

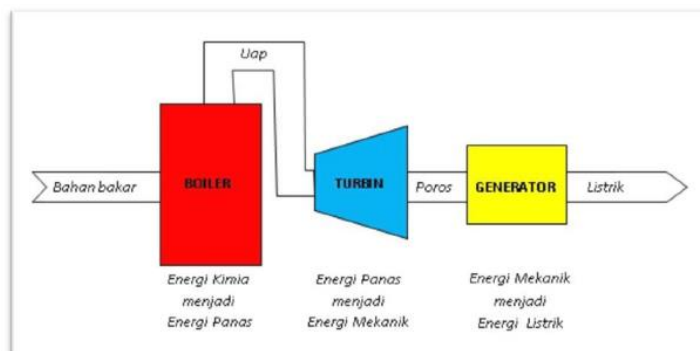
BAB II

DASAR TEORI

2.1. Pengertian Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU)

Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU) adalah pembangkit yang mengandalkan energi kinetik dari uap untuk menghasilkan energi kinetik. Bentuk utama dari pembangkit listrik jenis ini adalah generator yang dihubungkan ke turbin yang digerakkan oleh energi kinetik dari uap panas/kering yang dihasilkan oleh *boiler*. Sehingga generator dapat menghasilkan listrik. Pembangkit listrik tenaga uap menggunakan berbagai macam bahan bakar seperti gas, minyak, batubara, biomassa, panas bumi, nuklir dan lainnya. Dalam PLTU terdapat proses konversi energi yang berlangsung diantaranya adalah:

- Pertama, energi kimia dalam bentuk bahan bakar diubah menjadi energi panas dalam bentuk uap bertekanan dan temperatur tinggi.
- Kedua, energi panas (uap) diubah menjadi energi mekanik dalam bentuk putaran.
- Ketiga, energi mekanik diubah menjadi energi listrik.



Gambar 3. 1 Proses Konversi Energi PLTU (Alief, 2013)

Adapun kelebihan dan kekurangan dari PLTU batu bara sebagai berikut:

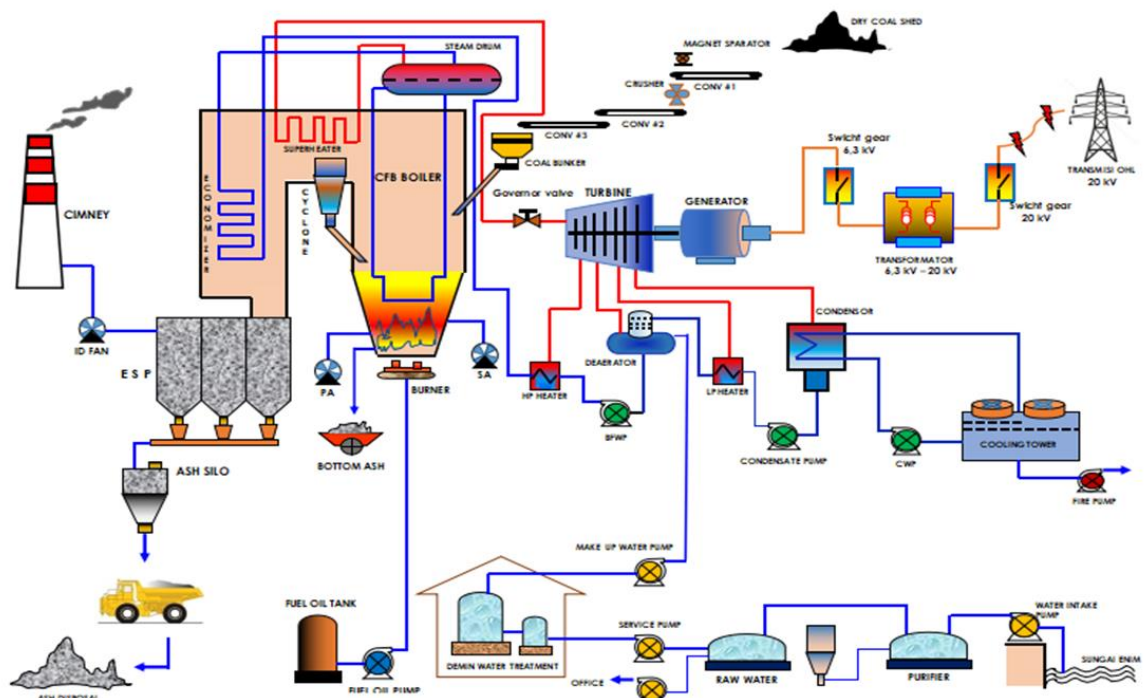
Tabel 3. 1 Kelebihan dan Kekurangan PLTU (Alief, 2013)

Kelebihan	Kekurangan
Dapat dioperasikan menggunakan beberapa jenis bahan bakar (padat, cair dan gas).	Biaya investasi awal tinggi.
Dapat digunakan dengan kapasitas yang bervariasi.	Emisi karbon tinggi.
Usia pakai lama (<i>lifetime</i>)	Lokasi tidak fleksibel, sebisa mungkin dekat dengan pelabuhan atau sumber air yang besar untuk pendinginan.
Dapat dioperasikan dengan variasi pembebanan.	Sangat tergantung pada tersedianya pasokan bahan bakar.
Daya yang dibangkitkan relatif lebih besar.	-

