

**STUDI KELAYAKAN PEMBANGUNAN PEMBANGKIT LISTRIK
TENAGA MIKRO HIDRO DI BENDUNGAN TUGU, KABUPATEN
TRENGGALEK, JAWA TIMUR**

SKRIPSI

**TEKNIK PENGAIRAN KONSENTRASI PEMANFAATAN DAN
PENDAYAGUNAAN SUMBER DAYA AIR**

Ditujukan untuk memenuhi persyaratan
memperoleh gelar Sarjana Teknik



GALIH RIZAM PRATAMA PUTRA

NIM. 145060400111024

UNIVERSITAS BRAWIJAYA

FAKULTAS TEKNIK

JURUSAN TEKNIK PENGAIRAN

MALANG

2019

LEMBAR PENGESAHAN

**STUDI KELAYAKAN PEMBANGUNAN PEMBANGKIT LISTRIK
TENAGA MIKRO HIDRO DI BENDUNGAN TUGU, KABUPATEN
TRENGGALEK, JAWA TIMUR**

SKRIPSI

**TEKNIK PENGAIRAN KONSENTRASI PEMANFAATAN DAN
PENDAYAGUNAAN SUMBER DAYA AIR**

Ditujukan untuk memenuhi persyaratan memperoleh
gelar Sarjana Teknik



GALIH RIZAM PRATAMA PUTRA

NIM. 145060400111024

Skripsi ini telah direvisi dan disetujui oleh dosen pembimbing pada
tanggal 9 Januari 2019

Mengetahui,

Ketua Jurusan Teknik Pengairan

Dosen Pembimbing



Dr. Ir. Ussy Andawayanti, MS.

NIP. 19610131 198609 2 001

Dr. Ir. Pitojo Tri Juwono, MT.
NIP. 19700721 200012 1 001



PERNYATAAN ORISINALITAS SKRIPSI

Saya menyatakan dengan sebenar-benarnya bahwa sepanjang pengetahuan saya dan berdasarkan hasil penelusuran berbagai karya ilmiah, gagasan dan masalah ilmiah yang diteliti dan diulas di dalam Naskah Skripsi ini adalah asli dari pemikiran saya. tidak terdapat karya ilmiah yang pernah diajukan oleh orang lain untuk memperoleh gelar akademik di suatu Perguruan Tinggi, dan tidak terdapat karya atau pendapat yang pernah ditulis atau diterbitkan oleh orang lain, kecuali yang secara tertulis dikutip dalam naskah ini dan disebutkan dalam sumber kutipan dan daftar pustaka.

Apabila ternyata didalam naskah Skripsi ini dapat dibuktikan terdapat unsur-unsur jiplakan, saya bersedia Skripsi dibatalkan, serta diproses sesuai dengan peraturan perundang-undangan yang berlaku (UU No. 20 Tahun 2003, pasal 25 ayat 2 dan pasal 70).

Malang, 9 Januari 2019

Mahasiswa,

Galih Rizam Pratama Putra

NIM 145060400111024



**UNIVERSITAS BRAWIJAYA
FAKULTAS TEKNIK
PROGRAM SARJANA**



SERTIFIKAT BEBAS PLAGIASI

Nomor : 3/UN10.F07.14.11/TU/2019

Sertifikat ini diberikan kepada :

GALIH RIZAM PRATAMA PUTRA

Dengan Judul Skripsi :

STUDI KELAYAKAN PEMBANGUNAN PEMBANGKIT LISTRIK TENAGA MIKRO HIDRO DI
BENDUNG TUGU, KABUPATEN TRENGGALEK, JAWA TIMUR

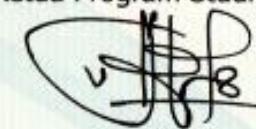
Telah dideteksi tingkat plagiasinya dengan kriteria toleransi < 20 %, dan
dinyatakan Bebas dari Plagiasi pada tanggal 9 JANUARI 2019

Ketua Jurusan Teknik Pengairan



Dr. Ir. Ussy Andawayanti, MS
NIP. 19610131 198609 2 001

Ketua Program Studi S1 Teknik Pengairan



Dr. Very Dermawan, ST.,MT
NIP. 19730217 199903 1001

KATA PENGANTAR

Segala puji dan syukur penulis panjatkan kepada Allah SWT yang telah memberikan petunjuk dan rahmat-Nya, serta sholawat dan salam selalu tercurah kepada junjungan kita Nabi Besar Muhammad SAW beserta keluarga dan sahabatnya.

Penulis mengucapkan terima kasih kepada semua pihak yang telah membantu sehingga penyelesaian laporan skripsi ini dapat terselesaikan, antara lain kepada :

1. Keluarga besar penulis atas dukungan moril dan materil yang besar.
2. Bapak Dr.Ir. Pitojo Tri Juwono, MT. selaku pembimbing yang telah dengan sabar membimbing penulis dalam menyelesaikan skripsi ini.
3. Bapak Ir. Heri Suprijanto, MS., Bapak Dian Sisinggih, ST, MT., Ph.D., dan Bapak Jadfan Sidqi Fidari, ST., MT. selaku penguji I, II dan III yang telah memeberi saran dan kritik penulis dalam penyempurnaan skripsi ini.
4. Kepada BBWS Brantas, Konsultan Supervisi Mettana dan Kontraktor Wijaya Karya atas ketersediaanya untuk memberikan data-data yang penulis butuhkan dalam penyelesaian laporan skripsi ini.
5. Rekan – rekan mahasiswa pengairan, secara khusus kepada rekan – rekan angkatan 2014 atas bantuan yang luar biasa.
6. Dan semua pihak yang namanya tidak mungkin disebut satu-persatu yang telah membantu penulis secara moril dan materil.

Penulis menyadari bahwa penyusunan laporan skripsi ini masih jauh dari kata sempurna sehingga kritik dan saran sangatlah penulis harapkan.

Akhir kata, semoga penyusunan laporan skripsi ini dapat memberikan ilmu yang bermanfaat bagi kita semua.

Malang, Januari 2019

Penulis



DAFTAR ISI

KATA PENGANTAR	i
DAFTAR ISI	iii
DAFTAR GAMBAR	vii
DAFTAR TABEL	ix
DAFTAR LAMPIRAN	xi
RINGKASAN.....	xiii
SUMMARY.....	xv
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1. Latar Belakang	1
1.2. Identifikasi Masalah	2
1.3. Batasan Masalah.....	3
1.4. Rumusan Masalah	3
1.5. Tujuan.....	4
1.6. Manfaat.....	4
BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....	5
2.1. Umum.....	5
2.2. Berbagai Tipe Pembangkit Listrik.....	5
2.3. Pembangkit Listrik Tenaga Air	7
2.3.1. Prinsip Kerja PLTA.....	7
2.3.2. Komponen Dasar PLTA.....	8
2.4. Klasifikasi Pembangkit Listrik Tenaga Air (PLTA).....	10
2.4.1. Klasifikasi Berdasarkan Output Air Waduk.....	10
2.4.2. Klasifikasi Berdasarkan Teknis.....	10
2.4.3. Klasifikasi Berdasarkan Kapasitas Pembangkit.....	11
2.4.4. Klasifikasi Berdasarkan Tinggi Jatuh Air.....	11
2.4.5. Klasifikasi Berdasarkan Letak Topografi PLTA.....	11
2.4.6. Klasifikasi Berdasarkan Ekonomi.....	12
2.5. Analisa Hidrologi Dalam Perencanaan Pembangkit Listrik Tenaga Air.....	12
2.5.1. Debit Andalan.....	12
2.5.2. Simulasi untuk Waduk PLTA.....	13

2.5.3. Perkolasi.....	14
2.6. Desain Hidraulik Pembangkit Listrik Tenaga Air.....	14
2.7. Komponen Bangunan PLTA.....	15
2.7.1. Bangunan Pembawa.....	15
2.7.1.1. Pipa Pesat (Penstock).....	15
2.7.1.2. Rumah Pembangkit (<i>Power House</i>).....	18
2.8. Tinggi Jatuh Efektif (<i>Net Head</i>).....	18
2.8.1. Kehilangan Tinggi (<i>Head Loss</i>).....	19
2.9. Turbin Hidraulik.....	23
2.9.1. Klasifikasi Turbin.....	23
2.9.2. Karakteristik Turbin.....	24
2.9.3. Kavitasi dan Titik Berat Turbin.....	26
2.9.4. Diameter Turbin.....	29
2.9.4.1. Diameter Runner.....	30
2.9.4.2. Guide Valve.....	31
2.9.4.3. Rumah Siput (<i>Spiral Case</i>).....	31
2.9.4.4. Pipa Pelepas (<i>Draft Tube</i>).....	32
2.9.4.5. Efisiensi Turbin.....	33
2.10. Peralatan dan Fasilitas Listrik.....	34
2.10.1. Generator.....	35
2.11. Energi.....	35
2.12. Faktor Kapasitas.....	35
2.13. Analisa Ekonomi.....	36
2.13.1. Komponen Manfaat dan Biaya.....	36
2.13.2. Indikator Ekonomi.....	40
2.13.2.1. BCR (Benefit Cost Ratio).....	41
2.13.2.2. NPV (Net Present Value).....	41
2.13.2.3. IRR (Internal Rate of Return).....	41
2.13.3. Usia Guna Suatu Proyek.....	42
BAB III METODOLOGI STUDI	45
3.1. Lokasi Studi.....	45
3.1.1. Kondisi Topografi.....	47
3.1.2. Kondisi Morfologi	47
3.1.3. Stratigrafi	47

3.1.4. Struktur Geologi.....	49
3.2. Data Teknis Bendungan Tugu	49
3.3. Tahapan Penyelesaian Studi	54
3.4. Diagram Alir Perencanaan PLTA	55
BAB IV ANALISA DAN PEMBAHASAN.....	57
4.1. Pengujian Data Hujan.....	57
4.1.1. Uji F.....	58
4.1.2. Uji <i>Outlier</i>	59
4.2. Kebutuhan Air Irigasi	61
4.2.1. Curah Hujan Efektif	61
4.2.2. Evapotranspirasi	63
4.2.3. Penyiapan Lahan	64
4.2.4. Pola Tata Tanam	65
4.3. Kebutuhan Air Baku	68
4.3.1. Proyeksi Jumlah Penduduk	68
4.3.1.1. Metode Aritmatik	79
4.3.1.2. Metode Geometrik	70
4.3.1.3. Metode Eksponensial	71
4.3.2. Pemilihan Metode Proyeksi Penduduk	71
4.3.3. Debit Kebutuhan Air Baku	74
4.4. Debit Andalan	75
4.5. Simulasi Tampungan Waduk dengan PLTA	76
4.6. Perencanaan Bangunan Sipil.....	83
4.7. Bangunan Pengambilan (<i>Intake</i>).....	84
4.7.1. Dimensi <i>Intake</i>	84
4.7.2. Kehilangan Tinggi pada <i>Intake</i> sampai sebelum <i>penstock</i>	85
4.8. Perencanaan Pipa Pesat (<i>Penstock</i>).....	88
4.8.1. Perhitungan Diameter pipa pesat.....	88
4.8.2. Jenis Bahan Pembuat Pipa Pesat.....	93
4.8.3. Tebal Pipa Pesat.....	94
4.8.4. Menghitung <i>Minimum Operation Level</i>	95
4.8.5. Menghitung <i>Water Hammer</i> pada Pipa Pesat.....	96
4.8.6. Kehilangan Tinggi pada Pipa Pesat.....	98
4.9. Perencanaan Tangki Peredam (<i>Surge Tank</i>).....	101

4.10. Perencanaan Saluran Pembuang (<i>Tail Race</i>).....	102
4.11. Tinggi Jatuh Efektif (<i>Net Head</i>).....	102
4.12. Perencanaan Turbin Hidraulik.....	105
4.12.1. Pemilihan Tipe Turbin Hidraulik.....	105
4.12.2. Perhitungan Karakteristik Turbin Francis.....	106
4.12.3. Perhitungan Titik Pusat Turbin.....	108
4.12.4. Kontrol Terhadap Kavitas.....	109
4.12.5. Perhitungan Dimensi <i>Runner</i> dan Turbin.....	110
4.13. Generator.....	114
4.14. Pembangkitan Energi.....	115
4.15. Kapasitas Faktor.....	120
4.16. Analisa Ekonomi.....	120
4.16.1. Komponen Biaya.....	120
4.16.2. Nilai Sekarang (<i>Present Value</i>).....	124
4.16.3. <i>Benefit Cost Ratio</i> (BCR).....	127
4.16.4. <i>Net Present Value</i> (NPV).....	127
4.16.5. <i>Internal Rate of Return</i> (IRR).....	128
4.16.6. <i>Payback Period</i>	131
BAB V PENUTUP.....	135
5.1. Kesimpulan.....	135
5.2. Saran.....	136
DAFTAR PUSTAKA.....	137
LAMPIRAN.....	139

DAFTAR GAMBAR

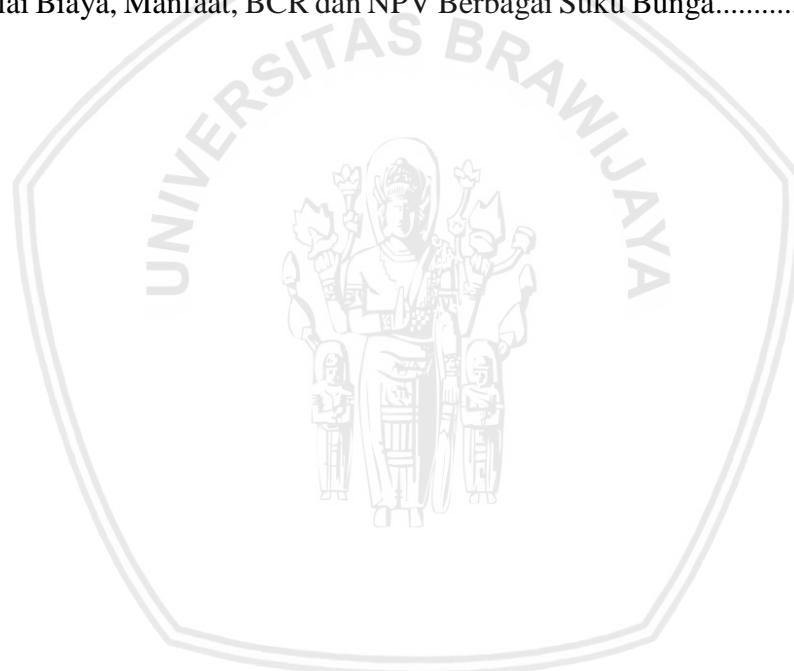
Gambar 2.1.	Skema PLTA	8
Gambar 2.2.	Pipa Pesat pada PLTA.....	9
Gambar 2.3.	Skema Tinggi Jatuh di Pipa Pesat.....	17
Gambar 2.4.	Sketsa Tinggi Jatuh Efektif.....	19
Gambar 2.5.	Diagram Moody	20
Gambar 2.6.	Kisaran Nilai ζ Berdasarkan Tipe Kontraksi	20
Gambar 2.7.	Sketsa Situasi Kehilangan Tinggi Akibat Penyempitan dan Pelebaran....	21
Gambar 2.8.	Kisaran Nilai ζ Akibat Belokan	22
Gambar 2.9.	Kisaran Nilai ζ Akibat Pintu dan Katup	22
Gambar 2.10.	Grafik Pemilihan Jenis Turbin.....	24
Gambar 2.11.	Pemilihan Bentuk Runner Berdasarkan Kecepatan Spesifik.....	30
Gambar 3.1.	Lokasi Proyek Bendungan Tugu Trenggalek	45
Gambar 3.2.	Peta Lokasi Bendungan Tugu	46
Gambar 3.3.	Area Genangan Bendungan Tugu Trenggalek.....	46
Gambar 3.4.	Kurva Kapasitas Tampungan Bendungan Tugu.....	53
Gambar 4.1.	Grafik Uji Outlier Stasiun Hujan Tugu.....	60
Gambar 4.2.	Pipa GRP	94
Gambar 4.3.	Grafik Hubungan Muka Air dengan Debit pada <i>Tail Race</i>	104
Gambar 4.4.	Pemilihan Tipe Turbin Berdasarkan Tinggi Jatuh dengan Debit.....	106
Gambar 4.5.	Sketsa <i>Runner</i> Turbin Francis.....	110
Gambar 4.6.	Sketsa <i>Spiral Case</i> Turbin Francis.....	113
Gambar 4.7.	Sketsa <i>Spiral Case</i> Turbin Francis.....	114
Gambar 4.8.	Grafik Hubungan antara Q/Qmax dengan efisiensi turbin Francis.....	119



DAFTAR TABEL

Tabel 2.1.	Nilai Perkolasi dari Berbagai Jenis Tanah.....	14
Tabel 2.2.	Kekurangan dan Kelebihan Pipa Pesat dalam Tanah.....	15
Tabel 2.3.	Kelebihan dan Kekurangan Pipa Pesat Tidak Tertanam	16
Tabel 2.4.	Perbandingan Nilai Tekanan Atmosfer Terhadap Ketinggian	28
Tabel 2.5.	Perbandingan Nilai Tekanan Uap Air Terhadap Suhu.....	28
Tabel 2.6.	Hubungan Antara Daya Generator dengan Efisiensi.....	34
Tabel 2.7.	Usia Guna Jenis Bangunan atau Peralatan Pembangkit Listrik.....	42
Tabel 3.1.	Stratigrafi Daerah Penyelidikan.....	48
Tabel 4.1.	Rata – Rata Hujan Harian Per Tahun.....	57
Tabel 4.2.	Tabel Pembagian Kelompok Uji F.....	58
Tabel 4.3.	Data Uji <i>Outlier</i>	59
Tabel 4.4.	Perhitungan Uji <i>Outlier</i>	60
Tabel 4.5.	Probabilitas Hujan Tahunan Stasiun Hujan Tugu.....	61
Tabel 4.6.	Perhitungan Curah Hujan Efektif.....	62
Tabel 4.7.	Perhitungan Evapotranspirasi Metode Radiasi.....	64
Tabel 4.8.	Perhitungan Penyiapan Lahan.....	65
Tabel 4.9.	Data Jumlah Penduduk yang Terlayani Air Baku.....	68
Tabel 4.10.	Perhitungan Persentase Laju Pertumbuhan Penduduk.....	69
Tabel 4.11.	Perhitungan Proyeksi Penduduk Metode Aritmatik.....	69
Tabel 4.12.	Perhitungan Proyeksi Penduduk Metode Geometrik.....	70
Tabel 4.13.	Perhitungan Proyeksi Penduduk Metode Eksponensial.....	71
Tabel 4.14.	Rekapitulasi Hasil Perhitungan Proyeksi Penduduk.....	71
Tabel 4.15.	Perhitungan Uji Standart Deviasi Metode Aritmatik.....	72
Tabel 4.16.	Perhitungan Uji Standart Deviasi Metode Geometrik.....	73
Tabel 4.17.	Perhitungan Uji Standart Deviasi Metode Eksponensial.....	74
Tabel 4.18.	Rekapitulasi Hasil Uji Standart Deviasi Perhitungan Proyeksi Penduduk....	75
Tabel 4.19.	Perhitungan Debit Kebutuhan Air Baku.....	75
Tabel 4.20.	Rekapitulasi Kapasitas Faktor dari Simulasi Operasi Waduk.....	84
Tabel 4.21.	Rekapitulasi Perhitungan Diameter Pipa Pesat.....	92

Tabel 4.22.	Rekapitulasi Nilai Bilangan Reynold pada 2 Opsi Diameter Penstock.....	94
Tabel 4.23.	Perbandingan Diameter Dalam dan Diameter Luar Pipa GRP.....	96
Tabel 4.24.	Berbagai Tipe Pipa GRP Superlit.....	100
Tabel 4.25.	Hubungan Tinggi Muka Air dengan Debit pada <i>Tail Race</i>	105
Tabel 4.26.	Perhitungan Tinggi Jatuh Efektif.....	106
Tabel 4.27.	Kesimpulan Perhitungan Turbin dan Generator.....	116
Tabel 4.28.	Rekapitulasi Harga Komponen Biaya PLTM Bendungan Tugu.....	125
Tabel 4.29.	Rekapitulasi Biaya Keseluruhan PLTM Bendungan Tugu.....,.....,.....,.....,.....,.....	126
Tabel 4.30.	Manfaat Tahunan PLTM Bendungan Tugu.....	127
Tabel 4.31.	PV Manfaat Tahunan PLTM Tugu dengan Suku Bunga 9,75%.....	127
Tabel 4.32.	Manfaat PLTM Bendungan Tugu dengan Berbagai Suku Bunga.....	130
Tabel 4.33.	Nilai Biaya, Manfaat, BCR dan NPV Berbagai Suku Bunga.....	131



DAFTAR LAMPIRAN

Lampiran 1	Pola Tata Tanam.....	139
Lampiran 2	Data Debit dan Devit Andalan.....	143
Lampiran 3	Simulasi Tampungan Waduk dengan Berbagai Opsi Debit Andalan	147
Lampiran 4	Simulasi Tampungan Waduk dengan PLTM.....	156
Lampiran 5	Detail Gambar PLTM.....	159





RINGKASAN

Galih Rizam Pratama Putra, Jurusan Teknik Pengairan, Fakultas Teknik Universitas Brawijaya, Januari 2019, *Studi Kelayakan Pembangunan Pembangkit Listrik Tenaga Mikro Hidro di Bendungan Tugu, Kabupaten Trenggalek, Jawa Timur*, Dosen Pembimbing: Pitojo Tri Juwono.

Bendungan Tugu yang terletak di Kecamatan Tugu, Kabupaten Trenggalek, Provinsi Jawa Timur yang menggunakan *inflow* dari debit Sungai Keser mampu mengalirkan debit yang dapat diandalkan sepanjang tahunnya. Pemanfaatan bendungan tersebut belum begitu maksimal meskipun ada beberapa pemanfaatan air sebagai sumber air irigasi dan kebutuhan air baku, namun sejatinya tetap tidak maksimal mengingat debitnya yang ideal untuk sumber pembangkit listrik.

Pemanfaatan Bendungan Tugu sebagai sumber Pembangkit Listrik Tenaga Mikrohidro (PLTM) dapat dilakukan, dengan melakukan studi untuk mengetahui kelayakan dari aspek teknis dan ekonomi. Hasil kajian yang dilakukan menunjukkan bahwa debit desain sekaligus debit pembangkit terbesar yang digunakan adalah $0,822 \text{ m}^3/\text{dt}$. Bangunan pendukung yang digunakan yaitu *intake* tipe menara tenggelam, *waterway* berupa saluran bekas pengelak, *penstock*, *tailrace*. Pada *penstock* digunakan pipa bertekanan dengan aliran turbulen, serta jenis pipa *Glass Fiber Reinforced Plastic* (GRP), dan diameter *penstock* utama sebesar 0,6 m dengan ketebalan sebesar 33,10 mm.

Dengan tinggi jatuh efektif sebesar 75,065 m didapat kapasitas terpasang yaitu 570,151 kW menggunakan turbin francis sumbu horisontal. Energi tahunan yang mampu dihasilkan yaitu sebesar 3610577,60 kWh dengan faktor kapasitas sebesar 72,290 %. Dari analisa kelayakan ekonomi yang dilakukan dengan menggunakan beberapa parameter kelayakan yaitu $BCR = 2,75$, $NPV = \text{Rp } 26.561.796.649,82$, $IRR = 22,256\%$, dan *Payback Period* = 7 tahun 99 hari.

Kata kunci : PLTM, daya dan energi, debit andalan, GRP, kelayakan ekonomi



SUMMARY

Galih Rizam Pratama Putra, Water Resources Engineering Department, Engineering Faculty, Brawijaya University, January 2019, Feasibility Study for the Construction of Micro Hydro Power Plant in Tugu Dam, Trenggalek Regency, East Java, Academic Supervisor: Pitojo Tri Juwono.

Tugu Dam which is located in Tugu District, Trenggalek Regency, East Java Province which is passed by Kesser River is able to drain reliable discharge throughout the year. The utilization of the dam is not yet maximal although there are several uses of water as an irrigation and raw water needs, but in fact it is still not optimal considering the ideal discharge for the source of power plant.

Utilization of Tugu Dam as a source of Microhydro Power Plant can be done, by doing studies to determine the feasibility of technical and economic aspects. The results of the study showed that the design discharge as well as the largest generator discharge used was $0,822 \text{ m}^3/\text{s}$. Supporting buildings used are intake with type of the tower sank, waterway in the from of a former dodger channel , penstock, and tailrace. Pressurized pipes are used in the penstock, with Glass Fiber Reinforced Plastic (GRP) pipe type, diameter of penstock is $0,6 \text{ m}$ with $33,10 \text{ mm}$ of thickness.

With an effective head of $75,06 \text{ m}$, the installed capacity is $570,151 \text{ kW}$ using a Francis turbine with horizontal axis. The energy that can be produced is $3610577,60 \text{ kWh}$ with a capacity factor is 72.29% . From the economic feasibility analysis by using several economical parameters that is $BCR = 2,75$, $NPV = Rp\ 26.561.796.649,82$, $IRR = 22.25\%$, and Payback Period = 7 years 99 days.

Keyword : Minihydro Power Plant, power and energy, dependable discharge, GRP, economic feasibility



BAB I

PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Sumber daya air merupakan salah satu sumber daya yang telah disediakan oleh alam yang bisa dimanfaatkan oleh manusia untuk memenuhi kebutuhan hidupnya. Sumber daya air sangat potensial apabila diolah karena merupakan salah satu sumber daya yang dapat diperbarui dan secara kuantitas sangat melimpah di Indonesia yang termasuk negara beriklim tropis. Pemanfaatan sumber daya air di Indonesia sudah cukup banyak seperti adanya bendung, bendungan, jaringan irigasi, dan berbagai pembangkit listrik tenaga air. Namun berdasarkan data dan statistik masih banyak celah yang bisa dimanfaatkan dalam mengembangkan sumber daya air, mengingat masih banyaknya air yang terbuang sia-sia dari sungai langsung menuju laut tanpa adanya pengolahan dan pemanfaatan terlebih dahulu.

Salah satu kebutuhan rakyat yang sampai sekarang masih menjadi komplain bagi pemerintah adalah penyediaan energi listrik. Energi listrik di era modern seperti sekarang sudah berubah menjadi kebutuhan pokok bagi masyarakat karena semua hal penunjang kehidupan bergantung pada energi listrik. Semakin meningkatnya jumlah penduduk juga mengakibatkan energi listrik menjadi krisis terutama di Jawa Timur. Hal ini berdampak pada sering terjadinya pemadaman listrik secara bergiliran yang merugikan masyarakat.

Pada Undang-Undang No. 30 Tahun 2009 Pasal 2 Ayat 2 menyebutkan bahwa pembangunan ketenagalistrikan bertujuan untuk menjamin ketersediaan tenaga listrik dalam jumlah yang cukup, kualitas yang baik dan harga yang wajar dalam rangka meningkatkan kesejahteraan dan kemakmuran rakyat secara adil dan merata serta mewujudkan pembangunan yang berkelanjutan.

Pembangkit Listrik Mikro Hidro (PLTM) bisa menjadi salah satu alternatif bagi masyarakat untuk pemenuhan kebutuhan tenaga listrik. Disaat sumber energi lain mulai menipis dan memberikan dampak negatif seperti bahan bakar minyak bumi dan batu bara, maka air menjadi sumber energi yang penting, karena dapat dijadikan alternatif sumber energi pembangkit yang lebih murah dan tidak menimbulkan polusi dan kerusakan lingkungan. Faktor iklim Indonesia yang merupakan iklim tropis membuat curah hujan yang

tinggi menjadikan Indonesia kaya akan sumber daya air sehingga sangat potensial untuk diubah menjadi energi listrik.

Kabupaten Trenggalek yang sedang dalam pembangunan Bendungan Tugu bisa menjadi sarana untuk dibangunnya PLTM yang dalam proyek tersebut tidak dilakukan perencanaan pembangunan PLTM. Pada Bendungan Tugu air *outflow* hanya digunakan untuk pemenuhan irigasi dan kebutuhan air baku. Hal ini menjadi sayang mengingat air *outflow* bisa dioleh menjadi sumber energi listrik sebelum disalurkan untuk air irigasi dan pemenuhan kebutuhan air baku. Meskipun energi listrik yang dihasilkan relatif kecil setidaknya dapat menambah pasokan listrik di Kabupaten Trenggalek dan sekitarnya agar masalah oemadaman listrik yang bergiliran dapat teratasi.

1.2. Identifikasi Masalah

Studi perencanaan PLTM Bendungan Tugu adalah salah satu upaya untuk membantu Perusahaan Listrik Negara dalam memenuhi kebutuhan listrik negara. Studi ini berlokasi di Benudungan Tugu yang secara administrasi wilayah berada di Desa Nglinggis, Kecamatan Tugu, Kabupaten Trenggalek, Jawa Timur. Bendungan Tugu ini dibangun dengan tujuan mengendalikan banjir dan memenuhi kebutuhan air irigasi di wilayah Kabupaten Tremggalek dan sekitarnya.

Pada kontrak kerja pembangunan Bendungan Tugu sebenarnya tidak direncanakan untuk dibangun pembangkit listrik. Namun pada laporan akhir dari konsultan perencana yaitu PT. Indra Karya menyatakan adanya potensi untuk dibangun pembangkit listrik. Tetapi PT. Indra Karya dalam merencanakan debit air yang digunakan sebagai input tenaga pembangkit listrik hanya berasal dari *outflow* kebutuhan air irigasi dan maintenance flow saja maka debit airnya hanya kecil sehingga tenaga listrik yang dihasilkan pun juga kecil.

Tampungan waduk Bendungan Tugu yang tergolong kecil yaitu $8.271.102,17 \text{ m}^3$ maka dalam pola operasi waduk akan terlalu banyak air yang terbuang melalui *spillout*, hal ini adalah sesuatu yang sia-sia karena air tersebut seharusnya dapat dikelola menjadi sebuah tenaga pembangkit energi listrik.

Debit air sungai Keser yang dapat diandalkan sepanjang tahun dan kondisi debit *spillout* yang cukup besar, hal ini menjadi dasar studi perencanaan PLTM yang tidak hanya menggunakan debit dari air kebutuhan irigasi dan maintenance flow saja, tetapi juga dari debit air *spillout* dan kebutuhan air baku. Sebelum adanya keputusan pengembangan dan

pembangunan sumber daya air pada Bendungan Tugu menjadi energi listrik maka perlu dilakukan peninjauan dan perencanaan Pembangkit Listrik Tenaga Mikro Hidro pada lokasi Bendungan Tugu. Tinjauan studi ini diantaranya analisa debit yang tersedia dan debit andalan. Serta bangunan pembawa air menuju sebelum pipa pesat menggunakan menara intake dan saluran bekas pengelak yang sudah tersedi dilapangan. Pembangunan infrastruktur Pembangkit Listrik Tenaga Mikro Hidro juga direncanakan sampai mendapatkan hasil PLTM dengan bangkitan energi listrik terbesar dan layak secara ekonomi.

1.3. Batasan Masalah

Pembatasan masalah pada sebuah studi diperlukan dengan maksud pembahasan yang dilakukan oleh penulis lebih terarah dan sesuai dengan tujuan studi. Adapun batasan-batasan yang dimaksud adalah :

1. Daerah studi perencanaan PLTM ini dilaksanakan di lokasi Bendungan Tugu, Kabupaten Trenggalek, Jawa Timur.
2. Pembangkit listrik tenaga mikro hidro dilaksanakan dengan memanfaatkan air pada tumpungan waduk Bendungan Tugu.
3. Perencanaan pipa pesat (*penstock*) meliputi diameter pipa, panjang pipa dan tebal pipa.
4. Perencanaan dan pemilihan jenis turbin didasarkan pada besar daya yang dihasilkan.
5. Alternatif yang digunakan untuk menentukan debit optimal guna menghasilkan daya yang terbesar dan terekonomis menggunakan debit operasi bendungan yang berasal dari debit kebutuhan air irigasi, kebutuhan air baku, *maintenance flow* dan debit *spillout*.
6. Parameter yang digunakan dalam analisa ekonomi adalah BCR, IRR dan NPV.
7. Tidak membahas tentang operasi dan pendistribusian listrik.
8. Tidak membahas stabilitas bangunan PLTM.
9. Tidak membahas secara detail perangkat dan komponen elektromekanik bangunan PLTM.
10. Tidak membahas analisa mengenai dampak lingkungan akibat dibangunnya PLTM (AMDAL).

1.4. Rumusan Masalah

Dengan memperhatikan batasan-batasan masalah yang telah dipaparkan diatas, maka dalam studi ini rumusan masalah yang dapat dirumuskan adalah sebagai berikut :

1. Berapa debit andalan dan debit desain untuk perencanaan PLTM Bendungan Tugu?

2. Berapa diameter, panjang dan tebal pipa pesat yang digunakan mengalirkan debit yang telah ditentukan menuju turbin?
3. Bagaimana pemilihan jenis turbin dan generator yang digunakan sebagai pembangkit energi listrik?
4. Berapa besar daya dan energi listrik yang dihasilkan oleh PLTM Bendungan Tugu?
5. Bagaimana analisa ekonomi (BCR, NP, IRR dan *Payback period*) pada pembangunan PLTM Bendungan Tugu?

1.5. Tujuan

Tujuan dari studi perencanaan PLTM Bendungan Tugu :

1. Mengetahui besarnya debit andalan dan debit desain untuk PLTM Bendungan Tugu.
2. Mengetahui diameter, panjang dan tebal pipa pesat (*penstock*) yang digunakan untuk mengalirkan debit dari intake menuju turbin.
3. Mengetahui jenis turbin dan generator yang cocok digunakan sebagai pembangkit tenaga listrik.
4. Mengetahui besarnya daya dan energi listrik yang dihasilkan oleh PLTM Bendungan Tugu.
5. Mengetahui hasil analisa ekonomi (BCR, IRR dan NPV) apabila dibangunnya PLTM Bendungan Tugu.

1.6. Manfaat

Manfaat dari studi perencanaan Pembangkit Listrik Tenaga Mikro Hidro Bendungan Tugu ini adalah untuk memanfaatkan potensi air *outflow* Bendungan Tugu yang dapat diolah sebagai sumber tenaga pembangkit listrik, yang hasil listriknya diharapkan dapat membantu PLN dalam menyuplai kebutuhan listrik masyarakat. Studi ini diharapkan mampu menjadi referensi dan pertimbangan apabila proyek PLTM Bendungan Tugu benar-benar ingin diwujudkan.

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

2.1. Umum

Listrik merupakan suatu muatan-muatan yang bergantung pada kedudukan relatifnya serta kecepatan yang dimiliki akibat adanya gaya listrik dan gaya magnet. Pada dasarnya setiap energi listrik dapat dirubah menjadi energi panas, energi mekanik, energi cahaya serta energi lainnya. Sehingga energi listrik sangat diperlukan untuk membantu manusia dalam aktivitas dan sumber tenaga bagi peralatan elektroniknya.

Kini tenaga listrik merupakan landasan bagi kehidupan era modern dan harus tersedianya dalam kuantitas dan kualitas yang mencukupi kebutuhan nasional sebagai syarat bagi suatu negara yang memiliki taraf kehidupan yang baik dan perkembangan industri yang maju. Produksi dilakukan untuk pembangkitan berupa produksi tenaga listrik yang dilakukan dalam pusat tenaga listrik dengan menggunakan penggerak mula dan generator. Selesai produksi dilakukan penyaluran yang memindahkan tenaga listrik dari pusat tenaga listrik secara besar-besaran ke gardu induk. Gardu induk terletak berdekatan dengan suatu pusat pemakaian berupa kota atau industri besar. Kemudian dari gardu induk didistribusikan ke gardu distribusi dan ke para pengguna atau konsumen.

2.2. Berbagai Tipe Pembangkit Listrik

Pembangkit listrik adalah suatu set perangkat yang dapat membangkitkan dan memproduksi tegangan listrik dengan cara menggunakan suatu tenaga tertentu menjadi energi listrik. Ada banyak macam tipe pembangkit listrik diantaranya adalah sebagai berikut:

- Pembangkit Listrik Tenaga Air

Air adalah sumber daya alam yang merupakan energi primer potensial untuk Pusat Listrik Tenaga Mikrohidro (PLTM), dengan jumlah cukup besar di Indonesia. Potensi tenaga air tersebut tersebar di seluruh Indonesia. Dengan pemanfaatan air sebagai energi primer, terjadi penghematan penggunaan bahan bakar.

- Pembangkit Listrik Tenaga uap

Uap yang terjadi dari hasil pemanasan boiler/ketel uap pada Pusat Listrik Tenaga Uap (PLTU) digunakan untuk memutar turbin yang kemudian oleh generator diubah

menjadi energi listrik. Energi primer yang digunakan oleh PLTU adalah bahan bakar yang dapat berwujud padat, cair maupun gas. Batubara adalah wujud padat bahan bakar dan minyak merupakan wujud cairnya.

- **Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi**

Panas Bumi Panas bumi merupakan sumber tenaga listrik untuk pembangkit Pusat Listrik Tenaga Panas (PLTP). Sesungguhnya, prinsip kerja PLTP sama saja dengan PLTU. Hanya saja uap yang digunakan adalah uap panas bumi yang berasal langsung dari perut bumi. Karena itu, PLTP biasanya dibangun di daerah pegunungan dekat gunung berapi. Biaya operasional PLTP juga lebih murah daripada PLTU, karena tidak perlu membeli bahan bakar, namun memerlukan biaya investasi yang besar terutama untuk biaya eksplorasi dan pengeboran perut bumi. Ilustrasi siklus perubahan energi pada PLTP :Uap panas bumi didapatkan dari suatu kantong uap di perut bumi.

