

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

II.1. Pembangkit Listrik Tenaga Air (PLTA)

Pembangkit listrik tenaga air (PLTA) adalah salah satu pembangkit listrik yang mengandalkan energi potensial dan kinetik dari air untuk menghasilkan energi listrik. Energi listrik yang dibangkitkan dari hal ini disebut sebagai hidroelektrik. Empat komponen utama dari PLTA adalah adanya waduk atau bendungan, saluran pelimpah (pembawa air), gedung sentral (*powerhouse*), dan serandang hubung (*switchyard*) atau unit transmisi yang mengalirkan produksi listrik ke konsumen (Vinatoru, 2007).

Bentuk utama dari pembangkit listrik jenis ini adalah motor yang dihubungkan dengan turbin yang digerakkan oleh tenaga kinetik dari air. Namun, secara luas pembangkit listrik tenaga air tidak hanya terbatas pada air dari sebuah waduk maupun air terjun, melainkan juga meliputi pembangkit listrik yang menggunakan tenaga air dalam bentuk apapun.

Potensi tenaga air didapat pada sungai yang mengalir di daerah pegunungan. Untuk dapat memanfaatkan potensi dari sungai ini, maka kita perlu membendung sungai tersebut dan airnya disalurkan ke bangunan PLTA. PLTA sendiri memiliki 5 jenis (Arismunandar dan Kuwahara, 2004), yaitu sebagai berikut.

1. PLTA Jenis Bendungan

PLTA memanfaatkan bendungan yang melintang di sungai untuk menaikkan permukaan air di bagian hulu sungai guna membangkitkan energi potensial yang lebih besar sebagai pembangkit listrik.

2. PLTA Berdasarkan Aliran Sungai

PLTA jenis aliran sungai langsung (*run of river*) banyak dipakai dalam PLTA saluran air/terusan. Jenis ini membangkitkan listrik dengan memanfaatkan aliran sungai itu sendiri secara alamiah. Air sungai dialihkan dengan menggunakan bendungan yang dibangun memotong aliran sungai. Air sungai ini kemudian disalurkan ke bangunan air PLTA.

3. PLTA Dengan Kolam Pengatur (*Regulating Pond*)

Pembangkit listrik jenis ini dibuat dengan cara mengatur aliran sungai setiap hari atau setiap minggu dengan menggunakan kolam pengatur yang dibangun melintang sungai dan membangkitkan listrik sesuai dengan beban.

4. Pusat Listrik Jenis Waduk (*Reservoir*)

Pembangkit listrik jenis ini dibuat dengan cara membangun waduk yang melintang sungai, sehingga terbentuk seperti danau buatan, atau dibuat dari danau asli sebagai penampung air hujan untuk cadangan musim kemarau. Pada PLTA dengan waduk, air sungai dibendung dengan bendungan besar agar terjadi penimbunan air sehingga terjadi kolam tando. Selanjutnya air di kolam tando disalurkan ke bangunan air PLTA. Dengan adanya penimbunan air terlebih dahulu dalam waduk, maka pada musim hujan di mana debit air sungai besarnya melebihi kapasitas penyaluran air bangunan air PLTA, air dapat ditampung dalam kolam tando. Pada musim kemarau di mana debit air sungai lebih kecil daripada kapasitas penyaluran air bangunan PLTA, selisih kekurangan air ini dapat diatasi dengan mengambil air dari timbunan air yang ada dalam waduk. Inilah keuntungan penggunaan waduk pada PLTA

5. PLTA Jenis Pompa (*Pumped Storage*)

PLTA memanfaatkan tenaga listrik yang berlebihan ketika musim hujan atau pada saat pemakaian tenaga listrik berkurang saat tengah malam. Pada waktu ini sebagian turbin berfungsi untuk memompa air di hilir ke hulu. Jadi pembangkit ini memanfaatkan kembali air yang dipakai saat beban puncak dan dipompa ke atas lagi saat beban puncak terlewati.

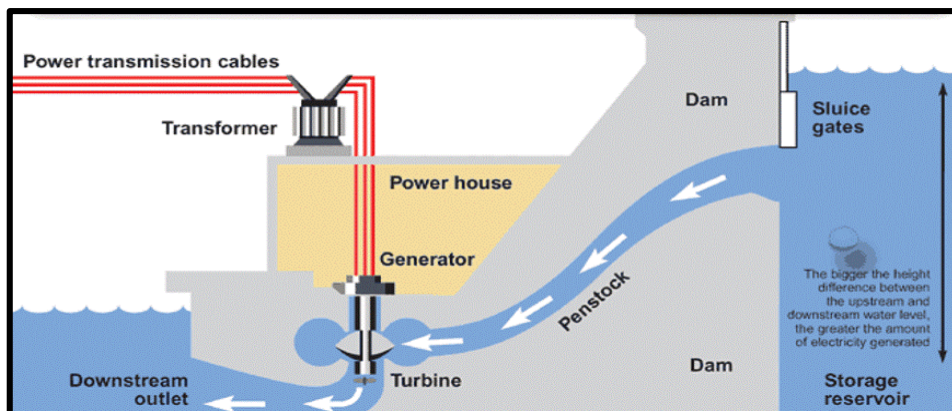
II.1.1 Prinsip Kerja PLTA

Kapasitas PLTA di seluruh dunia berada pada jumlah 675.000 MW, setara dengan 3.600.000.000 barrel minyak atau sama dengan 24% kebutuhan listrik dunia yang digunakan oleh lebih dari 1.000.000.000 orang. Komponen-komponen dasar PLTA berupa bendungan, turbin, generator dan transmisi. Bendungan berfungsi untuk menampung air dalam jumlah besar karena turbin memerlukan pasokan air yang cukup dan stabil. Selain itu bendungan juga berfungsi untuk pengendalian

banjir. Contoh waduk Jatiluhur yang berkapasitas 3.000.000.000 m³ air dengan volume efektif sebesar 2.600.000.000 m³. (Singh and Singal, 2017).

PLTA bekerja dengan cara mengubah energi potensial air menjadi energi mekanik untuk menggerakkan motor dari energi mekanik menjadi energi listrik dengan bantuan generator (Arismunandar dan Kuwahara, 2004). Turbin berfungsi untuk mengubah energi potensial menjadi energi mekanik. Air akan memukul sudut-sudut dari turbin sehingga turbin berputar. Perputaran turbin ini dihubungkan ke generator. Generator dihubungkan ke turbin dengan bantuan poros dan *gearbox*. Memanfaatkan perputaran turbin untuk memutar kumparan magnet yang ada didalam generator sehingga terjadi pergerakan elektron yang membangkitkan arus AC.

Transformator digunakan untuk menaikkan tegangan AC dan mengecilkan arus sehingga rugi daya yang digunakan untuk transmisi tidak banyak serta untuk meringankan biaya transmisi daya karena hanya memerlukan kabel yang tidak terlalu besar karena arusnya diperkecil. Berikut pada Gambar 2.1 adalah contoh sistem pembangkit listrik tenaga air. (Negara, Y.P.W., Murtiaji, C., Hadihardaja, J., Sangkawati, S., n.d.).



