCM	2,41	2,41	2,41	2,41	2,41	2,41	2,41	2,41	2,41	2,41	2,41	2,41
Lower Rule Curve	m	76,00	316,70	316,70	316,70	316,70	316,70	316,70	316,70	316,70	316,70	316,70	316,70
Volume Minimum	MCM	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
BATASAN OUTFLOW :													
Outflow maximum (dalam 1 bulan)	MCM	602,64	541,90	599,96	580,61	599,96	580,61	580,61	599,96	580,61	599,96	580,61	599,96

BIOGRAFI PENULIS

NURKHOLIS

VDM Sumasang Jl. Nyato Blok D1 no.19 – Soroako

Luwu Timur – Sulawesi Selatan 92984

Mobile : +62 811 444 373

e-mail: nurkho@gmail.com

Date and place of birth: Makassar, Indonesia

Marital status : Married with 3 Kids

Languages : Bahasa Indonesia
English

Educations : S1-Mechanical Engineering
S2-Physics Engineering (ITS)

Research Interest : Maintenance-reliability, Power plant
Renewable energy

Professional Certificates : Mechanical Engineering and Reliability
management



Work Experiences

Apr. 2004 – Present **Snr. Reliability Engineer**
PT. Vale Indonesia, tbk (sebelumnya PT. International Nickel Indonesia/INCO), Soroko – South Sulawesi
Mining and Mineral Processing Company
Asset management, Condition based Monitoring, RCFA, RCM and Improvement Project.

Jan-July 2004 GAS CLEANING TECHNOLOGI (GCT).

Site Mechanical Engineer with responsibility:

- ◆ Supporting site mechanical engineer projects with provides all required data, field measurement, site sketch for Furnace #3 off gas cleaning project

July-Des 2003, CV. BAGUS KARYA

Mechanical Engineer with responsibility:

- ◆ Plant site water saving project at Ptinco

May 2000- June 2004, BECA engineering consultant

- **Mechanical Engineer** with responsibility: design and engineering project