- **Pembangkit Listrik Tenaga Diesel**

Diesel Pusat Listrik Tenaga Diesel (PLTD) berbahan bakar BBM (solar), biasanya digunakan untuk memenuhi kebutuhan listrik dalam jumlah beban kecil, terutama untuk daerah baru yang terpencil atau untuk listrik pedesaan. Di dalam perkembangannya PLTD dapat juga menggunakan bahan bakar gas (BBG). Mesin diesel ini menggunakan ruang bakar dimana ledakan pada ruang bakar tersebut menggerak torak/piston yang kemudian pada poros engkol dirubah menjadi energi putar. Energi putar ini digunakan untuk memutar generator yang merubahnya menjadi energi listrik. Untuk meningkatkan efisiensi udara yang dicampur dengan bahan bakar dinaikkan tekanan dan temperaturnya dahulu pada turbo charger. turbo charger ini digerakkan oleh gas buang hasil pembakaran dari ruang bakar.

- **Pembangkit Listrik Tenaga Surya**

Pada prinsipnya panel surya Solar Cell mengubah sinar matahari menjadi energi listrik yang kemudian disimpan dalam baterai atau aki untuk digunakan setiap saat. Digunakan secara besar-besaran, untuk lingkungan tertentu atau satu unit rumah atau bangunan.

- **Pembangkit Listrik Tenaga Ombak**

Salah satu energi di laut tersebut adalah energi ombak yang merupakan sumber energi yang cukup besar. Ombak merupakan gerakan air laut yang turun-naik atau bergulung-gulung, merupakan energi alternatif yang dibangkitkan melalui efek gerakan tekanan udara akibat fluktuasi pergerakan gelombang.

- Pembangkit Listrik Tenaga Gas

Gas yang dihasilkan dalam ruang bakar pada pusat listrik tenaga gas (PLTG) akan menggerakkan turbin dan kemudian generator, yang akan mengubahnya menjadi energi listrik. Sama halnya dengan PLTU, bahan bakar PLTG bisa berwujud cair (BBM) maupun gas (gas alam). Penggunaan bahan bakar menentukan tingkat efisiensi pembakaran dan prosesnya. Prinsip kerja PLTG adalah sebagai berikut, mulamula udara dimasukkan dalam kompresor dengan melalui air filter/penyaring udara agar partikel debu tidak ikut masuk dalam kompresor tersebut. Pada kompresor tekanan udara dinaikkan lalu dialirkan ke ruang bakar untuk dibakar bersama bahan bakar.

- Pembangkit Listrik Tenaga Nuklir

Prinsip kerja PLTN, pada dasarnya sama dengan pembangkit listrik konvensional, yaitu ; air diuapkan di dalam suatu ketel melalui pembakaran. Uap yang dihasilkan dialirkan ke turbin yang akan bergerak apabila ada tekanan uap. Perputaran turbin digunakan untuk menggerakkan generator, sehingga menghasilkan tenaga listrik. Perbedaannya pada pembangkit listrik konvensional bahan bakar untuk menghasilkan panas menggunakan bahan bakar fosil seperti ; batubara, minyak dan gas. Dampak dari pembakaran bahan bakar fosil ini, akan mengeluarkan karbon dioksida (CO₂), sulfur dioksida (SO₂) dan nitrogen oksida (NO_x), serta debu yang mengandung logam berat. Sisa pembakaran tersebut akan teremisikan ke udara dan berpotensi mencemari lingkungan hidup, yang bisa menimbulkan hujan asam dan peningkatan suhu global.

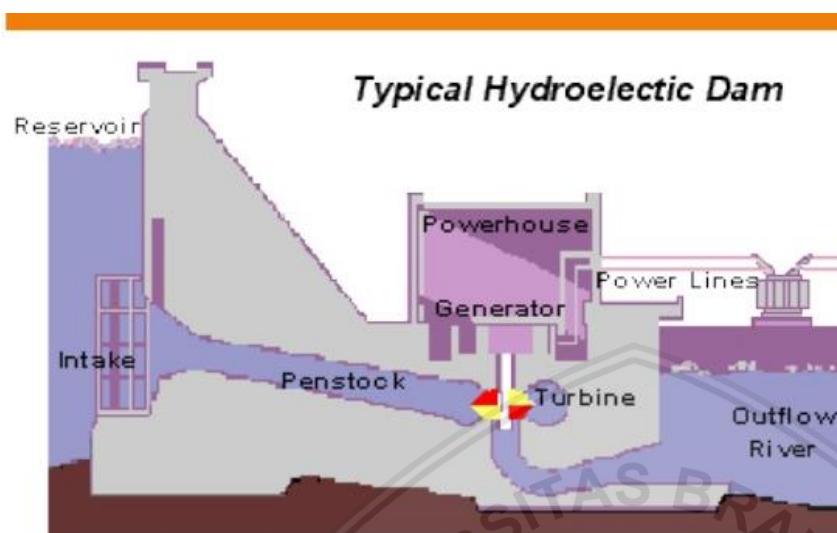
2.3. Pembangkit Listrik Tenaga Air

Adalah suatu pembangkitan energi listrik dengan mengubah energi potensial air menjadi energi mekanik oleh turbin dan diubah lagi menjadi energi listrik oleh generator dengan memanfaatkan ketinggian dan kecepatan aliran air.

2.3.1. Prinsip Kerja PLTM

Prinsip kerja pembangkit listrik tenaga air memanfaatkan arus air, atau air yang jatuh pada ketinggian tertentu untuk memutar turbin. Air yang jatuh pada ketinggian tertentu senantiasa mengalirkan air dengan massa tertentu setiap detik. Seperti massa air yang berada pada suatu ketinggian memiliki energy potensial gravitasi. Ketika massa air turun ke bawah energi potensialnya berkurang karena sebagian energi potensialnya dirubah menjadi energi kinetik. Sesuai dengan hukum kekekalan energi mekanik, semakin ke bawah energi kinetik semakin besar. Energi kinetik air yang cukup besar akan mengenai sudu-sudu turbin yang

dipasang pada dasar elevasi air yang jatuh tersebut dan memutarkan poros turbin yang seporos dengan poros generator Kemudian generator berputar dan menghasilkan energy listrik.



Gambar 2.1. Skema PLTM

Sumber: <http://boedmade.blogspot.co.id/2011/06/pengenalan-plta-pusat-listrik-tenaga.html>. (Diakses tanggal 1 November 2017).

2.3.2. Komponen dasar PLTM

Komponen dasar PLTM mempunyai pengertian komponen yang harus dimiliki oleh suatu rangkaian pembangkit listrik tenaga air, dan apabila satu komponen pun yang tidak dipenuhi maka rangkaian pembangkit listrik tersebut tidak bisa digunakan. Berikut merupakan komponen-komponen dasar pada suatu rangkaian PLTM:

- Waduk dan bendungan

Berfungsi untuk membendung dan menampung air dalam jumlah besar karena turbin memerlukan pasokan air yang cukup dan stabil. Kondisi debit pada sungai yang fluktuatif dalam satu tahun, sedangkan kebutuhan listrik yang harus dipenuhi secara konstan selama satu tahun penuh membuat perlu adanya tumpungan agar debit yang masuk ke dalam turbin konstan dan energi listrik yang dihasilkan selama satu tahun konstan pula untuk memenuhi kebutuhan listrik selama satu tahun tidak pernah terjadi adanya kekurangan pasokan listrik.

- Pipa pesat atau penstock

Berfungsi untuk menyalurkan dan mengarahkan air ke cerobong turbin. Salah satu ujung pipa pesat dipasang pada intake waduk. Sedangkan ujung yang lain diarahkan

pada cerobong turbin. Pipa pesat didesain berdasarkan debit air yang akan dialirkan serta harus dapat menahan tekanan air yang lewat agar tidak terjadi kegagalan konstruksi.



Gambar 2.2. Pipa Pesat pada PLTM

Sumber: <http://diway-5454.blogspot.co.id/2012/12/energi-air-untuk-pembangkit-listrik.html>. (Diakses tanggal 1 November 2017).

- **Turbin**

Gaya jatuh air yang mendorong baling-baling menyebabkan turbin berputar. Turbin air kebanyakan seperti kincir angina. Dengan menggantikan fungsi dorong angin untuk memutar baling-baling digantikan air untuk memutar turbin. Selanjutnya turbin akan mengkonversi energi potensial yang disebabkan gaya jatuh air menjadi energi kinetik.

- **Generator**

Generator dihubungkan dengan turbin melalui gigi-gigi putar sehingga ketika baling-baling turbin berputar, generator pun akan ikut berputar. Generator memanfaatkan perputaran turbin untuk memutar kumparan magnet didalam generator sehingga terjadi pergerakan elektron yang membangkitkan timbulnya arus listrik AC. Generator disambungkan dengan trasformator Step Up untuk menaikkan tegangan listrik sebelum listrik ditransmisikan.

- **Jalur transmisi**

Jalur transmisi berfungsi untuk mengalirkan listrik dari PLTM ke rumah – rumah atau industri. Sebelum listrik dikonsumsi terlebih dahulu tegangannya di turunkan dengan transformator Step Down.

2.4. Klasifikasi Pembangkit Listrik Tenaga Air (PLTA)

Pembangunan proyek pembangkit listrik tenaga air yang dibangun secara besar-besaran di Indonesia memiliki berbagai jenis dan tipe yang berbeda karena adanya perbedaan dan keistimewaan pada setiap PLTA yang dibangun. Berikut merupakan klasifikasi PLTA yang berada di Indonesia:

2.4.1. Klasifikasi Berdasarkan Output Air Waduk

Waduk yang merupakan tampungan air yang digunakan sebagai sumber air tenaga pembangkit memiliki berbagai tujuan tertentu pada output debit yang dikeluarkan, berikut merupakan tujuan output air waduk:

- Waduk untuk suplai air baku
- Waduk untuk suplai air irigasi
- Waduk sebagai pengendali banjir

2.4.2. Klasifikasi Berdasarkan Teknis

Pembangkit listrik tenaga air dilihat dari segi teknis darimana air tersebut diperoleh dapat diklasifikasikan sebagai berikut:

- Pembangkit listrik tenaga air konvensional, merupakan PLTA yang mendapatkan air sebagai sumber tenaganya dari sungai langsung atau melalui tampungan waduk.
- PLTA *Pumped Storage* merupakan pembangkit listrik yang medapatkan sumber air sebagai tenaganya yang berasal dari air hasil pompaan yang ditampung pada *reservoir* dengan ketinggian tertentu.
- PLTA ombak laut, merupakan pembangkit listrik tenaga air yang menggunakan energi air ombak laut sebagai sumber tenaganya.

2.4.3. Klasifikasi Berdasarkan Kapasitas Pembangkit

Berdasarkan kapasitas energi listrik yang dihasilkan oleh suatu PLTA maka dapat diklasifikasikan sebagai berikut berdasarkan buku Dandekar (1991,p.121):

- PLTA mikrohidro atau yang biasa dikenal dengan PLTM, merupakan pembangkit listrik yang berkapasitas < 1 MW
- PLTA kapasitas sedang (minihidro), merupakan pembangkit listrik yang berkapasitas 1 MW – 10 MW

- PLTA kapasitas tinggi, merupakan pembangkit listrik yang berkapasitas $> 10 \text{ MW}$

2.4.4. Klasifikasi Berdasarkan Tinggi Jatuh Air

Pembangkit listrik tenaga air merupakan konsep dari energi potensial air berubah menjadi energi mekanik lalu berubah lagi menjadi energi listrik. Energi potensial air tersebut memiliki tinggi (H) tertentu yang semakin besar nilai H nya maka energi potensialnya juga semakin besar. Berikut merupakan klasifikasi PLTA berdasarkan tinggi jatuh air:

- PLTA tekanan rendah, merupakan PLTA yang memiliki tinggi jatuh air $< 15 \text{ m}$
- PLTA tekanan sedang, merupakan PLTA yang memiliki tinggi jatuh air antara $15 \text{ m} - 50 \text{ m}$
- PLTA tekanan tinggi, merupakan PLTA yang memiliki tinggi jatuh air $> 50 \text{ m}$

2.4.5. Klasifikasi Berdasarkan Letak Topografi PLTA

Salah satu keunggulan dari PLTA adalah dapat ditematkannya pada kondisi topografi yang bermacam-macam, berikut merupakan klasifikasi PLTA berdasarkan letak topografinya:

- PLTA topografi lembah
- PLTA topografi perbukitan
- PLTA topografi pegunungan

2.4.6. Klasifikasi Berdasarkan Ekonomi

Dari segi ekonomi pembangkit listrik tenaga air dapat dibedakan menjadi 2 tipe, yaitu sebagai berikut:

1. PLTA *Isolated Grid*, merupakan pembangkit listrik tenaga air yang tidak dihubungkan dengan sentral-sentral listrik yang lain.
2. PLTA *Non Isolated Grid*, merupakan pembangkit listrik tenaga air yang dihubungkan pada sentral-sentral listrik yang lain.

2.5. Analisa Hidrologi dan Simulasi Operasi Waduk untuk PLTM

Dalam perencanaan pembangkit listrik tenaga air dibutuhkan adanya perencanaan besarnya debit yang akan digunakan untuk memutar turbin dan juga dalam perencanaan bangunan. Debit yang dipergunakan sebagai dasar perencanaan desain bangunan dan

perencanaan kapasitas daya terpasang menggunakan debit outflow yang diperoleh dari simulasi operasi waduk untuk PLTM.

2.5.1. Debit Andalan

Debit andalan adalah debit yang tersedia guna keperluan tertentu misalnya untuk keperluan irigasi, PLTM, air baku dan lain-lain sepanjang tahun, dengan resiko kegagalan yang telah diperhitungkan dibuku C.D. Soemarto (1987,p.214). Setelah itu baru ditetapkan frekuensi kejadian yang didalamnya terdapat paling sedikit satu kegagalan. Dengan data cukup panjang dapat digunakan analisis statistika untuk mengetahui gambaran umum secara kuantitatif besaran jumlah air. Beberapa debit andalan untuk berbagai tujuan, antara lain : berdasarkan buku Soemarto (1987,p.214).

- | | |
|--|--------------------|
| 1. Penyediaan air minum | 99% |
| 2. Penyediaan air industri | 95%-98% |
| 3. Penyediaan air irigasi untuk <ul style="list-style-type: none">• Daerah beriklim setengah lembab• Daerah beriklim kering | 70%-85%
80%-95% |
| 4. Pusat Listrik Tenaga Air | 85%-90% |

Debit andalan dapat dihitung peluang probabilitasnya dengan menggunakan persamaan Weibull dibuku Soemarto (1987,p.239):

Dengan :

P : peluang kejadian

m : no urut kelas data

n : banyaknya kelas data

Sedangkan untuk pembangkit listrik tenaga air tipe sistem tandon atau *reservoir* biasanya pada pemilihan debit menggunakan air yang tersedia pada tandon atau bendungan dengan memanfaatkan debit air yang melewati suatu saluan untuk kebutuhan tertentu.

Besarnya debit yang masuk bisa berubah – ubah sesuai permintaan, hal tersebut dapat menimbulkan gejala kavitas dan membahayakan peralatan hidromekanik jika debit yang

masuk melewati turbin air tidak memenuhi batas normal. Maka dari itu perlu adanya peninjauan yang lebih spesifik untuk pemilihan debit.

2.5.2. Simulasi Waduk Untuk PLTM

Dalam situasi atau analisa perilaku operasi waduk bertujuan untuk mengetahui perubahan kapasitas tampungan waduk. Persamaan yang digunakan adalah kontinuitas tampungan (*mass storage equation*) yang memberi hubungan antara masukan, keluaran dan perubahan tampungan. Persamaan secara matematika dinyatakan, sebagai berikut:

Dengan kendala $0 \leq St + 1 \leq C$

dengan:

t = interval waktu yang digunakan

St = tampungan waduk pada awal interval waktu

S_{t+1} = tampungan waktu pada akhir interval waktu

Qt = aliran masuk selama interval waktu t

Dt = lepasan air selama interval waktu t

Et = evaporasi selama interval waktu t

Lt = kehilangan-kehilangan air lain dari waduk selama interval waktu t, mempunyai harga yang kecil dan dapat diabaikan

C = tampungan aktif (tampungan efektif)

Operasi waduk yang diterapkan dalam studi ini adalah operasi PLTM dalam keadaan sebagai brikut:

1. Operasi beban puncak dalam jangka waktu standar satu hari yaitu selama 5 jam dari jam 17.00 – 22.00.
 2. Operasi beban dasar dalam jangka waktu standar satu hari yaitu selama 19 jam dari jam 22.00 – 17.00.
 3. Operasi beban konstan merupakan operasi pembangkit listrik dengan beban tetap sepanjang hari (24 jam), biasanya ini berada pada daerah desa karena tidak adanya industri.

2.5.3. Perkolasi

Perkolasi adalah pergerakan air ke bawah dari zona tidak jenuh (antara permukaan tanah sampai permukaan air tanah) ke dalam daerah jenuh (di bawah permukaan air tanah) berdasarkan buku Soemarto (1987,p.80).

Laju perkolasi lahan dipengaruhi oleh beberapa faktor penting antara lain:

1. Faktor tanah, tanah dengan tekstur halus mempunyai angka perkolasai yang rendah, sedangkan tekstur tanah yang kasar mempunyai angka perkolasai yang besar.
2. Permeabilitas tanah, adalah gaya rembes air yang melalui rongga diantara butir tanah, semakin besar permeabilitas tanah maka semakin besar angka perkolasai tanahnya.
3. Tebal lapisan tanah bagian atas, semakin tipis lapisan tanah bagian atas maka semakin kecil kemampuan perkolasinya.
4. Tanaman pelindung, tanaman membantu adanya penyerapan air kedalam tanah, sehingga semakin banyak tanaman pelindung maka semakin besar angka perkolasai.

Tabel 2.1. Nilai Perkolasi dari Berbagai Jenis Tanah

Jenis Tanah	Perkolasi (mm/hr)
Tanah Poros (Sand Loam)	3 – 6
Lempung (Loam)	2 - 3
Liat Berat (Clay)	1 - 2

Sumber: Wirosedarmo (1985,p.IV-14)

2.6. Desain Hidraulik Pembangkit Listrik Tenaga Air

Dalam perencanaan pembangkit listrik tenaga mikro/mini hidro maka harus direncanakan komponen penyusun dari pembangkit listrik, sistem pembawa air, dan pelengkap. Seperti yang telah diketahui bahwa energi listrik yang dihasilkan berasal dari energi kinetik yang berasal dari air dikonversikan menjadi energi mekanik oleh turbin dan energi mekanik dikonversi menjadi energi listrik oleh generator. Dimana desain sistem pembawa air dirancang berdasarkan prinsip hidraulika sehingga didapatkan perencanaan bangunan yang ekonomis dan aman.

2.7. Komponen Bangunan PLTM

Komponen dari pembangkit listrik tenaga air dapat dikelompokkan menjadi beberapa kategori sesuai dengan fungsi dan perletakan bangunan. Berdasarkan fungsinya komponen bangunan PLTM melalui tampungan air dikelompokkan menjadi bangunan pembawa dan rumah pembangkit.

2.7.1. Bangunan Pembawa

Bangunan pembawa merupakan bangunan yang berfungsi untuk mengantarkan air atau membawa air mulai dari bangunan pengambilan menuju ke rumah pembangkit.

Terdapat bermacam bentuk dari bangunan pembawa tergantung dari sistem pembawaan air menuju rumah pembangkit, bangunan pembawa antara lain :

Pipa Pesat (*Penstock*)

Pipa pesat adalah saluran yang menyalurkan dan mengarahkan air dari waduk ke turbin. Diameter pipa pesat dipilih dengan pertimbangan keamanan, kemudahan proses pembuatan, ketersediaan material dan tingkat rugi (*friction losses*) seminimal mungkin. Pipa pesat biasanya dilengkapi dengan tangki peredam (*surge tank*) yang berfungsi untuk menyerap pukulan air serta menyimpan air cadangan untuk mengatasi peningkatan beban yang tiba – tiba. Berdasarkan lokasinya pipa pesat dibagi dua, yaitu :

1. Pipa pesat tertanam (*Burried penstock*)

Merupakan jenis pipa pesat yang dipasang didalam tanah karena melihat topografi yang lebih memungkinkannya. Untuk penanaman batang pipa dalam tanah, maka keadaan kontur tanah dan sisa kelebihan dari pipa harus dipikirkan dengan baik berdasarkan buku Dandekar dan Sharma (1991,p.273).

Tabel 2.2. *Kekurangan dan Kelebihan Pipa Pesat dalam Tanah*

No.	Kelebihan	Kekurangan
1	Terlindung dari pengaruh suhu	Akses yang sulit untuk inspeksi
2	Terlindung dari pembekuan	Biaya mahal jika diameter besar dan kondisi tanah berbatu
3	Tidak membutuhkan sambungan (<i>Expansion joints</i>)	Cendreung terjadi pergeseran pipa pada lembah yang curam
4	Landscape tetap tidak bisa diubah	Membutuhkan lapisan tertentu terhadap korosi dan salinitas tanah
5	Terlindung dari gempa, longsoran tanah, dan badai	Sulit dalam pemeliharaan dan perbaikan
6	Dapat mengurangi ketebalan pipa	

Sumber : Varshney (1997,p.402)

2. Pipa pesat tidak tertanam (*Exposed penstock*)

Pipa diatas tanah didukung oleh fondasi atau tangkul penunjang. Menurut USBR, batang pipa yang tidak terlindung termasuk batang pipa yang didukung diatas tanah dan batang pipa yang dilindungi oleh lapisan beton tidak diijinkan untuk menahan tegangan struktur. Dibuku Dandenkar dan Sharma (1991,p.275).

Tabel 2.3. Kelebihan dan Kekurangan Pipa Pesat Tidak Tertanam

No.	Kelebihan	Kekurangan
1	Mudah dalam inspeksi	Sangat terpengaruh oleh suhu eksternal
2	Biaya instalasi lebih murah	Kemungkinan terjadi pembekuan saat musim dingin
3	Terlindung terhadap longsoran jika dilengkapi dengan blok angker	Tekanan longitudinal mungkin timbul karena blok angker
4	Mudah dalam pemeliharaan dan perbaikan	Diperlukan sambungan (<i>Expansion joints</i>)

Sumber : Varshney (1977,p.403)

Pengaruh Pukulan Air terhadap Pipa Pesat

Perhitungan tekanan hidrostatis untuk pipa perlu memperhatikan pengaruh pukulan air terhadap pipa, dimana kenaikan air akibat pukulan air dihitung dengan Persamaan Allevi yang biasanya dipergunakan untuk pipa berukuran pendek dibuku Penche (2004,p.143) :

Dengan :

Po : tekanan hidrostatik akibat tinggi jatuh (*head*)

V : kecepatan (m/dt)

L : panjang pipa pesat (m)

T : waktu penutupan katup atau *wicket gate* (detik)

E : modulus elastis bahan pipa

C : cepat rambat gelombang dalam pipa

Kedalaman Minimum Aliran Tenggelam pada Inlet Pipa Pesat

Berdasarkan Penche pengambilan atau intake pada pipa pesat harus dihitung dan dibangun bagaimana caranya untuk menghindari adanya *vorticity*. *Vorticity* adalah kejadian

di dalam pipa pesat yang kekurangan tekanan sehingga kerja pada perputan turbin menjadi tidak maksimal. Kedalaman tenggelan harus dihitung dengan nilainya lebih dari nilai ‘s’, dimana nilai ‘s’ tersebut dihitung dengan persamaan sebagai berikut:

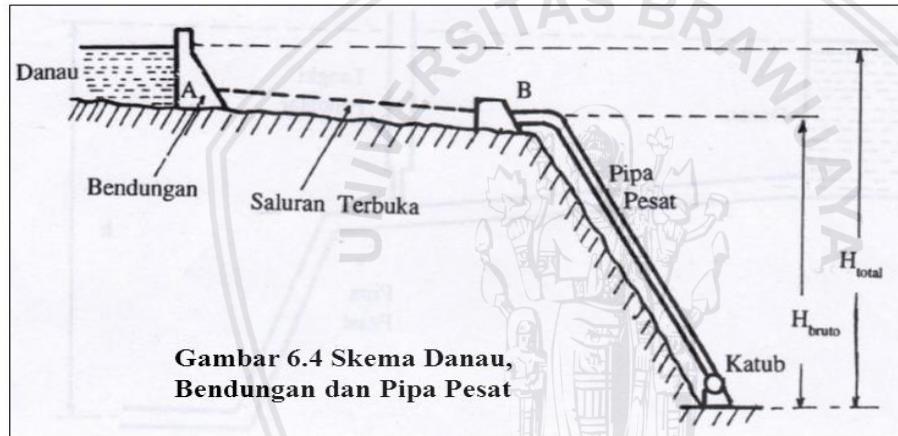
$$Ht > s$$

Keterangan:

C = 0,7245 untuk inlet tipe asimetris dan 0,5434 untuk inlet simetris

V = kecepatan masuk aliran (m/s)

D = diameter inlet pipa pesat (m)



Gambar 2.3. Skema Tinggi Jatuh di Pipa Pesat

Sumber: Penche (2004,p.119)

Sistem Pengambilan pada Pipa Pesat (Intake)

Sistem pengambilan atau intake pipa pesat biasanya dirancang menggunakan katup (valve). Dimana sistem katup tersebut memberikan keuntungan karena akan mudah pengaturannya debit air yang masuk ke pipa pesat baik dalam keadaan operasional maupun dalam keadaan perawatan. Ada beberapa jenis katup yang biasa digunakan di intake pipa pesat, diantaranya sebagai berikut:

- a. Gate Valve
 - b. Butterfly Valve
 - c. Needle Valve

2.7.2. Rumah Pembangkit (*Power House*)

Turbin dan generator yang merupakan peralatan hidromekanikal yang rawan terjadi kerusakan apabila ditempatkan pada area terbuka, maka diperlukan bangunan yang bisa melindungi turbin dan generator yang biasa disebut dengan rumah pembangkit. Selain itu terdapat peralatan pendukung lain seperti panel kontrol, panel distribusi daya, beban komponen dan sebagainya agar pembangkitan daya bisa menjadi maksimal.

2.8. Tinggi Jatuh Efektif (*Net Head*)

Tinggi jatuh efektif adalah selisih antara elevasi muka air pada bangunan pengambilan atau waduk (EMAW) dengan *tail water level* (TWL) dikurangi dengan total kehilangan tinggi tekan berdasarkan buku Ramos (2000,p.57). Persamaan tinggi jatuh efektif adalah :

$$H_{\text{eff}} = \text{EMAW} - \text{TWL} - hl \quad \dots \dots \dots \quad (2-8)$$

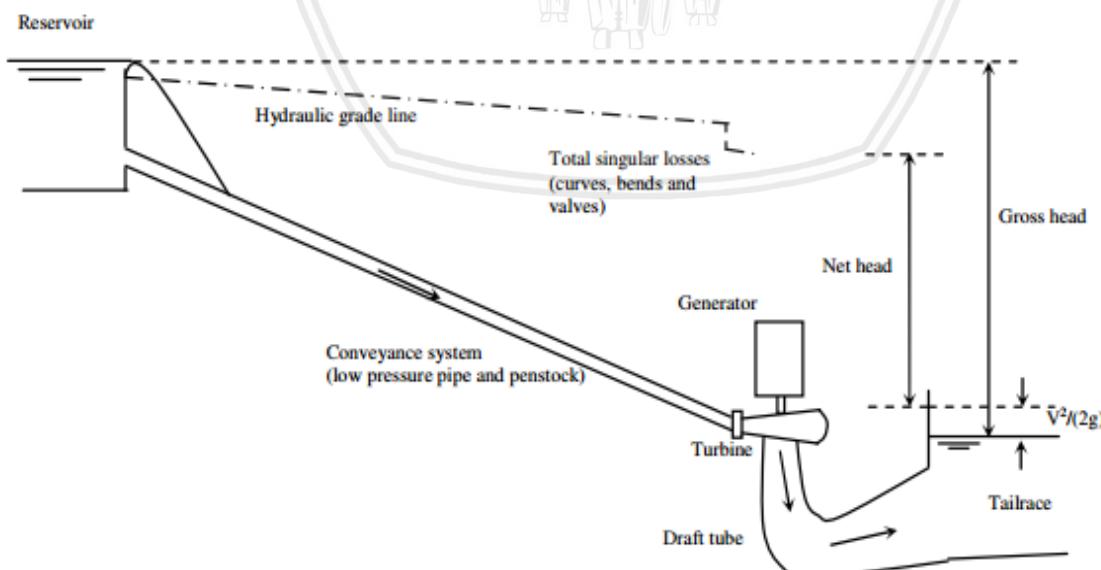
Dengan :

H_{eff} : tinggi jauh efektif (m)

EMAW : elevasi muka air waduk atau hulu bangunan pengambilan (m)

TWL : *tail water level* (m)

hl : total kehilangan tinggi tekan (m)



Gambar 2.4. Sketsa Tinggi Jatuh Effektif

Sumber : Ramos (2000,p.61)

2.8.1. Kehilangan Tinggi (*Head Loss*)

Kehilangan tinggi energi adalah menurunnya besarnya energi akibat gesekan maupun kontraksi yang terjadi selama proses pengaliran, berdasarkan hukum kekekalan energi pada Persamaan Bernoulli besarnya energi adalah sama namun terjadi penurunan energi atau kehilangan energi pada kisi atau *secion* setelah mengalami gesekan, perubahan bentuk, dan hambatan.

Dalam perhitungan kehilangan tinggi pada perencanaan sistem pembangkit listrik tenaga air terdapat kehilangan tinggi pada saluran tertutup.

Perhitungan kehilangan pada saluran tertutup dapat dibagi menjadi dua bagian yaitu kehilangan tinggi mayor (*major losses*) dan kehilangan tinggi minor (*minor losses*), kehilangan tinggi mayor disebabkan oleh gesekan yang terjadi didalam pipa akibat kekasaran dari pipa itu sendiri, besarnya kehilangan tinggi mayor pada saluran tertutup dapat dihitung dengan menggunakan Persamaan Darcy – Weisbach dibuku Penche (2004,p.38).

Dimana :

hf = kehilangan tinggi tekan (m)

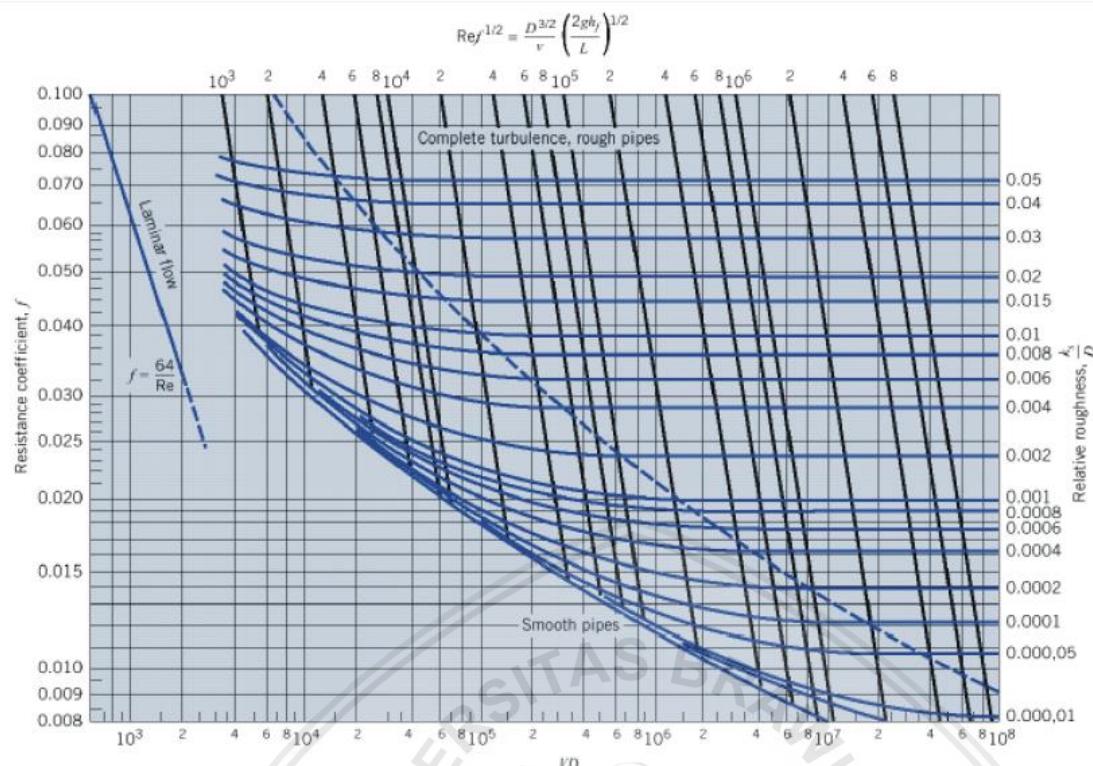
V = kecepatan masuk (m/d)

g = percepatan gravitasi (m/dt^2)

L = panjang saluran tertutup / pipa (m)

D = diameter pipa (m)

F = koefisien kekasaran, didapat dari digaram moody



Gambar 2.5. Diagram Moody

Sumber : Penche (2004,p.38)

Sedangkan perhitungan kehilangan tinggi minor dapat dihitung dengan persamaan berikut:

Dengan :

K = koefisien berdasarkan jenis kontraksi

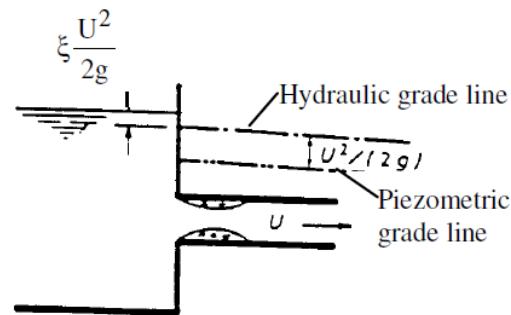
V = kecepatan masuk (m/dt)

g = percepatan gravitasi (m/dt^2)

nilai K dapat ditentukan berdasarkan jenis kontraksi atau hambatan yang terjadi pada pengaliran, berikut jenis kontraksi dan hambatan yang diperhitungkan dibuku Ramos (2000,p.64).

a. Kontraksi

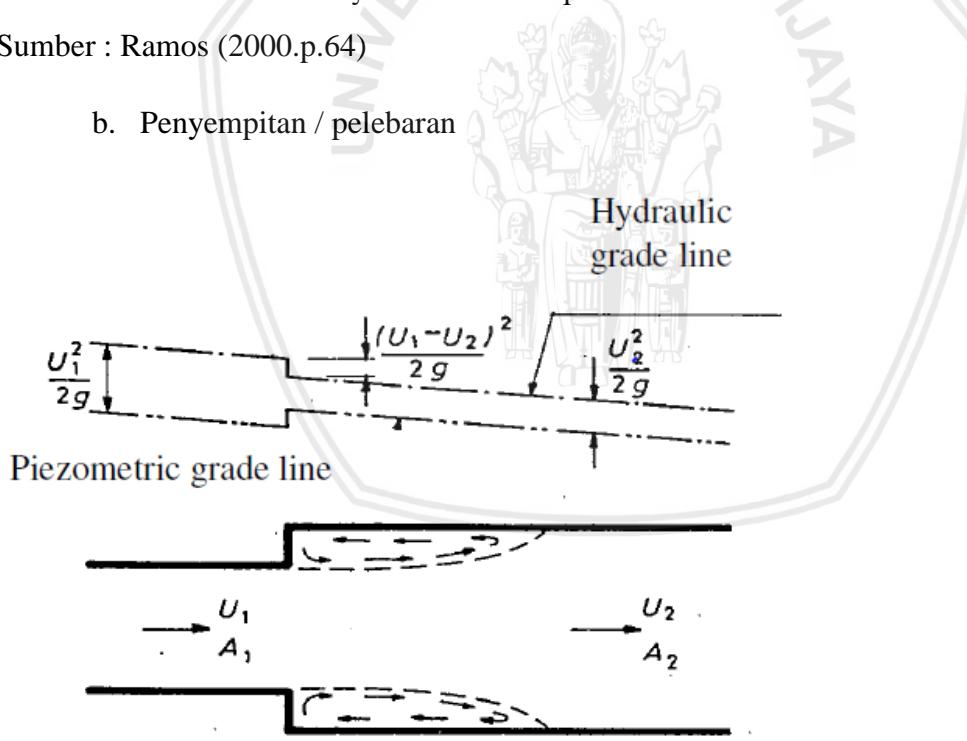
Type of contraction	ξ
sharp edge	0.50
rounded edge	0.25
conical horn	0.10
gradual	
	0.06
$\alpha \begin{cases} 20^\circ \\ 45^\circ \\ 60^\circ \\ 75^\circ \end{cases}$	0.20 0.30 0.32 0.34



Gambar 2.6. Kisaran Nilai ζ Berdasarkan Tipe Kontraksi

Sumber : Ramos (2000.p.64)

b. Penyempitan / pelebaran



Gambar 2.7. Sketsa Situasi Kehilangan Tinggi Akibat Penyempitan dan Pelebaran

Sumber : Ramos (2000,p.64)

