

## BAB II TINJAUAN PUSTAKA

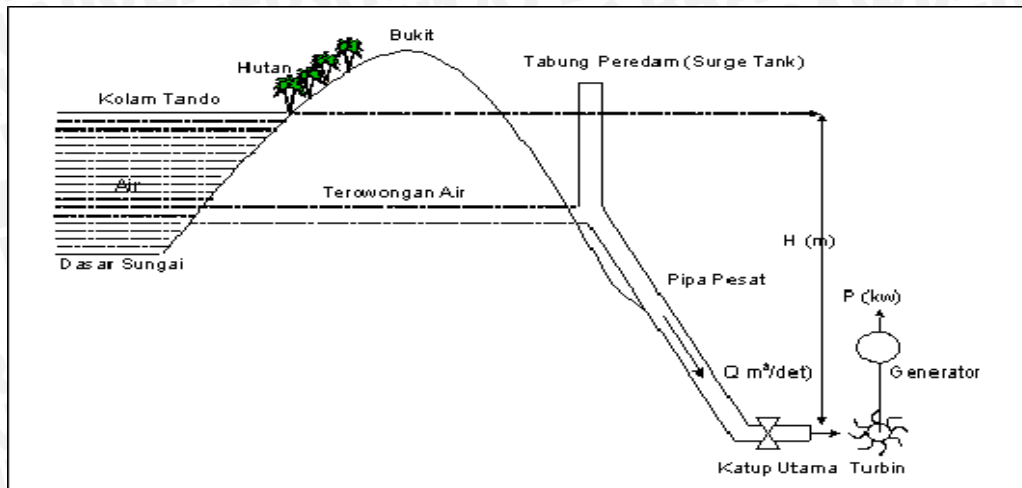
### 2.1. Umum

Pengembangan PLTA merupakan pekerjaan yang melibatkan berbagai disiplin ilmu yang saling mendukung, seperti ilmu teknik sipil (hidrologi, rekayasa sungai, bangunan air), ilmu teknik elektro (pendistribusian daya listrik ke konsumen), dan ilmu teknik lingkungan (dampak pekerjaan terhadap lingkungan di sekitar embung). Untuk menunjang proses perencanaan diperlukan teori-teori dan rumus - rumus dari pustaka yang sangat berperan, terutama pada saat pengolahan data maupun desain rencana bangunan air.

Pembangkit listrik tenaga air merupakan salah satu dari tipe pembangkit listrik yang ada di dunia dan merupakan salah satu tipe pembangkit yang menggunakan sumber energi yang terbarukan (*renewable energy*) dan merupakan tipe pembangkit energi yang tingkat pengembangannya lebih matang daripada tipe pembangkit energi dengan sumber energi lain di dunia.

Pembangkit Listrik Tenaga Air sesuai dengan namanya mengandalkan sumber energinya pada air. Penggunaan tenaga air sebagai pembangkit tenaga listrik relatif tidak menimbulkan polusi dan pencemaran lingkungan. Selain itu dengan keadaan topografi, geografi, dan klimatologi, negara Indonesia mempunyai potensi yang besar yang dapat dimanfaatkan sebagai pembangkit tenaga listrik dalam bentuk sungai besar maupun kecil. Potensi tenaga air tersebut tersebar di seluruh wilayah Indonesia, namun tidak semua wilayah mempunyai peluang untuk dapat dikembangkan secara optimal.

Sistem pembangkit listrik tenaga air memiliki sistem yang sangat sederhana dimana air dengan debit tertentu disalurkan dari sumber air menuju ke turbin air dimana energi kinetik dikonversikan menjadi energi mekanik dan energi mekanik dikonversi melalui sebuah generator menjadi sebuah energi listrik dan didistribusikan melalui grid menuju jaringan distribusi listrik.



**Gambar 2.1. Skema Konversi Energi Pada Pembangkit Listrik Tenaga Air**

(Sumber: <http://www.Affrins.blogspot.com/2011/11/investasi>)

PLTA memiliki tiga komponen utama yaitu air (sumber energi), turbin dan generator. Prinsip kerja PLTA yang paling utama adalah memanfaatkan semaksimal mungkin energi air yang dapat ditangkap oleh peralatan utamanya yang disebut turbin air. Besarnya daya yang dihasilkan oleh PLTA tergantung dari besarnya *head* dan debit air. Yang dimaksud dengan *head* adalah tinggi jatuh sedangkan debit air adalah debit *outflow* pada intake.

## 2.2. Klasifikasi Pembangkit Listrik Tenaga Air

Klasifikasi dari pembangkit listrik tenaga air perlu ditentukan terlebih dulu untuk mengetahui karakteristik tipe pembangkit listrik, mengklasifikasikan sistem pembangkit listrik perlu dilakukan terkait dengan sistem distribusi energi listrik, apakah listrik dapat disalurkan melalui grid terpusat ataukah grid terisolasi. Klasifikasi pembangkit listrik dapat ditentukan dari beberapa faktor (Dandekar, Sharma, 1991:118) yakni:

1. Klasifikasi Pembangkit Listrik Tenaga Air berdasarkan:

a. Berdasarkan tujuan

Hal ini disebabkan karena fungsi yang berbeda-beda misalnya untuk mensuplai air, irigasi, kontrol banjir dan lain sebagainya disamping produksi utamanya yaitu tenaga listrik.

b. Berdasarkan keadaan hidraulik

Suatu dasar klasifikasi pada pembangkit listrik tenaga air adalah memperhatikan prinsip dasar hidraulika saat perencanaannya. Ada empat jenis pembangkit yang menggunakan prinsip ini. Yaitu:

- Pembangkit listrik tenaga air konvensional yaitu pembangkit yang menggunakan kekuatan air secara wajar yang diperoleh dari pengaliran air dan sungai.
- Pembangkit listrik dengan pemompaan kembali air ke kolam penampungan yaitu pembangkitan menggunakan konsep perputaran kembali air yang sama dengan mempergunakan pompa, yang dilakukan saat pembangkit melayani permintaan tenaga listrik yang tidak begitu berat.
- Pembangkit listrik tenaga air pasang surut yaitu gerak naik dan turun air laut menunjukkan adanya sumber tenaga yang tidak terbatas. Gambaran siklus air pasang adalah perbedaan naiknya permukaan air pada waktu air pasang dan pada waktu air surut. Air pada waktu pasang berada pada tingkatan yang tinggi dan dapat disalurkan ke dalam kolam untuk disimpan pada tingkatan tinggi tersebut. Air akan dialirkan kelaut pada waktu surut melalui turbin-turbin.
- Pembangkit listrik tenaga air yang ditekan yaitu dengan mengalihkan sebuah sumber air yang besar seperti air laut yang masuk ke sebuah penurunan topografis yang alamiah, yang didistribusikan dalam pengoperasian ketinggian tekanan air untuk membangkitkan tenaga listrik.

c. Berdasarkan Sistem Pengoperasian

Pengoperasian bekerja dalam hubungan penyediaan tenaga listrik sesuai dengan permintaan, atau pengoperasian dapat berbentuk suatu kesatuan sistem kisi-kisi yang mempunyai banyak unit.

d. Berdasarkan Lokasi Kolam Penyimpanan dan Pengatur.

Kolam yang dilengkapi dengan konstruksi bendungan/tanggul. Kolam tersebut diperlukan ketika terjadi pengaliran tidak sama untuk kurun waktu lebih dari satu tahun. Tanpa kolam penyimpanan, pembangkit/instalasi dipergunakan dalam pengaliran keadaan normal.



e. Berdasarkan Lokasi dan Topografi

Instalasi pembangkit dapat berlokasi didaerah pegunungan atau dataran. Pembangkit di pegunungan biasanya bangunan utamanya berupa bendungan dan di daerah dataran berupa tanggul.

f. Berdasarkan Kapasitas PLTA

- Pembangkit listrik yang paling kecil sampai dengan : 100 kW
- Kapasitas PLTA yang terendah sampai dengan : 1000 kW
- Kapasitas menengah PLTA sampai dengan : 10000 kW
- Kapasitas tertinggi diatas : 10000 kW

g. Berdasarkan ketinggian tekanan air

- PLTA dengan tekanan air rendah kurang dari : < 15 m
- PLTA dengan tekan air menengah berkisar : 15 m – 70 m
- PLTA dengan tekanan air tinggi berkisar : 71 m – 250 m
- PLTA dengan tekanan air yang sangat tinggi : >250 m

h. Berdasarkan bangunan/konstruksi utama

Berdasarkan bangunan / konstruksi utama dibagi atas:

- Pembangkit listrik pada aliran sungai, pemilihan lokasi harus menjamin bahwa pengalirannya tetap normal dan tidak mengganggu bahan-bahn konstruksi pembangkit listrik. Dengan demikian pembangkit listrik walaupun mempunyai kolam cadangan untuk penyimpanan air yang besar, juga mempunyai sebuah saluran pengatur jalannya air dari kolam penyimpanan itu.
- Pembangkit listrik dengan bendungan yang terletak di lembah, maka bendungan itu merupakan lokasi utama dalam menciptakan sebuah kolam penampung cadangan air, dan konstruksi bangunan terletak pada sisi tanggul.
- Pembangkit listrik tenaga air dengan pengalihan terusan, aliran air yang dialirkan melalui sebuah terusan ke konstruksi bangunan yang lokasinya cukup jauh dari kolam penyimpanan. Air dari lokasi bangunan dikeringkan ke dalam sungai semula dengan suatu pengalihan aliran air. Pembangkit listrik tenaga air dengan pengalihan ketinggian, tekanan air dialirkan melalui sebuah sistem terowongan dan terusan yang menuju kolam cadangan diatas, atau aliran lain melalui lokasi bangunan ini.

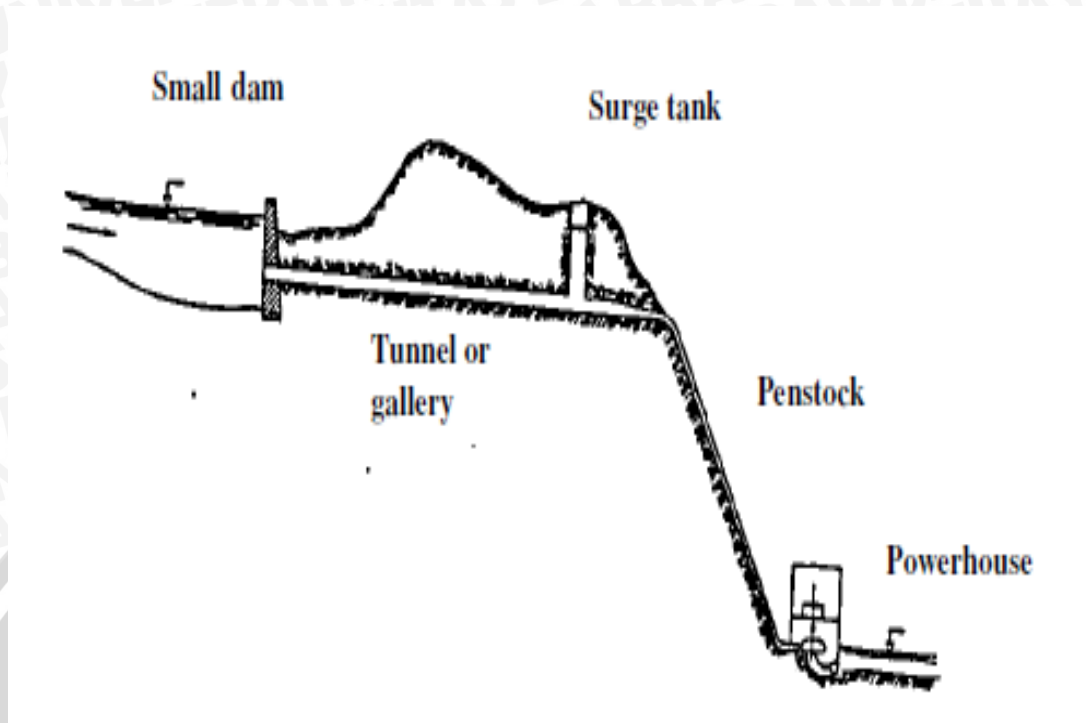
**Tabel 2.1. Klasifikasi PLTA menurut Patty**

No	Klasifikasi	Karakteristik
1	Teknis	PLTA menggunakan air sungai atau air waduk
		PLTA yang menggunakan air yang dipompa
		PLTA yang menggunakan pasang surut air laut
		PLTA yang menggunakan energi ombak
2	Kapasitas	PLTA mikro dengan daya hingga 100 kW
		PLTA kapasitas rendah (100 hingga 1000 kW)
		PLTA kapasitas sedang (1000 hingga 10000 kW)
		PLTA kapasitas tinggi > 10000 kW
3	Tinggi jatuh air	PLTA dengan tekanan air rendah; $H < 15$ m
		PLTA dengan tekanan air sedang; $H = 15$ m hingga 50 m
		PLTA dengan tekanan air tinggi; $H > 50$ m
4	Topografi	daerah lembah
		daerah berbukit - bukit
		daerah bergunung- gunung
5	Ekonomi	PLTA bekerja sendiri
		PLTA bekerja sama dengan sentral-sentral listrik yang lain

Sumber : Patty (1995: 34)

### 2.3. Pembangkit Listrik Tenaga Air (PLTA)

Pembangkit listrik tenaga air (PLTA) adalah pembangkit yang mengandalkan energi potensial dan kinetic dan air untuk menghasilkan energi listrik. Energi listrik yang dibangkitkan ini biasa disebut sebagai hidroelektrik. Bentuk utama dari pembangkit listrik jenis ini adalah generator yang dihubungkan ke turbin yang digerakan oleh tenaga dari air. Namun, secara luas, pembangkit listrik tenaga air tidak hanya terbatas pada air dan sebuah waduk atau air terjun, melainkan juga meliputi pembangkit listrik yang menggunakan tenaga air dalam bentuk lain seperti tenaga ombak.



**Gambar 2.2. Potongan Melintang Bendungan di PLTA**

(Sumber : Ramos, 2000:11)

#### **2.4. Kajian Hidrologi Dalam Perencanaan Pembangkit Listrik Tenaga Air**

Dalam perencanaan pembangkit listrik tenaga air dibutuhkan adanya perencanaan besarnya debit yang akan digunakan untuk memutar turbin dan juga dalam perencanaan bangunan. Debit yang dipergunakan sebagai dasar perencanaan desain bangunan dan perencanaan kapasitas daya terpasang menggunakan debit andalan (*dependable discharge*), selain debit desain yang digunakan untuk perencanaan bangunan dan turbin dibutuhkan juga kajian analisa debit banjir pada sungai dimana debit banjir akan mempengaruhi tata letak bangunan PLTA dikarenakan faktor keamanan bangunan seperti penempatan tubin dan saluran *tailrace*.

##### **2.4.1. Debit Andalan**

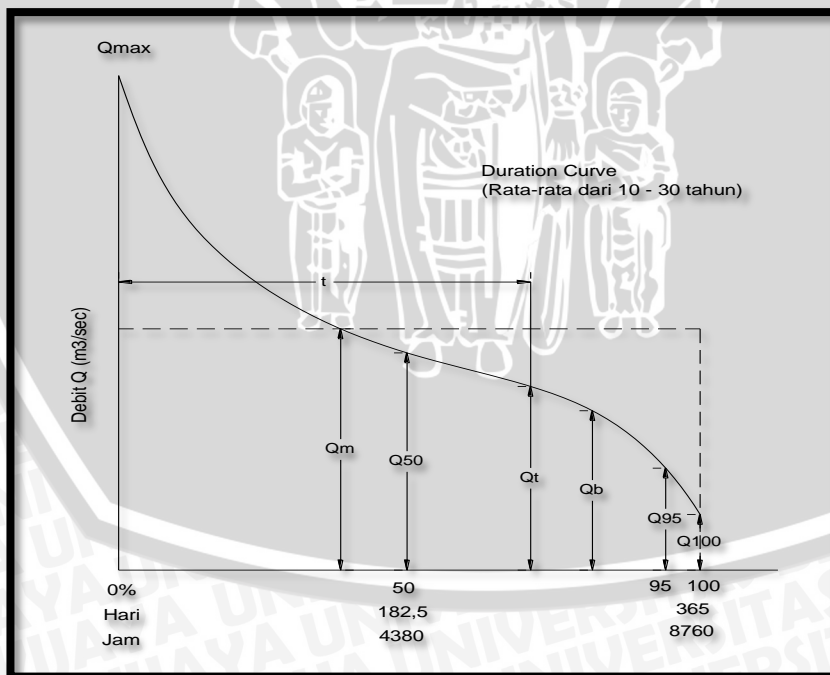
Debit andalan adalah debit yang tersedia guna keperluan tertentu misalnya untuk keperluan irigasi, PLTA, air baku dan lain-lain sepanjang tahun, dengan resiko kegagalan yang telah diperhitungkan (Soemarto, 1986: 214). Setelah itu baru ditetapkan frekuensi kejadian yang didalamnya terdapat paling sedikit satu kegagalan. Dengan data cukup panjang dapat digunakan analisis statistika untuk mengetahui gambaran umum secara



kuantitatif besaran jumlah air. Debit andalan yang digunakan untuk tujuan pembangkit listrik tenaga air (PLTA) adalah 50% - 95% (Mosonyi, 1963:93).

Terdapat dua metode dalam penentuan debit desain untuk pembangkit listrik tenaga air yaitu metode kurva durasi aliran (*flow duration curve*) dan The sequential streamflow routing method (SRR) (Ramos, 2000:31). Dari kedua metode tersebut, biasanya digunakan metode kurva durasi aliran (*flow duration curve*).

Kurva durasi aliran adalah suatu grafik yang memperlihatkan debit sungai dan selama beberapa waktu tertentu dalam tahun tertentu. Sehingga dari kurva tersebut dapat diketahui potensi besarnya sumber air yang dapat dipergunakan untuk tiap keperluan tak terkecuali untuk pembangkitan energi listrik. Besarnya potensi debit yang dapat dimanfaatkan untuk pembangkit listrik bisa Bervariasi tergantung dari tingkat keandalan suatu debit, besarnya keandalan dari debit rencana sangat menentukan dalam hasil pembangkitan listrik yang ingin dicapai, dari kurva durasi aliran dapat dikerahui debit dengan keandalan 100%, 90%, dan seterusnya. Keandalan 100% berarti bahwa besarnya debit tersebut selalu tersedia dalam kurun waktu tertentu sesuai dengan data observasi dan pengamatan yang tersedia.



**Gambar 2.3. Kurva Durasi Aliran**

(Sumber: Patty, 1995:15)

Dalam perencanaan debit desain perlu diperhatikan target luaran energi yang bisa dihasilkan dari debit tersebut (Patty,1995:14). Jika debit direncanakan dengan menggunakan keandalan 100% (debit tersedia dalam 365 hari) maka energi listrik akan selalu tersedia dengan daya tertentu namun akan ada debit yang terbuang pada aliran sungai dan hal ini jelas kurang menguntungkan. Dan jika debit didesain dengan keandalan 10% (debit tersedia dalam 36 hari) maka energi yang dihasilkan akan jauh lebih besar namun kemungkinan kejadian terjadi akan menurun dan desain bangunan akan menjadi tidak ekonomis. Maka harus dipertimbangkan bagaimana cara memilih desain debit yang akan dipergunakan untuk pembangkitan energi listrik agar didapat hasil yang maksimal.

Debit andalan dapat dihitung peluang probabilitasnya dengan menggunakan persamaan weibull (soemarto,1987,239):

$$P = m/(n+1) \quad (2-1)$$

Dimana:

- P : peluang kejadian  
m : no urut kelas data  
n : banyaknya kelas data

#### 2.4.2. Debit Banjir Rancangan

Debit banjir rancangan adalah debit yang memiliki kala ulang kejadian tertentu dengan besaran debit tertentu, dalam penentuan besarnya debit banjir digunakan pendekatan metode statistik untuk mengetahui debit banjir rancangan dengan menggunakan analisa frekuensi, Sasaran utama analisis frekuensi adalah menentukan kala ulang peristiwa hidrologi yang berharga tertentu yang mencakup juga peristiwa yang diharapkan menyamai atau lebih besar dari reratanya. Analisis ini dilakukan untuk memilih salah satu dan beberapa macam sebaran yang paling sesuai dengan sifat-sifat statistik data yang bersangkutan.

Untuk menentukan distribusi frekuensi dari sampel data terhadap fungsi distribusi peluang yang diperkirakan dapat menggambarkan atau mewakili distribusi frekuensi tersebut diperlukan pengujian parameter. Pengujian parameter yang sering dipakai adalah Chi-kuadrat dan Smirnov-Kolmogorov.