2.2. Prinsip Kerja Pembangkit Listrik Tenaga Uap

Prinsip kerja dari PLTU adalah dengan menggunakan siklus air-uap-air yang merupakan suatu sistem tertutup air dari kondensat atau air dari hasil proses pengondensasian di kondensor dan air *make up water* (air yang dimurnikan) dipompa oleh *condensat pump* ke pemanas tekanan rendah. Disini air dipanaskan kemudian dimasukkan oleh *deaerator* untuk menghilangkan oksigen, kemudian air ini dipompa oleh *boiler feed water pump* masuk ke *economizer*. Dari *economizer* yang selanjutnya dialirkan ke pipa untuk dipanaskan pada *tube boiler*. Pada *tube*, air dipanaskan berbentuk uap air. Uap air ini dikumpulkan kembali pada *steam drum*, kemudian dipanaskan lebih lanjut pada *superheater* sudah berubah menjadi uap kering yang mempunyai tekanan dan temperatur tinggi, dan selanjutnya uap ini digunakan untuk menggerakkan sudu turbin tekanan tinggi, untuk sudu turbin

menggerakkan poros turbin. Hasil dari putaran poros turbin kemudian memutar poros generator yang dihubungkan dengan *coupling*, dari putaran ini dihasilkan energi listrik. Energi listrik yang dihasilkan dari generator disalurkan dan didistribusikan lebih lanjut ke pelanggan. Uap bebas dari turbin selanjutnya dikondensasikan dari kondensor dan bersama air dari *make up water pump* dipompa lagi oleh pompa kondensat masuk ke pemanas tekanan rendah, *deaarator*, *boiler feed water pump*, pemanas tekanan tinggi, *economizer*, dan akhirnya menuju boiler untuk dipanaskan menjadi uap lagi. Proses ini akan terjadi berulang-ulang.



Gambar 2. 1 Diagram Alir PLTU TR 3X10 MW (PT BEST, 2015)

2.3. Komponen Utama Pada Pembangkit Listrik Tenaga Uap

Dalam sistem kerjanya pembangkit listrik tenaga uap, tentu memiliki beberapa komponen utama yang bekerja sehingga dapat terdapat terjadinya proses pembangkitan listrik. Adapun komponen utama tersebut adalah sebagai berikut:

2.3.1. Boiler Atau Ketel Uap

Boiler adalah sebuah alat yang berbentuk bejana yang digunakan untuk menghasilkan uap atau steam. *Steam* atau uap yang dihasilkan diperoleh dari proses pembakaran dari bahan bakar berupa batubara, pasir silika, solar dan udara. Di dalam *boiler* terdapat dua sistem yaitu sistem *steam* dan sistem bahan bakar. Sistem steam terdiri dari dua katup yaitu sistem air masuk (*water-inlet*) dan uap air keluar (*steam-outlet*). *Steam water-inlet* berfungsi untuk mengatur jumlah komposisi air yang masuk kemudian *steam outlet* berfungsi untuk mengatur jumlah steam yang keluar. Boiler yang digunakan di PLTU BEST adalah jenis CFB (*Circulating Fluidized Bed*).



Gambar 2. 2 Boiler *Circulating Fluidized Bed* (CFB)

2.3.2. Turbin Uap

Turbin uap merupakan komponen di dalam sistem PLTU yang mengubah energi panas menjadi energi gerak. Uap air yang sebelumnya telah dipanaskan oleh boiler menjadi bertekanan, tekanan itulah yang dimanfaatkan untuk menggerakkan turbin. Turbin memiliki baling-baling yang didesain untuk dapat menerima tekanan uap air kemudian menghasilkan energi mekanik. Energi mekanik tersebut digunakan untuk memutar generator sehingga terjadi konversi energi lagi dari sebelumnya yaitu energi mekanik menjadi energi listrik yang mana rotor/shaft turbin terhubung langsung dengan generator. Konstruksi turbin terdiri dari beberapa komponen, diantaranya *Casing*, Turbine uap, *Glands*, *Oil Injection System*, *Governors*, Motor Kontrol Sistem dan lain-lain.



Gambar 2. 3 *Casing* Turbin PLTU TE 3x10 MW

2.3.3. Generator

Generator merupakan alat pengkonversi energi yang memanfaatkan energi mekanik berupa putaran poros untuk menggerakkan motor, kemudian dikonversikan menjadi energi listrik dengan melalui teknologi medan magnet. Beberapa komponen penyusun sistem ini adalah *Generator, Fire Protection System, Excitation System, Cooling System, Penyerap muatan lebih* dan lain-lain.



