

## **BAB IV**

### **PERHITUNGAN DAN ANALISA**

#### **4.1 Data Teknis Perencanaan**

Dari hasil survey dan pengambilan data di lapangan diperoleh data teknis sebagai berikut:

- Lebar Sungai, b = 3 Meter
- Kedalaman sungai rata-rata, D = 20 cm = 0,2 Meter
- Panjang pipa pesat, L = 168 Meter
- Tinggi intake , H = 9 Meter
- Kecepatan Aliran, v = 0,650553 m<sup>2</sup>/s
- Debit aliran air, Q = v.A = v . b . D (Mahendra,dkk, 2013)  
= 0,650553 x 3 x 0,2  
= 0,390332 m<sup>3</sup>/s

#### **4.2 Perhitungan Saluran *Intake***

Perhitungan rancang bangun saluran *intake* mendapat perhatian pertama kali setelah melakukan input data. Formulasi *intake* tidak dikali 100% karena meminimalisir perubahan lingkungan akibat adanya pembangkit listrik. Satuan saluran *intake* adalah m<sup>2</sup> karena bentuknya bukanlah bangun ruang, melainkan sebuah area masuknya air dari sungai menuju keseluruhan sistem PLTMH

$$\text{Ukuran Intake} = 90\% \times D_{th} \times \ell \quad (\text{Wiranto}, 2018)$$

$$\text{Ukuran Intake} = 90\% \times 0,2 \times 3$$

$$\text{Ukuran Intake} = 0,54 \text{ m}^2$$

#### **4.3 Perhitungan Bak Penenang**

Mengacu pada *Department of Energy* (Department of Energy, 2009: 5- 15 as cited in Wiranto,2018), kecepatan pengendapan disasumsikan sebesar 0.1 m/s. Secara spesifik, panjang bak penang nilainya lebih besar sama dengan dari perhitungan akar kuadrat debit air dibagi perkalian kecepatan pengendapan dan bilangan 0.125.

**a. Menghitung panjang bak penenang**

$$L \geq \sqrt{\frac{Q}{U \times 0,125}} \quad (\text{Wiranto,2018})$$

$$L \geq \sqrt{\frac{0,390332}{0,1 \times 0,125}}$$

$$L \geq 5,58 \text{ meter}$$

**b. Menghitung lebar bak penenang**

$$\ell = \frac{1}{8} \times L \quad (\text{Wiranto,2018})$$

$$\ell = \frac{1}{8} \times 5,58$$

$$\ell = 0,6985 \text{ meter} = 0,7 \text{ m}$$

**c. Menghitung kedalaman bak penenang**

$$D_{th} = \frac{L \times U}{V} \quad (\text{Wiranto,2018})$$

$$D_{th} = \frac{5,58 \times 0,7}{0,3}$$

$$D_{th} = 13,02 \text{ meter}$$

Dengan demikian bahwa luas tangkapan air pada Pembangkit Listrik Tenaga Mikro Hidro (PLTMH) di Simpang Saut Desa Pampang Harapan Kecamatan Sukadana Kabupaten Kayong Utara adalah Panjang 5,58 m x Lebar 0,7 m x Kedalaman 13,02 m = 50,85 m<sup>3</sup> jadi luas area tangkapan sebesar 50,85 m<sup>3</sup>.

#### 4.4 Perhitungan Diameter Pipa Penstock

Dalam formulasi diameter pipa *penstock*, Perhitungan diameter pipa berdasarkan persamaan Gordon-Penman, berikut ini dengan Q = 0,390332 m<sup>3</sup>/s:

$$D = 0,72 (Q^{0,5}) \quad (\text{Mahendra,dkk,2013})$$

$$D = 0,72 (0,390332^{0,5})$$

$$D = 0,450 \text{ m} = 17,71 \text{ Inch} \approx 18 \text{ Inch}$$

Sehingga kecepatan aliran dalam pipa dihitung sebagai berikut :

$$Q = AV$$

$$V = \frac{Q}{\frac{1}{4} \pi D^2}$$

$$V = \frac{0,390332}{\frac{1}{4} \cdot 3,14 \cdot 0,450^2}$$

$$V = 2,455 \text{ m/s}$$

## 4.5 Perhitungan Head Loss

### 4.5.1 Perhitungan mayor losses

#### a. Kehilangan Energi Akibat Gesekan Pada Pipa

Pipa pesat pada perencanaan ini adalah Polyvinyl chloride (PVC), dengan pertimbangan lebih murah, mudah didapat dan tidak berkarat. Berdasarkan nilai koefisien kekasaran diambil ( $\epsilon$ ) = 0,0015 (table equivalent roughness of new commercial pipe material)

Maka, kehilangan energi  $He$ , adalah:

$$fg = \frac{\epsilon}{D} \quad (\text{Gupta S.Ram,1989 as cited in Aqfa,2011})$$

Dimana:

$\epsilon$  = kekasaran relatif 0,0015

D = diameter pipa 450 mm

Maka :

$$fg = \frac{0,0015}{450} = 0,000003333$$

Jadi untuk kekasaran permukaan relatif adalah 0,000003333

Untuk bilangan Reynolds digunakan persamaan berikut ini :

$$Re = \frac{V \cdot D}{v} \quad (\text{Gupta S.Ram,1989 as cited in Aqfa,2011})$$

Dimana:

V = Kecepatan aliran dalam pipa pesat 2,455 m/s

D = Diameter pipa pesat 0,450 m

$\nu$  = Viskositas air pada temperatur 20 °C =  $1,02 \times 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$

Maka dapat dihitung :

