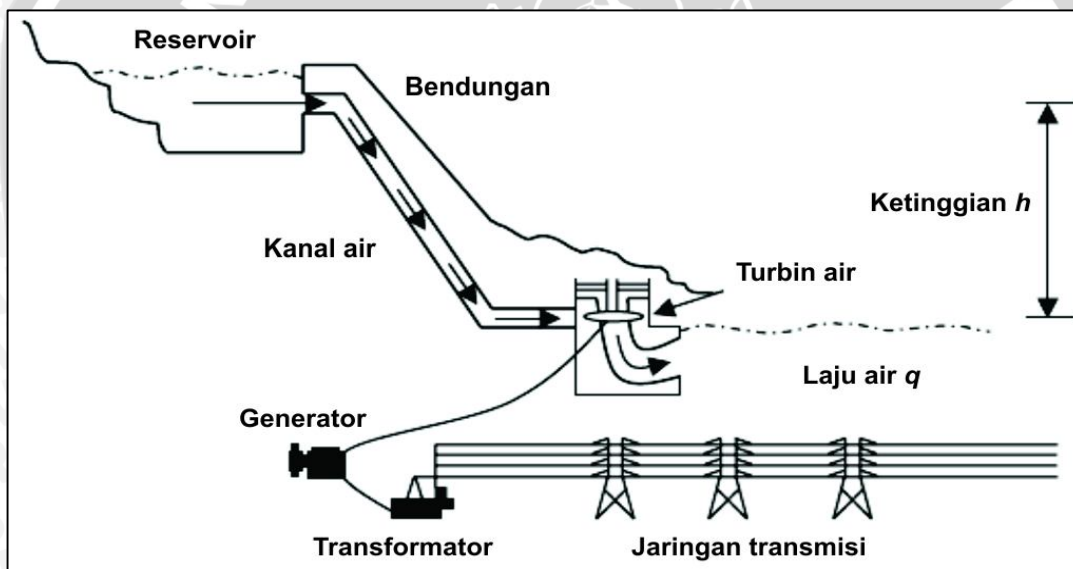


BAB II LANDASAN TEORI

2.1. Pembangkit Listrik Tenaga Air

Untuk mewujudkan suatu pembangunan Pembangkit Listrik Tenaga Air (PLTA) sebagai upaya pengadaan listrik, salah satu syaratnya adalah lokasi yang akan dibangun pembangkit listrik ini harus layak baik dari segi teknis maupun ekonomis. Debit air, tinggi jatuh, dan potensi *outflow*/ kluaran merupakan tolok ukur utama dalam menentukan lokasi suatu Pembangkit Listrik Tenaga Air (PLTA).

Analisa hidrologi sangat diperlukan dalam suatu perencanaan Pembangkit Listrik Tenaga Air (PLTA), yaitu untuk menentukan debit andalan dan debit pembangkit yang diperlukan untuk menentukan kapasitas dan energi yang dihasilkan oleh Pembangkit Listrik Tenaga Air (PLTA) tersebut.



Gambar 2.1 Skema Konversi Energi Pada Pembangkit Listrik Tenaga Air

Sumber: <http://konversi.wordpress.com/2010/05/01/sekilas-mengenai-pembangkit-listrik-tenaga-air-plta>

2.2.1 Jenis-Jenis Pusat Listrik Tenaga Air

A. Penggolongan Berdasarkan Tinggi Terjun Yang Ada

Pusat listrik jenis terusan air (*water way*) adalah pusat listrik yang mempunyai tempat ambil (*intake*) di hulu sungai, dan mengalirkan air ke hilir melalui terusan air dengan kemiringan (*gradient*) yang agak kecil. Tenaga listrik dibangkitkan dengan cara memanfaatkan tinggi terjun dengan kemiringan sungai tersebut.

Jenis bendungan (*dam*) adalah jenis pusat listrik dengan bendungan yang melintang sungai guna menaikkan permukaan air di bagian hulu bendungan dan membangkitkan tenaga listrik dengan memanfaatkan tinggi terjun yang diperoleh antara sebelah hulu dan hilir sungai.

Pusat listrik jenis bendungan dan terusan air merupakan jenis gabungan dari kedua jenis tersebut di atas. Jenis ini membangkitkan tenaga listrik dengan menggunakan tinggi terjun yang didapat dari bendungan dan terusan.

B. Penggolongan Menurut Aliran Air

PLTA aliran sungai (*run-of-river*), biasanya kerap kali dipakai pada pusat listrik jenis saluran air. Jenis ini membangkitkan tenaga listrik dengan memanfaatkan aliran air sungai itu sendiri secara alamiah.

PLTA waduk (*storage*), adalah PLTA yang mempunyai tampungan air yang ukurannya cukup untuk memungkinkan penampungan air kelebihan di musim hujan guna musim kemarau yang dimaksudkan untuk mengatur pastinya aliran air yang lebih besar dari pada aliran alamiah minimum.

PLTA jenis pompa (*pumped storage*), adalah jenis PLTA yang memanfaatkan tenaga listrik yang kelebihan pada musim hujan atau pada saat pemakaian tenaga listrik berkurang pada tengah malam. Pada waktu itu air dipompa kembali oleh pompa ke atas dan disimpan dalam waduk. Jadi, pusat listrik jenis ini memanfaatkan kembali air yang didapat untuk membangkitkan tenaga listrik pada beban puncak pada siang hari (di Indonesia sekarang sekitar jam 19.00).

PLTA dengan kolam pengatur (*regulating pond*), mengatur aliran sungai setiap hari atau setiap minggu dengan menggunakan kolam pengatur yang dibangun melintang sungai dan membangkitkan tenaga listrik sesuai dengan perubahan beban. Di samping itu ada lagi jenis lain dengan kolam pengatur yang dibangun di bagian hilir pusat listrik beban puncak (*peaking power plant*) dengan waduk berkapasitas besar atau kolam (*pondage*), yang mengatur perubahan aliran air waktu beban puncak (*peak water flow*) sehingga menjadi aliran air yang konstan. Pusat listrik semacam ini disebut pusat listrik jenis kolam kompensasi.

2.1.2 Menentukan Energi Potensial

A. Jenis Energi Tenaga Air

Energi pembangkit tenaga listrik yang dihasilkan dengan merubah energi potensial air yang mengalir dari elevasi tinggi ke elevasi rendah melalui turbin hidrolik yang terhubung dengan generator. Energi listrik biasanya diukur dalam kilowatt-jam, tetapi bisa juga

didefinisikan dalam kilowatt rata-rata. Tiga jenis energi yang penting dalam studi listrik tenaga air yaitu energi tahunan rata-rata, primer, dan sekunder.

1. Energi tahunan rata-rata

Energi tahunan rata-rata pada pembangkit tenaga air adalah perkiraan jumlah rata-rata energi yang bisa dihasilkan oleh proyek tersebut dalam setahun, yang didasarkan pada pemeriksaan dari periode debit historis jangka panjang. Dalam analisis pengurutan debit sungai, energi tahunan rata-rata dihitung dengan cara menghitung rata-rata nilai pembangkitan per tahun dalam periode ulang. Dalam analisis non-sekuensial, itu dihitung dengan mengukur area di bawah kurva lengkung daya (*power-duration curve*) per tahun. Dalam studi ini, kebutuhan energi berdasarkan pada energi tahunan rata-rata.

2. Energi primer

Menurut sudut pandang pemasaran, energi primer adalah energi listrik yang tersedia dalam basis pasti untuk memenuhi peningkatan beban tertentu. Untuk memasarkan energi tenaga air sebagai energi primer, maka debit yang digunakan untuk membangkitkannya juga harus tersedia dalam basis pasti. Karena itu, energi primer tenaga air (disebut juga energi utama) biasanya dihitung dari *output* energi sebuah pembangkit pada periode kritis dalam catatan debit sungai.

Karena PLTA atau sistem tenaga air membawa porsi besar beban sistem listrik, maka *output* energi primer pada pembangkit tenaga air akan mengikuti pola kebutuhan musiman. Simpanan waduk sering dibutuhkan untuk membentuk *output* energi agar sesuai dengan pola kebutuhan musiman. Karena tenaga air hanya berisi sebagian kecil dari basis sumberdaya sistem pembangkit listrik, output tenaga air tersebut tidak selalu harus sesuai dengan pola kebutuhan musiman. Hasil dari energi primer dapat dikombinasikan dengan pembangkit listrik lainnya dan cara ini bisa meningkatkan kemampuan total sistem energi primer.

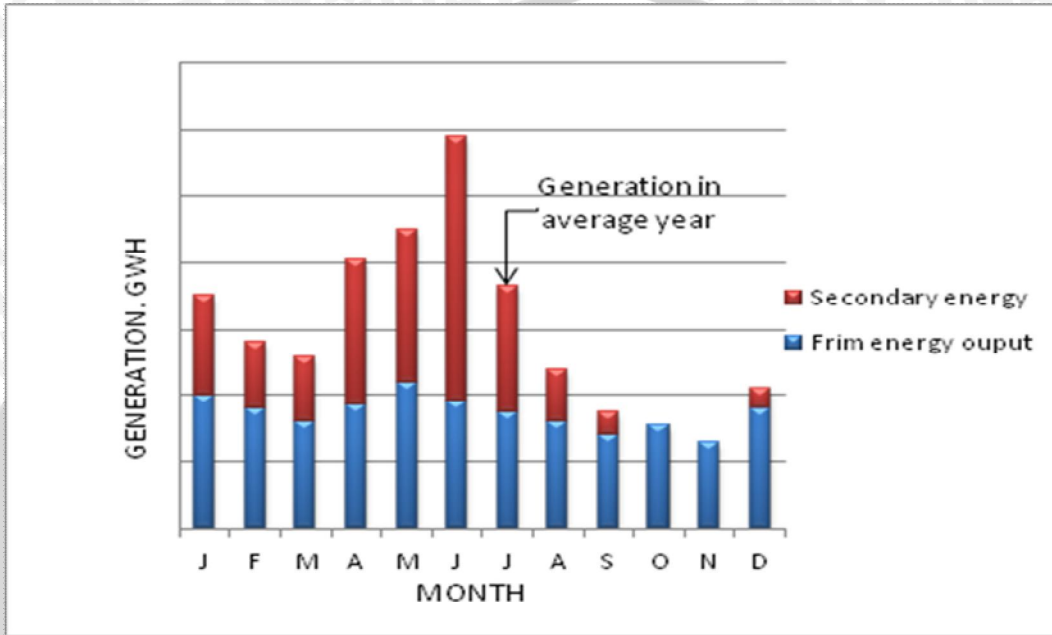
3. Energi sekunder

Energi yang dihasilkan lebih dari jumlah pembangkit didefinisikan sebagai energi sekunder. Karena itu, energi ini diproduksi dalam tahun di luar periode kritis dan sering dikonsentrasikan terutama pada musim limpasan tinggi di tahun-tahun tertentu. Energi sekunder umumnya dinyatakan sebagai nilai rata-rata tahunan dan dapat dihitung sebagai selisih antara energi primer tahunan dan energi tahunan rata-rata. Gambar 2.2 menunjukkan output energi bulanan untuk sebuah proyek pembangkit tenaga air di periode kritis dan untuk rata-rata air pertahun. Daerah yang tidak berbayang mewakili produksi energi sekunder dalam rata-rata air pertahun.