Gambar 2. 4 Generator PLTU TE 3x10 MW

2.3.4. Kondensor

Kondensor merupakan alat penukar kalor yang berfungsi untuk mendinginkan dan mengkondensasikan uap keluar turbin (ekstraksi turbin) tekanan rendah dengan menggunakan air pendingin. Air yang terkondensasi selanjutnya ditampung pada *Hotwell*.



Gambar 2. 5 Kondensor PLTU TE 3X10 MW

2.4. *Superheater*

Superheater adalah suatu *heat exchanger* yang memiliki fungsi untuk memanaskan uap jenuh sampai *overheat*. Dengan memanaskan uap jenuh menggunakan *superheater* suhu uap akan meningkat drastis dan menyebabkan efisiensi dan produksi energi dapat ditingkatkan. Manfaat dari penggunaan uap yang dipanaskan dengan sangat tinggi adalah karena sudah tidak terdapatnya kadar air di dalamnya, selain itu tidak adanya hasil kondensasi di dalam pipa uap sehingga efisiensi produk energi lebih tinggi.

Superheater biasanya berbentuk lubang yang menghantarkan uap, yang dipanaskan oleh gas hasil pembakaran yang melewati sisi luar lubang. Pada suatu unit *boiler* dapat terdiri dari beberapa *superheater*. *Superheater tubes* diilustrasikan pada gambar 2.1.



Gambar 2. 6 Gambar pipa *Superheater* (Adrian et al., 2016)

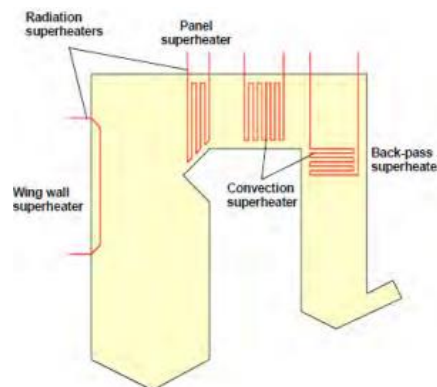
Superheater dapat dibagi menjadi dua jenis yaitu *superheater* radiasi dan *superheater* konveksi.

1. *Superheater* Radiasi

Superheater radiasi digunakan untuk mendapatkan suhu uap yang lebih tinggi dan panas dan panasnya disalurkan melalui radiasi. *Superheater* ini ditempatkan di dalam jangkauan radiasi dari apa. Jadi biasanya *superheater* ini terdapat pada dinding atas *boiler*, di atas tungku di dalam sarana utama perpindahan panas dari radiasi.

2. *Superheater* Konveksi

Superheater konveksi adalah *superheater* yang paling sering digunakan pada boiler uap. *Superheater* konveksi digunakan dengan uap bersuhu rendah dan panas dari gas buang utamanya dihantarkan dengan cara konveksi. *Superheater* jenis ini dapat juga terproteksi dari radiasi oleh tabung *evaporator*. *Superheater* konveksi dapat menggantung di atap *boiler* atau mereka dapat ditempatkan di kedua sisi *boiler*.



Gambar 2. 7 Susunan *Superheater* (Adrian et al., 2016)

2.5. *Risk Based Inspection*

Merupakan suatu *Risk Assessment* dan manajemen risiko yang berfokus pada hilangnya ketahanan pada *equipment* bertekanan dalam fasilitas pemrosesan dikarenakan material *deterioration*. Risiko ini dikelola terutama melalui inspeksi *equipment* (API 581, 2008). Keuntungan yang didapat dari penggunaan metode ini adalah jelasnya pembagian kondisi risiko yang ada sehingga mempermudah

pembagian operasional kerja suatu fasilitas proses dimana pada saat yang sama dapat dilaksanakan perawatan pada tempat yang memiliki peningkatan atau tinggi risiko yang sama.

Berdasarkan *American Petroleum Institute* pembahasan mengenai RBI ini sendiri dibahas dalam dua dokumen secara seri, dimana pembahasan mengenai *general scop* mengenai prinsip dasar RBI serta batas minimum dari arahan dasar dalam pembuatan program RBI dibahas dalam API 580. Lalu dilanjutkan dalam dokumen ke-2 yaitu API 581 yang menyediakan metode perhitungan kuantitatif untuk menentukan suatu *inspection plan*.

Berdasarkan API 580 tujuan umum dari adanya RBI adalah dapat menghasilkan beberapa hal sebagai berikut:

1. Sebuah rangking dari risiko relatif dari setiap *equipment* yang telah melewati evaluasi.
2. Sebuah deskripsi mendetail mengenai rencana inspeksi yang akan diaplikasikan untuk tiap *equipment* diantaranya adalah:
3. Sebuah deskripsi mengenai rencana mitigasi risiko lainnya seperti halnya perbaikan, penggantian atau peningkatan *equipment*, *redesign equipment* atau pelaksanaan *maintenance*, *integrity operating windows* [IOWs] dan melakukan kontrol mengenai kondisi operasi.
4. Tingkat risiko yang diharapkan untuk semua *equipment* setelah rencana inspeksi dan aktivitas mitigasi risiko yang lain di-implementasikan.
5. Identifikasi faktor pendorong risiko.