### Uji Chi-kuadrat

Uji Chi-kuadrat dimaksudkan untuk menentukan apakah persamaan distribusi peluang yang telah dipilih dapat mewakili dari distribusi statistik sampel data yang dianalisis. Pengambilan keputusan uji ini menggunakan parameter  $X^2$ , yang dapat dihitung dengan rumus berikut: (Suripin, 2004: 57)

$$Xh^2 = \sum_{i=1}^G \frac{(O_i - E_i)^2}{E_i} \quad (2-2)$$

dengan:

$Xh^2$  = Parameter chi-kuadrat terhitung

G = Jumlah sub kelompok

$O_i$  = Jumlah nilai pengamatan pada sub kelompok i

$E_i$  = Jumlah nilai teoritis pada sub kelompok i

Parameter  $Xh^2$  merupakan variabel acak. Peluang untuk mencapai nilai  $Xh^2$  sama atau lebih besar dari nilai chi-kuadrat sebenarnya ( $X^2$ ) dapat dilihat pada

Interprestasi hasil uji adalah sebagai berikut:

1. Apabila peluang lebih dari 5%, maka persamaan distribusi yang digunakan dapat diterima.
2. Apabila peluang kurang dari 1%, maka persamaan distribusi yang digunakan tidak dapat diterima.
3. Apabila peluang berada diantara 1%-5%, maka tidak mungkin mengambil keputusan, misal perlu data tambahan.

**Tabel 2.2. Nilai Kritis Chi-square ( $X^2$  cr)**

Dk	Distribusi ( $X^2$ )										
	0,99	0,95	0,90	0,8	0,7	0,5	0,3	0,2	0,05	0,01	0,0001
1	0,0002	0,0039	0,0158	0,0642	0,1480	0,4550	1,0740	1,6420	3,8410	6,6350	10,827
2	0,0200	0,1030	0,2110	0,4460	0,7130	1,3860	2,4080	3,2190	5,9910	9,2110	13,815
3	0,1150	0,3520	0,5840	1,0050	1,4240	2,3660	3,6650	4,6420	7,8150	11,343	16,268
4	0,2970	0,7110	1,0640	1,6490	2,1950	3,3570	4,8780	5,9890	9,4880	13,277	18,465
5	0,5540	1,1450	1,6110	2,3430	3,0010	4,3510	6,0640	7,2980	11,071	15,086	20,517
6	0,8720	1,6350	2,2040	3,0710	3,8280	5,3480	7,2310	8,5580	12,592	16,812	22,457
7	1,8720	2,1670	2,8330	3,8220	4,6710	6,3460	8,8380	9,8030	14,067	18,475	24,322
8	1,6460	2,7330	3,2910	4,5940	5,5270	7,3440	9,5240	11,0310	15,507	20,091	26,425

Dk	Distribusi ( $X^2$ )										
	0,99	0,95	0,90	0,8	0,7	0,5	0,3	0,2	0,05	0,01	0,0001
9	2,0880	3,3250	4,1680	5,3810	6,3930	8,3430	10,6560	12,2420	16,919	21,666	27,877
10	2,5580	3,9410	5,1790	6,1790	7,2670	9,3420	11,7810	13,4420	18,307	23,201	29,583

Sumber: Harto (1998: 181)

### Uji Smirnov-Kolmogorov

Pengujian ini dilakukan untuk mengetahui simpangan horisontal tersebar sebaran teoritis dan sebaran empiris. Simpangan horisontal ini dinyatakan dengan  $\Delta_{maks} < \Delta_{cr}$  (didapat dari tabel) untuk derajat nyata tertentu, disimpulkan hipotesa distribusi dapat diterima. Uji kecocokan Smirnov-Kolmogorov sering juga disebut uji kecocokan non parametrik (*non parametric test*), karena pengujiannya tidak menggunakan fungsi distribusi tertentu. Adapun prosedurnya adalah sebagai berikut: (Suripin, 2004: 58)

1. Data curah hujan diurutkan dari kecil ke besar.
2. Menghitung persamaan empiris dengan persamaan berikut :

$$P = \frac{m}{n+1} \times 100\% \quad (2-3)$$

dengan:

- P = Peluang (%)
- m = Nomor urut data
- n = Jumlah data

3. Mencari nilai K

$$K = \frac{(\text{Log}Xi - \text{Log}X)}{S} \quad (2-4)$$

dengan:

- K = Koefisien Frekuensi
- S = Simpangan Baku

4. Menghitung nilai P(x)

$$P(x) = 100 - Pr \quad (2-5)$$

5. Menghitung Selisih Sn(x) dan P(x)

$$Sn(x) = \text{peluang} \left[ \frac{\text{Rangking}}{\sum \text{data} + 1} \right] \quad (2-6)$$

Bandingkan perbedaan terbesar dari perhitungan selisih terbesar ( $\Delta_{maks}$ ) dengan  $\Delta_{cr}$  dari tabel Smirnov-Kolmogorf. Jika harga  $\Delta_{maks} < \Delta_{cr}$ , maka penyimpangan masih dalam batas ijin, yang berarti distribusi hujan pengamatan sesuai dengan model distribusi teoritis.

**Tabel 2.3. Nilai Kritis Smirnov Kolmogrov**

n	$\alpha$			
	0,2	0,1	0,05	0,01
5	0,45	0,51	0,56	0,67
10	0,32	0,37	0,41	0,49
15	0,27	0,30	0,34	0,40
20	0,23	0,26	0,29	0,36
25	0,21	0,24	0,27	0,32
30	0,19	0,22	0,24	0,29
35	0,18	0,20	0,23	0,27
40	0,17	0,19	0,21	0,25
45	0,16	0,18	0,20	0,24
50	0,15	0,17	0,19	0,23
n > 50	$1,07/(n)^{0,5}$	$1,22/(n)^{0,5}$	$1,36/(n)^{0,5}$	$1,63/(n)^{0,5}$

Sumber: Shahin (1993: 188)

### Debit Rancangan

Dalam studi ini debit rancangan dipilih cara *Log Pearson Type III* dengan pertimbangan bahwa cara ini lebih fleksibel dan dapat dipakai untuk semua sebaran data. Distribusi *Log Pearson Type III* banyak digunakan dalam analisis hidrologi, terutama dalam analisis data maksimum (banjir) dan minimum (debit minimum) dengan nilai ekstrem.

Tahapan untuk menghitung Debit rancangan maksimum dengan metode *Log Pearson Type III* adalah sebagai berikut:

1. Debit Harian maksimum diubah dalam bentuk logaritma.
2. Menghitung harga logaritma rata-rata dengan rumus:

$$\overline{\text{Log}X} = \frac{\sum \text{Log}X_i}{n} \quad (2 - 7)$$

3. Menghitung harga simpangan baku dengan rumus :



$$s = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (\text{Log} X_i - \overline{\text{Log} X})^2}{n-1}} \quad (2-8)$$

4. Menghitung harga koefisien kepercengan dengan rumus :

$$K = \frac{n \sum (\text{Log} x_i - \text{Log} x)^3}{(n-1).(n-2)s^3} \quad (2-9)$$

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

$$\text{Log} X = \overline{\text{Log} X} + K.s \quad (2-10)$$

dengan:

$\text{Log} x$  = Logaritma debit rancangan.

$\overline{\text{Log} x}$  = Logaritma rerata debit harian.

$K$  = Variabel standar untuk  $X$  yang besarnya tergantung koefisien kepercengan  $G$

$s$  = Simpangan baku

6. Mencari antilog dari  $\log X$  untuk mendapatkan debit rancangan dengan waktu balik yang dikehendaki  $T_r$



Tabel 2.4. Nilai K untuk distribusi Log Pearson Type III

Koef. G	Interval kejadian ( <i>Recurrence interval</i> ), tahun (periode ulang)							
	1, 0101	1,2500	2	5	10	25	50	100
	Persentase peluang terlampaui ( <i>Percent chance of being exceeded</i> )							
	99	80	50	20	10	4	2	1
3,0	-0,667	-0,636	-0,396	0,420	1,180	2,278	3,152	4,051
2,8	-0,714	-0,666	-0,384	0,460	1,210	2,275	3,114	3,973
2,6	-0,769	-0,696	-0,368	0,499	1,238	2,267	3,071	2,889
2,4	-0,832	-0,725	-0,351	0,537	1,262	2,256	3,023	3,800
2,2	-0,905	-0,752	-0,330	0,574	1,284	2,240	2,970	3,705
2,0	-0,990	-0,777	-0,307	0,609	1,302	2,219	2,192	3,605
1,8	-1,087	-0,799	-0,282	0,643	1,318	2,193	2,848	3,499
1,6	-1,197	-0,817	-0,254	0,675	1,329	2,163	2,780	3,388
1,4	-1,318	-0,832	-0,225	0,705	1,337	2,128	2,706	3,271
1,2	-1,449	-0,844	-0,195	0,732	1,340	2,087	2,626	3,149
1,0	-1,588	-0,852	-0,164	0,758	1,340	2,043	2,542	3,022
0,8	-1,733	-0,856	-0,132	0,780	1,336	1,993	2,453	2,891
0,6	-1,880	-0,857	-0,099	0,800	1,328	1,939	2,359	2,755
0,4	-2,029	-0,855	-0,066	0,816	1,317	1,880	2,261	2,615
0,2	-2,178	-0,850	-0,033	0,830	1,301	1,818	2,159	2,472
0,0	-2,326	-0,842	0,000	0,842	1,282	1,751	2,051	2,326
-0,2	-2,472	-0,830	0,033	0,850	1,258	1,680	1,945	2,178
-0,4	-2,615	-0,816	0,066	0,855	1,231	1,606	1,834	2,029
-0,6	-2,755	-0,800	0,099	0,857	1,200	1,528	1,720	1,880
-0,8	-2,891	-0,780	0,132	0,856	1,166	1,448	1,606	1,733
-1,0	-3,022	-0,758	0,164	0,852	1,128	1,366	1,492	1,588
-1,2	-2,149	-0,732	0,195	0,844	1,086	1,282	1,379	1,449
-1,4	-2,271	-0,705	0,225	0,832	1,041	1,198	1,270	1,318
-1,6	-2,388	-0,675	0,254	0,817	0,994	1,116	1,166	1,197
-1,8	-3,499	-0,643	0,282	0,799	0,945	1,035	1,069	1,087
-2,0	-3,605	-0,609	0,307	0,777	0,895	0,959	0,980	0,990
-2,2	-3,705	-0,574	0,330	0,752	0,844	0,888	0,900	0,905
-2,4	-3,800	-0,537	0,351	0,725	0,795	0,823	0,830	0,832
-2,6	-3,889	-0,490	0,368	0,696	0,747	0,764	0,768	0,769
-2,8	-3,973	-0,469	0,384	0,666	0,702	0,712	0,714	0,714
-3,0	-7,051	-0,420	0,396	0,636	0,660	0,666	0,666	0,667

Sumber: Suripin, 2004: 43

**Tail Water Level**

Tail water level adalah elevasi muka air pada hilir bangunan, tail water level digunakan untuk perencanaan tinggi saluran tailrace agar aman dari bahaya banjir dan gerusan. Menurut USBR dalam *engineering monograph no.25* Dalam perhitungan tail water level digunakan pendekatan hidraulika dan untuk bangunan melintang sungai maupun pintu air digunakan pendekatan loncatan hidrolis (*hydraulic jump*), persamaan yang digunakan untuk menentukan tinggi tail water level adalah sebagai berikut (USBR,1985:6) :

kecepatan datang:

$$V = \sqrt{2g(\frac{1}{2}H + \Delta z)} \tag{2 - 11}$$

Debit persatuan lebar:

$$q = \frac{Q}{b} \tag{2 - 12}$$

Kedalaman air di awal loncatan air:

$$D1 = \frac{q}{v} \quad (2-13)$$

Menghitung bilangan Froude:

$$F = \frac{v}{\sqrt{gD1}} \quad (2-14)$$

Dimana:

F : bilangan Froude

V : kecepatan datang (m/dt)

D1 : tinggi muka air sebelum loncatan (m)

g : percepatan gravitasi (m/dt<sup>2</sup>)

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

q : debit persatuan lebar (m<sup>3</sup>/dt/m)

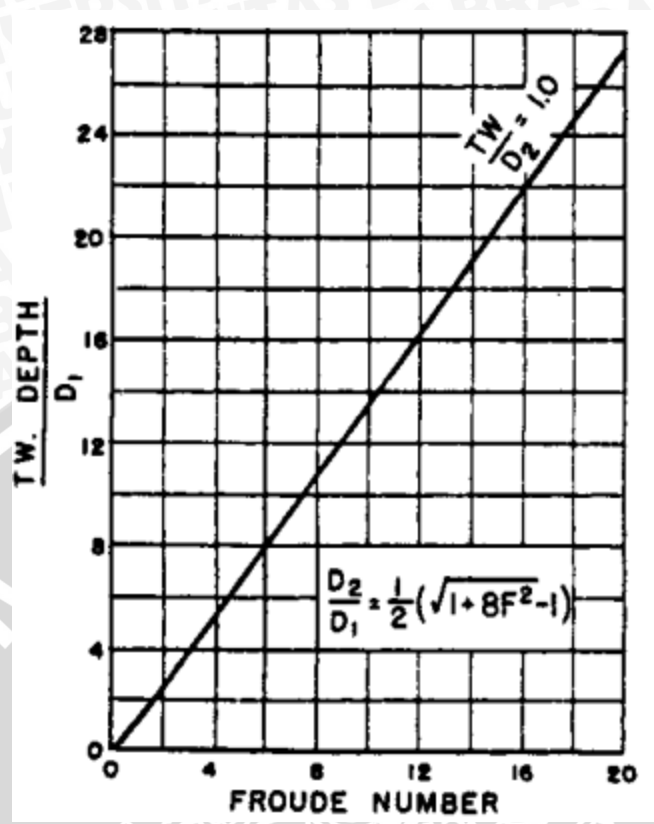
b : lebar penampang (m)

Δz : tinggi tekan (m)

H : tinggi muka air dihulu (m)

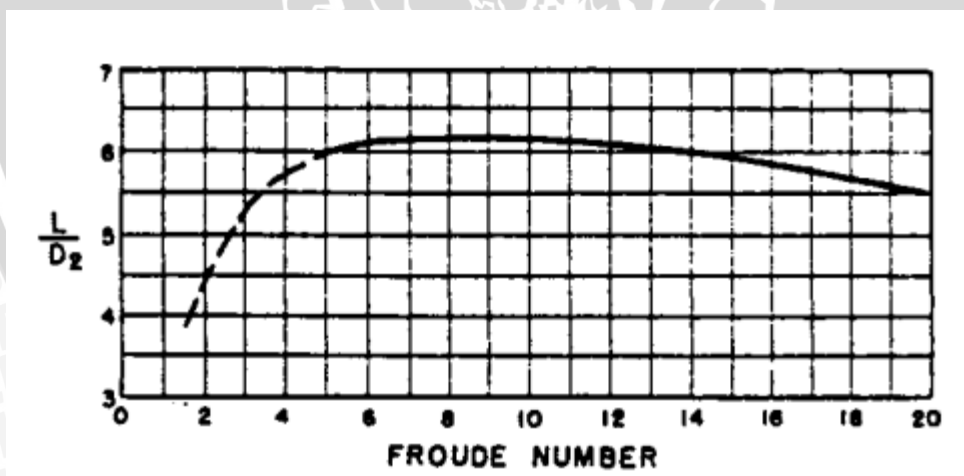
Kemudian setelah diketahui bilangan froude maka dimasukkan ke grafik hubungan bilangan Froude dengan *tail water level* pada gambar 2.4 sehingga dapat diketahui tinggi dari tail water level, dan dapat diketahui panjang loncatan yang terjadi dengan memasukkan bilangan Froude pada gambar 2.5.





Gambar 2.4. Grafik Hubungan Bilangan Froude Dengan TWL

(Sumber: USBR,1985:12)



Gambar 2.5. Grafik Hubungan Bilangan Froude Dengan TWL

(Sumber: USBR,1985:13)

Sedangkan untuk tail water level di sungai biasa tanpa pengaruh adanya bangunan air maka tinggi muka air dihitung dengan menggunakan persamaan manning (Patty, 1995:46):

$$Q = v \times A \quad (2 - 15)$$

$$v = \frac{1}{n} R^{\frac{2}{3}} S^{\frac{1}{2}} \quad (2 - 16)$$

dimana:

Q : debit air yang kelur dari turbin ( $m^3/dt$ )

v : kecepatan air ( $m/dt$ )

R : jari-jari hidrolik (m)

P : keliling basah saluran (m)

A : luas penampang saluran ( $m^2$ )

S : kemiringan saluran atau slope

n : koefisien manning

setelah itu maka dapat dibuat kurva hubungan antara tinggi muka air dengan debit yang melalui sungai (*rating curve*) sebagai acuan ketinggian *tail water level*.

#### 2.4.3. Sistem Operasi Long Storage

Tergantung dari kebutuhannya, maka lingkup waktu dari simulasi mencakup 1 tahun operasi atau lebih. Salah satu operasi dibagi-bagi menjadi sejumlah periode, misalnya bulanan, 15 harian, 10 harian, mingguan, maupun harian. Persamaan umum simulasi operasi waduk adalah Neraca Keseimbangan Air (*water balance*).

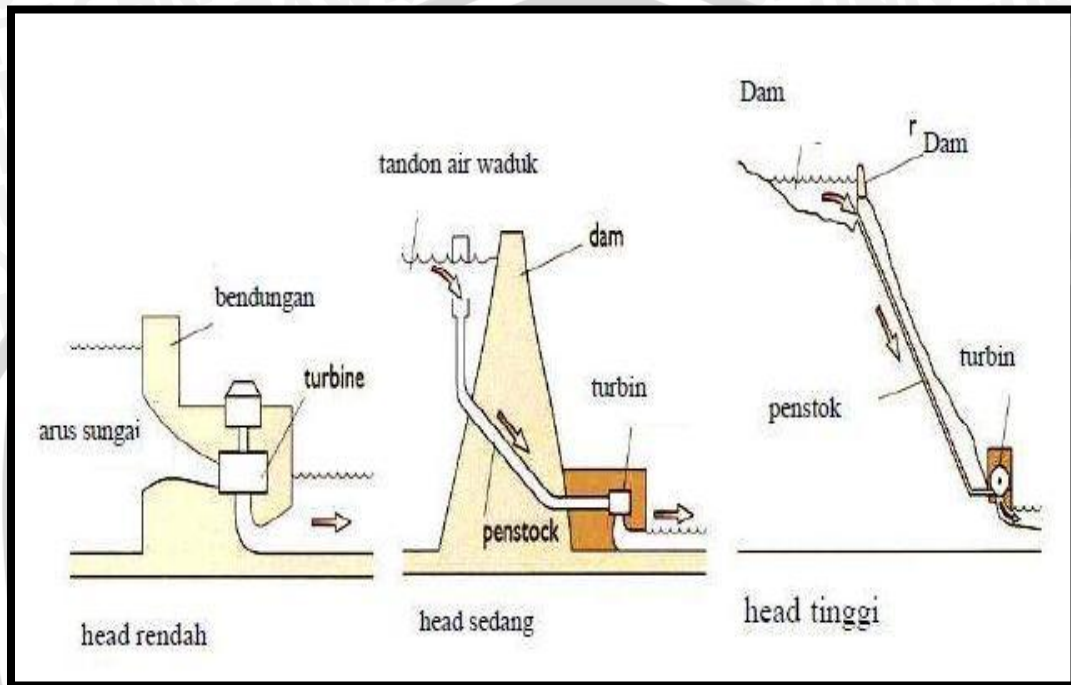
Aturan umum dalam simulasi waduk adalah:

1. Air waduk tidak boleh turun di bawah tampungan aktif. Dalam banyak keadaan, maka batas bawah tampungan aktif ini ditentukan oleh tingginya lubang *outlet* waduk.
2. Air waduk tidak dapat melebihi batas atas tampungan aktif. Dalam banyak keadaan maka batas atas tampungan aktif ini ditentukan oleh puncak *spillway*. Apabila terjadi kelebihan air, maka kelebihan ini akan melimpah (*spillout*).
3. Ada beberapa waduk (waduk multiguna) yang memiliki batasan debit yang dikeluarkan (*outflow*), baik debit maksimum atau debit minimum.

## 2.5. Jenis dan Tipe PLTA

Berdasarkan ketinggian tekanan air PLTA dapat terdiri atas 2 yaitu

1. High head power plant
2. Medium head power plant
3. Low head power plant



**Gambar 2.6 . Tingkat Head Sumber Air**

(Sumber : Radler, 1982)

Klasifikasi PLTA berdasarkan tinggi tekanan air adalah sebagai berikut :

- PLTA dengan tekanan air rendah kurang dari : < 15 m
- PLTA dengan tekan air menengah berkisar : 15 m – 70 m
- PLTA dengan tekanan air tinggi berkisar : 71 m – 250 m
- PLTA dengan tekanan air yang sangat tinggi : >250 m

### 2.5.1. High Head Power Plant

High head power plant merupakan jenis PLTA yang memanfaatkan perbedaan muka air relatif besar, yaitu perbedaan antara muka air saluran pembuang (tailrace) dan saluran pengangkut (headrace canal) (Susilo : 7). Adapun beberapa bagian dari pembangkit listrik ini, yaitu :



- Bangunan pengambilan
- Saluran atau terowongan pembawa atau pengangkut (headrace canal/tunnel)
- Pipa pesat (penstock)
- Tangki peredam (surge tank)
- Rumah pembangkit tenaga listrik (power house)
- Saluran pembuang (tailrace)

Jenis turbin yang optimal untuk perbedaan tinggi relatif besar adalah turbin impuls yaitu turbin pelton dan turbin turgo

### 2.5.2. Medium Head Power Plant

Medium head power plant merupakan plta dengan tinggi jatuhan antara low head dan high head. Jenis turbin yang optimal untuk medium head adalah turbin impuls dan turbin reaksi. Contoh turbin impuls antara lain turbin cross flow, multi jet pelton, dan turgo. Sedangkan turbin reaksi yang sering dipakai pada medium head adalah turbin francis.