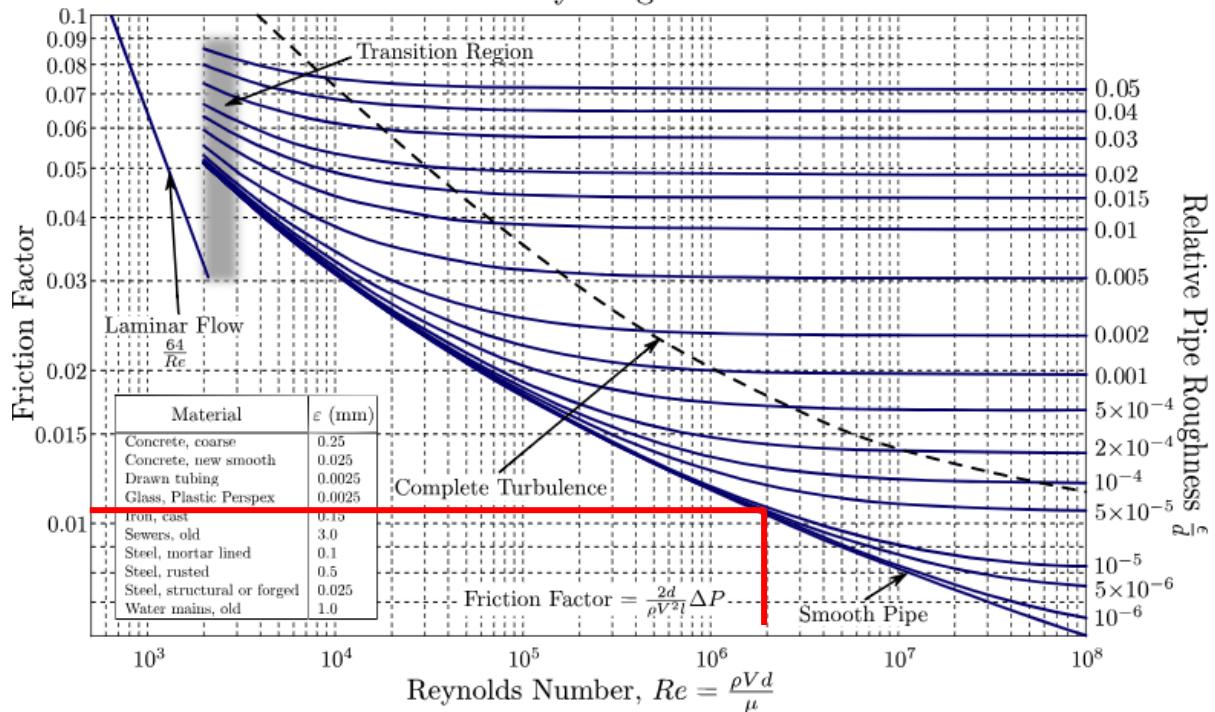
$$Re = \frac{2,455 \frac{m}{s} \cdot 0,450}{1,02 \times 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}}$$

$$Re = 1.083.088,235$$

$$Re = 1,083 \times 10^6 \quad (\text{Turbulen})$$

Dari Diagram Moody didapat koefisien gesekan pipa  $f = 0,011$

Moody Diagram



Gambar 4.1 Diagram Moody

Berdasarkan nilai-nilai di atas dengan menggunakan diagram Moody didapat nilai koefisien kerugian gesek ( $f$ ) = 0,011, dengan panjang pipa pesat ( $L$ ) = 168 m, Sehingga untuk menghitung kehilangan energi akibat gesekan di sepanjang pipa pesat digunakan persamaan Darcy Weisbach yaitu :

$$hf = f \cdot \frac{L \cdot V^2}{D \cdot 2g} \quad (\text{Gupta S.Ram,1989 as cited in Aqfa,2011})$$

$$hf = 0,011 \frac{168 \times 2,455^2}{0,450 \times 2 \times 9,81}$$

$$hf = 1,26 \text{ m}$$

#### 4.5.2 Perhitungan minor losses

##### a. Analisis Kehilangan Energi Pada Saringan

Kehilangan energi pada saringan sangat tergantung pada bentuk dan sudut kemiringan saringan-saringan itu sendiri. Dihitung dengan menggunakan persamaan menurut, O. Krischmer, (Patty,1995 Hal:40)

$$\Delta h_r = \varphi \left[ \frac{s}{b} \right]^{4/3} \frac{v^2}{2.g} \sin \alpha \quad (\text{Patty,1995})$$

Dimana :

$\Delta h_r$  = kehilangan energi pada saringan (m)

$\varphi$  = koefisien kehilangan energi karena bentuk kisi

$s$  = tebal kisi (0,006 m) ditentukan berdasarkan kondisi di lapangan

$b$  = jarak kisi (0,03 m) ditentukan berdasarkan kondisi di lapangan

$\alpha$  = sudut pemasangan thrasrack

$v$  = kecepatan aliran dalam pipa pesat (m/det)

Dimana :

$$v = \frac{Q}{A} = \frac{Q}{\frac{\pi D^2}{4}} \quad (\text{Fritz Dietzel; 1993})$$

$$v = \frac{4 \times 0,390332}{3,14 (0,450)^2} = \frac{1,561328}{0,63585}$$

$$v = 2,455 \text{ m/s}$$

$$\Delta h_r = \varphi \left[ \frac{s}{b} \right]^{4/3} \frac{v^2}{2.g} \sin \alpha$$

$$\Delta h_r = 2,42 \left[ \frac{0,006}{0,03} \right]^{\frac{4}{3}} \frac{2,455^2}{2 \times 9,81} \sin 45^\circ$$

$$\Delta h_r = 2,42 \times 0,11690709 \times 0,307 \times 0,707$$

$$\Delta h_r = 0,061 \text{ m}$$

### b. Kehilangan Energi Pada Sisi Masuk Pipa Pesat/Penstock

Bentuk sisi masuk pada pipa pesat sangat menentukan besarnya koefisien kehilangan energi ( $f$ ), untuk menentukan agar koefisien kehilangan energi sekecil mungkin, pada perencanaan ini digunakan sisi masuk bentuk *bellmouth* dengan  $K = 0,05$  selanjutnya dianalisa dengan persamaan :

$$Hf_{masukan} = K \cdot \frac{v^2}{2 \cdot g} \quad (\text{Aqfa}, 2011)$$

Dimana:

$Hf_{masuk}$  : kehilangan energi pada sisi masuk penstock (m)

$K$  : koefisien entransce losses (0,05)

$g$  : percepatan gravitasi (9,81 m/s<sup>2</sup>)

$v$  : kecepatan aliran air dalam pipa pesat (m/s)

Kehilangan energi pada sisi masuk penstock berdasarkan persamaan:

$$Hf_{masukan} = 0,05 \cdot \frac{2,455^2}{2 \times 9,81} = 0,0153 \text{ m}$$

Sehingga Head loss total adalah :

$$H_{loss} = \text{Major Loss} + \text{Minor Loss}$$

$$H_{loss} = H_f + (H_{r,saringan} + H_{masukan\ pipa})$$

$$H_{loss} = 1,26 \text{ m} + 0,061 \text{ m} + 0,0153 \text{ m}$$

$$H_{loss} = 1,336 \text{ m}$$

### 4.6 Perhitungan Head Efektif

Head efektif adalah tinggi air yang digunakan untuk memutar Bucket serta raner turbin, setelah memperhitungkan kehilangan atau kerugian (*loses*) energi yang terjadi pada pipa pesat dan belokan-belokan yang ada pada pipapesat tersebut.

