

BAB IV

ANALISA DAN PEMBAHASAN

4.1. Konsep PLTA Karangkates IV & V

Dalam studi ini konsep yang mendasari dalam perencanaan PLTA Karangkates IV & V adalah dengan memanfaatkan debit yang berlebih pada sungai Brantas khususnya pada bendungan Karangkates. Debit yang tidak digunakan akan dialirkan melalui intake yang berbeda dengan intake PLTA sebelumnya, kemudian debit akan dialirkan menuju sistem PLTA secara sistem pengaliran aliran (*diversion*) dan akan dialirkan kembali menuju sungai Brantas.

PLTA IV & V akan direncanakan pada lahan di samping kiri bendungan Karangkates dengan memanfaatkan ketersediaan lahan yang dapat dipergunakan sistem PLTA direncanakan dengan sistem *pressure*. Komponen bangunan pelengkap yang akan digunakan untuk mengalirkan debit ke sistem PLTA antara lain : terowongan, *Surge Tanks*, *Penstock*, *Power House*, *Tailrace*. Seperti pada gambar 4.1.



Gambar 4.1. Sketsa Konsep PLTA Karangkates IV & V

Konsep klasifikasi pembangkit tenaga listrik bisa didasarkan atas beberapa faktor seperti kapasitas daya terpasang, tinggi jatuh dan lain lain, klasifikasi berdasarkan daya terpasang sangat penting untuk dilakukan karena akan berhubungan dengan sistem pengoperasian dan distribusi pembangkit listrik (*central grid* atau *isolated grid*) pada studi ini klasifikasi pembangkit listrik didasarkan tinjauan pustaka pada BAB II dan disajikan dalam bentuk tabel sebagai berikut:

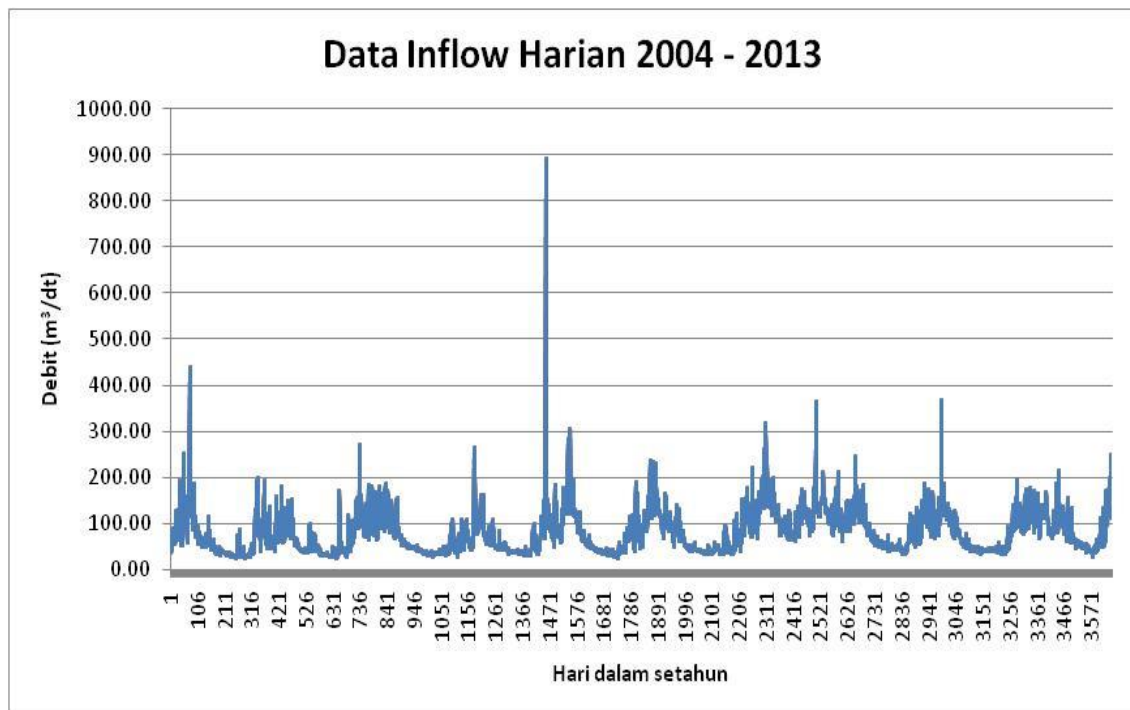
Tabel 4.1. Klasifikasi Potensi PLTA Karangates IV & V

No.	Faktor Klasifikasi	Nilai / (Klasifikasi)
1	Tinggi Jatuh Potensial (H)	± 94,59 m (Tinggi)
2	Tipe Eksploitasi	(Run Off River Dengan Tandon)
3	Sistem Pembawa Air	Pipa Pesat (Bertekanan)

Sumber: PJT 1

4.2 Analisa Debit Inflow

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



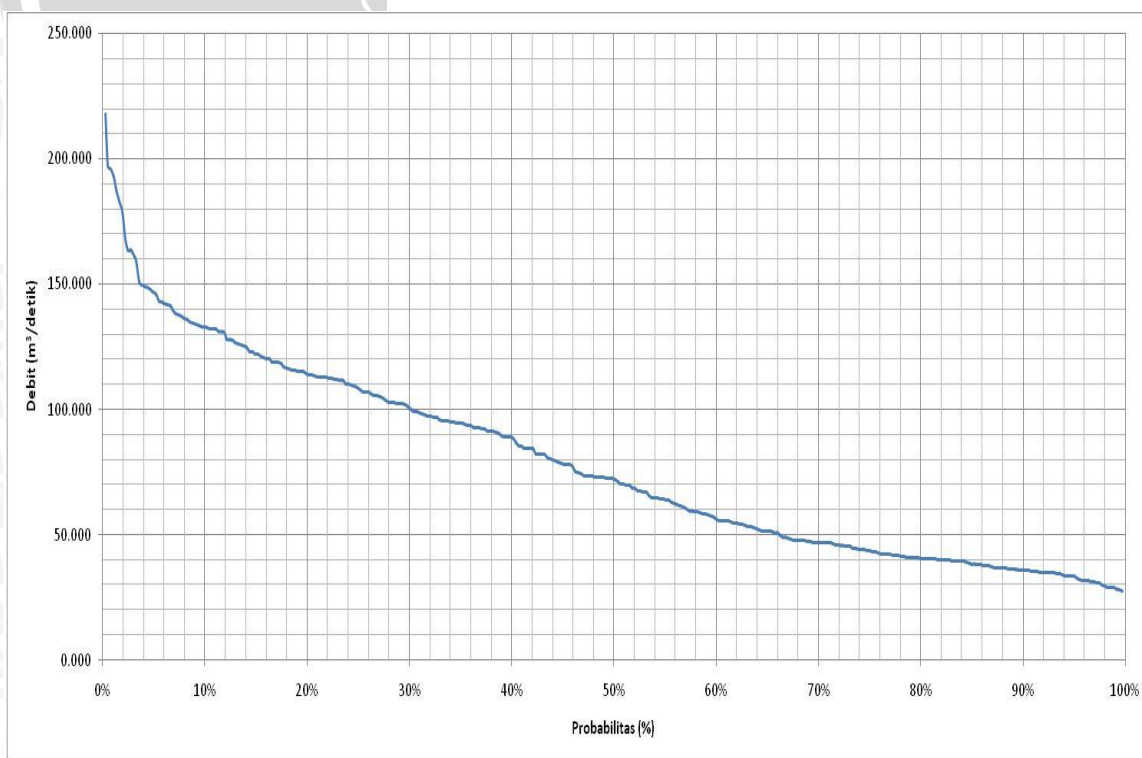
Gambar 4.2. Grafik Pengukuran Inflow Harian Waduk Karangates

Tabel 4.2. Data Debit Inflow 10 Harian Berdasarkan Keandalan tahun 2004 - 2013

P	Q
95%	31.514
90%	34.764
85%	37.482
80%	40.254

P	Q
75%	42.845
70%	45.652
65%	49.337
60%	54.766
55%	60.423
50%	67.16
45%	74.225
40%	80.784
35%	88.66
30%	98.018
25%	107.615
20%	117.432
15%	126.452
10%	137.04
5%	155.105

Sumber : Hasil Perhitungan



Gambar 4.3. Kurva Durasi Aliran Pada Bendungan Karangates

4.3. Simulasi Waduk

4.3.1. Konsep Debit Puncak

Dalam simulasi pola operasi waduk untuk PLTA digunakan konsep beban puncak yaitu dengan mengalihkan debit dasar ke debit puncak dengan tujuan agar distribusi listrik lebih efisien dan efektif.

Operasi waduk yang diterapkan dalam skripsi ini adalah :

Operasi waduk pada PLTA dioperasikan untuk keadaan sebagai berikut :

- a. Operasi beban puncak dengan lama waktu operasi standard dalam satu hari selama 5 jam, mulai dari jam 17.00 – 22.00.
- b. Operasi beban dasar dengan lama waktu operasi standard dalam satu hari selama 19 jam, mulai dari jam 23.00 – 16.00, jika terdapat debit lebih dari pemakaian operasi beban puncak.

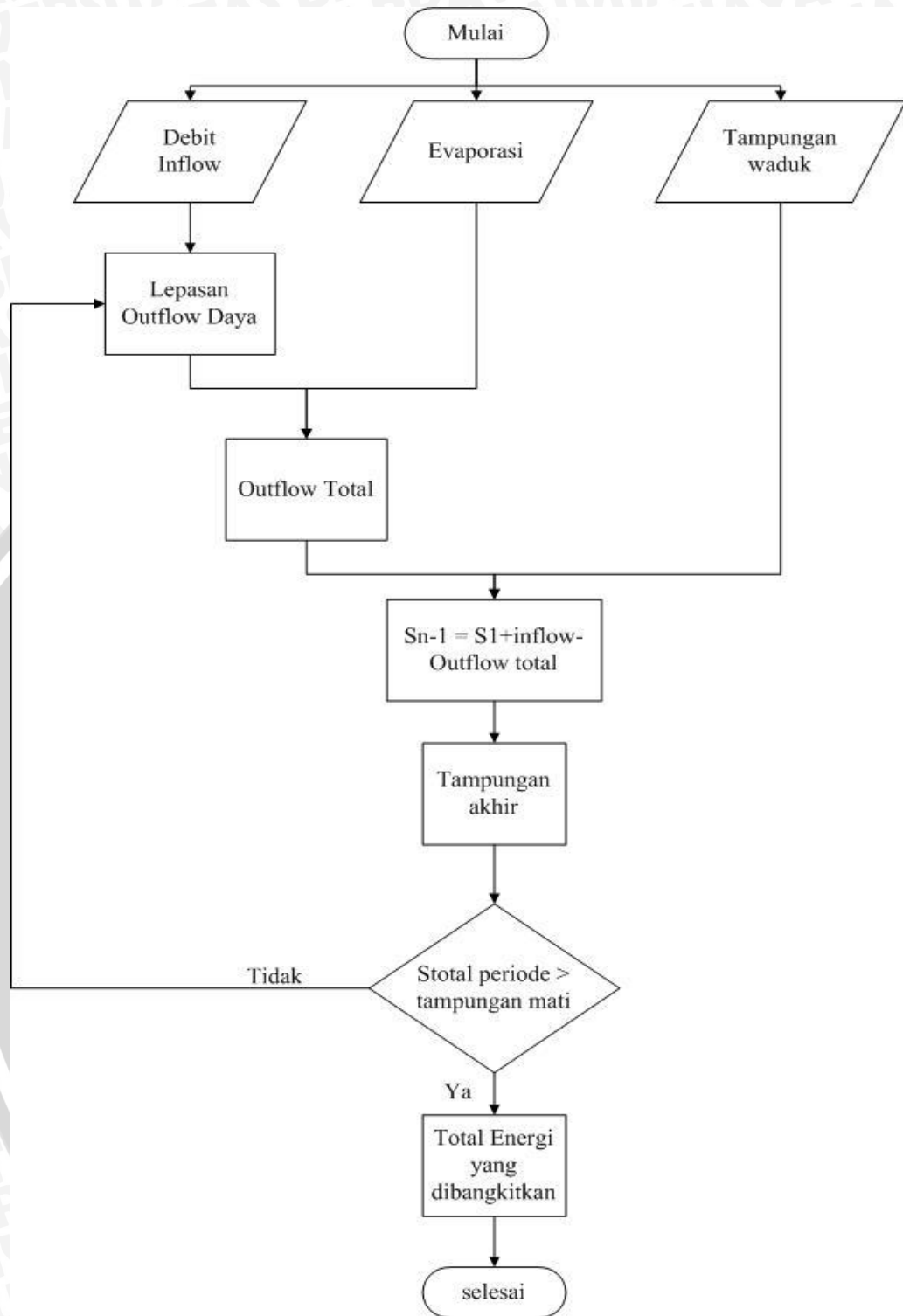
Maka didapat data sebagai berikut :

Estimasi daya terpasang PLTA Karangates I II & III

✓ Debit / Unit Turbin	: 51,38 m ³ /dt
✓ Debit Total	: 154,14 m ³ /dt
✓ FSL	: 272,5 m
✓ TWL	: 183,73
✓ <i>Head Maksimum</i>	: 88,77 m
✓ <i>Head Efektif</i>	: 81,67 m
✓ Efisiensi Turbin	: 90%
✓ Efisiensi Generator	: 94%
✓ Daya	: 35 MW
✓ Kapasitas Terpasang	: 3 x 35 MW

4.3.2. Simulasi Waduk

Untuk perhitungan simulasi waduk untuk PLTA guna memenuhi kebutuhan debit PLTA Karangates IV & V, maka langkah pengerjaannya dapat dilihat pada diagram berikut :



Gambar 4.4. Bagan Alir Simulasi Waduk

4.3.2.1. Simulasi Waduk Untuk PLTA I II & III

Simulasi Waduk ini dimaksudkan untuk mengetahui apakah masih ada kelebihan dari penggunaan PLTA I II & III. Jika masih terdapat debit yang melimpas maka debit yang berlebih itu akan ditampung dan digunakan untuk pembangkitan PLTA IV & V.

Data Tampunguan Waduk Karangates :

- Elevasi Muka Air Normal (FSL) : 272,50 m
- Elevasi Muka Air Rendah (LWL) : 260,00 m
- Kedalaman *Effektif* : FSL – LWL
= 272,50 – 260,00
= 12,50 m
- Volume Tampunguan Maksimum : 185,75 juta m³
- Volume Tampunguan Minimum : 79,38 juta m³
- Volume Tampunguan Effektif : Volume Maksimum – Volume Minimum
= 185,75 – 79,38 Juta m³
= 106,37 juta m³
- Evaporasi : 6,00 mm/hari
- Debit Pembangkit Beban Puncak : 154,14 m³/dt
- Debit Pembangkit Beban Dasar : 51,38 m³/dt
- Waktu Operasi Beban Dasar : 19 jam
- Waktu Operasi Bebabn Puncak : 5 Jam
- *Efisiensi Turbin dan Generator* : 84,60%

Contoh Perhitungan Simulasi Waduk

- Bulan : Desember
- Periode : 3
- Jumlah Hari : 10
- Debit *Inflow* : 112,55 m³/dt
: $\frac{\text{Jumlah hari} \times 24 \times 60 \times 60 \times \text{inflow}}{1000000}$
: $\frac{10 \times 24 \times 60 \times 60 \times 112,55}{1000000}$
: 97,24 juta m³
- *Draf Peak Load* : 1,00
- Debit *Outflow Peak I II III* : Debit Pembangkit x draf
: 154,14 m³/dt x 1
: 154,14 m³/dt
: $\frac{\text{Jumlah hari} \times \text{debit peak} \times 60 \times 60 \times \text{waktu operasi}}{1000000}$
: $\frac{10 \times 154,14 \times 60 \times 60 \times 5}{1000000}$
: 27,75 juta m³

- *Draf Base Load* : 1,00
- *Debit Outflow Base I II III* : draf x Debit Beban dasar
 : 1 x 51,38 m³/dt
 : 51,38 m³/dt
 : $\frac{\text{Jumlah hari} \times \text{debit base} \times 60 \times 60 \times \text{waktu operasi}}{1000000}$
 : $\frac{10 \times 51,38 \times 60 \times 60 \times 19}{1000000}$
 : 35,14 juta m³
- *Evaporasi (ET_o^{*})* : 6 mm/hari
 : Jumlah Hari x ($\frac{ET_o^*}{1000}$) x 0
 : 0 Juta m³
- *Debit Outflow Total* : Debit Outflow base + Debit Outflow peak + ET_o^{*}
 : 27,75 + 35,14 + 0 Juta m³
 : 62,89 Juta m³
- *Volume Effektif* : Jika (Vol Eff_{n-1}+Inflow-Outflow) > Vol
 tampungan eff maka = tampungan eff
 : Jika (Vol Eff_{n-1}+Inflow-Outflow) < Vol
 tampungan eff maka = (Vol Eff_{n-1}+Inflow-
 Outflow)
- *Spill Out* : Jika (Vol Eff_{n-1}+Inflow-Outflow) > Vol
 tampungan eff maka = Melimpas
 : Jika (Vol Eff_{n-1}+Inflow-Outflow) < Vol
 tampungan eff maka = 0
- *Jumlah Gagal* : Jika Vol Eff > 0,0,1
- *Volume Total Waduk* : Volume Eff + Vol Tampungan Minimum
 : 34,35 + 79,38 juta m³
 : 113,73 juta m³
- *RWL* : 265,03 m
- *Power Discharge Peak I II III* : Jika draf = 1 maka Q = 154,140 m³/dt
 : Jika draf = 0,95 maka Q = 146,433 m³/dt
 : Jika draf = 0,90 maka Q = 138,726 m³/dt
 : Jika draf = 0,85 maka Q = 131,019 m³/dt
 : Jika draf = 0,80 maka Q = 123,312 m³/dt

- : Jika draf = 0,75 maka $Q = 115,605 \text{ m}^3/\text{dt}$
- : Jika draf = 0,70 maka $Q = 107,898 \text{ m}^3/\text{dt}$
- : Jika draf = 0,65 maka $Q = 100,191 \text{ m}^3/\text{dt}$
- : Jika draf = 0,60 maka $Q = 92,484 \text{ m}^3/\text{dt}$
- : Jika draf = 0,55 maka $Q = 84,777 \text{ m}^3/\text{dt}$
- : Jika draf = 0,50 maka $Q = 77,070 \text{ m}^3/\text{dt}$
- : jika draf = 0,45 maka $Q = 69,363 \text{ m}^3/\text{dt}$
- : Jika draf = 0,40 maka $Q = 61,656 \text{ m}^3/\text{dt}$
- : Jika draf = 0,35 maka $Q = 53,949 \text{ m}^3/\text{dt}$
- : Jika draf = 0 maka $Q = 0 \text{ m}^3/\text{dt}$

- *Power Discharge Load I II III* : Jika draf = 1 maka $Q = 51,380 \text{ m}^3/\text{dt}$
 - : Jika draf = 0,95 maka $Q = 48,811 \text{ m}^3/\text{dt}$
 - : Jika draf = 0,90 maka $Q = 46,242 \text{ m}^3/\text{dt}$
 - : Jika draf = 0,85 maka $Q = 43,673 \text{ m}^3/\text{dt}$
 - : Jika draf = 0,80 maka $Q = 41,104 \text{ m}^3/\text{dt}$
 - : Jika draf = 0,75 maka $Q = 38, 535 \text{ m}^3/\text{dt}$
 - : Jika draf = 0,70 maka $Q = 35,966 \text{ m}^3/\text{dt}$
 - : Jika draf = 0,65 maka $Q = 33,397 \text{ m}^3/\text{dt}$
 - : Jika draf = 0,60 maka $Q = 30,828 \text{ m}^3/\text{dt}$
 - : Jika draf = 0,55 maka $Q = 28, 259 \text{ m}^3/\text{dt}$
 - : Jika draf = 0,50 maka $Q = 25,690 \text{ m}^3/\text{dt}$
 - : Jika draf = 0,45 maka $Q = 23,121 \text{ m}^3/\text{dt}$
 - : Jika draf = 0,40 maka $Q = 23,121 \text{ m}^3/\text{dt}$
 - : Jika draf = 0,35 maka $Q = 17,983 \text{ m}^3/\text{dt}$
 - : Jika draf = 0 maka $Q = 0 \text{ m}^3/\text{dt}$

- TWL Peak Load I II II : 183,83 m
- TWL Base Load I II III : 182,83 m
- *Gross Head Peak Load I II III*: RWL – TWL Peak
 - : 265,03 – 183,73 m
 - : 81,30 m
- *Gross Head Base Load I II III*: RWL – TWL Base
 - : 265,03 – 182,83 m
 - : 82,20 m

- *Head Loss Peak I II III* : $8\% \times \text{Gross Head Peak}$
: $0,08 \times 81,30 \text{ m}$
: $6,50 \text{ m}$
- *Head Loss Base I II III* : $8\% \times \text{Gross Head Base}$
: $0,08 \times 82,20 \text{ m}$
: $6,58 \text{ m}$
- *Net Head Peak I II III* : $\text{Gross Head Peak} - \text{Head Loss Peak}$
: $82,30 - 6,50 \text{ m}$
: $74,80 \text{ m}$
- *Net Head Base I II III* : $\text{Gross Head Base} - \text{Head Loss Base}$
: $82,20 - 6,58 \text{ m}$
: $75,62 \text{ m}$
- *Daya Peak Load I II III* : $\frac{\text{eff turbin dan gen} \times 1000 \times 9,81 \times \text{debit} \times \text{Net Head}}{1000000}$
: $\frac{84,6\% \times 1000 \times 9,81 \times 154,14 \times 74,80}{1000000}$
: $96,68 \text{ MW}$
- *Daya Base Load I II III* : $\frac{\text{eff turbin dan gen} \times 1000 \times 9,81 \times \text{debit} \times \text{Net Head}}{1000000}$
: $\frac{84,6\% \times 1000 \times 9,81 \times 51,38 \times 75,62}{1000000}$
: $32,25 \text{ MW}$
- *Energi Peak Load I II III* : $\text{Daya} \times \text{Jumlah hari} \times \text{waktu operasi}$
: $96,68 \times 10 \times 5$
: $4784,23 \text{ MWh}$
- *Energi Base Load I II III* : $\text{Daya} \times \text{Jumlah hari} \times \text{waktu operasi}$
: $32,25 \times 10 \times 19$
: $6126,82 \text{ MWh}$
- *Energi Total* : $\text{Energi Peak} + \text{Base Load}$
: $4784,23 + 6126,82 \text{ MWh}$
: $10,911,05 \text{ MWh}$

Untuk lebih lengkap maka dapat di lihat pada table berikut

Tabel 4.3. Simulasi Waduk Untuk PLTA I II III Periode 2003 - 2004

No	Bulan	Periode	Jumlah hari	Debit inflow		Debit outflow peak load (I,II,III)		Debit outflow base load			Evaporasi		debit outflow total	Volume efektif	Spill out	Jumlah gagal	Volume tot.Waduk	RWL	Karangkates I II III power discharge		Karangkates I II III power discharge		Karangkates I II III		Karangkates I II III		Karangkates I II III		Karangkates I II III		Karangkates I II III		Energy total		
				(m ³ /det)	(juta m ³)	draft	(m ³ /det)	(juta m ³)	draft	(m ³ /det)	(juta m ³)	(mm/hari)							(km ²)	(juta m ³)	(m ³ /det)	(m ³ /det)	TWL peak load	TWL base load	Gross head peak load	Gross head base load	Head Loss peak load	Head Loss base load	Net Head peak load	Net Head base load	Power peak load	Power base load		Energy peak load	Energy base load
				(m ³ /det)	(juta m ³)	(m)	(m ³ /det)	(juta m ³)	(m)	(m ³ /det)	(juta m ³)	(mm/hari)							(km ²)	(juta m ³)	(m ³ /det)	(m ³ /det)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(MW)		(MW)	(MWh)
1	des	1	10	112.55	97.24	1.00	154.14	27.75	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	62.89	34.35	0.00	0	79.38	260.00	154.14	51.38	183.73	182.83	81.30	82.20	6.50	6.58	74.80	75.62	95.68	32.25	4,784.23	6,126.82	10,911.05
			jumlah Rata-2	2363.21	2068.55	35.80	5518.21	1009.93	22.35	1148.34	796.01		0.00	1805.94	1516.58	222.37	0.00	4374.28	9557.38	5518.21	1148.34	6613.88	6570.88	2943.49	2986.50	235.48	238.92	2708.01	2747.58	3446.21	744.99	175143.50	143413.28	318,556.77	
			Min	64.04	55.96		153.21	28.00		30.13	20.82		0.00	48.82	43.16	6.74	0.00	122.54	265.57	153.21	30.13	183.72	182.50	81.85	83.07	6.55	6.65	75.30	76.42	95.78	19.66	4860.58	3773.64	8,634.22	
			Maks	187.84	162.30		154.14	30.52		51.38	38.66		0.00	69.18	106.37	99.41	0.00	185.75	272.50	154.14	51.38	183.73	182.83	88.77	89.67	7.10	7.17	81.67	82.50	104.48	35.18	5746.36	7352.19	13,098.55	

Sumber : Hasil Perhitungan



Gambar 4.5. Draf Pola Lepasn Karangkates I II III periode 2003-2004

Tabel 4.4. Simulasi Waduk Untuk PLTA I II III Periode 2004 - 2005

No	Bulan	Periode	Jumlah hari	Debit inflow		Debit outflow peak load (I,II,III)		Debit outflow base load			Evaporasi			debit outflow total	Volume efektif	Spill out	Jumlah gagal	Volume tot.Waduk	RWL	Karangkates I II III power discharge		Karangkates I II III TWL		Karangkates I II III Gross head		Karangkates I II III Head Loss		Karangkates I II III Net Head		Karangkates I II III Power		Karangkates I II III Energy		Energy total	
				(m ³ /det)	(juta m ³)	draft	(m ³ /det)	(juta m ³)	draft	(m ³ /det)	(juta m ³)	(mm/hari)	(km ²)	(juta m ³)	(juta m ³)	(juta m ³)	(juta m ³)	(m)	(m ³ /det)	(m ³ /det)	(m)	(m)	Gross head peak load	Gross head base load	Head Loss peak load	Head Loss base load	Net Head peak load	Net Head base load	Power peak load	Power base load	Energy peak load	Energy base load	(MWh)		
				(m ³ /det)	(juta m ³)		(m ³ /det)	(juta m ³)		(m ³ /det)	(juta m ³)				(juta m ³)	(juta m ³)		(m ³ /det)	(m ³ /det)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(MW)	(MW)	(MWh)	(MWh)	(MWh)			
1	des	1	10	112.68	97.35	1.00	154.14	27.75	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	62.89	74.70	0.00	0	119.62	265.76	154.14	51.38	183.73	182.83	85.82	86.71	6.87	6.94	78.95	79.78	101.00	34.02	5,050.02	6,463.47	11,513.49
		2	10	68.62	59.29	1.00	154.14	27.75	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	62.89	71.10	0.00	0	150.48	269.18	154.14	51.38	183.73	182.83	85.45	86.35	6.84	6.91	78.62	79.44	100.57	33.88	5,028.59	6,436.34	11,464.93
		3	11	133.52	126.89	1.00	154.14	30.52	1.00	51.38	38.66	6.00	0.00	0.00	69.18	106.37	22.45	0	185.75	272.50	154.14	51.38	183.73	182.83	88.77	89.67	7.10	7.17	81.67	82.50	104.48	35.18	5,746.36	7,352.19	13,098.55
	Jan	1	10	72.66	62.77	1.00	154.14	27.75	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	62.89	106.26	0.00	0	185.64	272.49	154.14	51.38	183.73	182.83	88.76	89.66	7.10	7.17	81.66	82.49	104.47	35.17	5,223.37	6,683.06	11,906.43
		2	10	73.61	63.60	1.00	154.14	27.75	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	62.89	106.37	0.60	0	185.75	272.50	154.14	51.38	183.73	182.83	88.77	89.67	7.10	7.17	81.67	82.50	104.48	35.18	5,223.97	6,683.81	11,907.78
		3	11	59.41	56.46	1.00	154.14	30.52	1.00	51.38	38.66	6.00	0.00	0.00	69.18	93.65	0.00	0	173.03	271.36	154.14	51.38	183.73	182.83	87.63	88.53	7.01	7.08	80.62	81.45	103.14	34.73	5,672.50	7,258.63	12,931.13
	Peb	1	10	51.46	44.46	1.00	154.14	27.75	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	62.89	75.22	0.00	0	154.60	269.60	154.14	51.38	183.73	182.83	85.87	86.77	6.87	6.94	79.00	79.82	101.06	34.04	5,053.05	6,467.32	11,520.37
		2	10	111.89	96.67	1.00	154.14	27.75	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	62.89	106.37	2.63	0	185.75	272.50	154.14	51.38	183.73	182.83	88.77	89.67	7.10	7.17	81.67	82.50	104.48	35.18	5,223.97	6,683.81	11,907.78
		3	8	94.92	65.61	1.00	154.14	22.20	1.00	51.38	28.12	6.00	0.00	0.00	50.31	106.37	15.30	0	185.75	272.50	154.14	51.38	183.73	182.83	88.77	89.67	7.10	7.17	81.67	82.50	104.48	35.18	4,179.17	5,347.05	9,526.22
	Mar	1	10	104.68	90.44	1.00	154.14	27.75	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	62.89	106.37	27.55	0	185.75	272.50	154.14	51.38	183.73	182.83	88.77	89.67	7.10	7.17	81.67	82.50	104.48	35.18	5,223.97	6,683.81	11,907.78
		2	10	84.25	72.79	1.00	154.14	27.75	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	62.89	106.37	9.90	0	185.75	272.50	154.14	51.38	183.73	182.83	88.77	89.67	7.10	7.17	81.67	82.50	104.48	35.18	5,223.97	6,683.81	11,907.78
		3	11	98.29	93.41	1.00	154.14	30.52	1.00	51.38	38.66	6.00	0.00	0.00	69.18	106.37	24.24	0	185.75	272.50	154.14	51.38	183.73	182.83	88.77	89.67	7.10	7.17	81.67	82.50	104.48	35.18	5,746.36	7,352.19	13,098.55
	Apr	1	10	110.33	95.33	1.00	154.14	27.75	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	62.89	106.37	32.44	0	185.75	272.50	154.14	51.38	183.73	182.83	88.77	89.67	7.10	7.17	81.67	82.50	104.48	35.18	5,223.97	6,683.81	11,907.78
		2	10	95.50	82.51	1.00	154.14	27.75	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	62.89	106.37	19.63	0	185.75	272.50	154.14	51.38	183.73	182.83	88.77	89.67	7.10	7.17	81.67	82.50	104.48	35.18	5,223.97	6,683.81	11,907.78
		3	10	61.18	52.86	1.00	154.14	27.75	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	62.89	96.34	0.00	0	175.72	271.60	154.14	51.38	183.73	182.83	87.88	88.78	7.03	7.10	80.85	81.67	103.43	34.83	5,171.29	6,617.09	11,788.38
	Mei	1	10	54.27	46.89	1.00	154.14	27.75	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	62.89	80.34	0.00	0	159.72	270.10	154.14	51.38	183.73	182.83	86.37	87.27	6.91	6.98	79.46	80.29	101.65	34.24	5,082.74	6,504.92	11,587.66
		2	10	44.49	38.44	1.00	154.14	27.75	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	62.89	55.89	0.00	0	135.27	267.57	154.14	51.38	183.73	182.83	83.84	84.74	6.71	6.78	77.14	77.96	98.68	33.24	4,933.83	6,316.31	11,250.14
		3	11	39.49	37.53	1.00	154.14	30.52	1.00	51.38	38.66	6.00	0.00	0.00	69.18	24.24	0.00	0	103.62	263.70	154.14	51.38	183.73	182.83	79.97	80.87	6.40	6.47	73.57	74.40	94.12	31.72	5,176.49	6,630.35	11,806.84
	Jun	1	10	40.57	35.05	1.00	154.14	27.75	0.00	0.00	0.00	6.00	0.00	0.00	27.75	31.55	0.00	0	110.93	264.67	154.14	0.00	183.73	182.00	80.94	82.67	6.48	6.61	74.47	76.05	95.26	0.00	4,763.06	-	4,763.06
		2	10	40.99	35.42	1.00	154.14	27.75	0.00	0.00	0.00	6.00	0.00	0.00	27.75	39.22	0.00	0	118.60	265.63	154.14	0.00	183.73	182.00	81.91	83.63	6.55	6.69	75.35	76.94	96.40	0.00	4,819.86	-	4,819.86
		3	10	66.95	57.84	1.00	154.14	27.75	0.50	25.69	17.57	6.00	0.00	0.00	45.32	51.75	0.00	0	131.13	267.11	154.14	25.69	183.73	182.52	83.38	84.58	6.67	6.77	76.71	77.82	98.13	16.59	4,906.59	3,152.34	8,058.92
	Jul	1	10	52.79	45.61	1.00	154.14	27.75	0.40	20.55	14.06	6.00	0.00	0.00	41.80	55.56	0.00	0	134.94	267.53	154.14	20.55	183.73	182.45	83.81	85.08	6.70	6.81	77.10	78.28	98.63	13.35	4,931.67	2,536.74	7,468.41
		2	10	55.59	48.03	1.00	154.14	27.75	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	62.89	40.69	0.00	0	120.07	265.81	154.14	51.38	183.73	182.83	82.09	82.98	6.57	6.64	75.52	76.34	96.61	32.55	4,830.40	6,185.29	11,015.68
		3	11	40.11	38.12	1.00	154.14	30.52	1.00	51.38	38.66	6.00	0.00	0.00	69.18	9.64	0.00	0	89.02	261.57	154.14	51.38	183.73	182.83	77.85	78.74	6.23	6.30	71.62	72.44	91.62	30.89	5,038.92	6,456.09	11,495.01
	Agt	1	10	34.45	29.76	1.00	154.14	27.75	0.00	0.00	0.00	6.00	0.00	0.00	27.75	11.66	0.00	0	91.04	261.88	154.14	0.00	183.73	182.00	78.16	79.88	6.25	6.39	71.90	73.49	91.98	0.00	4,599.07	-	4,599.07
		2	10	31.45	27.17	1.00	154.14	27.75	0.00	0.00	0.00	6.00	0.00	0.00	27.75	11.08	0.00	0	90.46	261.79	154.14	0.00	183.73	182.00	78.07	79.79	6.25	6.38	71.82	73.41	91.88	0.00	4,593.87	-	4,593.87
		3	11	31.73	30.15	1.00	154.14	30.52	0.00	0.00	0.00	6.00	0.00	0.00	30.52	10.72	0.00	0	90.10	261.74	154.14	0.00	183.73	182.00	78.01	79.74	6.24	6.38	71.77	73.36	91.81	0.00	5,049.63	-	5,049.63
	Sep	1	10	28.28	24.43	1.00	154.14	27.75	0.00	0.00	0.00	6.00	0.00	0.00	27.75	7.40	0.00	0	86.78	261.22	154.14	0.00	183.73	182.00	77.49	79.22	6.20	6.34	71.29	72.88	91.20	0.00	4,560.13	-	4,560.13
		2	10	31.38	27.11	1.00	154.14	27.75	0.00	0.00	0.00	6.00	0.00	0.00	27.75	6.77	0.00	0	86.15	261.12	154.14	0.00	183.73	182.00	77.39	79.12	6.19	6.33	71.20	72.79	91.08	0.00	4,554.21	-	4,554.21
		3	10	39.63	34.24	1.00	154.14	27.75	0.00	0.00	0.00	6.00	0.00	0.00	27.75	13.26	0.00	0	92.64	262.12	154.14	0.00	183.73	182.00	78.40	80.12	6.27	6.41	72.13	73.71					