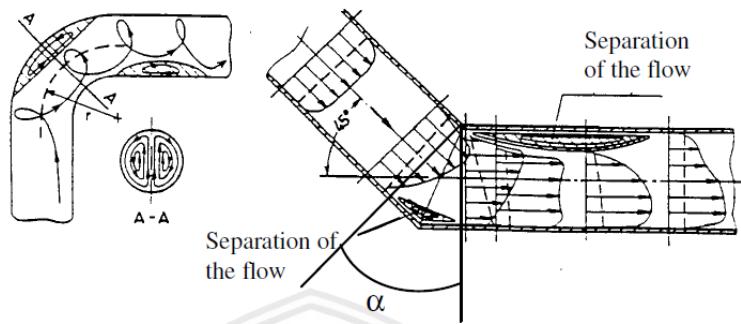
Dimana :

ζ = koefisien

A = luas penampang (m^2)

c. Tikungan / belokan

α	ζ
30°	0.20
40°	0.30
60°	0.55
80°	0.99
90°	1.10



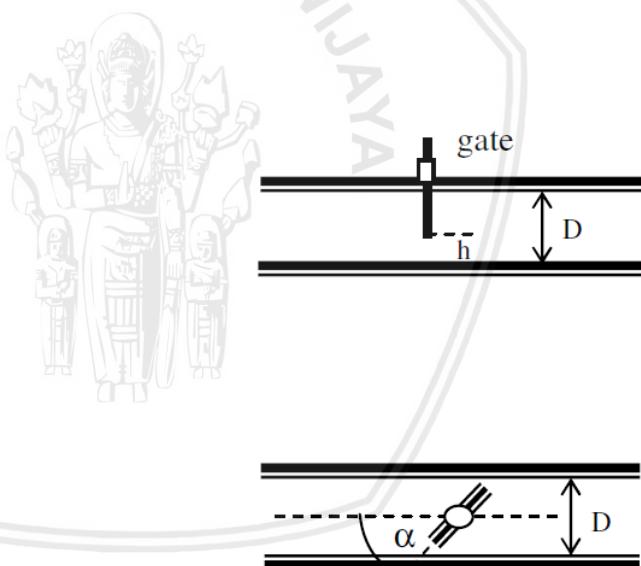
Gambar 2.8. Kisaran Nilai ζ Akibat Belokan

Sumber : Ramos (2000,p.65)

d. Pintu dan Katup

h/D	ζ
0.20	31.4
0.50	3.3
0.70	0.8

α	ζ
5°	0.24
20°	1.54
40°	10.8
60°	118



Gambar 2.9. Kisaran Nilai ζ Akibat Pintu dan Katup

Sumber : Ramos (2000,p.65)

e. Penyaring

Besarnya kehilangan tinggi akibat penyaring (*trashrack*) dihitung dengan persamaan *kirschmer* (Panche,2004 :23) yaitu

Dengan :

Vo: Kecepatan datang (m/dt)

Ht : Kehilangan tinggi pada penyaring (m)

t : Tebal jeruji (mm)

b : Jarak antar jeruji (mm)

Θ : Sudut dasar jeruji

Parameter bentuk dari penyaring (trashrack) ditunjukkan pada gambar berikut :

2.9. Turbin Hidraulik

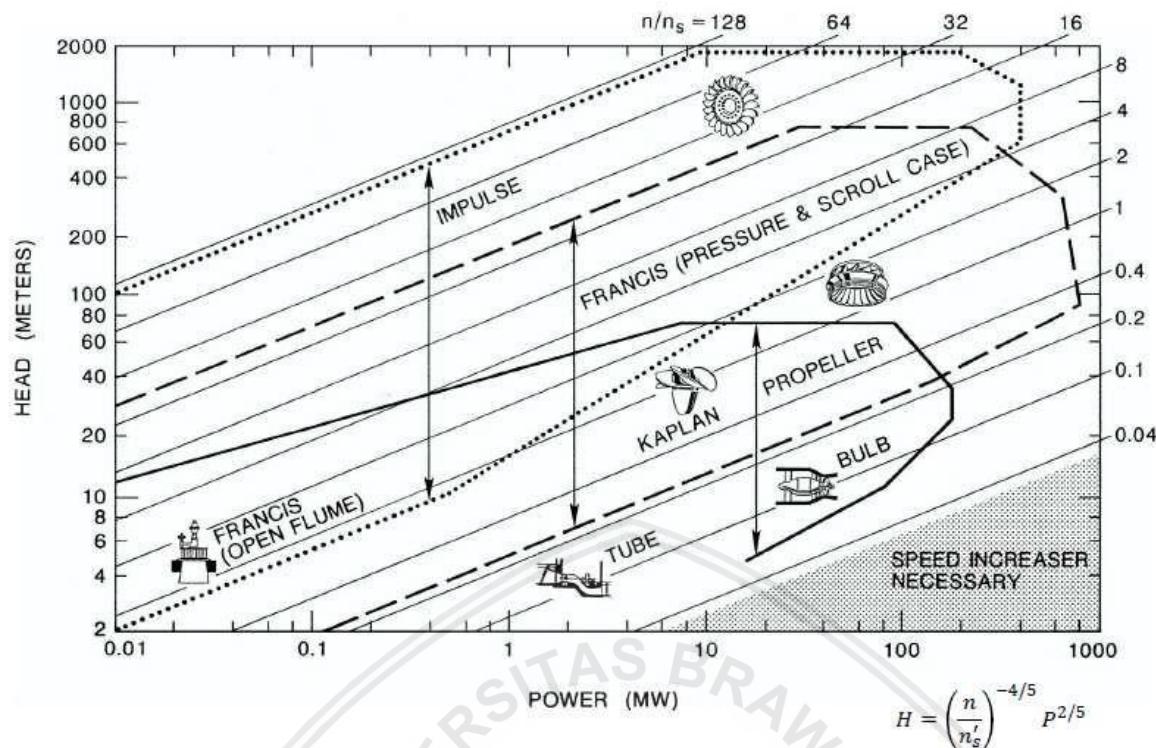
Menurut M.M. Dandekar (1991,p.391) turbin – turbin hidraulik berhubungan erat dengan generator, fungsi utamanya adalah mengubah energi air menjadi energi listrik. Air mengalir melalui turbin, memberi tenaga pada *runner* (penggerak) dari turbin dan membuatnya berputar (energi mekanis). Energi mekanis diubah dengan generator listrik menjadi tenaga listrik.

2.9.1. Klasifikasi Turbin

Berdasarkan prinsip kerja turbin dalam mengubah energi potensial air menjadi energi mekanis, turbin air dibedakan menjadi dua kelompok yaitu turbin impuls dan turbin reaksi. Perbedaan pokok kedua golongan turbin tersebut adalah :

1. Runner turbin impuls berputar di udara karena mendapat pancaran air, dengan demikian maka seluruhnya (atau hampir seluruhnya) diubah menjadi energi kinetik untuk memutar *runner*.
 2. Runner turbin reaksi berputar didalam air oleh energi dalam bentuk tekanan dan kinetik.

Untuk memudahkan pemakaian jenis turbin, maka turbin – turbin tersebut diklasifikasikan sebagai berikut:



Gambar 2.10. Grafik Pemilihan Jenis Turbin

Sumber : Ramos (2000,p.82)

2.9.2. Karakteristik Turbin

Suatu karakteristik turbin adalah parameter penting yang mendasari perencanaan turbin hidrolik. Karakteristik turbin meliputi kecepatan spesifik turbin (N_s), kecepatan putar turbin atau kecepatan sinkron generator (n). Dalam perencanaan karakteristik turbin dapat digunakan beberapa metode antara lain:

- Metode USBR (*United State of Bureau Reclamation*)
 - Metode ESHA (*European Small Hydropower Association*)

Diantara kedua metode diatas memiliki tata cara perhitungannya masing-masing dan berikut merupakan penjelasan setiap metode:

Metode ESHA (European Small Hydropower Association)

ESHA menggunakan standar internasional IEC 60193 dan 60041 untuk menetukan besarnya nilai kecepatan spesifik turbin. Persamaan yang digunakan ESHA dalam menghitung kecepatan spesifik turbin adalah:

Keterangan:

Nqe = kecepatan spesifik (tak berdimensi)

Q = debit desain (m^3/s)

E = energi hidrolis spesifik didapat dari ($E = H \times g$) (J/kg)

n = putaran dasar turbin (t/s)

Hubungan atau kesetaraan dari nilai N_{qe} dengan nilai parameter turbin dengan menggunakan metode lain seperti kecepatan spesifik (N_s), faktor kecepatan (ϕ) dan putaran satuan (N_q) adalah sebagai berikut berdasarkan buku Penche (2004,p.68):

Ns : 995 Nqe

Nq : 333 Nqe

① : 2,11 Nqe

Dalam perhitungan kecepatan spesifik turbin nilai putaran dasar turbin harus dicoba-coba terlebih dahulu untuk memperkirakan besarnya putaran dasar turbin maka digunakan persamaan empiris untuk mengetahui kecepatan spesifik turbin (Nqe') dengan persamaan sebagai berikut dibuku Penche (2004,p.169):

$$Nqe' = 0.0859/H^{0.243} \quad \dots \dots \dots \quad (2-14)$$

$$\text{Turbin Francis} \quad Nqe' = 1,924/H^{0.512} \quad \dots \dots \dots \quad (2-15)$$

$$N_{qe'} = 2.294/H^{0.486} \quad \dots \dots \dots \quad (2-16)$$

Turbin Propeller $N_{qe'} = 2.716/H^{0.5}$ (2-17)

Turbin Bulb $N_{qe'} = 1.528/H^{0.2837}$ (2-18)

Selain itu putaran dasar turbin (n) dan jumlah kutub generator bisa direncanakan berdasarkan kecepatan spesifik coba-coba (Nqe'). ESHA memberikan kisaran nilai kecepatan spesifik untuk tiap turbin adalah sebagai berikut dibuku Penche (2004,p.169):

- Turbin Francis : $0,05 \leq Nqe \leq 0,33$
 - Turbin Propeller, Kaplan dan Blub : $0,19 \leq Nqe \leq 1,55$
 - Turbin Pelton : $0,005 \leq Nqe \leq 0,025$
 - Turbin Pelton dengan (n) nozzle : $0,005 n^{0,5} \leq Nqe \leq 0,025 n^{0,5}$

2.9.3. Kavitasasi dan Titik Berat Turbin

Kavitasi adalah suatu kejadian yang timbul dalam aliran dengan kecepatan yang besar sehingga tekanan air menjadi lebih kecil daripada tekanan uap air maksimum pada temperatur tersebut. Proses ini menimbulkan gelembung-gelembung air yang dapat menimbulkan erosi pada turbin berdasarkan buku Patty (1995,p.99).

Ada berbagai cara yang dilakukan untuk menghindari kavitasi semakin besar, cara-cara tersebut adalah sebagai berikut pada buku Arismunandar (2004,p.70):

- Memilih sudut rotor yang tepat bentuknya
 - Memasang rotor pada posisi yang rendah terhadap permukaan air sebelah bawah (*tail water level*)
 - Memilih kecepatan jenis yang kecil
 - Memberi udara dalam jumlah yang tepat pada bagian atas dari pipa lepas

Selain cara diatas untuk menghindari kavitas dalam perencanaan turbin maka turbin harus diletakkan pada posisi yang aman yakni titik tinggi hisap (H_s) sampai titik pusat turbin.

Penentuan titik berat turbin atau elevasi pusat turbin dapat dinyatakan dengan persamaan sebagai berikut:

Keterangan:

Z = titik pusat turbin (m)

TWL = elevasi tail water level (m)

Hs = tinggi hisap turbin (m)

b = perbedaan tinggi antara titik pusat turbin dengan *outlet runner*

Untuk menghitung tinggi hisap (H_s) dapat dihitung dengan persamaan berikut pada buku USBR (1976,p.22):

$$H_v = P_v / P_g \dots \quad (2-22)$$

Keterangan:

Hs = tinggi hisap (m)

Ha = tekanan atmosfer (m)

Hv = tekanan uap air (m)

H = tinggi jatuh efektif (m)

α = koefisien thoma

Atau dengan menggunakan metode ESHA dibuku Penche (2004,p.169):

Keterangan:

Hs = tinggi hisap (m)

Patm = tekanan atmosfer (Pa)

Pv = tekanan uap air (Pa)

H = tinggi jatuh efektif (m)

α = kor

p = berat jenis air (kg/m^3)

g = percepatan gravitasi (m/s^2)

V = kecepatan aliran (m/s)

Dalam penentuan kavitas diperlukan koefisien thoma kritis (α_c), cara menghitungnya dengan menggunakan fungsi kecepatan spesifik dengan persamaan sebagai berikut:

- Metode USBR dibuku USBR (1976,p.22).

$$\text{ac} = \frac{Ns^{1.64}}{50327} \dots \dots \dots \quad (2-24)$$

- Metode ESHA (Penche,2004:169)

Keterangan:

ac = koefisien kritis thoma

N_s = kecepatan spesifik (mKW) (metode USBR)

Nqe = kecepatan spesifik (metode ESHA)

Tabel 2.4. Perbandingan Nilai Tekanan Atmosfer Terhadap Ketinggian

Atmosphere Pressure

Altitude (ft)	Pressure (psi)
sea level	14,69
2	13,66
4	12,69
6	11,77
8	10,91
10	10,1
12	9,34
14	8,63
16	7,96
18	7,34
20	6,75
22	6,2
24	5,69

Sumber: <https://www.apritos.com/5115/altimeter-indicator-pada-flight-instrument-pesawat-udara/>. (Diakses tanggal 3 November 2017).

Tabel 2.5. Perbandingan Nilai Tekanan Uap air Terhadap Suhu

Tekanan Uap Jenuh Air

Suhu (Celcius)	(mmHg)
0	4,58
10	9,21
20	17,54
30	31,82
40	55,3
50	97,5
60	149,4
70	233,7
80	355,1
90	525,8
100	760

Sumber: <https://esdikimia.files.wordpress.com/2009/10/tekanan-uap.jpg?w=300&h=181>.

(Diakses tanggal 3 November 2017).

Kavitasi akan terjadi ketika α hitung = α kritis. Besarnya kavitasi aktual dapat dihitung dengan persamaan berdasarkan buku Patty (1995,p.100):

Keterangan:

α = kavitası

Ha = ketinggian tekanan atmosfir (m)

H_w = ketinggian tekanan uap air pada bawah sudu rotor atau bagian atas pipa (m)

Hs = tinggi hisap atau *draft head* (m)

Heff = tinggi jatuh efektif (m)

2.9.4. Diameter Turbin

Dalam perhitungan dimensi turbin maka perlu ditentukan jenis turbin yang akan digunakan apakah tipe turbin reaksi atau turbin impuls. Dalam perencanaan pembangkit listrik tenaga air dengan tinggi jatuh maka jenis turbin yang digunakan adalah tipe turbin reaksi. Menurut Ramos (2000,p.94) turbin reaksi terdiri dari beberapa bagian berikut:

- Rumah Siput (*Spiral Case*)

Spiral case berfungsi untuk merubah energi tekanan menjadi energi kinetik aliran air yang masuk menuju ruang turbin.

- *Wicket Gate* atau *Guide Valve*

Berfungsi untuk mengarahkan air menuju *Runner* turbin dengan aliran seragam.

- Pemutar atau *Runner*

Runner bertugas untuk mengubah energi kinetik menjadi energi mekanik untuk ditransformasikan menjadi energi listrik oleh generator. *Runner* memiliki 2 tipe yaitu *Runner Axial* dan *Runner Radial*.

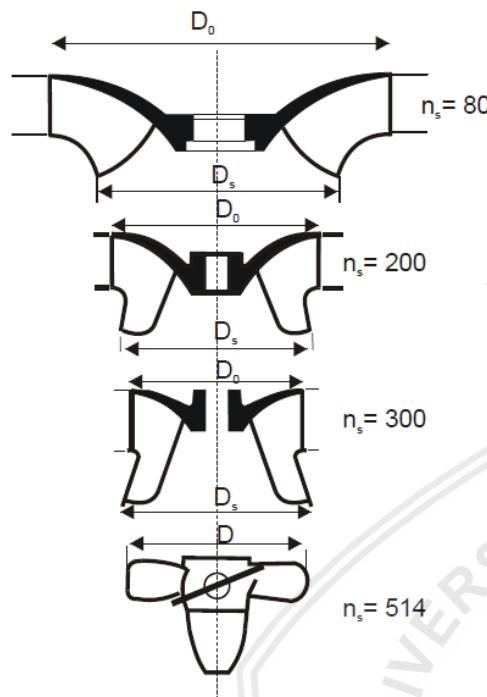
- Pipa Pembuang atau (*Draft Tube*)

Draft Tube berfungsi untuk mengalirkan air dari turbin menuju saluran *tail race*.

2.9.4.1. Diameter Runner

Ada beberapa parameter dalam perhitungan untuk menentukan diameter *Runner* yang akan digunakan. Parameter tersebut antara lain besarnya kecepatan spesifik, tinggi

jatuh dan perbedaan kecepatan tangensial pada turbin. Namun biasanya penentuan Runner turbin lebih condong menggunakan parameter kecepatan spesifik turbin tersebut.



Gambar 2.11. Pemilihan Bentuk Runner Berdasarkan Kecepatan Spesifik

Sumber: Penche (2004,p.169).

Untuk turbin Francis diameter Runner dihitung dengan persamaan berikut dibuku Ramos 2004,p.169):

$$H_1 = D_3(0.094 + 0.00025Ns) \dots \dots \dots (2-32)$$

$$H_2 = D_3 (-0,05 + \frac{42}{N_S}) \dots \quad (2-33)$$

Keterangan:

D = diameter *runner* (m)

N = kecepatan dasar turbin (rpm)

N_s = kecepatan spesifik turbin (mKW)

Ku = perbedaan kecepatan tangensial

2.9.4.2. Guide Valve

Karakteristik dimensi *guide valve* dihitung dengan persamaan:

Keterangan:

Hg = tinggi guide valve (m)

Hg = lebar ruang *whirl* (m)

N_s = kecepatan spesifik (mKW)

Dm = diameter runner turbin (m)

2.9.4.3. Rumah Siput (*Spiral Case*)

Spiral case berfungsi mengubah energi tekanan air menjadi energi kinetik dan sebagai pengarah aliran air menuju ruang pemutar turbin. Perhitungan dimensi *spiral case* dinyatakan dengan rumus sebagai berikut dibuku Ramos 2000,p.98):

$$F = D_3(1 + 131.4/N_s) \quad \dots \dots \dots \quad (2-41)$$

$$H = D_3(0.79 + 81.75/N_s) \dots \quad (2-43)$$

$$I = D_3(0.1 + 0.00065/N_s) \dots \quad (2-44)$$

$$L_+ \equiv D_3(0.88 \pm 0.00049/N_S) \dots \quad (2-45)$$

Kecepatan dalam rumah siput dihitung dengan persamaan:

Keterangan:

V = kecepatan (m/s)

N_s = kecepatan spesifik (mKW)

2.9.4.4. Pipa Pelepas (*Draft Tube*)

Pipa pelepas adalah pipa yang meneruskan air dari turbin ke saluran pembuangan. Ada 2 tipe cara kerja pada pipa pelepas yaitu sebagai berikut dibuku Patty (1995,p.97):

- Menggunakan tinggi jatuhnya air dari tempat keluar turbin ke muka air saluran pembuangan atau menggunakan tinggi statis.
 - Menggunakan energi kinetik air yang keluar dari turbin atau menggunakan tinggi dinamis.

Dalam perencanaan dimensi pipa pelepas dapat menggunakan persamaan sebagai berikut dibuku Ramos (2000,p.98):

Kecepatan pada intake *draft tube* dapat dihitung dengan persamaan:

Keterangan:

Dm = diameter *runner* (m)

V = kecepatan (m/s)

N_s = kecepatan spesifik(mKW)

2.9.5. Efisiensi Turbin

Efisiensi turbin adalah perbandingan antara energi yang keluar dari turbin dengan energi yang masuk turbin yang berasal dari aliran air dibuku Patty (1995,p.92). Turbin air modern dioperasikan pada efisiensi mekanis lebih dari 90%. Efisiensi turbin dapat dihitung dengan persamaan:

Keterangan:

μ = efisiensi turbin

P = daya (Watt)

y = berat jenis fluida (kg/m^3)

$$Q = \text{debit } (\text{m}^3/\text{s})$$

H = tinggi jatuh (m)

2.10. Peralatan dan Fasilitas Listrik

Peralatan listrik merupakan komponen sistem pembangkit listrik yang berfungsi sebagai pengatur daya bangkitan dari turbin untuk disalurkan melalui grid atau jaringan distribusi listrik, tujuan lainnya adalah sebagai pengaman dari sistem pengaturan dan pembangkit energi listrik. Dalam perencanaan peralatan listrik meliputi:

- Perencanaan generator
 - Pengatur kecepatana (*governor*)
 - Peningkatan kecepatan
 - Transformer (travo)
 - Peralatan pengatur elektrik
 - Aksesoris kelengkapan elektrik

2.10.1. Generator

Generator adalah sebuah alat yang memproduksi energi listrik dari sumber energi mekanik dan biasanya generator menggunakan induksi elektromagnetik. Generator memiliki dua bagian penting yakni rotor dan stator. Daya generator yang dihasilkan dapat dihitung dengan persamaan berdasarkan buku Penche (2004,p.187):

Keterangan:

Pg = rating keluaran generator (kVA)

Pt = rating keluaran turbin (kW)

Ng = efisiensi generator

Pf = faktor tenaga

Sama halnya dengan turbin, generator juga memiliki efisiensi tertentu. Efisiensi generator dapat dibedakan berdasarkan keluaran energi yang dishasilkan dibuku Penche (2004,p.187):

Tabel 2.6. Hubungan Antara Daya Generator dengan Efisiensi

<i>Rated Power (kW)</i>	<i>Best Efficiency</i>
10	0,91
50	0,94
100	0,95
250	0,955
500	0,96
1000	0,97

Sumber: Penche (2004,p.187)

Untuk mengatur tegangan yang keluar dari generator agar dapat distabilkan maka perlu direncanakan pengatur tegangan (*exciter*), terdapat 2 jenis *exciter* yang biasanya digunakan untuk generator yaitu pada buku Penche (2004,p.188):

- *Static type excitors*
 - *Brushless type exciter*
 - *Rotating type exciter*

2.11. Energi

Tenaga yang dihasilkan dari debit pembangkitan maksimum (debit puncak = *plant peak discharge*) disebut kapasitas terpasang atau *Installed Capacity*. Tenaga yang dihasilkan berupa produksi energi tahunan.

Produksi energi tahunan dihitung berdasarkan tenaga andalan. Tenaga andalan dihitung berdasarkan debit andalan yang tersedia untuk pembangkitan energi listrik yang berupa debit outflow dengan periode n harian. Dibuku Arismunandar (2005,p.19)

Dimana:

E : Energi tiap satu periode (kWh)

H : Tinggi jatuh efektif (m)

Q : Debit Outflow (m^3/detik)

2.12. Faktor Kapasitas

\Menurut Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia Nomor 12 Tahun 2017, Tenaga Air dengan kapasitas paling tinggi 10 MW (sepuluh megawatt) harus mampu beroperasi dengan faktor kapasitas (capacity factor) paling sedikit sebesar 65% (enam puluh lima persen). Sedangkan kapasitas lebih dari 10 MW (sepuluh megawatt) beroperasi dengan faktor kapasitas (capacity factor) tergantung kebutuhan sistem, Dan untuk perhitungan faktor kapasitas untuk PLTM dapat dihitung dengan rumus sebagai berikut:

$$\text{Kapasitas faktor} = \frac{\text{Energi Rerata Tahunan}}{(365 \text{ hari}) \times (24 \text{ jam}) \times (\text{Daya PLTA})} \quad \dots \dots \dots \quad (2-60)$$

2.13. Analisa Ekonomi

Analisa ekonomi dilakukan untuk mengetahui nilai suatu proyek dari segi ekonomi apakah layak untuk dibangun atau tidak dengan membandingkan *cost* dan *benefit* yang diperoleh dari suatu proyek. Dalam melakukan analisa ekonomi dibutuhkan dua komponen utama yaitu : *cost* (komponen biaya) dan *benefit* (komponen manfaat). Dalam studi ini digunakan 3 parameter yaitu BCR, NPV dan IRR.

2.13.1. Komponen Manfaat dan Biaya

A. Komponen Manfaat

Dengan :

B = benefit (Rp)

E = energi (kWh)

TDL = tarif dasar listrik (Rp/kWh)

B. Komponen Biaya

Biaya modal (Capital Cost) adalah jumlah semua pengeluaran yang dibutuhkan mulai dan pra studi sampai proyek selesai dibangun. Semua pengeluaran yang termasuk biaya modal dibagi menjadi dua bagian yaitu biaya langsung dan biaya tak langsung.

- **Biaya Langsung**

Rumus empiris yang digunakan untuk memperkirakan besarnya biaya adalah sebagai berikut (Anonim dalam RETScreen,2005:Appendix B):

1. Biaya *Engineering* (C1)

Biaya engineering merupakan biaya yang diperlukan untuk jasa konsultasi dan jasa konstruksi, persamaan empiris untuk estimasi biaya adalah sebagai berikut:

Dengan :

C1 : estimasi biaya *engineering* (\$ Canada)

n : jumlah turbin yang digunakan

E : *engineering cost factor* (0,67 jika ada bendungan / bendung eksisiting dan 1 jika tidak bendungan / bendung eksisiting)

MW : total kapasitas terpasang (MegaWatt)

Hg : tinggi jatuh kotor (m)

2. Biaya Peralatan Hidromekanik (C2)

Biaya peralatan hidromekanik meliputi biaya generator, turbin dan governor, persamaan empiris untuk estimasi biaya adalah sebagai berikut :

$$C2 = CG + CT \quad \dots \dots \dots \quad (2-63)$$

Generator

$$CG = 0,82 n^{0,98} G C_g \left(\frac{MW}{Hg^{0,28}} \right)^{0,9} \times 10 \quad \dots \dots \dots \quad (2-64)$$

Turbin Kaplan

$$CT = 0,27 n^{0,96} J_t K_t d^{1,47} (1,17 H_g^{0,12} + 2) \times 10^6 \quad \dots \dots \dots \quad (2-65)$$

Turbin Francis

$$CT = 0,17 n^{0,96} J_t K_t d^{1,47} ((13 + 0,01 H_g^{0,3}) + 3) \times 10^6 \quad \dots \dots \dots \quad (2-66)$$

Turbin Propeller

$$CT = 0,125 n^{0,96} J_t K_t d^{1,47} (1,17 H_g^{0,12} + 4) \times 10^6 \quad \dots \dots \dots \quad (2-67)$$

Turbin Turgo atau Pelton

$$CT = 3,47 n^{0,96} \left(\frac{MWu}{H_g^{0,5}} \right)^{0,44} \times 10^6 \quad Jika \frac{MWu}{H_g^{0,5}} > 4 \quad \dots \dots \dots \quad (2-68)$$

$$CT = 5,34 n^{0,96} \left(\frac{MWu}{H_g^{0,5}} \right)^{0,91} \times 10^6 \quad Jika \frac{MWu}{H_g^{0,5}} < 4 \quad \dots \dots \dots \quad (2-69)$$

Turbin Crossflow

$$CT = \text{biaya turbin pelton / turgo} \times 0,5 \quad \dots\dots\dots(2-70)$$

Dengan :

C2 : estimasi biaya hidromekanik (\$ Canada)

CG : biaya generator (\$ Canada)

CT : biaya turbin dan governor (\$ Canada)

G : faktor koneksi grid (0,9 untuk central grid)

C_g : faktor motor generator kecil (0,75 jika $MW < 10$, 1 jika $MW > 10$)

Jt : faktor peningkatan tinggi jatuh (1 jika $H < 25m$, 1,1 jika $H > 25m$)

Kt : faktor penurunan diameter kecil ($0,9$ jika $d < 1,8m$, 1 jika $d >$

1,8m)

d : diameter runner turbin (m)

Mwu : kapasitas daya tiap turbin (Megawatt)

3. Biaya Instalasi Peralatan Hidromekanik (C3)

Merupakan biaya pemasangan peralatan hidromekanik persamaan empiris untuk estimasi biaya adalah sebagai berikut :

Dengan :

C3 : estimasi biaya instalasi hidromekanik (*\$ Canada*)

C2 : biaya peralatan hidromekanik (\$ Canada)

4. Biaya Pekerjaan Lain – Lain (C4)

Merupakan kelompok bangunan lain yang tidak tergolong utama (pelengkap), persamaan empiris untuk estimasi biaya adalah sebagai berikut :

$$C4 = 0,25 i Q_d^{0,35} \times 1,1 \sum C1 \text{ to } C3 \quad \dots \quad (2-72)$$

Dengan :

C4 : estimasi biaya pekerjaan lain – lain (\$ Canada)

i : suku bunga

Hasil estimasi biaya langsung (*Cost*) dinyatakan dalam satuan mata rupia dolar *Canada* dengan nilai konversi ke mata uang rupiah adalah Rp. 10.900,00 per Maret 2018. Atau dengan rasio $9,05 \times 10^{-5}$. Sehingga biaya langsung adalah penjumlahan dari seluruh item pekerjaan yang tercantum diatas.

- **Biaya Tak Langsung**

Biaya ini dibagi menjadi tiga komponen, yaitu :

1. Kemungkinan / hal yang tidak pasti ini bila dikelompokkan dapat dibagi menjadi tiga, yaitu :
 - a. Biaya / pengeluaran yang mungkin timbul, tetapi tidak pasti.
 - b. Biaya yang mungkin timbul, namun belum terlihat.
 - c. Biaya yang mungkin timbul, akibat tidak tetapnya pada waktu yang akan datang (misal adanya kenaikan harga) atau eskalasi. Biasanya biaya untuk ini merupakan suatu angka prosentase dari biaya langsung, misalnya 5%, 10%, 15%. Hal ini sangat tergantung pada pihak pemilik dan perencana. Semakin berpengalaman pemilik atau perencana, besarnya prosentase ini lebih kecil.
2. Biaya teknik / engineering cost mencakup biaya untuk kegiatan yang terkait dengan aspek engineering yaitu biaya survey lapangan, studi kelayakan (feasibility study), jasa konsultan, desain dan biaya supervisi. Berdasarkan buku Suyanto (2001,p.45)
3. Bunga (interest) selama konstruksi dimaksudkan untuk membayar bunga uang yang harus disediakan. Pajak kadang – kadang perlu ditambahkan atau tidak diperhitungkan. Berdasarkan buku Suyanto (2001,p.46)

C. Biaya Tahunan

Biaya tahunan adalah biaya yang masih diperlukan sepanjang umur proyek. Biaya tahunan (A) terdiri dari tiga komponen, yaitu :

- a. Biaya bunga, biaya ini merupakan penyebab terjadinya perubahan biaya modal karena adanya tingkat suku bunga selama umur proyek. Besarnya bisa berbeda

dengan bunga selama waktu dari ide sampai pelaksanaan sifat fisik selesai. Bunga merupakan komponen terbesar yang diperhitungkan terhadap biaya modal.

- b. Depresiasi atau penyusutan adalah turunnya suatu harga/ nilai dari sebuah benda karena pemakaian dan kerusakan atau keusangan benda itu.
- c. Amortisasi adalah pembayaran dalam suatu periode tertentu (tahunan misalnya) sehingga hutang yang ada akan terbayar lunas pada akhir periode tersebut.
- d. Biaya operasi dan pemeliharaan, untuk dapat memenuhi umur proyek sesuai dengan yang direncanakan pada detail desain, maka diperlukan biaya untuk operasi dan pemeliharaan proyek tersebut yang harus dikeluarkan setiap tahunnya. Besarnya biaya O&P diperkirakan dari prosentase biaya modal. Persentase tersebut besarnya berbeda – beda tergantung jenis bangunannya.

2.13.2. Indikator Ekonomi

Suatu proyek dikatakan layak secara ekonomi apabila memenuhi indikator – indikator analisa ekonomi. Menurut Suyanto (2001,p.39), indikator yang umum dipakai dalam analisa ekonomi diantaranya :

- Perbandingan manfaat dan biaya (BCR)
- Selisih manfaat dan biaya (Net Present Value)
- Tingkat pengembalian internal (Internal Rate of Return)
- Jangka waktu pengembalian modal

2.13.2.1. BCR (Benefit Cost Ratio)

Benefit Cost Ratio (BCR) adalah perbandingan antara nilai sekarang (*present value*) dari manfaat (*benefit*) dengan nilai sekarang (*present value*) dari biaya (*cost*). Secara umum rumus untuk perhitungan BCR ini adalah berdasarkan buku Suyanto (2001,p.39) :

$$\text{BCR} = \frac{\text{PV dari manfaat}}{\text{PV dari biaya capital dan O&P}} \quad \dots \dots \dots \quad (2-73)$$

Dengan :

PV = Present Value

BCR = Benefit Cost Ratio

Sebagai ukuran dari penilaian suatu kelayakan proyek dengan metode BCR ini adalah jika diperoleh nilai $BCR > 1$ maka proyek dikatakan layak dikerjakan dan begitu pula sebaliknya jika diperoleh nilai $BCR < 1$ proyek tersebut secara ekonomi tidak layak untuk dikerjakan.

2.13.2.2.NPV (Net Present Value)

Komponen *cost* dan *benefit* dihitung *present value*nya berdasarkan *discount rate/interest rate* yang telah ditentukan. Harga *Net Present Value* diperoleh dari pengurangan *Present Value* komponen *benefit* dengan *Present Value* komponen *cost* (Suyanto,2001: 39).

$$NPV = PV \text{ komponen Benefit} - PV \text{ komponen Cost} \quad \dots \dots \dots \quad (2-74)$$

Dengan :

PV = Present Value

NPV = *Net Present Value*

Suatu proyek dikatakan ekonomis dan juga layak untuk dibangun apabila NPV yang diperoleh bernilai positif atau $NPV > 0$.

2.13.2.3. IRR (Internal Rate of Return)

IRR merupakan nilai suku bunga yang diperoleh jika BCR bernilai sama dengan 1, atau nilai suku bunga jika NPV bernilai sama dengan 0. IRR dihitung atas dasar penerimaan bersih dan total nilai untuk keperluan investasi. Nilai IRR sangat penting diketahui untuk melihat sejauh mana kemampuan proyek ini dapat dibiayai dengan melihat nilai suku bunga pinjaman yang berlaku. Perhitungan nilai IRR ini dapat diperoleh cara coba – coba pada tingkat suku bunga tertentu maka didapat $BCR = 1$ ataupu dengan rumus sebagai berikut berdasarkan buku Suyanto (2001,p.50) :

$$IRR = I' + \frac{NPV'}{NPV' - NPV''} (I'' - I') \quad \dots \dots \dots \quad (2-75)$$

Dimana :

I' = suku bunga memberikan nilai NPV positif

I'' = suku bunga memberikan nilai NPV negatif

NPV = selisih antara present value dari manfaat dan present value biaya

NPV' = NPV positif

NPV'' = NPV negatif

2.13.3. Usia Guna Suatu Proyek

Dalam studi ini untuk mengetahui usia guna material yang digunakan dapat mengacu pada buku Linsley (1986,p.44). Untuk lebih jelasnya tersaji pada tabel berikut:

Tabel 2.7. *Usia Guna Jenis Bangunan atau Peralatan Pembangkit Listrik*

Jenis Material	Usia (Tahun)	Jenis Material	Usia (Tahun)
Kayu	15	Baja (< 4 inch)	30
Saluran	75	Baja (< 4 inch)	40
Kolam pengendapan	50	PLTU / PLTG	28
Peralatan konstruksi	5	Generator :	
Bendung :		>3000 KVA	28
Krib	25	1000 – 3000 KVA	25
Beton, pasangan batu, urugan	150	50 hp – 1000 KVA	17-25
Batu lepas	60	<50 hp	14 – 17
Baja	40	hydrant	50
Penyaring (filter)	50	Pengukur air (AWLR)	30
Flumes :		PLTN	20
Beton	75	Pompa	18-25
Baja	50	Reservoir	75
Pipa besar	50	Standpipes	50
Pipa :		Kolam :	
Cast iron (2-4 inch)	50	Beton	50
Cast iron (4-6 inch)	65	Baja	40
Cast iron (8-10 inch)	75	Kayu	20
Cast iron (>12 inch)	100	Terowongan	100
Beton	20 - 30	Turbin hidrolik	35
PVC	40	Sumur	40 -50

Sumber : Linsley (1986,p.44)

Usia guna bangunan sangat bervariasi tergantung tingkat kepekaan terhadap kerusakan, jenis material yang digunakan dan fungsi bangunan itu tersendiri, PLTM memiliki komponen yang bervariasi mulai dari beton, besi, peralatan mekanik dan elektrik. Untuk memperpanjang usia guna biasanya dilakukan perawatan secara berkala. Usia guna komponen bangunan PLTM seperti yang ditampilkan pada tabel diatas.