Gambar 2.1. Sistem Pembangkit Listrik Tenaga Air

II.1.2 Komponen Pembangkit Listrik Tenaga Air (PLTA)

Pembangkit Listrik Tenaga Air yang paling konvensional mempunyai komponen utama sebagai berikut (Arismunandar dan Kuwahara, 2004):

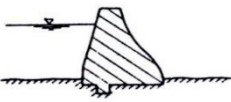
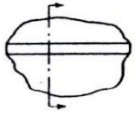
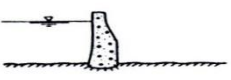

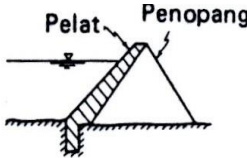
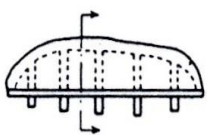

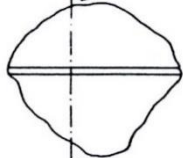
1. **Tampungan (*reservoir* atau waduk)**

Fungsi utama dari waduk adalah untuk menyediakan simpanan (tampungan), maka ciri fisiknya yang paling penting adalah memiliki kapasitas simpanan. Kapasitas waduk yang bentuknya beraturan dapat dihitung dengan rumus-rumus untuk menghitung volume benda padat. Permukaan genangan normal adalah elevasi maksimum yang dicapai oleh kenaikan permukaan air pada kondisi operasi biasa. Untuk sebagian besar waduk, genangan normal ditentukan oleh elevasi mercu pelimpah atau puncak pintu pelimpah. Permukaan genangan minimum adalah elevasi terendah yang dapat diperoleh bila genangan dilepaskan pada kondisi normal. Volume simpanan yang terletak di antara permukaan genangan minimum dan normal disebut simpanan berguna. Air yang ditahan di bawah permukaan genangan minimum dan normal disebut simpanan mati.

2. **Bangunan Bendungan (bendungan)**

Bendungan adalah salah satu bangunan air yang dibangun melintang sungai dengan fungsi suatu PLTA adalah untuk menahan aliran air hingga diperoleh tinggi terjun yang cukup besar sehingga yang akan menghasilkan daya penggerak turbin yang besar. Bendungan dapat dikonstruksikan dalam berbagai bentuk dan dari berbagai bahan. Berikut, diberikan contoh macam-macam bendungan berdasarkan pada jenis dan bahan bangunan pada Tabel 2.1.

Tabel 2.1 Klasifikasi Bendungan Berdasarkan Jenis dan Bahan Bangunan

Jenis	Bahan Bangunan	Penampang Melintang Umum	Denah
Gaya berat	Beton, pasangan batu		
Busur	Beton		
Berpenopang	Beton (juga kayu dan baja)		
Urugan	Tanah, batu		

Sumber: Djoko S., 1990

3. Bangunan Pelimpah

Bangunan pelimpah merupakan bangunan pengaman dari suatu bendungan, yang harus mempunyai kapasitas sehingga mampu menyalurkan kelebihan air yang dialirkan sungai masuk bendungan pada waktu bendungan penuh atau permukaan air maksimum diperkirakan tanpa menimbulkan kerusakan pada bendungan itu sendiri. Bentuk ambang pelimpah dan saluran pembawanya dibuat sehingga air yang melalui pelimpah dapat tersalur dengan halus dan dengan turbulensi sekecil mungkin. Karena apabila luapan air terlepas dari permukaan pelimpah, maka akan terjadi ruang hampa pada titik perpisahan tersebut, sehingga terjadi kavitasasi (peronggaan). Peristiwa kavitasasi harus dihindari karena dapat membahayakan

bendungan. Jenis pelimpah yang diakali adalah *overflow spillway* dengan *ogre crest* dan *chute*. Bangunan *spillway* didesain untuk mengalirkan air banjir 1.2 kali debit banjir 200 tahunan dengan 1 m *freeboard*. Desain pelimpah dapat dicari dengan persamaan 2.1 sampai 2.4 berikut :

$$NG = \text{int}(8.6 \times 10^{-4} \times Q_0 + 1) \quad (2.1)$$

Jumlah minimum pintu adalah 4 dengan ukuran yang dapat dihitung dengan Persamaan 2.5 sebagai berikut.

$$QG = \frac{Q_0}{NG} \quad (2.2)$$

$$HG = 1.25 \times QG^{0.354} - h_s \quad (2.3)$$

$$WG = \frac{HG}{1.25} \quad (2.4)$$

Keterangan :

QG = Debit rencana perpintu (m^3/s),

NG = Jumlah Pintu,

HG = Tinggi Pintu (m),

WG = Lebar Pintu (m) dan

h_s = tinggi limpasan dari FSL (m).

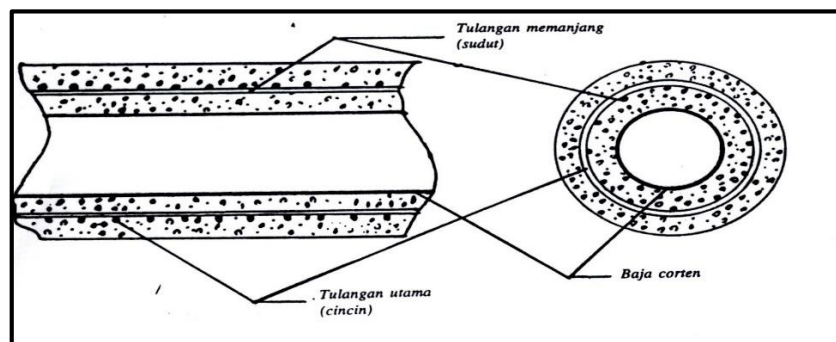
4. Bangunan Pemasok Air (*intake*)

Bangunan pemasok air atau *intake* adalah suatu bangunan yang digunakan untuk mengambil air dari bendungan ke dalam pipa tekan untuk kemudian disalurkan ke turbin. *Intake* pada suatu PLTA didesain untuk membawa air ke turbin dengan kehilangan energi sekecil-kecilnya. Maka perlu diperhatikan dalam perencanaan *intake* adalah kecepatan pada pintu pemasukan harus diusahakan sekecil mungkin.

5. Pipa Pesat (*Penstock*)

Pipa tekan yang dipakai untuk mengalirkan air dari tangki atas (*head tank*) atau langsung dari bangunan ambil air disebut pipa pesat (*penstock*). Fungsi dari pipa pesat adalah sebagai alat pengantar air ke turbin. Syarat untuk menjalankannya

adalah pipa harus rapat atau kedap air dan harus kuat menahan atau mengimbangi tekanan air dalam pipa. Pada ujung permulaan pipa pesat ini disediakan katub (*valve*) untuk menutup aliran air dalam pipa dan mengosongkannya. Pada suatu PLTA sederhana dan kecil, katub di permulaan pipa pesat hanya satu, yaitu katub tangan (*manual operated valve*) dan pipa PLTA yang besar di samping katub tangan tersebut juga dilengkapi dengan katub otomatis. Selanjutnya di depan pipa pesat dipasang saringan untuk menghindarkan masuknya benda-benda yang tidak diinginkan ke dalam pipa dan terus ke turbin yang dapat menimbulkan kerusakan-kerusakan. Berikut pada Gambar 2.2 adalah skema pipa pesat.



