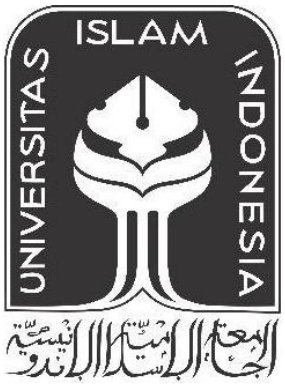
ANALISIS UMUR EKONOMIS STEAM TURBINE BERDASARKAN *RELIABILITY* DAN *LIFE CYCLE COST ANALYSIS* DENGAN METODE EUAC (*EQUIVALENT UNIFORM ANNUAL COST*) (STUDI KASUS PADA PLTP X)

TUGAS AKHIR

Diajukan Sebagai Salah Satu Syarat Untuk Memperoleh Gelar Sarjana Strata-1
Program Studi Teknik Industri - Fakultas Teknologi Industri
Universitas Islam Indonesia



Nama : Ikhsan Fajar Hardanta
No. Mahasiswa : 22522046

PROGRAM STUDI TEKNIK INDUSTRI PROGRAM SARJANA
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI
UNIVERSITAS ISLAM INDONESIA
YOGYAKARTA
2026

PERNYATAAN KEASLIAN

Saya mengakui bahwa tugas akhir ini adalah hasil karya saya sendiri kecuali kutipan dan ringkasan yang seluruhnya sudah saya jelaskan sumbernya. Jika dikemudian hari ternyata terbukti pengakuan saya ini tidak benar dan melanggar peraturan yang sah maka saya bersedia ijazah yang telah saya terima ditarik kembali oleh Universitas Islam Indonesia.

Yogyakarta, 09 Agustus 2026



(Ikhsan Fajar Hardanta)
NIM. 22522046

SURAT BUKTI PENELITIAN

UNIVERSITAS ISLAM INDONESIA

FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI

Gedung KH. Mas Mansur
Kampus Terpadu Universitas Islam Indonesia
Jl. Kaliurang km 14,5 Yogyakarta 55584
T. (0274) 898444 ext. 4100, 4101
F. (0274) 895007
E. fti@uii.ac.id
W. fti.uii.ac.id

SURAT KETERANGAN PENELITIAN

Nomor: 020/Ka.Lab.Datmin/70/Lab.Datmin/VII/2026

Assalamu'alaikum Warahmatullahi Wabarakatuh

Kami yang bertanda tangan dibawah ini, menerangkan bahwa mahasiswa dengan keterangan sebagai berikut :

Nama	:	Ikhsan Fajar Hardanta
No. Mhs	:	22522046
Dosen Pembimbing	:	Ir. Winda Nur Cahyo, S.T., M.T., Ph.D, IPM., ASEAN.Eng.

Telah selesai melaksanakan penelitian yang berjudul " ANALISIS UMUR EKONOMIS STEAM TURBINE BERDASARKAN RELIABILITY DAN LIFE CYCLE COST ANALYSIS DENGAN METODE EUAC (EQUIVALENT UNIFORM ANNUAL COST) (STUDI KASUS PADA PLTP X)" di Laboratorium Data Mining, Program Studi Teknik Industri, Fakultas Teknologi Industri, Universitas Islam Indonesia tercatat mulai tanggal 9 Maret sampai dengan tanggal 10 April 2026.

Demikian surat keterangan kami keluarkan, agar dapat dipergunakan sebagaimana mestinya.

Wassalamu'alaikum Warahmatullahi Wabarakatuh

Yogyakarta, 9 Juli 2026

Kepala Laboratorium
Data Mining



Dr. Dwi Adi Purnama, S.T.

LEMBAR PENGESAHAN PEMBIMBING

ANALISIS UMUR EKONOMIS STEAM TURBINE BERDASARKAN *RELIABILITY* DAN *LIFE CYCLE COST ANALYSIS* DENGAN METODE EUAC (*EQUIVALENT UNIFORM ANNUAL COST*) (STUDI KASUS PADA PLTP X)

TUGAS AKHIR

Disusun Oleh:

Nama : Ikhsan Fajar Hardanta

No. Mahasiswa : 22522046

Yogyakarta, 8 Juli 2026

Dosen Pembimbing



(Ir. Winda Nur Cahyo, S.T., M.T., Ph.D, IPM., ASEAN.Eng., APEC Eng)