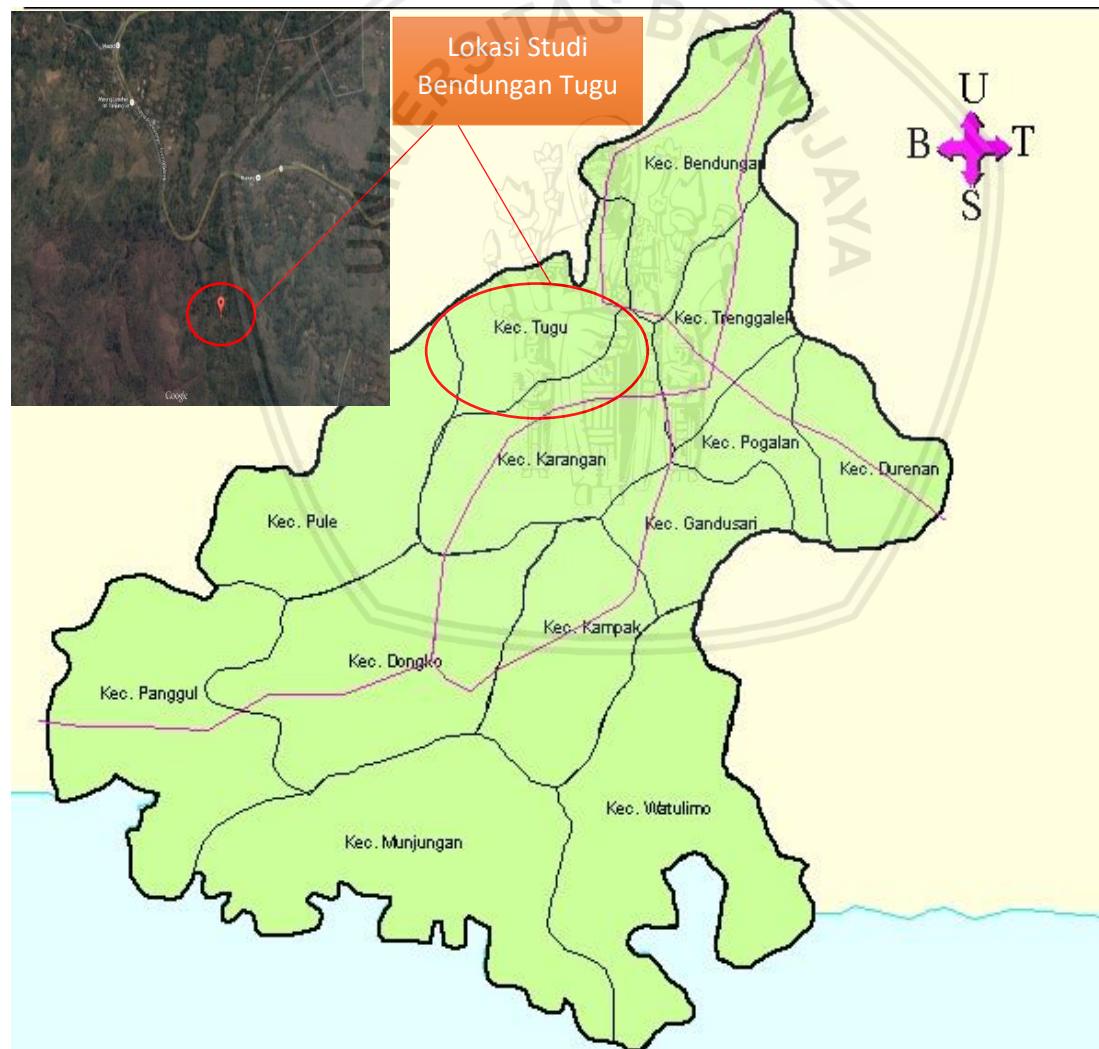
BAB III

METODOLOGI STUDI

3.1. Lokasi Studi

Lokasi Pekerjaan Bendungan Tugu berada di Sungai Keser di desa Nginggis, Kecamatan Tugu, Kabupaten Trenggalek Jawa Timur dan terletak antara garis lintang selatan $8^{\circ}1'$ dan $8^{\circ}3'$ dan garis bujur timur $111^{\circ}37'$.

Lokasi Bendungan dapat dicapai dengan jalan darat melalui jalan Propinsi dari arah Kota Trenggalek menuju Ponorogo, sesampainya di desa Pucanganak membelok ke selatan sejauh lebih kurang 1,00 km kemudian membelok ke Barat sejauh 1,80 km.

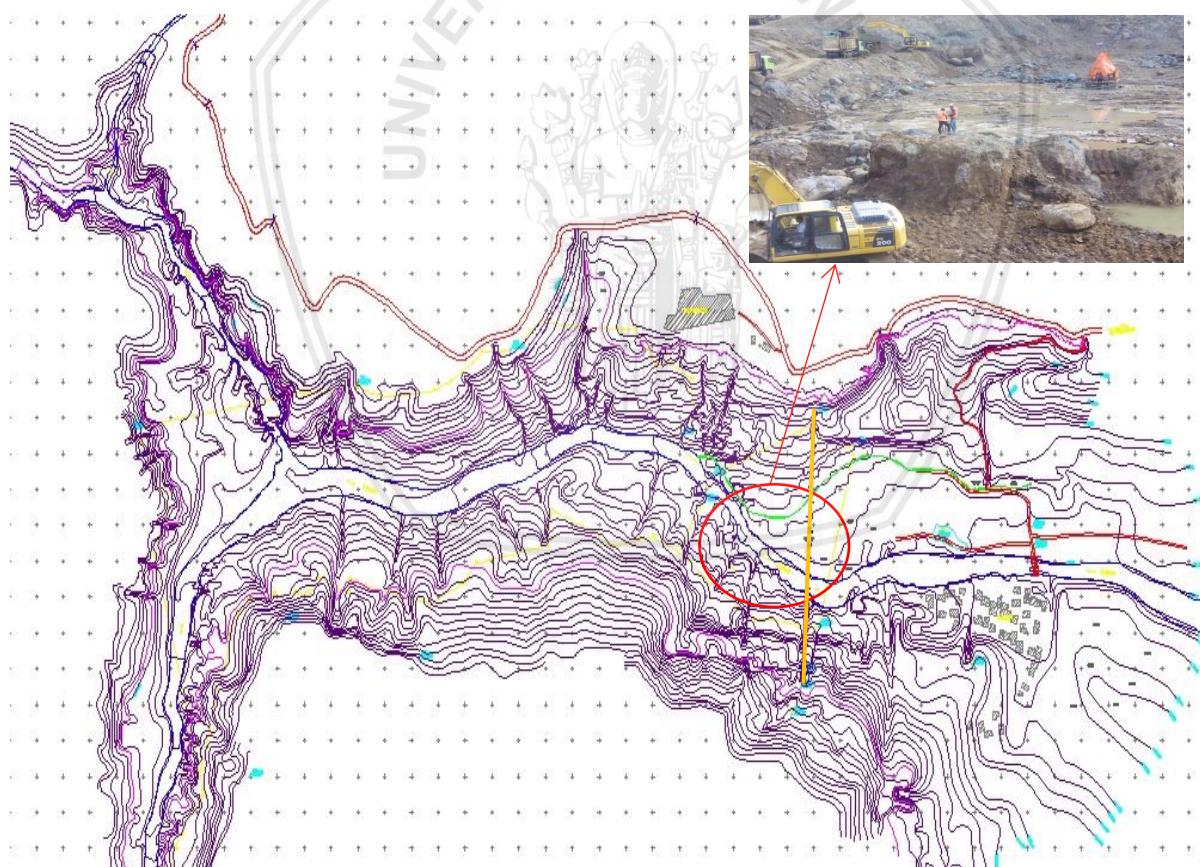


Gambar 3.1. Lokasi Proyek Bendungan Tugu Trenggalek
Sumber : Google Map. (Diakses 12 Januari 2018)



Gambar 3.2. Peta Lokasi Bendungan Tugu

Sumber: <https://maps.google.com>. (Diakses 16 Januari 2018)



Gambar 3.3. Area Genangan Bendungan Tugu Trenggalek

Sumber : Laporan Akhir Bendungan Tugu Tahun 2017

3.1.1. Kondisi Topografi

Letak geografi Kecamatan Tugu Kabupaten Trenggalek terletak antara garis lintang selatan $8^{\circ} 1'$ dan $8^{\circ} 3'$ dan garis bujur timur $111^{\circ} 34'$ dan $111^{\circ} 37'$ dengan batas – batas wilayah ([wikipedia.org](https://en.wikipedia.org)):

- Utara : Kabupaten Ponorogo
- Selatan : Samudera Hindia
- Timur : Kabupaten Tulungagung
- Barat : Kabupaten Pacitan

3.1.2. Kondisi Morfologi

Berdasarkan Laporan Geologi dan Mekanika Tanah (2013), secara umum geomorfologi daerah rencana Bendungan Tugu dan sekitarnya dibedakan menjadi 2 (dua) satuan geomorfologi, yaitu satuan dataran dan satuan perbukitan. Satuan dataran merupakan dataran sungai K. Keser, dengan elevasi dasar sungai sekitar el.+ 200 m di atas muka laut. Kondisi sungai termasuk “*braided river*” banyak dijumpai gosong pasir di tengah sungai, dengan lebar sungai sekitar 10 sampai 30 m. Di beberapa tempat terutama di sebelah selatan sungai merupakan endapan coluvial, berupa campuran pasir dan kerikil, sementara ini diusahakan penduduk sebagai tempat pengambilan pasir & kerikil serta dijual mencukupi kebutuhan di Kota Trenggalek. Pada musim kemarau aliran sungai di daerah ini relatif kecil sekitar $0,5 \text{ m}^3/\text{detik}$, tetapi menjadi semakin besar diwaktu banjir atau pada musim penghujan.

Satuan perbukitan terletak di kanan maupun kiri sungai, merupakan perbukitan dengan kelerengan kedua tebing sungai sekitar 40° . Di sebelah utara atau kiri K. Keser ketinggiannya mencapai sekitar el. + 280 m di pinggir jalan raya Trenggalek – Ponorogo. Sedang diselatan atau kanan K. Keser sampai mencapai el. + 600 m pada puncak Gunung Temon sebagai lokasi rencana *quarry* Bendungan Tugu.

Pada satuan dataran di sekitar K. Keser terutama di sebelah utara K. Keser umumnya dipergunakan penduduk sebagai tanah persawahan padi. Sedangkan di daerah perbukitan umumnya ditumbuhinya semak belukar, dan sebagian lagi daerah kawasan kehutanan (jati) yang gundul ditebang dengan gegabah oleh penduduk setempat.

3.1.3. Stratigrafi

Stratigrafi daerah penyelidikan dapat dibedakan menjadi 4 (empat) macam satuan litologi seperti yang ditunjukkan pada Tabel 3.1. Sedangkan penyebaran satuan batuan

sesuai hasil pemetaan geologi dan penyebaran batuan di bawah permukaan diperlihatkan pada penampang geologi poros bendungan.

Tabel 3.1. *Stratigrafi Daerah Penyelidikan*

Umur Geologi	Simbol	Formasi	Geologi	Keterangan
Resen	O O O O O	Aluvial	Endapan sungai : lempung, lanau, pasir, kerikil, kerakal dan bongkah.	Alur sungai, sand bar. Dataran banjir, bantaran sungai.
Resen	△ △ △ △	Kolovial	Bongkah, kerakal, kerikil, pasir, lanau dan lempung.	Kaki bukit, lereng bukit.
Oligo-Miosen	△ v v △ △ v v △ △ v v △	Auto Breksi Andesit (Formasi Mandalika)	Berwarna abu-abu dalam kondisi segar, coklat dalam kondisi lapuk, terdiri dari fragmen andesit berukuran 5 cm sampai 20 cm, matrik andesit, keras, masif. Terdapat sisipan batupasir tufaan, berwarna abu-abu keputihan sampai coklat, berbutir halus, keras dalam kondisi segar, rapuh dalam kondisi lapuk.	Bukit kiri dan kanan sungai & dasar sungai.

Sumber : Laporan Geologi Bendungan Tugu, 2014

Satuan Auto Breksi Andesit (auto brecciated andesite) merupakan batuan dasar, dominan tersebar di daerah penyelidikan, umumnya terdapat di daerah perbukitan, dasar sungai dan tebing sungai. Batuan ini diperkirakan berumur Oligo-Miosen yang secara regional termasuk dalam Formasi Mandalika. Ciri umum batuan ini adalah berwana abu-abu dalam kondisi segar, berwana coklat tua sampai coklat kekuningan dalam kondisi lapuk sempurna dan lapuk kuat. Breksi ini terdiri dari fragmen andesit berukuran 5 cm sampai 20 cm, matrik berupa andesit, kadang dijumpai juga breksi volkanik dimana matriksnya berupa tuf pasir halus sampai kasar. Umumnya kompak masif dan keras dan kadang-kadang dijumpai rekahan terbuka maupun tertutup. Pada bagian permukaan auto breksi andesit sudah mengalami pelapukan berwana coklat sampai abu-abu kecoklatan, lapuk kuat (lapuk tinggi) sampai lapuk sempurna (decomposed), umumnya pelapukan sudah berubah menjadi lanau lempungan dan fragmen andesit.

Pada satuan auto breksi andesit (*auto brecciated andesite*) ini terdapat sisipan batupasir tufaan yang tersingkap di sebelah kiri K. Keser, berwana abu-abu keputihan sampai coklat kekuningan, berukuran butir halus, lapuk menengah, kekerasan rendah dan rapuh. Kadang-kadang dijumpai pula perselingan dengan tuf, batupasir tufaan gravelan dengan ketebalan antara 2,5 sampai 6 meter. Batupasir tufaan lapuk pada permukaan sudah lapuk berubah menjadi lanau, pasir lempungan, lunak dengan ketebalan sekitar 6,7 meter.

Satuan kolovial terdapat di tebing bukit, kaki bukit, di pinggir sungai, sebagai material hasil longsoran batuan induknya yang terdapat pada bagian yang lebih tinggi. Terdiri dari campuran lempung, pasir, kerikil, kerakal dan boulder dari andesit dan breksi, sifat lepas-lepas dan tidak terkonsolidasi. Batuan ini harus dibuang atau digali karena umumnya tidak stabil. Pondasi bendungan harus bertumpu pada batuan dasar agak lapuk sampai segar.

Satuan aluvial yang berupa endapan sungai terdapat di sepanjang sungai K. Keser, terdiri dari campuran pasir, gravel, kerakal dan boulder andesit. Satuan ini menumpang di atas endapan kolovial dan batuan dasar auto breksi andesit. Endapan ini harus dibuang agar pondasi bendungan bertumpu pada batuan dasar agak lapuk sampai segar.

3.1.4. Struktur Geologi

Struktur geologi di daerah penyelidikan relatif sederhana, secara umum relatif masif tetapi pada beberapa singkapan hanya dijumpai rekahan-rekahan yang relatif tertutup dan tidak beraturan pada batuan dasar breksi.

Tidak dijumpai sama sekali adanya indikasi tanda-tanda sesar di lapangan, serta perlipatan yang mengakibatkan perlemahan batuan dan kecurigaan terhadap bocoran pondasi di bawah tubuh bendungan.

3.2. Data Teknis Bendungan Tugu

Berdasarkan Laporan Rencana Pedoman Operasi dan Pemeliharaan (2013), data teknis Bendungan Tugu adalah sebagai berikut :

a. Waduk :

- Daerah Aliran Sungai : 43,60 km²
- Debit rata-rata tahunan : 1,33 m³/detik
- Curah hujan rata² tahunan : 1,959 mm
- Debit PMF
 - Debit Inflow PMF : 1.136,60 m³/detik
 - Debit Outflow PMF : 1.099,118 m³/detik
 - Elevasi Muka Air PMF : El. 258,238 m
- Debit Q₁₀₀₀
 - Debit Inflow Q₁₀₀₀ : 670,95 m³/detik
 - Debit Outflow Q₁₀₀₀ : 637,949 m³/detik
 - Elevasi Muka Air Q₁₀₀₀ : El. 256,545 m
- Debit Q₁₀₀

Debit Inflow Q_{100}	:	368,984	m^3/detik
Debit Outflow Q_{100}	:	340,997	m^3/detik
Elevasi Muka Air Q_{100}	:	El. 255,181	m
• Debit Q_{25}			
Debit Inflow Q_{25}	:	252,70	m^3/detik
Debit Outflow Q_{25}	:	217,83	m^3/detik
Elevasi Muka Air Q_{25}	:	El. 201,64	m
• Muka Air Normal (MAN)	:	El. 252,20	m
• Muka Air Rendah (MAR)	:	El. 215,50	m
• Kapasitas Tampungan Bruto	:	$9,89 \times 10^6$	m^3
• Kapasitas Tampungan Effektif	:	$8,27 \times 10^6$	m^3
• Kapasitas Tampungan Mati	:	$1,62 \times 10^6$	m^3
• Luas Daerah Genangan (HWL)	:	41,70	Ha
• Hujan tahunan rata-rata	:	1.959	mm

b. Sistem Pengelak

Saluran Pengelak

• Tipe	:	Konduit beton (2 lubang)
• Dimensi	:	2 buah @3,20 m L x 3,20 m T
• Debit Rencana	:	$Q_{25} = 252,70 \text{ m}^3/\text{dt}$
• Elevasi Inlet Konduit	:	El. 192,00 m
• Elevasi Outlet Konduit	:	El. 176,00 m
• Panjang Konduit	:	545,00 m

Bendung Pengelak (*Cofferdam*)

• Cofferdam Hulu

Tipe : Urugan batu dengan inti miring

Elevasi Puncak : El. 203,50 m

Lebar Puncak : 8,00 m

Panjang : 191,00 m

Kemiringan, Hulu : 1 : 2,25

Kemiringan, Hilir : 1 : 2,00

• Cofferdam Hilir

Tipe : Urugan batu

Elevasi Puncak	:	El. 198,50	m
Lebar Puncak	:	8,00	m
Panjang	:	281,00	m
Kemiringan, Hulu	:	1 : 2,25	
Kemiringan, Hilir	:	1 : 2,00	

c. Bendungan Utama

- Type : Urugan Batuan dengan inti tegak (zonal)
- Elevasi Puncak : EL. 259,00 m
- Tinggi Bendungan : 81,25 m
(dari dasar sungai)
- Lebar Bendungan : 12,00 m
- Panjang Bendungan : 438 m
- Kemiringan : Hulu 1 : 2,25
Hilir 1 : 2,00

d. Bangunan Pelimpah (*Spillway*)

- Elevasi Ambang : El. 252,20 m
- Lebar Ambang : 35,00 m
- Saluran transisi

Elevasi dasar sal. transisi	:	El. 243,50	m
Lebar saluran transisi	:	24,00	m
Panjang saluran transisi	:	70,00	m
- Jembatan :

Lebar	:	3,50 m	
-------	---	--------	--
- Saluran peluncur

Lebar saluran peluncur	:	22,00	m
Panjang saluran peluncur	:	344,0	m
- Saluran peredam energi

Lebar peredam energi	:	22,00	m
Panjang peredam energi	:	65,00	m
Elevasi peredam energi	:	El. 157,00	m

e. Bangunan Pengambilan (*Intake*)

- Tipe Bangunan : Menara Tenggelam

- Konstruksi : Beton bertulang
- Dimensi : 1,50 x 1,50 m,
- Tinggi 23,30 m
- Elevasi Batas Pengambilan : El. 215,50 m

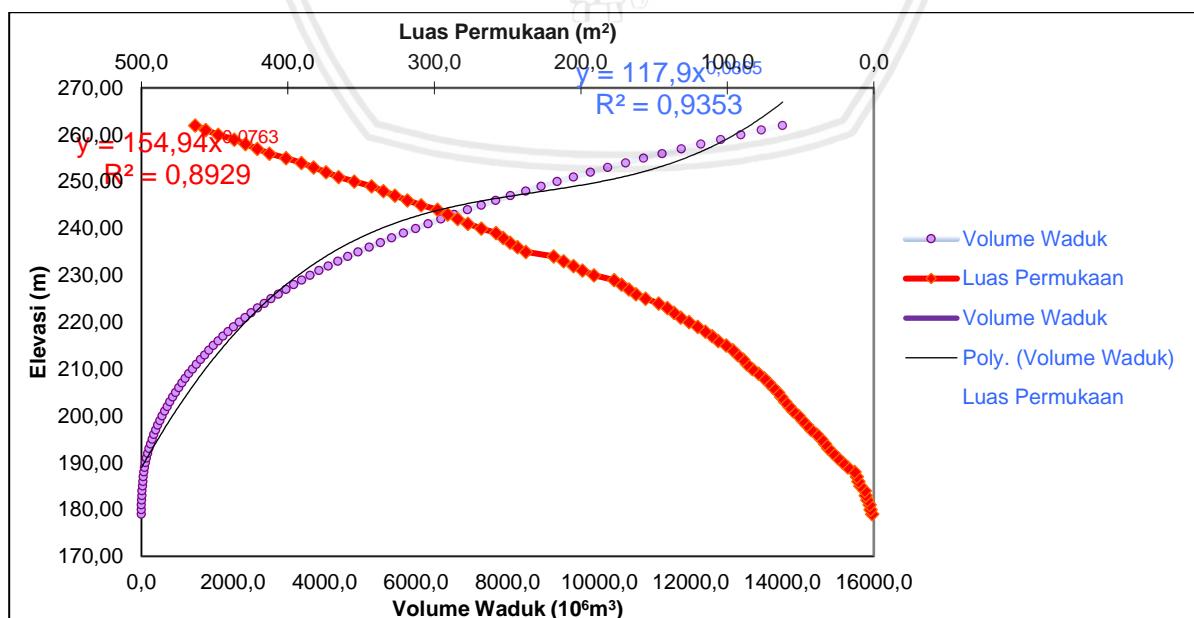
f. Bangunan Pengeluaran (*Outlet*)

- Bangunan irigasi : On the ground
- Dimensi : 22,00 m x 15,50 m
- Elevasi Dasar : El. 176,70 m
- Tipe pintu outlet : Butterfly Valve
- Tipe pintu untuk kontrol : Hollow jet Valve
- Diameter pipa irigasi : 1,20 m
- Debit maksimum air irigasi : 1,93 m³/detik
- Debit rata² irigasi : 0,69 m³/detik

g. Fasilitas Irigasi

- Saringan (*Trashrack*)
- Tipe saringan : Kisi-kisi baja, *removable*
- Dimensi saringan : 3,40 m L x 0,750 m T
- Jumlah : 4 @2 panel
- Elevasi dasar dan atas : EL. 215,50 m – EL. 217,00 m
- Kemiringan : Tegak
- Jarak jeruji : 50 mm
- *Closure Gate*
- Tipe : *Slide gate* tegak
- Jumlah pintu : 2 set
- Dimensi pintu : 3,20 m L x 3,20 m T
- Elevasi dasar : EL. 191,70 m
- Operasi : manual
- *Inlet* di gedung irigasi
- Tipe : *Butterfly valve*
- Jumlah pintu : 1 set
- Dimensi pintu : 1,00 m
- Debit rencana : 2,00 m³/detik

- Elevasi dasar : EL.176,70
 - Operasi : elektro mekanik/manual
 - *Control Valve* di gedung irigasi
 - Tipe : *Hollow jet valve*
 - Jumlah pintu : 1 set
 - Diameter valve : 1,00 m
 - Elevasi dasar : EL.176,70 m
 - Operasi : elektro mekanik/manual
 - Pipa irigasi
 - Tipe : Pipa baja
 - Jumlah jalur : 1 jalur
 - Diameter : 1,20 m bifurcation 1,20 m
- h. Kegunaan Waduk**
- Penyediaan air DI. Ngasinan : 1.200 Ha
 - Penyediaan air baku : 13 liter/detik
 - Usia guna waduk : 50 tahun
 - Pengendali Banjir
 - Mengurangi debit 100 tahun (Q_{100}) sebesar $27,99 \text{ m}^3/\text{detik}$
 - Mengurangi debit 1000 tahun (Q_{1000}) sebesar $32,99 \text{ m}^3/\text{detik}$
 - Mengurangi debit PMF (Q_{PMF}) sebesar $36,49 \text{ m}^3/\text{detik}$



Gambar 3.4. Kurva Kapasitas Tampungan Bendungan Tugu

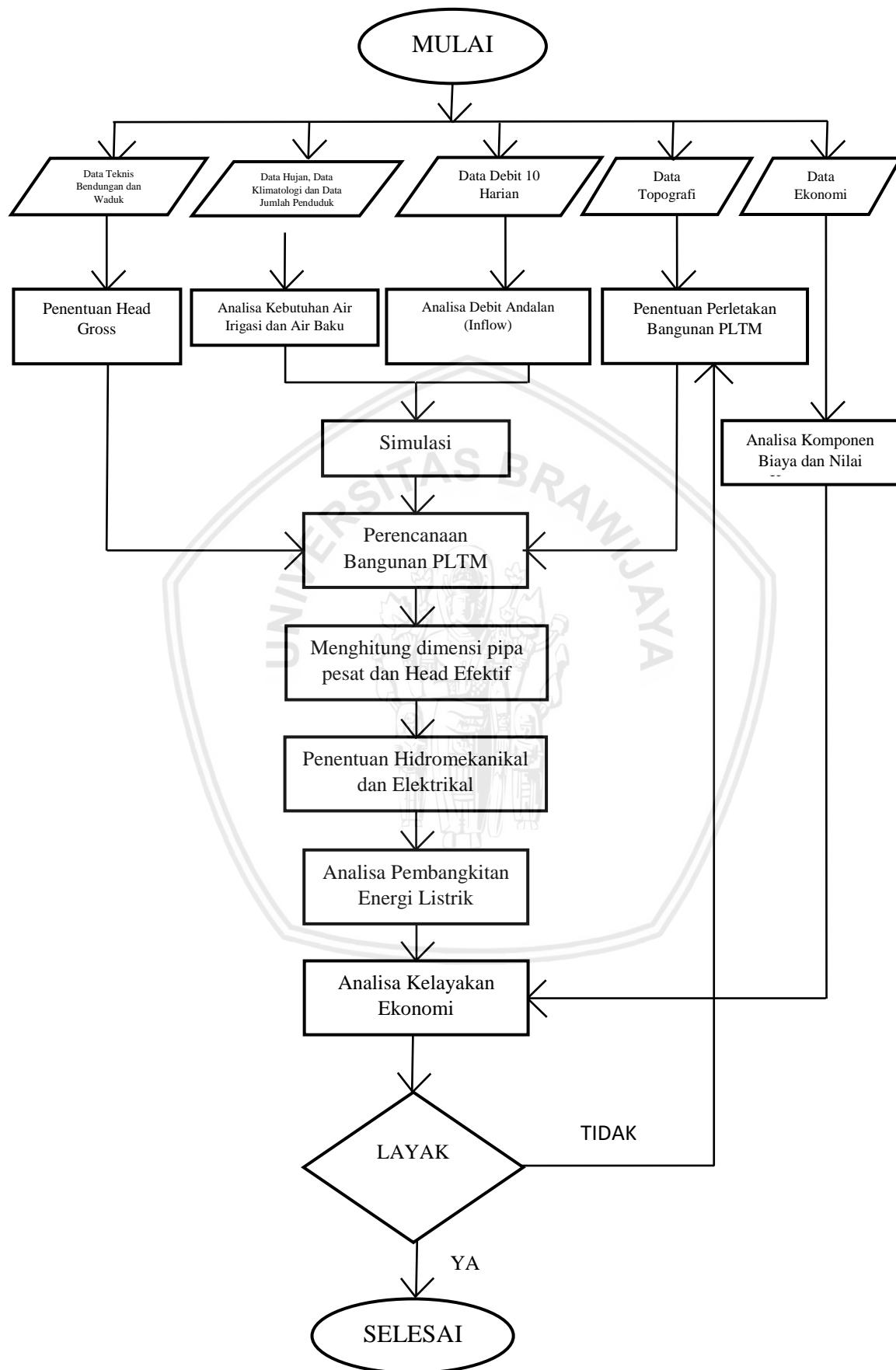
Sumber : Laporan Data Tampungan Bendungan Tugu, 2014

3.3. Tahapan Penyelesaian Studi

Untuk mengerjakan studi perencanaan PLTM Bendungan Tugu sehingga mencapai maksud dan tujuan yang diharapkan maka tahapan perhitungan dan analisa yang dilakukan dalam studi ini dengan merujuk data-data yang digunakan adalah sebagai berikut:

1. Pengumpulan data Bendungan dan Waduk Tugu, meliputi data debit sungai, data kebutuhan air irigasi, data kebutuhan air baku, data klimatologi, topografi, data morfologi dan data geologi.
2. Analisa kebutuhan air irigasi dan air baku sebagai *outflow*.
3. Analisa perhitungan debit andalan sebagai *inflow*
4. Analisa simulasi tampungan waduk
5. Analisa perhitungan *head gross*.
6. Perencanaan bangunan PLTM
7. Analisa *head loss* sehingga diperoleh *head effective*
8. Analisa dan perencanaan peralatan hidromekanikal dan elektrikal yang digunakan.
9. Perhitungan energi listrik yang dihasilkan PLTM
10. Perhitungan kapasitas faktor PLTM
11. Analisa *benefit* dan *cost* pembangunan PLTM Bendungan Tugu.
12. Analisa kelayakan ekonomi yang meliputi BCR, NPV, IRR dan Payback Period.

3.4. Diagram Alir Perencanaan PLTA





BAB IV

ANALISA DAN PEMBAHASAN

4.1. Pengujian Data Hujan

Data hujan yang diperoleh dari Stasiun Hujan Tugu selama 26 tahun (1987 – 2012) diuji homogenitas datanya dengan menggunakan Uji F, serta dilakukan Uji Outlier untuk mengetahui batas atas dan batas bawah dari data hujan tersebut. Dari data hujan harian diperoleh rata – rata hujan harian per tahun seperti pada tabel 4.1:

Tabel 4.1. *Rata – Rata Hujan Harian Per Tahun*

No	Tahun	Hujan (mm)
1	1987	20,52
2	1988	26,26
3	1989	31,70
4	1990	29,81
5	1991	30,08
6	1992	28,92
7	1993	29,76
8	1994	18,38
9	1995	23,92
10	1996	19,84
11	1997	14,24
12	1998	26,50
13	1999	18,60
14	2000	24,63
15	2001	24,28
16	2002	19,11
17	2003	24,48
18	2004	21,51
19	2005	23,72
20	2006	20,01
21	2007	19,17
22	2008	17,19
23	2009	16,21
24	2010	17,20
25	2011	15,18
26	2012	19,01

Sumber: Stasiun Hujan Tugu

4.1.1. Uji F

Data hujan dibagi menjadi 2 kelompok yang masing – masing terdiri dari 13 data, terlihat seperti pada tabel 4.2.:

Tabel 4.2. Tabel Pembagian Kelompok Uji F

No	Group 1	Group 2
1	20,52	24,63
2	26,26	24,28
3	31,70	19,11
4	29,81	24,48
5	30,08	21,51
6	28,92	23,72
7	29,76	20,01
8	18,38	19,17
9	23,92	17,19
10	19,84	16,21
11	14,24	17,20
12	26,50	15,18
13	18,60	19,01

Sumber: Hasil Perhitungan

- Kelompok 1

Jumlah data	: 13
Rata – rata	: 24,50
Standar Deviasi	: 5,633
- Kelompok 2

Jumlah data	: 13
Rata – rata	: 20,13
Standar Deviasi	: 3,312
- $F_{\text{hitung}} = (n_1 \times Sd_1(n_2 - 1)) / (n_2 \times (Sd_2^2) \times (n_1 - 1))$
 $= (13 \times 5,633(13 - 1)) / (13 \times (3,312^2) \times (13 - 1))$
 $= 0,5134$

- F_{kritis} dengan kepercangan 5% = 2,69 (diperoleh dari tabel F)

- Kesimpulan : $F_{\text{hitung}} < F_{\text{kritis}}$

Maka data hujan dianggap homogen atau nilai varian data hujan stabil dengan peluang 95% diterima.

4.1.2. Uji Outlier Inlier

Digunakan untuk mengetahui batas atas dan batas bawah suatu data. Apabila ada data yang melewati batas maka data tersebut tidak dimasukkan.

Tabel 4.3. *Data Uji Outlier*

No.	Tahun	Hujan (mm)	Log Data
1	1987	20,52	1,31
2	1988	26,26	1,42
3	1989	31,70	1,50
4	1990	29,81	1,47
5	1991	30,08	1,48
6	1992	28,92	1,46
7	1993	29,76	1,47
8	1994	18,38	1,26
9	1995	23,92	1,38
10	1996	19,84	1,30
11	1997	14,24	1,15
12	1998	26,50	1,42
13	1999	18,60	1,27
14	2000	24,63	1,39
15	2001	24,28	1,39
16	2002	19,11	1,28
17	2003	24,48	1,39
18	2004	21,51	1,33
19	2005	23,72	1,38
20	2006	20,01	1,30
21	2007	19,17	1,28
22	2008	17,19	1,24
23	2009	16,21	1,21
24	2010	17,20	1,24
25	2011	15,18	1,18
26	2012	19,01	1,28

Sumber: Hasil Perhitungan

- Contoh perhitungan:

Tahun 1987

Hujan = 20,52 mm

$$\text{Log data} = \text{Log}(20,52) = 1,31$$

Tabel 4.4. Perhitungan Uji Outlier

Parameter	Log Data
Rerata (Rt)	1,34
Standart Deviasi (Sd)	0,10
Koef. Kepencengan (Skew)	0,00
Nilai Ambang Atas (X _H)	1,58
Nilai Ambang Bawah (X _L)	1,09

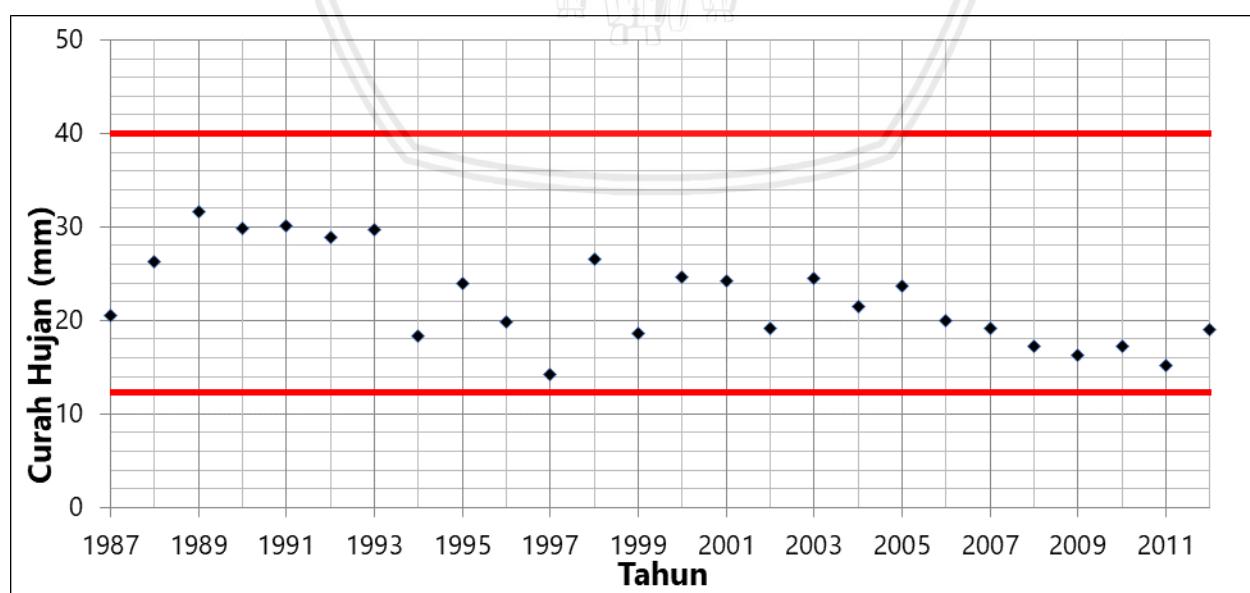
Sumber: Hasil Perhitungan

- Contoh perhitungan:

$$\begin{aligned} X_H &= \text{rerata} + (2,502 \times Sd) \\ &= 1,34 + (2,502 \times 0,10) \\ &= 1,58 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} X_L &= \text{rerata} - (2,502 \times Sd) \\ &= 1,34 - (2,502 \times 0,10) \\ &= 1,09 \end{aligned}$$

- Batas atas nilai hujan $= (10^{X_H}) \times 1,04$
 $= 39,95 \text{ mm}$
- Batas bawah nilai hujan $= 10^{X_L}$
 $= 12,34 \text{ mm}$



Gambar 4.1. Grafik Uji Outlier Stasiun Hujan Tugu

Sumber: Hasil Perhitungan

- Kesimpulan: Tidak ada hujan yang melewati batas atas dan batas bawah, sehingga semua tahun data hujan dapat digunakan untuk perhitungan selanjutnya.

4.2. Kebutuhan Air Irigasi

Bendungan Tugu salah satu manfaatnya adalah sebagai penyedia air irigasi, yang dimana air irigasi tersebut akan dimanfaatkan sebagai tenaga pembangkit listrik.

4.2.1. Curah Hujan Efektif

Dalam menghitung curah hujan efektif digunakan hujan andalan 80%. Untuk perhitungan menggunakan metode Weibull.

Tabel 4.5. *Probabilitas Hujan Tahunan Stasiun Hujan Tugu*

No	Hujann Tahunan		R Diurutkan		
	Tahun	mm/th	Tahun	P%	mm/th
1	1987	1416,00	1998	3,70	4691,00
2	1988	1786,00	2010	7,41	4093,00
3	1989	2504,00	1995	11,11	3182,00
4	1990	1848,00	1992	14,81	2863,00
5	1991	1895,00	2833	18,52	2833,00
6	1992	2863,00	1989	22,22	2504,00
7	1993	2351,00	2011	25,93	2429,00
8	1994	1562,00	1993	29,63	2351,00
9	1995	3182,00	2007	33,33	2224,00
10	1996	1706,00	2008	37,04	2183,00
11	1997	1339,00	2001	40,74	2137,00
12	1998	4691,00	2003	44,44	2130,00
13	1999	1860,00	2012	48,15	2129,00
14	2000	2833,00	1991	51,85	1895,00
15	2001	2137,00	2009	55,56	1864,00
16	2002	1013,00	1999	59,26	1860,00
17	2003	2130,00	1990	62,96	1848,00
18	2004	1764,00	2005	66,67	1803,00
19	2005	1803,00	1988	70,37	1786,00
20	2006	1601,00	2004	74,07	1764,00
21	2007	2224,00	1996	77,78	1706,00
22	2008	2183,00	2006	81,48	1601,00
23	2009	1864,00	1994	85,19	1562,00
24	2010	4093,00	1987	88,89	1416,00
25	2011	2429,00	1997	92,59	1339,00
26	2012	2129,00	2002	96,30	1013,00

Sumber: Hasil Perhitungan

Kesimpulan dipilih hujan tahunan probabilitas 81,48% (karena mendekati probabilitas 80%) yang jatuh pada hujan tahunan tahun 2006. Selanjutnya dilakukan perhitungan curah hujan efektif padi, palawija dan tebu.

