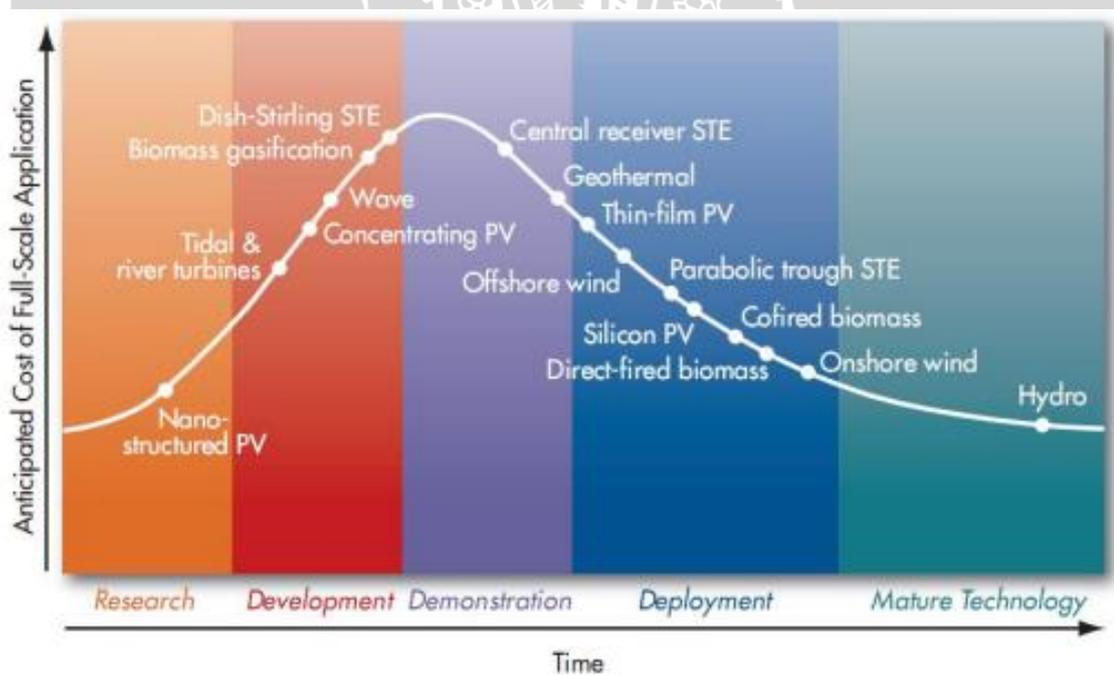


## BAB II TINJAUAN PUSTAKA

### 2.1. Umum

Air yang mengalir dengan kapasitas debit tertentu melalui sungai maupun dalam bentuk limpasan permukaan memiliki potensi untuk dikonversi menjadi sebuah sumber energi. Energi yang dihasilkan dari pemanfaatan debit air ini sangat tergantung terhadap besarnya debit dan ketinggian jatuh dari air itu sendiri dan secara praktis hal ini dikembangkan menjadi suatu rekayasa teknik yang bisa disebut sebagai pembangkit listrik tenaga 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.

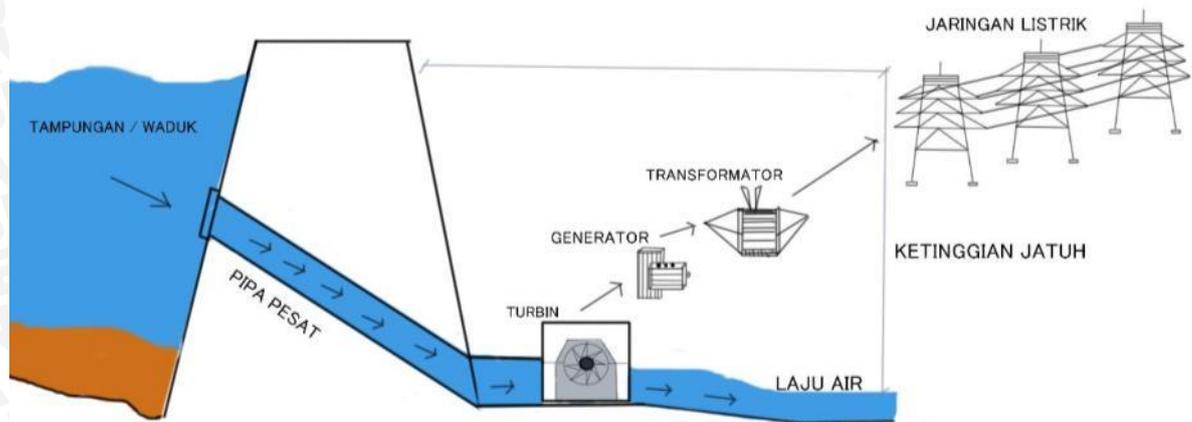


**Gambar 2.1. Pengembangan Pembangkit Energi dengan Sumber Energi Terbarukan**

Sumber: <http://eirgrid.com/renewables>.

Sistem pembangkit 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 2.2. Skema Konversi Energi pada PLTA**

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 (Penche,2004:3) yakni:

1. Klasifikasi berdasarkan tinggi jatuh (*head*)
  - rendah (< 50 m)
  - menengah (antara 50 m dan 250 m)
  - tinggi (> 250 m)
2. klasifikasi berdasarkan tipe eksploitasi dan tampungan air
  - dengan regulasi aliran air (tipe waduk)
  - Tanpa regulasi aliran air (tipe *run off river*)

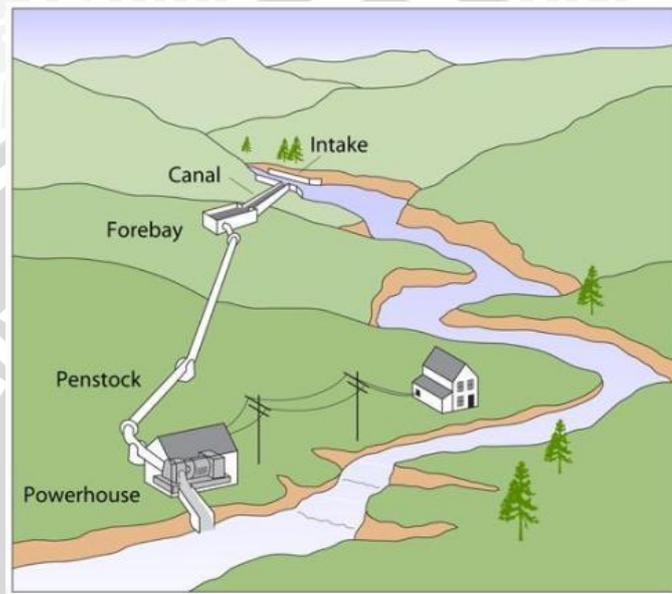
3. Klasifikasi berdasarkan sistem pembawa air
  - Sistem bertekanan (pipa tekan)
  - Sirkuit campuran (pipa tekan dan saluran)
4. Klasifikasi berdasarkan penempatan rumah pembangkit
  - Rumah pembangkit pada bendungan
  - Rumah pembangkit pada skema pengalihan
5. Klasifikasi berdasarkan metode konversi energi
  - Pemakaian turbin
  - Pemompaan dan pemakaian turbin terbalik
6. Klasifikasi berdasarkan tipe turbin
  - Impulse
  - Reaksi
  - Reversible
7. Klasifikasi berdasarkan kapasitas terpasang
  - Mikro (< 100 kW)
  - Mini (antara 100 kW dan 500 Kw)
  - Kecil (antara 500 kW dan 10 MW)
8. Klasifikasi berdasarkan debit desain tiap turbin
  - Mikro ( $Q < 0,4 \text{ m}^3/\text{dt}$ )
  - Mini ( $0,4 \text{ m}^3/\text{dt} < Q < 12,8 \text{ m}^3/\text{dt}$ )
  - Kecil ( $Q > 12,8 \text{ m}^3/\text{dt}$ )

### 2.3. Pembangkit Listrik Tenaga Mikro/mini/Mini Hidro (PLTMH)

PLTMH dibangun untuk memanfaatkan sumber-sumber energi air untuk dikonversi menjadi energi listrik baik untuk mencukupi kebutuhan sendiri maupun terhubung ke jaringan distribusi PLN untuk dijual. Air yang digunakan bisa diperoleh dengan cara membendung ataupun dengan memindahkan aliran air yang telah ada untuk mendapatkan tinggi jatuh air yang cukup untuk membangkitkan daya listrik. Selama ini pemanfaatan sumber daya air yang ada sebagai PLTMH sangat kurang. Banyak potensi yang ada tidak dimanfaatkan sebaik-baiknya. Di pulau Jawa baru 50% dari potensi tenaga air yang sudah dimanfaatkan baik yang sudah dibangun, sedang di bangun ataupun sedang direncanakan (Patty,1995:22).

Ditinjau dari cara membendung air, PLTMH dapat dikategorikan menjadi dua macam:

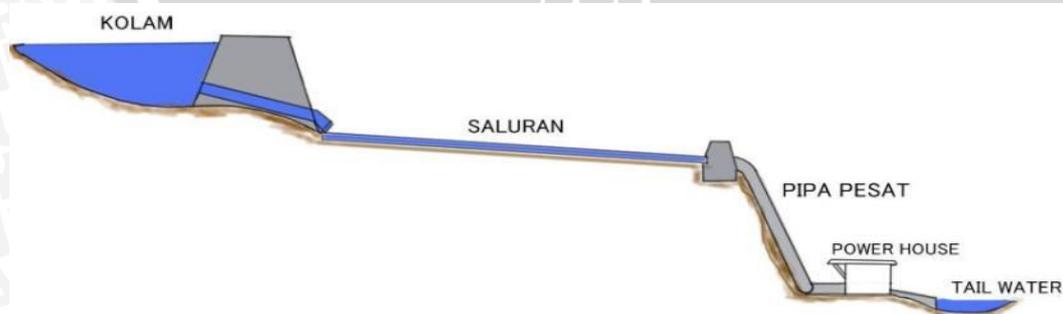
1. PLTMH *run of river* yaitu air sungai di hulu dibelokkan dengan menggunakan dam yang dibangun memotong air sungai, kemudian diarahkan ke bangunan penenang kemudian air diarahkan ke bangunan PLTMH kemudian dikembalikan ke aliran semula di hilir.



**Gambar 2.3. Sistem PLTMH dengan Menggunakan Sistem Run of River**

*Sumber: [http:// energy.gov/energysaver/articles/microhydropower-systems](http://energy.gov/energysaver/articles/microhydropower-systems).*

2. PLTMH dengan kolam tandon (reservoir) yaitu aliran air sungai dibendung dengan menggunakan bendungan yang besar agar diperoleh jumlah air yang sangat besar dalam kolam tandon kemudian baru air dialirkan ke PLTMH. Air di sini dapat diatur pemanfaatannya misalnya mengenai debit air yang digunakan dalam pembangkitan dapat diatur besarnya.



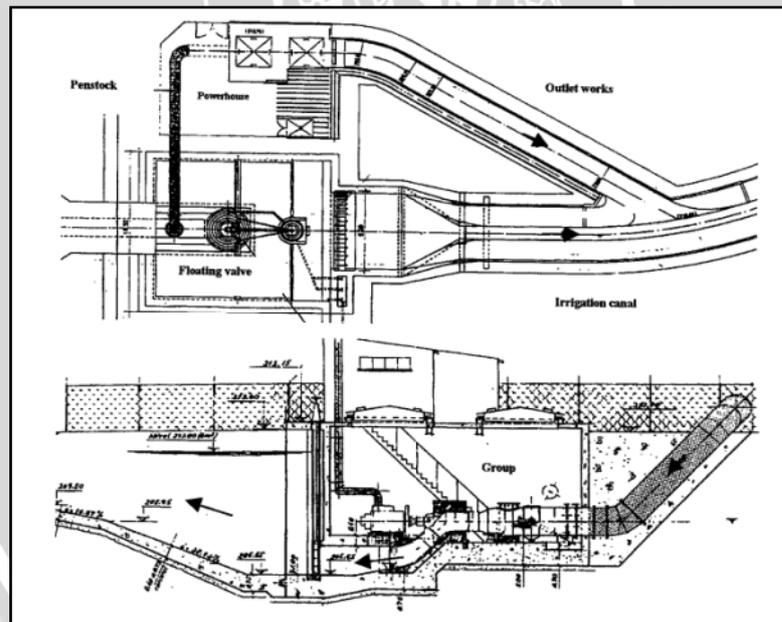
**Gambar 2.4. Sistem PLTMH dengan Menggunakan Sistem Tandon atau Reservoir**

## 2.4. Hubungan Pemanfaatan Air dan Energi Listrik

Segala sumber air dapat dimanfaatkan menjadi sumber energi tergantung dari kapasitas dan besarnya potensi tinggi jatuh yang dapat dikembangkan menjadi pembangkit energi guna mencapai pemanfaatan sumber daya air yang maksimal dan guna memenuhi permintaan energi yang meningkat, mengingat sumber daya air di Indonesia yang sangat berlimpah. Dalam hal ini pemanfaatan bangunan air dan sarana prasarana keairan dapat dimaksimalkan sebaik mungkin.

### 2.4.1. Pemanfaatan Jaringan Irigasi

Pemanfaatan jaringan irigasi sangat memungkinkan untuk dikembangkan menjadi sebuah pembangkit listrik tenaga mikro/mini/mini hidro dengan memanfaatkan saluran irigasi dengan mengambil keuntungan tinggi jatuh air di hulu bendung. Pembangkit listrik tenaga mikro/mini/mini hidro di rencanakan dengan pembelokan saluran irigasi dengan pemasangan pipa pesat di sisi saluran dan dihantarkan menuju turbin dan generator. Dalam pemanfaatan jaringan irigasi untuk pembangkit listrik harus memperhatikan faktor topografi jaringan irigasi dan faktor bentuk jaringan irigasi.



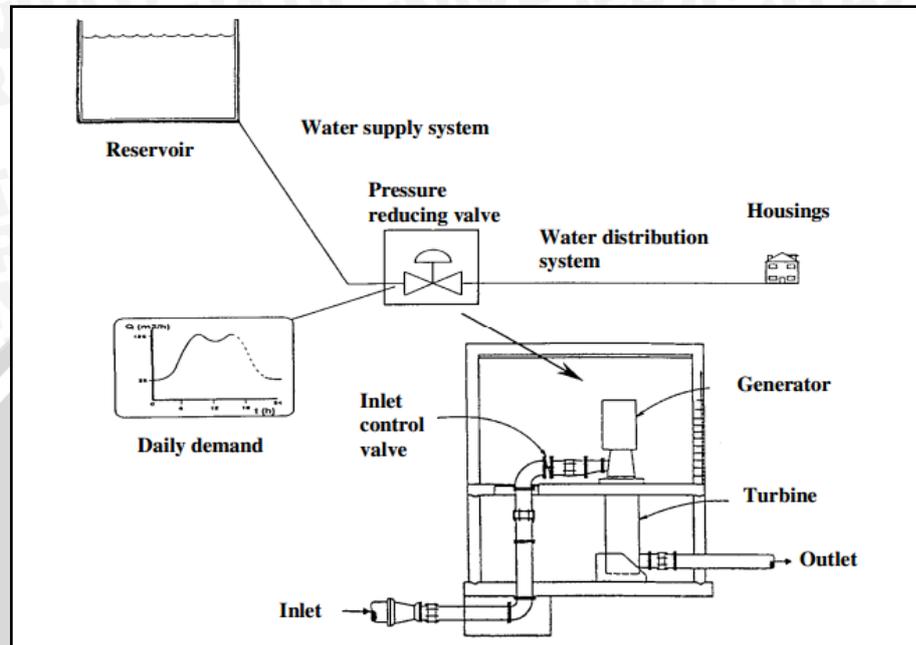
**Gambar 2.5. Sistem PLTMH dengan Pemanfaatan Saluran Irigasi**

*Sumber: Ramos,2000:17*

### 2.4.2. Pemanfaatan Sistem Distribusi Air Bersih

Pemanfaatan sistem distribusi air bersih juga masih memungkinkan untuk dibangun instalasi pembangkit listrik tenaga air dengan memanfaatkan sistem distribusi air dimana air bersih didistribusikan melalui pipa bertekanan menuju rumah rumah penduduk, dalam sistem distribusi air bersih terdapat katup untuk mengendalikan

atau mengatur besarnya energi tekan yang ada dalam pipa air, hal ini dapat dimanfaatkan sebagai pembangkitan energi listrik dimana katup pengatur tekanan dapat digantikan dengan sebuah turbin khusus untuk memanfaatkan besarnya energi tekan yang ada dalam pipa.