LEMBAR PENGESAHAN DOSEN PENGUJI

ANALISIS UMUR EKONOMIS STEAM TURBINE BERDASARKAN *RELIABILITY* DAN *LIFE CYCLE COST ANALYSIS* DENGAN METODE EUAC (*EQUIVALENT UNIFORM ANNUAL COST*) (STUDI KASUS PADA PLTP X)

TUGAS AKHIR

Disusun Oleh:
Nama : Ikhsan Fajar Hardanta
No. Mahasiswa : 22522046

Telah dipertahankan di depan sidang penguji sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar Sarjana Strata-1 Teknik Industri Fakultas Teknologi Industri Universitas Islam Indonesia

Yogyakarta, *19 – Agustus – 2026*

Tim Penguji

Ir. Winda Nur Cahyo, S.T., M.T., Ph.D, IPM., ASEAN.Eng., APEC Eng.	
Ketua	
Dr. Drs. Imam Djati Widodo, M.Eng.Sc.	
Anggota I	
Dr. Joko Sulistio, S.T., M.Sc., M.T	
Anggota II	

Mengetahui,
Ketua Program Studi Teknik Industri Program Sarjana
Fakultas Teknologi Industri
Universitas Islam Indonesia

Dr. Sri Indrawati, S.T., M.Eng.
NIK. 105220102

HALAMAN PERSEMBAHAN

Tugas Akhir ini dipersembahkan kepada kedua orang tua dan keluarga penulis atas doa, dukungan, serta pengorbanan yang telah diberikan selama proses pendidikan, serta sebagai kontribusi bagi pengembangan ilmu pengetahuan di bidang Teknik Industri, khususnya pada manajemen aset dan *reliability engineering*.

MOTTO

"Tiada kekayaan yang lebih utama daripada akal, tiada keadaan yang lebih menyedihkan daripada kebodohan, tiada warisan yang lebih baik daripada pendidikan."

(Ali bin Abi Thalib R.A)

"Engineering is the closest thing to magic that exists in the world."

(Elon Musk)

"Science can amuse and fascinate us all, but it is engineering that changes the world."

(Isaac Asimov)

"Biarkan rencana Anda menjadi gelap dan tak tertembus sebagai malam, dan ketika Anda bergerak, jatuh seperti petir."

(Sun Tzu)

KATA PENGANTAR

Alhamdulillahirabbil'alamin, segala puji dan syukur penulis panjatkan ke hadirat Allah SWT atas limpahan rahmat, karunia, serta hidayah-Nya sehingga penulis dapat menyelesaikan Tugas Akhir ini dengan baik. Shalawat serta salam semoga senantiasa tercurah kepada Nabi Muhammad SAW beserta keluarga, sahabat, dan seluruh umatnya hingga akhir zaman.

Tugas Akhir ini disusun sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik pada Program Studi Teknik Industri, Fakultas Teknologi Industri, Universitas Islam Indonesia. Penelitian ini bertujuan untuk menganalisis umur ekonomis *steam turbine* melalui pendekatan *Reliability Analysis*, simulasi Monte Carlo, dan *Life Cycle Cost Analysis* (LCCA) menggunakan metode *Equivalent Uniform Annual Cost* (EUAC), sehingga dapat memberikan dasar dalam menentukan waktu penggantian aset berdasarkan aspek teknis dan ekonomis.

Selama proses penyusunan Tugas Akhir ini, penulis menghadapi berbagai tantangan, antara lain keterbatasan data penelitian yang bersifat rahasia, kompleksitas pengolahan data historis pemeliharaan, serta penyesuaian metode analisis agar sesuai dengan karakteristik data yang digunakan. Namun demikian, berkat doa, bimbingan, dukungan, dan bantuan dari berbagai pihak, seluruh rangkaian penelitian ini dapat diselesaikan dengan baik.