Contoh perhitungan curah hujan efektif:

Diketahui Januari periode 1

$$Ra = 145 \text{ mm} \text{ (Stasiun Hujan Tugu tahun 2006)}$$

$$\text{Reff Padi} = (0,7 \times Ra) / \text{jml hari}$$

$$= 10,15 \text{ mm/ht}$$

$$\text{Reff Palawija} = (0,5 \times Ra) / \text{jml hari}$$

$$= 7,25 \text{ mm/hr}$$

$$\text{Reff Tebu} = (0,6 \times Ra) / \text{jml hari}$$

$$= 8,70 \text{ mm/hr}$$

Perhitungan selanjutnya dapat dilihat pada tabel 4.6.

Tabel 4.6. *Perhitungan Curah Hujan Efektif*

Bulan	Periode	jml hari	Ra (mm)	Reff (mm/hr)		
				Padi	Palawija	Tebu
Januari	I	10	145	10,15	7,25	8,70
	II	10	93	6,51	4,65	5,58
	III	11	172	10,95	7,82	9,38
Februari	I	10	18	1,26	0,90	1,08
	II	10	60	4,20	3,00	3,60
	III	8	107	9,36	6,69	8,03
Maret	I	10	40	2,80	2,00	2,40
	II	10	0	0,00	0,00	0,00
	III	11	139	8,85	6,32	7,58
April	I	10	94	6,58	4,70	5,64
	II	10	326	22,82	16,30	19,56
	III	10	40	2,80	2,00	2,40
Mei	I	10	67	4,69	3,35	4,02
	II	10	0	0,00	0,00	0,00
	III	11	109	6,94	4,95	5,95
Juni	I	10	0	0,00	0,00	0,00
	II	10	0	0,00	0,00	0,00

Lanjutan Tabel 4.6. *Perhitungan Curah Hujan Efektif*

Bulan	Periode	jml hari	Ra (mm)	Reff (mm/hr)		
				Padi	Palawija	Tebu
Juli	I	10	0	0,00	0,00	0,00
	II	10	0	0,00	0,00	0,00
	III	11	0	0,00	0,00	0,00
Agustus	I	10	0	0,00	0,00	0,00
	II	10	0	0,00	0,00	0,00
	III	11	0	0,00	0,00	0,00
September	I	10	0	0,00	0,00	0,00
	II	10	0	0,00	0,00	0,00
	III	10	0	0,00	0,00	0,00
Oktober	I	10	0	0,00	0,00	0,00
	II	10	0	0,00	0,00	0,00
	III	11	0	0,00	0,00	0,00
November	I	10	0	0,00	0,00	0,00
	II	10	0	0,00	0,00	0,00
	III	10	0	0,00	0,00	0,00
Desember	I	10	0	0,00	0,00	0,00
	II	10	42	2,94	2,10	2,52
	III	11	139	8,85	6,32	7,58

Sumber: Hasil Perhitungan

4.2.2. Evapotranspirasi

Dalam studi ini digunakan Metode Radiasi untuk menghitung Evapotranspirasi. Hal ini dikarenakan data yang diperoleh dari lapangan cocok untuk data yang dibutuhkan dalam perhitungan Metode Radiasi.

- Contoh perhitungan Evapotranspirasi:

Bulan Januari

Letak lintang = $8,2^\circ$ LU (data)

Suhu rerata (t) = $27,5^\circ$ Celcius (data)

n/N = intensitas sinar matahari/12

$$= 6,72/12$$

$$= 0,56$$

w = 0,77 (tabel hubungan t dan w Metode Radiasi)

$$Ry = 16,1 \text{ mm/hr} \text{ (tabel hubungan letak lintang dan Ry)}$$

$$Rs = (0,25 + (0,54 \times n/N)) \times RY$$

$$= (0,25 + (0,54 \times 0,56)) \times 16,1$$

$$= 8,894 \text{ mm/hr}$$

$$ET_0^* = w \times Rs$$

$$= 0,77 \times 8,894$$

$$= 6,848 \text{ mm/ht}$$

$$C = 0,8 \text{ (angka koreksi Metode Radiasi)}$$

$$ET_0 = ET_0^* \times C$$

$$= 6,848 \times 0,8$$

$$= 5,478 \text{ mm/hr}$$

Unruk perhitungan selanjutnya dapat dilihat pada tabel 4.7.

Tabel 4.7. Perhitungan Evapotranspirasi Metode Radiasi

Bulan	Letak Lintang	t (°C)	n/N	w	Ry mm/Hr	Rs mm/Hr	ET ₀ [*] mm/Hr	c	ET ₀ mm/Hr
Januari	8,2° LU	27,5	0,560	0,770	16,1	8,894	6,848	0,80	5,478
Februari	8,2° LU	26,6	0,532	0,761	16,09	8,642	6,577	0,80	5,261
Maret	8,2° LU	27,3	0,613	0,768	15,12	8,788	6,749	0,75	5,062
April	8,2° LU	27,3	0,635	0,768	14,09	8,354	6,416	0,75	4,812
Mei	8,2° LU	27,2	0,717	0,767	13,05	8,313	6,376	0,75	4,782
Juni	8,2° LU	26,6	0,765	0,761	12,42	8,236	6,267	0,75	4,701
Juli	8,2° LU	25,9	0,733	0,754	12,61	8,146	6,142	0,75	4,607
Agustus	8,2° LU	25,9	0,760	0,754	13,55	8,948	6,747	0,80	5,398
September	8,2° LU	26,4	0,758	0,759	14,72	9,708	7,368	0,80	5,895
Oktober	8,2° LU	27,2	0,697	0,767	15,68	9,819	7,531	0,80	6,025
November	8,2° LU	27,5	0,588	0,770	15,96	9,060	6,977	0,80	5,581
Desember	8,2° LU	27,1	0,560	0,766	16	8,838	6,770	0,80	5,416

Sumber: Hasil Perhitungan

4.2.3. Penyiapan Lahan

Pada Pola Tata Tanam (PTT) setiap permulaan penanaman padi perlu dilakukan penyiapan lahan agar tanah di sawah jenuh air. Berikut perhitungan debit air yang diperlukan dalam penyiapan lahan.

- Contoh perhitungan bulan Januari:

$$\begin{aligned}
 ET_0 &= 5,478 \text{ mm/hr} \text{ (dari hitungan Evapotranspirasi)} \\
 E_0 &= 1,1 * ET_0 \\
 &= 6,03 \text{ mm/hr} \\
 P &= 2 \text{ mm/hr} \text{ (tanah lempung)} \\
 M &= E_0 + P \\
 &= 8,03 \text{ mm hr} \\
 T &= 30 \text{ hari (waktu penyiapan lahan)} \\
 S &= 250 \text{ mm (penjenuhan)} \\
 k &= M * T / S \\
 &= 0,96 \\
 PL &= (M * 2,718^k) / ((2,718^k) - 1) \\
 &= 12,98 \text{ mm hr}
 \end{aligned}$$

Untuk perhitungan bulan selanjutnya dapat dilihat pada tabel 4.8.

Tabel 4.8. Perhitungan Penyiapan Lahan

Uraian	Satuan	Bulan											
		Jan	Feb	Mar	Apr	Mei	Jun	Jul	Ags	Sep	Okt	Nov	Des
Eto	mm/hr	5,478	5,261	5,062	4,812	4,782	4,701	4,607	5,398	5,895	6,025	5,581	5,416
Eo	mm/hr	6,03	5,79	5,57	5,29	5,26	5,17	5,07	5,94	6,48	6,63	6,14	5,96
P	mm/hr	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
M	mm/hr	8,03	7,79	7,57	7,29	7,26	7,17	7,07	7,94	8,48	8,63	8,14	7,96
T	hari	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
S	mm	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
K		0,96	0,93	0,91	0,88	0,87	0,86	0,85	0,95	1,02	1,04	0,98	0,95
PL	mm/hr	12,98	12,83	12,68	12,51	12,48	12,43	12,36	12,92	13,28	13,38	13,06	12,94

Sumber: Hasil Perhitungan

4.2.4. Pola Tata Tanam

Selanjutnya dilakukan perhitungan Pola Tata Tanam (PTT) yang bertujuan untuk mengetahui seberapa besar kebutuhan air bersih di sawah tiap periode per bulannya yang nanti mempunyai satuan lt/det/ha, yang selanjutnya akan dikalikan dengan luas area irigasi Bendungan Tugu sehingga mendapatkan besar nilai debit dengan satuan m³/det. Pada

perhitungan pola tata tanam daerah irigasi Bendungan Tugu direncanakan pola tata tanam 10 harian dimulai pada bulan Januari periode 1 dengan urutan tanaman padi-padi-kedelai.

- Contoh perhitungan untuk bulan Januari periode I:

Bulan = Januari periode 1

Pola tata tanam = 1/3 penyiapan lahan

1/3 padi II berusia 100 hari

1/3 padi berusia 90 hari

Koefisien tanaman = 1,16 (padi II berusia 100 hari)

1,24 (padi II berusia 90 hari)

Koefisien rerata = (koef. Tanaman 1 + koef. Tanaman 2)/2

= (1,16+1,24)/2

= 1,20

ET₀ = 5,48 mm/hr (perhitungan evapotranspirasi)

Air konsumtif (Cu) = Eto x Cu

= 6,57 mm/hr

Rasio luas tanam = luas sawah yang ditanami/luas sawah tersedia

= 5/6

= 0,83

PL = 12,98 mm/hr (perhitungan penyiapan lahan)

Rasuo luas PL = luas sawah yang sedang penyiapan lahan/luas sawah

= 1/6 = 0,17

PL x rasio luas = 12,98 x 0,17

= 2,16 mm/hr

WLR = -

(apabila ada maka dianggap 1,25 mm/hr diperoleh dari KP-01, yaitu tinggi lapisan air/lama hari oenggantian lapisan air = 50 mm/ 40 hari)

$$\text{Perkolasi (P)} = 2,00 \text{ mm/hr (tanah lempung)}$$

$$\text{Rasio luas perkolas} = 5/6 = 0,83$$

$$\begin{aligned} \text{P x rasio luas} &= 2,00 \times 0,83 \\ &= 1,67 \text{ mm/hr} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Cu + (P x Rasio Luas)} &= 6,57 + 1,67 \\ &= 8,24 \text{ mm hr} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Keb. Air tanaman} &= \text{ratio luas tanaman} \times (\text{Cu} + (\text{P x Rasio Luas})) \\ &= 0,83 \times 8,24 \\ &= 6,87 \text{ mm hr} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Keb. Air kotor} &= (\text{PL} \times \text{Rasio Luas}) + (\text{WLR} \times \text{Rasio Luas}) + \text{keb. Air tanaman} \\ &= 2,16 + 0 + 6,87 \\ &= 9,03 \text{ mm hr} \end{aligned}$$

$$\text{Curah hujan efektif} = 10,15 \text{ mm hr (perhitungan curah hujan efektif)}$$

$$\begin{aligned} \text{Rasio luas total} &= \text{Rasio luas tanaman} + \text{ratio luas PL} \\ &= 0,83 + 0,17 \\ &= 1 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{NFR} &= (\text{keb. Air kotor} - \text{curah hujan efektif}) \times (10000 / (24 \times 60 \times 60)) \\ &= (9,03 - 10,15) \times (10000 / (24 \times 60 \times 60)) \\ &= -0,13 \text{ l/dt/ha} \\ &= 0,1 \text{ l/dt/ha} \end{aligned}$$

(apabila NFR minus maka dianggap nol)

Untuk perhitungan selanjutnya dapat dilihat pada Lampiran 1 Tabel 1.

4.3. Kebutuhan Air Baku

Selain dimanfaatkan sebagai penyedia air irigasi, Bendung Tugu juga dikelola sebagai penyedia kebutuhan air baku bagi 5 desa disekitar Bendungan Tugu. Untuk data jumlah penduduk dapat dilihat pada tabel 4.10.

Tabel 4.9. Data Jumlah Penduduk yang Terlayani Air Baku

Tahun	Penduduk Terlayani (Jiwa)					Populasi Total
	Nglingsis	Pucanganak	Dermosari	Winong	Tegaren	
2009	2240	3666	2797	2149	1659	12511
2010	2271	3716	2835	2178	1682	12682
2011	2302	3767	2874	2208	1705	12856
2012	2333	3819	2913	2238	1729	13032
2013	2365	3871	2953	2269	1752	13210
2014	2397	3924	2994	2300	1776	13391
2015	2430	3978	3035	2331	1800	13574
2016	2464	4032	3076	2363	1825	13760
2017	2497	4087	3118	2395	1850	13947

Sumber: Dinas Kependudukan dan Catatan Sipil Kabupaten Trenggalek

4.3.1. Proyeksi Jumlah Penduduk

Dilakukan proyeksi jumlah penduduk sampai 20 tahun kedepan dengan menggunakan Metode Aritmatik, Metode Geometrik dan Metode Eksponensial. Sebelumnya dilakukan perhitungan persentase laju pertumbuhan penduduk.

- Contoh perhitungan:

$$\text{Jumlah penduduk (2009)} = 12511 \text{ jiwa}$$

$$\text{Jumlah penduduk (2010)} = 12682 \text{ jiwa}$$

$$\text{Pertumbuhan per tahun} = 12511 - 12682$$

$$= 171 \text{ jiwa}$$

$$\text{Persentase} = (171/12682) \times 100\%$$

$$= 1,348 \%$$

$$\text{Lalu direrata persentasenya} = 1,349\%$$

Perhitungan lengkap pada tabel 4.11.

Tabel 4.10. Perhitungan Persentase Laju Pertumbuhan Penduduk

Tahun	Jumlah	Pertumbuhan per Tahun	
		Jiwa	%
2009	12511		
2010	12682	171	1,348
2011	12856	174	1,353
2012	13032	176	1,351
2013	13210	178	1,347
2014	13391	181	1,352
2015	13574	183	1,348
2016	13760	186	1,352
2017	13947	187	1,341
	Rerata		1,349

Sumber: Hasil Perhitungan

4.3.1.1. Metode Aritmatik

- Contoh perhitungan:

$$\begin{aligned}
 2018 &= \text{penduduk 2017} \times (1 + \text{persentase pertumbuhan penduduk} \times (\text{2018-tahun awal})) \\
 &= 13947 \times (1 + 0,01349 \times (2018-2017)) \\
 &= 14135 \text{ jiwa}
 \end{aligned}$$

Perhitungan selanjutnya pada tabel 4.12.

Tabel 4.11. Perhitungan Proyeksi Penduduk Metode Aritmatik

No.	Metode Aritmatik	
	Tahun	Proyeksi Penduduk
	2017	13947
1	2018	14135
2	2019	14323
3	2020	14511
4	2021	14700
5	2022	14888
6	2023	15076
7	2024	15264
8	2025	15452
9	2026	15640
10	2027	15828
11	2028	16017
12	2029	16205
13	2030	16393

Lanjutan Tabel 4.11. Perhitungan Proyeksi Penduduk Metode Aritmatik

No.	Metode Aritmatik	
	Tahun	Proyeksi Penduduk
14	2031	16581
15	2032	16769
16	2033	16957
17	2034	17146
18	2035	17334
19	2036	17522
20	2037	17710

Sumber: Hasil Perhitungan

4.3.1.2. Metode Geometrik

- Contoh perhitungan:

$$\begin{aligned}
 2018 &= \text{penduduk 2017} \times (1 + \text{persentase pertumbuhan penduduk})^{(2018-\text{tahun awal})} \\
 &= 13947 \times (1 + 0,01349)^{(2018-2017)} \\
 &= 18234 \text{ jiwa}
 \end{aligned}$$

Perhitungan selanjutnya pada tabel 4.13.

Tabel 4.12. Perhitungan Proyeksi Penduduk Metode Geometrik

No.	Metode Geometrik	
	Tahun	Proyeksi Penduduk
	2017	13947
1	2018	14135
2	2019	14326
3	2020	14519
4	2021	14715
5	2022	14913
6	2023	15115
7	2024	15319
8	2025	15525
9	2026	15735
10	2027	15947
11	2028	16162
12	2029	16380
13	2030	16601
14	2031	16825
15	2032	17052
16	2033	17282
17	2034	17515
18	2035	17751
19	2036	17991
20	2037	18234

Sumber: Hasil Perhitungan

4.3.1.3. Metode Eksponensial

- Contoh perhitungan:

$$\begin{aligned}
 2018 &= \text{penduduk } 2017 \times 2,72^{\wedge}(\text{persentase pertumbuhan penduduk} \times (\text{2018-tahun awal})) \\
 &= 13947 \times 2,72^{\wedge}(0,01349 \times (2018-2017)) \\
 &= 14137 \text{ jiwa}
 \end{aligned}$$

Perhitungan selanjutnya pada tabel 4.14.

Tabel 4.13. *Perhitungan Proyeksi Penduduk Metode Eksponensial*

No.	Metode Eksponensial	
	Tahun	Proyeksi Penduduk
	2017	13947
1	2018	14137
2	2019	14329
3	2020	14523
4	2021	14721
5	2022	14921
6	2023	15124
7	2024	15329
8	2025	15537
9	2026	15749
10	2027	15963
11	2028	16180
12	2029	16399
13	2030	16622
14	2031	16848
15	2032	17077
16	2033	17309
17	2034	17545
18	2035	17783
19	2036	18025
20	2037	18270

Sumber: Hasil Perhitungan

Dari hasil perhitungan proyeksi penduduk dengan menggunakan 3 metode yang berbeda dapat direkapitulasikan hasilnya seperti pada tabel 4.14. seperti berikut:

Tabel 4.14. *Rekapitulasi Hasil Perhitungan Proyeksi Penduduk*

No.	Tahun	Proyeksi Penduduk		
		Aritmatik	Geometrik	Eksponensial
	2017	13947	13947	13947
1	2018	14135	14135	14137
2	2019	14323	14326	14329

Lanjutan Tabel 4.14. *Rekapitulasi Hasil Perhitungan Proyeksi Penduduk*

No.	Tahun	Proyeksi Penduduk		
		Aritmatik	Geometrik	Eksponensial
4	2021	14700	14715	14721
5	2022	14888	14913	14921
6	2023	15076	15115	15124
7	2024	15264	15319	15329
8	2025	15452	15525	15537
9	2026	15640	15735	15749
10	2027	15828	15947	15963
11	2028	16017	16162	16180
12	2029	16205	16380	16399
13	2030	16393	16601	16622
14	2031	16581	16825	16848
15	2032	16769	17052	17077
16	2033	16957	17282	17309
17	2034	17146	17515	17545
18	2035	17334	17751	17783
19	2036	17522	17991	18025
20	2037	17710	18234	18270

Sumber: Hasil Perhitungan

Selanjutnya dilakukan uji standart deviasi untuk menentukan metode proyeksi mana yang terpilih dan digunakan sebagai acuan jumlah penduduk pada tahun 2037.

4.3.2. Pemilihan Metode Proyeksi Penduduk

Untuk menentukan pilihan metode mana yang akan digunakan sebagai acuan proyeksi penduduk maka dilakukan Uji Standart Deviasi.

- Contoh perhitungan:

Untuk Metode Aritmatik tahun 2017

$$Y_i = 13947$$

$$Y_{rerata} = 15828,478$$

$$Y_i - Y_{rerata} = -1881$$

$$(Y_i - Y_{rerata})^2 = 3539961$$

Untuk perhitungan selanjutnya pada tabel 4.15., 4.16. dan 4.17.

Tabel 4.15. *Perhitungan Uji Standart Deviasi Metode Aritmatik*

Tahun	Proyeksi Penduduk	Y_i	$Y_i - Y_{mean}$	$(Y_i - Y_{mean})^2$
2017	13947	-1881	3539961	
2018	14135	-1693	2867368	
2019	14323	-1505	2265575	
2020	14511	-1317	1734581	
2021	14700	-1129	1274386	

Lanjutan Tabel 4.15. Perhitungan Uji Standart Deviasi Metode Aritmatik

Tahun	Proyeksi Penduduk Yi	Yi – Ymean	(Yi - Ymean) ²
2022	14888	-941	884990
2023	15076	-753	566394
2024	15264	-564	318596
2025	15452	-376	141598
2026	15640	-188	35400
2027	15828	0	0
2028	16017	188	35400
2029	16205	376	141598
2030	16393	564	318596
2031	16581	753	566394
2032	16769	941	884990
2033	16957	1129	1274386
2034	17146	1317	1734581
2035	17334	1505	2265575
2036	17522	1693	2867368
2037	17710	1881	3539961
Rerata	15828,47841	Jumlah	27257700

Sumber: Hasil Perhitungan

$$\begin{aligned}
 Sd &= \left(\frac{\text{total } ((Yi - Y\text{rerata})^2)}{(n)} \right)^{0,5} \\
 &= \left(\frac{27257700}{(20)} \right)^{0,5} \\
 &= 1167,426
 \end{aligned}$$

Tabel 4.16. Perhitungan Uji Standart Deviasi Metode Geometrik

Tahun	Proyeksi Penduduk	Yi - Ymean	(Yi - Ymean) ²
2017	13947	-1881	3539961
2018	14135,15	-1693	2867368
2019	14325,83	-1503	2257941
2020	14519,09	-1309	1714492
2021	14714,96	-1114	1239928
2022	14913,47	-915	837249
2023	15114,65	-714	509549
2024	15318,55	-510	260026
2025	15525,2	-303	91977
2026	15734,64	-94	8806
2027	15946,9	118	14024
2028	16162,03	334	111256
2029	16380,06	552	304241
2030	16601,03	773	596834

Lanjutan Tabel 4.16. Perhitungan Uji Standart Deviasi Metode Geometrik

Tahun	Proyeksi Penduduk	$Y_i - Y_{mean}$	$(Y_i - Y_{mean})^2$
2031	16824,98	997	993016
2032	17051,95	1223	1496889
2033	17281,99	1454	2112687
2034	17515,12	1687	2844774
2035	17751,41	1923	3697654
2036	17990,88	2162	4675967
2037	18233,58	2405	5784502
Rerata	15999,45	Jumlah	35959142,15

Sumber: Hasil Perhitungan

$$\begin{aligned}
 Sd &= \left(\frac{\text{total } ((Y_i - Y_{rerata})^2)}{(n)} \right)^{0,5} \\
 &= \left(\frac{35959142,15}{(20)} \right)^{0,5} \\
 &= 1340,879
 \end{aligned}$$

Tabel 4.17. Perhitungan Uji Standart Deviasi Metode Eksponensial

Tahun	Proyeksi Penduduk	$Y_i - Y_{mean}$	$(Y_i - Y_{mean})^2$
2017	13947	-1881	3539961
2018	14136,54	-1692	2862645
2019	14328,66	-1500	2249449
2020	14523,39	-1305	1703250
2021	14720,77	-1108	1227021
2022	14920,83	-908	823830
2023	15123,61	-705	496846
2024	15329,14	-499	249340
2025	15537,47	-291	84689
2026	15748,62	-80	6377
2027	15962,65	134	18002
2028	16179,59	351	123278
2029	16399,47	571	326034
2030	16622,34	794	630224
2031	16848,25	1020	1039927
2032	17077,22	1249	1559352
2033	17309,3	1481	2192838
2034	17544,54	1716	2944866
2035	17782,97	1954	3820054
2036	18024,65	2196	4823166
2037	18269,61	2441	5959117
Rerata	16016,03	Jumlah	36680264,18

Sumber: Hasil Perhitungan

$$\begin{aligned}
 Sd &= \left(\frac{\text{total } (Y_i - Y_{\text{rata-rata}})^2}{(n)} \right)^{0,5} \\
 &= \left(\frac{36680264,18}{(20)} \right)^{0,5} \\
 &= 1354,257
 \end{aligned}$$

Dari hasil perhitungan Uji Standart Deviasi yang dilakukan pada 3 metode proyeksi penduduk dapat direkapitulasikan hasilnya seperti pada tabel 4. berikut:

Tabel 4.18. *Rekapitulasi Hasil Uji Standart Deviasi pada Perhitungan Proyeksi Penduduk*

No.	Metode Proyeksi	Standart Deviasi
1	Aritmatik	1167,426
2	Geometrik	1340,879
3	Eksponensial	1354,257

Sumber: Hasil Perhitungan

Kesimpulan dari hasil Uji Standart Deviasi diperoleh nilai Sd Metode Aritmatik yang paling kecil dibanding nilai Standart Deviasi dari Metode Geometrik dan Metode Eksponensial. Maka hasil perhitungan proyeksi penduduk yang digunakan untuk perhitungan kebutuhan air baku adalah hasil dari Metode Aritmatik.

4.3.3. Debit Kebutuhan Air Baku

Setelah diketahui perkiraan jumlah penduduk sampai pada tahun 2037, maka dilakukan perhitungan besar debit air yang diperlukan untuk mencukupi kebutuhan air baku sampai pada tahun 2037 tersebut.

- Contoh perhitungan:

Tahun 2037

Proyeksi jumlah penduduk	= 17710 jiwa (Metode Aritmatik)
Keb. Air 1 orang/hari	= 60 lt/hr/org
Keb. Air domestik	= Proyeksi jumlah penduduk x Keb. Air 1 orang/hari
	= 17710 x 60
	= 1062597,41 lt/hr = 12,30 lt/dtk
Keb. Air non domestik	= 10% x Keb. Air domestik
	= 10% x 12,30
	= 1,23 lt/dtk
Keb. Air baku rata-rata	= (Keb. Air domestik+Keb. Air non domestik)+(10%*(Keb. Air domestik+Keb. Air non domestik))

$$\begin{aligned}
 &= (12,30+1,23)+(10\%*(12,30+1,23)) \\
 &= 14,88 \text{ lt/dtk} = 0,015 \text{ m}^3/\text{dtk}
 \end{aligned}$$

Perhitungan selanjutnya pada tabel 4.17.

Tabel 4.19. *Perhitungan Debit Kebutuhan Air Baku*

Uraian	Satuan	Tahun				
		2017	2022	2027	2032	2037
Proyeksi Jml Penduduk	jiwa	13947	14888	15828	16769	17710
Keb. air 1 orang/hari	lt/hr/org	60	60	60	60	60
Keb. air domestik	lt/hari	836820,00	893264,35	949708,70	1006153,06	1062597,41
	lt/dtk	9,69	10,34	10,99	11,65	12,30
Keb. air non domestik	lt/dtk	0,97	1,03	1,10	1,16	1,23
Keb. air baku rerata	lt/dtk	11,72	12,51	13,30	14,09	14,88
	m ³ /dtk	0,012	0,013	0,013	0,014	0,015

Sumber: Hasil Perhitungan

4.4. Debit Andalan

Untuk perhitungan simulasi PLTM akan digunakan beberapa opsi *inflow* yang akan disimulasikan guna memperoleh debit andalan sebagai *inflow* yang nanti kapasitas faktor bisa memenuhi persyaratan. Dari data debit Sungai Kesser yang diperoleh selama 26 tahun menjadi data perhitungan untuk mengetahui debit andalan sesuai presentasi yang kita butuhkan.

Sebagai *inflow* simulasi tampungan waduk untuk PLTM diperlukan inflow waduk yang berasal dari debit andalan dengan ketentuan debit andalan 45% - 65%. Perhitungan debt andalan menggunakan Metode Weibull dengan format *basic period* 10 harian.

- Contoh perhitungan:

Untuk n = 1

$$\begin{aligned}
 P &= (\text{urut ke-n}/(n \text{ total}+1)) \times 100\% \\
 &= (1/(35+1)) \times 100\% \\
 &= 2,86 \%
 \end{aligned}$$

Untuk melihat secara lebih rinci berbagai presentase debit andalan pada Sungai Kesser, perhitungan debit andalan dengan menggunakan Metode Weibull selanjutnya dapat dilihat pada Lampiran 2 Tabel 2.

4.5. Simulasi Tampungan Waduk dengan PLTM

Untuk mengetahui debit desain yang akan digunakan dalam perhitungan bangunan sipil PLTM maka dilakukan simulasi operasi waduk dengan PLTM, lalu akan dipilih kapasitas faktor yang melebihi 65% dan memiliki toral energi tahanan terbesar. Debit andalan yang dipakai kisaran antara 45% - 65% berdasarkan buku JICA (2004,p.5). Untuk lebih jelasnya berikut perhitungannya:

Diketahui data sebagai berikut:

- Elevai normal = +252,2 m
- Elevasi intake = +217 m
- Tampungan total = 9890276,65 m³
- Tampungan efektif PLTM = 8103191,13 m³
- Tampungan dibawah intake = 1787175,52 m³
- Luas daerah irigasi = 602 ha
- Elevasi dasar tail race = +175,8 m
- Kapasitas tail race = 24,253 m³/det

Contoh perhitungan debit andalan **45,71%** Bulan Januari periode 1:

Kolom 1	= Januari (bulan)
Kolom 2	= 1 (periode)
Kolom 3	= Jumlah hari 10 hari
Kolom 4	= inflow 1,15 m ³ /det (debit andalan 45,71%:)
Kolom 5	= (jml hari x inflow x 24 x 3600)/1000000 = 10 x 1,15 x 24 x 3600/1000000 = 0,998 juta m ³
kolom 6 (A)	= luas permukaan air di waduk = 0,376 km ² (dari lengkung kapasitas waduk)
Kolom 7 (Evaporasi)	= 5,478 mm/hr (Metode Radiasi)
Kolom 8	= Evaporasi x A x jml hari x 10 ³ /10 ⁶

	$= 5,478 \times 0,376 \times 10 \times 10^3 / 10^6$ $= 0,021 \text{ juta m}^3$
Kolom 9 (Perkolasi)	$= 3,00 \text{ mm/hr} (\text{pasir halus})$
Kolom 10	$= \text{Perkolasi} \times A \times \text{jml hari} \times 10^3 / 10^6$ $= 0,011 \text{ juta m}^3$
Kolom 11 (keb. air irigasi)	$= 0,00 \text{ lt/dt/ha} (\text{perhitungan pola tata tanam})$
Kolom 12	$= \text{luas daerah irigasi} \times \text{keb. air irigasi}/100$ $= 0,376 \times 0/100$ $= 0,00 \text{ m}^3/\text{det}$
Kolom 13	$= (\text{kolom 12}) \times \text{jml hari} \times 24 \times 3600 / 1000000$ $= 0 \times 10 \times 24 \times 3600 / 1000000$ $= 0,00 \text{ juta m}^3$
Kolom 14	$= 0,015 \text{ m}^3/\text{det} (\text{sesuai dengan perhitungan keb. air baku})$
Kolom 15	$= (\text{keb. air baku}) \times \text{jml hari} \times 24 \times 3600 / 1000000$ $= 0,015 \times 10 \times 24 \times 3600 / 1000000$ $= 0,013 \text{ juta m}^3$
Kolom 16 (Q tambahan PLTM)	$= 0,4 \text{ m}^3/\text{det}$
Kolom 17 (<i>outflow</i> PLTM)	$= (\text{kolom 12}) + (\text{kolom 14}) + (\text{kolom 16})$ $= 0 + 0,015 + 0,4$ $= 0,415 \text{ m}^3/\text{det}$
Kolom 18	$= (\text{kolom 17}) \times \text{jml hari} \times 24 \times 3600 / 1000000$ $= 0,415 \times 10 \times 24 \times 3600 / 1000000$ $= 0,359 \text{ juta m}^3$
Kolom 19 (total <i>outflow</i>)	$= (\text{kolom 18}) + (\text{kolom 8}) + (\text{kolom 10})$

$$= 0,359 + 0,021 + 0,011$$

$$= 0,390 \text{ juta m}^3$$

Kolom 20 (S_{n+1}) = S akhir periode + inflow - total *outflow*

$$= 8,103 + 0,998 - 0,390$$

$$= 8,710 \text{ juta m}^3$$

Kolom 21 (S akhir periode) = jika $S_{n+1} < 0$, maka S akhir periode = 0
 = jika $S_{n+1} < S$ tamp. efektif, maka S akhir periode = S_{n+1}
 = jika $S_{n+1} > S$ tamp. efektif, maka S akhir periode = S tamp.

Efektif

$$= 8,103 \text{ juta m}^3$$

Kolom 22 (S total periode) = S akhir periode + S tamp. dibawah intake
 = $8,103 + 1,787$
 = $9,890 \text{ juta m}^3$

Kolom 23 (*Spillout*) = $S_{n+1} - S$ akhir periode
 = $8,710 - 8,103$
 = $0,607 \text{ juta m}^3$

Kolom 24 = $(\text{kolom 23}) \times 1000000 / (\text{jml hari} \times 24 \times 3600)$
 = $0,607 \times 1000000 / (10 \times 24 \times 3600)$
 = $0,703 \text{ m}^3/\text{det}$

Kolom 25 (elevasi MAW) = $+252,20 \text{ m}$ (sesuai dengan lengkung kapasitas waduk)

Kolom 26 (ket. tampungan) = jika S total periode $\leq S$ tamp. dibawah MOL, maka ket.
 tampungan = gagal
 jika S total periode $\geq S$ tamp. dibawah MOL, maka ket.
 tampungan = sukses

= sukses

Kolom 27 (ket *tail race*) = jika *outflow PLTM+Spillout* <= kap. *Tail race*, maka ket.

tail race = sukses

jika *outflow PLTM+Spillout* <= kap. *Tail race*, maka ket.

tail race = sukses

= sukses

Kolom 28 (*head gross*) = elevasi MAW – el. muka air *tail race*

$$= 252,2 - 175,8$$

$$= 76,4 \text{ m}$$

Kolom 29 (*head loss*) = 5% x *head gross*

$$= 5\% \times 76,4$$

$$= 3,82 \text{ m}$$

Kolom 30 (*net head*) = *head gross* - *head loss*

$$= 76,4 - 3,82$$

$$= 72,58 \text{ m}$$

Kolom 31 (*Power*) = asumsi efi. turbin & generator x g x *net head* x Q

$$= 0,8 \times 9,81 \times 72,58 \times 0,415$$

$$= 236,389 \text{ kW}$$

Kolom 32 (*Energy*) = (*Power*) x jml hari x 24

$$= 236,389 \times 10 \times 24$$

$$= 56733,269 \text{ mWh}$$

Perhitungan selanjutnya pada tabel 4.20. sampai Lampiran 3 Tabel 1-7.