Tabel 4.5. Simulasi Waduk Untuk PLTA I II III Periode 2005 - 2006

No	Bulan	Periode	Jumlah hari	Debit inflow		Debit outflow peak load (I,II,III)		Debit outflow base load			Evaporasi			debit outflow total	Volume efektif	Spill out	Jumlah gagal	Volume tot.Waduk	RWL	Karangkates I II III		Karangkates I II III		Karangkates I II III		Karangkates I II III		Karangkates I II III		Karangkates I II III		Energy total				
				(m ³ /det)	(juta m ³)	draft	(m ³ /det)	(juta m ³)	draft	(m ³ /det)	(juta m ³)	(mm/hari)	(km ²)							(juta m ³)	(m ³ /det)	(m ³ /det)	TWL peak load	TWL base load	Gross head peak load	Gross head base load	Head Loss peak load	Head Loss base load	Net Head peak load	Net Head base load	Power peak load		Power base load	Energy peak load	Energy base load	
				(m ³ /det)	(juta m ³)	(m ³ /det)	(juta m ³)	(m ³ /det)	(juta m ³)	(mm/hari)	(km ²)	(juta m ³)	(m ³ /det)							(m ³ /det)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(MW)		(MW)	(MWh)	(MWh)	
1	des	1	10	73.32	63.35	1.00	154.14	27.75	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	62.89	23.12	0.00	0	102.04	263.48	154.14	51.38	183.73	182.83	79.82	80.71	6.39	6.46	73.43	74.26	93.94	31.66	4,696.89	6,016.19	10,713.08		
			jumlah Rata-2 Min Maks	2786.21 75.44 31.60 163.72	2434.18 65.68 27.30 141.45	36.00	5549.04 154.14 154.14	1012.70 28.08 22.20 30.52	24.50	1258.81 33.47 0.00 51.38	871.57 23.11 0.00 38.66			1884.27 51.19 27.75 69.18	2544.49 72.05 9.32 106.37	527.32 15.98 0.00 66.63	0.00	5402.19 151.43 88.70 185.75	9675.79 268.91 261.52 272.50	154.14	51.38	183.73	182.83	6614.12 182.54 182.00 182.83	6572.43	3061.67 85.18 77.80 88.77	3103.36 86.37 6.22 79.00	244.93 6.81 6.32 7.10	248.27 6.91 6.32 7.17	2816.73 78.37 71.57 81.67	2855.09 79.46 72.68 82.50	3603.30 100.25 91.56 104.48	844.07 22.57 0.00 35.18	182619.25 5071.39 4179.17 5746.36	162295.32 4325.90 0.00 7352.19	344,914.57 9,397.29 4,666.19 13,098.55

Sumber : Hasil Perhitungan



Gambar 4.7. Draf Pola Lepasn Karangkates I II III periode 2005-2006

Tabel 4.6. Simulasi Waduk Untuk PLTA I II III Periode 2006 - 2007

No	Bulan	Periode	Jumlah hari	Debit inflow		Debit outflow peak load (I,II,III)		Debit outflow base load			Evaporasi			debit outflow total	Volume efektif	Spill out	Jumlah gagal	Volume tot.Waduk	RWL	Karangkates I II III		Karangkates I II III		Karangkates I II III		Karangkates I II III		Karangkates I II III		Karangkates I II III		Energy total					
				(m ³ /det)	(juta m ³)	draft	(m ³ /det)	(juta m ³)	draft	(m ³ /det)	(juta m ³)	(mm/hari)	(km ²)							(juta m ³)	(juta m ³)	(m ³ /det)	(m ³ /det)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)		(m)	(MW)	(MW)	(MWh)	(MWh)
1	des	1	10	37.60	32.49	1.00	154.14	27.75	0.00	0.00	0.00	6.00	0.00	0.00	27.75	49.99	0.00	0	124.63	266.36	154.14	0.00	183.73	182.00	83.18	84.91	6.65	6.79	76.53	78.11	97.90	0.00	4,894.84	-	4,894.84		
			jumlah Rata-2	2078.70	1820.44	36.00	5549.04	1012.70	21.00	1078.98	741.54	1820.44	0.00	1754.24	1572.86	80.61	0.00	4430.56	9566.22	5549.04	1078.98	6614.12	6569.42	2952.10	2996.80	236.17	239.74	2715.93	2757.05	3474.35	691.66	176193.90	132136.50	308,330.40			
			Min	58.38	51.00	1.00	154.14	28.08	0.00	0.00	0.00	6.00	0.00	0.00	27.75	41.35	2.44	0.00	120.73	265.44	154.14	0.00	183.73	182.00	81.71	82.91	6.54	6.63	75.18	76.28	96.17	20.96	4867.82	4004.14	8,871.96		
			Maks	136.98	130.18	1.00	154.14	30.52	0.00	0.00	0.00	6.00	0.00	0.00	27.75	1.51	0.00	0.00	107.40	264.20	154.14	0.00	183.73	182.00	80.85	82.20	6.44	6.58	74.04	75.63	94.72	0.00	4,735.81	-	4,735.81		
				136.98	130.18	1.00	154.14	30.52	0.00	0.00	0.00	6.00	0.00	0.00	27.75	106.37	39.78	0.00	110.23	264.58	154.14	0.00	183.73	182.00	80.85	82.58	6.47	6.61	74.38	75.97	95.16	0.00	4,757.78	-	4,757.78		

Sumber : Hasil Perhitungan



Gambar 4.8. Draf Pola Lepas Karangkates I II III periode 2006-2007

Tabel 4.7. Simulasi Waduk Untuk PLTA I II III Periode 2007 - 2008

No	Bulan	Periode	Jumlah hari	Debit inflow		Debit outflow peak load (I,II,III)		Debit outflow base load			Evaporasi			debit outflow total	Volume efektif	Spill out	Jumlah gagal	Volume tot.Waduk	RWL	Karangkates I II III		Karangkates I II III		Karangkates I II III		Karangkates I II III		Karangkates I II III		Karangkates I II III		Energy total					
				(m ³ /det)	(juta m ³)	draft	(m ³ /det)	(juta m ³)	draft	(m ³ /det)	(juta m ³)	(mm/hari)	(km ²)							(juta m ³)	(m ³ /det)	(m ³ /det)	TWL peak load	TWL base load	Gross head peak load	Gross head base load	Head Loss peak load	Head Loss base load	Net Head peak load	Net Head base load	Power peak load		Power base load	Energy peak load	Energy base load		
				(m ³ /det)	(juta m ³)	(m)	(m ³ /det)	(juta m ³)	(m)	(m ³ /det)	(juta m ³)	(mm/hari)	(km ²)							(juta m ³)	(m ³ /det)	(m ³ /det)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)		(MW)	(MW)	(MWh)	(MWh)	(MWh)
1	des	1	10	75.25	65.02	1.00	154.14	27.75	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	62.89	30.85	0.00	0	110.23	264.58	154.14	51.38	183.73	182.83	81.13	82.02	6.49	6.56	74.64	75.46	95.48	32.18	4,773.90	6,113.73	10,887.63			
			jumlah Rata-2 Min Maks	2886.39 75.79 29.39 195.95	2545.31 66.47 25.39 186.23	36.00	154.14 154.14 154.14	28.17 24.97 30.52	26.50	1361.57 36.59 0.00 51.38	945.37 25.35 0.00 38.66			0.00 53.51 27.75 69.18	2222.80 61.63 5.26 106.37	582.54 15.19 0.00 117.05	0.00	0.00	5080.50 141.01 84.64 185.75	9636.08 267.63 260.88 272.50	154.14	51.38	183.73	182.83	6614.12 183.73 182.00 182.83	6574.09 182.59 77.15 88.77	3021.96 83.91 78.33 89.67	3061.99 85.04 6.17 7.17	241.76 6.71 6.27 7.17	244.96 6.80 6.27 7.17	2780.20 77.19 70.98 81.67	2817.03 78.24 72.06 82.50	3556.57 98.75 90.80 104.48	899.63 24.22 0.00 35.18	180772.95 5010.91 4539.90 5746.36	173511.32 4660.04 0.00 7352.19	354,284.27 9,670.96 4,618.60 13,098.55

Sumber : Hasil Perhitungan



Gambar 4.9. Draf Pola Lepas Karangkates I II III periode 2007-2008

Tabel 4.8. Simulasi Waduk Untuk PLTA I II III Periode 2008 - 2009

No	Bulan	Periode	Jumlah hari	Debit inflow		Debit outflow peak load (I,II,III)		Debit outflow base load			Evaporasi			debit outflow total	Volume efektif	Spill out	Jumlah gagal	Volume tot.Waduk	RWL	Karangkates I II III power discharge		Karangkates I II III TWL		Karangkates I II III Gross head		Karangkates I II III Head Loss		Karangkates I II III Net Head		Karangkates I II III Power		Karangkates I II III Energy		Energy total	
				(m³/det)	(juta m³)	draft	(m³/det)	(juta m³)	draft	(m³/det)	(juta m³)	(mm/hari)	(km²)	(juta m³)	(juta m³)	(juta m³)				(m³/det)	(m³/det)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(MW)	(MW)	(MWh)	(MWh)		
1	des	1	10	72.96	63.04	1.00	154.14	27.75	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	62.89	32.93	0.00	0	112.31	264.83	154.14	51.38	183.73	182.83	81.12	82.01	6.49	6.56	74.63	75.45	95.47	32.17	4,773.47	6,113.19	10,886.66
		2	10	116.20	100.40	1.00	154.14	27.75	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	62.89	70.44	0.00	0	149.82	269.11	154.14	51.38	183.73	182.83	85.39	86.28	6.83	6.90	78.56	79.38	100.49	33.85	5,024.64	6,431.33	11,455.96
		3	11	64.42	61.22	1.00	154.14	30.52	1.00	51.38	38.66	6.00	0.00	0.00	69.18	62.48	0.00	0	141.86	268.28	154.14	51.38	183.73	182.83	84.56	85.45	6.76	6.84	77.79	78.62	99.52	33.52	5,473.40	7,006.44	12,479.84
	Jan	1	10	82.19	71.01	1.00	154.14	27.75	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	62.89	70.60	0.00	0	149.98	269.13	154.14	51.38	183.73	182.83	85.40	86.30	6.83	6.90	78.57	79.40	100.51	33.86	5,025.62	6,432.58	11,458.20
		2	10	89.60	77.41	1.00	154.14	27.75	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	62.89	85.13	0.00	0	164.51	270.56	154.14	51.38	183.73	182.83	86.84	87.73	6.95	7.02	79.89	80.71	102.20	34.42	5,109.89	6,539.32	11,649.21
		3	11	126.52	120.25	1.00	154.14	30.52	1.00	51.38	38.66	6.00	0.00	0.00	69.18	106.37	28.93	0	185.75	272.50	154.14	51.38	183.73	182.83	88.77	89.67	7.10	7.17	81.67	82.50	104.48	35.18	5,746.36	7,352.19	13,098.55
	Peb	1	10	142.83	123.41	1.00	154.14	27.75	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	62.89	106.37	60.52	0	185.75	272.50	154.14	51.38	183.73	182.83	88.77	89.67	7.10	7.17	81.67	82.50	104.48	35.18	5,223.97	6,683.81	11,907.78
		2	10	151.01	130.47	1.00	154.14	27.75	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	62.89	106.37	67.58	0	185.75	272.50	154.14	51.38	183.73	182.83	88.77	89.67	7.10	7.17	81.67	82.50	104.48	35.18	5,223.97	6,683.81	11,907.78
		3	8	183.14	126.59	1.00	154.14	22.20	1.00	51.38	28.12	6.00	0.00	0.00	50.31	106.37	76.28	0	185.75	272.50	154.14	51.38	183.73	182.83	88.77	89.67	7.10	7.17	81.67	82.50	104.48	35.18	4,179.17	5,347.05	9,526.22
	Mar	1	10	137.86	119.11	1.00	154.14	27.75	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	62.89	106.37	56.22	0	185.75	272.50	154.14	51.38	183.73	182.83	88.77	89.67	7.10	7.17	81.67	82.50	104.48	35.18	5,223.97	6,683.81	11,907.78
		2	10	105.51	91.16	1.00	154.14	27.75	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	62.89	106.37	28.27	0	185.75	272.50	154.14	51.38	183.73	182.83	88.77	89.67	7.10	7.17	81.67	82.50	104.48	35.18	5,223.97	6,683.81	11,907.78
		3	11	94.01	89.35	1.00	154.14	30.52	1.00	51.38	38.66	6.00	0.00	0.00	69.18	106.37	20.17	0	185.75	272.50	154.14	51.38	183.73	182.83	88.77	89.67	7.10	7.17	81.67	82.50	104.48	35.18	5,746.36	7,352.19	13,098.55
	Apr	1	10	118.72	102.57	1.00	154.14	27.75	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	62.89	106.37	39.68	0	185.75	272.50	154.14	51.38	183.73	182.83	88.77	89.67	7.10	7.17	81.67	82.50	104.48	35.18	5,223.97	6,683.81	11,907.78
		2	10	91.44	79.01	1.00	154.14	27.75	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	62.89	106.37	16.12	0	185.75	272.50	154.14	51.38	183.73	182.83	88.77	89.67	7.10	7.17	81.67	82.50	104.48	35.18	5,223.97	6,683.81	11,907.78
		3	10	91.23	78.82	1.00	154.14	27.75	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	62.89	106.37	15.93	0	185.75	272.50	154.14	51.38	183.73	182.83	88.77	89.67	7.10	7.17	81.67	82.50	104.48	35.18	5,223.97	6,683.81	11,907.78
	Mei	1	10	72.85	62.94	1.00	154.14	27.75	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	62.89	106.37	0.06	0	185.75	272.50	154.14	51.38	183.73	182.83	88.77	89.67	7.10	7.17	81.67	82.50	104.48	35.18	5,223.97	6,683.81	11,907.78
		2	10	92.57	79.98	1.00	154.14	27.75	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	62.89	106.37	17.09	0	185.75	272.50	154.14	51.38	183.73	182.83	88.77	89.67	7.10	7.17	81.67	82.50	104.48	35.18	5,223.97	6,683.81	11,907.78
		3	11	95.50	90.76	1.00	154.14	30.52	1.00	51.38	38.66	6.00	0.00	0.00	69.18	106.37	21.58	0	185.75	272.50	154.14	51.38	183.73	182.83	88.77	89.67	7.10	7.17	81.67	82.50	104.48	35.18	5,746.36	7,352.19	13,098.55
	Jun	1	10	74.17	64.08	1.00	154.14	27.75	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	62.89	106.37	1.19	0	185.75	272.50	154.14	51.38	183.73	182.83	88.77	89.67	7.10	7.17	81.67	82.50	104.48	35.18	5,223.97	6,683.81	11,907.78
		2	10	61.86	53.45	1.00	154.14	27.75	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	62.89	96.93	0.00	0	176.31	271.66	154.14	51.38	183.73	182.83	87.93	88.83	7.03	7.11	80.90	81.72	103.49	34.85	5,174.42	6,621.06	11,795.48
		3	10	48.92	42.27	1.00	154.14	27.75	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	62.89	76.31	0.00	0	155.69	269.70	154.14	51.38	183.73	182.83	85.98	86.87	6.88	6.95	79.10	79.92	101.19	34.08	5,059.41	6,475.37	11,534.77
	Jul	1	10	44.12	38.12	1.00	154.14	27.75	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	62.89	51.54	0.00	0	130.92	267.08	154.14	51.38	183.73	182.83	83.36	84.25	6.67	6.74	76.69	77.51	98.10	33.05	4,905.21	6,280.06	11,185.27
		2	10	42.35	36.59	1.00	154.14	27.75	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	62.89	25.24	0.00	0	104.62	263.83	154.14	51.38	183.73	182.83	80.11	81.00	6.41	6.48	73.70	74.52	94.28	31.78	4,713.88	6,037.70	10,751.59
		3	11	45.51	43.25	1.00	154.14	30.52	0.00	0.00	0.00	6.00	0.00	0.00	30.52	37.97	0.00	0	117.35	265.48	154.14	0.00	183.73	182.00	81.75	83.48	6.54	6.68	75.21	76.80	96.22	0.00	5,291.94	-	5,291.94
	Agt	1	10	40.34	34.85	1.00	154.14	27.75	0.00	0.00	0.00	6.00	0.00	0.00	27.75	45.08	0.00	0	124.46	266.34	154.14	0.00	183.73	182.00	82.61	84.34	6.61	6.75	76.00	77.59	97.22	0.00	4,861.24	-	4,861.24
		2	10	39.53	34.16	1.00	154.14	27.75	0.00	0.00	0.00	6.00	0.00	0.00	27.75	51.49	0.00	0	130.87	267.08	154.14	0.00	183.73	182.00	83.35	85.08	6.67	6.81	76.68	78.27	98.10	0.00	4,904.86	-	4,904.86
		3	11	36.61	34.80	1.00	154.14	30.52	0.00	0.00	0.00	6.00	0.00	0.00	30.52	55.77	0.00	0	135.15	267.56	154.14	0.00	183.73	182.00	83.83	85.56	6.71	6.84	77.12	78.71	98.66	0.00	5,426.33	-	5,426.33
	Sep	1	10	34.73	30.01	1.00	154.14	27.75	0.00	0.00	0.00	6.00	0.00	0.00	27.75	58.03	0.00	0	137.41	267.80	154.14	0.00	183.73	182.00	84.08	85.80	6.73	6.86	77.35	78.94	98.95	0.00	4,947.59	-	4,947.59
		2	10	39.22	33.88	1.00	154.14	27.75	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	62.89	29.03	0.00	0	108.41	264.34	154.14	51.38	183.73	182.83	80.61	81.51	6.45	6.52	74.16	74.99	94.87	31.98	4,743.67	6,075.43	10,819.09
		3	10	36.09	31.19	1.00	154.14	27.75	0.00	0.00	0.00	6.00	0.00	0.00	27.75	32.47	0.00	0	111.85	264.79	154.14	0.00	183.73	182.00	81.06	82.79	6.48	6.62	74.57	76.16	95.40	0.00	4,769.98	-	4,769.98
	Okt	1	10	36.98	31.95	1.00	154.14	27.75	0.00	0.00	0.00	6.00	0.00	0.00	27.75	36.67	0.00	0	116.05	265.32	154.14	0.00	183.73	182.00	81.59	83.									

Tabel 4.9. Simulasi Waduk Untuk PLTA I II III Periode 2009 - 2010

No	Bulan	Periode	Jumlah hari	Debit inflow		Debit outflow peak load (I,II,III)		Debit outflow base load		Evaporasi			debit outflow total	Volume efektif	Spill out	Jumlah gagal	Volume tot.Waduk	RWL	Karangkates I II III		Karangkates I II III		Karangkates I II III		Karangkates I II III		Karangkates I II III		Karangkates I II III		Energy total				
				(m ³ /det)	(juta m ³)	draft	(m ³ /det)	(juta m ³)	draft	(m ³ /det)	(juta m ³)	(mm/hari)							(km ²)	(juta m ³)	power discharge peak load	power discharge base load	TWL peak load	TWL base load	Gross head peak load	Gross head base load	Head Loss peak load	Head Loss base load	Net Head peak load	Net Head base load		Power peak load	Power base load	Energy peak load	Energy base load
				(m ³ /det)	(juta m ³)	draft	(m ³ /det)	(juta m ³)	draft	(m ³ /det)	(juta m ³)	(mm/hari)							(km ²)	(juta m ³)	(m ³ /det)	(m ³ /det)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)		(MW)	(MW)	(MWh)	(MWh)
1	des	1	10	43.15	37.28	1.00	154.14	27.75	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	62.89	38.98	0.00	0	143.97	268.51	154.14	51.38	183.73	182.83	81.88	82.77	6.55	6.62	75.33	76.15	96.36	32.47	4,818.15	6,169.78	10,987.94
		2	10	34.99	30.23	1.00	154.14	27.75	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	62.89	6.33	0.00	0	85.71	261.05	154.14	51.38	183.73	182.83	77.32	78.22	6.19	6.26	71.14	71.96	91.00	30.69	4,550.07	5,830.20	10,380.27
		3	11	53.57	50.91	1.00	154.14	30.52	0.50	25.69	19.33	6.00	0.00	0.00	49.85	7.39	0.00	0	86.77	261.22	154.14	25.69	183.73	182.52	77.49	78.69	6.20	6.30	71.29	72.40	91.20	15.44	5,016.00	3,226.11	8,242.11
	Jan	1	10	72.66	62.78	1.00	154.14	27.75	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	62.89	7.28	0.00	0	86.66	261.20	154.14	51.38	183.73	182.83	77.47	78.37	6.20	6.27	71.28	72.10	91.18	30.74	4,558.99	5,841.50	10,400.49
		2	10	57.00	49.25	1.00	154.14	27.75	0.50	25.69	17.57	6.00	0.00	0.00	45.32	11.21	0.00	0	90.59	261.81	154.14	25.69	183.73	182.52	78.09	79.29	6.25	6.34	71.84	72.95	91.90	15.55	4,595.07	2,955.05	7,550.12
		3	11	89.22	84.80	1.00	154.14	30.52	1.00	51.38	38.66	6.00	0.00	0.00	69.18	26.83	0.00	0	106.21	264.05	154.14	51.38	183.73	182.83	80.32	81.22	6.43	6.50	73.90	74.72	94.53	31.86	5,199.23	6,659.16	11,858.39
	Peb	1	10	107.80	93.14	1.00	154.14	27.75	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	62.89	57.08	0.00	0	136.46	267.70	154.14	51.38	183.73	182.83	83.97	84.87	6.72	6.79	77.26	78.08	98.83	33.29	4,941.50	6,326.02	11,267.52
		2	10	138.08	119.30	1.00	154.14	27.75	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	62.89	106.37	7.12	0	185.75	272.50	154.14	51.38	183.73	182.83	88.77	89.67	7.10	7.17	81.67	82.50	104.48	35.18	5,223.97	6,683.81	11,907.78
		3	8	94.56	65.36	1.00	154.14	22.20	1.00	51.38	28.12	6.00	0.00	0.00	50.31	106.37	15.05	0	185.75	272.50	154.14	51.38	183.73	182.83	88.77	89.67	7.10	7.17	81.67	82.50	104.48	35.18	4,179.17	5,347.05	9,526.22
	Mar	1	10	127.39	110.06	1.00	154.14	27.75	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	62.89	106.37	47.18	0	185.75	272.50	154.14	51.38	183.73	182.83	88.77	89.67	7.10	7.17	81.67	82.50	104.48	35.18	5,223.97	6,683.81	11,907.78
		2	10	106.02	91.60	1.00	154.14	27.75	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	62.89	106.37	28.71	0	185.75	272.50	154.14	51.38	183.73	182.83	88.77	89.67	7.10	7.17	81.67	82.50	104.48	35.18	5,223.97	6,683.81	11,907.78
		3	11	112.57	106.98	1.00	154.14	30.52	1.00	51.38	38.66	6.00	0.00	0.00	69.18	106.37	37.81	0	185.75	272.50	154.14	51.38	183.73	182.83	88.77	89.67	7.10	7.17	81.67	82.50	104.48	35.18	5,746.36	7,352.19	13,098.55
	Apr	1	10	141.46	122.22	1.00	154.14	27.75	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	62.89	106.37	59.33	0	185.75	272.50	154.14	51.38	183.73	182.83	88.77	89.67	7.10	7.17	81.67	82.50	104.48	35.18	5,223.97	6,683.81	11,907.78
		2	10	178.96	154.62	1.00	154.14	27.75	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	62.89	106.37	91.73	0	185.75	272.50	154.14	51.38	183.73	182.83	88.77	89.67	7.10	7.17	81.67	82.50	104.48	35.18	5,223.97	6,683.81	11,907.78
		3	10	197.18	170.36	1.00	154.14	27.75	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	62.89	106.37	107.47	0	185.75	272.50	154.14	51.38	183.73	182.83	88.77	89.67	7.10	7.17	81.67	82.50	104.48	35.18	5,223.97	6,683.81	11,907.78
	Mei	1	10	167.76	144.95	1.00	154.14	27.75	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	62.89	106.37	82.06	0	185.75	272.50	154.14	51.38	183.73	182.83	88.77	89.67	7.10	7.17	81.67	82.50	104.48	35.18	5,223.97	6,683.81	11,907.78
		2	10	148.80	128.56	1.00	154.14	27.75	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	62.89	106.37	65.67	0	185.75	272.50	154.14	51.38	183.73	182.83	88.77	89.67	7.10	7.17	81.67	82.50	104.48	35.18	5,223.97	6,683.81	11,907.78
		3	11	143.03	135.93	1.00	154.14	30.52	1.00	51.38	38.66	6.00	0.00	0.00	69.18	106.37	66.76	0	185.75	272.50	154.14	51.38	183.73	182.83	88.77	89.67	7.10	7.17	81.67	82.50	104.48	35.18	5,746.36	7,352.19	13,098.55
	Jun	1	10	118.25	102.17	1.00	154.14	27.75	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	62.89	106.37	39.28	0	185.75	272.50	154.14	51.38	183.73	182.83	88.77	89.67	7.10	7.17	81.67	82.50	104.48	35.18	5,223.97	6,683.81	11,907.78
		2	10	112.79	97.45	1.00	154.14	27.75	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	62.89	106.37	34.56	0	185.75	272.50	154.14	51.38	183.73	182.83	88.77	89.67	7.10	7.17	81.67	82.50	104.48	35.18	5,223.97	6,683.81	11,907.78
		3	10	84.50	73.01	1.00	154.14	27.75	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	62.89	106.37	10.12	0	185.75	272.50	154.14	51.38	183.73	182.83	88.77	89.67	7.10	7.17	81.67	82.50	104.48	35.18	5,223.97	6,683.81	11,907.78
	Jul	1	10	92.61	80.01	1.00	154.14	27.75	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	62.89	106.37	17.12	0	185.75	272.50	154.14	51.38	183.73	182.83	88.77	89.67	7.10	7.17	81.67	82.50	104.48	35.18	5,223.97	6,683.81	11,907.78
		2	10	89.00	76.89	1.00	154.14	27.75	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	62.89	106.37	14.01	0	185.75	272.50	154.14	51.38	183.73	182.83	88.77	89.67	7.10	7.17	81.67	82.50	104.48	35.18	5,223.97	6,683.81	11,907.78
		3	11	82.30	78.21	1.00	154.14	30.52	1.00	51.38	38.66	6.00	0.00	0.00	69.18	106.37	9.04	0	185.75	272.50	154.14	51.38	183.73	182.83	88.77	89.67	7.10	7.17	81.67	82.50	104.48	35.18	5,746.36	7,352.19	13,098.55
	Agt	1	10	69.59	60.12	1.00	154.14	27.75	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	62.89	103.60	0.00	0	182.98	272.26	154.14	51.38	183.73	182.83	88.53	89.43	7.08	7.15	81.45	82.27	104.19	35.08	5,209.58	6,665.59	11,875.17
		2	10	69.67	60.19	1.00	154.14	27.75	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	62.89	100.91	0.00	0	180.29	272.02	154.14	51.38	183.73	182.83	88.29	89.19	7.06	7.14	81.23	82.05	103.91	34.99	5,195.55	6,647.82	11,843.37
		3	11	99.09	94.17	1.00	154.14	30.52	1.00	51.38	38.66	6.00	0.00	0.00	69.18	106.37	19.53	0	185.75	272.50	154.14	51.38	183.73	182.83	88.77	89.67	7.10	7.17	81.67	82.50	104.48	35.18	5,746.36	7,352.19	13,098.55
	Sep	1	10	99.18	85.69	1.00	154.14	27.75	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	62.89	106.37	22.80	0	185.75	272.50	154.14	51.38	183.73	182.83	88.77	89.67	7.10	7.17	81.67	82.50	104.48	35.18	5,223.97	6,683.81	11,907.78
		2	10	134.43	116.15	1.00	154.14	27.75	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	62.89	106.37	53.26	0	185.75	272.50	154.14	51.38	183.73	182.83	88.77	89.67	7.10	7.17	81.67	82.50	104.48	35.18	5,223.97	6,683.81	11,907.78
		3	10	136.18	117.66	1.00	154.14	27.75	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	62.89	106.37	54.77	0	185.75	272.50	154.14	51.38	183.73	1											

Tabel 4.10. Simulasi Waduk Untuk PLTA I II III Periode 2010 - 2011

No	Bulan	Periode	Jumlah hari	Debit inflow		Debit outflow peak load (I,II,III)		Debit outflow base load			Evaporasi			debit outflow total	Volume efektif	Spill out	Jumlah gagal	Volume tot.Waduk	RWL	Karangkates I II III		Karangkates I II III		Karangkates I II III		Karangkates I II III		Karangkates I II III		Karangkates I II III		Energy total				
				(m ³ /det)	(juta m ³)	draft	(m ³ /det)	(juta m ³)	draft	(m ³ /det)	(juta m ³)	(mm/hari)	(km ²)							(juta m ³)	(m ³ /det)	(m ³ /det)	TWL peak load	TWL base load	Gross head peak load	Gross head base load	Head Loss peak load	Head Loss base load	Net Head peak load	Net Head base load	Power peak load	Power base load	Energy peak load	Energy base load	(MWh)	(MWh)
				(m ³ /det)	(juta m ³)		(m ³ /det)	(juta m ³)		(m ³ /det)	(juta m ³)		(km ²)							(juta m ³)	(m ³ /det)	(m ³ /det)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(MW)	(MW)	(MWh)	(MWh)	(MWh)	
1	des	1	10	163.62	141.37	1.00	154.14	27.75	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	62.89	106.37	78.48	0	185.75	272.50	154.14	51.38	183.73	182.83	88.77	89.67	7.10	7.17	81.67	82.50	104.48	35.18	5,223.97	6,683.81	11,907.78	
		2	10	132.24	114.25	1.00	154.14	27.75	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	62.89	106.37	51.36	0	185.75	272.50	154.14	51.38	183.73	182.83	88.77	89.67	7.10	7.17	81.67	82.50	104.48	35.18	5,223.97	6,683.81	11,907.78	
		3	11	111.70	106.16	1.00	154.14	30.52	1.00	51.38	38.66	6.00	0.00	0.00	69.18	106.37	36.98	0	185.75	272.50	154.14	51.38	183.73	182.83	88.77	89.67	7.10	7.17	81.67	82.50	104.48	35.18	5,746.36	7,352.19	13,098.55	
	Jan	1	10	113.05	97.67	1.00	154.14	27.75	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	62.89	106.37	34.78	0	185.75	272.50	154.14	51.38	183.73	182.83	88.77	89.67	7.10	7.17	81.67	82.50	104.48	35.18	5,223.97	6,683.81	11,907.78	
		2	10	91.12	78.73	1.00	154.14	27.75	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	62.89	106.37	15.84	0	185.75	272.50	154.14	51.38	183.73	182.83	88.77	89.67	7.10	7.17	81.67	82.50	104.48	35.18	5,223.97	6,683.81	11,907.78	
		3	11	132.86	126.27	1.00	154.14	30.52	1.00	51.38	38.66	6.00	0.00	0.00	69.18	106.37	57.10	0	185.75	272.50	154.14	51.38	183.73	182.83	88.77	89.67	7.10	7.17	81.67	82.50	104.48	35.18	5,746.36	7,352.19	13,098.55	
	Peb	1	10	131.14	113.30	1.00	154.14	27.75	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	62.89	106.37	50.41	0	185.75	272.50	154.14	51.38	183.73	182.83	88.77	89.67	7.10	7.17	81.67	82.50	104.48	35.18	5,223.97	6,683.81	11,907.78	
		2	10	99.85	86.27	1.00	154.14	27.75	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	62.89	106.37	23.38	0	185.75	272.50	154.14	51.38	183.73	182.83	88.77	89.67	7.10	7.17	81.67	82.50	104.48	35.18	5,223.97	6,683.81	11,907.78	
		3	8	94.40	65.25	1.00	154.14	22.20	1.00	51.38	28.12	6.00	0.00	0.00	50.31	106.37	14.94	0	185.75	272.50	154.14	51.38	183.73	182.83	88.77	89.67	7.10	7.17	81.67	82.50	104.48	35.18	4,179.17	5,347.05	9,526.22	
	Mar	1	10	115.20	99.53	1.00	154.14	27.75	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	62.89	106.37	36.64	0	185.75	272.50	154.14	51.38	183.73	182.83	88.77	89.67	7.10	7.17	81.67	82.50	104.48	35.18	5,223.97	6,683.81	11,907.78	
		2	10	106.92	92.38	1.00	154.14	27.75	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	62.89	106.37	29.49	0	185.75	272.50	154.14	51.38	183.73	182.83	88.77	89.67	7.10	7.17	81.67	82.50	104.48	35.18	5,223.97	6,683.81	11,907.78	
		3	11	128.03	121.68	1.00	154.14	30.52	1.00	51.38	38.66	6.00	0.00	0.00	69.18	106.37	52.50	0	185.75	272.50	154.14	51.38	183.73	182.83	88.77	89.67	7.10	7.17	81.67	82.50	104.48	35.18	5,746.36	7,352.19	13,098.55	
	Apr	1	10	135.60	117.16	1.00	154.14	27.75	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	62.89	106.37	54.27	0	185.75	272.50	154.14	51.38	183.73	182.83	88.77	89.67	7.10	7.17	81.67	82.50	104.48	35.18	5,223.97	6,683.81	11,907.78	
		2	10	159.43	137.75	1.00	154.14	27.75	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	62.89	106.37	74.86	0	185.75	272.50	154.14	51.38	183.73	182.83	88.77	89.67	7.10	7.17	81.67	82.50	104.48	35.18	5,223.97	6,683.81	11,907.78	
		3	10	115.04	99.40	1.00	154.14	27.75	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	62.89	106.37	36.51	0	185.75	272.50	154.14	51.38	183.73	182.83	88.77	89.67	7.10	7.17	81.67	82.50	104.48	35.18	5,223.97	6,683.81	11,907.78	
	Mei	1	10	142.22	122.88	1.00	154.14	27.75	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	62.89	106.37	59.99	0	185.75	272.50	154.14	51.38	183.73	182.83	88.77	89.67	7.10	7.17	81.67	82.50	104.48	35.18	5,223.97	6,683.81	11,907.78	
		2	10	110.03	95.07	1.00	154.14	27.75	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	62.89	106.37	32.18	0	185.75	272.50	154.14	51.38	183.73	182.83	88.77	89.67	7.10	7.17	81.67	82.50	104.48	35.18	5,223.97	6,683.81	11,907.78	
		3	11	84.31	80.13	1.00	154.14	30.52	1.00	51.38	38.66	6.00	0.00	0.00	69.18	106.37	10.95	0	185.75	272.50	154.14	51.38	183.73	182.83	88.77	89.67	7.10	7.17	81.67	82.50	104.48	35.18	5,746.36	7,352.19	13,098.55	
	Jun	1	10	78.61	67.92	1.00	154.14	27.75	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	62.89	106.37	5.03	0	185.75	272.50	154.14	51.38	183.73	182.83	88.77	89.67	7.10	7.17	81.67	82.50	104.48	35.18	5,223.97	6,683.81	11,907.78	
		2	10	62.59	54.08	1.00	154.14	27.75	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	62.89	97.56	0.00	0	176.94	271.71	154.14	51.38	183.73	182.83	87.99	88.89	7.04	7.11	80.95	81.77	103.56	34.87	5,177.75	6,625.27	11,803.02	
		3	10	60.53	52.30	1.00	154.14	27.75	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	62.89	86.97	0.00	0	166.35	270.74	154.14	51.38	183.73	182.83	87.01	87.91	6.96	7.03	80.05	80.87	102.40	34.49	5,120.12	6,552.28	11,672.40	
	Jul	1	10	54.58	47.16	1.00	154.14	27.75	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	62.89	71.24	0.00	0	150.62	269.19	154.14	51.38	183.73	182.83	85.47	86.36	6.84	6.91	78.63	79.46	100.59	33.88	5,029.41	6,437.38	11,466.79	
		2	10	54.68	47.24	1.00	154.14	27.75	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	62.89	55.59	0.00	0	134.97	267.54	154.14	51.38	183.73	182.83	83.81	84.71	6.70	6.78	77.11	77.93	98.64	33.23	4,931.89	6,313.84	11,245.73	
		3	11	50.83	48.31	1.00	154.14	30.52	1.00	51.38	38.66	6.00	0.00	0.00	69.18	34.72	0.00	0	114.10	265.07	154.14	51.38	183.73	182.83	81.35	82.24	6.51	6.58	74.84	75.66	95.74	32.26	5,265.66	6,743.31	12,008.97	
	Agt	1	10	53.22	45.98	1.00	154.14	27.75	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	62.89	17.82	0.00	0	97.20	262.79	154.14	51.38	183.73	182.83	79.07	79.96	6.33	6.40	72.74	73.57	93.06	31.37	4,652.80	5,960.34	10,613.14	
		2	10	46.71	40.36	1.00	154.14	27.75	0.00	0.00	0.00	6.00	0.00	0.00	27.75	30.43	0.00	0	109.81	264.52	154.14	0.00	183.73	182.83	80.80	82.52	6.46	6.60	74.33	75.92	95.09	0.00	4,754.56	-	4,754.56	
		3	11	46.25	43.96	1.00	154.14	30.52	0.00	0.00	0.00	6.00	0.00	0.00	30.52	43.87	0.00	0	123.25	266.19	154.14	0.00	183.73	182.00	82.47	84.19	6.60	6.74	75.87	77.46	97.06	0.00	5,338.09	-	5,338.09	
	Sep	1	10	43.51	37.59	1.00	154.14	27.75	0.00	0.00	0.00	6.00	0.00	0.00	27.75	53.71	0.00	0	133.09	267.33	154.14	0.00	183.73	182.00	83.60	85.33	6.69	6.83	76.91	78.50	98.39	0.00	4,919.55	-	4,919.55	
		2	10	47.73	41.24	1.00	154.14	27.75	0.00	0.00	0.00	6.00	0.00	0.00	27.75	67.21	0.00	0	146.59	268.78	154.14	0.00	183.73	182.00	85.05	86.78	6.80	6.94	78.25	79.84	100.10	0.00	5,005.05	-	5,005.05	
		3	10	47.94	41.42	1.00	154.14																													