Head efektif dapat ditulis sebagai berikut:

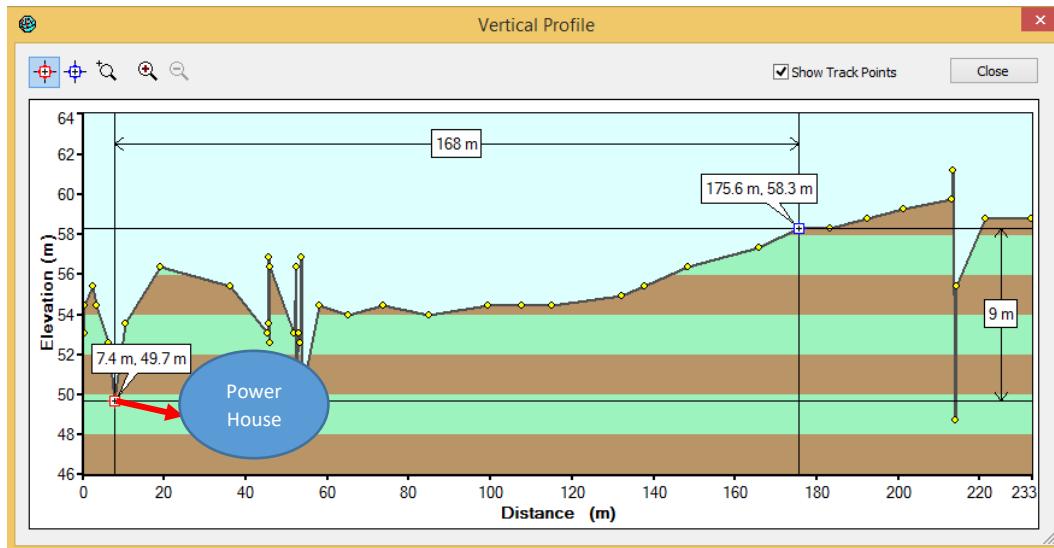
$$H_{ef} = H_{ac} - H_{ls}$$

Dimana :  $H_{ef}$  = Head Efektif (m)

$H_{ac}$  = Head Actual (m)

$H_{ls}$  = Head Loses (m)

Pada perhitungan Head efektif, peneliti menggunakan alat gps untuk melihat perbedaan ketinggian. Dari hasil tersebut didapatkan ketinggiannya yaitu 9 m.



Gambar 4.2 Ketinggian dari Mapsource

Untuk menghitung Head effektif ini digunakan persamaan sebagai berikut:

$$H_{eff} = H_{ac} - H_{loss} \quad (\text{Mahendra,dkk,2013})$$

$$H_{eff} = 9 \text{ m} - 1,336 \text{ m}$$

$$H_{eff} = 7,664 \text{ m}$$

#### 4.7 Menghitung Daya Potensial Air Terjun

Untuk merencanakan daya turbin perlu diketahui terlebih dahulu daya potensial air terjun. Daya potensial air terjun terdiri dari komponen berat jenis air, debit air, percepatan gravitasi dan ketinggian air terjun. Daya potensial air terjun dapat dihitung sebagai berikut:

$$P = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H_{eff} \quad (\text{Fritz Dietzel,1993, hal: 2})$$

$$P = 1000 \cdot (kg/m^3) \cdot 9,81 \cdot (m/s^2) \cdot 0,390332 \cdot (m^3/s) \cdot 7,664 \cdot (m)$$

$$P = 29.346,66 \text{ Watt} = 29,35 \text{ kW}$$

Dimana:

$$P = \text{Daya potensial air terjun, Watt}$$

$Q$  = kapasitas air,  $\text{m}^3/\text{s}$

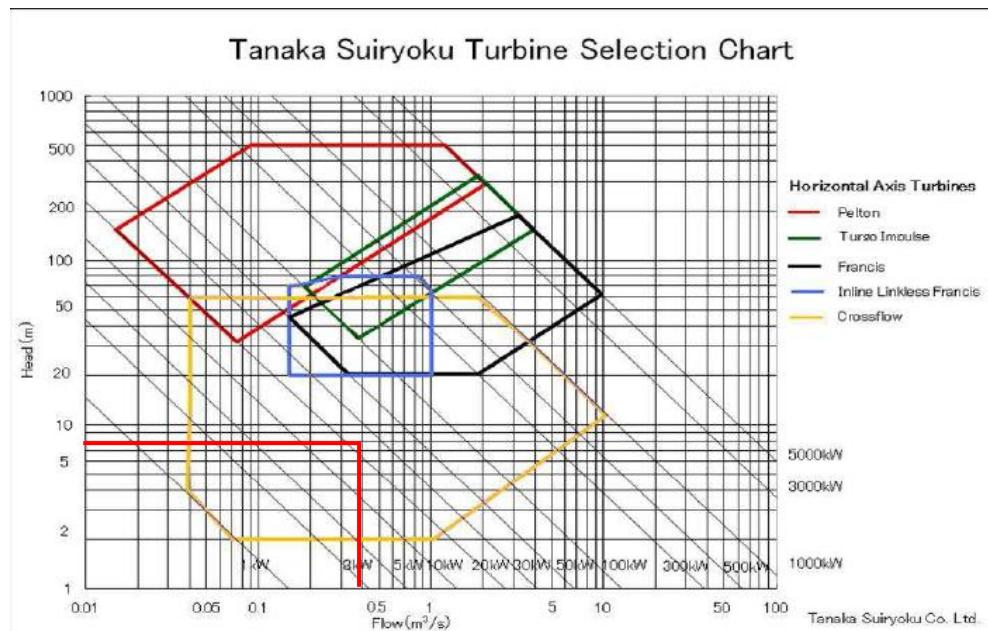
$\rho$  = berat jenis air,  $1\text{kg}/\text{dm}^3 = 1000 \text{ kg}/\text{m}^3$

$g$  = gaya gravitasi,  $\text{m}/\text{s}^2$

$H$  - tinggi air jatuh, m

## 4.8 Perhitungan Turbin

### 4.8.1 Pemilihan Turbin Berdasarkan Tinggi



Gambar 4.3 Grafik hubungan Head-Debit (Pratilastiarso,2012)

Pada penelitian ini tinggi jatuh air yang direncanakan adalah 7,664 meter dengan kapasitas aliran air  $0.390332 \text{ m}^3/\text{s}$ , berdasarkan grafik hubungan head dan debit aliran maka dipilih jenis turbin Crossflow atau Banki.