B. Persamaan Tenaga Air

1. Tenaga mekanik

Jumlah daya yang dihasilkan oleh turbin hidrolik adalah fungsi dari jumlah air yang tersedia, tinggi jatuh hidrolik bersih di turbin, dan efisiensi turbin. Hubungan ini dinyatakan pada persamaan daya air :



Gambar 2.2 Output Energi Bulanan untuk Tipe Proyek Tenaga Air
 Sumber : DEPARTEMENT OF THE ARMY U. S. Army Corps Of Engineers, 5-4

$$H_p = \frac{QHe_t}{8.815} \tag{2-1}$$

Dimana :

H_p = tenaga kuda tersedia

Q = debit (m³/det)

H = Tinggi jatuh bersih (m)

e_t = efisiensi turbin

2. Daya listrik (kW)

Persamaan (2-1) bisa juga dinyatakan dalam output listrik ke kilowatts :

$$kW = \frac{QHe}{11.81} \tag{2-2}$$

Pada persamaan di atas, efisiensi turbin (e_t) tergati menjadi efisiensi keseluruhan (e) yang merupakan hasil dari efisiensi generator (e_g), dan efisiensi turbin (e_t). Efisiensi turbin dan generator dari 80-85 persen terkadang digunakan. Pada persamaan (2-2) dapat

disederhanakan dengan menggabungkan efisiensi keseluruhan sebesar 85 persen, sebagai berikut :

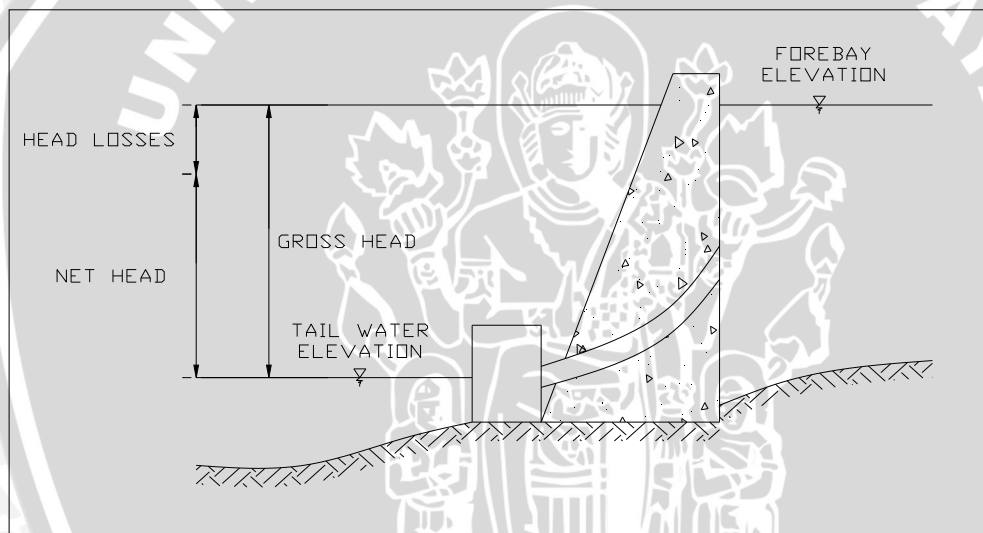
$$kW = 0.072 QH \quad (2-3)$$

3. Energi (kWh)

Untuk mengubah *output* daya pada pembangkit sebuah proyek ke energi, persamaan 2-4 harus diintegrasikan terlebih dahulu :

$$kWh = \frac{1}{11.81} \int_{t=0}^{t=n} Q_t H_t dt \quad (2-4)$$

Proses integrasi ini dilakukan dengan menggunakan prosedur routing pada debit sungai yang berurutan atau oleh analisis kurva lengkung aliran (*flow-duration curve*). Sumber parameter yang sering digunakan untuk membentuk persamaan tenaga air ialah aliran air, tinggi jatuh, dan efisiensi.



Gambar 2.3 Tinggi Jatuh Bruto vs Tinggi Jatuh Bersih

Sumber : DEPARTEMENT OF THE ARMY U. S. Army Corps Of Engineers, 5-6

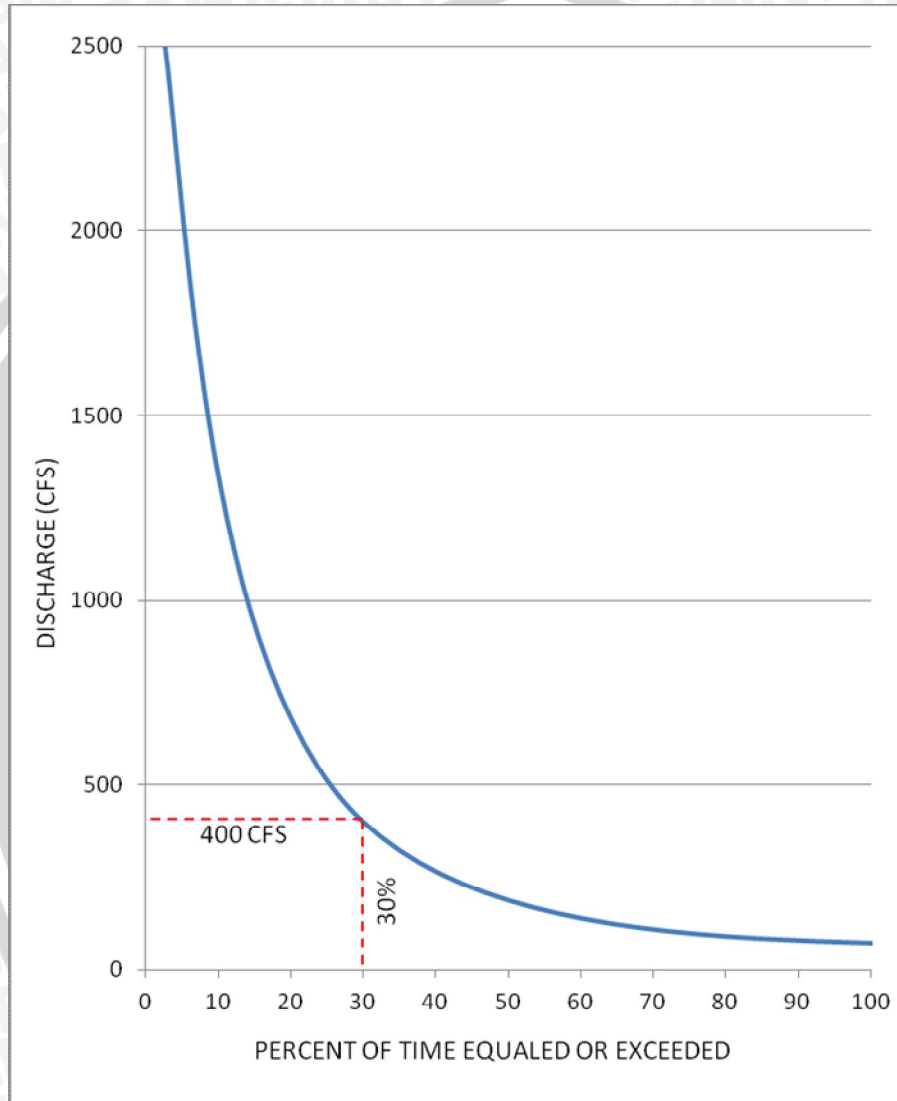
C. Pendekatan Untuk Perkiraan Energi

Dua pendekatan dasar yang digunakan dalam menentukan potensi energi untuk tenaga air :

1. Metode lengkung aliran (*Flow-Duration Curve*)

Metode lengkung aliran menggunakan kurva lengkung yang berasal dari kondisi debit sungai yang diamati atau diperkirakan sebagai titik awal. Debit sungai yang sesuai dengan nilai persen digunakan pada persamaan tenaga air (2-2) untuk mendapatkan kurva lengkung daya (*power-duration curve*). Elevasi *forebay* dan *tailwater* harus diasumsikan konstan dengan debit, dengan demikian dampak dari pengoperasian tampungan pada waduk tidak

digunakan. Nilai dari efisiensi rata-rata tetap. Pada waktu daya terpasang di ujikan, karakteristik pengoperasian seperti debit minimum unit turbin tunggal, pengoperasian tinggi jatuh minimum, dan kapasitas daya terpasang diterapkan untuk membatasi pembangkitan yang dihasilkan dari instalasi tersebut. Daerah di bawah kurva lengkung daya yang tersedia adalah perkiraan output energi pembangkit.



