

## BAB IV

### PEMBAHASAN

#### 4.1. Konsep PLTA Lodoyo II

Dalam studi ini konsep yang mendasari untuk perencanaan PLTA Lodoyo II adalah dengan pemanfaatan debit yang tidak terpakai oleh PLTA Lodoyo I. Total debit air yang masuk ke Waduk Lodoyo adalah lebih dari  $140 \text{ m}^3/\text{det}$  pada musim basah. Dari debit total tersebut yang dimanfaatkan untuk PLTA lodoyo I adalah sebesar  $50 \text{ m}^3/\text{det}$ , sehingga ada kelebihan air sekitar  $90 \text{ m}^3/\text{det}$  yang dibuang atau dilimpaskan melalui spillway. Debit yang tidak termanfaatkan tersebut digunakan untuk pengembangan PLTA Lodoyo II.

Skema konsep PLTA Lodoyo II digambarkan sebagai berikut:



**Gambar 4.1. Sketsa konsep PLTA Lodoyo II**

Konsep klasifikasi pembangkit tenaga listrik bisa didasarkan atas beberapa faktor seperti kapasitas daya terpasang, tinggi jatuh dan lain lain, klasifikasi berdasarkan tinggi jatuh sangat penting untuk dilakukan karena akan berhubungan dengan pemilihan

serta perencanaan turbin. Pada studi ini klasifikasi pembangkit listrik didasarkan tinjauan pustaka pada BAB II dan disajikan dalam bentuk tabel sebagai berikut:

**Tabel 4.1. Klasifikasi PLTA Lodoyo II**

No.	Faktor Klasifikasi	Nilai / (Klasifikasi)
1	Tinggi Jatuh (H)	12 – 13 m (Low Head)
2	Tipe Turbin	Kaplan (Turbin Reaksi)
3	Sistem Pembawa Air	Pipa Pesat (Bertekanan)
4	Penempatan Rumah Pembangkit	(Pada Sistem Pengalihan / <i>Diversion</i> )

Sumber: analisa dan perencanaan

#### 4.2. Analisa Hidrologi

Debit yang digunakan untuk desain PLTA Lodoyo II adalah debit inflow. Analisa hidrologi dilakukan berdasarkan data pengukuran debit inflow pada bendung gerak Lodoyo selama kurun waktu 13 tahun mulai tahun 1990 – 2013. Data tersebut kemudian dipergunakan untuk analisa debit andalan, analisa debit banjir rancangan dan pemilihan alternatif debit desain.

##### 4.2.1. Analisa Debit Andalan

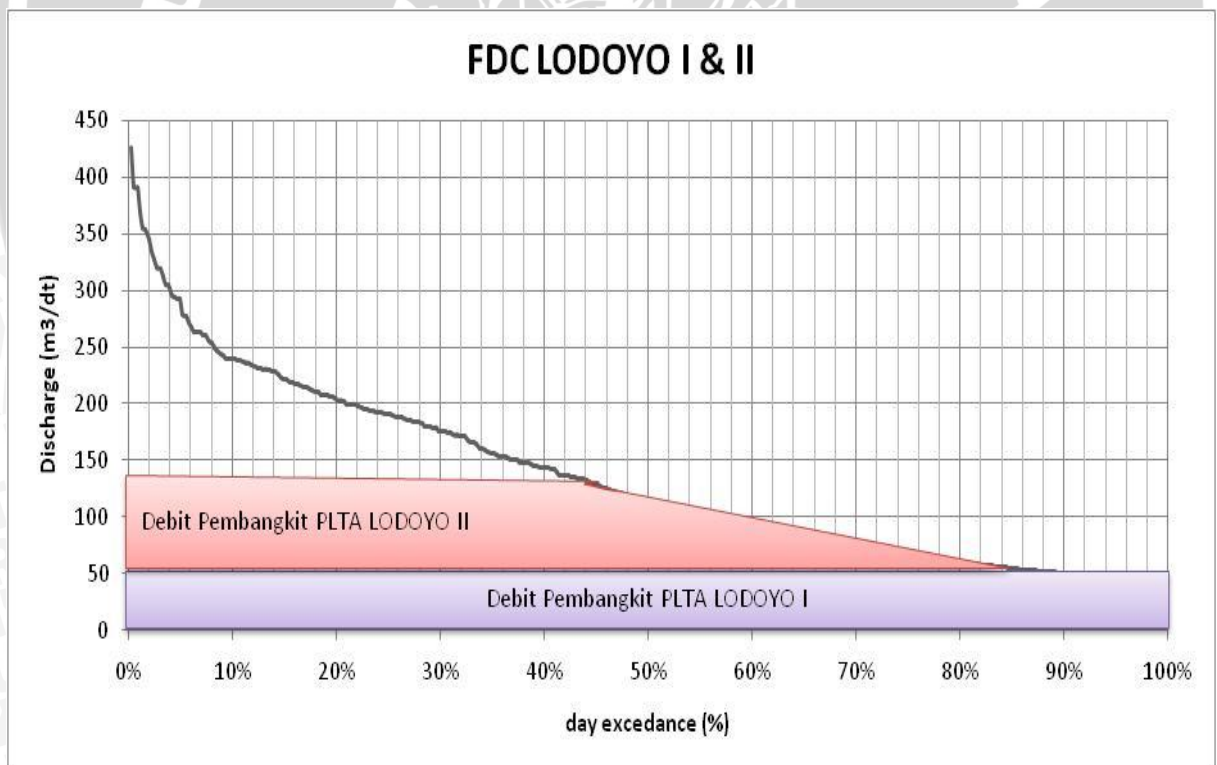
Analisa debit andalan dihitung dengan menggunakan metode kurva durasi aliran (*flow duration curve*) dengan menggunakan persamaan weibull dimana digunakan series data inflow harian. Hasil perhitungan kurva durasi aliran adalah sebagai berikut:

**Tabel 4.2. Data Debit Berdasarkan Keandalan**

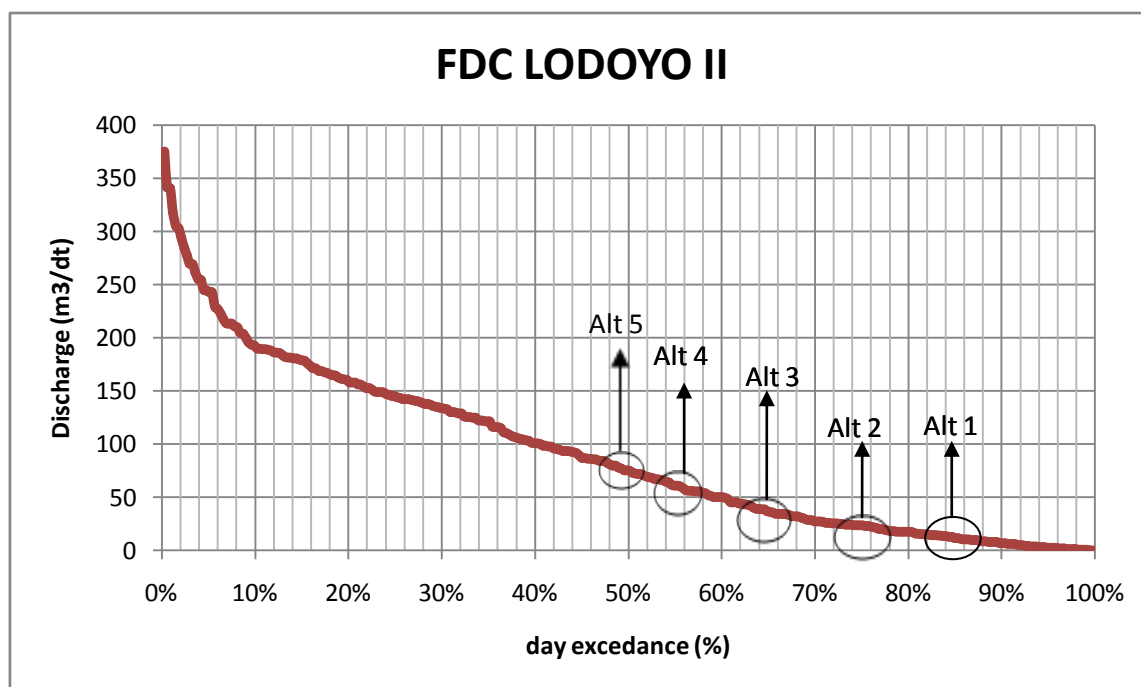
Probabilitas	Debit (m <sup>3</sup> /det)	Probabilitas Terlampaui Dalam 1 TH (Hari)	Probabilitas Tidak Terlampaui Dalam 1 TH (Hari)
1%	333,46	3,65	361,35
5%	243,94	18,25	346,75
10%	192,15	36,50	328,50
15%	179,04	54,75	310,25
20%	159,33	71,18	293,83
25%	144,93	91,25	273,75
30%	133,92	109,50	255,50
35%	120,35	127,75	237,25
40%	101,11	146,00	219,00

Probabilitas	Debit (m <sup>3</sup> /det)	Probabilitas Terlampaui Dalam 1 TH (Hari)	Probabilitas Tidak Terlampaui Dalam 1 TH (Hari)
45%	87,72	164,25	200,75
50%	74,77	182,50	182,50
55%	61,27	200,75	164,25
60%	49,93	219,00	146,00
65%	36,94	237,25	127,75
70%	27,59	255,50	109,50
75%	23,53	273,75	91,25
80%	17,44	292,00	73,00
85%	11,99	310,25	54,75
90%	6,98	328,50	36,50
95%	2,63	346,75	18,25
99%	0,69	361,35	3,65

Sumber: perhitungan



Gambar 4.2. Kurva Durasi Aliran Pada Bendung Gerak Lodoyo



**Gambar 4.3. Kurva Durasi Aliran Pada Bendung Gerak Lodoyo**

Dari hasil analisa kurva durasi aliran (FDC) maka dapat diketahui keandalan debit inflow pada bendung gerak Lodoyo dengan kategori keandalan sebagai berikut:

- Debit aliran tinggi (1 – 10 %) : 333,46 – 192,15 m<sup>3</sup>/dt
- Debit musim basah (10 – 40 %) : 192,15 – 101,11 m<sup>3</sup>/dt
- Debit musim cukup (40 – 60 %) : 101,11 – 49,93 m<sup>3</sup>/dt
- Debit musim kering (60 – 90 %) : 49,93 – 6,98 m<sup>3</sup>/dt
- Debit aliran rendah (90 – 100 %) : 6,98 – 0,69 m<sup>3</sup>/dt

Desain debit yang akan direncanakan untuk PLTA berada pada kisaran keandalan 50 – 85%.

#### 4.2.2. Analisa Debit Banjir Rancangan

Analisa debit banjir rancangan dihitung dengan menggunakan metode Log pearson tipe III dan uji disribusi yang digunakan adalah uji vertikal (chi kuadrat) dan uji horizontal (smirnov - kolmogrov), data yang dipergunakan adalah data debit maksimum tahunan yang diurutkan sebagai berikut:

**Tabel 4.3. Data Debit Yang Diurutkan Dari Besar Ke Kecil**

No	Tahun	Q	Log Q
		(m <sup>3</sup> /dt)	(m <sup>3</sup> /dt)
1	2004	1314	3.12
2	2010	858	2.93
3	2007	814	2.91
4	2013	639	2.81
5	2012	576	2.76
6	2006	573	2.76
7	2000	564	2.75
8	1990	521	2.72
9	1991	521	2.72
10	1990	521	2.72
11	1992	521	2.72
12	1997	521	2.72
13	1998	521	2.72
14	1999	521	2.72
15	2011	463	2.67
16	2009	341	2.53
17	2005	312	2.49
Jumlah		10102.5	46.8
Rata-rata		594.3	2.8
Standar deviasi		228.7	0.14
Kepencengan		2.1	0.80

Sumber: perhitungan

#### 4.2.2.1. Uji Vertikal (Chi – Kuadrat)

Prosedur perhitungan uji vetikal adalah sebagai berikut:

- Menentukan jumlah kelas data dengan persmaan  $1+3.3 \times \text{Log}(n)$ , maka kelas data :  $1 + 3,3 \times \text{Log}(17) = 5.025 \sim 5$  kelas.
- Menentukan batas interval kelas dengan cara  $100\%/ \text{jumlah kelas}$ , maka batas intervalnya adalah  $100\%/5 = 20\%$ ,  $0\% - 20\%$ ,  $20\% - 40\%$ , dan seterusnya.
- Menjumlahkan data pengamatan sebesar  $O_i$  tiap-tiap sub grup
- Menjumlahkan data dari persamaan distribusi yang digunakan sebesar  $E_i$
- Untuk tiap-tiap sub grup hitung nilai :  $(O_i - E_i)^2$  dan  $(O_i - E_i)^2/E_i$
- Menjumlahkan nilai  $(O_i - E_i)^2/E_i$  pada seluruh G sub grup untuk menentukan nilai Chi kuadrat hitung ( $X^2$  hit).

- g Dengan menentukan derajat kebebasan,  $dk = K - m - 1$ , maka derajat kebebasan =  $5 - 2 - 1 = 2$  dan  $\alpha = 5\%$ , maka dari Tabel Chi kuadrat (tabel 2.1) didapatkan  $X^2_{Cr} = 5,99$
- h Harga  $X^2$  hit dibandingkan dengan harga  $X^2_{Cr}$  dari table Chi kuadrat.

**Tabel 4.4. Pembagian Interval Kelas Uji Chi kuadrat**

No	P (%)	T = 1 / P (tahun)	log X rerata	K	S <sub>log X</sub>	log X <sub>T</sub>	X <sub>T</sub> (mm/hari)
1	80.00	1.25	2.7500	-0.8560	0.1426	2.6279	425
2	60.00	1.67	2.7500	-0.1973	0.1426	2.7219	527
3	40.00	2.50	2.7500	0.3480	0.1426	2.7996	630
4	20.00	5.00	2.7500	0.7800	0.1426	2.8612	727

Sumber: Perhitungan

**Tabel 4.5. Perhitungan Uji Chi Kuadrat**

No	Batas Kelas			Jumlah data		O <sub>i</sub> - E <sub>i</sub>	(O <sub>i</sub> - E <sub>i</sub> ) <sup>2</sup> / E <sub>i</sub>
				O <sub>i</sub>	E <sub>i</sub>		
1	P ≤ 20	X ≤ 425	2	3.4	-1.4	0.5765	
2	20 < P ≤ 40	425 < X ≤ 527	8	3.4	4.6	6.2235	
3	40 < P ≤ 60	527 < X ≤ 630	3	3.4	-0.4	0.0471	
4	60 < P ≤ 80	630 < X ≤ 727	1	3.4	-2.4	1.6941	
5	P > 80	X > 727	3	3.4	-0.4	0.0471	
		Jumlah	17	17		8.5882	

Sumber: Perhitungan

$X^2$  Hitung = 8,5882 dan  $X^2$  Kritis = 5,991

Karena  $X^2$  hit >  $X^2$  Cr maka hipotesa distribusi ditolak, namun dikarenakan data pencatatan adalah data dengan sistem regulasi atau pengaturan manusia maka uji vertikal dapat diabaikan atau tidak digunakan.

#### 4.2.2.2. Uji Horizontal (Smirnov Kolmogrov)

Adapun langkah perhitungan untuk Tahun 1999 adalah sebagai berikut:

1. Data debit tahunan maksimum diurutkan dari kecil ke besar.
2. Menghitung nilai Sn dengan persamaan (2-2)
3.  $Sn = \frac{1}{17+1} \times 100\% = 4,76\%$
4. Mencari nilai K dengan persamaan (2-3)

5.  $K = \frac{(\text{Log}Xi - \text{Log}X)}{S}$
6.  $K = \frac{(2,559 - 2,74)}{0,15} = -1,226$
7. Dengan nilai  $K = -1,226$  dan Koefisien Skewness ( $C_s$ ) = 0,6 maka didapatkan  $Pr=81,003\%$
8. Menghitung nilai  $P(x)$  dengan persamaan (2-5)
9.  $P(x) = 100 - Pr$
10.  $P(x) = 100 - 81,003 = 19 \%$
11. Menghitung Selisih  $Sn(x)$  dan  $P(x)$
12.  $\Delta = Sn(x) - P(x)$
13.  $\Delta = 0,056 - 0,19 = - 0,134 \%$  = 0,134 (nilai absolut)
14. Perhitungan dilanjutkan hingga tahun ke-17, kemudian ditabelkan sebagai berikut:

**Tabel 4.6. Perhitungan Uji Smirnov Kolmogrov**

No	Tahun	Q	Log Q	Sn	K	Pr	Px	Sn-Px	
		(m <sup>3</sup> /dt)	(m <sup>3</sup> /dt)			(%)			
1	2005	312	2.49	0.056	-1.790	91.6	0.08	0.028	
2	2009	341	2.53	0.111	-1.520	86.3	0.14	0.026	
3	2011	463	2.67	0.167	-0.592	67.9	0.32	0.155	
4	1990	521	2.72	0.222	-0.232	60.7	0.39	0.171	
5	1991	521	2.72	0.278	-0.232	60.7	0.39	0.115	
6	1992	521	2.72	0.333	-0.232	60.7	0.39	0.059	
7	1997	521	2.72	0.389	-0.232	60.7	0.39	0.004	
8	1998	521	2.72	0.444	-0.232	60.7	0.39	0.052	
9	1999	521	2.72	0.500	-0.232	60.7	0.39	0.107	
10	2008	521	2.72	0.556	-0.232	60.7	0.39	0.163	
11	2000	564	2.75	0.611	0.007	56.0	0.44	0.171	
12	2006	573	2.76	0.667	0.056	55.0	0.45	0.217	
13	2012	576	2.76	0.722	0.074	54.7	0.45	0.269	
14	2013	639	2.81	0.778	0.390	48.4	0.52	0.262	
15	2007	814	2.91	0.833	1.125	33.8	0.66	0.171	
16	2010	858	2.93	0.889	1.288	30.6	0.69	0.195	
17	2004	1314	3.12	0.944	2.584	4.9	0.95	0.007	
Jumlah		10102.5	46.8	□ $X_{max}$				0.269	
Rata-rata		594.3	2.8						
Standar deviasi		228.7	0.1						
Kepencengan		2.1	0.80						

Sumber: Perhitungan

Dari hasil uji Smirnov-Kolmogorov didapat nilai  $\Delta_{maks} = 0,269$  dan  $\Delta_{kritis} = 0,34$  (tabel 2.2) Karena harga  $\Delta_{maks} < \Delta_{cr}$ , maka penyimpangan masih dalam batas ijin, yang berarti distribusi debit pengamatan sesuai dengan model distribusi teoritis.

#### 4.2.2.3. Debit Banjir Metode Log Pearson Tipe III

Berdasarkan hasil Uji Chi Square dan Smirnov-Kolmogorov, maka distribusi frekuensi curah hujan memenuhi Distribusi Log Pearson Tipe III. adapun tahapan untuk Debit banjir rancangan dengan kala ulang 2 tahun adalah sebagai berikut:

1. Menghitung logaritma debit rancangan dengan kala ulang tertentu dengan rumus :

$$\text{Log}Q = \overline{\text{Log}Q} + K.s$$

$$\text{Log}Q = 2,8 + (0,13 + 0,14)$$

$$\text{Log}Q_2 = 2,77$$

2. Mencari antilog dari log X untuk mendapatkan hujan rancangan dengan waktu balik yang dikehendaki Tr.

$$\text{Log}Q_2 = 2,77 \quad Q_2 = 10^{2,77} = 587,4 \text{ m}^3/\text{dt}$$

**Tabel 4.7. Perhitungan Debit Banjir Rancangan Metode Log Pearson Tipe III**

No	Kala Ulang	Q rerata (m <sup>3</sup> /dt)	Sd	Cs	Peluang (%)	K	Debit Rancangan (m <sup>3</sup> /dt)	
							Log Q	Q
1	2	2.8	0.14	0.80	50	0.13	2.77	587.4
2	5	2.8	0.14	0.80	20	0.78	2.86	726.5
3	10	2.8	0.14	0.80	10	1.34	2.94	872.1
4	25	2.8	0.14	0.80	4	1.99	3.03	1082.2
5	50	2.8	0.14	0.80	2	2.45	3.10	1258.9
6	100	2.8	0.14	0.80	1	2.89	3.16	1453.9

Sumber: perhitungan

Hasil analisa debit banjir rancangan dalam studi ini diperoleh debit banjir desain bendung gerak Lodoyo untuk debit desain (Q100th) yaitu 1453,9 m<sup>3</sup>/dt. Debit desain dalam studi ini kemungkinan lebih besar jika dibandingkan dengan debit banjir desain awal pada saat pembangunan bendung gerak Lodoyo. Hal ini menunjukkan adanya perubahan iklim ekstrim.



#### 4.2.3. Analisa Pemilihan Alternatif Debit Desain

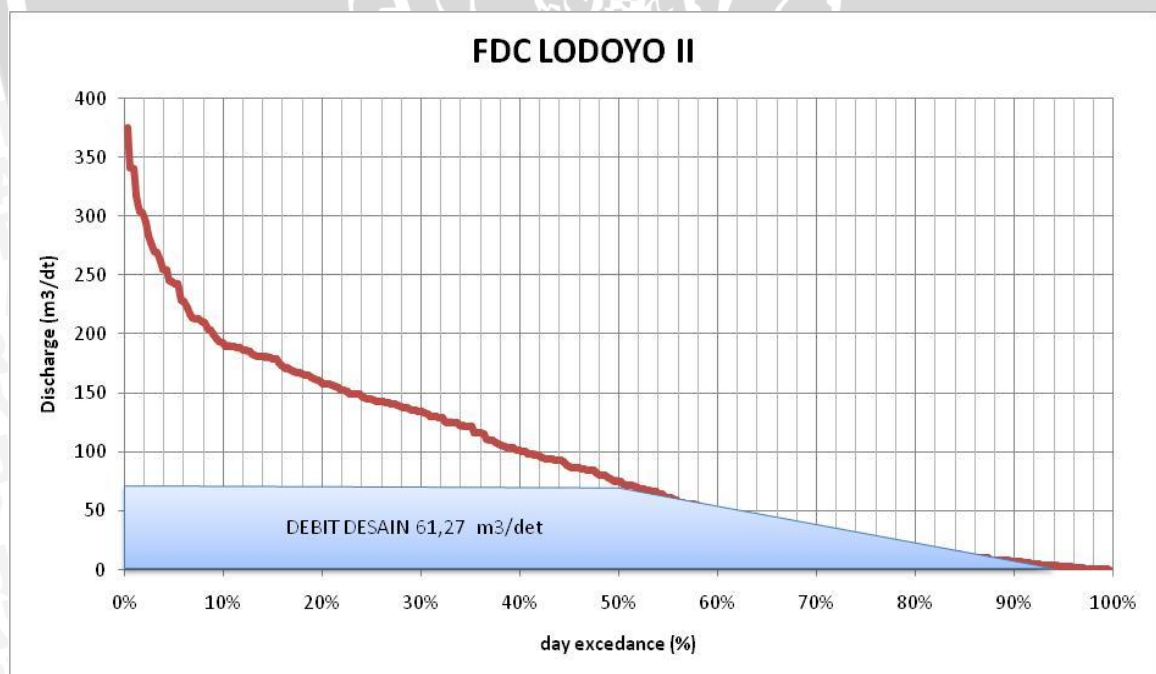
Debit desain memiliki peranan yang sangat penting untuk menentukan besarnya potensi energi yang bisa dibangkitkan serta desain bangunan yang akan digunakan sehingga akan sangat berpengaruh terhadap kelayakan ekonomi dalam studi ini,

Debit desain dalam studi ini direncanakan dalam 5 alternatif debit untuk penentuan desain PLTA dan juga pembangkitan energi yang nantinya akan berpengaruh terhadap analisa ekonomi dalam studi ini. Pemilihan debit desain didasarkan atas keandalan debit dari hasil analisa debit andalan pada sub bab 4.1.1. alternatif debit desain yang dipilih adalah sebagai berikut:

**Tabel 4.8. Alternatif Debit Desain Yang Digunakan Untuk Analisa Energi**

Alternatif	Debit	Keandalan	Jumlah Hari Terlampaui	Kegagalan
	m <sup>3</sup> /dt	(%)		(Hari)
1	11.99	85	365	0
2	23.53	75	274	91
3	36.94	65	237	128
4	61.27	55	201	164
5	74.77	50	183	183

Sumber: perhitungan



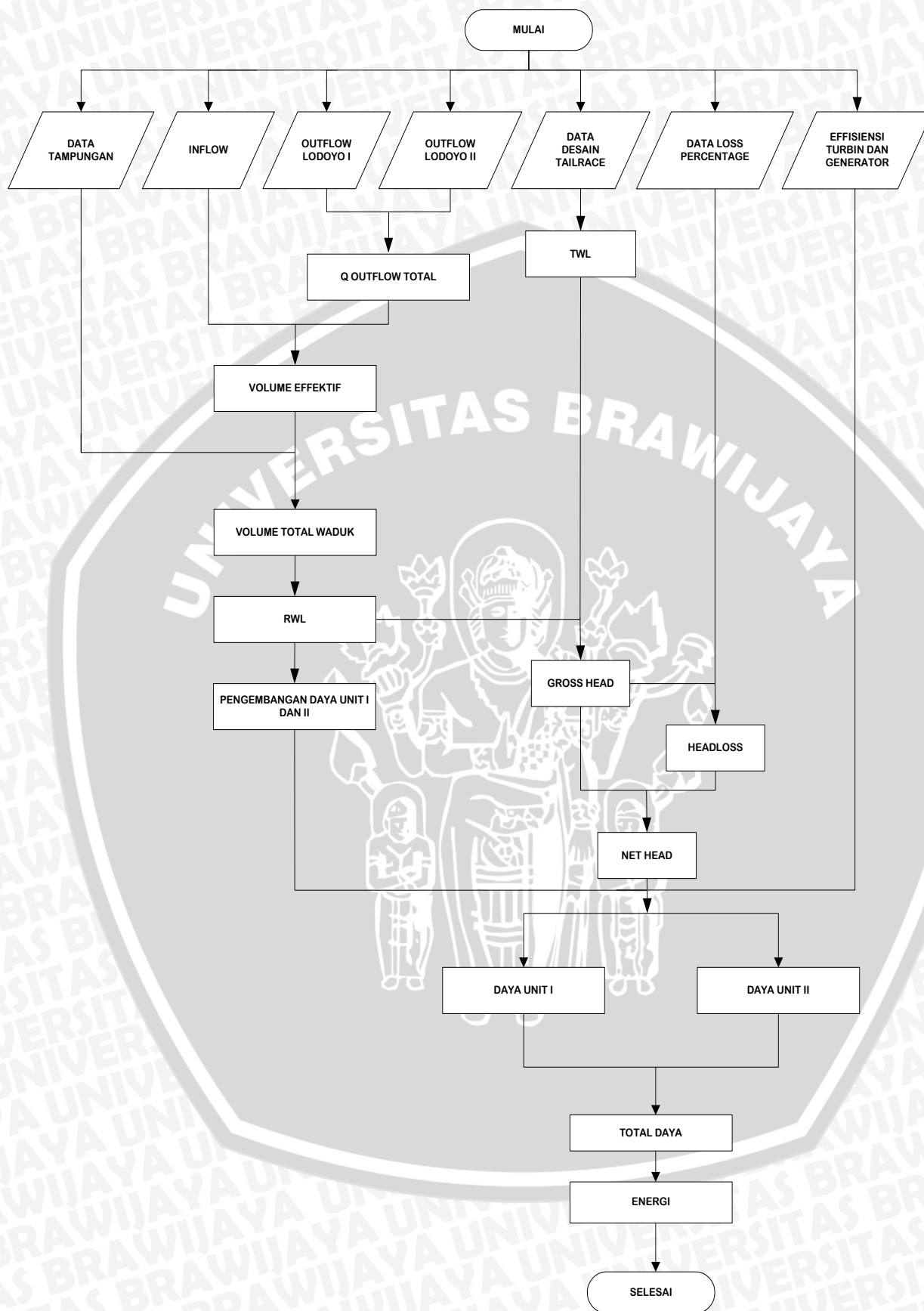
**Gambar 4.4. Debit Desain Untuk Perencanaan Desain Bangunan**

Dalam studi ini digunakan  $61,27 \text{ m}^3/\text{dt}$  untuk analisa desain awal bangunan PLTA dan alternatif lainnya akan dianalisa pada perhitungan energi dan ekonomi sehingga akan didapatkan debit desain yang menghasilkan energi dan biaya yang optimum.

#### 4.3. Analisa Simulasi PLTA Lodoyo II

##### 4.3.1. Diagram Alir Simulasi PLTA Lodoyo II





Gambar 4.5. Diagram Alir Simulasi

#### 4.3.2. Konsep Simulasi PLTA Lodoyo II

Simulasi PLTA yang diterapkan dalam skripsi ini adalah :

- Tampungan waduk Lodoyo adalah tampungan Long Storage (sungai)
- Elevasi Muka Air Normal (FSL) +136 m dan Elevasi Muka Air Rendah (LWL) +130,5 m
- Tidak ada periode pengisian atau pengambilan
- Volume waduk menggunakan data pengukuran inflow Lodoyo tahun 2013
- Data headloss diasumsikan 8% head
- Elevasi ambang tailrace +120 m
- Debit pembangkitan lodoyo 1 adalah konstan yaitu  $50 \text{ m}^3/\text{det}$

Data tampungan bendung Lodoyo :

- Elevasi Muka Air Normal (FSL) : 136,00 m
- Elevasi Muka Air Rendah (LWL) : 130,50 m
- Kedalaman *Effektif* : FSL – LWL  
: 136,00 – 130,50  
: 5,50 m
- Volume Tampungan Maksimum : 2,72 juta  $\text{m}^3$
- Volume Tampungan Minimum : 0,35 juta  $\text{m}^3$
- Volume Tampungan *Effektif* : Volume Maksimum – Volume Minimum  
: 2,72 – 0,35  
: 2,37 juta  $\text{m}^3$

Data debit skenario simulasi :

- Debit inflow rata – rata : 156,03  $\text{m}^3/\text{det}$
- Debit pembangkitan
  - Lodoyo I : 50  $\text{m}^3/\text{det}$
  - Lodoyo II : 61,27  $\text{m}^3/\text{det}$

Data keandalan waduk :

- Jumlah periode operasi PLTA Lodoyo I : 365,0
- Jumlah periode operasi PLTA Lodoyo II : 365,0
- Jumlah periode gagal : 0

- Jumlah periode simulasi : 365
- Probabilitas kegagalan tampungan : 0
- Probabilitas keandalan tampungan : 100%

Data desain pembangkit :

- *Mean output energy* tahunan : 47,23 GWh

Data efisiensi turbin dan generator :

- Efisiensi turbin : 91%
- Efisiensi generator : 95%
- *Capacity factor* : 53,92%

Contoh perhitungan Simulasi PLTA Lodoyo II :

- Bulan : Januari
- Tanggal : 1
- Jumlah hari : 1
- Debit *Inflow* : 169,32 m<sup>3</sup>/dt

$$\frac{\text{Jumlah hari} \times 24 \times 60 \times 60 \times \text{inflow}}{1000000}$$

$$\frac{1 \times 24 \times 60 \times 60 \times 169,32}{1000000}$$

$$: 14,63 \text{ juta m}^3$$

- Eksisting debit *outflow* Lodoyo I : 50 m<sup>3</sup>/dt

$$\frac{\text{Jumlah hari} \times 24 \times 60 \times 60 \times \text{inflow}}{1000000}$$

$$\frac{1 \times 24 \times 60 \times 60 \times 50}{1000000}$$

$$: 4,32 \text{ juta m}^3$$

- *Draft load* : 100%
- Pengembangan debit *outflow*

PLTA Lodoyo II : Debit Pembangkit x draf

$$: 61,27 \text{ m}^3/\text{dt} \times 1$$

$$: 61,27 \text{ m}^3/\text{dt}$$

$$\frac{\text{Jumlah hari} \times \text{debit peak} \times 60 \times 60 \times \text{waktu operasi}}{1000000}$$

- $$: \frac{1 \times 11,99 \times 60 \times 60 \times 24}{1000000}$$

$$: 5,29 \text{ juta m}^3$$
- Debit *outflow* total  
outflow : debit outflow PLTA lodoyo I + debit  
PLTA Lodoyo II  
: 5,29 + 4,32 juta m<sup>3</sup>  
: 9,61 juta m<sup>3</sup>
  - Volume *Effektif* : Jika (Vol Eff<sub>n-1</sub>+Inflow-Outflow) > Vol  
tampungan eff maka = tampungan eff  
: Jika (Vol Eff<sub>n-1</sub>+Inflow-Outflow) < Vol  
tampungan eff maka = (Vol Eff<sub>n-1</sub>+Inflow-  
Outflow)  
: 5,02 juta m<sup>3</sup>
  - *Spill Out* : Jika (Vol Eff<sub>n-1</sub>+Inflow-Outflow) > Vol  
tampungan eff maka = Melimpas  
: Jika (Vol Eff<sub>n-1</sub>+Inflow-Outflow) < Vol  
tampungan eff maka = 0  
: 2,64 juta m<sup>3</sup>
  - Jumlah Gagal : Jika Vol Eff > 0,0,1
  - Volume Total Waduk : Jika (Volume Eff + Vol Tampungan Min) >  
Tampungan maksimum maka volume total  
waduk = tampungan maksimum
  - RWL : 130,50 m
  - Unit 1 *Power Discharge* : Jika draf = 1 maka 30,63 m<sup>3</sup>/dt  
: Jika draf = 0,90 maka 30,63 m<sup>3</sup>/dt  
: Jika draf = 0,80 maka 30,63 m<sup>3</sup>/dt  
: Jika draf = 0,70 maka 30,63 m<sup>3</sup>/dt  
: Jika draf = 0,60 maka 30,63 m<sup>3</sup>/dt  
: Jika draf = 0,50 maka 30,63 m<sup>3</sup>/dt  
: Jika draf = 0,40 maka 24,51 m<sup>3</sup>/dt  
: Jika draf = 0,30 maka 19,61 m<sup>3</sup>/dt
  - Unit 2 *Power Discharge* : Jika draf = 1 maka 30,63 m<sup>3</sup>/dt  
: Jika draf = 0,90 maka 30,63 m<sup>3</sup>/dt