### 2.5.3. Low Head Power Plant

Low head biasanya dipasang pada sungai atau dapat pula dipasang pada saluran pengelak ataupun pada saluran irigasi yang mempunyai debit cukup besar. PLTA low head ada tiga macam yaitu PLTA run off river plant, PLTA pada saluran khusus dan PLTA pasang surut (Susilo :9). Bangunan yang biasanya terdapat pada PLTA low head adalah :

- Kolam pengumpul (forebay)
- Saluran pembawa (headrace)
- Banguna pengambilan
- Pipa pesat (penstock)
- Rumah sentral (power house)
- Saluran pembuangan (tailrace)

Jenis turbin yang optimal untuk low head adalah turbin reaksi. Turbin ini bekerja memanfaatkan perubahan tekanan dan beroperasi terendam dalam air. Contoh turbin reaksi adalah turbin Francis. propellar, dan Kaplan. Akan tetapi, yang banyak digunakan untuk low head adalah turbin Propellar dan Kaplan.

### 2.5.4. Rencana Desain PLTA Lodoyo II

Rencana proyek PLTA Lodoyo II pada bendung Lodoyo yang terletak di Desa Gogodeso, Kecamatan Kanigoro, Kabupaten Blitar, Provinsi Jawa Timur. PLTA Lodoyo II

merupakan proyek pengembangan dari PLTA Lodoyo I yang dilaksanakan dengan memanfaatkan potensi energi air yang tidak dapat dimanfaatkan oleh PLTA Lodoyo I karena keterbatasan kapasitas terpasang yaitu sebesar 4,5 MW.

Berdasarkan tinggi tekanan PLTA Lodoyo II termasuk jenis PLTA low head karena mempunyai tinggi head < 15 m. Komponen Utama PLTA Lodoyo II adalah sebagai berikut :

- a. Intake
- b. Saluran pembawa
  - Terowongan
  - Pipa pesat tertanam (*buried penstock*)
- c. *Surge tank*
- d. *Power house*
- e. Saluran pembuang (*tailrace*)

#### 2.5.5. Perbedaan Studi PLTA Lodoyo II

Perbedaan Studi PLTA Lodoyo II dengan studi sebelumnya terkait PLTA Lodoyo II adalah pada rencana desain PLTA Lodoyo II antara lain :

- a. Hidrologi  
Analisis debit andalan dilakukan dengan pendekatan analisis peluang dengan metode *flow duration curve*
- b. Simulasi *Long storage*  
Studi PLTA Lodoyo II menggunakan simulasi *long storage* dengan 5 alternatif debit desain dalam menganalisa kapasitas daya terpasang.
- c. Perencanaan dasar komponen bangunan PLTA Lodoyo II dari masing-masing alternatif desain pembangkit listrik (PLTA)

PLTA Lodoyo II merupakan tipe PLTA *low head* karena mempunyai tinggi tekan < 15 , sehingga rencana desain bangunan PLTA Lodoyo II meliputi :

- Penentuan alternatif lokasi  
PLTA Lodoyo II memakai 1 alternatif lokasi yaitu disebelah kiri bendung Lodoyo

- Intake  
Perencanaan intake meliputi tinggi intake, lebar intake dengan menggunakan 2 pintu intake.
  - Saluran pembawa yaitu terowongan dan pipa pesat tertanam (*buried penstock*)  
Perencanaan dasar terowongan meliputi diameter terowongan dan tebal luar terowongan, perencanaan dasar pipa pesat tertanam meliputi diameter pipa pesat, tebal pipa pesat dan kedalaman galian pipa pesat.
  - Penggunaan *surge tank* dalam desain PLTA Lodoyo II  
Perencanaan bangunan *surge tank* meliputi diameter *surge tank* dan tinggi *surge tank*.
  - Power house dan bangunan hidromekanikal
  - Saluran pembuang (*tailrace*)
- d. Analisa daya dan energy yang mampu dibangkitkan oleh PLTA Lodoyo II  
Analisa dilakukan dengan menggunakan 5 alternatif debit desain untuk mendapatkan daya dan energy yg optimal.
- e. Analisis kelayakan ekonomi  
Analisis kelayakan ekonomi menggunakan 5 alternatif debit dengan komponen-komponen utamanya meliputi :
- Komponen biaya (*cost*)  
Komponen biaya meliputi biaya konstruksi, biaya tak terduga (*contingencies*), biaya *engineering* dan biaya O dan P tahunan.
  - Komponen manfaat (*benefit*)  
Didasarkan pada tenaga listrik yang dihasilkan tiap tahun dan tarif dasar listrik yang berlaku
  - Parameter kelayakan ekonomi  
Parameter kelayakan ekonomi meliputi perbandingan manfaat dan biaya (BCR), selisih manfaat dan biaya (NPV), tingkat pengembalian internal(IRR) dan *paid back period*.
  - Analisa sensitivitas



## 2.6. Desain Hidraulik Pembangkit Listrik Tenaga Air

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

## 2.7. Komponen Bangunan PLTA

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

### 2.8. Bangunan Pengambilan

#### 2.8.1. Intake

Bangunan pengambilan adalah bangunan air untuk mengelakkan air dari sungai dalam jumlah yang diinginkan. Fungsi bangunan ini dalam perencanaan PLTA adalah untuk membelokkan aliran air dari sungai dalam jumlah yang diinginkan untuk kebutuhan PLTA. Besarnya bukaan pintu tergantung dengan kecepatan aliran masuk yang diinginkan. Kecepatan ini tergantung pada ukuran butir bahan yang diangkut. Kapasitas pengambilan harus sekurang-kurangnya 120% dari kebutuhan pengambilan (*dimension requirement*) guna menambah fleksibilitas..

Standart kecepatan pada intake menurut Justin dan Creager :

$$V = 0,12 \sqrt{2gH} \quad (2-17)$$

Dimana :

H = ketinggian dari dasar pintu ke tinggi air

Bangunan Pengambilan sebaiknya dibuat sedekat mungkin dengan pembilas dan as bendung. Lebih disukai jika pengambilan ditempatkan di ujung tikungan luar sungai atau pada ruas luar, guna memperkecil masuknya sedimen. Desain pintu pengambilan dihitung dengan persamaan (Anonim,1986: 55):

untuk aliran bebas (free flow)

$$Q = \mu \cdot b \cdot a \sqrt{2 \cdot g \cdot H_1} \quad (2 - 17)$$

untuk aliran tenggelam (submerged flow)

$$Q = \mu \cdot b \cdot a \sqrt{2 \cdot g \cdot (H_1 - H_2)} \quad (2 - 18)$$

$$V = \mu \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot H} \quad (2 - 19)$$

Dengan :

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

$\mu$  = koefisien debit, untuk bukaan di bawah permukaan air dengan kehilangan tinggi energi kecil,  $\mu = 0,5 - 0,7$

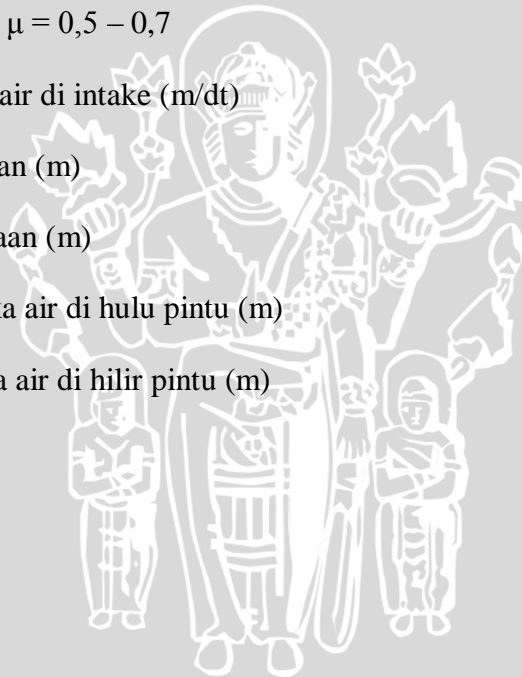
V = kecepatan air di intake ( $\text{m}/\text{dt}$ )

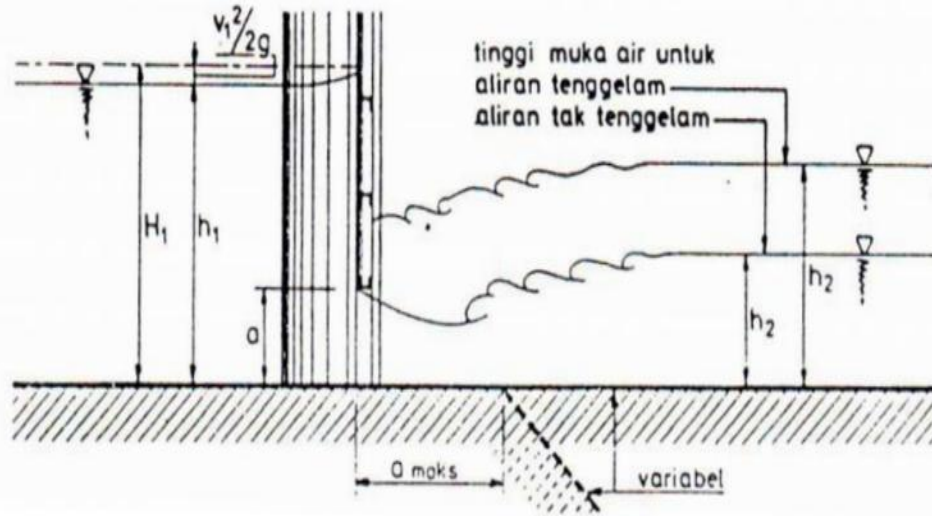
b = lebar bukaan (m)

a = tinggi bukaan (m)

H1 = tinggi muka air di hulu pintu (m)

H2 : tinggi muka air di hilir pintu (m)





**Gambar 2.7. Pintu Pengambilan**

(Sumber: Anonim, 1986: 56)

**Kedalaman Minimum Aliran Tenggelam Pada intake**

Menurut Penche intake pipa pesat harus direncanakan sedemikian rupa sehingga tidak mengalami vorticity, vorticity adalah fenomena kekurangan tekanan dalam pipa pesat sehingga dapat mengganggu kinerja turbin. Menurut Gordon dalam Penche,2004 kedalaman tenggelam harus lebih besar dari nilai “s” dimana nilai s dihitung dengan persamaan (Penche,2004:120) :

$$H_t > s$$

$$s = c V \sqrt{D} \tag{2 - 21}$$

Dengan:

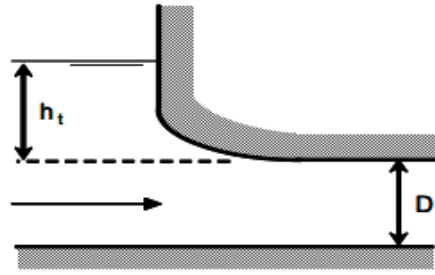
c : 0,7245 untuk inlet asimetris

0,5434 untuk inlet simetris

V : kecepatan masuk aliran (m/dt)

D : diameter inlet pipa pesat (m)





**Gambar 2.8. Skema Inlet Pipa Pesat**

(Sumber: Penche,2004:119)

### Penyaring (*Trashrack*)

Penyaring (*trashrack*) dipergunakan untuk menyaring aliran air yang masuk kedalam turbin agar tidak terjadi penumpukan sampah dan tidak mengganggu kinerja turbin, penyaring biasanya diletakkan pada hulu pipa pesat atau pada *outlet* dari bak penampung. Penyaring biasanya menggunakan bahan keras (solid) yang disusun secara sejajar.

Kecepatan melalui penyaring dapat dihitung dengan persamaan (Mosonyi,1963:537):

$$V = 1,5 - 2 V_0 \frac{t+b}{b} \quad (2 - 20)$$

Kehilangan tinggi pada penyaring dapat ditentukan dengan persamaan kirschmer (Penche, 2004:23):

$$h_t = Kt \left( \frac{t}{b} \right)^{4/3} \left( \frac{V_0}{2g} \right) \sin \theta \quad (2 - 23)$$

Dimana:

V : kecepatan melalui penyaring (m/dt)

ht : kehilangan tinggi pada penyaring (m)

V<sub>0</sub> : kecepatan datang (m/dt)

t : tebal jeruji (mm)

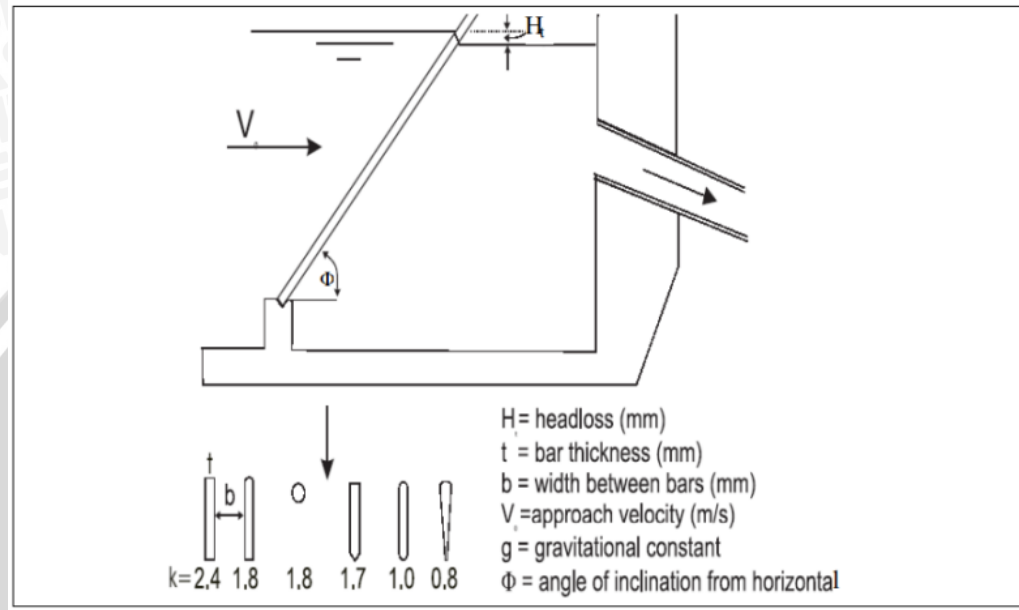
b : jarak antar jeruji (mm)

θ : sudut dasar jeruji (derajat)

Varshney, 1977:285 menyarankan penyaring yang lebih rapat (*screen*) untuk inlet pipa pesat atau inlet turbin dengan jarak antara 15 mm – 100 mm dan penyaring yang lebih lebar (*rack*) untuk intake pengambilan dengan jarak antara 100 mm – 500 mm, selain itu kecepatan yang diijinkan untuk melewati penyaring berkisar antara (Varshney, 1977,284):

- 0,6 – 2,5 m/dt untuk tinggi jatuh rendah
- 1,25 – 2,0 m/dt untuk tinggi jatuh sedang
- 2,0 – 6,0 m/dt untuk tinggi jatuh besar

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



**Gambar 2.9. Parameter Fisik Penyaring (*trashrack*)**

(Sumber: Penche,2004:24)

## 2.9. Bangunan Pembawa

Bangunan pembawa merupakan bangunan yang berfungsi untuk mengantarkan air atau membawa air mulai dari bangunan pengambilan menuju ke rumah pembangkit. Terdapat bermacam bentuk dari bangunan pembawa tergantung dari sistem pembawaan air menuju rumah pembangkit, bangunan pembawa antara lain:

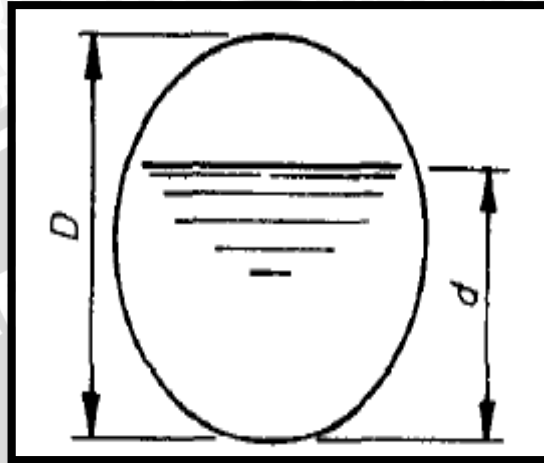
### 2.9.1. Headrace Tunnel

#### Saluran Pipa Tekan (*Conduits*)

Bangunan PLTA seringkali memerlukan sebuah *conduit* yang bisa digunakan sebagai saluran pembawa (*headrace*). Saluran pembawa berfungsi untuk mengalirkan air dari intake sampai ke bak penenang. Saluran pembawa mengikuti kontur dari sisi bukit untuk menjaga elevasi dari air yang disalurkan. Tipe-tipe conduits yang biasa digunakan adalah sebagai berikut (Kharagpur,2010 : 21) :

- Tipe Lingkaran (*Circular Section*)

Penampang jenis ini paling banyak digunakan dan sangat cocok untuk mempertimbangkan *hydraulic* dan struktur dari terowongan. Tetapi penampang jenis ini tidak terlalu cocok digunakan pada jenis tanah yang mayoritas batuan.

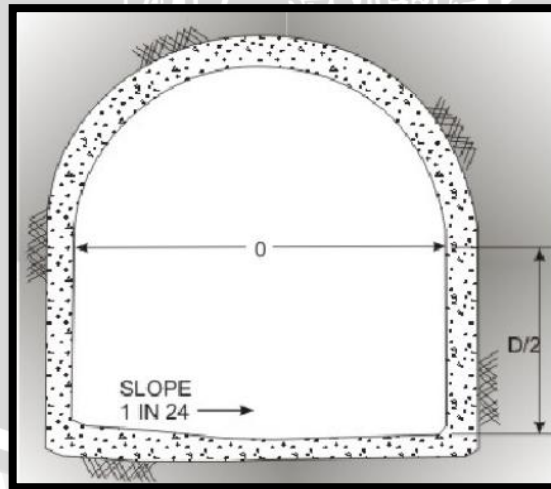


**Gambar 2.10. Conduits tipe lingkaran**

(Sumber : Kharagpur, 2010 : 21)

- Tipe D (*D Section*)

Penampang jenis ini biasanya digunakan di daerah pegunungan api dan jenis tanah yang berbatu dan hasil dari sedimentasi.



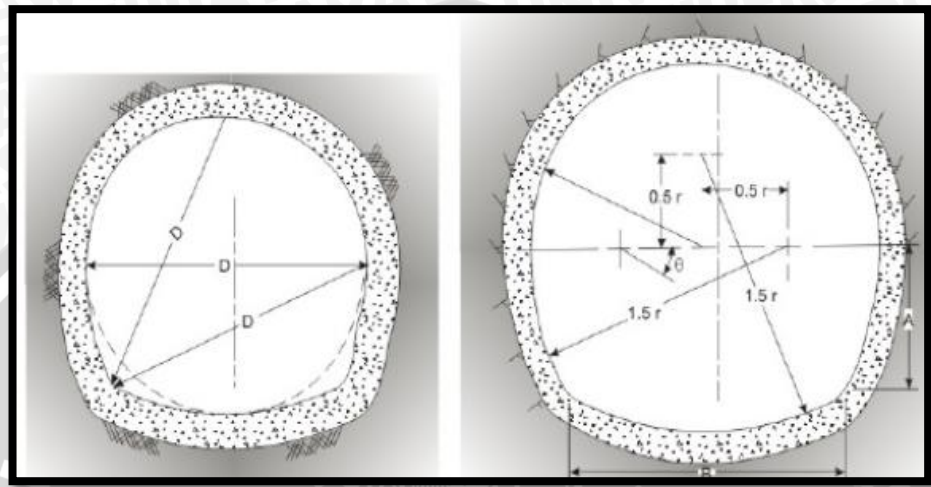
**Gambar 2.11. Conduits tipe D**

(Sumber : Kharagpur, 2010: 22)



- *Horse shoe dan Modified shoe section*

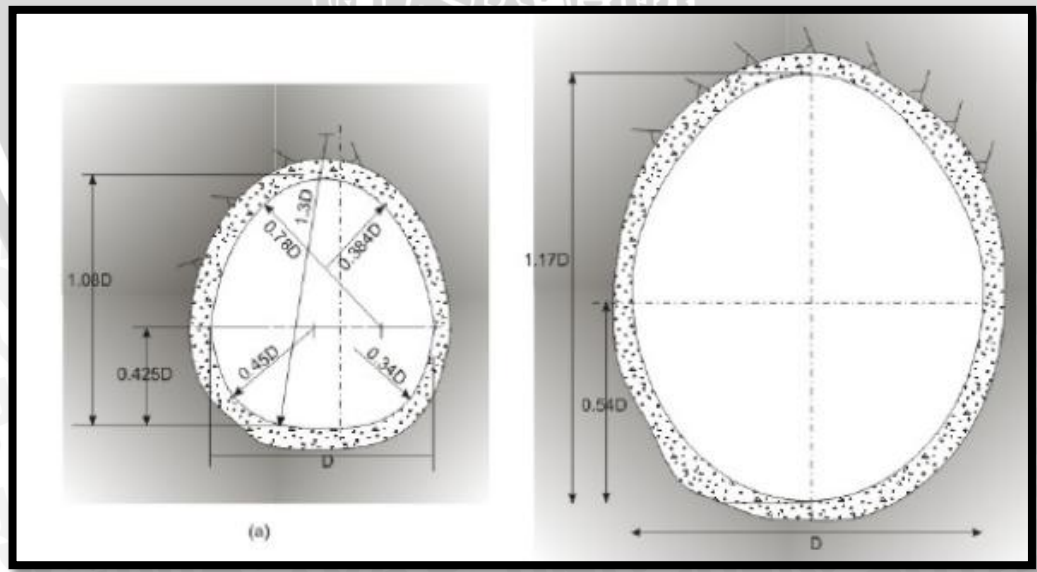
Penampang jenis ini merupakan gubahan dari penampang lingkaran dan penampang D. Penampang jenis ini sangat kuat menahan tekanan dari luar. Kualitas dan jenis batuan mempengaruhi tekanan didalam terowongan.