Gambar 2.4 Contoh Lengkung Aliran

Sumber : DEPARTEMENT OF THE ARMY U. S. Army Corps Of Engineers, 5-43

Metode ini memiliki keuntungan karena relatif sederhana dan cepat, sehingga dapat digunakan secara ekonomis untuk menghitung *output* daya menggunakan data debit sungai harian. Kelemahannya adalah bahwa metode ini tidak dapat secara akurat mensimulasikan penggunaan daya tampung untuk meningkatkan produksi energi, hal ini tidak dapat

menangani proyek dimana tinggi (elevasi *forbay* dan *tailwater*) berbeda, dan tidak dapat digunakan untuk menganalisa sistem proyek.

2. Metode hasil routing pada debit sungai yang berurutan (*Sequential Streamflow Routing*)

Dengan metode SSR atau disebut juga dengan metode simulasi, *output* energi dihitung secara berurutan untuk masing-masing interval pada analisis suatu periode. Metode ini menggunakan persamaan kontinuitas debit sungai yang melewati pembangkit, dengan demikian elevasi waduk dihasilkan dari pengaturan waduk. Metode ini dapat digunakan untuk mensimulasikan tampungan untuk pengoperasian tenaga air maupun pengoperasian *non-power*, seperti pengendali banjir, penyediaan air bersih, dan irigasi.

Keuntungan dari metode SSR adalah dapat digunakan untuk memeriksa proyek dimana tinggi jatuh yang bervariasi dari debit sungai, ini bisa digunakan untuk memodelkan dampak dari regulasi waduk untuk tujuan pembangkit tenaga air atau pembangkit lainnya, dapat juga digunakan untuk menyelidiki proyek yang dijalankan sebagai bagian dari suatu sistem pembangkit. Kelemahan utama pemakaian metode SSR ini adalah terlalu rumit.

Selain itu, juga ada metode *hybrid* yang berisi gabungan metode SSR dan metode lengkung aliran. Debit sungai historis dan data elevasi waduk di periode pencatatan diperoleh baik dari catatan historis atau dari analisa SSR yang telah ada (seperti studi operasional dilakukan untuk mengevaluasi fungsi proyek). Output daya dihitung secara berurutan untuk setiap interval di periode pencatatan, dan data yang dihasilkan dipadukan dengan format kurva lengkung debit untuk evaluasi lebih lanjut. Metode *hybrid* dikembangkan terutama untuk menyelidiki penambahan daya pada proyek yang terdapat tinggi jatuh berbeda menurut aliran. Ini berisi kontrol proyek tampungan banjir dan proyek konservasi dengan tampungan yang diatur untuk tujuan *non-power*. Metode *hybrid* biasanya lebih cepat dari pada SSR tapi lebih lambat dibandingkan dengan metode kurva lengkung aliran.

D. Pemilihan Metode

Sementara ini, metode lengkung aliran dapat digunakan hampir pada setiap proyek, meskipun perkiraan energi untuk proyek dengan tampungan atau tempat tinggi jatuh bebas bervariasi dari aliran harus perlu diperhatikan. Berikut ini adalah penjelasan tentang metode yang biasanya digunakan untuk berbagai jenis proyek.

1. Proyek jenis aliran sungai (*run-of-river*)

Untuk tipe pekerjaan *run-of-river*, tinggi jatuh pada dasarnya tetap (puncak tinggi jatuh) atau tinggi jatuh berbeda yang bergantung pada debit (tinggi jatuh rendah), metode lengkung aliran umumnya menjadi pilihan terbaik pada proyek ini. Jika tinggi jatuh yang mengandalkan aliran, metode *hybrid* harus digunakan. SSR juga dapat digunakan, tetapi

biasanya tidak dipilih untuk proyek tunggal karena analisa aliran harian yang dibutuhkan untuk mendapatkan hasil yang akurat pada proyek *run-of-river* biasanya terlalu memerlukan banyak waktu. Namun, kadang kala metode SSR ini juga sering digunakan untuk menganalisis proyek *run-of-river* yang dioperasikan sebagai bagian dari system, yang juga bagian dari tampungan proyek. Alternatif yang ke dua menggunakan debit dari sistem studi SSR sebagai input untuk analisa lengkung aliran atau disebut juga *hybrid*.

2. Proyek jenis tampungan (*storage*)

Metode SSR adalah satu-satunya metode untuk mengevaluasi proyek jenis tampungan yang difungsikan untuk beberapa tujuan termasuk pada tenaga. SSR biasanya juga digunakan untuk memeriksa kelayakan tenaga dalam proyek yang memiliki tampungan konservasi yang difungsikan untuk tujuan selain tenaga. Metode *hybrid* dapat digunakan untuk memeriksa penambahan daya untuk proyek tampungan *non-power*, khususnya jika terdapat catatan historis yang cukup dan tidak ada perubahan prosedur peraturan di masa berikutnya.

3. Proyek jenis pompa (*pumped storage*)

Pengoperasian proyek jenis pompa dari kolam ditentukan oleh kebutuhan daya dibandingkan pada kondisi hidrologi. Model sistem daya biasanya digunakan untuk mengestimasi *output* energi yang dibutuhkan di sebuah proyek. Akan tetapi, SSR routing jam-jaman dibutuhkan untuk menguji cukup atau tidanya tampungan dan dampaknya ke proyek *non-power* dan penggunaan aliran sungai. Bila tampungan rendah pada proyek tampungan, maka studi catatan periode yang menggunakan metode *hybrid* atau SSR jelas dibutuhkan untuk mengetahui efek pengaruh tampungan terhadap pengoperasian tinggi jatuh proyek jenis pompa.

2.1.3 Perencanaan Daya Terpasang

A. Definisi

Berikut adalah pemahan istilah yang berkaitan dengan perencanaan daya terpasang.

1. Kapasitas ternilai

Kapasitas ternilai dari sebuah unit pembangkit adalah kapasitas yang dirancang untuk menyalurkan/memberikan layanan. Jarak pengoperasian dari unit yang beroperasi harus ditentukan, dan desain turbin dipilih utamanya yang paling bisa memenuhi kebutuhan. Desain ini ditentukan penilaian dalam hal karakteristik : yaitu turbin harus menghasilkan nilai *output* (daya) berdasarkan tinggi jatuh yang diberikan, debit, dan efisiensi tertentu. Generator dipilih dan harus sesuai dengan *output* turbin. *Output* generator (dalam kW) disebut nilai kapasitas generator. Turbin dan generator mengimbuhkan *nameplate* yang menspesifikasikan nilai

output dari mesin untuk generator. Oleh karena itu, kapasitas ternilai terkadang disebut juga *nameplate capacity*.

2. Kapasitas beban lebih

Kapasitas beban lebih mengacu pada tingkat *output* generator yang dapat memberikan lebih dari kapasitas ternilai dalam kondisi yang ditetapkan. Di masa lalu, generator di proyek biasanya dibeli dengan kapasitas maksimum 15 persen lebih besar dari kapasitas ternilai. Hal ini menimbulkan kerumitan karena, beberapa unit dibuat untuk dapat beroperasi secara teratur pada kapasitas maksimum, dan agar pengoperasian ini bisa efektif, maka generator disesuaikan dengan turbin pada kapasitas maksimum.

3. Kapasitas terpasang

Kapasitas nominal dari perencanaan daya disebut kapasitas terpasang. Kapasitas terpasang biasanya merupakan bagian dari laju kapasitas dari semua unit perencanaan.

4. Kapasitas puncak

Kapasitas puncak adalah kapasitas maksimum yang dapat dicapai oleh pembangkit listrik, yang menyebabkan kehilangan tinggi jatuh yang terjadi karena elevasi *tailwater* ketika pembangkit beroperasi pada debit maksimum (kapasitas hidrolik).

5. Kapasitas andalan

Kapasitas yang dapat diandalkan dimaksudkan untuk mengukur jumlah kapasitas perencanaan daya yang bisa memberikan kontribusi dalam memenuhi kebutuhan sistem daya puncak. Biasanya didefinisikan sebagai kemampuan pembawa beban dari pembangkit listrik dalam kondisi beban negative dan kondisi aliran. Manfaatnya, kapasitas yang dapat diandalkan dimaksudkan untuk memberikan sebuah ukuran jumlah kapasitas pembangkitan thermal yang bisa diganti dengan pembangkit tenaga listrik.

6. Kapasitas puncak berkelanjutan

Istilah ini menggambarkan jumlah kapasitas puncak yang bisa dijalankan PLTA pada bebannya : yaitu, kapasitas puncak yang hanya bisa digunakan jika didukung oleh energi yang cukup untuk kenaikan beban yang di ijinan. Kapasitas puncak berkelanjutan dapat diartikan, misalnya sebagai jumlah kapasitas yang tersedia untuk memenuhi beban harian atau mingguan tertentu. Kapasitas puncak berkelanjutan ini biasanya digunakan untuk menentukan kapasitas yang diandalkan pada suatu proyek.

7. Kapasitas hidrolik

Kapasitas hidrolik adalah aliran maksimum pada pembangkit listrik tenaga air yang dapat digunakan untuk daya pembangkit. Kapasitas hidrolik bisa berbeda menurut tinggi jatuh dan tinggi jatuh maksimum. Perhitungan tinggi jatuh, terbatas oleh kapasitas generator,

dan perhitungan tinggi jatuh di bawah terbatas oleh debit pada bukaan pintu. Perencanaan kapasitas hidrolis biasanya sesuai dengan output pada perhitungan tinggi jatuh. Beberapa perencanaan lama memiliki perhitungan turbin dengan tinggi jatuh yang berbeda, dalam kasus ini, kapasitas hidrolis adalah pelepasan maksimum pada tinggi jatuh yang merupakan perhitungan dari rata-rata berbagai tinggi jatuh.