	: Jika draf = 0,80 maka 30,63 m <sup>3</sup> /dt
	: Jika draf = 0,70 maka 24,51 m <sup>3</sup> /dt
	: Jika draf = 0,60 maka 24,51 m <sup>3</sup> /dt
	: Jika draf = 0,50 maka 18,38 m <sup>3</sup> /dt
	: Jika draf = 0,40 maka 18,38 m <sup>3</sup> /dt
	: Jika draf = 0,30 maka 18,38 m <sup>3</sup> /dt
• Jumlah Turbin Beroperasi	: 2
• TWL	: 121,48 m
• <i>Gross Head</i>	: RWL – TWL
	: 135,50 – 120,50 m
	: 14,02 m
• <i>Head Loss</i>	: Loss percentage x <i>Gross Head</i>
	: 13,12% x 14,02 m
	: 1,84 m
• <i>Net Head</i>	: <i>Gross Head</i> – <i>Head Loss</i>
	: 14,02 – 1,84 m
	: 12,18 m
• Daya Unit 1	: $\frac{eff\ turbin \cdot xeff\ gen \cdot x 1000 \cdot x 9,81 \cdot x\ debit \cdot x\ Net\ Head}{1000}$
	: $\frac{91\% \cdot x 95\% \cdot x 1000 \cdot x 9,81 \cdot x 30,63 \cdot x 12,18}{1000}$
	: 3,16 MW
• Daya Unit 2	: $\frac{eff\ turbin \cdot xeff\ gen \cdot x 1000 \cdot x 9,81 \cdot x\ debit \cdot x\ Net\ Head}{1000}$
	: $\frac{91\% \cdot x 95\% \cdot x 1000 \cdot x 9,81 \cdot x 30,63 \cdot x 12,18}{1000}$
	: 3,16 MW
• Energi	: Daya x Jumlah hari x waktu operasi
	: ((3,16 + 3,16) x 1 x 24)
	: 0,15 MWh

Untuk lebih lengkap maka dapat dilihat pada tabel berikut :

**Tabel 4.9. Simulasi PLTA Lodoyo II**

Bulan	Tanggal	Jumlah Hari	Debit Inflow		Eksisting Debit Outflow PLTA Lodoyo I		Pengembangan Debit Outflow PLTA Lodoyo II			Debit Outflow Total (jt m <sup>3</sup> )	Volume Efektif (jt m <sup>3</sup> )	Melimpas (jt m <sup>3</sup> )	Jumlah Gagal	Volume Tot .Waduk (jt m <sup>3</sup> )	RWL (m)	Pengembangan		Jumlah Turbin Berope
			(m <sup>3</sup> /det)	(jt m <sup>3</sup> )	(m <sup>3</sup> /det)	(jt m <sup>3</sup> )	draft	(m <sup>3</sup> /det)	(jt m <sup>3</sup> )							Unit 1 Power Discharge (m <sup>3</sup> /det)	Unit 2 Power Discharge (m <sup>3</sup> /det)	
Jan	1	1	169,32	14,63	50,00	4,32	100%	61,27	5,29	9,61	5,02	2,64	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00
	2	1	302,89	26,17	50,00	4,32	100%	61,27	5,29	9,61	18,93	19,20	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00
	3	1	191,00	16,50	50,00	4,32	100%	61,27	5,29	9,61	9,26	23,45	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00
	4	1	195,32	16,88	50,00	4,32	100%	61,27	5,29	9,61	9,63	14,15	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00
	5	1	224,25	19,38	50,00	4,32	100%	61,27	5,29	9,61	12,13	17,02	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00
	6	1	188,58	16,29	50,00	4,32	100%	61,27	5,29	9,61	9,05	16,44	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00
	7	1	227,74	19,68	50,00	4,32	100%	61,27	5,29	9,61	12,43	16,74	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00
	8	1	244,75	21,15	50,00	4,32	100%	61,27	5,29	9,61	13,90	21,60	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00
	9	1	214,48	18,53	50,00	4,32	100%	61,27	5,29	9,61	11,29	20,45	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00
	10	1	196,59	16,99	50,00	4,32	100%	61,27	5,29	9,61	9,74	16,29	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00
	11	1	180,20	15,57	50,00	4,32	100%	61,27	5,29	9,61	8,33	13,33	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00
	12	1	140,31	12,12	50,00	4,32	100%	61,27	5,29	9,61	4,88	8,47	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00
	13	1	142,84	12,34	50,00	4,32	100%	61,27	5,29	9,61	5,10	5,24	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00
	14	1	117,97	10,19	50,00	4,32	100%	61,27	5,29	9,61	2,95	3,31	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00
	15	1	163,11	14,09	50,00	4,32	100%	61,27	5,29	9,61	6,85	5,06	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00
	16	1	169,56	14,65	50,00	4,32	100%	61,27	5,29	9,61	7,41	9,52	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00
	17	1	158,88	13,73	50,00	4,32	100%	61,27	5,29	9,61	6,49	9,15	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00
	18	1	161,91	13,99	50,00	4,32	100%	61,27	5,29	9,61	6,75	8,49	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00
	19	1	138,70	11,98	50,00	4,32	100%	61,27	5,29	9,61	4,74	6,75	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00
	20	1	144,46	12,48	50,00	4,32	100%	61,27	5,29	9,61	5,24	5,24	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00
	21	1	144,48	12,48	50,00	4,32	100%	61,27	5,29	9,61	5,24	5,74	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00
	22	1	123,13	10,64	50,00	4,32	100%	61,27	5,29	9,61	3,40	3,89	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00
	23	1	140,95	12,18	50,00	4,32	100%	61,27	5,29	9,61	4,94	3,59	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00
	24	1	190,43	16,45	50,00	4,32	100%	61,27	5,29	9,61	9,21	9,40	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00
	25	1	273,64	23,64	50,00	4,32	100%	61,27	5,29	9,61	16,40	20,87	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00
	26	1	209,20	18,07	50,00	4,32	100%	61,27	5,29	9,61	10,83	22,49	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00
	27	1	204,07	17,63	50,00	4,32	100%	61,27	5,29	9,61	10,39	16,48	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00



Bulan	Tanggal	Jumlah Hari	Debit Inflow		Eksisting Debit Outflow PLTA Lodoyo I		Pengembangan Debit Outflow PLTA Lodoyo II			Debit Outflow Total (jt m <sup>3</sup> )	Volume Efektif (jt m <sup>3</sup> )	Melimpas (jt m <sup>3</sup> )	Jumlah Gagal	Volume Tot .Waduk (jt m <sup>3</sup> )	RWL (m)	Pengembangan		Jumlah Turbin Beroperasi
			(m <sup>3</sup> /det)	(jt m <sup>3</sup> )	(m <sup>3</sup> /det)	(jt m <sup>3</sup> )	draft	(m <sup>3</sup> /det)	(jt m <sup>3</sup> )							Unit 1 Power Discharge (m <sup>3</sup> /det)	Unit 2 Power Discharge (m <sup>3</sup> /det)	
mar	8	1	175,60	15,17	50,00	4,32	100%	61,27	5,29	9,61	7,93	18,93	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00
	9	1	177,97	15,38	50,00	4,32	100%	61,27	5,29	9,61	8,13	11,32	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00
	10	1	148,33	12,82	50,00	4,32	100%	61,27	5,29	9,61	5,57	8,97	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00
	11	1	139,92	12,09	50,00	4,32	100%	61,27	5,29	9,61	4,85	5,68	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00
	12	1	180,17	15,57	50,00	4,32	100%	61,27	5,29	9,61	8,32	8,43	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00
	13	1	170,66	14,75	50,00	4,32	100%	61,27	5,29	9,61	7,50	11,08	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00
	14	1	205,70	17,77	50,00	4,32	100%	61,27	5,29	9,61	10,53	13,29	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00
	15	1	242,29	20,93	50,00	4,32	100%	61,27	5,29	9,61	13,69	19,48	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00
	16	1	215,32	18,60	50,00	4,32	100%	61,27	5,29	9,61	11,36	20,31	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00
	17	1	275,44	23,80	50,00	4,32	100%	61,27	5,29	9,61	16,56	23,17	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00
	18	1	275,44	23,80	50,00	4,32	100%	61,27	5,29	9,61	16,56	28,37	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00
	19	1	244,15	21,09	50,00	4,32	100%	61,27	5,29	9,61	13,85	25,67	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00
	20	1	226,16	19,54	50,00	4,32	100%	61,27	5,29	9,61	12,30	21,41	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00
	21	1	217,93	18,83	50,00	4,32	100%	61,27	5,29	9,61	11,59	19,14	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00
	22	1	253,78	21,93	50,00	4,32	100%	61,27	5,29	9,61	14,68	21,53	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00
	23	1	295,44	25,53	50,00	4,32	100%	61,27	5,29	9,61	18,28	28,23	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00
	24	1	207,37	17,92	50,00	4,32	100%	61,27	5,29	9,61	10,68	24,22	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00
	25	1	188,94	16,32	50,00	4,32	100%	61,27	5,29	9,61	9,08	15,01	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00
	26	1	175,95	15,20	50,00	4,32	100%	61,27	5,29	9,61	7,96	12,30	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00
	27	1	162,22	14,02	50,00	4,32	100%	61,27	5,29	9,61	6,77	9,99	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00
	28	1	146,36	12,65	50,00	4,32	100%	61,27	5,29	9,61	5,40	7,43	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00
	1	1	140,82	12,17	50,00	4,32	100%	61,27	5,29	9,61	4,92	5,59	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00
	2	1	120,39	10,40	50,00	4,32	100%	61,27	5,29	9,61	3,16	3,34	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00
	3	1	144,89	12,52	50,00	4,32	100%	61,27	5,29	9,61	5,28	3,69	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00
	4	1	163,07	14,09	50,00	4,32	100%	61,27	5,29	9,61	6,85	7,38	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00
	5	1	269,72	23,30	50,00	4,32	100%	61,27	5,29	9,61	16,06	18,17	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00
	6	1	231,98	20,04	50,00	4,32	100%	61,27	5,29	9,61	12,80	24,12	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00
	7	1	195,84	16,92	50,00	4,32	100%	61,27	5,29	9,61	9,68	17,74	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00
8	1	217,67	18,81	50,00	4,32	100%	61,27	5,29	9,61	11,56	16,50	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00	

Bulan	Tanggal	Jumlah Hari	Debit Inflow		Eksisting Debit Outflow PLTA Lodoyo I		Pengembangan Debit Outflow PLTA Lodoyo II			Debit Outflow Total (jt m <sup>3</sup> )	Volume Efektif (jt m <sup>3</sup> )	Melimpas (jt m <sup>3</sup> )	Jumlah Gagal	Volume Tot .Waduk (jt m <sup>3</sup> )	RWL (m)	Pengembangan		Jumlah Turbin Beroperasi
			(m <sup>3</sup> /det)	(jt m <sup>3</sup> )	(m <sup>3</sup> /det)	(jt m <sup>3</sup> )	draft	(m <sup>3</sup> /det)	(jt m <sup>3</sup> )							Unit 1 Power Discharge (m <sup>3</sup> /det)	Unit 2 Power Discharge (m <sup>3</sup> /det)	
apr	21	1	168,55	14,56	50,00	4,32	100%	61,27	5,29	9,61	7,32	12,26	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00
	22	1	151,10	13,06	50,00	4,32	100%	61,27	5,29	9,61	5,81	8,39	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00
	23	1	110,20	9,52	50,00	4,32	100%	61,27	5,29	9,61	2,28	3,35	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00
	24	1	118,53	10,24	50,00	4,32	100%	61,27	5,29	9,61	3,00	0,54	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00
	25	1	104,33	9,01	50,00	4,32	100%	61,27	5,29	9,61	1,77	0,03	0	2,12	134,99	30,63	30,63	2,00
	26	1	103,71	8,96	50,00	4,32	100%	61,27	5,29	9,61	1,46	0,00	0	1,81	134,43	30,63	30,63	2,00
	27	1	95,75	8,27	50,00	4,32	100%	61,27	5,29	9,61	0,47	0,00	0	0,81	132,16	30,63	30,63	2,00
	28	1	90,75	7,84	50,00	4,32	100%	61,27	5,29	9,61	0,00	0,00	1	0,35	130,50	30,63	30,63	2,00
	29	1	137,32	11,86	50,00	4,32	100%	61,27	5,29	9,61	2,60	0,00	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00
	30	1	267,71	23,13	50,00	4,32	100%	61,27	5,29	9,61	15,89	13,74	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00
	31	1	183,22	15,83	50,00	4,32	100%	61,27	5,29	9,61	8,59	19,73	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00
	1	1	212,17	18,33	50,00	4,32	100%	61,27	5,29	9,61	11,09	14,93	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00
	2	1	202,99	17,54	50,00	4,32	100%	61,27	5,29	9,61	10,30	16,64	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00
	3	1	187,10	16,17	50,00	4,32	100%	61,27	5,29	9,61	8,92	14,48	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00
	4	1	193,13	16,69	50,00	4,32	100%	61,27	5,29	9,61	9,44	13,62	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00
	5	1	227,03	19,62	50,00	4,32	100%	61,27	5,29	9,61	12,37	17,07	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00
	6	1	210,50	18,19	50,00	4,32	100%	61,27	5,29	9,61	10,95	18,58	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00
	7	1	262,39	22,67	50,00	4,32	100%	61,27	5,29	9,61	15,43	21,63	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00
8	1	236,18	20,41	50,00	4,32	100%	61,27	5,29	9,61	13,16	23,85	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00	
9	1	166,57	14,39	50,00	4,32	100%	61,27	5,29	9,61	7,15	15,57	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00	
10	1	178,51	15,42	50,00	4,32	100%	61,27	5,29	9,61	8,18	10,59	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00	
11	1	212,51	18,36	50,00	4,32	100%	61,27	5,29	9,61	11,12	14,56	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00	
12	1	247,33	21,37	50,00	4,32	100%	61,27	5,29	9,61	14,13	20,50	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00	
13	1	203,18	17,56	50,00	4,32	100%	61,27	5,29	9,61	10,31	19,70	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00	
14	1	198,21	17,13	50,00	4,32	100%	61,27	5,29	9,61	9,88	15,45	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00	
15	1	241,29	20,85	50,00	4,32	100%	61,27	5,29	9,61	13,61	18,75	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00	
16	1	236,52	20,44	50,00	4,32	100%	61,27	5,29	9,61	13,19	22,06	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00	
17	1	234,70	20,28	50,00	4,32	100%	61,27	5,29	9,61	13,04	21,49	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00	
18	1	201,61	17,42	50,00	4,32	100%	61,27	5,29	9,61	10,18	18,47	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00	

Bulan	Tanggal	Jumlah Hari	Debit Inflow		Eksisting Debit Outflow PLTA Lodoyo I		Pengembangan Debit Outflow PLTA Lodoyo II			Debit Outflow Total (jt m <sup>3</sup> )	Volume Efektif (jt m <sup>3</sup> )	Melimpas (jt m <sup>3</sup> )	Jumlah Gagal	Volume Tot .Waduk (jt m <sup>3</sup> )	RWL (m)	Pengembangan		Jumlah Turbin Beroperasi
			(m <sup>3</sup> /det)	(jt m <sup>3</sup> )	(m <sup>3</sup> /det)	(jt m <sup>3</sup> )	draft	(m <sup>3</sup> /det)	(jt m <sup>3</sup> )							Unit 1 Power Discharge	Unit 2 Power Discharge	
																(m <sup>3</sup> /det)	(m <sup>3</sup> /det)	
mei	1	1	112,72	9,74	50,00	4,32	100%	61,27	5,29	9,61	2,50	0,62	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00
	2	1	119,40	10,32	50,00	4,32	90%	55,14	4,76	9,08	3,60	1,36	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00
	3	1	140,09	12,10	50,00	4,32	90%	55,14	4,76	9,08	5,39	4,25	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00
	4	1	128,37	11,09	50,00	4,32	90%	55,14	4,76	9,08	4,38	5,03	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00
	5	1	121,18	10,47	50,00	4,32	90%	55,14	4,76	9,08	3,76	3,39	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00
	6	1	124,83	10,78	50,00	4,32	90%	55,14	4,76	9,08	4,07	3,09	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00
	7	1	143,27	12,38	50,00	4,32	90%	55,14	4,76	9,08	5,67	5,00	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00
	8	1	145,57	12,58	50,00	4,32	90%	55,14	4,76	9,08	5,86	6,79	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00
	9	1	128,39	11,09	50,00	4,32	90%	55,14	4,76	9,08	4,38	5,50	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00
	10	1	85,22	7,36	50,00	4,32	90%	55,14	4,76	9,08	0,65	0,29	0	1,00	132,65	30,63	30,63	2,00
	11	1	104,64	9,04	50,00	4,32	90%	55,14	4,76	9,08	0,95	0,00	0	1,30	133,38	30,63	30,63	2,00
	12	1	105,50	9,12	50,00	4,32	90%	55,14	4,76	9,08	1,33	0,00	0	1,67	134,16	30,63	30,63	2,00
	13	1	98,50	8,51	50,00	4,32	90%	55,14	4,76	9,08	1,10	0,00	0	1,45	133,70	30,63	30,63	2,00
	14	1	101,46	8,77	50,00	4,32	90%	55,14	4,76	9,08	1,13	0,00	0	1,47	133,75	30,63	30,63	2,00
	15	1	107,72	9,31	50,00	4,32	90%	55,14	4,76	9,08	1,70	0,00	0	2,04	134,85	30,63	30,63	2,00
	16	1	115,40	9,97	50,00	4,32	90%	55,14	4,76	9,08	2,93	0,21	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00
	17	1	148,46	12,83	50,00	4,32	90%	55,14	4,76	9,08	6,11	4,30	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00
	18	1	155,11	13,40	50,00	4,32	90%	55,14	4,76	9,08	6,69	8,06	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00
	19	1	217,47	18,79	50,00	4,32	90%	55,14	4,76	9,08	12,08	14,02	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00
	20	1	145,54	12,57	50,00	4,32	90%	55,14	4,76	9,08	5,86	13,20	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00
	21	1	127,76	11,04	50,00	4,32	90%	55,14	4,76	9,08	4,33	5,44	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00
	22	1	150,21	12,98	50,00	4,32	90%	55,14	4,76	9,08	6,27	5,85	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00
	23	1	198,56	17,16	50,00	4,32	90%	55,14	4,76	9,08	10,44	11,97	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00
	24	1	244,84	21,15	50,00	4,32	90%	55,14	4,76	9,08	14,44	20,14	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00
	25	1	238,61	20,62	50,00	4,32	90%	55,14	4,76	9,08	13,90	23,60	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00
	26	1	228,11	19,71	50,00	4,32	90%	55,14	4,76	9,08	13,00	22,16	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00
	27	1	290,54	25,10	50,00	4,32	90%	55,14	4,76	9,08	18,39	26,64	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00
	28	1	204,33	17,65	50,00	4,32	90%	55,14	4,76	9,08	10,94	24,59	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00
	29	1	218,38	18,87	50,00	4,32	90%	55,14	4,76	9,08	12,15	18,35	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00

Bulan	Tanggal	Jumlah Hari	Debit Inflow		Eksisting Debit Outflow PLTA Lodoyo I		Pengembangan Debit Outflow PLTA Lodoyo II			Debit Outflow Total	Volume Efektif	Melimpas	Jumlah Gagal	Volume Tot .Waduk	RWL	Pengembangan		Jumlah Turbin Beroperasi
			(m <sup>3</sup> /det)	(jt m <sup>3</sup> )	(m <sup>3</sup> /det)	(jt m <sup>3</sup> )	draft	(m <sup>3</sup> /det)	(jt m <sup>3</sup> )							(jt m <sup>3</sup> )	(jt m <sup>3</sup> )	
										(m <sup>3</sup> /det)	(m <sup>3</sup> /det)							
jul	11	1	251,79	21,75	50,00	4,32	70%	42,89	3,71	8,03	16,10	26,75	0	2,37	135,50	30,63	24,51	2,00
	12	1	245,17	21,18	50,00	4,32	70%	42,89	3,71	8,03	15,53	26,89	0	2,37	135,50	30,63	24,51	2,00
	13	1	221,91	19,17	50,00	4,32	70%	42,89	3,71	8,03	13,52	24,31	0	2,37	135,50	30,63	24,51	2,00
	14	1	216,68	18,72	50,00	4,32	70%	42,89	3,71	8,03	13,07	21,84	0	2,37	135,50	30,63	24,51	2,00
	15	1	186,12	16,08	50,00	4,32	70%	42,89	3,71	8,03	10,43	18,75	0	2,37	135,50	30,63	24,51	2,00
	16	1	185,90	16,06	50,00	4,32	70%	42,89	3,71	8,03	10,41	16,09	0	2,37	135,50	30,63	24,51	2,00
	17	1	173,18	14,96	50,00	4,32	70%	42,89	3,71	8,03	9,31	14,97	0	2,37	135,50	30,63	24,51	2,00
	18	1	127,57	11,02	50,00	4,32	70%	42,89	3,71	8,03	5,37	9,93	0	2,37	135,50	30,63	24,51	2,00
	19	1	219,69	18,98	50,00	4,32	70%	42,89	3,71	8,03	13,33	13,95	0	2,37	135,50	30,63	24,51	2,00
	20	1	165,28	14,28	50,00	4,32	70%	42,89	3,71	8,03	8,63	17,21	0	2,37	135,50	30,63	24,51	2,00
	21	1	213,73	18,47	50,00	4,32	70%	42,89	3,71	8,03	12,81	16,70	0	2,37	135,50	30,63	24,51	2,00
	22	1	264,14	22,82	50,00	4,32	70%	42,89	3,71	8,03	17,17	25,24	0	2,37	135,50	30,63	24,51	2,00
	23	1	252,69	21,83	50,00	4,32	70%	42,89	3,71	8,03	16,18	28,60	0	2,37	135,50	30,63	24,51	2,00
	24	1	201,30	17,39	50,00	4,32	70%	42,89	3,71	8,03	11,74	23,17	0	2,37	135,50	30,63	24,51	2,00
	25	1	120,76	10,43	50,00	4,32	70%	42,89	3,71	8,03	4,78	11,78	0	2,37	135,50	30,63	24,51	2,00
	26	1	120,52	10,41	50,00	4,32	70%	42,89	3,71	8,03	4,76	4,80	0	2,37	135,50	30,63	24,51	2,00
	27	1	121,02	10,46	50,00	4,32	70%	42,89	3,71	8,03	4,80	4,82	0	2,37	135,50	30,63	24,51	2,00
	28	1	105,65	9,13	50,00	4,32	70%	42,89	3,71	8,03	3,47	3,53	0	2,37	135,50	30,63	24,51	2,00
	29	1	126,16	10,90	50,00	4,32	70%	42,89	3,71	8,03	5,25	3,98	0	2,37	135,50	30,63	24,51	2,00
	30	1	123,77	10,69	50,00	4,32	70%	42,89	3,71	8,03	5,04	5,54	0	2,37	135,50	30,63	24,51	2,00
	1	1	179,50	15,51	50,00	4,32	60%	36,76	3,18	7,50	10,38	10,68	0	2,37	135,50	30,63	24,51	2,00
	2	1	200,57	17,33	50,00	4,32	60%	36,76	3,18	7,50	12,20	17,85	0	2,37	135,50	30,63	24,51	2,00
	3	1	220,89	19,08	50,00	4,32	60%	36,76	3,18	7,50	13,96	21,42	0	2,37	135,50	30,63	24,51	2,00
	4	1	192,08	16,60	50,00	4,32	60%	36,76	3,18	7,50	11,47	20,69	0	2,37	135,50	30,63	24,51	2,00
	5	1	117,15	10,12	50,00	4,32	60%	36,76	3,18	7,50	5,00	11,72	0	2,37	135,50	30,63	24,51	2,00
	6	1	118,67	10,25	50,00	4,32	60%	36,76	3,18	7,50	5,13	5,38	0	2,37	135,50	30,63	24,51	2,00
	7	1	140,36	12,13	50,00	4,32	60%	36,76	3,18	7,50	7,00	7,39	0	2,37	135,50	30,63	24,51	2,00
	8	1	70,68	6,11	50,00	4,32	60%	36,76	3,18	7,50	0,98	3,24	0	1,33	133,44	30,63	24,51	2,00
	9	1	70,49	6,09	50,00	4,32	60%	36,76	3,18	7,50	0,00	0,00	1	0,35	130,50	30,63	24,51	2,00

Bulan	Tanggal	Jumlah Hari	Debit Inflow		Eksisting Debit Outflow PLTA Lodoyo I		Pengembangan Debit Outflow PLTA Lodoyo II			Debit Outflow Total (jt m <sup>3</sup> )	Volume Efektif (jt m <sup>3</sup> )	Melimpas (jt m <sup>3</sup> )	Jumlah Gagal	Volume Tot .Waduk (jt m <sup>3</sup> )	RWL (m)	Pengembangan		Jumlah Turbin Beroperasi
			(m <sup>3</sup> /det)	(jt m <sup>3</sup> )	(m <sup>3</sup> /det)	(jt m <sup>3</sup> )	draft	(m <sup>3</sup> /det)	(jt m <sup>3</sup> )							Unit 1 Power Discharge	Unit 2 Power Discharge	
																(m <sup>3</sup> /det)	(m <sup>3</sup> /det)	
Agustus	22	1	120,01	10,37	50,00	4,32	50%	30,63	2,65	6,97	5,77	3,66	0	2,37	135,50	30,63	18,38	2,00
	23	1	130,02	11,23	50,00	4,32	50%	30,63	2,65	6,97	6,64	7,67	0	2,37	135,50	30,63	18,38	2,00
	24	1	81,47	7,04	50,00	4,32	50%	30,63	2,65	6,97	2,44	4,34	0	2,37	135,50	30,63	18,38	2,00
	25	1	173,34	14,98	50,00	4,32	50%	30,63	2,65	6,97	10,38	8,08	0	2,37	135,50	30,63	18,38	2,00
	26	1	189,57	16,38	50,00	4,32	50%	30,63	2,65	6,97	11,78	17,42	0	2,37	135,50	30,63	18,38	2,00
	27	1	113,40	9,80	50,00	4,32	50%	30,63	2,65	6,97	5,20	12,24	0	2,37	135,50	30,63	18,38	2,00
	28	1	96,44	8,33	50,00	4,32	50%	30,63	2,65	6,97	3,74	4,20	0	2,37	135,50	30,63	18,38	2,00
	29	1	84,61	7,31	50,00	4,32	50%	30,63	2,65	6,97	2,71	1,71	0	2,37	135,50	30,63	18,38	2,00
	30	1	92,28	7,97	50,00	4,32	50%	30,63	2,65	6,97	3,38	1,35	0	2,37	135,50	30,63	18,38	2,00
	31	1	93,15	8,05	50,00	4,32	50%	30,63	2,65	6,97	3,45	2,09	0	2,37	135,50	30,63	18,38	2,00
	1	1	133,45	11,53	50,00	4,32	40%	24,51	2,12	6,44	7,46	6,17	0	2,37	135,50	24,51	18,38	2,00
	2	1	92,00	7,95	50,00	4,32	40%	24,51	2,12	6,44	3,88	6,60	0	2,37	135,50	24,51	18,38	2,00
	3	1	103,10	8,91	50,00	4,32	40%	24,51	2,12	6,44	4,84	3,98	0	2,37	135,50	24,51	18,38	2,00
	4	1	82,55	7,13	50,00	4,32	40%	24,51	2,12	6,44	3,07	3,17	0	2,37	135,50	24,51	18,38	2,00
	5	1	82,51	7,13	50,00	4,32	40%	24,51	2,12	6,44	3,06	1,39	0	2,37	135,50	24,51	18,38	2,00
	6	1	82,37	7,12	50,00	4,32	40%	24,51	2,12	6,44	3,05	1,37	0	2,37	135,50	24,51	18,38	2,00
	7	1	93,85	8,11	50,00	4,32	40%	24,51	2,12	6,44	4,04	2,35	0	2,37	135,50	24,51	18,38	2,00
	8	1	96,23	8,31	50,00	4,32	40%	24,51	2,12	6,44	4,25	3,55	0	2,37	135,50	24,51	18,38	2,00
	9	1	84,02	7,26	50,00	4,32	40%	24,51	2,12	6,44	3,19	2,70	0	2,37	135,50	24,51	18,38	2,00
10	1	80,01	6,91	50,00	4,32	40%	24,51	2,12	6,44	2,85	1,30	0	2,37	135,50	24,51	18,38	2,00	
11	1	91,90	7,94	50,00	4,32	40%	24,51	2,12	6,44	3,87	1,98	0	2,37	135,50	24,51	18,38	2,00	
12	1	94,60	8,17	50,00	4,32	30%	18,38	1,59	5,91	4,64	3,77	0	2,37	135,50	19,61	18,38	2,00	
13	1	75,99	6,57	50,00	4,32	30%	18,38	1,59	5,91	3,03	2,92	0	2,37	135,50	19,61	18,38	2,00	
14	1	75,20	6,50	50,00	4,32	30%	18,38	1,59	5,91	2,96	1,25	0	2,37	135,50	19,61	18,38	2,00	
15	1	84,53	7,30	50,00	4,32	30%	18,38	1,59	5,91	3,77	1,98	0	2,37	135,50	19,61	18,38	2,00	
16	1	93,66	8,09	50,00	4,32	30%	18,38	1,59	5,91	4,56	3,58	0	2,37	135,50	19,61	18,38	2,00	
17	1	94,54	8,17	50,00	4,32	30%	18,38	1,59	5,91	4,63	4,44	0	2,37	135,50	19,61	18,38	2,00	
18	1	89,58	7,74	50,00	4,32	30%	18,38	1,59	5,91	4,20	4,09	0	2,37	135,50	19,61	18,38	2,00	
19	1	88,97	7,69	50,00	4,32	30%	18,38	1,59	5,91	4,15	3,61	0	2,37	135,50	19,61	18,38	2,00	

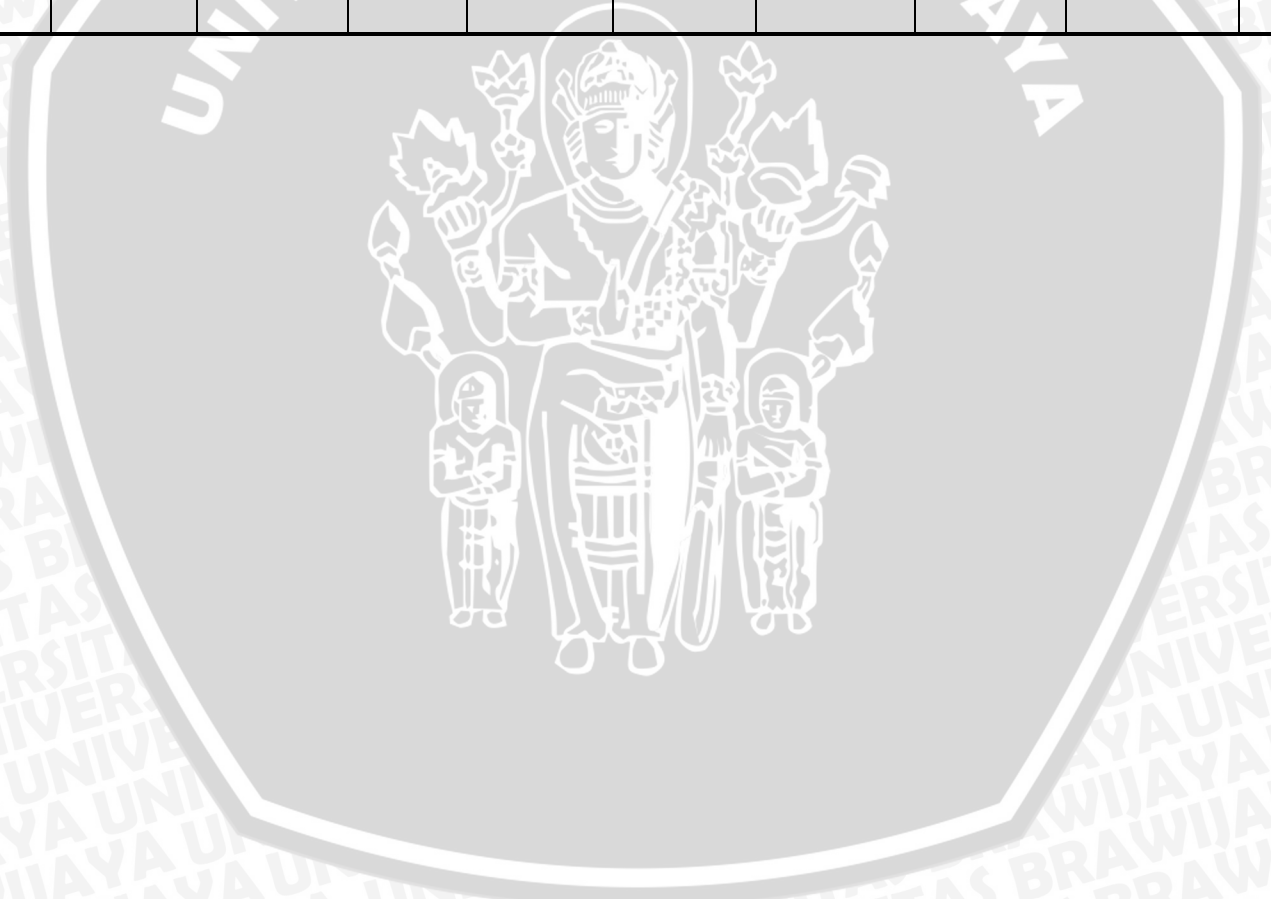
Bulan	Tanggal	Jumlah Hari	Debit Inflow		Eksisting Debit Outflow PLTA Lodoyo I		Pengembangan Debit Outflow PLTA Lodoyo II			Debit Outflow Total	Volume Efektif	Melimpas	Jumlah Gagal	Volume Tot .Waduk	RWL	Pengembangan		Jumlah Turbin Beroperasi
			(m <sup>3</sup> /det)	(jt m <sup>3</sup> )	(m <sup>3</sup> /det)	(jt m <sup>3</sup> )	draft	(m <sup>3</sup> /det)	(jt m <sup>3</sup> )							(jt m <sup>3</sup> )	(jt m <sup>3</sup> )	
										(m <sup>3</sup> /det)	(m <sup>3</sup> /det)							
sep	1	1	88,44	7,64	50,00	4,32	20%	12,25	1,06	5,38	4,63	3,01	0	2,37	135,50	14,70	12,25	1,00
	2	1	78,88	6,82	50,00	4,32	20%	12,25	1,06	5,38	3,81	3,70	0	2,37	135,50	14,70	12,25	1,00
	3	1	81,10	7,01	50,00	4,32	20%	12,25	1,06	5,38	4,00	3,06	0	2,37	135,50	14,70	12,25	1,00
	4	1	84,10	7,27	50,00	4,32	20%	12,25	1,06	5,38	4,26	3,52	0	2,37	135,50	14,70	12,25	1,00
	5	1	82,84	7,16	50,00	4,32	20%	12,25	1,06	5,38	4,15	3,67	0	2,37	135,50	14,70	12,25	1,00
	6	1	67,75	5,85	50,00	4,32	20%	12,25	1,06	5,38	2,85	2,25	0	2,37	135,50	14,70	12,25	1,00
	7	1	72,84	6,29	50,00	4,32	20%	12,25	1,06	5,38	3,29	1,39	0	2,37	135,50	14,70	12,25	1,00
	8	1	56,69	4,90	50,00	4,32	20%	12,25	1,06	5,38	1,89	0,43	0	2,24	135,23	14,70	12,25	1,00
	9	1	76,71	6,63	50,00	4,32	20%	12,25	1,06	5,38	3,49	0,77	0	2,37	135,50	14,70	12,25	1,00
	10	1	66,27	5,73	50,00	4,32	20%	12,25	1,06	5,38	2,72	1,46	0	2,37	135,50	14,70	12,25	1,00
	11	1	68,85	5,95	50,00	4,32	20%	12,25	1,06	5,38	2,94	0,92	0	2,37	135,50	14,70	12,25	1,00
	12	1	66,09	5,71	50,00	4,32	20%	12,25	1,06	5,38	2,70	0,90	0	2,37	135,50	14,70	12,25	1,00
	13	1	72,00	6,22	50,00	4,32	20%	12,25	1,06	5,38	3,21	1,17	0	2,37	135,50	14,70	12,25	1,00
	14	1	69,16	5,98	50,00	4,32	20%	12,25	1,06	5,38	2,97	1,44	0	2,37	135,50	14,70	12,25	1,00
	15	1	68,89	5,95	50,00	4,32	20%	12,25	1,06	5,38	2,94	1,17	0	2,37	135,50	14,70	12,25	1,00
	16	1	69,71	6,02	50,00	4,32	20%	12,25	1,06	5,38	3,02	1,22	0	2,37	135,50	14,70	12,25	1,00
	17	1	67,81	5,86	50,00	4,32	20%	12,25	1,06	5,38	2,85	1,12	0	2,37	135,50	14,70	12,25	1,00
	18	1	64,65	5,59	50,00	4,32	20%	12,25	1,06	5,38	2,58	0,69	0	2,37	135,50	14,70	12,25	1,00
	19	1	62,74	5,42	50,00	4,32	10%	6,13	0,53	4,85	2,94	0,78	0	2,37	135,50	9,80	4,90	1,00
	20	1	65,83	5,69	50,00	4,32	10%	6,13	0,53	4,85	3,21	1,41	0	2,37	135,50	9,80	4,90	1,00
	21	1	66,82	5,77	50,00	4,32	10%	6,13	0,53	4,85	3,30	1,76	0	2,37	135,50	9,80	4,90	1,00
	22	1	91,88	7,94	50,00	4,32	10%	6,13	0,53	4,85	5,46	4,01	0	2,37	135,50	9,80	4,90	1,00
	23	1	68,24	5,90	50,00	4,32	10%	6,13	0,53	4,85	3,42	4,14	0	2,37	135,50	9,80	4,90	1,00
	24	1	68,93	5,96	50,00	4,32	10%	6,13	0,53	4,85	3,48	2,15	0	2,37	135,50	9,80	4,90	1,00
	25	1	58,76	5,08	50,00	4,32	10%	6,13	0,53	4,85	2,60	1,33	0	2,37	135,50	9,80	4,90	1,00
	26	1	86,84	7,50	50,00	4,32	40%	24,51	2,12	6,44	3,44	1,29	0	2,37	135,50	24,51	18,38	2,00
	27	1	64,23	5,55	50,00	4,32	40%	24,51	2,12	6,44	1,48	0,18	0	1,83	134,46	24,51	18,38	2,00
	28	1	64,84	5,60	50,00	4,32	40%	24,51	2,12	6,44	0,99	0,00	0	1,34	133,47	24,51	18,38	2,00
	29	1	61,39	5,30	50,00	4,32	40%	24,51	2,12	6,44	0,20	0,00	0	0,55	131,32	24,51	18,38	2,00