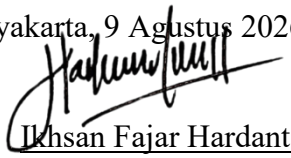
Pada kesempatan ini, penulis menyampaikan rasa terima kasih yang sebesar-besarnya kepada seluruh pihak yang telah memberikan bantuan, doa, arahan, serta dukungan selama proses penyusunan Tugas Akhir ini, baik secara langsung maupun tidak langsung, khususnya kepada:

1. Ibu Prof. Dr. Sri Kusumadewi, S.Si., M.T., sebagai Pimpinan Fakultas (Dekan) Fakultas Teknologi Industri, Universitas Islam Indonesia.
2. Ibu Dr. Sri Indrawati, S.T., M.Eng., selaku Ketua Program Studi Teknik Industri, Program Sarjana, Fakutas Tenologi Industri, Universitas Islam Indonesia.
3. Bapak Ir. Winda Nur Cahyo, S.T., M.T., Ph.D, IPM., ASEAN.Eng., APEC Eng., selaku Dosen Pembimbing Tugas Akhir yang telah memberikan bimbingan, arahan, motivasi, serta masukan yang sangat berarti selama proses penyusunan Tugas Akhir ini.
4. Kedua Orang tua penulis, Bapak dan Ibu dan adik serta kakak sepupu yang secara tulus dan tiada hentinya mengirimkan doa untuk penulis serta senantiasa memberikan dukungan moral dan material.
5. Kakak sepupu penulis, S. Kurniadi dan Catharina, yang meskipun berada jauh di Timur Tengah, telah memberikan kepercayaan, dukungan moral, serta bantuan finansial yang memungkinkan penulis menempuh dan menyelesaikan pendidikan hingga akhir. Penulis menyampaikan rasa terima kasih yang sebesar-besarnya atas segala pengorbanan dan kepercayaan yang telah diberikan.
6. Rekan-rekan penulis selama masa perkuliahan, yaitu Adrian, Nathaniela, Kusumah, dan Wulandari, serta seluruh teman-teman Kelas A Teknik Industri UII, atas kebersamaan, dukungan, dan pengalaman yang telah diberikan selama menempuh pendidikan.
7. Rekan-rekan kerja penulis di PT Synthetic Rubber Indonesia, yang telah memberikan banyak pembelajaran, dukungan, serta pengalaman berharga di industri petrokimia. Pengalaman tersebut menjadi bekal yang menguatkan tekad penulis untuk menuntaskan pendidikan ini hingga akhir dan kembali berkarir di dunia industri dengan wawasan serta perspektif yang lebih luas.

8. Seluruh pihak yang tidak dapat penulis sebutkan satu per satu, yang telah membantu dan mendukung penulis dalam penyusunan Tugas Akhir.

Penulis menyadari bahwa Tugas Akhir ini masih memiliki keterbatasan dan jauh dari sempurna. Oleh karena itu, kritik dan saran yang bersifat membangun sangat diharapkan demi penyempurnaan penelitian di masa mendatang. Penulis berharap Tugas Akhir ini dapat memberikan manfaat bagi pengembangan ilmu pengetahuan, khususnya di bidang *asset management*, *reliability engineering*, dan *Life Cycle Cost Analysis*, serta menjadi referensi bagi penelitian selanjutnya yang berkaitan dengan penentuan umur ekonomis aset industri.

Yogyakarta, 9 Agustus 2026



Ikhsan Fajar Hardanta
22522046.

ABSTRAK

Steam turbine pada PLTP X merupakan aset utama dalam sistem pembangkitan listrik yang berperan penting dalam menjaga kontinuitas produksi energi. Kegagalan dan aktivitas perbaikan dapat menyebabkan ketidaktersediaan aset, meningkatkan biaya pemeliharaan, dan menimbulkan *opportunity loss* akibat kehilangan produksi listrik. Penelitian ini bertujuan menganalisis karakteristik keandalan, memproyeksikan frekuensi kegagalan, durasi perbaikan, biaya pemeliharaan, dan *opportunity loss*, serta menentukan umur ekonomis *steam turbine*. Data historis pemeliharaan periode 2016–2023 diolah dengan menggabungkan *work order corrective maintenance* yang memiliki interval waktu tumpang tindih melalui *interval merging* sebagai dasar penyusunan *Time Between Failure* (TBF) dan *Time to Repair* (TTR). Distribusi probabilitas ditentukan melalui *goodness-of-fit* dan digunakan dalam simulasi Monte Carlo sebanyak 1.000 replikasi. Hasil simulasi diintegrasikan dalam *Life Cycle Cost Analysis* (LCCA) dan *Equivalent Uniform Annual Cost* (EUAC), dengan *Production Loss Factor* sebesar 25% sebagai *engineering assumption* untuk mengestimasi *opportunity loss*. Hasil penelitian menunjukkan bahwa TBF dan TTR mengikuti distribusi Weibull dua parameter. Simulasi menghasilkan frekuensi kegagalan sekitar 5–6 kejadian per tahun dan *Repair Duration* 3.650–4.100 jam per tahun selama 2024–2045. Pada MARR 12% dan eskalasi biaya pemeliharaan 3,02%, EUAC minimum sebesar Rp101.175.956.268,96 per tahun diperoleh pada tahun ke-18 atau 2033. Hasil sensitivitas menunjukkan bahwa umur ekonomis lebih sensitif terhadap perubahan MARR dibandingkan eskalasi biaya pemeliharaan.