**Gambar 2.6. Contoh Aplikasi Turbin Sebagai Pengatur Energi Tekan pada Sistem Distribusi Air Bersih**

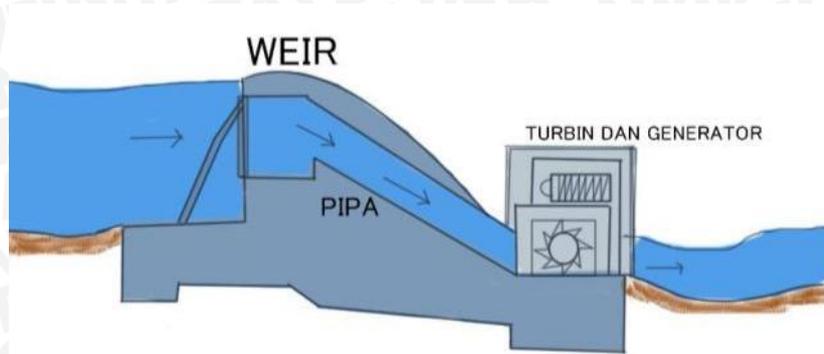
*Sumber: Ramos, 2000:16*

### 2.4.3. Pemanfaatan Bangunan Pengendali Banjir

Bangunan pengendali banjir seperti bendungan, *saboo dam*, dan *check dam* dapat dimanfaatkan untuk instalasi pembangkit listrik dengan memanfaatkan tinggi jatuh pada hulu bangunan dan bentuk struktur dari bangunan itu sendiri.

Dengan menggunakan pengalihan aliran (*diversion*) maka debit yang mengalir akan langsung dihantarkan menuju turbin yang telah direncanakan posisinya, sehingga air yang mengalir dari hulu bangunan dapat dimanfaatkan sebagai pemutar turbin, air yang dimanfaatkan untuk memutar turbin akan dikembalikan ke sungai melalui saluran tail water.

Selain itu dapat juga dilakukan pemasangan turbin pada hilir bangunan dengan menggunakan tipe turbin tenggelam maupun turbin baling baling, sehingga tidak akan menggunakan biaya yang terlalu besar.



**Gambar 2.7. Contoh Aplikasi PLTMH dengan Bangunan Melintang Sungai**

### 2.5. 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 PLTMH dikarenakan faktor keamanan bangunan seperti penempatan tubin dan saluran *tailrace*.

#### Debit Andalan

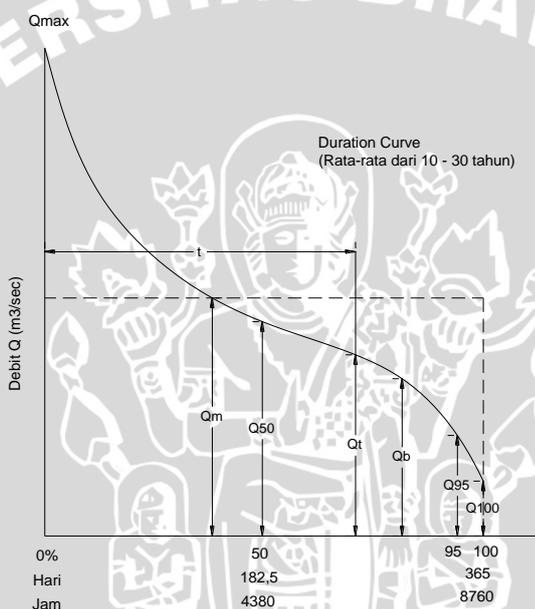
Debit andalan didefinisikan sebagai debit yang tersedia guna keperluan tertentu misalnya untuk keperluan irigasi, PLTA, air baku dan lain-lain sepanjang tahun, dengan resiko kegagalan yang telah diperhitungkan (C.D. Soemarto, 1986: 214). Setelah itu baru ditetapkan frekuensi kejadian yang didalamnya terdapat paling sedikit satu kegagalan. Dengan data cukup panjang dapat digunakan analisis statistika untuk mengetahui gambaran umum secara kuantitatif besaran jumlah air. Beberapa debit andalan untuk berbagai tujuan, antara lain: (Soemarto, 1987:214).

- |                                   |         |
|-----------------------------------|---------|
| 1. Penyediaan air minum           | 99%     |
| 2. Penyediaan air industri        | 95%-98% |
| 3. Penyediaan air irigasi untuk   |         |
| • Daerah beriklim setengah lembab | 70%-85% |
| • Daerah beriklim kering          | 80%-95% |
| 4. Pusat Listrik Tenaga Air       | 85%-90% |

Dalam penentuan debit desain untuk pembangkit listrik tenaga air tipe *run of river* biasanya menggunakan 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 diketahui 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 2.8. Kurva Durasi Aliran**

*Sumber: Patty O F, 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):

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

dengan:

P : peluang kejadian

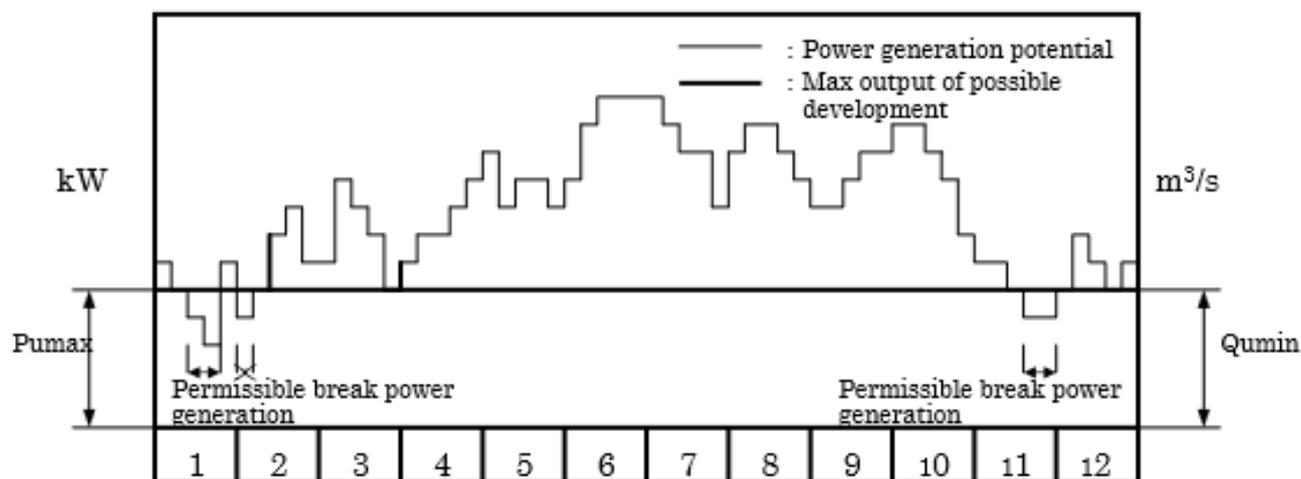
m : no urut kelas data

n : banyaknya kelas data

Sedangkan untuk pembangkit listrik tenaga air tipe sistem tandon atau *reservoir* biasanya pada pemilihan debit menggunakan air yang tersedia pada tandon atau bendungan dengan memanfaatkan debit air yang melewati suatu saluran untuk kebutuhan tertentu.

Pemilihan debit andalan dengan cara ini sangat bergantung pada besarnya debit yang masuk. Begitupula dengan daya yang dihasilkan akan beragam menyesuaikan dengan debit yang masuk.

Besarnya debit yang masuk bisa berubah-ubah sesuai permintaan, hal tersebut dapat menimbulkan gejala kavitasi dan membahayakan peralatan hidromekanik jika debit yang masuk melewati turbin air tidak memenuhi batas normal. Maka dari itu perlu adanya peninjauan yang lebih spesifik untuk pemilihan debit.



Gambar 2.9. Grafik Hubungan Debit dan Daya

## 2.6. Desain Hidraulik Pembangkit Listrik Tenaga Mikro/Mini Hidro

Dalam perencanaan pembangkit listrik tenaga mikro/mini/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*).

### 2.6.1. Komponen Bangunan PLTMH

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

- **Bangunan Pengambilan**

Bangunan pengambilan merupakan bangunan yang berfungsi dalam pengambilan atau pengalihan air dari sumber air yang bisa berasal dari sungai maupun reservoir. Terdapat beberapa komponen dalam kategori bangunan pengambilan seperti: bendung, pintu intake, dan penyaring (*trashrack*).

- **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: pipa pesat (*penstock*), saluran tenaga (*energy canal*).

- **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.

- **Bangunan Pelengkap**

Bangunan pelengkap merupakan bangunan yang berfungsi untuk melengkapi kekurangan dari bangunan pembangkit listrik tenaga mikro/mini hidro, seperti pengendalian debit, pengendalian sedimen, dan pengaturan

limpasan buangan dari rumah pembangkit. Bangunan pelengkap meliputi: bak penampung (*forebay*), bak pengendalian sedimen (*destiling basin*) dan bangunan penguras.

## 2.6.2. Perencanaan Komponen Bangunan Hidraulik PLTMH

### 2.6.2.1. Kelompok Bangunan Pengambilan

#### 1. Pintu Pengambilan

Pintu pengambilan adalah pintu untuk mengatur jumlah air yang masuk ke saluran sesuai kebutuhan. Desain pintu pengambilan ini direncanakan berdasar atas kebutuhan air sesuai dengan desain perencanaan.

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 (KP-04,1986: 55):

untuk aliran bebas (free flow)

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

untuk aliran tenggelam (submerged flow)

$$Q = \mu \cdot b \cdot a \sqrt{2 \cdot g \cdot (H_1 - H_2)} \quad (2 - 3)$$

$$V = \mu \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot H} \quad (2 - 4)$$

dengan :

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

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

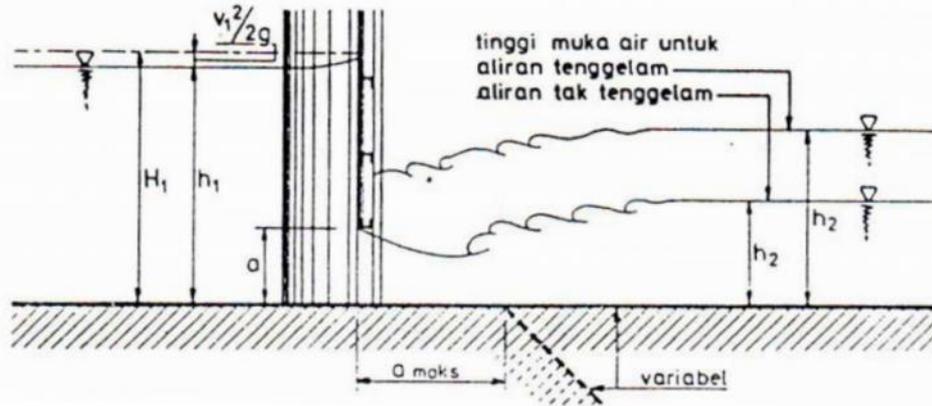
V = kecepatan air di intake (m/dt)

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 2.10. Pintu Pengambilan**

Sumber: KP 04 Irigasi, 1986: 56

Pengaliran tenggelam pada saat kondisi  $H_1/H_2 > 0,67$  (HEC-RAS reference manual, 2010: 8-10 ) maka perlu menggunakan persamaan untuk kondisi aliran tenggelam, namun pendekatan hidrolis terkadang tidak bisa menggambarkan kondisi nyata dari aliran pada pintu, sehingga perlu dilakukan penyelidikan hidrolis melalui percobaan atau *model test*.

**2. 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):

$$V = 1,5 - 2 V_0 \frac{t+b}{b} \tag{2 - 5}$$

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

$$h_t = Kt \left(\frac{t}{b}\right)^{4/3} \left(\frac{V_0}{2g}\right) \sin\theta \tag{2 - 6}$$

dengan:

- V : kecepatan melalui penyaring (m/dt)
- ht : kehilangan tinggi pada penyaring (m)
- V<sub>0</sub> : kecepatan datang (m/dt)
- t : tebal jeruji (mm)

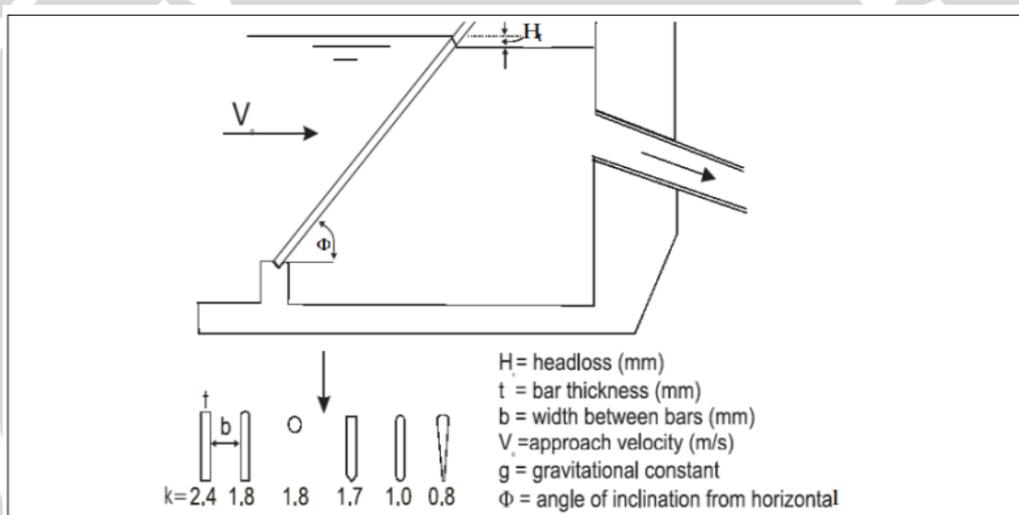


- $b$  : jarak antar jeruji (mm)  
 $\theta$  : sudut dasar jeruji (derajat)

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 2.11. Parameter Fisik Penyaring (Trashrack)**

Sumber: Penche, 2004:24

### 2.6.2.2. Kelompok Bangunan Pembawa

#### 2.6.2.2.1. 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.

Berdasarkan lokasinya pipa pesat dibagi dua, yaitu:

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

2. Pipa pesat tidak tertanam (*Exposed penstock*)

Pipa diatas tanah didukung oleh fondasi atau tanggul penunjang. Menurut USBR, batang pipa yang tidak terlindung termasuk batang pipa yang didukung diatas tanah dan batang pipa yang dilindungi oleh lapisan beton tidak diijinkan untuk menahan tegangan struktur. (Dandenkar dan Sharma, 1991:275) Kelebihan dan kekurangan dari tipe ini adalah (Varshney, 1977:403):

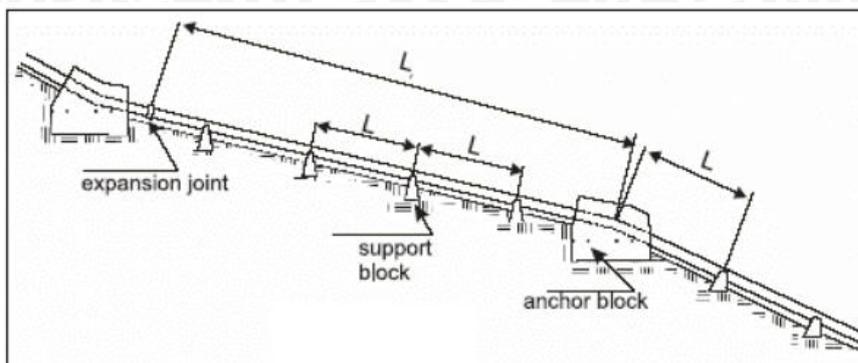
Kelebihan :

- a. Mudah dalam inspeksi
- b. Biaya instalasi lebih murah
- c. Terlindung terhadap longsor jika dilengkapi dengan blok anker
- d. Mudah dalam pemeliharaan dan perbaikan

Kekurangan :

- a. Sangat terpengaruh oleh suhu eksternal
- b. Kemungkinan terjadi pembekuan saat musim dingin
- c. Tekanan longitudinal mungkin timbul karena blok anker

d. Diperlukan sambungan (*Expansion joints*)



**Gambar 2.12. Pipa Pesat Tak Tertanam**

*Sumber: Penche, 2004:134*

### 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 (Ramos, 2000: 93):

<i>Low head plants</i>	2 m/dt – 3 m/dt
<i>Medium head plants</i>	3 m/dt – 4 m/dt
<i>High head plants</i>	4 m/dt – 5 m/dt

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

$$V = \sqrt{2gh} \quad (2-7)$$

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 empiris yakni dengan sarkaria formula, formula diameter ekonomis yang dikembangkan oleh ESHA ,formula doland, fahlbuch, dan gisalssous, juga disertakan dengan cara coba-coba.