Bulan	Tanggal	Jumlah Hari	Debit Inflow		Eksisting Debit Outflow PLTA Lodoyo I		Pengembangan Debit Outflow PLTA Lodoyo II			Debit Outflow Total	Volume Efektif	Melimpas	Jumlah Gagal	Volume Tot .Waduk	RWL	Pengembangan		Jumlah Turbin Beroperasi
			(m <sup>3</sup> /det)	(jt m <sup>3</sup> )	(m <sup>3</sup> /det)	(jt m <sup>3</sup> )	draft	(m <sup>3</sup> /det)	(jt m <sup>3</sup> )							(jt m <sup>3</sup> )	(jt m <sup>3</sup> )	
										(m <sup>3</sup> /det)	(m <sup>3</sup> /det)							
	12	1	41,17	3,56	50,00	4,32	40%	24,51	2,12	6,44	0,00	0,00	1	0,35	130,50	24,51	18,38	2,00
	13	1	42,97	3,71	50,00	4,32	40%	24,51	2,12	6,44	0,00	0,00	1	0,35	130,50	24,51	18,38	2,00
	14	1	45,38	3,92	50,00	4,32	40%	24,51	2,12	6,44	0,00	0,00	1	0,35	130,50	24,51	18,38	2,00
	15	1	44,71	3,86	50,00	4,32	40%	24,51	2,12	6,44	0,00	0,00	1	0,35	130,50	24,51	18,38	2,00
	16	1	42,42	3,67	50,00	4,32	40%	24,51	2,12	6,44	0,00	0,00	1	0,35	130,50	24,51	18,38	2,00
	17	1	48,90	4,22	50,00	4,32	40%	24,51	2,12	6,44	0,00	0,00	1	0,35	130,50	24,51	18,38	2,00
	18	1	47,22	4,08	50,00	4,32	40%	24,51	2,12	6,44	0,00	0,00	1	0,35	130,50	24,51	18,38	2,00
	19	1	45,78	3,96	50,00	4,32	40%	24,51	2,12	6,44	0,00	0,00	1	0,35	130,50	24,51	18,38	2,00
	20	1	66,62	5,76	50,00	4,32	40%	24,51	2,12	6,44	0,00	0,00	1	0,35	130,50	24,51	18,38	2,00
	21	1	54,92	4,75	50,00	4,32	40%	24,51	2,12	6,44	0,00	0,00	1	0,35	130,50	24,51	18,38	2,00
	22	1	48,03	4,15	50,00	4,32	40%	24,51	2,12	6,44	0,00	0,00	1	0,35	130,50	24,51	18,38	2,00
	23	1	49,36	4,26	50,00	4,32	40%	24,51	2,12	6,44	0,00	0,00	1	0,35	130,50	24,51	18,38	2,00
	24	1	49,48	4,27	50,00	4,32	40%	24,51	2,12	6,44	0,00	0,00	1	0,35	130,50	24,51	18,38	2,00
	25	1	62,78	5,42	50,00	4,32	40%	24,51	2,12	6,44	0,00	0,00	1	0,35	130,50	24,51	18,38	2,00
	26	1	74,96	6,48	50,00	4,32	40%	24,51	2,12	6,44	0,38	0,00	0	0,73	131,92	24,51	18,38	2,00
	27	1	59,89	5,17	50,00	4,32	40%	24,51	2,12	6,44	0,00	0,00	1	0,35	130,50	24,51	18,38	2,00
	28	1	62,85	5,43	50,00	4,32	40%	24,51	2,12	6,44	0,00	0,00	1	0,35	130,50	24,51	18,38	2,00
	29	1	54,28	4,69	50,00	4,32	40%	24,51	2,12	6,44	0,00	0,00	1	0,35	130,50	24,51	18,38	2,00
	30	1	68,12	5,89	50,00	4,32	40%	24,51	2,12	6,44	0,00	0,00	1	0,35	130,50	24,51	18,38	2,00
	31	1	59,80	5,17	50,00	4,32	40%	24,51	2,12	6,44	0,00	0,00	1	0,35	130,50	24,51	18,38	2,00
nop	1	1	87,54	7,56	50,00	4,32	50%	30,63	2,65	6,97	0,94	0,00	0	1,29	133,35	30,63	18,38	2,00
	2	1	64,07	5,54	50,00	4,32	50%	30,63	2,65	6,97	0,00	0,00	1	0,35	130,50	30,63	18,38	2,00
	3	1	64,04	5,53	50,00	4,32	50%	30,63	2,65	6,97	0,00	0,00	1	0,35	130,50	30,63	18,38	2,00
	4	1	69,63	6,02	50,00	4,32	50%	30,63	2,65	6,97	0,00	0,00	1	0,35	130,50	30,63	18,38	2,00
	5	1	90,25	7,80	50,00	4,32	50%	30,63	2,65	6,97	1,18	0,00	0	1,52	133,86	30,63	18,38	2,00
	6	1	86,72	7,49	50,00	4,32	50%	30,63	2,65	6,97	2,05	0,00	0	2,37	135,50	30,63	18,38	2,00
	7	1	81,23	7,02	50,00	4,32	50%	30,63	2,65	6,97	2,42	0,00	0	2,37	135,50	30,63	18,38	2,00
	8	1	126,25	10,91	50,00	4,32	50%	30,63	2,65	6,97	6,31	3,99	0	2,37	135,50	30,63	18,38	2,00
	9	1	79,30	6,85	50,00	4,32	50%	30,63	2,65	6,97	2,26	3,83	0	2,37	135,50	30,63	18,38	2,00

Bulan	Tanggal	Jumlah Hari	Debit Inflow		Eksisting Debit Outflow PLTA Lodoyo I		Pengembangan Debit Outflow PLTA Lodoyo II			Debit Outflow Total	Volume Efektif	Melimpas	Jumlah Gagal	Volume Tot .Waduk	RWL	Pengembangan		Jumlah Turbin Beroperasi		
			(m <sup>3</sup> /det)	(jt m <sup>3</sup> )	(m <sup>3</sup> /det)	(jt m <sup>3</sup> )	draft	(m <sup>3</sup> /det)	(jt m <sup>3</sup> )							(jt m <sup>3</sup> )	(jt m <sup>3</sup> )		(m <sup>3</sup> /det)	(m <sup>3</sup> /det)
des	22	1	92,13	7,96	50,00	4,32	90%	55,14	4,76	9,08	1,25	5,80	0	1,59	134,00	30,63	30,63	2,00		
	23	1	82,20	7,10	50,00	4,32	90%	55,14	4,76	9,08	0,00	0,00	1	0,35	130,50	30,63	30,63	2,00		
	24	1	73,60	6,36	50,00	4,32	90%	55,14	4,76	9,08	0,00	0,00	1	0,35	130,50	30,63	30,63	2,00		
	25	1	79,75	6,89	50,00	4,32	90%	55,14	4,76	9,08	0,00	0,00	1	0,35	130,50	30,63	30,63	2,00		
	26	1	231,82	20,03	50,00	4,32	90%	55,14	4,76	9,08	11,29	8,57	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00		
	27	1	282,36	24,40	50,00	4,32	90%	55,14	4,76	9,08	17,68	24,23	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00		
	28	1	214,71	18,55	50,00	4,32	90%	55,14	4,76	9,08	11,84	24,78	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00		
	29	1	105,68	9,13	50,00	4,32	90%	55,14	4,76	9,08	2,42	9,51	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00		
	30	1	221,17	19,11	50,00	4,32	90%	55,14	4,76	9,08	12,40	10,07	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00		
	1	1	76,11	6,58	50,00	4,32	90%	55,14	4,76	9,08	0,00	7,52	1	0,35	130,50	30,63	30,63	2,00		
	2	1	108,78	9,40	50,00	4,32	90%	55,14	4,76	9,08	0,66	0,00	0	1,01	132,68	30,63	30,63	2,00		
	3	1	123,55	10,67	50,00	4,32	90%	55,14	4,76	9,08	2,60	0,00	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00		
	4	1	109,65	9,47	50,00	4,32	90%	55,14	4,76	9,08	2,76	0,61	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00		
	5	1	165,37	14,29	50,00	4,32	90%	55,14	4,76	9,08	7,58	5,59	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00		
	6	1	158,23	13,67	50,00	4,32	90%	55,14	4,76	9,08	6,96	9,79	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00		
	7	1	94,26	8,14	50,00	4,32	90%	55,14	4,76	9,08	1,43	3,65	0	1,78	134,36	30,63	30,63	2,00		
	8	1	243,54	21,04	50,00	4,32	90%	55,14	4,76	9,08	13,73	11,02	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00		
	9	1	224,55	19,40	50,00	4,32	90%	55,14	4,76	9,08	12,69	21,68	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00		
	10	1	221,39	19,13	50,00	4,32	90%	55,14	4,76	9,08	12,42	20,36	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00		
	11	1	272,32	23,53	50,00	4,32	100%	61,27	5,29	9,61	16,29	23,96	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00		
12	1	214,72	18,55	50,00	4,32	100%	61,27	5,29	9,61	11,31	22,85	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00			
13	1	307,81	26,59	50,00	4,32	100%	61,27	5,29	9,61	19,35	25,92	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00			
14	1	344,41	29,76	50,00	4,32	100%	61,27	5,29	9,61	22,51	37,12	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00			
15	1	350,83	30,31	50,00	4,32	100%	61,27	5,29	9,61	23,07	40,84	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00			
16	1	315,57	27,27	50,00	4,32	100%	61,27	5,29	9,61	20,02	38,35	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00			
17	1	311,10	26,88	50,00	4,32	100%	61,27	5,29	9,61	19,64	34,92	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00			
18	1	255,43	22,07	50,00	4,32	100%	61,27	5,29	9,61	14,83	29,72	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00			
19	1	450,70	38,94	50,00	4,32	100%	61,27	5,29	9,61	31,70	41,78	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00			
20	1	422,44	36,50	50,00	4,32	100%	61,27	5,29	9,61	29,26	56,21	0	2,37	135,50	30,63	30,63	2,00			



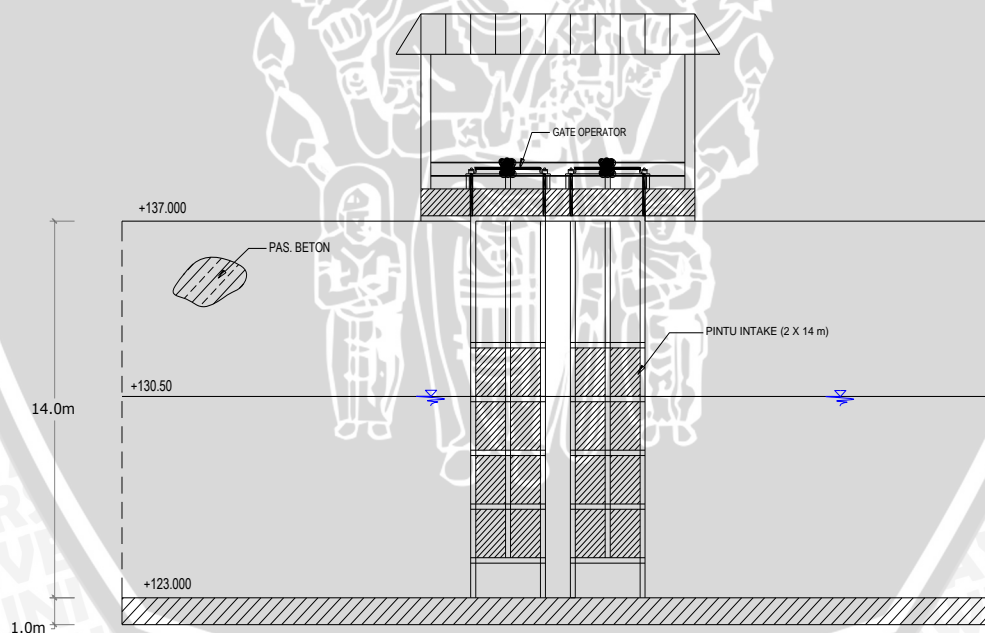
Bulan	Tanggal	Jumlah Hari	Debit Inflow		Eksisting Debit Outflow PLTA Lodoyo I		Pengembangan Debit Outflow PLTA Lodoyo II			Debit Outflow Total	Volume Efektif	Melimpas	Jumlah Gagal	Volume Tot .Waduk	RWL	Pengembangan		Jumlah Turbin Beroperasi
			(m <sup>3</sup> /det)	(jt m <sup>3</sup> )	(m <sup>3</sup> /det)	(jt m <sup>3</sup> )	draft	(m <sup>3</sup> /det)	(jt m <sup>3</sup> )							(jt m <sup>3</sup> )	(m <sup>3</sup> /det)	
jumlah																		
rerata			156,03	13,48	50,00	4,32	0,74	45,20	3,91	8,23						28,02	25,56	
max			639,15	55,22	50,00	4,32	1,00	61,27	5,29	9,61						30,63	30,63	
min			41,17	3,56	50,00	4,32	0,10	6,13	0,53	4,85						9,80	4,90	



#### 4.4. Perencanaan Bangunan Pengambilan

Bangunan pengambilan menggunakan tipe pengambilan bebas (*free intake*) dengan, data teknis yang direncanakan adalah :

Jenis pintu	: Pintu sorong
Bahan pintu	: baja
Debit desain	: $61,20 \text{ m}^3/\text{dt}$
Tinggi pintu	: 14 meter
Lebar pintu	: 3 meter
Jumlah Pintu	: 2 pintu
Elv ambang pintu	: +123,00
Elv MAN	: +136,00



**Gambar 4.6. Desain Pintu Intake PLTA Lodoyo II**

Analisa hidrolis yang dilakukan adalah tentang kapasitas pintu intake, analisa kapasitas pintu intake dihitung dengan menggunakan persamaan (2-17) untuk pengaliran bebas dan untuk pengaliran tenggelam menggunakan persamaan (2-20).

Contoh analisa kapasitas pintu intake (1 pintu) dengan tinggi bukaan 0,1 meter pada kondisi muka air hulu adalah muka air normal adalah sebagai berikut:

Dengan data perencanaan diatas maka:

$$Q = \mu b a \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot H}$$

Nilai  $\mu$  diambil 0,5

$$H : \text{Elv MAN} - \text{Elv ambang} : 136,00 - 123,00 = 13 \text{ m}$$

$$Q = 0,5 \cdot 3 \cdot 0,1 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 13}$$

$$Q = 7,64 \text{ m}^3/\text{dt}$$

Dengan cara yang sama maka perhitungan kapasitas pintu intake ditabelkan sebagai berikut:

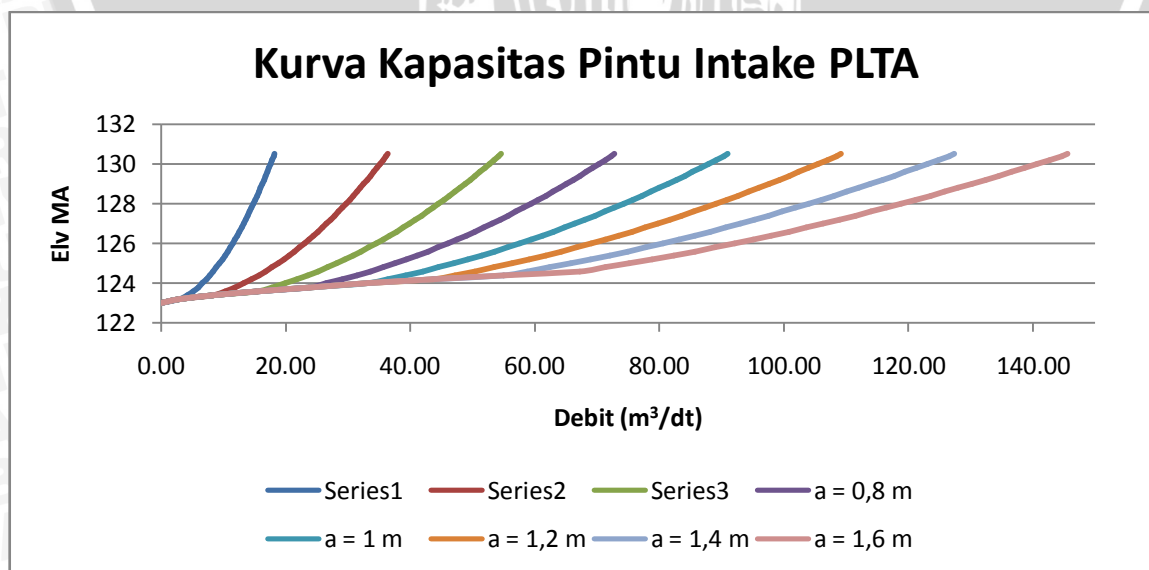
**Tabel 4.10. Perhitungan Kapasitas Pintu Intake PLTA**

No	Elevasi MA	Tinggi MA (H) (m)	Bukaan pintu (m)							
			0.2	0.4	0.6	0.8	1	1.2	1.4	1.6
1	123	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2	123.2	0.2	2.97	2.97	2.97	2.97	2.97	2.97	2.97	2.97
3	123.4	0.4	4.20	8.40	8.40	8.40	8.40	8.40	8.40	8.40
4	123.6	0.6	5.15	10.29	15.44	15.44	15.44	15.44	15.44	15.44
5	123.8	0.8	5.94	11.89	17.83	23.77	23.77	23.77	23.77	23.77
6	124	1	6.64	13.29	19.93	26.58	33.22	33.22	33.22	33.22
7	124.2	1.2	7.28	14.56	21.83	29.11	36.39	43.67	43.67	43.67
8	124.4	1.4	7.86	15.72	23.58	31.45	39.31	47.17	55.03	55.03
9	124.6	1.6	8.40	16.81	25.21	33.62	42.02	50.43	58.83	67.23
10	124.8	1.8	8.91	17.83	26.74	35.66	44.57	53.48	62.40	71.31
11	125	2	9.40	18.79	28.19	37.59	46.98	56.38	65.77	75.17
12	125.2	2.2	9.85	19.71	29.56	39.42	49.27	59.13	68.98	78.84
13	125.4	2.4	10.29	20.59	30.88	41.17	51.47	61.76	72.05	82.34
14	125.6	2.6	10.71	21.43	32.14	42.85	53.57	64.28	74.99	85.71
15	125.8	2.8	11.12	22.24	33.35	44.47	55.59	66.71	77.82	88.94
16	126	3	11.51	23.02	34.52	46.03	57.54	69.05	80.56	92.06
17	126.2	3.2	11.89	23.77	35.66	47.54	59.43	71.31	83.20	95.08
18	126.4	3.4	12.25	24.50	36.75	49.00	61.26	73.51	85.76	98.01
19	126.6	3.6	12.61	25.21	37.82	50.43	63.03	75.64	88.24	100.85
20	126.8	3.8	12.95	25.90	38.86	51.81	64.76	77.71	90.66	103.61

No	Elevasi MA	Tinggi MA (H) (m)	Bukaan pintu (m)							
			0.2	0.4	0.6	0.8	1	1.2	1.4	1.6
21	127	4	13.29	26.58	39.87	53.15	66.44	79.73	93.02	106.31
22	127.2	4.2	13.62	27.23	40.85	54.47	68.08	81.70	95.32	108.93
23	127.4	4.4	13.94	27.87	41.81	55.75	69.68	83.62	97.56	111.50
24	127.6	4.6	14.25	28.50	42.75	57.00	71.25	85.50	99.75	114.00
25	127.8	4.8	14.56	29.11	43.67	58.23	72.78	87.34	101.90	116.45
26	128	5	14.86	29.71	44.57	59.43	74.28	89.14	104.00	118.85
27	128.2	5.2	15.15	30.30	45.45	60.60	75.76	90.91	106.06	121.21
28	128.4	5.4	15.44	30.88	46.32	61.76	77.20	92.64	108.08	123.52
29	128.6	5.6	15.72	31.45	47.17	62.89	78.61	94.34	110.06	125.78
30	128.8	5.8	16.00	32.00	48.00	64.01	80.01	96.01	112.01	128.01
31	129	6	16.27	32.55	48.82	65.10	81.37	97.65	113.92	130.20
32	129.2	6.2	16.54	33.09	49.63	66.18	82.72	99.26	115.81	132.35
33	129.4	6.4	16.81	33.62	50.43	67.23	84.04	100.85	117.66	134.47
34	129.6	6.6	17.07	34.14	51.21	68.28	85.35	102.42	119.48	136.55
35	129.8	6.8	17.33	34.65	51.98	69.30	86.63	103.96	121.28	138.61
36	130	7	17.58	35.16	52.74	70.32	87.89	105.47	123.05	140.63
37	130.2	7.2	17.83	35.66	53.48	71.31	89.14	106.97	124.80	142.63
38	130.4	7.4	18.07	36.15	54.22	72.30	90.37	108.44	126.52	144.59
39	130.5	7.5	18.20	36.39	54.59	72.78	90.98	109.17	127.37	145.57

Sumber : perhitungan

Dari hasil analisa dapat diketahui kapasitas pintu pada elevasi +130,5 adalah 145,57 m<sup>3</sup>/dt sehingga desain pintu mampu untuk melewati debit desain 61,27 m<sup>3</sup>/dt. Kurva kapasitas pintu intake PLTA ditunjukkan pada gambar berikut:



Gambar 4.7. Kapasitas Pintu Intake PLTA Lodoyo II

Selain perencanaan pintu intake direncanakan juga penyaring (*trashrack*). Bangunan penyaring direncanakan dengan data teknis sebagai berikut:

### Penyaring (*trashrack*)

Jenis bahan : besi

Bentuk jeruji : tipe bulat memanjang

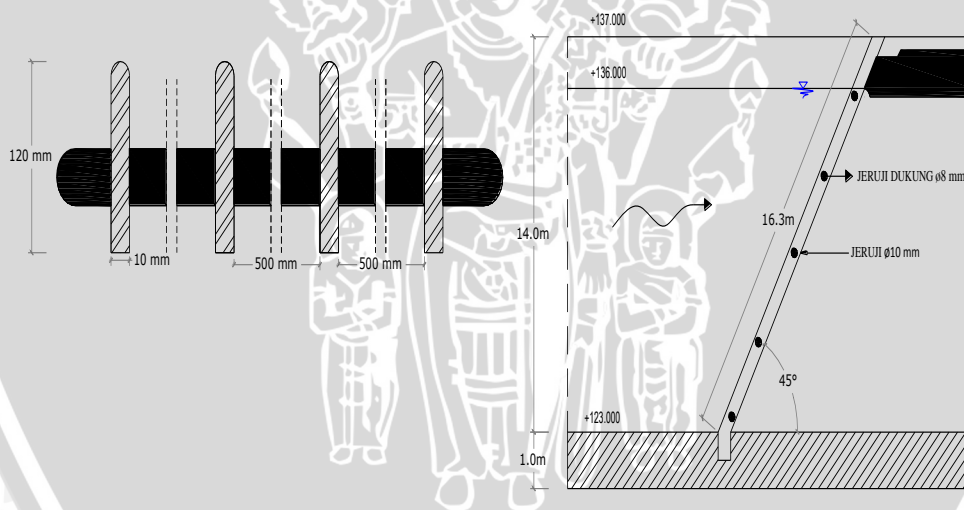
Kemiringan trashrack : 45°

Tebal jeruji (s) : 10 mm

Jarak antar jeruji (b) : 500 mm (jarak untuk rack depan 100 mm – 500 mm, Varshney,1977:285)

Kecepatan masuk ( $V_0$ ): 1.1 m/s

jumlah jeruji : 13 jeruji



**Gambar 4.8. Desain Trashrack Intake PLTA Lodoyo II**

maka :

$$\text{Kecepatan pada rack} : v = 1,5 - 2V_0 \frac{(s+b)}{b}$$

$$: 1,5 - 1,1 \frac{(0,01+0,5)}{0,5}$$

$$: 1,68 \text{ m/dt}$$

Gambar desain perencanaan pintu intake dan *trashrack* dapat dilihat pada lampiran.

#### 4.5. Perencanaan Bangunan Pembawa

##### 4.5.1. Perencanaan Terowongan (*Tunnel*)

Kajian perencanaan terowongan dalam studi ini meliputi : Diameter terowongan, kedalaman aliran tekan, dan desain transisi inlet. Data teknis yang digunakan adalah sebagai berikut :

- Debit PLTA Lodoyo II : 61,27 m<sup>3</sup>/dt
- Debit depan terowongan : 1,2 x debit PLTA  
: 73,521 m<sup>3</sup>/dt
- Daya PLTA : 2 x 3,16 MW
- Tinggi jatuh : 14,02 m
- Panjang terowongan : 314 m (dilihat pada topografi)

##### Perencanaan Diameter Terowongan

Pendekatan yang digunakan dalam perencanaan diameter terowongan adalah pendekatan kecepatan maksimum dan minimum pada terowongan. Menurut Mosonyi kecepatan ideal pada terowongan adalah 2 – 4 m<sup>3</sup>/dt. Untuk menentukan diameter terowongan dapat digunakan berbagai macam rumus empiris dan dengan menggunakan batas kecepatan izin terowongan. Dalam perencanaan ini persamaan empiris yang digunakan adalah persamaan empiris Mosonyi, Sarkaria, dan Fahlbusch.

##### Persamaan Mosonyi :

$$D = 0,62 Q^{0,48}$$

$$= 0,62 \times 61,27^{0,48}$$

$$D = 4,470 \text{ m, maka didapat :}$$

$$A = 15,690 \text{ m}^2$$

$$V = Q/A$$

$$= 3,905 \text{ m/dt (memenuhi kecepatan izin)}$$

**Persamaan Sarkaria :**

$$D = 0,62 \frac{P^{0,43}}{H^{0,65}}$$

$$= 0,62 \frac{6330^{0,43}}{14,02^{0,65}}$$

$$D = 4,804 \text{ m, maka didapat :}$$

$$A = 18,126 \text{ m}^2$$

$$V = 3,380 \text{ m/dt (memenuhi kecepatan izin)}$$

**Persamaan Fahlbush :**

$$D = 0,52 H^{-0,17} \left(\frac{P}{H}\right)^2$$

$$= 0,52 14,02^{-0,17} \left(\frac{6330}{14,02}\right)^2$$

$$D = 4,598 \text{ m, maka didapat :}$$

$$A = 16,603 \text{ m}^2$$

$$V = 3,690 \text{ m/dt (memenuhi kecepatan izin)}$$

Dari ketiga persamaan empiris diatas semua persamaan memenuhi kecepatan izin di dalam terowongan, maka untuk mendapatkan diameter terowongan dipilih persamaan dengan diameter terowongan terbesar yang tetap memenuhi kecepatan izin.

Maka dari hasil perhitungan berdasarkan persamaan Sarkaria di atas didapat hasil sebagai berikut :

$$V : 3,380 \text{ m/dt}$$

$$D_{\text{terowongan}} : 4,9 \text{ m}$$

$$\text{Tebal luar} : 0,9 \text{ m}$$

$$\text{Tebal Total} : 6,7 \text{ m}$$

### Kehilangan Tinggi Tekan Pada Terowongan

Kehilangan tinggi tekan pada terowongan meliputi kehilangan di inlet, kehilangan di *trashrack*, dan kehilangan akibat gesekan. Kehilangan tinggi pada terowongan dapat dihitung dengan persamaan berikut :

Kehilangan pada inlet :

$$hf = f \frac{v^2}{2g}$$

dimana :

$$f = 0,3 \text{ (inlet berbentuk bell mouth)}$$

$$v = 3,90 \text{ m/dt}$$

Maka kehilangan energi pada inlet terowongan :

$$hf = 0,3 \frac{3,90^2}{2 \cdot 9,81}$$

$$hf = 0,233 \text{ m}$$

Kehilangan energi pada *trashrack* :

$$ht = KT \left( \frac{t}{b} \right)^{4/3} \left( \frac{v_0}{2g} \right) \sin \theta$$

dimana :

$$Kt = 1,8 \text{ (round to sharp)}$$

$$t = 10 \text{ mm}$$

$$b = 500 \text{ mm}$$

$$\theta = 45^\circ$$

$$v = 3,90 \text{ m/dt}$$

Maka kehilangan energi pada *trashrack* :

$$ht = 1,8 \left( \frac{10}{500} \right)^{4/3} \left( \frac{3,90}{2 \cdot 9,81} \right) \sin 45$$



$$h_t = 5,36 \times 10^{-6} \text{ m}$$

Kehilangan energi akibat gesekan dihitung menggunakan persamaan manning :

$$h_f = \frac{L n^2 v^2}{R^3}$$

dimana :

$$n = 0,015$$

$$L = 314 \text{ m}$$

$$v = 3,90 \text{ m/dt}$$

$$R = 1,225 \text{ m}$$

Maka kehilangan energi akibat gesekan :

$$h_f = \frac{314 \cdot 0,015^2 \cdot 3,90^2}{1,225^3}$$

$$h_f = 0,819 \text{ m}$$

Maka kehilangan energi total adalah 1,207 m. Untuk perhitungan selanjutnya dapat dilihat pada table di bawah ini :

**Tabel 4.11. Perhitungan Kehilangan Tinggi Tekan Pada Terowongan**

Debit (Q)	Kecepatan(V)	Hf <sub>1</sub> (Manning)	Hf <sub>2</sub> (Inlet)	Hf <sub>3</sub> (Trashrack)	Hf Total
m <sup>3</sup> /det	m/dt	m	m	m	m
73.52	3.90	0.819	0.233	5.36E-06	1.207
67.39	3.57	0.688	0.196	4.50E-06	1.014
61.27	3.25	0.569	0.162	3.72E-06	0.838
55.14	2.92	0.461	0.131	3.01E-06	0.679
49.01	2.60	0.364	0.103	2.38E-06	0.536
42.89	2.27	0.279	0.079	1.82E-06	0.411
36.76	1.95	0.205	0.058	1.34E-06	0.302
30.63	1.62	0.142	0.040	9.30E-07	0.210
24.51	1.30	0.091	0.026	5.95E-07	0.134
18.38	0.97	0.051	0.015	3.35E-07	0.075
12.25	0.65	0.023	0.006	1.49E-07	0.034
6.13	0.32	0.006	0.002	3.72E-08	0.008

Sumber : Hasil Perhitungan

### Menghitung Kedalaman Aliran Tekan

Kedalaman aliran pada terowongan diperlukan untuk menjaga debit air yang masuk menuju terowongan agar selalu berada pada keadaan tertekan, ada beberapa persamaan empiris dalam menghitung kedalaman aliran tekan pada terowongan. Beberapa rumus empiris tersebut antara lain : Gordon, Knauss, Rohan.