Kata Kunci: *Asset Management, Equivalent Uniform Annual Cost, Life Cycle Cost Analysis, Monte Carlo, Reliability Analysis*.

DAFTAR ISI

PERNYATAAN KEASLIAN ..... **ii**
SURAT BUKTI PENELITIAN ..... **iii**
LEMBAR PENGESAHAN PEMBIMBING ..... **iv**
LEMBAR PENGESAHAN DOSEN PENGUJI ..... **v**
HALAMAN PERSEMBAHAN ..... **vi**
MOTTO ..... **vii**
KATA PENGANTAR ..... **viii**
ABSTRAK ..... **x**
DAFTAR ISI ..... **xi**
DAFTAR TABEL ..... **xiii**
DAFTAR GAMBAR ..... **xiv**
BAB I PENDAHULUAN **1**
1.1 Latar Belakang 1
1.2 Rumusan Masalah 7
1.3 Tujuan Penelitian 7
1.4 Manfaat Penelitian 8
1.5 Batasan Penelitian 9
BAB II TINJAUAN PUSTAKA **11**
2.1 Kajian Literatur 11
2.2 Research Gap 15
2.3 Landasan Teori 21
2.3.1 *Manajemen Aset* 21
2.3.2 *Keandalan (Reliability Engineering)* 22
2.3.3 *Pemeliharaan/Maintenance* 25
2.3.4 *Distribusi Probabilitas* 27
2.3.5 *TBF / TTR* 28
2.3.6 *Simulasi Monte Carlo* 32
2.3.7 *Life Cycle Cost Analysis* 34
2.3.8 *Equivalent Uniform Annual Cost* 38
2.3.9 *Economic Life* 41
BAB III METODE PENELITIAN **44**
3.1 Subjek Penelitian 44
3.2 Objek Penelitian 44
3.3 Jenis Data 44
3.4 Pengumpulan Data 46
3.5 Alur Penelitian 46
BAB IV PENGUMPULAN DAN PENGOLAHAN DATA **52**
4.1 Pengumpulan Data 52
4.1.1 *Deskripsi Objek dan Data Penelitian* 52
4.1.2 *Data Histori Maintenance* 53
4.1.3 *Data Biaya Maintenance* 54
4.1.4 *Data Investasi dan Parameter Ekonomi* 55
4.2 Pengolahan Data 56
4.2.1 *Klasifikasi Data Maintenance* 57

4.2.2 *Seleksi Data Penelitian* 58
4.2.3 *Perhitungan TBF dan TTR* 59
4.2.4 *Analisis Distribusi Probabilitas TBF dan TTR* 70
4.2.5 *Hasil Simulasi Monte Carlo* 73
4.2.6 *Perhitungan Opportunity Loss* 79
4.2.6 *Life Cycle Cost Analysis* 85
4.2.7 *EUAC dan Umur Ekonomis* 97
BAB V PEMBAHASAN 102
5.1 Pembahasan *Reliability Analysis* 102
5.2 Pembahasan Simulasi Monte Carlo 105
5.3 Pembahasan *Life Cycle Cost Analysis* 108
5.4 Pembahasan Hasil EUAC dan Umur Ekonomis 110
5.5 Analisis Sensitivitas 112
5.5.1 *Sensitivitas terhadap Eskalasi Maintenance Cost* 113
5.5.2 *Sensitivitas terhadap Eskalasi MARR* 115
5.5.3 *Implikasi Strategi Maintenance terhadap Economic Life* 117
5.5.4 *Implikasi Manajerial dan Rekomendasi Strategi* 129
BAB VI PENUTUP 145
6.1 Kesimpulan 145
6.2 Saran 146
DAFTAR PUSTAKA 148
LAMPIRAN A-1