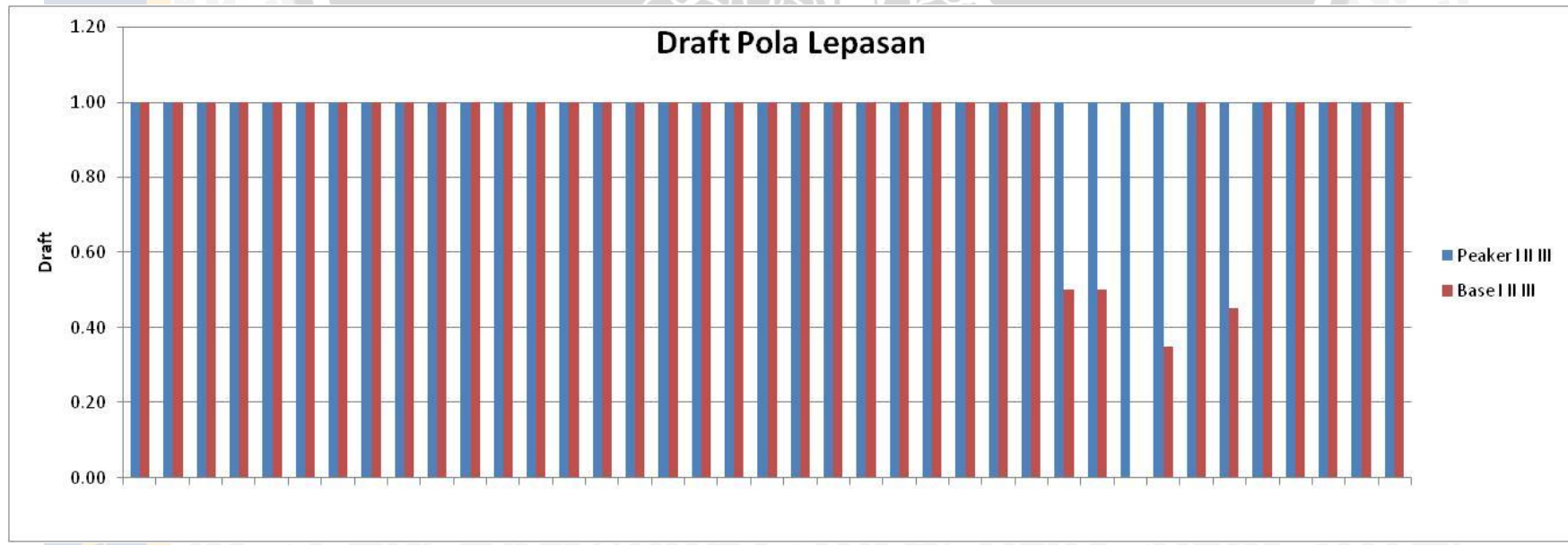
Tabel 4.11. Simulasi Waduk Untuk PLTA I II III Periode 2011 - 2010

No	Bulan	Periode	Jumlah hari	Debit inflow		Debit outflow peak load (I,II,III)		Debit outflow base load			Evaporasi			debit outflow total	Volume efektif	Spill out	Jumlah gagal	Volume tot.Waduk	RWL	Karangkates I II III		Karangkates I II III		Karangkates I II III		Karangkates I II III		Karangkates I II III		Karangkates I II III		Energy total			
				(m ³ /det)	(juta m ³)	draft	(m ³ /det)	(juta m ³)	draft	(m ³ /det)	(juta m ³)	(mm/hari)	(km ²)	(juta m ³)	(juta m ³)	(juta m ³)				(m)	(m ³ /det)	(m ³ /det)	TWL peak load	TWL base load	Gross head peak load	Gross head base load	Head Loss peak load	Head Loss base load	Net Head peak load	Net Head base load	Power peak load	Power base load	Energy peak load	Energy base load	
				(m ³ /det)	(juta m ³)	(m)	(m ³ /det)	(juta m ³)	(m)	(m ³ /det)	(juta m ³)	(mm/hari)	(km ²)	(juta m ³)	(juta m ³)	(m)				(m ³ /det)	(m ³ /det)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(MW)	(MW)	(MWh)	(MWh)
1	des	1	10	72.12	62.31	1.00	154.14	27.75	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	62.89	48.57	0.00	0	128.53	266.81	154.14	51.38	183.73	182.83	83.02	83.91	6.64	6.71	76.38	77.20	97.70	32.92	4,885.20	6,254.71	11,139.92
		2	10	80.03	69.15	1.00	154.14	27.75	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	62.89	54.83	0.00	0	134.21	267.45	154.14	51.38	183.73	182.83	83.73	84.62	6.70	6.77	77.03	77.85	98.54	33.20	4,926.93	6,307.56	11,234.49
		3	11	112.02	106.46	1.00	154.14	30.52	1.00	51.38	38.66	6.00	0.00	0.00	69.18	92.11	0.00	0	171.49	271.22	154.14	51.38	183.73	182.83	87.49	88.39	7.00	7.07	80.49	81.32	102.97	34.67	5,663.29	7,246.97	12,910.26
	Jan	1	10	132.59	114.55	1.00	154.14	27.75	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	62.89	106.37	37.41	0	185.75	272.50	154.14	51.38	183.73	182.83	88.77	89.67	7.10	7.17	81.67	82.50	104.48	35.18	5,223.97	6,683.81	11,907.78
		2	10	132.15	114.18	1.00	154.14	27.75	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	62.89	106.37	51.29	0	185.75	272.50	154.14	51.38	183.73	182.83	88.77	89.67	7.10	7.17	81.67	82.50	104.48	35.18	5,223.97	6,683.81	11,907.78
		3	11	102.28	97.21	1.00	154.14	30.52	1.00	51.38	38.66	6.00	0.00	0.00	69.18	106.37	28.03	0	185.75	272.50	154.14	51.38	183.73	182.83	88.77	89.67	7.10	7.17	81.67	82.50	104.48	35.18	5,746.36	7,352.19	13,098.55
	Peb	1	10	117.14	101.21	1.00	154.14	27.75	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	62.89	106.37	38.32	0	185.75	272.50	154.14	51.38	183.73	182.83	88.77	89.67	7.10	7.17	81.67	82.50	104.48	35.18	5,223.97	6,683.81	11,907.78
		2	10	97.19	83.97	1.00	154.14	27.75	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	62.89	106.37	21.08	0	185.75	272.50	154.14	51.38	183.73	182.83	88.77	89.67	7.10	7.17	81.67	82.50	104.48	35.18	5,223.97	6,683.81	11,907.78
		3	9	105.60	82.11	1.00	154.14	24.97	1.00	51.38	31.63	6.00	0.00	0.00	56.60	106.37	25.51	0	185.75	272.50	154.14	51.38	183.73	182.83	88.77	89.67	7.10	7.17	81.67	82.50	104.48	35.18	4,701.57	6,015.43	10,717.00
	Mar	1	10	161.52	139.55	1.00	154.14	27.75	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	62.89	106.37	76.66	0	185.75	272.50	154.14	51.38	183.73	182.83	88.77	89.67	7.10	7.17	81.67	82.50	104.48	35.18	5,223.97	6,683.81	11,907.78
		2	10	131.94	114.00	1.00	154.14	27.75	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	62.89	106.37	51.11	0	185.75	272.50	154.14	51.38	183.73	182.83	88.77	89.67	7.10	7.17	81.67	82.50	104.48	35.18	5,223.97	6,683.81	11,907.78
		3	11	122.98	116.88	1.00	154.14	30.52	1.00	51.38	38.66	6.00	0.00	0.00	69.18	106.37	47.70	0	185.75	272.50	154.14	51.38	183.73	182.83	88.77	89.67	7.10	7.17	81.67	82.50	104.48	35.18	5,746.36	7,352.19	13,098.55
	Apr	1	10	120.00	103.68	1.00	154.14	27.75	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	62.89	106.37	40.79	0	185.75	272.50	154.14	51.38	183.73	182.83	88.77	89.67	7.10	7.17	81.67	82.50	104.48	35.18	5,223.97	6,683.81	11,907.78
		2	10	106.81	92.29	1.00	154.14	27.75	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	62.89	106.37	29.40	0	185.75	272.50	154.14	51.38	183.73	182.83	88.77	89.67	7.10	7.17	81.67	82.50	104.48	35.18	5,223.97	6,683.81	11,907.78
		3	10	80.37	69.44	1.00	154.14	27.75	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	62.89	106.37	6.55	0	185.75	272.50	154.14	51.38	183.73	182.83	88.77	89.67	7.10	7.17	81.67	82.50	104.48	35.18	5,223.97	6,683.81	11,907.78
	Mei	1	10	92.73	80.12	1.00	154.14	27.75	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	62.89	106.37	17.23	0	185.75	272.50	154.14	51.38	183.73	182.83	88.77	89.67	7.10	7.17	81.67	82.50	104.48	35.18	5,223.97	6,683.81	11,907.78
		2	10	77.86	67.27	1.00	154.14	27.75	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	62.89	106.37	4.38	0	185.75	272.50	154.14	51.38	183.73	182.83	88.77	89.67	7.10	7.17	81.67	82.50	104.48	35.18	5,223.97	6,683.81	11,907.78
		3	11	59.59	56.63	1.00	154.14	30.52	1.00	51.38	38.66	6.00	0.00	0.00	69.18	93.83	0.00	0	173.21	271.37	154.14	51.38	183.73	182.83	87.65	88.55	7.01	7.08	80.64	81.46	103.16	34.74	5,673.54	7,259.94	12,933.48
	Jun	1	10	55.69	48.11	1.00	154.14	27.75	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	62.89	79.05	0.00	0	158.43	269.97	154.14	51.38	183.73	182.83	86.25	87.15	6.90	6.97	79.35	80.17	101.51	34.19	5,075.36	6,495.58	11,570.94
		2	10	55.74	48.16	1.00	154.14	27.75	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	62.89	64.32	0.00	0	143.70	268.48	154.14	51.38	183.73	182.83	84.75	85.65	6.78	6.85	77.97	78.80	99.75	33.60	4,987.34	6,384.09	11,371.43
		3	10	48.52	41.92	1.00	154.14	27.75	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	62.89	43.35	0.00	0	122.73	266.13	154.14	51.38	183.73	182.83	82.41	83.30	6.59	6.66	75.81	76.64	96.98	32.68	4,849.22	6,209.13	11,058.36
	Jul	1	10	44.51	38.46	1.00	154.14	27.75	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	62.89	18.92	0.00	0	98.30	262.95	154.14	51.38	183.73	182.83	79.23	80.12	6.34	6.41	72.89	73.71	93.24	31.43	4,662.17	5,972.20	10,634.38
		2	10	44.04	38.05	1.00	154.14	27.75	0.00	0.00	0.00	6.00	0.00	0.00	27.75	29.23	0.00	0	108.61	264.36	154.14	0.00	183.73	182.00	80.64	82.36	6.45	6.59	74.19	75.78	94.90	0.00	4,745.24	-	4,745.24
		3	11	42.45	40.35	1.00	154.14	30.52	0.00	0.00	0.00	6.00	0.00	0.00	30.52	39.06	0.00	0	118.44	265.61	154.14	0.00	183.73	182.00	81.89	83.61	6.55	6.69	75.34	76.92	96.37	0.00	5,300.54	-	5,300.54
	Agt	1	10	39.94	34.51	1.00	154.14	27.75	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	62.89	10.67	0.00	0	90.05	261.73	154.14	51.38	183.73	182.83	78.00	78.90	6.24	6.31	71.76	72.59	91.80	30.95	4,590.18	5,881.02	10,471.20
		2	10	40.12	34.67	1.00	154.14	27.75	0.00	0.00	0.00	6.00	0.00	0.00	27.75	17.59	0.00	0	96.97	262.76	154.14	0.00	183.73	182.00	79.04	80.76	6.32	6.46	72.71	74.30	93.02	0.00	4,650.88	-	4,650.88
		3	11	39.85	37.87	1.00	154.14	30.52	0.00	0.00	0.00	6.00	0.00	0.00	30.52	24.95	0.00	0	104.33	263.79	154.14	0.00	183.73	182.00	80.07	81.79	6.41	6.54	73.66	75.25	94.23	0.00	5,182.69	-	5,182.69
	Sep	1	10	40.31	34.83	1.00	154.14	27.75	0.50	25.69	17.57	6.00	0.00	0.00	45.32	14.46	0.00	0	93.84	262.30	154.14	25.69	183.73	182.52	78.58	79.78	6.29	6.38	72.29	73.40	92.48	15.65	4,623.84	2,973.26	7,597.10
		2	10	41.56	35.91	1.00	154.14	27.75	0.50	25.69	17.57	6.00	0.00	0.00	45.32	5.05	0.00	0	84.43	260.84	154.14	25.69	183.73	182.52	77.12	78.32	6.17	6.27	70.95	72.05	90.76	15.36	4,537.87	2,918.82	7,456.69
		3	10	41.87	36.18	1.00	154.14	27.75	0.00	0.00	0.00	6.00	0.00	0.00	27.75	13.48	0.00	0	92.86	262.16	154.14	0.00	183.73	182.00											

Tabel 4.12. Simulasi Waduk Untuk PLTA I II III Periode 2012 - 2013

No	Bulan	Periode	Jumlah hari	Debit inflow		Debit outflow peak load (I,II,III)		Debit outflow base load			Evaporasi			debit outflow total	Volume efektif	Spill out	Jumlah gagal	Volume tot.Waduk	RWL	Karangkates I II III		Karangkates I II III		Karangkates I II III		Karangkates I II III		Karangkates I II III		Karangkates I II III		Energy total										
				(m³/det)	(juta m³)	draft	(m³/det)	(juta m³)	draft	(m³/det)	(juta m³)	(mm/hari)	(km²)							(juta m³)	(m³/det)	(m³/det)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)		(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(MW)	(MW)	(MWh)	(MWh)
1	des	1	10	86.94	75.12	1.00	154.14	27.75	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	62.89	48.00	0.00	0	127.38	266.68	154.14	51.38	183.73	182.83	84.32	85.21	6.75	6.82	77.57	78.40	99.23	33.43	4,961.68	6,351.58	11,313.25							
			jumlah	3658.64	3208.88	39.00	6011.46	1098.71	35.80	1839.40	1279.24		0.00	0.00	2377.95	3249.47	772.57	0.00	6345.31	10533.44	6011.46	1839.40	7165.30	7128.15	3368.14	3405.29	269.45	272.42	3098.69	3132.87	3964.00	1232.03	201248.86	237987.32	439,236.18							

Sumber : Hasil Perhitungan



Gambar 4.14.. Draf Pola Lepasn Karangates I II III periode 2012-2013

4.3.2.2. Simulasi Waduk Untuk PLTA IV & V

Setelah melihat hasil simulasi pada PLTA I, II dan III maka dapat ditarik sebuah kesimpulan bahwa masih terdapat debit berlebih sehingga debit yang melimpas dapat digunakan untuk membangkitkan PLTA IV & V. Dalam studi ini perencanaan PLTA Karangates IV & V menggunakan 2 alternatif debit yaitu debit $2 \times 67,40 \text{ m}^3/\text{dt}$ dan $2 \times 53,76 \text{ m}^3/\text{dt}$

Data Tampungang Waduk Karangates : (alternatif 1)

- Elevasi Muka Air Normal (FSL) : 272,50 m
- Elevasi Muka Air Rendah (LWL) : 260,00 m
- Kedalaman *Effektif* : FSL – LWL
= 272,50 – 260,00
= 12,50 m
- Volume Tampungang Maksimum : 185,75 juta m^3
- Volume Tampungang Minimum : 79,38 juta m^3
- Volume Tampungang Effektif : Volume Maksimum – Volume Minimum
= 185,75 – 79,38 Juta m^3
= 106,37 juta m^3
- Evaporasi : 6,00 mm/hari
- Debit Pembangkit Beban Puncak : 154,14 m^3/dt
- Debit Pembangkit Beban Dasar : 51,38 m^3/dt
- Waktu Operasi Beban Dasar : 19 jam
- Waktu Operasi Bebabn Puncak : 5 Jam
- *Efisiensi Turbin dan Generator* : 84,60%

Contoh Perhitungan Simulasi Waduk

- Bulan : Desember
 - Periode : 3
 - Jumlah Hari : 10
 - Debit *Inflow* : 112,55 m^3/dt
- $$\frac{\text{Jumlah hari} \times 24 \times 60 \times 60 \times \text{inflow}}{1000000}$$
- $$= \frac{10 \times 24 \times 60 \times 60 \times 112,55}{1000000}$$
- : 97,24 juta m^3
 - *Draf Peak Load* : 1,00
 - Debit *Outflow Peak* I II III : Debit Pembangkit x draf

- : $154,14 \text{ m}^3/\text{dt} \times 1$
 - : $154,14 \text{ m}^3/\text{dt}$
 - : $\frac{\text{Jumlah hari} \times \text{debit peak} \times 60 \times 60 \times \text{waktu operasi}}{1000000}$
 - : $\frac{10 \times 154,14 \times 60 \times 60 \times 5}{1000000}$
 - : 27,75 juta m^3
- *Draf Peak Load IV V* : 1,00
- *Debit Outflow Peak IV V* : Debit Pembangkit x draf
 - : $134,79 \text{ m}^3/\text{dt} \times 1$
 - : $134,79 \text{ m}^3/\text{dt}$
 - : $\frac{\text{Jumlah hari} \times \text{debit peak} \times 60 \times 60 \times \text{waktu operasi}}{1000000}$
 - : $\frac{10 \times 134,79 \times 60 \times 60 \times 5}{1000000}$
 - : 24,26 juta m^3
- *Draf Base Load* : 1,00
- *Debit Outflow Base I II III* : draf x Debit Beban dasar
 - : $0,5 \times 51,38 \text{ m}^3/\text{dt}$
 - : $25,69 \text{ m}^3/\text{dt}$
 - : $\frac{\text{Jumlah hari} \times \text{debit base} \times 60 \times 60 \times \text{waktu operasi}}{1000000}$
 - : $\frac{10 \times 25,69 \times 60 \times 60 \times 19}{1000000}$
 - : 17,57 juta m^3
- *Evaporasi (ET_o*)* : 6 mm/hari
 - : Jumlah Hari $\times \left(\frac{\text{ET}_{o^*}}{1000} \right) \times 0$
 - : 0 Juta m^3
- *Debit Outflow Total* : Debit Outflow base + Debit Outflow peak + ET_o*
 - : $27,75 + 17,57 + 0 + 24,26 \text{ Juta } \text{m}^3$
 - : 69,58 Juta m^3
- *Volume Efektif* : Jika $(\text{Vol Eff}_{n-1} + \text{Inflow} - \text{Outflow}) > \text{Vol}$
 - tampungan eff maka = tampungan eff
 - : Jika $(\text{Vol Eff}_{n-1} + \text{Inflow} - \text{Outflow}) < \text{Vol}$
 - tampungan eff maka = $(\text{Vol Eff}_{n-1} + \text{Inflow} - \text{Outflow})$
- *Spill Out* : Jika $(\text{Vol Eff}_{n-1} + \text{Inflow} - \text{Outflow}) > \text{Vol}$

tampungan eff maka = Melimpas

: Jika (Vol Effn-1+Inflow-Outflow) < Vol

tampungan eff maka = 0

- Jumlah Gagal : Jika Vol Eff > 0,0,1
- Volume Total Waduk : Volume Eff + Vol Tampungan Minimum
: 27,66 + 79,38 juta m³
: 107,04 juta m³
- RWL : 264,16 m
- *Power Discharge Peak I II III* : Jika draf = 1 maka Q = 154,140 m³/dt
: Jika draf = 0,95 maka Q = 146,433 m³/dt
: Jika draf = 0,90 maka Q = 138,726 m³/dt
: Jika draf = 0,85 maka Q = 131,019 m³/dt
: Jika draf = 0,80 maka Q = 123,312 m³/dt
: Jika draf = 0,75 maka Q = 115,605 m³/dt
: Jika draf = 0,70 maka Q = 107,898 m³/dt
: Jika draf = 0,65 maka Q = 100,191 m³/dt
: Jika draf = 0,60 maka Q = 92,484 m³/dt
: Jika draf = 0,55 maka Q = 84,777 m³/dt
: Jika draf = 0,50 maka Q = 77,070 m³/dt
: jika draf = 0,45 maka Q = 69,363 m³/dt
: Jika draf = 0,40 maka Q = 61,656 m³/dt
: Jika draf = 0,35 maka Q = 53,949 m³/dt
: Jika draf = 0 maka Q = 0 m³/dt
- *Power Discharge Peak IV V* : Jika draf = 1 maka Q = 134,791 m³/dt
: Jika draf = 0,95 maka Q = 128,051 m³/dt
: Jika draf = 0,90 maka Q = 121,312 m³/dt
: Jika draf = 0,85 maka Q = 114,572 m³/dt
: Jika draf = 0,80 maka Q = 107,833 m³/dt
: Jika draf = 0,75 maka Q = 101,093 m³/dt
: Jika draf = 0,70 maka Q = 94,354 m³/dt
: Jika draf = 0,65 maka Q = 87,614 m³/dt
: Jika draf = 0,60 maka Q = 80,875 m³/dt
: Jika draf = 0,55 maka Q = 74,135 m³/dt

- : Jika draf = 0,50 maka $Q = 67,395 \text{ m}^3/\text{dt}$
- : jika draf = 0,45 maka $Q = 60,656 \text{ m}^3/\text{dt}$
- : Jika draf = 0,40 maka $Q = 53,916 \text{ m}^3/\text{dt}$
- : Jika draf = 0,35 maka $Q = 47,177 \text{ m}^3/\text{dt}$
- : Jika draf = 0 maka $Q = 0 \text{ m}^3/\text{dt}$
- *Power Discharge Load I II III* : Jika draf = 1 maka $Q = 51,380 \text{ m}^3/\text{dt}$
 - : Jika draf = 0,95 maka $Q = 48,811 \text{ m}^3/\text{dt}$
 - : Jika draf = 0,90 maka $Q = 46,242 \text{ m}^3/\text{dt}$
 - : Jika draf = 0,85 maka $Q = 43,673 \text{ m}^3/\text{dt}$
 - : Jika draf = 0,80 maka $Q = 41,104 \text{ m}^3/\text{dt}$
 - : Jika draf = 0,75 maka $Q = 38, 535 \text{ m}^3/\text{dt}$
 - : Jika draf = 0,70 maka $Q = 35,966 \text{ m}^3/\text{dt}$
 - : Jika draf = 0,65 maka $Q = 33,397 \text{ m}^3/\text{dt}$
 - : Jika draf = 0,60 maka $Q = 30,828 \text{ m}^3/\text{dt}$
 - : Jika draf = 0,55 maka $Q = 28, 259 \text{ m}^3/\text{dt}$
 - : Jika draf = 0,50 maka $Q = 25,690 \text{ m}^3/\text{dt}$
 - : Jika draf = 0,45 maka $Q = 23,121 \text{ m}^3/\text{dt}$
 - : Jika draf = 0,40 maka $Q = 20,552 \text{ m}^3/\text{dt}$
 - : Jika draf = 0,35 maka $17,983 \text{ m}^3/\text{dt}$
 - : Jika draf = 0 maka $Q = 0 \text{ m}^3/\text{dt}$
- TWL Peak Load I II II : 183,73 m
- TWL Base Load I II III : 182,52 m
- TWL Peak Load IV V : 177,91 m
- *Gross Head Peak Load I II III*: RWL – TWL Peak
 - : 264,16 – 183,73 m
 - : 80,43 m
- *Gross Head Base Load I II III*: RWL – TWL Base
 - : 264,16 – 182,52 m
 - : 81,63 m
- *Gross Head Peak Load IV V* : RWL – TWL Peak
 - : 264,16 – 177,91 m
 - : 86,25 m
- *Head Loss Peak I II III* : 8% x *Gross Head Peak*

- : 0,08 x 80,43 m

: 6,43 m

 - *Head Loss Base I II III* : 8% x *Gross Head Base*

: 0,08 x 81,63 m

: 6,53 m
 - *Head Loss Peak IV V* : 8% x *Gross Head Peak*

: 0,08 x 86,25 m

: 6,90 m
 - *Net Head Peak I II III* : *Gross Head Peak – Head Loss Peak*

: 80,43– 6,43 m

: 74,00 m
 - *Net Head Base I II III* : *Gross Head Base – Head Loss Base*

: 81,63 – 6,53 m

: 75,10 m
 - *Net Head Peak IV V* : *Gross Head Peak – Head Loss Peak*

: 86,25– 6,90 m

: 79,35 m
 - *Daya Peak Load I II III* : $\frac{eff\ turbin\ dan\ gen\ x\ 1000\ x\ 9,81\ x\ debit\ x\ Net\ Head}{1000000}$

: $\frac{84,6\% \times 1000 \times 9,81 \times 154,14 \times 74,00}{1000000}$

: 94,66MW
 - *Daya Base Load I II III* : $\frac{eff\ turbin\ dan\ gen\ x\ 1000\ x\ 9,81\ x\ debit\ x\ Net\ Head}{1000000}$

: $\frac{84,6\% \times 1000 \times 9,81 \times 25,69 \times 75,10}{1000000}$

: 16,01 MW
 - *Daya Peak Load IV V* : $\frac{eff\ turbin\ dan\ gen\ x\ 1000\ x\ 9,81\ x\ debit\ x\ Net\ Head}{1000000}$

: $\frac{84,6\% \times 1000 \times 9,81 \times 134,79 \times 79,35}{1000000}$

: 91,18 MW
 - *Energi Peak Load I II III* : *Daya x Jumlah hari x waktu operasi*

: 94,66 x 10 x 5

: 4733,05 MWh
 - *Energi Base Load I II III* : *Daya x Jumlah hari x waktu operasi*

: 16,01 x 10 x 19

- Energi *Peak Load* IV V : 3042,43 MWh
: Daya x Jumlah hari x waktu operasi
: $91,18 \times 10 \times 5$
: 4559,01 MWh
- Energi Total : Energi Peak + Base Load + Energi Peak IV V
: $4733,05 + 3042,43 + 4559,01$ MWh
: 12334,49 MWh

Untuk lebih lengkap maka dapat di lihat pada table berikut :



Tabel 4.13. Simulasi Waduk Untuk PLTA I II III IV & V Periode 2003 - 2004

No	Bulan	Periode	Jumlah hari	Debit inflow		Debit outflow peak load (I,II,III)		Debit outflow peak load (IV,V)		Debit outflow base load		Evaporasi		debit outflow total	Volume efektif	Spill out	Jumlah gagal	Volume tot.Waduk	RWL	Karangkates I II III				Karangkates IV V				Karangkates I II III		Karangkates IV V		Karangkates I II III		Karangkates IV V		Karangkates I II III		Karangkates IV V		Karangkates I II III		Karangkates IV V		Energy total	
				(m ³ /det)	(juta m ³)	draft	(m ³ /det)	(juta m ³)	draft	(m ³ /det)	(juta m ³)	draft	(m ³ /det)							(juta m ³)	(mm/hari)	(km ²)	(juta m ³)	(m ³ /det)	(m ³ /det)	(m ³ /det)	(m ³ /det)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)		(m)
1	des	1	10	112.55	97.24	1.00	154.14	27.75	1.00	134.79	24.26	0.50	25.69	17.57	6.00	0.00	0.00	69.58	27.66	0.00	0	107.04	264.16	154.14	25.69	134.79	183.73	182.52	177.91	80.43	81.63	86.25	6.43	6.53	6.90	74.00	75.10	79.35	94.66	16.01	91.18	4,733.05	3,042.43	4,559.01	12,334.49
		Jumlah Rata-2		2363.21	2068.55	36.00	5549.04	1015.47	20.60	2776.69	505.87	13.95	716.75	495.18		0.00	0.00	2016.52	830.44	40.81	0.00	3688.14	9474.04	5549.04	716.75	716.75	6614.12	6564.40	6377.58	2859.92	2909.63	3096.46	228.79	232.77	247.72	2631.12	2676.86	2848.75	3365.86	452.66	1886.73	171081.92	86875.86	95484.45	353,442.23

Sumber : Hasil Perhitungan



Gambar 4.15. Draf Pola Lepasn Karangates I II III IV & V periode 2003-2004

Tabel 4.14. Simulasi Waduk Untuk PLTA I II III IV & V Periode 2004 - 2005

No	Bulan	Periode	Jumlah hari	Debit inflow		Debit outflow peak load (I,II,III)		Debit outflow peak load (IV,V)		Debit outflow base load		Evaporasi		debit outflow total	Volume efektif	Spill out	Jumlah gagal	Volume tot.Waduk	RWL	Karangkates I II III				Karangkates IV V				Karangkates I II III				Karangkates IV V				Karangkates I II III		Karangkates IV V		Karangkates I II III		Karangkates IV V		Energy total	
				(m ³ /det)	(juta m ³)	draft	(m ³ /det)	(juta m ³)	draft	(m ³ /det)	(juta m ³)	draft	(m ³ /det)							(juta m ³)	(mm/hari)	(km ²)	(juta m ³)	(juta m ³)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)		(m)
1	des	1	10	112.68	97.35	1.00	154.14	27.75	1.00	134.79	24.26	0.50	25.69	17.57	6.00	0.00	0.00	69.58	38.99	0.00	0	118.37	265.60	154.14	25.69	134.79	183.73	182.52	177.91	81.88	83.08	87.69	6.55	6.65	7.02	74.33	76.43	80.60	96.36	16.30	92.71	4,818.17	3,096.34	4,635.48	12,549.99
		2	10	68.62	59.29	1.00	154.14	27.75	1.00	134.79	24.26	0.35	17.98	12.30	6.00	0.00	0.00	64.31	33.97	0.00	0	113.35	264.98	154.14	17.98	134.79	183.73	182.41	177.91	81.25	82.57	87.07	6.50	6.61	6.97	74.75	75.96	80.18	95.63	11.34	92.05	4,781.36	2,154.01	4,602.41	11,537.78
		3	11	133.52	126.89	1.00	154.14	30.52	0.90	121.31	24.02	0.75	38.54	28.99	6.00	0.00	0.00	83.53	77.33	0.00	0	156.71	269.80	154.14	38.54	121.31	183.73	182.68	177.78	86.08	87.12	92.02	6.89	6.97	7.36	79.19	80.15	84.66	101.31	25.63	87.56	5,571.86	5,327.27	4,815.71	15,744.84
	Jan	1	10	72.66	62.77	1.00	154.14	27.75	1.00	134.79	24.26	0.50	25.69	17.57	6.00	0.00	0.00	69.58	38.99	0.00	0	149.90	269.12	154.14	25.69	134.79	183.73	182.52	177.91	85.40	86.60	91.21	6.83	6.93	7.30	78.56	79.67	83.91	100.50	16.99	96.43	5,025.15	3,227.43	4,821.40	13,073.98
		2	10	73.61	63.60	1.00	154.14	27.75	1.00	134.79	24.26	0.35	17.98	12.30	6.00	0.00	0.00	64.31	33.97	0.00	0	149.20	269.05	154.14	17.98	134.79	183.73	182.41	177.91	85.32	86.64	91.14	6.83	6.93	7.29	78.50	79.71	83.85	100.42	11.90	96.35	5,020.93	2,260.22	4,817.62	12,098.76
		3	11	59.41	56.46	1.00	154.14	30.52	1.00	134.79	26.69	1.00	51.38	38.66	6.00	0.00	0.00	95.87	30.41	0.00	0	109.79	264.52	154.14	51.38	134.79	183.73	182.83	177.91	80.80	81.69	86.61	6.46	6.54	6.93	74.33	75.16	79.68	95.09	32.05	91.56	5,229.87	6,697.97	5,036.04	16,963.87
	Peb	1	10	51.46	44.46	1.00	154.14	27.75	1.00	134.79	24.26	0.50	25.69	17.57	6.00	0.00	0.00	69.58	38.99	0.00	0	111.76	264.77	154.14	25.69	134.79	183.73	182.52	177.91	77.15	78.36	82.97	6.17	6.27	6.64	70.98	72.09	76.33	90.80	15.37	87.72	4,540.19	2,520.29	4,385.77	11,846.24
		2	10	111.89	96.67	1.00	154.14	27.75	1.00	134.79	24.26	0.50	25.69	17.57	6.00	0.00	0.00	69.58	38.99	0.00	0	111.76	264.77	154.14	25.69	134.79	183.73	182.52	177.91	81.05	82.25	86.86	6.48	6.58	6.95	74.56	75.67	79.91	95.39	16.13	91.83	4,769.35	3,065.42	4,591.62	12,426.38
		3	8	94.92	65.61	1.00	154.14	22.20	1.00	134.79	19.41	1.00	51.38	28.12	6.00	0.00	0.00	69.72	28.27	0.00	0	107.65	264.24	154.14	51.38	134.79	183.73	182.83	177.91	80.51	81.41	86.33	6.44	6.51	6.91	74.07	74.90	79.42	94.76	31.94	91.27	3,790.22	4,854.38	3,650.61	12,295.20
	Mar	1	10	104.68	90.44	1.00	154.14	27.75	1.00	134.79	24.26	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	87.15	31.56	0.00	0	110.94	264.67	154.14	51.38	134.79	183.73	182.83	177.91	80.94	81.84	86.76	6.48	6.55	6.94	74.47	75.29	79.82	95.26	32.11	91.72	4,763.13	6,100.09	4,586.04	15,449.26
		2	10	84.25	72.79	1.00	154.14	27.75	1.00	134.79	24.26	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	87.15	17.20	0.00	0	96.58	262.70	154.14	51.38	134.79	183.73	182.83	177.91	78.98	79.88	84.79	6.32	6.39	6.78	72.66	73.49	78.01	92.95	31.34	89.64	4,647.55	5,953.68	4,482.21	15,083.44
		3	11	98.29	93.41	1.00	154.14	30.52	1.00	134.79	26.69	1.00	51.38	38.66	6.00	0.00	0.00	95.87	14.75	0.00	0	94.13	262.35	154.14	51.38	134.79	183.73	182.83	177.91	78.62	79.52	84.43	6.29	6.36	6.75	72.33	73.15	77.68	92.53	31.19	89.26	5,089.05	6,519.59	4,909.54	16,518.18
	Apr	1	10	110.33	95.33	1.00	154.14	27.75	1.00	134.79	24.26	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	87.15	22.92	0.00	0	102.30	263.52	154.14	51.38	134.79	183.73	182.83	177.91	79.79	80.69	85.60	6.38	6.45	6.85	73.41	74.23	78.76	93.91	31.65	90.50	5,089.31	6,014.18	4,525.11	15,234.59
		2	10	95.50	82.51	1.00	154.14	27.75	1.00	134.79	24.26	0.65	33.40	22.84	6.00	0.00	0.00	74.85	30.59	0.00	0	109.97	264.54	154.14	33.40	134.79	183.73	182.62	177.91	80.82	81.92	86.63	6.47	6.55	6.93	74.35	75.37	79.70	95.12	20.89	91.59	4,755.76	3,969.02	4,579.41	13,304.20
		3	10	61.18	52.86	1.00	154.14	27.75	1.00	134.79	24.26	0.35	17.98	12.30	6.00	0.00	0.00	64.31	19.14	0.00	0	98.52	262.98	154.14	17.98	134.79	183.73	182.41	177.91	79.26	80.57	85.07	6.34	6.45	6.81	72.92	74.13	78.27	92.38	11.06	89.96	4,664.05	2,102.00	4,497.03	11,263.08
	Mei	1	10	54.27	46.89	1.00	154.14	27.75	1.00	134.79	24.26	0.35	17.98	12.30	6.00	0.00	0.00	64.31	17.2	0.00	0	81.10	260.29	154.14	17.98	134.79	183.73	182.41	177.91	76.56	77.88	82.38	6.13	6.23	6.59	70.44	71.65	75.79	90.11	10.69	87.05	4,505.47	2,031.69	4,354.58	10,891.74
		2	10	44.49	38.44	1.00	154.14	27.75	0.35	47.18	8.49	0.00	0.00	0.00	6.00	0.00	0.00	36.24	3.92	0.00	0	83.30	260.66	154.14	0.00	47.18	183.73	182.00	176.95	76.53	78.66	83.71	6.15	6.29	6.70	70.78	72.36	77.01	90.54	0.00	30.97	4,527.06	-	1,548.69	6,075.75
		3	11	39.49	37.53	1.00	154.14	30.52	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	6.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	90.32	261.77	154.14	0.00	0.00	183.73	182.00	176.00	78.04	79.77	85.77	6.24	6.38	6.86	71.80	73.39	78.91	91.85	0.00	0.00	5,051.81	-	5,051.81	-
	Jun	1	10	40.57	35.05	1.00	154.14	27.75	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	6.00	0.00	0.00	0.00	27.75	18.24	0.00	0	97.62	262.86	154.14	0.00	0.00	183.73	182.00	176.00	79.13	80.86	86.86	6.33	6.47	6.95	71.80	74.39	79.72	93.13	0.00	0.00	4,656.40	-	4,656.40	-
		2	10	40.99	35.42	1.00	154.14	27.75	0.60	80.87	14.56	0.00	0.00	0.00	6.00	0.00	0.00	42.30	11.36	0.00	0	90.74	261.83	154.14	0.00	80.87	183.73	182.00	177.36	78.11	79.83	84.47	6.25	6.39	6.76	72.86	73.45	77.72	91.93	0.00	53.58	4,596.36	-	2,679.23	7,275.59
		3	10	66.95	57.84	1.00	154.14	27.75	0.55	74.13	13.34	0.00	0.00	0.00	6.00	0.00	0.00	41.09	28.11	0.00	0	107.49	264.22	154.14	0.00	74.13	183.73	182.00	177.28	80.49	82.22	86.93	6.44	6.58	6.95	74.05	75.64	79.98	94.73	0.00	50.55	4,736.54	-	2,527.45	7,263.99
	Jul	1	10	52.79	45.61	1.00	154.14	27.75	0.50	67.40	12.13	0.00	0.00	0.00	6.00	0.00	0.00	39.88	33.84	0.00	0	113.22	264.96	154.14	0.00	67.40	183.73	182.00	177.20	81.24	82.96	87.76	6.50	6.64	7.02	74.74	76.33	80.74	95.61	0.00	46.39	4,780.42	-	2,319.48	7,099.90
		2	10	55.59	48.03	1.00	154.14	27.75	0.40	53.92	9.70	0.00	0.00	0.00	6.00	0.00	0.00	37.45	44.82	0.00	0	123.80	266.26	154.14	0.00	53.92	183.73	182.00	177.04	82.59	84.26	89.22	6.60	6.74	7.14	75.93	77.52	82.08	97.13	0.00	37.73	4,856.66	-	1,886.50	6,743.15
		3	11	40.11	38.12	1.00	154.14	30.52	0.40	53.92	10.88	0.00	0.00	0.00	6.00	0.00	0.00	41.20	41.35	0.00	0	120.73	265.89	154.14	0.00																				