**Gambar 2.12. Conduits Horse Shoe dan Modified Shoe Section**  
(Sumber : Kharagpur, 2010 : 23)

- *Egg Shaped dan Egglipse section*

Penampang ini digunakan pada batuan yang berlapis-lapis dan dimana batuan yang jatuh menyebabkan meningkatnya tekanan eksternal pada terowongan



**Gambar 2.13. Egg Shaped dan Egglipse section**  
(Sumber : Kharagpur,2010: 24)

### 2.9.2. Pipa Pesat (*Penstock*)

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

#### 1. Pipa pesat tertanam (*Burried penstock*)

Untuk penanaman batang pipa dalam tanah, maka topografi tanah dan sisa kelebihan dari pipa harus dipikirkan dengan baik. (Dandenkar dan Sharma, 1991:273). Kelebihan dan kekurangan dari tipe ini adalah (Varshney, 1977:402):

Kelebihan :

- a. Terlindung dari pengaruh suhu karena tertutup tanah
- b. Terlindung dari pembekuan
- c. Tidak membutuhkan sambungan (*Expansion joints*)
- d. Landscape tetap tidak bias diubah
- e. Terlindung dari gempa, longsor tanah, dan badai
- f. Dapat mengurangi ketebalan pipa

Kekurangan :

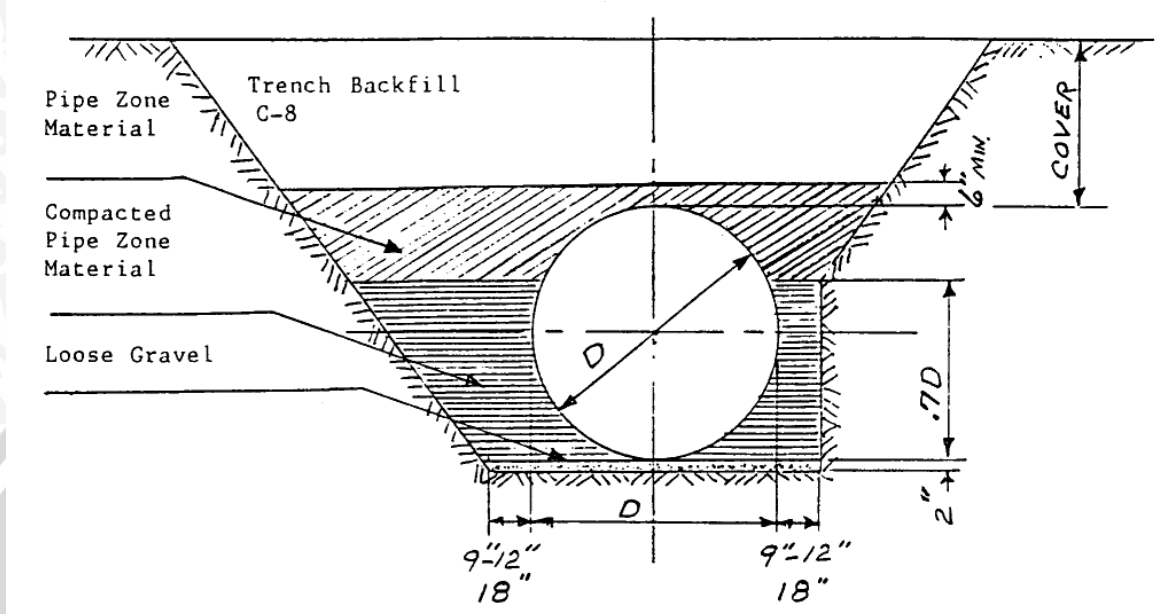
- a. Akses yang sulit untuk inspeksi
- b. Biaya mahal jika diameter besar dan kondisi tanah berbatu
- c. Cenderung terjadi pergeseran pipa pada lembah yang curam
- d. Membutuhkan lapisan tertentu terhadap korosi dan salinitas tanah
- e. Sulit dalam pemeliharaan dan perbaikan

Desain hidrolis dan persyaratan struktural sebuah pipa pesat (*penstock*) ditandai dengan bahan, diameter, ketebalan dinding dan jenis sambungan (Penche, 2004: 137)

- bahan yang dipilih sesuai dengan kondisi tanah, aksesibilitas, berat badan, sistem penyambungan dan biaya,
- diameter yang dipilih harus dapat mengurangi kerugian akibat gesekan dalam pipa pesat(*penstock*).



- Ketebalan dinding dipilih untuk menahan tekanan hidrolis internal termasuk tekanan akibat lonjakan arus sementara yang akan terjadi.



**Gambar 2.14. Sketsa pipa pesat tertanam**  
 (Sumber : Bambei, 1998: 82)



**Gambar 2.15. Pipa pesat tertanam**  
 (Sumber : Bambei, 1996: 4)



**Tabel 2.5. Perbedaan Karakteristik Material Penstock**

Material	Young's modulus of elasticity E(N/m <sup>2</sup> )E9	Coefficient of linear expansion a (m/m °c)E6	Ultimate tensile strength (N/m <sup>2</sup> )E6	n
Welded Steel	206	12	400	0.012
Polyethylene	0.55	140	5	0.009
Polyvinyl Chloride (PVC)	2.75	54	13	0.009
Asbestos Cement	n/a	8.1	n/a	0.011
Cast iron	78.5	10	140	0.014
Ductile iron	16.7	11	340	0.013

Sumber : Penche, 2004 : 137

**Diameter Pipa Pesat**

Hal yang perlu diperhatikan dalam perencanaan pipa pesat untuk PLTMH adalah diameter pipa. Dalam perencanaan diameter perlu diperhatikan beberapa faktor antara lain: harga pipa pesat, kecepatan aliran dalam pipa pesat dan kehilangan tinggi tekan pada pipa pesat. Diameter pipa yang besar akan membuat kecepatan aliran menurun sehingga kehilangan tinggi tekan akan menurun sehingga energi meningkat namun akan dibutuhkan biaya yang mahal begitu pula sebaliknya diameter yang kecil akan membuat biaya lebih murah namun akan menurunkan besarnya hasil pembangkitan energi dikarenakan peningkatan kehilangan tinggi tekan pada pipa pesat akibat kecepatan yang tinggi.

Kecepatan ijin pada pipa pesat sangat bergantung pada jenis material bahan pipa pesat, kecepatan ijin pipa pesat adalah sebagai berikut (Mosonyi 2A,1963: 91):

Pipa dari beton                                2 m/dt – 4 m/dt

Pipa dari baja                                 2,5 m/dt – 7 m/dt

Sedangkan kecepatan potensial yang dapat dicapai oleh suatu pipa dikarenakan tinggi jatuh zat cair dihitung dengan persamaan:

$$V = \sqrt{2gh} \tag{2-24}$$

dengan:

V        : kecepatan jatuh potensial (m/dt)

g        : percepatan gravitasi (m/dt<sup>2</sup>)

$h$  : tinggi jatuh zat cair (m)

Untuk menentukan diameter pipa pesat yang ekonomis dapat ditentukan dengan beberapa persamaan empirisyakni dengan sarkaria formula (Dandenkar.,etc, 1991:280) atau formula diameter ekonomis yang dikembangkan oleh ESHA (Penche,2004):

Sarkaria's formula:

$$1. D = 0,62 \cdot \frac{p^{0,43}}{H^{0,65}} \quad (2-25)$$

$$2. D = 3,55 \cdot \left( \frac{Q^2}{2 \cdot g \cdot H} \right)^{0,25} \quad (2-26)$$

Dengan:

$D$  : diameter *penstock* (m)

$Q$  : debit pada *penstock* (m<sup>3</sup>/det)

$P$  : tenaga (HP)

$H$  : tinggi jatuh (m)

Formula diameter ekonomis yang dikembangkan ESHA:

$$D = \left( \frac{10,3n^2 Q^2}{hf} \right)^{0,1875} \quad (2-27)$$

Dengan:

$D$  : diameter pipa (m)

$n$  : koef kekasaran pipa

$Q$  : debit pada pipa (m<sup>3</sup>/dt)

$H_f$  : kehilangan tinggi tekan total pada pipa (m)

### Tebal pipa pesat

Perhitungan tebal pipa pesat dapat menggunakan beberapa persamaan, antara lain:

1. ASME (Mosonyi,1963:270):

$$t = 2,5 D + 1,2 \quad (2-28)$$

2. USBR (Varshney,1971:412):

$$t = \frac{d+500}{400} \quad (2-29)$$

3. ESHA (Penche,20004) :

$$e = \frac{PD}{2\sigma kf} + es \quad (2-30)$$

4. Barlow'sFormulae (Varshney,1971:412):

$$H = \frac{0,002 + \sigma \times t}{D + 0,002 t} \quad (2-31)$$

Dengan:

- H : Tinggi tekan maksimum ( m )  
 : tekanan statis + tinggi tekan akibat pukulan air  
 $\sigma$  : tegangan baja yang digunakan ( ton/m<sup>2</sup> )  
 D : diameter pipa pesat ( m )  
 t : tebal pipa pesat ( m )  
 P : tekan hidrostatis dalam pipa (kN/mm<sup>2</sup>)  
 kf : efisiensi ketahanan (k = 1 untuk pipa utuh)  
 es : tebal jagaan untuk sifat korosif (mm)

Sifat material bahan untuk pipa pesat ditampilkan pada tabel 2.5

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

Perhitungan tekanan hidrostatis untuk pipa perlu memperhatikan pengaruh pukulan air terhadap pipa, dimana kenaikan air akibat pukulan air dapat merusak pipa.

Rumus *Water Hammer* sebagai berikut (Chaudhry, 1989):

$$\alpha = \sqrt{\frac{K}{\rho [1 + (\frac{K}{E})\psi]}} \quad (2-32)$$

$$\rho = \frac{\alpha V_0}{2gH_0} \quad (\text{Allievi pipeline constan}) \quad (2-33)$$

$$\theta = \frac{\alpha T}{2L_0} \quad (\text{Closing time constan}) \quad (2-34)$$

$$n = \frac{\rho}{\theta} \quad (2-35)$$

dimana untuk turbin Kaplan rumusnya adalah sebagai berikut :

$$\frac{h_0}{H_0} = \left( \frac{0,75}{\theta \sqrt{\theta}} + 1,25 \right) n \quad (2-36)$$

dimana:

- $\rho$  : tekanan hidrostatis akibat tinggi jatuh (*head*)  
 V : kecepatan (m/dt)  
 T : waktu penutupan katup (detik)  
 h<sub>0</sub> : tinggi pukulan air terhadap katup (m)  
 H<sub>0</sub> : Tinggi tekana saat masuk dan keluar katup di turbin (m)  
 k : modulus air (2,1 x 10<sup>9</sup> N/m<sup>2</sup>)  
 g : gravitasi (m<sup>2</sup>/s)  
 E : Modulus elatis bahan pipa



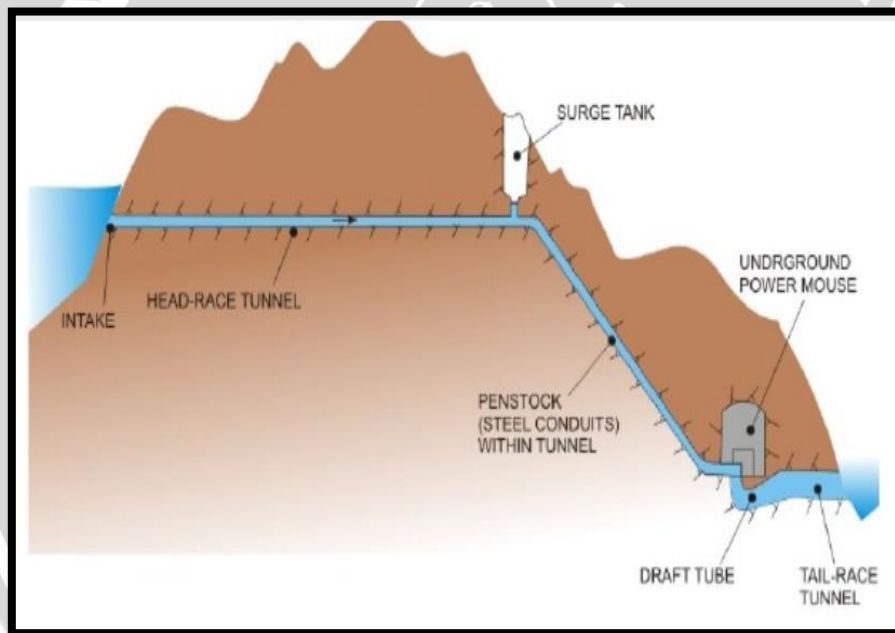
- $\alpha$  : Kecepatan gelombang
- $L_0$  : Panjang saluran pipa (m)

**2.9.3. 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.



**Gambar 2.16. Surge Tank**

(Sumber : Kharagpur,2010: 14)

Menghitung luas dan diameter *Surge Tanks* (Thoma)

$$A_{st} = \frac{At Lt}{2 g c H} \tag{2-37}$$

$$D_{st} = \sqrt{\frac{Ast}{0,25 \pi}} \tag{2-38}$$

Dengan :

- $A_{st}$  = Luas *Surge Tanks* ( $m^2$ )  
 $D_{st}$  = Diameter *Surge Tanks* (m)  
 $L_t$  = panjang terowongan (m)  
 $A_t$  = Luas penampang Terowongan ( $m^2$ )  
 $H$  = *Gross Head* (m)  
 $g$  = gravitasi ( $m^2/s$ )  
 $c$  = koefisien thoma

Sedangkan rumus menghitung tinggi *Surge Tanks* :

$$Z_{st} : v \left( \frac{L_t A_t}{g A_{st}} \right)^{0,5} \quad (2-39)$$

dengan :

- $Z_{st}$  = Tinggi muka air didalam *surge tanks* (m)  
 $v$  = Kecepatan air didalam pipa pesat (m/s)  
 $L_t$  = Panjang pipa pesat (m)  
 $A_t$  = Luas penampang pipa pesat ( $m^2$ )  
 $g$  = Gravitasi ( $m^2/s$ )  
 $A_{st}$  = Luas *Surge Tanks* ( $m^2$ )

Tinggi surge tank menurut metode Parmakian :

$$B_o = H_f \times \left( \frac{A_t \times g}{L \times A} \right)^{0,5} / Q_o \quad (2-40)$$

$$Upswing ( S_a ) = 1,05 \times B_o^{-0,89} \times H_f \quad (2-41)$$

$$Downswing ( S_b ) = 0,88 \times B_o^{-0,91} \times H_f \quad (2-42)$$

Dengan :

- $B_o$  = Elevasi muka air maksimum (m)  
 $H_f$  = Kehilangan tinggi tekan total (m)  
 $A_t$  = Luas penampang surge tank ( $m^2$ )  
 $g$  = Gravitasi ( $m^2/s$ )  
 $L$  = Panjang pipa pesat (m)  
 $A$  = Luas penampang pipa pesat ( $m^2$ )  
 $Q_o$  = Debit ( $m^3/det$ )

### Kebutuhan Terhadap Tangki Gelombang (*Surge Tank*)

Tangki gelombang dibutuhkan untuk melindungi pipa pesat dari bahaya tekanan yang terlalu besar pada pipa pesat, menurut AHEC (2009:50) pipa pesat membutuhkan tangki gelombang bila:

$$L > 4H \quad (2-43)$$

Dimana:

L : panjang total pipa pesat (m)

H : tinggi jatuh (m)

## 2.10. Banguna Pelengkap

### 2.10.1. Saluran pembuang (*Tailrace canal*)

Saluran pembuangan (*Tailrace*) berfungsi untuk mengalirkan debit air yang keluar dari turbin air untuk kemudian dibuang ke sungai, saluran irigasi atau ke laut. Saluran pembuangan dimensinya harus sama atau lebih besar daripada saluran pengambilan mengingat adanya kemungkinan perubahan mendadak dari debit turbin air. Rumus untuk mendimensi saluran pembuangan adalah sebagai berikut :

$$Q = A * V \quad (2-44)$$

$$A = \frac{1}{n} * R^2_3 * I^1_2 \quad (2-45)$$

$$R = \frac{A}{P} \quad (2-46)$$

dengan :

Q = debit air

A = luas penampang basah

V = kecepatan air

P = keliling basah

R = jari-jari hidrolis

n = koefisien manning

l = kemiringan dasar saluran

### 2.11. Rumah Pembangkit (*Power House*)

Rumah pembangkit, merupakan bangunan tempat diletakkannya seluruh perangkat konversi energi, mulai dari turbin air lengkap dengan governornya, sebagai pengatur



tekanan air, sistem transmisi mekanik (jika diperlukan), generator, perangkat pendukung lain, seperti : panel kontrol, panel distribusi daya, beban komplemen, dan sebagainya. Bangunan inilah yang melindungi turbin, generator dan peralatan pembangkit lainnya.

### 2.12. Tinggi Jatuh Efektif (Net Head)

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

$$H_{\text{eff}} = \text{EMAW} - \text{TWL} - h_l \quad (2-47)$$

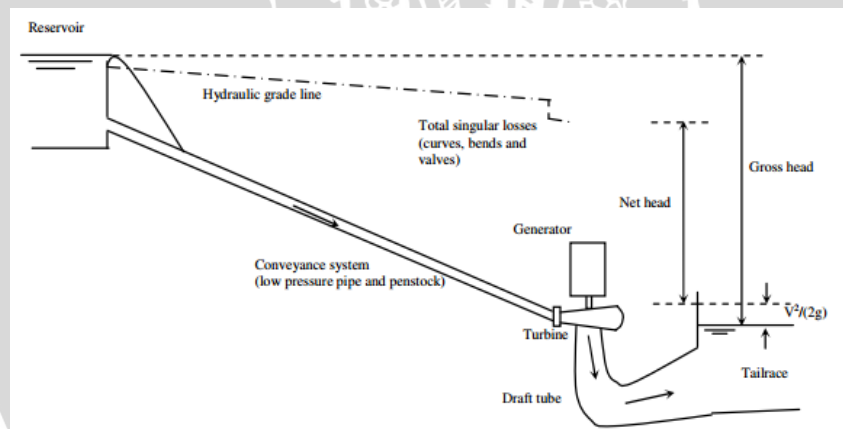
dimana:

$H_{\text{eff}}$  : tinggi jatuh efektif (m)

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

TWL : *tail water level* (m)

$h_l$  : total kehilangan tinggi tekan (m)



**Gambar 2.17. Sketsa Tinggi Jatuh Efektif**

(Sumber : Ramos,2000:61)

### 2.13. Kehilangan Tinggi (Head Loss)

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

Dalam perhitungan kehilangan tinggi pada perencanaan sistem pembangkit listrik tenaga air dapat dibedakan menjadi 2 yaitu kehilangan tinggi pada saluran terbuka dan kehilangan tinggi pada saluran tertutup.

