

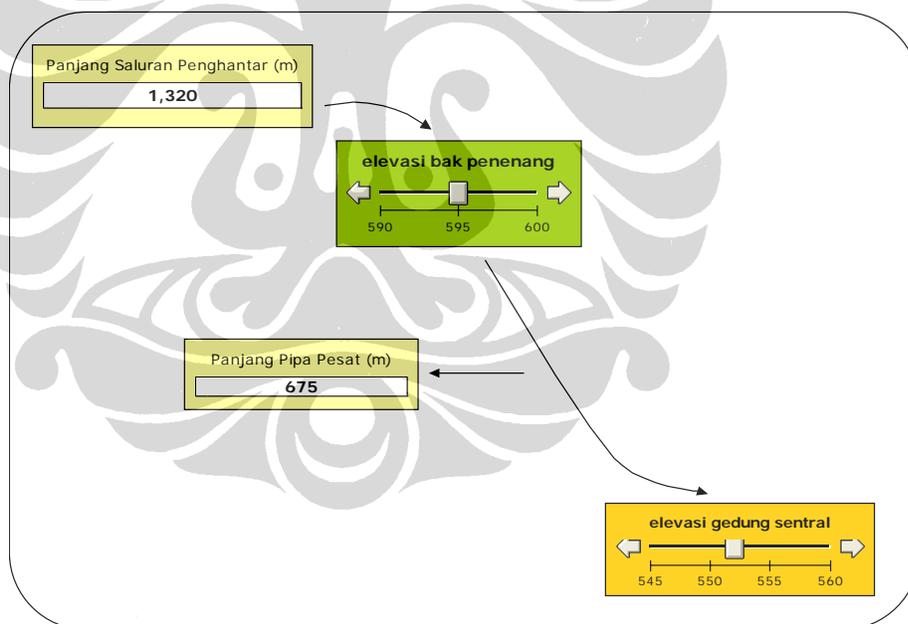
4. STUDI OPTIMASI & ANALISIS

4.1. Optimasi Tahap Pertama

Seperti yang telah disampaikan pada bab sebelumnya, bahwa pada area Lubuk Gadang telah ditetapkan tiga alternatif sebagai model pembangunan PLTM. Ketiga alternatif tersebut akan dilakukan analisis menggunakan *software*, yang bertujuan untuk mendapatkan kapasitas terpasang dengan harga yang paling optimal.

Faktor-faktor yang membedakan ketiga alternatif *scheme* pembangunan PLTM adalah panjang saluran penghantar, panjang pipa pesat, elevasi bak penenang dan elevasi gedung sentral, seperti terlihat pada gambar di bawah :

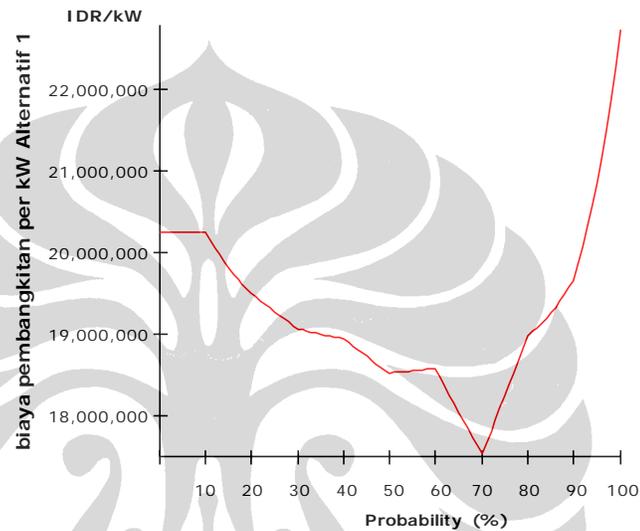
Gambar 4.1 Faktor-faktor pembeda antara alternatif *scheme* pembangunan PLTM



Dengan memasukkan nilai dari setiap alternatif diperoleh hasil grafik sebagai berikut :