Tabel 4.15. Simulasi Waduk Untuk PLTA I II III IV & V Periode 2005 - 2006

No	Bulan	Periode	Jumlah hari	Debit inflow		Debit outflow peak load (I,II,III)		Debit outflow peak load (IV V)		Debit outflow base load		Evaporasi		debit outflow total (juta m ³)	Volume efektif (juta m ³)	Spill out (juta m ³)	Jumlah gagal	Volume tot.Waduk (m ³)	RWL (m)	Karangkates I II III				Karangkates IV V				Karangkates I II III				Karangkates IV V				Energy total (MWh)																
				(m ³ /det)	(juta m ³)	draft	(m ³ /det)	(juta m ³)	draft	(m ³ /det)	(juta m ³)	draft	(m ³ /det)							(juta m ³)	(mm/hr)	(km ³)	(juta m ³)	power discharge peak load (m ³ /det)	power discharge base load (m ³ /det)	power discharge peak load (m ³ /det)	power discharge base load (m ³ /det)	TWL peak load (m)	TWL base load (m)	TWL peak load (m)	TWL base load (m)	Gross head peak load (m)	Gross head base load (m)	Gross head peak load (m)	Gross head base load (m)		Head Loss peak load (m)	Head Loss base load (m)	Head Loss peak load (m)	Head Loss base load (m)	Net Head peak load (m)	Net Head base load (m)	Net Head peak load (m)	Net Head base load (m)	Power peak load (MW)	Power base load (MW)	Power peak load (MW)	Power base load (MW)	Energy peak load (MWh)	Energy base load (MWh)	Energy peak load (MWh)	Energy base load (MWh)
				(m ³ /det)	(juta m ³)	draft	(m ³ /det)	(juta m ³)	draft	(m ³ /det)	(juta m ³)	draft	(m ³ /det)							(juta m ³)	(mm/hr)	(km ³)	(juta m ³)	(m ³ /det)	(m ³ /det)	(m ³ /det)	(m ³ /det)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)		(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MWh)
1	des	1	10	73.32	63.35	1.00	154.14	27.75	1.00	134.79	24.26	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	87.15	4.21	0.00	0	83.59	260.70	154.14	51.38	134.79	183.73	182.83	177.91	76.98	77.87	82.79	6.16	6.23	6.62	70.82	71.64	76.17	90.60	30.55	87.53	4,529.78	5,804.51	4,376.42	14,710.71							
			Jumlah Rata-2	2786.21	2434.18	36.00	5549.04	1012.70	25.70	3464.12	630.82	19.00	976.22	674.76	0.00	0.00	0.00	2318.28	2471.69	101.82	0.00	5329.39	9672.92	5549.04	976.22	976.22	6614.12	6567.76	6385.69	3058.80	3105.16	3287.24	244.70	248.41	262.98	2814.10	2856.75	3024.26	3599.93	649.77	2482.83	182434.75	124706.39	125541.40	432,682.54							

Sumber : Hasil Perhitungan



Gambar 4.17. Draf Pola Lepasn Karangkates I II III IV & V periode 2005-2006

Tabel 4.16. Simulasi Waduk Untuk PLTA I II III IV & V Periode 2006 - 2007

No	Bulan	Periode	Jumlah hari	Debit inflow		Debit outflow peak load (I,II,III)		Debit outflow peak load (IV V)		Debit outflow base load		Evaporasi (mm/hari)	debit outflow total (juta m ³)	Volume efektif (juta m ³)	Spill out (juta m ³)	Jumlah gagal ()	Volume tot.Waduk (juta m ³)	RWL (m)	Karangkates I II III		Karangkates IV V		Karangkates I II III		Karangkates IV V		Karangkates I II III		Karangkates IV V		Karangkates I II III		Karangkates IV V		Energy total (MWh)										
				(m ³ /det)	(juta m ³)	draft	(m ³ /det)	(juta m ³)	draft	(m ³ /det)	(juta m ³)								draft	(m ³ /det)	(juta m ³)	power discharge peak load (m ³ /det)	power discharge base load (m ³ /det)	power discharge peak load (m ³ /det)	power discharge base load (m ³ /det)	TWL peak load (m)	TWL base load (m)	TWL peak load (m)	TWL base load (m)	Gross head peak load (m)	Gross head base load (m)	Gross head peak load (m)	Gross head base load (m)	Head Loss peak load (m)		Head Loss base load (m)	Head Loss peak load (m)	Head Loss base load (m)	Net Head peak load (m)	Net Head base load (m)	Net Head peak load (m)	Net Head base load (m)	Power peak load (MW)	Power base load (MW)	Power peak load (MW)
1	des	1	10	37.60	32.49	1.00	154.14	27.75	0.50	67.40	12.13	0.35	17.98	12.30	6.00	0.00	0.00	52.18	22.40	0.00	0.00	101.78	263.44	154.14	17.98	67.40	183.73	182.41	177.20	79.72	81.03	86.24	6.38	6.48	6.90	73.34	74.55	79.24	93.82	11.13	45.59	4,690.99	2,113.94	2,279.31	9,084.25
				Jumlah Rata-2	2078.70	1820.44	36.00	5549.04	1012.70	21.55	2904.74	527.83	8.55	439.30	308.74	0.00	1849.27	1417.77	0.00	0.00	4275.47	9556.80	5549.04	439.30	439.30	6614.12	6559.57	6382.50	2942.68	2997.24	3174.30	235.41	239.78	253.94	2707.27	2757.46	2920.35	3463.26	281.26	1996.64	175561.31	54877.73	100789.66	331,228.70	

Sumber : Hasil Perhitungan



Gambar 4.18. Draf Pola Lepasn Karangkates I II III IV & V periode 2006-2007

Tabel 4.18. Simulasi Waduk Untuk PLTA I II III IV & V Periode 2008 - 2009

No	Bulan	Periode	Jumlah hari	Debit inflow		Debit outflow peak load (I,II,III)		Debit outflow peak load (IV V)		Debit outflow base load		Evaporasi (mm/hari)	debit outflow total (juta m ³)	Volume efektif (juta m ³)	Spill out (juta m ³)	Jumlah gagal	Volume tot.Waduk (juta m ³)	RWL (m)	Karangkates I II III		Karangkates IV V		Karangkates I II III		Karangkates IV V		Karangkates I II III		Karangkates IV V		Karangkates I II III		Karangkates IV V		Karangkates I II III		Karangkates IV V		Energy total (MWh)											
				(m ³ /det)	(juta m ³)	draft	(m ³ /det)	(juta m ³)	draft	(m ³ /det)	(juta m ³)								draft	(m ³ /det)	(juta m ³)	power discharge peak load (m ³ /det)	power discharge base load (m ³ /det)	power discharge peak load (m ³ /det)	power discharge base load (m ³ /det)	TWL peak load (m)	TWL base load (m)	TWL peak load (m)	TWL base load (m)	Gross head peak load (m)	Gross head base load (m)	Gross head peak load (m)	Gross head base load (m)	Head Loss peak load (m)	Head Loss base load (m)	Head Loss peak load (m)	Head Loss base load (m)	Net Head peak load (m)		Net Head base load (m)	Net Head peak load (m)	Net Head base load (m)	Power peak load (MW)	Power base load (MW)	Power peak load (MW)	Power base load (MW)	Energy peak load (MWh)	Energy base load (MWh)		
1	des	1	10	72.96	63.04	1.00	154.14	27.75	1.00	134.79	24.26	0.50	25.69	17.57	6.00	0.00	0.00	69.58	6.66	0.00	0.00	92.59	262.12	13.21	0.00	0.00	86.04	261.10	154.14	25.69	134.79	183.73	182.52	177.91	77.38	78.58	83.19	6.19	6.29	6.66	71.19	72.29	76.53	91.06	15.41	87.95	4,553.20	2,928.53	4,397.45	11,879.18
				Jumlah Rata-2	2741.51	2380.65	36.00	5549.04	1012.70	27.55	3713.49	675.83	16.45	845.20	580.75	0.00	0.00	2269.28	2039.92	99.47	0.00	4897.62	9624.03	5549.04	845.20	845.20	6614.12	6566.35	6392.31	3009.91	3057.68	3231.72	240.79	244.61	258.54	2769.11	2813.07	2973.18	3542.38	552.75	2618.93	179495.98	105415.71	132323.63	417,235.31					

Sumber : Hasil Perhitungan

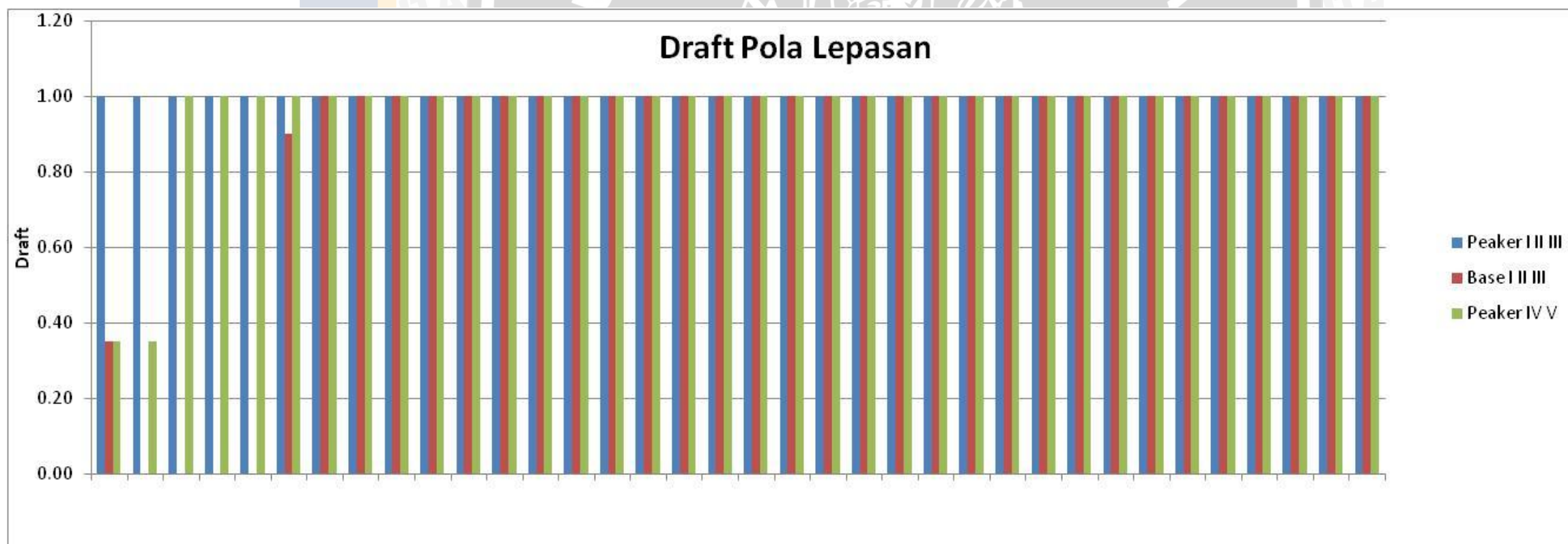


Gambar 4.20. Draf Pola Lepasn Karangkates I II III IV & V periode 2008-2009

Tabel 4.19. Simulasi Waduk Untuk PLTA I II III IV & V Periode 2009 - 2010

No	Bulan	Periode	Jumlah hari	Debit inflow		Debit outflow peak load (I,II,III)		Debit outflow peak load (IV V)		Debit outflow base load		Evaporasi		debit outflow total	Volume efektif	Spill out	Jumlah gagal	Volume tot.Waduk	RWL	Karangkates I II III		Karangkates IV V		Karangkates I II III		Karangkates IV V		Karangkates I II III		Karangkates IV V		Karangkates I II III		Karangkates IV V		Karangkates I II III		Karangkates IV V		Energy total											
				(m³/det)	(juta m³)	draft	(m³/det)	(juta m³)	draft	(m³/det)	(juta m³)	draft	(m³/det)							(juta m³)	(mm/har)	(km³)	(juta m³)	(juta m³)	(m)	(m)	(m)	(m)	Gross head peak load	Gross head base load	Gross head peak load	Gross head base load	Head Loss peak load	Head Loss base load	Head Loss peak load	Head Loss base load	Net Head peak load	Net Head base load	Net Head peak load		Net Head base load	Power peak load	Power base load	Power peak load	Power base load	Energy peak load	Energy base load				
1	des	1	10	43.15	37.28	1.00	154.14	27.75	0.35	47.18	8.49	0.35	17.98	12.30	6.00	0.00	0.00	48.54	13.85	0.00	0.00	104.49	263.81	25.11	0.00	0.00	0.00	93.23	262.21	154.14	17.98	47.18	183.73	182.41	176.95	78.49	79.80	85.26	6.28	6.38	6.82	72.21	73.42	78.44	92.37	10.96	31.55	4,618.55	2,081.82	1,577.46	8,277.83
				Jumlah Rata-2	3962.27	3466.12	36.00	5549.04	1012.70	34.70	4677.24	854.03	31.25	1605.63	1111.95		0.00	2978.69	2129.24	406.17	0.00	4986.94	9625.92	5549.04	1605.63	1605.63	6614.12	6578.07	6402.89	3011.80	3047.85	3223.03	240.94	243.83	257.84	2770.85	2804.02	2965.18	3544.61	1047.89	3290.87	179643.28	201553.71	166864.76	548,061.76						

Sumber : Hasil Perhitungan



Gambar 4.21. Draft Pola Lepasn Karangkates I II III IV & V periode 2009-2010

Tabel 4.20. Simulasi Waduk Untuk PLTA I II III IV & V Periode 2010 - 2011

No	Bulan	Periode	Jumlah hari	Debit inflow		Debit outflow peak load (I,II,III)		Debit outflow peak load (IV,V)		Debit outflow base load		Evaporasi		debit outflow total	Volume efektif	Spill out	Jumlah gagal	Volume tot.Waduk	RWL	Karangkates I II III				Karangkates IV V				Karangkates I II III				Karangkates IV V				Energy total									
				(m ³ /det)	(juta m ³)	draft	(m ³ /det)	(juta m ³)	draft	(m ³ /det)	(juta m ³)	draft	(m ³ /det)							(juta m ³)	(mm/hari)	(km ³)	(juta m ³)	(m ³ /det)	(m ³ /det)	(m ³ /det)	(m ³ /det)	TWL peak load	TWL base load	TWL peak load	TWL base load	Gross head peak load	Gross head base load	Gross head peak load	Gross head base load		Head Loss peak load	Head Loss base load	Head Loss peak load	Head Loss base load	Net Head peak load	Net Head base load	Net Head peak load	Net Head base load	Power peak load (MW)
1	des	1	10	163.62	141.37	1.00	154.14	27.75	1.00	134.79	24.26	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	87.15	106.37	54.22	0	185.75	272.50	154.14	51.38	134.79	183.73	182.83	177.91	88.77	89.67	94.59	7.10	7.17	7.57	81.67	82.50	87.02	104.48	35.18	100.00	5,223.97	6,683.81	5,000.00	16,907.78
				132.24	114.25	1.00	154.14	27.75	1.00	134.79	24.26	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	87.15	106.37	27.10	0	185.75	272.50	154.14	51.38	134.79	183.73	182.83	177.91	88.77	89.67	94.59	7.10	7.17	7.57	81.67	82.50	87.02	104.48	35.18	100.00	5,223.97	6,683.81	5,000.00	16,907.78
				111.70	106.16	1.00	154.14	30.52	1.00	134.79	26.69	1.00	51.38	38.66	6.00	0.00	0.00	95.87	106.37	10.29	0	185.75	272.50	154.14	51.38	134.79	183.73	182.83	177.91	88.77	89.67	94.59	7.10	7.17	7.57	81.67	82.50	87.02	104.48	35.18	100.00	5,746.36	7,352.19	5,500.00	18,598.55
	Jan	1	10	113.05	97.67	1.00	154.14	27.75	1.00	134.79	24.26	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	87.15	106.37	10.52	0	185.75	272.50	154.14	51.38	134.79	183.73	182.83	177.91	88.77	89.67	94.59	7.10	7.17	7.57	81.67	82.50	87.02	104.48	35.18	100.00	5,223.97	6,683.81	5,000.00	16,907.78
				91.12	78.73	1.00	154.14	27.75	1.00	134.79	24.26	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	87.15	97.95	0.00	0	177.33	271.75	154.14	51.38	134.79	183.73	182.83	177.91	88.02	88.92	93.84	7.04	7.11	7.51	80.98	81.81	86.33	103.60	34.88	99.21	5,179.84	6,627.92	4,960.36	16,768.13
				132.86	126.27	1.00	154.14	30.52	1.00	134.79	26.69	1.00	51.38	38.66	6.00	0.00	0.00	95.87	106.37	21.99	0	185.75	272.50	154.14	51.38	134.79	183.73	182.83	177.91	88.77	89.67	94.59	7.10	7.17	7.57	81.67	82.50	87.02	104.48	35.18	100.00	5,746.36	7,352.19	5,500.00	18,598.55
	Peb	1	10	131.14	113.30	1.00	154.14	27.75	1.00	134.79	24.26	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	87.15	106.37	26.15	0	185.75	272.50	154.14	51.38	134.79	183.73	182.83	177.91	88.77	89.67	94.59	7.10	7.17	7.57	81.67	82.50	87.02	104.48	35.18	100.00	5,223.97	6,683.81	5,000.00	16,907.78
				99.85	86.27	1.00	154.14	27.75	1.00	134.79	24.26	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	87.15	105.48	0.00	0	184.86	272.42	154.14	51.38	134.79	183.73	182.83	177.91	88.70	89.59	94.51	7.10	7.17	7.56	81.60	82.42	86.95	104.39	35.15	99.92	5,219.36	6,677.98	4,995.86	16,893.20
				94.40	65.25	1.00	154.14	22.20	1.00	134.79	19.41	1.00	51.38	28.12	6.00	0.00	0.00	69.72	101.01	0.00	0	180.39	272.03	154.14	51.38	134.79	183.73	182.83	177.91	88.30	89.20	94.11	7.06	7.14	7.53	81.24	82.06	86.59	103.92	34.99	99.50	4,156.88	5,318.81	3,979.97	13,455.66
	Mar	1	10	115.20	99.53	1.00	154.14	27.75	1.00	134.79	24.26	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	87.15	106.37	7.02	0	185.75	272.50	154.14	51.38	134.79	183.73	182.83	177.91	88.77	89.67	94.59	7.10	7.17	7.57	81.67	82.50	87.02	104.48	35.18	100.00	5,223.97	6,683.81	5,000.00	16,907.78
				106.92	92.38	1.00	154.14	27.75	1.00	134.79	24.26	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	87.15	106.37	5.23	0	185.75	272.50	154.14	51.38	134.79	183.73	182.83	177.91	88.77	89.67	94.59	7.10	7.17	7.57	81.67	82.50	87.02	104.48	35.18	100.00	5,223.97	6,683.81	5,000.00	16,907.78
				128.03	121.68	1.00	154.14	30.52	1.00	134.79	26.69	1.00	51.38	38.66	6.00	0.00	0.00	95.87	106.37	25.81	0	185.75	272.50	154.14	51.38	134.79	183.73	182.83	177.91	88.77	89.67	94.59	7.10	7.17	7.57	81.67	82.50	87.02	104.48	35.18	100.00	5,746.36	7,352.19	5,500.00	18,598.55
	Apr	1	10	135.60	117.16	1.00	154.14	27.75	1.00	134.79	24.26	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	87.15	106.37	30.00	0	185.75	272.50	154.14	51.38	134.79	183.73	182.83	177.91	88.77	89.67	94.59	7.10	7.17	7.57	81.67	82.50	87.02	104.48	35.18	100.00	5,223.97	6,683.81	5,000.00	16,907.78
				159.43	137.75	1.00	154.14	27.75	1.00	134.79	24.26	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	87.15	106.37	50.59	0	185.75	272.50	154.14	51.38	134.79	183.73	182.83	177.91	88.77	89.67	94.59	7.10	7.17	7.57	81.67	82.50	87.02	104.48	35.18	100.00	5,223.97	6,683.81	5,000.00	16,907.78
				115.04	99.40	1.00	154.14	27.75	1.00	134.79	24.26	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	87.15	106.37	12.24	0	185.75	272.50	154.14	51.38	134.79	183.73	182.83	177.91	88.77	89.67	94.59	7.10	7.17	7.57	81.67	82.50	87.02	104.48	35.18	100.00	5,223.97	6,683.81	5,000.00	16,907.78
	Mei	1	10	142.22	122.88	1.00	154.14	27.75	1.00	134.79	24.26	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	87.15	106.37	35.72	0	185.75	272.50	154.14	51.38	134.79	183.73	182.83	177.91	88.77	89.67	94.59	7.10	7.17	7.57	81.67	82.50	87.02	104.48	35.18	100.00	5,223.97	6,683.81	5,000.00	16,907.78
				110.03	95.07	1.00	154.14	27.75	1.00	134.79	24.26	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	87.15	106.37	7.92	0	185.75	272.50	154.14	51.38	134.79	183.73	182.83	177.91	88.77	89.67	94.59	7.10	7.17	7.57	81.67	82.50	87.02	104.48	35.18	100.00	5,223.97	6,683.81	5,000.00	16,907.78
				84.31	80.13	1.00	154.14	30.52	1.00	134.79	26.69	1.00	51.38	38.66	6.00	0.00	0.00	95.87	90.63	0.00	0	170.02	271.08	154.14	51.38	134.79	183.73	182.83	177.91	87.35	88.25	93.17	6.99	7.06	7.45	80.37	81.19	85.72	102.81	34.62	98.50	4,654.45	7,235.77	5,417.44	18,307.67
	Jun	1	10	78.61	67.92	1.00	154.14	27.75	1.00	134.79	24.26	1.00	51.38	35.14	6.00	0.00	0.00	87.15	71.40	0.00	0	150.79	269.21	154.14	51.38	134.79	183.73	182.83	177.91	85.49	86.38	91.30	6.84	6.91	7.30	78.65	79.47	84.00	100.61	33.89	96.52	5,030.41	6,438.64	4,826.13	16,295.18
				62.59	54.08	1.00	154.14	27.75	1.00	134.79	24.26	0.00	0.00	0.00	6.00	0.00	0.00	52.01	73.47	0.00	0	152.85	269.42	154.14	0.00	134.79	183.73	182.00	177.91	85.69	87.42	91.51	6.86	6.99	7.32	78.84	80.43	84.19	100.86	0.00	96.74	5,042.75	-	4,837.22	9,879.97
				60.53	52.30	1.00	154.14	27.75	1.00	134.79	24.26	0.00	0.00	0.00	6.00	0.00	0.00	52.01	73.76	0.00	0	153.14	269.45	154.14	0.00	134.79	183.73	182.00	177.91	85.72	87.45	91.54	6.86	7.00	7.32	78.87	80.45	84.22	100.89	0.00	96.78	5,045.50	-	4,838.78	9,828.24
	Jul	1	10	54.58	47.16	1.00	154.14	27.75	1.00	134.79	24.26	0.00	0.00	0.00	6.00	0.00	0.00	52.01	68.92	0.00	0	148.30	268.96	154.14	0.00	134.79	183.73	182.00	177.91	85.23	86.96	91.05	6.82	6.96	7.28	78.41	80.00	83.76	100.31	0.00	96.25	5,015.50	-	4,812.74	9,828.24
				54.68	47.24	1.00	154.14	27.75	1.00	134.79	24.26	0.00	0.00	0.00	6.00	0.00	0.00	52.01	64.15	0.00	0	143.59	268.44	154.14	0.00	134.79	183.73	182.00	177.91	84.74	86.46	90.55	6.78	6.92	7.24	77.96	79.54	83.31	99.73	0.00	95.73	4,986.28	-	4,786.49	9,772.77
				50.83	48.31	1.00	154.14	30.52	1.00	134.79	26.69	0.00	0.00	0.00	6.00	0.00	0.00	57.21	55.26	0.00	0	134.64	267.50	154.14	0.00	134.79	183.73	182.00	177.91	83.77	85.50	89.59	6.70	6.84	7.17	77.07	78.66	82.42	98.59	0.00	94.71	5,422.71	-	5,209.27	10,631.98
	Agt	1	10	53.22	45.98	1.00	154.14	27.75	1.00	134.79	24.26	0.00	0.00	0.00	6.00	0.00	0.00	52.01	49.23	0.00	0	128.61	266.82	154.14	0.00	134.79	183.73	182.00	177.91	83.09	84.82	88.91	6.65	6.79	7.11	76.45	78.03	81.79	97.79	0.00	93.99	4,889.67	-	4,699.70	9,589.37
				46.71	40.36	1.00	154.14	27.75	1.00	134.79	24.26	0.00	0.00	0.00	6.00	0.00	0.00	52.01	37.58	0.00	0	116.96	265.43	154.14	0.00	134.79	183.73	182.00	177.91	81.71	83.43	87.52	6.												

Tabel 4.21. Simulasi Waduk Untuk PLTA I II III IV & V Periode 2011 - 2012

No	Bulan	Periode	Jumlah hari	Debit inflow		Debit outflow peak load (I,II,III)		Debit outflow peak load (IV,V)		Debit outflow base load		Evaporasi	debit outflow total	Volume efektif	Spill out	Jumlah gagal	Volume tot.Waduk	RWL	Karangkates I II III				Karangkates IV V				Karangkates I II III				Karangkates IV V				Energy total										
				(m ³ /det)	(juta m ³)	draft	(m ³ /det)	(juta m ³)	draft	(m ³ /det)	(juta m ³)								(mm/hr)	(km ³)	(juta m ³)	(juta m ³)	(m)	(m ³ /det)	(m ³ /det)	(m ³ /det)	(m ³ /det)	TWL peak load	TWL base load	TWL peak load	TWL base load	Gross head peak load	Gross head base load	Gross head peak load		Gross head base load	Head Loss peak load	Head Loss base load	Head Loss peak load	Head Loss base load	Net Head peak load	Net Head base load	Net Head peak load	Net Head base load	Power peak load
1	des	1	10	72.12	62.31	1.00	154.14	27.75	0.50	67.40	12.13	0.35	17.98	12.30	6.00	0.00	0.00	52.18	19.29	0.00	0	98.67	263.01	154.14	17.98	67.40	183.73	182.41	177.20	79.28	80.59	85.80	6.34	6.45	6.86	72.94	74.15	78.94	93.31	11.07	45.36	4.665.32	2,102.56	2,267.78	9,035.67
			Jumlah Rata-2	2712.34	2378.93	36.00	5549.04	1015.47	27.25	3673.05	671.22	16.70	858.05	593.93		0.00	2280.62	1748.04	97.75	0.00	4605.74	9589.11	5549.04	858.05	858.05	6614.12	6566.10	6391.95	2974.99	3023.02	3197.17	238.00	241.84	255.77	2736.99	2781.18	2941.39	3501.29	564.21	2581.73	177940.67	108446.01	131025.02	417,411.70	

Sumber : Hasil Perhitungan



Gambar 4.23. Draf Pola Lepasn Karangkates I II III IV & V periode 2011-2012

Dari hasil simulasi diatas didapat hasil bahwa besaran energy PLTA Karangates IV & V dalam setahun adalah sebesar 163.552,65 MWh.

4.4. Perencanaan Bangunan Sipil

Perencanaan bangunan sipil pada PLTA Karangates IV & V meliputi :

a. Bangunan Pengambilan

Bangunan pengambilan dalam studi ini menggunakan pintu pengambilan bebas (*Free Intake*) dikarenakan debit air akan diambil secara bebas sesuai kebutuhan pada waduk Karangates. Komponen bangunan pengambilan meliputi : Pintu pengambilan dan *trashrack*.

b. Bangunan Pembawa

Bangunan pembawa dalam studi ini menggunakan saluran tertutup (terowongan dan pipa pesat). Terowongan berfungsi membawa air yang masuk dari pintu pengambilan ke pipa pesat. Kemudian pipa pesat berfungsi untuk mengarahkan aliran bertekanan menuju turbin, selain itu pipa inlet pipa pesat direncanakan penyaring (*Screen*).

c. Tangki Gelombang (*Surge Tanks*)

Tangki gelombang terletak di ujung hilir saluran tertutup, berfungsi untuk menyerap kenaikan tekanan mendadak serta dengan cepat memberikan air selama penurunan singkat dalam tekanan.

d. Bangunan pembuang

Bangunan pembuang dalam studi ini menggunakan saluran *tailtrace*, desain bentuk dari saluran ini biasa saja berbentuk saluran terbuka atau tertutup sesuai dengan kebutuhan dan lokasi perencanaan.

Perencanaan bangunan komponen bangunan sipil secara berurutan akan ditunjukkan pada gambar ilustrasi sebagai berikut :



Bangunan Pengambilan (intake)

- Pintu Pengambilan
- *Trash Rack*



Bangunan Pembawa

- Terowongan (*Tunnels*)
- Pipa Pesat (*Penstock*)



Tangki Gelombang



Bangunan Pembuang

- Saluran Tailrace

Gambar 4.25. Rencana Komponen Bangunan Sipil PLTA Karangates IV & V

4.4.1. Perencanaan Bangunan Pengambilan

Bangunan pengambilan menggunakan tipe bangunan pengambilan bebas (*Free Intake*). Data teknis yang direncanakan adalah sebagai berikut :

- Jenis pintu : *Reservoir Intake*
- Bahan pintu : Baja
- Debit desain : $134,79 \text{ m}^3/\text{dt}$
- Tinggi pintu : 13 m
- Lebar pintu : 8 m
- Jumlah pintu : 2 Buah
- Lebar pilar : 1,5 m
- Lebar tiap pintu : 3,25 m
- Kecepatan : 3,5 m/dt

Penyaring (*Trashrack*)

- Jenis bahan : Baja
- Bentuk jeruji : Tipe Bulat Memanang
- Kemiringan trashrack : 45°
- Tebal jeruji (s) : 10 mm

- Lebar trashrack : 6,5 m
- Jarak antar jeruji : 100 mm
- Jumlah jeruji : $\frac{\text{Lebar trashrack}}{\text{jaraj jeruji}} = \frac{6,5}{0,1}$
: 65 jeruji

Menghitung Kehilangan energi pada *intake*

Kehilangan tinggi tekan pada *intake* meliputi kehilangan di mulut *intake*.

Kehilangan tinggi pada *intake* dapat dihitung dengan persamaan berikut :

Kehilangan pada inlet :

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

dimana :

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

$$v = 3,5 \text{ m/dt}$$

Maka kehilangan energi pada *Intake* :

$$hf = 0,3 \frac{3,5^2}{2 \cdot 9,81}$$

hf

4.4.2. Perencanaan Bangunan Pembawa

4.4.2.1. 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 Karangates IV & V : 134,79 m³/dt
- Debit desain : 1,1 x debit PLTA
: 148,270 m³/dt
- Daya PLTA : 2 x 50 MW
- Tinggi jatuh : 94,59 m
- Panjang terowongan : 551,5 m (dilihat pada topografi)
-

Perencanaan Diameter Terowongan

Pendekatan yang digunakan dalam perencanaan diameter terowongan adalah pendekatan kecepatan maksimum dan minimum pada terowongan. Menurut Monsonyi kecepatan ideal pada terowongan adalah 2 – 4 m³/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 :

$$\begin{aligned} D &= 0,62 Q^{0,48} \\ &= 0,62 148,270^{0,48} \\ D &= 6,831 \text{ m, maka didapat :} \\ A &= 36,651 \text{ m}^2 \\ V &= 4,045 \text{ m/dt (tidak memenuhi kecepatan izin)} \end{aligned}$$

Persamaan Sarkaria :

$$\begin{aligned} D &= 0,62 \frac{p^{0,43}}{H^{0,65}} \\ &= 0,62 \frac{0,1^{0,43}}{94,59^{0,65}} \\ D &= 4,551 \text{ m, maka didapat :} \\ A &= 16,266 \text{ m}^2 \\ V &= 9,115 \text{ m/dt (tidak memenuhi kecepatan izin)} \end{aligned}$$

Persamaan Fahlbush :

$$\begin{aligned} D &= 0,52 H^{-0,17} \left(\frac{P}{H}\right)^2 \\ &= 0,52 94,59^{-0,17} \left(\frac{0,1}{94,59}\right)^2 \\ D &= 4,792 \text{ m, maka didapat :} \\ A &= 18,034 \text{ m}^2 \\ V &= 8,222 \text{ m/dt (tidak memenuhi kecepatan izin)} \end{aligned}$$

Dari ketiga persamaan empiris diatas tidak ada satupun persamaan yang memenuhi kecepatan izin di dalam terowongan, maka untuk mendapatkan diameter terowongan digunakan pendekatan dengan mempertimbangkan kecepatan izin.

