

BAB 2 TINJAUAN PUSTAKA

Indonesia adalah negara kepulauan yang mempunyai sumber daya energi dan mineral yang sangat besar. Lokasi sumber energi untuk memenuhi kebutuhan energi pengolahan mineral tersebar di seluruh kepulauan Indonesia dan banyak yang masih mempunyai fasilitas infrastruktur rendah.

Untuk meningkatkan nilai tambah, mineral harus diproses di dalam negeri sesuai dengan UU Minerba No.4/2009. Pengolahan mineral logam menjadi logam dibutuhkan energi dalam jumlah besar, oleh karena itu untuk memenuhi kebutuhan energi dibutuhkan pembangkit listrik yang selanjutnya ditransmisikan dengan menggunakan transmisi listrik tegangan tinggi menuju pabrik pengolahan mineral. Cadangan gas *stranded* dengan kondisi infrastruktur yang masih rendah dan berada dilokasi marjinal dari pasar & konsumen gas, dapat dikembangkan untuk memenuhi konsumsi energi pembangkit listrik.

Ada tiga komponen pengembangan proyek yang saling terkait, yaitu pengembangan pabrik pengolahan mineral, pengembangan pembangkit listrik, dan pengembangan lapangan gas.

2.1 Sumber Daya Mineral Indonesia dan UU Minerba

Indonesia mempunyai sumber daya mineral yang sangat besar, seperti emas, perak, timah hitam, besi, timah putih, tembaga, Bauxite, Nickel, Mangan dan mineral berharga lainnya. Untuk mengolah mineral-mineral tersebut, terutama mineral logam, diperlukan kapasitas pembangkit listrik yang besar. Tabel 2.1 menunjukkan sumber daya mineral yang dimiliki Indonesia.

Sumber daya potensial dan cadangan mineral metalik tersebar di 437 lokasi, yaitu di Indonesia bagian Barat dan Timur. Akan tetapi detail eksplorasi dan produksi belum semuanya dilakukan di semua lokasi. Sebagian mineral metalik telah ditambang, seperti Bauxite, Emas, Nickel, pasir besi, tembaga, Mangan dan timah putih. Mineral yang ditambang tersebut diekspor ke beberapa

negara dan sebagian diolah di dalam negeri. Akan tetapi jumlah ekspor barang tambang mentah (raw ore), masih lebih besar dari pada di olah didalam negeri.

Tabel 2.1. Sumber Daya Mineral Indonesia (dalam Ton)

Type of Mineral	Ore	Metal
Nickel	1,412,258,000	29,602,021
Bauxite	700,379,260	283,648,373
Copper	1,784,852,502	68,113,170
Iron Sand	73,050,036	39,517,666
Manganese	3,244,297	1,165,109
Tin	4,723,044	622,402
Primary Gold	3,189,240,871	5,313
Placer Gold	984,483,209	103
Silver	1,459,196,458	507,826
Mercury	32,254,882	76
Lead	67,646,236	2,973,560
Zinc	66,367,401	5,859,849
Primary Iron	320,882,634	183,130,902
Lateritic Iron	1,548,490,899	626,766,648
Cobalt	1,101,331,000	1,304,634
Primary Chromite	1,642,925	756,392
Placer Chromite	282,317	122,651
Lateritic Platinum	741,298,559	2,985,335
Placer Platinum	37,348,210	3,840,130
Platinum	84,750,000	12,231
Molibdenum	685,000,000	346,505
Monozite	185,992	10,527

Sumber: ESDM 2007, Status 2006

Ket : Satuan pada tabel diatas dari sumbernya adalah dalam Juta Ton, tetapi setelah dibandingkan dengan data dari publikasi oleh Dalvi (Davi, 2004), jumlah sumber daya mineral pada tabel diatas adalah dalam Ton.

Menurut UU Minerba (Mineral Batubara) No.4/2009 Pasal 103, Pemegang IUP (Ijin Usaha Pertambangan) dan IUPK (Ijin Usaha Pertambangan Khusus) Operasi Produksi wajib melakukan pengolahan dan pemurnian hasil penambangan di dalam negeri. Oleh karena itu, maka ekspor barang tambang dalam bentuk mentah (raw ore) dilarang. UU Minerba tersebut dikeluarkan pada bulan Januari 2009, dimana peraturan pelaksanaannya akan dikeluarkan dalam waktu satu tahun sejak diundangkan. Menurut Pasal 170, Pemegang kontrak karya yang sudah berproduksi wajib melakukan pemurnian selambat-lambatnya 5 (lima) tahun sejak Undang-Undang ini diberlakukan. Konsekuensi dari UU Minerba tersebut, untuk melakukan pengolahan dan pemurnian mineral dibutuhkan energi dalam jumlah besar.

2.2 Cadangan Gas *Stranded*

Cadangan gas *stranded* adalah cadangan gas yang telah ditemukan, tetapi tidak dieksploitasi karena belum ekonomis pada saat tersebut. Secara fisik, cadangan gas disebut *stranded* disebabkan karena lokasi sumber gas terlalu dalam untuk dilakukan pengeboran maupun kondisi batuan yang menyulitkan untuk dieksploitasi. Gas *stranded* dapat juga berasal dari *associated gas* yang belum dimanfaatkan, dimana gas dapat ditemukan bersama sama dengan sumur minyak. *Associated gas* pada umumnya dibakar menuju *flare* seperti dilihat pada Gambar 2.1, ataupun juga dimanfaatkan untuk diresirkulasi kembali ke dalam sumur untuk menjaga tekanan sumur minyak atau sebagian digunakan untuk pembangkit listrik untuk keperluan tenaga listrik di lokasi tersebut [6].



Gambar 2.1. *Associated Gas* yang Tidak Termanfaatkan Dibakar
(Sumber: BP)

Ada beberapa sebab mengapa gas disebut *stranded* sbb [7]:

1. Alamiah gas alam :

- Memerlukan infrastruktur spesifik untuk mengeksploitasi dan mentransportasikannya
- Memerlukan biaya mahal dan beresiko tinggi untuk mengeksploitasinya
- Dari sumber daya menjadi cadangan dan *progress* pengembangan memerlukan waktu yang lama dan membutuhkan biaya yang besar.
- Tidak ada pembeli gas yang dekat dengan lokasi eksploitasi.

- Terbatasnya data untuk mengkonfirmasi menjadi cadangan, dan diperlukan biaya tinggi untuk mengkonfirmasinya menyebabkan harga gas tidak ekonomis.

2. Keekonomian :

- Dibandingkan dengan biaya pengembangan, jumlah cadangannya kecil
- Lokasi antar cadangan cukup jauh, apabila dari beberapa sumber digabungkan menjadi satu (*aggregate reserves*).
- Tidak ada insentif yang menarik .
- Harga gas tidak ekonomis dibanding dengan biaya yang dikeluarkan

3. Teknologi:

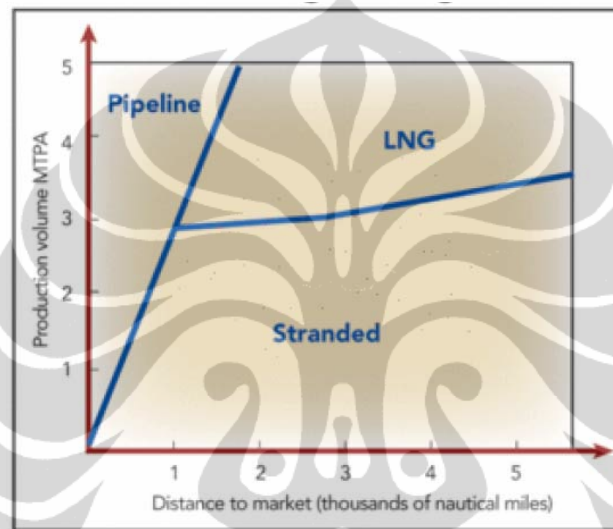
- Teknologi yang mahal untuk mengembangkan cadangan yang kecil dan lokasinya di laut dalam menyebabkan harga gas yang tidak kompetitif.
- Teknologi yang mahal untuk mengembangkan cadangan gas dengan kandungan CO₂, Hg, dan Sulfur yang tinggi

Faktor utama yang dapat memanfaatkan gas *stranded* adalah adanya konsumen gas, infrastruktur yang baik, keekonomian antara besarnya cadangan dan harga jual gas, kepastian kontrak gas, insentif dan harga gas yang bersaing dengan sumber energi lainnya. Disamping itu juga dibutuhkan kebijakan pemerintah untuk memberikan kemudahan dalam pengembangannya. Untuk *associated gas*, dengan tidak adanya konsumen gas akan di bakar ataupun diinjeksikan kembali ke dalam sumur minyak untuk menjaga kapasitas produksi.