Metode RBI ini mendefinisikan risiko dari suatu *equipment* sebagai kombinasi dari dua hal yaitu *Likelihood Probability of Failure* (PF) dan *Consequence of Failure* (CF).

$$\text{Risk} = Pf(t) \times Fc(t) \quad (2.1)$$

Keterangan:

$Pf(t)$: *Probability of Failure*

$Fc(t)$: *Consequence of Failure*

2.6. Jenis Penilaian Risk

Menurut *American Petroleum Institute* (API 580, 2002) penilaian risiko dalam konsep *Risk Based Inspection* dipengaruhi oleh kegagalan (*likelihood*) dan konsekuensi. *Risk Based Inspection* dikelompokkan menjadi tiga jenis yaitu RBI kuantitatif, RBI kualitatif dan RBI semi-kuantitatif. Ketiga jenis ini memiliki tingkat kerumitan yang berbeda dan juga kebutuhan data yang berbeda juga.

2.6.1 Qualitative Risk Based Inspection

Model kualitatif dapat didefinisikan sebagai penilaian teknik berdasarkan pengalaman dan metodologi di mana angka tidak dihitung tetapi peringkat deskriptif seperti "rendah", "sedang", "tinggi" atau peringkat numerik seperti 1,2 atau 3 diberikan. Peringkat biasanya merupakan hasil dari penggunaan metode evaluasi berbasis evaluasi teknik.

Keuntungan menggunakan metode kualitatif adalah penelitian dapat dilakukan dengan cepat, dengan biaya awal yang rendah, memerlukan informasi yang sedikit detail, dan hasilnya mudah disajikan dan dipahami. Namun, hasil tersebut bersifat subjektif berdasarkan pendapat dan pengalaman tim RBI dan tidak dapat dengan mudah diperbarui untuk pemeriksaan selanjutnya. Sulit untuk mendapatkan hasil selain memeringkat proyek berdasarkan risiko, perubahan risiko, dan perkiraan waktu di antara inspeksi.

2.6.2 Quantitative Risk Based Inspection

Pemodelan kuantitatif dapat diartikan sebagai model metodologi dimana model yang sesuai dapat digunakan, yaitu nilai numerik dari informasi dalam bentuk desain, kondisi operasi, ketahanan, potensi efek kegagalan pada manusia dan lingkungan dihitung menggunakan model logis. Nilai kuantitatif dapat dinyatakan dan ditampilkan secara kualitatif untuk kesederhanaan. Nilai risiko dan tingkat risiko diperoleh dengan menetapkan probabilitas dan konsekuensi kegagalan.

Keuntungan metode kuantitatif adalah hasilnya dapat digunakan untuk menghitung ketelitian tertentu ketika batas penerimaan risiko dilanggar. Modelnya sistematis, konsisten, dan terdokumentasi, dapat diperbarui dengan mudah

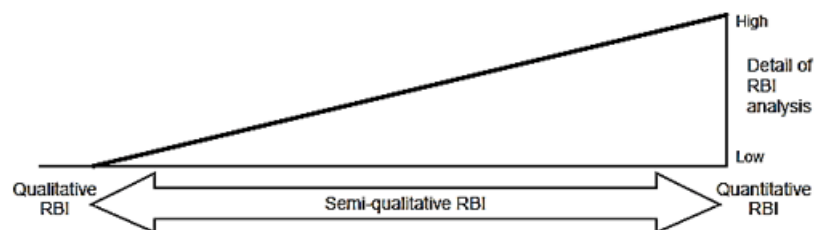
berdasarkan hasil pemeriksaan. Metode kuantitatif biasanya melihat penggunaan komputer untuk menghitung risiko prosedur pemeriksaan.

2.6.3 Semi-Quantitative Risk Based Inspection

Semi-kuantitatif adalah istilah yang digunakan untuk menggambarkan segala bentuk metode dengan aspek-aspek yang diturunkan dari metode kuantitatif dan kualitatif. Ini untuk lebih dekat dengan keunggulan utama dari dua metode pertama. Biasanya, metode ini membutuhkan sebagian besar data yang digunakan dalam metode kualitatif, tetapi tidak sedetail itu. Modelnya mungkin juga tidak seketat metode kuantitatif. Hasil yang diperoleh biasanya didistribusikan dalam bentuk kategori kegagalan dan kategori konsekuensi, atau sebagai nilai risiko, walaupun nilai dapat dikaitkan dengan masing-masing kategori untuk perhitungan risiko dan penerapan kriteria penerimaan risiko yang sesuai.

2.7. Hubungan RBI Kuantitatif, Kualitatif dan Semi-Kuantitatif

Dalam pelaksanaannya, sebuah RBI menggunakan aspek pendekatan kuantitatif, kualitatif dan semi kuantitatif. Ketiga pendekatan ini tidak saling bersaing tetapi saling melengkapi. Sebagai contoh, pendekatan kualitatif untuk level tinggi digunakan untuk mencari unit yang memiliki risiko tertinggi. Ketiga pendekatan/metode tersebut adalah sebuah hubungan kualitatif dan kuantitatif menjadi sebuah hubungan ekstrim dengan pendekatan semi kualitatif dari ketiganya, dapat dilihat pada Gambar 2.4 di bawah ini (API 580, 2016).