Jika kecepatan izin di terowongan 2 – 4 m/dt maka :

$$\begin{aligned} V &= 2 \text{ m/dt} \\ A &= \frac{Q}{v} = 74,135 \text{ m}^2 \\ D &= \sqrt{\frac{74,135}{0,25 \pi}} \\ D &= 9,716 \text{ m} \end{aligned}$$

Untuk perhitungan selanjutnya dapat dilihat pada table di bawah ini

Tabel 4.23. Perhitungan Diameter Terowongan Dengan Mempertimbangkan Kecepatan Izin

V	A	D
2	74.135	9.716
2.5	59.308	8.690
3	49.423	7.933
3.5	42.363	7.344
4	37.067	6.870
4.5	32.949	6.477

Sumber : Hasil Perhitungan

Maka dari hasil perhitungan di atas didapat hasil sebagai berikut :

V : 3,5 m/dt

D_{terowongan} : 7,40 m

Tebal luar : 1,3 m

Tebal Total : 10,0 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 energi akibat gesekan dihitung menggunakan persamaan manning :

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

dimana :

n = 0,020

L = 551,5 m

v = 3,76 m/dt

R = 1,85 m

Maka kehilangan energi akibat gesekan :

$$hf = \frac{551,5 \cdot 0,020^2 \cdot 3,76^2}{1,85^3} = 1,37 \text{ m}$$

Kehilangan pada inlet :

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

dimana :

f = 0,3 (inlet berbentuk bell mouth)

v = 3,76 m/dt

Maka kehilangan energi pada inlet terowongan :

$$hf = 0,3 \frac{3,76^2}{2 \cdot 9,81}$$

$$hf = 0,216 \text{ m}$$

Kehilangan energi pada *trashrack* :

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

dimana :

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

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

$$b = 100 \text{ mm}$$

$$\theta = 45^\circ$$

$$v = 3,76 \text{ m/dt}$$

Maka kehilangan energi pada *trashrack* :

$$ht = 1,8 \left(\frac{10}{100} \right)^{4/3} \left(\frac{3,76}{2 \cdot 9,81} \right) \sin 45$$

$$ht = 4,26 \times 10^{-5} \text{ m}$$

Maka kehilangan energi total adalah 1,59 m. Untuk perhitungan selanjutnya dapat dilihat pada table di bawah ini :

Tabel 4.24. Perhitungan Kehilangan Tinggi Tekan Pada Terowongan

Q	V	hf _{manning}	hf _{intake}	hf _{trashrack}	hf total
m ³ /det	m/dt	m	m	m	m
161.749	3.761	1.374	0.216	4.26E-05	1.590
148.270	3.447	1.154	0.182	3.58E-05	1.336
134.791	3.134	0.954	0.150	2.96E-05	1.104
121.312	2.821	0.773	0.122	2.40E-05	0.895
107.833	2.507	0.611	0.096	1.89E-05	0.707
94.354	2.194	0.468	0.074	1.45E-05	0.541
80.875	1.880	0.343	0.054	1.07E-05	0.398
67.395	1.567	0.239	0.038	7.40E-06	0.276
53.916	1.254	0.153	0.024	4.74E-06	0.177
40.437	0.940	0.086	0.014	2.66E-06	0.099
26.958	0.627	0.038	0.006	1.18E-06	0.044
13.479	0.313	0.010	0.002	2.96E-07	0.011

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 :

- $V = 3,5 \text{ m/dt}$
- $D = 7,40 \text{ m}$
- $g = 9,81 \text{ m}^2/\text{dt}$

Persamaan Gordon :

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

$$ht > 0,725 \times 3,5 \times 7,40^{0,5}$$

$$ht = 6,903 \text{ m}$$

Persamaan Knauss :

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

$$ht > 7,40 \frac{1+2,3 \cdot 3,5}{(9,81 \cdot 7,40)^{0,5}}$$

$$ht = 14,392 \text{ m}$$

Persamaan Rohan :

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

$$ht > 1,474 \cdot 3,5^{0,48} \cdot 7,40^{0,76}$$

$$ht = 12,310 \text{ m}$$

Maka dari hasil perhitungan kedalaman aliran tiap metode adalah :

Gordon	: 6,903 m
Knauss	: 14,392 m
Rohan	: 12,310 m

Jadi direncanakan kedalaman aliran adalah sebesar 14,40 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 :

$$L_t = \frac{vD}{c}$$

Dimana :

$$v = 3,5 \text{ m/dt}$$

$$D = 7,40 \text{ m}$$

$$C = 3$$

Sehingga :

$$L_t = \frac{3,5 \cdot 7,40}{3}$$

$$= 8,63 \text{ m}$$

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 :

$$A_{\text{terowongan}} = 43,008 \text{ m}^2$$

$$A_{\text{lubang udara}} = 8,602 \text{ m}^2$$

$$D_{\text{lubang udara}} = 3,309 \text{ m}$$

4.4.2.2. Perencanaan Pipa Pesat (*Penstock*)

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

- Debit total = 134,79 m³/dt
- Panjang pipa pesat = 279 m
- Tinggi jatuh = 94,59 m
- Koefisien manning (n) = 0,015
- Jumlah pipa pesat = 2 buah
- Daya yang dibangkitkan = 50 MW
- Debit tiap pipa = 67,40 m³/dt
- Debit desain = 74,135 m³/dt
-

Menghitung Diameter Pipa Pesat

Pendekatan yang digunakan dalam menghitung diameter pipa pesat adalah pendekatan kecepatan maksimum dan minimum, menurut mosonyi kecepatan ideal pada pipa pesat baja adalah 2,5 – 7 m/dt. Untuk menentukan diameter pipa pesat dapat digunakan berbagai persamaan empiris dan dengan melakukan cara coba-coba dengan

melakukan perbandingan beberapa parameter pipa. Dalam studi ini, persamaan empiris yang digunakan adalah persamaan Sarkaria, Doland's dan persamaan pipa ekonomis dalam ESHA.

Persamaan Sarkaria :

$$D = 3,55 \left(\frac{Q^2}{2gH} \right)^{1/4}$$

$$= 3,55 \left(\frac{74,135^2}{2 \cdot 9,81 \cdot 94,59} \right)^{1/4}$$

$$D = 4,657 \text{ m, maka :}$$

$$A = 17,033 \text{ m}^2$$

$$V = 3,957 \text{ m/dt (memenuhi kecepatan izin)}$$

Persamaan Doland's :

$$D = 0,176 \left(\frac{P}{H} \right)^{0,466}$$

$$= 0,176 \left(\frac{50000}{94,59} \right)^{0,466}$$

$$D = 3,270 \text{ m, maka :}$$

$$A = 8,396 \text{ m}^2$$

$$V = 8,027 \text{ m/dt (tidak memenuhi kecepatan izin)}$$

Persamaan Diameter Ekonomis ESHA (Pence, 2004) :

Jika tinggi tekan karena gesekan pipa direncanakan 3% dari tinggi jatuh maka :

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

$$= \left(\frac{10,3 \cdot 0,012^2 \cdot 74,135^2 \cdot 279}{2,838} \right)^{0,1875}$$

$$D = 3,81 \text{ m, maka}$$

$$A = 6,51 \text{ m}^2$$

$$V = 6,51 \text{ m/dt (memenuhi kecepatan izin)}$$

Dari ketiga persamaan diatas diketahui bahwa metode Sarkaria dan metode ESHA bisa dipergunakan namun perlu dilakukan analisa pengaruh diameter terhadap beberapa faktor seperti kehilangan energi. Maka selanjutnya diameter dihitung dengan pendekatan kecepatan berdasarkan mosonyi, maka :

Kecepatan potensial aliran pada pipa pesat berdasarkan tinggi jatuh :

$$V = \sqrt{2 g H}$$

$$= \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 94,59}$$

$$V = 43,079 \text{ m/dt}$$

Sedangkan kecepatan izin yang mampu dicapai oleh pipa pesat adalah $v_{maks} = 7$ m/dt.

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

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

$$D_{maks} = 4,825 \text{ m}$$

$$D_{min} = 2,883 \text{ m}$$

Maka nilai kisaran diameter pipa pesat adalah 2,883 – 4,825 m.

Kehilangan Tinggi Tekan Pada Pipa Pesat

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

Diketahui data sebagai berikut :

- $V = 11,23 \text{ m/dt}$
- $D = 2,9 \text{ m}$
- $n = 0,015$
- $L = 279 \text{ m}$
- $R = 0,725 \text{ m}$

Kehilangan energi akibat gesekan :

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

$$= \frac{279 \cdot 0,015^2 \cdot 11,23^2}{0,725^3}$$

$$hf = 12,154 \text{ m}$$

Kehilangan energi akibat belokan : ($f = 0,2$ karena sudut belokan 30°)

$$hf = f \frac{v^2}{29}$$

$$= 0,2 \frac{11,23^2}{29,81}$$

$$hf = 1,128 \text{ m}$$

Kehilangan akibat inlet pipa : ($f = 0,3$ karena bell mouth)

$$hf = f \frac{v^2}{29}$$

$$= 0,3 \frac{11,23^2}{29,81}$$

$$hf = 1,928 \text{ m}$$

Kehilangan akibat outlet pipa pesat :

$$hf = 0,2 \text{ m}$$

Maka kehilangan energi tekan total adalah sebesar 1,389 m atau 1,47% dari tinggi tekan (H), sehingga tinggi jatuh efektifnya adalah sebesar 93,20 m. Perhitungan selanjutnya dapat dilihat pada table dibawah ini :

Tabel 4.25. Perhitungan Kehilangan Tinggi Tekan Akibat Diameter Pipa Pesat

No.	D	Luas	V	Re	n	Hf 1	Hf 2	Hf 3	hf 4	total	Heff
	(m)	(m ²)	(m/dt)			(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)
1	2.9	6.602	11.229	32565328	0.015	12.154	1.285	1.928	0.200	15.568	79.021
2	3	7.065	10.493	31479817	0.015	10.144	1.122	1.684	0.200	13.150	81.439
3	3.1	7.544	9.827	30464339	0.015	8.516	0.984	1.477	0.200	11.177	83.411
4	3.2	8.038	9.223	29512328	0.015	7.190	0.867	1.301	0.200	9.557	85.031
5	3.3	8.549	8.672	28618015	0.015	6.101	0.767	1.150	0.200	8.218	86.370
6	3.4	9.075	8.170	27776309	0.015	5.203	0.680	1.021	0.200	7.104	87.484
7	3.5	9.616	7.709	26982700	0.015	4.458	0.606	0.909	0.200	6.173	88.416
8	3.6	10.174	7.287	26233181	0.015	3.836	0.541	0.812	0.200	5.389	89.199
9	3.7	10.747	6.898	25524176	0.015	3.315	0.485	0.728	0.200	4.727	89.861
10	3.8	11.335	6.540	24852487	0.015	2.875	0.436	0.654	0.200	4.165	90.423
11	3.9	11.940	6.209	24215244	0.015	2.503	0.393	0.589	0.200	3.686	90.903
12	4	12.560	5.902	23609863	0.015	2.187	0.355	0.533	0.200	3.275	91.314
13	4.1	13.196	5.618	23034012	0.015	1.917	0.322	0.483	0.200	2.922	91.667
14	4.2	13.847	5.354	22485583	0.015	1.686	0.292	0.438	0.200	2.616	91.972
15	4.3	14.515	5.108	21962663	0.015	1.487	0.266	0.399	0.200	2.352	92.236
16	4.4	15.198	4.878	21463511	0.015	1.316	0.243	0.364	0.200	2.122	92.466
17	4.5	15.896	4.664	20986544	0.015	1.167	0.222	0.333	0.200	1.921	92.667
18	4.6	16.611	4.463	20530315	0.015	1.038	0.203	0.305	0.200	1.745	92.843
19	4.7	17.341	4.275	20093500	0.015	0.925	0.186	0.279	0.200	1.591	92.997
20	4.8	18.086	4.099	19674885	0.015	0.827	0.171	0.257	0.200	1.455	93.133
21	4.9	18.848	3.933	19273357	0.015	0.741	0.158	0.237	0.200	1.335	93.253

Sumber : Hasil Perhitungan

hf₁ : Kehilangan akibat gesekan

hf₂ : Kehilangan akibat belokan

hf₃ : Kehilangan akibat inlet

hf₄ : Kehilangan akibat outlet

Jadi diameter pipa pesat adalah sebagai berikut :

D = 3,9 m

A = 11,94 m²

V = 6,209 m/dt

Tebal Pipa Pesat

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

Persamaan USBR :

$$t = \frac{D+500}{400}$$

$$= \frac{3900+500}{400}$$

$$t = 11 \text{ mm} \text{ kemudian ditambahkan jagaan korosif sebesar } 3 \text{ mm}$$

$$t = 14 \text{ mm}$$

Persamaan PG&E :

$$t = \frac{D}{288}$$

$$= \frac{3900}{288}$$

$$t = 13,542 \text{ mm, kemudian ditambahkan jagaan korosif sebesar } 3 \text{ mm}$$

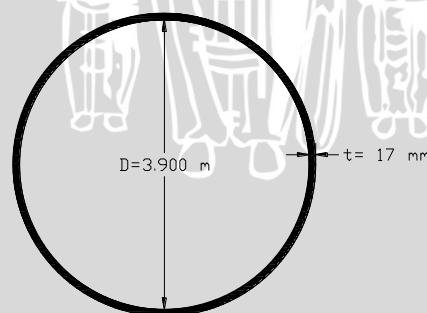
$$t = 16,542 \text{ mm}$$

Maka dari hasil menggunakan dua persamaan diatas di dapatkan hasil sebagai berikut :

USBR ; 14 mm

PG&E : 16,542 mm

Jadi direncanakan tebal pipa pesat adalah sebesar 17 mm (tebal pipa terbesar dari analisa diatas)



Gambar 4.26. Desain Diameter dan Tebal Pipa Pesat

Penentuan Jenis Baja dalam Perencanaan Pipa Pesat

Dalam perencanaan PLTA karangkates IV & V digunakan jenis baja carbon, jenis baja ini dipilih karena jenis baja ini kuat menahan tekanan, dan baja ini memiliki ketebalan antara 18 mm. Karena perencanaan pipa pesat menggunakan tebal baja 17 mm maka SM 400B sesuai dengan kebutuhan pipa pesat.

Tabel 4.26. Jenis-Jenis Baja

Type of Product	Classifications		Mechanical Properties							
			Yield Point N/mm ² (min.)		tensile Strength N/mm ²	Yield Ratio % (max.)	Elongation % (min.)		Impact J (Min.)	
			Thickness			Thickness s	Thickness		Thickness s	
			t ≤ 16	16 ≤ t ≤ 16	t ≥ 12		t ≤ 5	5 < t ≤ 16		t > 16
Structural Steel	TIS 1227 1996	SM400	245	235	400-510	-	23	18	22	27 ^A
		SM490	325	315	490-610	-	22	17	21	27 ^A
		SM520	365	355	520-640	-	19	15	19	27 ^A
		SS400	245	235	400-510	-	21	17	21	-
		SS490	285	275	490-610	-	19	15	19	-
	JIS G3101 1995	SS540	400	390	540 min	-	16	13	17	-
		SS400	245	235	400-510	-	21	17	21	-
		SS490	285	275	490-610	-	19	15	19	-
		SS540	400	390	540 min	-	16	13	17	-
		SM400 A	245	235	400-510	-	23	18	22	-
	JIS G3106 1995	SM400 B	245	235	400-510	-	23	18	22	27 ^A
		SM490 A	325	315	490-610	-	22	17	21	-
		SM490 B	325	315	490-610	-	22	17	21	27 ^A
		SM490 YA	365	355	490-610	-	19	15	19	-
		SM490 YB	365	355	490-610	-	19	15	19	27 ^A
	JIS G3136 1994	SN400 A	235	235	400-510	-	17	17	21	-
		SN400 B	235-335 ^a	235-355	400-510	80 ^a	18	18	22	27 ^A
		SN490 B	235-445 ^a	325-445	490-610	80 ^a	17	17	21	27 ^A
	BS 4360 1986	43A	275	265	430-580	-	20	20	20	-
		43B	275	265	430-580	-	20	20	20	27 ^B
		43C	275	265	430-580	-	20	20	20	27 ^A
		50A	355	345	490-640	-	18	18	18	-
		50B	355	345	490-640	-	18	18	18	27 ^B
		50C	355	345	490-640	-	18	18	18	27 ^A
	EN 10025 1993	S275JR	275	265	410-560	-	22	22	22	27 ^B
		S355JR	355	345	490-630	-	22	22	22	27 ^B
	ASTM	1997	A36	250		400-550	-	20		-
		1997	A572 Gr.42	290		415 min	-	20		-
		1997	A572 Gr.50	345		450 min ^E	-	18		-
		1998	A992	345-450		450 min	85 ^D	18		-
		St 33	185	175	290	-	16		-	
DIN 17100	St 37-2	235	225	340-470	-	24		-		
	St 44-2	275	265	470-610	-	20		-		
	St 50-2	295	285	470-610	-	18		-		
	St 52-3	355	345	490-630	-	20		-		
AS/NZS 3679.1 1996	t < 11		11 ≤ t ≤ 40							
	250	260	250	280	410 min	-	22		-	
	250LO	260	250	280	410 min	-	22		-	
	350	360	340	370	480 min	-	20		-	
	350LO	360	340	370	480 min	-	20		-	
	t < 11		11 ≤ t ≤ 40		t > 17					
	300	320	300	280	440 min	-	22		-	
300LO	320	300	280	440 min	-	22		-		
Sheet Pile	JIS A5528 1988, SY295	295		490 min	-	17		-		
	TIS 1390-1996 SY390	390		540 min	-	15		-		

Sumber : *Bringas, 2004 : 68*

Sedangkan jenis baja untuk pipa pesat digunakan baja SM 400B. SM 400B dipilih karena jenis ini sangat cocok digunakan untuk pipa pesat. Adapun spesifikasi baja SM 400B adalah sebagai berikut :

Tabel 4.27. Spesifikasi Baja SM 400B

Steel properties	notation	value	unit	value	unit
type	SM 400B				
tensile strenght	σ_s	4079	kg/cm ²	4.00E+08	N/m ²
compresivve stress			kg/cm ²	0.00E+00	N/m ²
shearing stress			kg/cm ²	0.00E+00	N/m ²
Yield strength	σ_y	2498	kg/cm ²	2.45E+08	N/m ²
unit weight of pipe	g_s	7860	kg/m ³	7.70E+04	N/m ³
modulus elastic of	E_s	1.94E+06	kg/cm ²	1.90E+11	N/m ²

Steel properties	notation	value	unit	value	unit
type		SM 400B			
steel					
coefficient of linier expansion of steel	α_s	0.000012	/°C		
temperature change in penstock	ΔT	15	°C		
poisson ratio of steel	ν_s	0.26			

Sumber : *Bringas, 2004 : 117*

Pengaruh Pukulan Air Terhadap Pipa Pesat

Perhitungan tekanan hidrostatik untuk pipa perlu memperhatikan pengaruh pukulan air (*Water Hammer*) terhadap pipa, dimana kenaikan air akibat pukulan air ini dihitung dengan persamaan allevi :

Diketahui :

- Jenis baja = SM 400B
- Modulus air (k) = $2,1 \times 10^9 \text{ N/m}^2$
- Modulus elastis bahan = $1,9 \times 10^{11} \text{ N/m}^2$
- Diameter pipa pesat = 3,9 m
- Panjang pipa pesat = 279 m
- Tebal pipa pesat = 0,017 m
- Berat jenis air (ρ_w) = 1000 kg/m^3
- Poisson ratio baja = 0,26
- Debit desain = $67,40 \text{ m}^3/\text{dt}$
- *Gross Head* = 94,59 m
- Waktu penutupan katup = 5 detik
- Internal diameter = 3,9 m
- Internal radius = 1,950 m
- Ekternal diameter = 3,934 m
- Eksternal radius = 1,967 m

Menghitung kecepatan gelombang :

Konstanta fleksibilitas :

$$\begin{aligned} \Psi &= 2 \left[\frac{R_2^0 + 1,5R_i^2}{R_2^0 - R_i^2} + \frac{v(R_2^0 - 3R_i^2)}{R_2^0 - R_i^2} \right] \\ &= 2 \left[\frac{1,967^2 + 1,5 \cdot 1,950^2}{1,967^2 - 1,950^2} + \frac{v(1,967^2 - 1,950^2)}{1,967^2 - 1,950^2} \right] \\ \Psi &= 228,652 \end{aligned}$$

Kecepatan gelombang :

$$\alpha = \sqrt{\frac{K}{\rho[1+(\frac{K}{E})\psi]}}$$

$$= \sqrt{\frac{2,1 \times 10^9}{1000[1+(\frac{2,1 \times 10^9}{1,9 \times 10^{11}})228,652]}}$$

$$\alpha = 771,416 \text{ m/dt}$$

Kecepatan air :

$$v = \frac{Q}{A}$$

$$= \frac{67,40}{0,25 \pi 3,9^2}$$

$$v = 5,642 \text{ m/dt}$$

allevi pipeline kosntanta :

$$\rho_{allevi} = \frac{\alpha v_0}{2gH_0}$$

$$= \frac{771,416 \cdot 5,642}{2 \cdot 9,81 \cdot 94,59}$$

$$\rho_{allevi} = 2,345$$

Closing time constan :

$$\theta = \frac{\alpha T}{\alpha L_0}$$

$$= \frac{771,416 \cdot 5}{2 \cdot 279}$$

$$\theta = 6,912$$

$$n = \frac{\rho_{allevi}}{\theta}$$

$$= \frac{2,345}{6,912}$$

$$n = 0,339$$

Dimana perhitungan pukulan air untuk turbin francis adalah sebagai beriku ;

$$\frac{h_0}{H_0} = (\frac{0,75}{\theta \sqrt{\theta}} + 1,25) n$$

$$h_0 = 41,437 \text{ m,}$$

$$\frac{h_0}{H_0} = 43,437 \%$$

4.4.3. Perencanaan Tangki Gelombang (*Surge Tank*)

Tangki gelombang adalah pipa tegak di ujung hilir saluran air tertutup untuk menyerap kenaikan tekanan mendadak serta dengan cepat memberikan air selama

penurunan singkat dalam tekanan. Surge tanks biasanya disediakan pada PLTA besar atau menengah ketika ada jarak yang cukup jauh antara sumber air dengan unit daya, sehingga diperlukan sebuah *penstock* panjang. Fungsi utama dari *Surge tanks* :

- ✓ Ketika beban berkurang, air bergerak mundur dan akan disimpan di dalamnya
 - ✓ Bila beban meningkat, tambahan pasokan air akan disediakan oleh *surge tanks*
- Singkatnya *surge tanks* meringankan variasi tekanan karena perubahan yang cepat dalam kecepatan air.

Kebutuhan Terhadap Tangki Gelombang

Pipa pesat membutuhkan tangki gelombang bila $\frac{\Sigma L v}{H} > 3$ sampai 5, dalam studi ini panjang pipa pesat (L) adalah 279 m, kedekatan dalam pipa pesat 4,4 m/detik sedangkan tinggi jatuh (H) adalah 94,59 m maka :

$$\frac{\Sigma L v}{H} = \frac{279 \cdot 4,4}{94,59} = 12,978 \text{ sehingga pipa pesat membutuhkan tangki gelombang.}$$

Dalam perencanaan tangki gelombang dibutuhkan data sebagai berikut :

- Debit rencana $Q_0 = 134,79 \text{ m}^3/\text{dt}$
- Diameter terowongan = 7,40 m
- Luas terowongan $A_t = 43,01 \text{ m}^2$
- Kecepatan $V_0 = \frac{Q}{A} = \frac{134,79}{43,01} = 3,134 \text{ m/dt}$
- Koefisien Manning = 0,02
- Panjang terowongan = 551,50 m
- $\Delta t = 5 \text{ detik}$
- SF = 1,2

Menghitung Diameter Tangki Gelombang Menggunakan Rumus Thoma.

Diameter tangki gelombang perlu direncanakan sedemikian rupa agar mampu mereduksi tekanan akibat *Water Hammer* pada pipa pesat. Rumus yang digunakan dalam merencanakan tangki gelombang adalah sebagai berikut :

Persamaan Thoma :

$$A_{st} = \frac{A L}{2g c H}$$

Dimana,

$$c = 0,06, \text{ jadi}$$

$$A_{st} = 1,2 \frac{43,01 \cdot 551,5}{2 \cdot 9,81 \cdot 0,06 \cdot 94,59}$$

$$A_{st} = 255,618 \text{ m}^2$$

Sehingga,

$$D_{st} = \sqrt{\frac{A_{st}}{0,25\pi}}$$

$$= \sqrt{\frac{255,618}{0,25 \cdot 3,14}}$$

$$D_{st} = 18,041 \text{ m}$$

Jadi dimensi tangki gelombang adalah sebagai berikut :

$$\text{Diameter orifice} = 5 \text{ m}$$

$$\text{Luas orifice} = 19,635 \text{ m}^2$$

$$A_{st} = 255,618 \text{ m}^2$$

$$D_{st} = 18,041 \text{ m}$$

Menghitung tinggi muka air dalam tangki gelombang :

Metode Permukiman :

$$Z_{st} : v \left(\frac{L_t A_t}{g A_{st}} \right)^{0,5}$$

Dimana :

$$V = 3,134 \text{ m/dt}$$

$$L_t = 551,5 \text{ m}$$

$$A_t = 43,01 \text{ m}^2$$

$$A_{st} = 255,618 \text{ m}^2$$

Sehingga :

$$Z_{st} : v \left(\frac{L_t A_t}{g A_{st}} \right)^{0,5}$$

$$: 3,134 \left(\frac{551,5 \cdot 43,01}{9,81 \cdot 255,618} \right)^{0,5}$$

$$Z_{st} : 9,639 \text{ m}$$

Sehingga tinggi tangki gelombang direncanakan 10 m

4.4.4. Perencanaan Saluran Pembuang (*Tailrace Cannal*)

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

- Debit rencana = 134,79 m³/dt
- Elevasi dasar saluran = +170
- Lebar saluran = 20 m (direncanakan)
- Bentuk saluran = persegi
- Koefisien manning = 0,020

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

- Bentuk ambang = ogee tipe I
- Lebar ambang = 20 m
- Tinggi ambang = 0,5 m
- Elevasi ambang = +170,50
- Elevasi dasar = +170,00 (direncanakan)
- Koefisien debit (C) = 1,7 m^{1/2}/dt (diasumsikan untuk aliran tenggelam)

Analisa elevasi muka air pada ambang dipergunakan sebagai acuan *tal 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 :

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

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

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

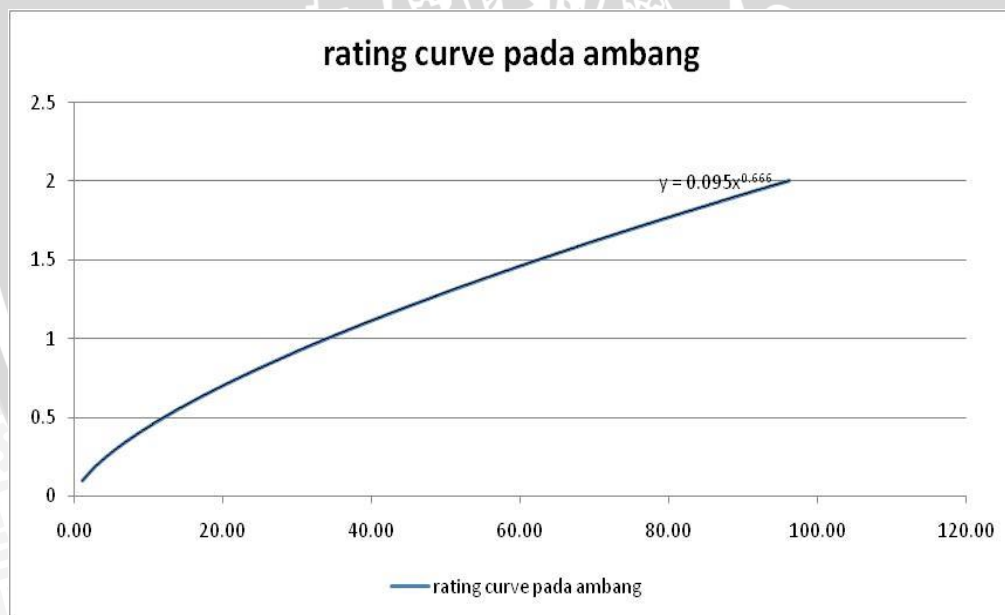
Selanjutnya perhitungan ditabelkan sebagai berikut :

Tabel 4.28. Pehitungan Tinggi Muka Air Diatas Ambang

No	Elv MA	H (m)	Q (m ³ /dt)
1	170.60	0.1	1.08
2	170.70	0.2	3.04
3	170.80	0.3	5.59

No	Elv MA	H (m)	Q (m ³ /dt)
4	170.90	0.4	8.60
5	171.00	0.5	12.02
6	171.10	0.6	15.80
7	171.20	0.7	19.91
8	171.30	0.8	24.33
9	171.40	0.9	29.03
10	171.50	1	34.00
11	171.60	1.1	39.23
12	171.70	1.2	44.69
13	171.80	1.3	50.40
14	171.90	1.4	56.32
15	172.00	1.5	62.46
16	172.10	1.6	68.81
17	172.20	1.7	75.36
18	172.30	1.8	82.11
19	172.40	1.9	89.04
20	172.50	2	96.17

Sumber : Hasil Perhitungan



Gambar 4.27. Rating Curve Pada Ambang

Setelah diketahui *rating curve* pada ambang maka dapat diketahui tinggi muka air pada saluran pembuang.

Dari hasil diatas maka referensi ketinggian muka air pada saluran pembuang adalah setinggi 7,91 meter atau pada elevasi +177,91, maka saluran pembuang direncanakan dengan tipe saluran terbuka sebagai berikut:

Luas saluran (A)	: $A = b \times h = 20 \times 7,91 = 158,23 \text{ m}^2$
Keliling basah (P)	: $P = (b + 2h) = (20 + 2 \times 7,91) = 35,82 \text{ m}$
Radius hidrolis (R)	: $R = A/P = 158,23/35,82 = 4,42 \text{ m}$
Slope saluran (S)	: $S = \left(\frac{134,79 \times 0,02}{20 \times 4,42^{2/3}} \right)^2 = 0,000023$
Kecepatan saluran (V)	: $V = \frac{1}{n} R^{2/3} S^{1/2} = \frac{1}{0,02} \times 4,42^{2/3} \times 0,000023^{1/2}$ = 0,852 m/dt
Kapasitas saluran (Q)	: $Q = A \times V = 158,23 \times 0,852 = 134,79 \text{ m}^3/\text{dt}$

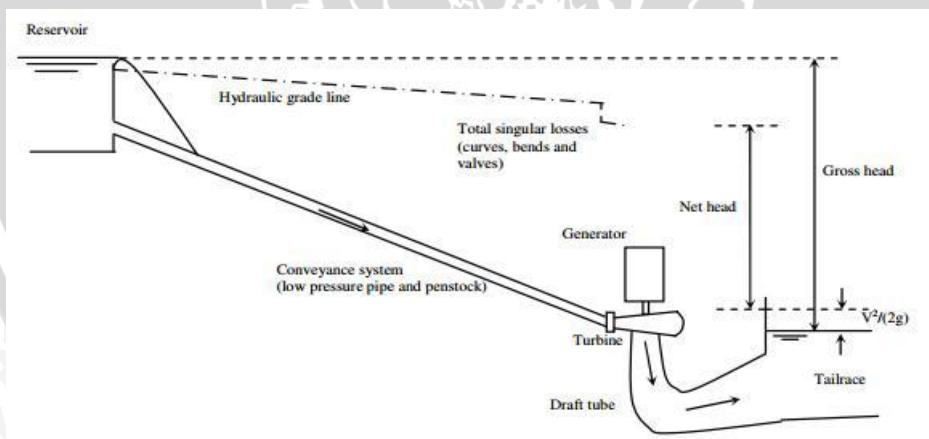
Gambar desain perencanaan dapat dilihat pada **lampiran**.

4.5. Tinggi Jatuh Effektif

Tinggi jatuh efektif dalam studi ini mencakup berdasarkan elevasi muka air pada hulu waduk dan elevasi pada hilir waduk. Dimana elevasi muka air +272,50 dan elevasi TWL +177,91 sehingga tinggi jatuh kotor adalah 94,59 m.

4.5.1. Kehilangan Tinggi Tekan

Kehilangan tinggi tekan adalah gejala kehilangan 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, Pipa Pesat, dan sebelum Turbin.



Gambar 4.28. Skema Kehilangan Tinggi Tekan

- a. Kehilangan pada intake PLTA

Kehilangan tinggi tekan pada intake PLTA meliputi kehilangan pada :

- Kehilangan pada inlet

Kehilangan tinggi tekan pada inlet menggunakan persamaan (2-21) dimana:

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

dimana :

$$f = 0,3 \text{ (inlet direncanakan berbentuk tipe } bellmouth, \text{ gambar 2.15)}$$

$$v = 3,5 \text{ m/dt (kecepatan pada terowongan)}$$

$$hf = 0,3 \frac{3,5^2}{2 \cdot 9,81}$$

$$hf = 0,188 \text{ m}$$

- Kehilangan akibat penyaring

Kehilangan tinggi tekan pada penyaring dihitung dengan persamaan :

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

dimana :

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

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

$$b = 100 \text{ mm}$$

$$\theta = 45^\circ$$

$$v = 3,5 \text{ m/dt}$$

Maka kehilangan energi pada *trashrack* :

$$ht = 1,8 \left(\frac{10}{100} \right)^{4/3} \left(\frac{3,5}{2 \cdot 9,81} \right) \sin 45$$

$$ht = 0,013 \text{ m}$$

- b. Kehilangan pada terowongan

Kehilangan pada terowongan meliputi :

- Kehilangan akibat gesekan

Kehilangan tinggi tekan akibat gesekan dihitung menggunakan rumus Manning (2-25)

$$hf = \frac{L n^2 v^2}{R^{4/3}}$$

dimana :

$$L = 551,5 \text{ m}$$

$$n = 0,02$$

$$v = 3,5 \text{ m/dt}$$

$$R = 1,85 \text{ m}$$

Maka kehilangan tinggi tekan akibat gesekan

$$hf = \frac{551,5 \cdot 0,02^2 \cdot 3,5^2}{1,85^{4/3}}$$

$$hf = 0,954 \text{ m}$$

- Kehilangan akibat inlet terowongan

Kehilangan akibat inlet dihitung menggunakan rumus sebagai berikut:

$$hf = f \frac{v^2}{29}$$

dimana :

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

$$v = 3,13 \text{ m/dt}$$

maka kehilangan tinggi tekan akibat inlet :

$$hf = 0,3 \frac{3,13^2}{2 \cdot 9,81}$$

$$hf = 0,150 \text{ m}$$

- Kehilangan akibat penyaring

Kehilangan tinggi tekan pada penyaring dihitung dengan persamaan :

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

dimana :

$$KT = 1,8 \text{ (Round to Sharp)}$$

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

$$b = 100 \text{ mm}$$

$$v = 3,13 \text{ m/dt}$$

$$\theta = 45^\circ$$

maka kehilangan tinggi tekan akibat penyaring :

$$ht = 1,8 \left(\frac{10}{100} \right)^{4/3} \left(\frac{3,13}{2 \cdot 9,81} \right) \sin 45$$

$$ht = 2,961 \times 10^{-5} \text{ m}$$

- Kehilangan akibat outlet

Kehilangan akibat outlet diasumsikan sebesar

$$hf = 0,1 \text{ m}$$

- c. Kehilangan pada pipa pesat

Kehilangan tinggi tekan pada pipa pesat meliputi :

- Kehilangan akibat gesekan

Kehilangan tinggi tekan akibat gesekan dihitung menggunakan rumus manning (2-25)

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

dimana :

$$L = 279 \text{ m}$$

$$n = 0,015$$

$$v = 6,21 \text{ m/dt}$$

$$R = 0,975 \text{ m}$$

Maka kehilangan tinggi tekan akibat gesekan

$$hf = \frac{279 \cdot 0,015^2 \cdot 6,21^2}{0,975^3}$$

$$hf = 2,503 \text{ m}$$

- Kehilangan akibat belokan

Kehilangan akibat belokan dihitung menggunakan rumus sebagai berikut:

$$hf = f \frac{v^2}{29}$$

dimana

$$f = 0,2 \text{ (karena sudut belokan } 30^\circ)$$

$$v = 6,21 \text{ m/dt}$$

maka kehilangan tinggi tekan akibat belokan

$$hf = f \frac{v^2}{29}$$

$$= 0,2 \frac{6,21^2}{29}$$

$$hf = 0,392 \text{ m, karena direncanakan terdapat lima kali belokan maka}$$

$$hf = 0,392 \times 5$$

$$hf = 1,964 \text{ m}$$

- Kehilangan akibat inlet

Kehilangan akibat inlet dihitung menggunakan rumus sebagai berikut :

$$hf = f \frac{v^2}{29}$$

dimana :

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

$$v = 6,21 \text{ m/dt}$$

maka kehilangan tinggi tekan akibat inlet

$$hf = 0,3 \frac{6,21^2}{29}$$

$$hf = 0,589 \text{ m}$$

- Kehilangan akibat outlet

Kehilangan akibat outlet diasumsikan sebesar

$$h_f = 0,1 \text{ m}$$

- Kehilangan akibat katup pipa pesat

$$h_f = \frac{h v^2}{D 29}$$

dimana

$$\frac{h}{D} = 0,2$$

$$v = 6,21 \text{ m/dt}$$

maka kehilangan tinggi tekan akibat belokan

$$h_f = 0,2 \frac{6,21^2}{2 \cdot 9,81}$$

$$h_f = 0,393 \text{ m}$$

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

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

Tabel 4.29. Perhitungan Kehilangan Tinggi Tekan Dan Tinggi Jatuh Efektif

parameter tinggi tekan	Hf
kehilangan pada intake	
trashrack	0.013
intake	0.188
kehilangan pada Terowongan	
akibat gesekan	0.954
inlet	0.150
outlet	0.100
trashrack	2.961E-05
kehilangan pada pipa pesat	
gesekan	2.503
inlet	0.589
belokan	1.965
katup	0.393
outlet	0.100
kehilangan sebelum turbin	
diasumsikan	0.1
total kehilangan	7.056
elevasi TWL	
TWL	+177.9
tinggi jatuh (head)	
net head	87.02
gross head	94.59

Sumber : Hasil Perhitungan

4.6. Perencanaan Peralatan Hidromekanik dan Elektrik

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

4.6.1. 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, metode yang dikembangkan oleh *European small hydropower association* (ESHA) dalam pence,2004 dan simulasi program TURBNPRO V3.