8. Faktor perencanaan

Faktor perencanaan adalah perbandingan beban rata-rata pada perencanaan untuk periode waktu yang ditentukan pada kapasitas daya terpasang. Misalnya, faktor perencanaan tahunan rata-rata akan ditetapkan sebagai berikut:

$$\text{Faktor perencanaan tahunan} = \frac{\text{energi tahunan rata-rata}}{8760 \times \text{kapasitas daya terpasang}} \quad (2-5)$$

Dimana energi tahunan rata-rata dinyatakan dalam kilowatt-jam dan kapasitas daya terpasang dinyatakan dalam kilowatt. Faktor perencanaan biasanya didasarkan pada perhitungan kapasitas dari seluruh pembangkit, tetapi terkadang lebih ditekankan sebagai dasar perencanaan dari puncak kemampuan yang sebenarnya.

9. Faktor kapasitas

Faktor kapasitas sama seperti faktor perencanaan tapi ukurannya lebih umum. Hal ini dapat diterapkan pada unit individu, sebuah pembangkit listrik, atau bahkan kemampuan pada jumlah sumber daya dari suatu sistem.

B. Prosedur Untuk Perencanaan Daya Terpasang

Prosedur perencanaan daya terpasang adalah proses interative dan perhitungan terencana yang bertahap mengikuti dan didasarkan pada studi pembelajaran karakteristik dari projek. Tinjauan analisis dapat dipertimbangkan hanya pada ukuran perencanaan tunggal, mungkin berdasarkan karakteristik tipe perencanaan. Jika studi lokasi dilanjutkan ke tahap hasil kelayakan, analisa akan diperluas ke berbagai alternative untuk mengetahui ukuran perencanaan yang paling ekonomis. Analisa ini juga akan mempertimbangkan factor fisik, lingkungan, operasional, dan daya jual yang mungkin membatasi berbagai kelayakan instalasi.

1. Tahap dasar

Perencanaan daya terpasang pada PLTA mengikuti prosedur perencanaan umum penulisan dalam buku panduan petunjuk perencanaan. Namun, dalam hal ini, langkah-langkah khusus berikut dapat diterapkan untuk pemilihan pemasangan daya. Prosedur ini hanya mengacu pada pemilihan pemasangan daya yang tepat untuk konfigurasi projek tertentu. Berikut ini menggambarkan bagaimana perencanaan daya terpasang akan dilakukan

pada analisa alternative penentuan dam, ukuran waduk, perencanaan pengoperasian, atau factor lain yang juga dipertimbangkan. Berikut tahapan-tahapannya :

- Membuat perkiraan awal tentang *output* energi proyek dengan menggunakan tipe perencanaan daya terpasang atau dengan dibatasi oleh perencanaan daya terpasang.
 - Menentukan tipe (atau jenis) dari pembangkit listrik yang dibutuhkan dalam sistem dan yang dapat disediakan oleh proyek.
 - Atas dasar langkah-langkah sebelumnya, pilih berbagai perencanaan daya terpasang. Generator pada proyek
 - Memilih jumlah dan ukuran unit pembangkit untuk masing-masing perencanaan daya terpasang.
 - Menghitung ulang *output* energi untuk setiap instalasi agar bisa mengetahui batasan yang ditentukan oleh perencanaan daya terpasang.
 - Mengidentifikasi kendala fisik, kendala lingkungan, dan pertimbangan pengoperasian *non-power* dengan batasan pengoperasian daya.
 - Membuat studi pengoperasian per jam, jika perlu, untuk menentukan apakah *output* daya yang diinginkan dapat tercapai pada kendala pengoperasian *non-power*.
 - Mempertimbangkan pengukuran seperti peningkatan tampungan, ketentuan dari pengatur dam, atau unit pembangkit untuk meningkatkan kapasitas andalan.
 - Menentukan kapasitas andalan yang dapat digunakan setiap perencanaan.
 - Menghitung kapasitas dan manfaat energi untuk setiap perencanaan.
 - Berdasarkan analisa dari semua manfaat dan pertimbangan lainnya, pilih perencanaan daya terpasang terbaik.
2. Tidak semua tahapan dalam garis besar tersebut perlu dipertimbangkan untuk semua proyek. Contoh, studi operasi jam-jaman tidak diperlukan untuk proyek *run-of-river* dengan tanpa tampungan. Perincian analisa dari daya terpasang dan jumlah unit yang akan dipakai dalam studi kelayakan jika hanya memiliki dampak pada daya *output* yang signifikan. Urutan tahapan dimaksudkan untuk memberikan panduan umum saja. Perencanaan daya terpasang adalah proses berulang-ulang, dan tahapan-tahapan ini mungkin dilakukan beberapa kali sebelum identifikasi perencanaan terbaik.

2.1.4 Konsep Perhitungan Daya dan Energi

A. Daya

Daya merupakan energi tiap satuan waktu, besarnya daya yang dihasilkan dihitung dengan persamaan sebagai berikut (Patty,1995:14) :

$$P = 9,8 \times H_{\text{eff}} \times Q \times \eta_t \quad (2-6)$$

dengan:

P : Daya (kW)

H_{eff} : Tinggi jatuh efektif (m)

Q : Debit outflow (m³/dtk)

η_t : Efisiensi turbin

B. Tinggi Jatuh Efektif (H_{eff})

Tinggi jatuh efektif adalah selisih antara elevasi muka air waduk (EMAW) dengan tail water level (TWL) dikurangi dengan total kehilangan tinggi tekan. Persamaan tinggi jatuh efektif (Varshney, 1977:562) :

$$H_{\text{eff}} = \text{EMAW} - \text{TWL} - h_l \quad (2-7)$$

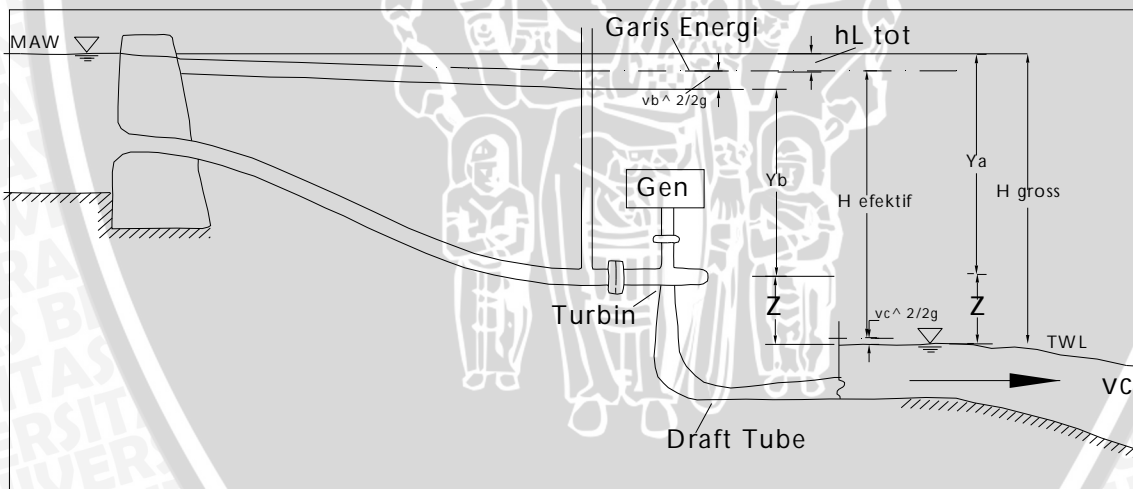
dengan:

H_{eff} : Tinggi jatuh efektif (m)

EMAW : elevasi muka air waduk (m)

TWL : tail water level (m)

h_l : total kehilangan tingi tekan (m)



Gambar 2.5 Tinggi Jatuh Efektif PLTA
Sumber: Suryono:7

C. Daya 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*.

Menurut Linsley, daya generator arus bolak-balik diukur dalam kilovolt ampere (kVA) untuk suatu kenaikan suhu tertentu, dimana dengan kenaikan suhu tersebut masih aman terhadap bahan-bahan isolasi. Daya semu dari suatu generator berbeda dari daya nyatanya menurut persamaan sebagai berikut:

$$\text{Daya nyata (kW)} = \text{daya semu (kVA)} \times \text{faktor daya} \quad (2-8)$$



Gambar 2.6 Generator

Sumber : <http://foto.detik.com/readfoto/2012/02/21/183733/1848266/157/1/beginilah-cara-merawat-generator-raksasa-plta>

Dengan faktor daya tidak mungkin lebih besar dari satu. Nilai faktor daya tergantung pada sambungan antara induktansi dan tahanan beban. Suatu beban dengan induktansi yang sangat kecil akan mempunyai faktor daya mendekati satu. Efisiensi generator biasa diasumsikan 0,90 sampai 0,98 persen untuk unit besar pada PLTA (Anonim, 1989:5-18).

Daya generator didapat dari persamaan (Arismunandar, 2004:19) :

$$P_G = 9,8 \times H \times Q \times \eta_t \times \eta_G \quad (2-9)$$

dengan:

P_G : Daya generator (kW)

H : Tinggi maksimum (m)

Q : Debit outflow (m^3/dtk)

η_t : Efisiensi turbin

η_G : Efisiensi generator

D. Daya Yang Dihilangkan

1. Daya Beban Dasar (*Base Load*)

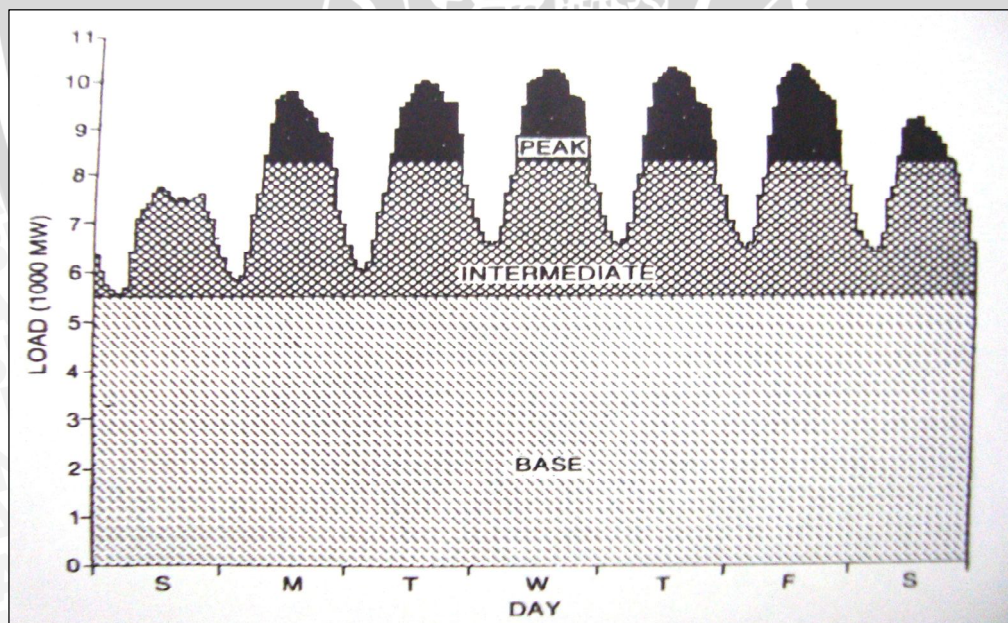
Daya beban dasar adalah daya listrik yang dibangkitkan pada saat suatu PLTA tidak memikul beban dasar. Beban dasar mengacu pada beban minimum dalam jangka waktu dan sering digunakan untuk menggambarkan bagian dari kebutuhan beban yang terjadi 24 jam sehari.