Perhitungan kapasitas faktor dari hasil simulasi tampungan dengan *inflow* andalan **45,71%**, diperoleh hasil sebagai berikut:

$$\text{Total Energy} = 2641849,532 \text{ kWh}$$

$$\text{Power maksimum} = 451,441 \text{ kW}$$

$$\text{Debit desain} = 0,822 \text{ m}^3/\text{det}$$

$$\text{Periode PLTM produktif} = 35 \text{ periode}$$

$$\text{Periode PLTM maintenance} = 1 \text{ periode}$$

$$\begin{aligned}\text{Kapasitas Faktor} &= \frac{\text{total energi tahunan}}{365 \text{ hari} \times 24 \text{ jam} \times \text{daya maks PLTM}} \times 100\% \\ &= \frac{2641849,532}{365 \times 24 \times 451,441} \times 100\% \\ &= 66,804\%\end{aligned}$$

Perhitungan kapasitas faktor dari hasil simulasi tampungan dengan *inflow* andalan **48,57%**, diperoleh hasil sebagai berikut:

$$\text{Total Energy} = 2540463,320 \text{ kWh}$$

$$\text{Power maksimum} = 426,638 \text{ kW}$$

$$\text{Debit desain} = 0,776 \text{ m}^3/\text{det}$$

$$\text{Periode PLTM produktif} = 35 \text{ periode}$$

$$\text{Periode PLTM maintenance} = 1 \text{ periode}$$

$$\begin{aligned}\text{Kapasitas Faktor} &= \frac{\text{total energi tahunan}}{365 \text{ hari} \times 24 \text{ jam} \times \text{daya maks PLTM}} \times 100\% \\ &= \frac{2540463,320}{365 \times 24 \times 426,638} \times 100\% \\ &= 67,975 \%\end{aligned}$$

Perhitungan kapasitas faktor dari hasil simulasi tampungan dengan *inflow* andalan **51,43%**, diperoleh hasil sebagai berikut:

$$\text{Total Energy} = 2439122,789 \text{ kWh}$$

$$\text{Power maksimum} = 406,457 \text{ kW}$$

$$\text{Debit desain} = 0,736 \text{ m}^3/\text{det}$$

$$\text{Periode PLTM produktif} = 35 \text{ periode}$$

$$\text{Periode PLTM maintenance} = 1 \text{ periode}$$

$$\begin{aligned}\text{Kapasitas Faktor} &= \frac{\text{total energi tahunan}}{365 \text{ hari} \times 24 \text{ jam} \times \text{daya maks PLTM}} \times 100\% \\ &= \frac{2439122,789}{365 \times 24 \times 406,457} \times 100\% \\ &= 68,503 \%\end{aligned}$$

Perhitungan kapasitas faktor dari hasil simulasi tampungan dengan *inflow* andalan **54,29%**, diperoleh hasil sebagai berikut:

$$\text{Total Energy} = 2358487,423 \text{ kWh}$$

$$\text{Power maksimum} = 390,093 \text{ kW}$$

$$\text{Debit desain} = 0,704 \text{ m}^3/\text{det}$$

$$\text{Periode PLTM produktif} = 35 \text{ periode}$$

$$\text{Periode PLTM maintenance} = 1 \text{ periode}$$

$$\begin{aligned}\text{Kapasitas Faktor} &= \frac{\text{total energi tahunan}}{365 \text{ hari} \times 24 \text{ jam} \times \text{daya maks PLTM}} \times 100\% \\ &= \frac{2358487,423}{365 \times 24 \times 390,093} \times 100\% \\ &= 69,017 \%\end{aligned}$$

Perhitungan kapasitas faktor dari hasil simulasi tampungan dengan *inflow* andalan **57,14%**, diperoleh hasil sebagai berikut:

$$\text{Total Energy} = 2294240,972 \text{ kWh}$$

$$\text{Power maksimum} = 376,894 \text{ kW}$$

$$\text{Debit desain} = 0,680 \text{ m}^3/\text{det}$$

$$\text{Periode PLTM produktif} = 35 \text{ periode}$$

Periode PLTM maintenance = 1 periode

$$\begin{aligned}\text{Kapasitas Faktor} &= \frac{\text{total energi tahunan}}{365 \text{ hari} \times 24 \text{ jam} \times \text{daya maks PLTM}} \times 100\% \\ &= \frac{2294240,972}{365 \times 24 \times 376,894} \times 100\% \\ &= 69,489 \%\end{aligned}$$

Perhitungan kapasitas faktor dari hasil simulasi tampungan dengan *inflow* andalan **60,00%**, diperoleh hasil sebagai berikut:

$$\text{Total Energy} = 2278184,693 \text{ kWh}$$

$$\text{Power maksimum} = 363,075 \text{ kW}$$

$$\text{Debit desain} = 0,653 \text{ m}^3/\text{det}$$

$$\text{Periode PLTM produktif} = 35 \text{ periode}$$

$$\text{Periode PLTM maintenance} = 1 \text{ periode}$$

$$\begin{aligned}\text{Kapasitas Faktor} &= \frac{\text{total energi tahunan}}{365 \text{ hari} \times 24 \text{ jam} \times \text{daya maks PLTM}} \times 100\% \\ &= \frac{2278184,693}{365 \times 24 \times 363,075} \times 100\% \\ &= 71,628 \%\end{aligned}$$

Perhitungan kapasitas faktor dari hasil simulasi tampungan dengan *inflow* andalan **62,86%**, diperoleh hasil sebagai berikut:

$$\text{Total Energy} = 2156423,027 \text{ kWh}$$

$$\text{Power maksimum} = 333,831 \text{ kW}$$

$$\text{Debit desain} = 0,600 \text{ m}^3/\text{det}$$

$$\text{Periode PLTM produktif} = 35 \text{ periode}$$

$$\text{Periode PLTM maintenance} = 1 \text{ periode}$$

$$\text{Kapasitas Faktor} = \frac{\text{total energi tahunan}}{365 \text{ hari} \times 24 \text{ jam} \times \text{daya maks PLTM}} \times 100\%$$

$$= \frac{2156423,027}{365 \times 24 \times 333,831} \times 100\% \\ = 73,739 \%$$

Tabel 4.20. Rekapitulasi Kapasitas Faktor dari Simulasi Operasi Waduk

Debit Andalan %	Debit Desain m ³ /det	Energi Tahunan kWh	Daya Maks kW	Kapasitas Faktor %
45,71	0,822	2641849,532	451,441	66,804
48,57	0,776	2540463,320	426,638	67,975
51,43	0,736	2439122,789	406,457	68,503
54,29	0,704	2358487,423	390,093	69,017
57,14	0,680	2294240,972,	376,894	69,489
60,00	0,653	2278184,693	363,075	71,628
62,86	0,600	2156423,027	333,831	73,739

Sumber: Hasil Perhitungan

Dari hasil perhitungan dipilih debit andalan 45,71% karena memiliki kapasitas faktor lebih dari 65%, serta memiliki debit desain terbesar yaitu **0,822 m³/det** sehingga energi tahunan yang dihasilkan juga yang paling besar.

4.6. Perencanaan Bangunan Sipil

Bangunan sipil yang direncanakan pada PLTM Bendungan Tugu dapat dipisahkan dalam 3 kelompok besar sebagai berikut:

a) Bangunan pengambilan

Jenis bangunan yang didesain dalam studi ini adalah *intake* dengan tipe bangunan menara tenggelam. Jenis menara tenggelam dipilih karena menyesuaikan intake yang sudah ada (*intake* irigasi).

b) Bangunan pembawa

Bangunan pembawa dalam perencanaan ini menggunakan saluran tertutup yang terdiri dari 2 tahap yaitu pertama melalui saluran bekas konduit dan yang kedua melalui pipa pesat. Pipa pesat difungsikan sebagai pengarah aliran bertekanan menuju turbin.

c) Bangunan pembuang

Bangunan pembuang yang didesain dalam studi PLTM Bendungan Tugu ini menggunakan *tailrace* saluran terbuka.

4.7. Bangunan Pengambilan (*Intake*)

PLTM Bendungan Tugu menggunakan intake yang sudah ada yaitu intake irigasi dan air baku, namun perlu dicek lagi apakah dimensi intake yang sudah ada bisa mencukupi debit air tambahan untuk PLTM.

4.7.1. Dimensi *Intake*

Dari data lapangan telah diperoleh data sebagai berikut:

Tipe <i>Intake</i>	= menara tenggelam
Elevasi dasar <i>Intake</i>	= +215,5 m
Elevasi atas <i>Intake</i>	= +217,0 m
Dimensi	= 1,5 x 1,5 m
Tipe saringan	= kisi-kisi jeruji tegak
Dimensi saringan	= 2x4 buah berdimensi @ 3,40 x 0,75 m
Tinggi menara	= 23,3 m
Debit pengambilan	= 0,822 m ³ /det (dari perhitungan pola operasi PLTM debit andalan 45,71%)

Selanjutnya dilakukan pengecekan apakah debit yang direncanakan bisa masuk pada dimensi *Intake* yang sudah ada. Perhitungan menggunakan rumus berikut (Suyono, 1981:232):

$$Q = C \cdot A \cdot (2 \cdot g \cdot H)^{1/2}$$

Diketahui:

$$C = 0,62$$

$$A = 1,5 \times 1,5 \text{ m}$$

$$= 2,25 \text{ m}^2$$

$$g = 9,81 \text{ m/s}^2$$

$$H = 29,45 \text{ m} (\text{jarak dari titik tengah lubang } intake \text{ ke tanah})$$

$$Q = C \cdot A \cdot (2 \cdot g \cdot H)^{1/2}$$

$$Q = 0,62 \times 2,25 \times (2 \times 9,81 \times 29,45)^{1/2}$$

$$Q = 33,532 \text{ m}^3/\text{det}$$

Karena $Q_{intake} > Q_{PLTM}$ maka bangunan intake tidak ada yang perlu dirubah. Selanjutnya dilakukan perhitungan kehilangan tinggi tekan pada bangunan menara *intake*.

4.7.2. Kehilangan Tinggi pada *Intake* sampai sebelum *penstock*

Kehilangan tinggi yang terjadi pada bangunan *intake* meliputi:

1. Kehilangan tinggi pada masukan *intake*.
2. Kehilangan tinggi pada saringan (*trashrack*).
3. Kehilangan tinggi akibat gesekan pada menara *intake*.
4. Kehilangan tinggi akibat perubahan bentuk secara tiba-tiba (*sudden construction loss* – h_{sc}) dari dimensi 1,50 m menjadi 3,20 m.
5. Kehilangan tinggi akibat gesekan (*Friction Loss* – h_f) pada konduit 3,20 m (mulai dari *plugging* sampai sebelum *penstock*).
6. Kehilangan tinggi akibat melewati belokan saluran konduit (*Bend Loss* – h_b).

Perhitungan kehilangan tinggi pada bangunan *intake* adalah sebagai berikut:

- Kehilangan tinggi pada masukan *intake* (*enterence loss*)

$$He = kf \times (V^2/2g)$$

Diketahui:

$$Kf = 0,5 \text{ (inlet berbentuk persegi)}$$

$$V = Q/A$$

$$= 0,822/2,25$$

$$= 0,365 \text{ m/s}$$

$$g = 9,81 \text{ m/s}^2$$

$$He = kf \times V^2/2g$$

$$= 0,5 \times 0,365^2/19,62$$

$$= 0,0034 \text{ m}$$

- Kehilangan tinggi pada saringan (*trashrack*)

$$Ht = Kt \times (t/b)^{4/3} \times (V^2/2g) \times \sin \alpha$$

Diketahui:

$$Kt = 1,8 \text{ (kisi-kisi dengan jeruji bulat)}$$

$$t = 10 \text{ mm (tebal kisi-kisi)}$$

$$\begin{aligned}
 b &= 50 \text{ mm (jarak antar kisi-kisi)} \\
 V &= 0,365 \text{ m/s} \\
 g &= 9,81 \text{ m/s}^2 \\
 \alpha &= 90^\circ (\text{sudut jeruji}) \\
 Ht &= Kt \times (t/b)^{4/3} \times (V^2/2g) \times \sin \alpha \\
 &= 1,8 \times (10/50)^{4/3} \times (0,365^2/19,62) \times \sin(90) \\
 &= 0,0014 \text{ m}
 \end{aligned}$$

- Kehilangan tinggi akibat gesekan pada menara *intake (friction loss)*

Untuk bentuk tidak lingkaran, digunakan persamaan sebagai berikut :

$$Hf = \frac{2gn^2}{R^{1/3}} \cdot \frac{L}{R} \cdot \frac{V^2}{2g}$$

Diketahui:

$$\begin{aligned}
 g &= 9,81 \text{ m/s}^2 \\
 n &= 0,024 (\text{koefisien manning untuk beton})
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 R &= A/P \\
 &= 2,25/4,5 \\
 &= 0,5 \text{ m}
 \end{aligned}$$

$$L = 29,45 \text{ m (tinggi menara)}$$

$$\begin{aligned}
 V &= Q/A \\
 &= 0,822/2,25 \\
 &= 0,365 \text{ m/s}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 Hf &= \frac{2gn^2}{R^{1/3}} \cdot \frac{L}{R} \cdot \frac{V^2}{2g} \\
 &= \frac{2 \times 9,81 \times 0,024^2}{0,5^{0,33}} \times \frac{29,45}{0,5} \times \frac{0,365^2}{19,62} \\
 &= 0,00834 \text{ m}
 \end{aligned}$$

- Kehilangan tinggi akibat perubahan bentuk secara tiba-tiba (*sudden construction loss - h_{sc}*) dari dimensi 1,50 m menjadi 3,20 m.

$$Hsc = fsc \times \frac{(V_1 - V_2)^2}{2g}$$

Diketahui:

$$\begin{aligned}
 fsc &= 1 - (A_1/A_2) \\
 &= 1 - (2,25/10,24) \\
 &= 0,78
 \end{aligned}$$

$$V_1 = Q/A \text{ (kecepatan air di menara intake)}$$

$$= 0,822/2,25$$

$$= 0,365 \text{ m/s}$$

$$V_2 = Q/A \text{ (kecepatan air di konduit)}$$

$$= 0,822/10,24$$

$$= 0,0802 \text{ m/s}$$

$$g = 9,81 \text{ m/s}^2$$

$$H_{sc} = f_{sc} \times \frac{(V_1 - V_2)^2}{2g}$$

$$= 0,78 \times \frac{(0,365 - 0,0802)^2}{19,62}$$

$$= 0,00323 \text{ m}$$

- Kehilangan tinggi akibat gesekan (*Friction Loss – h_f*) dari konduit 3,20 m (mulai dari *plugging* sampai sebelum *penstock*)

Untuk bentuk tidak lingkaran, digunakan persamaan sebagai berikut :

$$H_f = \frac{2gn^2}{R^{1/3}} \cdot \frac{L}{R} \cdot \frac{V^2}{2g}$$

Diketahui:

$$g = 9,81 \text{ m/s}^2$$

$$n = 0,024 \text{ (koefisien manning untuk beton)}$$

$$R = A/P$$

$$= 10,24/9,6$$

$$= 1,067 \text{ m}$$

$$L = 127,11 \text{ m (panjang konduit dari plugging sampai penstock)}$$

$$V = Q/A$$

$$= 0,822/10,24$$

$$= 0,0802 \text{ m/s}$$

$$g = 9,81 \text{ m/s}^2$$

$$H_f = \frac{2gn^2}{R^{1/3}} \cdot \frac{L}{R} \cdot \frac{V^2}{2g}$$

$$= \frac{2 \times 9,81 \times 0,024^2}{1,067^{0,33}} \times \frac{127,11}{1,067} \times \frac{0,0802^2}{19,62}$$

$$= 0,000634 \text{ m}$$

- Kehilangan tinggi akibat melewati belokan saluran konduit (*Bend Loss – h_b*).

$$H_b = f_b \times (V^2/2g)$$

Diketahui:

$$r = 43,5 \text{ m} \text{ (jari-jari dalam belokan)}$$

$$b = 3,2 \text{ m} \text{ (lebar saluran)}$$

$$r/b = 43,5/3,2$$

$$= 13,594$$

$$f_b = 0,359 \text{ (menyesuaikan nilai r/b)}$$

$$V = Q/A$$

$$= 0,822/10,24$$

$$= 0,0802 \text{ m/s}$$

$$g = 9,81 \text{ m/s}^2$$

$$H_b = f_b \times (V^2/2g)$$

$$= 0,359 \times (0,0802^2/19,62)$$

$$= 0,00012 \text{ m}$$

4.8. Perencanaan Pipa Pesat (*Penstock*)

Kajian perencanaan pipa pesat dalam perencanaan ini meliputi diameter pipa pesat, tebal pipa pesat dan jenis bahan pipa pesat. Data teknis yang direncanakan adalah sebagai berikut:

Debit	= 0,822 m ³ /det
Elevasi muka air normal	= +252,2 m
Elevasi TWL	= +175,92 m
Tinggi jatuh kotor	= 76,28 m
Panjang pipa pesat	= 214,1 m (dari potongan memanjang denah PLTM)
Kapasitas daya	= 451,441 kWh

4.8.1. Perhitungan Diameter pipa pesat

Sesuai pada buku ESHA untuk perhitungan diameter pipa pesat dapat dihitung dengan menggunakan 6 rumus yang berbeda. Untuk lebih jelasnya berikut perhitungan diameter pipa pesat:

a) Rumus Warnick

$$D = (0,72 * P^{0,43}) / H_e^{0,63}$$

Keterangan:

P = kapasitas daya

He = *head* efektif

$$\begin{aligned} \text{Jadi, } D &= (0,72 \times P^{0,43}) / He^{0,63} \\ &= (0,72 \times 451,441^{0,43}) / 76,28^{0,63} \\ &= 0,650 \text{ m} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} V &= Q/A \\ &= 0,822 / (0,25 \times 3,14 \times 0,65^2) \\ &= 2,478 \text{ m/s} \end{aligned}$$

b) Rumus Bier

$$D = 0,176 \times (P/He)^{0,466}$$

Keterangan:

P = kapasitas daya

He = *head* efektif

$$\begin{aligned} \text{Jadi, } D &= 0,176 \times (P/He)^{0,466} \\ &= 0,176 \times (451,441 / 76,28)^{0,466} \\ &= 0,413 \text{ m} \\ V &= Q/A \\ &= 0,822 / (0,25 \times 3,14 \times 0,413^2) \\ &= 6,446 \text{ m/s} \end{aligned}$$

c) Rumus Sarkaria

$$D = (0,71 \times P^{0,43}) / He^{0,65}$$

Keterangan:

P = kapasitas daya

He = *head* efektif

$$\begin{aligned} \text{Jadi, } D &= (0,71 \times P^{0,43}) / He^{0,65} \\ &= (0,71 \times 451,441^{0,43}) / 76,28^{0,65} \\ &= 0,588 \text{ m} \\ V &= Q/A \\ &= 0,822 / (0,25 \times 3,14 \times 0,588^2) \\ &= 3,031 \text{ m/s} \end{aligned}$$

d) Rumus Moffat Et Al

$$D = (0,52 \times P^{0,43}) / He^{0,6}$$

Keterangan:



P = kapasitas daya

He = head efektif

$$\begin{aligned} \text{Jadi, } D &= (0,52 \times P^{0,43}) / He^{0,6} \\ &= (0,52 \times 451,441^{0,43}) / 76,28^{0,6} \\ &= 0,535 \text{ m} \\ V &= Q/A \\ &= 0,822 / (0,25 \times 3,14 \times 0,535^2) \\ &= 3,663 \text{ m/s} \end{aligned}$$

e) Rumus USBR

$$D = (1,517 \times Q^{0,5}) / He^{0,25}$$

Keterangan:

Q = debit

He = head efektif

$$\begin{aligned} \text{Jadi, } D &= (1,517 \times Q^{0,5}) / He^{0,25} \\ &= (1,517 \times 0,822^{0,5}) / 76,28^{0,25} \\ &= 0,465 \text{ m} \\ V &= Q/A \\ &= 0,822 / (0,25 \times 3,14 \times 0,465^2) \\ &= 4,834 \text{ m/s} \end{aligned}$$

f) Rumus Falshbusch

$$D = (1,12 \times Q^{0,45}) / He^{0,12}$$

Keterangan:

Q = debit

He = head efektif

$$\begin{aligned} \text{Jadi, } D &= (1,12 \times Q^{0,45}) / He^{0,12} \\ &= (1,12 \times 0,822^{0,45}) / 76,28^{0,12} \\ &= 0,610 \text{ m} \\ V &= Q/A \\ &= 0,822 / (0,25 * 3,14 * 0,61^2) \\ &= 2,818 \text{ m/s} \end{aligned}$$

Dari hasil perhitungan diatas direkapitulasikan hasilnya seperti pada tabel dibawah ini lalu dilakukan perhitungan nilai bilangan Reynold untuk mengetahui kondisi aliran didalam pipa pesat. Berikut merupakan hasil rekapitulasi perhitungan diameter pipa pesat dengan menggunakan berbagai metode:

Tabel 4.21. Rekapitulasi Perhitungan Diameter Pipa Pesat

Rumus	Diameter
Warnick	0,65
Bier	0,41
Sarkaria	0,59
Moffat Et Al	0,53
USBR	0,47
Falshbusch	0,61

Sumber: Hasil Perhitungan

Dalam perencanaan pipa pesat ini menggunakan pipa GRP yang diameternya sudah ditentukan oleh fabrikasi. Maka dari hasil perhitungan diatas dicoba 2 ukuran diameter yaitu 0,5 m dan 0,6 m. Selanjutnya akan dicek aliran didalam pipa pesat dengan debit maksimum dan minimun yang lewat dipipa dan harus merupakan aliran turbulen dengan menggunakan nilai bilangan Reynold (Priyantoro,1991:3). Untuk *range* debit yang diperbolehkan dalam pengoperasian PLTM bisa menggunakan kisaran debit antara 40% - 105% dari debit desain (*Standart Small Hydro Development*,2008:5):

$$\begin{aligned}\text{Debit maksimum} &= 1,05 \times Q_d \\ &= 1,05 \times 0,822 \\ &= 0,863 \text{ m}^3/\text{det}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{Debit minimum} &= 0,40 \times Q_d \\ &= 0,40 \times 0,822 \\ &= 0,328 \text{ m}^3/\text{det}\end{aligned}$$

a) Diameter *penstock* 0,5 m dan debit 0,863 m³/det

$$\begin{aligned}A &= 0,25 \times 3,14 \times d^2 \\ &= 0,25 \times 3,14 \times 0,5^2 \\ &= 0,196 \text{ m}^2\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}V &= Q/A \\ &= 0,863/0,196 \\ &= 4,397 \text{ m/s}\end{aligned}$$

$$\nu = 1,003 \times 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s} \text{ (kekentalan kinematik air pada suhu } 20^\circ\text{C})$$

$$N_R = \frac{D \times V}{\nu}$$

$$= \frac{0,5 \times 4,397}{0,000001003}$$

$$= 2191924,227 \text{ (aliran turbulen, karena } >4000)$$

- b) Diameter *penstock* 0,5 m dan debit 0,328 m³/det

$$A = 0,25 \times 3,14 \times d^2$$

$$= 0,25 \times 3,14 \times 0,5^2$$

$$= 0,196 \text{ m}^2$$

$$V = Q/A$$

$$= 0,328/0,196$$

$$= 1,671 \text{ m/s}$$

$$\nu = 1,003 \times 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s} \text{ (kekentalan kinematik air pada suhu } 20^\circ\text{C})$$

$$N_R = \frac{D \times V}{\nu}$$

$$= \frac{0,5 \times 1,671}{0,000001003}$$

$$= 833000,997 \text{ (aliran turbulen, karena } >4000)$$

- c) Diameter *penstock* 0,6 m dan debit 0,863 m³/det

$$A = 0,25 \times 3,14 \times d^2$$

$$= 0,25 \times 3,14 \times 0,6^2$$

$$= 0,282 \text{ m}^2$$

$$V = Q/A$$

$$= 0,863/0,282$$

$$= 3,053 \text{ m/s}$$

$$\nu = 1,003 \times 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s} \text{ (kekentalan kinematik air pada suhu } 20^\circ\text{C)}$$

$$N_R = \frac{D \times V}{\nu}$$

$$= \frac{0.6 \times 3.053}{0.000001003}$$

= 1826321,037 (aliran turbulen, karena >4000)

- d) Diameter *penstock* 0,6 m dan debit 0,328 m³/det

$$A = 0,25 \times 3,14 \times d^2$$

$$= 0,25 \times 3,14 \times 0,6^2$$

$$= 0,282 \text{ m}^2$$

$$V = Q/A$$

$$= 0,328/0,282$$

$$= 1,160 \text{ m/s}$$

$$\nu = 1,003 \times 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s} \text{ (kekentalan kinematik air pada suhu } 20^\circ\text{C)}$$

$$N_R = \frac{D \times V}{\nu}$$

$$= \frac{0.6 \times 1.160}{0.000001003}$$

= 693918,245 (aliran turbulen, karena >4000)

Dari hasil perhitungan nilai bilangan Reynold pada kedua opsi diameter Penstock dapat direkapitulasikan hasilnya seperti pada Tabel 4. Berikut:

Tabel 4.22. Rekapitulasi Nilai Bilangan Reynold pada 2 Opsi Diameter Penstock

Diameter Penstock (m)	Debit (m³/det)	Bilangan Reynold	Ket. Aliran
0,5	0,863	2191924,227	Turbulen
	0,328	833000,997	Turbulen
0,6	0,863	1826321,037	Turbulen
	0,328	693918,245	Turbulen

Sumber: Hasil Perhitungan

Dari tabel rekapitulasi diatas dapat disimpulkan bahwa dengan kedua opsi diameter *penstock* yakni 0,5 m dan 0,6 m baik dengan debit maksimum dan minimum semua tipe aliran merupakan aliran turbulen. Hal ini menunjukkan opsi kedua diameter dapat diterima dan bisa diimplementasikan, namun dalam studi ini dipilih opsi *penstock* berdiameter **0,6 m** karena memiliki kecepatan (V) lebih kecil sehingga bahaya akan *water hammer* lebih bisa diminimalisirkan.

4.8.2. Jenis Bahan Pembuat Pipa Pesat

Bahan pembuat pipa pesat direncanakan dalam studi kali ini menggunakan bahan **pipa GRP (Glassfiber Reinforced Polyester)**. Pipa GRP diproduksi oleh beberapa pabrik pipa di Indonesia diantaranya adalah PT Garuda Jaya Fiberindo dan PT. Future Pipe Indonesia. Alasannya menggunakan bahan ini dikarenakan:

- Bahan terbuat dari non logam sehingga tidak terjadi korosi
- Memiliki daya elastis yang lebih sehingga cocok untuk menahan *water hammer*
- Berat pipa lebih ringan sehingga mudah dalam penggerjaan konstruksi
- Merupakan teknologi pipa terbaru saat ini



Gambar 4.2. Pipa GRP

Sumber:<http://kurniafiberglass.web.indotrading.com/product/pipa-fiberglass-p362434.aspx>. (Diakses 5 Juli 2018).

4.8.3. Tebal Pipa Pesat

Dalam perencanaan pipa pesat perlu diperhatikan ketebalannya. Ketebalan ini harus direncanakan sedemikian rupa sehingga kuat untuk menahan pengaruh tekanan air yang ada didalam pipa pesat. Pipa GRP sendiri sudah mempunya acuan dalam menentukan

ketebalan pipa pesat yang disesuaikan dengan diameter dalam pipa pesat tersebut. Daftar perbandingan diameter dalam dan diameter luar pipa GRP dapat dilihat pada tabel 4.29.

- Diamter dalam (DN) = 600 mm
- Diameter luar (OD) = 633,1 mm
- Tebal pipa = OD – DN
= 633,1 – 600
= **33,1 mm** (OK, karena telah melebihi tebal minimum)

Tabel 4.23. Perbandingan Diameter Dalam dan Diameter Luar Pipa GRP

Nominal Diameter	Pipe outer diameter	Coupling internal diameter	Coupling width	Coupling outer diameter - Dc (mm)					Coupling weight - Wc (kg)							
				PN (1-10)	PN 12	PN 16	PN 20	PN 25	PN 32	PN (1-10)	PN 12	PN 16	PN 20			
250	272,3	273,8	220	305	305	305	307	308	310	5,0	5,0	5,0	5,3	5,6	5,9	
300	324,0	325,5	220	356	356	356	357	359	361	5,5	5,5	5,5	5,8	6,2	6,5	
350	376,1	377,6	220	408	408	408	409	411	413	6,4	6,4	6,4	6,8	7,2	7,6	
400	427,1	429,6	242	460	460	462	464	465	467	8,4	8,4	8,4	8,9	9,4	10,3	
450	475,3	477,8	242	509	509	511	512	514	515	9,4	9,4	9,4	9,9	10,5	11,0	11,5
500	530,1	532,6	242	564	566	567	569	572	575	10,4	11,0	11,6	12,2	13,4	14,5	
600	633,1	635,6	242	668	670	671	674	679	684	12,5	13,1	13,8	15,2	17,3	19,4	
700	718,3	720,8	260	757	758	760	763	769	775	17,5	18,3	19,1	20,8	24,0	27,2	
800	819,9	822,4	260	859	862	864	867	873	880	20,0	21,9	22,8	24,6	28,3	32,9	
900	924,1	926,6	260	963	964	967	971	977	985	23,5	24,6	26,3	29,4	33,5	38,7	
1000	1026,1	1028,6	260	1067	1068	1071	1075	1081	1089	27,3	28,4	30,4	33,8	38,4	44,1	
1100	1127,3	1129,8	260	1169	1170	1174	1179	1185	1194	30,0	31,3	34,7	38,4	43,5	51,0	
1200	1228,8	1231,3	260	1271	1274	1276	1282	1290	1297	32,6	35,4	37,7	43,2	50,0	56,9	
1300	1331,5	1334,0	260	1375	1378	1381	1387	1394	1403	36,9	39,9	42,3	48,3	55,7	64,6	
1400	1433,6	1436,1	275	1479	1481	1483	1490	1498	1507	47,8	50,5	53,2	60,2	70,0	79,7	
1500	1535,6	1538,1	275	1582	1585	1587	1593	1602	1611	52,6	55,5	58,4	66,0	75,8	86,8	
1600	1637,6	1640,1	275	1686	1689	1691	1697	1705	1715	58,3	61,4	64,5	72,6	83,1	94,8	

Sumber: GRP Technical Information (2013,p.25)

4.8.4. Menghitung *Minimum Operation Level*

Selanjutnya menghitung *Minimum Operation Level* (MOL). Menurut ESHA terdapat 4 persamaan dalam menghitung ketinggian air minimun m pada waduk sebelum masuk ke intake. Adanya MOL ini sebagai pencegahan udara masuk ke pipa pesat yang udara tersebut bisa menyebabkan *vortex*. Berikut merupakan perhitungan *Minimum Operation Level*:

a) Persamaan Knauss

$$\text{MOL} = D \times (1 + 2,3 \times \frac{V}{(g \times D)^{1/2}})$$

$$= 0,6 \times (1 + 2,3 \times \frac{3,053}{(9,81 \times 0,6)^{0,5}})$$

$$= 2,337 \text{ m}$$

b) Persamaan Nagarkar

$$\begin{aligned} \text{MOL} &= 4,4 \times (V \times D^{0,5})^{0,54} \\ &= 4,4 \times (3,053 \times 0,6^{0,5})^{0,54} \\ &= 7,004 \text{ m} \end{aligned}$$

c) Persamaan Rohan

$$\begin{aligned} \text{MOL} &= 1,474 \times V^{0,48} \times D^{0,76} \\ &= 1,474 \times 3,053^{0,48} \times 0,6^{0,76} \\ &= 1,708 \text{ m} \end{aligned}$$

d) Persamaan Gordon

$$\begin{aligned} \text{MOL} &= C \times V \times D^{0,5} \\ &= 0,7245 \times 3,053 \times 0,6^{0,5} \\ &= 1,713 \text{ m} \end{aligned}$$

Dari hasil perhitungan diambil nilai terbesar yaitu dari persamaan Nagarkar dengan nilai 3,891 m dan dibulatkan menjadi 3,9 m. Maka *Minimum Operation Level* pada tampungan waduk berada pada elevasi:

$$\begin{aligned} \text{El. MOL} &= \text{El. atas intake} + \text{MOL} \\ &= +217 \text{ m} + 7,004 \\ &= \mathbf{+224,004 \text{ m}} \end{aligned}$$

Maka didapat kedalaman efektif waduk Bendungan Tugu untuk pengoperasian PLTM sebesar:

$$\begin{aligned} \text{Kedalaman efektif} &= \text{NWL} - \text{El. MOL} \\ &= 252,2 \text{ m} - 224,004 \text{ m} \\ &= 28,196 \text{ m} \end{aligned}$$

4.8.5. Menghitung Water Hammer pada Pipa Pesat

Perhitungan tekanan hidrostatis untuk pipa pesat perlu memperhatikan pengaruh pukulan air (*Water Hammer*) terhadap pipa, dimana kenaikan air akibat pukulan air ini dihitung dengan persamaan dari sumber buku ESHA (2004,p.43) :

Diketahui data:

- Bulk modulus air (k) = 2200000000 N/m²
= 2200000000 Pa
= 2200 mPa
- Diameter internal pipa (D) = 0,60 m
- Bahan pipa pesat = pipa GRP superlit
- Modulus elastisitas GRP (E) = 10130000000 N/m²
= 10130000000 Pa
= 10130 mPa
- Ketebalan pipa (t) = 33,1 mm
- Waktu kritis (Tc) = 8 detik
- Massa jenis air (ρ_w) = 1000 kg/m³
- Kecepatan air di *Penstock* (V) = 3,053 m/s
- Panjang *Penstock* (L) = 214,1 m
- Tinggi jatuh efektif (He) = 75,065 m
- Waktu penutupan *valve* (Tv) = 8 detik (direncanakan)

Hasil Perhitungan:

- Kecepatan gelombang di pipa (c) = $(K \times 10^{-3}) / (1 + \frac{K \times D}{E \times t})^{0,5}$
 $= (22 \times 10^8 \times 10^{-3}) / (1 + \frac{22 \times 10^8 \times 0,6}{1013 \times 10^7 \times 33,1})^{0,5}$
 $= 667,562 \text{ m/dt}$
- Waktu kritis perhitungan = $(2 \times L) / c$
 $= (2 \times 214,1) / 667,562$
 $= 0,641 \text{ detik}$

- Sehingga $T_c > T_{c \text{ hitung}}$ $= 8 \text{ detik} > 0,641 \text{ detik}$
Maka hasil perhitungan waktu kritis bisa diterima
- Tekanan statis pada pipa (P_o) $= \rho_w \times g \times H_e$
 $= 1000 \times 9,81 \times 75,065$
 $= 736391,123 \text{ Pa}$
- Nilai N $= ((\rho_w \times L \times V_o) / (H_e \times T_v))^2$
 $= ((100 \times 214,1 \times 3,054) / (75,065 \times 8))^2$
 $= 0,0123$
- Kehilangan tinggi *water hammer* (ΔP) $= P_o \times ((N/2) + ((N^2/4) + N)^{0,5})$
 $= 736391,123 \times ((0,0123/2) + ((0,0123)^2/4) + 0,0123)^{0,5}$
 $= 86387,844 \text{ Pa}$
- Total tekanan ke seluruh pipa $= \Delta P + P_o$
 $= 86387,844 + 736391,123$
 $= 822778,967 \text{ Pa}$
 $= 0,8227 \text{ mPa}$

Dalam pemilihan jenis pipa dan kat tekan pipa tidak bisa sembarang hal ini dikarenakan pada fabrikasi pipa GRP terdapat berbagai jenis yang telah disediakan yang berdasarkan kekuatan tekakan yang bisa ditahan oleh pipa GRP. Pemilihan tipe pipa GRP sesuai dengan total tekanan ke seluruh pipa agar tidak terjadi kegagalan pada pipa pesat.

- Total tekanan ke seluruh pipa $= 0,8227 \text{ mPa}$
 $= 8,227 \text{ bar}$

Maka sesuai fabrikasi yang ada perlu digunakan **pipa GRP Superlit 10 bar**.

Tabel 4.24. Berbagai Tipe Pipa GRP Superlit

		SUPERLIT CFW Pipe Weight						SUPERLIT CFW Pipe Weight			
DN	SN	PN 1 bar	PN 6 bar	PN 10 bar	PN 16 bar	DN	SN	PN 1 bar	PN 6 bar	PN 10 bar	PN 16 bar
mm	N/m ²	Kg / m	Kg / m	Kg / m	Kg / m	mm	N/m ²	Kg / m	Kg / m	Kg / m	Kg / m
300		8,3	8,3	8,3	8,2	300		10,5	10,5	10,5	11,2
350		11,3	11,3	11,0	11,0	350		14,3	14,3	14,0	14,7
400		14,6	14,6	14,1	14,0	400		18,6	18,6	17,6	18,9
450		18,4	18,4	17,5	17,5	450		23,5	23,5	22,3	23,4
500		22,9	22,9	21,4	21,3	500		29,0	29,0	27,3	28,9
600		30,2	30,2	26,4	24,7	600		37,9	37,9	34,6	34,8
700		40,6	40,6	35,7	33,0	700		51,0	51,0	46,9	46,8
800		52,7	52,7	46,4	42,7	800		66,1	66,1	60,7	60,6
900		66,5	66,5	58,5	53,4	900		83,4	83,4	77,5	76,2
1000		82,2	82,2	71,9	65,8	1000		102,4	102,4	95,4	93,3
1100		99,4	99,4	86,4	78,8	1100		123,7	123,7	115,0	112,7
1200		117,7	117,7	102,3	93,7	1200		146,2	146,2	136,5	133,3
1300		138,1	138,1	119,6	109,6	1300		172,4	172,4	159,6	156,2
1400		159,5	159,5	138,8	126,7	1400		199,4	199,4	184,6	180,6
1500		181,8	181,8	158,1	144,8	1500		229,2	229,2	211,6	207,0
1600		207,4	207,4	179,9	164,3	1600		259,9	259,9	240,7	235,1
1700		235,8	235,8	203,2	185,0	1700		293,1	293,1	271,0	264,9
1800		263,8	263,8	227,5	206,7	1800		328,5	328,5	303,4	296,6
1900		292,9	292,9	252,2	229,9	1900		365,1	365,1	338,1	329,3
2000		324,4	324,4	279,6	254,0	2000		403,8	403,8	374,3	364,6
2100		357,3	357,3	308,1	280,5	2100		445,1	445,1	411,8	401,6
2200		391,5	391,5	337,3	306,5	2200		488,5	488,5	451,9	440,4

Sumber: GRP Technical Information (2013,p.26)

4.8.6. Kehilangan Tinggi pada Pipa Pesat

Kehilangan tinggi tekan yang terjadi pada bangunan *Penstock* meliputi:

1. Kehilangan tinggi karena perubahan bentuk secara tiba-tiba (*sudden construction loss – h_{sc}*).
2. Kehilangan tinggi akibat gesekan di *penstock* (*Friction Loss – h_f*).
3. Kehilangan tinggi tekan akibat melewati belokan *penstock* (*Bend Loss – h_b*).
4. Kehilangan tinggi akibat *Valve* (*Valve Loss – h_v*).