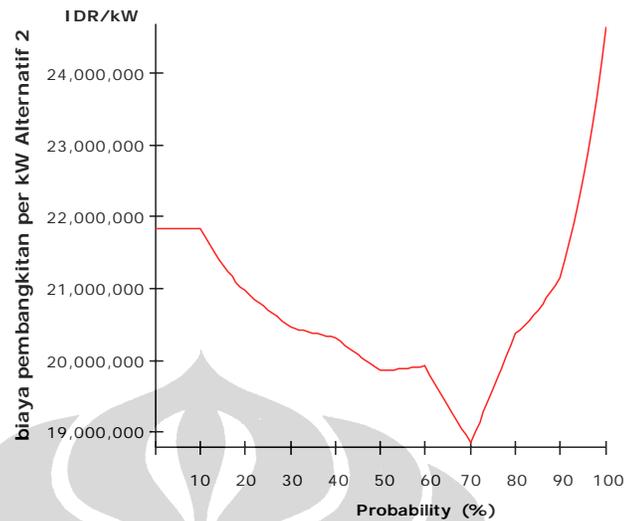
- a. Alternatif 1, dengan panjang saluran penghantar 1320 meter, panjang pipa pesat \pm 675 m, elevasi bak penenang/bendung \pm 595 m dan elevasi gedung sentral \pm 552 meter. Dari data ini diperoleh profil biaya pembangkitan terhadap probabilitas debit air sebagai berikut :

Gambar 4.2 Profil biaya pembangkitan/kW untuk alternatif 1



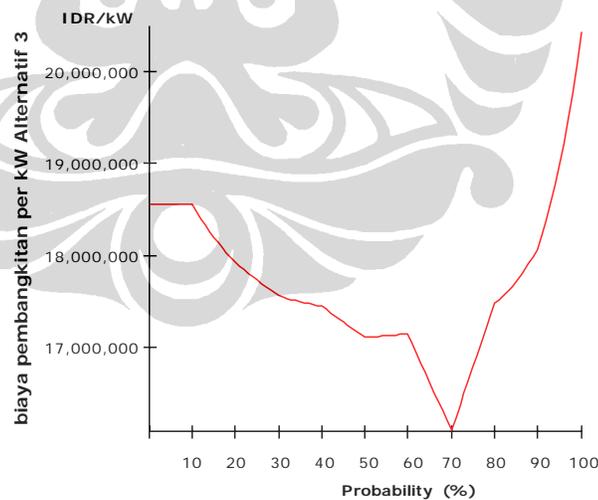
- b. Alternatif 2, dengan panjang saluran penghantar 1000 meter, panjang pipa pesat \pm 565 m, elevasi bak penenang/bendung \pm 591 m dan elevasi gedung sentral \pm 558 meter. Dari data ini diperoleh profil biaya pembangkitan terhadap probabilitas debit air sebagai berikut :

Gambar 4.3 Profil biaya pembangkitan/kW untuk alternatif 2



- c. Alternatif 3, dengan panjang saluran penghantar 1320 meter, panjang pipa pesat \pm 555 m, elevasi bak penenang/bendung \pm 595 m dan elevasi gedung sentral \pm 547 meter. Dari data ini diperoleh profil biaya pembangkitan terhadap probabilitas debit air sebagai berikut :

Gambar 4.4 Profil biaya pembangkitan/kW untuk alternatif 3



Dari grafik ketiga alternatif di atas, penulis melakukan analisis kasar bahwa biaya pembangkitan per kW terendah untuk tiap alternative akan diperoleh pada probabilitas debit air 70%, yaitu 19,43 m³/s. Kemudian nilai ini penulis jadikan acuan/sampel untuk membandingkan biaya pembangkitan antara ketiga alternatif

tersebut, seperti terlihat pada tabel 3 dibawah :

Tabel 4.1 Resume perbandingan antara ketiga alternatif pada probabilitas debit air 70%

Debit air (Q = 70%)	Alternatif	Biaya Pembangunan/kW
19,43 m ³ /s	1	Rp 17.526.428,59,-
19,43 m ³ /s	2	Rp 18.857.371,09,-
19,43 m³/s	3	Rp 16.111.426,28,-