Data yang diperlukan untuk menghitung kedalaman aliran tekan sebagai berikut :

- $V = 3,380 \text{ m/dt}$
- $D = 4,9 \text{ m}$
- $g = 9,81 \text{ m}^2/\text{dt}$

#### Persamaan Gordon :

$$ht > 0,725 v D^{0,5}$$

$$ht > 0,725 \times 3,380 \times 4,90^{0,5}$$

$$ht = 5,5 \text{ m}$$

#### Persamaan Knauss :

$$ht > D \frac{1+2,3v}{(gD)^{0,5}}$$

$$ht > 4,90 \frac{1+2,3 \cdot 3,380}{(9,81 \cdot 4,90)^{0,5}}$$

$$ht = 11 \text{ m}$$

#### Persamaan Rohan :

$$ht > 1,474 v^{0,48} D^{0,76}$$

$$ht > 1,474 \cdot 3,380^{0,48} \cdot 4,90^{0,76}$$

$$ht = 9 \text{ m}$$

Maka dari hasil perhitungan kedalaman aliran tiap metode adalah :

Gordon : 5,5 m

Knauss : 11 m

Rohan : 9 m

Jadi dari hasil perhitungan berdasarkan metode Knauss direncanakan kedalaman aliran adalah sebesar 11 m.

### Menghitung Panjang Saluran Transisi inlet

Saluran transisi merupakan saluran antara *trashrack* dengan pintu intake, saluran ini berfungsi untuk mengambil air dari permukaan waduk menuju ke inlet terowongan. Desain saluran transisi menggunakan rumus sebagai berikut :

$$L_t = \frac{v D}{C}$$

Dimana :

$$v = 3,380 \text{ m/dt}$$

$$D = 4,90 \text{ m}$$

$$C = 3$$

Sehingga :

$$L_t = \frac{3,380 \cdot 4,90}{3}$$

$$= 5,52 \text{ m}$$

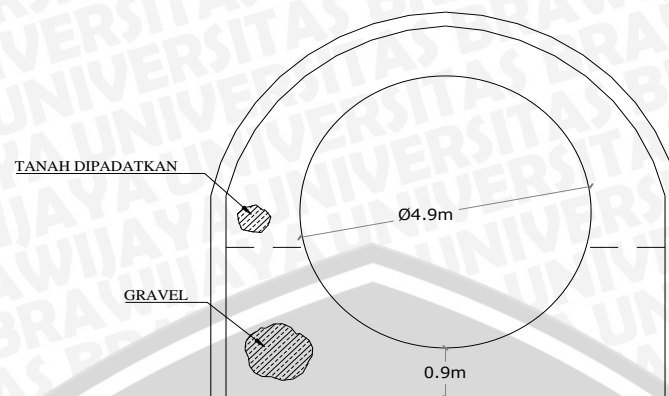
### Menghitung Desain Lubang Udara pada Terowongan

Lubang udara pada terowongan berfungsi untuk melepaskan udara sebelum masuk kedalam terowongan. Karena prinsip aliran dalam terowongan adalah aliran tekan, sehingga apabila ada udara di dalam terowongan akan sangat mengganggu konsep aliran tekan. Sehingga lubang udara ini sangat diperlukan untuk mengoptimalkan aliran di dalam terowongan. Direncanakan luas lubang 20% dari luas terowongan, sehingga di dapatkan :

$$A_{\text{terowongan}} = 18,857 \text{ m}^2$$

$$A_{\text{lubang udara}} = 3,771 \text{ m}^2$$

$$D_{\text{lubang udara}} = 2,191 \text{ m}$$



**Gambar 4.9. Desain Inlet Terowongan**

Gambar desain inlet terowongan dapat dilihat pada lampiran.

#### 4.5.2. Perencanaan Pipa Pesat (*Penstock*)

Kajian perencanaan pipa pesat dalam studi ini meliputi: diameter pipa pesat, tebal pipa dan intake pipa pesat. Data teknis yang direncanakan adalah:

Elevasi MA Pada *headrace tunnel* (NWL) : +136,00

Elevasi MA terendah (LWL) : +130,5

Elevasi dasar pipa pesat : + 116,50

Jumlah pipa pesat : 2 buah

Debit desain tiap pipa pesat : 30,63 m<sup>3</sup>/dt

Panjang pipa pesat : 60 meter

Jenis pipa : pipa lingkaran dari baja  
(SM 400B)

Tegangan ijin pipa : 244804 kN/mm<sup>2</sup>

Koef kekasaran : 0,012

Gross head : 14,02 meter

Dengan data teknis rencana diatas maka dapat direncanakan:

### Diameter Pipa Pesat

Pendekatan yang digunakan adalah pendekatan kecepatan maksimum dan minimum, menurut mosonyi kecepatan ideal pada pipa baja adalah 2,5 – 7 m/dt. Untuk menentukan diameter pipa pesat dapat digunakan persamaan empiris dan dengan melakukan cara coba coba dengan melakukan perbandingan beberapa parameter pipa. Dalam studi ini persamaan empiris yang dipergunakan adalah persamaan sarkaria dan persamaan pipa ekonomis dalam ESHA.

Persamaan sarkaria (Penche,2004):

$$D = 3,55 \cdot \left( \frac{Q^2}{2 \cdot g \cdot H} \right)^{0,25}$$

$$D = 3,55 \cdot \left( \frac{30,63^2}{2,9,81 \cdot 14,02} \right)^{0,25}$$

D = 4,825 m, maka:

$$A = 18,284 \text{ m}^2$$

V = 1,675 m/dt (tidak memenuhi syarat kecepatan minimum)

Persamaan diameter ekonomis ESHA (Penche,2004):

Jika tinggi tekan karena gesekan pipa direncanakan 5% dari gross head maka:

$$D = 10,3 \left( \frac{n^2 Q^2 L}{H_f} \right)^{0,1875}$$

$$D = 10,3 \left( \frac{0,012^2 \cdot 30,63^2 \cdot 60}{0,701} \right)^{0,1875}$$

D = 2,45 m, maka:

$$A = 4,71 \text{ m}^2$$

V = 6,49 m/dt (memenuhi syarat kecepatan maksimum)

Dari kedua persamaan diketahui bahwa metode ESHA bisa dipergunakan namun perlu dilakukan analisa pengaruh diameter terhadap beberapa faktor seperti kehilangan

energi, dan biaya pipa. Maka selanjutnya diameter dihitung dengan pendekatan kecepatan berdasarkan mosonyi, maka:

Kecepatan potensial aliran pada pipa pesat berdasarkan tinggi jatuh:

$$V = \sqrt{2gH}$$

$$V = \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 14,02}$$

$$V = 16,58 \text{ m/dt}$$

Kecepatan yang bisa dicapai oleh pipa pesat berdasarkan tinggi jatuh mencapai 16,58 sehingga kecepatan maksimum masih bisa dicapai oleh pipa pesat ( $V_{\text{maks}} = 7 \text{ m/dt}$ )

$$V_{\text{maksimum}} = 7 \text{ m/dt}$$

$$Q = V \times A$$

$$D = \sqrt{\frac{Q}{(V \frac{1}{4} \pi)}}$$

$$D = \sqrt{\frac{30,63}{(7 \frac{1}{4} \pi)}}$$

$$D = 3,951 \text{ m}$$

$$V_{\text{minimum}} = 2,5 \text{ m/dt}$$

$$Q = V \times A$$

$$D = \sqrt{\frac{Q}{(V \frac{1}{4} \pi)}}$$

$$D = \sqrt{\frac{30,63}{(2,5 \frac{1}{4} \pi)}}$$

$$D = 2,361 \text{ m}$$

Maka kisaran nilai diameter pipa pesat adalah 2,361 – 3,951 meter



Untuk memilih diameter pipa pesat maka perlu dilakukan analisa coba coba dengan perbandingan parameter biaya pipa pesat, kehilangan tinggi tekan, dan daya bangkitan.

### **Kehilangan Tinggi Tekan Pada Pipa pesat**

Kehilangan tinggi tekan pada pipa pesat meliputi kehilangan akibat inlet, outlet, belokan dan gesekan. Kehilangan tinggi pada dihitung dengan persamaan berikut:

Kehilangan pada inlet:

$$hf = f \frac{v^2}{2g}$$

dimana:

$$f = 0,3 \text{ (inlet berbentuk bell mouth)}$$

$$v = 6,78 \text{ m/dt ( untuk } D = 2,4 \text{ m)}$$

Maka kehilangan pada inlet pipa pesat:

$$hf = 0,3 \frac{6,78^2}{2 \cdot 9,81} = 0,702 \text{ m}$$

kehilangan pada outlet (sebelum turbin) biasanya diasumsikan 0,1 m

kehilangan akibat belokan:

$$hf = f \frac{v^2}{2g}$$

$$f = 0,2 \text{ untuk sudut belokan } 30^\circ \text{ lihat gambar 2.23.}$$

$$v = 6,78 \text{ m/dt ( untuk } D = 2,4 \text{ m)}$$

Maka kehilangan akibat belokan:

$$hf = 0,2 \frac{6,78^2}{2 \cdot 9,81} = 0,468 \text{ m}$$

kehilangan akibat gesekan dihitung dengan persamaan manning:

$$hf = \frac{L n^2 v^2}{R^3}$$

dimana :

$$n = 0,012$$

$$L = 60 \text{ m}$$

$$v = 6,78 \text{ m/dt}$$

$$R = 0,6 \text{ m}$$

Maka kehilangan energi akibat gesekan :

$$hf = \frac{60 \cdot 0,012^2 \cdot 6,78}{0,6^3}$$

$$hf = 0,784 \text{ m}$$

Maka kehilangan tinggi tekan total adalah: 2,053 meter, selanjutnya perhitungan ditabelkan sebagai berikut:

**Tabel 4.12. Perhitungan Kehilangan Tinggi Tekan Akibat Diameter Pipa Pesat**

No.	Diameter	Luas	Kecepatan	n	Hf 1	Hf 2	Hf 3	Hf 4	Hf tot	Heff
	(m)	(m <sup>2</sup> )	(m/dt)		(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)
1	2.3	4.15	7.38	0.012	0.983	0.555	0.832	0.1	2.47	11.55
2	2.4	4.52	6.78	0.012	0.784	0.468	0.702	0.1	2.05	11.96
3	2.5	4.91	6.24	0.012	0.630	0.397	0.596	0.1	1.72	12.29
4	2.6	5.31	5.77	0.012	0.511	0.340	0.510	0.1	1.46	12.56
5	2.7	5.72	5.35	0.012	0.418	0.292	0.438	0.1	1.24	12.77
6	2.8	6.15	4.98	0.012	0.344	0.253	0.379	0.1	1.07	12.94
7	2.9	6.60	4.64	0.012	0.286	0.219	0.329	0.1	0.93	13.08
8	3	7.07	4.34	0.012	0.238	0.192	0.287	0.1	0.81	13.20
9	3.1	7.54	4.06	0.012	0.200	0.168	0.252	0.1	0.72	13.30
10	3.2	8.04	3.81	0.012	0.169	0.148	0.222	0.1	0.63	13.38
11	3.3	8.55	3.58	0.012	0.143	0.131	0.196	0.1	0.57	13.45
12	3.4	9.07	3.38	0.012	0.122	0.116	0.174	0.1	0.51	13.50
13	3.5	9.62	3.19	0.012	0.105	0.103	0.155	0.1	0.46	13.55
14	3.6	10.17	3.01	0.012	0.090	0.092	0.139	0.1	0.42	13.60
15	3.7	10.75	2.85	0.012	0.078	0.083	0.124	0.1	0.38	13.63
16	3.8	11.34	2.70	0.012	0.068	0.074	0.112	0.1	0.35	13.66
17	3.9	11.94	2.57	0.012	0.059	0.067	0.101	0.1	0.32	13.69
18	4	12.56	2.44	0.012	0.051	0.061	0.091	0.1	0.30	13.71

Sumber: perhitungan

Hf1 : kehilangan akibat gesekan

Hf2 : kehilangan akibat belokan

Hf3 : kehilangan akibat inlet

Hf4 : kehilangan akibat outlet



### Tebal Pipa Pesat

Ketebalan pipa perlu diprencanakan sedemikian rupa agar pipa pesat memiliki kekuatan untuk menahan pengaruh tekanan air yang ada pada pipa pesat, tebal pipa dihitung dengan persamaan berikut:

- Tebal pipa menurut ASME,1995:

$$t = (2.5 \times D) + 1.2$$

dimana diameter pipa (D) dalam satuan meter dan tebal pipa (t) dalam milimeter

$$t = (2.5 \times 2,4) + 1.2 = 7,2 \text{ mm}$$

- Tebal pipa menurut USBR:

$$t = (D + 508) / 400$$

dimana diameter pipa (D) dalam satuan millimeter dan tebal pipa (t) dalam milimeter

$$t = (3500 + 508) / 400 = 7,2 \text{ mm, kemudian ditambahkan jagaan korosif sebesar } 3 \text{ mm}$$

$$t = 10,25 \text{ mm}$$

- Tebal pipa menurut ESHA:

$$e = \frac{PD}{2\sigma kf} + es$$

dimana:

e : tebal pipa (mm)

P : tekan hidrostatik dalam pipa ( $\text{kN/mm}^2$ )

D : diameter pipa (mm)

$\sigma$  : tegangan ijin pipa ( $1400 \text{ kN/mm}^2$ )

k : efisiensi ketahanan ( $k = 1$  untuk pipa utuh)

es : tebal jagaan untuk sifat korosif (mm)

Digunakan tebal pipa untuk pendekatan menggunakan tebal pipa dari perhitungan metode USBR : 10,3 mm

### Tekanan Maksimum Akibat Pukulan Air (Water Hammer)

Pengaruh pukulan air terhadap tegangan pipa dihitung dengan persamaan allevi:

Fleksibility constant:

$$\Psi = 2 \left[ \frac{R_o^2 + 1,5R_i^2}{R_o^2 - R_i^2} + \frac{v(R_o^2 + 3R_i^2)}{R_o^2 - R_i^2} \right]$$

Dimana :

$\Psi$  = Fleksibility constant

$R_i$  = Internal radius

$R_o$  = Eksternal radius

$$R_i = D/2$$

$$= 2,4/2 = 1,2 \text{ m}$$

$$R_o = D + (2 \times t)$$

$$= 2,4 + (2 \times 0,103)$$

$$= 2,421 \text{ m}$$

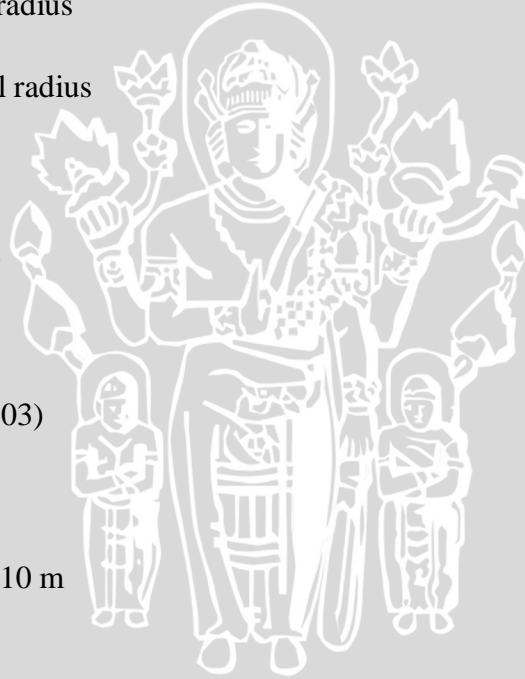
$$= 2,421/2 = 1,210 \text{ m}$$

Maka

$$\Psi = 2 \left[ \frac{R_o^2 + 1,5R_i^2}{R_o^2 - R_i^2} + \frac{v(R_o^2 + 3R_i^2)}{R_o^2 - R_i^2} \right]$$

$$\Psi = 2 \left[ \frac{1,210^2 + 1,5 \cdot 1,2^2}{1,210^2 - 1,2^2} + \frac{0,26(1,210^2 + 3 \cdot 1,2^2)}{1,210^2 - 1,2^2} \right]$$

$$= 232,214$$



Kecepatan gelombang :

$$\begin{aligned}\alpha &= \sqrt{\frac{K}{\rho \left[1 + \left(\frac{K}{E}\right)\psi\right]}} \\ &= \sqrt{\frac{2,1 \cdot 10^9}{1000 \left[1 + \left(\frac{2,1 \cdot 10^9}{1,9 \cdot 10^{11}}\right)232,214\right]}} \\ &= 767,146 \text{ m/dt}\end{aligned}$$

Allevi pipeline constan :

$$\begin{aligned}\rho &= \frac{\alpha V_o}{2gH_o} \\ &= \frac{767,146 \cdot 6,772}{2 \cdot 9,81 \cdot 14,02} \\ &= 18,889\end{aligned}$$

Closing time constan :

$$\begin{aligned}\theta &= \frac{\alpha T}{2L_o} \\ &= \frac{767,146 \cdot 5}{2 \cdot 60} \\ &= 31,964\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}n &= \frac{\rho}{\theta} \\ &= \frac{18,889}{31,964} \\ &= 0,591\end{aligned}$$

Perhitungan Water Hammer :

Karena turbin yang digunakan adalah turbin Kaplan maka digunakan rumus :

$$\frac{h_o}{H_o} = \left(\frac{0,75}{\theta\sqrt{\theta}} + 1,25\right)n$$

$$h_o = \left(\frac{0,75}{\theta\sqrt{\theta}} + 1,25\right)n \times H_o$$



$$= \left( \frac{0,75}{31,964\sqrt{31,964}} + 1,25 \right) 0,591 \times 14,02$$

$$= 10,389 \text{ m}$$

Berdasarkan hasil perhitungan di atas tinggi water hammer adalah 10,389 m

Sehingga tekanan hidrostatik total pada pipa:

$$P = h_o + H_o = 10,389 + 14,02 = 24,406 \text{ N/m}^2$$

Maka tebal pipa :

$$e = \frac{PD}{2\sigma k f} + e_s$$

$$e = \frac{24,406 \times 2,4}{2 \times 2448 \times 3 \times 1} + 3$$

$e = 3,01 \text{ mm}$ , kemudian ditambahkan jagaan korosif sebesar 3 mm

$$e = 6,01 \text{ mm}$$

Tebal pipa menurut barlow:

$$H = \frac{0,002 + \sigma \times t}{D + 0,002 t}$$

Maka:

$$90,982 = \frac{0,002 + 24480 \times t}{2,4 + 0,002 t}$$

Dengan trial dan error didapatkan ketebalan baja sebesar 9,1 mm, kemudian ditambahkan jagaan korosif sebesar 3 mm

$$t = 12,1 \text{ mm}$$

Maka dari hasil perhitungan tebal pipa untuk tiap metode adalah:

ASME : 7,2 mm

USBR : 10,3 mm

Penche : 6,01 mm

Barlow : 12,1 mm

Direncanakan tebal pipa pesat adalah 13 mm (tebal pipa terbesar dari analisa diatas)

### Kedalaman Galian Pipa Pesat

Kedalaman galian dipengaruhi oleh ketebalan pasir yang dipadatkan di bawah pipa. Ketebalan pasir di bawah pipa untuk bermacam-macam dasar galian dapat dilihat pada tabel berikut :

**Tabel 4.13. Ketebalan Pasir Di Bawah Pipa**

No	Jenis Dasar Galian	Tebal Pasir di Bawah Pipa (mm)
1	Dasar galian rata, tidak berbatu-batu	0-50
2	Dasar galian tidak rata, tidak berbatu-batu	100
3	Dasar galian berbatu-batu	100-500

*Sumber : Hardie's Textbook of pipeline Design, 1978*

Kedalaman galian pipa pesat dihitung dengan persamaan (J Hardie & Coy, 1978) :

$$T = A + D + B$$

Dengan :

T = Kedalaman galian total (m)

A = Kedalaman galian sampai bagian atas pipa (m)

D = Diameter pipa (m)

B = Tebal pasir di bawah pipa (m)

Diameter pipa pesat = 2,4 m

Tebal pasir di bawah pipa (B) = 100 mm = 0,1 m

Maka :

$$A = D + B$$

$$A = 2,4 + 0,1 = 2,5 \text{ m}$$

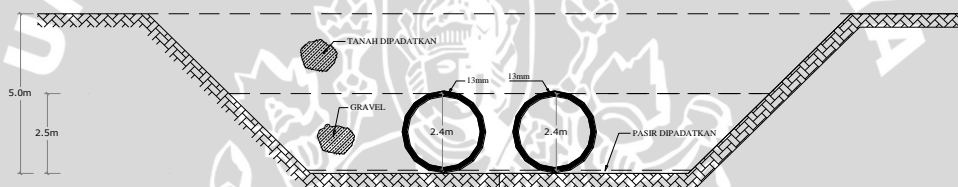
Sehingga kedalaman galian total :

$$T = A + D + B$$

$$T = 2,5 + 2,4 + 0,1$$

$$T = 5 \text{ m}$$

Direncanakan kedalaman galian total pipa pesat adalah 5 m



**Gambar 4.10. Desain Diameter dan Tebal Burried Penstock**

Gambar desain burried penstock dapat dilihat pada lampiran.

#### 4.5.3. Tangki Gelombang (*Surge Tank*)

Pipa pesat membutuhkan tangki gelombang bila  $L > 4H$ , dalam studi ini panjang pipa pesat (L) adalah 60 meter sedangkan tinggi jatuh (H) adalah 14,02 meter maka:  $L > 4H = 60 > 56,068$ . Sehingga pipa pesat membutuhkan adanya tangki gelombang (*surge tank*).

Perhitungan surge tank dilakukan dengan menggunakan persamaan Thoma yaitu sebagai berikut :

Headrace tunnel data :

Debit pada penstock : 61,27 m/det

Diameter penstock ( $D_t$ ) : 2.4 m

Luas penampang penstock ( $A_t$ ) : 4,52 m

Kecepatan aliran pada penstock ( $v$ ) : 6,78 m/det

Tinggi jatuh ( $H$ ) : 14,02 m

Koefisien kehilangan hidraulik ( $\beta$ ) : 0,02

Elevasi Muka Air Normal (FSL) : +136,00

Elevasi Muka Air Rendah (LWL) : +130,50

Elevasi Muka Air Surge Tank ( $WL_s$ ) : +134,93

Luas surge tank :

$$A_{st} = \frac{LA_t}{\beta H_o 2g}$$

$$A_{st} = \frac{60 \times 4,52}{0,02 \times 14,02 \times 2 \times 9,81}$$

$$= 42,47 \text{ m}^2$$

Diameter surge tank :

$$D_{st} = \frac{A_{st}}{0,25 \times 3,14}$$

$$D_{st} = \frac{42,47}{0,25 \times 3,14}$$

$$D_{st} = 8 \text{ m}$$

Tinggi surge tank :

$$Z_{st} = v \left( \frac{L_t \times A_s}{g \times A_{st}} \right)^{0,5}$$

$$Z_{st} = 6,78 \left( \frac{60 \times 4,52}{9,81 \times 42,47} \right)^{0,5}$$

$$= 5,46 \text{ m}$$

Jadi berdasarkan perhitungan direncanakan diameter surge tank yaitu 8 m dengan tinggi 5,46 m. Gambar desain surge tank dapat dilihat pada lampiran.



#### 4.6. Perencanaan Bangunan Pelengkap

##### 4.6.1. Perencanaan Saluran Pembuang (*Tailrace Cannal*)

Saluran *tailrace* berfungsi untuk membuang aliran setelah melewati turbin menuju sungai, dalam studi ini dikarenakan aliran air dari turbin akan dikembalikan ke sungai, maka direncanakan saluran *tailrace* dengan sistem pengaturan / regulasi pada bagian akhir dari *draft tube* berupa pintu atau katup kemudian debit air akan dialirkan melalui saluran terbuka dimana diujung saluran akan direncanakan ambang lebar sebagai kontrol elevasi muka air (TWL). Dalam perencanaan saluran pembuang digunakan data teknis rencana sebagai berikut:

Debit rencana	: 61,27 m <sup>3</sup> /dt
Elevasi dasar saluran rencana	: +120,00
Lebar saluran	: 20 meter (direncanakan)
Bentuk saluran	: persegi
Jenis pasangan	: beton
Koefisien manning	: 0,015

Aliran air dari saluran pembuang akan dialirkan melalui ambang (*weir*) pada ujung saluran dengan data perencanaan:

Bentuk ambang	: ogee tipe I
Lebar ambang	: 20 meter
Tinggi ambang	: 1,0 meter
Elevasi ambang	: +121,00
Elevasi dasar	: +120,00 (direncanakan)
Koefisien debit (C)	: 1,7 m <sup>1/2</sup> /dt (diasumsikan untuk aliran tenggelam)

Analisa elevasi muka air pada ambang dipergunakan sebagai acuan *tail water level* (TWL) untuk referensi tinggi efektif, elevasi muka air pada ambang dihitung dengan persamaan:



$$Q = C B H^{1.5};$$

Dimana:

Q : debit melalui ambang

B : lebar ambang (20 meter)

C : koefisien debit (1,7)

H : tinggi muka air diatas ambang (m)

Dari persamaan tersebut dapat dihitung lengkung kapasitas ambang untuk tiap variasi ketinggian air, untuk tinggi muka air 0,1 meter maka:

$$Q = C B H^{1.5}$$

$$Q = 1,7 \cdot 20 \cdot 0,1^{1.5}$$

$$Q = 1,08 \text{ m}^3/\text{dt}$$

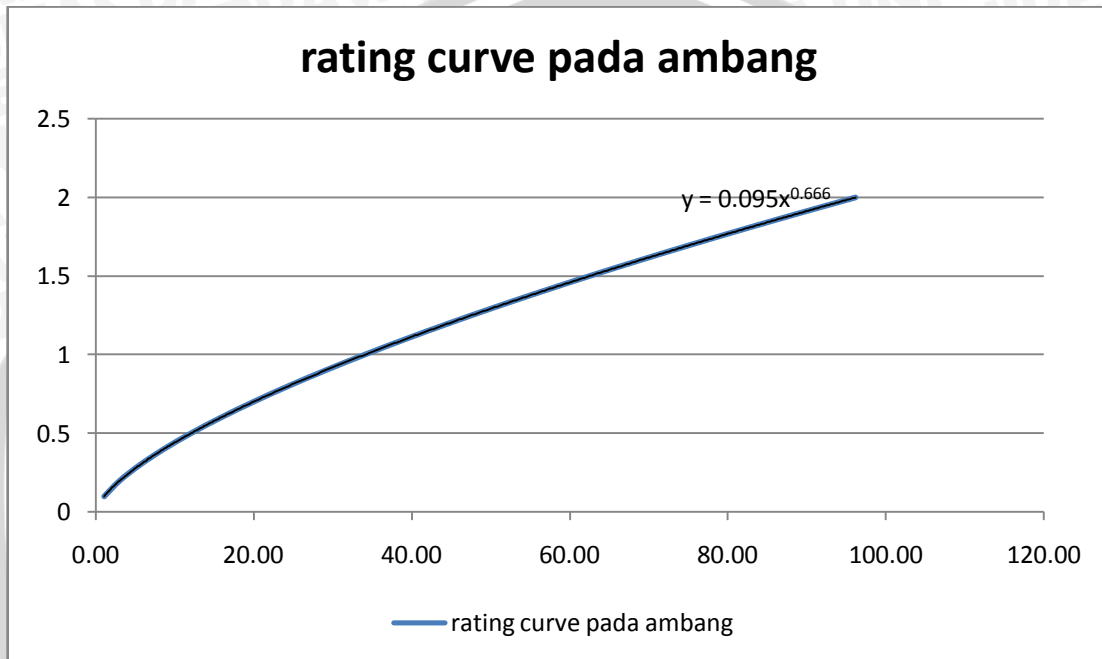
Selanjutnya perhitungan ditabelkan sebagai berikut:

**Tabel 4.14. Perhitungan Tinggi Muka Air Diatas Ambang**

No	Elv MA	H (m)	Q (m <sup>3</sup> /det)
1	121.10	0.1	1.08
2	121.20	0.2	3.04
3	121.30	0.3	5.59
4	121.40	0.4	8.60
5	121.50	0.5	12.02
6	121.60	0.6	15.80
7	121.70	0.7	19.91
8	121.80	0.8	24.33
9	121.90	0.9	29.03
10	122.00	1	34.00
11	122.10	1.1	39.23
12	122.20	1.2	44.69
13	122.30	1.3	50.40
14	122.40	1.4	56.32
15	122.50	1.5	62.46
16	122.60	1.6	68.81

No	Elv MA	H (m)	Q (m <sup>3</sup> /det)
17	122.70	1.7	75.36
18	122.80	1.8	82.11
19	122.90	1.9	89.04
20	123.00	2	96.17

Sumber: perhitungan



**Gambar 4.11. Rating Curve Pada Ambang**

Setelah diketahui *rating curve* pada ambang maka dapat diketahui tinggi muka air pada saluran pembuang yang akan dipergunakan sebagai referensi perhitungan *tail water level* berdasarkan debit operasional turbin, elevasi muka air untuk tiap debit operasional ditabelkan sebagai berikut:

**Tabel 4.15. Elevasi TWL Untuk Tiap Debit Operasional**

No	Debit Operasi (m <sup>3</sup> /dt)	Jumlah Turbin	H MA (m)	Elevasi TWL (m)
1	11.99	2	0.31	121.31
2	23.53	2	0.49	121.49
3	36.94	2	0.66	121.66
4	61.27	2	0.93	121.93
5	74.77	2	1.06	122.06

Sumber: perhitungan

Desain hidrolis mercu direncanakan sama seperti perencanaan pelimpah samping dengan acuan tinggi muka air (hd) adalah 0,93 m (debit operasional 2 turbin).

Dari analisa tersebut maka referensi ketinggian muka air pada saluran pembuang adalah setinggi 1,93 meter atau pada elevasi +121,93, maka saluran pembuang direncanakan dengan tipe saluran terbuka sebagai berikut:

$$\text{Luas saluran (A)} : A = b \times h = 20 \times 1,93 = 38,6 \text{ m}^2$$

$$\text{Keliling basah (P)} : P = (b + 2h) = (20 + 2 \times 1,93) = 23,9 \text{ m}$$

$$\text{Radius hidrolis (R)} : R = A/P = 38,6/23,9 = 1,61$$

$$\text{Slope saluran (S)} : S = \left( \frac{61,27 \times 0,015}{38,6 \times 1,61^{2/3}} \right)^2 = 0,000299$$

$$\begin{aligned} \text{Kecepatan saluran (V)} : V &= \frac{1}{n} R^{2/3} S^{1/2} = \frac{1}{0,015} 1,61^{2/3} 0,000299^{1/2} \\ &= 1,587 \text{ m/dt} \end{aligned}$$

$$\text{Kapasitas saluran (Q)} : Q = A \times V = 38,6 \times 1,587 = 61,27 \text{ m}^3/\text{dt}$$

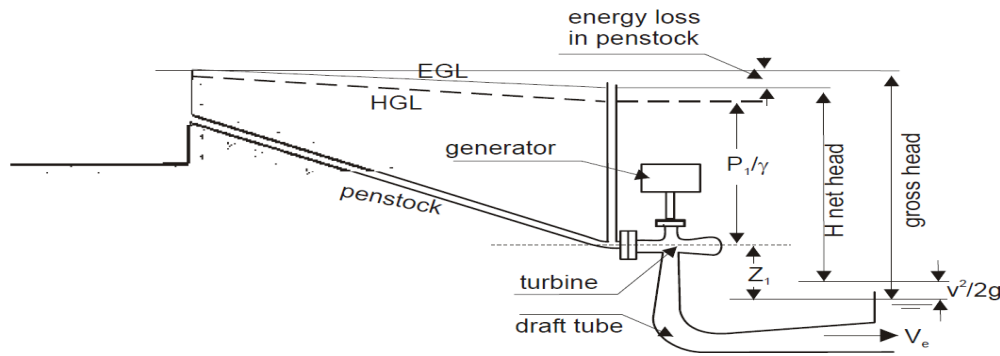
Gambar desain perencanaan dapat dilihat pada **lampiran**.

#### 4.7. Tinggi Jatuh Efektif

Tinggi jatuh efektif dalam studi ini berdasarkan elevasi muka air pada hulu bendung gerak Lodoyo dan elevasi muka air pada hilir bendung Lodoyo. Dimana elevasi muka air pada hulu menggunakan ketetapan aturan operasi bendung gerak Lodoyo yaitu + 136 dan elevasi pada hilir ditentukan berdasarkan analisa *tail water level* pada analisa sebelumnya yakni +121,93 sehingga tinggi jatuh kotor (*gross head*) adalah 14 meter.

##### 4.7.1. Kehilangan Tinggi Tekan

Kehilangan tinggi tekan adalah gejala kehilangan tinggi energi dikarenakan perubahan aliran maupun adanya rintangan atau gesekan dari media tempat pengaliran. Dalam studi ini kehilangan tekan yang dihitung adalah kehilangan pada: intake PLTA, terowongan tekan, pipa pesat dan inlet turbin.