2. Daya Beban Puncak (*Peak Load*)

Beban puncak adalah daya maksimum yang dapat dibangkitkan oleh suatu PLTA untuk memikul beban puncak yang juga disebut sebagai kapasitas terpasang suatu PLTA. Perencanaan beban puncak bersih mungkin memiliki faktor perencanaan tahunan rata-rata sampai sekitar 17%. Daya ini hanya dioperasikan pada jam-jam tertentu dalam sehari. Perencanaan tipe beban puncak mungkin diperlukan untuk mengoperasikan 4 sampai 8 jam per hari pada *output* maksimal selama periode beban puncak dan untuk jangka pendek atau penurunan pada *output* untuk sisa waktu.

E. Debit Pembangkitan

Debit pembangkitan adalah besarnya debit yang diperlukan untuk menggerakkan turbin, generator. Sedangkan besar kecilnya debit pembangkitan tergantung beban yang dibangkitkan, dalam hal ini beban dasar (*base load*) atau beban puncak (*peak load*).



Gambar 2.7 Contoh bentuk jenis beban mingguan

Sumber : DEPARTEMENT OF THE ARMY U. S. Army Corps Of Engineers, 6-7

Misalkan waktu yang digunakan untuk pengoperasian beban dasar adalah t_1 dan waktu yang digunakan untuk pengoperasian beban puncak adalah t_2 , maka :

$$Q_{base\ load} = \frac{24}{t_1} \times Q \quad (2-10)$$

$$Q_{peak\ load} = \frac{24}{t_2} \times Q \quad (2-11)$$

Dengan :

$Q_{base\ load}$: debit untuk pengoperasian beban dasar (*base load*) (m^3/det)

$Q_{peak\ load}$: debit untuk pengoperasian beban puncak (*peak load*) (m^3/det)

Q : debit rata-rata yang tersedia (m^3/det)

F. Energi Listrik Yang Dihasilkan

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 PLTA yang berupa debit *outflow* dengan periode n harian.

$$\begin{aligned} E &= 9,8 \times H \times Q \times \eta_g \times \eta_t \times t \times n \\ &= P \times t \times n \end{aligned} \quad (2-12)$$

dengan:

E : Energi tiap satu periode (kWH)

H : Tinggi jatuh efektif (m)

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

η_g : efisiensi turbin

t : lamanya operasi PLTA (jam)

n : jumlah hari dalam satu periode.

2.2 Hidrologi

2.2.1 Debit Masukan (*Inflow Discharge*)

Dalam perencanaan proyek-proyek irigasi dan pusat tenaga listrik, hal terpenting yang harus diperhatikan adalah penentuan pengaliran sungai yang sekiranya dapat diperoleh untuk mencukupi kebutuhan secara teratur, sesuai dengan rencana kebutuhan air menurut aliran, volume, dan waktu yang ditentukan. Yang dimaksud dengan penentuan tingkat pengaliran sungai dalam hal ini adalah debit bulanan Waduk Kusan 3 selama 46 tahun (dari tahun 1952 sampai 1998). Data historik inflow untuk Waduk Kusan 3 diperoleh dari pengukuran debit dilapangan dan berupa data inflow bulanan (hal ini dapat di lihat pada lampiran).

2.2.2 Debit Andalan

Debit andalan adalah besarnya debit yang dapat tersedia untuk memenuhi kebutuhan air dengan resiko kegagalan yang telah diperhitungkan. Dalam perencanaan proyek-proyek Pusat Listrik Tenaga Air terlebih dahulu harus dicari debit andalan (*dependable discharge*), yang tujuannya adalah menentukan debit perencanaan yang diharapkan selalu tersedia di sungai (Soemarto, 1987:213).

. Debit andalan diartikan sebagai debit yang tersedia untuk keperluan tertentu (seperti irigasi, PLTA, air baku, dan lain-lain) sepanjang tahun, dengan resiko kegagalan yang telah diperhitungkan. Menurut pengamatan, besarnya debit andalan untuk berbagai keperluan adalah :

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%

Debit andalan dapat ditentukan dengan berbagai metode, masing-masing cara mempunyai ciri khas sendiri-sendiri. Pemilihan metode yang sesuai umumnya didasarkan atas pertimbangan data yang tersedia, jenis kepentingan, dan pengalaman. Metode-metode untuk analisis debit andalan tersebut antara lain sebagai berikut :

a. Metode karakteristik aliran (*flow characteristic*)

Perhitungan debit andalan dengan metode ini memakai data yang didapatkan berdasarkan karakteristik alirannya. Metode ini dipakai untuk :

1. Daerah Aliran Sungai (DAS) dengan fluktuasi maksimum dan minimumnya relatif besar dari tahun ke tahun
2. Kebutuhan yang relatif tidak konstan sepanjang tahun
3. Data yang tersedia cukup panjang.

Karakteristik aliran dalam hal ini dihubungkan dengan kriteria sebagai berikut :

1. Tahun normal, jika debit rata-rata tahunnya sama dengan atau mendekati debit rata-rata dari tahun ke tahun
2. Tahun kering, jika debit rata-rata tahunannya dibawah debit rata-rata dari tahun ke tahun

3. Tahun basah, jika debit rata-rata tahunnya diatas debit rata-rata dari tahun ke tahun.

b. Metode tahun penentu (*basic year*)

Penentuan debit andalan dengan metode ini, antara lain dengan menentukan suatu tahun tertentu sebagai dasar perencanaan.

c. Metode bulan penentu (*basic month*)

Metode ini adalah menentukan bulan tertentu sebagai dasar perencanaan.

d. Metode Q rata-rata minimum

Penentuan debit andalan dengan metode ini berdasarkan pada data debit rata-rata bulanan yang minimum, biasanya dipakai untuk :

1. DAS dengan fluktuasi debit maksimum dan minimum tidak terlalu besar dari tahun ke tahun
2. Kebutuhan relatif konstan sepanjang tahun.

Peluang kejadian debit dihitung dengan rumus probabilitas dari persamaan *Weibull*.

Cara menghitung rerata debit dalam satu tahun untuk tiap tahun data yang diketahui adalah :

1. Merangkum data mulai dari yang kecil ke besar
2. Menghitung probabilitas untuk masing-masing data dengan menggunakan persamaan *Weibull* (Subarkah, 1980:111) :

$$P(X_m) = \frac{m}{N+1} \times 100\% \quad (2-13)$$

Dengan :

- P = Probabilitas (%)
 m = Nomor urut data debit
 n = Jumlah data pengamatan debit

2.3 Reservoir

2.3.1 Metode Simulasi atau *Sequential Streamflow Routing Method (SSR)*

Dalam situasi atau analisa perilaku operasi waduk bertujuan untuk mengetahui perubahan kapasitas tampungan waduk. Persamaan yang digunakan adalah kontinuitas tampungan (*mass storage equation*) yang memberi hubungan antara masukan, keluaran dan perubahan tampungan.

Metode Simulasi atau SSR menggunakan persamaan sebagai berikut (Mc. Mahon, 1978:24) :

$$Z_{t+1} = Z_t + Q_t - D_t \quad \text{untuk} \quad 0 \leq Z_{t+1} \leq C \quad (2-14)$$

dengan:

Z_{t+1} : Tampungannya pada akhir periode t atau tampungannya pada awal periode ke $(t+1)$.

Z_t : Tampungannya pada awal periode ke t .

Q_t : Debit masuk selama periode t .

D_t : Pelepasan air atau besarnya kebutuhan air selama periode t .

C : Kapasitas waduk.