Cadangan gas dunia, setengahnya adalah *stranded*, dan lebih dari setengahnya terletak di lepas pantai (*offshore*) [8]. Menurut EIA, Cadangan gas *stranded* dunia yang belum dimanfaatkan karena terletak jauh dari konsumen pasar gas, diperkirakan sekitar 5.500 trillion cubic feet (Tcf) atau 60 kali volume gas alam yang digunakan di tahun 2003 [9].

Gas alam dikirim ke konsumen dengan metoda tradisional yang secara komersial sudah terbukti yaitu: gas pipa, LNG dan yang baru saja adalah *onshore gas-to-liquids (GTL)*. Setiap dari metoda tersebut memerlukan investasi dan

cadangan gas yang besar. Gambar 2.2 menunjukkan hubungan antara volume produksi dan jarak ke konsumen pasar gas. Metoda transportasi diatas tidak ekonomis, apabila lapangan gas mempunyai cadangan kecil dengan volume produksi kurang dari 3 (tiga) Mtpa (million tons per annum) dan jarak ke konsumen lebih dari 1000 mile (1852 Km) [10]. Untuk volume produksi 1 (satu) Mtpa selama 20 tahun , maka diperlukan cadangan gas kurang lebih 1 Tcf (trillion cubic feet) [11].



Source: Center for Marine LNG Inc. and Taylor-Dedongh

Gambar 2.2. Perbandingan Metoda Monetisasi Gas Alam
(Sumber: Oil & Gas Financial Journal, Volume 4 , 2007).

Beberapa alternatif teknologi sedang dan telah dikaji untuk mendapatkan keekonomian cadangan gas *stranded* seperti : *floating LNG*, *GTL floating production storage and offloading (GTL-FPSO)*, *natural gas hydrates (NGH)* dan *compressed natural gas (CNG)*. Transportasi gas alam sebagai *hydrate* dan CNG lebih ekonomis dibanding dengan LNG ketika transportasi dengan gas pipa tidak ekonomis [12].

Salah satu masalah utama keekonomian cadangan gas *stranded* adalah, jauhnya cadangan gas dengan konsumen pasar gas, sehingga cadangan tersebut belum dieksploitasi manakala konsumen dilokasi tersebut belum ada. Oleh karena itu untuk membuat cadangan gas *stranded* yang belum dimanfaatkan, adalah dengan menghubungkan cadangan gas *stranded* dengan konsumen pengolahan

mineral yang memerlukan konsumsi gas untuk pembangkit listrik yang jumlah kebutuhannya cukup besar.

2.3 Pengolahan Gas Alam

Proses Pengolahan gas alam dari sumur (*wellhead*) sampai gas dijual ke konsumen (*sweet gas*), secara garis besar ada dua yaitu; proses pengolahan gas dengan kandungan Sulfur dan CO₂ rendah seperti ditunjukkan pada Gambar 2.3 dan proses pengolahan gas dengan kandungan Sulfur dan CO₂ tinggi seperti ditunjukkan pada Gambar 2.4.

Pada Gambar 2.3, gas dari sumur dialirkan ke *slug catcher* untuk memisahkan fuida yang lebih berat (*condensate*) dengan gas, yang selanjutnya hidrokarbon yang lebih berat seperti *Natural gas liquid* (NGLs) dipisahkan dan gas hasil pemisahan pada proses sebelumnya dihilangkan kandungan airnya.

Proses penghilangan kandungan air (*dehydration process*) dalam gas alam secara komersial terdiri dari 3 (tiga) cara [13] sbb :

- Absorpsi ; *Glycol Dehydration*
- Adsorpsi ; *Mol Sieve, Silica Gel, atau Activated Alumina*
- Kondensasi ; *Refrigerasi Glycol atau Injeksi Methanol*

Proses absorpsi (*Glycol dehydration*) adalah proses yang paling umum untuk menghasilkan gas alam pipa yang dialirkan menuju titik konsumen gas. Ada 4 (empat) jenis glycol untuk proses dehidrasi yaitu : Monoethylene glycol (MEG), Diethylene glycol (DEG), Triethylene glycol (TEG) dan Tetraethylene glycol (TEG).

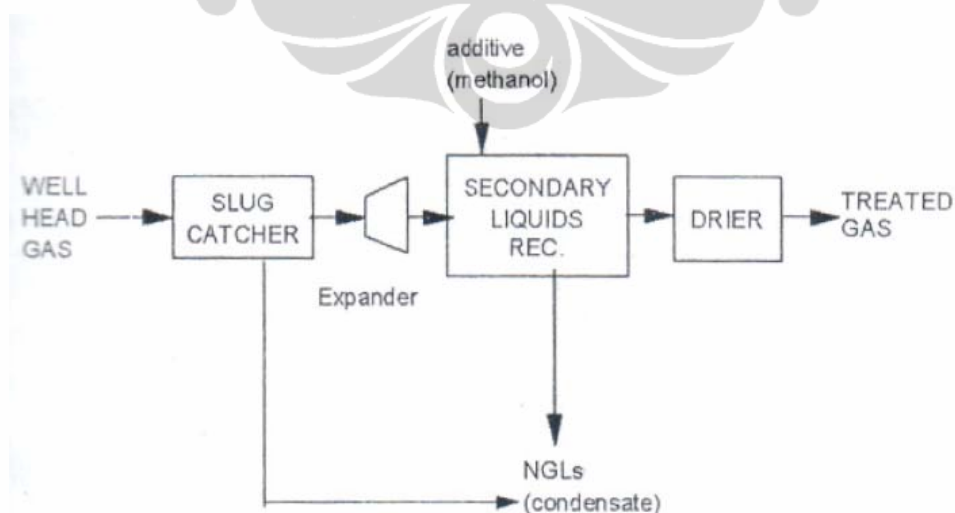
Proses adsorpsi digunakan untuk mendapatkan kandungan air dalam gas alam sangat rendah (kurang dari 0,1 ppm), yang akan digunakan untuk proses lanjutan dengan temperatur rendah seperti ekstraksi NGL dan LNG. Sedangkan proses kondensasi umumnya digunakan untuk proses dehidrasi untuk level refrigerasi moderat atau transportasi gas pipa. Inhibitor seperti Ethylene glycol atau injeksi Methanol digunakan untuk menghindari pembentukan *hydrate*.