Gambar 2. 8 Rangkaian Kesatuan Proses RBI (API 580, 2016)

2.8. Probabilitas Kegagalan

Probabilitas kegagalan adalah kemungkinan terjadinya suatu kegagalan dalam komponen yang akan dianalisa apabila berada dalam kondisi kerja saat ini.

Persamaan mode kegagalan ditunjukkan sebagai berikut:

$$P_f(t) = gff \cdot D_f(t) \cdot F_{MS} \quad (2.2)$$

Keterangan:

$P_f(t)$: Probabilitas kegagalan (*Probability of Failure*)

gff : Frekuensi kegagalan suatu komponen (*Frequency of Failure*)

$D_f(t)$: Faktor kerusakan (*Damage*)

F_{MS} : Faktor manajemen (*Management System Factor*)

Hasil dari perhitungan probabilitas kegagalan tersebut kemudian akan dikonversikan kedalam tabel kategori PoF berdasarkan API 581

Tabel 2. 1 Kategori *Probability of Failure* (API 581, 2008)

Kategori	Probability Kategori	
	Rentang Probability	Rentang Damage Faktor
1	$P_f(t, I_E) \leq 3,06E-05$	$D_f(t) \leq 1$
2	$3,06E-05 < P_f(t, I_E) \leq 3,06E-04$	$1 < D_f(t) \leq 10$
3	$3,06E-04 < P_f(t, I_E) \leq 3,06E-03$	$10 < D_f(t) \leq 100$
4	$3,06E-03 < P_f(t, I_E) \leq 3,06E-02$	$100 < D_f(t) \leq 1.000$
5	$P_f(t) > 3,06E-02$	$D_f(t) > 1.000$

2.8.1. Frekuensi Kegagalan Generik (*Generic Failure Frequency*)

Tabel frekuensi kegagalan atau *generic failure frequency* digunakan untuk mengetahui besarnya frekuensi kebocoran per tahun pada suatu komponen. Dimana dalam penggunaannya harus disamakan dengan jenis peralatan yang ada di industri. Nilai *generic failure frequency* didapatkan dengan menggunakan tabel 2.2 berikut.

Tabel 2. 2 Frekuensi Kegagalan (API 581, 2008)

Equipment Type	Component Type	gff as a Function of Hole Size (failures/yr)				gff total (failures/yr)
		Small	Medium	Large	Rupture	
Compressor	COMPC	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	0	3.00E-05
	COMPR	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Heat Exchanger	HEXSS	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
	HEXTS	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
	HEXTUBE	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Pipe	PIPE-1	2.80E-05	0	0	2.60E-06	3.06E-05
	PIPE-2	2.80E-05	0	0	2.60E-06	3.06E-05
	PIPE-4	8.00E-06	2.00E-05	0	2.60E-06	3.06E-05
	PIPE-8	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
	PIPE-10	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
	PIPE-12	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
	PIPE-16	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
	PIPEGT16	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Pump	PUMP2S	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
	PUMPR	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
	PUMP1S	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Tank650	TANK BOTTOM	7.20E-04	0	0	2.00E-06	7.20E-04
	COURSE-1	7.00E-05	2.50E-05	5.00E-06	1.00E-07	1.00E-04
	COURSE-2	7.00E-05	2.50E-05	5.00E-06	1.00E-07	1.00E-04
	COURSE-3	7.00E-05	2.50E-05	5.00E-06	1.00E-07	1.00E-04
	COURSE-4	7.00E-05	2.50E-05	5.00E-06	1.00E-07	1.00E-04
	COURSE-5	7.00E-05	2.50E-05	5.00E-06	1.00E-07	1.00E-04
	COURSE-6	7.00E-05	2.50E-05	5.00E-06	1.00E-07	1.00E-04
	COURSE-7	7.00E-05	2.50E-05	5.00E-06	1.00E-07	1.00E-04
	COURSE-8	7.00E-05	2.50E-05	5.00E-06	1.00E-07	1.00E-04
	COURSE-9	7.00E-05	2.50E-05	5.00E-06	1.00E-07	1.00E-04
COURSE-10	7.00E-05	2.50E-05	5.00E-06	1.00E-07	1.00E-04	
Vessel/ FinFan	KODRUM	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
	COLBTM	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
	FINFAN	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
	FILTER	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
	DRUM	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
	REACTOR	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
	COLTOP	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
COLMID	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05	
Note: See references [1] through [8] for discussion of failure frequencies for equipment						