Sarkaria's formula:

$$1. D = 0,62 \cdot \frac{P^{0,43}}{H^{0,65}} \quad (2-8)$$

$$2. D = 3,55 \cdot \left( \frac{Q^2}{2 \cdot g \cdot H} \right)^{0,25} \quad (2-9)$$

dengan:

D : diameter penstock (m)

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

P : daya yang dihasilkan (kW)

H : tinggi jatuh (m)

Formula diameter ekonomis yang dikembangkan ESHA:

$$D = 2,69 \left( \frac{n^2 Q^2 L}{H} \right)^{0,1875} \quad (2-10)$$

dengan:

D : diameter pipa (m)

n : koef kekasaran pipa

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

H<sub>f</sub> : kehilangan tinggi tekan total pada pipa (m)

Formula Doland :

$$D = 0,176 (P/H)^{0,466} \quad (2-11)$$

dengan:

D : diameter penstock (m)

P : daya yang dihasilkan (kW)

H : *gross head* (m)

Formula Fahbuch :

$$D = 0,52 H^{-1/7} (P/H)^{3/7} \quad (2-12)$$

dengan:

D : diameter penstock (m)

P : daya yang dihasilkan (kW)

H : *gross head* (m)

Formula Gislssous:

$$D = Q^{0,4} \quad (2-13)$$

dengan:

D : diameter penstock (m)

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

Dengan cara coba-coba (mosonyi):

$$D = \sqrt{\frac{Q}{(V^{\frac{1}{4}} \pi)}} \quad (2-14)$$

dengan:

D : diameter penstock (m)

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

V : kecepatan (m/dt)

### Tebal pipa pesat

Berdasarkan technical standard for penstock and gate ketebalan baja paling minimal adalah 6 mm baik penstock berdiameter kecil maupun tanpa menggunakan stiffener ring. Namun digunakan beberapa persamaan empiris untuk menentukan tebal minimum untuk handling pada penstock, beberapa persamaan tersebut adalah:

1. Technical standart for penstock and gates:

$$t = (D + 800)/400 \quad (2-15)$$

2. USBR (Varshney,1971:412):

$$t = \frac{d+500}{400} \quad (2-16)$$

3. ESHA (Penche,2004) :

$$e = \frac{PD}{2\sigma k f} + es \quad (2-17)$$

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 hidrostatik 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 berikut:

Tabel 2.1. Karakteristik Bahan Material Pipa Pesat

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

### Pengaruh Pukulan Air Terhadap Pipa Pesat

perhitungan tekanan hidrostatik untuk pipa perlu memperhatikan pengaruh pukulan air terhadap pipa, dimana kenaikan air akibat pukulan air dihitung dengan persamaan allevi:

$$\Delta P = P_o \left( \frac{N}{2} \pm \sqrt{\frac{N^2}{4} + N} \right) \quad (2-19)$$

$$N = \left( \frac{LV}{gP_o T} \right)^2 \quad (2-20)$$

$$T = 2 L / C \quad (2-21)$$

$$C = \sqrt{\frac{10^{-3} k}{\left(1 + \frac{kD}{Et}\right)}} \quad (2-22)$$

dengan:

P<sub>o</sub> : tekanan hidrostatik akibat tinggi jatuh (*head*)

V : kecepatan (m/dt)

L : panjang pipa pesat

T : waktu penutupan katup atau *wicket gate* (detik)

k : modulus air (2,1 x 10<sup>9</sup> N/m<sup>2</sup>)

E : modulus elastis bahan pipa

C : cepat rambat gelombang dalam pipa

### Kedalaman Minimum Aliran Tenggelam Pada Inlet Pipa Pesat

Menurut Penche,2004 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) :

$$H_t > s$$

$$s = c V \sqrt{D}$$

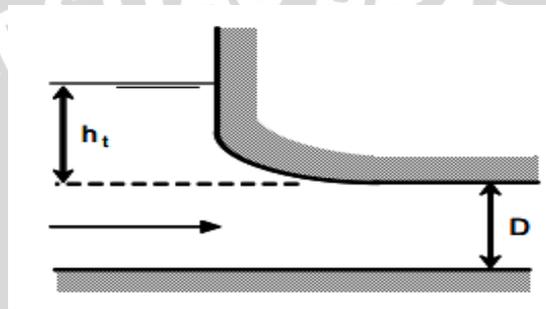
dengan:

c : 0,7245 untuk inlet asimetris

0,5434 untuk inlet simetris

V : kecepatan masuk aliran (m/dt)

D : diameter inlet pipa pesat (m)



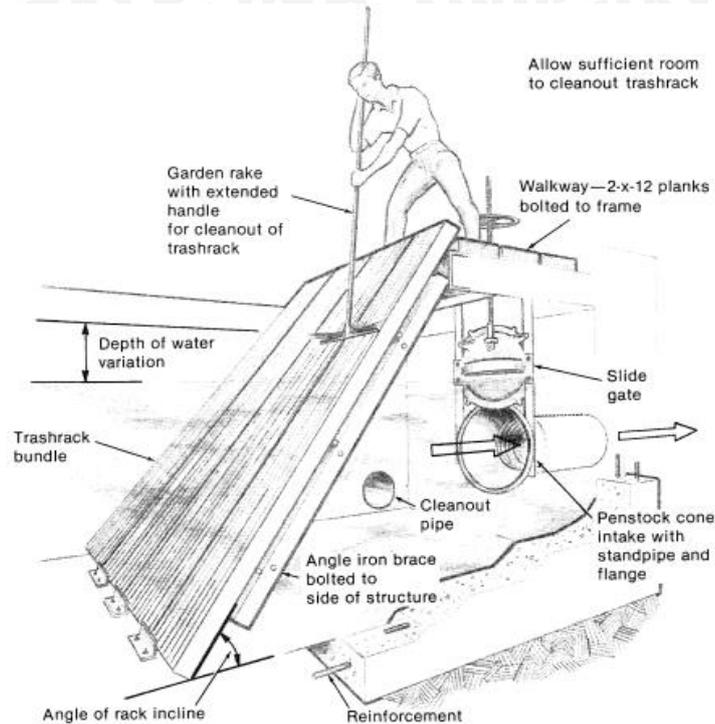
**Gambar 2.13. Skema Inlet Pipa Pesat**

*Sumber: Penche,2004:119*

#### **Sistem Pengambilan Melalui Pipa Pesat (Intake)**

Sistem pengambilan pada mulut pipa pesat perlu diperhitungkan dengan tujuan untuk mengatur sistem regulasi debit air yang masuk ke dalam turbin baik saat kondisi operasional maupun kondisi perawatan ,intake pipa pesat biasanya didesain dengan menggunakan sistem katup (*valve*). Tipe katup yang sering diaplikasikan adalah :

- a. Gate valve
- b. Butterfly valve
- c. Needle valve



**Gambar 2.14. Inlet Pipa Pesat dan Kelengkapannya**

#### 2.6.2.2.2. Saluran Tenaga (*Energy Cannal*)

Desain dari saluran tenaga tergantung pada karakteristik - karakteristik hidrauliknya, dalam perencanaan saluran tenaga dibutuhkan kondisi aliran yang cukup tenang atau subkritis, hal ini bisa dilakukan dengan mengatur kemiringan saluran ataupun geometri saluran selain itu perlu diperhatikan kapasitas yang dapat dialirkan melalui saluran tenaga karena selain digunakan untuk pembangkitan energi saluran energi juga digunakan untuk mengalirkan debit besar saat waktu pengurasan dalam bak penenang.

Dalam perencanaan saluran tenaga debit yang digunakan adalah debit desain yang dipergunakan untuk keperluan tertentu, besarnya debit dihitung dengan menggunakan rumus Manning-Strickler.

Dalam perencanaan saluran energi maka harus memperhitungkan kecepatan maksimum dan kecepatan minimum yang diizinkan, kecepatan maksimum yang diperbolehkan diperhitungkan agar tidak terjadi erosi pada dasar saluran dan kecepatan minimum diperhitungkan agar endapan lumpur tidak tertahan pada dasar saluran. Penche,2004 menyarankan agar kecepatan aliran pada saluran energi berada diantara 0,6 – 1,5 m/dt, untuk itu dilakukan modifikasi persamaan manning untuk menentukan kemiringan saluran:

$$s = \left( \frac{nQ}{AR^{2/3}} \right)^2 \quad (2 - 23)$$

dengan:

- s : kemiringan saluran  
 n : koefisien kekasaran manning  
 Q : debit pada saluran energi (m<sup>3</sup>/dt)  
 A : luas penampang basah (m<sup>2</sup>)  
 R : jari jari hidrolis

Koefisien kekasaran manning sangat tergantung dari jenis pelapis (lining) atau bahan material pembentuk saluran, nilai koefisien manning dapat dilihat pada tabel berikut(Penche,2004:127):

**Tabel 2.2. Karakteristik Bahan Material Pipa Pesat**

Type of Channel	Manning's n
<b>Excavated earth channels</b>	
Clean	0.022
Gravelly	0.025
Weedy	0.030
Stony, cobbles (or natural streams)	0.035
<b>Artificially lined channels</b>	
Brass	0.011
Steel, smooth	0.012
Steel, painted	0.014
Steel, riveted	0.015
Cast iron	0.013
Concrete, well-finished	0.012
Concrete, unfinished	0.014
Planed wood	0.012
Clay tile	0.014
Brickwork	0.015
Asphalt	0.016
Corrugated metal	0.022
Rubble masonry	0.025

Sumber: Penche,2004:127

### 2.6.2.3. Kelompok Bangunan Pelengkap

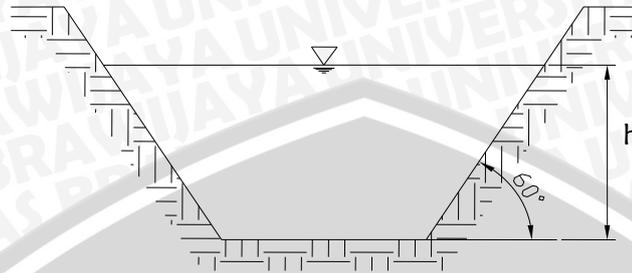
#### 2.6.2.3.1. Saluran pembuang (*Tailrace cannal*) dan *Tail Water Level* (TWL)

Saluran pembuang difungsikan untuk membuang aliran debit dari draft tube menuju area pembuangan. Bentuk desain dari saluran pembuang bisa bermacam macam tergantung dari kondisi topografi dan dengan memperhatikan aspek penempatan titik pusat turbin, apakah turbin ditempatkan lebih tinggi dari tail water level atau lebih rendah dari tail water level.

Untuk saluran terbuka, menurut Patty dalam Tenaga Air (1995:47) penampang saluran yang paling baik adalah penampang trapesium dengan jari-jari hidrolis,

$R = 1/2 h$  dan kemiringan dinding saluran (m) dapat diambil sebesar:

1. saluran tanah; 1:1,5 hingga 1:2
2. saluran pasangan batu/beton; 1:1 hingga 1:2



**Gambar 2.15. Penampang Saluran yang Paling Baik**

Sumber : Patty, 1995:47

Untuk terowongan tanpa tekan, digunakan penampang bentuk tapal kuda yang datar. Sedangkan untuk terowongan bertekan dipakai bentuk yang tidak begitu datar, tetapi bentuknya standard dan sejenisnya. (Arismunandar, 2004:46). Untuk perencanaannya dapat didasarkan seperti perencanaan headrace dengan pertimbangan kapasitas pengaliran terowongan.

Untuk saluran terbuka desain perencanaan menggunakan persamaan Manning-Strickler, yaitu:

$$Q = V \times A \quad (2 - 24)$$

$$v = \frac{1}{n} R^{\frac{2}{3}} S^{\frac{1}{2}} \quad (2 - 25)$$

dengan:

Q : debit air yang keluar dari turbin ( $m^3/dtk$ )

v : kecepatan air (m/dtk)

R : jari-jari hidrolik (m)

P : keliling basah saluran (m)

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

S : kemiringan saluran atau slope

n : koefisien manning

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

$$Q = C B H^{1.5}; \quad (2 - 26)$$

dengan:

- Q : debit melalui ambang  
 B : lebar ambang (15 meter)  
 C : koefisien debit (1,7)  
 H : tinggi muka air diatas ambang (m)

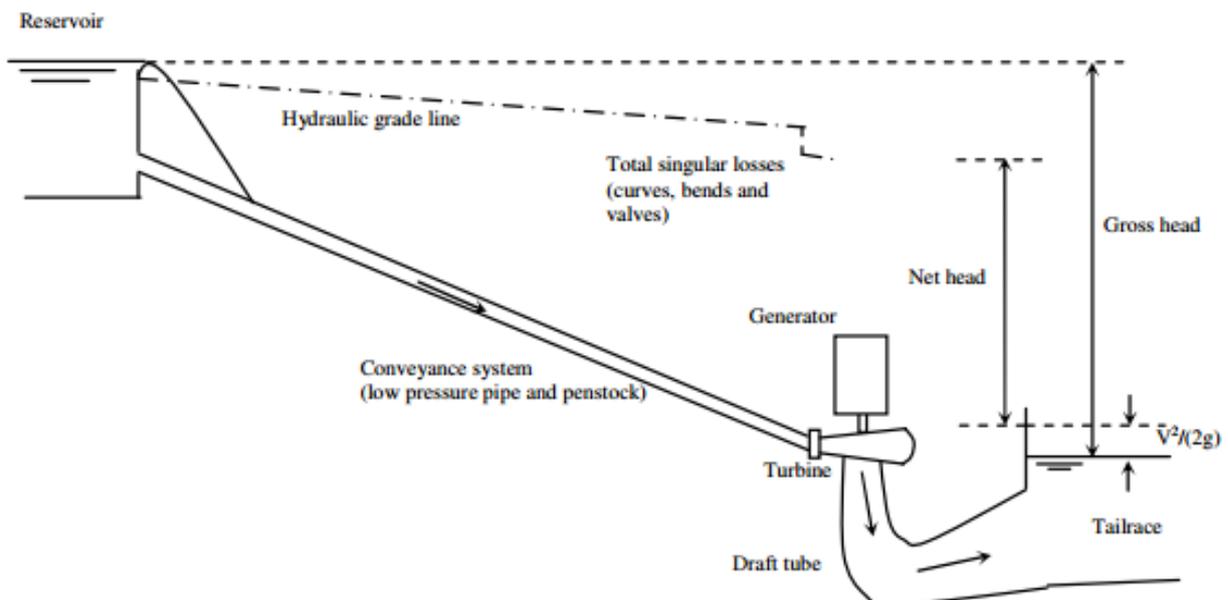
## 2.7. Tinggi Jatuh Efektif (Net Head)

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:

$$H_{\text{eff}} = \text{EMAW} - \text{TWL} - h_l \quad (2-27)$$

dengan:

- $H_{\text{eff}}$  : 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 2.16. Sketsa Tinggi Jatuh Efektif

Sumber : Ramos,2000:61

### 2.7.1. 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 mikro/mini hidro 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):

$$hf = f \frac{V^2}{2g} \quad (2-28)$$

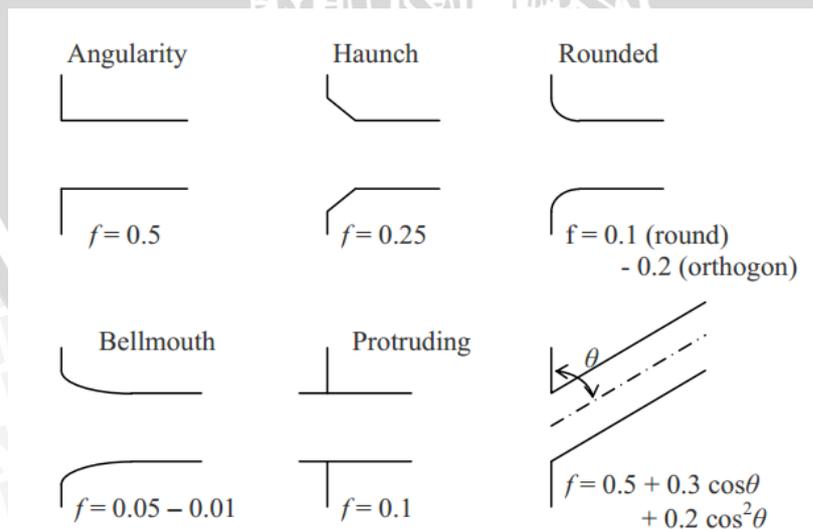
dengan:

$hf$  : kehilangan tinggi pada bangunan pengambilan (m)

$V$  : kecepatan masuk (m/s)

$g$  : percepatan gravitasi ( $m/s^2$ )

$f$  : koefisien kehilangan tinggi, lihat gambar 2.21



**Gambar 2.17. Nilai f Berdasarkan Bentuk Inlet**

Sumber : MHP-1,2009:5-13

- Kehilangan tinggi pada penyaring dihitung dengan persamaan ( 2 – 6 )

### 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 (Penche,2004:38):

$$hf = f \frac{L}{D} \frac{V^2}{2g} \quad (2 - 29)$$

dengan:

$hf$  = kehilangan tinggi tekan (m)