**Gambar 4.12. Skema Kehilangan Tinggi Tekan**

(Sumber : ESHA, 2004:182)

a. Kehilangan pada intake PLTA

Kehilangan tinggi tekan pada intake PLTA meliputi kehilangan pada:

- Inlet masuk

Kehilangan tinggi tekan pada inlet masuk menggunakan persamaan :

$$hf = f \frac{V^2}{2g}$$

dimana:

$$f = 0,1 \text{ (inlet direncanakan berbentuk tipe round, gambar 2.19)}$$

$$V = 1,1 \text{ m/dt}$$

$$hf = 0,1 \frac{1,1^2}{2 \cdot 9,81}$$

$$hf = 0,00617 \text{ meter}$$

- Penyaring

Kehilangan tinggi tekan pada penyaring dihitung dengan persamaan:

$$hf = Kt \left( \frac{t}{b} \right)^{4/3} \left( \frac{V_0}{2g} \right) \sin \theta$$

dimana:

$$Kt = 1,8 \text{ (bentuk jeruji tipe bulat)}$$

$$t = 10 \text{ mm}$$

$$b = 500 \text{ mm}$$

$$V = 1,1 \text{ m/dt}$$

$$\theta = 45^\circ$$

$$hf = 1,8 \left( \frac{10}{500} \right)^{4/3} \left( \frac{1,1}{2,981} \right) \sin 45$$

$$hf = 0,00059 \text{ m}$$

b. Kehilangan pada terowongan

Kehilangan tinggi tekan pada terowongan meliputi kehilangan di inlet, kehilangan di *trashrack*, dan kehilangan akibat gesekan. Kehilangan tinggi pada terowongan dapat dihitung dengan persamaan berikut :

- Kehilangan pada inlet :

$$hf = f \frac{v^2}{2g}$$

dimana :

$$f = 0,3 \text{ (inlet berbentuk bell mouth)}$$

$$v = 3,25 \text{ m/dt}$$

Maka kehilangan energi pada inlet terowongan :

$$hf = 0,3 \frac{3,25^2}{2 \cdot 9,81}$$

$$hf = 0,162 \text{ m}$$

- Kehilangan energi pada *trashrack* :

$$ht = KT \left( \frac{t}{b} \right)^{4/3} \left( \frac{v_0}{2g} \right) \sin \theta$$

dimana :

$$kt = 1,8 \text{ (round to sharp)}$$

$$t = 10 \text{ mm}$$

$$b = 500 \text{ mm}$$

$$\theta = 45^\circ$$

$$v = 3,25 \text{ m/dt}$$

Maka kehilangan energi pada *trashrack* :

$$hf = 1,8 \left( \frac{10}{500} \right)^{4/3} \left( \frac{3,25}{2,981} \right) \sin 45$$

$$hf = 3,72 \times 10^{-6} \text{ m}$$

- Kehilangan akibat gesekan dihitung menggunakan persamaan Manning :

$$hf = \frac{L n^2 v^2}{R^3}$$

dimana :

$$n = 0,015$$

$$L = 314 \text{ m}$$

$$v = 3,25 \text{ m/dt}$$

$$R = 0,6 \text{ m}$$

Maka kehilangan energi akibat gesekan :

$$hf = \frac{314 \cdot 0,015^2 \cdot 3,25^2}{0,6^3}$$

$$hf = 0,569 \text{ m}$$

- c. Kehilangan pada pipa pesat

Kehilangan tinggi tekan pada pipa pesat meliputi kehilangan pada:

- Kehilangan pada inlet:

$$hf = f \frac{v^2}{2g}$$

dimana:

$$f = 0,3 \text{ (inlet berbentuk bell mouth)}$$

$$V = 6,78 \text{ m/dt}$$

Maka kehilangan pada inlet pipa pesat:

$$hf = 0,3 \frac{6,78^2}{2 \cdot 9,81} = 0,702 \text{ m}$$

- kehilangan akibat belokan:

$$hf = f \frac{v^2}{2g}$$

$$f = 0,2 \text{ untuk sudut belokan } 30^\circ \text{ lihat gambar 2.23.}$$

$$V = 6,78 \text{ m/dt}$$

Maka kehilangan akibat belokan:

$$hf = 0,2 \frac{6,78^2}{2 \cdot 9,81} = 0,468 \text{ m}$$

- kehilangan akibat gesekan dihitung dengan persamaan Manning:

$$hf = \frac{L n^2 v^2}{R^3}$$

dimana :

$$n = 0,012$$

$$L = 60 \text{ m}$$

$$v = 3,19 \text{ m/dt}$$

$$R = 0,6 \text{ m}$$

Maka kehilangan energi akibat gesekan :

$$hf = \frac{60 \cdot 0,012^2 \cdot 6,78^2}{0,6^3}$$

$$hf = 0,0,784 \text{ m}$$

- d. Kehilangan pada turbin diasumsikan sebesar 0,1 m

Untuk selanjutnya perhitungan kehilangan tinggi dan tinggi jatuh efektif ditabelkan sebagai berikut:

**Tabel 4.16. Perhitungan kehilangan tinggi dan tinggi jatuh efektif**

Paremeter Tinggi Tekan	Hf (m)
<b>kehilangan pada bangunan pengambilan</b>	
Inlet	0.00617
Trashrack	0.00059
<b>Kehilangan pada terowongan</b>	
Inlet	0.162
Trashrack	3.72E-06
Manning	0.569
<b>kehilangan pada pipa pesat</b>	
Gesekan	0.784
Belokan	0.468
Inlet	0.702
<b>kehilangan sebelum turbin</b>	
Diasumsikan	0.1
<b>Total kehilangan</b>	<b>2.791</b>
<b>Diasumsikan waduk dalam keadaan penuh</b>	
Elevasi tampungan normal	136.000
<b>elevasi TWL</b>	
Debit alternatif 1	121.3
Debit alternatif 2	121.5

Paremeter Tinggi Tekan	Hf (m)
Debit alternatif 3	121.7
Debit alternatif 4	121.9
Debit alternatif 5	122.1
Head Efektif	
Debit alternatif 1	12.03
Debit alternatif 2	11.85
Debit alternatif 3	11.68
Debit alternatif 4	11.41
Debit alternatif 5	11.15
Gross Head	14.07

Sumber: perhitungan

#### 4.8. Perencanaan Peralatan Hidromekanik dan Elektrik

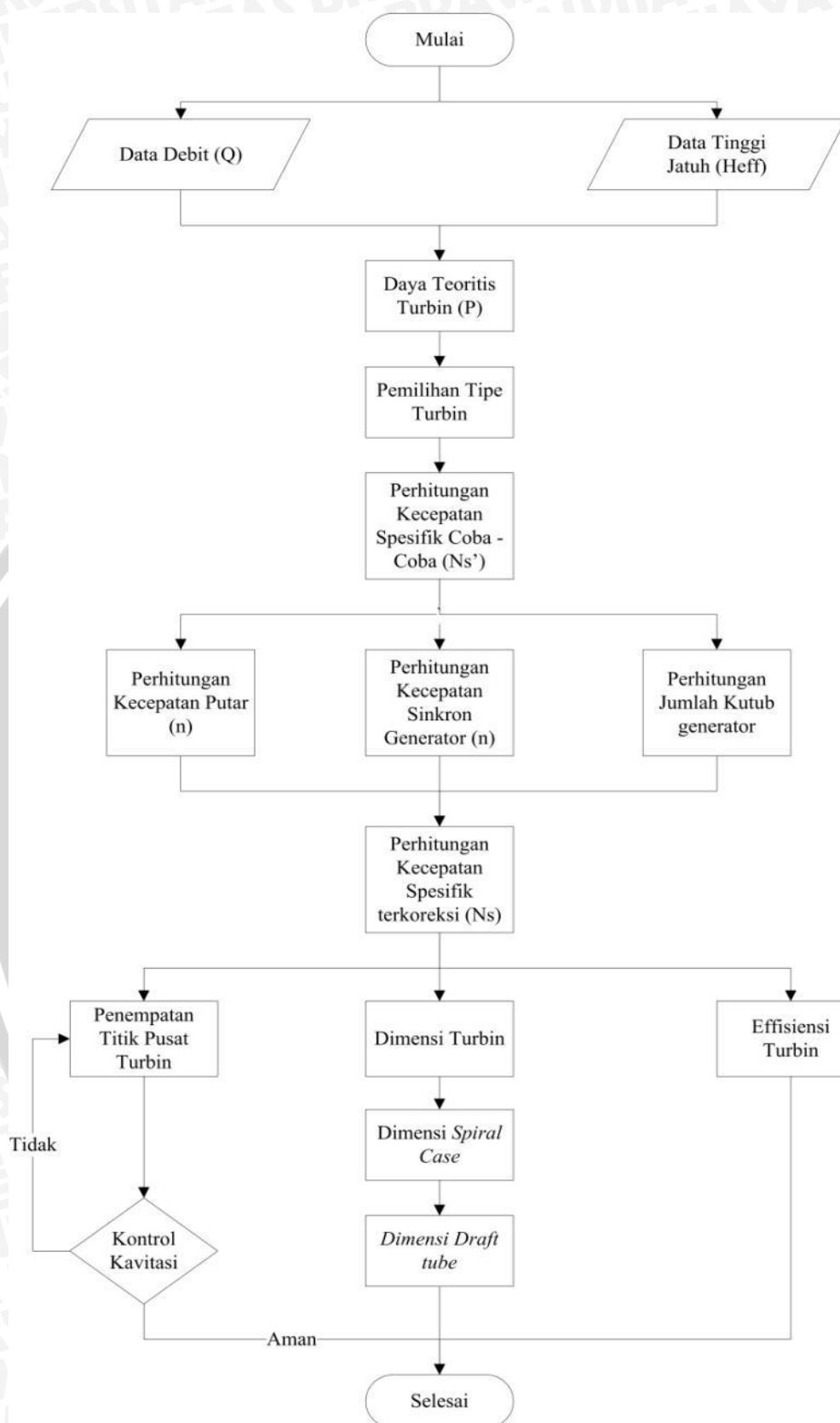
Kajian perencanaan peralatan Hidromekanik dalam studi ini meliputi perencanaan turbin, perencanaan peratalatan elektrik dan rumah pembangkit.

##### 4.8.1. Turbin Hidraulik

Perencanaan turbin meliputi: pemilihan tipe turbin, analisa karakteristik turbin, titik pusat turbin, kavitasi dan dimensi turbin, dalam studi ini digunakan beberapa metode dalam merencanakan turbin hidraulik, metode yang digunakan adalah metode Amerika (USBR) dalam *engineering monograph* no.20 dan metode yang dikembangkan oleh *European small hydropower association* (ESHA) dalam Penche,2004.

Tata cara perencanaan turbin hidraulik ditunjukkan pada diagram alir berikut:





Gambar 4.13. Diagram Alir Perencanaan Turbin Hidraulik

#### 4.8.1.1. Metode Amerika (USBR)

##### Pemilihan Tipe Turbin

Turbin dipilih berdasarkan karakteristik yang sesuai dengan jenis turbin yang digunakan, turbin biasanya ditentukan berdasarkan besarnya debit, tinggi jatuh, potensi daya bangkitan dan kecepatan spesifik turbin.dengan data rencana:

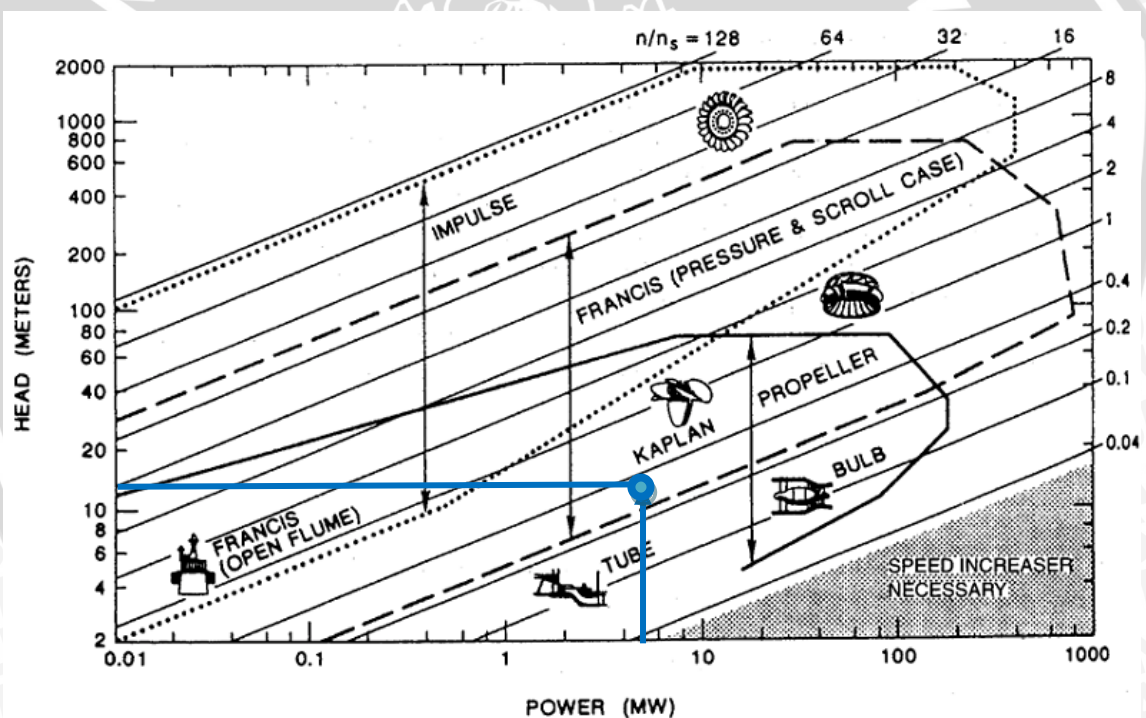
Debit desain (Q) : 61,27 m<sup>3</sup>/dt (direncanakan terdapat 2 buah turbin)

Net head (H) : 11,41 m

Daya teoritis (P) : 9,81 x Q x H

: 9,81 x 61,27 x 11,28

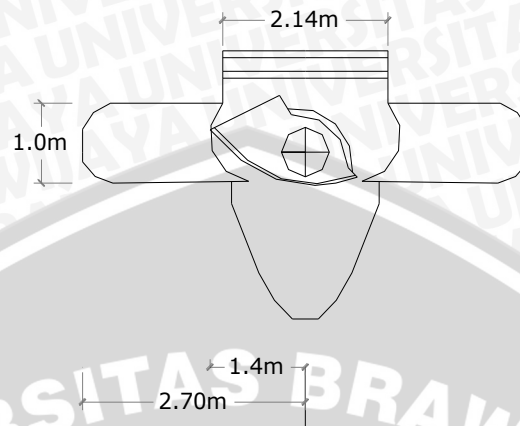
: 6779,32 kW atau 6,77 MW atau 5830,21 HP



**Gambar 4.14. Grafik Pemilihan Tipe Turbin**

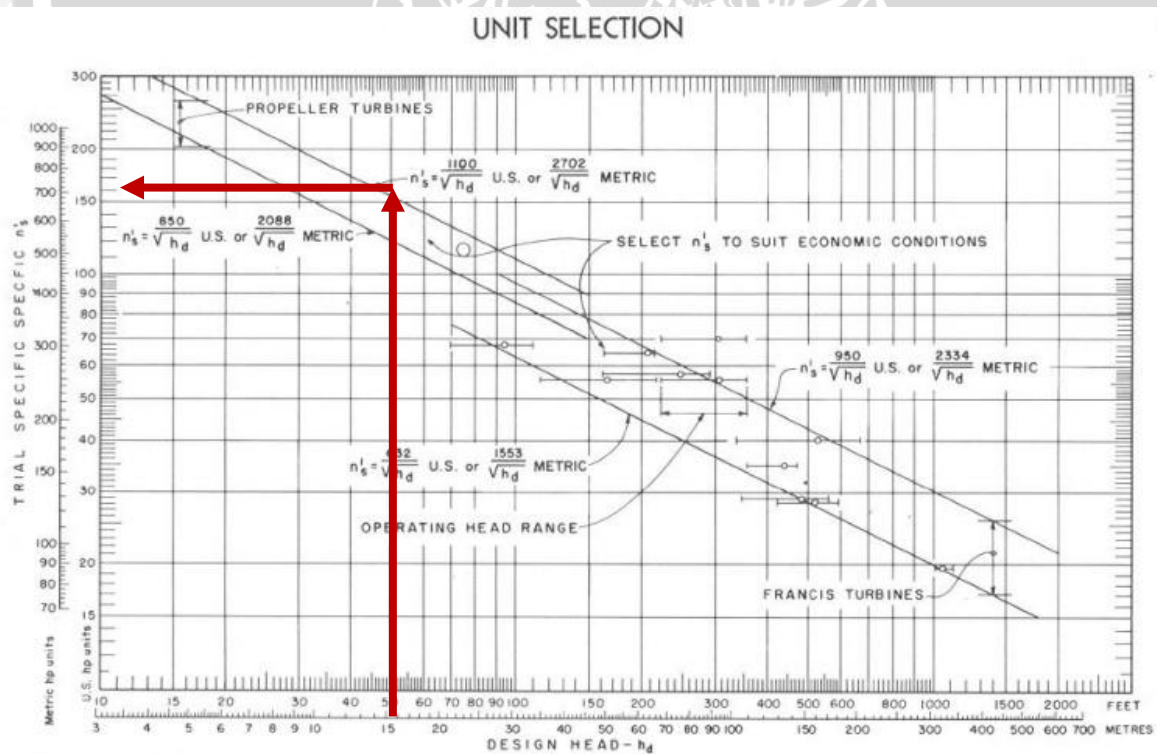
Dari grafik tersebut dengan data teknis diatas turbin yang bisa digunakan berada pada daerah turbin baling - baling, maka dapat dipilih turbin jenis Kaplan. Turbin Kaplan memiliki keunggulan seperti pada tabel 2.6 dengan kecepatan putaran (N) yang tinggi antara 250 – 750 rpm sehingga membutuhkan tipe generator yang kecil dan dapat mengakomodasi debit (Q) tinggi antara 3 – 50 m<sup>3</sup>/dt dan cocok untuk tinggi

jatuh rendah 2 – 20 meter juga memiliki efisiensi yang tinggi 90% – 93%. sehingga turbin Kaplan direkomendasikan untuk studi ini. Berikut gambar detail turbin Kaplan :



**Gambar 4.15. Detail Turbin Kaplan**

Dengan mengetahui besarnya tinggi jatuh efektif (net head) turbin dapat ditentukan dengan pertimbangan kecepatan spesifik turbin seperti pada grafik pemilihan turbin yang disarankan oleh USBR sebagai berikut:



**Gambar 4.16. Grafik Pemilihan Tipe Turbin Yang Disarankan Menurut USBR**

Dengan tinggi jatuh sebesar 11,28 m maka dari grafik diatas didapatkan putaran spesifik coba coba ( $N_s'$ ) sebesar 710 mkW atau dapat digunakan persamaan dari grafik diatas:

$$N_s' = \frac{2702}{\sqrt{H}} = \frac{2702}{\sqrt{11,28}} = 713,12 \text{ mkW}$$

atau

$$N_s' = \frac{2088}{\sqrt{H}} = \frac{2088}{\sqrt{11,28}} = 621,693 \text{ mkW}$$

Kemudian cek kecepatan putar turbin dengan persamaan:

$$n_1 = \frac{N_s' H^{1,25}}{\sqrt{P}} = \frac{713,12 \cdot 11,28^{1,25}}{\sqrt{6779,32}} = 193,05 \text{ rpm}$$

$$n_2 = \frac{N_s' H^{1,25}}{\sqrt{P}} = \frac{621,693 \cdot 11,28^{1,25}}{\sqrt{6779,32}} = 168,30 \text{ rpm}$$

Dari pembacaan grafik 4.16 diperoleh putaran spesifik coba coba ( $N_s'$ ) sebesar 710 mkW sehingga dari kedua persamaan diatas yang memenuhi adalah persamaan pertama dengan nilai  $N_s'$  sebesar 713,12 mkW. Turbin direncanakan dengan menggunakan generator tipe sinkron dengan frekuensi 50 Hz maka kecepatan sinkron generator sama dengan kecepatan putar turbin maka kecepatan sinkron generator:

$$n = \frac{120f}{P}$$

$$193.05 = \frac{120 \cdot 60}{P}$$

$$P = 31.1$$

Dikarenakan nilai kutub generator ( $p$ ) harus memiliki nilai genap dan tidak berbentuk bilangan desimal maka dipilih alternatif jumlah kutub yang mendekati nilai coba coba tersebut sehingga dapat diketahui kecepatan putar yang akan digunakan dan dapat dihitung besarnya kecepatan spesifik terkoreksi. Kecepatan spesifik terkoreksi dapat dihitung dengan persamaan :

$$N_s = n \frac{\sqrt{P}}{H^{5/4}}$$

$$N_s = 200 \frac{\sqrt{6779,32}}{11,28^{5/4}}$$

$$N_s = 738,79 \text{ mkW}$$

Perhitungan ditunjukkan pada tabel berikut :

**Tabel 4.17. Alternatif Pemilihan Jumlah Kutub Terhadap Kecepatan Spesifik**

Alternatif	Kutub Generator (p) (Buah)	Kecepatan Sinkron (n) (rpm)	Kecepatan Spesifik Terkoreksi ( $N_s$ ) (mkW)	Kecepatan Putar Digunakan ( $n'$ ) (rpm)	$\Delta n$
1	30	200	738.79	200	0.00
2	32	188	692.61	188	0.00
3	34	176	651.87	176	0.00

Sumber: perhitungan

Dari hasil tersebut dipilih alternatif 1 dengan 30 kutub generator dengan kecepatan spesifik terkoreksi adalah 738,79 mkW, pemilihan alternatif dilakukan berdasarkan jumlah kutub generator dikarenakan jumlah kutub generator yang kecil akan menghasilkan desain turbin yang lebih kecil (ekonomis).

Sehingga rasio kecepatan putaran dan kecepatan spesifik adalah  $n/N_s = 0,27$

Selain itu dapat ditentukan rasio kecepatan ( $\phi$ ) dan diameter *runner* maksimum ( $D_m$ ), ratio kecepatan dihitung dengan persamaan:  $0,023 N_s^{2/3}$  dan diameter maksimum dihitung dengan persamaan:  $\frac{84,4 \phi H^{0,5}}{n}$  maka:

$$\phi = 0,023 N_s^{2/3} = 0,023 738,79^{2/3} = 1,90 \text{ m/dt}$$

$$D_m = \frac{84,4 1,90 11,28^{0,5}}{200} = 2,701 \text{ meter direncanakan } 2,7 \text{ meter}$$

#### Titik Pusat Turbin

Analisa titik pusat turbin sangat berpengaruh terhadap gejala kavitasi, penempatan turbin yang tidak tepat akan menyebabkan kavitasi terjadi pada turbin. data perencanaan sebagai berikut:

Elevasi lokasi studi : +137 meter dpl

Tinggi jatuh efektif (H) : 11,28 m

Kecepatan spesifik ( $N_s$ ) : 738,79 mkW

Suhu Air : 20°

Maka dengan persamaan :  $Z = TWL + H_s + b$

Dimana:

TWL : +121,93 meter

$H_s$  : Tinggi hisap turbin, dihitung dengan persamaan :

$H_s$  :  $H_a + H_w - \sigma c H$

Dimana:

$H_a$  : tekanan atmosfer : 8,39 (berdasarkan tabel 2.7 untuk +137 dpl)

$H_w$  : tekanan uap air : 0,23 (berdasarkan tabel 2.8 untuk suhu air 20°)

$\sigma c$  : koefisien thoma kritis, USBR merekomendasikan koefisien thoma kritis untuk turbin tipe Kaplan dihitung dengan persamaan:

$$\sigma c = \frac{N_s^{1.64}}{50327}$$

$$\sigma c = \frac{738,79^{1.64}}{50327} = 1,01$$

maka:

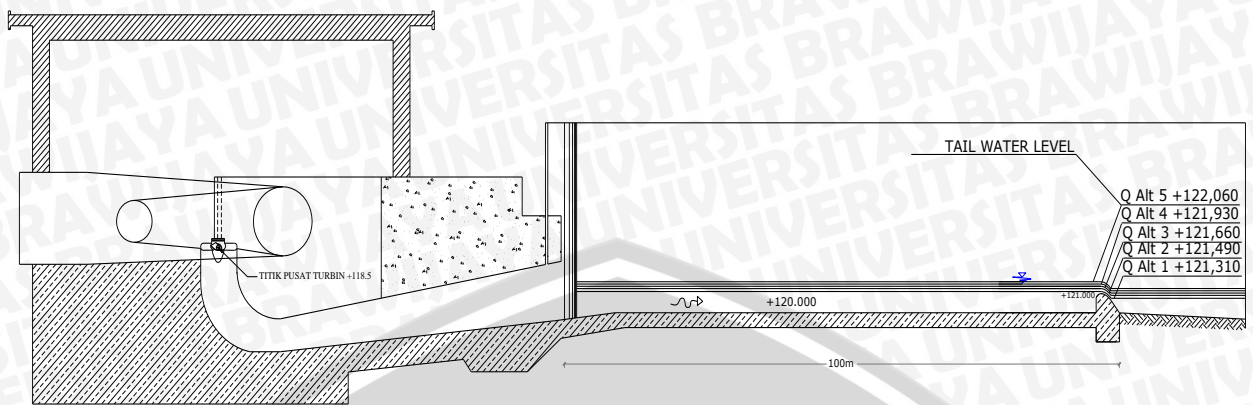
$$H_s = 8,39 + 0,23 - 1,01 \cdot 11,28$$

$H_s = -3,19$  m, dimana kavitas akan terjadi jika nilai tinggi hisap ( $H_s$ ) berada pada nilai diatas -3,19 m jadi untuk keamanan direncanakan -3,69 m

$b$  = perbedaan tinggi antar pusat turbin dengan outlet *runner*, USBR merekomendasikan  $b = 0,4 D_m$ , sehingga  $b = 0,4 \times 2,7 = 1,11$  m, namun dikarenakan nilai  $H_s$  adalah minus maka nilai  $b$  harus diabaikan karena turbin dalam keadaan tenggelam, sehingga titik pusat turbin adalah:

$$Z = 121,93 + (-3,69)$$

$$Z = +118,24 \text{ direncanakan pada } +118,5$$



**Gambar 4.17. Posisi Titik Pusat Turbin Terhadap TWL**

### Kontrol Gejala Kavitas

Kavitasi adalah fenomena dimana terdapat gelembung udara pada turbin yang akan membentur dinding *runner* sehingga akan mengakibatkan korosi. Dengan data perhitungan sebelumnya diketahui sebagai berikut:

Tekanan atmosfer : 8,39

Tekanan uap : 0,23

$\sigma$ kritis : 1,01

tinggi hisap : -3,69 m

tinggi jatuh efektif : 11,28 m

$$\sigma_{\text{aktual}} = \frac{H_a - H_w - H_s}{H}$$

$$\sigma_{\text{aktual}} = \frac{8,39 - 0,23 - (-3,69)}{11,28}$$

$$\sigma_{\text{aktual}} = 1,05$$

kavitasi terjadi jika  $\sigma_{\text{aktual}} < \sigma_{\text{kritis}}$  sehingga dari perhitungan diatas  $1,05 > 1,01$  atau  $\sigma_{\text{aktual}} > \sigma_{\text{kritis}}$  maka desain turbin aman terhadap gejala kavitasi.

Kepekaan gejala kavitasi juga ditentukan berdasarkan perubahan *tail water level* pada sungai Brantas, maka perlu untuk dianalisa kepekaan gejala kavitasi dikarenakan perubahan TWL. Analisa kepekaan kavitasi ditunjukkan pada tabel berikut:



**Tabel 4.18. Analisa Kepekaan Kavitas Terhadap Elv TWL (USBR)**

No	Debit Operasi (m <sup>3</sup> /det)	TWL	Hs Alt 1	Σ Alt 1	Ket Alt 1
1	11.99	121.31	-4.18	1.09	aman
2	23.53	121.49	-4.36	1.11	aman
3	36.94	121.66	-4.53	1.12	aman
4	61.27	121.93	-4.79	1.15	aman
5	74.77	122.06	-4.93	1.16	aman
6	Q Banjir	136.00	-18.86	2.40	aman

Sumber: perhitungan

### Dimensi turbin

Berdasarkan kajian pustaka maka dimensi turbin yang harus direncanakan dalam studi ini meliputi: dimensi *runner*, dimensi *Guide vane*, dimensi rumah siput (*spiral case*) dan dimensi *draft tube*. Parameter utama dari perencanaan dimensi turbin terletak pada nilai kecepatan spesifik ( $N_s$ ) dan kecepatan putaran ( $n$ ).

Dimana pada analisa sebelumnya:

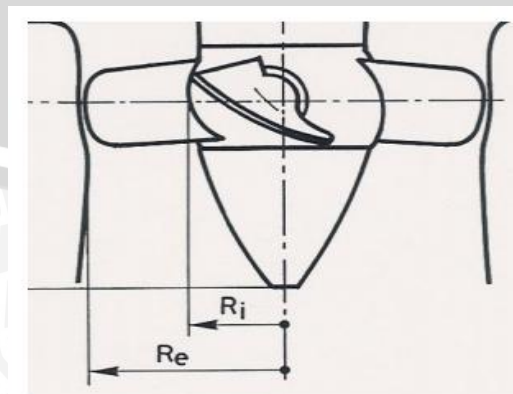
Kecepatan spesifik ( $N_s$ ) : 738,79 mkW

Kecepatan dasar ( $n$ ) : 200 rpm

Tinggi jatuh efektif : 11,28 m

#### a. Dimensi *runner* turbin

Diameter *runner* turbin Kaplan terdiri dari 2 bagian yaitu *runner* bagian luar dan *runner* bagian dalam seperti pada gambar berikut:



**Gambar 4.18. Bentuk Tipikal Diameter Turbin Kaplan**



Diameter *runner* bagian luar ( $R_e$ ):

Diameter *runner* bagian luar direncanakan sama dengan diameter maksimum turbin ( $D_m$ ) yaitu: 2,70 meter.

Diameter *runner* bagian dalam ( $R_i$ ):

USBR merekomendasikan *runner* bagian dalam adalah sebesar 0,5  $D_m$  sehingga diameter bagian dalam adalah  $R_i : 0,5 R_e : 0,5 \times 2,80 = 1.4$  meter.

b. Dimensi *guide vane* turbin

Dimensi *guide vane* turbin Kaplan dihitung dengan persamaan:

Tinggi *guide vane*:

$$B_g = (0.45 - 31.8 / N_s) D_M$$

$$B_g = (0.45 - 31.8 / 738,79) 2,7$$

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

Lebar ruang *whirl*:

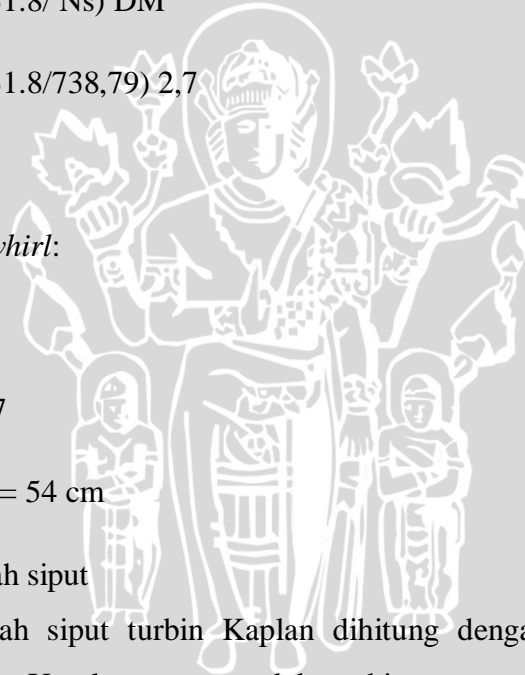
$$H_g = 0.2 D_M$$

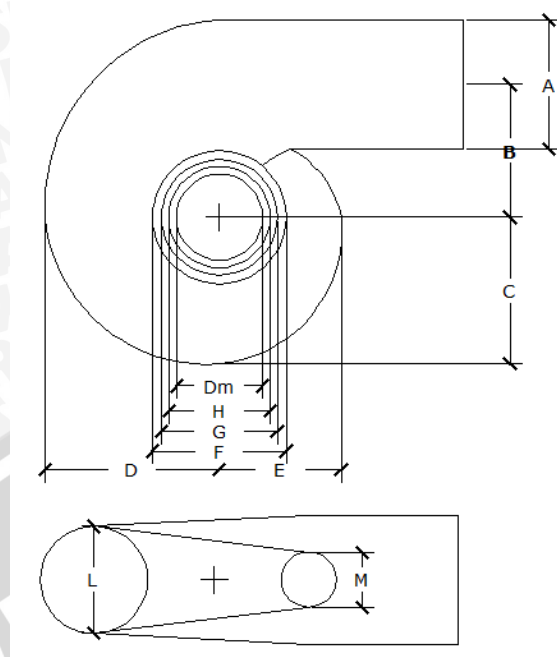
$$H_g = 0.2 \times 2,7$$

$$H_g = 0,54 \text{ m} = 54 \text{ cm}$$

c. Dimensi rumah siput

Dimensi rumah siput turbin Kaplan dihitung dengan persamaan (2-76) sampai (2-86). Untuk mempermudah perhitungan maka perhitungan akan ditabelkan sebagai berikut:





Gambar 4.19. Penjelasan Tiap Section Rumah Siput

Tabel 4.19. Perhitungan Dimensi Rumah Siput Turbin

Section	Persamaan	Dimensi (m)
A	$= D_M 0,4Ns^{0,2}$	4.05
B	$= D_M (1,26 + 3,79 \times 10^{-4} Ns)$	4.16
C	$= D_M (1,46 + 3,24 \times 10^{-4} Ns)$	4.59
D	$= D_M (1,59 + 5,74 \times 10^{-4} Ns)$	5.44
E	$= D_M (1,21 + 2,71 \times 10^{-4} Ns)$	3.81
F	$= D_M (1,45 + 72,17/Ns)$	4.19
G	$= D_M (1,29 + 41,63/Ns)$	3.64
H	$= D_M (1,13 + 31,86/Ns)$	3.17
I	$= D_M (0,45 - 31,80/Ns)$	1.1
L	$= D_M (0,74 + 8,7 \times 10^{-4} Ns)$	3.74
M	$= D_M / (2,06 - 1,2 \times 10^{-3} Ns)$	2.31

Sumber: perhitungan

Kecepatan didalam rumah siput dihitung dengan persamaan (2-87) :

$$V = 488/Ns^{0,44}$$

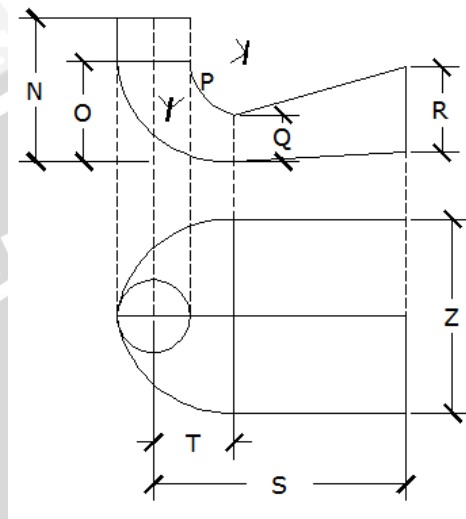
$$V = 488/738,79^{0,44}$$

$$V = 26,69 \text{ m/dt}$$

Dimana syarat kecepatan  $> 12$  m/dt, jadi desain rumah siput memenuhi syarat kecepatan.

d. Dimensi *draft tube*

Dimensi *draft tube* turbin Kaplan dihitung dengan persamaan (2-88) sampai (2-95). perhitungan akan ditabelkan sebagai berikut:



**Gambar 4.20. Penjelasan Tiap Section Draft Tube**

**Tabel 4.20. Perhitungan Dimensi Draft Tube Turbin**

Section	Persamaan	Dimensi (m)
N	$= D_M (2 - 2,14 \times 10^{-6} N_s)$	5.4
O	$= D_M (1,4 - 1,67 \times 10^{-5} N_s)$	3.75
P	$= D_M (1,26 - 16,35/N_s)$	3.35
Q	$= D_M (0,66 - 18,4/N_s)$	1.72
R	$= D_M (1,25 - 7,98 \times 10^{-5} N_s)$	3.22
S	$= D_M (4,26 - 201,51/N_s)$	10.77
T	$= D_M (1,2 + 5,12 \times 10^{-4} N_s)$	4.27
Z	$= D_M (2,58 + 102,66/N_s)$	7.35

Sumber: perhitungan

Kecepatan pada inlet *draft tube* dihitung dengan persamaan (2-96) :

$$V = 8.74 + 2.48/N_s$$

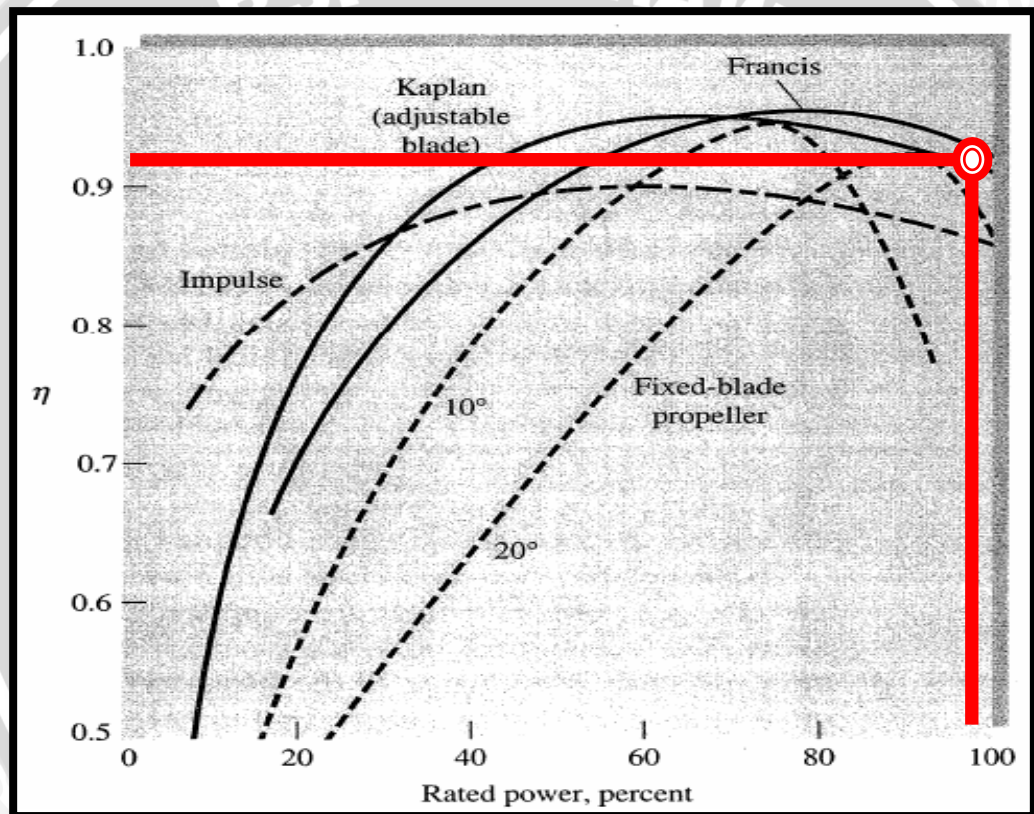
$$V = 8.74 + 2.48/738,79$$

$$V = 9,08 \text{ m/dt}$$

### Effisiensi Turbin

Effisiensi turbin dapat diketahui berdasarkan persamaan (2-97) namun effisiensi turbin hanya bisa diketahui melalui percobaan lapangan atau model dikarenakan daya aktual tidak bisa diketahui secara langsung.