**a. Kehilangan tinggi pada saluran terbuka.**

Kehilangan tinggi pada saluran terbuka dihitung dengan dua buah kondisi yaitu:

- Kehilangan pada bangunan pengambilan dihitung dengan persamaan (patty,1995):

$$hf = f \frac{V^2}{2g} \quad (2 - 48)$$

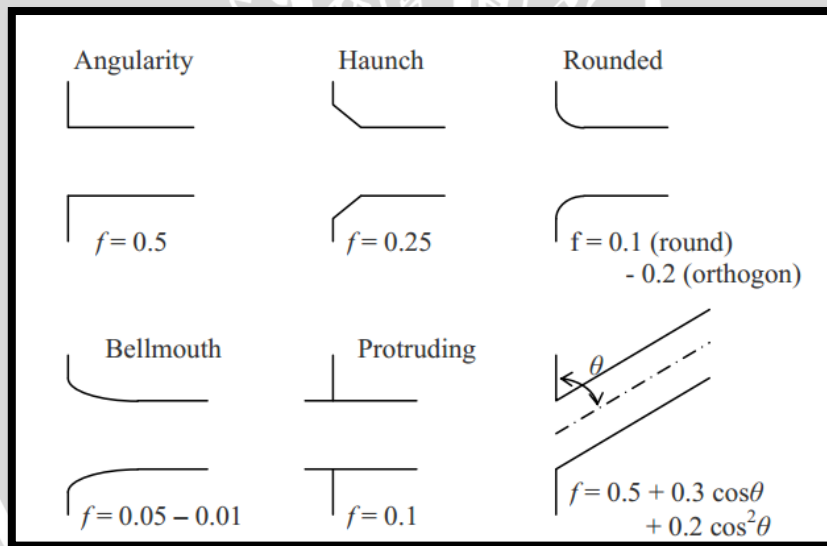
dimana:

hf : kehilangan tinggi pada bangunan pengambilan (m)

V : kecepatan masuk (m/s)

g : percepatan gravitasi (m/s<sup>2</sup>)

f : koefisien kehilangan tinggi, lihat gambar 2.19



**Gambar 2.18. Nilai f Berdasarkan Bentuk Inlet**

(Sumber : MHP-1,2009:5-13)

**b. Kehilangan tinggi pada saluran tertutup.**

Perhitungan kehilangan pada saluran tertutup dapat dibagi menjadi dua bagian yaitu kehilangan tinggi mayor (*major losses*) dan kehilangan tinggi minor (*minor losses*), kehilangan tinggi mayor disebabkan oleh gesekan yang terjadi didalam pipa akibat kekasaran dari pipa itu sendiri, besarnya kehilangan tinggi

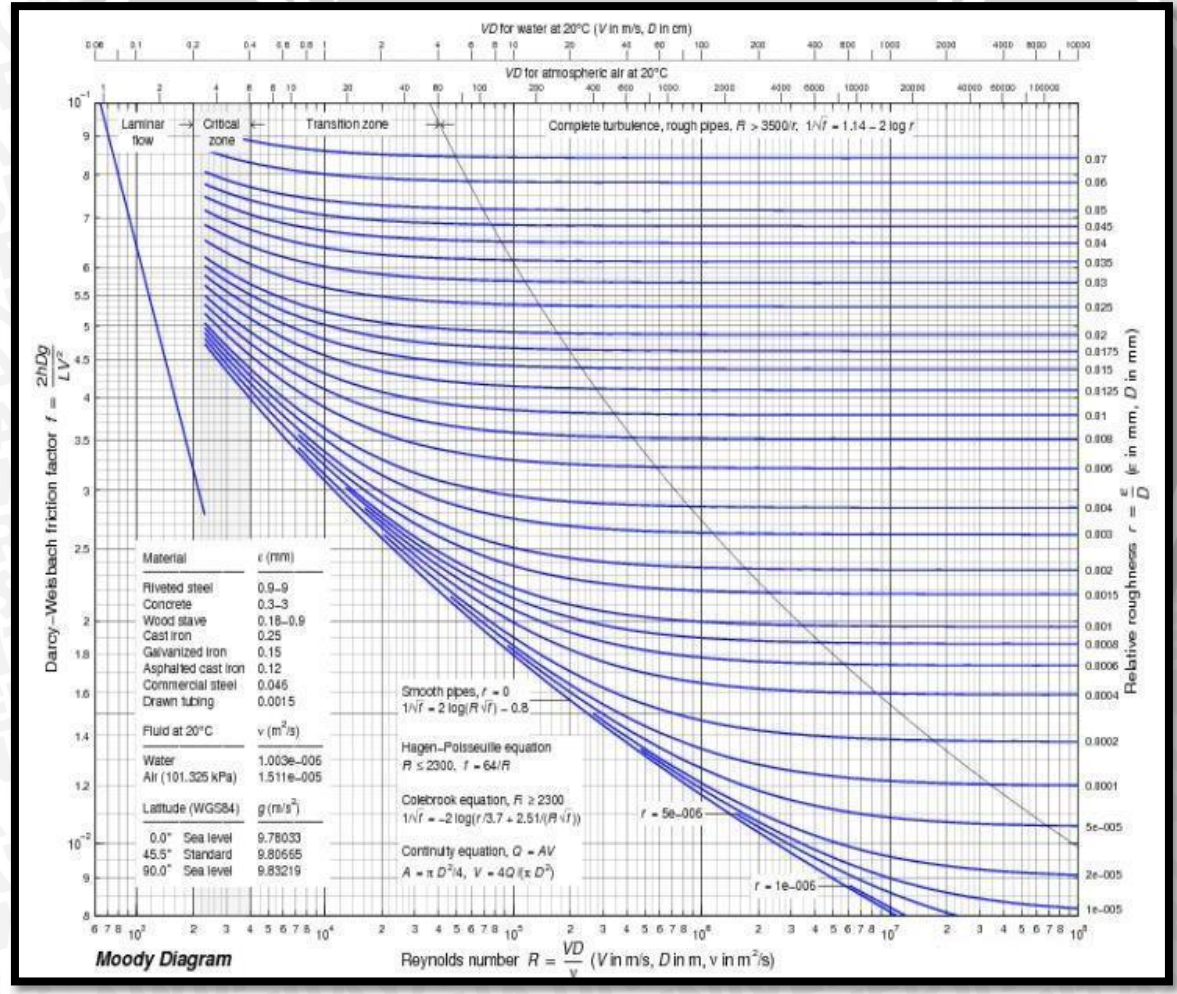


mayor pada saluran tertutup dapat dihitung dengan menggunakan persamaan darcy – weisbach (Liu,2003 : 40 ):

$$hf = f \frac{L}{D} \frac{V^2}{2g} \quad (2-49)$$

dimana:

- hf = kehilangan tinggi tekan (m)
- V = kecepatan masuk (m/d)
- g = percepatan gravitasi (m/dt<sup>2</sup>)
- L = panjang saluran tertutup / pipa (m)
- D = diameter pipa (m)
- f = koefisien kekasaran, didapat dari diagram moody



Gambar 2.19. Diagram Moody

(Sumber : Penche,2004:38)



Sedangkan perhitungan kehilangan tinggi minor dapat dihitung dengan persamaan berikut (Ramos, 2000:64):

$$h_f = K \frac{V^2}{2g} \quad (2-50)$$

dimana :

$K$  = keofisien berdasarkan jenis kontraksi

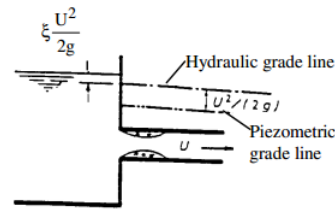
$V$  = kecepatan masuk (m/dt)

$g$  = percepatan gravitasi (m/dt<sup>2</sup>)

Nilai  $K$  dapat ditentukan berdasarkan jenis kontraksi atau hambatan yang terjadi pada pengaliran, berikut jenis kontraksi dan hambatan yang diperhitungkan (Ramos,2000:64):

a. Kontraksi

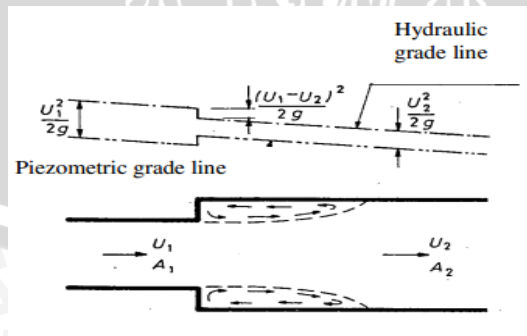
Type of contraction	$\xi$
sharp edge	0.50
rounded edge	0.25
conical horn	0.10
gradual	
$\alpha < 5^\circ$	0.06
$\alpha \begin{cases} 20^\circ \\ 45^\circ \\ 60^\circ \\ 75^\circ \end{cases}$	$\begin{matrix} 0.20 \\ 0.30 \\ 0.32 \\ 0.34 \end{matrix}$



Gambar 2.20. Kisaran Nilai  $\xi$  Berdasarkan Tipe Kontraksi

(Sumber : Ramos,2000:64)

b. Penyempitan / pelebaran



Gambar 2.21. Sketsa Situasi Kehilangan Tinggi Akibat Penyempitan dan

Pelebaran

(Sumber : Ramos,2000:64)

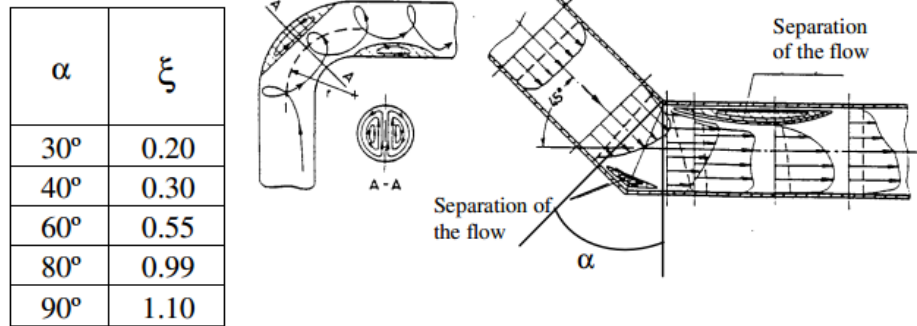
$$\xi = \left(1 - \frac{A_1}{A_2}\right)^2 \quad (2-51)$$

dengan :

$\xi$  = koefisien

A = luas penampang (m<sup>2</sup>)

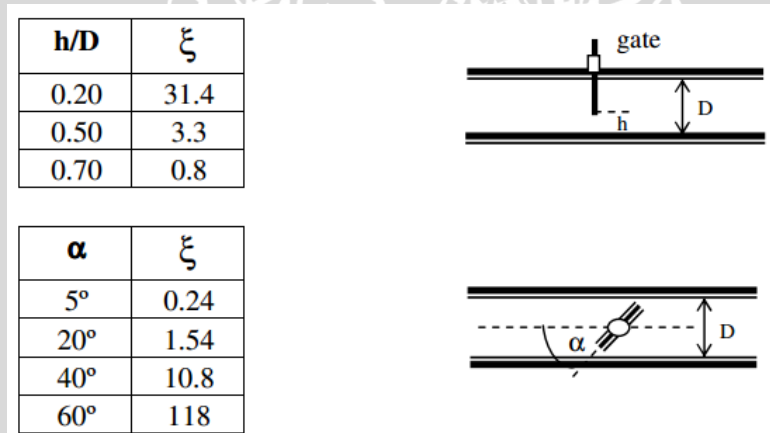
c. Tikungan / belokan



Gambar 2.22. Kisaran Nilai  $\xi$  Akibat Belokan

(Sumber : Ramos,2000:65)

d. Pintu dan katup



Gambar 2.23. Kisaran Nilai  $\xi$  Akibat Pintu Dan Katup

(Sumber : Ramos,2000:65)

e. Penyaring (Trashrack)

Besarnya kehilangan tinggi akibat penyaring (*trashrack*) dihitung dengan persamaan :

$$V = \mu \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot H} \quad (2 - 52)$$

Dengan :

$\mu$  = koefisien debit, untuk bukaan di bawah permukaan air dengan kehilangan tinggi energi kecil,  $\mu = 0,5 - 0,7$

H = tinggi muka air (m)

## 2.14. Turbin Hidraulik

Dalam Suatu Sistem PLTA, turbin air merupakan alat untuk mengubah energi air menjadi energi mekanik yang kemudian diubah menjadi energi listrik oleh generator (Luknanto, 2007:1). Menurut Dandekar (1991:391) turbin-turbin hidraulik, berhubungan erat dengan generator, fungsi utamanya adalah mengubah energi air menjadi energi listrik. Air mengalir melalui turbin, memberi tenaga pada *runner* (penggerak) dari turbin dan membuatnya berputar (energi mekanis). Energi mekanis diubah dengan generator listrik menjadi tenaga listrik.

### 2.14.1. Klasifikasi Turbin

Berdasarkan prinsip kerja turbin dalam mengubah energi potensial air menjadi energi mekanis, turbin air dibedakan menjadi dua kelompok yaitu turbin impuls dan turbin reaksi.

Perbedaan pokok kedua golongan turbin tersebut adalah :

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

Klasifikasi jenis pembangkit dilihat dari daya keluaran turbin:

- a) Large hydro; daya keluaran sampai 100 MW
- b) Medium hydro; daya keluaran mulai 15 – 100 MW
- c) Small hydro; daya keluaran mulai 1 – 15 MW
- d) Mini hydro; daya keluaran mulai 100 kW- 1 MW
- e) Micro hydro; daya keluaran mulai 5kW – 100 kW
- f) Pico hydro; daya keluaran sampai 5kW

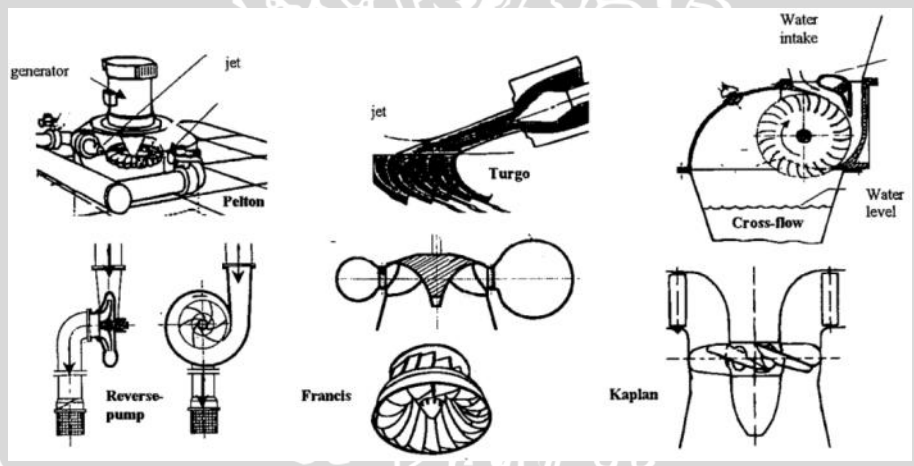


Untuk memudahkan pemakaian jenis turbin, maka turbin-turbin tersebut diklasifikasikan sebagai berikut:

**Tabel 2.6. Klasifikasi dan Kapasitas Turbin**

Turbin hidraulik		H (m)	Q (m <sup>3</sup> /s)	P (kw)	N (r.p.m)
Reaksi:	Bulb	2 - 10	3 - 40	100 - 2500	200 - 450
	kaplan dan baling - baling dengan aliran axial	2 - 20	3 - 50	50 - 5000	250 - 700
	francis dengan aliran diagonal	10 - 40	0,7 - 10	100 - 5000	100 - 250
	francis dengan aliran radial	40 - 200	1 - 20	500 - 15000	30 - 100
impuls:	Pelton	60 - 1000	0,2 - 5	200 - 15000	< 30
	Turgo	30 - 200		100 - 6000	
	cross flow	2 - 50	0.01 - 0.12	2 - 15	

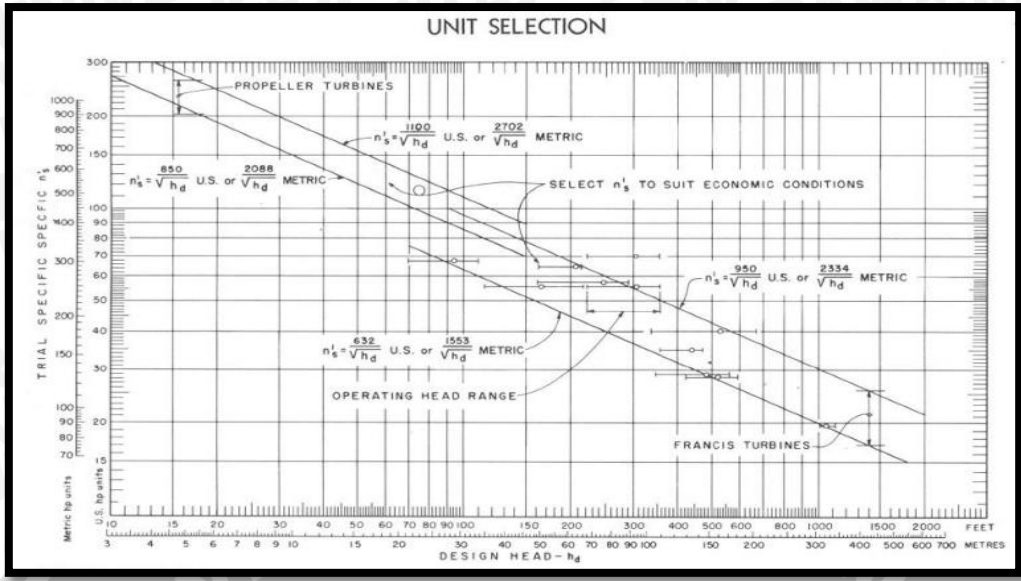
Sumber: Ramos,2000:82



**Gambar 2.24. Jenis Turbin Untuk Pembangkitan Tenaga Air**

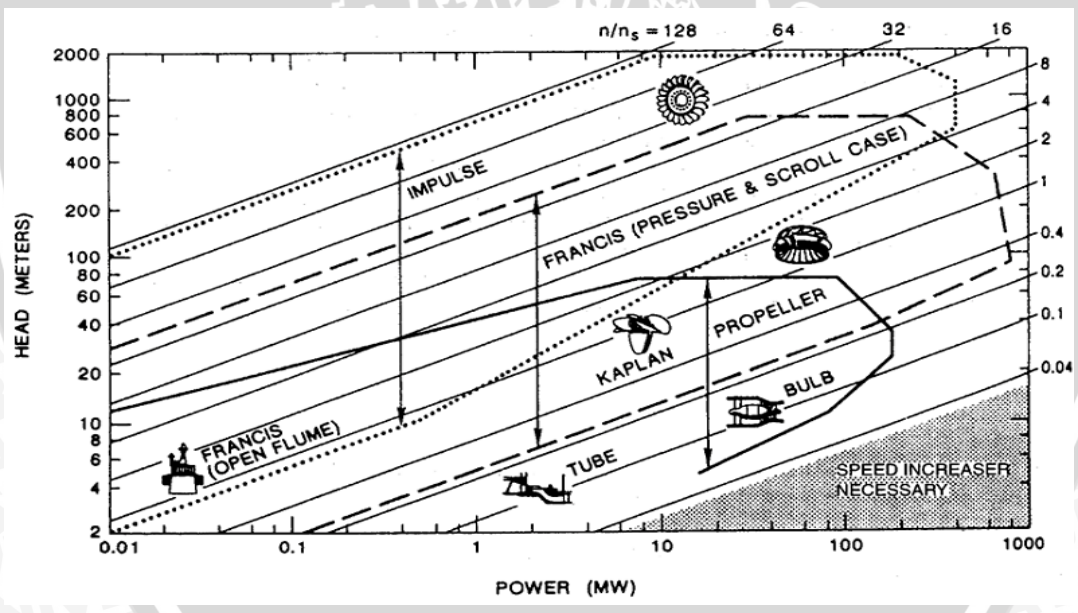
(Sumber: Ramos,2000:83)

Selain berdasarkan klasifikasi tersebut, pemilihan jenis turbin juga bisa ditentukan berdasarkan Gambar berikut:



Gambar 2.25. Grafik Pemilihan Jenis Turbin Berdasarkan Kecepatan Spesifik Dan Tinggi Jatuh

(Sumber: USBR,1976:15)



Gambar 2.26. Grafik Pemilihan Jenis Turbin Berdasarkan Kecepatan Spesifik, Tinggi Jatuh dan Daya

(Sumber: Arndt,1998:64)

Dalam pemilihan harus diperhatikan karakteristik dari masing masing turbin, turbin reaksi biasa digunakan untuk pembangkit listrik dengan tinggi jatuh sedang – kecil



sedangkan turbin impuls digunakan untuk tinggi jatuh besar, faktor lain yang perlu diperhatikan adalah tentang putaran dan kecepatan spesifik turbin, karena kecepatan spesifik turbin merupakan karakteristik yang mendasari dalam perencanaan turbin.

### 2.14.2. Komponen-Komponen Turbin

#### Stator

Stator turbin terdiri dari dua bagian, yaitu *casing* dan sudu diam (*fixed blade*). Namun untuk tempat kedudukan sudu-sudu diam yang pendek dipasang diapragma.