Gambar 2.2 Skema pipa pesat

Sumber: Soedijatmo, 1999

Penentuan diameter pipa pesat menggunakan rumus persamaan 2.5 Sebagai berikut

$$DIAP = 0,785 \times Q_p^{0,40} \quad (2.5)$$

Keterangan :

DIAP = Lebar diameter pipa pesat

Q_p = debit yang melalui pipa pesat

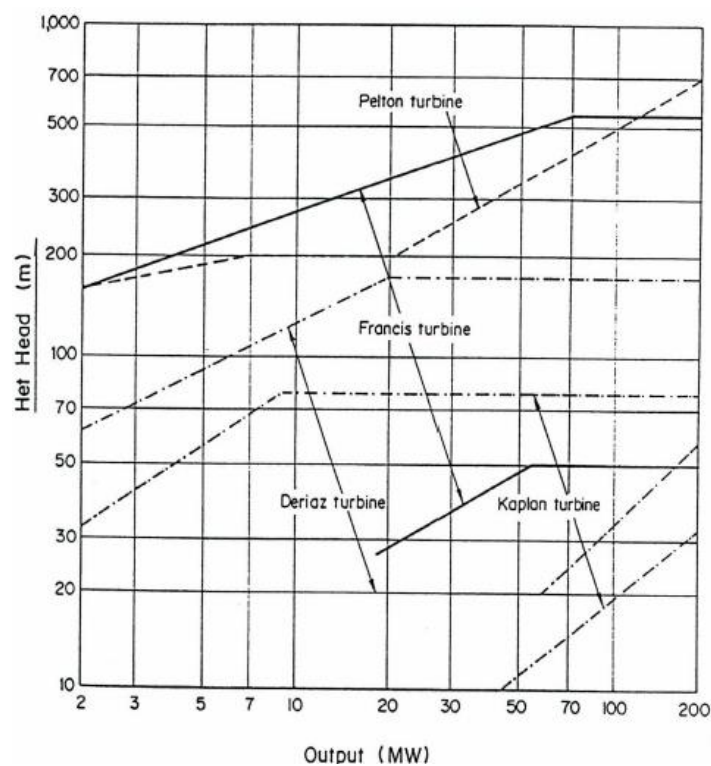
6. Turbin

Turbin merupakan peralatan yang tersusun dan terdiri dari beberapa peralatan suplai air masuk turbin, diantaranya sudu (*runner*), pipa pesat (*penstock*), rumah turbin (*spiral chasing*), katup utama (*inlet valve*), pipa lepas (*draft tube*), alat pengaman, poros, bantalan (*bearing*), dan distributor listrik. Menurut momentum air turbin dibedakan menjadi dua kelompok yaitu turbin reaksi dan turbin impuls. Turbin reaksi bekerja karena adanya tekanan air, sedangkan turbin impuls bekerja

karena kecepatan air yang menghantam sudu. Contoh turbin reaksi adalah turbin *francis* dan turbin *propeller*, sedangkan turbin impuls adalah turbin *pelton*, turbin *crossflow*.

Prinsip Kerja Turbin Reaksi yaitu Sudu-sudu (*runner*) pada turbin *francis* dan *propeller* berfungsi sebagai sudu-sudu jalan, posisi sudunya tetap atau tidak bisa digerakkan. Sedangkan sudu-sudu pada turbin kaplan berfungsi sebagai sudu-sudu jalan, posisi sudunya bisa digerakkan berdasar pada sumbunya yang diatur oleh motor servo dengan cara manual atau otomatis sesuai dengan pembukaan sudu atur. Proses penurunan tekanan air terjadi baik pada sudu-sudu atur maupun pada sudu-sudu jalan (*runner blade*). Prinsip Kerja Turbin Pelton berbeda dengan turbin reaksi. Sudu-sudu yang berbentuk mangkok berfungsi sebagai sudu-sudu jalan, posisinya tetap atau tidak bisa digerakkan. Dalam tenaga air terdapat beberapa jenis turbin air yang dapat digunakan yaitu turbin reaksi dan turbin impuls.

Pemilihan jenis turbin yang akan dipakai bergantung kepada tinggi jatuh bersih air dan output daya turbin. Pemilihan jenis berdasarkan pada gambar 2.3 grafik pemilihan turbin :



Gambar 2.3 Grafik Pemilihan Turbin

Menurut gambar 2.3 Grafik pemilihan turbin diatas dapat dilihat pada sisi kiri merupakan acuan untuk tinggi jatuh bersih air, dapat dilihat terdapat angka 10 – 1000 meter yang merupakan tinggi jatuh bersih air dalam meter. Pada sisi bawah terdapat output daya turbin, dapat dilihat terdapat angka 2 – 200 dalam megawatt yang merupakan output daya dari turbin.

Penentuan kecepatan spesifik merupakan kecepatan turbin model (turbin dengan bentuk sama tetapi skalanya berlainan)[7]. Kecepatan spesifik per turbin dapat dicari dengan persamaan sebagai berikut :

a) Turbin Pleton :

$$12 \leq ns \leq 23 \quad (2.6)$$

b) Turbin Francis

$$ns = \frac{20000}{H+20} + 30 \quad (2.7)$$

c) Turbin aliran diagonal

$$ns = \frac{20000}{H+20} + 40 \quad (2.8)$$

d) Turbin baling-baling

$$ns = \frac{20000}{H+20} + 50 \quad (2.9)$$

Keterangan :

n_s = kecepatan spesifik (metrik)

Kecepatan putar turbin dapat diketahui setelah mengetahui kecepatan jenis turbin. Kecepatan putar turbin(n) dapat dicari dengan persamaan 2.10 sebagai berikut :

$$n = ns \frac{H^{\frac{5}{4}}}{P^{\frac{1}{2}}} \quad (2.10)$$

Keterangan :

n_s = kecepatan spesifik (metrik)

H = Tinggi jatuh bersih (m)

P = daya keluaran turbin (kW)

Penentuan diameter runner dan diameter outlet turbin dapat dicari dengan persamaan 2.11 dan 2.12 sebagai berikut [8] :

$$D_o = \frac{60 V_{oe} \sqrt{2gH}}{\pi n} \quad (2.11)$$

$$D_s = \frac{60 V_{os} \sqrt{2gH}}{\pi n} \quad (2.12)$$

Keterangan :

D_o = diameter runner (m)

D_s = diameter outlet (m)

V_{oe} = koefisien kecepatan masuk (m/s),

V_{os} = koefisien kecepatan keluar (m/s)

n = kecepatan spesifik turbin

g = percepatan gravitasi

H = tinggi jatuh bersih

7. Generator

Generator listrik adalah sebuah alat yang memproduksi energi listrik dari sumber energi mekanis. Generator terdiri dari dua bagian utama, yaitu rotor dan stator. Rotor terdiri dari 18 buah besi yang dililit oleh kawat dan dipasang secara melingkar sehingga membentuk 9 pasang kutub utara dan selatan. Jika kutub ini dialiri arus eksitasi dari *Automatic Voltage Regulator* (AVR), maka akan timbul magnet. Rotor terletak satu poros dengan turbin, sehingga jika turbin berputar maka rotor juga ikut berputar. Magnet yang berputar memproduksi tegangan di kawat setiap kali sebuah kutub melewati *coil* yang terletak di stator. Lalu tegangan inilah yang kemudian menjadi listrik. Untuk menentukan besarnya daya generator menggunakan Persamaan 2.13 sebagai berikut.

$$P = \text{efisiensi turbin} \times \text{efisiensi generator} \times g \times H \times Q \quad (2.13)$$

Keterangan :

g = gaya gravitasi (9,81)

H = tinggi jatuh bersih (m)

Q = debit air (m³/detik)

Sedangkan untuk arus pada generator sinkron menggunakan Persamaan 2.14 sebagai berikut.