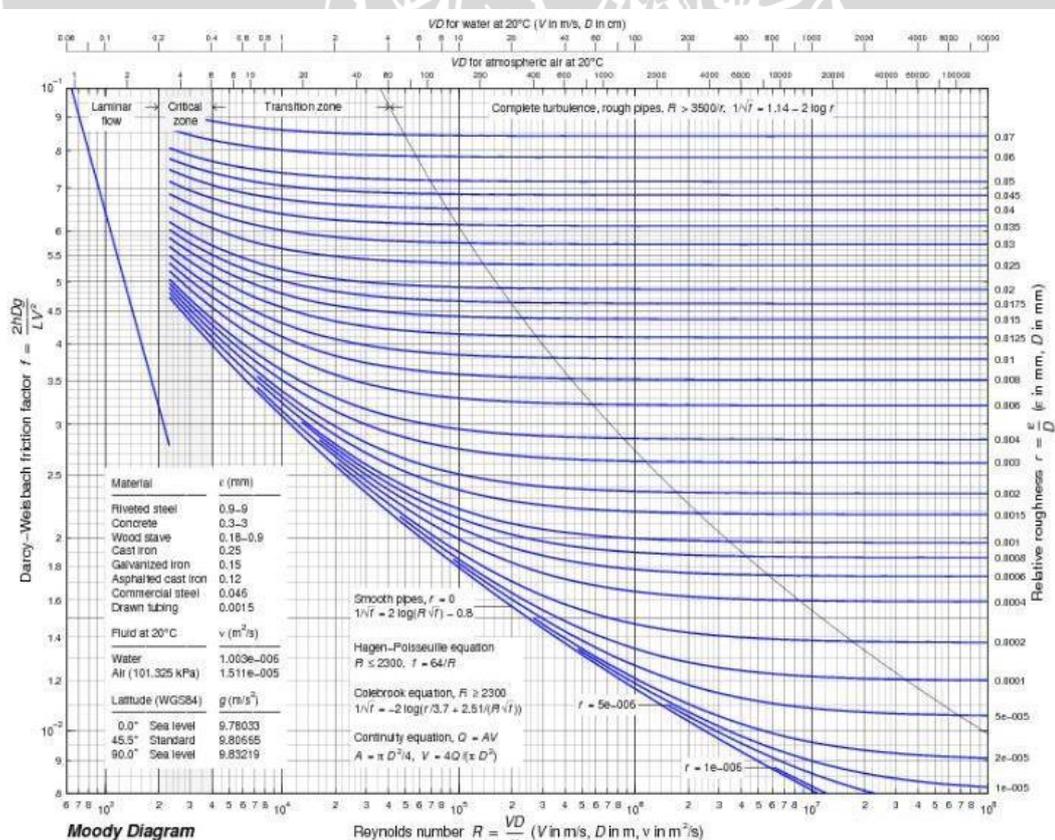
$V$  = kecepatan masuk (m/d)

$g$  = 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 2.18. Diagram Moody

Sumber : Penche,2004:38

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

$$h_f = \zeta \frac{V^2}{2g} \quad (2-30)$$

dengan :

$\zeta$  = keofisien berdasarkan jenis kontraksi

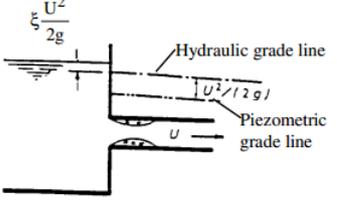
$V$  = kecepatan masuk (m/dt)

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

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

a. Kontraksi

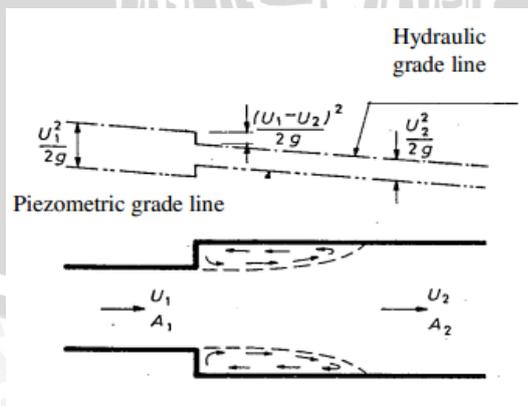
Type of contraction	$\zeta$
sharp edge	0.50
rounded edge	0.25
conical horn	0.10
gradual	
$\alpha < 5^\circ$	0.06
$\alpha \begin{cases} 20^\circ \\ 45^\circ \\ 60^\circ \\ 75^\circ \end{cases}$	$\begin{matrix} 0.20 \\ 0.30 \\ 0.32 \\ 0.34 \end{matrix}$



Gambar 2.19. Kisaran Nilai  $\zeta$  Berdasarkan Tipe Kontraksi

Sumber : Ramos,2000:64

b. Penyempitan / pelebaran



Gambar 2.20. Sketsa Situasi Kehilangan Tinggi Akibat Penyempitan dan Pelebaran

Sumber : Ramos,2000:64

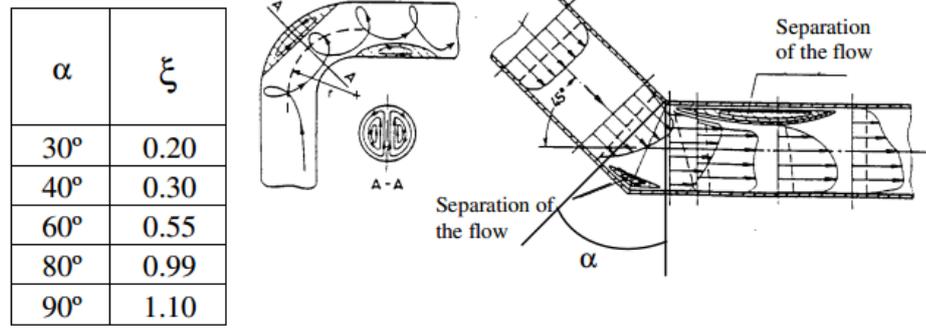
$$\xi = \left(1 - \frac{A_1}{A_2}\right)^2 \quad (2-31)$$

dengan:

$\xi$  = koefisien

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

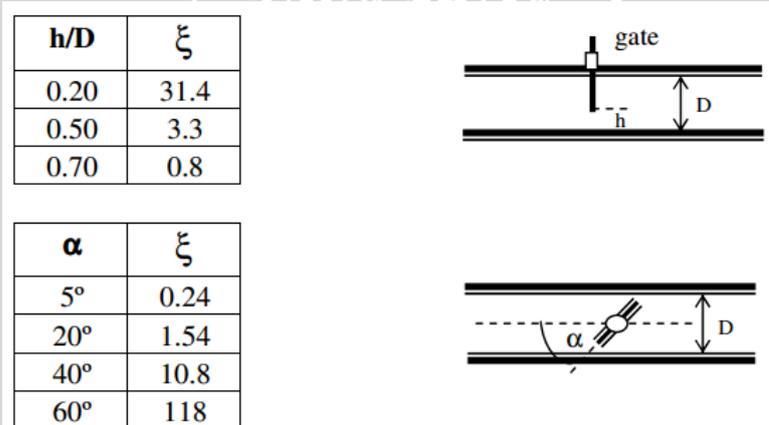
c. Tikungan / belokan



Gambar 2.21. Kisaran Nilai  $\xi$  Akibat Belokan

Sumber : Ramos,2000:65

d. Pintu dan katup



Gambar 2.22. Kisaran Nilai  $\xi$  Akibat Pintu dan Katup

Sumber : Ramos,2000:65

e. penyaring

besarnya kehilangan tinggi akibat penyaring (*trashrack*) dihitung dengan persamaan (2 – 6).

## 2.8. Turbin Hidraulik

Menurut M.M. 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.

### 2.8.1. 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 :

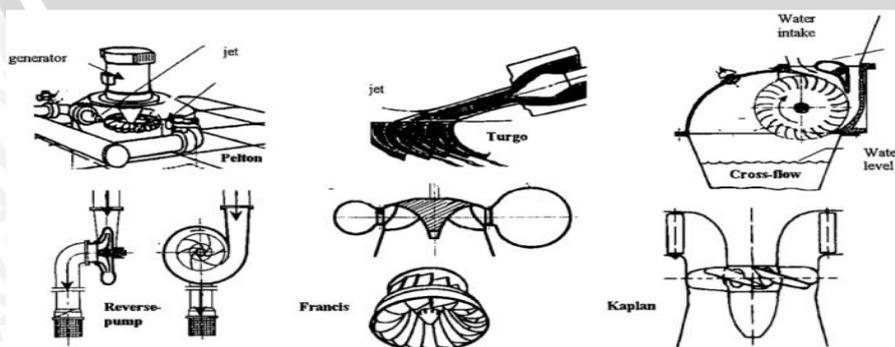
1. Runner turbin impuls berputar di udara karena mendapat pancaran air. Dengan demikian maka seluruhnya (atau hampir seluruhnya) diubah menjadi energi kinetik untuk memutar *runner*.
2. Runner turbin reaksi berputar didalam air oleh energi dalam bentuk tekanan dan kinetik.

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

**Tabel 2.3. 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	

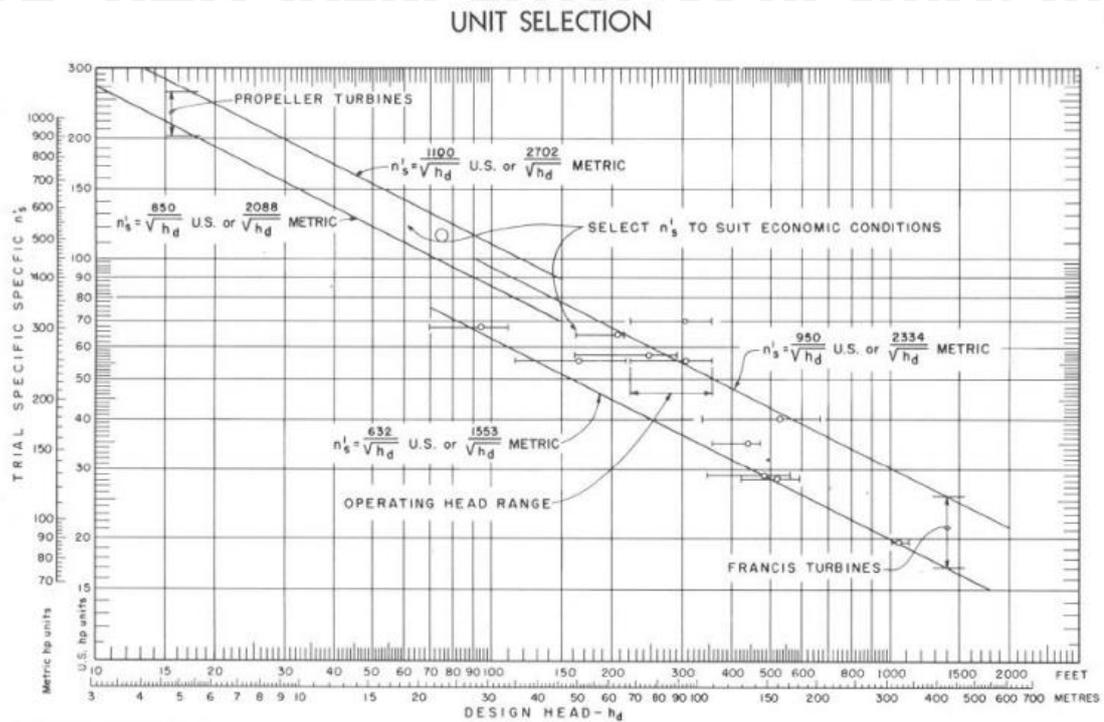
Sumber: Ramos,2000:82



**Gambar 2.23. Jenis Turbin Untuk Pembangkitan Tenaga Mikro/Mini**

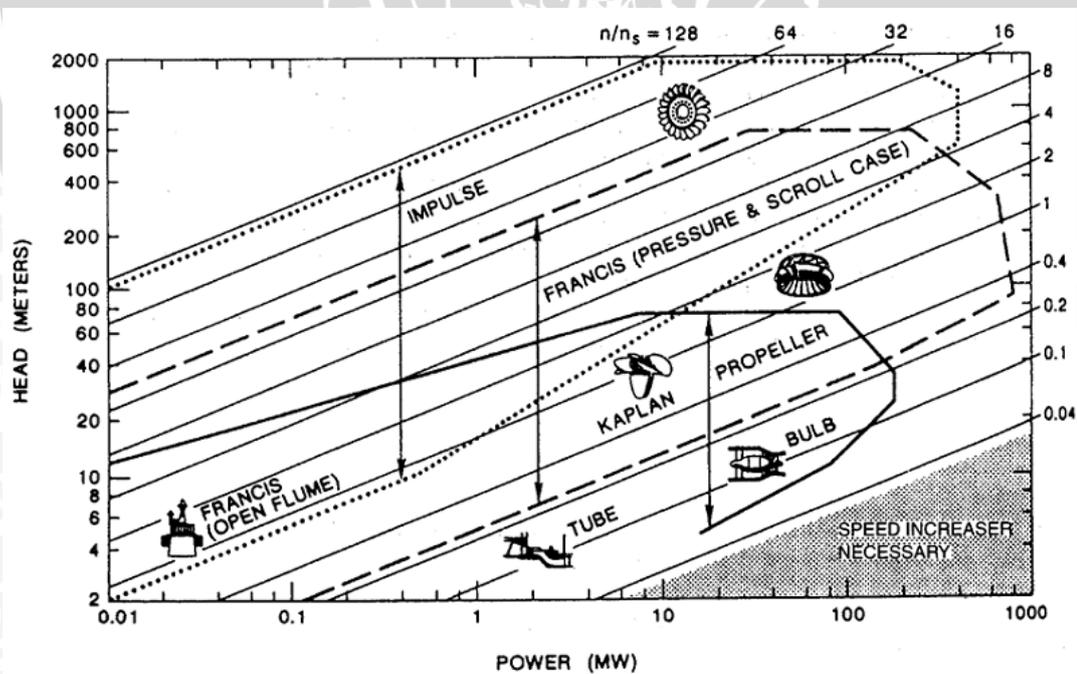
Sumber: Ramos,2000:83

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



**Gambar 2.24. Grafik Pemilihan Jenis Turbin Berdasarkan Kecepatan Spesifik dan Tinggi Jatuh**

Sumber: USBR, 1976:15



**Gambar 2.25. Grafik Pemilihan Jenis Turbin Berdasarkan Kecepatan Spesifik, Tinggi Jatuh dan Daya**

Sumber: Roger E. A. Arndt, 1998

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.