### 4.8.2 Daya Turbin

Daya turbin adalah daya yang dihasilkan oleh poros turbin setelah dikurangi kerugian-kerugian, daya turbin dapat dituliskan sebagai berikut:

$$P_t = Q \cdot \rho \cdot g \cdot H_{ef} \cdot \eta_t \quad (\text{Fritz Dietzel}, 1993, \text{hal: 2})$$

Dimana:

$P_t$  = Daya turbin, Kw

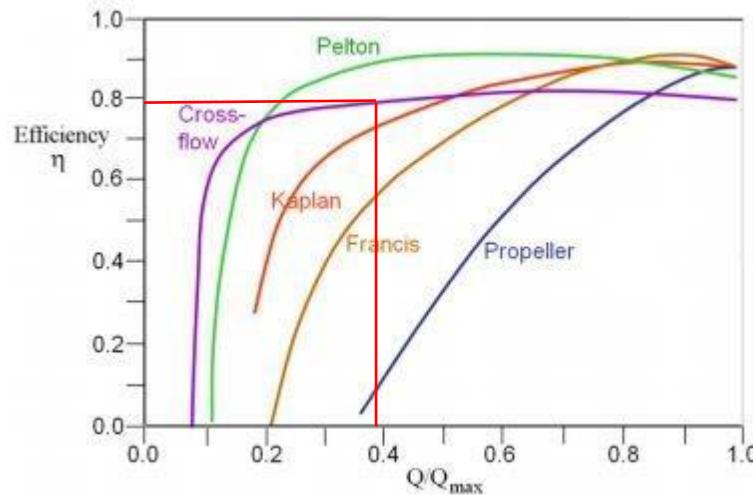
$Q$  = kapasitas air,  $\text{m}^3/\text{dt}$

$\rho$  = berat jenis air,  $1000 \text{ kg/m}^3$

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

$H_{ef}$  = ketinggian air jatuh efektif, m

$\eta_t$  = efisiensi turbin cross flow 79% atau 0,79



Gambar 4.4 Grafik nilai efisiensi turbin

$$Pt = 0,390332 \times 1000 \times 9,81 \times 7,664 \times 0,79$$

$$Pt = 23.183,86 \text{ Watt}$$

$$Pt = 23,184 \text{ kW}$$

#### 4.8.3 Diameter Luar (D) dan Lebar Sudu Turbin (L)

$$LD = \frac{2,627 Q}{\sqrt{H}} \quad (\text{Pratilastiarso,2012})$$

$$LD = \frac{2,627 \times 0,390332}{\sqrt{7,664}}$$

$$LD = 0,37 \text{ m}^2$$

Tabel 4.1 Perbandingan diameter dan lebar sudu turbin

Diameter Luar (m)	Lebar Sudu Turbin (m)
0,75	0,49
0,70	0,53
0,65	0,57
0,60	0,62

Diameter yang dipilih adalah 0,75 m atau 75 cm dan lebar sudu 0,49 m atau 49 cm.

#### 4.8.4 Diameter Dalam Turbin

$$D_2 = \frac{2}{3} D \quad (\text{Pratilastiarso,2012})$$

$$D_2 = \frac{2}{3} 0,75 \text{ m}$$

$$D_2 = 0,5 \text{ m} \approx 50 \text{ cm}$$

#### 4.8.5 Menentukan Panjang Lengan Turbin

Prosedur standar panjang lengan dari turbin *crossflow* dengan mangacu pada *Bangki Technical Papers*, dengan diameter luar turbin sudah dihitung, maka perencanaan panjang *runner* turbin adalah:

$$Q = 0,91 \cdot b_o \cdot D_1 \cdot \sqrt{H_{nett}}$$

$$b_o = \frac{Q}{0,91 \cdot D_1 \cdot \sqrt{H_{nett}}}$$

$$b_o = \frac{0,390332}{0,91 \cdot 0,75 \cdot \sqrt{7,664}}$$

$$b_o = 0,2065 \text{ m} \approx 20,65 \text{ cm}$$

#### 4.8.6 Kecepatan Maksimal Runner Turbin (N)

$$N = \frac{39,81 \sqrt{H}}{D} \quad (\text{Pratilastiarso,2012})$$

$$N = \frac{39,81 \sqrt{7,664}}{0,75}$$

$$N = 146,95 \approx 147 \text{ rpm}$$

#### 4.8.7 Kecepatan Spesifik

$$N_s = \frac{N \sqrt{P_t}}{\frac{5}{H^4}} \quad (\text{Pratilastiarso,2012})$$

$$N_s = \frac{147 \sqrt{23.184}}{\frac{5}{7,664^4}}$$

$$N_s = 55,5 \text{ rpm}$$

Kecepatan spesifik turbin crossflow berdasarkan halaman 24 adalah antara 40 dan 200.

#### **4.8.8 Jarak antara Sudu (t)**

$$t = 0,174 D \quad (\text{Pratilastiarso,2012})$$

$$t = 0,174 \times 0,75 \text{ m}$$

$$t = 0,1305 \text{ m} \approx 13 \text{ cm}$$

#### **4.8.9 Ketebalan Semburan / Lebar Nozzle**

$$s = 0,22 \frac{Q}{L \sqrt{H}} \quad (\text{Pratilastiarso,2012})$$

$$s = 0,22 \frac{0,390332}{0,49 \sqrt{7,664}}$$

$$s = 0,063 \text{ m} \approx 63 \text{ cm}$$

#### **4.8.10 Jari-jari Kelengkungan Sudu**

$$\rho = 0,163D \quad (\text{Pratilastiarso,2012})$$

$$\rho = 0,163 \times 0,75 \text{ m}$$

$$\rho = 0,122 \text{ m} \approx 12,2 \text{ cm}$$

#### **4.8.11 Jumlah Sudu**

$$n = \frac{\pi D}{t} \quad (\text{Pratilastiarso,2012})$$

$$n = \frac{3,14 \times 0,75}{0,1305}$$

$$n = 18,046 \approx 18 \text{ sudu}$$

Tabel 4.2 Tabel Hasil Rancangan Turbin

Parameter	Nilai
Diameter luar (cm)	75
Diameter dalam (cm)	50
Lebar sudu (cm)	49
Jarak antar sudu (cm)	13
Lebar Nozzle (cm)	63
Jari-jari kelengkungan sudu (cm)	12,2
Jumlah sudu	18
Daya Turbin (kW)	23,184
Panjang Lengan Turbin (cm)	20,65
Kecepatan Max Turbin (rpm)	147
Kecepatan Rotasional ( $\times 2\pi/60$ ) rad/s	15,386
Kecepatan Spesifik	55,5