Pada Gambar 2.4, prosesnya sama dengan proses pada Gambar 2.3, tetapi sebelum dihilangkan kandungan airnya, gas asam yang masih mengandung H₂S dan CO₂ dihilangkan dahulu melewati dua *tower* , dimana gas masuk dari bawah

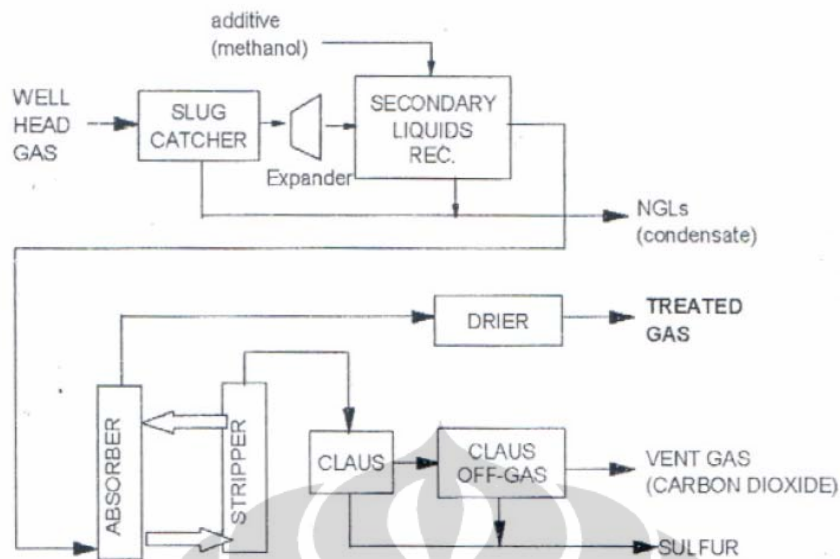
pada tower pertama dan kontak dengan *solvent*. Tower yang kedua berfungsi sebagai *stripper* untuk merekoveri *solvent* dengan cara pemanasan (atau terkadang dengan *pressure swing*). Selanjutnya gas yang sudah diproses di kolom *absorber* keluar dari atas menuju proses penghilangan kadar air sebelum gas dialirkan ke konsumen.

Kandungan air dihilangkan untuk mencegah korosi, kandungan CO₂ dihilangkan untuk memperbaiki heating value dan efek korosi, sedangkan H₂S dihilangkan dengan tujuan utama untuk *safety* [14]. Gas H₂S disamping bersifat korosif juga sangat beracun. Kandungan CO₂ di dalam gas alam tidak sejelek H₂S, dan penghilangan kandungannya tidak selalu diperlukan. Penghilangan kandungan CO₂ diperlukan juga untuk menghindari solidifikasi pada proses *cryogenic* [15]. *Solvent* yang digunakan untuk proses penghilangan kandungan CO₂ dan H₂S, umumnya menggunakan larutan *Amine* seperti *Monoethanolamine (MEA)* dan *Diethanolamine (DEA)*.

Untuk negara maju, Sulphur dari kolom *stripper* di proses menuju unit pemrosesan *Claus*, untuk memenuhi aspek lingkungan. Sedangkan untuk negara-negara berkembang H₂S, Sulfur dan CO₂ dibakar ke *Flare*, karena proses *Claus* memerlukan biaya investasi, operasi dan perawatan yang dibebankan kepada keekonomian gas alam.



Gambar 2.3 Proses Pengolahan Gas untuk Kandungan Sulfur & CO₂ Rendah



Gambar 2.4. Proses Pengolahan Gas untuk Kandungan Sulfur & CO₂ Tinggi

2.4 Pembangkit Listrik

Ada beberapa pembangkit listrik yang berbahan bakar gas yaitu: pembangkit listrik tenaga uap (PLTU), pembangkit listrik tenaga gas (PLTG) yang digerakan oleh turbin gas, serta pembangkit listrik tenaga gas dan uap (PLTGU) yang merupakan kombinasi antara turbin gas dan turbin uap, yang dikenal dengan *combined cycle gas turbine* (CCGT).

Untuk pembangkit listrik berbahan bakar gas, turbin gas mempunyai keunggulan dibanding dengan pembangkit listrik tenaga uap (Kiameh, 2002) sbb :

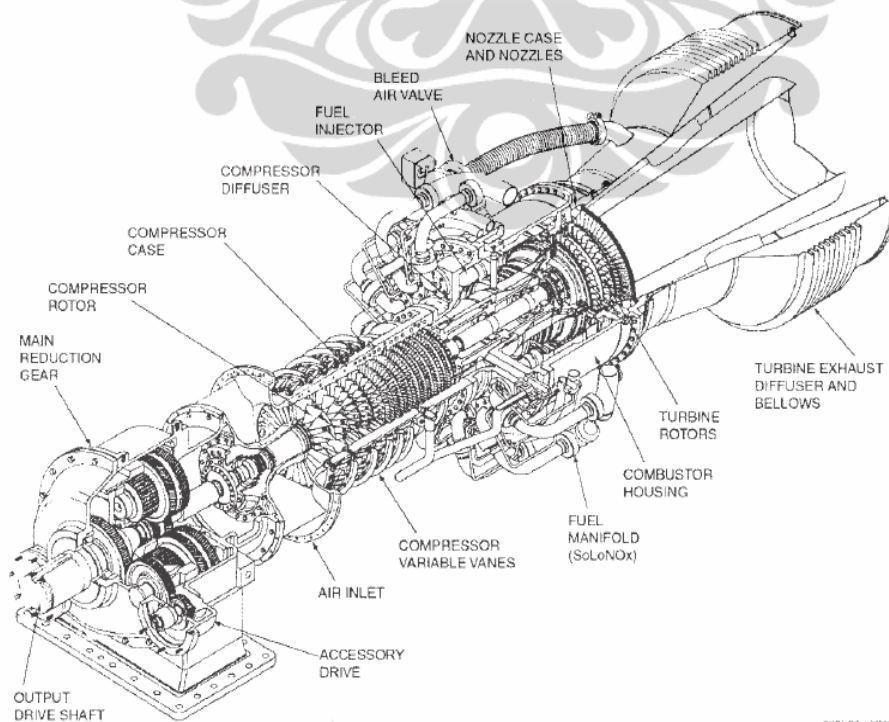
- Ukuran dan berat lebih kecil dan investasi awal per unit *output* lebih kecil
- Waktu pelaksanaan proyek lebih pendek
- Waktu *start* lebih cepat (kurang lebih 10 detik)
- Mempunyai *capacity factor* (persen waktu beroperasi pada *full power*) 96% sampai 98%.
- Dapat menggunakan bahan bakar BBM, gasifikasi batubara, dan bahan bakar sintetis.

2.4.1 Turbin Gas

Turbin gas mempunyai tiga komponen utama yaitu : kompresor, ruang bakar (*combustor*) dan turbin. Kompresor menaikkan tekanan udara masuk 15

sampai 25 kali, dan temperatur udara keluar kompresor sekitar 750 sampai 870°F (400 to 465°C). Di dalam ruang bakar, bahan bakar terbakar dan menaikkan temperatur udara yang terkompresi antara 2500 sampai 2600°F (1370 sampai 1427°C). Udara panas dengan entalpi yang sangat besar berubah menjadi kecepatan tinggi di dalam turbin. Temperatur gas panas keluar turbin sekitar 900 sampai 1180°F (482 sampai 638°C).

Susunan turbin gas terdiri dari siklus sederhana (*simple Cycle*), *Regeneratif* dan *combined cycle*. Efisiensi turbin gas dipengaruhi oleh temperatur pembakaran dan rasio tekanan kompresor. Untuk setiap kenaikan temperatur pembakaran 100°F (56°C), kerja yang dihasilkan naik 10% dan kenaikan efisiensi 1,5 %. Kenaikan efisiensi dapat dicapai dengan kenaikan temperatur gas masuk turbin, dan tekanan optimum akan naik dengan kenaikan temperatur masuk turbin. Temperatur turbin gas jauh lebih tinggi jika dibandingkan dengan turbin uap modern, dimana turbin uap mempunyai temperatur sekitar 1000 sampai 1200°F (540 sampai 650°C). Komponen turbin gas dapat dilihat di Gambar 2.5.