2.8.2. Faktor Kerusakan (*Damage Factor*)

Berdasarkan API 581 faktor kerusakan ditentukan berdasarkan mekanisme kerusakan yang relevan dengan bahan konstruksi, layanan proses kondisi fisik komponen dan teknik pemeriksaan yang digunakan untuk mengukur kerusakan. Fungsi utama faktor kerusakan adalah untuk mengevaluasi statistik jumlah kerusakan yang mungkin terjadi sebagai fungsi, waktu servis dan efektivitas

aktivitas inspeksinya yang digunakan untuk menghitung kerusakan tersebut. Terdapat beberapa metode yang digunakan dalam menentukan faktor-faktor mekanisme kerusakan diantaranya sebagai berikut:

1. *Thinning* - D_f^{thin}
2. *Component linings* - D_f^{elin}
3. *External Damage* - D_f^{extd}
4. *Stress Corrosion Cracking* - D_f^{scc}
5. *High Temperature Hydrogen Attack* - D_f^{htha}
6. *Mechanical Fatigue* - D_f^{mfat}
7. *Brittle Fracture* - D_f^{brit}

2.8.3. Faktor Sistem Manajemen (*Management System Factor*)

Faktor sistem manajemen (F_{ms}) merupakan faktor penyesuaian yang mempengaruhi sistem manajemen fasilitas untuk integritas mekanis peralatan industri. Faktor ini mempengaruhi kemungkinan kerusakan kumulatif dan menyebabkan hilangnya proporsional sistem penahanan kualitas program integritas mekanik fasilitas. Dalam API 581 terdapat tabel daftar evaluasi sistem manajemen dan bobot untuk setiap subjek seperti tabel di bawah ini.

Dari wawancara tersebut dapat digunakan untuk menyederhanakan hasil analisis yang memungkinkan untuk menentukan strength dan weakness dalam sistem manajemen. Nilai dari setiap evaluasi sistem manajemen dikonversikan ke dalam persentase terlebih dahulu yaitu (0-100%) dengan menggunakan rumus persamaan *pscore*.

$$pscore = \frac{score}{1000} \times 100 \text{ [satuan \%]} \quad (2.3)$$

Kemudian hasil tersebut dihitung menggunakan persamaan faktor sistem manajemen di bawah ini.

$$F_{MS} = 10^{(-0,02 \cdot pscore + 1)} \quad (2.4)$$

Keterangan:

Pscore = Nilai Evaluasi Sistem Manajemen (%)

Score = Nilai Dari Hasil Evaluasi Sistem Manajemen

Tabel 2. 3 *Factor Management System* (API 581, 2008)

No	Title	Question	Points
1	<i>Leadership and Administration</i>	6	70
2	<i>Process Safety Information</i>	10	80
3	<i>Process Hazard Analysis</i>	9	100
4	<i>Management of Change</i>	6	80
5	<i>Operating Procedures</i>	7	80
6	<i>Safe Work Practice</i>	7	85
7	<i>Training</i>	8	100
8	<i>Mechanical Integrity</i>	10	120
9	<i>Pre-Startup Safety Review</i>	5	60
10	<i>Emergency Response</i>	6	65
11	<i>Incident Investigation</i>	9	75
12	<i>Contractor</i>	5	45
13	<i>Audits</i>	4	40
Total		101	1000

2.9. Konsekuensi Kegagalan

Dalam API 581 konsekuensi kegagalan adalah *loss of containment* dari fluida berbahaya yang mengakibatkan kerusakan komponen di sekitar peralatan, kecelakaan kerja dan kerugian produksi. Konsekuensi akan dihitung dalam bentuk finansial/uang yang akan dikeluarkan oleh perusahaan apabila suatu komponen mengalami kerusakan, di bawah ini adalah persamaan untuk menghitung *Consequence of Failure*:

$$FC_{total} = FC_{device} + FC_{personel} + FC_{interrupt} \quad (2.5)$$

$$C_{device} = C_t \times \rho_1 + R \times m \quad (2.6)$$

$$C_{personnel} = C_t \times \rho_2 \times C_{individual} \quad (2.7)$$

$$C_{interrupt} = S_{day} \times T_{day} \quad (2.8)$$

Keterangan

FC_{device} : Kerugian Peralatan

$FC_{personel}$: Kerugian Personil
$FC_{interrupt}$: Kerugian Interupsi
C_t	: Jumlah pipa yang dinilai
ρ_1	: Intensitas aset
$C_{individual}$: Biaya individu (gaji)
S_{day}	: Pemasukan
m	: Faktor biaya material API 581
R	: Biaya perbaikan
ρ_2	: Intensitas personil
T_{day}	: Waktu gangguan

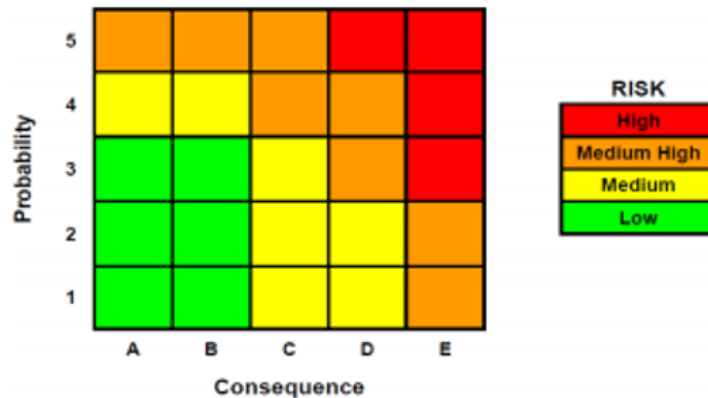
Hasil dari perhitungan konsekuensi kegagalan tersebut kemudian akan dikonversikan kedalam tabel kategori *Consequence of Failure* pada API 581.