A. Peluang Kegagalan

Sejumlah definisi kegagalan sebuah tampungannya waduk dapat dijumpai dalam literatur teknik. Namun, yang paling umum dipakai adalah perbandingan jumlah satuan waktu dimana waduk kosong dengan jumlah total yang digunakan dalam proses analisis (Mc. Mahon, 1978:17) :

$$P_e = \frac{P}{N} \quad (2-15)$$

Dengan:

P_e : Peluang kegagalan

P : Jumlah satuan waktu pada saat waduk kosong

N : Jumlah total satuan waktu dalam rangkaian aliran sungai

Definisi keandalan yang berhubungan adalah (Mc. Mahon, 1978:17) :

$$R_e = 1 - P_e \quad (2-16)$$

Dengan:

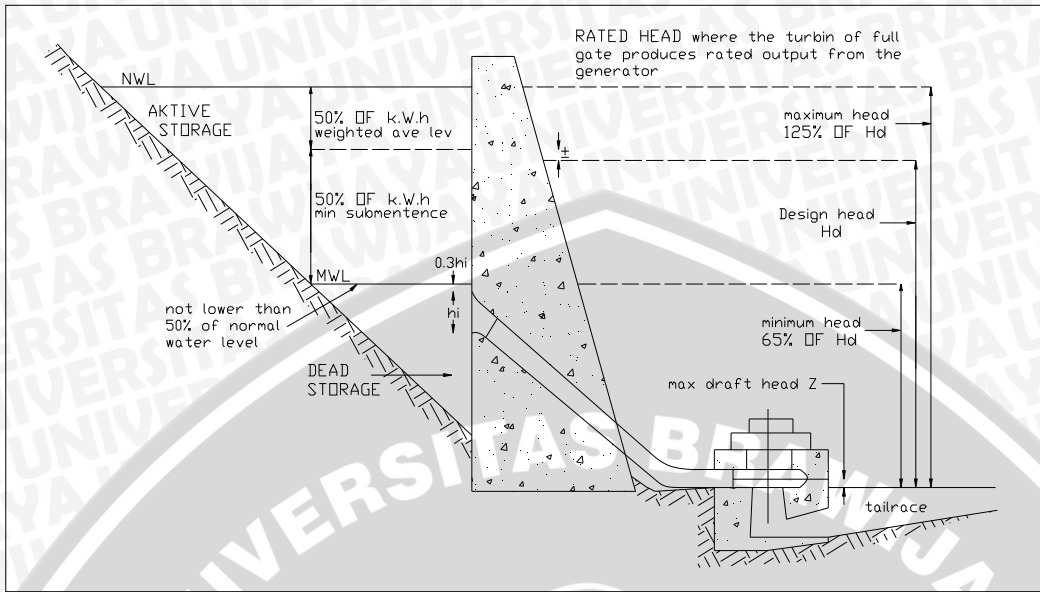
R_e : keandalan

P_e : Peluang kegagalan

2.3.2 Karakteristik Waduk Untuk PLTA

Karakteristik suatu waduk merupakan bagian pokok dari waduk yaitu volume hidup (*live storage*), volume mati (*dead storage*), tinggi muka air (TMA) maksimum, TMA minimum, tinggi mercu bangunan pelimpah berdasarkan debit rencana.

Dari karakteristik fisik waduk tersebut didapatkan hubungan antara elevasi dan volume tampungannya yang disebut juga liku kapasitas waduk. Liku kapasitas tampungannya waduk merupakan data yang menggambarkan volume tampungannya di dalam waduk pada setiap ketinggian muka air.

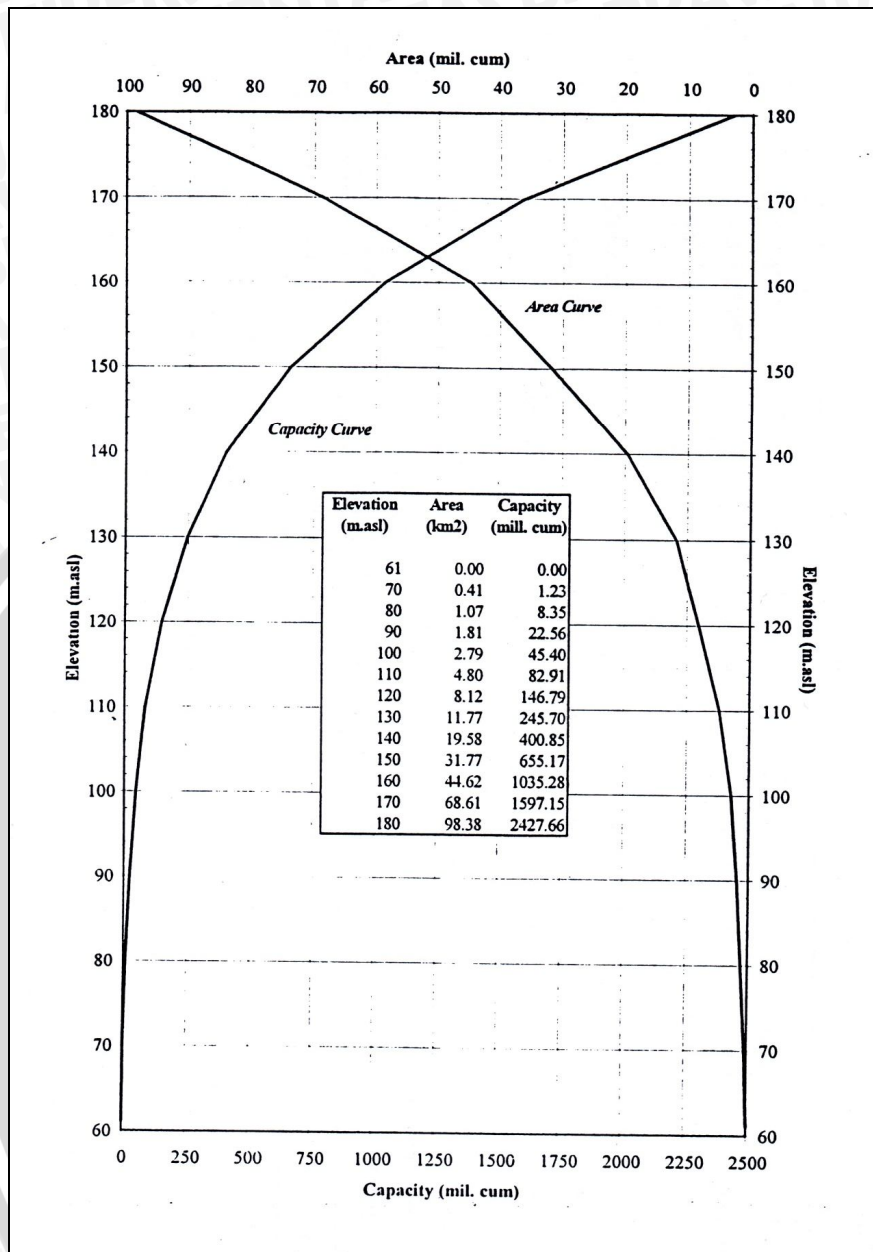


Gambar 2.8 Karakteristik Waduk
 Sumber : Varshney,R.S, 1977:564

2.3.3 Lengkung Kapasitas Tampungan dan Luas Genangan

Menurut Linsley (1985:164) fungsi utama dari waduk adalah untuk penyediaan tampungan, maka ciri fisiknya adalah kapasitas tampungan yang umumnya diwujudkan dengan grafik lengkung kapasitas. Dari lengkung kapasitas dapat diketahui elevasi waduk dan tinggi muka air operasi sesuai dengan tampungan yang dikehendaki. Gambar 2.9 menunjukkan lengkung kapasitas dan lengkung luas genangan waduk Kusan hasil studi yang dilakukan oleh team JICA.

Kapasitas tampungan efektif waduk ditentukan oleh *outflow* yang harus diketahui untuk memenuhi fungsinya, kehilangan air serta jangka waktu air yang dapat disediakan (waduk harian, tahunan atau waduk jangka panjang).



Gambar 2.9 Lengkung kapasitas dan luas genangan
 Sumber : Studi perhitungan team JICA

2.4 Hidrolika Pada PLTA

2.4.1 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. (Dandekar 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
- a. Tidak membutuhkan sambungan (*Expansion joints*)
- b. *Landscape* tetap tidak bias diubah
- c. Terlindung dari gempa, longsor tanah, dan badai
- d. 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. (Dandekar 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 :

- c. Sangat terpengaruh oleh suhu eksternal
- d. Kemungkinan terjadi pembekuan saat musim dingin
- e. Tekanan longitudinal mungkin timbul karena blok anker
- f. Diperlukan sambungan (*Expansion joints*)

A. Diameter Pipa Pesat

Hal yang perlu diperhatikan dalam pemilihan *penstock* untuk PLTA adalah diameter pipa. Semakin kecil diameter maka kecepatan air dalam *penstock* akan semakin naik untuk debit yang sama.

Untuk menentukan diameter pipa pesat yang ekonomis terdapat dua metode, yaitu dengan *Sarkaria's Formula* (Varshney, 1977:404) dan *Fahlbush Formula* (Masony, 2009).

- *Sarkaria's Formula*

$$1. \quad D = 0,62 \frac{P^{0,45}}{H^{0,65}} \quad (2-17)$$

dengan:

D : diameter *penstock* (m)

P : daya yang dipindahkan melalui turbin (HP)

H : tinggi jatuh maksimum (m)

$$2. \quad D = 3,55 \left(\frac{Q^2}{2gH} \right)^{0,25} \quad (2-18)$$

dengan:

D : diameter *penstock* (m)

Q : debit pada *penstock* (cumec)

H : tinggi jatuh (m)

- *Fahlbush Formula*

$$D = 1,12 \frac{Q^{0,45}}{H^{0,12}} \quad (2-19)$$

dengan:

D : diameter *penstock* (m)

Q : debit pada *penstock* (m³/det)

H : tinggi jatuh (m)

B. Koefisien Kehilangan Tinggi Tekan pada Pipa Pesat

Pada perjalanan air dari pengambilan ke Power house akan terjadi kebilangan tinggi yang disebabkan oleh : penyempitan, katub, belokan, percabangan dan gesekan. Perhitungan besarnya kehilangan tinggi tekan pada pipa pesat dengan perhitungan kehilangan tinggi pada *headrace* menggunakan persamaan (Linsley, 1985:307) :

$$Hl = K \frac{V^2}{2g} \quad (2-20)$$

Dengan :

- HI : kehilangan tinggi tekan (m)
- K : koefisien kehilangan tinggi tekan
- V : kecepatan air (m/det)
- g : percepatan gravitasi (m/det²)

Nilai koefisien kehilangan tinggi tekan pada terowongan tekan adalah sebagai berikut:

- Penyempitan

Koefisien kehilangan tinggi tekan pada penyempitan tergantung perbandingan diameter antra pipa yang satu dengan yang lainnya. Koefisien kehilangan tinggi tekan akibat penyempitan ditampilkan dalam Tabel 2.1.