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V_{LL} \cdot \cos \emptyset} \quad (2.14)$$

Keterangan :

P = daya generator

V_{LL} = tegangan fasa – fasa

$\cos \emptyset$ = faktor daya

Untuk menentukan kutub generator menggunakan Persamaan 2.15 sebagai berikut

$$n = \frac{p \cdot f}{120} \quad (2.15)$$

Keterangan :

p = jumlah kutub

f = frekuensi generator

n = kecepatan putar generator

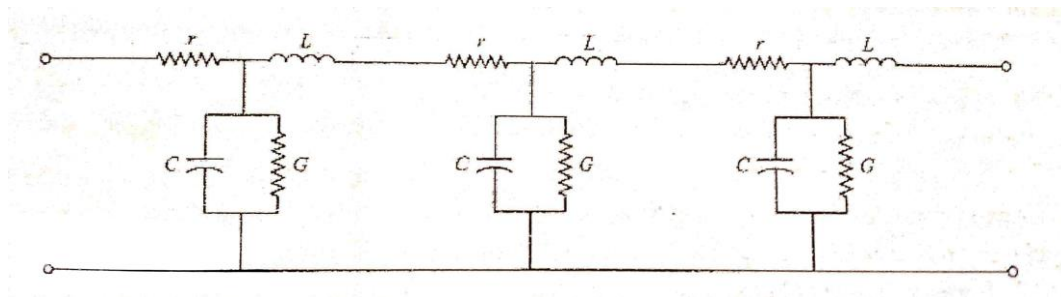
8. Transformator

Transformator adalah komponen sistem tenaga listrik yang dapat memindahkan daya listrik arus bolak-balik dari suatu rangkaian listrik ke rangkaian listrik lainnya berdasarkan induksi elektromagnetik pada frekuensi yang tetap. Transformator pada pembangkit digunakan untuk menaikkan tegangan arus bolak balik (AC) agar listrik tidak banyak terbuang saat dialirkan melalui transmisi. Pendingin transformator untuk kapasitas kecil yaitu pendinginan sendiri, sedangkan untuk kapasitas besar digunakan pendingin paksa udara, pendinginan minyak paksa dengan memakai alat pendingin udara, dan pendinginan minyak paksa dengan pendinginan air paksa.

9. Transmisi

Sebuah saluran udara atau kabel dapat diwakili oleh konstanta rangkaian yang terdistribusi seperti pada gambar 2.4 Resistansi, induktansi, kapasitansi dan konduktansi bocor dari konstanta rangkaian yang terdistribusikan secara merata

disepanjang saluran. Pada gambar tersebut L mewakili induktansi *alternating current* dari saluran ke netral per unit panjang, r mewakili resistansi *alternating current* dari saluran ke netral per unit panjang. C adalah kapasitansi dari saluran ke netral per unit panjang dan G adalah konduktansi bocor per unit panjang.



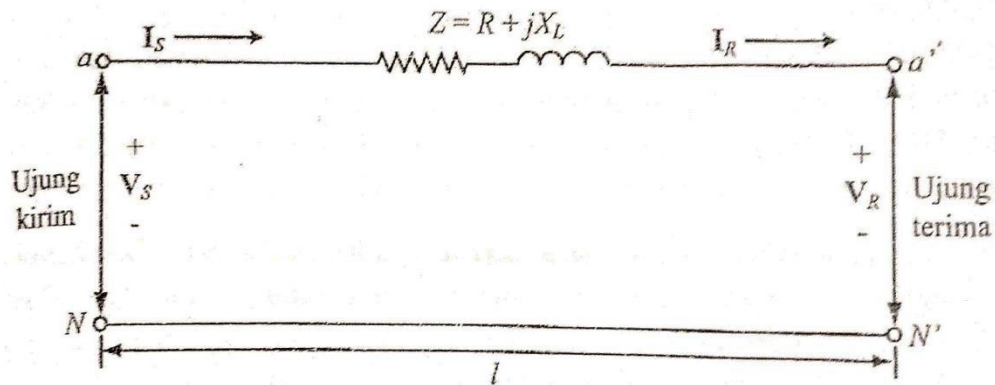
Gambar 2.4 Konstanta rangkaian ekuivalen yang terdistribusi

Sumber: Cekmas Cekdin & Taufik Berlian, 2013

Untuk daya yang sama, daya guna efisiensi penyaluran akan naik oleh karena hilang daya transmisi turun, apabila tegangan transmisi ditinggikan. Namun kenaikan tegangan transmisi berarti juga kenaikan isolasi, biaya peralatan dan biaya gardu induk. Oleh karena itu pemilihan tegangan transmisi dilakukan dengan memperhitungkan daya yang disalurkan, jumlah rangkaian, jarak penyaluran, keandalan (*reliability*), biaya pelayanan untuk tegangan tertentu, serta tegangan-tegangan yang sekarang ada dan yang direncanakan. Kecuali itu, penentuan tegangan merupakan bagian dari perencanaan sistem secara keseluruhan. Transmisi berfungsi menyalurkan arus listrik atau tenaga listrik dari pusat pembangkit tenaga listrik ke gardu induk sebagai pusat beban. Tegangan terima di Gardu Induk (V_R) adalah selisih vektor antara tegangan kirim (V_S) dengan drop tegangan di sepanjang konduktor transmisi yaitu perkalian arus (I) dengan impedansi (Z). Impedansi (Z). Impedansi ini merupakan jumlah vektor dari resistansi (R) dan reaktansi (X) penghantar di mana semakin panjang penghantar maka semakin besar pula R dan X -nya sehingga Z juga semakin besar dan akibatnya drop tegangan IZ juga semakin besar, dengan demikian nilai V_R kecil.

Tegangan pelayanan diperbolehkan turun sampai dengan 10% dari V nominal. Dengan demikian, panjang jaringan dibatasi oleh drop tegangan.

Pada saluran transmisi pendek (hingga 80 Km) kapasitansi dan resistansi bocor ke tanah biasanya diabaikan seperti terlihat pada gambar 2.5 oleh sebab itu saluran transmisi pendek dapat disederhanakan dengan membuat konstanta impedansi sebagai berikut.



Gambar 2.5 Rangkaian ekuivalen saluran transmisi pendek

Sumber: Cekmas Cekdin & Taufik Berlian, 2013

$$Z = R + jX_L$$

$$Z = zl$$

$$Z = rl + jxl \Omega$$

di mana,

- Z adalah impedansi seri total per fasa dalam Ohm
- z adalah impedansi dari penghantar dalam Ohm per satuan unit panjang
- X_L adalah reaktansi induktif dari penghantar dalam Ohm
- x adalah reaktansi induktif dari penghantar dalam ohm per satuan panjang
- l adalah panjang saluran arus yang keluar di ujung saluran terima.