Mengacu pada persamaan yang tertulis dibuku ajar Hidrolik Saluran Tertutup (Priyantoro,1991), maka perhitungan kehilangan tinggi tekan pada bangunan *Penstock* adalah sebagai berikut:

- Kehilangan tinggi karena perubahan bentuk secara tiba-tiba (*sudden construction loss – h_{sc}*) dari penampang persegi 3,2 m x 3,2 m menjadi lingkaran diameter 1,2 m

$$H_{sc} = f_{sc} \times \frac{(V_1 - V_2)^2}{2g}$$

Diketahui:

$$\begin{aligned} f_{sc} &= 1 - (A_1 \text{ pipa}/A_2 \text{ konduit}) \\ &= 1 - ((3,14 \times 0,3 \times 0,3)/(3,2 \times 3,2)) \\ &= 0,972 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} V_2 &= Q/A \text{ (kecepatan air di konduit)} \\ &= 0,822/10,24 \\ &= 0,0802 \text{ m/s} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} V_1 &= Q/A \text{ (kecepatan air di Penstock)} \\ &= 0,822/0,283 \end{aligned}$$

$$= 2,908 \text{ m/s}$$

$$g = 9,81 \text{ m/s}^2$$

$$\begin{aligned} H_{sc} &= f_{sc} \times \frac{(V_1 - V_2)^2}{2g} \\ &= 0,972 \times \frac{(0,0802 - 2,908)^2}{19,62} \\ &= 0,396 \text{ m} \end{aligned}$$

- Kehilangan tinggi akibat gesekan di penstock (*Friction Loss – h_f*)

$$H_f = f \times \frac{L}{D} \times \frac{V^2}{2 \cdot g}$$

Diketahui:

$$\begin{aligned} N_R &= \frac{D \times V}{v} \\ &= \frac{0,6 \times 2,908}{0,0001003} \\ &= 17400,029 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} f &= 64/N_R \\ &= 64/17400,092 \\ &= 0,0036 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} H_f &= f \times \frac{L}{D} \times \frac{V^2}{2 \cdot g} \\ &= 0,0036 \times \frac{214,1}{0,6} \times \frac{2,908^2}{2 \times 9,81} \\ &= 0,566 \text{ m} \end{aligned}$$

- Kehilangan tinggi tekan akibat melewati belokan penstock (*Bend Loss – h_b*)

$$H_b = f_b \times (V^2/2g)$$

Diketahui:

$$r = 10,5 \text{ m} \text{ (jari-jari dalam belokan)}$$

$$d = 0,6 \text{ m} \text{ (diameter saluran)}$$

$$r/d = 10,5/0,6$$

$$= 17,5$$

$$fb = 0,395 \text{ (menyesuaikan nilai r/d)}$$

$$V = Q/A$$

$$= 0,822/3,14 \times 0,3 \times 0,3$$

$$= 2,908 \text{ m/s}$$

$$g = 9,81 \text{ m/s}^2$$

$$Hb = fb \times (V^2/2g)$$

$$= 0,3957 \times (2,908^2/19,62)$$

$$= 0,170 \text{ m}$$

- Kehilangan tinggi tekan akibat Valve (*Valve Loss – hv*)

$$Hv = fv \times \frac{V^2}{2 \times g}$$

Diketahui:

$$fv = 0,15 \text{ (gate valve)}$$

$$V = Q/A$$

$$= 0,822/3,14 \times 0,3 \times 0,3$$

$$= 2,908 \text{ m/s}$$

$$g = 9,81 \text{ m/s}^2$$

$$Hv = fv \times \frac{V^2}{2 \times g}$$

$$= 0,6 \times \frac{2,908^2}{2 \times 9,81}$$

$$= 0,064 \text{ m}$$

4.9. Perencanaan Tangki Peredam (*Surge Tank*)

Tangki gelombang adalah pipa tegak di saluran air tertutup untuk menyerap kenaikan tekanan mendadak serta dengan cepat memberikan air selama penurunan singkat dalam tekanan. Surge tank biasanya disediakan pada PLTM besar atau menengah ketika ada jarak yang cukup jauh antara sumber air dengan unit daya, sehingga diperlukan sebuah

penstock panjang. Singkatnya surge tank meringankan variasi tekanan karena perubahan yang cepat dalam kecepatan air.

Pada buku (ESHA (2004,p.147) bahwa kebutuhan akan adanya tangki peredam dapat ditentukan melihat besar nilai waktu konstanta percepatan air (t_h). Nilai t_h dapat dihitung dengan persamaan berikut:

$$t_h = \frac{V \times L}{g \times h}$$

Dimana:

V = kecepatan air di pipa pesat (3,053 m/s)

L = panjang pipa pesat (214,1 m)

h = *net head* (75,065 m)

g = percepatan gravitasi (9,81 m/s²)

$$t_h = \frac{V \times L}{g \times h}$$

$$= \frac{3,053 \times 214,1}{9,81 \times 75,065}$$

$$= 0,887 \text{ detik}$$

Jika nilai t_h kurang dari 3 detik maka **tidak diperlukan adanya tangki peredam (surge tank)**.

4.10. Perencanaan Saluran Pembuang (*Tail Race*)

Setelah melalui fasilitas pembangkitan, debit air akan dikembalikan ke sungai asli melalui *draft tube* menuju saluran pembuang (*tail race*). Data teknis saluran pembuang adalah sebagai berikut:

Lebar saluran (b) = 11,4 m

Manning (n) = 0,024 (beton)

El. awal *tail race* = +175,8

El. akhir *tail race* = +175,3

$$\text{Debit (Q)} = 0,822 \text{ m}^3/\text{dt}$$

$$\text{Panjang tail race (L)} = 154,6 \text{ m}$$

Berdasarkan data teknis tersebut, dapat diperoleh hubungan tinggi air dan debit pada saluran pembuang (*tail race*) sebagai berikut:

Contoh perhitungan untuk elevasi muka air 174,9

- Slope $= \frac{\text{beda tinggi}}{L}$

$$= \frac{175,8 - 175,3}{154,6}$$

$$= 0,0032$$

- A $= b \times h$

$$= 11,4 \times 0,1$$

$$= 1,14 \text{ m}^2$$

- P $= b + 2(h)$

$$= 11,4 + 2(0,1)$$

$$= 11,6 \text{ m}^2$$

- R $= A/P$

$$= 1,14/11,6$$

$$= 0,098 \text{ m}$$

- V $= \frac{1}{n} \times R^{2/3} \times S^{1/2}$

$$= \frac{1}{0,024} \times 0,098^{2/3} \times 0,00323^{1/2}$$

$$= 0,505 \text{ m/dt}$$

- Q $= A \times V$

$$= 1,14 \times 0,505$$

$$= 0,575 \text{ m}^3/\text{dt}$$

- Fr $= \frac{V}{(g \times h)^{0,5}}$

$$= \frac{0,505}{(9,81 \times 0,1)^{0,5}}$$

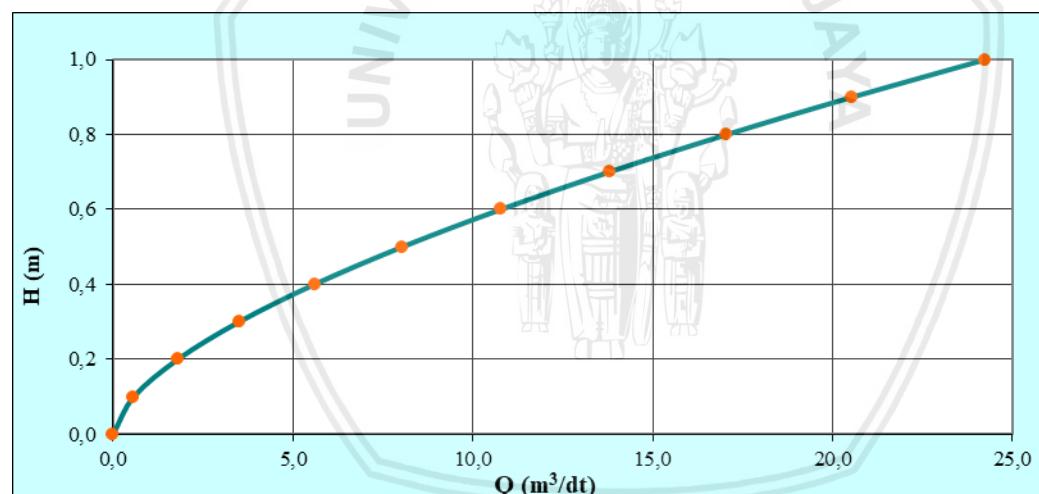
$$= 0,509$$

- Karena nilai $Fr < 1$, maka aliran subkritis. Perhitungan selanjutnya ada ditabel 4.30.

Tabel 4.25. Hubungan Tinggi Muka Air dengan Debit pada Tail Race

El. Muka Air	h (m)	B (m)	A (m^2)	P (m)	R (m)	V (m/dt)	Q (m^3/dt)	Fr	Keterangan Aliran
175,8	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0
175,900	0,100	11,400	1,140	11,600	0,098	0,505	0,575	0,509	sub kritis
176,000	0,200	11,400	2,280	11,800	0,193	0,792	1,806	0,565	sub kritis
176,100	0,300	11,400	3,420	12,000	0,285	1,026	3,510	0,598	sub kritis
176,200	0,400	11,400	4,560	12,200	0,374	1,230	5,607	0,621	sub kritis
176,300	0,500	11,400	5,700	12,400	0,460	1,411	8,045	0,637	sub kritis
176,400	0,600	11,400	6,840	12,600	0,543	1,577	10,786	0,650	sub kritis
176,500	0,700	11,400	7,980	12,800	0,623	1,729	13,800	0,660	sub kritis
176,600	0,800	11,400	9,120	13,000	0,702	1,871	17,062	0,668	sub kritis
176,700	0,900	11,400	10,260	13,200	0,777	2,003	20,553	0,674	sub kritis
176,800	1,000	11,400	11,400	13,400	0,851	2,127	24,253	0,679	sub kritis

Sumber: Hasil Perhitungan



Gambar 4.3. Grafik Hubungan Tinggi Muka Air dengan Debit pada Tail Race

Sumber: Hasil Perhitungan

Dengan debit $0,822 \text{ m}^3/\text{dt}$, maka didapat hasil tinggi muka air $0,12 \text{ m}$. Sehingga diperoleh:

$$\begin{aligned}
 \text{Elevasi TWL} &= \text{elevasi dasar saluran} + h \\
 &= 175,8 + 0,12 \\
 &= \mathbf{+175,92 \text{ m}}
 \end{aligned}$$

4.11. Tinggi Jatuh Efektif (*Net Head*)

Dalam studi perencanaan PLTMH Bendungan Tugu ini tinggi jatuh efektif dihitung berdasarkan muka air normal dan elevasi *tail water level* (TWL). Dan diketahui elevasi muka air normal adalah +252,2 m dan elevasi TWL adalah +175,92 m sehingga didapatkan tinggi jatuh kotor sebesar 76,28 m.

Tinggi jatuh efektif adalah hasil pengurangan tinggi jatuh kotor dengan total kehilangan tinggi tekan. Perhitungan tinggi jatuh efektif dapat dilihat pada tabel berikut:

Tabel 4.26. *Perhitungan Tinggi Jatuh Efektif*

No	Parameter	<i>Head Loss (m)</i>
Kehilangan pada Intake		
1	Masukan <i>intake</i>	0,00340
2	<i>Trashrack</i>	0,00143
3	Gesekan menara <i>intake</i>	0,00834
Kehilangan sebelum Penstock		
1	Perubahan penampang	0,00323
2	Gesekan konduit	0,00063
3	Belokan konduit	0,00012
Kehilangan pada Penstock		
1	Perubahan penampang	0,396
2	Gesekan penstock	0,566
3	Belokan <i>penstock</i>	0,170
4	<i>Valve</i>	0,064
Total Head Loss		1,215
Head Gross		76,280
Net Head		75,065

Sumber: Hasil Perhitungan

4.12. Perencanaan Turbin Hidraulik

Perencanaan turbin meliputi pemilihan tipe turbin, analisa karakteristik turbin, titik pusat turbin, dan dimensi turbin. Dalam studi ini digunakan metode yang dikembangkan oleh *European small hydropower association* (ESHA) dalam pence,2004. Berikut merupakan data-data yang diperlukan untuk perencanaan turbin:

$$\text{Head efektif (Heff)} = 75,065 \text{ m}$$

$$\text{Debit pembangkitan (Qp)} = 0,822 \text{ m}^3/\text{dt}$$

$$\text{Debit pada turbin (Qt)} = 0,822 \text{ m}^3/\text{dt} \text{ (hanya memakai 1 turbin)}$$

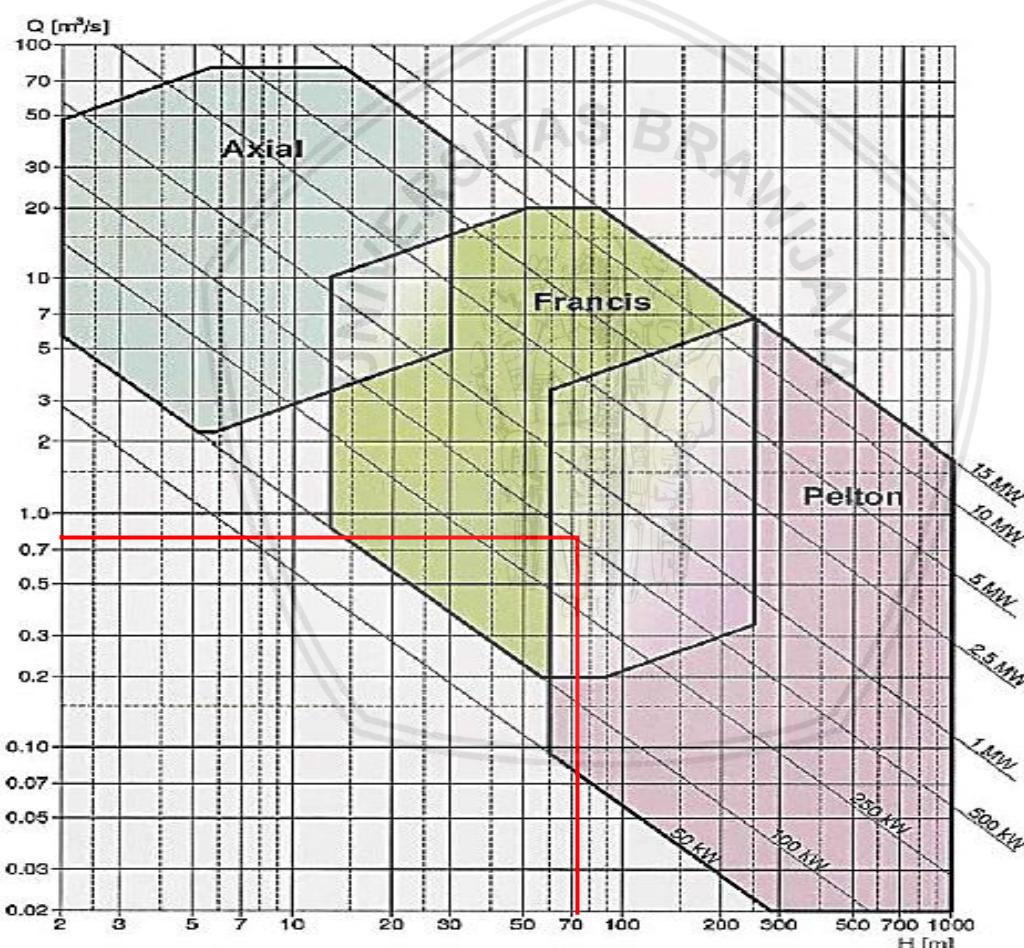
4.12.1. Pemilihan Tipe Turbin Hidraulik

Sesuai dengan buku ESHA halaman 173 ada 3 jenis turbin air yang bisa digunakan pada pembangkit listrik yaitu turbin Aksial, turbin Francis dan turbin Pelton. Untuk menentukan jenis turbin yang digunakan berdasarkan debit dan tinggi jatuh pada PLTM.

$$\text{Debit} = 0,822 \text{ m}^3/\text{det}$$

$$\text{Tinggi jatuh} = 75,065 \text{ m}$$

Selanjutnya berdasarkan gradik pemilihan turbin pada buku ESHA (2004:173) Maka dapat dipilih turbin yang digunakan adalah **Turbin Francis**.



Gambar 4.4. Pemilihan Tipe Turbin Berdasarkan Tinggi Jatuh dengan Debit

Sumber: ESHA (2004,p.173)

4.12.2. Perhitungan Karakteristik Turbin Francis

Untuk perhitungan kecepatan spesifik dan putar turbin menurut Schweiger dan Greory dalam (Pache, 2004: 169) kecepatan spesifik coba-coba (trial specific speed) turbin francis dihitung sebagai berikut:

- Kecepatan spesifik turbin

$$\begin{aligned} N_{QE} &= 1,924/\text{Heff}^{0,512} \\ &= 1,924/75,065^{0,512} \\ &= 0,211 \end{aligned}$$

- Kecepatan putar turbin

$$\begin{aligned} n &= N_{QE} \times \frac{(g \times \text{Heff})^{0,75}}{Q^{0,5}} \\ &= 0,211 \times \frac{(9,81 \times 75,065)^{0,75}}{0,822^{0,5}} \\ &= 32,876 \text{ t/dt} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} N' &= n \times 160 \\ &= 32,876 \times 60 \\ &= 1972,544 \text{ rpm} \end{aligned}$$

Pada studi ini turbin direncanakan menggunakan generator tipe sinkron dengan frekuensi 50 Hz maka kecepatan sinkron generator sama dengan kecepatan putar turbin, sehingga kecepatan sinkron generator dihitung sebagai berikut:

- Frekuensi generator yang digunakan

$$f = 50 \text{ Hz} \text{ (frekuensi sama seluruh indonesia)}$$

- Keceparan sinkron generator

$$\begin{aligned} P &= \frac{120 \times f}{N'} \\ &= \frac{120 \times 50}{1972,544} \\ &= 3,042 \end{aligned}$$

Dikarenakan nilai kutub generator (p) harus memiliki nilai genap dan tidak berbentuk bilangan desimal maka dipilih alternatif jumlah kutub yang mendekati dengan hitungan tersebut. Sehingga perhitungan kecepatan putar terkoreksi adalah sebagai berikut:

- Keceparan sinkron generator

$$P = 4 \text{ pole} \text{ (hasil dari pembulatan karena jumlah kutub harus genap)}$$

- Kecepatan putar turbin terkoreksi

$$\begin{aligned}
 N' &= \frac{120 \times f}{P} \\
 &= \frac{120 \times 50}{4} \\
 &= 1500 \text{ rpm}
 \end{aligned}$$

- Kecepatan spesifik turbin

$$\begin{aligned}
 N_{QE} &= \frac{N'}{60} \times \frac{Q^{0,5}}{(g \times H_{eff})^{0,75}} \\
 &= \frac{1500}{60} \times \frac{0,822^{0,5}}{(9,81 \times 75,065)^{0,75}} \\
 &= 0,160
 \end{aligned}$$

Berdasarkan perhitungan kecepatan spesifik terkoreksi diatas, maka diperoleh kecepatan spesifik turbin Francis sebesar **0,163**. Selain itu dapat ditentukan rasio kecepatan (φ) dan diameter runner maksimum (D_m), dengan perhitungan sebagai berikut:

- Rasio kecepatan

$$\begin{aligned}
 \varphi &= 2,11 \times N_{QE} \\
 &= 2,11 \times 0,160 \\
 &= 0,338 \text{ m/dt}
 \end{aligned}$$

- Diameter runner maksimum

$$\begin{aligned}
 D_m &= 84,5 \times (0,79 + 1,603 \times 0,158) \times \frac{H_{eff}^{0,5}}{N'} \\
 &= 84,5 \times (0,79 + 1,603 \times 0,158) \times \frac{75,065^{0,5}}{1500} \\
 &= 0,509 \text{ m}
 \end{aligned}$$

4.12.3. Perhitungan Titik Pusat Turbin

Analisa titik pusat turbin sangat berpengaruh terhadap gejala kavitas, penempatan turbin yang tidak benar akan menyebabkan terjadinya kavitas pada turbin. Data perencanaan sebagai berikut (Celso, 2004: 178):

$$\text{Elevasi TWL} = +175,92 \text{ m}$$

$$\text{Net head (Heff)} = 75,065 \text{ m}$$

$$\text{Kecepatan spesifik (N}_{QE}\text{)} = 0,160$$

$$\text{Suhu air} = 25^\circ\text{C}$$

$$\text{Tekanan atmosfer (Patm)} = 87234,22 \text{ Pa}$$

$$\text{Tekanan uap air (Pw)} = 2333,92 \text{ Pa}$$

$$\text{Berat jenis air (P)} = 1000 \text{ kg/m}^3$$

$$\text{Gravitasi (g)} = 9,81 \text{ m/dt}^2$$

$$\text{Kecepatan setelah runner} = 2 \text{ m/dt (estimasi)}$$

- Koefisien thoma kritis

$$\begin{aligned}\sigma_c &= 1,2715 \times N_{QE}^{1,41} + \frac{V^2}{2 \cdot g \cdot h} \\ &= 1,2715 \times 0,160^{1,41} + \frac{2^2}{2 \times 9,81 \times 75,065} \\ &= 0,099\end{aligned}$$

- Tinggi hisap kritis

$$\begin{aligned}H_s &= \frac{Patm - Pw}{P \times g} + \frac{V^2}{2 \times g} - (\sigma_c \times Heff) \\ &= \frac{87234,22 - 2333,92}{1000 \times 9,81} + \frac{2^2}{2 \times 9,81} - (0,099 \times 75,065) \\ &= 1,429 \text{ m}\end{aligned}$$

- Elevasi titik pusat turbin = TWL + Hs - (D₃/2)

$$\begin{aligned}&= 175,92 + 1,429 - (0,446/2) \\ &= +177,13 \text{ m}\end{aligned}$$

4.12.4. Kontrol Terhadap Kavitas

Kavitas merupakan fenomena dimana terdapat gelembung udara pada turbin yang akan membentur dinding runner sehingga dapat mengakibatkan korosi. Berikut merupakan data yang dibutuhkan untuk kontrol gejala kavitas:

- Tinggi tekanan atmosfer (Ha) = $\frac{Patm}{P \times g}$

$$\begin{aligned}&= \frac{87234,22}{1000 \times 9,81} \\ &= 8,892 \text{ m}\end{aligned}$$
- Tekanan uap (Hw) = $\frac{Pw}{P \times g}$

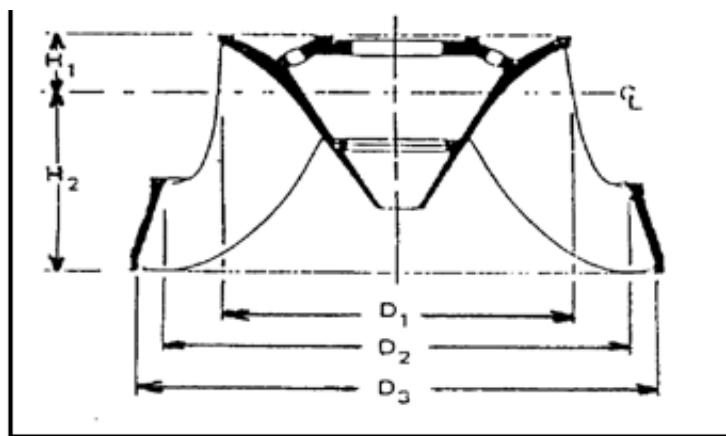
$$\begin{aligned}
 &= \frac{2333,92}{1000 \times 9,81} \\
 &= 0,238 \text{ m} \\
 \bullet \quad \sigma_c &= 0,099 \\
 \bullet \quad \text{Tinggi hisap (Hs)} &= 1,429 \text{ m} \\
 \bullet \quad \text{Tinggi jatuh efektif (Heff)} &= 75,065 \text{ m} \\
 \bullet \quad \sigma_{\text{aktual}} &= \frac{Ha - Hw - Hs}{Heff} \\
 &= \frac{8,892 - 0,238 - 1,452}{75,065} \\
 &= 0,114
 \end{aligned}$$

Dari hasil perhitungan menunjukkan nilai $\sigma_c < \sigma_{\text{aktual}}$, maka dapat disimpulkan bahwa turbin aman terhadap gejala kavitas.

4.12.5. Perhitungan Dimensi *Runner* dan Turbin

Dimensi turbin yang direncanakan meliputi, dimensi blade turbin, dimensi runner turbin dimensi spiral case dan dimensi draft tube. Berikut merupakan perencanaan dimensi turbin:

$$\begin{aligned}
 \text{Kecepatan spesifik (N}_{QE}\text{)} &= 0,160 \\
 \text{Kecepatan dasar (N')} &= 1500 \text{ rpm} \\
 \text{Tinggi jatuh efektif (Heff)} &= 75,065 \text{ m} \\
 \text{Kecepatan spesifik } runner (N_s) &= 995 \times N_{QE} \\
 &= 995 \times 0,160 \\
 &= 159,54 \text{ mkW}
 \end{aligned}$$



Gambar 4.5. Sketsa Runner Turbin Francis

Sumber: Ramos (2000,p.97)

- Dimensi *runner* turbin

Dimensi *runner* dalam turbin Francis terdiri dari 3 bagian yaitu *runner* bagian luar (D_3), *runner* bagian tengah (D_2) dan *runner* bagian dalam (D_1). Berikut merupakan perhitungan diameter *runner*:

$$\begin{aligned}
 Ku &= 0,31 + (2,5 \times 10^{-3} \times N_s) \\
 &= 0,31 + (2,5 \times 10^{-3} \times 159,54) \\
 &= 0,709 \\
 D_3 &= 84,5 \times Ku \times \frac{H_{eff}^{0,5}}{N_t} \\
 &= 84,5 \times 0,706 \times \frac{75,065^{0,5}}{1500} \\
 &= 0,346 \text{ m}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 D_1 &= D_3 \times (0,4 + \frac{94,5}{N_s}) \\
 &= 0,346 \times (0,4 + \frac{94,5}{159,54}) \\
 &= 0,323 \text{ m}
 \end{aligned}$$

$$D_2 = \frac{D_3}{0,96 + 0,00038 \times N_s}$$

$$= \frac{0,346}{0,96 + 0,00038 \times 159,54}$$

$$= 0,339 \text{ m}$$

Selanjutnya, untuk perhitungan tinggi turbin dengan persamaan berikut:

$$\begin{aligned} H_1 &= D_3 \times (0,094 + 0,00025 \times N_s) \\ &= 0,346 \times (0,094 + 0,00025 \times 159,54) \\ &= 0,046 \text{ m} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} H_2 &= D_3 \times \left(-0,05 + \frac{42}{N_s} \right) \\ &= 0,346 \times \left(-0,05 + \frac{42}{159,54} \right) \\ &= 0,559 \text{ m} \end{aligned}$$

- Dimensi *spiral case*

Berikut merupakan perhitungan dimensi rumah siput pada turbin Francis:

$$\begin{aligned} A &= 1,15 \times D_3 \\ &= 1,15 \times 0,346 \\ &= 0,398 \text{ m} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} B &= 1,5 \times D_3 \\ &= 1,5 \times 0,346 \\ &= 0,519 \text{ m} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} C &= 3,8 \times D_3 \\ &= 3,8 \times 0,346 \\ &= 1,315 \text{ m} \end{aligned}$$

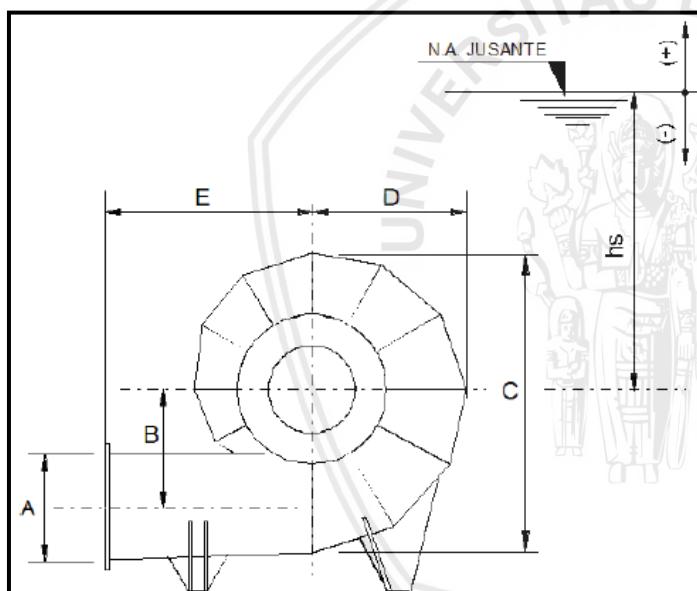
$$\begin{aligned} D &= 1,9 \times D_3 \\ &= 1,9 \times 0,346 \\ &= 0,657 \text{ m} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 E &= 2,0 \times D_3 \\
 &= 2,0 \times 0,346 \\
 &= 0,692 \text{ m}
 \end{aligned}$$

Cek kecepatan didalam *spiral case*:

$$\begin{aligned}
 V &= \frac{488}{Ns^{0,44}} \\
 &= \frac{488}{159,54^{0,44}} \\
 &= 52,379 \text{ m/dt}
 \end{aligned}$$

Syarat kecepatan $> 12 \text{ m/dt}$, jadi desain *spiral case* memenuhi.



Gambar 4.6. Sketsa Spiral Case Turbin Francis

Sumber: Ramos (2000,p.99)

- Dimensi *draft tube*

Berikut merupakan perhitungan dimensi rumah siput pada turbin Francis:

$$\begin{aligned}
 R &= 2,0 \times D_3 \\
 &= 2,0 \times 0,346 \\
 &= 0,692 \text{ m}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 S &= 5,2 \times D_3
 \end{aligned}$$

$$= 5,2 \times 0,346$$

$$= 1,799 \text{ m}$$

$$Y = 2,6 \times D_3$$

$$= 2,6 \times 0,346$$

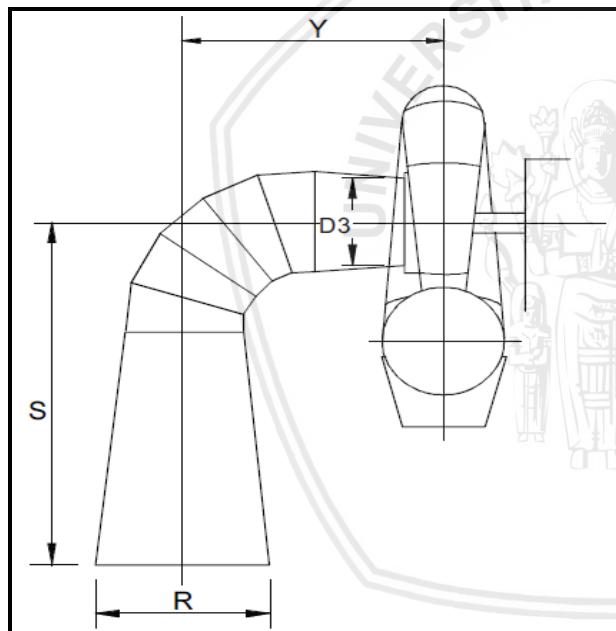
$$= 0,900 \text{ m}$$

Kecepatan pada *draft tube* dihitung dengan persamaan berikut:

$$V = 8,74 + 2,48/\text{Ns}$$

$$= 8,74 + 2,48/159,54$$

$$= 8,755 \text{ m/dt}$$



Gambar 4.7. Sketsa Spiral Case Turbin Francis

Sumber: Ramos (2000,p.99)

4.13. Generator

Pada studi kali ini tidak terlalu membahas generator secara rinci, namun ada beberapa spesifikasi generator yang perlu diperhatikan agar turbin dan generator yang terpasang berjalan secara sinkron dan maksimal. Sesuai dengan perhitungan turbin Francis diatas maka dibutuhkan turbin dan generator dengan spesifikasi seperti pada tabel berikut:

Tabel 4.27. Kesimpulan Perhitungan Turbin dan Generator

No.	Uraian	Hasil	Satuan
1	Tipe turbin	Francis	
2	Frekuensi generator	50	Hz
3	Kutub generator	4	Buah
4	Kecepatan Putar turbin	1500	rpm
5	Rasio kecepatan	0,338	m/dt
6	Koefisien kavitas kritis	0,099	
7	Koefisien kavitas aktual	0,114	
8	Kontrol kavitas	Aman	
9	Efisiensi generator	95	%
10	Tinggi hisap kritis (Hs)	1,429	m
11	El. Pusat turbin (Z)	177,13	m

Sumber: Hasil Perhitungan

4.14. Pembangkitan Energi

Perhitungan pembangkitan energi pada studi ini menggunakan debit anadalan 45,71% yang sudah dihitung memiliki potensi nilai kapasitas faktor paling besar dan memnuhi syarat debit andalan untuk pembangkit listrik. Dalam simulasi energi ini secara umum memiliki cara yang sama dengan simulasi operasi waduk, namun didalamnya sudah digunakan hasil dari perhitungan yang telah dilakukan seperti hasil perhitungan kehilangan tinggi tekan (*head loss*), efisiensi turbin, efisiensi generator, dan lain-lain yang dibutuhkan dalam perhitungan energi. Berikut adalah data teknis yang dibutuhkan dalam analisa pembangkitan energi:

- Tampungan normal = 9,890 juta m³
- Elevasi muka air normal = +215,5 m
- Tampungan MOL = 2,698 juta m³
- Elevasi MOL = +224,004 m
- Jenis tanah = pasir halus
- Luas area irigasi = 602 ha
- Elevasi TWL = +175,92 m
- *Head loss* = 1,215 m
- Efisiensi generator = 95%

Berikut adalah contoh perhitungan pada bulan Januari periode ke-1:

Kolom 1	= bulan Januari
Kolom 2	= periode 1
Kolom 3	= Jumlah hari 10 hari
Kolom 4	= inflow 1,15 m ³ /det (debit andalan 48,57%:)
Kolom 5	= (jml hari x inflow x 24 x 3600)/1000000 = (10 x 1,15 x 24 x 3600)/1000000 = 0,998 juta m ³
kolom 6 (A)	= luas permukaan air di waduk = 0,376 km ² (dari lengkung kapasitas waduk)
Kolom 7 (Evaporasi)	= 5,478 mm/hr (Metode Radiasi)
Kolom 8	= Evaporasi x A x jml hari x 10 ³ /10 ⁶ = 5,478 x 0,376 x 10 x 10 ³ /10 ⁶ = 0,021 juta m ³
Kolom 9 (Perkolasi)	= 3,00 mm/hr (pasir halus)
Kolom 10	= Perkolasi x A x jml hari x 10 ³ /10 ⁶ = 3 x 0,376 x 10 x 10 ³ /10 ⁶ = 0,011 juta m ³
Kolom 11 (keb. air irigasi)	= 0,00 lt/dt/ha (perhitungan pola tata tanam)
Kolom 12	= luas daerah irigasi x keb. air irigasi/100 = 602 x 0/100 = 0,00 m ³ /det
Kolom 13	= (kolom 12) x jml hari x 24 x 3600/1000000 = 0 x 10 x 24 x 3600/1000000 = 0,00 juta m ³

Kolom 14 (keb. air baku) = $0,015 \text{ m}^3/\text{det}$

$$\begin{aligned}\text{Kolom 15} &= (\text{keb. air baku}) \times \text{jml hari} \times 24 \times 3600 / 1000000 \\ &= 0,015 \times 10 \times 24 \times 3600 / 1000000 \\ &= 0,013 \text{ juta m}^3\end{aligned}$$

Kolom 16 = $0,8 \text{ m}^3/\text{det}$ (Q tambahan PLTM)

$$\begin{aligned}\text{Kolom 17 (outflow PLTM)} &= (\text{kolom 12}) + (\text{kolom 14}) + (\text{kolom 16}) \\ &= 0 + 0,015 + 0,8 \\ &= 0,815 \text{ m}^3/\text{det}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{Kolom 18} &= (\text{kolom 17}) \times \text{jml hari} \times 24 \times 3600 / 1000000 \\ &= 0,815 \times 10 \times 24 \times 3600 / 1000000 \\ &= 0,704 \text{ juta m}^3\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{Kolom 19 (total outflow)} &= (\text{kolom 18}) + (\text{kolom 8}) + (\text{kolom 10}) \\ &= 0,704 + 0,021 + 0,011 \\ &= 0,736 \text{ juta m}^3\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{Kolom 20 (S}_{n+1}\text{)} &= S \text{ akhir periode} + \text{inflow} + \text{total outflow} \\ &= 7,642 + 0,998 + 0,736 \\ &= 7,903 \text{ juta m}^3\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{Kolom 21 (S akhir periode)} &= \text{jika } S_{n+1} < 0, \text{ maka } S \text{ akhir periode} = 0 \\ &\quad \text{jika } S_{n+1} < S \text{ tamp. efektif, maka } S \text{ akhir periode} = S_{n+1} \\ &\quad \text{jika } S_{n+1} > S \text{ tamp. efektif, maka } S \text{ akhir periode} = S \text{ tamp.}\end{aligned}$$

Efektif

$$= 7,642 \text{ juta m}^3$$

$$\begin{aligned}\text{Kolom 22 (S total periode)} &= S \text{ akhir periode} + S \text{ tamp. dibawah MOL} \\ &= 7,642 + 2,248\end{aligned}$$

$$= 9,890 \text{ juta m}^3$$

Kolom 23 (*Spillout*) $= S_{n+1} - S$ akhir periode

$$= 7,903 - 7,642$$

$$= 0,262 \text{ juta m}^3$$

Kolom 24 $= (\text{kolom 23}) \times 1000000 / (\text{jml hari} \times 24 \times 3600)$

$$= 0,262 \times 1000000 / (10 \times 24 \times 3600)$$

$$= 0,303 \text{ m}^3/\text{det}$$

Kolom 25 (elevasi MAW) $= +252,20 \text{ m}$ (sesuai dengan lengkung kapasitas)

Kolom 26 (ket tampungan) $=$ jika S total periode $\leq S$ tamp. dibawah MOL, maka ket.

tampungan = gagal

jika S total periode $\geq S$ tamp. dibawah MOL, maka ket.

tampungan = sukses

= sukses

Kolom 27 (ket *tail race*) $=$ jika *outflow PLTM+Spillout* \leq kap. *Tail race*, maka ket.

tail race = sukses

jika *outflow PLTM+Spillout* \leq kap. *Tail race*, maka ket.

tail race = sukses

= sukses

Kolom 28 (*head gross*) $=$ elevasi MAW – el. *tail water level*

$$= 252,2 - 175,92$$

$$= 76,28 \text{ m}$$

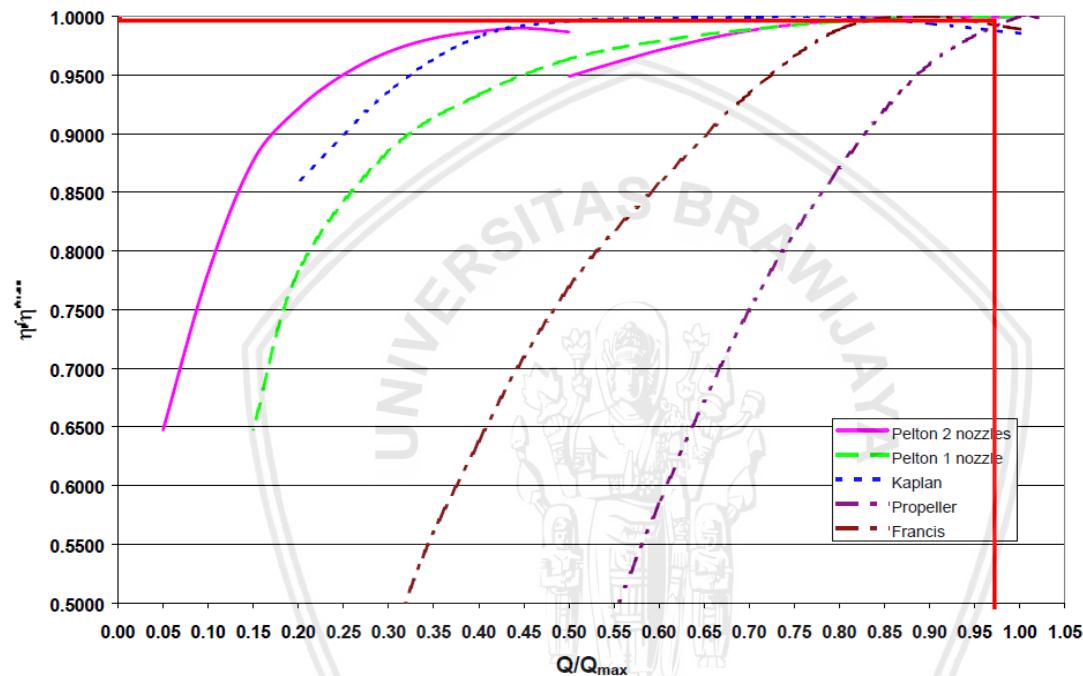
Kolom 29 (*net head*) $=$ *head gross* - *head loss*

$$= 76,28 - 1,215$$

$$= 75,065 \text{ m}$$

Kolom 30 $= Q/Q_{\text{maks}}$
 $= 0,815/0,833$
 $= 0,98$

Kolom 31 (efisiensi turbin) = untuk menentukan nilai efisien turbin melihat dari grafik hubungan Q/Q_{maks} dengan efisiensi turbin Francis
 $= Q/Q_{\text{maks}} = 0,98$, maka efisiensi turbin = 1



Gambar 4.8. Grafik Hubungan antara Q/Q_{max} dengan efisiensi turbin Francis

Sumber: ESHA (2004,p.183)

Kolom 32 (*Power*) $= \text{eff. turbin} \times \text{eff. Generator} \times g \times \text{net head} \times \text{debit}$
 $= 1 \times 0,95 \times 9,81 \times 75,065 \times 0,815$
 $= 570,151 \text{ kW}$

Kolom 33 (*Energy*) $= (\text{Power}) \times \text{jml hari} \times 24$
 $= 570,151 \times 10 \times 24$
 $= 136836,337 \text{ kWh}$

Untuk perhitungan selanjutnya dapat dilihat pada Lampiran 4 Tabel 1.