##### a. *Casing*

*Casing* atau *shell* adalah suatu wadah berbentuk menyerupai sebuah tabung dimana rotor ditempatkan. Pada ujung casing terdapat ruang besar mengelilingi poros turbin disebut *exhaust hood*, dan diluar *casing* dipasang bantalan yang berfungsi untuk menyangga rotor.

##### b. Sudu Tetap (*fixed blade*)

Sudu merupakan bagian dari turbin dimana konversi energi terjadi. Sudu terdiri dari bagian akar sudu, badan sudu dan ujung sudu. Sudu kemudian dirangkai sehingga membentuk satu lingkaran penuh. Sudu-sudu tetap dipasang melingkar pada kedudukan berbentuk piringan yang disebut diapragma. Pemasangan sudu-sudu tetap ini pada diafragma menggunakan akar berbentuk T sehingga memberi posisi yang kokoh pada sudu.

#### Rotor

Rotor adalah bagian yang berutar terdiri dari poros dan sudu-sudu gerak yang terpasang mengelilingi rotor. Jumlah baris sudu gerak pada rotor sama dengan jumlah baris sudu diam pada casing. Pasangan antara sudu diam dan sudu gerak disebut tingkat (*stage*).

##### a. Poros

Poros dapat berupa silinder panjang yang *solid* (pejal) atau berongga (*hollow*). Pada umumnya poros turbin sekarang terdiri dari silinder panjang yang solid. Sepanjang poros dibuat alur-alur melingkar yang biasa disebut akar (*root*) untuk tempat kedudukan, sudu-sudu gerak (*moving blade*).



b. Sudu Gerak (*Moving Blades*)

Adalah sudu-sudu yang dipasang di sekeliling rotor membentuk suatu piringan. Dalam suatu rotor turbin terdiri dari beberapa baris piringan dengan diameter yang berbeda-beda, banyaknya baris sudu gerak biasanya disebut banyaknya tingkat.

c. Bantalan (*Bearing*)

Bantalan berfungsi sebagai penyangga rotor sehingga membuat rotor dapat stabil/lurus pada posisinya didalam *casing* dan rotor dapat berputar dengan aman dan bebas.. Komponen yang dipakai untuk keperluan ini disebut bantalan (*bearing*).

### 2.14.3. Karakteristik Turbin

Karakteristik turbin adalah parameter yang mendasari perencanaan turbin hidrolik, karakteristik turbin meliputi rasio kecepatan ( $\phi$ ), Kecepatan satuan ( $Nu$ ), debit satuan ( $Qu$ ), daya satuan ( $Pu$ ), kecepatan spesifik turbin ( $Ns$ ). Dalam perencanaan karakteristik turbin dapat digunakan beberapa metode antara lain metode yang diterapkan oleh *United state bureau of reclamation* (USBR) dan metode yang diterapkan oleh *European small hydropower association* (ESHA), yang memiliki tata cara perhitungan karakteristik turbin masing masing. Berikut adalah tata cara perencanaan karakteristik turbin berdasarkan masing masing metode:

#### Metode USBR (*united state of bureau reclamation*)

Persamaan untuk menghitung besarnya kecepatan spesifik pada turbin adalah (USBR,1976:14):

$$N_s = n \frac{\sqrt{P}}{H^{5/4}} \quad (2 - 53)$$

dengan:

$N_s$  : kecepatan spesifik (m-kW )

P : Daya semu / teoritis (Hp)

H: Tinggi jatuh (m)

n : Putaran dasar turbin (rpm)

Dari persamaan tersebut tidak bisa diketahui besarnya nilai putaran dasar turbin ( $n$ ), putaran turbin untuk tiap tipe turbin berbeda beda. Maka putaran dasar turbin coba coba ( $n'$ ) dihitung dengan persamaan trial rotational speed ( $n'$ ) pada gambar 2.26 sebagai berikut:

$$\text{Untuk turbin francis} \quad : n' = \frac{2334}{\sqrt{H}} \quad \text{atau} \quad n' = \frac{1553}{\sqrt{H}} \quad (2 - 54)$$

$$\text{Untuk turbin propeller} \quad : n' = \frac{2088}{\sqrt{H}} \quad \text{atau} \quad n' = \frac{2702}{\sqrt{H}} \quad (2 - 55)$$

Dari putaran turbin coba coba ( $n'$ ) maka harus dicek dengan kecepatan sinkron generator jika akan menggunakan generator sinkron, kecepatan sinkron generator dihitung dengan persamaan (USB,1976:14):

$$n = \frac{120f}{P} \quad (2 - 56)$$

Dimana:

$n$  : kecepatan sinkron generator (rpm)

$f$  : frekuensi generator (50 – 60 Hz)

$p$  : jumlah kutub generator (*poles*)

setelah mendapatkan nilai putaran turbin ( $n$ ) maka harus dihitung besarnya nilai desain kecepatan spesifik (*design specific speed*) turbin dengan persamaan (2 – 57), nilai batas kecepatan spesifik untuk tiap turbin adalah berbeda – beda, USBR merekomendasikan kisaran nilai kecepatan spesifik untuk tiap jenis turbin adalah sebagai berikut(USB,1976:9):

$$\text{turbin francis} \quad : 65 \leq N_s \leq 445$$

$$\text{turbin propeller} \quad : 300 \leq N_s \leq 1000$$

#### **Metode ESHA (*European Small Hydropower Association*)**

ESHA menggunakan standar internasional IEC 60193 dan 60041 untuk menentukan besarnya nilai kecepatan spesifik turbin, Formula untuk menghitung besarnya kecepatan spesifik adalah (Penche,2004:168):

$$N_{QE} = n \frac{\sqrt{Q}}{E^{3/4}} \quad (2 -57)$$

dengan:

$N_{QE}$  : kecepatan spesifik (tak berdimensi)

$Q$  : debit desain ( $m^3/dt$ )

$E$  : enegi hidraulik spesifik didapat dari ( $E = H \times g$ ) (j/kg)

$n$  : Putaran dasar turbin (t/s)

Hubungan atau kesetaraan dari nilai  $N_{QE}$  dengan nilai parameter turbin dengan menggunakan metode lain seperti: kecepatan spesifik ( $N_s$ ), faktor kecepatan ( $\phi$ ) dan putaran satuan ( $N_Q$ ) adalah sebagai berikut (Penche,2004:168):

$$N_s : 995 N_{QE}$$

$$N_Q : 333 N_{QE}$$

$$\phi : 2,11 N_{QE}$$

Dalam perhitungan kecepatan spesifik turbin nilai putaran dasar turbin harus di coba coba terlebih dahulu untuk memperkirakan besarnya putaran dasar turbin maka digunakan persamaan empiris untuk mengetahui nilai kecepatan spesifik turbin ( $N_{QE}'$ ) dengan persamaan berikut (Penche,2004:169):

$$\text{Turbin Pelton} \quad N_{QE}' = 0.0859 / H^{0.243} \quad (2 - 58)$$

$$\text{Turbin Francis} \quad N_{QE}' = 1.924 / H^{0.512} \quad (2 - 59)$$

$$\text{Turbin Kaplan} \quad N_{QE}' = 2.294 / H^{0.486} \quad (2 - 60)$$

$$\text{Turbin Propeller} \quad N_{QE}' = 2.716 / H^{0.5} \quad (2 - 61)$$

$$\text{Turbin Bulb } N_{QE}' = 1.528 / H^{0.2837} \quad (2 - 62)$$

Setelah itu maka putaran dasar turbin ( $n$ ) dan jumlah kutub generator ( $p$ ) bisa direncanakan berdasarkan kecepatan spesifik coba – coba ( $N_{QE}'$ ), ESHA memberikan kisaran nilai kecepatan spesifik untuk tiap turbin adalah sebagai berikut (Penche,2004:169):

$$\text{turbin francis} \quad : 0,05 \leq N_{QE} \leq 0,33$$

$$\text{turbin propeller, Kaplan dan bulb} \quad : 0,19 \leq N_{QE} \leq 1,55$$

$$\text{turbin pelton} \quad : 0,005 \leq N_{QE} \leq 0,025$$

$$\text{turbin pelton dengan (n) nozzle} \quad : 0,005 n^{0.5} \leq N_{QE} \leq 0,025 n^{0.5}$$

#### 2.14.4. Kavitasi dan Titik Pusat Turbin

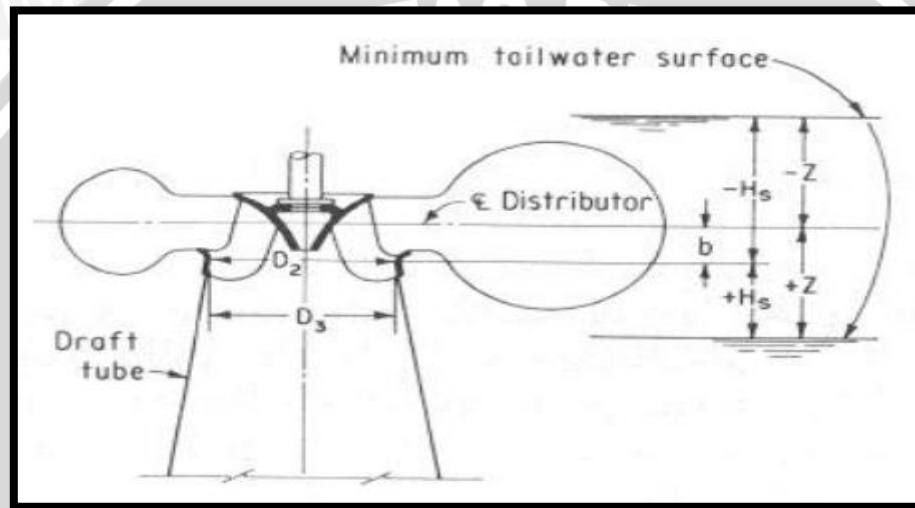
Kavitasi adalah suatu kejadian yang timbul dalam aliran dengan kecepatan yang besar, sehingga tekanan air menjadi lebih kecil daripada tekanan uap air maksimum di temperatur itu. Proses ini menimbulkan gelembung-gelembung uap air yang dapat menimbulkan erosi pada turbin (Patty, 1995:99). Untuk menghindarkan bertambahnya kavitasi perlu (Arismunandar, 2004:70):

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



- e. Melapisi sudu rotor dengan bahan yang tahan terhadap kavitasi.

Untuk menghindari terjadinya kavitas maka turbin harus diletakkan pada posisi yang aman yakni titik dari tinggi hisap ( $h_s$ ) sampai titik pusat turbin atau dibawah tinggi tekanan hisap ( $h_s$ ). Tinggi tekanan hisap ( $h_s$ ) untuk masing – masing turbin berlainan. Untuk turbin Francis, Tinggi tekanan hisap ( $h_s$ ) diukur dari paras muka air belakang sampai dengan dasar dari cincin bawah, untuk turbin propeller, Tinggi tekanan hisap ( $h_s$ ) diukur dari paras muka air belakang sampai dengan pusat sudut.



**Gambar 2.27. Skema Pemasangan Turbin Untuk Analisa Kavitasi**

(Sumber: USBR, 1976:23)

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

$$Z = TWL + H_s + b \quad (2 -63)$$

Dengan:

$Z$  : titil pusat turbin (m)

$TWL$  : elevasi *tail water level* (m)

$H_s$  : Tinggi hisap turbin (m)

$b$  : perbedaan tinggi antar pusat turbin dengan outlet runner

Untuk menghitung tinggi hisap ( $H_s$ ) dapat dihitung dengan persamaan berikut (USBR,1976:22):

$$H_s = H_a - H_v - H \cdot \sigma \quad (2 - 64)$$

$$H_a = P_{atm} / \rho g \quad (2 - 65)$$

$$H_v = P_v / \rho g \quad (2 - 66)$$

dimana:

$H_s$  : tinggi hisap (m)

$H_a$  : tekanan atmosfer (m)

$H_v$  : tekanan uap air (m)

$H$  : tinggi jatuh efektif (m)

$\sigma$  : koef thoma

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

$$H_s = \frac{P_{atm} - P_v}{\rho g} + \frac{V^2}{2g} - \sigma H \quad (2 - 67)$$

Dengan:

$H_s$  : tinggi hisap (m)

$P_{atm}$  : tekanan atmosfer (Pa)

$P_v$  : tekanan uap air (Pa)

$H$  : tinggi jatuh efektif (m)

$\sigma$  : koef thoma

$\rho$  : berat jenis air ( $\text{kg/m}^3$ )

$g$  : percepatan gravitasi ( $\text{m/dt}^2$ )

$V$  : kecepatan aliran (m/dt) (Penche,2004: 178 menyarankan 2 m/dt sebagai pendekatan awal)

Untuk mengontrol kavitasi digunakan koefisien thoma kritis ( $\sigma_c$ ) dihitung dengan menggunakan fungsi kecepatan spesifik dengan persamaan berikut:

Metode USBR (USBR,1976:22):

$$\sigma_c = \frac{N_s^{1.64}}{50327} \quad (2 - 68)$$

Metode ESHA (Penche,2004:169):

$$\text{Turbin Kaplan } \sigma_c = 1,5241 N_{QE}^{1.46} + \frac{V^2}{2gH} \quad (2 - 69)$$

$$\text{Turbin Francis } \sigma_c = 1,2715N_{QE}^{1,41} + \frac{v^2}{2gH} \quad (2 - 70)$$

dengan:

- $\sigma_c$  : koefisien kritis thoma
- $N_s$  : kecepatan spesifik (m kW) (metode USBR)
- $N_{QE}$  : kecepatan spesifik (metode ESHA)

**Tabel 2.7. Nilai Tekanan Atmosfer**

Attitude Above Sea Level		Absolute Barometer		Absolute Atmospheric Pressure		
Feet	Meters	Inches Hg	mm Hg	psia	kg/cm <sup>2</sup>	kPa
-5000	-1524	35,7	908	17,5	1,23	121
-4500	-1372	35,1	892	17,2	1,21	119
-4000	-1219	34,5	876	16,9	1,19	117
-3500	-1067	33,9	861	16,6	1,17	115
-3000	-914	33,3	846	16,4	1,15	113
-2500	-762	32,7	831	16,1	1,13	111
-2000	-610	32,1	816	15,8	1,11	109
-1500	-457	31,6	802	15,5	1,09	107
-1000	-305	31	788	15,2	1,07	105
-500	-152	30,5	774	15	1,05	103
0 <sup>1)</sup>	0	29,9	760	14,7	1,03	101
500	152	29,4	746	14,4	1,01	99,5
1000	305	28,9	733	14,2	0,997	97,7
1500	457	28,3	720	13,9	0,979	96
2000	610	27,8	707	13,7	0,961	94,2
2500	762	27,3	694	13,4	0,943	92,5
3000	914	26,8	681	13,2	0,926	90,8
3500	1067	26,3	669	12,9	0,909	89,1
4000	1219	25,8	656	12,7	0,893	87,5
4500	1372	25,4	644	12,5	0,876	85,9
5000	1524	24,9	632	12,2	0,86	84,3
6000	1829	24	609	11,8	0,828	81,2
7000	2134	23,1	586	11,3	0,797	78,2
8000	2438	22,2	564	10,9	0,768	75,3
9000	2743	21,4	543	10,5	0,739	72,4
10000	3048	20,6	523	10,1	0,711	69,7
15000	4572	16,9	429	8,29	0,583	57,2
20000	6096	13,8	349	6,75	0,475	46,6
25000	7620	11,1	282	5,45	0,384	37,6
30000	9144	8,89	226	4,36	0,307	30,1



<b>35000</b>	10668	7,04	179	3,46	0,243	23,8
<b>40000</b>	12192	5,52	140	2,71	0,191	18,7
<b>45000</b>	13716	4,28	109	2,1	0,148	14,5
<b>50000</b>	15240	3,27	83	1,61	0,113	11,1

Sumber: [http://www.engineeringtoolbox.com/air-altitude-pressure-d\\_462.html](http://www.engineeringtoolbox.com/air-altitude-pressure-d_462.html)

**Tabel 2.8. Nilai Tekanan Uap Air**

Temperatur (°C)	Vapour Pressure (kPa)	Vapour Pressure (mmHg)
0	0,6	4,5
3	0,8	6
5	0,9	6,8
8	1,1	8,3
10	1,2	9
12	1,4	10,5
14	1,6	12
16	1,8	13,5
18	2,1	15,8
19	2,2	16,5
20	2,3	17,5
21	2,5	18,7
22	2,6	19,8
23	2,8	21,1
24	3	22,4
25	3,2	23,8
26	3,4	25,2
27	3,6	26,7
28	3,8	28,4
29	4	30
30	4,2	31,5
32	4,8	36
35	5,6	42
40	7,4	55,5
50	12,3	92,3
60	19,9	149,3
70	31,2	234,1
80	47,3	354,9
90	70,1	525,9
100	101,3	760

Sumber: [http://en.wikipedia.org/wiki/Vapour\\_pressure\\_of\\_water](http://en.wikipedia.org/wiki/Vapour_pressure_of_water)

Kavitasi akan terjadi pada  $\sigma = \sigma_{\text{crit}}$ . Besar kavitasi aktual dapat dihitung dengan persamaan berikut (Patty, 1995:100):

$$\sigma = \frac{H_a - H_w - H_s}{H} \quad (2 - 71)$$

dengan:

$\sigma$  : kavitasi

$H_a$  : tekanan atmosfer ( m )

$H_w$  : tekanan uap air disebelah bawah sudu rotor atau pada bagian atas pipa lepas (m)

$H_s$  : tinggi hisap atau draft head ( m )

$H_{eff}$  : tinggi jatuh air efektif ( m )

#### 2.14.5. Dimensi Turbin

Dalam perencanaan dimensi turbin maka harus ditentukan terlebih dulu jenis turbin yang akan digunakan apakah turbin impuls atau turbin reaksi, dalam perencanaan pembangkit listrik tenaga air dengan tinggi jatuh maka jenis turbin yang digunakan adalah turbin reaksi. Menurut Ramos (2000:94) turbin reaksi terdiri atas beberapa bagian sebagai berikut:

1. Rumah Siput (*Spiral Case*)

Rumah Siput berfungsi untuk mengubah energi tekanan menjadi energi kinetic aliran air yang masuk menuju ruang turbin.

2. *Wicket Gate* atau *Guide Vane*

*Wicket gate* berfungsi untuk mengarahkan air menuju runner turbin dengan aliran seragam.

3. Pemutar (*Runner*)

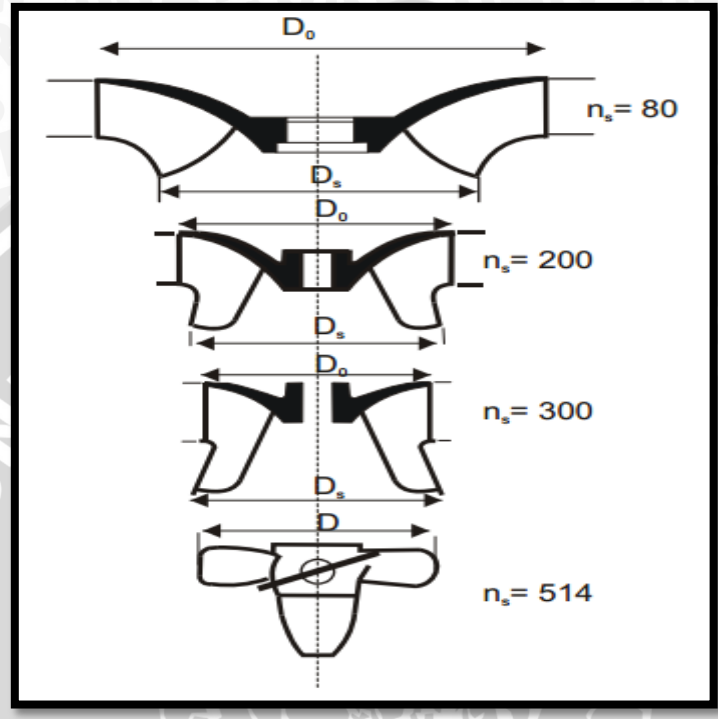
Runner berfungsi untuk mengubah energi kinetic menjadi energi mekanik untuk ditransformasikan menjadi energi listrik oleh generator. Pemutar memiliki 2 jenis yaitu *runner axial* dan *runner radial*, dengan atau tidak menggunakan *movable blade* (sudu).

4. Pipa pembuang (*Draft tube*)

Pipa pembuang yang berfungsi untuk menghantarkan aliran dari turbin menuju saluran *tailrace*.