Gambar 2.6 menunjukkan diagram vektor atau fasor sebuah saluran transmisi yang dihubungkan dengan sebuah beban induktif dan sebuah beban kapasitif. Ini dapat diamati dari gambar 2.5 dan gambar 2.6 bahwa,

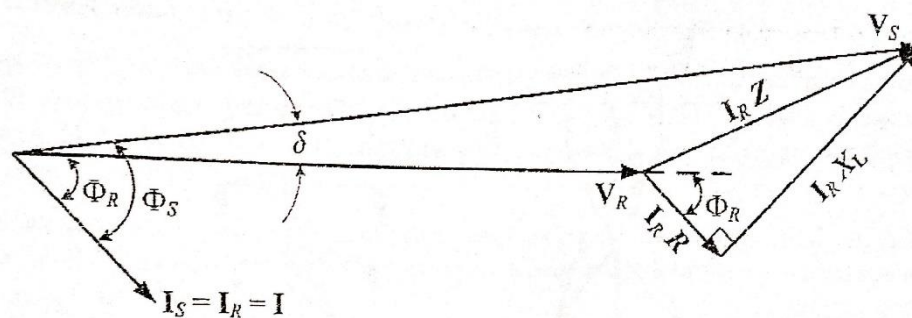
$$V_S = V_R + I_R Z$$

$$I_S = I_R = I$$

$$V_R = V_S - I_R Z$$

di mana,

- V_S adalah tegangan fasa (saluran ke netral) di ujung kirim
- V_R adalah tegangan fasa (saluran ke netral) di ujung terima
- I_S adalah arus fasa di ujung kirim
- I_R adalah arus fasa di ujung terima
- Z adalah impedansi seri total per fasa



Gambar 2.6 Diagram fasor saluran transmisi pendek yang terhubung pada beban induktif

Sumber: Cekmas Cekdin & Taufik Berlian, 2013

Agar nilai V_R memenuhi standar maka sebaiknya semakin panjang transmisi maka tegangan transmisi dinaikkan. *Output* dari generator pembangkit (Pembangkit Besar) bertegangan sampai dengan tegangan menengah dinaikkan tegangannya menjadi tegangan tinggi (150kV) atau ekstra tinggi (500kV) dengan menggunakan trafo *step up*.

Tegangan transmisi ini diterima oleh trafo GI (trafo *step down*) dan diturunkan dari 150kV menjadi 20kV, 500kV menjadi 150kV dan ada juga dari 500kV menjadi 20kV.

Penghantar transmisi terbuat dari ACSR (*Aluminium Conductor Steel Reinforced*) yaitu kawat penghantar aluminium berinti kawat baja dan isolatornya terbuat dari porselin dan menaranya dari konstruksi besi atau baja dan untuk wilayah tertentu di Indonesia menggunakan kabel tanah (150kV).

Transmisi dari Jawa ke Madura dan dari Jawa ke Bali menggunakan kabel laut 150kV 50Hz. Rencana transmisi interkoneksi Sumatera (P3B Sumatera)

bertegangan 275kV 50 Hz. Pada saluran transmisi 500kV tidak ada masalah petir karena tegangan transmisi lebih tinggi dari tegangan petir (345kV) akan tetapi yang menjadi masalah adalah polusi tegangan di sekitar SUTET dan masalah *switching surge* atau surja hubung di mana hal ini diatasi dengan memasang reaktor untuk menyerap kelebihan tegangan pada sistem saat terjadi *switching*.

II.2. Potensi PLTA di Kalimantan Timur

Menurut Peraturan Presiden Replubik Indonesia Nomor 22 Tahun 2017, tentang Rencana Umum Energi Nasional (RUEN) Kalimantan Timur, Kalimantan Tengah, dan Kalimantan Selatan memiliki potensi tenaga air sebesar 16.844 MW dan menurut Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) PT. PLN (Persero) tahun 2019-2028, PLTA Tabang memiliki potensi sebesar 240 MW. Data potensi tersebut dapat dilihat pada gambar 2.7.

Satuan: MW		
No.	Wilayah/Provinsi	Potensi
1	Papua	22.371
2	Kalsel, Kalteng, Kaltim	16.844
3	Sulsel, Sultra	6.340
4	Aceh	5.062
5	Kalimantan Barat	4.737
6	Sulut, Sulteng	3.967
7	Sumatera Utara	3.808
8	Sumatera Barat, Riau	3.607
9	Sumsel, Bengkulu, Jambi, Lampung	3.102
10	Jawa Barat	2.861
11	Jawa Tengah	813
12	Bali, NTB, NTT	624
13	Jawa Timur	525
14	Maluku	430
Total		75.091

Gambar 2.7 Potensi tenaga air berdasarkan RUEN

Sumber : Rencana Umum Energi Nasional 2017

Acuan indikasi rencana pengembangan tenaga air per provinsi berdasarkan potensi, komersialisasi, dan kebutuhan energi di setiap provinsi dapat dilihat pada gambar 2.8.

Satuan: MW

No.	Provinsi	Total Kapasitas Terpasang per Tahun										
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	Jawa Barat	1.991,9	1.991,9	2.038,9	2.038,9	2.148,9	2.148,9	2.148,9	2.148,9	2.148,9	2.148,9	3.116,6
2	Sulawesi Selatan	521,6	521,6	521,6	521,6	521,6	569,1	803,6	965,6	1.586,6	2.051,6	2.412,6
3	Sumatera Utara	922,5	967,5	967,5	967,5	1.204,0	1.211,5	1.211,5	1.241,5	1.916,5	1.916,5	2.269,8
4	Papua	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	27,9	47,9	2.208,9
5	Aceh	2,4	2,4	12,4	110,4	128,4	128,4	187,4	187,4	318,4	318,4	1.573,4
6	Nusa Tenggara Timur	-	-	-	-	-	10,0	16,5	16,5	16,5	16,5	929,9
7	Sulawesi Barat	-	-	-	-	-	-	-	28,0	56,0	206,0	847,8
8	Jawa Tengah	306,8	306,8	306,8	306,8	306,8	306,8	306,8	306,8	306,8	656,8	667,1
9	Kalimantan Timur	-	-	-	-	-	-	-	-	-	275,0	605,0
10	Jawa Timur	293,2	293,2	293,2	293,2	293,2	293,2	293,2	430,2	430,2	430,2	430,2
11	Sulawesi Tengah	195,0	195,0	195,0	195,0	195,0	265,0	265,0	265,0	265,0	345,0	425,0
12	Sumatera Barat	254,2	254,2	254,2	254,2	254,2	254,2	254,2	306,2	306,2	395,2	395,2
13	Jambi	-	-	-	-	-	-	-	175,0	350,0	350,0	370,7
14	Papua Barat	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	22,0	22,0	358,1
15	Bengkulu	248,0	248,0	248,0	269,0	269,0	269,0	269,0	296,5	321,5	321,5	348,5
16	Kalimantan Barat	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	243,5
17	Kalimantan Utara	-	-	-	-	-	-	-	-	-	110,0	220,0
18	Sulawesi Tenggara	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	146,8	182,6	182,6
19	Kalimantan Selatan	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	95,0
20	Sulawesi Utara	51,4	51,4	51,4	51,4	51,4	63,4	93,4	93,4	93,4	93,4	93,4
21	Lampung	-	-	-	56,0	56,0	56,0	56,0	83,0	83,0	83,0	83,0
22	Riau	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	76,4
23	Nusa Tenggara Barat	-	-	-	-	-	-	-	-	12,0	18,0	18,0
24	Maluku	-	-	-	-	-	-	-	-	16,0	16,0	16,0
Total Kapasitas Terpasang		4.826,7	4.871,7	4.928,7	5.103,7	5.468,2	5.615,2	5.945,2	6.583,7	8.455,7	10.036,7	17.986,7
Total Tambahan/Tahun		-	45,0	57,0	175,0	364,5	147,0	330,0	638,5	1.872,0	1.581,0	7.950,0