Gambar. 2.5. Potongan Turbin Gas Taurus 70 (Solar turbines)

Turbin gas mempunyai beberapa tipe dari yang kecil sampai yang besar sbb:

a. Turbin Gas *Frame Type Heavy-Duty*

Rasio tekanan turbin gas mencapai 25:1 untuk turbin modern, dibanding dengan turbin lama yang hanya mempunyai rasio tekanan 5:1. Temperatur masuk turbin gas, untuk turbin modern sekitar 2000 sampai 2500°F (1093 sampai 1371°C). Proyeksi temperatur mendekati 3000°F (1649°C) dan bila tercapai akan menaikkan efisiensi secara signifikan. Turbin dan kompresor jenis ini menggunakan tipe aksial. Satu unit mempunyai ukuran hingga mencapai 480 MW dengan efisiensi dari 30–46% untuk siklus sederhana.

b. Turbin Gas *Aero-derivative*.

Turbin gas ini asalnya adalah mesin pesawat terbang yang dimodifikasi dengan membuang *bypass fans*. Satu unit jenis ini mempunyai ukuran berkisar antara 2,5 MW sampai dengan 50 MW. Efisiensinya berkisar antara 35–45%.

c. Turbin Gas *Medium*

Turbin gas *medium range* mempunyai kapasitas antara 5000 sampai 15000 hp (3,7 sampai 11,2 MW). Kompresor biasanya mempunyai 10 sampai 16 tingkat sudu. Rasio tekanan (Tekanan keluar/tekanan masuk) sekitar 5 sampai 11. Unit ini biasanya digunakan untuk *offshore platforms* dan pabrik petrokimia. *Regenerator* digunakan untuk turbin jenis ini untuk memperbaiki efisiensi.

d. Turbin Gas Kecil

Turbin gas kecil mempunyai kapasitas dibawah 5000 hp (3,7 MW). Desainnya sama dengan gas turbin besar, akan tetapi umumnya menggunakan kompresor sentrifugal atau kombinasi sentrifugal dan aksial serta turbin radial. Efisiensi turbin gas jenis ini mempunyai efisiensi kecil sekitar 20 % dikarenakan sbb:

- Kompresor sentrifugal mempunyai efisiensi yang lebih rendah dibandingkan dengan kompresor aksial.

- Temperatur masuk turbin terbatas sekitar 1700° F (927° C) dikarenakan kurangnya pendinginan sudu turbin. Efisiensi unit ini bisa dinaikkan dengan merekoveri panas keluar dari turbin.

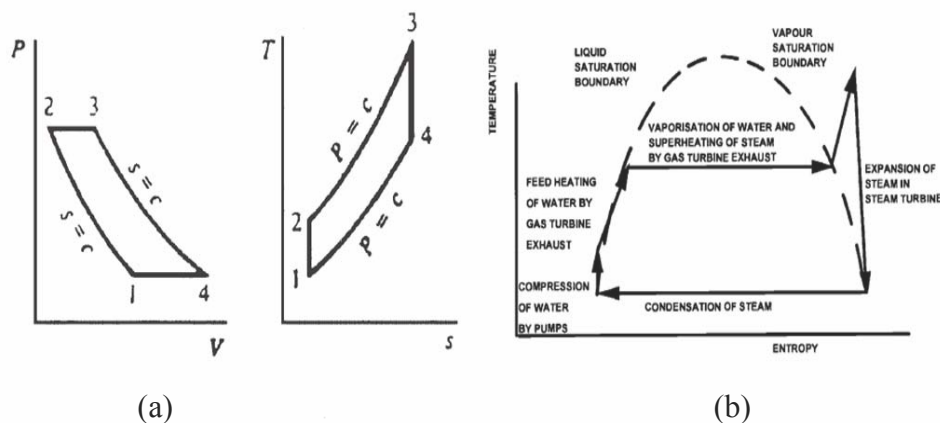
e. Turbin Gas Mikro.

Turbin gas jenis ini mempunyai ukuran berkisar antara 20 kW–350 kW. Turbin jenis ini banyak digunakan untuk mengatasi pertumbuhan permintaan daya yang meningkat dengan cepat sekitar tahun 1990.

Unit *Frame Type Heavy-Duty* yang paling mutakhir berukuran 480-MW dengan pendingin uap. Dengan mode *combined cycle*, temperaturnya mencapai 2600 F (1427C) dan efisiensinya mencapai 60% lebih.

2.4.2 Siklus Kombinasi Turbin Gas (*Combined Cycle Gas Turbine-CCGT*)

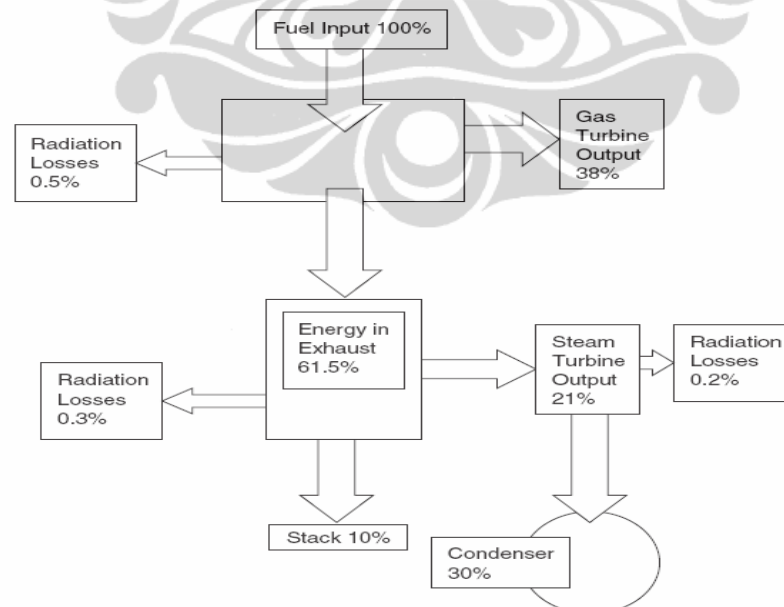
Combined cycle gas turbin (CCGT) merupakan siklus kombinasi dari siklus Brayton di turbin gas dan siklus Rankine di turbin uap. Siklus Rankine yang terjadi di turbin uap merupakan kelanjutan dari ekspansi gas panas dari turbin gas yang dimanfaatkan untuk memproduksi uap di *Heat recovery steam generator* (HRSG). Siklus Brayton ideal ditunjukkan di Gambar 2.6 (a). Proses siklus isentropic 1-2 adalah siklus kompresi oleh kompresor dan siklus isentropik 3-4 adalah proses ekspansi oleh turbin gas. Siklus ekspansi isentropik ideal dari turbin gas di lanjutkan dan dikombinasikan dengan siklus Rankine di turbin uap dapat dilihat di Gambar 2.6 (b).