Effisiensi turbin biasanya dikeluarkan oleh perusahaan manufaktur untuk tiap spesifikasi turbin tertentu, maka dipergunakan gambar 2.33 untuk mengetahui kisaran effisiensi turbin, dalam studi ini debit yang dipergunakan untuk PLTA relatif stabil maka nilai effisiensi dapat menggunakan effisiensi maksimum, untuk turbin tipe Kaplan effisiensi 100% atau  $Q/Q_{\max} = 1$  adalah 0,91 atau 91%.



Gambar 4.21. Nilai Kisaran Efisiensi Turbin

(Sumber : MECH7350 (Hydraulic Turbines) : 6)

#### 4.8.1.2. Metode Eropa (ESHA)

##### Pemilihan Tipe Turbin

Menurut Penche turbin dapat dipilih berdasarkan data teknis seperti debit, tinggi jatuh dan variasi penerimaan debit serta tinggi jatuh, dengan data teknis sebagai berikut:

Debit desain (Q) : 61,27 m<sup>3</sup>/dt (direncanakan terdapat 2 buah turbin)

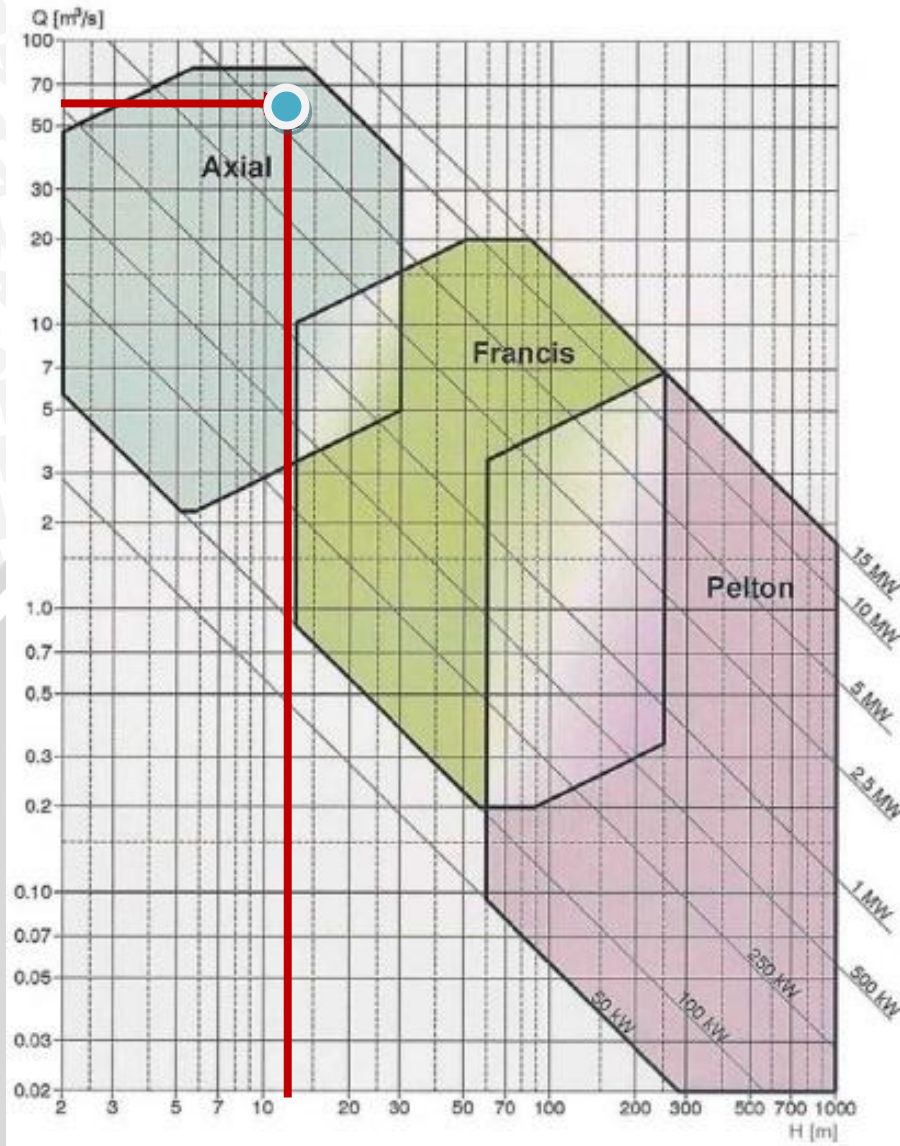
Net head (H) : 11,28 m

Dengan mengetahui besarnya tinggi jatuh efektif (net head) dan debit desain turbin dapat ditentukan turbin berdasarkan tabel jangkauan tinggi jatuh operasional dan pada grafik pemilihan turbin yang disarankan oleh ESHA sebagai berikut:

**Tabel 4.21. Klasifikasi turbin berdasarkan tinggi jatuh (Hn)**

Tipe Turbin	Jangkauan tinggi jatuh (Hn) (m)
Kaplan dan Baling - Baling	2 < Hn < 40
Francis	25 < Hn < 350
Pelton	50 < Hn < 1300
Crossflow	5 < Hn < 200
Turgo	50 < Hn < 250

Sumber: Penche, 2004



**Gambar 4.22. Grafik Pemilihan Tipe Turbin Yang Disarankan Menurut ESHA**

Berdasarkan gambar diatas maka jenis turbin yang bisa digunakan adalah turbin tipe *axial*, turbin *axial* terdiri atas beberapa jenis turbin yaitu : turbin Kaplan, turbin bulb dan turbin baling baling. Dengan memperhatikan variasi regulasi debit dan tinggi jatuh pada lokasi studi maka dipertimbangkan jenis turbin Kaplan sebagai pilihan dikarenakan variasi penerimaan debit dan tinggi jatuh yang tinggi seperti pada tabel berikut:

**Tabel 4.22. Kepekaan Turbin Terhadap Variasi Debit Dan Tinggi Jatuh**

Tipe Turbin	Penerimaan terhadap variasi tinggi jatuh	Penerimaan terhadap variasi debit
Pelton	rendah	Tinggi
Francis	Rendah	sedang
Kaplan regulasi ganda	Tinggi	Tinggi
Kaplan regulasi tunggal	Sedang	Tinggi
Baling – Baling	rendah	rendah

Sumber: Penche,2004

Maka dipilih turbin Kaplan dengan regulasi ganda dikarenakan sistem PLTA tidak menggunakan waduk untuk pengaturan regulasi debit sehingga debit dan tinggi jatuh akan bervariasi.

Setelah penentuan jenis turbin maka harus dihitung besarnya kecepatan spesifik turbin karena kecepatan spesifik turbin adalah parameter yang mendasari karakteristik turbin hidraulik. Menurut Schweiger dan Gregory dalam Penche,2004 kecepatan spesifik coba coba (*trial specific speed*) turbin Kaplan dihitung dengan persamaan (2-60):

$$N_{QE}' = \frac{2.294}{H^{0.486}} = \frac{2.294}{11,28^{0.486}} = 0,71$$

Kemudian cek kecepatan putaran turbin dengan persamaan:

$$n = \frac{N_{QE} E^{0,75}}{\sqrt{Q}}$$

dimana:

n : kecepatan putaran turbin (t/s)

E : energi potensial (Hg)

Q : debit operasional (m<sup>3</sup>/dt)

$$n = \frac{0,71 (11,28 \times 9,81)^{0,75}}{\sqrt{61,27}} = 3,08 \text{ t/dt atau } 184,65 \text{ rpm}$$

Turbin direncanakan dengan menggunakan generator tipe sinkron dengan frekuensi 50 Hz maka kecepatan sinkron generator sama dengan kecepatan putar turbin maka kecepatan sinkron generator dihitung dengan persamaan

$$n = \frac{120f}{P}$$

$$184,65 = \frac{120 \cdot 50}{P}$$

$$P = 32,49$$

Dikarenakan nilai kutub generator (p) harus memiliki nilai genap dan tidak berbentuk bilangan desimal maka dipilih alternatif jumlah kutub yang mendekati nilai coba coba tersebut sehingga dapat diketahui kecepatan putar yang akan digunakan dan dapat dihitung besarnya kecepatan spesifik terkoreksi. Kecepatan spesifik terkoreksi dapat dihitung dengan persamaan :

$$N_{QE} = n \frac{\sqrt{Q}}{E^{\frac{3}{4}}}$$

$$N_{QE} = \frac{194}{60} \frac{\sqrt{61,277}}{11,28 \times 9,81^{\frac{3}{4}}}$$

$$N_{QE} = 0,74$$

Perhitungan ditunjukkan pada tabel berikut :

**Tabel 4.23. Alternatif Pemilihan Jumlah Kutub Terhadap Kecepatan Spesifik**

Alternatif	Kutub Generator (Buah)	Kecepatan Sinkron (rpm)	Kecepatan Spesifik Terkoreksi ( $N_{QE}$ )	Kecepatan Putar Digunakan (rpm)	$\Delta n$
1	31	194	0.74	194	0.00
2	33	182	0.70	182	0.00
3	34	176	0.68	176	0.00

*Sumber: perhitungan*

Dimana kecepatan spesifik turbin Kaplan berada pada kisaran 0,19 – 1,55. Dari hasil tersebut dipilih alternatif 1 dengan 31 kutub generator dengan kecepatan spesifik terkoreksi adalah 0,74. Pemilihan alternatif dilakukan berdasarkan jumlah kutub generator dikarenakan jumlah kutub generator yang kecil akan menghasilkan desain turbin yang lebih kecil (ekonomis).

Selain itu dapat ditentukan rasio kecepatan ( $\phi$ ) dan diameter *runner* maksimum ( $D_m$ ), ratio kecepatan dihitung dengan persamaan:  $2,11N_{QE}$  dan diameter maksimum dihitung dengan persamaan :  $D_m = 84,5 (0,79 + 1,603 \times N_{QE}) \frac{\sqrt{H_n}}{n}$  maka:



$$\phi = 2,11 \times 0,74 = 1,56 \text{ m/dt}$$

$$D_m = 84,5 (0,79 + 1,603 \times 0,74) \frac{\sqrt{11,28}}{194} = 2,90 \text{ meter}$$

### Titik Pusat Turbin

Analisa titik pusat turbin sangat berpengaruh terhadap gejala kavitasi, penempatan turbin yang tidak tepat akan menyebabkan kavitasi terjadi pada turbin. data perencanaan sebagai berikut:

Elevasi lokasi studi : +137 meter dpl

Tinggi jatuh efektif (H) : 11,28 m

Kecepatan spesifik ( $N_{QE}$ ) : 0,74

Suhu Air : 20°

Maka dengan persamaan :  $Z = TWL + H_s + b$

Dimana:

TWL : +121,93 meter

$H_s$  : Tinggi hisap turbin, dihitung dengan persamaan :

$$H_s = \frac{P_{atm} - P_v}{\rho g} + \frac{V^2}{2g} + \sigma \cdot H$$

Dimana:

$P_{atm}$  : tekanan atmosfer (82316,0 Pa untuk ketinggian +137 dpl)

$P_w$  : tekanan uap air (2300 Pa untuk suhu air 20°)

$\rho$  : berat jenis air (1000kg/m<sup>3</sup>)

$g$  : percepatan gravitas (9,81 m/dt<sup>2</sup>)

$V$  : kecepatan setelah *runner* (Penche merekomendasikan  $V = 2$  m/dt untuk pendekatan)

$H$  : tinggi jatuh efektif (m)

$\sigma_c$  : koefisien thoma kritis, Penche merekomendasikan koefisien thoma kritis untuk turbin tipe Kaplan dihitung dengan persamaan:

$$\sigma_c = 1,5241 \cdot N_{QE}^{1,46} \frac{V^2}{2gH}$$

$$\sigma_c = 1,5241 \cdot 0,74^{1,46} \frac{2^2}{2 \cdot 9,81 \cdot 11,28} = 1,0$$

maka:

$$H_s = \frac{82316,0 - 2300}{1000 \cdot 9,81} + \frac{2^2}{2 \cdot 9,81} + 1,0 \cdot 11,28$$

$H_s = -2,93$  m, dimana kavitasi akan terjadi jika nilai tinggi hisap ( $H_s$ ) berada pada nilai diatas  $-2,93$  m jadi untuk keamanan direncanakan  $-3,43$  m

$b$  = perbedaan tinggi antar pusat turbin dengan outlet *runner*, Penche merekomendasikan  $b = 0,41$  Dm, sehingga  $b = 0,41 \times 2,90 = 1,19$  m, namun dikarenakan turbin memiliki nilai tinggi hisap minus maka turbin berada pada kondisi tenggelam sehingga nilai  $b$  dapat diabaikan, sehingga titik pusat turbin adalah:

$$Z = 121,93 + (-3,43)$$

$$Z = +118,50$$

### **Kontrol Gejala Kavitasi**

Kavitasi adalah fenomena dimana terdapat gelembung udara pada turbin yang akan membentur dinding *runner* sehingga akan mengakibatkan korosi. Dengan data perhitungan sebelumnya diketahui sebagai berikut:

$$\text{Tekanan atmosfer} : P_{atm}/\rho g = 82316/(1000 \times 9,81) = 8,39$$

$$\text{Tekanan uap} : P_v/\rho g = 2300/(1000 \times 9,81) = 0,23$$

$$\sigma_{kritis} : 1,0$$

$$\text{tinggi hisap} : -3,43 \text{ m}$$

$$\text{tinggi jatuh efektif} : 11,28 \text{ m}$$

$$\sigma_{aktual} = \frac{H_a - H_w - H_s}{H}$$

$$\sigma_{\text{aktual}} = \frac{8,39 - 0,23 - (-3,43)}{11,28}$$

$$\sigma_{\text{aktual}} = 1,03$$

kavitasi terjadi jika  $\sigma_{\text{aktual}} < \sigma_{\text{kritis}}$  sehingga dari perhitungan diatas  $1,03 > 1,0$  atau  $\sigma_{\text{aktual}} > \sigma_{\text{kritis}}$  maka desain turbin aman terhadap gejala kavitasi.

Kepekaan gejala kavitasi juga ditentukan berdasarkan perubahan tail water level pada sungai Brantas, maka perlu untuk dianalisa kepekaan gejala kavitasi dikarenakan perubahan TWL. Analisa kepekaan kavitasi ditunjukkan pada tabel berikut:

**Tabel 4.24. Analisa Kepekaan Kavitasi Terhadap Elv TWL (ESHA)**

No	Debit Operasi (m <sup>3</sup> /dt)	TWL	Hs	$\sigma$	Keterangan
1	11.99	121.31	-4.00	1.08	aman
2	23.53	121.49	-4.18	1.09	aman
3	36.94	121.66	-4.35	1.11	aman
4	61.27	121.93	-4.62	1.13	aman
5	74.77	122.06	-4.75	1.14	aman
6	Q banjir	136.00	-18.69	2.38	aman

Sumber: perhitungan

### Dimensi Turbin

Berdasarkan kajian pustaka maka dimensi turbin yang harus direncanakan dalam studi ini meliputi: dimensi *runner*, dimensi *Guide vane*, dimensi rumah siput (*spiral case*) dan dimensi *draft tube*. Parameter utama dari perencanaan dimensi turbin terletak pada nilai kecepatan spesifik ( $N_{QE}$ ) dan kecepatan putaran ( $n$ ).

Dimana pada analisa sebelumnya:

Kecepatan spesifik ( $N_{QE}$ ) : 0,74

Kecepatan dasar ( $n$ ) : 194 rpm

Tinggi jatuh efektif : 11,28 m

Kesetaraan antara  $N_{QE}$  dan  $N_s$ ,  $N_s : 995N_{QE}$

Jadi  $N_s = 995 \times 0,74 = 736,96$  mkW

a. Dimensi *runner* turbin

Diameter *runner* turbin Kaplan terdiri dari 2 bagian yaitu *runner* bagian luar dan *runner* bagian dalam:

Diameter *runner* bagian luar ( $R_e$ ):

Diameter *runner* bagian luar direncanakan sama dengan diameter maksimum turbin ( $D_m$ ) yaitu: 2,90 meter.

Diameter *runner* bagian dalam ( $R_i$ ):

$$R_i = \left(0,25 + \frac{0,0951}{N_{QE}}\right) \cdot R_e$$

$$R_i = \left(0,25 + \frac{0,0951}{0,74}\right) \cdot 2,90$$

$$R_i = 1,1 \text{ meter}$$

b. Dimensi *guide vane* turbin

Dimensi *guide vane* turbin Kaplan dihitung dengan persamaan:

Tinggi *guide vane*:

$$B_g = (0,45 - 31,8 / N_s) D_M$$

$$B_g = (0,45 - 31,8 / 736,96) 2,90$$

$$B_g = 1,179 \text{ m}$$

Lebar ruang *whirl*:

$$H_g = 0,2 D_M$$

$$H_g = 0,2 \times 2,90$$

$$H_g = 0,57 \text{ m}$$

c. Dimensi rumah siput

Dimensi rumah siput turbin Kaplan dihitung dengan persamaan (2-76) sampai (2-86). Perhitungan akan ditabelkan sebagai berikut:

**Tabel 4.25. Perhitungan Dimensi Rumah Siput Turbin**

Section	Persamaan	Dimensi (m)
A	$= D_M 0,4Ns^{0,2}$	4.35
B	$= D_M(1,26 + 3,79 \times 10^{-4} Ns)$	4.47
C	$= D_M(1,46 + 3,24 \times 10^{-4} Ns)$	4.93
D	$= D_M(1,59 + 5,74 \times 10^{-4} Ns)$	5.84
E	$= D_M(1,21 + 2,71 \times 10^{-4} Ns)$	4.09
F	$= D_M(1,45 + 72,17/Ns)$	4.49
G	$= D_M(1,29 + 41,63/Ns)$	3.91
H	$= D_M(1,13 + 31,86/Ns)$	3.41
I	$= D_M(0,45 - 31,80/Ns)$	1.18
L	$= D_M(0,74 + 8,7 \times 10^{-4} Ns)$	4.01
M	$= D_M/(2,06 + 1,2 \times 10^{-3} Ns)$	2.47

Sumber: perhitungan

Kecepatan didalam rumah siput dihitung dengan persamaan (2-87):

$$V = 488/Ns^{0,44}$$

$$V = 488/736,96^{0,44}$$

$$V = 26,71 \text{ m/dt}$$

Dimana syarat kecepatan  $> 12 \text{ m/dt}$ , jadi desain rumah siput memenuhi syarat kecepatan.

d. Dimensi *draft tube*

Dimensi *draft tube* turbin Kaplan dihitung dengan persamaan (2-88) sampai (2-95). Untuk mempermudah perhitungan maka perhitungan akan ditabelkan sebagai berikut:

**Tabel 4.26. Perhitungan Dimensi Draft Tube Turbin**

Section	Persmaan	Dimensi (m)
N	$= D_M (2 - 2,14 \times 10^{-6} N_s)$	5.8
O	$= D_M (1,4 - 1,67 \times 10^{-5} N_s)$	4.03
P	$= D_M (1,26 - 16,35/N_s)$	3.59
Q	$= D_M (0,66 - 18,4/N_s)$	1.85
R	$= D_M (1,25 - 7,98 \times 10^{-5} N_s)$	3.46
S	$= D_M (4,26 - 201,51/N_s)$	11.56
T	$= D_M (1,2 + 5,12 \times 10^{-4} N_s)$	4.58
Z	$= D_M (2,58 + 102,66/N_s)$	7.89

Sumber: perhitungan

Kecepatan pada inlet *draft tube* dihitung dengan persamaan (2-96) :

$$V = 8.74 + 2.48/N_s$$

$$V = 8.74 + 2.48/736,96$$

$$V = 9,08 \text{ m/dt}$$

#### Effisiensi Turbin

Effisiensi turbin dapat diketahui berdasarkan persamaan (2-97) namun effisiensi turbin hanya bisa diketahui melalui percobaan lapangan atau model dikarenakan daya aktual tidak bisa diketahui secara langsung.

Effisiensi turbin biasanya dikeluarkan oleh perusahaan manufaktur untuk tiap spesifikasi turbin tertentu, maka dipergunakan gambar 2.33 untuk mengetahui kisaran effisiensi turbin, dalam studi ini debit yang dipergunakan untuk PLTA relatif stabil maka nilai effisiensi dapat menggunakan effisiensi maksimum, untuk turbin tipe Kaplan effisiensi 100% atau  $Q/Q_{\max} = 1$  adalah 0,91 atau 91%.

#### 4.8.1.3. Desain Turbin Yang Digunakan

Berdasarkan analisa perencanaan turbin dengan menggunakan kedua metode diatas maka dapat dirangkum spesifikasi turbin untuk tiap metode yang digunakan, acuan dasar untuk menentukan metode perhitungan turbin yang akan digunakan adalah dengan memperhatikan rasio energi yang dihasilkan dengan biaya turbin, biaya turbin dihitung dengan persamaan:

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

Dimana:

CT : biaya turbin Kaplan (dalam dolar kanada)

n : jumlah turbin (per 1 unit)

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)

Maka biaya turbin untuk turbin Kaplan dengan metode ESHA adalah:

$$CT = 0,27 1^{0,96} 1 1 2,90^{,47} (1,17 11,28^{0,12} + 2) \times 10^6$$

$$CT = 45779,90 \text{ juta rupiah}$$

Sedangkan biaya pemasangan turbin didapatkan dari 0,15 CT, sehingga biaya pemasangan turbin adalah:

$$CP = 0,15 \times 45779,90$$

$$CP = 6866,98 \text{ juta rupiah}$$

Sehingga biaya total turbin Kaplan adalah 52646,88 juta rupiah atau 52,6 milyar rupiah. Untuk selanjutnya dapat ditentukan desain turbin yang akan digunakan, rangkuman spesifikasi teknis turbin ditabelkan sebagai berikut:

**Tabel 4.27. Rangkuman Spesifikasi Turbin Untuk Tiap Metode**

No	Uraian	Metode Eropa (ESHA)		Metode Amerika (USBR)	
		Nilai	Satuan	Nilai	Satuan
1	Tipe Turbin	Kaplan		Kaplan	
2	Frekuensi Generator	50	Hz	50	Hz
3	Kutub Generator (P)	31	buah	30	buah
4	Kecepatan Sinkron	193.55	rpm	200.00	rpm
5	Kecepatan Putar (N)	193.55	rpm	200.00	rpm
6	Kecepatan Spesifik (Ns)	736.96	mkW	738.79	mkW

No	Uraian	Metode Eropa (ESHA)		Metode Amerika (USBR)	
		Nilai	Satuan	Nilai	Satuan
7	Faktor Kecepatan	1.56		1.90	
8	Diameter Maksimum	2.90	m	2.70	m
9	Koefisien Kavitasi Kritis ( $\Sigma_c$ )	1.00		1.01	
10	Tinggi Hisap Kritis ( $H_s$ )	-2.93	m	-3.19	m
11	Tinggi Hisap Rencana ( $H_s'$ )	-3.43	m	-3.69	m
12	Jarak Dasar Turbin Ke Pusat ( $D_e$ )	1.19	m	1.11	m
13	Elv Pusat Turbin ( $Z$ )	118.50	m	118.24	m
14	Koefisien Kavitasi Aktual ( $\Sigma_a$ )	1.03		1.05	
15	Kontrol Kavitasi	aman		aman	
16	Lebar Total Spiral Case	11.56	m	10.77	m
17	Diameter Intake Spiral Case	4.34	m	4.05	m
18	Tinggi Draft Tube	5.79	m	5.40	m
19	Panjang Draft Tube	11.55	m	10.77	m
20	Biaya Perunit Turbin	45779.90	juta Rp	41275.42	juta Rp
21	Biaya Pemasangan	6866.98	juta Rp	6191.31	juta Rp
22	Biaya Total Turbin	52646.88	juta Rp	47466.74	juta Rp
23	Install Capacity	6779.32	kW	6779.32	kW
24	Rp/Kw	7.77		7.00	
25	Output Energi	162.70	MWh	162.70	MWh
26	Rp/Mwh	323.58		291.74	

*Sumber: perhitungan*

Dari hasil perencanaan turbin hidraulik dengan menggunakan tiap metode pada tabel diatas digunakan desain turbin dengan metode Amerika (USBR) dikarenakan dari hasil perencanaan didapatkan nilai rasio daya dengan biaya yang rendah sehingga desain tersebut merupakan desain yang ekonomis.

#### 4.8.2. Peralatan Elektrik

Perencanaan peralatan elektrik meliputi perencanaan generator, pengatur kecepatan (*governor*), peningkat kecepatan (*speed increaser*), transformator (*travo*), peralatan pengatur electric (*switch gear equipment*), dan aksesoris kelengkapan elektrik (*electric auxiliary*). Dalam studi ini tidak direncanakan secara mendetail tentang peralatan elektrik untuk sistem PLTA.

#### Generator

Generator direncanakan dengan menggunakan tipe generator yang biasa digunakan untuk PLTA di Indonesia, generator yang digunakan adalah generator



sinkron 3 fasa dengan frekuensi 50 Hz, generator sinkron harus memiliki kecepatan putaran dasar yang sama dengan turbin, pada analisa sebelumnya kecepatan dasar turbin yang dipergunakan adalah 200 rpm dengan jumlah kutub yang harus digunakan adalah 30 buah. Dan dengan melihat daya teoritis pada analisa sebelumnya maka efisiensi generator adalah 0,95 diambil 95%.

Daya keluar generator dapat dihitung dengan persamaan:

$$P_g = \frac{P_t \eta_g}{P_f}$$

Dimana:

$P_g$  : rating keluaran generator

$P_t$  : rating keluaran turbin (kW) = 6779,32 kW

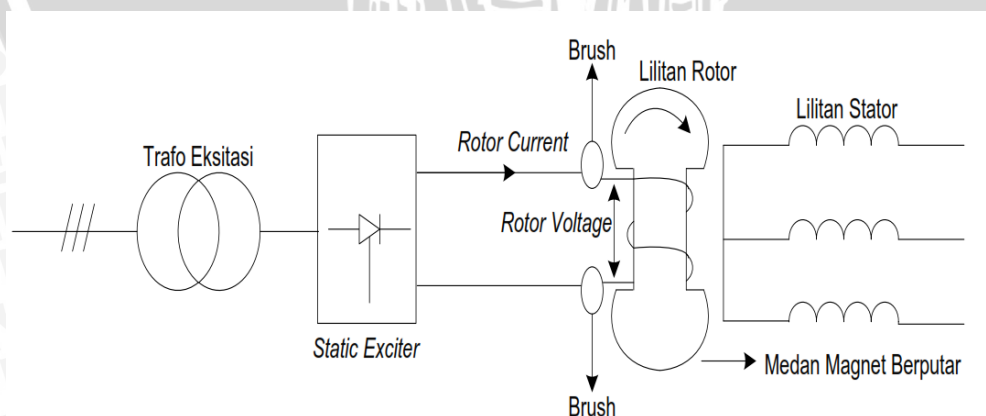
$\eta_g$  : efisiensi generator = 95%

$P_f$  : faktor tenaga, digunakan 0,9

$P_g = (6779,32 \cdot 0,95) / 0,9 = 7155,94 \text{ KVA.}$

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:

- *Brush type exciters*



**Gambar 4.23. Generator Brush Type Exciter**

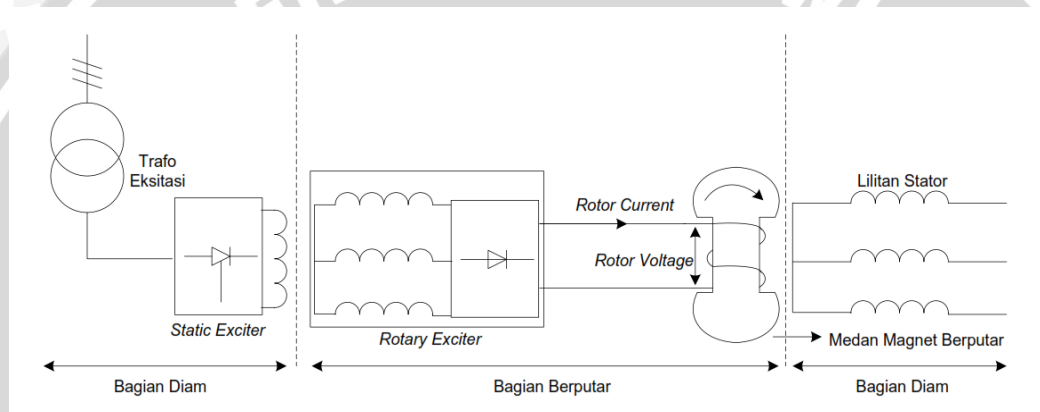
Keuntungan dengan menggunakan tipe *Brush Excitation*:

1. Arus penguat yang diatur tidak terlalu besar nilainya sehingga kerugian daya pada potensiometer tidak terlalu besar.

Kerugian dengan menggunakan sistem *Brushless Excitation* :

1. Biaya perawatan mahal karena pada system ini terdapat sikat, komutator dan slip ring.
2. Saluran udara dan bus *exciter* atau kabel memerlukan pondasi sehingga dapat menambah biaya untuk pondasi.
3. Sikat dapat menimbulkan loncatan api pada putaran tinggi.

- *Brushless type exciter*



**Gambar 4.24. Generator Brushless Type Exciter**

Keuntungan dengan menggunakan tipe Brushless Excitation:

1. Energi yang diperlukan untuk Eksitasi diperoleh dari poros utama (*main shaft*), sehingga keandalannya tinggi.
2. Biaya perawatan berkurang karena pada sistem Eksitasi tanpa sikat (*brushless excitation*) tidak terdapat sikat, komutator dan slip ring.
3. Pada sistem Eksitasi tanpa sikat (*brushless excitation*) tidak terjadi kerusakan isolasi karena melekatnya debu karbon pada farnish akibat sikat arang.
4. Mengurangi kerusakan (*trouble*) akibat udara buruk (*bad atmosphere*) sebab semua peralatan ditempatkan pada ruang tertutup.
5. Selama operasi tidak diperlukan pengganti sikat, sehingga meningkatkan keandalan operasi dapat berlangsung terus pada waktu yang lama.
6. Pemutus medan generator (*Generator field breaker*), *field* generator dan bus *exciter* atau kabel tidak diperlukan lagi.

7. Biaya pondasi berkurang, sebab aluran udara dan bus *exciter* atau kabel tidak memerlukan pondasi.

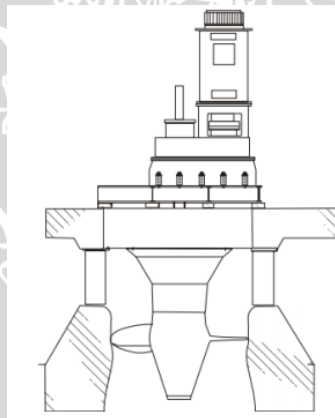
Kerugian dengan menggunakan sistem Brushless Excitation :

1. Desain nya rumit, karena menggunakan Permanent Magnet Generator

Untuk PLTA tipe low head mini *brushless type* lebih direkomendasikan karena kemudahan penggunaan.