#### 4.9 Perhitungan Data Generator

Putaran sinkron generator yang dipilih yaitu 1.500 rpm. Frekuensi arus yang dihasilkan sama dengan frekuensi putaran rotor (N). Untuk  $f = 50$  Hz, sehingga jumlah katub generator adalah:

$$N = \frac{120f}{P} \quad (\text{Febriansyah,2013})$$

Sehingga didapatkan jumlah kutub generator sebesar:

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

$$P = \frac{120 \times 50}{1500}$$

$$P = 4 \text{ katub}$$

Dimana:

$N$  = Perputaran Generator (rpm)

$f$  = Frekuensi (Hz)

$P$  = Jumlah katub

Besarnya daya keluaran generator pada keadaan debit andalan adalah sebagai berikut, dengan Effisiensi generator sebesar 90% :

$$P_{g(\text{out})} = \eta g \times P_t \quad (\text{Febriansyah,2013})$$

$$P_{g(\text{out})} = 0,9 \times 23,184 \text{ kW}$$

$$P_{g\text{ (out)}} = 20,8656 \text{ kW}$$

#### 4.10 Torsi

$$T = \frac{P}{2\pi \frac{N}{60}}$$

$$T = \frac{20,8656}{2 \cdot 3,14 \cdot \frac{147}{60}}$$

$$T = 1,356 \text{ Nm}$$

#### 4.11 Perhitungan Diameter Puli (Pulley)

Adapun persamaan yang digunakan adalah sebagai berikut dimana diameter puli penggerak (dp) mengikuti diameter turbin yaitu 0,5m:

$$\frac{n_1}{n_2} = \frac{D_p}{d_p} \quad (\text{Iswar,dkk,2016})$$

$$\frac{147}{1500} = \frac{D_p}{0,5}$$

$$D_p = \frac{147 \times 0,5}{1500}$$

$$D_p = \frac{147 \times 0,5}{1500}$$

$$D_p = 0,049 \text{ m} \approx 49 \text{ mm}$$

Jadi didapatkan diameter puli untuk generator yaitu sebesar 49 mm.

#### 4.12 Kapasitas Daya Netto dan Energi

Daya keluaran yang siap dikirim dapat dihitung dengan persamaan:

$$P_{\text{netto}} = P_{g\text{ (out)}} \quad (\text{Febriansyah,2013})$$

$$P_{\text{netto}} = 20,8656 \text{ kW}$$

Sehingga dalam satu tahun, Energi minimal yang dihasilkan dengan persamaan:

$$E = P_{\text{netto}} \times t \quad (\text{Febriansyah,2013})$$

Dimana :

$$E = \text{Energi Listrik (kWh)}$$

$$P = \text{Daya (Watt)}$$

$$t = \text{waktu (jam)}$$

Sehingga,

$$E = 20,8656 \text{ kW} \times 12 \text{ bulan}$$

$$E = 20,8656 \times 8640 \text{ jam}$$

$$E = 175,738 \text{ kWh}$$

Sedangkan nilai KHA pada jaringan dalam keadaan normal yaitu sebesar:

$$I = \frac{P_{\text{netto}}}{\sqrt{3} \times V \times \cos \varphi}$$

$$I = \frac{20,8656 \text{ kW}}{\sqrt{3} \times 0,38 \times 0,8} = 39,63 \text{ A}$$

Penghantar yang digunakan jenis kabel twisted ukuran  $3 \times 35 \text{ mm}^2 + N 25 \text{ mm}^2$  dengan KHA maksimum 125 A.

#### **4.13 Rencana Sistem Kontrol dan Pengamanan**

Sistem kontrol yang digunakan pada perencanaan PLTMH ini menggunakan pengaturan beban sehingga jumlah output daya generator selalu sama dengan beban. Apabila terjadi penurunan beban di konsumen, maka beban tersebut akan dialihkan ke sistem pemanas udara (air heater) yang dikenal sebagai ballast load/dummy load. Mengingat lokasi PLTMH ini berada di daerah terpencil maka system control digunakan jenis control yang lebih dikenal dengan Electronic Load Controller (ELC). Dengan system ini fluktuasi beban akan diatur dan disesuaikan secara otomatis oleh ELC.

Sistem kontrol tersebut telah dapat dipabrikasi secara lokal, dan terbukti handal pada penggunaan di banyak PLTMH. Sistem kontrol ini terintegrasi pada panel kontrol (switch gear). Fasilitas operasi panel kontrol minimum terdiri dari (Putra Berry Remandana, 2017):

- Kontrol start/stop, baik otomatis, semi otomatis, maupun manual.
- Stop/berhenti secara otomatis.
- Trip stop (berhenti pada keadaan gangguan: over-under voltage, over-under frekuensi).
- Emergency shutdown, bila terjadi gangguan listrik (misal arus lebih).

#### **4.14 Jaringan Distribusi**

Parameter utama dalam desain jaringan distribusi pada pembangkit mikrohidro adalah menentukan panjang jaringan, besar tegangan (jaringan

tegangan rendah JTR), jenis dan ukuran kabel, jenis tiang ( besi ), tinggi tiang dan jumlah tiang.

Jaringan distribusi untuk PLTMH ini digunakan Jaringan Tegangan Rendah 380 Volt sepanjang 2000 meter. Kabel digunakan jenis Alumunium yaitu kabel twisted ukuran  $3 \times 35 \text{ mm}^2 + N 25 \text{ mm}^2$  dengan KHA maksimum 125 A dengan reaktansi pada  $F = 50 \text{ Hz}$  sebesar 0,3790 ohm/km dan ditopang oleh tiang besi (Standart JTR – PLN) dengan tinggi 9 meter sebanyak  $\pm 40$  batang.

#### **4.15 Analisa Ekonomi PLTMH Simpang Saot**

##### **4.15.1 Performa Cash Flow**

Penyusutan performa *cash flow* menggunakan asumsi sebagai berikut :

- Tingkat inflasi tahun 2019 = 3,5% data Menteri Keuangan RI
- Asumsi Suku bunga = 10% data Bank Indonesia
- Pajak = 3% data PP No.8 Tahun 2011
- Umur Ekonomis Pembangkit = 20 Tahun

##### **4.15.2 Investasi Awal**

Tabel 4.3 Estimasi Total RAB

No.	Keterangan	Total
1	Turbin Crossflow	Rp 150.000.000
2	Generator 3 fasa 25 kw	Rp 30.000.000
3	stabilizer 20 kw	Rp 15.534.000
4	Bangunan 5x5x5 (papan)	Rp 30.000.000
5	Beton dam, bak penenang	Rp 30.000.000
6	pipa 18" @30btg	Rp 37.380.000
7	Tiang JTR 9 m	Rp 120.000.000
8	TC 3x35 + 25 mm	Rp 70.000.000
9	Dead, clamp Assambly	Rp 2.000.000
10	PHBTR	Rp 5.000.000
JUMLAH		Rp 489.914.000
PPN 10%		Rp 48.991.400
<b>JUMLAH + PPN</b>		<b>Rp 538.905.400</b>

Total anggaran biaya pada pembangunan PLTM Simpang Saut adalah sebesar Rp 538.905.400,00.