Tabel 2. 4 Kategori *Consequence of Failure* (API 581, 2008)

Kategori	Rentang (\$)
A	$FC \leq 10.000$
B	$10.000 < FC \leq 100.000$
C	$100.000 < FC \leq 1.000.000$
D	$1.000.000 < FC \leq 10.000.000$
E	$FC > 10.000.000$

2.10. Matriks Risiko

Memperlihatkan hasil dalam matrik risiko merupakan cara efektif untuk menunjukkan distribusi risiko untuk komponen dalam unit proses tanpa nilai numerik. Dalam matriks risiko, kategori konsekuensi dan probabilitas sudah disusun sedemikian rupa sehingga komponen memiliki nilai risiko tinggi adalah terletak pada sudut kanan atas. Matriks risiko yang digunakan adalah API RBI 581 ditunjukkan pada gambar 2.5.



Gambar 2. 9 Matriks Risiko (API 581, 2008)

2.11. Penentuan Interval Inspeksi

Inspeksi merupakan kegiatan yang membandingkan dan menentukan kesesuaian antara pengamatan dengan spesifikasi asli dari suatu *equipment*. Interval inspeksi ditentukan dengan menggunakan konsep *half remaining* dengan menjadwalkan interval pada setengah *remaining life*.

2.11.1. Pengukuran *Corrosion Rate* (CR)

Laju korosi diperoleh dari informasi ketebalan pipa setelah terkorosi dibagi dengan selisih dari tahun inspeksi dan tahun instalasi untuk perhitungan laju korosi dilakukan dengan menggunakan persamaan di bawah ini :

$$CR = \frac{t_{nominal} - t_{actual}}{\text{time (years) between } t_{nominal} \text{ and } t_{actual}} \quad (2.9)$$

Keterangan:

CR : Laju Korosi (inch/year)

$t_{nominal}$: Nilai ketebalan pipa pada saat di pasang (inch)

t_{actual} : Nilai ketebalan pipa yang didapat dari hasil inspeksi (inch)

time (years) between $t_{nominal}$ and t_{actual} : Umur Pipa (tahun)

2.11.2. Pengukuran *Remaining Life* (RL)

Remaining life merupakan waktu peralatan untuk mencapai batas minimum ketebalannya. Nilai *remaining life* dapat diketahui dengan menggunakan rumus di bawah ini:

$$RL = \frac{t_{actual} - t_{min}}{\text{corrosion rate [inches (mm)]/years}} \quad (2.10)$$

Keterangan:

t_{actual} : Ketebalan pipa saat ini (inch)

t_{min} : Ketebalan minimum yang dimiliki pipa (inch)

corrosion rate : Laju korosi (inch/year)

2.11.3. Perhitungan Faktor Kerusakan

Perhitungan ar/t berfungsi untuk menentukan faktor kerusakan *thinning*.

Untuk mencari nilainya maka digunakan persamaan berikut:

$$ar/t = \frac{\text{Equipment Service (year)} \times \text{Corrosion Rate } \left(\frac{\text{inch}}{\text{year}}\right)}{\text{Original Thickness (inch)}} \quad (2.11)$$

Keterangan:

Original Thickness : Ketebalan akhir (inch)

Corrosion Rate : Laju Korosi (inch/tahun)

Equipment Service : Perbaikan peralatan (tahun) :

2.11.4. Interval Inspeksi

Penentuan interval inspeksi juga akan dilakukan dengan konsep *half remaining life* dengan menjadwalkan interval inspeksi pada setengah remaining life seperti persamaan di bawah ini:

$$\text{Interval inspeksi} = \frac{\text{Remaining life}}{2} \quad (2.12)$$

Keterangan:

Remaining life : Sisa Umur (tahun)

2.12. Kajian Pustaka

Pada penelitian ini menggunakan beberapa pertimbangan dari jurnal maupun skripsi terdahulu yang mana tidak boleh lebih dari 10 tahun dikarenakan tidak sesuai dengan perkembangan ilmu pengetahuan dan ilmu pengetahuan akan terus berkembang seiring dengan penemuan-penemuan yang mengarah pada modernisasi

dan penemuan metode yang lebih efisien dalam penelitian dari waktu ke waktu. Terdapat banyak jurnal maupun skripsi yang dapat dijadikan acuan dan landasan untuk memunculkan ide-ide yang baru. Penelitian-penelitian tersebut juga melandasi penelitian yang dilakukan penulis.