Tabel 2.1 Koefisien Tinggi Tekan pada Penyempitan

D2/D1	K
0	0.5
0.4	0.4
0.6	0.3
0.8	0.1
1	0

Sumber: Linsley, 1989:274

- Katup

Untuk PLTA dengan *head* kurang dari 200 m, di lapangan biasanya menggunakan katup kupu-kupu (*butterfly valve*) dengan koefisien kehilangan tinggi sebesar 0,2 (Liu, 2003:123). Sedangkan untuk PLTA dengan *head* lebih dari 200 m, di lapangan biasanya menggunakan katup putar (*rotary valve*) dengan koefisien kehilangan tinggi sebesar 0,29 (Simon, 1986:123).

- Belokan

Hinds Formula (Simon, 1986:122)

$$k = (0,13 + 1,85 \cdot (r/R)^{0,8}) \cdot \sqrt{\alpha^2/180^2} \tag{2-21}$$

dengan :

- r = jari-jari pipa
- R = radius belokan
- α = sudut belokan

- Gesekan/kekasaran pipa

Formula *Darcy Weisbach* dengan modifikasi persamaan *manning* sebagai berikut:

$$hl = f \cdot \frac{L}{D} \cdot \frac{v^2}{2 \cdot g} = \frac{124,5n^2}{D^{1/3}} \cdot \frac{L}{D} \cdot \frac{v^2}{2 \cdot g} \tag{2-22}$$

dengan :

- hl = kehilangan tinggi akibat gesekan (m)
- L = panjang terowongan/pipa (m)
- n = koefisien kekasaran manning (m)
- v = kecepatan dalam terowongan/pipa (m^2/dtk)
- g = percepatan gravitasi (m/det^2)

C. Tebal Pipa Pesat

Perhitungan tebal pipa pesat dapat menggunakan persamaan Kode ASME (Gedeon, 1995:4-15) :

$$T = \frac{D + 20}{400} \tag{2-23}$$

dengan:

- T = tebal minimum (inci)
- D = diameter pipa (inci)

2.4.2 Turbin

Menurut M.M. Dandekar (1991:391) turbin-turbin hidrolis, 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.

A. 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 (Fritz, 1993:6).

Tabel 2.2 Pengelompokan Turbin

	high head	medium head	low head
Turbin Impuls	Pelton Turgo	Cross-flow/ Banki multi-jet Pelton Turgo	Cross-flow/ Banki
Turbin reaksi		Francis	Propeller Kaplan

Sumber : Fritz, 1993:14

Perbedaan pokok kedua golongan turbin tersebut adalah (Fritz, 14) :

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:

a. Berdasarkan Tinggi Tekan

Tabel 2.3 Jenis Turbin Berdasar Tinggi Tekan

Jenis Turbin	Karakteristik	Tinggi Tekan (m)
Baling / Kaplan / Banki	Rendah	2-15
Kaplan dan Francis	Sedang	16 - 70
Francis atau Pelton	Tinggi	71 - 500
Pelton	Sangat Tinggi	> 500

Sumber: Danddenkar dan Sharma, 1991:391

b. Berdasarkan Arah Aliran

Tabel 2.4 Jenis Turbin Berdasar Arah Aliran

Jenis Turbin	Arah Aliran
Francis	Radial atau gabungan
Pelton	Tangensial
Baling-Balig/ Kaplan	Aksial
Deriaz	Diagonal

Sumber: Danddenkar dan Sharma, 1991:391

c. Berdasarkan Kecepatan Tertentu

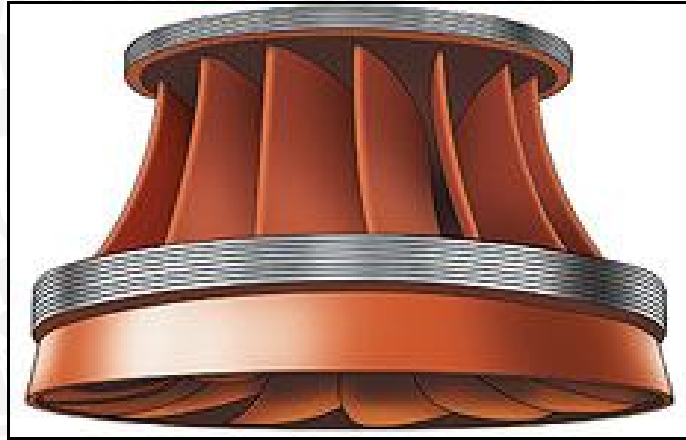
Tabel 2.5 Jenis Turbin Berdasar Kecepatan Tertentu

Jenis Turbin	Kecepatan Khusus (putaran dalam semenit, rpm)		
	Lambat	Sedang	Cepat
Pelton	4-15	16-30	31-70
Banki		20 - 480 ^{*)}	
Francis	60-150	151-250	251-400
Kaplan	300-450	451-700	701-1100

Sumber: Danddenkar dan Sharma, 1991:391

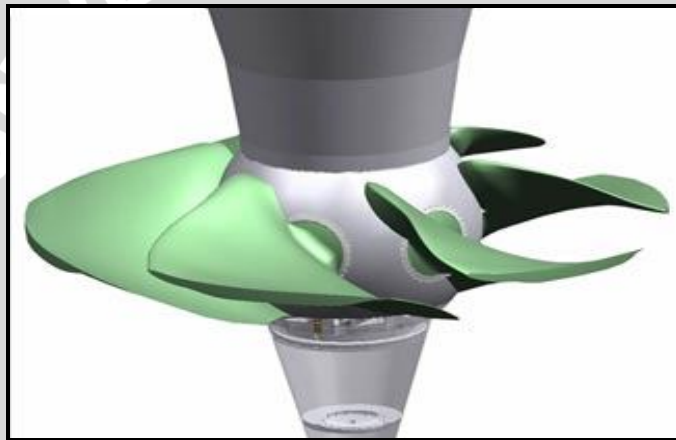
*) Santoso H dalam Winda Harsanti, 2008:33

Berikut ini adalah gambar-gambar jenis turbin :



Gambar 2.10 Turbin Francis

Sumber : <http://www.hydroquebec.com/learning/hydroelectriccite/tipes-turbines.html>



Gambar 2.11 Turbin Kaplan

Sumber : <http://www.hydroquebec.com/learning/hydroelectriccite/tipes-turbines.html>



Gambar 2.12 Turbin Bulb

Sumber : http://allon.en.alibaba.com/product/264815011-212823522/bulb_turbine.html



Gambar 2.13 Turbin Pelton

Sumber : <http://www.hydroquebec.com/learning/hydroelectricite/tipes-turbines.html>



Gambar 2.14 Turbin Pompa

Sumber: <http://www.deutsches-museum.de/en/collections/machines/power-engines/water-turbines/model-pump-turbine-voith-1986.html>

B. Karakteristik Turbin

1. Kecepatan Spesifik (Ns)

Kecepatan Spesifik adalah besarnya putaran turbin yang geometris serupa sehingga pada $H = 1$ menghasilkan daya 1 kW (Patty, 1995:94).

Kecepatan spesifik turbin diberikan oleh perusahaan (dengan penilaian yang lainnya) dan selalu dapat diartikan sebagai titik efisiensi maksimum. Perhitungan tepat ini menghasilkan performa turbin dalam jangkauan *head* dan debit tertentu. Formula untuk menghitung besarnya kecepatan spesifik adalah (Patty, 1995:94).

$$ns = n \frac{P^{\frac{1}{2}}}{H^{\frac{5}{4}}} \quad (2-24)$$

dengan:

ns : Kecepatan spesifik

- n : Putaran turbin (rpm)
- P : Daya yang keluar (kW)
- H : Tinggi jatuh efektif (m)

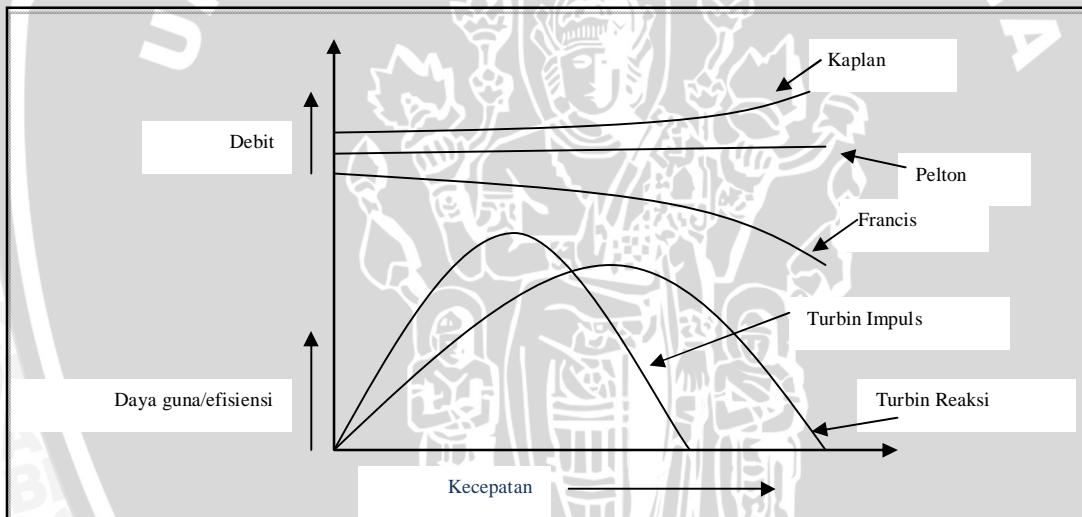
Perhitungan kecepatan spesifik pada turbin Francis dihitung dengan menggunakan formula F.de. Siervo and F.de Leva (Varshney,1977:614).

$$N_s = \frac{3470}{H_d^{0.625}} \tag{2-25}$$

- Ns : Kecepatan spesifik
- H_d : Tinggi jatuh efektif (m)

2. Efisiensi

Efisiensi turbin adalah perbandingan antara energi yang keluar dari turbin dan energi yang masuk turbin (Patty, 1995:92). Turbin air modern dioperasikan pada efisiensi mekanis lebih dari 90% (tidak terpengaruh efisiensi termodinamika).