Tata cara perencanaan turbin hidraulik ditunjukkan pada diagram alir berikut :



Gambar 4.29. Diagram Alir Perencanaan Turbin Hidraulik

4.6.1.1. Metode Amerika (USBR)

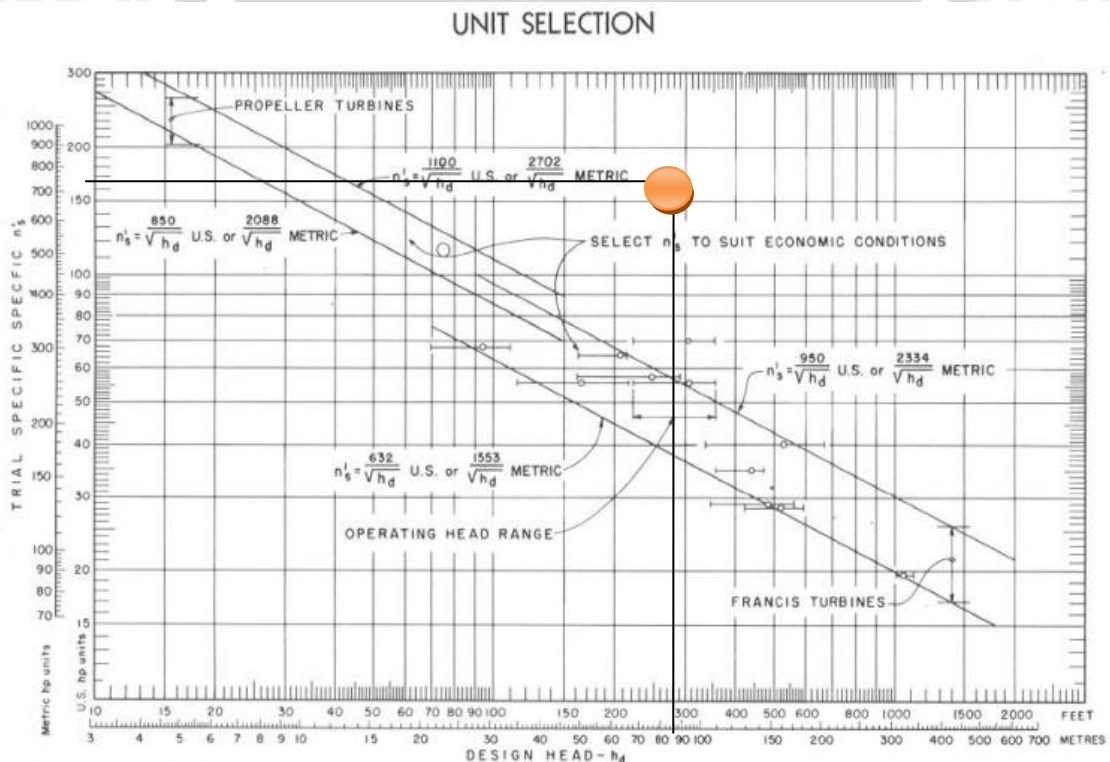
Pemilihan Tipe Turbin

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 sebagai berikut :

$$\text{Debit desain (Q)} = 67,40 \text{ m}^3/\text{dt} \text{ (direncanakan 2 buah turbin)}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Tinggi jatuh efektif} &= 87,02 \text{ m} \\
 \text{Eff Turbin} &= 91\% \\
 \text{Eff Generator} &= 95,5\% \\
 \text{Daya teoritis} &= 9,81 \times Q \times H \times \text{eff turbin} \times \text{eff gen} \\
 &= 9,81 \times 67,40 \times 87,05 \times 0,91 \times 0,955 \\
 \text{Daya teoritis} &= 50000 \text{ kW atau } 50 \text{ MW atau } 43012,39 \text{ HP}
 \end{aligned}$$

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



Gambar 4.30. Grafik Pemilihan Tipe Turbin yang Disarankan Menurut USBR

Dengan tinggi jatuh sebesar 87,02 m maka dari grafik diatas didapatkan putaran spesifik coba-coba (N_s') sebesar 166,48 atau dapat digunakan persamaan dari grafik diatas :

$$\begin{aligned}
 N_s' &= \frac{1553}{\sqrt{H}} \text{ (Untuk turbin Francis)} \\
 &= \frac{1553}{\sqrt{87,02}} = 166,48 \text{ mkw}
 \end{aligned}$$

Kemudian cek kecepatan putar turbin dengan persamaan :

$$n = \frac{N_s' H^{1,25}}{\sqrt{P}} = \frac{166,48 \cdot 87,05^{1,25}}{\sqrt{43012,39}} = 213,38 \text{ rpm}$$

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

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

$$213,38 = \frac{120 \cdot 50}{P}$$

$$P = 28,118$$

Dikarenakan nilai kutub generator (p) harus memiliki nilai genap dan tidak berbentuk bilangan decimal 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, perhitungan ditunjukkan pada table dibawah ini :

Tabel 4.30. Alternatif Pemilihan Jumlah Kutub Terhadap Kecepatan Spesifik

Alternatif	Kutub Generator (p)	Kecepatan Sinkron (n)	Kecepatan Terkoreksi (Ns)	Kecepatan Putar (n')	Δn
	buah	rpm	(mkW)	rpm	
1	28	214	167.19	214	0.00
2	30	200	156.04	200	0.00
3	32	188	146.29	188	0.00

Sumber : Hasil Perhitungan

Dari hasil diatas dipilih alternatif 1 dengan kutub generator dengan kecepatan spesifik terkoreksi adalah 167,19 mkW, pemilihan alternatif dilakukan berdasarkan jumlah kutub generator dikarenakan jumlah kutub generator yang kecil akan menghasilkan desain turbin yang lebih ekonomis.

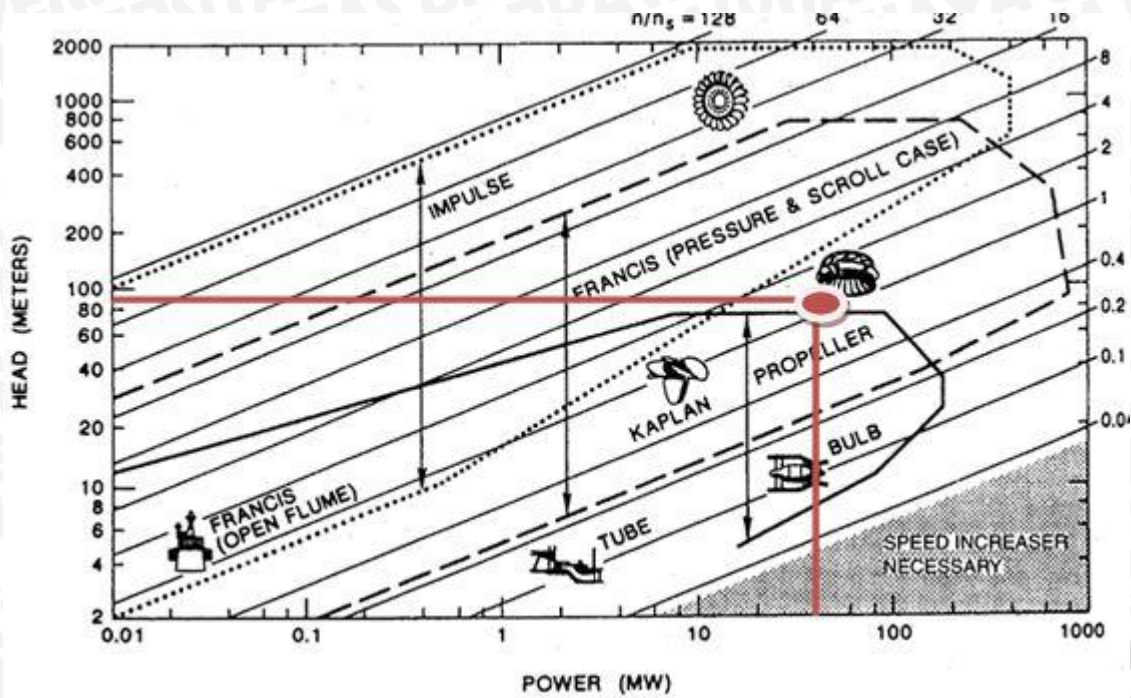
Sehingga dapat ditentukan rasio kecepatan (ϕ) dan diameter *runner* maksimum (Dm), ratio kecepatan dihitung dengan persamaan : $0,023 Ns^{2/3}$ dan diameter maksimum

dihitung dengan persamaan : $\frac{84,47 \phi H^{0,5}}{n}$ maka didapatkan :

$$\Phi = 0,023 Ns^{2/3} = 0,023 \cdot 167,19^{2/3} = 0,71 \text{ m/dt}$$

$$Dm = \frac{84,47 \phi H^{0,5}}{n} = \frac{84,47 \cdot 0,71 \cdot 87,02^{0,5}}{214} = 2,60 \text{ m}$$

Dan untuk memilih tipe turbin dapat digunakan grafik hubungan antara tinggi jatuh, daya, dan rasio kecepatan sebagai berikut :



Gambar 4.31. Grafik Pemilihan Tipe Turbin

Dari grafik tersebut dengan data teeknis diatas, maka turbin yang dapat digunakan berada pada daerah turbin bertekanan maka dapat dipilih turbin jenis Francis. Turbin Francis memiliki keunggulan seperti pada table 2.2 membutuhkan tipe generator yang kecil dan dapat mengakomodasi debit (Q) tinggi antara 1 – 20 m^3/dt dan cocok untuk tinggi jatuh 40 – 200 meter juga memiliki efisiensi yang tinggi yaitu berkisar 90% - 93 %. Sehingga turbin Francis direkomendasikan untuk studi ini.

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 local studi : + 177,00
- Tinggi jatuh efektif : 87,02 m
- Kecepatan spesifik (N_s) : 167,19 mkW
- Suhu air : 20°

Maka dengan persamaan (2-39): $Z = TWL + H_s + b$

Dengan :

TWL : +177,91

H_s : tinggi hisap turbin, dihitung dengan persamaan (2-40)

H_s : $H_a + H_w - \sigma cH$

Dengan :

H_a : tekanan atmosfer : 10,07 (berdasarkan tabel 2.3 untuk +177,91 mdpl)

H_w : tekanan uap air : 0,23 (berdasarkan tabel 2.4 untuk suhu air 20°)

σ_c : koefisien thoma kritis, USBR merekomendasikan koefisien thoma kritis untuk turbin tipe Francis dihitung dengan persamaan (2-44):

$$\sigma_c = \frac{N_s^{1.64}}{50327}$$

$$\sigma_c = \frac{167,19^{1.64}}{50327} = 0,09$$

maka:

$$H_s = 10,07 + 0,23 - 0,09 \cdot 87,02$$

$H_s = 2,19$ m, dimana kavitasi akan terjadi jika nilai tinggi hisap (H_s) berada pada nilai diatas 2,19 m. Namun sebaiknya turbin dalam keadaan tenggelam sehingga nilai tinggi hisap dianggap minus dengan alasan keamanan terhadap kavitasi. Sehingga tinggi hisap rencana (H_s') direncanakan adalah -0.5 m.

b = perbedaan tinggi antar pusat turbin dengan outlet *runner*, USBR merekomendasikan $b = 0,41$ Dm, sehingga $b = 0,41 \times 2,60 = 1,066$ m, namun dikarenakan nilai H_s' adalah minus maka nilai b harus diabaikan karena turbin dalam keadaan tenggelam, sehingga titik pusat turbin adalah:

$$Z = (+177,91) + (-0.5)$$

$$Z = +177,41$$

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:

Tekanan atmosfer : 10,07

Tekanan uap : 0,23

σ_{kritis} : 0,09

tinggi hisap : -0,50 m

tinggi jatuh efektif : 87,02 m

$$\sigma_{aktual} = \frac{H_a - H_w - H_s}{H} \quad \text{persamaan (2-47)}$$

$$\sigma_{aktual} = \frac{10,07 - 0,23 - (-0,50)}{87,02}$$

$$\sigma_{aktual} = 0,12$$

kavitasi terjadi jika $\sigma_{aktual} < \sigma_{kritis}$ sehingga dari perhitungan diatas $0,12 > 0,09$ atau $\sigma_{aktual} > \sigma_{kritis}$ 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 4.31. Analisa Kepekaan Kavitasi Terhadap Elv TWL (USBR)

No	debit operasi	TWL	Hs	σ	ket
	m ³ /dtk				
1	67.40	177.91	-1.57	0.13	aman
2	53.76	177.64	-1.30	0.13	aman

Sumber : Hasil 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 (Ns) dan kecepatan putaran (n).

Dimana pada analisa sebelumnya:

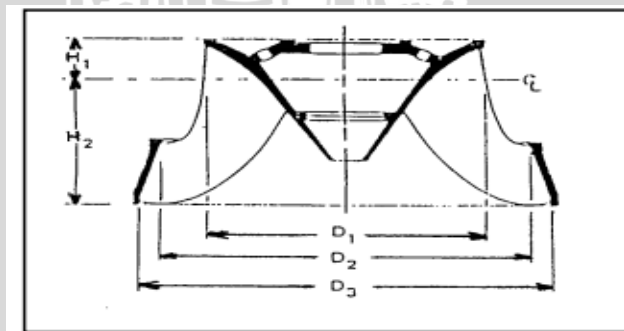
Kecepatan spesifik : 167,19 mkW

Kecepatan dasar : 213,38 rpm

Tinggi jatuh efektif : 87,02 m

a. Dimensi *runner* turbin

Diameter *runner* turbin Francis terdiri dari 3 bagian yaitu *runner* bagian luar, *runner* bagian tengah dan *runner* bagian dalam seperti pada gambar berikut:



Gambar 4.32. Bentuk Tipikal Diameter Turbin Francis

Diameter *runner* dihitung dengan persamaan (2-48) – (2-51):

Sehingga:

$$\begin{aligned} K_U &= 0.31 + 2.5 \times 10^{-3} N_s \\ &= 0.31 + 2.5 \times 10^{-3} \cdot 167,19 = 0,728 \end{aligned}$$

$$D_3 = 84.5 K_U \frac{\sqrt{H_0}}{n}$$

$$= 84.5 \cdot 0,728 \frac{\sqrt{87,02}}{214,29} = 2,678 \text{ m}$$

$$\begin{aligned} D_1 &= D_3 \left(0.4 + \frac{94.5}{Ns} \right) \\ &= 2,678 \left(0.4 + \frac{94.5}{167,19} \right) = 2,585 \text{ m} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} D_2 &= \frac{D_3}{0.96 + 0.00038Ns} \\ &= \frac{0,7828}{0.96 + 0.00038 \cdot 167,19} = 2,678 \text{ m} \end{aligned}$$

Sedangkan untuk tinggi turbin dihitung dengan persamaan (2-52) dan (2-53)

$$\begin{aligned} H_1 &= D_3 (0.094 + 0.00025Ns) \\ &= 2,678 (0.094 + 0.00025 \cdot 167,19) = 0,364 \text{ m} \end{aligned}$$

$$H_2 = D_3 \left(-0.05 + \frac{42}{Ns} \right)$$

$$H_2 = 2,678 \left(-0.05 + \frac{42}{167,19} \right) = 0,538 \text{ m}$$

b. Dimensi *guide vane* turbin

Dimensi *guide vane* turbin Francis:

Tinggi *guide vane*, dihitung dengan persamaan(2-56):

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

$$B_g = (0,45 - 31,8 / 167,19) 2,60$$

$$B_g = 0,68 \text{ m}$$

Lebar ruang *whirl* dihitung dengan persamaan(2-56):

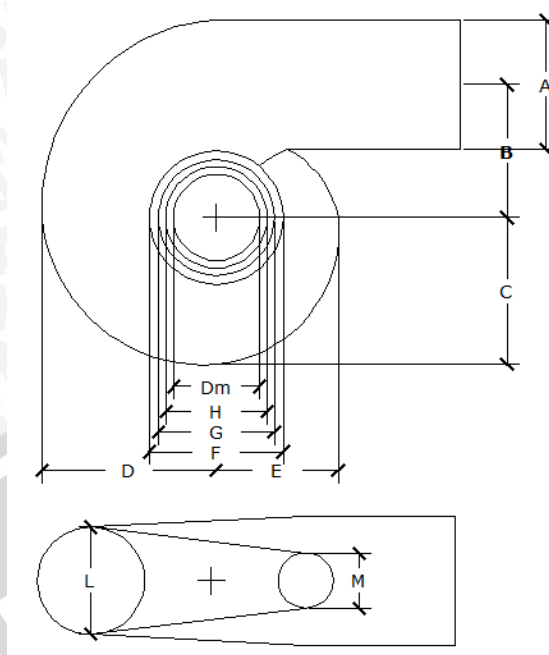
$$H_g = 0,2 DM$$

$$H_g = 0,2 \times 2,60$$

$$H_g = 0,53 \text{ m} = 53 \text{ cm}$$

c. Dimensi rumah siput

Dimensi rumah siput turbin Francis dihitung dengan persamaan (2-56) sampai (2-67). Untuk mempermudah perhitungan maka perhitungan akan ditabelkan sebagai berikut:



Gambar 4.33. Penjelasan Tiap Section Rumah Siput

Tabel 4.32. Perhitungan Dimensi Rumah Siput Turbin

Section	Persamaan	Dimensi (m)
A	$= D_3 (1,2 - 19.56 / N_s)$	2,91
B	$= D_3 (1,1 + 54.8 / N_s)$	3,82
C	$= D_3 (1,32 + 49.25 / N_s)$	4,33
D	$= D_3 (1,5 + 48.8 / N_s)$	4,80
E	$= D_3 (0.98 + 63.6 / N_s)$	3,65
F	$= D_3 (1 + 131.4 / N_s)$	4,79
G	$= D_3 (0.89 + 96.5 / N_s)$	3,93
H	$= D_3 (0.79 + 81.75 / N_s)$	3,43
I	$= D_3 (0,1 + 6.5 \times 10^{-4} N_s)$	0,56
L	$= D_3 (0,88 + 4,9 \times 10^{-4} N_s)$	2,58
M	$= D_3 (0,6 + 1.5 \times 10^{-5} N_s)$	1,62

Sumber: perhitungan

Kecepatan didalam rumah siput:

$$V = 488/N_s^{0.44}$$

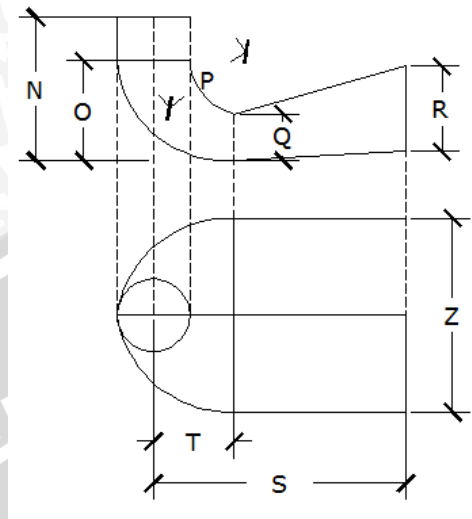
$$V = 488/167,19^{0.44}$$

$$V = 51,31 \text{ m/dt}$$

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

d. Dimensi *draft tube*

Dimensi *draft tube* turbin Francis dihitung dengan persamaan (2-68) sampai (2-78). Perhitungan akan ditabelkan sebagai berikut:



Gambar 4.34. Penjelasan Tiap Section *Draft Tube*

Tabel 4.33. Perhitungan Dimensi *Draft Tube* Turbin

Section	Persamaan	Dimensi (m)
N	$= D_3 (1,54 + 203,5 / Ns)$	7,39
O	$= D_3 (0,83 + 140,7 / Ns)$	4,48
P	$= D_3 (1,37 - 5,6 \times 10^{-4} Ns)$	3,42
Q	$= D_3 (0,58 + 22,6 / Ns)$	1,92
R	$= D_3 (1,6 - 0,0013 Ns)$	3,71
S	$= Ns / (-9,28 + 0,25Ns)$	5,69
T	$= D_3 (1,5 + 1,9 \times 10^{-4} Ns)$	4,11
Z	$= D_3 (2,63 + 33,8 / Ns)$	7,59

Sumber: perhitungan

Kecepatan pada inlet *draft tube* dihitung dengan persamaan :

$$V = 8,74 + 2,48/Ns$$

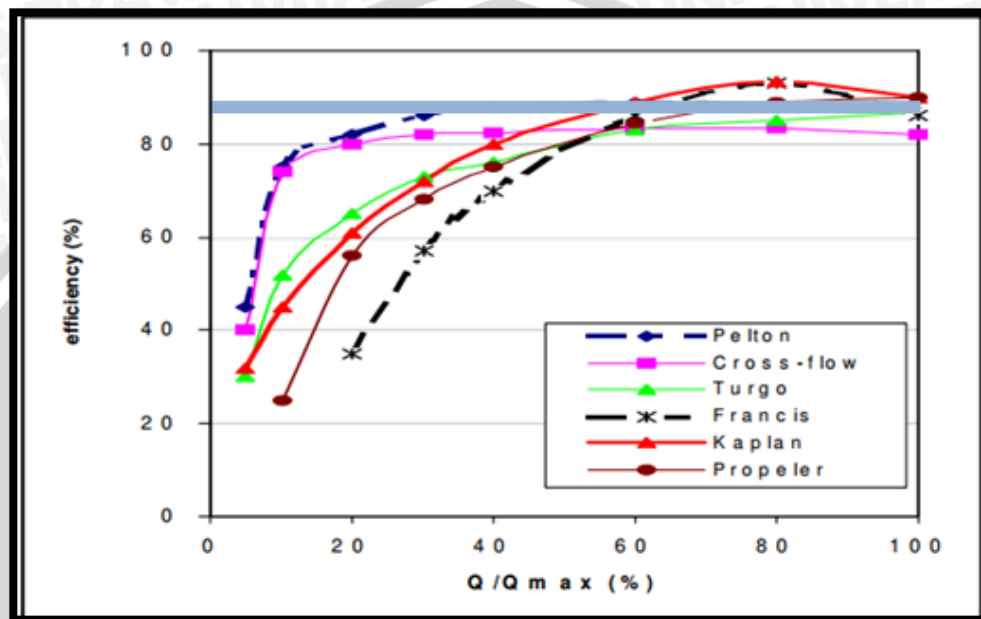
$$V = 8,74 + 2,48/167,19$$

$$V = 8,75 \text{ m/dt}$$

Effisiensi Turbin

Effisiensi turbin dapat diketahui berdasarkan persamaan (2-79) 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 2.30 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 Francis effisiensi 100% atau $Q/Q_{max} = 1$ adalah 0,93 atau 93%.



Gambar 4.35. Nilai Kisaran Efisiensi Turbin

4.6.1.2. 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) : 67,40 m³/dt

Net head (H) : 87,02 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 4.34. Klasifikasi Turbin Berdasarkan Tinggi Jatuh (Hn)

Tipe Turbin	Jangkauan Tinggi Jatuh (Hn) (m)
Francis dan Baling - Baling	2 < Hn < 40
Francis	25 < Hn < 350
Pelton	50 < Hn < 1300

Tipe Turbin	Jangkauan Tinggi Jatuh (Hn) (m)
Crossflow	5 < Hn < 200
Turgo	50 < Hn < 250

Sumber: Penche,2004

Dengan memperhatikan variasi regulasi debit dan tinggi jatuh pada lokasi studi maka dipertimbangkan jenis turbin Francis sebagai pilihan dikarenakan variasi penerimaan debit dan tinggi jatuh yang tinggi seperti pada tabel berikut:

Tabel 4.35. 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
Francis regulasi ganda	Tinggi	Tinggi
Francis regulasi tunggal	Sedang	Tinggi
Baling – Baling	Rendah	Rendah

Sumber: Penche,2004

Maka dipilih turbin Francis dengan regulasi ganda dikarenakan untuk mendapatkan tingkat efisiensi turbin yang lebih tinggi.

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 Francis dihitung dengan persamaan (2-35) :

$$N_{QE}' = \frac{1,924}{h^{0,512}} = \frac{1,924}{87,02^{0,512}} = 0,195$$

Kemudian cek kecepatan putaran turbin dengan persamaan :

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

dengan:

n : kecepatan putaran turbin (t/s)

E : energi potensial (Hg)

Q : debit operasional (m³/dt)

$$n = \frac{0,195(87,02 \times 9,81)^{0,75}}{\sqrt{67,4}} = 3,76 \text{ t/dt atau } 225,47 \text{ rpm}$$

Dengan demikian di dapat nilai kecepatan putar (n) sebesar 225,47 rpm kemudian nilai tersebut menjadi batas kecepatan maksimum, sehingga untuk faktor keamanan digunakan kecepatan putar sebesar 225,47 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 (2-77):

$$\begin{aligned} n &= \frac{120f}{p} \\ 225,47 &= \frac{120 \cdot 50}{p} \\ p &= 26,61 \end{aligned}$$

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.

$$\begin{aligned} N_{QE} &= n \frac{\sqrt{Q}}{E^4} \\ N_{QE} &= \frac{231}{60} \frac{\sqrt{67,40}}{87,02 \times 9,81^{\frac{3}{4}}} \\ N_{QE} &= 0,20 \end{aligned}$$

Perhitungan ditunjukkan pada tabel berikut :

Tabel 4.36. Alternatif Pemilihan Jumlah Kutub Terhadap Kecepatan Spesifik

Alternatif	Kutub Generator (Buah)	Kecepatan Sinkron (rpm)	Kecepatan Spesifik Terkoreksi (N_{QE})	Kecepatan Putar Digunakan (rpm)	Δn
1	26	231	0.20	231	0.00
2	28	214	0.19	214	0.00
3	30	200	0.17	200	0.00

Sumber : Hasil Perhitungan

Dimana kecepatan spesifik turbin Francis berada pada kisaran 0,05 – 0,33. Dari hasil tersebut dipilih alternatif 2 dengan 28 kutub generator dengan kecepatan spesifik terkoreksi adalah 0,19.

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

$$\phi = 2,11 \cdot 0,19 = 0,39 \text{ m/dt}$$

$$D_m = 84,5 (0,79 + 1,603 \times 0,19) \frac{\sqrt{87,02}}{214} = 2,84 \text{ meter}$$

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 lokal studi	: + 170,00
Tinggi jatuh efektif	: 87,02 m
Kecepatan spesifik (N_{QE})	: 0,19
Suhu air	: 20°

Maka dengan persamaan (2-39): $Z = TWL + H_s + b$

Dengan :

TWL : +177,91

H_s : tinggi hisap turbin, dihitung dengan persamaan (2-43)

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

Dengan :

p_{atm} : tekanan atmosfer (100700 Pa untuk ketinggian +170,00 dpl)

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

ρ : berat jenis air (1000 kg/m³)

g : percepatan gravitas (9,81 m/dt²)

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

H : tinggi jatuh efektif (m)

σ : koefisien thoma kritis, Penche merekomendasikan koefisien thoma kritis untuk turbin tipe Francis dihitung dengan persamaan (2-46):

$$\sigma = 1,2715 \cdot N_{QE}^{1,41} + \frac{V^2}{2gH}$$

$$\sigma = 1,2715 \cdot 0,19^{1,41} + \frac{2^2}{2 \cdot 9,81 \cdot 29,20} = 0,12$$

maka:

$$H_s = \frac{100700 - 2300}{1000 \cdot 9,81} + \frac{2^2}{2 \cdot 9,81} + 0,12 \cdot 87,02$$

$H_s = -0,47$ m, dimana kavitasi akan terjadi jika nilai tinggi hisap (H_s) berada pada nilai diatas -0,47 m. Namun sebaiknya turbin dalam keadaan tenggelam sehingga nilai tinggi hisap dianggap minus dengan alasan keamanan terhadap kavitasi. Sehingga tinggi hisap rencana (H_s') direncanakan adalah -1,0 m.

b = perbedaan tinggi antar pusat turbin dengan outlet *runner*, Penche merekomendasikan $b = 0,41$ Dm, sehingga $b = 0,41 \times 2,84 = 1,164$ 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:

$$Z = (+177,91) + (-0,1)$$

$$Z = +176,91$$

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:

$$\text{Tekanan atmosfer} : P_{atm}/\rho g = 100700/(1000 \times 9,81) = 10,07$$

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

$$\sigma_{kritis} : 0,12$$

$$\text{tinggi hisap} : -1,0 \text{ m}$$

$$\text{tinggi jatuh efektif} : 87,02 \text{ m}$$

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

$$\sigma_{aktual} = \frac{10,07 - 0,23 - (-1,0)}{87,02}$$

$$\sigma_{aktual} = 0,12$$

kavitasi terjadi jika $\sigma_{aktual} < \sigma_{kritis}$ sehingga dari perhitungan diatas $0,12 < 0,12$ atau $\sigma_{aktual} > \sigma_{kritis}$ maka desain turbin aman terhadap gejala kavitasi.

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

Tabel 4.37. Analisa Kepekaan Kavitasi Terhadap Elv TWL (ESHA)

No	Debit Operasi	TWL	Hs	σ	ket
1	67.395	177.91	-2.16	0.14	aman
2	53.764	177.64	-1.90	0.13	aman

Sumber : Hasil 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}) : 0,19

Kecepatan dasar (n) : 214 rpm

Tinggi jatuh efektif : 87,02 m

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

Jadi $N_s = 995 \times 0,19 = 189,05$ mkW

a. Dimensi *runner* turbin

Diameter *runner* turbin Francis terdiri dari 3 bagian yaitu *runner* bagian luar, *runner* bagian tengah dan *runner* bagian dalam:

Diameter *runner* dihitung dengan persamaan:

Sehingga:

$$\begin{aligned} K_U &= 0.31 + 2.5 \times 10^{-3} N_s \\ &= 0.31 + 2.5 \times 10^{-3} \cdot 189,05 = 0,782 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} D_3 &= 84.5 K_U \frac{\sqrt{H_0}}{n} \\ &= 84.5 \cdot 0,782 \frac{\sqrt{87,02}}{214,29} = 3,2 \text{ m} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} D_1 &= D_3 \left(0,4 + \frac{94,5}{N_s} \right) \\ &= 2,88 \left(0,4 + \frac{94,5}{189,05} \right) = 2,59 \text{ m} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} D_2 &= \frac{D_3}{0.96 + 0.00038 N_s} \\ &= \frac{2,88}{0.96 + 0.00038 \cdot 189,05} = 3,00 \text{ m} \end{aligned}$$

Sedangkan untuk tinggi turbin dihitung dengan

$$\begin{aligned} H_1 &= D_3 (0.094 + 0.00025 N_s) \\ &= 2,88 (0.094 + 0.00025 \cdot 189,05) = 0,407 \text{ m} \end{aligned}$$

$$H_2 = D_3 \left(-0.05 + \frac{42}{N_s} \right)$$

$$H_2 = 2,88 \left(-0.05 + \frac{42}{189,05} \right) = 0,496 \text{ m}$$

b. Dimensi *guide vane* turbin

Dimensi *guide vane* turbin Francis:

Tinggi *guide vane* dihitung dengan persamaan (2-55):

$$B_g = (0,45 - 31,8 / N_s) \text{ DM}$$

$$B_g = (0,45 - 31,8 / 189,05) \cdot 2,84$$

$$B_g = 0,80 \text{ m}$$

Lebar ruang *whirl* dihitung dengan persamaan (2-56):

$$H_g = 0,2 \text{ DM}$$

$$H_g = 0,2 \times 2,84$$

$$H_g = 0,568 \text{ m} = 56,8 \text{ cm}$$

c. Dimensi rumah siput

Dimensi rumah siput turbin Francis dihitung dengan persamaan berikut.

Perhitungan akan ditabelkan sebagai berikut:

Tabel 4.38. Perhitungan Dimensi Rumah Siput Turbin

Section	Persamaan	Dimensi (m)
A	$= D_3 (1,2 - 19.56 / N_s)$	3,16
B	$= D_3 (1,1 + 54.8 / N_s)$	4,01
C	$= D_3 (1,32 + 49.25 / N_s)$	4,56
D	$= D_3 (1,5 + 48.8 / N_s)$	5,07
E	$= D_3 (0.98 + 63.6 / N_s)$	3,79
F	$= D_3 (1 + 131.4 / N_s)$	4,88
G	$= D_3 (0.89 + 96.5 / N_s)$	4,04
H	$= D_3 (0.79 + 81.75 / N_s)$	3,52
I	$= D_3 (0,1 + 6.5 \times 10^{-4} N_s)$	0,65
L	$= D_3 (0,88 + 4,9 \times 10^{-4} N_s)$	2,81
M	$= D_3 (0,6 + 1.5 \times 10^{-5} N_s)$	1,74

Sumber : Hasil Perhitungan

Kecepatan didalam rumah siput:

$$V = 488/N_s^{0.44}$$

$$V = 488/189,09^{0.44}$$

$$V = 48,61 \text{ m/dt}$$

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

d. Dimensi *Draft Tube*

Dimensi *draft tube* turbin Francis dihitung dengan persamaan berikut. Untuk mempermudah perhitungan maka perhitungan akan ditabelkan sebagai berikut:

Tabel 4.39. Perhitungan Dimensi *Draft Tube* Turbin

Section	Persamaan	Dimensi (m)
N	$= D_3 (1,54 + 203.5 / N_s)$	7,54

O	= $D_3 (0,83 + 140,7 / N_s)$	4,54
P	= $D_3 (1,37 - 5,6 \times 10^{-4} N_s)$	3,64
Q	= $D_3 (0,58 + 22,6 / N_s)$	2,02
R	= $D_3 (1,6 - 0,0013 N_s)$	3,90
S	= $N_s / (-9,28 + 0,25 N_s)$	4,98
T	= $D_3 (1,5 + 1,9 \times 10^{-4} N_s)$	4,42
Z	= $D_3 (2,63 + 33,8 / N_s)$	8,09

Sumber: perhitungan

Kecepatan pada inlet *draft tube* dihitung dengan persamaan :

$$V = 8,74 + 2,48/N_s$$

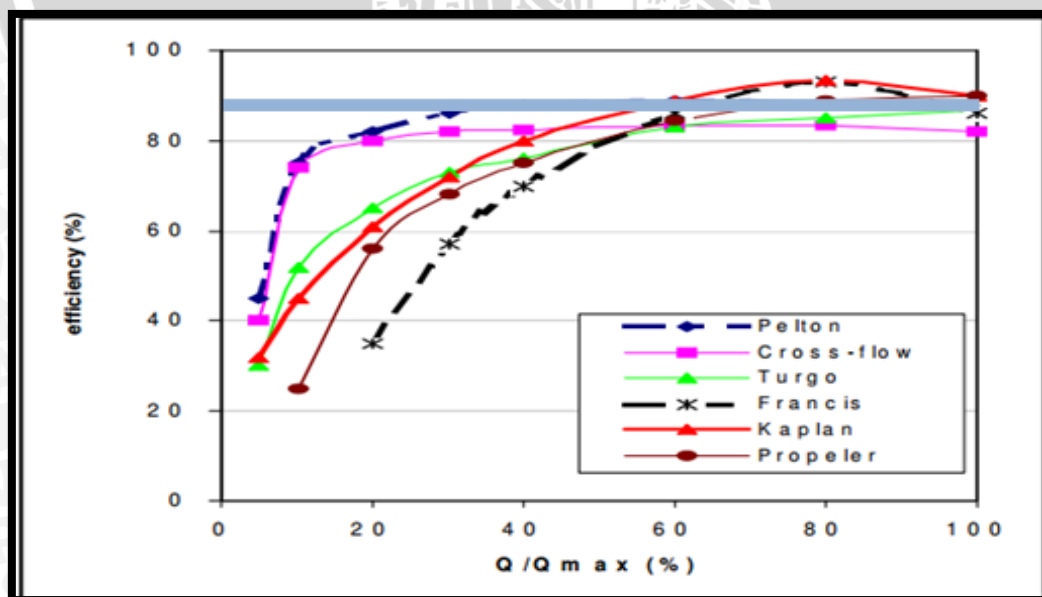
$$V = 8,74 + 2,48/189,09$$

$$V = 8,75 \text{ m/dt}$$

Effisiensi Turbin

Effisiensi turbin dapat diketahui berdasarkan persamaan (2-79) namun effisiensi turbin hanya bisa diketahui melalui percobaan lapangan atau model dikarenakan daya aktual tidak bisa diketahui secara langsung.

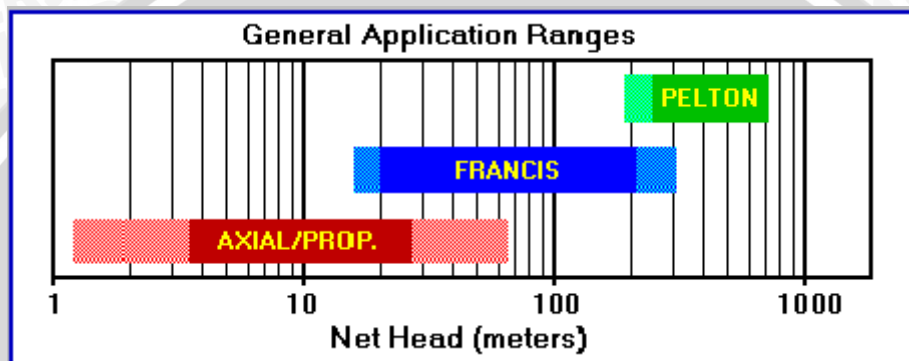
Effisiensi turbin biasanya dikeluarkan oleh perusahaan manufaktur untuk tiap spesifikasi turbin tertentu, maka dipergunakan gambar 2.30 untuk mengetahui kisaran effisiensi turbin, dalam studi ini debit yang dipergunakan untuk PLTA relatif stabil maka nilai effisiensi dapat menggunakan effisiensi maksimum, untuk turbin tipe Francis effisiensi 100% atau $Q/Q_{max} = 1$ adalah 0,93 atau 93%.