### 2.8.2. Karakteristik Turbin

Karakteristik turbin adalah parameter yang mendasari perencanaan turbin hidrolik, karakteristik turbin meliputi kecepatan spesifik turbin ( $N_s$ ), kecepatan putar turbin atau kecepatan sinkron generator ( $n$ ). 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):

$$N_s = n \frac{\sqrt{P}}{H^{5/4}} \quad (2 - 32)$$

dengan:

$N_s$  : kecepatan spesifik (m-kW )

$P$  : Daya semu / teoritis ( $H_p$ )

$H$  : 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 ( $n'$ ) dihitung dengan persamaan trial rotational speed ( $n'$ ) pada gambar 2.25 sebagai berikut:

$$\text{Untuk turbin francis} \quad : n' = \frac{2334}{\sqrt{H}} \quad \text{atau} \quad n' = \frac{1553}{\sqrt{H}} \quad (2 - 33)$$

$$\text{Untuk turbin propeller} \quad : n' = \frac{2088}{\sqrt{H}} \quad \text{atau} \quad n' = \frac{2702}{\sqrt{H}} \quad (2 - 34)$$

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

$$n = \frac{120f}{P} \quad (2 - 35)$$

dengan:

$n$  : 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 – 30), nilai batas kecepatan spesifik untuk tiap turbin adalah berbeda – beda, USBR merekomendasikan kisaran nilai kecepatan spesifik untuk tiap jenis turbin adalah sebagai berikut (USBR,1976:9):

turbin francis :  $65 \leq N_s \leq 445$

turbin propeller :  $300 \leq N_s \leq 1000$

#### **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):

$$N_{QE} = n \frac{\sqrt{Q}}{E^{3/4}} \quad (2 - 36)$$

dengan:

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

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

$E$  : enegi hidrolik 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):

$$\text{Turbin Pelton} \quad N_{QE}' = 0.0859 / H^{0.243} \quad (2 - 37)$$

$$\text{Turbin Francis} \quad N_{QE}' = 1.924 / H^{0.512} \quad (2 - 38)$$

$$\text{Turbin Kaplan} \quad N_{QE}' = 2.294 / H^{0.486} \quad (2 - 39)$$

$$\text{Turbin Propeller} \quad N_{QE}' = 2.716 / H^{0.5} \quad (2 - 40)$$

$$\text{Turbin Bulb} \quad N_{QE}' = 1.528 / H^{0.2837} \quad (2 - 41)$$

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):

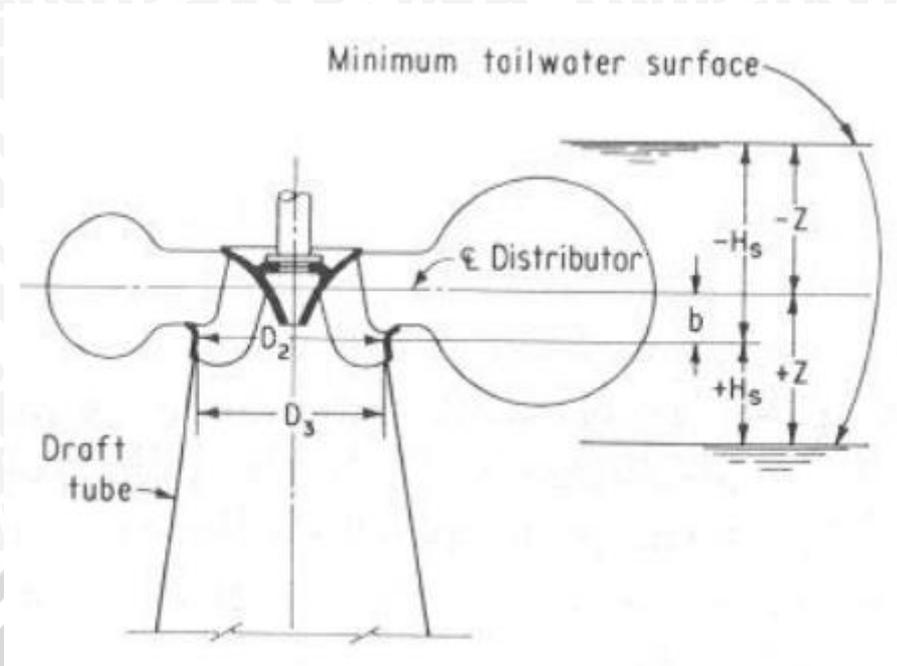
turbin francis	: $0,05 \leq N_{QE} \leq 0,33$
turbin propeller, Kaplan dan bulb	: $0,19 \leq N_{QE} \leq 1,55$
turbin pelton	: $0,005 \leq N_{QE} \leq 0,025$
turbin pelton dengan ( $n$ ) <i>nozzle</i>	: $0,005 n^{0.5} \leq N_{QE} \leq 0,025 n^{0.5}$

### 2.8.3. 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 sudu 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,
- 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, titik pusat untuk tiap turbin berlainan untuk turbin tipe baling baling (Kaplan) maka titik pusatnya terletak pada pusat sudu.



**Gambar 2.26. Skema Pemasangan Turbin Untuk Analisa Kavitasasi**

Sumber: USBR,1976:23

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

$$Z = TWL + H_s + b \quad (2 - 42)$$

dengan:

Z : titik pusat turbin (m)

TWL : elevasi *tail water level* (m)

H<sub>s</sub> : Tinggi hisap turbin (m)

b : perbedaan tinggi antar pusat turbin dengan outlet runner

Untuk menghitung tinggi hisap (H<sub>s</sub>) dapat dihitung dengan persamaan berikut (USBR,1976:22):

$$H_s = H_a - H_v - H \cdot \sigma \quad (2 - 43)$$

$$H_a = P_{atm} / \rho g \quad (2 - 44)$$

$$H_v = P_v / \rho g \quad (2 - 45)$$

dengan:

H<sub>s</sub> : tinggi hisap (m)

H<sub>a</sub> : tekanan atmosfer (m)

H<sub>v</sub> : tekanan uap air (m)

H : tinggi jatuh efektif (m)

σ : koef thoma

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

$$H_s = \frac{P_{atm} - P_v}{\rho g} + \frac{v^2}{2g} - \sigma H \quad (2 - 46)$$

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 ( $\text{m/dt}$ ) (Penche,2004: 178 menyarankan 2  $\text{m/dt}$  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):

$$\sigma_c = \frac{N_s^{1.64}}{50327} \quad (2 - 47)$$

Metode ESHA (Penche,2004:169):

$$\text{Turbin Kaplan } \sigma_c = 1,5241 N_{QE}^{1,46} + \frac{v^2}{2gH} \quad (2 - 48)$$

$$\text{Turbin Francis } \sigma_c = 1,2715 N_{QE}^{1,41} + \frac{v^2}{2gH} \quad (2 - 49)$$

dengan:

$\sigma_c$  : koefisien kritis thoma

$N_s$  : kecepatan spesifik (m kW) (metode USBR)

$N_{QE}$  : kecepatan spesifik (metode ESHA)

Tabel 2.4. Nilai Tekanan Atmosfer

Altitude 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	31.0	788	15.2	1.07	105
-500	-152	30.5	774	15.0	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	96.0
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	0.860	84.3
6000	1829	24.0	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
35000	10668	7.04	179	3.46	0.243	23.8
40000	12192	5.52	140	2.71	0.191	18.7
45000	13716	4.28	109	2.10	0.148	14.5
50000	15240	3.27	83	1.61	0.113	11.1

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

Tabel 2.5. Nilai Tekanan Uap Air

Temperature (°C)	Vapour pressure (kPa)	Vapour pressure (mmHg)
0	0.6	4.5
3	0.8	6.0
5	0.9	6.8
8	1.1	8.3
10	1.2	9.0
12	1.4	10.5
14	1.6	12.0
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	3.0	22.4
25	3.2	23.8
26	3.4	25.2
27	3.6	26.7
28	3.8	28.4
29	4.0	30.0
30	4.2	31.5
32	4.8	36.0
35	5.6	42.0
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	760.0

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

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

$$\sigma = \frac{H_a - H_w - H_s}{H} \quad (2 - 50)$$

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 )

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

#### 2.8.4. 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*)

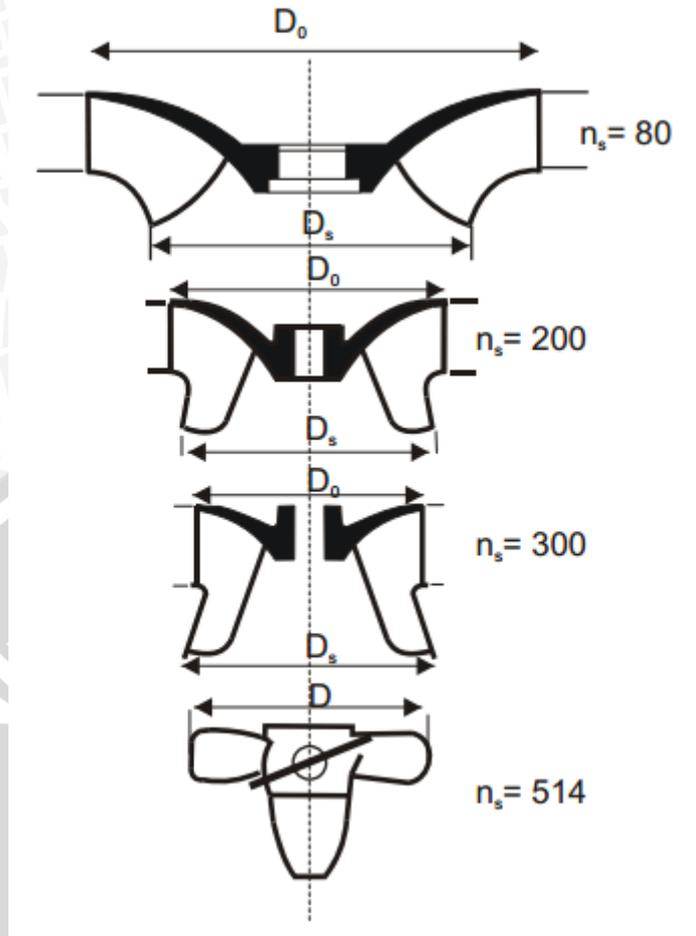
Runner berfungsi untuk mengubah energi kinetic menjadi energi mekanik untuk ditransformasikan menjadi energi listrik oleh generator. Pemutar memiliki 2 jenis yaitu runner axial dan runner radial, dengan atau tidak menggunakan movable blade (sudu).

4. Pipa pembuang (*Draft tube*)

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

#### **Diameter Runner**

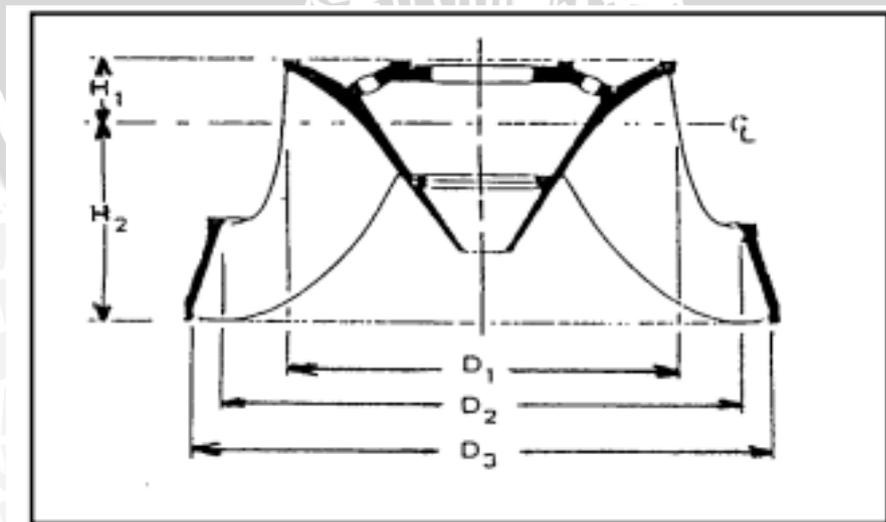
Diameter *runner* untuk turbin reaksi ditentukan atas besarnya kecepatan spesifik, tinggi jatuh dan juga perbedaan kecepatan tangensial pada turbin. Runner turbin biasanya didesain berdasarkan kecepatan spesifik turbin tersebut.



**Gambar 2.27. Pemilihan Bentuk Runner Berdasarkan Kecepatan Spesifik**

Sumber: Penche, 2004:169.

Untuk turbin francis dimensi runner dihitung dengan persamaan berikut (Ramos, 2000:97):



**Gambar 2.28. Skema Runner Untuk Turbin Francis**

Sumber: Ramos, 2000:97

$$D_3 = 84.5 K_u \frac{\sqrt{H_0}}{n} \quad (2-51)$$

$$K_u = 0.31 + 2.5 \times 10^{-3} N_s \quad (2-52)$$

$$D_1 = D_3 \left( 0.4 + \frac{94.5}{N_s} \right) \quad (2-53)$$

$$D_2 = \frac{D_3}{0.96 + 0.00038 N_s} \quad (2-54)$$

$$H_1 = D_3 (0.094 + 0.00025 N_s) \quad (2-55)$$

$$H_2 = D_3 \left( -0.05 + \frac{42}{N_s} \right) \quad (2-56)$$

dengan:

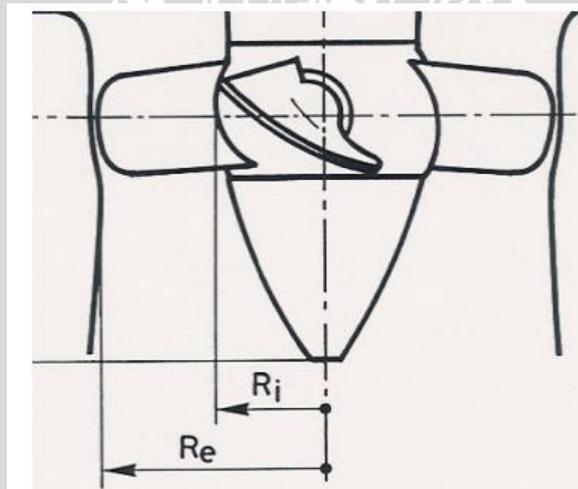
D : diameter *runner* (m)

n : kecepatan dasar turbin (rpm)

$N_s$  : kecepatan spesifik turbin (kW m)

$K_u$  : perbedaan kecepatan tangensial

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



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

Sumber: Penche,2004:174

$$R_i = \left( 0.25 + \frac{0.0951}{N_{QE}} \right) \cdot R_e \quad (2-57)$$

$$R_e = 84.5 (0.79 + 1.603 \times N_{QE}) \frac{\sqrt{Hn}}{60n} \quad (2-58)$$

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:

$$B_g = (0.45 - 31.8/N_s) D_M \quad (2 - 59)$$

$$H_g = 0.2 D_M \quad (2 - 60)$$

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):

$$A = D_M 0.4 N_s^{0.2} \quad (2 - 61)$$

$$B = D_M (1.26 + 3.79 \times 10^{-4} N_s) \quad (2 - 62)$$

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

$$D = D_M (1.59 + 5.74 \times 10^{-4} N_s) \quad (2 - 64)$$

$$E = D_M (1.21 + 2.71 \times 10^{-4} N_s) \quad (2 - 65)$$

$$F = D_M (1.45 + 72.17/N_s) \quad (2 - 66)$$

$$G = D_M (1.29 + 41.63/N_s) \quad (2 - 67)$$

$$H = D_M (1.13 + 31.86/N_s) \quad (2 - 68)$$

$$I = D_M (0.45 - 31.80/N_s) \quad (2 - 69)$$

$$L = D_M (0.74 + 8.7 \times 10^{-4} N_s) \quad (2 - 70)$$

$$M = D_M / (2.06 - 1.2 \times 10^{-3} N_s) \quad (2 - 71)$$

Kecepatan dalam rumah siput dihitung dengan persamaan:

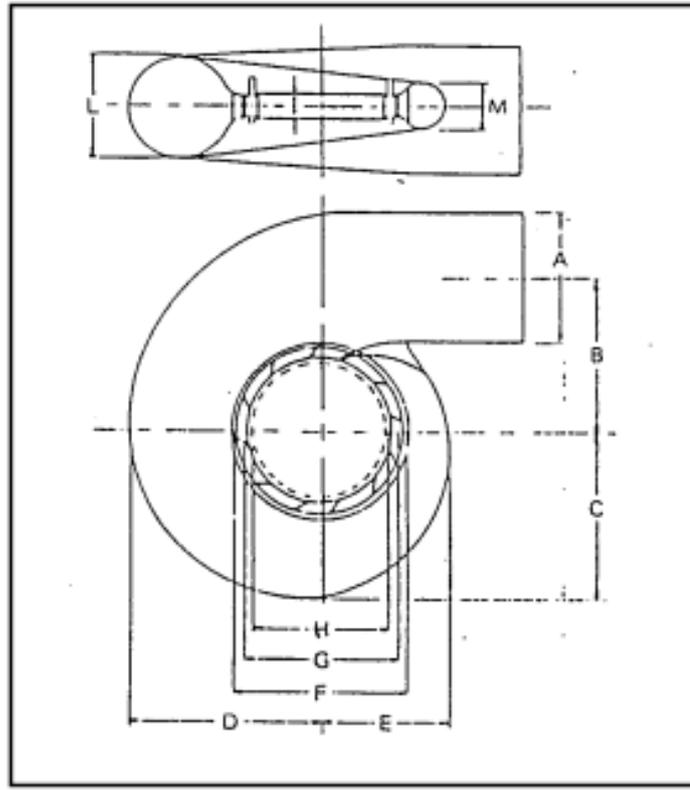
$$V = 488/N_s^{0.44} \quad (2 - 72)$$

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 (*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) :

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

$$N = D_M (2 - 2.14 \times 10^{-6} N_s) \quad (2 - 73)$$

$$O = D_M (1.4 - 1.67 \times 10^{-5} N_s) \quad (2 - 74)$$

$$P = D_M (1.26 - 16.35 / N_s) \quad (2 - 75)$$

$$Q = D_M (0.66 - 18.4 / N_s) \quad (2 - 76)$$

$$R = D_M (1.25 - 7.98 \times 10^{-5} N_s) \quad (2 - 77)$$

$$S = D_M (4.26 - 201.51 / N_s) \quad (2 - 78)$$

$$T = D_M (1.2 + 5.12 \times 10^{-4} N_s) \quad (2 - 79)$$

$$Z = D_M(2.58 + 102.66/N_s) \quad (2 - 80)$$

Kecepatan pada inlet *draft tube* dihitung dengan persamaan :