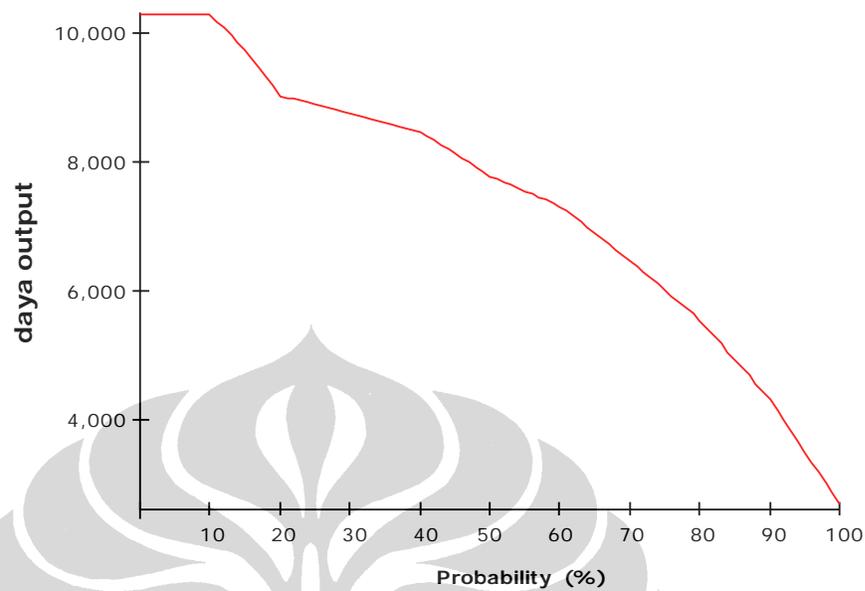
Dari tabel di atas dapat disimpulkan bahwa alternatif 3 menawarkan biaya yang paling optimum, sehingga akan dipilih sebagai pilihan desain dalam pembangunan PLTM Lubuk Gadang. Perhitungan untuk memastikan apakah probabilitas debit air 70% (19,43 m³/s) merupakan debit yang optimal penulis lakukan sebagai optimasi tahap kedua yang akan dijelaskan selanjutnya.

4.2. Optimasi Tahap Kedua

Optimasi tahap kedua menggunakan data pada alternatif 3 yang telah kita pilih. Optimasi tahap ini bertujuan untuk mendapatkan debit optimal, yaitu debit yang dapat memberikan biaya pembangunan per satuan energi yang terendah. (Rp/kWh). Pertama kali yang dilakukan adalah menetapkan alternatif-alternatif debit yang akan diperbandingkan keandalannya, ditinjau masing-masing biaya investasinya, daya dan energi tahunan yang dapat dibangkitkan.

Persamaan menghitung daya mengikuti persamaan 3.2, yang telah dimodelkan penulis pada submodel pembangkit. Perhitungan untuk masing-masing probabilitas debit air dapat dilihat pada grafik berikut :

Gambar 4.5 Daya output yang dihasilkan PLTM untuk alternatif 3 (kW)



Untuk perhitungan energi, diperlukan gambar *Flow Duration Curve* yang digunakan untuk menghitung Area / Luasan, sehingga persamaan yang digunakan adalah :

$$E = g \times H_{ef} \times 24 \times \eta \times Area \dots\dots\dots(4.1)$$

dimana :

g = Percepatan gravitasi

H_{ef} = Tinggi Jatuh efektif

η = Efisiensi Turbin dan Generator (Efisiensi Total)

Jika kita resumekan, data energi pembangkitan PLTM dengan menggunakan parameter-parameter pada alternatif 3 sebagai berikut :

Tabel 4.2 Resume energi pembangkitan PLTM alternatif 3

Prob (%)	Head (m)	Debit (m ³ /det)	Daya (kW)	Energi (kWh)
10	48	42,71	10.269,32	74.678.914,18
20	48	33,08	9.014,37	73.991.327,38
30	48	30,28	8.736,74	72.600.341,62
40	48	28,13	8.454,58	70.761.594,01
50	48	24,55	7.772,12	66.459.979,13
60	48	22,79	7.306,26	63.573.467,36
70	48	19,43	6.462,67	57.152.174,93
80	48	16,45	5.537,40	50.411.762,35
90	48	12,62	4.298,72	40.367.248,50
100	48	7,89	2.687,55	26.280.515,82