Gambar 4.36. Nilai Kisaran Efisiensi Turbin

4.6.1.3. Simulasi TURBNPRO V3

TURBNPRO V3 merupakan salah satu perangkat lunak (*software*) dalam mendesain turbin hidrolik, dari simulasi software ini dapat dihasilkan beberapa parameter atau spesifikasi desain antara lain: dimensi turbin, sifat mekanis turbin, analisa kavitasi turbin, jenis dan tipe turbin dan *hill curve*. TURBNPRO V3 menyediakan analisa untuk 3 jenis turbin yaitu : turbin pelton, turbin francis dan turbin axial/ baling – baling. Sebelum melakukan simulasi maka harus ditentukan jenis turbin yang akan didesain, pemilihan tipe turbin pada TURBN PRO didasarkan pada tinggi jatuh efektif (Heff) sesuai pada grafik berikut:



Gambar 4.37. Grafik Pemilihan Tipe Turbin Menurut TURBNPRO V3

Dengan data teknis pada analisa sebelumnya maka dipilih jenis turbin axial untuk simulasi selanjutnya, setelah menentukan tipe turbin maka dilakukan *entry* data seperti pada gambar berikut:

Parameter	Description	Value	Limits
A	Rated Discharge (in m ³ /s)	67.4	Limits
B	Net Head at rated discharge (in meters)	87.02	Limits
C	Site Gross Head (in meters)	94.59	Limits
D	Site Elevation (in meters)	177.9	Limits
E	Water Temperature (in degrees C)	20	Limits
F	Desired unit setting to tailwater (in meters)	-1	Limits
G	Efficiency Priority at max output (0 to 10)	10	Limits
H	System Frequency (50 Hz or 60 Hz)	50	Limits
I	Minimum Net Head (in meters)	85	Limits
J	Maximum Net Head (in meters)	90	Limits

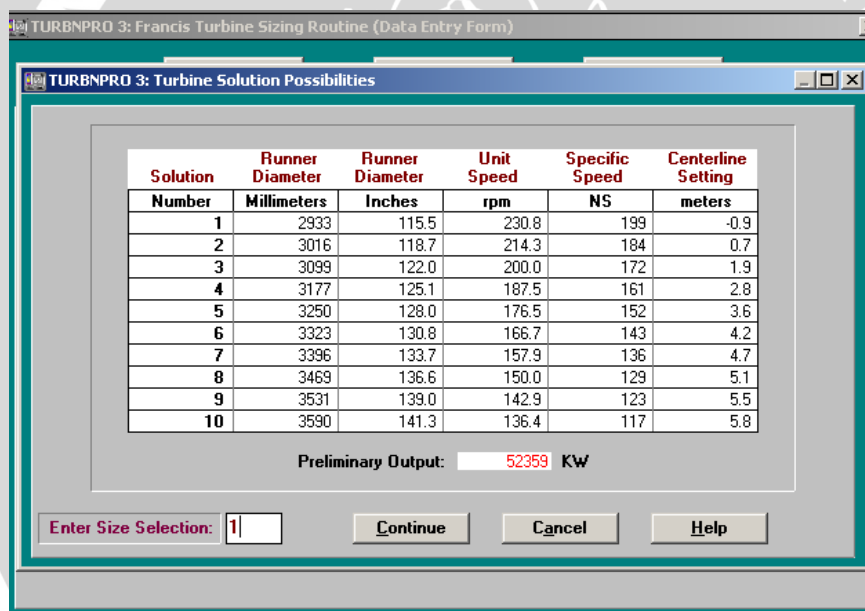
Gambar 4.38. Tampilan Entry Data Pada TURBNPRO V3

Berikut adalah penjelasan pengisian data pada TURBNPRO V3:

A. Diisikan debit operasi rencana, digunakan 67,4 m³/dt.

- B. Diisikan tinggi jatuh efektif, digunakan 87,02 m.
- C. Diisikan tinggi jatuh kotor, digunakan 94,59 m.
- D. Diisikan elevasi turbin rencana, digunakan +177,9.
- E. Diisikan temperatur air, digunakan 20°
- F. Diisikan tinggi hisap rencana (Hs), digunakan -1 m.
- G. Diisikan prioritas efisiensi, digunakan 10 (rekomendasi TURBNPRO untuk turbin francis).
- H. Diisikan sistem frekuensi generator, digunakan 50Hz.
- I. Minimum tinggi jatuh efektif, digunakan 85 m
- J. Maksimum tinggi jatuh efektif, digunakan 90 m

Setelah melakukan *entry* data seperti diatas maka TURBNPRO akan memberikan beberapa parameter solusi yang akan digunakan selanjutnya seperti pada gambar berikut:



Solution Number	Runner Diameter Millimeters	Runner Diameter Inches	Unit Speed rpm	Specific Speed NS	Centerline Setting meters
1	2933	115.5	230.8	199	-0.9
2	3016	118.7	214.3	184	0.7
3	3099	122.0	200.0	172	1.9
4	3177	125.1	187.5	161	2.8
5	3250	128.0	176.5	152	3.6
6	3323	130.8	166.7	143	4.2
7	3396	133.7	157.9	136	4.7
8	3469	136.6	150.0	129	5.1
9	3531	139.0	142.9	123	5.5
10	3590	141.3	136.4	117	5.8

Preliminary Output: 52359 KW

Enter Size Selection: 1

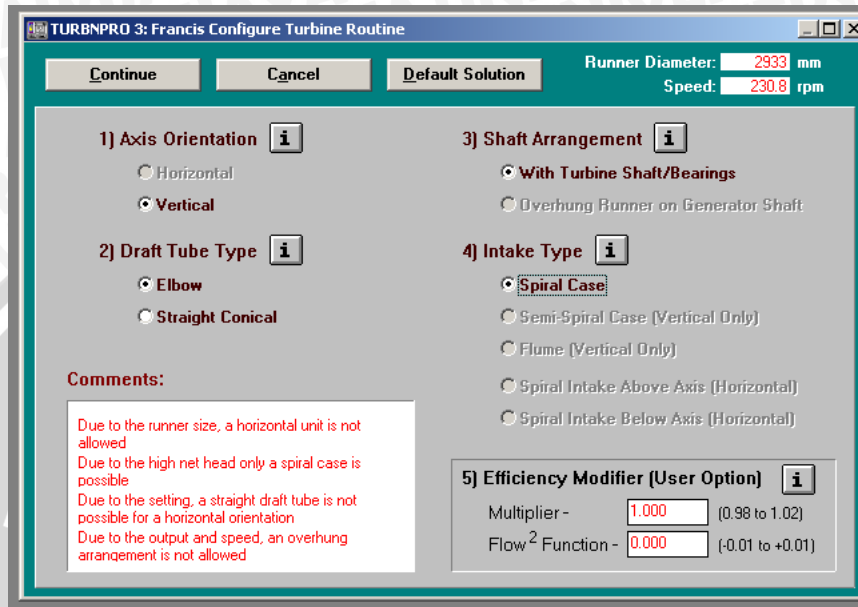
Continue Cancel Help

Gambar 4.39. Tampilan Pemilihan Solusi Pada TURBNPRO V3

Kemudian dapat dilakukan pemilihan solusi yang akan menghasilkan spesifikasi desain yang berbeda untuk tiap solusi, dalam studi ini dipilih solusi no.1 karena solusi tersebut memiliki parameter yang lebih ekonomis terlihat dari diameter *runner* dan kecepatan putar turbin.

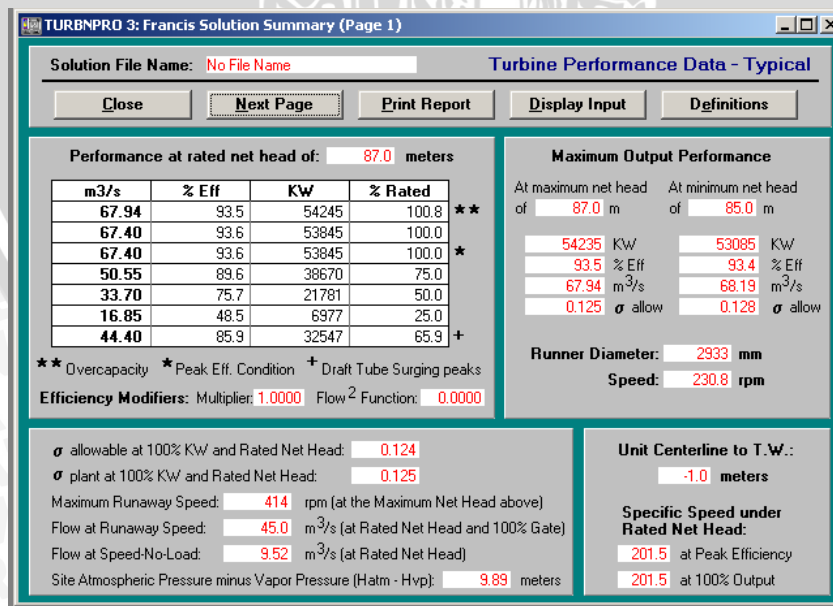
Setelah itu dilakukan analisa konfigurasi turbin tentang pengaturan unit turbin, jenis intake dan sistem regulasi didalam turbin, dalam simulasi ini pengaturan unit yang bisa digunakan adaah sistem *horizontal axis* atau *vertical axis*, melihat kondisi lokasi studi maka digunakan *vertical axis orientation* sebagai sistem pengaturan unit turbin,

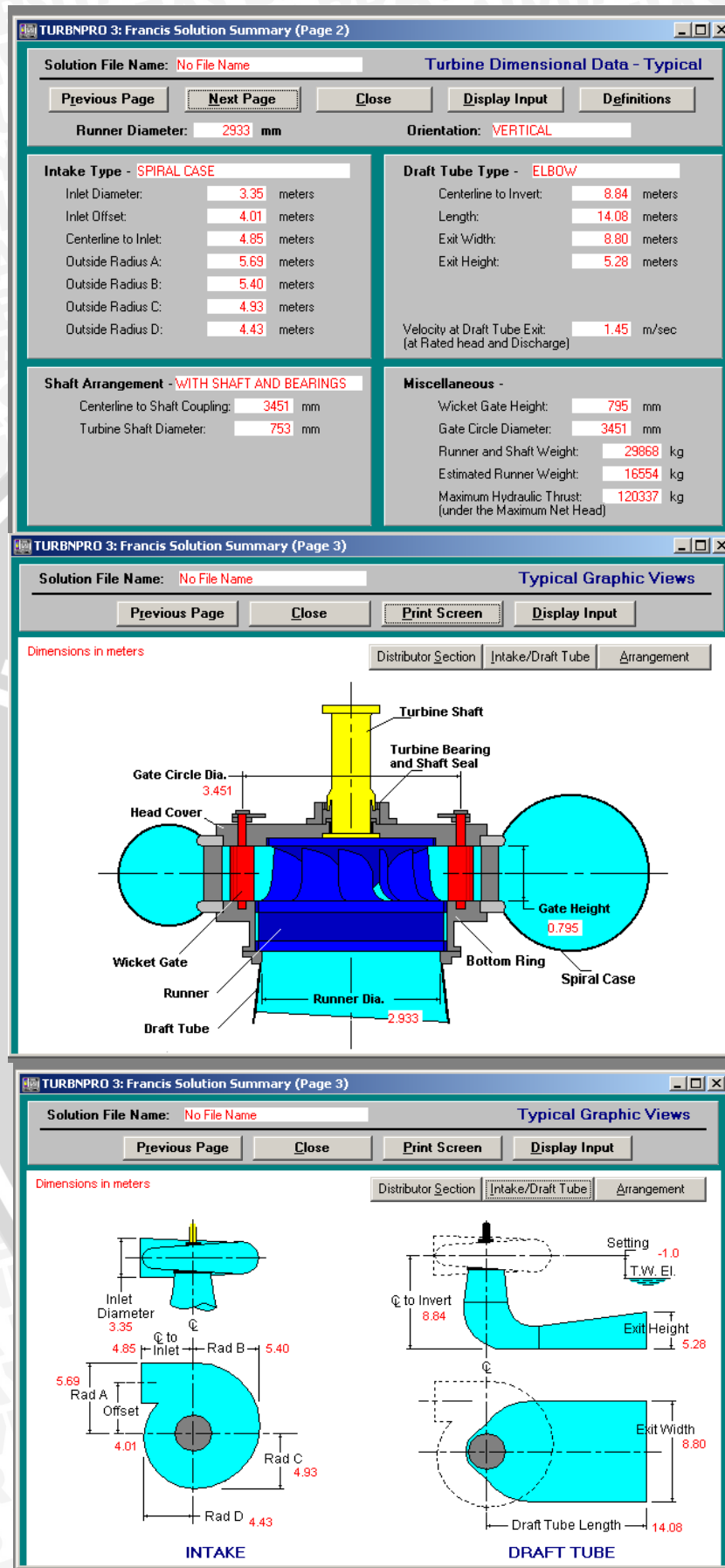
jenis intake yang digunakan adalah sistem *spiral case* (rumah siput) dengan pertimbangan bahwa sistem *spiral case* telah sering digunakan di Indonesia dan sistem regulasi yang digunakan adalah sistem regulasi ganda (*adjustable blade and vane*) karena sistem regulasi ganda memiliki penerimaan variasi debit dan tinggi jatuh yang sangat baik. Konfigurasi turbin ditunjukkan pada gambar berikut:



Gambar 4.40. Tampilan Konfigurasi Turbin Pada TURBNPRO V3

Setelah itu maka simulasi telah berhasil dijalankan dan akan didapatkan spesifikasi desain turbin berupa rangkuman (*summary*) dan *hill curve*, hasil simulasi ditampilkan pada gambar berikut:





Gambar 4.41. Tampilan Hasil Simulasi Pada TURBNPRO V3

Dengan hasil simulasi tersebut maka desain turbin Francis dapat digunakan, untuk meningkatkan hasil simulasi tersebut maka data yang perlu diketahui adalah sebagai berikut:

- Kecepatan Spesifik (Ns) : 199 mkW
- Kecepatan putar (n) : 230,8 rpm
- Jumlah kutub generator (p) : 26 buah
- Diameter Maksimum (Dm) : 2,933 m
- Tinggi hisap turbin (Hs) : -0,0 m
- Batas Kavitas (σ) : 0,125
- Kavitas aktual (σ) : 0,128
- Efisiensi turbin (η) : 93,5% atau 0,935
- Daya (P) : 52359 kW

Untuk bisa melakukan kontrol hasil dari hasil simulasi maka hasil tersebut harus dibandingkan dengan metode manual perencanaan turbin, parameter yang dibandingkan dalam studi ini adalah: kecepatan spesifik, kecepatan putar dan diameter runner turbin.

Kecepatan putar turbin (n):

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

$$n = \frac{120 \cdot 50}{26}$$

$$n = 230,8 \text{ rpm (sesuai dengan model simulasi TURBNPRO)}$$

kecepatan spesifik (Ns):

$$Ns = \frac{n \sqrt{P}}{H^{1,25}}$$

$$Ns = \frac{230,8 \sqrt{52359}}{87,02^{1,25}}$$

$$Ns = 199 \text{ mkW (sesuai dengan model simulasi TURBNPRO)}$$

Diameter runner turbin (Dm):

$$Dm = 84.5 (0.79 + 1.603 \times N_{QE}) \frac{\sqrt{Hn}}{n}$$

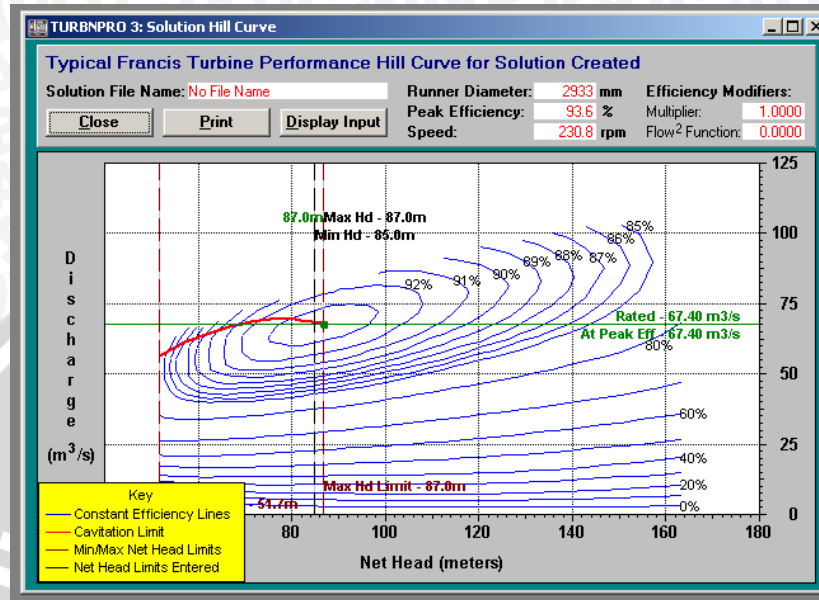
$$N_{QE} = (1/995) Ns = (1/995) 199 = 0.2$$

$$Dm = 84.5 (0.79 + 1.603 \times 0.2) \frac{\sqrt{87,02}}{230,8}$$

$$Dm = 2,99 \text{ m (sesuai dengan model simulasi TURBNPRO)}$$

Maka hasil simulasi TURBNPRO dapat diterima atau dapat disesuaikan dengan metode manual perencanaan turbin.

Selain spesifikasi turbin juga didapatkan grafik *hill curve* grafik ini digunakan untuk mengetahui besarnya efisiensi turbin pada saat terjadi perubahan variasi debit dan tinggi jatuh selain itu grafik ini juga menunjukkan batas kavitasasi pada operasi turbin tertentu, grafik *hill curve* ditampilkan pada gambar berikut:



Gambar 4.42. Tampilan Hill Curve Pada TURBNPRO V3

4.6.1.4. Desain Turbin yang Digunakan

Berdasarkan analisa perencanaan turbin dengan menggunakan ketiga metode diatas maka dapat dirangkum spesifikasi turbin untuk tiap metode yang digunakan, acuan dasar untuk menentukan metode perhitungan turbin yang akan digunakan adalah dengan mempertimbangkan 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 Francis (dalam dolar kanada)

n : jumlah turbin (per 2 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 Francis dengan metode ESHA adalah :

$$CT = 0,27 2^{0,96} 1,1 1 2,84^{1,47} (1,17 87,02^{0,12} + 2) \times 10^6$$

$$CT = 54.064,27 \text{ juta rupiah}$$

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

$$CP = 0,15 \times 54.064,27$$

$$CP = 8.109,64 \text{ juta rupiah}$$

Sehingga biaya total turbin Francis adalah 62.173,91 juta rupiah atau 62,173 milyar rupiah. Untuk selanjutnya dapat ditentukan desain turbin yang akan digunakan, rangkuan spesifikasi teknis turbin ditabelkan sebagai berikut :

Tabel 4.40. Rangkuman Spesifikasi Turbin Untuk Tiap Metode

No.	uraian	metode Eropa (ESHA)		Metode Amerika (USBR)		Turbin Pro	
		nilai	satuan	nilai	satuan	nilai	satuan
	tipe turbin	Francis		Francis		Francis	
1	frekuensi generator	50	Hz	50	Hz	50	Hz
2	kutub generator (p)	28	buah	28	buah	26	buah
3	kecepatan sinkron	214.29	rpm	214.29	rpm	230.8	rpm
4	kecepatan putar (n)	214,29	rpm	214.29	rpm	230.8	rpm
5	kecepatan spesifik (Ns)	184.86	mkW	167.19	mkW	199	mkW
6	faktor kecepatan	0.39		0.71		0.6	
7	diameter maksimum	2.84	m	2.60	m	2.933	m
8	koefisien kavitasi kritis (σ_c)	0.12		0.09		0.125	
9	tinggi hisap kritis (Hs)	-0.47	m	2.19	m	-0.9	m
10	tinggi hisap rencana (Hs')	-1.00	m	-0.50	m	0	m
11	jarak dasar turbin ke pusat (de)	1.16	m	1.07	m	0	m
12	elv pusat turbin (Z)	176.91	m	177.41	m	177.91	m
13	koefisien kavitasi aktual (σ_a)	0.12		0.12		0.128	
14	kontrol kavitasi	aman		aman		aman	
15	lebar total spiral case	9.71	m	8.83	m	8.84	m
16	diameter intake spiral case	3.23	m	2.90	m	3.35	m
17	tinggi draft tube	5.68	m	5.20	m	5.28	m
18	panjang draft tube	9.00	m	7.94	m	8.8	m
19	biaya perunit turbin (juta rupiah)	54064.27	juta Rp	47479.12	juta Rp	56675.48	juta Rp
20	biaya pemasangan turbin (juta rupiah)	8109.64	juta Rp	7121.87	juta Rp	8501.32	juta Rp
21	biaya total turbin (juta rupiah)	62173.91	juta Rp	54600.98	juta Rp	65176.81	juta Rp
22	Install Capacity	49999.23	kW	49999.23	kW	49999.23	kW

No.	uraian	metode Eropa (ESHA)		Metode Amerika (USBR)		Turbin Pro	
		nilai	satuan	nilai	satuan	nilai	satuan
23	Rp/kW	1.24		1.09		1.303	
24	Output energi	250.00	MWh	250.00	MWh	250.00	MWh
25	Rp/MWh	248.70		218.41		260.71	

Sumber : Hasil Perhitungan

Dari hasil perencanaan turbin hidraulik dengan menggunakan tiap metode pada tabel diatas digunakan desain turbin dengan metode Eropa (ESHA) dikarenakan dari hasil perencanaan didapatkan hasil mendekati dengan metode Turbin Pro.

4.6.2. 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 214.29 rpm dengan melihat tabel 2.6 maka jumlah kutub yang harus digunakan adalah 28 buah. Dan dengan melihat daya teoritis pada analisa sebelumnya maka efisiensi generator berdasarkan tabel 2.5 adalah 0,97 atau 97%.

Daya keluar generator dapat dihitung dengan persamaan (2-77):

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

dengan:

P_g : rating keluaran generator

P_t : rating keluaran turbin (kW) = 50000 kW

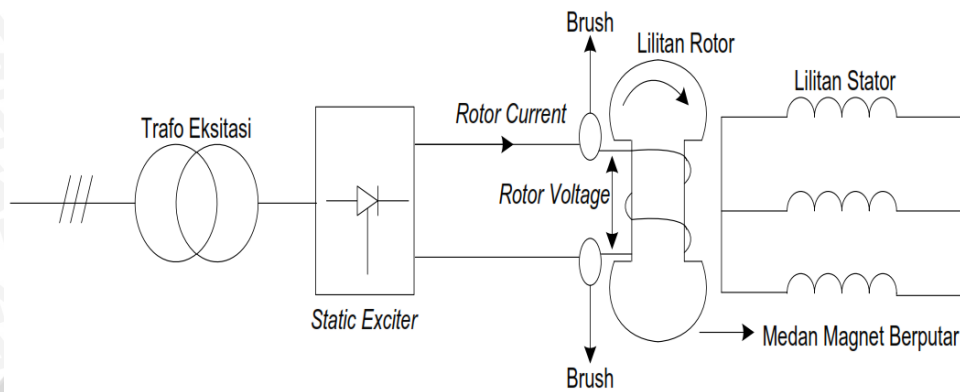
η_g : efisiensi generator = 97%

P_f : faktor tenaga, digunakan 0,9

$$P_g = (50000 \cdot 0,97) / 0,9 = 53888,89 \text{ KVA.}$$

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 4.43. Generator Brush Type Exciter

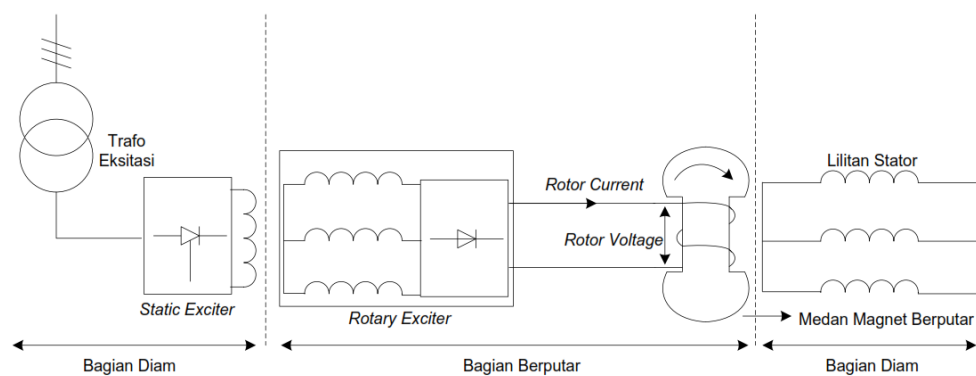
Keuntungan dengan menggunakan tipe *Brush Excitation*:

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 4.44. Generator Brushless type exciter

Keuntungan dengan menggunakan tipe Brushless Excitation:

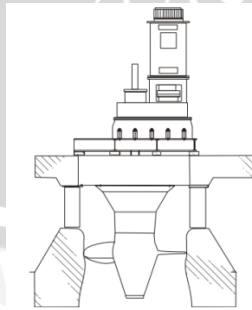
1. Energi yang diperlukan untuk Eksitasi diperoleh dari poros utama (*main shaft*), sehingga keandalannya tinggi.
2. Biaya perawatan berkurang karena pada sistem Eksitasi tanpa sikat (*brushless excitation*) tidak terdapat sikat, komutator dan slip ring.
3. Pada sistem Eksitasi tanpa sikat (*brushless 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 mini *brushless type* lebih direkomendasikan karena mempunyai banyak keuntungan dan mudah penggunaannya.

Peningkat Kecepatan (*Speed Increaser*)

Peningkat kecepatan dibutuhkan untuk PLTA dengan tinggi jatuh sedang 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 4.45. Desain Tipikal *Parralel Shaft Speed Increaser* (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 *minihidro*.
- 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 *minihidro* 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*.

4.6.3. Perencanaan Rumah Pembangkit

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

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

Tinggi : 15 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**.

4.7. 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 : 67,4 m³/dt

Jumlah turbin : 2 buah turbin

Effisiensi turbin : 93%

Effisiensi generator : 97%

Sistem operasi : *central grid*

Data bangunan

elv turbin : +176,91

elv *tailrace* : +170,00

elv ambang *tailrace* : +170,00

Headloss total : 7,056 m

Head efektif : 87,02 m

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

- a. Sistem PLTA memanfaatkan debit yang ditampung pada waduk Karangates.

- b. Operasi dilakukan selama 5 jam (beban puncak) dengan memperhatikan jumlah debit yang masuk.
- c. Tinggi jatuh bervariasi tergantung besarnya debit operasional.
- d. Pembangkitan energi tahunan dihitung berdasarkan tiap alternatif debit desain (terdapat 2 alternatif).

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

Tabel 4.41. Tinggi Jatuh Efektif Berdasarkan Alternatif Debit

No.	Debit Operasi (m ³ /dt)	Elv Ma (m)	Elv TWL (m)	Net Head (m)
1	134,79	272,5	177,91	87,02
2	107,53	272,5	243,61	87,27

Sumber: perhitungan

Sehingga daya yang dapat dihasilkan berdasarkan debit desain adalah:

$$P = 9,8 \times H \times Q \times \eta_g \times \eta_t$$

$$P = 9,8 \times 87,02 \times 67,4 \times 0,97 \times 0,93$$

$$P = 51851,31 \text{ kW}$$

Energi yang dihasilkan dalam satu hari, dihitung dengan persamaan (2-80):

$$E = 9,8 \times H \times Q \times \eta_g \times \eta_t \times 5$$

$$E = 9,8 \times 87,02 \times 67,4 \times 0,97 \times 0,93 \times 5$$

$$E = 259256,55 \text{ kWh}$$

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

Tabel 4.42. Hasil Pembangkitan Energi Harian Tiap Alternatif

No	Debit Operasi (m ³ /dt)	Jumlah Turbin (buah)	Eff (%)	Net Head (m)	Lama Operasi (jam)	Daya (kW)	Energi Harian (kWh)
1	134,79	2	89.28	87,02	5	51851	259256,55
2	107,53	2	89.28	87,27	5	41480	207403,17

Sumber: perhitungan

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

Tabel 4.43. Analisa Kapasitas Terpasang Berdasarkan Tiap Alternatif

Alternatif	Rated Capacity	Installed Capacity
	(kW)	
1	51851	2 x 50000 kW
2	41480	2 x 40000 kW

Sumber: perhitungan

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

Tabel 4.44. Hasil Pembangkitan Energi Tahunan (*Annual Generation*)

No.	Unit Turbin	Debit Desain	Daya	Energi Tahunan
	(Unit)	(m ³ /dt)	(kWh)	(MWh)
Alternatif 1	2	134,79	51851	163552,654
Alternatif 2	2	107,53	41480	143015,159

Sumber: perhitungan

4.8. Analisa Reduksi Gas Karbon (GHG) dan CER

Analisa reduksi gas karbon digunakan apabila sumber pembangkitan energi berasal dari sumber energi bersih dan terbarukan, sumber energi yang tergolong sumber energi bersih adalah: tenaga air (*hydro*), angin (*wind*), surya (*solar*), panas bumi (*geothermal*), pasang surut (*wave*) dan arus laut (*tidal*).

Reduksi gas karbon dihitung dengan persamaan (2-81):

$$\Delta_{\text{GHG}} : (e_{\text{base}} - e_{\text{prop}}) E_{\text{prop}} (1 - \lambda_{\text{prop}})$$

Dimana:

E_{prop} : hasil produksi bangkitan energi (MW)

E_{prop} : 163552,654 MW

e_{base} : faktor emisi gas karbon dari sumber tidak terbarukan (lihat tabel 2.7)

e_{base} : 0,754 untuk sumber minyak bumi

e_{prop} : faktor emisi gas karbon dari sumber terbarukan ($e_{\text{prop}} = 0$ untuk tenaga air)

λ_{prop} : kehilangan energi pada jaringan grid (direncanakan 10%)

maka:

$$\Delta_{\text{GHG}} : (0,754 - 0) 163552,654 (1 - 0,1)$$

$$\Delta_{\text{GHG}} : 110987 \text{ ton/tahun}$$

Dari hasil reduksi gas karbon maka PLTA berhak mendapatkan kompensasi dana dari badan internasional karena telah menerapkan energi bersih dalam bentuk CER, besarnya dana dari CER dihitung berdasarkan berapa ton gas karbon yang bisa

tereduksi dengan harga tiap ton adalah 11 euro atau setara dengan Rp.166.180,52 (konversi euro – rupiah perbulan januari 2015). Maka penghasilan dari CER dengan menggunakan alternatif 4 adalah:

$$\text{CER} = \Delta_{\text{GHG}} \times \text{Rp } 166.180,52$$

$$\text{CER} = 110987 \times 166.180,52$$

$$\text{CER} = 18,44 \text{ milyar rupiah pertahun.}$$

Tabel 4.45. Ringkasan Reduksi GHG Untuk Tiap Jenis Bahan Bakar

Alternatif	Jenis Bahan Bakar (Sumber Energi)	Kg CO ₂ /kWh	energi bersih	nilai	Nilai
			tahunan	reduksi/tahun	CER/tahun
			MWh	t CO ₂	Rp.
1	Minyak	0.754	147197	110987	18.44
	Diesel	0.764	147197	112459	18.69
	Batu Bara (Coal)	0.94	147197	138366	22.99
	Gas Alam (Natural Gas)	0.581	147197	85522	14.21
2	Minyak	0.754	128714	97050	16.13
	Diesel	0.764	128714	98337	16.34
	Batu Bara (Coal)	0.94	128714	120991	20.11
	Gas Alam (Natural Gas)	0.581	128714	74783	12.43

Sumber : Hasil Perhitungan

4.9. Analisa Ekonomi

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

- nilai jual listrik yang dihasilkan (*tangible benefit*)
- nilai CER dari reduksi gas karbon (*tangible benefit*)
- terbantunya pemerintah dalam menambah suplai tenaga listrik (*intangible benefit*)

Sedangkan komponen biaya dari pembangunan PLTA 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*.

4.9.1. Pendekatan yang diperlukan

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

Pendekatan yang dipergunakan pada analisa ekonomi dalam studi ini adalah:

- Suku bunga pinjaman bank sebesar 12,00 % (World Bank)

- 2) Nilai tukar \$1 dolar Amerika ke rupiah adalah Rp. 13170 (nilai tukar bulan Mei 2015)
- 3) Nilai tukar \$1 dolar Kanada ke rupiah adalah Rp. 10910,58 (nilai tukar bulan Mei 2015).
- 4) Usia PLTA adalah 35 tahun.
- 5) Biaya *contingencies* adalah 10% dari biaya langsung.
- 6) 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.
- 9) Pendapatan dari CER diambil dari konversi jenis bahan bakar minyak.