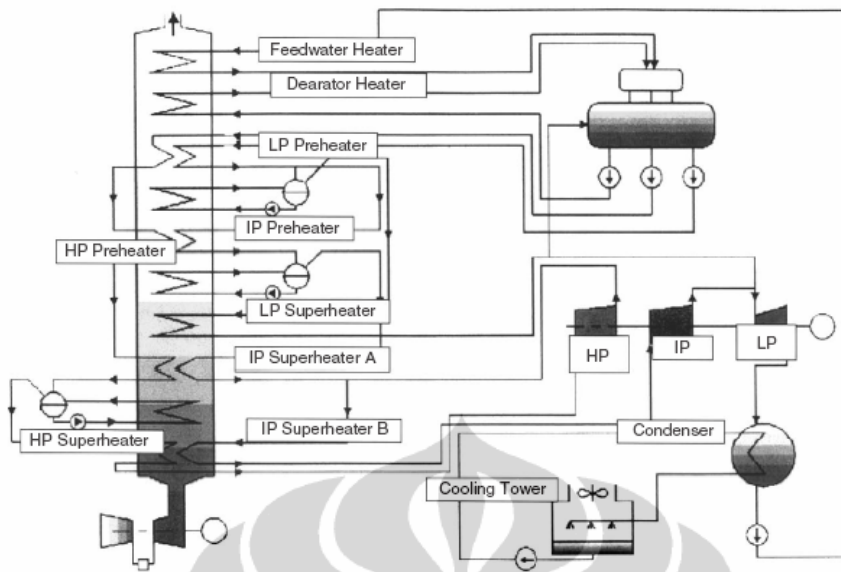
Gambar 2.6. (a) Siklus Brayton untuk Turbin Gas (b) Siklus Rankine untuk Turbin Uap.

Heat recovery steam generator (HRSG) yang merupakan pemanfaatan gas buang dari *combined cycle gas turbine (CCGT)* terdiri dari *single pressure cycle* sampai *multipressure*. Aliran dan distribusi energi dari masuk sampai keluar termasuk rugi-rugi (*losses*) dapat dilihat di Gambar 2.7. Energi gas buang dari turbin gas sekitar 60% dialirkan ke turbin uap untuk menghasilkan listrik menjadi kurang lebih sebesar 20% energi listrik .

Komponen utama dari CCGT adalah turbin gas, HRSG dan turbin uap, dapat dilihat Gambar. 2.8. Temperatur gas keluar HRSG (*Heat recovery steam generator*) turun di dalam sistem *combined cycle* dengan multi tekanan uap dan siklus uap bekerja pada tekanan sekitar 1300 psia (90 bar), temperatur gas keluar HRSG ke cerobong sekitar 300 sampai 400°F (150 sampai 200°C). Energi yang keluar dari turbin gas dengan temperatur yang masih tinggi dapat diutilisasi oleh HRSG, dengan demikian efisiensi *combined cycle gas turbine (CCGT)* akan naik. Efisiensi CCGT dapat mencapai 60% untuk pembangkit listrik ; 40% dari siklus gas turbin dan 20% dari siklus uap.



Gambar 2.7. Distribusi Energi di PLTGU (*Combined Cycle Gas Turbine- CCGT*)



Gambar 2.8. Tipikal Pembangkit Listrik PLTGU (CCGT) Ukuran Besar dengan *Heat Recovery Steam Generator (HRSG)-Multipressure Steam Turbine*

2.4.3 Ekonomi Pembangkit Listrik Tenaga Gas Uap-PLTGU (CCGT)

PLTGU mempunyai efisiensi paling baik dibanding dengan pembangkit listrik berbahan bakar gas lainnya. Disamping itu PLTGU adalah pilihan paling baik untuk kondisi konsumsi daya listrik yang mendadak, seperti beban puncak harian. Dari Tabel 2.2. , dapat dilihat perbandingan *capital cost*, *heat rate*, biaya operasi dan perawatan, *availability* serta waktu instalasi pembangkit listrik. *Capital cost* pembangkit listrik tenaga uap (PLTU) lebih tinggi 50% dibanding dengan PLTGU (Boyce, 2006). Pembangkit listrik tenaga nuklir adalah yang paling mahal. PLTU moderen mempunyai efisiensi sekitar 35%, dibandingkan dengan PLTGU yang mempunyai efisiensi sekitar 55%. PLTGU dengan teknologi terkini mempunyai efisiensi antara 60–65%. *Rule of thumb* nya, untuk 1% kenaikan efisiensi akan menaikkan investasi sebesar 3,3% . Untuk PLTU, waktu pelaksanaan proyek dari *engineering* sampai dengan operasi sekitar antara 42–60 bulan, sedangkan PLTGU sekitar antara 22–36 bulan. Untuk PLTGU, waktu konstruksi sekitar 18 bulan, enjiniring sekitar 6-12 bulan. Untuk Amdal (analisa mengenai dampak lingkungan) sekitar 6-12 bulan. Waktu pelaksanaan proyek ini mempengaruhi parameter keekonomian investasi seperti bunga, asuransi, pajak, IRR (*internal rate of return*) dan NPV (*net present value*).

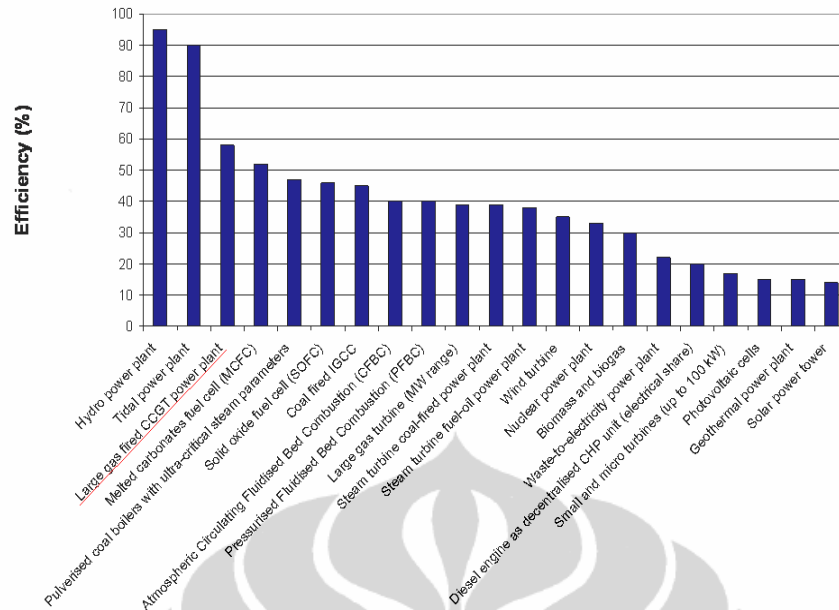
‘Efisiensi PLTGU (CCGT) dibandingkan dengan pembangkit listrik dengan bahan bakar fosil lainnya mempunyai efisiensi paling tinggi, hal ini dapat dilihat pada Tabel 2.2 dan grafik pada Gambar 2.9 Sedangkan *heat rate* yang merupakan korelasi langsung dari efisiensi dapat dilihat pada grafik Gambar 2.10. Efisiensi pembangkit sangat menentukan keekonomian pembangkit yang mempengaruhi komponen konsumsi bahan bakar. Sedangkan kontribusi bahan bakar gas terhadap keseluruhan komponen biaya listrik dapat dilihat pada grafik Gambar 2.11.

Grafik pada Gambar 2.11 menunjukkan distribusi biaya selama umur PLTGU [16]. Dari gambar tersebut dapat dilihat bahwa *initial cost* sekitar 8% dari total biaya selama umur PLTGU, operasional dan perawatan sekitar 17%, dan biaya bahan bakar sekitar 75%.