4.15. Kapasitas Faktor

Menurut Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia Nomor 12 Tahun 2017, Tenaga Air dengan kapasitas paling tinggi 10 MW (sepuluh megawatt) harus mampu beroperasi dengan faktor kapasitas (*capacity factor*) paling sedikit sebesar 65% (enam puluh lima persen), sedangkan kapasitas lebih dari 10 MW (sepuluh megawatt) beroperasi dengan faktor kapasitas (*capacity factor*) tergantung kebutuhan sistem. PLTM Bendungan Tugu memiliki kapasitas paling tinggi sebesar 0,524 MW, sehingga faktor kapasitas nilainya harus lebih dari 65%. Dan untuk perhitungan faktor kapasitas untuk PLTM Bendungan Tugu adalah sebagai berikut:

$$\text{Total energi tahunan} = 3610577,600 \text{ kWh}$$

$$\text{Daya maksimum PLTM} = 570,151 \text{ kW}$$

$$\begin{aligned}\text{Kapasitas faktor} &= \frac{\text{total energi tahunan}}{365 \text{ hari} \times 24 \text{ jam} \times \text{daya maks PLTM}} \times 100\% \\ &= \frac{3610577,600}{365 \times 24 \times 570,151} \times 100\% \\ &= 72,290 \%\end{aligned}$$

Dengan melihat nilai kapasitas faktor dari PLTM Bendungan Tugu maka dinilai layak beroperasi secara teknis.

4.16. Analisa Ekonomi

Dalam perhitungan analisa ekonomi akan memperhitungkan mengenai komponen biaya hingga sensitivitas ekonomi berdasarkan bunga peminjaman dan perubahan energi yang dihasilkan. Untuk lebih jelasnya akan diperhitungkan sebagai berikut:

4.16.1. Komponen Biaya

Dalam perhitungan komponen biaya akan diperhitungkan biaya dari masing – masing komponen berdasarkan rumus empiris dari *RETscreen Canada*. Parameter yang digunakan dalam perhitugnan komponen biaya adalah sebagai berikut:

$$\text{Debit rencana (Q)} = 0,822 \text{ m}^3/\text{dt}$$

$$\text{Tinggi jatuh efektif (Hg)} = 75,065 \text{ m}$$

$$\text{Daya dibangkitkan (P)} = 0,570 \text{ mW}$$

Jumlah turbin (n)	= 1 turbin
Berat pipa GRP 10 bar	= 26,6 kg/m (sesuai pada tabel 4.30)
Panjang pipa pesat	= 214,1 m
Berat total pipa pesat (W)	= 26,4 kg/m x 214,1 m
	= 5652,24 kg
Diameter <i>runner</i> turbin (d)	= 0,346 m
Panjang <i>crest</i> bendungan (ld)	= 191 m
Kurs Dollar Kanada ke Rupiah	= Rp 11.340,65 (per tanggal 22 Juli 2018)

Dari data diatas maka dapat dilakukan perhitungan komponen-komponen biaya sebagai berikut:

(*) direncanakan

a) Harga komponen teknis

$$(C1) \quad = 0,37 \times n^{0,1} \times E \times \frac{P}{Hg^{0,3}} \times 10^6$$

(*) Faktor bendungan (E):

0,67 (apabila terdapat bendungan)

1,0 (apabila tidak ada bendungan)

Ditentukan 0,67 karena terdapat bendungan

$$(C1) \quad = 0,37 \times 1^{0,1} \times 0,67 \times \frac{0,570}{75,065^{0,3}} \times 10^6 \\ = \text{Can\$ } 17.773,57$$

Kurs Rupiah = Rp 193.476.931,13

b) Harga komponen elektromekanikal

$$(C2) \quad = 0,17 \times n^{0,96} \times Jt \times Kt \times d^{1,47} ((13 + 0,01Hg)^{0,3} + 3) \times 10^6$$

(*) Faktor tinggi jatuh (Jt):

1,1 (apabila tinggi jatuh > 25 m)

1,0 (apabila tinggi jatuh < 25 m)

Ditentukan 1,1 karena memiliki tinggi jatuh 75,665 m

(*) Faktor diameter *runner* turbin (Kt):

1,0 (apabila diameter > 1,8 m)

0,9 (apabila diameter < 1,8 m)

Ditentukan 0,9 karena memiliki diameter 0,446 m

$$(C2) \quad = 0,17 \times 1^{0,96} \times 1,1 \times 0,9 \times 0,346^{1,47} ((13 + 0,01 \times 75,065)^{0,3} + 3) \times 10^6 \\ = \text{Can\$ } 183.712,16$$

Kurs Rupiah = Rp 1.999.826.341,85

- c) Harga komponen instalasi peralatan elektromekanikal

$$(C3) \quad = 0,15 \times ((A2)) \\ = 0,15 \times \text{Can\$ } 183.712,16$$

Kurs Rupiah = Rp 299.973.951,28

- d) Harga komponen kabel transmisi

$$(C4) \quad = 0,00011 \times D \times P \times I t^{0,95} \times V \times 10^6$$

(*) Faktor kesulitan pemasangan (D):

Memiliki nilai antara 1 – 2, karena lokasi proyek berada dekat dengan jalan provinsi sehingga tidak terlalu sulit untuk melakukan pekerjaan penyaluran kabel transmisi maka diberi nilai 1,5

(*) Voltase (V): direncanakan menggunakan Voltase sebesar 20 kV

(*) P = 0,85 karena kabel transmisi < 70 kV

(*) lt = 0,5 km (panjang kabel transmisi)

$$(C4) \quad = 0,00011 \times 1,5 \times 0,85 \times 0,5^{0,95} \times 20 \times 10^6 \\ = \text{Can\$ } 1.451,96$$

Kurs Rupiah = Rp 15.805.518,09

- e) Harga komponen substansi dan transformer

$$(C5) \quad = 0,0025 \times n^{0,95} + 0,002 (n+1) \times \left(\frac{P}{0,95}\right)^{0,9} \times V^{0,3} \times 10^6 \\ = 0,0025 \times 1^{0,95} + 0,002 (1+1) \times \left(\frac{0,570}{0,95}\right)^{0,9} \times 20^{0,3} \times 10^6 \\ = \text{Can\$ } 5.897,06$$

Kurs Rupiah = Rp 64.193.318,28

- f) Harga komponen instalasi substansi dan transformer

$$(C6) \quad = 0,15 \times (A5) \\ = 0,15 \times \text{Can\$ } 5.897,06$$

Kurs Rupiah = Rp 9.628.997,74

- g) Harga komponen pekerjaan sipil

$$(C7) \quad = 1,97 \times n^{-0,04} \times C \times R \times \left(\frac{P}{Hg^{0,3}}\right)^{0,82} \times (1+0,01 \times I_b) \times$$

$$(1+0,005 \times \frac{Id}{Hg}) \times 10^6$$

(*) Faktor biaya (C):

0,44 (apabila ada bendungan)

1,0 (apabila tidak ada bendungan)

Ditentukan 0,44 karena ada bendungan

(*) Faktor batuan (R):

1,0 (apabila terdapat batuan dalam pembangunan bendungan)

1,05 (apabila tidak terdapat batuan dalam pembangunan bendungan)

Ditentukan 1,0 karena terdapat batuan dalam pembangunan bendungan

(*) Jarak *borrow area* (Ib) = 0,5 km

$$\begin{aligned}
 (C7) \quad &= 1,97 \times 1^{-0,04} \times 0,44 \times 1 \times \left(\frac{0,570}{75,065^{0,3}} \right)^{0,82} \times (1+0,01 \times 0,5) \times \\
 &\quad (1+0,005 \times \frac{191}{75,065}) \times 10^6 \\
 &= \text{Can\$ } 192.366,49
 \end{aligned}$$

Kurs Rupiah = Rp 2.094.034.319,62

h) Harga komponen pipa pesat

$$\begin{aligned}
 (C8) \quad &= 20 \times n^{0,95} \times W^{0,88} \\
 &= 20 \times 1^{0,95} \times 5652,24^{0,88} \\
 &= \text{Can\$ } 40.085,21
 \end{aligned}$$

Kurs Rupiah = Rp 436.353.521,41

i) Harga komponen instalasi pipa pesat

$$\begin{aligned}
 (C9) \quad &= 5 \times W^{0,88} \\
 &= 5 \times 5652,24^{0,88} \\
 &= \text{Can\$ } 10.021,30
 \end{aligned}$$

Kurs Rupiah = Rp 109.088.380,35

j) Harga biaya lain-lain

$$\begin{aligned}
 (C10) \quad &= 0,25 \times i \times Qd^{0,35} \times (1,1 \times \sum(A_1 + A_2 + \dots + A_9) + 0,1 \times \sum(A_1 + A_2 + \dots + A_9))
 \end{aligned}$$

(*) Suku bungan = 9,75%

$$\begin{aligned}
 (C10) \quad &= 0,25 \times 9,75\% \times 0,822^{0,35} \times (1,1 \times (479749,14) + 0,1 \times (479749,14)) \\
 &= \text{Can\$ } 13102,23
 \end{aligned}$$

Kurs Rupiah = Rp 142.626.289,03

Tabel 4.28. *Rekapitulasi Harga Komponen Biaya PLTM Bendungan Tugu*

No	Komponen	Biaya	
1	Teknis	Rp	193.476.931,13
2	Elektromekanikal	Rp	1.999.826.341,85
3	Instalasi elektromekanikal	Rp	299.973.951,28
4	Kabel transmisi	Rp	15.805.518,09
5	Substansi dan transformer	Rp	64.193.318,28
6	Instalasi Substansi dan transforme	Rp	9.628.997,74
7	Pekerjaan sipil	Rp	2.094.034.319,67
8	Pipa pesat	Rp	436.353.521,42
9	Instalasi pipa pesat	Rp	109.088.380,35
10	Biaya lain-lain	Rp	142.626.289,03
Total		Rp	5.365.007.568,79

Sumber: Hasil Perhitungan

4.16.2. Nilai Sekarang (*Present Value*)

Dalam perhitungan nilai sekarang akan memperhitungkan biaya investasi, biaya O & P hingga biaya pajak air permukaan. Perhitungan nilai sekarang berdasarkan tabel bunga 9,75% dengan periode 1 tahun mulai pembangunan, 20 tahun untuk pembangkitan dan 7 tahun untuk peminjaman. Untuk parameter yang diperlukan dalam perhitungan nilai sekarang adalah sebagai berikut:

Biaya investasi	= Rp 5.365.007.568,79
Pendanaan	= 30% modal dan 70% pinjaman
Biaya modal (30% investasi)	= Rp 1.609.502.270,64
Biaya pinjaman (70% investasi)	= Rp 3.755.505.298,16
Biaya O & P (10% biaya)	= Rp 536.500.756,88
Bunga bank	= 9,75%
Periode operasi pembangkit	= 20 tahun
Periode pinjaman	= 7 tahun
Produksi energi tahunan	= 3610577,60 kWh
Biaya pajak air permukaan	= Rp 50,00/kWh = Rp 50,00/kWh x 3610577,60 kWh = Rp 180.528.880,00

a) Menentukan harga modal

$$\begin{aligned}
 (P1) \quad &= \text{biaya modal} \times (F/P; 9,75\%; 1) \\
 &= Rp 1.609.502.270,64 \times 1,0975 \\
 &= Rp 1.766.428.742,03
 \end{aligned}$$

b) Menentukan harga cicilan utang

$$\begin{aligned}
 (P2) &= \text{biaya pinjaman} \times (F/P; 9,75\%; 7) \\
 &= Rp 3.755.505.298,16 \times 1,9179 \\
 &= Rp 7.202.683.611,33
 \end{aligned}$$

c) Menentukan harga biaya O & P:

$$\begin{aligned}
 (P3) &= \text{biaya O & P} \times (P/A; 9,75\%; 20) \\
 &= Rp 536.500.756,88 \times 8,6609 \\
 &= Rp 4.646.579.405,26
 \end{aligned}$$

d) Menentukan harga pajak air permukaan:

$$\begin{aligned}
 (P4) &= \text{biaya pajak air permukaan} \times (P/A; 9,75\%; 20) \\
 &= Rp 180.528.880,00 \times 8,6609 \\
 &= Rp 1.563.542.576,79
 \end{aligned}$$

Tabel 4.29. Rekapitulasi Biaya Keseluruhan PLTM Bendungan Tugu

No.	Biaya	Jumlah	Faktor	Biaya Sekarang
1	Modal	Rp 1.609.502.270,64	1,0975	Rp 1.766.428.742,03
2	Cicilan utang	Rp 3.755.505.298,16	1,9179	Rp 7.202.683.611,33
3	O & P	Rp 536.500.756,88	8,6609	Rp 4.646.579.405,26
4	Pajak air permukaan	Rp 180.528.880,00	8,6609	Rp 1.563.542.576,79
Total			Rp	15.179.234.335,41

Sumber: Hasil Perhitungan

e) Menentukan harga jual listrik

Sesuai dengan Peraturan Menteri ESDM no.9 tahun 2015

Untuk pulau Jawa harag jual listrik = 9,30 cent USD/kWh dan F = 1,0

Kurs rupiah = 0,093 x Rp 14.352,96 (per tanggal 22 Juli 2018)

$$\begin{aligned}
 &= Rp 1.334,83/kWh \\
 (B1) &= Rp 1.334,83 \times 1,0 \\
 &= Rp 1.334,83/kWh
 \end{aligned}$$

f) Menentukan harga manfaat tahunan

$$\begin{aligned}
 (B1) &= \text{produksi energi tahunan} \times \text{harga jual listrik} \\
 &= 3610577,60 \text{ kWh} \times Rp 1.334,83/kWh \\
 &= Rp 4.819.490.255,88
 \end{aligned}$$

Untuk perhitungan setiap tahunnya dan total dalam jangka 20 tahun dapat dilihat pada Tabel 4. sebagai berikut:

Tabel 4.30. *Manfaat Tahunan PLTM Bendungan Tugu*

No.	Tahun	Produksi Energi (kWh)	Harga Jual (per kWh)	Manfaat Tahunan	
1	2019	3610577,6	Rp 1.334,83	Rp	4.819.490.255,88
2	2020	3610577,6	Rp 1.334,83	Rp	4.819.490.255,88
3	2021	3610577,6	Rp 1.334,83	Rp	4.819.490.255,88
4	2022	3610577,6	Rp 1.334,83	Rp	4.819.490.255,88
5	2023	3610577,6	Rp 1.334,83	Rp	4.819.490.255,88
6	2024	3610577,6	Rp 1.334,83	Rp	4.819.490.255,88
7	2025	3610577,6	Rp 1.334,83	Rp	4.819.490.255,88
8	2026	3610577,6	Rp 1.334,83	Rp	4.819.490.255,88
9	2027	3610577,6	Rp 1.334,83	Rp	4.819.490.255,88
10	2028	3610577,6	Rp 1.334,83	Rp	4.819.490.255,88
11	2029	3610577,6	Rp 1.334,83	Rp	4.819.490.255,88
12	2030	3610577,6	Rp 1.334,83	Rp	4.819.490.255,88
13	2031	3610577,6	Rp 1.334,83	Rp	4.819.490.255,88
14	2032	3610577,6	Rp 1.334,83	Rp	4.819.490.255,88
15	2033	3610577,6	Rp 1.334,83	Rp	4.819.490.255,88
16	2034	3610577,6	Rp 1.334,83	Rp	4.819.490.255,88
17	2035	3610577,6	Rp 1.334,83	Rp	4.819.490.255,88
18	2036	3610577,6	Rp 1.334,83	Rp	4.819.490.255,88
19	2037	3610577,6	Rp 1.334,83	Rp	4.819.490.255,88
20	2038	3610577,6	Rp 1.334,83	Rp	4.819.490.255,88
Total		72211552,20		Rp	96.389.805.117,63

Sumber: Hasil Perhitungan

Selain dari manfaat tahunan yang telah dihitung, nilai manfaat tersebut perlu dikalkulasi dengan faktor koreksi. Berikut ini adalah manfaat PLTM Bendungan Tugu yang didapat tiap tahun (*Annuity*) dengan periode 20 tahun dan suku bunga 9,75%.

- Manfaat pada tahun ke-1

$$\begin{aligned}
 PV \text{ Manfaat} &= \text{manfaat tahunan} \times (P/A; 9,75\%; 1) \\
 &= Rp 4.819.490.255,88 \times 0,9112 \\
 &= Rp 4.391.335.085,09
 \end{aligned}$$

Contoh perhitungan di atas berlaku untuk tahun pertama operasi, untuk operasi 19 tahun berikutnya disajikan pada tabel berikut:

Tabel 4.31. *PV Manfaat Tahunan PLTM Bendungan Tugu dengan Suku Bunga 9,75%*

No.	Tahun	Manfaat Tahunan	Faktor Konversi	PV Manfaat Tahunan
1	2019	Rp 4.819.490.255,88	0,9112	Rp 4.391.335.085,09
2	2020	Rp 4.819.490.255,88	0,8302	Rp 4.001.216.478,44
3	2021	Rp 4.819.490.255,88	0,7565	Rp 3.645.755.333,43
4	2022	Rp 4.819.490.255,88	0,6893	Rp 3.321.872.741,17

Lanjutan Tabel 4.31. *PV Manfaat Tahunan PLTM Bendungan Tugu dengan Suku Bunga 9,75%*

No.	Tahun	Manfaat Tahunan	Faktor Konversi	PV Manfaat Tahunan
5	2023	Rp 4.819.490.255,88	0,6280	Rp 3.026.763.317,69
6	2024	Rp 4.819.490.255,88	0,5722	Rp 2.757.870.904,50
7	2025	Rp 4.819.490.255,88	0,5214	Rp 2.512.866.427,79
8	2026	Rp 4.819.490.255,88	0,4751	Rp 2.289.627.724,64
9	2027	Rp 4.819.490.255,88	0,4329	Rp 2.086.221.161,40
10	2028	Rp 4.819.490.255,88	0,3944	Rp 1.900.884.885,10
11	2029	Rp 4.819.490.255,88	0,3594	Rp 1.732.013.562,74
12	2030	Rp 4.819.490.255,88	0,3275	Rp 1.578.144.476,30
13	2031	Rp 4.819.490.255,88	0,2984	Rp 1.437.944.853,12
14	2032	Rp 4.819.490.255,88	0,2719	Rp 1.310.200.321,75
15	2033	Rp 4.819.490.255,88	0,2477	Rp 1.193.804.393,39
16	2034	Rp 4.819.490.255,88	0,2257	Rp 1.087.748.877,81
17	2035	Rp 4.819.490.255,88	0,2056	Rp 991.115.150,62
18	2036	Rp 4.819.490.255,88	0,1874	Rp 903.066.196,47
19	2037	Rp 4.819.490.255,88	0,1707	Rp 822.839.358,97
20	2038	Rp 4.819.490.255,88	0,1556	Rp 749.739.734,82
Total		Rp 96.389.805.117,63		Rp 41.741.030.985,23
Rerata		Rp 4.819.490.255,88		Rp 2.087.051.549,26

Sumber: Hasil Perhitungan

Dari hasil perhitungan nilai sekarang didapat Biaya Keseluruhan sebesar Rp 18.218.876.938,48 sedangkan Manfaat Selama 20 Tahun sebesar Rp 25.761.043.212,30. Perhitungan selanjutnya akan memperhitungkan besarnya keuntungan bersih dalam proyek PLTM Bendungan Tugu.

4.16.3. Benefit Cost Ratio (BCR)

Dalam perhitungan BCR akan memperhitungakan perbandingan antara manfaat dan biaya. Hasil BCR ini akan menentukan layak atau tidaknya proyek yang akan dibangun secara ekonomi. Proyek dikatakan layak saat nilai $BCR > 1$. Untuk lebih jelasnya perhitungannya sebagai berikut:

$$\begin{aligned}
 BCR &= \frac{PV \text{ manfaat}}{PV \text{ biaya}} \\
 &= \frac{\text{Rp } 41.741.030.985,23}{\text{Rp } 15.179.234.335,41} \\
 &= 2,75
 \end{aligned}$$

4.16.4. Net Present Value (NPV)

Dalam perhitungan *Net Present Value* akan memperhitungkan selisih antara PV manfaat dengan PV biaya. Untuk lebih jelasnya akan diperhitungkan sebagai berikut:

$$\begin{aligned} \text{NPV} &= \text{PV manfaat} - \text{PV biaya} \\ &= \text{Rp } 41.741.030.985,23 - \text{Rp } 15.179.234.335,41 \\ &= \text{Rp } 26.561.796.649,82 \end{aligned}$$

4.16.5. Internal Rate of Return (IRR)

Dalam perhitungan *Internal Rate of Return* akan memperhitungkan simulasi perubahan suku bunga dimana $BCR = 1$ dan $NPV = 0$. Untuk suku bunga yang akan disimulasikan mulai dari suku bunga 9,75% - 14% dengan faktor konversi sesuai tabel suku bunga. Untuk lebih jelasnya berikut perhitungannya:



Tabel 4.32. Manfaat PLTM Bendungan Tugu dengan Berbagai Suku Bunga

No.	Tahun	Manfaat PLTM		9,75%		22,00%		23,00%	
		F	Manfaat	F	Manfaat	F	Manfaat	F	Manfaat
1	2019	Rp 2.974.413.755,78	0,9112	Rp 2.710.171.987,05	0,8197	Rp 3.950.401.849,08	0,8130	Rp 3.918.284.760,88	
2	2020	Rp 2.974.413.755,78	0,8302	Rp 2.469.404.999,59	0,6719	Rp 3.238.034.302,53	0,6610	Rp 3.185.597.366,57	
3	2021	Rp 2.974.413.755,78	0,7565	Rp 2.250.027.334,47	0,5507	Rp 2.654.126.477,48	0,5374	Rp 2.589.916.558,19	
4	2022	Rp 2.974.413.755,78	0,6893	Rp 2.050.138.801,34	0,4514	Rp 2.175.513.506,13	0,4369	Rp 2.105.623.218,04	
5	2023	Rp 2.974.413.755,78	0,6280	Rp 1.868.008.019,45	0,3700	Rp 1.783.207.791,91	0,3552	Rp 1.711.888.795,15	
6	2024	Rp 2.974.413.755,78	0,5722	Rp 1.702.057.420,91	0,3033	Rp 1.461.645.731,08	0,2888	Rp 1.391.779.508,25	
7	2025	Rp 2.974.413.755,78	0,5214	Rp 1.550.849.586,25	0,2486	Rp 1.198.070.271,37	0,2348	Rp 1.131.528.055,49	
8	2026	Rp 2.974.413.755,78	0,4751	Rp 1.413.074.793,85	0,2038	Rp 982.024.812,60	0,1909	Rp 919.941.508,53	
9	2027	Rp 2.974.413.755,78	0,4329	Rp 1.287.539.675,49	0,1670	Rp 804.938.370,98	0,1552	Rp 747.919.925,63	
10	2028	Rp 2.974.413.755,78	0,3944	Rp 1.173.156.879,72	0,1369	Rp 659.785.549,99	0,1262	Rp 608.064.980,19	
11	2029	Rp 2.974.413.755,78	0,3594	Rp 1.068.935.653,50	0,1122	Rp 540.807.827,86	0,1026	Rp 494.361.772,51	
12	2030	Rp 2.974.413.755,78	0,3275	Rp 973.973.260,59	0,0920	Rp 443.285.104,80	0,0834	Rp 401.920.140,25	
13	2031	Rp 2.974.413.755,78	0,2984	Rp 887.447.162,27	0,0754	Rp 363.348.446,56	0,0678	Rp 326.764.341,67	
14	2032	Rp 2.974.413.755,78	0,2719	Rp 808.607.892,73	0,0618	Rp 297.826.595,54	0,0551	Rp 265.662.066,40	
15	2033	Rp 2.974.413.755,78	0,2477	Rp 736.772.567,41	0,0507	Rp 244.120.160,28	0,0448	Rp 215.985.419,84	
16	2034	Rp 2.974.413.755,78	0,2257	Rp 671.318.968,03	0,0415	Rp 200.098.492,03	0,0364	Rp 175.597.902,31	
17	2035	Rp 2.974.413.755,78	0,2056	Rp 611.680.153,10	0,0340	Rp 164.015.157,40	0,0296	Rp 142.762.522,20	
18	2036	Rp 2.974.413.755,78	0,1874	Rp 557.339.547,24	0,0279	Rp 134.438.653,61	0,0241	Rp 116.067.091,22	
19	2037	Rp 2.974.413.755,78	0,1707	Rp 507.826.466,74	0,0229	Rp 110.195.617,71	0,0196	Rp 94.363.488,80	
20	2038	Rp 2.974.413.755,78	0,1556	Rp 462.712.042,58	0,0187	Rp 90.324.276,81	0,0159	Rp 76.718.283,57	
Total		Rp 59.488.275.115,66		Rp 25.761.043.212,30		Rp 21.496.208.995,77		Rp 20.620.747.705,69	

Sumber:Hasil Perhitungan

Tabel 4.33. Nilai Biaya, Manfaat, BCR dan NPV untuk Berbagai Suku Bunga

No	Uraian	Biaya	9,75%			22%			23%		
			F	Biaya	F	Biaya	F	Biaya	F	Biaya	
1	Modal	Rp 2.289.662.239,30	1,0975	Rp 2.512.904.307,63	1,2200	Rp 1.963.592.770,18	1,2300	Rp 1.979.687.792,89			
2	Cicilan utang	Rp 5.342.545.225,03	1,9179	Rp 10.246.602.990,46	4,0227	Rp 15.107.311.835,42	4,2593	Rp 15.995.733.470,81			
3	O & p	Rp 457.932.447,86	8,6609	Rp 3.966.098.379,79	4,4603	Rp 2.392.936.137,22	4,2786	Rp 2.295.480.676,20			
4	Biaya bahan baku	Rp 172.429.782,94	8,6609	Rp 1.493.393.809,41	4,4603	Rp 805.206.843,09	4,2786	Rp 772.413.738,89			
Total Cost			Rp	18.218.999.487,28			Rp	20.269.047.585,91			Rp 21.043.315.678,78
Total Benefit			Rp	25.761.043.212,30			Rp	21.496.208.995,77			Rp 20.620.747.705,69
BCR				1,414				1,06			0,98
NPV			Rp	7.542.043.725,02			Rp	1.227.161.409,86			Rp - 422.567.973,10

Sumber: Hasil Perhitungan

Selanjutnya dilakukan interpolasi antara suku bunga 13% dan 14% guna mencari suku bunga yang pas dengan nilai BCR = 1 dan NPV = 0. Untuk lebih jelasnya berikut perhitungannya:

$$\text{IRR} = \frac{\text{NPV} - \text{NPV } 23\%}{\text{NPV } 22\% - \text{NPV } 23\%} \times (23\% - 22\%) + 22\%$$

$$\begin{aligned} &= \frac{0 - (-\text{Rp } 422.567.973,10)}{\text{Rp } 1.227.161.409,86 - (-\text{Rp } 422.567.973,10)} \times (23\% - 22\%) + 22\% \\ &= 22,256 \% \end{aligned}$$

Sehingga pada suku bunga 22,256% akan mengakibatkan BCR = 1 dan NPV = 0 atau tidak mendapatkan keuntungan atau kerugian.



4.16.6. Payback Period

Tujuan dari perhitungan *Payback Period* adalah untuk memperhitungakan berapa lama jangka waktu yang diperlukan untuk mengembalikan biaya yang dikeluarkan untuk proyek PLTM Bendungan Tugu. Untuk lebih jelasnya dapat melihat perhitungan berikut:

$$\begin{aligned} \text{Payback Period} &= \frac{\text{Biaya}}{\text{Rerata Manfaat}} \\ &= \frac{\text{Rp } 15.179.234.335,41}{\text{Rp } 2.087.051.549,26} \\ &= 7,273 \end{aligned}$$

Dapat disimpulkan bahwa untuk periode yang diperlukan untuk mengembalikan biaya yang dikeluarkan membutuhkan waktu selam **7,273 tahun atau 7 tahun 99 hari**.



BAB V

PENUTUP

5.1. Kesimpulan

Berdasarkan hasil analisa dan perhitungan yang telah dilakukan dengan melihat rumusan masalah, maka dapat disimpulkan sebagai berikut:

1. Dapat disimpulkan dari hasil simulasi pola operasi waduk dengan PLTM yang menggunakan berbagai opsi debit andalan 45% - 65%, bahwa dipilih debit andalan **45,71%** karena memiliki kapasitas faktor 66,804%, serta memiliki debit desain terbesar yaitu **0,822 m³/det** sehingga energi tahunan yang dihasilkan juga yang paling besar yaitu 2641849,532 kWh.
2. Setelah dilakukan analisa dan perhitungan maka perencanaan pipa pesat (*penstock*) dapat disimpulkan sebagai berikut:
 - Bahan *penstock* = pipa GRP (*Glassfiber Reinforced Polyester*). Superlit 10 bar
 - Diameter *penstock* = 0,60 m
 - Tebal *penstock* = 33,1 mm
 - Panjang *penstock* = 214,1 m
 - Water hammer = 0,823 mPa
3. Berdasarkan analisa dengan menggunakan metode USBR dengan menghitung lebih dulu debit pembangkitan dan tinggi jatuh efektif, maka diperoleh hasil perhitungan untuk spesifikasi turbin dan generator seperti berikut:
 - Tipe turbin = Francis
 - Frekuensi generator = 50 Hz
 - Kutub generator = 4 buah
 - Kecepatan putar turbin = 1500 rpm
 - Rasio kecepatan = 0,338 m/det
 - Koefisien kavitasi = 0,099
 - Koefisien kavitasi aktual = 0,114
 - Kontrol kavitas = aman

- Efisiensi generator = 95 %
 - Tinggi hisap kritis = 1,429 m
 - Elevasi pusat turbin = 177,13 m
4. Berdasarkan perhitungan pembangkitan daya dan energi yang telah dilakukan dapat disimpulkan sebagai berikut:
- Debit pembangkit = 0,822 m³/det
 - Daya PLTM = 558,673 kW
 - Total energi tahunan = 3448595,659 kWh
 - Kapasitas faktor = 70,466%
5. Berdasarkan analisa ekonomi yang dilakukan terhadap pembangunan PLTM Bendungan Tugu maka diperoleh hasil sebagai berikut:
- BCR (benefit cost rasio) = 1,414
 - NPV (*net present value*) = Rp 7.542.167.172,82
 - IRR (*internal rate of return*)= 13,26%
 - *Paidback period* = 14,145 tahun

Dari hasil analisa dan perhitungan diatas maka dapat diambil kesimpulan akhir bahwa pembangunan Pembangkit Listrik Tenaga Mikrohidro Bendungan Tugu layak untuk dibangun baik dari aspek hidrologi, infrastruktur dan ekonominya.

5.2. Saran

Dari kesimpulan dapat diketahui bahwa pembangunan PLTM Bendungan Tugu yang terletak di Desa Nglinggis Kecamatan Tugu Kabupaten Trenggalek, Provinsi Jawa Timur secara teknis dan ekonomi dapat direalisasikan. Namun ada beberapa catatan penting agar studi mengenai PLTM Bendungan Tugu menjadi lebih baik lagi:

1. Data debit yang digunakan dalam studi ini berasal dari tahun 1983-2016, karena demikian perlu adanya data debit yang lebih terbaru mengingat sekarang sudah memasuki tahun 2018.
2. Melakukan tinjauan terhadap perkembangan teknologi pembangkit listrik tenaga air mengingat perkembangan teknologi seperti pipa pesat, turbin dan generatoriya begitu cepat.
3. Pembangunan PLTM ini tentu melibatkan kegiatan ekonomi yang sangat kompleks dan meluas, sehingga diharapkan potensi tersebut dapat dimanfaatkan seluas-luasnya oleh masyarakat sekitar lokasi studi guna meningkatkan taraf hidup masyarakat sekitar.

DAFTAR PUSTAKA

- Agus, Made. (2011). [//boedmade.blogspot.co.id/2011/06/pengenalan-plta-pusat-listrik-tenaga.html](http://boedmade.blogspot.co.id/2011/06/pengenalan-plta-pusat-listrik-tenaga.html). Diakses tanggal 1 November 2017.
- Anonim. (2009). <https://esdikimia.wordpress.com/2009/10/tekanan-uap.jpg?w=300&h=181>. Diakses tanggal 3 November 2017.
- Anonim. (2013). https://id.wikipedia.org/Berkas:Switchgear_HV.jpg. Diakses tanggal 5 November 2017.
- Aprito. (2015). <https://www.apritos.com/5115/altimeter-indicator-pada-flight-instrument-pesawat-udara/>. Diakses tanggal 3 November 2017.
- Arismunandar A, dan Kuwahara S. (2004). *Buku Pegangan Teknik Tenaga Listrik*. Jakarta: PT Pradnya Paramita.
- Dandekar, dan K.N. Sharma. (1991). *Pembangkit Listrik Tenaga Air*. Jakarta: Universitas Indonesia.
- Kurniawan, D. (2012). <http://diway-5454.blogspot.co.id/2012/12/energi-air-untuk-pembangkit-listrik.html>. Diakses tanggal 1 November 2017.
- Linsley, Ray K dan Franzini, Joseph B. (1991). *Teknik Sumber Daya Air Jilid 2*. Jakarta: Erlangga.
- Patty, O.F. (1995). *Tenaga Air*. Surabaya : Erlangga.
- Penche, Celso. (2004). *Guidebook on How to Develop a Small Hydro Size*. Belgia. ESHA (European Small Hydropower Association).
- Priyantoro. (1991). *Hidrolik Saluran Tertutup*. Malang: Universitas Brawijaya.
- Ramos, Helena. (2000). *Guidelines Design Small Hydropower Plants*. Irlandia: WREAN (Western Regional Energy Agency and Network) amd DED (Department of Economic Development).
- Soemarto, C.D. (1987). *Hidrologi Teknik Edisi I*. Surabaya : Usaha Nasional.

Suyanto, Adhi, dkk. (2001). *Ekonomi Teknik Sumber Daya Air*. Jakarta: MHI.

Varshney, R. S. (1977). *Hydro-Power Structure*. India: N. C. Jain at the Roorkee Press.