Gambar 2.15 Karakteristik Utama dari Turbin
 Sumber: Dandekar dan Sharma, 1991:446

3. Faktor kecepatan (*Speed factor*)

Faktor kecepatan ini dapat ditentukan dengan: (Patty, 1995:93)

$$\phi = \frac{D \cdot N}{84.6 \cdot \sqrt{H_{eff}}} \tag{2-26}$$

dengan :

- N = banyaknya putaran per menit
- D = diameter
- φ = konstanta untuk suatu turbin tertentu

4. Kecepatan Liar

Kecepatan liar turbin air adalah kecepatan saat debit maksimum dengan tanpa beban poros. Turbin didesain untuk bertahan dari gaya mekanis dengan kecepatan ini.

C. Dimensi Turbin

Dimensi turbin meliputi diameter runner bagian luar dan dalam dan jarak antar sudu turbin. Perhitungan dimensi runner turbin digunakan persamaan sebagai berikut.

$$D = 60 \times \frac{v}{\pi N} \quad (2-27)$$

$$v = K_u \times \sqrt{2gH} \quad (2-28)$$

K_u = perbandingan kecepatan antara kecepatan tangensial dan kecepatan aliran
= 0,46 (Dandekar dan Sharma, 1991:406)

Dari Persamaan (2-80) dan (2-81) diperoleh persamaan sebagai berikut

$$\begin{aligned} D &= 60 \times \frac{K_u \times \sqrt{2gH}}{\pi N} \\ &= 60 \times \frac{0,46 \times \sqrt{2 \times 9,81 \times H}}{3,14 \times N} \\ D &= 38,93 \times \frac{\sqrt{H}}{N} \end{aligned} \quad (2-29)$$

Dengan

D : diameter runner (m)

H : tinggi jatuh efektif (m)

N : kecepatan putaran turbin (rpm)

Sedangkan untuk menghitung jarak antar sudu turbin digunakan persamaan sebagai berikut:

$$t = \frac{D_r \times \pi}{n} \quad (2-30)$$

dengan:

t : jarak antar sudu turbin (m)

D_r : diameter rerata (m)

n : jumlah sudu turbin (bilah)

D. Kavitasasi

Kavitasasi 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 kavitasasi 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 mengontrol kavitasi pada turbin, digunakan rumus Thoma (Patty, 1995:100):

$$\sigma = \frac{H_a - H_w - H_s}{H} \quad (2-31)$$

dengan:

σ : kavitasi

H_a : tekanan atmosfer (m)

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

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

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

Tabel 2.6 Hubungan Antara Elevasi dan Tekanan Atmosfir

Tinggi m	Tekanan atmosfer (m kolom air)	Tinggi m	Tekanan atmosfer (m kolom air)
0	10.01	600	9.30
100	9.89	700	9.18
200	9.78	800	9.07
300	9.63	900	8.96
400	9.53	1000	8.85
500	9.40		

Sumber: Arismunandar dalam Juwono,1992:58

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

Tabel 2.7 Hubungan Antara Suhu Air dan Tekanan Uap

No	Suhu (°C)	Tekanan Uap (m kolom air)
1	0	0.06
2	10	0.12
3	20	0.24
4	30	0.44
5	40	0.76
6	50	1.26
7	60	2.03
8	70	3.2
9	80	4.86
10	90	7.18
11	100	10.33

Sumber: Patty,1995:101

Kavitasi akan terjadi pada $\sigma = \sigma_{crit}$. Besar σ_{crit} dapat dihitung dengan persamaan sebagai berikut (Dandekar dan Sharma,1991:440)

$$\sigma_{crit} : 1,1 \left[0,28 + \frac{1}{660} + \left(\frac{N_s}{100} \right)^3 \right] \quad (2-32)$$

dengan:

N_s : kecepatan spesifik

2.5 Analisa 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).

2.5.1 Komponen Manfaat (*Benefit*)

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.

$$B = E \cdot TDL \quad (2-33)$$

dengan :

B = benefit (Rp)

E = energi (kWh)

TDL = tarif dasar listrik (Rp/kWh)

2.5.2 Komponen Biaya (*Cost*)

Pada pelaksanaan pembangunan, mulai dari ide, studi kelayakan, perencanaan, pelaksanaan, sampai pada operasi dan pemeliharaan membutuhkan bermacam-macam biaya. Pada analisis kelayakan ekonomi biaya-biaya tersebut dikelompokkan menjadi dua yaitu biaya modal dan biaya tahunan (Kodoatie, 1995:71).

A. Biaya Modal

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

- **Biaya Langsung**

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

- Main Dam*
- Intake*
- Pipa pesat (*penstock*)
- Rumah pembangkit (*power house*)
- Instalasi pembangkit (*power equipment*)

Rumus-rumus yang digunakan untuk perhitungan biaya konstruksi tersebut adalah :

1. *Main Dam* (Anonim dalam Sutrisno)

$$CDD = 100 \times VDD^{0,9} \quad (2-34)$$

dengan:

$$VDD = \text{volume main dam (m}^3\text{)}$$

$$CDD = \text{main dam cost (US\$)}$$

2. *Intake* (Anonim dalam Sutrisno)

$$CIP = 38 \times 10^3 \times A^{1,11} \quad (2-35)$$

$$A = (H_a + D) \times Q_p \times N^{1/3}$$

dengan:

$$CIP = \text{intake cost (US\$)}$$

$$H_a = \text{tinggi jatuh efektif (m)}$$

$$D = \text{diameter intake (m)}$$

$$Q_p = \text{debit pembangkit (m}^3\text{/det)}$$

$$N = \text{jumlah pipa}$$

3. Pipa Pesat (Anonim dalam Sutrisno)

$$CPS = 800 \times DP^{1,66} \times LPT \times N \quad (2-36)$$

dengan:

$$CPS = \text{penstock cost (US\$)}$$

$$DP = \text{diameter penstock (m)}$$

$$LPT = \text{panjang penstock (m)}$$

4. Rumah Pembangkit (anonim dalam Tunggulgeni)

$$CHP = CHP1 + CHP2 \quad (2-37)$$

$$CHP1 = 3,9 \times 10^3 \times (P/H_{ef}^{1/2})^{0,71} \quad (2-38)$$

$$\text{CHP2} = 6,0 \times 10^3 \times (\text{Qp} \times \text{H}_{\text{ef}}^{2/3} \times \text{N}^{1/2})^{0,85} \quad (2-39)$$

dengan:

CHP = *power house cost* (US\$)

CHP1 = biaya untuk gedung *power house* (US\$)

CHP2 = biaya untuk pondasi *power house* (US\$)

P = *installed capacity* (kW)

H_{ef} = tinggi jatuh efektif (m)

Qp = debit pembangkit (m³/det)

N = jumlah unit pembangkit

5. Instalasi Pembangkit (anonim dalam Tunggulgeni)

$$\text{CPE} = 5,9 \times 10^3 \times (\text{P}/\text{H}_{\text{ef}}^{1/2})^{0,90} \quad (2-40)$$

dengan:

CPE = *power equipment cost* (US\$)

• **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).

B. 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. Amortisasi adalah pembayaran dalam suatu periode tertentu (tahunan misalnya) sehingga hutang yang ada akan terbayar lunas pada akhir periode tersebut.
- c. Amortisasi adalah pembayaran dalam suatu periode tertentu (tahunan misalnya) sehingga hutang yang ada akan terbayar lunas pada akhir periode tersebut.
- d. Biaya operasi dan pemeliharaan, untuk dapat memenuhi umur proyek sesuai dengan yang direncanakan pada detail desain, maka diperlukan biaya untuk operasi dan pemeliharaan proyek tersebut yang harus dikeluarkan setiap tahunnya. Besarnya biaya O&P diperkirakan dari prosentase biaya modal. Pada proyek sekala besar, biaya O&P PLTA sebesar 2,5% dari biaya modal (IRENA, 2012:24).

2.6 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*)

2.6.1 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):

$$BCR = \frac{PV \text{ dari manfaat}}{PV \text{ dari biaya capital dan O\&P}} \quad (2-41)$$

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.

2.6.2 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).

$$NPV = PV \text{ komponen } Benefit - PV \text{ komponen } Cost \quad (2-42)$$

dengan :

PV = *Present value*

NPV = *Net Present Value*

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

2.6.3 IRR (*Internal Rate of Return*)

IRR merupakan nilai suku bunga yang diperoleh jika BCR bernilai sama dengan 1, atau nilai suku bunga jika NPV bernilai sama dengan 0. IRR dihitung atas dasar penerimaan bersih dan total nilai untuk keperluan investasi. Nilai IRR sangat penting diketahui untuk melihat sejauh mana kemampuan proyek ini dapat dibiayai dengan melihat nilai suku bunga pinjaman yang berlaku. Perhitungan nilai IRR ini dapat diperoleh cara coba-coba pada tingkat suku bunga tertentu maka didapat $BCR = 1$ ataupun dengan rumus sebagai berikut (Kodoatie, 1995:112):

$$IRR = I' + \frac{NPV'}{NPV' - NPV''} (I'' - I') \quad (2-43)$$

Dimana :

I' = suku bunga memberikan nilai NPV positif

I'' = suku bunga memberikan nilai NPV negatif

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

NPV' = NPV positif

NPV'' = NPV negative

2.6.4 *Payback Periode*

Payback Period merupakan jangka waktu periode yang diperlukan untuk membayar kembali (mengembalikan) semua biaya-biaya yang telah dikeluarkan dalam investasi suatu proyek. *Payback Period* ini akan dipilih yang paling cepat dapat mengembalikan biaya investasi, makin cepat pengembaliannya makin baik dan kemungkinan besar akan dipilih.

Kelemahan-kelemahan metode Payback (Pujawan, 2004:113):

1. Diabaikannya nilai waktu uang
2. Diabaikannya aliran kas setelah periode Payback

$$\text{Payback Periode} = \frac{I}{A_b} \quad (2-44)$$

dengan, I : Besarnya biaya investasi yang diperlukan

A_b : Benefit bersih yang dapat diperoleh pada setiap tahun.

UNIVERSITAS BRAWIJAYA