#### 4.15.3 Pengeluaran atau biaya bulanan

Tabel 4.4 Rencana Pembiayaan

No	Keterangan	Jumlah	Biaya/Bulanan		Biaya/Tahunan
1	Operasional	1	Rp	1.000.000,00	Rp 12.000.000,00
2	Gaji	1	Rp	1.500.000,00	Rp 18.000.000,00
Pengeluaran			<b>Rp</b>	<b>2.500.000,00</b>	<b>Rp 30.000.000,00</b>

#### 4.15.4 Penerimaan

Dengan mengasumsikan kapasitas daya PLTM yang terserap pada beban ialah sebesar 85% sehingga pendapatan dalam satu tahun sebesar (Kurniawati,2017):

$$\begin{aligned}
 \text{Pemasukan} &= \text{Output Daya} \times \text{Kapasitas} \times \text{Jumlah Jam} \times \text{Harga Listrik} \\
 &= 20,8656 \text{ kW} \times 85\% \times 8640 \text{ h} \times \text{Rp } 1352,-/\text{kWh} \\
 &= \text{Rp } 207.176.378,00
 \end{aligned}$$

Perhatikan tabel 4.5 yang merupakan penerimaan yang akan didapatkan dari tahun 1- 20.

Tabel 4.5 Penerimaan

No	Keterangan	Nilai
1	Kapasitas	85%
2	Output Daya	20,8656 kW
3	Jumlah Jam	8640 h
4	Rupiah per kWh	Rp1352,-/kWh
Penerimaan Th 1-20		Rp207.176.378,00

#### 4.15.5 Nilai Residu dan Penyusutan

##### a. Nilai Residu

Nilai residu yaitu nilai sisa suatu barang yang sudah habis umur ekonomisnya.

$$\begin{aligned}
 \text{Investasi Awal} &= \text{Rp } 538.905.400,00 \\
 \text{Nilai Residu} &= 10\% \times \text{Investasi Awal} \\
 &= 10\% \times \text{Rp } 538.905.400,00 \\
 &= \text{Rp } 53.890.540,00
 \end{aligned}$$

b. Penyusutan

Penyusutan yaitu menurunnya nilai ekonomi suatu aset.

$$\begin{aligned}\text{Penyusutan} &= \frac{\text{Investasi Awal} - \text{Nilai Residu}}{20} \\ &= \frac{\text{Rp } 538.905.400 - \text{Rp } 53.890.540}{20} \\ &= \text{Rp } 24.250.743,00\end{aligned}$$

#### 4.15.6 Penilaian Investasi

a. ***Net Present Value***

*Net Present Value* merupakan selisih antara *benefit* (penerimaan) dengan *cost*(pengeluaran) yang telah dipresent-valuekan.

- **Nilai Present Value Benefit**

$$\begin{aligned}\text{Benefit} &= (\text{Rp } 207.176.378,00) + (\text{Rp } 24.250.743,00) \\ &= \text{Rp } 231.427.121,00\end{aligned}$$

- **Pengurangan Benefit Akibat Inflasi 3,5%**

$$\begin{aligned}\text{Benefit} &= (\text{Rp } 207.176.378,00) - (\text{Rp } 207.176.378,00 \times 3,5\%) \\ &= \text{Rp } 199.925.205,00\end{aligned}$$

- **Pengurangan Benefit Akibat Pajak 3%**

$$\begin{aligned}\text{Benefit} &= (\text{Rp } 199.925.205,00) - (\text{Rp } 199.925.205,00 \times 3\%) \\ &= \text{Rp } 193.927.449,00\end{aligned}$$

- **Perhitungan faktor diskonto (DF)**

Diketahui i (tingkat suku bunga) = 10%

$$\text{Tahun ke } 1 = \frac{1}{(1+i)^n} = \frac{1}{(1+0,10)^1} = 0,909090909$$

$$\begin{aligned}\text{PV Benefit} &= \text{Rp } 22.376.244,00 \times 0,909090909 \\ &= \text{Rp } 20.342.040,00\end{aligned}$$

Tabel 4.6 Perhitungan PV Benefit selama 20 tahun

Tahun	Benefit	Inflasi 3,5%	Pajak 3%	FD 10%	PV Benefit
0	231.427.121				
1	207.176.378	199.925.204,77	193.927.448,63	0,9090909	176.297.680,57
2	207.176.378	199.925.204,77	193.927.448,63	0,8264463	160.270.618,70
3	207.176.378	199.925.204,77	193.927.448,63	0,7513148	145.700.562,45
4	207.176.378	199.925.204,77	193.927.448,63	0,6830135	132.455.056,78
5	207.176.378	199.925.204,77	193.927.448,63	0,6209213	120.413.687,98
6	207.176.378	199.925.204,77	193.927.448,63	0,5644739	109.466.989,07
7	207.176.378	199.925.204,77	193.927.448,63	0,5131581	99.515.444,61
8	207.176.378	199.925.204,77	193.927.448,63	0,4665074	90.468.586,01
9	207.176.378	199.925.204,77	193.927.448,63	0,4240976	82.244.169,10
10	207.176.378	199.925.204,77	193.927.448,63	0,3855433	74.767.426,45
11	207.176.378	199.925.204,77	193.927.448,63	0,3504939	67.970.387,69
12	207.176.378	199.925.204,77	193.927.448,63	0,3186308	61.791.261,53
13	207.176.378	199.925.204,77	193.927.448,63	0,2896644	56.173.874,12
14	207.176.378	199.925.204,77	193.927.448,63	0,2633313	51.067.158,29
15	207.176.378	199.925.204,77	193.927.448,63	0,239392	46.424.689,36
16	207.176.378	199.925.204,77	193.927.448,63	0,2176291	42.204.263,05
17	207.176.378	199.925.204,77	193.927.448,63	0,1978447	38.367.511,86
18	207.176.378	199.925.204,77	193.927.448,63	0,1798588	34.879.556,24
19	207.176.378	199.925.204,77	193.927.448,63	0,163508	31.708.687,49
20	207.176.378	199.925.204,77	193.927.448,63	0,1486436	28.826.079,54
<b>Total PV Benefit</b>				<b>1.651.013.690,90</b>	