DAFTAR TABEL

Tabel 4. 1 Spesifikasi Steam Turbine 53
Tabel 4. 2 Ringkasan Data Histori *Maintenance* 54
Tabel 4. 3 Data Historis Biaya *Maintenance* 54
Tabel 4. 4 Ringkasan Data Biaya *Maintenance* 55
Tabel 4. 5 Ringkasan Data Investasi dan Parameter Ekonomi 56
Tabel 4. 6 Klasifikasi Data *Maintenance* 57
Tabel 4. 7 Data *Maintenance* Sebelum Seleksi 58
Tabel 4. 8 Data *Maintenance* Setelah Seleksi 59
Tabel 4. 9 Hasil Perhitungan Durasi *Work Order Corrective Maintenance* 61
Tabel 4. 10 Contoh Penerapan *Interval Merging* 62
Tabel 4. 11 Hasil Perhitungan *Time Between Failure* Berdasarkan *Outage Event* 64
Tabel 4. 12 Hasil Perhitungan *Time to Repair* Berdasarkan *Outage Event* 67
Tabel 4. 13 Hasil Simulasi Monte Carlo Frekuensi Kegagalan 75
Tabel 4. 14 Hasil Simulasi Monte Carlo Frekuensi Kegagalan dan Durasi Perbaikan 77
Tabel 4. 15 Kurs Rata-Rata Tahunan USD/IDR Periode 2016–2023 82
Tabel 4. 16 Hasil Perhitungan *Opportunity Loss* Tahunan dalam USD 83
Tabel 4. 17 Konversi *Opportunity Loss* ke dalam Rupiah 84
Tabel 4. 18 Biaya Pemeliharaan Tahunan Setiap Tahun 89
Tabel 4. 19 Hasil Perhitungan *Total OM Cost* 91
Tabel 4. 20 Hasil Perhitungan *Present Worth OM Cost* 93
Tabel 4. 21 Hasil Perhitungan *Annual OM Cost* 96
Tabel 4. 22 Hasil Perhitungan EUAC dan Penentuan Umur Ekonomis Steam Turbine 98
Tabel 4. 23 Titik Minimum EUAC Steam turbine 100
Tabel 5. 1 Perbandingan Nilai Shape Parameter Weibull pada Penelitian Terdahulu 103
Tabel 5. 2 Hasil Analisis Sensitivitas Umur Ekonomis terhadap Perubahan Eskalasi *Maintenance Cost* dan MARR 113

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1. 1 Proses Single-Flash Geothermal Power Plant 1
Gambar 1. 2 Distribusi Aktivitas Pemeliharaan Steam Turbine Periode 2016–2023 3
Gambar 1. 3 Frekuensi Kegagalan dan Durasi Perbaikan Steam Turbine Periode 2016–2023 . 3
Gambar 2. 1 *Asset Life Cycle* dalam *Physical Asset Management* 22
Gambar 2. 2 *Bathtub Curve* pada Sistem Mekanik dan Elektronik 24
Gambar 2. 3 Hubungan TBF dan TTR pada Siklus Kegagalan dan Perbaikan Peralatan 30
Gambar 2. 4 Hubungan MTBF dan MTTR pada Siklus Operasi dan Perbaikan Peralatan 31
Gambar 2. 5 Ilustrasi EUAC Aset 42
Gambar 3. 1 Alur Penelitian 47
Gambar 4. 1 Steam Turbine Ansaldo Energia 52
Gambar 4. 2 Histogram Data TBF 71
Gambar 4. 3 Histogram Data TTR 72
Gambar 4. 4 Kurva EUAC 101
Gambar 5. 1 Perbandingan Kinerja Turbin Sebelum dan Setelah Overhaul pada PLTP Kamojang 125
Gambar 5. 2 Perbandingan Efisiensi Turbin Sebelum dan Setelah Overhaul pada PLTP Kamojang 126
Gambar 5. 3 Optimum *Maintenance Interval* terhadap *Cost Ratio* 136