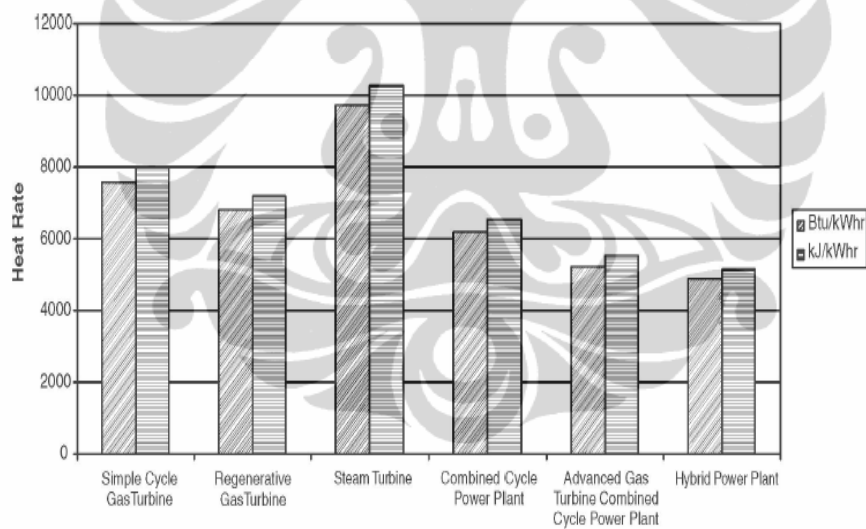
Table 2.2. Karakteristik Ekonomi dan Operasi dari Berbagai Pembangkit Listrik

Type of Plant	Capital Cost \$/kW	Heat Rate Btu/kWh kJ/kWh	Net Efficiency	Variable Operation & Maintenance (\$/MWh)	Fixed Operation & Maintenance (\$/MWh)	Availability	Reliability	Time from Planning to Completion Months
Simple cycle gas turbine (2500 °F/1371 °C) natural gas fired	300-350	7582-8000	45	5.8	0.23	88-95%	97-99%	10-12
Simple cycle gas turbine oil fired	400-500	8322-8229	41	6.2	0.25	85-90%	95-97%	12-16
Simple cycle gas turbine crude fired	500-600	10662-11250	32	13.5	0.25	75-80%	90-95%	12-16
Regenerative gas turbine natural gas fired	375-575	6824-7200	50	6.0	0.25	86-93%	96-98%	12-16
Combined cycle gas turbine	600-900	6203-6545	55	4.0	0.35	86-93%	95-98%	22-24
Advanced gas turbine combined cycle power plant	800-1000	5249-5538	65	4.5	0.4	84-90%	94-96%	28-30
Combined cycle coal gasification	1200-1400	6950-7332	49	7.0	1.45	75-85%	90-95%	30-36
Combined cycle fluidized bed	1200-1400	7300-7701	47	7.0	1.45	75-85%	90-95%	30-36
Nuclear power	1800-200	10000-10550	34	8	2.28	80-89%	92-98%	48-60
Steam plant coal fired	800-1000	9749-10285	35	3	1.43	82-89%	94-97%	36-42
Diesel generator-diesel fired	400-500	7582-8000	45	6.2	4.7	90-95%	96-98%	12-16
Diesel generator-power plant oil fired	600-700	8124-8570	42	7.2	4.7	85-90%	92-95%	16-18
Gas engine generator power plant	650-750	7300-7701	47	5.2	4.7	92-96%	96-98%	12-16

Sumber: Maherwan P. Boyce

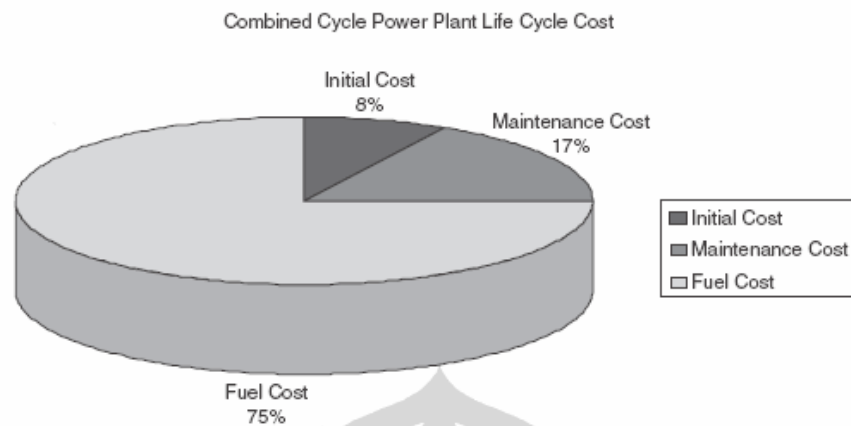


Gambar 2.9. Efisiensi dari Berbagai Pembangkit Listrik. (Sumber: Kema Power)

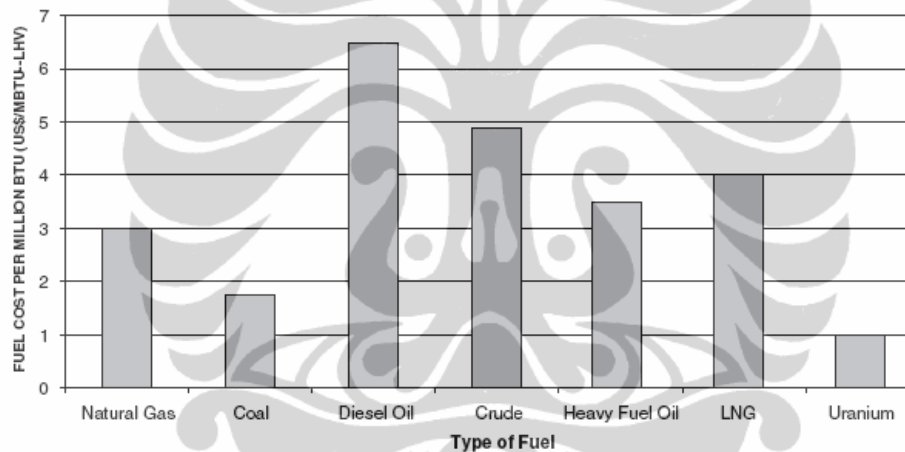


Gambar 2.10. Tipikal Heat Rate dari Berbagai Pembangkit Listrik. (Sumber: Maherwan P. Boyce)

Harga bahan bakar gas alam mempunyai harga yang kompetitif jika dibandingkan dengan bahan bakar minyak dan LNG, sedangkan harga bahan bakar yang stabil sepanjang tahun adalah uranium. Biaya bahan bakar per satuan energi yang lebih rendah dari gas alam adalah batu bara dan uranium (Boyce, 2006). Gambar 2.12 menunjukkan grafik perbandingan biaya berbagai jenis bahan bakar .



Gambar 2.11. Presentasi Komponen Biaya Selama Umur *Combined Cycle Gas Turbine (CCGT)*. (Sumber: Maherwan P. Boyce)



Gambar 2.12. Tipikal Biaya Bahan Bakar US\$/MMBTU. (Sumber: Maherwan P. Boyce)

Harga Jual listrik adalah merupakan jumlah biaya biaya yang timbul yang terdiri dari komponen sbb:

- Biaya pengembalian investatsi (*Capital recovery*); Komponen A
- Biaya *Fix* dan *Variabel operation & maintenance* (O&M); komponen B
- Biaya konsumsi bahan bakar bulanan atau tahunan; komponen C

Jumlah biaya dari ketiga komponen diatas dibagi dengan energi yang dibangkitkan pada periode tertentu (bulanan, tahunan) akan menghasilkan harga jual listrik dalam Rp/Kwh atau C\$/Kwh.

2.5. Transmisi Listrik

Transmisi tenaga listrik berfungsi untuk menyalurkan energi listrik dari suatu tempat ke tempat lainnya, yang terdiri dari transmisi tegangan rendah, tegangan menengah, tegangan tinggi dan ekstra tinggi. Adapun transmisi tegangan tinggi dan ekstra tinggi berfungsi menyalurkan energi listrik dari satu gardu induk ke gardu induk lainnya. Tegangan tinggi yang ada di Indonesia adalah : 30 KV, 70 KV, 150 KV, 275 KV dan 500 KV.