- **Nilai Present Value Cost**

Untuk th 1-20 Pengeluaran = Rp 30.000.000,00

- **Pengurangan Cost Akibat Inflasi 3,5%**

$$\begin{aligned} \text{Untuk th 1-20 Cost} &= (\text{Rp } 30.000.000) - (\text{Rp } 30.000.000 \times 3,5\%) \\ &= \text{Rp } 28.950.000,00 \end{aligned}$$

- **Pengurangan Cost Akibat Pajak 3%**

$$\begin{aligned} \text{Untuk th 1-20 Cost} &= \text{Rp } 28.950.000 - (\text{Rp } 28.950.000 \times 3\%) \\ &= \text{Rp } 28.081.500,00 \end{aligned}$$

- **Perhitungan faktor diskonto (DF) :**

Diketahui i (tingkat suku bunga) = 10%

$$\text{Tahun ke } -1 = \frac{1}{(1+i)^n} = \frac{1}{(1+0,10)^1} = 0,909090909$$

$$\begin{aligned} \text{PV Cost} &= \text{Rp } 28.081.500 \times 0,909090909 \\ &= \text{Rp } 25.528.636,00 \end{aligned}$$

Tabel 4.7 Perhitungan PV Cost Selama 20 Tahun

Tahun	Cost	Inflasi 3,5%	Pajak 3%	FD 10%	PV Cost
0					<b>538.905.400,00</b>
1	30.000.000	28.950.000,00	28.081.500,00	0,9090909	25.528.636,36
2	30.000.000	28.950.000,00	28.081.500,00	0,8264463	23.207.851,24
3	30.000.000	28.950.000,00	28.081.500,00	0,7513148	21.098.046,58
4	30.000.000	28.950.000,00	28.081.500,00	0,6830135	19.180.042,35
5	30.000.000	28.950.000,00	28.081.500,00	0,6209213	17.436.402,13
6	30.000.000	28.950.000,00	28.081.500,00	0,5644739	15.851.274,67
7	30.000.000	28.950.000,00	28.081.500,00	0,5131581	14.410.249,70
8	30.000.000	28.950.000,00	28.081.500,00	0,4665074	13.100.227,00
9	30.000.000	28.950.000,00	28.081.500,00	0,4240976	11.909.297,27
10	30.000.000	28.950.000,00	28.081.500,00	0,3855433	10.826.633,88
11	30.000.000	28.950.000,00	28.081.500,00	0,3504939	9.842.394,44
12	30.000.000	28.950.000,00	28.081.500,00	0,3186308	8.947.631,31
13	30.000.000	28.950.000,00	28.081.500,00	0,2896644	8.134.210,28
14	30.000.000	28.950.000,00	28.081.500,00	0,2633313	7.394.736,62
15	30.000.000	28.950.000,00	28.081.500,00	0,239392	6.722.487,83
16	30.000.000	28.950.000,00	28.081.500,00	0,2176291	6.111.352,58
17	30.000.000	28.950.000,00	28.081.500,00	0,1978447	5.555.775,07
18	30.000.000	28.950.000,00	28.081.500,00	0,1798588	5.050.704,61
19	30.000.000	28.950.000,00	28.081.500,00	0,163508	4.591.549,64
20	30.000.000	28.950.000,00	28.081.500,00	0,1486436	4.174.136,04
<b>Total PV Cost</b>					<b>777.979.039,60</b>

Sehingga Nilai NPV diperoleh sebesar:

$$\begin{aligned}
 \text{NPV} &= \text{Total PV benefit 20th} - \text{Total PV cost 20th} \\
 &= (\text{Rp } 1.651.013.690,00) - (\text{Rp } 777.979.039,00) \\
 &= \text{Rp } 873.034.651
 \end{aligned}$$

Tabel 4.8 Perhitungan NPV (Net Present Value)

Tahun	PV Benefit	PV Cost	NPV
0		538.905.400	<b>-538.905.400</b>
1	176.297.681	25.528.636	150.769.044
2	160.270.619	23.207.851	137.062.767
3	145.700.562	21.098.047	124.602.516
4	132.455.057	19.180.042	113.275.014
5	120.413.688	17.436.402	102.977.286
6	109.466.989	15.851.275	93.615.714
7	99.515.445	14.410.250	85.105.195
8	90.468.586	13.100.227	77.368.359
9	82.244.169	11.909.297	70.334.872
10	74.767.426	10.826.634	63.940.793
11	67.970.388	9.842.394	58.127.993
12	61.791.262	8.947.631	52.843.630
13	56.173.874	8.134.210	48.039.664
14	51.067.158	7.394.737	43.672.422
15	46.424.689	6.722.488	39.702.202
16	42.204.263	6.111.353	36.092.910
17	38.367.512	5.555.775	32.811.737
18	34.879.556	5.050.705	29.828.852
19	31.708.687	4.591.550	27.117.138
20	28.826.080	4.174.136	24.651.943
<b>NPV</b>			<b>873.034.651</b>
<b>BCR</b>			<b>2,122183</b>

Berdasarkan evaluasi standar kelayakan suatu proyek nilai NPV > 0 dan syarat tersebut berdasarkan hasil perhitungan telah terpenuhi.

### b. *Benefit Cost Ratio (BCR)*

Perhitungan *Benefit Cost Ratio* adalah sebagai berikut:

$$B/C_{\text{Ratio}} = \sum_{K=0}^N \frac{B}{C} = \frac{1.651.013.690}{777.979.040} = 2,122183$$

Nilai BCR yang didapat dari total *benefit* nilai sekarang dan total *cost* nilai sekarang adalah sebesar 2,122183. Berdasarkan evaluasi standar kelayakan suatu proyek nilai BCR > 1 dan syarat tersebut berdasarkan hasil perhitungan telah terpenuhi.

### c. *Internal Rate of Return*

*Internal Rate of Return* adalah tingkat bunga dimana nilai sekarang dari keuntungan kotor suatu kontruksi PLTM sama dengan nilai sekarang biaya proyek atau neto sekarang NPV menjadi nol. Hasil analisa IRR dapat dilihat pada lampiran 2.