Gambar 2.8 Indikasi rencana penyediaan kapasitas PLTA per provinsi tahun 2015-2025

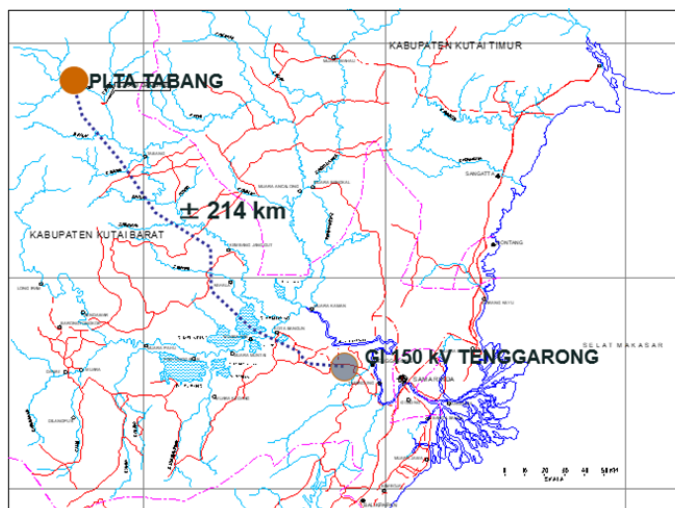
Sumber : Rencana Umum Energi Nasional 2017

Berdasarkan gambar 2.8 proyeksi penyediaan kapasitas PLTA untuk Kalimantan Timur pada tahun 2025 adalah sebesar 605 MW. Sehingga dengan direncanakannya PLTA Tabang dapat membantu memenuhi target 605 MW pada tahun 2025 tersebut.

Kecamatan Tabang merupakan salah satu bagian dari Kabupaten Kutai Kertanegara, Kalimantan Timur. Tabang memiliki daerah dengan luas 7.764,5 Km² dan memiliki penduduk sekitar 12.452 jiwa yang tersebar di 18 desa. Tabang merupakan kecamatan terluas di Kutai Kertanegara sekaligus merupakan kecamatan terjauh dan cukup sulit untuk dijangkau karena transportasinya yang masih mengandalkan transportasi sungai. Selain dibelah sungai Belayan yang memanjang dari desa Muara Tuboq dibagian hulu hingga desa Gunung Sari dibagian hilir, kecamatan tabang juga dialiri beberapa anak sungai Belayan seperti sungai Ritan, sungai Pedohon, sungai Bengen, sungai Len dan sungai Atan.

Sebagian besar wilayah kecamatan Tabang terdiri dari dataran berkelor dan pegunungan. Beberapa gunung di kecamatan Tabang diantaranya adalah Gunung Menbendungan, Gunung Botak, Gunung Babi, Gunung Peninjauan, Gunung

Kelopok, Gunung Peak, Gunung Ngenyek dan masih banyak gunung-gunung kecil lainnya. Berikut pada Gambar 2.9 adalah lokasi kota Tabang dan jarak dari kota Tenggarong.



Gambar 2.9 Lokasi kota Tabang dan Jarak dari kota Tenggarong

Sumber: DED PLTA Tabang

II.3. Perkembangan Pembangkit

Sesuai dengan ketersediaan sumber energi primer di Kaltim, untuk memenuhi kebutuhan listriknya akan dibangun pembangkit yaitu PLTU batubara, PLTG/MG/GU dan PLTA. Khusus untuk tenaga listrik di daerah-daerah dengan beban kecil yang memiliki jalur transportasi BBM, yang tidak memungkinkan untuk disambungkan ke grid dan pengembangan pembangkit gas tidak ekonomis serta pengembangan EBT belum akan dibangun dalam waktu dekat, maka akan dibangun PLTD sesuai kebutuhan pengembangan tenaga listrik di daerah-daerah tersebut. Selama periode 2019—2028 direncanakan tambahan pembangkit baru dengan perincian seperti ditampilkan pada tabel 2.2 dan tabel 2.3.

Tabel 2.2 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit

Tahun	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Jumlah
PLN											
PLTU	-	14	-	-	-	-	-	-	-	14	28
PLTGU	-	-	-	-	-	-	-	80	-	-	80
PLTG/MG	-	100	-	-	-	-	-	-	-	-	100
PLTD	-	2,6	1,7	2,6	5,1	1,4	-	-	-	-	13,3
PLTA	-	-	-	-	-	-	145	-	-	-	145
Jumlah	-	116,5	1,7	2,6	5,1	1,4	145	80	-	14	366,3
IPP											
PLTU	14	200	200	-	-	-	-	-	-	-	414
PLTU MT	-	-	-	-	-	-	100	100	100	100	400
PLTGU	35	-	-	-	-	-	-	-	-	-	35
PLT Lain	-	13	-	-	-	0,7	-	-	-	-	13,7
Jumlah	49	213	200	-	-	0,7	100	100	100	100	862,7
Total											
PLTU	14,0	214	200	-	-	-	-	-	-	14	442
PLTU MT	-	-	-	-	-	-	100	100	100	100	400
PLTGU	35	-	-	-	-	-	-	80	-	-	115
PLTG/MG	-	100	-	-	-	-	-	-	-	-	100
PLTD	-	2,6	1,7	2,6	5,1	1,4	-	-	-	-	13,3
PLTA	-	-	-	-	-	-	145	-	-	-	145
PLT Lain	-	13	-	-	-	0,7	-	-	-	-	13,7
Jumlah	49	329,6	201,7	2,6	5,1	2,1	245	180	100	114	1.229

Sumber : Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) tahun 2019-2028

Tabel 2.3 Rencana Pengembangan Pembangkit

No.	Sistem	Jenis	Proyek	KAP (MW)	COD	Status	Pembang
1	Mahakam	PLTGU	Senipah (ST)	35	2019	Konstruksi	IPP
2	Grogot	PLTU	Tanah Grogot	2x7	2019	Konstruksi	IPP
3	Mahakam	PLTG	Kaltim <i>Peaker</i> 2	100	2020	Rencana	PLN
4	Penajam Paser	PLTBio	PLTBio Penajam Paser (Kuota) Tersebar	10	2020	Rencana	IPP
5	Isolated Tresebar	PLTD	PLTD Lisdes Kaltim	2,55	2020	Rencana	PLN
6	Isolated Tresebar	PLTD	PLTD Lisdes Kaltim	1,7	2021	Rencana	PLN
7	Isolated Tresebar	PLTD	PLTD Lisdes Kaltim	2,6	2022	Rencana	PLN
8	Isolated Tresebar	PLTD	PLTD Lisdes Kaltim	5,1	2023	Rencana	PLN
9	Isolated Tresebar	PLTD	PLTD Lisdes Kaltim	1,35	2024	Rencana	PLN
10	Berau	PLTBio	PLTBio Berau (Kuota) Tersebar	3	2020	Rencana	IPP
11	Berau	PLTU	Tanjung Redep	2x7	2020	Konstruksi	PLN
12	Mahakam	PLTS	PLTS Mahakam (Kuota) Tersebar	0,7	2024	Rencana	IPP
13	Mahakam	PLTA	Kelai	55	2025	Rencana	PLN
14	Mahakam	PLTA	Tabang	0	2025	Rencana	PLN
15	Mahakam	PLTGU	Katim Add on Blok 2	80	2026	Rencana	PLN
16	Berau	PLTU	Berau (Ex Timika)	2x7	2028	Rencana	<i>PLN</i>
17	Mahakam	PLTU	Kaltim (FTP2)	2x100	2020/21	Konstruksi	<i>IPP</i>
18	Mahakam	PLTU	Kaltim 4	2x100	2020/21	Konstruksi	IPP
19	Mahakam	PLTU MT	Kaltim 3	2x100	2025/26	<i>Committed</i>	<i>IPP</i>
20	Mahakam	PLTU MT	Kaltim 5	2x100	2027/28	<i>Committed</i>	<i>IPP</i>
Jumlah				1.229			