### **Peningkat Kecepatan (*Speed Increaser*)**

Peningkat kecepatan dibutuhkan untuk PLTA dengan tinggi jatuh rendah untuk meningkatkan kecepatan turbin agar daya yang dibangkitkan menjadi maksimal, peningkat kecepatan didesain dengan tipe *parallel shaft with helical gear* dengan desain mengacu pada standar internasional (AGMA 2001,B88 atau DIN3990).



**Gambar 4.25. Desain Tipikal Parralel Shaft Speed Increaser**

(Sumber :Penche,2004)

### **Pengatur Kecepatan (*Governor*)**

Pengatur kecepatan dibutuhkan untuk pengaturan kecepatan pada turbin dengan mengatur *guide vane* sehingga didapatkan kecepatan yang masih diijinkan oleh turbin untuk beroperasi, pengatur kecepatan memiliki tiga jenis tipe yakni: hidro – mekanik, mekanik – elektrik dan hidro – elektrik. Dalam studi ini direncanakan pengatur kecepatan menggunakan sistem hidro – elektrik dengan pertimbangan bahwa sistem ini telah sering dipergunakan dalam sistem PLTA.

### **Transformer (*Travo*)**

Transformer direncanakan dengan desain yang biasa diterapkan pada lapangan sesuai dengan standar nasional atau standar PLN, dalam studi ini tidak membahas perencanaan transformer secara teknis.

### **Peralatan Pengatur Kelistrikan (*Switchgear Equipment*)**

*Switchgear* merupakan kombinasi antara saklar pemutus, *fuse* dan pemutus aliran (*circuit breaker*). *Switchgear* difungsikan untuk melindungi generator dan transformator utama dari bahaya kelebihan kapasitas (*overcapacity*).

Dalam studi ini tidak direncanakan adanya *switchgear* dikarenakan sistem distribusi listrik menggunakan sistem central grid sehingga langsung akan disambungkan ke *switchgear* milik PLN.

### **Aksesoris Pelengkap (*Auxiliary Equipment*)**

Dalam studi ini aksesoris atau pelengkap kelistrikan meliputi:

- a Genset minyak  
untuk keperluan mendadak atau tiba tiba seandainya dibutuhkan energi cadangan pada PLTA.
- b Peralatan pemadam kebakaran (*exhaust extinguisher*)  
Untuk keperluan bahaya sewaktu waktu jika terjadi kebakaran.
- c Peralatan angkat  
Untuk keperluan perawatan turbin dan generator.
- d Baterai penyimpanan (*Battery Supply*)  
Digunakan untuk penyimpanan listrik dan digunakan sebagai cadangan energi bila PLTA dan genset padam.
- e Pompa air  
Digunakan untuk pengurasan jika terjadi kebocoran pada rumah pembangkit dan pengurasan air *draft tube*.
- f Pengukur muka air (*meter gauge*)  
Digunakan untuk pengukuran muka air pada saluran *tailrace* hal ini bertujuan untuk memantau elevasi *tail water level*.

#### 4.8.3. Perencanaan Rumah Pembangkit

Rumah pembangkit merupakan tempat atau *shelter* peralatan mekanik dan elektrik serta aksesorisnya, dalam studi ini rumah pembangkit direncanakan berbentuk persegi seperti *bunkeryang* tertanam dalam tanah dengan data perencanaan sebagai berikut:

Bentuk *Power house* : tipe dalam tanah (*underground type*)

Tinggi : 12,0 meter

Lebar : 20 meter

Panjang : 50 meter

Material rumah : beton

Tebal dinding rumah : 0.3 meter

Kedalaman pondasi : 1.5 meter

Gambar desain perencanaan dapat dilihat pada **lampiran**.

#### 4.9. Analisa Pembangkitan Energi

Analisa pembangkitan energi dihitung berdasarkan alternatif debit desain yang dipergunakan pada pembahasan sebelumnya, data teknis yang dibutuhkan adalah sebagai berikut:

##### Data operasional

Debit desain : 61,27 m<sup>3</sup>/dt

Jumlah turbin : 2 buah turbin

Debit tiap turbin : 30,6 m<sup>3</sup>/dt

Effisiensi turbin : 91%

Effisiensi generator : 95%

Sistem operasi : *central grid*

**Data bangunan**

elv dasar <i>power intake</i>	: +117
elv muka tanah	: +137
elv turbin	: +118,5
elv <i>tailrace</i>	: +120
elv ambang <i>tailrace</i>	: +121
<i>Headloss</i> total	: 2,791 m
<i>Head</i> efektif:	: 11,28 m

Beberapa asumsi atau aturan operasi yang dipergunakan dalam analisa pembangkitan energi adalah sebagai berikut:

- Sistem PLTA tidak memiliki tampungan andalan.
- Operasi dilakukan selama 24 jam tanpa memperhatikan operasi *peak load* dan *base load*.
- Terdapat 12 hari untuk perawatan bangunan dalam satu tahun.
- Jumlah hari operasi pembangkitan memperhatikan faktor hidrologi.
- Tinggi jatuh bervariasi tergantung besarnya debit operasional.
- Pembangkitan energi tahunan dihitung berdasarkan tiap alternatif debit desain (terdapat 5 alternatif).

Berdasarkan analisa hidrologi pada pembahasan sebelumnya didapatkan nilai debit alternatif, elevasi *tail water level* dan tinggi jatuh masing-masing debit alternatif, yaitu:

**Tabel 4.28. Tinggi Jatuh Efektif Berdasarkan Alternatif Debit**

No.	Debit Operasi (m <sup>3</sup> /dt)	Elv Ma Hulu (m)	Elv TWL (m)	Net Head (m)
1	11.99	136.0	121.31	11.90
2	23.53	136.0	121.49	11.72
3	36.94	136.0	121.66	11.55
4	61.27	136.0	121.93	11.28
5	74.77	136.0	122.06	11.15

Sumber: perhitungan

Sehingga energi yang dapat dihasilkan berdasarkan debit desain untuk satu unit turbin dan generator dalam waktu 1 hari adalah:

$$E = 9,8 \times H \times Q \times \eta_g \times \eta_t \times n$$

$$E = 9,8 \times 11,90 \times 61,27 \times 0,95 \times 0,91 \times 24$$

$$E = 29035,83 \text{ kWh}$$

Energi yang dihasilkan pada PLTA Lodoyo II tiap satu hari operasi ditabelkan sebagai berikut:

**Tabel 4.29. Hasil Pembangkitan Energi harian Tiap Alternatif**

No.	Debit Operasi	Jumlah Turbin	Eff	Elv Ma	Elv Twl	Net Head	Lama Operasi	g	E
	(m <sup>3</sup> /dt)	(Buah)	(%)	(m)	(m)	(m)	(Jam)	(m/dt <sup>2</sup> )	(Kwh)
1	11.99	2	86.45	136.0	121.31	11.90	24	9.81	29035.83
2	23.53	2	86.45	136.0	121.49	11.72	24	9.81	56126.21
3	36.94	2	86.45	136.0	121.66	11.55	24	9.81	86814.10
4	61.27	2	86.45	136.0	121.93	11.28	24	9.81	140657.29
5	74.77	2	86.45	136.0	122.06	11.15	24	9.81	169646.56

Sumber: perhitungan

Berdasarkan analisa tersebut dapat ditentukan kapasitas terpasang (*installed capacity*) untuk tiap alternatif, analisa kapasitas terpasang untuk tiap alternatif ditabelkan sebagai berikut:

**Tabel 4.30. Analisa Kapasitas Terpasang Berdasarkan Tiap Alternatif**

Alternatif	Rated Capacity	Install Capacity
	(Kw)	
1	1330	2 x 600kw
2	2550	2 x 1200kw
3	3930	2 x 2000kw
4	6330	2 x 3000kw
5	7610	2 x 3500kw

Sumber: perhitungan

Sehingga pembangkitan energi yang diperoleh dalam waktu satu tahun (*annual generation*) berdasarkan masing masing alternatif adalah sebagai berikut:

**Tabel 4.31. Hasil Pembangkitan Energi Tahunan (Annual Generation)**

Alternatif	Unit Turbin	Debit Desain	Hari Operasional	Energi Tahunan
	(Unit)	(m <sup>3</sup> /dt)	(Hari)	(MWh)
Alternatif 1	1	11.99	365	10598
Alternatif 2	2	23.53	274	15365
Alternatif 3	3	36.94	237	20597
Alternatif 4	4	61.27	201	28237
Alternatif 5	5	74.77	183	30960

Sumber: perhitungan

#### 4.10. Analisa Ekonomi

Dalam analisa ekonomi maka harus ditentukan besarnya nilai manfaat (*benefit*) dan nilai pembayaran (*cost*). Dalam studi ini komponen manfaat dari pembangunan PLTA adalah:

- Nilai jual listrik yang dihasilkan (*tangible benefit*)
- Nilai cer dari reduksi gas karbon (*tangible benefit*)
- Terbantunya pemerintah dalam menambah suplai tenaga listrik (*intangibile benefit*)

Sedangkan komponen biaya dari pembangunan PLTMA adalah biaya modal dan biaya operasional pemeliharaan (OP). biaya modal meliputi biaya langsung dan biaya tak langsung, biaya langsung adalah biaya konstruksi sedangkan biaya tak langsung meliputi biaya *engineering* dan biaya *contingencies*.

##### 4.10.1. Pendekatan yang dipergunakan

Pendekatan atau asumsi yang dipergunakan pada analisa ekonomi dalam studi ini adalah:

- Suku bunga bank yang digunakan adalah 12% (suku bunga BI rate januari 2015)
- Nilai tukar \$1 dolar Amerika ke rupiah adalah Rp.12.450 (nilai tukar bulan Desember 2014)
- Nilai tukar \$1 dolar Kanada ke rupiah adalah Rp. 10.900 (nilai tukar bulan Desember 2014)
- Usia PLTA adalah 35 tahun.
- Biaya contingencies adalah 10% dari biaya langsung.
- Biaya OP adalah 1% dari biaya langsung tiap tahun.



- 7) Nilai depresiasi hanya mengacu pada peralatan hidromekanik dengan metode *straight line method* dengan usia guna 35 tahun dengan nilai pengembalian Rp. 0.
- 8) Harga jual listrik mengikuti Peraturan Menteri ESDM no.03 tahun 2015. Tentang harga pembelian listrik oleh PT PLN dari pembangkit listrik yang menggunakan energi terbarukan skala kecil dan menengah yaitu sebesar Rp. 1175,4/kWh.

#### 4.10.2. Estimasi Biaya (*Cost*)

Estimasi biaya dihitung mulai dari besarnya biaya langsung (biaya konstruksi) dengan menggunakan data desain bangunan pada analisa sebelumnya, perhitungan estimasi biaya dihitung berdasarkan persamaan (2-104) sampai (2-122). Parameter estimasi biaya berbeda untuk tiap alternatif namun perbedaan hanya terletak pada parameter utama (debit, tinggi jatuh, *rated capacity*, jumlah unit turbin dan jumlah pipa pesat) berikut adalah parameter estimasi biaya tiap alternatif :

**Tabel 4.32. Parameter Estimasi Biaya Tiap Alternatif**

Parameter Desain	Simbo l	Alt 1	Alt 2	Alt 3	Alt 4	Alt 5
Debit Desain Total (m <sup>3</sup> /dt)	Qd	11.99	23.53	36.94	61.27	74.77
Probabilitas Debit		85%	75%	65%	55%	50%
Tinggi Jatuh Effektif (m)	Hg	11.90	11.72	11.55	11.28	11.15
Daya Total (MW)	MW	1.33	2.55	3.93	6.33	7.61
Enggining Cost Factor	E	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67
Jumlah Turbin	n	2	2	2	2	2
Grid Connected Factor	G	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
Lower Cost Generator Factor	Cg	1	1	1	1	1
Higher Cost Vertical Axis Turbin Factor	jt	1	1	1	1	1
Lower Cost Horizontal Axis Turbin Factor	kt	1	1	1	1	1
Diameter Runner Turbin (m)	d	1.16	1.66	2.06	2.70	3.01
Tingkat Kesulitan Jaringan Transmisi	D	1	1	1	1	1
Transmission Line Wood Pole Vs Steel	P	1	1	1	1	1
Panjang Jalur Transmisi (km)	Lt	2	2	2	2	2
Voltase Transmisi (KV)	V	115	115	115	115	115
Civil Cost Factor	C	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44
Rock Factor	R	1	1	1	1	1

Parameter Desain	Simbo l	Alt 1	Alt 2	Alt 3	Alt 4	Alt 5
Jarak Borrow Pit (km)	Lb	1	1	1	1	1
Diameter Surge Tank (m)		2.00	4.00	6.00	8.00	9.00
Tinggi Surge Tank (m)	Ld	10.16	7.54	5.442	5.469	5.35
Berat Pipa Pesat (kg)	W	5981. 82	11115 .00	18525. 00	36457. 20	41421. 90
Jumlah Pipa Pesat	np	2	2	2	2	2
Rasio Kekuatan Tanah	Tc	0.150 0	0.15	0.1500	0.15	0.15
panjang terowongan	Lt	314.0	314.0 0	314.00	314.00	314.00
suku bunga	i	12.0%	12.0%	12.00 %	12.00 %	12.00 %
Transfer rate CAD to IDR**		10354	10354	10354	10354	10354
harga jual listrik per Kwh	Rp/kw h	1175. 4	1175. 4	1175.4	1175.4	1175.4
Transfer Rate USD to IDR**		12450	12450	12450	12450	12450
tingkat inflasi per januari 2014		6.29%	6.29%	6.29%	6.29%	6.29%
rasio CAD 2005 ke CAD 2014		1.14	1.14	1.14	1.14	1.14

Sumber: perhitungan dan rencana

\* : nilai diambil dari suku bunga BI rate januari 2015

\*\* : tingkat nilai tukar per desember 2014

\*\*\* : harga berdasarkan Permen ESDM no.03 tahun 2015

\*\*\*\* : nilai diambil dari world bank desember 2014

\*\*\*\*\* : nilai diambil dari bank of Canada desember 2014

Hasil perhitungan akan bernilai dalam mata uang dollar kanada dengan *base rate* tahun 2005 sehingga harus diperhatikan faktor eskalasi perubahan nilai mata uang tersebut sehingga hasil estimasi harus dikonversikan menjadi nilai mata uang dollar kanada dengan *base rate* tahun 2014. Berikut adalah contoh perhitungan estimasi biaya untuk alternatif 1 :

#### 1. Biaya Engineering

$$C1 = 0,37 n^{0,1} E \left( \frac{MW}{Hg^{0,3}} \right)^{0,54} \times 10^6$$

$$C1 = 0,37 2^{0,1} 0,67 \left( \frac{1,33}{11,90^{0,3}} \right)^{0,54} \times 10^6$$

$$C1 = 207,514 \text{ dollar kanada (2005)}$$

$C1 = 236,566$  dollar kanada (2014) dan senilai dengan 2,449,405,587 rupiah

## 2. Peralatan Hidromekanik

$$C2 = CG + CT$$

$$CG = 0,82 n^{0,96} G Cg \left( \frac{MW}{Hg^{0,28}} \right)^{0,9} \times 10^6$$

$$CG = 0,82 2^{0,96} 0,9 1 \left( \frac{1,33}{11,90^{0,28}} \right)^{0,9} \times 10^6$$

$CG = 994,296$  dollar kanada (2005)

$CG = 1,133,497$  dollar kanada (2014) dan senilai dengan 11,736,230,678 rupiah

$$CT = 0,27 n^{0,96} Jt Kt d^{1,47} (1,17 Hg^{0,12} + 2) \times 10^6$$

$$CT = 0,27 2^{0,96} 1 1 1,16^{1,47} (1,17 11,90^{0,12} + 2) \times 10^6$$

$CT = 2,321,780$  dollar kanada (2005)

$CT = 2,646,829$  dollar kanada (2014) dan senilai 27,405,268,661 rupiah

Maka  $C2 = 11,736,230,678 + 27,405,268,661 = 39,141,499,339$  rupiah

## 3. Pemasangan Hidromekanik

$$C3 = C2 \times 0,15$$

$$C3 = 3,316,076 \times 0,15$$

$C3 = 497,411$  dollar kanada (2005)

$C3 = 567,049$  dollar kanada (2014) dan senilai 5,871,224,901 rupiah

## 4. Pemasangan Jalur Transmisi

$$C4 = 0,0011 D P Lt^{0,95} V \times 10^6$$

$$C4 = 0,0011 112^{0,95} 115 \times 10^6$$

$C4 = 244,382$  dollar kanada (2005)

$C4 = 278,595$  dollar kanada (2014) dan senilai 2,884,576,316 rupiah

## 5. Travo Dan Substansi

$$C5 = (0,025 n^{0,95} + 0,002 (n+1) \left( \frac{MW}{0,95} \right)^{0,9} \times V^{0,3}) \times 10^6$$

$$C5 = (0,025 2^{0,95} + 0,002 (2+1) \left( \frac{1,33}{0,95} \right)^{0,9} \times 115^{0,3}) \times 10^6$$

$C5 = 38,549$  dollar kanada (2005)

$C5 = 43,946$  dollar kanada (2014) dan senilai 455,012,729 rupiah

## 6. Pemasangan Travo Dan Substansi

$$C6 = 0,15 \times C5$$

$$C6 = 38,549 \times 0,15$$

$$C6 = 5,782 \text{ dollar kanada (2005)}$$

$$C6 = 6,592 \text{ dollar kanada (2014) dan senilai } 68,251,909 \text{ rupiah}$$

#### 7. Sipil

$$C7 = 1,97 n^{-0,04} C R \left( \frac{MW}{Hg_{0,3}} \right)^{0,82} (1 + 0,001Lb) x 10^6$$

$$C7 = 1,97 2^{-0,04} 0,44 1,05 \left( \frac{1,33}{11,90} \right)^{0,82} (1 + 0,001 1) x 10^6$$

$$C7 = 585,078 \text{ dollar kanada (2005)}$$

$$C7 = 666,989 \text{ dollar kanada (2014) dan senilai } 6,906,002,173 \text{ rupiah}$$

#### 8. Pipa Pesat

$$C8 = 20 n p^{0,95} W^{0,88}$$

$$C8 = 20 2^{0,95} 5981,82^{0,88}$$

$$C8 = 81,399 \text{ dollar kanada (2005)}$$

$$C8 = 92,795 \text{ dollar kanada (2014) dan senilai } 960,803,401 \text{ rupiah}$$

#### 9. Pemasangan Pipa Pesat

$$C9 = 5 W^{0,88}$$

$$C9 = 5 5981,82^{0,88}$$

$$C9 = 10,534 \text{ dollar kanada (2005)}$$

$$C9 = 12,008 \text{ dollar kanada (2014) dan senilai } 124,335,757 \text{ rupiah}$$

#### 10. Terowongan

$$C10 = 400 Rv^{0,88} + 4000Cv^{0,88}$$

$$Rv = 0,185(lt^{1,375} \left\{ \frac{Qd^2}{k Hg} \right\}^{0,375})$$

$$Rv = 688,815$$

$$Cv = 0,306 x Rv x Tc$$

$$Cv = 0,306 x 688,815 x 0,15$$

$$Cv = 31,62$$

$$C10 = 400 x 688,815^{0,88} + 4000 x 31,62^{0,88}$$

$$C10 = 209,331 \text{ dollar kanada (2005)}$$

$$C10 = 238,638 \text{ dollar kanada (2014) dan senilai } 2,470,855,367 \text{ rupiah}$$

#### 11. Tangki Gelombang

$$C10 = 400 Rv^{0,88} + 4000Cv^{0,88}$$

$$Rv = 0,185(lt^{1,375} \left\{ \frac{Qd^2}{k Hg} \right\}^{0,375})$$

$$Rv = 49,534$$

$$C_v = 0,306 \times R_v \times T_c$$

$$C_v = 0,306 \times 49,534 \times 0,15$$

$$C_v = 2,27$$

$$C_{10} = 400 \times 49,534^{0,88} + 4000 \times 2,27^{0,88}$$

$$C_{10} = 20,645 \text{ dollar kanada (2005)}$$

$$C_{10} = 23,536 \text{ dollar kanada (2014) dan senilai 243,688,366 rupiah}$$

#### 12. Lain Lain

$$C_{11} = 0,25 \text{ i Qd}^{0,35} \times 1,1 \Sigma C_1 \text{ to } C_{10} + 0,1 \Sigma C_1 \text{ to } C_{10}$$

$$C_{11} = 0,25 \text{ 12\% } 11,99^{0,35} \times 1,1 \Sigma C_1 \text{ to } C_{10} + 0,1 \Sigma C_1 \text{ to } C_{10}$$

$$C_{11} = 932,373 \text{ dollar kanada (2005)}$$

$$C_{11} = 1,062,905 \text{ dollar kanada (2015) dan senilai 11,005,322,102 rupiah}$$

#### 13. Biaya Contingencies

$$C_{12} = 10\% \Sigma C_1 \text{ to } C_{11}$$

$$C_{12} = 72,580,977,946 \text{ 10\%} = 7,258,097,794 \text{ rupiah}$$

#### 14. Capital Cost

$$C_{13} = \Sigma C_1 \text{ to } C_{12}$$

$$C_{13} = 79,839,075,741 \text{ rupiah}$$

#### 15. Biaya O & P

$$C_{14} = 1\% \Sigma C_1 \text{ to } C_{11}$$

$$C_{14} = 725,809,779,47 \text{ rupiah}$$

#### 16. Biaya Pajak (PPN 10%)

$$C_{15} = 10\% C_{13}$$

$$C_{15} = 10\% 79,839,075,741 = 7,983,907,574 \text{ rupiah}$$

#### 17. Total Cost

$$C_{16} = C_{13} + C_{15}$$

$$C_{16} = 79,839,075,741 + 7,983,907,574 = 87,822,983,315 \text{ rupiah}$$

Dari estimasi biaya tersebut dapat diketahui rasio perbandingan antara energi dengan besarnya biaya (Rp/kWh) :  $87,822,983,315 / 10144 = 8,658$ . Dengan cara yang sama maka didapatkan rincian estimasi biaya untuk tiap alternatif :

**Tabel 4.33. Hasil Perhitungan Estimasi Biaya Tiap Alternatif**

No.	Item Pekerjaan	Biaya (Milyar Rupiah)				
		Alt 1	Alt 2	Alt 3	Alt 4	Alt 5
1	Biaya Engineering	2.45	3.49	4.42	5.74	6.35
2	Peralatan Hidromekanik	39.14	67.68	95.27	143.65	168.89
3	Pemasangan Hidromekanik	5.87	10.15	14.29	21.55	25.33
4	Pemasangan Jalur Transmisi	2.88	2.88	2.88	2.88	2.88
5	Travo Dan Substansi	0.46	0.77	1.11	1.68	1.97
6	Pemasangan Travo Dan Substansi	0.07	0.12	0.17	0.25	0.30
7	Sipil	6.91	11.84	16.96	25.24	29.45
8	Pipa Pesat	0.96	1.66	2.60	4.71	5.27
9	Pemasangan Pipa Pesat	0.12	0.21	0.34	0.61	0.68
10	Terowongan	2.47	3.87	5.24	7.38	8.45
11	Surge Tank	0.24	0.27	0.24	0.34	0.38
12	Lain Lain	11.01	20.56	31.10	51.23	25.00
13	Biaya Contingencies	7.26	12.35	17.46	26.53	27.50
14	Biaya O & P	0.73	1.24	1.75	2.65	2.75
15	Capital Cost	79.84	135.86	192.09	291.79	302.45
16	PPN 10%	7.98	13.59	19.21	29.18	30.24
17	Total Cost	87.823	149.44	211.30	320.97	332.69
18	Rasio Rp/Kwh	8,658	7,654	7,051	6,795	5,986

Sumber: perhitungan

Biaya operasional dan perawatan PLTA Lodoyo II meliputi:

**Tabel 4.34. Kegiatan inspeksi dan pemeliharaan PLTA Lodoyo II**

No	Siklus Inspeksi	Hari Yang Dibutuhkan	Jenis Inspeksi
1	Tiap 1 bulan	1 hari	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Penggelontoran sedimen</li> </ul>
2	Tiap 1 tahun	1-2 hari	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mengganti oli</li> <li>• pengecekan oli pada <i>speed increaser</i></li> <li>• pengecatan bangunan metal</li> </ul>
3	Tiap 3 tahun	3-4 hari	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mengganti oli samping dan oli <i>speed increaser</i></li> <li>• Membongkar dan membersihkan generator</li> <li>• Mengganti minyak gemuk pada</li> </ul>

No	Siklus Inspeksi	Hari Yang Dibutuhkan	Jenis Inspeksi
			generator
4	Tiap 5 tahun	5-6 hari	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Membongkar dan membersihkan turbin serta generator</li> <li>• Mengganti <i>mechanical seal</i></li> <li>• Mengganti penyangga generator</li> </ul>
5	Tiap 10 tahun	10 hari	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Membongkar dan membersihkan generator, turbin dan <i>speed increaser</i></li> <li>• Pemeriksaan semua bagian peralatan</li> <li>• Mengganti penyangga generator</li> <li>• Mengganti gigi pada <i>speed increaser</i></li> <li>• Mengganti <i>mechanical seal</i></li> <li>• Mengganti oli pada semua peralatan</li> </ul>
6	Tiap 35 tahun	1 tahun	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mengganti turbin, generator dan perangkat mekanik elektrik lainnya (<i>reequipment</i>)</li> </ul>

#### 4.10.3. Estimasi Manfaat (*benefit*)

Berdasarkan peraturan menteri ESDM no.03 tahun 2015 maka harga jual listrik yang harus dibeli PT PLN adalah Rp. 1175,4/Kwh. Maka nilai manfaat dari penjualan listrik adalah: harga jual x hasil bangkitan energi listrik :  $1,175 \times 10598 \text{ MW} = 12,46$  milyar pertahun untuk alternatif 1, dengan cara yang sama maka estimasi manfaat untuk tiap alternatif adalah sebagai berikut:

**Tabel 4.35. Estimasi Manfaat Untuk Tiap Alternatif**

No	Alternatif	Harga Jual Listrik (Rp/Kwh)	Pembangkitan Tahunan	Pendapatan	Total
1	1	1175.4	10598	12.46	12.46
2	2	1175.4	15365	18.06	18.06
3	3	1175.4	20597	24.21	24.21
4	4	1175.4	28237	33.19	33.19
5	5	1175.4	30960	36.39	36.39

Sumber: perhitungan

#### 4.10.4. Analisa Kelayakan Ekonomi

##### 4.10.4.1. Analisa Ekuivalensi Terhadap Kelayakan Ekonomi

Analisa ekuivalensi yang dipergunakan adalah penggunaan nilai sekarang (*present value*) terhadap semua elemen dana termasuk biaya total, biaya O dan P, manfaat energi dan data yang dipergunakan adalah data suku bunga pinjaman (*loan interest*), dan usia guna. Berikut ini adalah contoh perhitungan ekuivalensi untuk alternatif 1:

Nilai sekarang untuk total biaya langsung:

Total biaya langsung : Rp. 87,822,983,315

Suku bunga pinjaman : 12%

Tahun ke : 0

Present value (P/F) :  $87,822,983,315 / (0+12\%)^0$  : Rp. 87,822,983,315

(nilai tetap karena biaya langsung merupakan nilai masa sekarang )

Nilai sekarang untuk biaya O dan P:

Biaya O dan P : Rp. 725,809,779

Suku bunga pinjaman : 12%

Tahun ke : 1

Present value (P/F) :  $725,809,779 / (1+12\%)^1$  : Rp. 648,044,446

Hasil nilai ekuivalensi untuk tiap alternatif dapat dilihat pada tabel *cash flow*.



#### 4.10.4.2. Analisa Kelayakan Ekonomi Menggunakan Aliran Dana (*Cash Flow*)

Aliran dana (*cash flow*) disusun berdasarkan tiap alternatif selama 35 tahun, dalam tabel *cash flow* masing masing parameter dihitung dalam bentuk nilai ekuivalensinya (P/V) untuk tiap parameter. Kemudian akan dianalisa kelayakan ekonominya dalam bentuk *benefit cost ratio* (BCR), *net present value* (NPV), *internal rate of return* (IRR) dan *paid back period*. Berikut tabel *cash flow* untuk tiap alternatif:



**Tabel 4.36. Cash Flow Alternatif 1 (Dalam Milyar Rupiah)**

No.	Tahun	Tahun Ke-	Capital Cost	Annual O & P	Total Costs	Present Worth Of Costs	Power Income	Total Benefits	Present Wort	Net Benefits	Comulative Cash Flow
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	2016	1	43.91		43.91	39.21				-39.21	-39.21
2	2017	2	43.91		43.91	35.01				(35.01)	-35.01
3	2018	3		0.73	0.73	0.52	12.46	12.46	8.87	8.35	-26.14
4	2019	4		0.73	0.73	0.46	12.46	12.46	7.92	7.46	-18.22
5	2020	5		0.73	0.73	0.41	12.46	12.46	7.07	6.66	-11.15
6	2021	6		0.73	0.73	0.37	12.46	12.46	6.31	5.94	-4.84
7	2022	7		0.73	0.73	0.33	12.46	12.46	5.63	5.31	0.79
8	2023	8		0.73	0.73	0.29	12.46	12.46	5.03	4.74	5.82
9	2024	9		0.73	0.73	0.26	12.46	12.46	4.49	4.23	10.32
10	2025	10		0.73	0.73	0.23	12.46	12.46	4.01	3.78	14.33
11	2026	11		0.73	0.73	0.21	12.46	12.46	3.58	3.37	17.91
12	2027	12		0.73	0.73	0.19	12.46	12.46	3.20	3.01	21.10
13	2028	13		0.73	0.73	0.17	12.46	12.46	2.85	2.69	23.96
14	2029	14		0.73	0.73	0.15	12.46	12.46	2.55	2.40	26.51
15	2030	15		0.73	0.73	0.13	12.46	12.46	2.28	2.14	28.78
16	2031	16		0.73	0.73	0.12	12.46	12.46	2.03	1.91	30.82
17	2032	17		0.73	0.73	0.11	12.46	12.46	1.81	1.71	32.63
18	2033	18		0.73	0.73	0.09	12.46	12.46	1.62	1.53	34.25
19	2034	19		0.73	0.73	0.08	12.46	12.46	1.45	1.36	35.70
20	2035	20		0.73	0.73	0.08	12.46	12.46	1.29	1.22	36.99
21	2036	21		0.73	0.73	0.07	12.46	12.46	1.15	1.09	38.14
22	2037	22		0.73	0.73	0.06	12.46	12.46	1.03	0.97	39.17
23	2038	23		0.73	0.73	0.05	12.46	12.46	0.92	0.87	40.09

No.	Tahun	Tahun Ke-	Capital Cost	Annual O & P	Total Costs	Present Worth Of Costs	Power Income	Total Benefits	Present Wort	Net Benefits	Comulative Cash Flow
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
24	2039	24		0.73	0.73	0.05	12.46	12.46	0.82	0.77	40.91
25	2040	25		0.73	0.73	0.04	12.46	12.46	0.73	0.69	41.64
26	2041	26		0.73	0.73	0.04	12.46	12.46	0.65	0.62	42.30
27	2042	27		0.73	0.73	0.03	12.46	12.46	0.58	0.55	42.88
28	2043	28		0.73	0.73	0.03	12.46	12.46	0.52	0.49	43.40
29	2044	29		0.73	0.73	0.03	12.46	12.46	0.47	0.44	43.87
30	2045	30		0.73	0.73	0.02	12.46	12.46	0.42	0.39	44.28
31	2046	31		0.73	0.73	0.02	12.46	12.46	0.37	0.35	44.66
32	2047	32		0.73	0.73	0.02	12.46	12.46	0.33	0.31	44.99
33	2048	33		0.73	0.73	0.02	12.46	12.46	0.30	0.28	45.28
34	2049	34		0.73	0.73	0.02	12.46	12.46	0.26	0.25	45.55
35	2050	35		0.73	0.73	0.01	12.46	12.46	0.24	0.22	45.78
Total			87.82	23.95	111.77	78.92	411.08	411.08	80.79	1.87	828.27

Sumber :Hasil Perhitungan

Keterangan Tabel :

- [1] Data Tahun
- [2] Data Total Cost Alternatif 1
- [3] Data Biaya OP Alternatif 1
- [4] [2]+[3]
- [5] [4]/(1+12%)^[1]
- [6] Data Income OP Alternatif 1
- [7] [6]
- [8] [7]/(1+12%)^[1]
- [9] [8]-[5]
- [10] [10]-[8]

Sehingga dalam tabel tersebut dapat diketahui :

a. BCR

Besarnya *Benefit Cost Ratio* berdasarkan nilai biaya dan manfaat pada PLTA Lodoyo II adalah sebagai berikut:

$$\frac{B}{C} = \frac{Pv \text{ manfaat}}{Pv \text{ biaya}}$$

$$\frac{B}{C} = \frac{80,79}{78,92} = 1,02$$

b. NPV

Besarnya *Net Present Value* berdasarkan nilai biaya dan manfaat adalah sebagai berikut:

$$NPV = Pv \text{ manfaat} - Pv \text{ biaya}$$

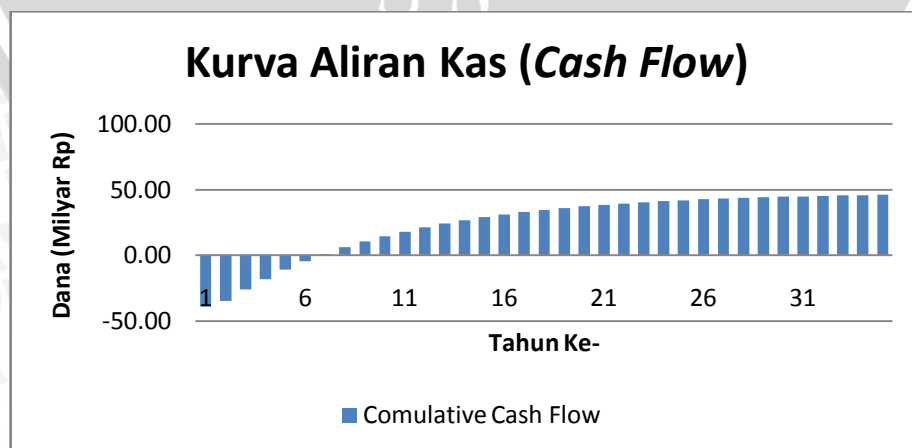
$$NPV = 80,79 - 78,92 = 1,87 \text{ Milyar Rupiah}$$

c. IRR (*Internal Rate of Return*)

Untuk mendapatkan nilai IRR dapat menggunakan cara coba-coba dengan menggunakan dua atau lebih tingkat suku bunga. Dari beberapa tingkat suku bunga tersebut diinterpolasi, yaitu suku bunga yang memiliki  $B/C = 1$  atau  $B-C = 0$ . Berdasarkan perhitungan diatas nilai IRR pembangunan PLTA Lodoyo II adalah sebesar 12,31%

d. *Pay Back Period*

*Pay Back Period* merupakan jangka waktu periode yang diperlukan untuk membayar kembali semua biaya-biaya yang telah dikeluarkan dalam investasi suatu proyek. Sesuai dengan perhitungan diatas dapat cari nilai pay back period dari Cash flow. Sehingga didapatkan nilai *pay back* periode adalah 6,8 tahun.