**Diameter Runner**

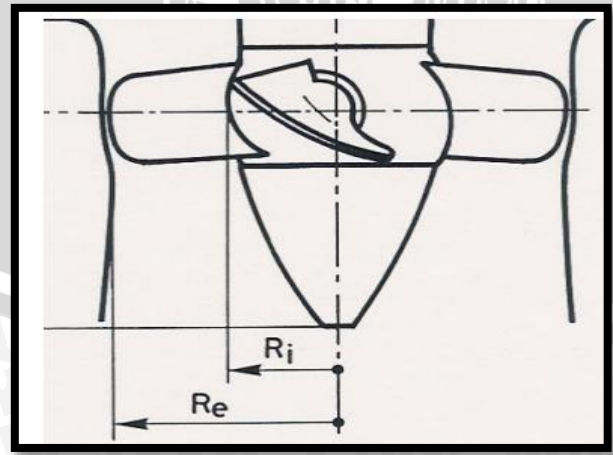
Diameter *runner* untuk turbin reaksi ditentukan atas besarnya kecepatan spesifik, tinggi jatuh dan juga perbedaan kecepatan tangensial pada turbin. Runner turbin biasanya didesain berdasarkan kecepatan spesifik turbin tersebut.



**Gambar 2.28. Pemilihan Bentuk Runner Berdasarkan Kecepatan Spesifik**

(Sumber: Penche,2004:169)

Untuk turbin Kaplan dimensi dihitung dengan persamaan (Penche,2004:174):



**Gambar 2.29. Skema Runner Untuk Turbin Kaplan**

(Sumber: Penche,2004:174)



$$R_i = \left(0.25 + \frac{0.0951}{N_{QE}}\right) \cdot R_e \quad (2-72)$$

$$R_e = 84.5 (0.79 + 1.603 \times N_{QE}) \frac{\sqrt{H_n}}{60n} \quad (2-73)$$

Dengan :

$R_i$  : diameter *runner* bagian dalam (m)

$R_e$  : diameter *runner* bagian luar (m)

$n$  : kecepatan dasar turbin (rpm)

$N_{QE}$  : kecepatan spesifik turbin

### **Guide Vane**

Karakteristik dimensi *guide vane* dihitung dengan persamaan:

$$B_g = (0.45 - 31.8/N_s) D_M \quad (2-74)$$

$$H_g = 0.2 D_M \quad (2-75)$$

Dengan:

$B_g$  : tinggi *guide vane* (m)

$H_g$  : lebar ruang whirl (m)

$N_s$  : Kecepatan spesifik (kW m)

$D_M$  : diameter *runner* turbine (m)

### **Rumah Siput (Spiral Case)**

Rumah siput digunakan untuk mengubah energi tekanan menjadi energi kinetik dan sebagai pengarah aliran menuju ruang pemutar turbin. Dimensi rumah siput dinyatakan sebagai berikut (Ramos,2000:98):

$$A = D_M 0.4N_s^{0.2} \quad (2-76)$$

$$B = D_M (1.26 + 3.79 \times 10^{-4} N_s) \quad (2-77)$$

$$C = D_M (1.46 + 3.24 \times 10^{-4} N_s) \quad (2-78)$$

$$D = D_M (1.59 + 5.74 \times 10^{-4} N_s) \quad (2-79)$$

$$E = D_M (1.21 + 2.71 \times 10^{-4} N_s) \quad (2-80)$$

$$F = D_M (1.45 + 72.17/N_s) \quad (2-81)$$

$$G = D_M (1.29 + 41.63/N_s) \quad (2-82)$$

$$H = D_M (1.13 + 31.86/N_s) \quad (2-83)$$

$$I = D_M (0.45 - 31.80/N_s) \quad (2-84)$$

$$L = D_M(0.74 + 8.7 \times 10^{-4} N_s) \quad (2 - 85)$$

$$M = D_M / (2.06 - 1.2 \times 10^{-3} N_s) \quad (2 - 86)$$

Kecepatan dalam rumus siput dihitung dengan persamaan:

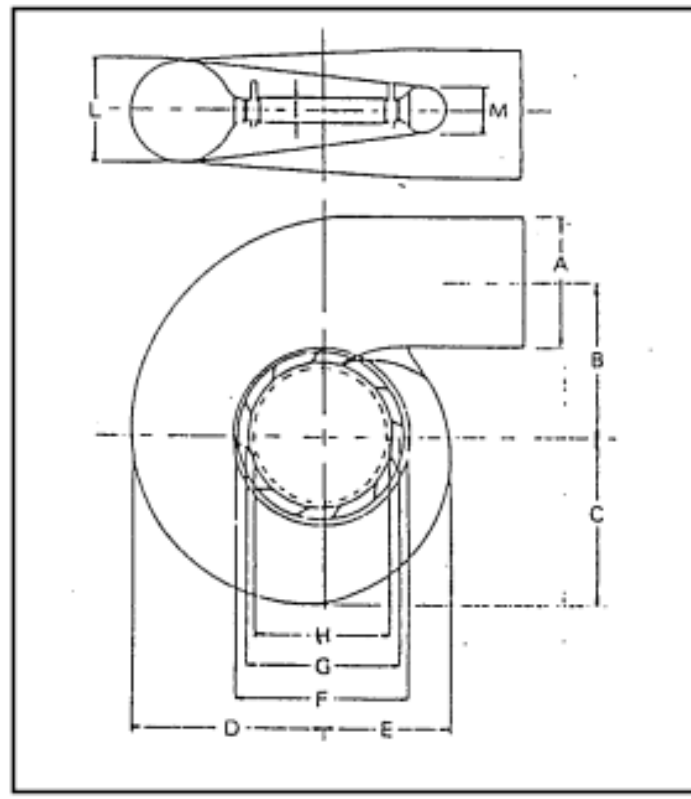
$$V = 488 / N_s^{0.44} \quad (2 - 87)$$

Dengan:

$D_M$  : diameter *runner* (m)

$V$  : kecepatan (m/s)

$N_s$  : kecepatan spesifik (mkW)



**Gambar 2.30. Skema Rumah siput (*spiral case*)**

(Sumber: Ramos, 2000:99)

#### **Pipa Pelepas air (*Draft tube*)**

Pipa pelepas adalah pipa yang meneruskan air dari turbin ke saluran pembuangan (Patty, 1995:97).

Pipa ini mempunyai 2 tujuan yaitu (Patty, 1995:99) :

- a. Menggunakan tinggi jatuhnya air dari tempat keluar turbin ke muka air saluran pembuangan atau menggunakan tinggi statis.

- b. Menggunakan energi kinetik air yang keluar dari turbin atau menggunakan tinggi dinamis.

Untuk perencanaan dimensi dari draft tube dapat menggunakan persamaan (Ramos,2000:98) sebagai berikut:

$$N = D_M (2 - 2.14 \times 10^{-6} N_s) \quad (2-88)$$

$$O = D_M (1.4 - 1.67 \times 10^{-5} N_s) \quad (2-89)$$

$$P = D_M (1.26 - 16.35 / N_s) \quad (2-90)$$

$$Q = D_M (0.66 - 18.4 / N_s) \quad (2-91)$$

$$R = D_M (1.25 - 7.98 \times 10^{-5} N_s) \quad (2-92)$$

$$S = D_M (4.26 - 201.51 / N_s) \quad (2-93)$$

$$T = D_M (1.2 + 5.12 \times 10^{-4} N_s) \quad (2-94)$$

$$Z = D_M (2.58 + 102.66 / N_s) \quad (2-95)$$

Kecepatan pada inlet *draft tube* dihitung dengan persamaan :

$$V = 8.74 + 2.48 / N_s \quad (2-96)$$

Dengan:

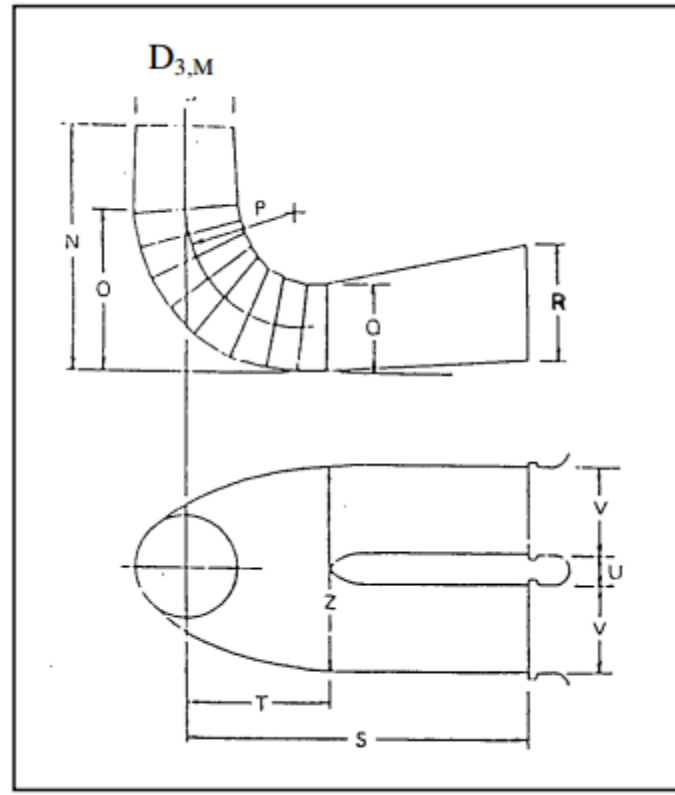
$D_m$  : diameter *runner* (m)

$V$  : kecepatan (m/s)

$N_s$  : kecepatan spesifik (mkW)







**Gambar 2.31. Dimensi Draft Tube Untuk Turbin Kaplan**

(Sumber: Ramos,2000:99)

### 2.14.6. Efisiensi Turbin

Efisiensi turbin adalah perbandingan antara energi yang keluar dari turbin dan energi yang masuk turbin yang diberikan aliran air. (Patty, 1995:92) Turbin air moderen dioperasikan pada efisiensi mekanis lebih dari 90% (tidak terpengaruh efisiensi termodinamika), efisiensi turbin dinyatakan dalam persamaan (Ramos,2000:89):

$$\eta = \frac{P}{\gamma Q H_0} \quad (2 - 97)$$

dengan:

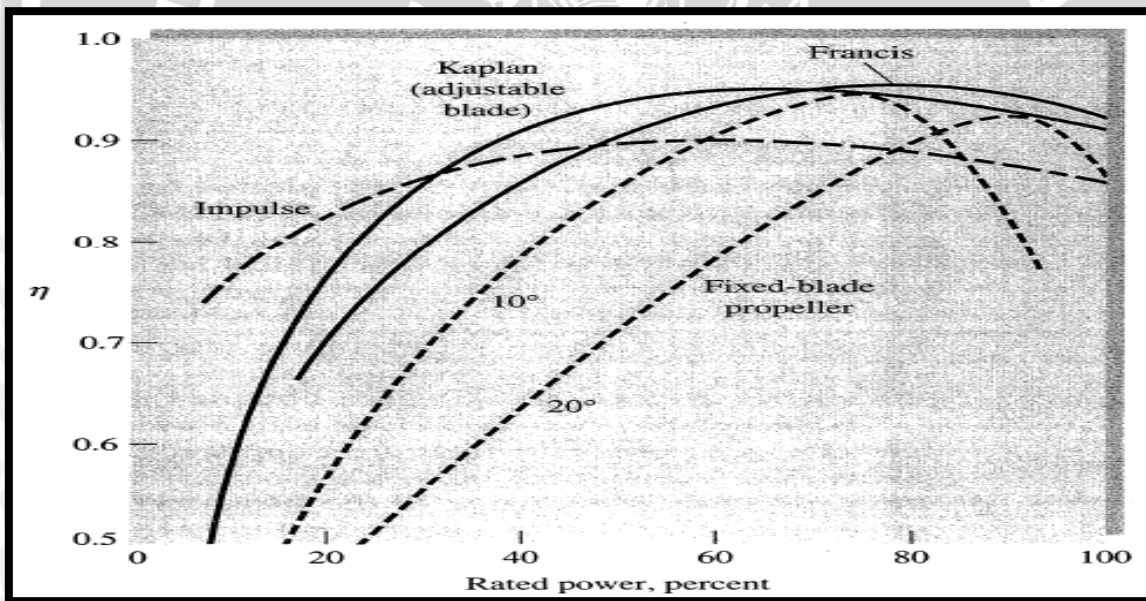
- $\eta$  : efisiensi turbin
- $P$  : daya (watt)
- $\gamma$  : berat jenis fluida ( $\text{kg/m}^3$ )
- $Q$  : debit ( $\text{m}^3/\text{dt}$ )
- $H_0$  : tinggi jatuh (m)

Besaran efisiensi untuk tiap turbin berbeda beda, kisaran efisiensi diperlihatkan dengan tabel dan gambar berikut gambar berikut:

**Tabel 2.9. Efisiensi Turbin Untuk Berbagai Kondisi Beban**

Jenis Turbin	N <sub>s</sub>	% efisiensi pada beberapa kondisi beban					% beban pd efisiensi maximum
		0.25	0.50	0.75	1.00	max	
Impuls (Pelton)	22	81	86	87	85	87.1	70
Francis	75	62	83	88	83	88	75
Francis	110	60	85	90	84	90.2	80
Francis	220	59	83	90	85	91.5	85
Francis	335	54	82	91	86	91.0	87.5
Francis	410	47	71.5	85	87	91.5	92.5
Francis	460	55	74.5	86.5	86	92.5	92
Propeller (sudu tetap)	690	45	70	84.5	82	91.5	92
Propeller (sudu tetap)	800	32	59	78	84	88	96
Propeller (sudu dpt diatur)	750	83.5	91	91.5	87	91.6	70

Sumber : (Luknanto,2007: 8)



**Gambar 2.32. Kisaran Nilai Efisiensi Untuk Tiap Jenis Turbin**

(Sumber: MECH7350, 2014: 6)

**2.14.7. Perhitungan Daya Turbin**

Besarnya daya poros/output turbin :

$$P = 9,81 * Q * H * \eta \tag{2 - 98}$$

dengan :

P = Daya poros/output turbin (MW)

Q = Debit air (m<sup>3</sup>/detik)

H = Efektif Head (m)

$\eta$  = Efisiensi turbin

### 2.15. Peralatan dan Fasilitas Listrik

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

Perencanaan peralatan elektrik meliputi: perencanaan generator, pengatur kecepatan (*governor*), peningkat kecepatan (*speed increaser*), transformer (*travo*), peralatan pengatur elektrik (*switch gear equipment*), dan aksesoris kelengkapan elektrik (*electric auxiliary*).

#### 2.15.1. Generator

Generator listrik adalah sebuah alat yang memproduksi energy listrik dari sumber energi mekanikal, biasanya dengan menggunakan induksi elektromagnetik Generator memiliki dua bagian yaitu *rotor* dan *stator*.

Daya keluar generator dapat dihitung dengan persamaan (Penche,2004:187):

$$P_g = \frac{P_t \eta_g}{P_f} \quad (2 - 99)$$

Dimana:

$P_g$  : rating keluaran generator (kVA)

$P_t$  : rating keluaran turbin (kW)

$\eta_g$  : efisiensi generator

$P_f$  : faktor tenaga

Menurut Penche, generator yang digunakan untuk PLTA adalah generator dengan 3 fasa dan jenis generator dibedakan menjadi 2 yakni:

##### 1. Generator sinkron

generator sinkron dilengkapi dengan listrik DC atau permanen magnet eksitasi sistem (berputar atau statis) terkait dengan regulator tegangan untuk mengontrol tegangan output sebelum generator terhubung ke grid. Generator ini menyediakan energi reaktif yang dibutuhkan oleh kekuatan sistem saat



generator terhubung ke grid. Generator sinkron dapat menjalankan sistem terisolasi dari grid dan menghasilkan listrik karena eksitasi tidak tergantung-grid

## 2. Generator tak sinkron

generator ini adalah motor induksi sederhana tanpa kemungkinan regulasi tegangan dan berjalan pada kecepatan berkaitan langsung dengan frekuensi sistem. mereka menarik eksitasi mereka dari grid, menyerap energi reaktif oleh magnet mereka sendiri. Menambahkan bank kapasitor dapat mengimbangi energi reaktif diserap. Mereka tidak bisa menghasilkan ketika terputus dari grid karena tidak mampu menyediakan eksitasi saat ini mereka sendiri. Namun, mereka digunakan dalam aplikasi yang berdiri sendiri yang sangat kecil sebagai solusi murah bila kualitas yang dibutuhkan dari pasokan listrik tidak terlalu tinggi.

Selain itu generator juga memiliki efisiensi sama seperti turbin, efisiensi generator dapat dibedakan berdasarkan keluaran energi yang dihasilkan (Penche,2004:187).

**Tabel 2.10. Hubungan Antara Daya Generator Dengan Efisiensi**

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

*Sumber: (Penche,2004:187).*

**Tabel 2.11. Nilai Kecepatan Generator Untuk Generator Sinkron**

Jumlah Pole	Frekuensi		Jumlah Pole	Frekuensi	
	50 Hz	60 Hz		50 Hz	60 Hz
2	3000	3600	16	375	450
4	1500	1800	18	333	400
6	1000	1200	20	300	360
8	750	900	22	272	327
10	600	720	24	250	300
12	500	600	26	231	277
14	428	540	28	214	257

*Sumber: (Penche,2004:180).*

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 (Penche,2004:188):

- *Static type exciters*
- *Brushless type exciter*
- *Rotating type exciter*

### 2.15.2. Pengatur Kecepatan

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.

Analisa kestabilan pada governor, Penche merekomendasikan bahwa  $t_m/t_w > 4$  dimana  $t_w$  adalah karakteristik aliran pada pipa pesat dan  $t_m$  adalah bagian inersia yang berputar. Analisa kestabilan governor adalah sebagai berikut(Penche,2004:192):

$$T_m : \frac{\Omega R^2 n^2}{5086P} \quad (2 - 100)$$

$$T_w : \frac{\sum LV}{gH} \quad (2 - 101)$$

Dimana:

$T_m$  : waktu bagian inersia yang berputar (*machine time constant*) (detik)

$T_w$  : waktu mulai aliran (detik)

$\Omega R$  : keseluruhan bagian unit yang berputar (rpm)

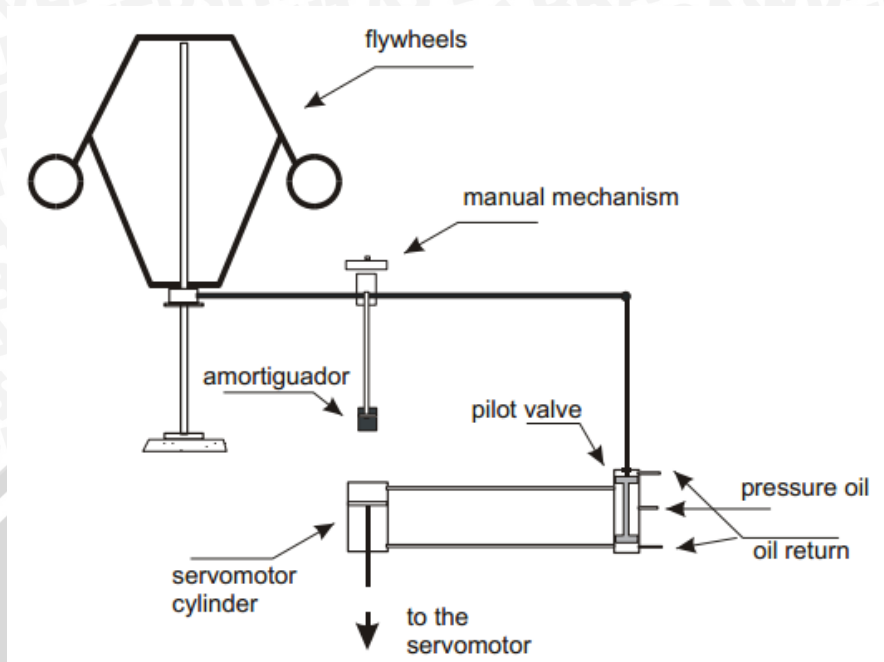
$n$  : kecepatan sinkron turbin (rpm)

$P$  : daya keluaran turbin (kW)

$L$  : panjang jalan aliran (pipa pesat) (m)

$V$  : kecepatan aliran (m/dt)

$H$  : tinggi jatuh (m)



**Gambar 2.33. Pengatur Kecepatan (Governor) Tipe Mekanik**

(Sumber: Penche, 2004:190)

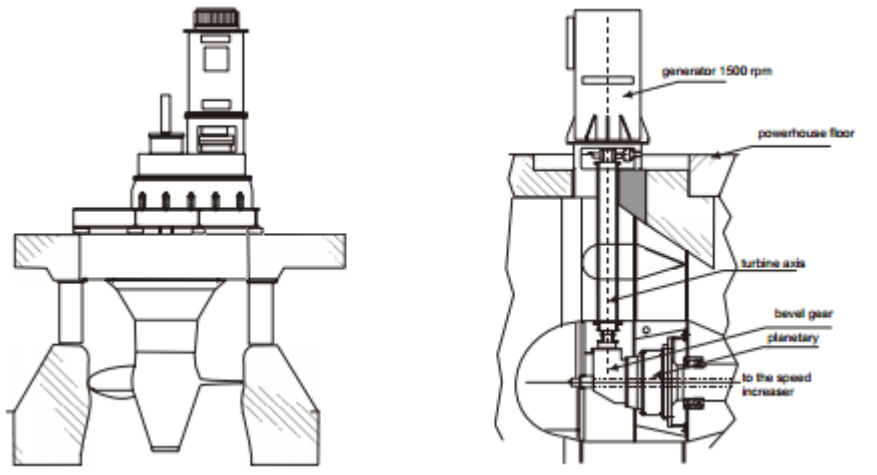
### 2.15.3. Peningkat Kecepatan (*Speed Increaser*)

Peningkat kecepatan dibutuhkan oleh turbin dengan kondisi tinggi jatuh rendah seperti turbin Kaplan, turbular dan bulb. Peningkat kecepatan agar kecepatan pada turbin bisa stabil dan berjalan maksimal.