Besar nilai NPV 1 dengan tingkat suku bunga 10% yaitu didapatkan sebesar Rp 233.387.906,00 dan besar nilai NPV 2 dengan tingkat suku bunga 14% yaitu sebesar Rp 106.969.524 dengan demikian untuk mencari nilai IRR didapatkan dengan rumus sebagai berikut :

$$\text{IRR} = (10\%) + \left( \frac{NPV_1}{NPV_1 - NPV_2} \right) \times (14\% - 10\%)$$

$$\text{IRR} = 0,1738462$$

$$\text{IRR} = 17,38\%$$

Tabel 4.9 Perhitungan IRR (Internal Rate of Return)

Tahun	NPV	DF 10,0%	Present Value	DF 14%	Present Value
0	-538.905.400	1	-538.905.400	1	-538.905.400
1	150.769.044	0,909	137.062.767	0,877	132.253.548
2	137.062.767	0,826	113.275.014	0,769	105.465.349
3	124.602.516	0,751	93.615.714	0,675	84.103.149
4	113.275.014	0,683	77.368.359	0,592	67.067.902
5	102.977.286	0,621	63.940.793	0,519	53.483.175
6	93.615.714	0,564	52.843.630	0,456	42.650.060
7	85.105.195	0,513	43.672.422	0,400	34.011.212
8	77.368.359	0,467	36.092.910	0,351	27.122.179
9	70.334.872	0,424	29.828.852	0,308	21.628.532
10	63.940.793	0,386	24.651.943	0,270	17.247.633
11	58.127.993	0,350	20.373.507	0,237	13.754.093
12	52.843.630	0,319	16.837.609	0,208	10.968.176
13	48.039.664	0,290	13.915.379	0,182	8.746.552
14	43.672.422	0,263	11.500.314	0,160	6.974.922
15	39.702.202	0,239	9.504.391	0,140	5.562.139
16	36.092.910	0,218	7.854.869	0,123	4.435.517
17	32.811.737	0,198	6.491.627	0,108	3.537.095
18	29.828.852	0,180	5.364.981	0,095	2.820.650
19	27.117.138	0,164	4.433.869	0,083	2.249.322
20	24.651.943	0,149	3.664.354	0,073	1.793.718
<b>JUMLAH</b>			<b>233.387.906</b>		<b>106.969.524</b>
<b>IRR</b>					<b>0,1738462</b>

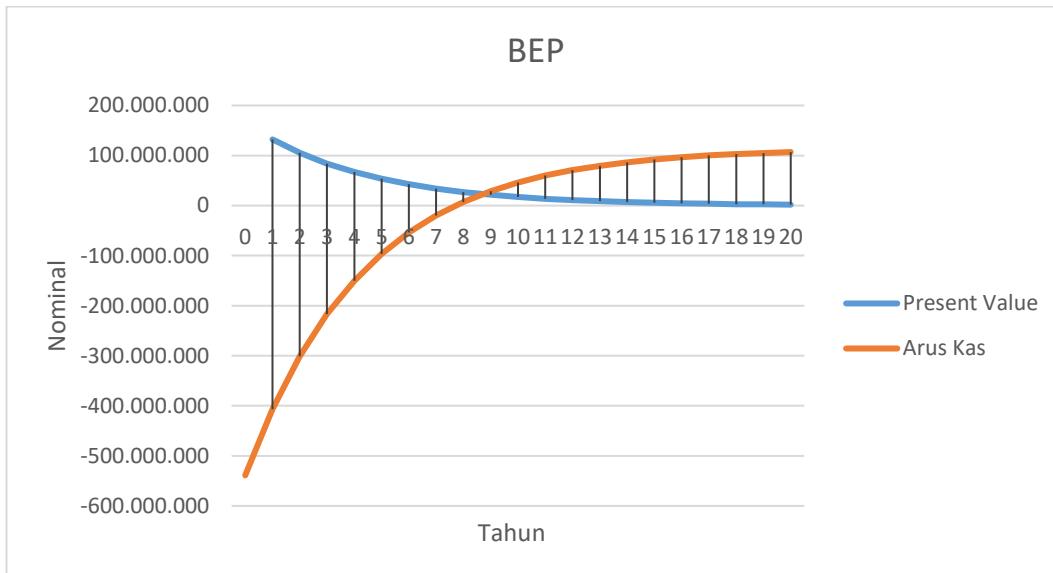
---

#### d. Payback Period

Analisis payback period digunakan untuk mengetahui seberapa lama investasi mencapai titik impas atau breakeven-point yang mengartikan arus kas masuk sama dengan arus kas keluar.

Tabel 4.10 Perhitungan BEP (Break Event Point)

<b>Tahun</b>	<b>Present Value</b>	<b>Arus Kas</b>
0		<b>-538.905.400</b>
1	132.253.548	-406.651.852
2	105.465.349	-301.186.504
3	84.103.149	-217.083.354
4	67.067.902	-150.015.453
5	53.483.175	-96.532.277
6	42.650.060	-53.882.217
7	34.011.212	-19.871.005
8	27.122.179	7.251.174
9	21.628.532	28.879.706
10	17.247.633	46.127.339
11	13.754.093	59.881.432
12	10.968.176	70.849.609
13	8.746.552	79.596.161
14	6.974.922	86.571.083
15	5.562.139	92.133.222
16	4.435.517	96.568.739
17	3.537.095	100.105.834
18	2.820.650	102.926.484
19	2.249.322	105.175.806
20	1.793.718	106.969.524
<b>BEP</b>		<b>8,8</b>



Gambar 4.5 Grafik BEP

Dapat dilihat pada grafik BEP diatas, dimana PLTM Simpang Saut akan balik modal setelah 8,8 tahun pengoperasian.

#### 4.15.7 Analisis Harga Pokok Produksi

Hasil perancangan PLTMH Simpang Saot dengan kapasitas daya terbangkit yaitu sebesar 25 KW membutuhkan biaya sebesar Rp 538.905.400,00 dengan umur ekonomis pembangkit selama 20 tahun dan membutuhkan biaya operasioanl per tahun Rp 30.000.000,00 . Maka rata-rata biaya per hari yaitu :

$$\text{Biaya operasional} = \text{Rp } 30.000.000,00$$

$$\text{Daya terbangkit} = 20,8656 \text{ kW}$$

$$\text{Rp/hari} = \frac{\text{Biaya awal+biaya operasional}}{\text{umur ekonomis} \times 365 \text{ hari}}$$

$$\text{Rp/hari} = \frac{\text{Rp } 538.905.400,00 + \text{Rp } 30.000.000,00}{20 \times 365 \text{ hari}}$$

$$= \text{Rp } 77.932,00$$

$$\text{Biaya/kWh} = \frac{\text{Biaya per hari}}{\text{Energi listrik} \left( \frac{\text{kWh}}{\text{hari}} \right)}$$

$$= \frac{\text{Rp } 77.932,00}{20,8656 \text{ kW} \times 24 \text{ jam}}$$

= Rp 155,62  $\cong$  Rp 156,00