2.5.1 Saluran Udara Tegangan Ekstra Tinggi ; Diatas 230 KV

SUTET adalah saluran tenaga listrik yang menggunakan kawat telanjang (konduktor) di udara bertegangan nominal di atas 230 KV atau mempunyai tegangan tertinggi untuk perlengkapan di atas 245 KV [17]. Saluran tegangan ekstra tinggi (SUTET), pada umumnya digunakan pada pembangkitan dengan kapasitas di atas 500 MW [18]. Tujuannya adalah agar *drop* tegangan dan penampang kawat dapat direduksi secara maksimal, sehingga diperoleh operasional yang efektif dan efisien. Permasalahan mendasar pembangunan SUTET adalah konstruksi tiang (tower) yang besar dan tinggi, memerlukan tapak tanah yang luas, memerlukan isolator yang banyak, sehingga pembangunannya membutuhkan biaya yang besar. Masalah lain yang timbul dalam pembangunan SUTET, adalah masalah sosial yang akhirnya berdampak pada masalah pembiayaan. Pembangunan transmisi ini cukup efektif untuk jarak 100 km sampai dengan 500 km.

2.5.2 Saluran Udara Tegangan Tinggi (SUTT); 35 KV – 230 KV

SUTT adalah saluran tenaga listrik yang menggunakan kawat telanjang (konduktor) di udara bertegangan nominal di atas 35 KV sampai dengan 230 KV (SNI 04-6918, 2002). Jika transmisi ini beroperasi secara parsial, jarak terjauh yang paling efektif adalah 100 km. Jika jarak transmisi lebih dari 100 km, maka tegangan jatuh (*drop voltage*) terlalu besar, sehingga tegangan ini di ujung transmisi menjadi rendah. Untuk mengatasi hal tersebut, maka sistem transmisi dihubungkan secara *ring system* atau *interconnection system*. Ini sudah diterapkan di Pulau Jawa dan akan dikembangkan di Pulau-pulau besar lainnya di Indonesia.

2.5.3 Saluran Udara Tegangan Menengah (SUTM); 6 KV – 30 KV

Di Indonesia, pada umumnya tegangan operasi SUTM adalah 6 KV dan 20 KV. Secara berangsur-angsur tegangan operasi 6 KV dihilangkan dan saat ini hampir semuanya menggunakan tegangan operasi 20 KV. Transmisi SUTM digunakan pada jaringan tingkat tiga, yaitu jaringan distribusi yang menghubungkan dari Gardu Induk, *Feeder*, SUTM, Gardu Distribusi, sampai dengan ke Instalasi konsumen. Berdasarkan sistem pentanahan titik netral trafo, efektifitas penyalurannya hanya pada jarak (panjang) antara 15 km sampai dengan 20 km. Jika transmisi lebih dari jarak tersebut, efektifitasnya menurun, karena relay pengaman tidak bisa bekerja secara selektif.

2.6 Kondisi Sistem Penyaluran Tenaga Listrik Indonesia

Sistem kelistrikan yang ada di kepulauan Indonesia belum sepenuhnya terintegrasi dengan jaringan transmisi. Saat ini yang telah terintegrasi hanya sistem kelistrikan se Jawa-Madura-Bali dengan jaringan transmisi 500 KV [19].

Di Pulau Jawa, Sistem kelistrikan merupakan bagian dari sistem interkoneksi Jawa-Madura-Bali. Kebutuhan beban dilayani melalui transfer energi dari sistem interkoneksi Jawa-Madura-Bali (JAMALI) sebagai pemasok utama melalui jaringan SUTET (500 KV) dan SUTT (150 KV dan 70 KV).

Pulau Sumatera, sistem Sumatera Bagian Utara yang menghubungkan Provinsi Nanggroe Aceh Darusalam (NAD) dan Sumatera Utara telah terinterkoneksi dengan jaringan transmisi 275 KV, namun belum seluruhnya terhubung. Sistem yang menghubungkan sistem Sumbar dengan Riau sudah terintegrasi. Sistem Sumbagsel telah mengintegrasikan Provinsi Sumatera Selatan, Provinsi Jambi, Bengkulu dan Lampung. Pada bulan November 2004, sistem Sumatera Bagian Selatan telah terhubung dengan Sistem Sumbar-Riau dengan Provinsi lainnya di Sumatera Bagian Selatan. Pada bulan Agustus 2006, sistem kelistrikan SumBagUt-SumBagSel juga telah diintegrasikan dengan jaringan transmisi 150 KV.

Pada sistem kelistrikan Pulau Kalimantan sebagian kecil Provinsi Kalimantan Tengah dengan Kalimantan Selatan sudah terhubung melalui jaringan 150 KV. Sistem se Kalimantan belum semua terinterkoneksi.

Sistem kelistrikan pulau Sulawesi yang meliputi Provinsi Sulawesi Selatan, Sulawesi Tengah, Sulawesi Tenggara, Sulawesi Utara dan Gorontalo masih banyak dipasok dengan sistem yang tersebar, akan tetapi beberapa daerah telah terhubung dengan jaringan transmisi 150 KV. Disamping Sistem jaringan transmisi 150 KV di beberapa wilayah Sulawesi menggunakan transmisi 70 KV.

Sistem kelistrikan untuk pulau Nusa Tenggara, Maluku dan Papua terdiri atas beberapa sistem terisolasi. Beban puncak sampai dengan akhir tahun 2007 untuk kelistrikan Provinsi Nusa Tenggara Barat mencapai 90,36 MW, sedangkan provinsi lainnya masih dibawah 50 MW.

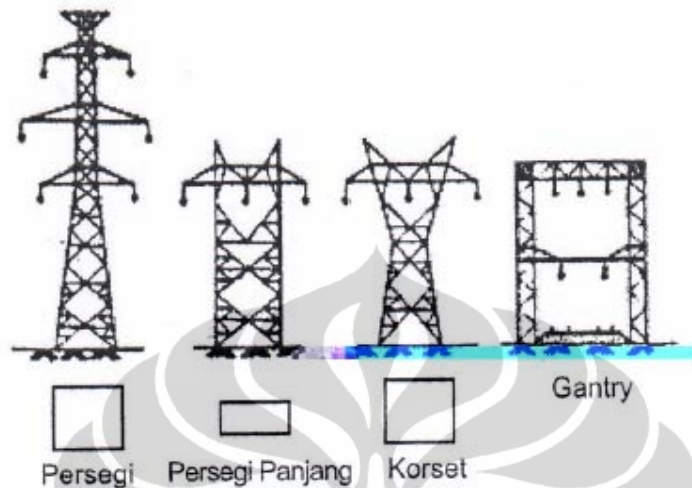
2.6.1 Pertimbangan Pembangunan Transmisi Tegangan Tinggi

Pertimbangan Pembangunan Transmisi tegangan tinggi adalah al: adanya penambahan dan pertumbuhan beban pada instalasi pemanfaatan, karena pembangkit tenaga listrik pada umumnya lokasinya jauh dari pusat-pusat beban, dan rute SUTT bisa melewati berbagai kondisi geografis, misalnya: dataran rendah (tanah rata), pegunungan, sungai, persawahan, perbukitan dan lain lain.