Gambar 4.26. Kurva Cash Flow Alternatif 1

Tabel 4.37. Cash Flow Alternatif 2 (Dalam Milyar Rupiah)

No.	Tahun	Tahun Ke-	Capital Cost	Annual O & P	Total Costs	Present Worth Of Costs	Power Income	Total Benefits	Present Worth	Net Benefits	Comulative Cash Flow
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	2016	1	74.72		74.72	66.72				-66.72	-66.72
2	2017	2	74.72		74.72	59.57				(59.57)	-59.57
3	2018	3		1.24	1.24	0.88	18.06	18.06	12.85	11.98	-46.71
4	2019	4		1.24	1.24	0.78	18.06	18.06	11.48	10.69	-35.24
5	2020	5		1.24	1.24	0.70	18.06	18.06	10.25	9.55	-24.99
6	2021	6		1.24	1.24	0.63	18.06	18.06	9.15	8.52	-15.84
7	2022	7		1.24	1.24	0.56	18.06	18.06	8.17	7.61	-7.67
8	2023	8		1.24	1.24	0.50	18.06	18.06	7.29	6.80	-0.38
9	2024	9		1.24	1.24	0.45	18.06	18.06	6.51	6.07	6.14
10	2025	10		1.24	1.24	0.40	18.06	18.06	5.81	5.42	11.95
11	2026	11		1.24	1.24	0.36	18.06	18.06	5.19	4.84	17.14
12	2027	12		1.24	1.24	0.32	18.06	18.06	4.64	4.32	21.78
13	2028	13		1.24	1.24	0.28	18.06	18.06	4.14	3.86	25.92
14	2029	14		1.24	1.24	0.25	18.06	18.06	3.70	3.44	29.61
15	2030	15		1.24	1.24	0.23	18.06	18.06	3.30	3.07	32.91
16	2031	16		1.24	1.24	0.20	18.06	18.06	2.95	2.74	35.86
17	2032	17		1.24	1.24	0.18	18.06	18.06	2.63	2.45	38.49
18	2033	18		1.24	1.24	0.16	18.06	18.06	2.35	2.19	40.84
19	2034	19		1.24	1.24	0.14	18.06	18.06	2.10	1.95	42.93
20	2035	20		1.24	1.24	0.13	18.06	18.06	1.87	1.74	44.81
21	2036	21		1.24	1.24	0.11	18.06	18.06	1.67	1.56	46.48
22	2037	22		1.24	1.24	0.10	18.06	18.06	1.49	1.39	47.97
23	2038	23		1.24	1.24	0.09	18.06	18.06	1.33	1.24	49.30

No.	Tahun	Tahun Ke-	Capital Cost	Annual O & P	Total Costs	Present Worth Of Costs	Power Income	Total Benefits	Present Wort	Net Benefits	Comulative Cash Flow
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
24	2039	24		1.24	1.24	0.08	18.06	18.06	1.19	1.11	50.49
25	2040	25		1.24	1.24	0.07	18.06	18.06	1.06	0.99	51.55
26	2041	26		1.24	1.24	0.06	18.06	18.06	0.95	0.88	52.50
27	2042	27		1.24	1.24	0.06	18.06	18.06	0.85	0.79	53.35
28	2043	28		1.24	1.24	0.05	18.06	18.06	0.76	0.70	54.11
29	2044	29		1.24	1.24	0.05	18.06	18.06	0.68	0.63	54.78
30	2045	30		1.24	1.24	0.04	18.06	18.06	0.60	0.56	55.38
31	2046	31		1.24	1.24	0.04	18.06	18.06	0.54	0.50	55.92
32	2047	32		1.24	1.24	0.03	18.06	18.06	0.48	0.45	56.40
33	2048	33		1.24	1.24	0.03	18.06	18.06	0.43	0.40	56.83
34	2049	34		1.24	1.24	0.03	18.06	18.06	0.38	0.36	57.21
35	2050	35		1.24	1.24	0.02	18.06	18.06	0.34	0.32	57.56
Total			149.44	40.76	190.20	134.29	595.96	595.96	117.12	(17.17)	891.10

Sumber :Hasil Perhitungan

Keterangan Tabel :

- [1] Data Tahun
- [2] Data Total Cost Alternatif 1
- [3] Data Biaya OP Alternatif 1
- [4] [2]+[3]
- [5] [4]/(1+12%)^[1]
- [6] Data Income OP Alternatif 1
- [7] [6]
- [8] [7]/(1+12%)^[1]
- [9] [8]-[5]
- [10] [10]-[8]

Sehingga dalam tabel tersebut dapat diketahui :

a. BCR

Besarnya *Benefit Cost Ratio* berdasarkan nilai biaya dan manfaat pada PLTA Lodoyo II adalah sebagai berikut:

$$\frac{B}{C} = \frac{Pv \text{ manfaat}}{Pv \text{ biaya}}$$

$$\frac{B}{C} = \frac{117,12}{134,29} = 0,872$$

b. NPV

Besarnya *Net Present Value* berdasarkan nilai biaya dan manfaat adalah sebagai berikut:

$$NPV = Pv \text{ manfaat} - Pv \text{ biaya}$$

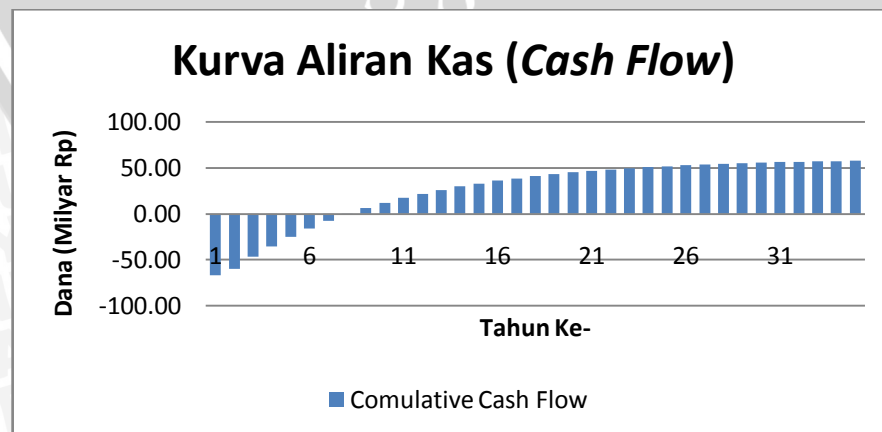
$$NPV = 117,12 - 134,29 = (17,17) \text{ Milyar Rupiah}$$

c. IRR (*Internal Rate of Return*)

Untuk mendapatkan nilai IRR dapat menggunakan cara coba-coba dengan menggunakan dua atau lebih tingkat suku bunga. Dari beberapa tingkat suku bunga tersebut diinterpolasi, yaitu suku bunga yang memiliki  $B/C = 1$  atau  $B-C = 0$ . Berdasarkan perhitungan diatas nilai IRR pembangunan PLTA Lodoyo II adalah sebesar 10,29%

d. *Pay Back Period*

*Pay Back Period* merupakan jangka waktu periode yang diperlukan untuk membayar kembali semua biaya-biaya yang telah dikeluarkan dalam investasi suatu proyek. Sesuai dengan perhitungan diatas dapat cari nilai pay back period dari Cash flow. Sehingga didapatkan nilai *pay back* periode adalah 8 tahun.



**Gambar 4.27. Kurva Cash Flow Alternative 2**

Tabel 4.38. Cash Flow Alternatif 3 (Dalam Milyar Rupiah)

No.	Tahun	Tahun Ke-	Capital Cost	Annual O & P	Total Costs	Present Worth Of Costs	Power Income	Total Benefits	Present Wort	Net Benefits	Comulative Cash Flow
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	2016	1	105.65		105.65	94.33				-94.33	-94.33
2	2017	2	105.65		105.65	84.22				-84.22	-84.22
3	2018	3		1.75	1.75	1.24	24.21	24.21	17.23	15.99	-66.99
4	2019	4		1.75	1.75	1.11	24.21	24.21	15.39	14.28	-51.61
5	2020	5		1.75	1.75	0.99	24.21	24.21	13.74	12.75	-37.87
6	2021	6		1.75	1.75	0.88	24.21	24.21	12.27	11.38	-25.60
7	2022	7		1.75	1.75	0.79	24.21	24.21	10.95	10.16	-14.65
8	2023	8		1.75	1.75	0.71	24.21	24.21	9.78	9.07	-4.87
9	2024	9		1.75	1.75	0.63	24.21	24.21	8.73	8.10	3.86
10	2025	10		1.75	1.75	0.56	24.21	24.21	7.79	7.23	11.65
11	2026	11		1.75	1.75	0.50	24.21	24.21	6.96	6.46	18.61
12	2027	12		1.75	1.75	0.45	24.21	24.21	6.21	5.77	24.82
13	2028	13		1.75	1.75	0.40	24.21	24.21	5.55	5.15	30.37
14	2029	14		1.75	1.75	0.36	24.21	24.21	4.95	4.60	35.33
15	2030	15		1.75	1.75	0.32	24.21	24.21	4.42	4.10	39.75
16	2031	16		1.75	1.75	0.28	24.21	24.21	3.95	3.66	43.70
17	2032	17		1.75	1.75	0.25	24.21	24.21	3.53	3.27	47.22
18	2033	18		1.75	1.75	0.23	24.21	24.21	3.15	2.92	50.37
19	2034	19		1.75	1.75	0.20	24.21	24.21	2.81	2.61	53.18
20	2035	20		1.75	1.75	0.18	24.21	24.21	2.51	2.33	55.69
21	2036	21		1.75	1.75	0.16	24.21	24.21	2.24	2.08	57.93
22	2037	22		1.75	1.75	0.14	24.21	24.21	2.00	1.86	59.93
23	2038	23		1.75	1.75	0.13	24.21	24.21	1.79	1.66	61.72



No.	Tahun	Tahun Ke-	Capital Cost	Annual O & P	Total Costs	Present Worth Of Costs	Power Income	Total Benefits	Present Worth	Net Benefits	Comulative Cash Flow
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
24	2039	24		1.75	1.75	0.12	24.21	24.21	1.59	1.48	63.32
25	2040	25		1.75	1.75	0.10	24.21	24.21	1.42	1.32	64.74
26	2041	26		1.75	1.75	0.09	24.21	24.21	1.27	1.18	66.01
27	2042	27		1.75	1.75	0.08	24.21	24.21	1.14	1.05	67.15
28	2043	28		1.75	1.75	0.07	24.21	24.21	1.01	0.94	68.16
29	2044	29		1.75	1.75	0.07	24.21	24.21	0.91	0.84	69.07
30	2045	30		1.75	1.75	0.06	24.21	24.21	0.81	0.75	69.87
31	2046	31		1.75	1.75	0.05	24.21	24.21	0.72	0.67	70.59
32	2047	32		1.75	1.75	0.05	24.21	24.21	0.64	0.60	71.24
33	2048	33		1.75	1.75	0.04	24.21	24.21	0.58	0.53	71.81
34	2049	34		1.75	1.75	0.04	24.21	24.21	0.51	0.48	72.33
Total			211.30	55.88	267.18	189.84	774.70	774.70	156.55	(33.29)	968.29

Sumber :Hasil Perhitungan

Keterangan Tabel :

- [1] Data Tahun
- [2] Data Total Cost Alternatif 1
- [3] Data Biaya OP Alternatif 1
- [4] [2]+[3]
- [5] [4]/(1+12%)^[1]
- [6] Data Income OP Alternatif 1
- [7] [6]
- [8] [7]/(1+12%)^[1]
- [9] [8]-[5]
- [10] [10]-[8]

Sehingga dalam tabel tersebut dapat diketahui :

a. BCR

Besarnya *Benefit Cost Ratio* berdasarkan nilai biaya dan manfaat pada PLTA Lodoyo II adalah sebagai berikut:

$$\frac{B}{C} = \frac{Pv \text{ manfaat}}{Pv \text{ biaya}}$$

$$\frac{B}{C} = \frac{156,55}{189,84} = 0,82$$

b. NPV

Besarnya *Net Present Value* berdasarkan nilai biaya dan manfaat adalah sebagai berikut:

$$NPV = Pv \text{ manfaat} - Pv \text{ biaya}$$

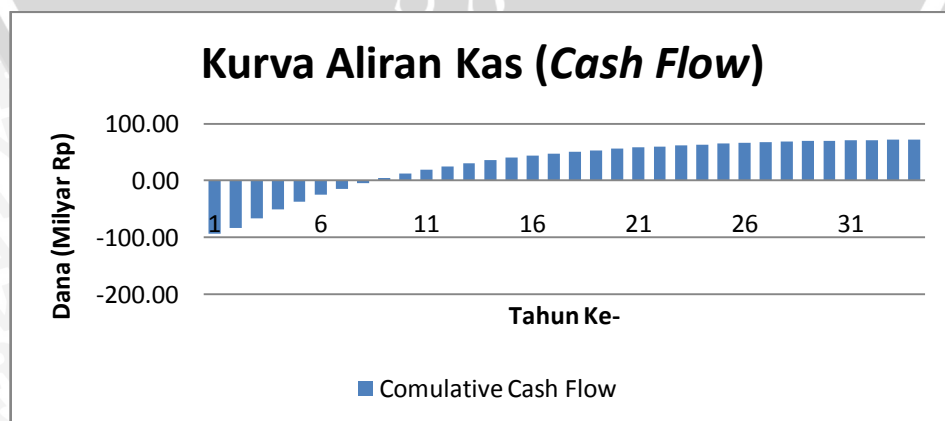
$$NPV = 156,55 - 189,84 = (33,29) \text{ Milyar Rupiah}$$

c. IRR (*Internal Rate of Return*)

Untuk mendapatkan nilai IRR dapat menggunakan cara coba-coba dengan menggunakan dua atau lebih tingkat suku bunga. Dari beberapa tingkat suku bunga tersebut diinterpolasi, yaitu suku bunga yang memiliki  $B/C = 1$  atau  $B-C = 0$ . Berdasarkan perhitungan diatas nilai IRR pembangunan PLTA Lodoyo II adalah sebesar 9,60%

d. *Pay Back Period*

*Pay Back Period* merupakan jangka waktu periode yang diperlukan untuk membayar kembali semua biaya-biaya yang telah dikeluarkan dalam investasi suatu proyek. Sesuai dengan perhitungan diatas dapat cari nilai pay back period dari Cash flow. Sehingga didapatkan nilai *pay back* periode adalah 8,5tahun.



**Gambar 4.28.** Kurva Cash Flow Alternative 3

**Tabel 4.39. Cash Flow Alternatif 4 (Dalam Milyar Rupiah)**

No.	Tahun	Tahun Ke-	Capital Cost	Annual O & P	Total Costs	Present Worth Of Costs	Power Income	Total Benefits	Present Wort	Net Benefits	Comulative Cash Flow
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	2016	1	160.48		160.48	143.29				(143.29)	-143.29
2	2017	2	160.48		160.48	127.94				(127.94)	-127.94
3	2018	3		2.65	2.65	1.89	33.19	33.19	23.62	21.74	-104.31
4	2019	4		2.65	2.65	1.69	33.19	33.19	21.09	19.41	-83.22
5	2020	5		2.65	2.65	1.51	33.19	33.19	18.83	17.33	-64.39
6	2021	6		2.65	2.65	1.34	33.19	33.19	16.81	15.47	-47.57
7	2022	7		2.65	2.65	1.20	33.19	33.19	15.01	13.81	-32.56
8	2023	8		2.65	2.65	1.07	33.19	33.19	13.40	12.33	-19.15
9	2024	9		2.65	2.65	0.96	33.19	33.19	11.97	11.01	-7.19
10	2025	10		2.65	2.65	0.85	33.19	33.19	10.69	9.83	3.50
11	2026	11		2.65	2.65	0.76	33.19	33.19	9.54	8.78	13.04
12	2027	12		2.65	2.65	0.68	33.19	33.19	8.52	7.84	21.56
13	2028	13		2.65	2.65	0.61	33.19	33.19	7.61	7.00	29.17
14	2029	14		2.65	2.65	0.54	33.19	33.19	6.79	6.25	35.96
15	2030	15		2.65	2.65	0.48	33.19	33.19	6.06	5.58	42.02
16	2031	16		2.65	2.65	0.43	33.19	33.19	5.41	4.98	47.44
17	2032	17		2.65	2.65	0.39	33.19	33.19	4.83	4.45	52.27
18	2033	18		2.65	2.65	0.34	33.19	33.19	4.32	3.97	56.59
19	2034	19		2.65	2.65	0.31	33.19	33.19	3.85	3.55	60.44
20	2035	20		2.65	2.65	0.27	33.19	33.19	3.44	3.17	63.88
21	2036	21		2.65	2.65	0.25	33.19	33.19	3.07	2.83	66.95

No.	Tahun	Tahun Ke-	Capital Cost	Annual O & P	Total Costs	Present Worth Of Costs	Power Income	Total Benefits	Present Wort	Net Benefits	Comulative Cash Flow
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
22	2037	22		2.65	2.65	0.22	33.19	33.19	2.74	2.52	69.70
23	2038	23		2.65	2.65	0.20	33.19	33.19	2.45	2.25	72.14
24	2039	24		2.65	2.65	0.17	33.19	33.19	2.19	2.01	74.33
25	2040	25		2.65	2.65	0.16	33.19	33.19	1.95	1.80	76.28
26	2041	26		2.65	2.65	0.14	33.19	33.19	1.74	1.60	78.03
27	2042	27		2.65	2.65	0.12	33.19	33.19	1.56	1.43	79.58
28	2043	28		2.65	2.65	0.11	33.19	33.19	1.39	1.28	80.97
29	2044	29		2.65	2.65	0.10	33.19	33.19	1.24	1.14	82.21
30	2045	30		2.65	2.65	0.09	33.19	33.19	1.11	1.02	83.32
31	2046	31		2.65	2.65	0.08	33.19	33.19	0.99	0.91	84.31
32	2047	32		2.65	2.65	0.07	33.19	33.19	0.88	0.81	85.19
33	2048	33		2.65	2.65	0.06	33.19	33.19	0.79	0.73	85.98
34	2049	34		2.65	2.65	0.06	33.19	33.19	0.70	0.65	86.69
Total			320.97	84.88	405.85	288.38	1,062.07	1,062.07	214.62	(73.76)	901.94

Sumber :Hasil Perhitungan

Keterangan Tabel :

- [1] Data Tahun
- [2] Data Total Cost Alternatif 1
- [3] Data Biaya OP Alternatif 1
- [4] [2]+[3]
- [5] [4]/(1+12%)^[1]
- [6] Data Income OP Alternatif 1
- [7] [6]
- [8] [7]/(1+12%)^[1]
- [9] [8]-[5]
- [10] [10]-[8]

Sehingga dalam tabel tersebut dapat diketahui :

a. BCR

Besarnya *Benefit Cost Ratio* berdasarkan nilai biaya dan manfaat pada PLTA Lodoyo II adalah sebagai berikut:

$$\frac{B}{C} = \frac{Pv \text{ manfaat}}{Pv \text{ biaya}}$$

$$\frac{B}{C} = \frac{214,62}{288,38} = 0,74$$

b. NPV

Besarnya *Net Present Value* berdasarkan nilai biaya dan manfaat adalah sebagai berikut:

$$NPV = Pv \text{ manfaat} - Pv \text{ biaya}$$

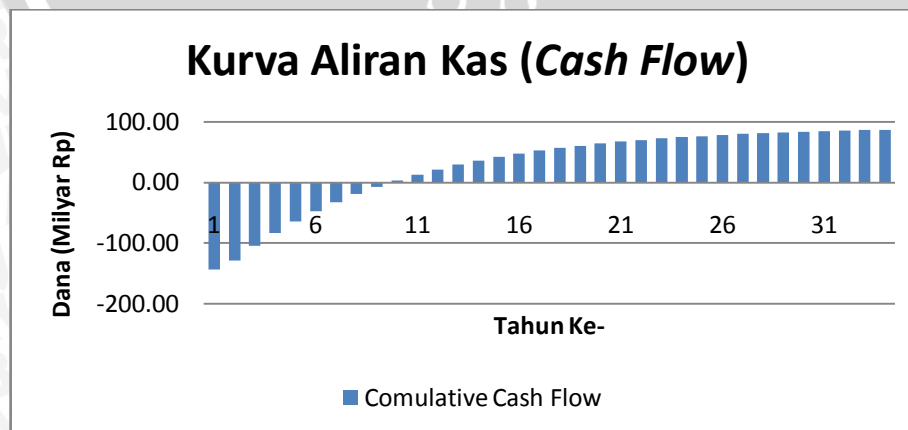
$$NPV = 214,62 - 288,38 = (73,76) \text{ Milyar Rupiah}$$

c. IRR (*Internal Rate of Return*)

Untuk mendapatkan nilai IRR dapat menggunakan cara coba-coba dengan menggunakan dua atau lebih tingkat suku bunga. Dari beberapa tingkat suku bunga tersebut diinterpolasi, yaitu suku bunga yang memiliki  $B/C = 1$  atau  $B-C = 0$ . Berdasarkan perhitungan diatas nilai IRR pembangunan PLTA Lodoyo II adalah sebesar 8,45%

d. *Pay Back Period*

*Pay Back Period* merupakan jangka waktu periode yang diperlukan untuk membayar kembali semua biaya-biaya yang telah dikeluarkan dalam investasi suatu proyek. Sesuai dengan perhitungan diatas dapat cari nilai pay back period dari Cash flow. Sehingga didapatkan nilai *pay back* periode adalah 9,6 tahun.



Gambar 4.29. Kurva Cash Flow Alternative 4

Tabel 4.40. Cash Flow Alternatif 5 (Dalam Milyar Rupiah)

No.	Tahun	Tahun Ke-	Capital Cost	Annual O & P	Total Costs	Present Worth Of Costs	Power Income	Total Benefits	Present Wort	Net Benefits	Comulative Cash Flow
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	2016	1	166.35		166.35	148.52				(148.52)	-148.52
2	2017	2	166.35		166.35	132.61				(132.61)	-132.61
3	2018	3		2.75	2.75	1.96	36.39	36.39	25.90	23.95	-106.71
4	2019	4		2.75	2.75	1.75	36.39	36.39	23.13	21.38	-83.58
5	2020	5		2.75	2.75	1.56	36.39	36.39	20.65	19.09	-62.93
6	2021	6		2.75	2.75	1.39	36.39	36.39	18.44	17.04	-44.49
7	2022	7		2.75	2.75	1.24	36.39	36.39	16.46	15.22	-28.03
8	2023	8		2.75	2.75	1.11	36.39	36.39	14.70	13.59	-13.34
9	2024	9		2.75	2.75	0.99	36.39	36.39	13.12	12.13	-0.21
10	2025	10		2.75	2.75	0.89	36.39	36.39	11.72	10.83	11.50
11	2026	11		2.75	2.75	0.79	36.39	36.39	10.46	9.67	21.97
12	2027	12		2.75	2.75	0.71	36.39	36.39	9.34	8.63	31.31
13	2028	13		2.75	2.75	0.63	36.39	36.39	8.34	7.71	39.65
14	2029	14		2.75	2.75	0.56	36.39	36.39	7.45	6.88	47.09
15	2030	15		2.75	2.75	0.50	36.39	36.39	6.65	6.15	53.74
16	2031	16		2.75	2.75	0.45	36.39	36.39	5.94	5.49	59.68
17	2032	17		2.75	2.75	0.40	36.39	36.39	5.30	4.90	64.98
18	2033	18		2.75	2.75	0.36	36.39	36.39	4.73	4.37	69.71
19	2034	19		2.75	2.75	0.32	36.39	36.39	4.23	3.91	73.94
20	2035	20		2.75	2.75	0.29	36.39	36.39	3.77	3.49	77.71
21	2036	21		2.75	2.75	0.25	36.39	36.39	3.37	3.11	81.08
22	2037	22		2.75	2.75	0.23	36.39	36.39	3.01	2.78	84.08
23	2038	23		2.75	2.75	0.20	36.39	36.39	2.69	2.48	86.77

No.	Tahun	Tahun Ke-	Capital Cost	Annual O & P	Total Costs	Present Worth Of Costs	Power Income	Total Benefits	Present Wort	Net Benefits	Comulative Cash Flow
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
24	2039	24		2.75	2.75	0.18	36.39	36.39	2.40	2.22	89.17
25	2040	25		2.75	2.75	0.16	36.39	36.39	2.14	1.98	91.31
26	2041	26		2.75	2.75	0.14	36.39	36.39	1.91	1.77	93.22
27	2042	27		2.75	2.75	0.13	36.39	36.39	1.71	1.58	94.92
28	2043	28		2.75	2.75	0.12	36.39	36.39	1.52	1.41	96.45
29	2044	29		2.75	2.75	0.10	36.39	36.39	1.36	1.26	97.81
30	2045	30		2.75	2.75	0.09	36.39	36.39	1.21	1.12	99.02
31	2046	31		2.75	2.75	0.08	36.39	36.39	1.08	1.00	100.11
32	2047	32		2.75	2.75	0.07	36.39	36.39	0.97	0.90	101.08
33	2048	33		2.75	2.75	0.07	36.39	36.39	0.86	0.80	101.94
34	2049	34		2.75	2.75	0.06	36.39	36.39	0.77	0.71	102.71
Total			332.69	87.98	420.68	298.91	1,164.51	1,164.51	235.32	(63.59)	1,250.50

Sumber :Hasil Perhitungan

Keterangan Tabel :

- [1] Data Tahun
- [2] Data Total Cost Alternatif 1
- [3] Data Biaya OP Alternatif 1
- [4] [2]+[3]
- [5] [4]/(1+12%)^[1]
- [6] Data Income OP Alternatif 1
- [7] [6]
- [8] [7]/(1+12%)^[1]
- [9] [8]-[5]
- [10] [10]-[8]

Sehingga dalam tabel tersebut dapat diketahui :

a. BCR

Besarnya *Benefit Cost Ratio* berdasarkan nilai biaya dan manfaat pada PLTA Lodoyo II adalah sebagai berikut:

$$\frac{B}{C} = \frac{Pv \text{ manfaat}}{Pv \text{ biaya}}$$

$$\frac{B}{C} = \frac{235,32}{298,91} = 0,79$$

b. NPV

Besarnya *Net Present Value* berdasarkan nilai biaya dan manfaat adalah sebagai berikut:

$$NPV = Pv \text{ manfaat} - Pv \text{ biaya}$$

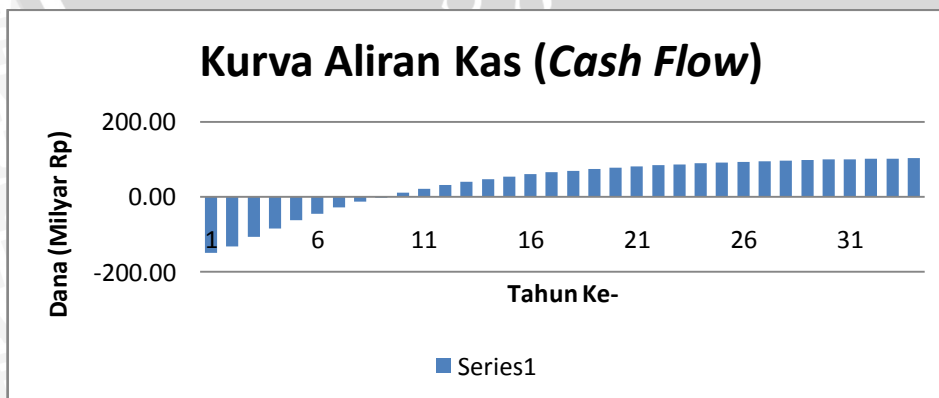
$$NPV = 235,32 - 298,91 = (63,59) \text{ Milyar Rupiah}$$

c. IRR (*Internal Rate of Return*)

Untuk mendapatkan nilai IRR dapat menggunakan cara coba-coba dengan menggunakan dua atau lebih tingkat suku bunga. Dari beberapa tingkat suku bunga tersebut diinterpolasi, yaitu suku bunga yang memiliki  $B/C = 1$  atau  $B-C = 0$ . Berdasarkan perhitungan diatas nilai IRR pembangunan PLTA Lodoyo II adalah sebesar 9,07%

d. *Pay Back Period*

*Pay Back Period* merupakan jangka waktu periode yang diperlukan untuk membayar kembali semua biaya-biaya yang telah dikeluarkan dalam investasi suatu proyek. Sesuai dengan perhitungan diatas dapat cari nilai pay back period dari Cash flow. Sehingga didapatkan nilai *pay back* periode adalah 9 tahun.



Gambar 4.30. Kurva Cash Flow Alternative 5



#### 4.10.5. Analisa sensitivitas

Analisa sensitivitas dalam studi ini dilakukan pada tiap alternatif dengan kondisi sebagai berikut:

Kondisi 1: *Benefit* turun 20%, *cost* tetap

Kondisi 2: *Benefit* tetap, *cost* naik 20%

Kondisi 3: *Benefit* turun 20%, *cost* naik 20%

Hasil analisa sensitivitas untuk tiap alternatif ditabelkan sebagai berikut:

**Tabel 4.41. Hasil Analisa Sensitivitas Tiap Alternatif**

Kondisi	suku bunga (%)	total cost (PV cost)	total benefit (PV benefit)	NPV	BCR
Alternatif 1					
1	12.00%	78.92	64.63	-14.29	0.82
2	12.00%	94.70	80.79	-13.91	0.85
3	12.00%	94.70	64.63	-30.07	0.68
Alternatif 2					
1	12.00%	134.29	93.70	-40.59	0.70
2	12.00%	161.15	117.12	-44.03	0.73
3	12.00%	161.15	93.70	-67.45	0.58
Alternatif 3					
1	12.00%	189.84	125.24	-64.60	0.66
2	12.00%	227.81	156.55	-71.26	0.69
3	12.00%	227.81	125.24	-102.57	0.55
Alternatif 4					
1	12.00%	288.38	171.70	-116.68	0.60
2	12.00%	346.05	214.62	-131.43	0.62
3	12.00%	346.05	171.70	-174.36	0.50
Alternatif 5					
1	12.00%	298.91	188.26	-110.65	0.63
2	12.00%	358.70	235.32	-123.37	0.66
3	12.00%	358.70	188.26	-170.44	0.52

Sumber : Hasil Perhitungan

Dari hasil analisa sensitivitas diketahui bahwa dengan ketiga kondisi tersebut parameter kelayakan ekonomi (BCR dan NPV) pada alternative 1, alternative 2, alternative 3, alternative 4 dan alternative 5 semuanya mengalami kondisi yang tidak layak.

#### 4.10.6. Pengambilan Keputusan

Pengambilan keputusan alternatif dalam studi ini ditentukan berdasarkan kapasitas daya terpasang, besar energi yang dihasilkan dalam satu tahun serta analisa kelayakan ekonomi, dimana keputusan yang diambil akan berakibat pada desain bangunan PLTA yang sebelumnya telah direncanakan bila terjadi perubahan pada desain bangunan maka desain akan dihitung dan direncanakan kembali pada pembahasan selanjutnya, Rangkuman analisa ekonomi tiap alternatif ditabelkan sebagai berikut:

**Tabel 4.42. Rangkuman Hasil Analisa Kelayakan Ekonomi**

Alternatif	Suku Bunga	Pv Cost	Pv Benefit	Bcr	Npv	Irr	Paid Back Period
1	12.00%	411.08	828.27	1.02	1.87	12.31%	6.86
2	12.00%	595.96	891.10	0.87	(17.17)	10.29%	8.06
3	12.00%	774.70	968.29	0.82	(33.29)	9.60%	8.56
4	12.00%	1,062.07	901.94	0.74	(73.76)	8.45%	9.67
5	12.00%	1,164.51	1,250.50	0.79	(63.59)	9.07%	9.02

Sumber : Hasil Perhitungan

**Tabel 4.43. Rangkuman Hasil Tiap Alternatif**

No	Alt	Debit (m <sup>3</sup> /det)	Hari Operasi (Hari)	Heff (m)	Daya Terpasang	Energi Tahunan (Mwh)	Biaya (Miliar Rp)	Npv	Bcr	Irr
1	5	74,77	183	11,15	2 X 3500kw	30.960	332,69	(63,59)	0,79	9,07%
2	4	61,27	201	11,28	2 X 3000kw	28.237	320,97	(73,76)	0,74	8,45%
3	3	36,94	237	11,55	2 X 2000kw	20.597	211,30	(33,29)	0,82	9,60%
4	2	23,53	274	11,72	2 X 1200kw	15.365	149,44	(17,17)	0,87	10,29%
5	1	11,99	365	11,90	2x 600kw	10.598	87,823	1,87	1,02	12,31%

Dari hasil analisa diketahui bahwa nilai BCR dan IRR akan memiliki nilai lebih baik jika biaya pembangunan (*PV Cost*) lebih rendah dibandingkan dengan biaya pembangunan (*PV Cost*) yang lebih tinggi sehingga dalam studi ini diputuskan untuk mengambil alternatif 1 dikarenakan nilai BCR, NPV dan IRR yang lebih tinggi serta memiliki *paid back periode* yang lebih cepat dibandingkan dengan alternatif lainnya. Hal ini menunjukkan tingkat keuntungan yang lebih tinggi dibandingkan dengan alternatif lainnya. Alternatif 1 memiliki parameter desain sebagai berikut:

**Tabel 4.44. Parameter Desain Debit Alternatif 1**

Debit Desain (m <sup>3</sup> /det)	Jumlah Turbin	Jumlah Pipa Pesat	Jumlah Terowongan	Daya Terpasang
11.99	2	2	2	2x0.6 mW