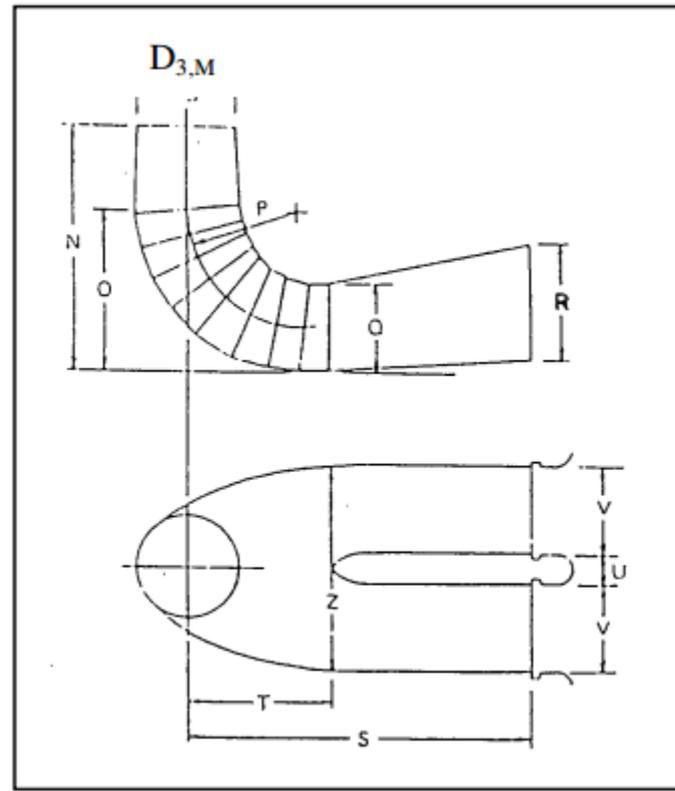
$$V = 8.74 + 2.48/N_s \quad (2 - 81)$$

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*

### 2.8.5. 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) sebagai berikut:

$$\eta = \frac{P}{\gamma Q H_0} \quad (2 - 82)$$

dengan:

$\eta$  : efisiensi turbin

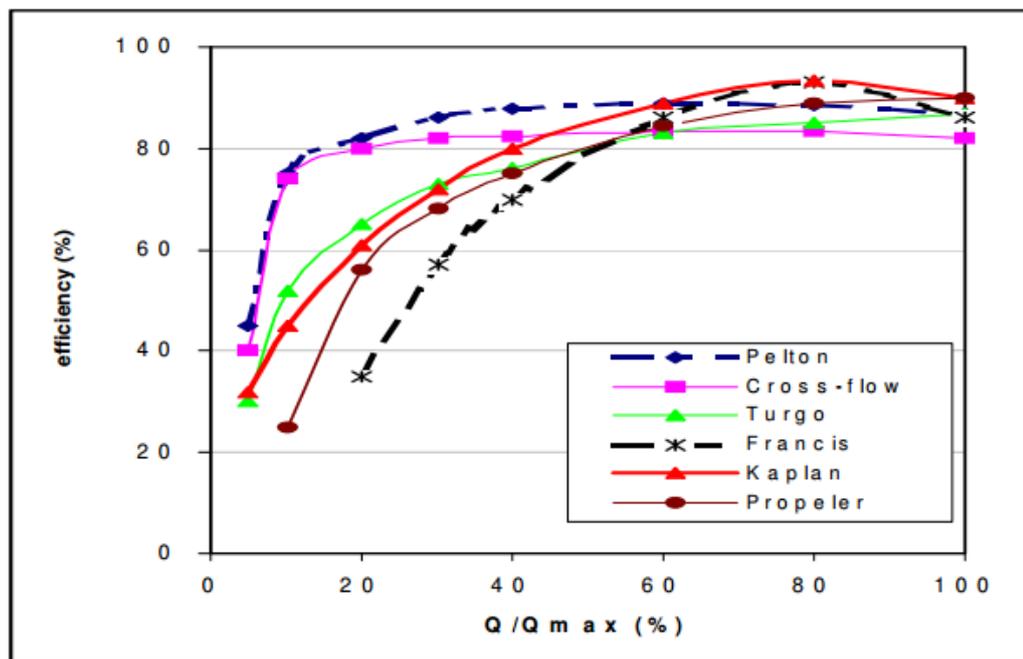
$P$  : daya (watt)

$\gamma$  : 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 gambar berikut:



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

Sumber: Ramos,2000:99

## 2.9. 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 aksesori kelengkapan elektrik (*electric auxiliary*).

### 2.9.1. Generator

Generator listrik adalah sebuah alat yang memproduksi energi 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):

$$P_g = \frac{P_t \eta_g}{P_f} \quad (2 - 83)$$

dengan:

$P_g$  : rating keluaran generator (kVA)

$P_t$  : rating keluaran turbin (kW)

$\eta_g$  : efisiensi generator

$P_f$  : faktor tenaga

Menurut Penche, generator yang digunakan untuk PLTMH 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 enerator 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 2.6. Hubungan Antara Daya Generator dengan Effisiensi**

<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 2.7. 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*

### 2.9.2. Pengatur Kecepatan (*Governor*)

pengatur kecepatan dibutuhkan untuk pengaturan kecepatan pada turbin dengan mengatur guide vane sehingga didapatkan kecepatan yang masih diijinkan oleh turbin untuk beroperasi, pengatur kecepatan memiliki tiga jenis tipe yakni: hidro – mekanik, mekanik – elektrik dan hidro – elektrik.

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):

$$T_m : \frac{\Omega R^2 n^2}{5086P} \quad (2 - 84)$$

$$T_w : \frac{\Sigma LV}{gH} \quad (2 - 85)$$

dengan:

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

$T_w$  : waktu mulai aliran (detik)

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

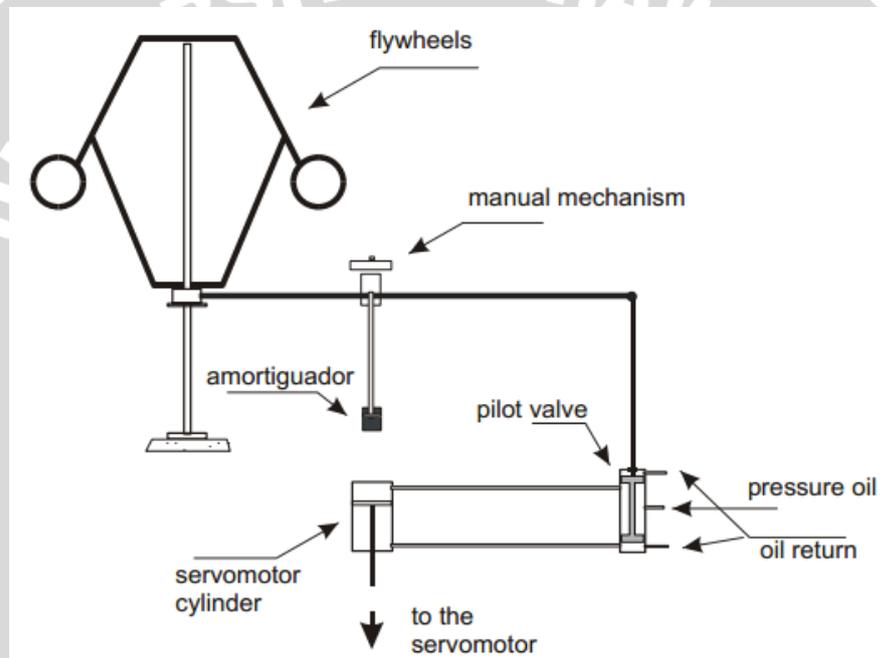
$n$  : kecepatan sinkron turbin (rpm)

$P$  : 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**

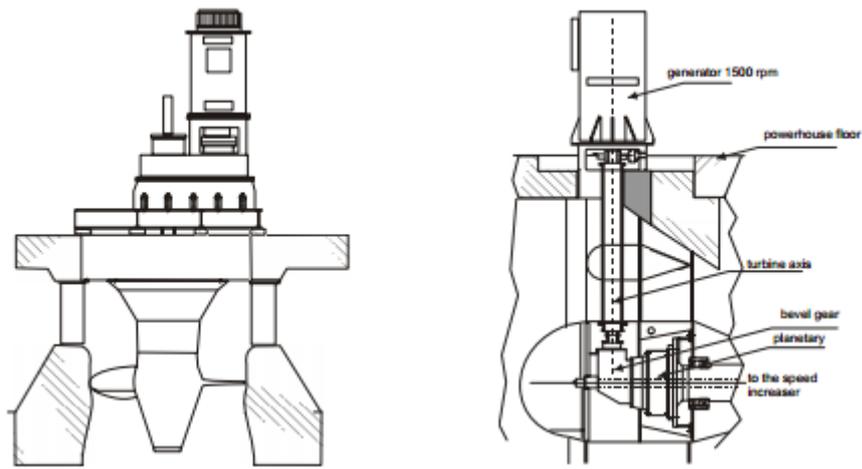
*Sumber: Penche,2004:190*

### 2.9.3. 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.

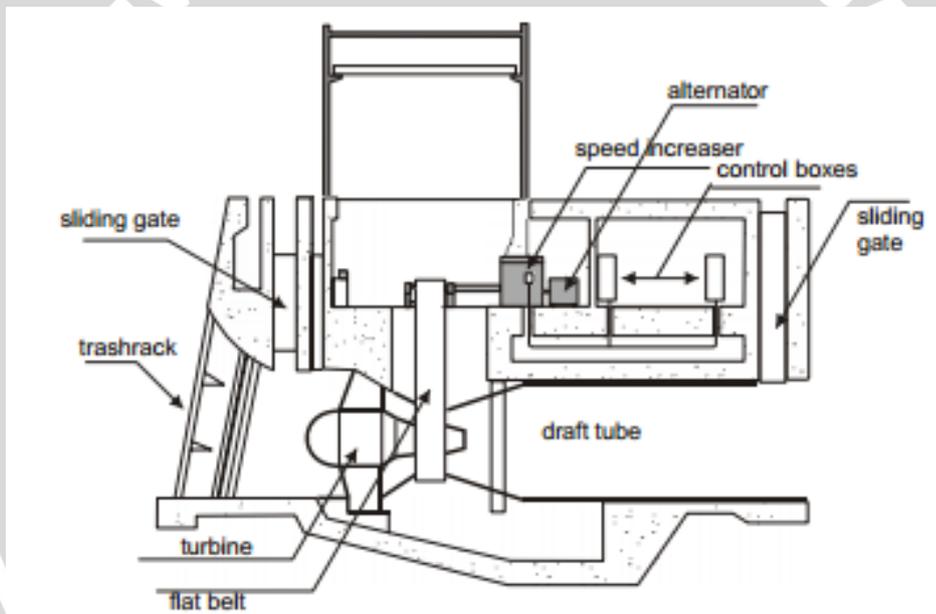
Menurut Penche,2004:184 peningkat kecepatan memiliki beberapa jenis yaitu:

- *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 *Belt Speed Increaser***

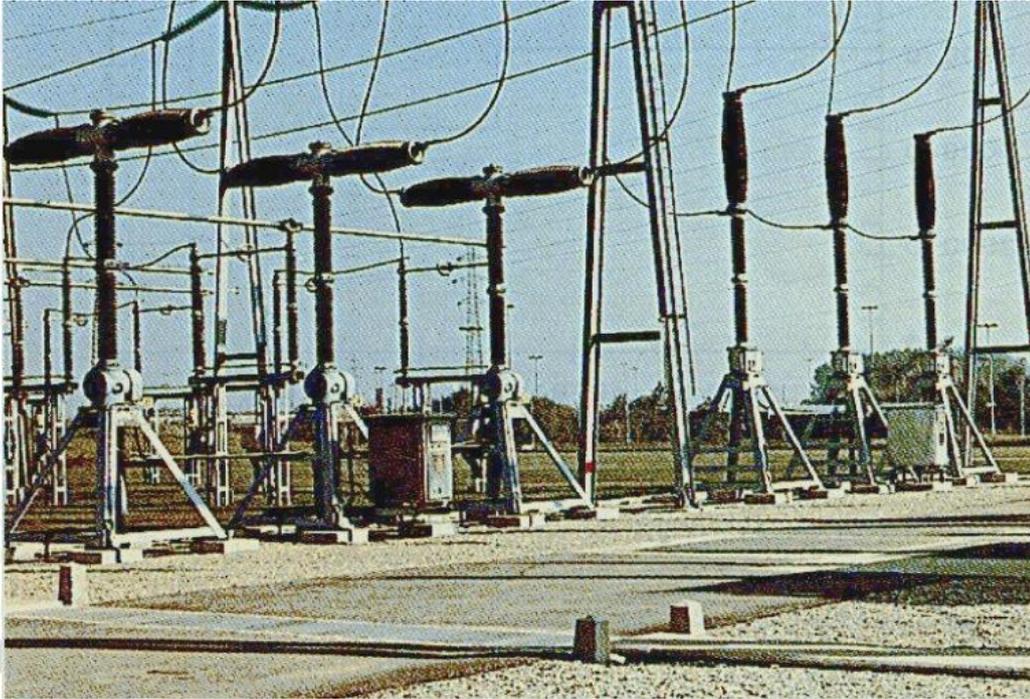
Sumber: Penche,2004:185

#### 2.9.4. 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.

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

Sumber: <http://electrical4u.com/electrical-switchgear-protection>.

### 2.9.6. 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.

### 2.10. 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, 2005:19)

$$E = 9,8 \times H \times Q \times \eta_g \times \eta_t \times 24 \times n \quad (2-3)$$

dengan:

E : Energi tiap satu periode (kWh)

H : Tinggi jatuh efektif (m)

Q : Debit outflow ( $\text{m}^3/\text{dtk}$ )

$\eta_g \eta_t$  : efisiensi turbin dan generator

n : jumlah hari dalam satu periode.

## 2.11. Sistem Operasi PLTMH

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

Sistem terpusat (*central grid*) adalah sistem pengoperasian PLTMH 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 PLTMH bisa beroperasi terus menerus. Operasi sistem terpusat biasanya dilakukan oleh PLTMH tanpa tandon dikarenakan tidak adanya tampungan untuk memenuhi kebutuhan beban puncak (*peak load*).

Sistem terisolasi (*isolated grid*) adalah sistem pengoperasian PLTMH 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 PLTMH dengan tandon atau PLTMH yang terletak jauh dari transmisi grid PLN.

## 2.12. Analisa Emisi Gas Karbon (*Green House Gas Emission*)

Emisi gas karbon (CO<sub>2</sub>) merupakan polutan hasil pembakaran bahan bakar seperti minyak, batu bara, dan bahan bakar fosil lainnya. Dalam pembangkitan energi listrik dengan menggunakan sumber energi dengan bahan bakar fosil akan memberikan polutan gas karbon (CO<sub>2</sub>) dengan kuantitas tertentu berdasarkan faktor emisi gas karbon untuk tiap kilowatt yang dihasilkan dari proses pembangkitan energi pada generator sampai disalurkan pada grid.

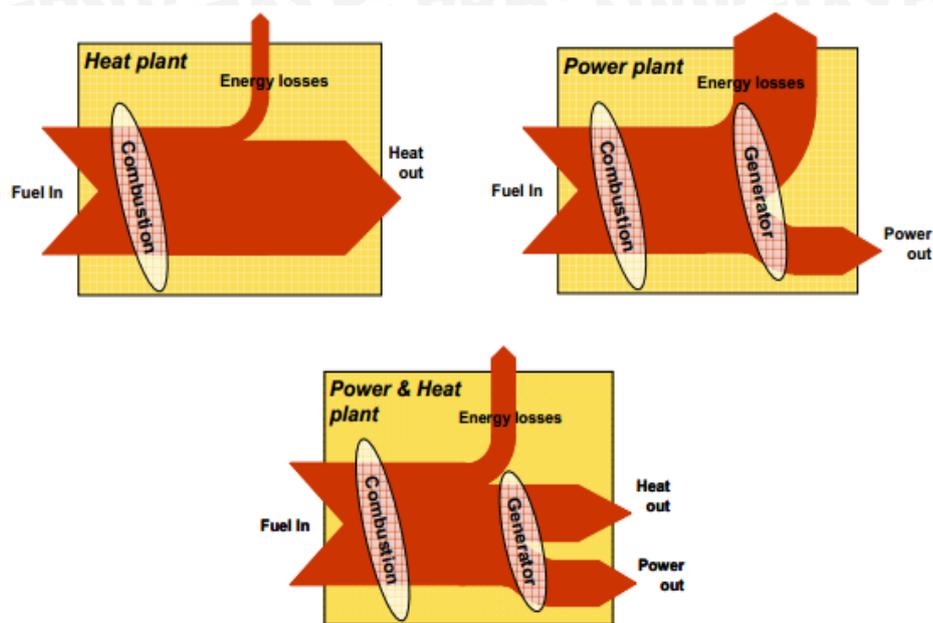
Berikut adalah nilai faktor emisi gas karbon untuk tiap jenis sumber energi atau bahan bakar:

**Tabel 2.8. Nilai Faktor Emisi Gas Karbon Untuk Tiap Jenis Bahan Bakar**

No.	Jenis Bahan Bakar (Sumber Energi)	Kg CO <sub>2</sub> /kWh
1	Minyak	0,754
2	Diesel	0,764
3	Tenaga Air ( <i>Hydro</i> )	0
4	Panas Bumi ( <i>Geothermal</i> )	0
5	Batu Bara ( <i>Coal</i> )	0,94
6	Gas Alam ( <i>Natural Gas</i> )	0,581

Sumber: IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, 2006

\*Chevron Indonesia 2012



**Gambar 2.37. Proses Pembakaran Bahan Bakar Dalam Pembangkitan Energi Listrik**

*Sumber: IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, 2006*

### 2.12.1. Clean Development Mechanism (CDM) dan Certificate Emission Reduction (CER)

CDM adalah proyek mekanisme untuk mengurangi emisi gas karbon sesuai dengan protokol Kyoto tahun 1998, dimana CDM dilakukan diberbagai bidang seperti industri, transportasi, energi, dan bentuk bidang penghasil karbon lainnya. di Indonesia telah didirikan badan khusus untuk penanganan DNA-Indonesia atau Komisi Nasional-Mekanisme pembangunan Bersih (Komnas MPB) pada tingkat nasional dengan Keputusan Menteri Negara Lingkungan Hidup No. 206 Tahun 2005. Komnas MPB ini akan berperan dalam pemberian persetujuan pada setiap dokumen desain proyek (Project Design Document) sebelum disetujui oleh Badan Eksekutif di tingkat internasional (Executive Board). Komnas MPB akan secara khusus memberikan penilaian dan persetujuan berkenaan dengan kriteria pembangunan berkelanjutan.