Menurut Penche, 2004:184 peningkat kecepatan memiliki beberapa jenis yaitu:

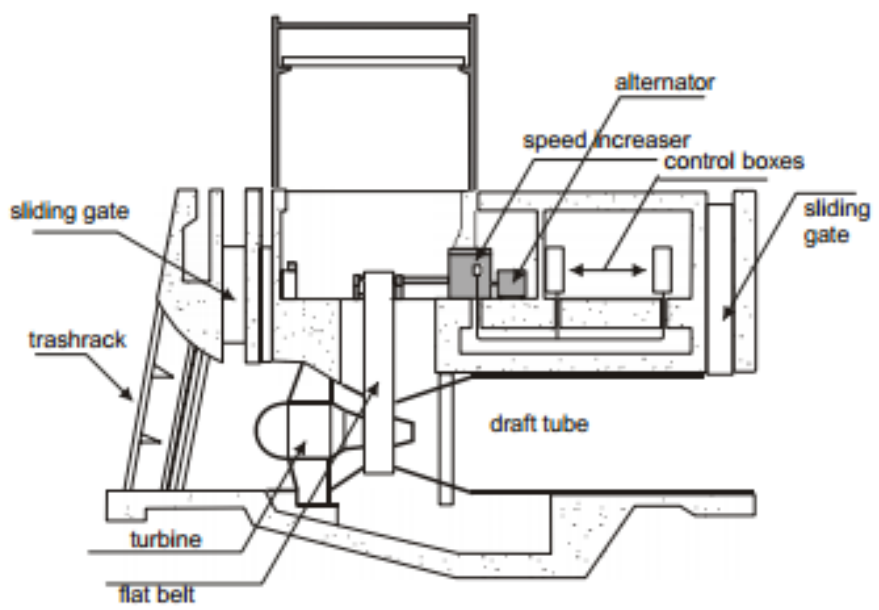
- *Parallel Shaft*
- *Bevel Gears*
- *Belt speed increaser*





**Gambar 2.34. Peningkat Kecepatan Tipe Parallel Shaft dan Bevel Gears**

(Sumber: Penche,2004:185)



**Gambar 2.35. Peningkat Kecepatan Tipe Belst Speed Increaser**

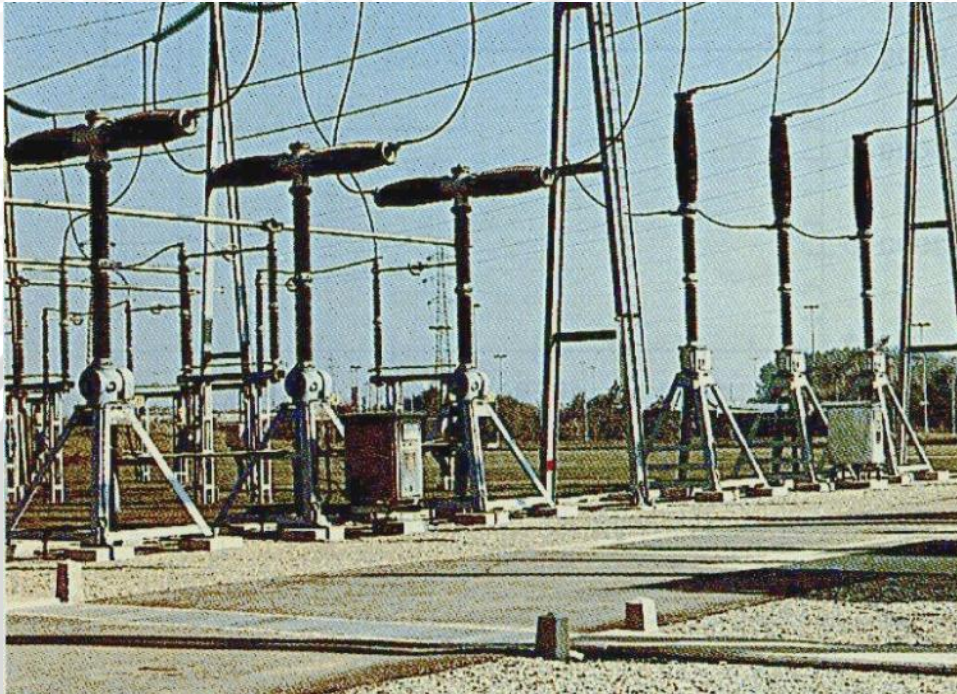
(Sumber: Penche,2004:185)

**2.15.4. Transformer (Travo)**

Sebelum masuk ke jaringan transmisi arus listrik masuk melalui transformer untuk menurunkan intensitas arus yang dihasilkan dan meningkatkan voltase listrik untuk selanjutnya diatur sesuai dengan keperluan domestik.

### 2.15.5. Peralatan Pengatur (*Switchgear*)

*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*).



**Gambar 2.36. Switchgears**

(Sumber: <http://en.wikipedia.org/Switchgear>)

### 2.15.6. Aksesoris Kelengkapan (*Auxiliary Equipment*)

Aksesoris kelengkapan pada sistem pembangkit listrik memiliki peranan sebagai pelengkap dan peralatan bantu untuk sistem pengoperasian dan perawatan sistem pembangkit tenaga listrik.

### 2.16. Energi

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

Produksi energi tahunan dihitung berdasarkan tenaga andalan. Tenaga andalan dihitung berdasarkan debit andalan yang tersedia untuk pembangkitan energi listrik yang berupa debit outflow dengan periode n harian.(arismunandar,2004:19)



$$E = 9,8 \times H \times Q \times \eta_g \times \eta_t \times 24 \times n \quad (2-102)$$

dimana:

E : Energi tiap satu periode (kWh)

H : Tinggi jatuh efektif (m)

Q : Debit outflow ( $m^3/dtk$ )

$\eta_g \eta_t$  : efisiensi turbin dan generator

n : jumlah hari dalam satu periode.

### 2.17. Sistem Operasi PLTA

Sistem operasi PLTA dilakukan dengan 2 metode yaitu: sistem operasi terpusat (*central grid*) dan sistem operasi terisolasi (*isolated grid*).

Sistem terpusat (*central grid*) adalah sistem pengoperasian PLTA yang dikelola secara terpusat oleh perusahaan distributor listrik dalam hal ini adalah PT PLN sehingga tidak ada regulasi khusus yang harus dilakukan dikarenakan pengaturan listrik dilakukan secara terpusat dari tiap tiap transmisi jadi PLTA bisa beroperasi terus menerus. Operasi sistem terpusat biasanya dilakukan oleh PLTA tanpa tandon dikarenakan tidak adanya tampungan untuk memenuhi kebutuhan beban puncak (*peak load*).

Sistem terisolasi (*isolated grid*) adalah sistem pengoperasian PLTA yang tidak melalui jaringan distribusi perusahaan distributor listrik (PT PLN), jadi harus direncanakan adanya sistem pengaturan operasi berdasarkan kebutuhan beban tiap jam untuk memenuhi kebutuhan layanan, biasanya sistem terisolasi digunakan untuk PLTA dengan tandon atau PLTA yang terletak jauh dari transmisi grid PLN.

### 2.18. Analisa Kelayakan Ekonomi

Analisa ekonomi dilakukan untuk mengetahui kelayakan suatu proyek dari segi ekonomi. Dalam melakukan analisa ekonomi dibutuhkan dua komponen utama yaitu: *cost* (komponen biaya) dan *benefit* (komponen manfaat).

#### 2.18.1. Komponen Manfaat dan Biaya

##### A. Komponen Manfaat

Menurut Suyanto (2001:65) manfaat yang diperhitungkan dalam analisa ekonomi adalah manfaat yang termasuk dalam kategori "*direct and tangible benefit*" yaitu manfaat



yang langsung dapat dinikmati oleh penerima manfaat (misalnya petani) dan yang dapat dinilai dengan uang. Manfaat yang dapat diperoleh dari PLTA adalah uang hasil penjualan listrik kepada konsumen didasarkan pada tenaga listrik yang dihasilkan tiap tahun dan tarif dasar listrik yang berlaku.

$$B = E \cdot TDL \quad (2-103)$$

dengan :

B = benefit (Rp)

E = energi (kWh)

TDL = tarif dasar listrik (Rp/kWh)

### B. Komponen Biaya

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

#### • Biaya Langsung

Biaya ini merupakan biaya yang diperlukan untuk pelaksanaan pembangunan atau biaya konstruksi. Biaya konstruksi PLTA dinyatakan dalam rumus empiris yang diperkirakan dengan harga satuan dari proyek-proyek PLTA di Indonesia. Biaya konstruksi sebagai fungsi *cost* yang diperhitungkan.

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

#### 1. biaya *engineering* (C1)

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

$$C1 = 0,37 n^{0,1} E \left( \frac{MW}{H_g^{0,3}} \right)^{0,54} \times 10^6 \quad (2-104)$$

Dimana:

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

n : jumlah turbin yang digunakan

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

MW : total kapasitas terpasang (MegaWatt)

H<sub>g</sub> : tinggi jatuh kotor (m)

2. biaya peralatan hidromekanik (C2)

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

$$C2 = CG + CT \quad (2-104)$$

Generator

$$CG = 0,82 n^{0,98} G C_g \left( \frac{MW}{H_g^{0,28}} \right)^{0,9} \times 10^6 \quad (2-105)$$

Turbin Francis

$$CT = 0,17 n^{0,96} J_t K_t d^{1,47} ((13 + 0,01H_g^{0,3}) + 3) \times 10^6 \quad (2-106)$$

Dimana:

- C2 : estimasi biaya hidromekanik(\$ kanada)
- CG :biaya generator (\$ kanada)
- CT : biaya turbin dan governor (\$ kanada)
- G : faktor koneksi grid (0,9 untuk central grid)
- C<sub>g</sub> : faktor motor generator kecil ( 0,75 jika MW < 10, 1 jika MW > 10)
- J<sub>t</sub> : Faktor peningkatan tinggi jatuh (1 jika H < 25m, 1,1 jika H > 25m)
- K<sub>t</sub> : faktor penurunan diameter kecil (0,9 jika d < 1,8m , 1 jika d > 1,8m)
- d : diameter runner turbin (m)
- Mwu : kapasitas daya tiap turbin (Megawatt)

3. biaya instalasi peralatan hidromekanik (C3)

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

$$C3 = C2 \times 0,15 \quad (2-107)$$

Dimana:

- C3 : estimasi biaya instalasi hidromekanik(\$ kanada)
- C2 : biaya peralatan hidromekanik (\$ kanada)

4. biaya instalasi transmisi jaringan (C4)

merupakan biaya untuk pembangunan jaringan transmisi listrik persamaan empiris untuk estimasi biaya adalah sebagai berikut:

$$C4 = 0,0011 D P L_t^{0,95} V \times 10^6 \quad (2-108)$$

Dimana:

- C4 : estimasi biaya instalasi transmisi jaringan(\$ kanada)

- D : koefisien tingkat kesulitan wilayah (*terrain*) (1 – 2)  
 V : voltase jaringan transmisi (kV)  
 P : faktor biaya tiang listrik (0,85 jika  $V < 69$ , 1 jika  $V > 69$ )  
 $L_t$  : panjang jaringan (km)

5. biaya substansi dan travo (C5)

merupakan biaya untuk substansi dan transformer (Travo), persamaan empiris untuk estimasi biaya adalah sebagai berikut:

$$C5 = (0,025 n^{0,95} + 0,002 (n+1) \left(\frac{MW}{0,95}\right)^{0,9} x V^{0,3}) x 10^6 \quad (2 -109)$$

Dimana:

C5 : estimasi biaya travo dan substansi(\$ Kanada)

6. biaya pemasangan substansi dan travo (C6)

merupakan biaya untuk substansi dan transformer (Travo), persamaan empiris untuk estimasi biaya adalah sebagai berikut:

$$C6 = 0,15 C5 \quad (2 -110)$$

Dimana:

C6 : estimasi biaya pemasangan substansi dan travo(\$ Kanada)

7. Biaya pekerjaan sipil (C7)

biaya pekerjaan sipil meliputi pekerjaan: galian, timbunan, pembongkaran DLL, persamaan empiris untuk estimasi biaya adalah sebagai berikut:

$$C7 = 1,97 n^{-0,04} C R \left(\frac{MW}{Hg^{0,3}}\right)^{0,82} (1 + 0,001L_b) 10^6 \quad (2 -111)$$

Dimana:

C7 : estimasi biaya pekerjaan sipil(\$ Kanada)

C : koefisien pekerjaan sipil ( 0,44 jika ada bendungan / bendung eksisting, 1 jika tidak ada bendungan / bendung eksisting)

R : faktor batuan ( 1 jika terdapat batuan, 1,05 jika tidak terdapat batuan)

$L_b$  : jarak menuju *borrow area* (m)

8. Biaya pekerjaan pipa pesat (C8)

Merupakan biaya untuk pembangunan pipa pesat, persamaan empiris untuk estimasi biaya adalah sebagai berikut:

$$C8 = 20 n_p^{0,95} W^{0,88} \quad (2 -112)$$



$$W = (24,7 d_p l_p t_{ave}) \quad (2-113)$$

$$d_p = \frac{\left(\frac{Qd}{Np}\right)^{0,43}}{Hg^{0,14}} \quad (2-114)$$

$$t_t = d_p^{1,3} + 6 \quad (2-115)$$

$$t_b = 0,0375 d_p H_g \quad (2-116)$$

$$t_{ave} = 0,5(t_t + t_b) \quad (\text{jika } t_b > t_t) \quad (2-117)$$

$$t_{ave} = t_t \quad (\text{jika } t_b < t_t) \quad (2-118)$$

Dimana:

C8 : estimasi biaya pipa pesat(\$ Kanada)

$n_p$  : jumlah pipa pesat

W : berat pipa pesat (kg)

$Q_d$  : debit desain ( $m^3/dt$ )

$d_p$  : diameter pipa pesat (m)

$l_p$  : panjang pipa pesat (m)

$t_{ave}$  : tebal pipa pesat rata rata (mm)

$t_t$  : tebal pipa pesat pada intake (mm)

$t_b$  : tebal pipa pesat pada turbin (mm)

#### 9. Biaya pemasangan pipa pesat (C9)

Merupakan biaya untuk ekskavasi dan pemasangan pipa pesat, persamaan empiris untuk estimasi biaya adalah sebagai berikut:

$$C9 = 5 W^{0,88} \quad (2-119)$$

Dimana:

C9 : estimasi biaya pemasangan pipa pesat(\$ Kanada)

#### 10. Biaya pekerjaan terowongan (C10)

Merupakan biaya untuk pembuatan terowongan termasuk bahan untuk pasangan, persamaan empiris untuk estimasi biaya adalah sebagai berikut:

$$C10 = 400 R_v^{0,88} + 4000 C_v^{0,88} \quad (2-120)$$

$$R_v = 0,185 l_t^{1,375} \left(\frac{Qd^2}{k H_g}\right)^{0,375}$$

$$C_v = 0,306 R_v T_c$$

Dimana:

C10 : estimasi biaya pekerjaan saluran(\$ Kanada)

- $R_v$  : Volume galian tanah ( $m^3$ )  
 $C_v$  : Volume beton ( $m^3$ )  
 $L_t$  : panjang jalur transmisi (km)  
 $Q_d$  : debit desain ( $m^3/dt$ )  
 $k$  : koefisien keuangan daerah  
 $H_g$  : Tinggi jatuh efektif (m)  
 $T_c$  : Rasio kekuatan tanah

#### 11. Biaya pekerjaan surge tanks (C11)

Merupakan biaya untuk pembuatan surge tanks termasuk bahan untuk pasangan, persamaan empiris untuk estimasi biaya adalah sebagai berikut:

$$C11 = 400 R_v^{0,88} + 4000 C_v^{0,88} \quad (2 - 121)$$

$$R_v = 0,185 l_t^{1,375} \left( \frac{Q_d^2}{k H_g} \right)^{0,375}$$

$$C_v = 0,306 R_v T_c$$

Dimana:

C11 : estimasi biaya pekerjaan saluran(\$ Kanada)

$R_v$  : Volume galian tanah ( $m^3$ )

$C_v$  : Volume baja ( $m^3$ )

$L_t$  : panjang jalur transmisi (km)

$Q_d$  : debit desain ( $m^3/dt$ )

$k$  : koefisien keuangan daerah

$H_g$  : Tinggi jatuh efektif (m)

$T_c$  : Rasio kekuatan tanah

#### 12. Biaya pekerjaan lain lain (C12)

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

$$C12 = 0,25 i Q_d^{0,35} \times 1,1 \Sigma C1 \text{ to } C10 + 0,1 \Sigma C1 \text{ to } C10 \quad (2 - 122)$$

dimana:

C11 : estimasi biaya pekerjaan lain lain(\$ Kanada)

$i$  : suku bunga

Hasil estimasi biaya langsung (*Cost*) dinyatakan dalam satuan mata rupiah dolar Kanada dengan nilai konversi ke mata uang rupiah adalah Rp. 10910,58 per Mei 2015.

Sehingga biaya langsung adalah penjumlahan dari seluruh item pekerjaan yang tercantum diatas.

- **Biaya Tak Langsung**

Biaya ini dibagi menjadi tiga komponen, yaitu:

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

### C. Biaya Tahunan

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

- a. Biaya bunga, biaya ini merupakan penyebab terjadinya perubahan biaya modal karena adanya tingkat suku bunga selama umur proyek. Besarnya bisa berbeda dengan bunga selama waktu dari ide sampai pelaksanaan sifat fisik selesai. Bunga merupakan komponen terbesar yang diperhitungkan terhadap biaya modal.



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

### 2.18.2. Indikator Kelayakan Ekonomi

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

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

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

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

$$BCR = \frac{PV \text{ dari manfaat}}{PV \text{ dari biaya capital dan O\&P}} \quad (2 - 123)$$

dengan :

PV = Present value

BCR = *Benefit Cost Ratio*

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

### NPV (Net Present Value)

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

$$\text{NPV} = \text{PV komponen Benefit} - \text{PV komponen Cost} \quad (2-124)$$

dengan :

PV = Present value

NPV = *Net Present Value*

Suatu proyek dikatakan ekonomis dan layak dibangun apabila NPV bernilai positif atau  $\text{NPV} > 0$ .

### IRR (Internal Rate Of Return)

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

$$\text{IRR} = I' + \frac{\text{NPV}'}{\text{NPV}' - \text{NPV}''} (I'' - I') \quad (2-125)$$

Dimana :

$I'$  = suku bunga memberikan nilai NPV positif

$I''$  = suku bunga memberikan nilai NPV negatif

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

$\text{NPV}'$  = NPV positif

$\text{NPV}''$  = NPV negatif

### 2.18.3. Usia Guna Suatu Proyek

Usia guna bangunan sangat bervariasi tergantung tingkat kepekaan terhadap kerusakan, jenis material yang digunakan dan fungsi bangunan itu tersendiri, PLTA memiliki komponen yang bervariasi mulai dari beton, besi, peralatan mekanik dan elektrik. Untuk memperpanjang usia guna biasanya dilakukan perawatan secara berkala. Usia guna komponen bangunan PLTA ditabelkan sebagai berikut:

**Tabel 2.12. Usia Guna Jenis Bangunan Atau Peralatan Pembangkit Listrik**

Jenis Material	Usia (Tahun)	Jenis Material	Usia (Tahun)
kayu	15	baja (< 4 inch)	30
saluran	75	baja (< 4 inch)	40
kolam pengendapan	50	PLTU /PLTG	28
peralatan konstruksi	5	generator:	
bendung:		> 3000 KVA	28
krib	25	1000 - 3000 KVA	25
benton, pasangan batu, urugan	150	50 hp - 1000KVA	17 - 25
batu lepas	60	< 50 hp	14 -17
baja	40	hydrant	50
penyaring (filter)	50	pengukur air (AWLR)	30
flumes:		PLTN	20
beton	75	pompa	18 - 25
baja	50	reservoir	75
pipa besar	50	standpipes	50
pipa:		kolam:	
cast iron (2-4 inch)	50	beton	50
cast iron (4-6 inch)	65	baja	40
cast iron (8-10 inch)	75	kayu	20
cast iron (> 12 inch)	100	terowongan	100
beton	20 - 30	turbin hidrolik	35
PVC	40	sumur	40- 50

Sumber: Linsley,1986:44