4.9.2. 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 (2-86) sampai (2-110). 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 4.46. Parameter Estimasi Biaya

Parameter Desain	Simbol	Alternatif 1	Alternatif 2
Debit Desain Total (m ³ /dt)	Qd	134.79	107.53
Tinggi Jatuh Efektif (m)	Hg	87.02	87.27
Daya Total (MW)	MW	100.00	80.00
<i>Enggining Cost Factor</i>	E	0.67	0.67
Jumlah Turbin	n	2	2
<i>Grid Connected Factor</i>	G	0.9	0.9
<i>Lower Cost Generator Factor</i>	Cg	1	1
<i>Higher Cost Vertical Axis Turbin Factor</i>	jt	1.1	1.1
<i>Lower Cost Horizontal Axis Turbin Factor</i>	kt	1	1
Diameter <i>Runner</i> Turbin (m)	d	2.84	2.41

Parameter Desain	Simbol	Alternatif 1	Alternatif 2
Tingkat Kesulitan Jaringan Transmisi	D	1	1
<i>Transmission Line Wood Pole Vs Steel</i>	P	1	1
Panjang Jalur Transmisi (Km)	Lt	2	2
Voltase Transmisi (KV)	V	150	150
<i>Civil Cost Factor</i>	C	0.44	0.44
<i>Rock Factor</i>	R	1	1
Jarak Borrow Pit (km)	Lb	1	1
Tinggi Surge Tanks (m)	Ld	10	9
Diameter Surge Tanks	Lst	19	17
Jumlah Pipa Pesat	np	2	2
Berat Pipa pesat	W	456893.19	385912.80
Rasio Kekuatan Tanah	T _c	0.15	0.15
Panjang Terowongan	Lt	551.5	551.5
Suku Bunga (<i>Loan Interest</i>)*	i	12.00%	12.00%
<i>Transfer rate CAD to IDR**</i>		10910.58	10910.58
Harga Jual Listrik Per Kwh***	Rp/kWh	1175.4	1175.4
Transfer Rate USD to IDR**		13170	13170
Inflasi IDR 2015****		7.32%	7.32%
<i>Escalation factor (CAD)*****</i>		1.14	1.14

Sumber: perhitungan dan rencana

- * : nilai diambil dari suku bunga pinjaman
- ** : tingkat nilai tukar per Mei 2015
- *** : harga berdasarkan Permen ESDM no.03 tahun 2015
- **** : nilai diambil dari world bank Mei 2015
- ***** : nilai diambil dari bank of Canada Mei 2015

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 2015. Berikut ini adalah contoh perhitungan estimasi biaya untuk alternatif 1 :

1. Biaya Engineering

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

$$C1 = 0,37 20^{0,1} 0,67 \left(\frac{100}{87,02^{0,3}} \right)^{0,54} \times 10^6$$

$$C1 = 1.549.392 \text{ dollar kanada (2005)}$$

$$C1 = 1.766.307 \text{ dollar kanada (2015) dan senilai dengan } 19.271.428.680 \text{ rupiah}$$

2. Peralatan Hidromekanik

$$C2 : CG + CT$$

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

$$CG : 0,82 2^{0,96} 0,9 1 \left(\frac{100}{87,02^{0,28}} \right)^{0,9} \times 10^6$$

$$CG : 29.394.165 \text{ dollar kanada (2005)}$$

$$CG : 33.509.348 \text{ dollar kanada (2015) dan senilai dengan } 365.606.423.780 \text{ rupiah}$$

$$CT : 0,17 n^{0,96} Jt Kt d^{1,47} ((13+0,01 Hg)^{0,3} + 3) \times 10^6$$

$$CT : 0,27 2^{0,96} 1,1 1 2,84^{1,47} ((13+0,01 87,02)^{0,3} + 3) \times 10^6$$

$$CT : 8.777.748 \text{ dollar kanada (2005)}$$

$$CT : 10.006.633 \text{ dollar kanada (2015) dan senilai } 109.178.171.987 \text{ rupiah}$$

$$\text{Maka } C2 : 365.606.423.780 + 109.178.171.987 = 474.784.595.766 \text{ rupiah}$$

3. Pemasangan Hidromekanik

$$C3 : C2 0,15$$

$$C3 : 474.784.595.766 0,15 : 71.217.689.365 \text{ rupiah}$$

4. Pemasangan Jalur Transmisi

$$C4 : 0,0011 D P L t^{0,95} V \times 10^6$$

$$C4 : 0,0011 1 1 2^{0,95} 150 \times 10^6$$

$$C4 : 318.759 \text{ dollar kanada (2005)}$$

$$C4 : 363.385 \text{ dollar kanada (2015) dan senilai } 3.964.743.808 \text{ rupiah}$$

5. Travo Dan Substansi

$$C5 : (0,0025 n^{0,95} + 0,002 (n+1) \left(\frac{MW}{0,95} \right)^{0,9} \times V^{0,3}) \times 10^6$$

$$C5 : (0,0025 2^{0,95} + 0,002 (2+1) \left(\frac{100}{0,95} \right)^{0,9} \times 150^{0,3}) \times 10^6$$

$$C5 : 1.787.321 \text{ dollar kanada (2005)}$$

$$C5 : 2.037.546 \text{ dollar kanada (2015) dan senilai } 22.230.804.852 \text{ rupiah}$$

6. Pemasangan Travo Dan Substansi

$$C6 : 0,15 C5$$

$$C6 : 22.230.804.852 0,15 = 3.334.620.728 \text{ rupiah}$$

7. Pekerjaan Sipil

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

$$C7 : 1,97 \cdot 2^{-0,04} \cdot 0,44 \cdot 1 \left(\frac{100}{87,02^{0,3}} \right)^{0,82} (1 + 0,001 \cdot 1) \times 10^6$$

$$C7 : 12.389.471 \text{ dollar kanada (2005)}$$

$$C7 : 14.123.997 \text{ dollar kanada (2015) dan senilai } 154.100.998.621 \text{ rupiah}$$

8. Pipa Pesat

$$C8 : 20 \text{ np}^{0,95} \text{ W}^{0,88}$$

$$C8 : 20 \cdot 2^{0,95} \cdot 456893,19^{0,88}$$

$$C8 : 3.695.264 \text{ dollar kanada (2005)}$$

$$C8 : 4.212.600 \text{ dollar kanada (2015) dan senilai } 45.961.913.775 \text{ rupiah}$$

9. Pemasangan Pipa Pesat

$$C9 : 5 \text{ W}^{0,88}$$

$$C9 : 5 \cdot 456893,19^{0,88}$$

$$C9 : 478.197 \text{ dollar kanada (2005)}$$

$$C9 : 545.145 \text{ dollar kanada (2015) dan senilai } 5.947.844.645 \text{ rupiah}$$

10. Terowongan

$$C10 : 400 \text{ Rv}^{0,88} + 4000 \text{ Cv}^{0,88}$$

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

$$\text{Rv} : 7367,607$$

$$\text{Cv} : 0,306 \text{ Rv Tc}$$

$$\text{Cv} : 0,306 \cdot 7367,607 \cdot 0,15$$

$$\text{Cv} : 338,17$$

$$C10 : 400 \cdot 7367,607^{0,88} + 4000 \cdot 338,17^{0,88}$$

$$C10 : 1.684.811 \text{ dollar kanada (2005)}$$

$$C10 : 1.920.685 \text{ dollar kanada (2015) dan senilai } 20.955.784.881 \text{ rupiah}$$

11. Tangki Gelombang

$$C10 : 400 \text{ Rv}^{0,88} + 4000 \text{ Cv}^{0,88}$$

$$\text{Rv} : 0,185 \left(\text{lst}^{1,375} \left\{ \frac{Qd^2}{k H_g} \right\}^{0,375} \right)$$

$$\text{Rv} : 140,98$$

$$\text{Cv} : 0,306 \text{ Rv Tc}$$

$$\text{Cv} : 0,306 \cdot 140,98 \cdot 15$$

$$\text{Cv} : 819,69$$

$$C10 : 400 \cdot 140,98^{0,88} + 4000 \cdot 819,69^{0,88}$$

$$C10 : 1.496.928 \text{ dollar kanada (2005)}$$

C10 : 1.706.498 dollar kanada (2015) dan senilai 18.618.880.538 rupiah.

12. Lain Lain

C11 : $0,25 \times Qd^{0,35} \times 1,1 \Sigma C1 \text{ to } C11 + 0,1 \Sigma C1 \text{ to } C11$

C11 : $0,25 \times 12\% \times 134,79^{0,35} \times 1,1 \Sigma C1 \text{ to } C11 + 0,1 \Sigma C1 \text{ to } C11$

C11 : 19.162.341 dollar kanada (2005)

C11 : 21.845.069 dollar kanada (2015) dan senilai 238.342.369.980 rupiah

13. Biaya Contingencies

C12 : $10\% \Sigma C1 \text{ to } C12$

C12 : 1.078.731.675.639 10% : 107.873.167.563 rupiah

14. Capital Cost

C13 : $\Sigma C1 \text{ to } C13$

C13 : 107.873.168.642 rupiah

15. Biaya O & P

C14 : $1\% \Sigma C1 \text{ to } C12$

C14 : 10.873.167.563 rupiah

16. Biaya Pajak (PPN 10%)

C15 : $10\% C14$

C15 : $10\% \times 107.873.168.642$

C15 : 10.787.316.864 rupiah

17. Total Cost

C16 : $C14 + C15$

C16 : $107.873.168.642 + 118.660.485.506$

C16 : 118.660.485.506 rupiah

Dari estimasi biaya tersebut dapat diketahui rasio perbandingan antara energi dengan besarnya biaya (Rp/kWh) : $114118.660.485.506 / 163552654.4 = 7,981$. Dengan cara yang sama maka didapatkan rincian estimasi biaya untuk tiap alternatif:

Tabel 4.47. Hasil Perhitungan Estimasi Biaya Tiap Alternatif

No.	item pekerjaan	Biaya (milyar rupiah)	
		alternatif 1	alternatif 2
1	biaya engineering	19.27	17.08
2	peralatan hidromekanik	474.78	384.86
3	pemasangan hidromekanik	71.22	57.73
4	pemasangan jalur transmisi	3.96	3.96
5	travo dan substansi	22.23	18.20

No.	item pekerjaan	Biaya (milyar rupiah)	
		alternatif 1	alternatif 2
6	pemasangan travo dan substansi	3.33	2.73
7	sipil	154.10	128.24
8	pipa pesat	45.96	39.62
9	pemasangan pipa pesat	5.95	5.13
10	Terowongan	20.96	15.44
11	Surge Tanks	18.62	14.11
12	lain lain	238.34	185.27
13	biaya contingencies	107.87	87.24
14	biaya O & P	10.79	8.72
15	capital cost	1,186.60	959.61
16	PPN 10%	118.66	95.96
17	total cost	1,305.27	1,055.57
18	rasio rp/kWh	7,981	7,381

Sumber : Hasil Perhitungan

Biaya operasional dan perawatan PLTA Karangates IV & V diadopsi dari laporan studi kelayakan pengembangan sungai brantas sebagai pembangkit listrik Perum JASA TIRTA I tahun 2009, kegiatan O&P meliputi:

Tabel 4.48. Kegiatan Inspeksi dan Pemeliharaan PLTA Karangates IV & V

no	siklus inspeksi	hari yang dibutuhkan	jenis inspeksi
1	tiap 1 bulan	1 hari	<ul style="list-style-type: none"> • penggelontoran sedimen
2	tiap 1 tahun	1-2 hari	<ul style="list-style-type: none"> • mengganti oli • pengecekan oli pada <i>speed increaser</i> • pengecatan bangunan metal
3	tiap 3 tahun	3-4 hari	<ul style="list-style-type: none"> • Mengganti oli samping dan oli <i>speed increaser</i> • Membongkar dan membersihkan generator • Mengganti minyak gemuk pada generator
4	tiap 5 tahun	5-6 hari	<ul style="list-style-type: none"> • Membongkar dan membersihkan turbin serta generator • Mengganti <i>mechanical seal</i> • Mengganti penyangga generator
5	tiap 10 tahun	10 hari	<ul style="list-style-type: none"> • Membongkar dan membersihkan generator, turbin dan <i>speed increaser</i> • Pemeriksaan semua bagian peralatan • Mengganti penyangga generator • Mengganti gigi pada <i>speed increaser</i> • Mengganti <i>mechanical seal</i> • mengganti oli pada semua peralatan

no	siklus inspeksi	hari yang dibutuhkan	jenis inspeksi
6	tiap 30 tahun	1 tahun	<ul style="list-style-type: none"> mengganti turbin, generator dan perangkat mekanik elektrik lainnya (<i>reequipment</i>)

4.9.3. 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 : $1175,4 \times 163553 \text{ MW} = 192,24$ milyar pertahun ditambah dengan pendapatan dari CER sebesar 18,44 milyar pertahun maka total pendapatan pertahun adalah 210,68 milyar untuk alternatif 1, dengan cara yang sama maka estimasi manfaat untuk tiap alternatif adalah sebagai berikut:

Tabel 4.49. Estimasi Manfaat Untuk Tiap Alternatif

no	alternatif	harga jual listrik (rp/kWh)	pembangkitan tahunan (Mwh)	Pendapatan (Milyar Rp)	CER (Milyar Rp)	Total (Milyar Rp)
1	1	1175.4	163553	192.24	18.44	210.68
2	2	1175.4	143015	168.10	16.13	184.23

Sumber : Hasil Perhitungan

4.9.4. Analisa Kelayakan Ekonomi

4.9.4.1. Analisa Ekuivalensi Terhadap Kelayakan Ekonomi

Analisa ekuivalensi yang dipergunakan adalah penggunaan nilai sekarang (*present value*) terhadap semua elemen dana termasuk biaya total, biaya O&P, manfaat energi dan CER 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 pembangunan:

Total biaya : Rp. 1.305.265.327.523 (karena pembangunan terjadi selama tiga tahun maka biaya pertahun Rp.435.088.442.507

Suku bunga pinjaman : 12 %

Tahun ke : 0

Present value (P/F) : $435.088.442.507 / (1+12\%)^0$: Rp.435.088.442.507

(nilai tetap karena biaya langsung merupakan nilai masa sekarang)

Nilai sekarang untuk biaya O&P:

Biaya O&P : Rp. 10.787.316.756

Suku bunga pinjaman : 12 %

Tahun ke : 1

Present value (P/F) : $10.787.316.756 / (1+12\%)^1$: Rp. 9.631.532.818

Nilai sekarang untuk manfaat energi:

Manfaat energi : Rp. 18.443.849.334

Suku bunga pinjaman : 12 %

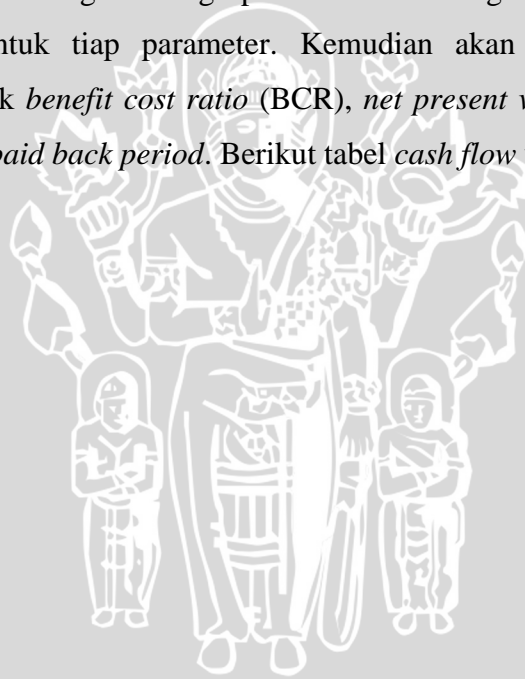
Tahun ke : 1

Present value (P/F) : $18.443.849.334 / (1+12\%)^1$: Rp. 16.467.722.620

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

4.9.4.2. 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 4.50. Cash Flow Alternatif 1 (Dalam Milyar Rupiah)

No. (1)	tahun (2)	tahun ke- (3)	capital cost (4)	annual O & P (5)	Present worth of cost (6)	power income (7)	CER (8)	Benefits (9)	Present wort of benefits with CER- OP (10)	Present wort of benefits without CER- OP (11)	Cash Flow with CER (12)	Cash Flow without CER (13)	comulative cash flow with CER (14)	comulative cash flow without CER (15)
1	2016	1	435.088		545.775						-545.77	-545.77	-545.77	-545.77
2	2017	2	435.088		487.299						-487.30	-487.30	-1033.07	-1033.07
3	2018	3	435.088		435.088						-435.09	-435.09	-1468.16	-1468.16
4	2019	1		10.787		192.24	18.44	210.68	178.48	162.01	178.48	162.01	-1289.68	-1306.15
5	2020	2		10.787		192.24	18.44	210.68	159.36	144.65	159.36	144.65	-1130.33	-1161.50
6	2021	3		10.787		192.24	22.13	214.37	144.91	129.15	144.91	129.15	-985.42	-1032.34
7	2022	4		10.787		192.24	22.13	214.37	129.38	115.32	129.38	115.32	-856.04	-917.03
8	2023	5		10.787		192.24	22.13	214.37	115.52	102.96	115.52	102.96	-740.52	-814.07
9	2024	6		10.787		192.24	22.13	214.37	103.14	91.93	103.14	91.93	-637.38	-722.14
10	2025	7		10.787		192.24	22.13	214.37	92.09	82.08	92.09	82.08	-545.28	-640.06
11	2026	8		10.787		192.24	22.87	215.11	82.52	73.29	82.52	73.29	-462.76	-566.77
12	2027	9		10.787		192.24	22.87	215.11	73.68	65.43	73.68	65.43	-389.08	-501.34
13	2028	10		10.787		192.24	22.87	215.11	65.79	58.42	65.79	58.42	-323.29	-442.92
14	2029	11		10.787		192.24	22.87	215.11	58.74	52.16	58.74	52.16	-264.56	-390.75
15	2030	12		10.787		192.24	22.87	215.11	52.44	46.57	52.44	46.57	-212.11	-344.18
16	2031	13		10.787		192.24	23.02	215.26	46.86	41.58	46.86	41.58	-165.25	-302.59
17	2032	14		10.787		192.24	23.02	215.26	41.84	37.13	41.84	37.13	-123.41	-265.46
18	2033	15		10.787		192.24	23.02	215.26	37.36	33.15	37.36	33.15	-86.06	-232.31
19	2034	16		10.787		192.24	23.02	215.26	33.35	29.60	33.35	29.60	-52.70	-202.72
20	2035	17		10.787		192.24	23.02	215.26	29.78	26.43	29.78	26.43	-22.92	-176.29
21	2036	18		10.787		192.24	23.05	215.29	26.59	23.60	26.59	23.60	3.67	-152.69
22	2037	19		10.787		192.24	23.05	215.29	23.74	21.07	23.74	21.07	27.41	-131.62
23	2038	20		10.787		192.24	23.05	215.29	21.20	18.81	21.20	18.81	48.61	-112.81
24	2039	21		10.787		192.24	23.05	215.29	18.93	16.80	18.93	16.80	67.54	-96.02
25	2040	22		10.787		192.24	23.05	215.29	16.90	15.00	16.90	15.00	84.44	-81.02
26	2041	23		10.787		192.24	23.05	215.29	15.09	13.39	15.09	13.39	99.53	-67.63
27	2042	24		10.787		192.24	23.05	215.29	13.47	11.95	13.47	11.95	113.01	-55.68
28	2043	25		10.787		192.24	23.05	215.29	12.03	10.67	12.03	10.67	125.03	-45.01
29	2044	26		10.787		192.24	23.05	215.29	10.74	9.53	10.74	9.53	135.78	-35.48
30	2045	27		10.787		192.24	23.05	215.29	9.59	8.51	9.59	8.51	145.37	-26.97
31	2046	28		10.787		192.24	23.05	215.29	8.56	7.60	8.56	7.60	153.93	-19.37
32	2047	29		10.787		192.24	23.05	215.29	7.65	6.78	7.65	6.78	161.57	-12.59
33	2048	30		10.787		192.24	23.05	215.29	6.83	6.06	6.83	6.06	168.40	-6.53
34	2049	31		10.787		192.24	23.05	215.29	6.09	5.41	6.09	5.41	174.49	-1.12
35	2050	32		10.787		192.24	23.05	215.29	5.44	4.83	5.44	4.83	179.94	3.71
36	2051	33		10.787		192.24	23.05	215.29	4.86	4.31	4.86	4.31	184.79	8.02

No.	tahun	tahun ke-	capital cost	annual O & P	Present worth of cost	power income	CER	Benefits	Present wort of benefits with CER- OP	Present wort of benefits without CER- OP	Cash Flow with CER	Cash Flow without CER	comulative cash flow with CER	comulative cash flow without CER
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	(15)
37	2052	34		10.787		192.24	23.05	215.29	4.34	3.85	4.34	3.85	189.13	11.87
38	2053	35		10.787		192.24	23.05	215.29	3.87	3.44	3.87	3.44	193.01	15.30
total			1,357.48	377.56	1,468.16	6,728.39	791.92	7,520.32	1,661.17	1,483.47	193.01	15.30	-9078.159	-13871.270

Sumber : Hasil Perhitungan

Keterangan :

(1) : Nomor	(5) : Data O & P	(9) : (7) + (8)	(13) : (6) – (11)
(2) : Tahun	(6) : $F = P(1+i)^n$	(10) : $F_{\text{benefits}}/(1+i)^n - F_{O \& P}/(1+i)^n$	(14) : (12) + (10)
(3) Tahun ke-	(7) : Data <i>income</i>	(11) : $F_{\text{power income}}/(1+i)^n - F_{O \& P}/(1+i)^n$	(15) : (13) + (11)
(4) Data <i>Cost</i>	(8) : Data CER	(12) : (6) – (10)	

Sehingga dalam tabel tersebut dapat diketahui:

(Dengan CER)

a. BCR

Besarnya *Benefit Cost Ratio* berdasarkan nilai biaya dan manfaat pada PLTA Karangates IV & V adalah sebagai berikut:

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

$$\frac{B}{C} = \frac{1661,17}{1468,16} = 1,13$$

b. NPV

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

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

$$NPV = 1661,17 - 1468,16 = 193,01 \text{ Milyar Rupiah}$$

c. IRR (*Internal Rate of Retrun*)

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 Karangates IV & V adalah sebesar 13,68%

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 17,86 tahun.

(Tanpa CER)

a. BCR

Besarnya *Benefit Cost Ratio* berdasarkan nilai biaya dan manfaat pada PLTA Karangates IV & V adalah sebagai berikut:

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

$$\frac{B}{C} = \frac{1483,47}{1468,16} = 1,01$$

b. NPV

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

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

$$NPV = 1483,47 - 1468,16 = 15,30 \text{ Milyar Rupiah}$$

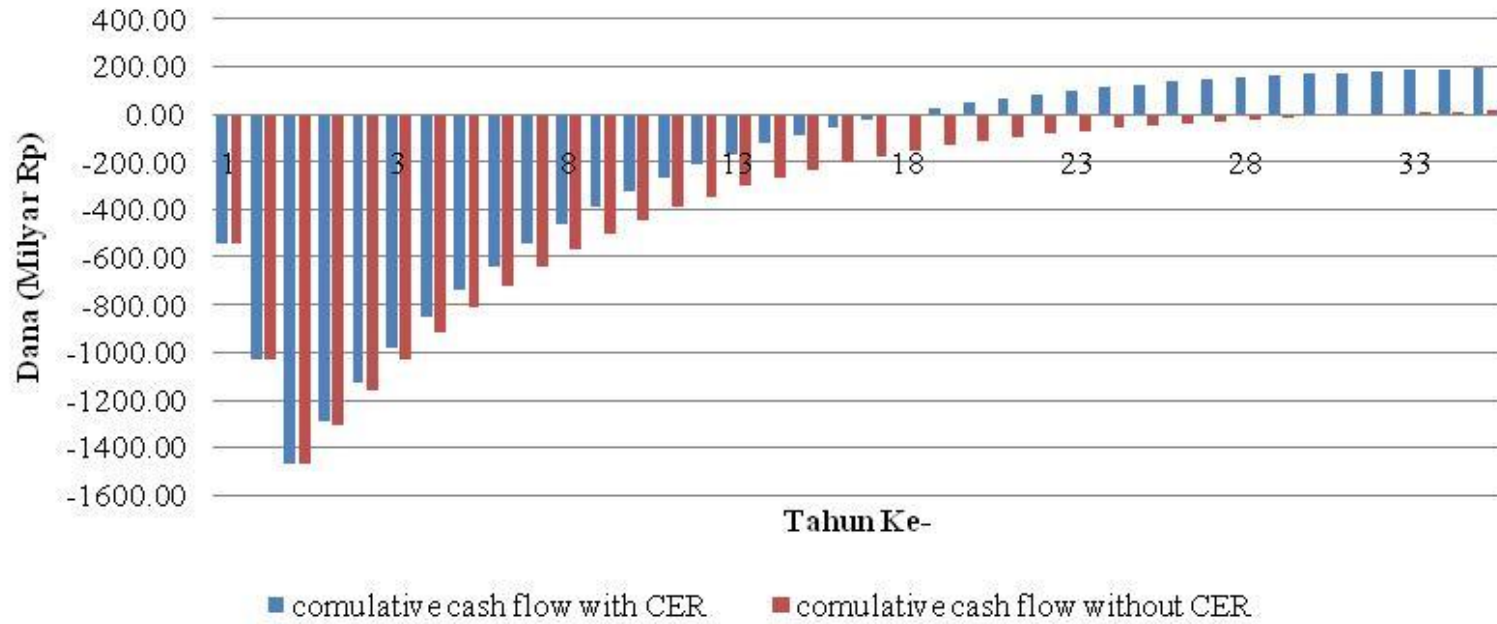
c. IRR (*Internal Rate of Retrun*)

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 Karangates IV & V adalah sebesar 12,13%

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 30,23 tahun.

Kurva Aliran Kas (*Cash Flow*)



Gambar 4.46. Kurva *Cash Flow* Alternatif 1

Tabel 4.51. .Cash Flow Alternatif 2 (Dalam Milyar Rupiah)

No.	tahun	tahun ke-	Capital cost	annual O & P	Present worth of cost	power income	CER	Benefits	Present wort of benefits with CER- OP	Present wort of benefits without CER- OP	Cash Flow with CER	Cash Flow without CER	comulative cash flow with CER	comulative cash flow without CER
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	(15)
1	2016	1	351.857		441.369						-441.37	-441.37	-441.37	-441.37
2	2017	2	351.857		394.080						-394.08	-394.08	-835.45	-835.45
3	2018	3	351.857		351.857						-351.86	-351.86	-1187.31	-1187.31
4	2019	1		8.724		168.10	16.13	184.23	156.70	142.30	156.70	142.30	-1030.61	-1045.01
5	2020	2		8.724		168.10	16.13	184.23	139.91	127.05	139.91	127.05	-890.69	-917.95
6	2021	3		8.724		168.10	19.35	187.45	127.22	113.44	127.22	113.44	-763.48	-804.51
7	2022	4		8.724		168.10	19.35	187.45	113.59	101.29	113.59	101.29	-649.89	-703.22
8	2023	5		8.724		168.10	19.35	187.45	101.42	90.43	101.42	90.43	-548.48	-612.79
9	2024	6		8.724		168.10	19.35	187.45	90.55	80.74	90.55	80.74	-457.93	-532.05
10	2025	7		8.724		168.10	19.35	187.45	80.85	72.09	80.85	72.09	-377.08	-459.95
11	2026	8		8.724		168.10	20.00	188.10	72.45	64.37	72.45	64.37	-304.63	-395.58
12	2027	9		8.724		168.10	20.00	188.10	64.68	57.47	64.68	57.47	-239.95	-338.11
13	2028	10		8.724		168.10	20.00	188.10	57.75	51.31	57.75	51.31	-182.19	-286.79
14	2029	11		8.724		168.10	20.00	188.10	51.57	45.82	51.57	45.82	-130.63	-240.98
15	2030	12		8.724		168.10	20.00	188.10	46.04	40.91	46.04	40.91	-84.59	-200.07
16	2031	13		8.724		168.10	20.13	188.23	41.14	36.52	41.14	36.52	-43.45	-163.54
17	2032	14		8.724		168.10	20.13	188.23	36.73	32.61	36.73	32.61	-6.72	-130.93
18	2033	15		8.724		168.10	20.13	188.23	32.79	29.12	32.79	29.12	26.08	-101.82
19	2034	16		8.724		168.10	20.13	188.23	29.28	26.00	29.28	26.00	55.36	-75.82
20	2035	17		8.724		168.10	20.13	188.23	26.14	23.21	26.14	23.21	81.50	-52.61
21	2036	18		8.724		168.10	20.15	188.25	23.35	20.73	23.35	20.73	104.85	-31.88
22	2037	19		8.724		168.10	20.15	188.25	20.84	18.50	20.84	18.50	125.69	-13.38
23	2038	20		8.724		168.10	20.15	188.25	18.61	16.52	18.61	16.52	144.30	3.15
24	2039	21		8.724		168.10	20.15	188.25	16.62	14.75	16.62	14.75	160.92	17.90
25	2040	22		8.724		168.10	20.15	188.25	14.84	13.17	14.84	13.17	175.76	31.07
26	2041	23		8.724		168.10	20.16	188.26	13.25	11.76	13.25	11.76	189.00	42.83
27	2042	24		8.724		168.10	20.16	188.26	11.83	10.50	11.83	10.50	200.83	53.33
28	2043	25		8.724		168.10	20.16	188.26	10.56	9.38	10.56	9.38	211.39	62.70
29	2044	26		8.724		168.10	20.16	188.26	9.43	8.37	9.43	8.37	220.82	71.07
30	2045	27		8.724		168.10	20.16	188.26	8.42	7.47	8.42	7.47	229.24	78.55
31	2046	28		8.724		168.10	20.16	188.26	7.52	6.67	7.52	6.67	236.76	85.22
32	2047	29		8.724		168.10	20.16	188.26	6.71	5.96	6.71	5.96	243.47	91.18
33	2048	30		8.724		168.10	20.16	188.26	5.99	5.32	5.99	5.32	249.46	96.50
34	2049	31		8.724		168.10	20.16	188.26	5.35	4.75	5.35	4.75	254.81	101.25
35	2050	32		8.724		168.10	20.16	188.26	4.78	4.24	4.78	4.24	259.59	105.49
36	2051	33		8.724		168.10	20.16	188.26	4.27	3.79	4.27	3.79	263.85	109.28

No.	tahun	tahun ke-	Capital cost	annual O & P	Present worth of cost	power income	CER	Benefits	Present wort of benefits with CER- OP	Present wort of benefits without CER- OP	Cash Flow with CER	Cash Flow without CER	comulative cash flow with CER	comulative cash flow without CER
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	(15)
37	2052	34		8.724		168.10	20.16	188.26	3.81	3.38	3.81	3.38	267.66	112.66
38	2053	35		8.724		168.10	20.16	188.26	3.40	3.02	3.40	3.02	271.06	115.68
total			1,055.57	305.33	1,187.31	5,883.50	692.49	6,575.99	1,458.37	1,302.98	271.06	115.68	-4202.037	-8393.270

Sumber : Hasil Perhitungan

Keterangan :

(1) : Nomor	(5) : Data O & P	(9) : (7) + (8)	(13) : (6) – (11)
(2) : Tahun	(6) : $F = P(1+i)^n$	(10) : $F_{\text{benefits}}/(1+i)^n - F_{O \& P}/(1+i)^n$	(14) : (12) + (10)
(3) Tahun ke-	(7) : data <i>income</i>	(11) : $F_{\text{power income}}/(1+i)^n - F_{O \& P}/(1+i)^n$	(15) : (13) + (11)
(4) Data <i>Cost</i>	(8) : Data CER	(12) : (6) – (10)	

Sehingga dalam tabel tersebut dapat diketahui:

(Dengan CER)

a. BCR

Besarnya *Benefit Cost Ratio* berdasarkan nilai biaya dan manfaat pada PLTA Karangates IV

& V adalah sebagai berikut:

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

$$\frac{B}{C} = \frac{1458,37}{1187,31} = 1,23$$

b. NPV

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

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

$$NPV = 1453,37 - 1187,31 = 271,06 \text{ Milyar Rupiah}$$

c. IRR (*Internal Rate of Retrun*)

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 Karangates IV & V adalah sebesar 14,89%

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 14,20 tahun.

(Tanpa CER)

a. BCR

Besarnya *Benefit Cost Ratio* berdasarkan nilai biaya dan manfaat pada PLTA Karangates IV & V adalah sebagai berikut:

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

$$\frac{B}{C} = \frac{1302,98}{1187,31} = 1,10$$

b. NPV

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

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

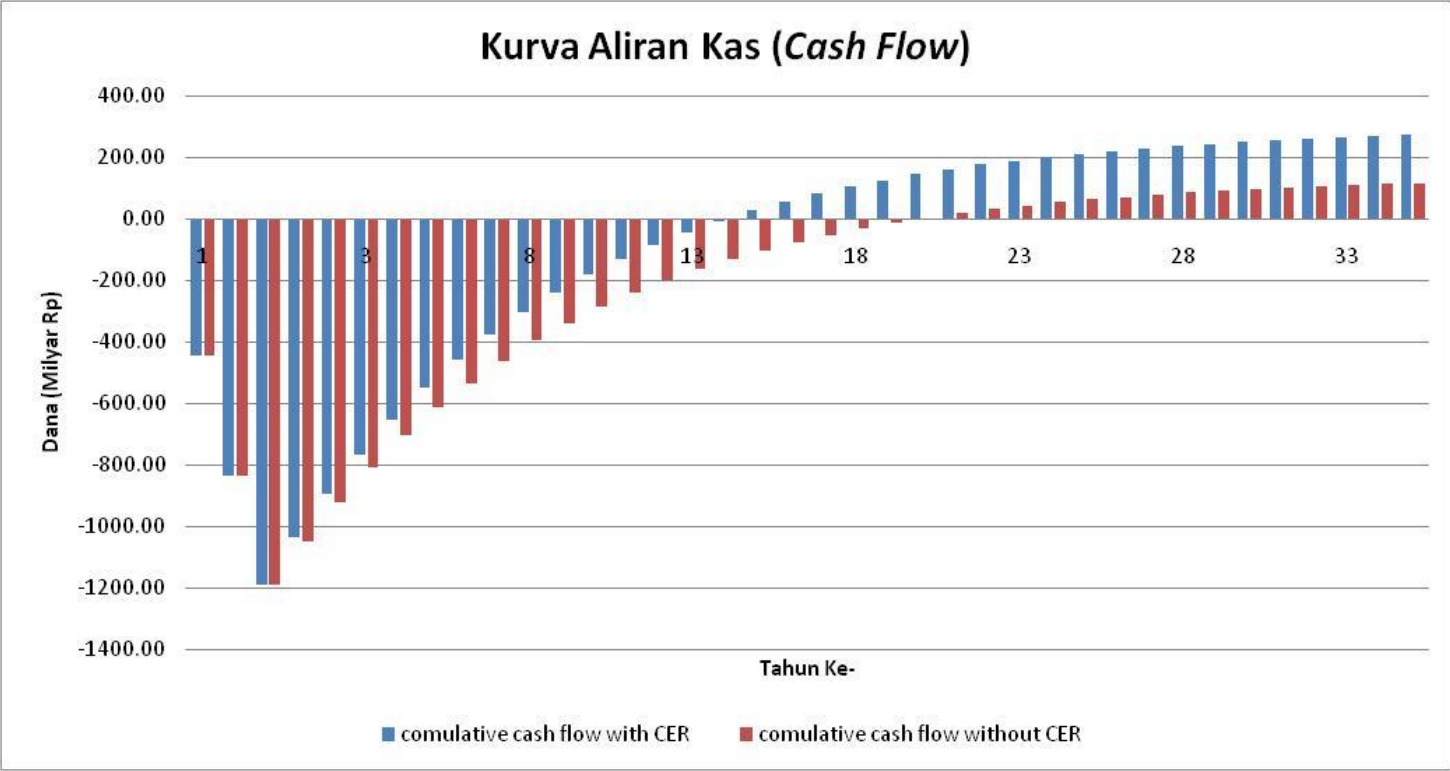
$$NPV = 1302,98 - 1187,31 = 115,68 \text{ Milyar Rupiah}$$

c. IRR (*Internal Rate of Retrun*)

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 Karangates IV & V adalah sebesar 13,24%

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 19,81 tahun.



Gambar 4.47. Kurva *Cash Flow* Alternatif 2

4.9.4.3. 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 4.52. Hasil Analisa Sensitivitas Tiap Alternatif Dengan CER

Dengan CER					
Kondisi	suku bunga (%)	total cost (PV cost)	total benefit (PV benefit)	NPV	BCR
Alternatif 1 (2x50 MW)					
1	12.00%	1,468.16	1,328.93	-139.23	0.91
2	12.00%	1,761.79	1,661.17	-100.63	0.94
3	12.00%	1,761.79	1,328.93	-432.86	0.75
Alternatif 2 (2x40 MW)					
1	12.00%	1,187.31	1,166.69	-20.61	0.98
2	12.00%	1,424.77	1,458.37	33.60	1.02
3	12.00%	1,424.77	1,166.69	-258.07	0.82

Sumber : Hasil Perhitungan

Tabel 4.53. Hasil Analisa Sensitivitas Tiap Alternatif Tanpa CER

Tanpa CER					
Kondisi	suku bunga (%)	total cost (PV cost)	total benefit (PV benefit)	NPV	BCR
Alternatif 1 (2x50 MW)					
1	12.00%	1,468.16	1,186.77	-281.390	0.81
2	12.00%	1,761.79	1,483.47	-278.330	0.84
3	12.00%	1,761.79	1,186.77	-575.023	0.67
Alternatif 2 (2x40 MW)					
1	12.00%	1,187.31	1,042.38	-144.921	0.88
2	12.00%	1,424.77	1,302.98	-121.786	0.91
3	12.00%	1,424.77	1,042.38	-382.382	0.73

Sumber : Hasil Perhitungan

Dari hasil analisa sensitivitas diketahui bahwa dengan ketiga kondisi tersebut parameter kelayakan ekonomi (BCR dan NPV) pada alternatif 1 mengalami kondisi yang tidak layak pada seluruh kondisi. Begitu pula pada Alternatif 2 kondisi yang tidak layak terdapat pada kondisi 1 dan 3.

4.9.4.4. Pengambilan Keputusan

Pengambilan keputusan alternatif dalam studi ini ditentukan berdasarkan 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 4.54. Rangkuman Hasil Analisa Kelayakan Ekonomi

alternatif	Suku Bunga	PV Cost	dengan CER				
			PV Benefit	BCR	NPV	IRR	Pay back period
1	12.00%	1,468.16	1,661.17	1.13	193.01	13.68%	17.86
2	12.00%	1,187.31	1,458.37	1.23	271.06	14.89%	14.20

Sumber : Hasil Perhitungan

Dari hasil analisa diketahui bahwa nilai BCR dan IRR memiliki nilai lebih baik jika biaya lebih rendah (*PV Cost*) dibandingkan dengan biaya yang lebih tinggi, dalam studi ini diputuskan untuk mengambil alternatif 2 dikarenakan nilai NPV, BCR serta IRR yang lebih tinggi dibandingkan dengan alternatif lainnya. Hal ini menunjukkan tingkat keuntungan yang lebih tinggi dibandingkan dengan alternatif lainnya. Alternatif 2 memiliki parameter desain sebagai berikut:

Tabel 4.55. Klasifikasi PLTA Karangates IV & V

No.	Faktor Klasifikasi	Nilai / (Klasifikasi)
1	Tinggi Jatuh (H)	$\pm 87,27$ m (Tinggi)
2	Tipe Eksploitasi	(<i>Run Off River</i> Dengan Tandon)
3	Daya Terpasang (Mw)	2 X 40 MW (PLTA)
4	Tipe Turbin	Francis (Turbin Reaksi)
5	Sistem Pembawa Air	Pipa Pesat (Bertekanan)
6	Penempatan Rumah Pembangkit	(Pada Sistem Pengalihan / <i>Diversion</i>)
7	Debit Operasional	$53,76 \text{ m}^3/\text{dt}$ /Turbin
8	Jumlah Pipa Pesat	2 buah
9	Jumlah Turbin	2 buah