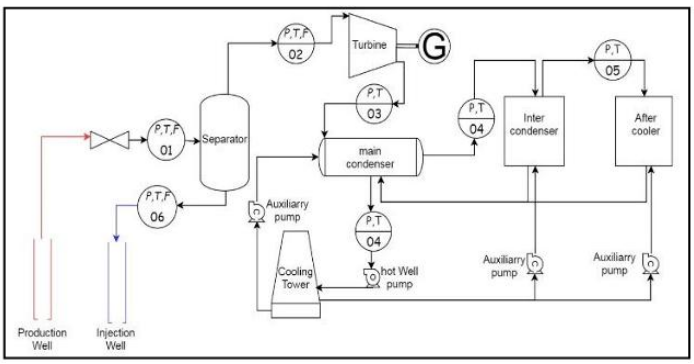
BAB I
PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Indonesia merupakan salah satu negara dengan potensi energi panas bumi terbesar di dunia karena memiliki sumber daya geothermal bertemperatur tinggi yang tersebar di sepanjang jalur vulkanik, mulai dari Sumatra, Jawa, Nusa Tenggara, Sulawesi, hingga Maluku. Potensi panas bumi Indonesia tercatat sebesar 29.543 MW, terdiri atas sumber daya sebesar 11.997 MW dan cadangan sebesar 17.546 MW. Meskipun memiliki potensi yang besar, pemanfaatan energi panas bumi untuk pembangkitan listrik di Indonesia masih belum optimal. Oleh karena itu, pengembangan PLTP menjadi salah satu strategi penting dalam mendukung penyediaan energi listrik yang berkelanjutan (Qurrahman et al., 2021).

Salah satu wilayah pengembangan panas bumi di Indonesia adalah Lapangan Panas Bumi Dieng di Jawa Tengah. Yugoswara et al., (2025) menjelaskan bahwa PLTP X Unit-1 merupakan lapangan geothermal bertipe *high enthalpy* yang menghasilkan fluida dua fase sehingga memerlukan proses pemisahan uap dan brine sebelum energi panasnya dimanfaatkan. Selain itu, operasi dan pengembangan PLTP X dipengaruhi oleh kondisi reservoir, keberlanjutan produksi sumur, risiko scaling akibat kandungan silika, serta biaya operasi dan pemeliharaan jangka panjang.

Pada sistem PLTP X, fluida geothermal dari production well dialirkan menuju separator untuk memisahkan uap dan brine. Uap hasil pemisahan kemudian dialirkan menuju turbin untuk menghasilkan energi mekanik yang diteruskan ke generator menjadi energi listrik, sedangkan fluida sisa dikembalikan ke reservoir melalui sistem reinjeksi. Diagram proses *single flash* pada PLTP X ditunjukkan pada Gambar 1.1.



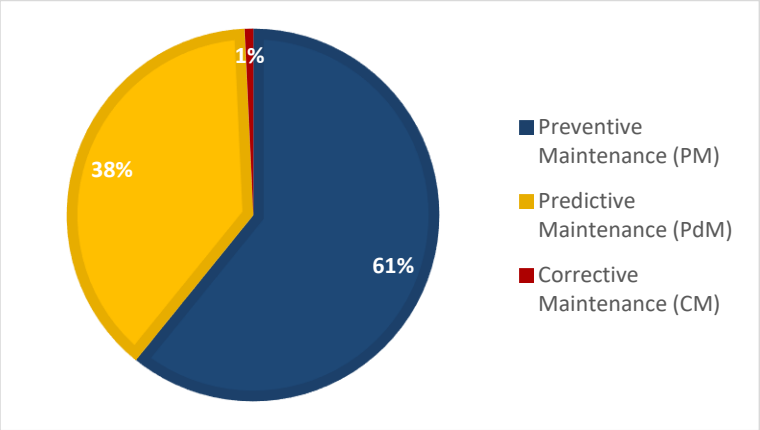
Gambar 1. 1 Proses Single-Flash Geothermal Power Plant

Berdasarkan diagram proses *single-flash* PLTP X, turbin memiliki peran utama dalam mengonversi energi uap menjadi energi mekanik yang selanjutnya diteruskan ke generator untuk menghasilkan energi listrik. Peran tersebut menjadikan turbin sebagai salah satu komponen paling kritis dalam menjaga kontinuitas operasi pembangkit. (Nasruddin et al., 2018) menyatakan bahwa *availability* dan *reliability* peralatan pada *geothermal power plant* memiliki pengaruh langsung terhadap kualitas dan kuantitas produksi listrik sehingga kegagalan pada peralatan kritis dapat menyebabkan penurunan performa pembangkit secara signifikan.