Kriteria untuk pengajuan proyek CDM meliputi:

1. Kriteria Lingkungan Yang Berkelanjutan

Indikator: perawatan kondisi fungsi ekologi, penerapan standar pengelolaan lingkungan, pemeliharaan flora dan fauna pada ekosistem termasuk tidak terjadi kontaminasi, mempertahankan pola tata guna lahan, dan tidak ada resiko kesehatan yang disebabkan proyek.

2. Kriteria Ekonomi yang berkelanjutan

Indikator: tidak mengurangi pendapatan daerah, proyek harus menambah potensi pendapatan daerah, tidak mengurangi layanan publik.

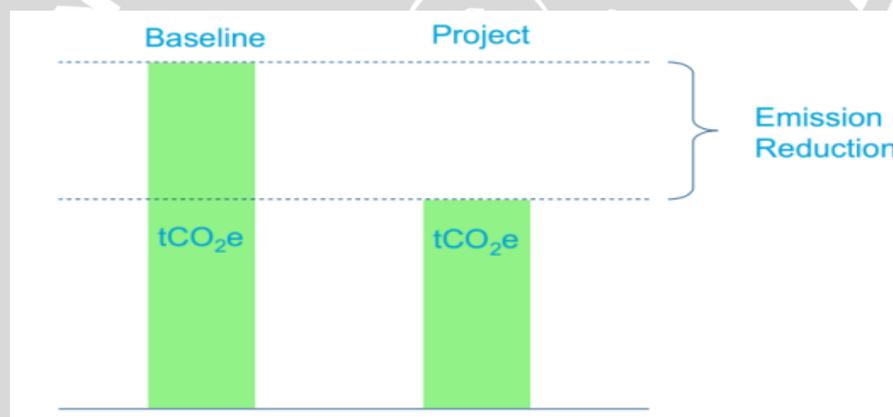
### 3. Kriteria Sosial Yang Berkelanjutan

Indikator: masyarakat dapat merasakan dan berpartisipasi dari hasil pembangunan proyek.

### 4. Kriteria Teknologi Yang Berkelanjutan

Indikator: tidak terlalu menggantungkan terhadap teknologi asing, tidak menggunakan energi yang belum matang, dan meningkatkan teknologi dan kemampuan daerah.

Dengan adanya CDM maka dapat membantu Negara berkembang untuk mencapai pengembangan teknologi yang berkelanjutan dengan mengizinkan pihak pengembang (*developers*) untuk mengurangi emisi gas rumah kaca (GHG) dan mendapatkan bantuan dana dengan melakukan hal tersebut.



**Gambar 2.38. Prinsip Pengurangan Emisi Gas Rumah Kaca dengan CDM**

Sumber: [www.pwc.com/energy-utilities-mining-assets-the-clean-development-mechanism-indonesia.pdf](http://www.pwc.com/energy-utilities-mining-assets-the-clean-development-mechanism-indonesia.pdf)

CER adalah sertifikat pengakuan untuk sebuah proyek atau sebuah usaha dikarenakan telah melakukan pengurangan emisi gas rumah kaca. Besarnya nilai CER tiap 1 tCO<sub>2</sub>e adalah sebesar 11 euro atau setara dengan 176.457,93 rupiah (Chugoku Electric Power, 2009:6-7). Besarnya reduksi emisi gas karbon yang dihasil dari pembangkitan energi listrik dapat dihitung dengan persamaan berikut (Anonim dalam RETScreen, 2005:53):

$$\Delta_{\text{GHG}} : (e_{\text{base}} - e_{\text{prop}}) E_{\text{prop}} (1 - \lambda_{\text{prop}}) \quad (2 - 87)$$

dengan:

$\Delta_{\text{GHG}}$  : Besaran reduksi gas karbon ( kgCO<sub>2</sub>e )

$e_{\text{base}}$  : faktor emisi gas karbon dari sumber tidak terbarukan (lihat tabel 2.8)

- $e_{prop}$  : faktor emisi gas karbon dari sumber terbarukan ( $e_{prop} = 0$  untuk tenaga air)
- $E_{prop}$  : besarnya daya bangkitan (kWh)
- $\lambda_{prop}$  : kehilangan daya pada unit distribusi / grid

### 2.13. 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).

#### 2.13.1. 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.

$$B = E \cdot TDL \quad (2 - 88)$$

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 PLTMH dinyatakan dalam rumus empiris yang diperkirakan dengan harga satuan dari proyek-proyek PLTMH 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:

$$C1 = 0,37 n^{0,1} E \left( \frac{MW}{H_g^{0,3}} \right)^{0,54} \times 10^6 \quad (2 - 89)$$

dengan:

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

n : jumlah turbin yang digunakan

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

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:

$$C2 = CG + CT \quad (2 - 90)$$

Generator

$$CG = 0,82 n^{0,98} G C_g \left( \frac{MW}{H_g^{0,28}} \right)^{0,9} \times 10^6 \quad (2 - 91)$$

Turbin Kaplan

$$CT = 0,27 n^{0,96} J_t K_t d^{1,47} (1,17 H_g^{0,12} + 2) \times 10^6 \quad (2 - 92)$$

Turbin Francis

$$CT = 0,17 n^{0,96} J_t K_t d^{1,47} ((13 + 0,01 H_g^{0,3}) + 3) \times 10^6 \quad (2 - 93)$$

Turbin propeller

$$CT = 0,125 n^{0,96} J_t K_t d^{1,47} (1,17 H_g^{0,12} + 4) \times 10^6 \quad (2 - 94)$$

Turbin turgo atau pelton

$$CT = 3,47 n^{0,96} \left( \frac{MWu}{H_g^{0,5}} \right)^{0,44} \times 10^6 \quad \text{jika } \frac{MWu}{H_g^{0,5}} > 4 \quad (2 - 95)$$

$$CT = 5,34 n^{0,96} \left( \frac{MWu}{H_g^{0,5}} \right)^{0,91} \times 10^6 \quad \text{jika } \frac{MWu}{H_g^{0,5}} < 4 \quad (2 - 96)$$

Turbin crossflow

$$CT = \text{biaya turbin pelton/ turgo} \times 0,5 \quad (2 - 97)$$

dengan:

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:

$$C3 = C2 \times 0,15 \quad (2 - 98)$$

dengan:

C3 : estimasi biaya instalasi hidromekanik (\$ Kanada)

C2 : biaya peralatan hidromekanik (\$ Kanada)

4. Biaya pekerjaan pipa pesat (C4)

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

$$C4 = 20 n_p^{0,95} W^{0,88} \quad (2 - 99)$$

$$W = (24,7 d_p l_p t_{ave}) \quad (2 - 100)$$

$$d_p = \frac{\left(\frac{Qd}{Np}\right)^{0,43}}{Hg^{0,14}} \quad (2 - 101)$$

$$t_t = d_p^{1,3} + 6 \quad (2 - 102)$$

$$t_b = 0,0375 d_p H_g \quad (2 - 103)$$

$$t_{ave} = 0,5(t_t + t_b) \quad (\text{jika } t_b > t_t) \quad (2 - 104)$$

$$t_{ave} = t_t \quad (\text{jika } t_b < t_t) \quad (2 - 105)$$

dengan:

C4 : estimasi biaya pipa pesat (\$ Kanada)

n<sub>p</sub> : jumlah pipa pesat

W : berat pipa pesat (kg)

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

d<sub>p</sub> : diameter pipa pesat (m)

l<sub>p</sub> : panjang pipa pesat (m)

t<sub>ave</sub> : tebal pipa pesat rata rata (mm)

t<sub>t</sub> : tebal pipa pesat pada intake (mm)

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

5. Biaya pemasangan pipa pesat (C5)

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

$$C5 = 5 W^{0,88} \quad (2 - 106)$$

dengan:

$C5$  : estimasi biaya pemasangan pipa pesat (\$ kanada)

6. Biaya pekerjaan saluran (C6)

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

Untuk kondisi tanah biasa:

$$C6 = 20 ((1,5 + 0,01S_s^{1,5}) Q_d L_{cs})^{0,9} \quad (2 - 107)$$

Untuk kondisi tanah berbatu:

$$C6 = 100 ((1,5 + 0,016S_s^2) Q_d L_{cr})^{0,9} \quad (2 - 108)$$

dengan:

$C6$  : estimasi biaya pekerjaan saluran (\$ kanada)

$S_s$  : kemiringan lahan

$L_{cs}$  : panjang saluran pada kondisi tanah biasa (m)

$L_{cr}$  : panjang saluran pada kondisi tanah berbatu (m)

7. Biaya pekerjaan lain-lain (C7)

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

$$C7 = 0,25 i Q_d^{0,35} \times 1,1 \Sigma C1 \text{ to } C6 + 0,1 \Sigma C1 \text{ to } C6 \quad (2 - 109)$$

dengan:

$C7$  : 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. 10.900,00 per juni 2014. Atau dengan rasio  $9,05 \times 10^{-5}$ . 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 (A) 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.
- 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&P diperkirakan dari prosentase biaya modal.

Persentase tersebut besarnya berbeda-beda tergantung jenis bangunannya.

### 2.13.2. 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):

$$BCR = \frac{PV \text{ dari manfaat}}{PV \text{ dari biaya capital dan O\&P}} \quad (2 - 110)$$

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 value*nya berdasarkan *discount rate/interest rate* yang telah ditentukan. Harga *Net Present Value* diperoleh dari pengurangan *Present Value* komponen *benefit* dengan *Present Value* komponen *cost* (Suyanto, 2001:39).

$$NPV = PV \text{ komponen Benefit} - PV \text{ komponen Cost} \quad (2 - 111)$$

dengan :

PV = Present value

NPV = *Net Present Value*

Suatu proyek dikatakan ekonomis dan layak dibangun apabila *NPV* bernilai positif atau  $NPV > 0$ .

### 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 dengan cara coba-coba pada tingkat suku bunga tertentu maka didapat BCR =1 ataupun dengan rumus sebagai berikut (Suyanto, 2001):

$$IRR = I' + \frac{NPV'}{NPV' - NPV''} (I'' - I') \quad (2 - 112)$$

dengan:

$I'$  = 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

NPV' = NPV positif

NPV'' = NPV negatif

#### 2.13.3. Usia Guna Suatu Proyek

Usia guna bangunan sangat bervariasi tergantung tingkat kepekaan terhadap kerusakan, jenis material yang digunakan dan fungsi bangunan itu tersendiri, PLTMH 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 PLTMH ditabelkan sebagai berikut:

**Tabel 2.9. 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 hidrolis	35
PVC	40	sumur	40- 50

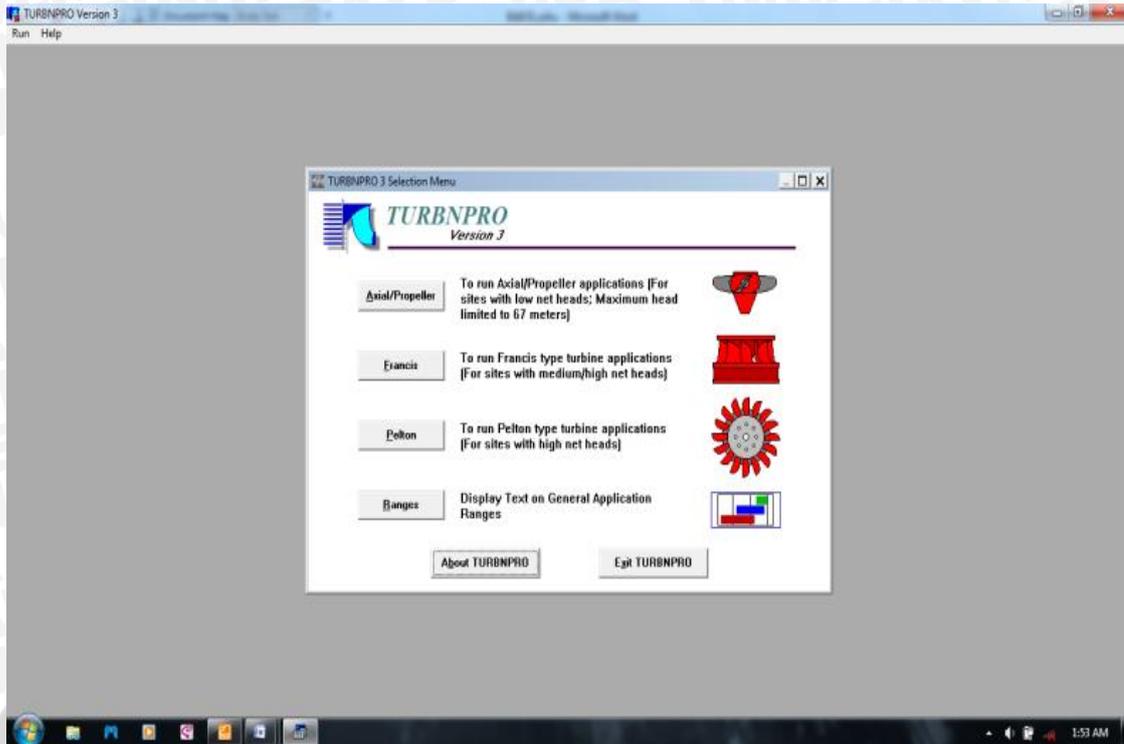
Sumber: Linsley,1986:44

## 2.14. Perangkat Lunak Dalam Perencanaan PLTMH

### 2.14.1. TURBN PRO

#### Definisi TURBN PRO

TURBN PRO merupakan program untuk mengolah data teknis dan melakukan pengukuran dan penggambaran turbin air. Beberapa data yang berhubungan dengan keadaan lokasi turbin tersebut dimasukan, juga parameter-parameter operasi dan susunan peralatan yang di inginkan. Setelah itu, terdapat beberapa pilihan ukuran, kecepatan, batas operasi, dimensi, dan karakteristik daya guna dari solusi turbin yang sesuai dengan data yang dimasukan. Selain itu, TURBN PRO dapat digunakan untuk menentukan perkiraan produksi energi selama satu tahun dari satu atau beberapa solusi turbin yang dibuat.



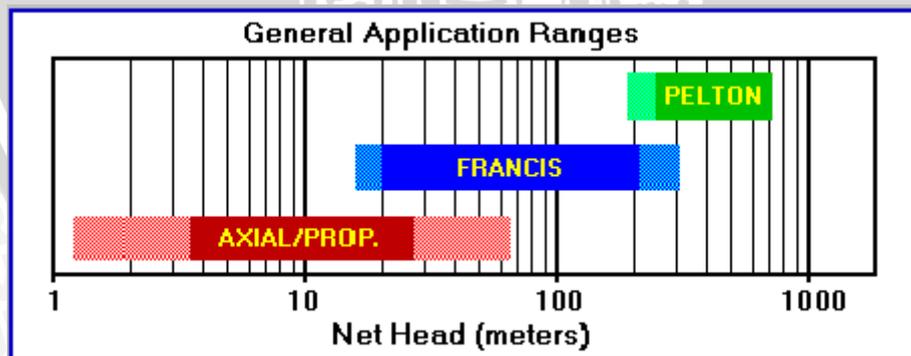
Gambar 2.39. Tampilan Awal TURBNPRO V3

**Software dan Data**

Tahapan pengoperasian TURBNPRO meliputi:

1. Penentuan tipe turbin yang akan digunakan

Penentuan tipe turbin merupakan hal yang paling mendasar dalam perencanaan turbin, TURBNPRO merekomendasikan pemilihan turbin berdasarkan gambar berikut:



Gambar 2.40. Grafik Pemilihan Tipe Turbin

2. Input data

Input data meliputi data debit, tinggi jatuh efektif, frekuensi generator DLL, untuk lebih jelas akan ditunjukkan pada gambar berikut:



TURBNPRO 3: Axial/Propeller Turbine Sizing Routine (Data Entry Form)

Continue Clear Entries Cancel

Limits  
 Limits  
 Limits  
 Limits  
 Limits  
 Limits  
 Limits  
 Limits  
 Limits  
 Limits

Gambar 2.41. Tampilan Input Data TURBNPRO V3

3. Pemilihan alternatif solusi

TURBNPRO akan melakukan simulasi tentang banyaknya kemungkinan alternatif desain turbin yang akan digunakan, ada 10 alternatif desain yang diberikan berdasarkan nilai diameter turbin, kecepatan spesifik dan kecepatan putar turbin.