Dengan membagi antara energi yang dibangkitkan dengan total biaya pembangunan, maka akan diperoleh biaya pembangkitan energi/kWh, seperti terlihat pada tabel berikut :

Tabel 4.3 Biaya per-kWh untuk setiap probabilitas debit

Prob (%)	Debit (m ³ /s)	Biaya pembangunan (Rp x 10 ⁶)	Biaya per-kWh (Rp/kWh)
10	42,71	207.908,82	2.784,04
20	33,08	175.779,50	2.375,68
30	30,28	166.526,97	2.293,75
40	28,13	160.128,84	2.262,93
50	24,55	143.938,68	2.165,79
60	22,79	135.733,53	2.135,07
70	19,43	113.267,52	1.981,86
80	16,45	105.070,38	2.084,24

90	12,62	84.495,65	2.093,17
100	7,89	61.087,67	2.324,45

Dari tabel di atas terlihat bahwa biaya pembangkitan energi terendah tercapai pada probabilitas debit 70%, yaitu 19,43 m³/s. Pada kondisi ini, biaya pembangkitan per kWh yaitu sebesar Rp 1.981,84,-

4.3. Analisis Finansial

Analisis finansial bermanfaat untuk menghitung nilai keekonomian suatu proyek. Hal ini penting untuk mendorong investor menanamkan modal khususnya terhadap proyek-proyek pembangkit tenaga listrik. Dalam analisis finansial, selain biaya konstruksi, juga diperlukan identifikasi biaya operasional PLTM. Biaya operasional ini terdiri atas biaya tetap dan tidak tetap.

Biaya tetap dalam operasional sebuah PLTM adalah biaya per bulan untuk menggaji karyawan yang mengoperasikan dan merawat pembangkit, yaitu dengan perincian:

Tabel 4.4 Biaya tetap PLTM

No	Personil	Jumlah	Biaya/bln	Total Biaya/bln
1	Kepala PLTM	1	Rp 2.000.000	Rp 2.500.000
2	Administrasi	1	Rp 1.500.000	Rp 1.500.000
3	Teknisi	8	Rp 900.000	Rp 7.200.000
4	Keamanan	4	Rp 800.000	Rp 3.200.000
			Total:	Rp 14.400.000
			Biaya per tahun :	Rp 172.800.000

Biaya tidak tetap adalah biaya yang dialokasikan untuk keperluan operasi dan pemeliharaan peralatan/mesin PLTM, terdiri atas :

Tabel 4.5 Biaya tidak tetap PLTM

No	Item Biaya	Asumsi	Biaya/tahun
1	Kompensasi	Rp 10/kWh	Rp 571,521,749
2	Pelumas	-per tahun 600 liter -Rp 30.000/liter	Rp 18.000.000
3	Perawatan bangunan, M&E	1 permil biaya sipil	Rp 43,256,809.683
4	Perawatan jalan	1 permil biaya konstruksi jalan	Rp 336,236.25
5	ATK	Rp 250.000/bulan	Rp 3.000.000
6	Komputer & printer	Rp 5.000.000/5thn	Rp 1.000.000
7	Biaya tak terduga	10%	Rp 63,711,479.52
		Total biaya :	Rp 700,826,274.76

Diasumsikan bahwa masa manfaat PLTM adalah selama 20 tahun dengan nilai sisa nol (0) dan tingkat inflasi 11% per tahun. Nilai MARR diasumsikan 12%. Mesin PLTN harus mengalami perawatan *overhaul* besar setiap 6 tahun sekali. Untuk harga jual listrik, penulis memakai harga beli listrik PLN Muara Labuh yaitu sebesar Rp 600/kWh.

Dari analisis finansial, *Net Present Value* menunjukkan nilai Rp 255.725.190.069,42,-. Nilai ini dikatakan layak karena menghasilkan nilai yang positif atau > Rp 0,-. (perhitungan terlampir).

Dari analisis IRR, diperoleh tingkat pengembalian modal sebesar 16%. Nilai ini dikatakan layak secara finansial karena lebih besar dari nilai MARR yang disyaratkan, yaitu sebesar 12%.