Sumber : Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) tahun 2019-2028

Di Provinsi Kalimantan Timur terdapat potensi pembangkit yang dapat dikembangkan sesuai dengan kebutuhan sistem yaitu sebagai berikut:

1. PLTA Boh sebesar 270 MW
2. PLTA Long Bangun sebesar 20 MW
3. PLTA Mentarang 1 sebesar 300 MW
4. PLTA Tabang sebesar 240 MW
5. PLTBg Berau sebesar 3 MW
6. PLTBg Paser, Grogot sebesar 1 MW
7. PLTBm Penajam Paser utara sebesar 9,5 MW
8. PLTN Kaltim sebesar 100 MW
9. PLTS Kaltim sebesar 0,7 MW

Rencana pembangkit IPP yang belum memasuki tahap PPA dinyatakan dalam rencana pembangkit sebagai kuota kapasitas yang tersebar dalam satu sistem. Kuota kapasitas tersebut dapat diisi oleh potensi baik yang sudah tercantum dalam daftar potensi maupun yang belum apabila telah menyelesaikan studi kelayakan dan studi penyambungan yang diverifikasi oleh PLN, mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan, dan harga listrik sesuai ketentuan yang berlaku. Untuk menjamin kehandalan daya pasok pembangkit, PLN merencanakan pemeliharaan yang baik dan terjadwal untuk seluruh pembangkit eksisting, dalam tahap konstruksi serta yang masih dalam tahap rencana.

II.4. Analisis Tekno Ekonomi

Tekno ekonomi memuat tentang bagaimana membuat sebuah keputusan (*decision making*) dimana dibatasi oleh ragam permasalahan yang berhubungan dengan seorang *engineer* sehingga menghasilkan pilihan yang terbaik dari berbagai alternatif pilihan. Keputusan yang diambil berdasarkan suatu proses analisa, teknik dan perhitungan ekonomi.

Engineering biasa dikatakan profesi atau disiplin dimana pengetahuan tentang matematika dan ilmu pengetahuan alam yang diperoleh dengan studi, pengalaman, dan praktik digunakan dengan bijaksana dalam mengembangkan cara-

cara untuk penggunaan secara ekonomis bahasn-bahan dan sumber alam untuk kepentingan manusia.

Alternatif diadakan karena adanya keterbatasan dari sumber daya. Dengan berbagai alternatif yang ada tersebut maka diperlukan sebuah perhitungan untuk mendapatkan pilihan yang terbaik secara ekonomi, baik ketika membandingkan berbagai alternatif rancangan, membuat keputusan investasi modal, mengevaluasi kesempatan finansial dan lain sebagainya.

Analisa tekno ekonomi melibatkan pembuatan keputusan terhadap berbagai penggunaan sumber daya yang terbatas. Konsekuensinya terhadap hasil keputusan biasanya berdampak jauh ke masa yang akan datang, yang konsekuensinya itu tidak dapat diketahui secara pasti dan merupakan pengambilan keputusan dibawah ketidakpastian. Hal ini sangat penting untuk mengetahui prediksi dimana kondisi masa yang akan datang, perkembangan teknologi, dan sinergi antara proyek-proyek yang akan dibiayai.

Estimasi dari biaya konstruksi atau perkiraan volume pekerjaan dapat dihitung dengan menggunakan rumus perkiraan volume masing-masing bangunan yang dalam hal ini adalah waduk. Harga satuan yang dipakai untuk membandingkan biaya konstruksi masing-masing alternatif diperkirakan berdasarkan beberapa studi pendahuluan yang pernah dilakukan oleh konsultan. Persamaan 2.16 adalah yang digunakan untuk menghitung produksi energi

$$E = P \times T \quad (2.16)$$

dengan E adalah Produksi Energi (kWh), P adalah Energi Pembangkitan (kW) dan T adalah Waktu Pembangkitan (Jam).

Beberapa parameter yang digunakan untuk mengukur kelayakan proyek pada penelitian ini yaitu *Net Present Value* (NPV), *Pay Back Periode* (PBP), *Break Event Point* (BEP), *Benefit Cost Ratio* (BCR) dan *Internal Rate of Return* (IRR).

II.4.1 *Net Present Value (NPV)*

NPV adalah selisih harga sekarang dari aliran kas bersih (*Net Cash Flow*) di masa depan dengan harga sekarang dari investasi awal pada tingkat bunga tertentu. Untuk menghitung NPV digunakan Persamaan 2.8 sebagai berikut.

$$NPV = \sum_{i=1}^n \frac{NB_i}{(1+i)^n} = \sum_{i=1}^n \bar{B}_i - \bar{C}_i \quad (2.17)$$

dengan NPV adalah *Net Present Value* (Rp), NB adalah *Net Benefit*, B_i adalah *Benefit* yang telah didiskon, C_i adalah *Cost* yang telah didiskon, n adalah index tahun ke- dan i adalah diskon faktor (%).

II.4.2 *Pay Back Periode (PBP)*

PBP adalah jangka waktu tertentu yang menunjukkan terjadinya arus penerimaan (*cash in flows*) yang secara kumulatif sama dengan jumlah investasi dalam bentuk *present value*. Untuk menghitung besar PBP digunakan Persamaan 2.9 berikut.

$$PBP = n + (a - b)/(c - b) \times 1 \text{ tahun} \quad (2.18)$$

dengan PBP adalah *Pay Back Periode*, n adalah Tahun terakhir dimana jumlah arus kas masih belum bisa menutup investasi mula-mula, a adalah Jumlah investasi mula-mula., b adalah Jumlah kumulatif arus kas pada tahun ke - n, dan c adalah Jumlah kumulatif arus kas pada tahun ke n + 1.

II.4.3 *Break Event Point (BEP)*

BEP adalah keadaan atau titik dimana kumulatif pengeluaran (*Total Cost*) sama dengan kumulatif pendapatan (*Total Revenue*) atau laba sama dengan nol (0), atau dapat dijelaskan pada Persamaan 2.10 sebagai berikut.

$$Total Revenue = Total Cost \text{ dan atau } Total Revenue - Total Cost = 0 \quad (2.19)$$

II.4.4 *Benefit Cost Ratio (BCR)*

BCR adalah rasio antara manfaat bersih yang bernilai positif (benefit atau keuntungan) dengan manfaat bersih yang bernilai negatif (*cost* atau biaya). Suatu proyek dapat dikatakan layak bila diperoleh nilai $BCR > 1$ dan dikatakan tidak layak bila diperoleh nilai $BCR < 1$. Untuk menghitung BCR dapat menggunakan Persamaan 2.11 berikut.

$$BCR = \frac{\sum_{k=0}^N B_k}{\sum_{k=0}^N C_k} \quad (2.20)$$

dengan BCR adalah *Benefit Cost Ratio*, B_k adalah keuntungan (*benefit*) pada tahun- k (Rp), C_k adalah biaya (*cost*) pada tahun- k (Rp), n adalah periode proyek (tahun) dan k adalah tahun ke- i .