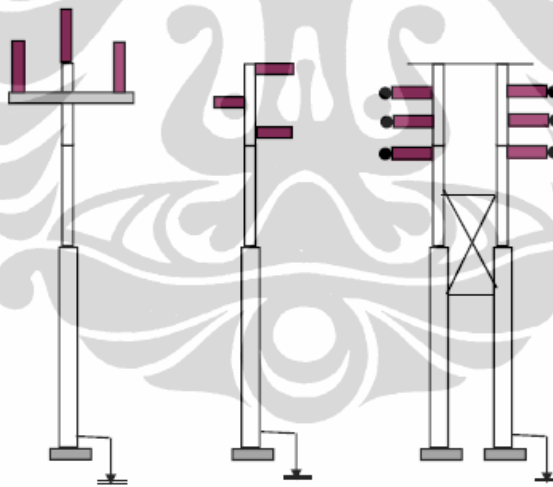
Tiang transmisi listrik terdiri dari beberapa macam bentuk, tergantung dari tegangan yang akan ditransmisikan, daya yang dialirkan dan lokasi dimana tiang transmisi tersebut dipasang. Untuk daerah yang melewati padat pemukiman maka digunakan tiang beton atau baja, sedangkan untuk daerah yang jarang, bahkan pegunungan dan hutan digunakan tiang rangka baja *lattice tower*. Adapaun bentuk dan konstruksi tiang untuk saluran udara tegangan tinggi adalah sbb:

- Konstruksi baja *lattice Tower* : Terbuat dari baja profil atau besi siku, disusun sedemikian rupa sehingga membentuk suatu menara (tower), yang kekuatannya disesuaikan dengan kebutuhan. Konstruksi jenis inilah yang banyak digunakan di Indonesia. Konstruksi ini dapat dilihat pada Gambar 2.13.
- Konstruksi Manesman [20]: Terbuat dari pipa baja, dimana konstruksi jenis ini digunakan di Indonesia hanya di daerah perkotaan yang tidak

memungkinkan dipasang menara (tower). Konstruksi ini dapat dilihat pada Gambar 2.14.



Gambar 2.13. Tower Transmisi Konstruksi Baja *Lattice Tower*



Gambar 2.14. Tower Transmisi Konstruksi Manesman.

2.7 Analisa Keekonomian Proyek

Analisa keekonomian suatu proyek meliputi pengeluaran investasi untuk mengeksploitasi sumber daya, sehingga diharapkan mendapatkan keuntungan dimasa datang. Analisa tersebut disamping melihat aspek ekonominya, juga mempertimbangkan secara komprehensif aspek lainnya seperti; avaluasi teknis, finansial, komersial, legal dan aspek lingkungan. Analisa keekonomian dimaksudkan untuk membuat keputusan investasi suatu proyek. Tujuan dari

analisa adalah untuk menjamin bahwa investasi yang akan dijalankan sangat menguntungkan di masa datang. Analisa keekonomian suatu proyek biasanya dilakukan beberapa kali tingkatan, mulai dari analisa awal sampai tingkatan untuk memutuskan dimulainya eksploitasi dan konstruksi.

Analisa ekonomi suatu proyek yang merupakan hasil dari pemodelan finansial memerlukan parameter-parameter finansial al.: biaya kapital yang terdiri dari *Debt Interest Rate (DIR)* dan *Return on Equity (ROE)*, *discount rate (WACC)*, *IRR*, *payback periode*, *Net Present Value (NPV)*, dan umur proyek yang dijelaskan dibawah ini.

2.7.1 Biaya Kapital

Biaya kapital (*cost of capital*) adalah tingkat pengembalian suatu investasi yang terdiri dari modal pinjaman dan modal sendiri. Biaya rata-rata kapital bisa disebut *discount rate* atau bisa disebut juga *weighted average cost of capital (WACC)*. Kebanyakan proyek didanai dari dana sendiri yang berupa ekuitas (*equity*) dan pinjaman (*debt*). Perbandingan presentase antara *debt* dan *equity* disebut *Debt equity ratio (DER)*. Biaya *equity* tergantung dari kondisi perusahaan, pasar modal dan di negara mana perusahaan tersebut berada (*country risk premium*). Sedangkan *debt* tergantung dari bunga di pasar uang dan bank. Karena perbedaan biaya modal (*cost of capital*) antara *equity* dan *debt*, maka *discount rate* dihitung rata rata dari keduanya yang disebut *weighted average cost of capital (WACC)*, yang dapat dirumuskan sbb:

Discount rate = WACC (*weighted average cost of capital*)

$$WACC = E \times KE + D \times KD \quad (2.1)$$

E = persen *Equity*

KE = *Cost of Equity*

D = persen *Debt*

KD = *Cost of Debt*

KE = $R_f + \text{Beta} \times (R_m - R_f) + \text{Country Risk Premium}$

R_f = *U.S treasury bill rate*, R_m = *return on stock market*,

Beta = Volatilitas saham perusahaan tersebut terhadap saham yang lain di bursa sama, Beta untuk *electric & gas utilities* = 0,58 .

2.7.2 Masa Pengembalian Investasi

Masa pengembalian investasi (*payback period*) adalah, masa dari dimulainya pembangunan atau dimulainya produksi pertama sampai titik impas dari aliran kas kumulatif. Masa pengembalian menghitung waktu yang diperlukan dimana semua biaya investasi dan pengeluaran sama dengan pendapatan kumulatif. Perhitungan masa pengembalian diperlukan untuk melihat apakah proyek tersebut menarik dengan melihat resiko resiko yang ada.

2.7.3 Net Present Value (NPV)

Net present value (NPV) adalah jumlah nilai sekarang (*present value*) dari masing masing arus kas (*cash flow*). Makin positif dan makin tinggi nilainya, maka proyek tersebut makin menguntungkan dan makin menarik. Apabila nilai NPV tersebut negative, maka proyek tersebut tidak menguntungkan. Untuk nilai NPV positif, maka dapat dikatakan adalah nilai keuntungan sekarang dari kumulatif arus kas terdiskon. NPV dapat dirumuskan pada persamaan berikut:

$$P = \sum_{t=0}^{t=n} \frac{C_t}{(1+i)^t} \quad (2.2)$$

P = *present value pada tahun ke 0*

C_t = *Cash flow pada tahun ke t*

i = *discount rate*

2.7.4 Internal Rate of Return (IRR)

Internal Rate of Return (IRR) dapat juga disebut *Interest Rate of Return* atau *Discounted Cash Flow Return* (DCFR). Makin tinggi IRR (DCFR), maka proyek tersebut makin menguntungkan dan makin menarik. Nilai minimum IRR yang bisa diterima adalah biaya kapital atau bunga pasar uang. Apabila nilai IRR lebih dari nilai tersebut, maka proyek tersebut menguntungkan, dan sebaliknya. IRR adalah nilai dimana nilai NPV sama dengan nol pada *discount rate* i , dan dirumuskan sbb:

$$P = \sum_{t=0}^{t=n} \frac{C_t}{(1+i)^t} = 0 \quad (2.3)$$

2.7.5 Umur Proyek

Umur suatu investasi proyek tergantung dari jenis usaha atau komoditas yang diusahakan. Umur proyek minyak dan gas bisa sampai 20 tahun, tetapi pada umumnya umur proyek investasi rata rata 25 – 30 tahun. Investasi pada Proyek pembangkit listrik merupakan investasi padat modal dan teknologi oleh karena itu investor harus memiliki kapital yang kuat serta pengetahuan teknis yang baik pada perencanaan, pembangunan dan pengoperasian pembangkit listrik. Sebagai referensi, umur proyek pembangkit listrik [21] adalah sbb:

- | | |
|--|------------|
| 1. Pembangkit listrik tenaga uap (PLTU) | 30 Tahun |
| 2. Pembangkit listrik tenaga gas (PLTG)-turbin gas | 15 Tahun |
| 3. Pembangkit listrik tenaga gas uap (PLTGU)-CCGT | 25 Tahun |
| 4. Pembangkit listrik tenaga air (PLTA)- HEPP | > 40 Tahun |
| 5. Pembangkit listrik tenaga Diesel (PLTD) | 15 Tahun |
| 6. Pembangkit listrik tenaga panas bumi (PLTP) | > 30 Tahun |