TURBNPRO 3: Turbine Solution Possibilities

Solution Number	Runner Diameter Millimeters	Runner Diameter Inches	Unit Speed rpm	Specific Speed NS	Centerline Setting meters
1	1545	60.8	272.7	669	2.1
2	1602	63.1	250.0	614	3.3
3	1660	65.4	230.8	566	4.2
4	1717	67.6	214.3	526	5.0
5	1775	69.9	200.0	491	5.7
6	1832	72.1	187.5	460	6.2
7	1890	74.4	176.5	433	6.7
8	1948	76.7	166.7	409	7.1
9	2005	78.9	157.9	387	7.5
10	2063	81.2	150.0	368	7.7

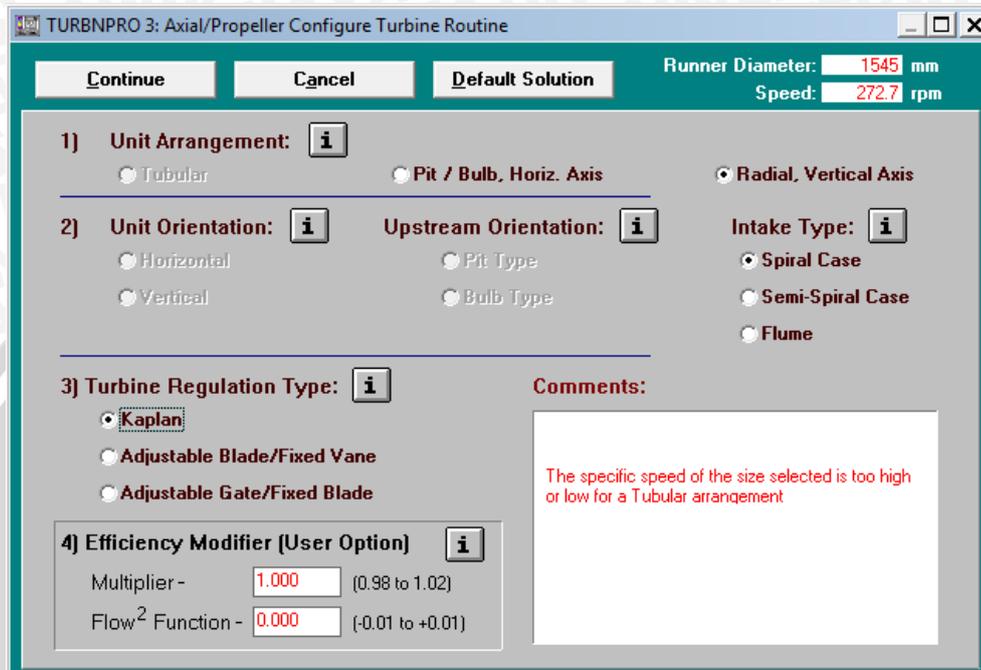
Preliminary Output: 636 KW

Enter Size Selection: 1 | Continue Cancel Help

Gambar 2.42. Tampilan Alternatif Solusi TURBNPRO V3

#### 4. Pengaturan turbin

Setelah melakukan pemilihan alternatif desain turbin yang akan digunakan maka selanjutnya adalah melakukan pengaturan turbin, pengaturan turbin meliputi: *unit arrangement*, *unit orientation*, *turbin regulation* dan *efficiency modifier*.



**Gambar 2.43. Tampilan Pengaturan Turbin TURBNPRO V3**

Hasil simulasi TURBNPRO meliputi:

##### 1. Ringkasan tentang karakteristik turbin

Setelah simulasi maka TURBNPRO akan memberikan ringkasan tentang spesifikasi teknis turbin meliputi: dimensi turbin, kecepatan dan analisa kavitasi pada turbin.

repository.ub.ac.id

TURBNPRO 3: Axial/Propeller Solution Summary (Page 1)

Solution File Name: **No File Name** Turbine Performance Data - Typical

Close Next Page Print Report Display Input Definitions

Regulation: **KAPLAN**

Performance at rated net head of: **6.5** meters

m <sup>3</sup> /s	% Eff	KW	% Rated
13.16	92.2	767	119.6
11.00	93.4	650	100.0
10.41	93.4	615	94.6
8.25	92.7	484	75.0
5.50	90.3	314	50.0
2.75	83.8	146	25.0

Maximum Output Performance

At maximum net head of **7.2** m At minimum net head of **6.0** m

<b>846</b> KW	<b>708</b> KW
<b>92.7</b> % Eff	<b>91.8</b> % Eff
<b>12.97</b> m <sup>3</sup> /s	<b>13.10</b> m <sup>3</sup> /s
<b>1.261</b> $\sigma$ allow	<b>1.506</b> $\sigma$ allow

Runner Diameter: **1545** mm  
Speed: **272.7** rpm

\*\*\* Overcapacity \* Best Efficiency Condition at Rated Net Head

Efficiency Modifiers: Multiplier: **1.0000** Flow<sup>2</sup> Function: **0.0000**

$\sigma$  allowable at 100% KW and Rated Net Head: **1.090**  
 $\sigma$  plant at 100% KW and Rated Net Head: **1.401**

Maximum Runaway Speed: **771** rpm (at the Maximum Net Head above)  
Flow at Runaway Speed: **28.9** m<sup>3</sup>/s (at Rated Net Head and 100% Gate)  
Site Atmospheric Pressure minus Vapor Pressure (H<sub>atm</sub> - H<sub>vp</sub>): **10.04** meters  
Best Efficiency Net Head: **7.2** meters

Runner Centerline to T.W.: **1.0** meters

Specific Speed under Rated Net Head:  
**658.1** at Peak Efficiency  
**676.4** at 100% Output

TURBNPRO 3: Axial/Propeller Solution Summary (Page 2)

Solution File Name: **No File Name** Turbine Dimensional Data - Typical

Previous Page Next Page Close Display Input Definitions

Runner Diameter: **1545** mm Orientation: **VERTICAL**

Intake Type - **SPIRAL CASE**

Inlet Diameter:	<b>2.29</b> meters
Inlet Offset:	<b>2.22</b> meters
Centerline to Inlet:	<b>2.71</b> meters
Outside Radius A:	<b>3.36</b> meters
Outside Radius B:	<b>3.12</b> meters
Outside Radius C:	<b>2.72</b> meters
Outside Radius D:	<b>2.25</b> meters

Draft Tube Type - **ELBOW**

Length:	<b>8.25</b> meters
Exit Width:	<b>4.36</b> meters
Exit Height:	<b>1.70</b> meters
Centerline to Invert:	<b>3.24</b> meters
Velocity at Draft Tube Exit: (at Rated head and Discharge)	<b>1.49</b> m/sec

Typical Runner Data -

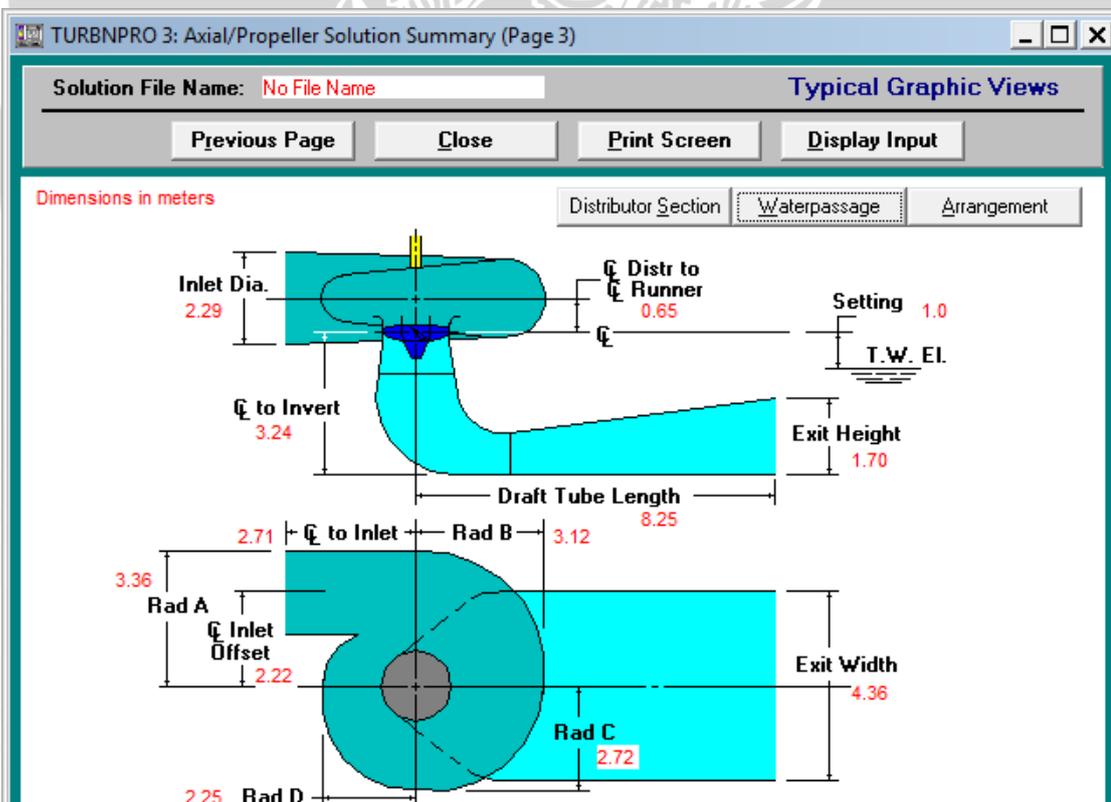
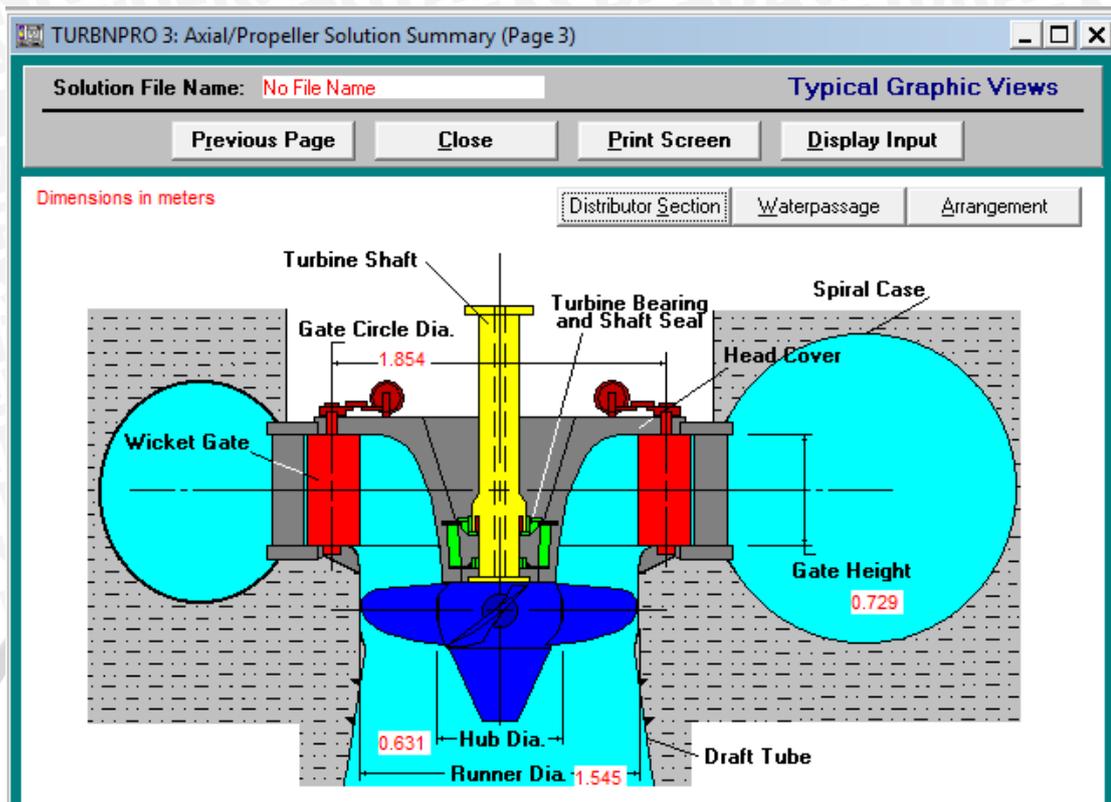
Number of Runner Blades:	<b>4</b>
Hub Diameter:	<b>631</b> mm
Runner and Shaft Weight:	<b>1704</b> kg
Centerline to Shaft Coupling:	<b>3366</b> mm
Runner to Distributor Centerline:	<b>649</b> mm

Miscellaneous -

Wicket Gate Height:	<b>729</b> mm
Gate Circle Diameter:	<b>1854</b> mm
Turbine Shaft Diameter:	<b>164</b> mm
Maximum Hydraulic Thrust: (under the Maximum Net Head)	<b>2716</b> kg
Reverse Hydraulic Thrust: (under the Maximum Net Head)	<b>3205</b> kg

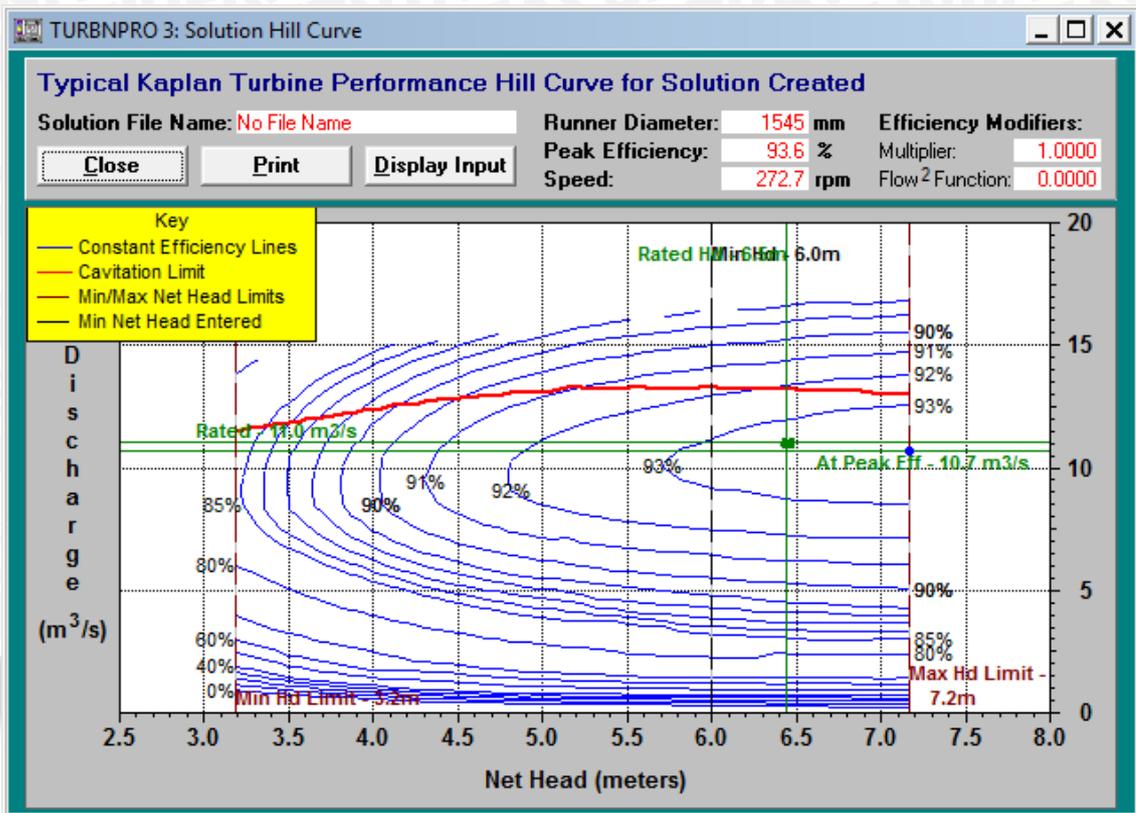
Gambar 2.44. Tampilan Ringkasan Desain TURBNPRO V3

2. Gambar desain



Gambar 2.45. Tampilan Gambar Desain TURBNPRO V3

3. Hill curve atau kurva performa turbin



Gambar 2.46. Tampilan *Hill Curve* TURBNPRO V3