II.4.5 *Internal Rate of Return (IRR)*

Internal Rate of Return (IRR) adalah besarnya tingkat keuntungan yang digunakan untuk melunasi jumlah uang yang dipinjam agar tercapai keseimbangan ke arah nol dengan pertimbangan keuntungan. IRR ditunjukkan dalam bentuk % atau periode dan biasanya bernilai positif ($I > 0$). Untuk menghitung IRR dapat menggunakan Persamaan 2.12 berikut ini.

$$IRR = i_1 + \left(\frac{NPV_1}{NPV_1 - NPV_2} \right) x (i_2 - i_1) \quad (2.21)$$

Dengan keterangan IRR adalah *Internal Rate of Return (%)*, NPV_1 adalah *Net Present Value* dengan tingkat bunga rendah (Rp), NPV_2 adalah *Net Present Value* dengan tingkat bunga tinggi (Rp), i_1 adalah tingkat bunga pertama (%) dan i_2 adalah tingkat bunga kedua (%).

II.4.6 *Penentuan Besaran Produksi Energi*

Produksi energi per tahun dapat dihasilkan dari perhitungan hasil perkalian jumlah daya dibangkitkan (kW) dengan waktu yang diperlukan (t) selama satu tahun (8760 jam) dengan faktor daya PF. Secara teori dapat dipergunakan Persamaan 2.13. (Abendungan H., 2000)

$$\text{Energi/tahun} = P_{\text{net}} \times 8760 \times PF \text{ (kWh)} \quad (2.22)$$

Harga pokok produksi adalah besarnya biaya yang dikeluarkan untuk memproduksi energi dari pengoperasian suatu sistem pembangkit. Hal ini diperlukan untuk mengetahui apakah produksi listriknya lebih murah atau lebih mahal. Harga pokok produksi per kWh dapat dihasilkan dengan menghitung semua biaya modal (*Cannual*) per tahun, biaya operasi dan pemeliharaan (O&M) per tahun suatu pembangkit dibagi dengan produksi energi per tahun (8760 jam) kWh. Secara teori dapat dihitung dengan Persamaan 2.14. (Abendungan H., 2000)

$$\text{HPP per kWh} = \frac{\frac{\text{Cannual}}{\text{th}} + (\text{O+M})/\text{th}}{P_{\text{net}} \times 8760 \times PF} \times 1 \text{ tahun} \quad (2.23)$$

II.4.7 Biaya Investasi

Setiap pembangunan sistem pembangkit selalu memperhitungkan biaya investasi, sehingga diperlukan data – data yang akurat tentang berbagai komponen PLTA. Biaya investasi merupakan biaya modal, yaitu semua pengeluaran yang dibutuhkan selama proyek berlangsung mulai dari pra survei sampai proyek selesai dibangun. Biaya modal meliputi sebagai berikut.

1. Biaya pekerjaan survei;
2. Biaya pekerjaan sipil;
3. Biaya pekerjaan mekanikal dan elektrik;
4. Biaya pekerjaan jaringan distribusi; dan
5. Biaya tidak langsung (biaya tak terduga), persentasenya dapat diestimasikan antara 5 % sampai dengan 15 % (Kodati J,R 1996).

II.4.8 Biaya operasi dan pemeliharaan (O&M)

Biaya O&M merupakan biaya yang dibutuhkan untuk menjalankan operasi rutin PLTA. Biaya O&M dibedakan menjadi dua kategori, yaitu biaya tetap O&M dan biaya variabel O&M. Biaya tetap O&M artinya walaupun tidak ada produksi energi yang dihasilkan biaya tersebut tetap ada [9], dan merupakan biaya

operasional rutin yang meliputi biaya pegawai, *property tax*, *plant insurance*, dan *life-cycle maintenance*. Biaya tidak tetap O&M adalah biaya yang memiliki pengaruh langsung pada energi yang dihasilkan dari pembangkit dan besarnya tergantung pada keluaran produksi energi. Biaya ini mencakup biaya bahan bakar, bahan konsumsi, pemeliharaan langsung unit pembangkit, pemeliharaan gedung pembangkit, dan pemeliharaan oleh *outsourcing*. Biaya tidak tetap O&M dan biaya tetap O&M umumnya diukur dalam satuan Rp/tahun atau Rp/kWh.

II.V Regulasi Pembangkit Listrik dari Energi Baru Terbarukan (Tenaga Air)

Pengembangan energi baru dan terbarukan (EBT) di Indonesia, mengacu kepada Peraturan Presiden (Perpres) No. 22 tahun 2017 tentang Rencana Umum Energi Nasional (RUEN). Dalam Perpres disebutkan kontribusi EBT dalam bauran energi pembangkitan mulai akhir tahun 2025 sebesar 23 %.

Dalam mendukung pemanfaatan EBT untuk penyediaan tenaga listrik pemerintah mewajibkan untuk membeli tenaga listrik dari pembangkit EBT tersebut sebagaimana diatur pada Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral No. 12 tahun 2017 tentang pemanfaatan energi terbarukan untuk penyediaan tenaga listrik pada pasal 2 ayat 1. Rata-rata biaya pokok penyediaan (BPP) pembangkitan nasional sebesar Rp1,119/kWh atau cent US\$ 7,86 /kWh. Namun jika BPP setempat (lokasi pembangkitan listrik) diatas BPP rata – rata nasional maka BPP atau tarif pembelian listrik hanya paling tinggi 85% dari BPP setempat saja, hal ini sesuai dengan Keputusan Menteri ESDM No. 55 tahun 2019 tentang besaran biaya pokok penyediaan pembangkitan PT PLN (Persero) tahun 2018. Perjanjian jual beli tenaga listrik (PJBL) dilaksanakan untuk jangka waktu paling lama 30 tahun terhitung sejak terlaksananya COD (Commercial Operation Date) sehingga pendapatan pembangkitan listrik dapat berlangsung pada waktu yang telah disepakati para stakeholder sebagaimana diatur pada Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral No. 10 tahun 2017 tentang pokok-pokok dalam perjanjian jual beli tenaga listrik.

Alih-alih keinginan pemerintah dalam meningkatkan penggunaan energi baru terbarukan (EBT), Kementerian Pekerjaan Umum dan Perumahan Rakyat telah menetapkan harga dasar air permukaan untuk pembangkit listrik tenaga air terbaru (tahun 2019) yang biayanya sangat tinggi. Harga air permukaan provinsi Kalimantan Timur untuk penggunaan air PLTA ditetapkan maksimal sebesar Rp300/kWh . Padahal penetapan harga dasar air permukaan tahun 2017 lalu, penggunaan air PLTA provinsi Kalimantan Timur yang terbagi menjadi dua yaitu PLTA dibangun swasta sebesar Rp29,85/kWh dan PLTA dibangun PLN sebesar Rp42,64/kWh . Hal semacam ini yang dapat menurunkan ketertarikan para investor yang ingin berinvestasi ke pembangkit listrik tenaga air yang sehingga dapat mengganggu target pencapaian bauran EBT tahun 2025.