Penelitian yang dilakukan oleh (Rahman et al., 2022) menyatakan risiko pada sistem perpipaan ketel uap superheater berada pada level yang tinggi, dimana kemungkinan terjadi kerusakan pada pipa berada pada peringkat lima sedangkan untuk konsekuensi dari kegagalan berada pada peringkat empat.

Penelitian yang dilakukan oleh M. Ervando Among Satmoko et.,al (2015) dengan judul *Risk Assessment On Piping Against Corrosion Using A Risk Based Inspection Api 581*. Hasil yang didapatkan pada penelitian ini berdasarkan analisa RBI terdapat 4 pipa berada pada posisi 2D dalam matriks 5X5 analisa semi kuantitatif. Status pada 4 pipa adalah status resiko medium dan perlu mendapatkan perhatian dalam skala *corrective maintenance*. Metode inspeksi yang dianjurkan berupa pemeriksaan *visual, ultrasonic beam, eddy current, fluk leakage, radiography* dan pengukuran dimensi.

Kemudian Habib Muhajirin et.,al (2018) melakukan penelitian *Remaining Life Assessment of Superheater Tube in Boiler of Coal Fired Power Plant*. Mendapatkan hasil bahwa tabung siku memiliki peringkat risiko lebih tinggi daripada tabung lurus karena laju korosi yang lebih tinggi korosi abu terbang. Sisa umur tabung lurus sekitar 26 tahun dan tabung siku hanya sekitar 7 tahun menggunakan perhitungan laju korosi. Berdasarkan peringkat risiko dan penilaian sisa umur, perencanaan inspeksi dapat dikembangkan untuk 3 tahun ke depan dan diprioritaskan pada suatu tabung siku dari bagian superheater akhir.

Tahun 2020, Martha Laura Purba melakukan penelitian dengan judul *Usulan Optimasi Interval Inspeksi dan Estimasi Remaining Life pada Pressure Vessel Menggunakan Metode Risk Based Inspection (RBI) Dengan Pendekatan Semi-Kuantitatif*. Yang mendapatkan hasil penelitian komponen *shell* sisa umurnya adalah 26 tahun, head sisa umurnya adalah 12 tahun, *nozzle 1* adalah 48 tahun, *nozzle 2* adalah 13 tahun, *nozzle 3* adalah 14 tahun, *nozzle 4* adalah 12 tahun, *nozzle 5* adalah 14 tahun, dan *manhole* adalah 45 tahun. Namun dikarenakan *pressure*

vessel ini merupakan kesatuan maka apabila satu komponen sudah habis masa pakainya maka komponen lain tidak bisa digunakan, maka umur sisa pada *pressure vessel* adalah 12 tahun. Berdasarkan metode RBI, dan perhitungan yang telah dilakukan kategori untuk *probability of failure*-nya adalah 1 dan kategori *consequence of failure*-nya adalah C. Hasil kategori tersebut, lalu dimasukkan ke dalam tabel risk matrix dengan hasil kategori medium (sedang). Usulan jadwal inspeksi dilakukan dengan dua cara yaitu DNV Qualitative Interval dan *half remaining life*, berdasarkan hasil dari perhitungan yang telah dilakukan maka usulan interval inspeksi yang dipilih adalah 6 tahun.

Penelitian yang dilakukan oleh Fathnin Nisrina et.,al (2018) membahas tentang Kategori Risiko, Estimasi Umur Sisa, Dan Usulan Jadwal Inspeksi Pada *Storage Tank* menggunakan metode *Risk Based Inspection* Pada PT. XYZ. Mendapatkan hasil analisis bahwa kategori risiko pada tangki timbun adalah rendah. Estimasi umur sisa pada dinding tangki timbun pada *course-1* adalah 66 tahun, *course-2* adalah 63 tahun, *course-3* adalah 73 tahun, *course-4* adalah 390 tahun, *course-5* adalah 530 tahun, dan *course-6* adalah 626 tahun. Usulan interval inspeksi berdasarkan hasil RBI adalah 4 atau 5 tahun.

Penelitian yang dilakukan oleh Gunawan Dwi Haryadi et.,al (2016) mengenai Penilaian Risiko dan Perencanaan Inspeksi Pipa Transmisi Gas Alam Cepu-Semarang Menggunakan Metode *Risk Based Inspection* Semi-Kuantitatif Api 581. Mendapatkan hasil risk level dapat diketahui bahwa semua komponen memiliki tingkat resiko medium (1C) dengan nilai luas konsekuensi kegagalan adalah 1819,654 ft² dan nilai kemungkinan kegagalan 1. Komponen yang paling kritis adalah Pipa Gas Lurus (*Inlet Automatic Shutdown Valve KP-20 Ø 20"*) dengan nilai Remaining Life Time adalah 9,8 tahun. Pipa Gas Lurus (*Inlet Automatic Shutdown Valve KP-20 Ø 20"*) dilakukan inspeksi pada tahun 2020 dengan metode inspeksi NDT, Pipa Gas Lurus (*Outlet Automatic Shutdown Valve KP-20 Ø 20"*) dilakukan inspeksi pada tahun 2023 dengan metode inspeksi NDT.