Kritisnya peran turbin juga ditunjukkan pada hasil analisis energi dan exergy PLTP X yang dilakukan oleh Qurrahman et al., (2021), yang menunjukkan bahwa turbin memiliki efisiensi terendah, yaitu sebesar 67%, serta mengalami *exergy loss* terbesar sebesar 50 MW. Selain itu, Dosa et al., (2025) menunjukkan bahwa operasi jangka panjang pada steam turbine dapat menyebabkan penurunan performa yang ditandai dengan power loss sebesar 2,03–7,51%. Kondisi tersebut menunjukkan bahwa degradasi performa turbin dapat berdampak langsung terhadap efisiensi konversi energi dan produksi listrik pembangkit.

Seiring bertambahnya umur operasi pembangkit, kondisi peralatan dapat mengalami perubahan yang memengaruhi frekuensi kegagalan, durasi perbaikan, kebutuhan pemeliharaan, serta biaya yang timbul selama siklus hidup aset. Dalam perspektif *engineering asset management*, steam turbine pada PLTP X dapat dipandang sebagai aset fisik yang harus dikelola untuk memberikan nilai bagi organisasi. W. N. Cahyo, (2019a) menjelaskan bahwa pengelolaan aset fisik berbasis ISO 55000 perlu mempertimbangkan keseimbangan antara biaya, kinerja, dan risiko selama *asset life cycle*. Dengan demikian, keputusan pemeliharaan maupun penggantian turbin tidak cukup hanya didasarkan pada kondisi teknis, tetapi juga perlu mempertimbangkan konsekuensi ekonomi yang timbul selama aset beroperasi.

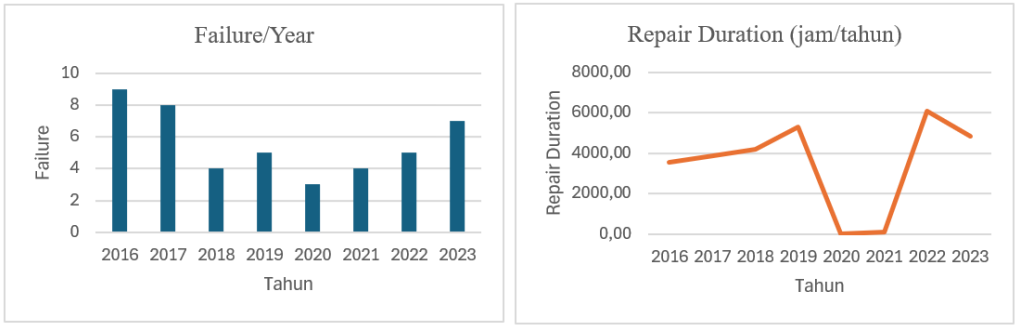
Berdasarkan data historis pemeliharaan *steam turbine* pada periode 2016–2023 yang diperoleh dari sistem SAP PM, tercatat sebanyak 9.563 data aktivitas pemeliharaan, yang terdiri atas 5.818 data *preventive maintenance* (PM), 3.675 data *predictive maintenance* (PdM), dan 70 data *corrective maintenance* (CM). Distribusi aktivitas pemeliharaan tersebut menunjukkan bahwa strategi pemeliharaan *steam turbine* selama periode observasi didominasi oleh aktivitas preventif dan prediktif, sedangkan *corrective maintenance* memiliki proporsi yang relatif kecil. Distribusi aktivitas pemeliharaan ditunjukkan pada Gambar 1.2.



Gambar 1. 2 Distribusi Aktivitas Pemeliharaan Steam Turbine Periode 2016–2023

Meskipun aktivitas pemeliharaan preventif dan prediktif mendominasi histori pemeliharaan, data aktual menunjukkan bahwa gangguan dan kebutuhan perbaikan masih terjadi dengan karakteristik yang bervariasi antarperiode. Selama periode 2016–2023, frekuensi gangguan berada pada rentang 3–9 kejadian per tahun, sedangkan *total repair duration* berada pada rentang 12,26–6.064,81 jam per tahun. Variasi tersebut menunjukkan bahwa frekuensi gangguan tidak selalu berbanding lurus dengan durasi perbaikan yang terjadi.

Sebagai contoh, pada tahun 2016 tercatat 9 kejadian dengan *total repair duration* sebesar 3.567,72 jam, sedangkan pada tahun 2022 hanya terdapat 5 kejadian tetapi *total repair duration* mencapai 6.064,81 jam. Sebaliknya, pada tahun 2020 terdapat 3 kejadian dengan *total repair duration* hanya sebesar 12,26 jam. Kondisi tersebut menunjukkan bahwa evaluasi kondisi *steam turbine* tidak cukup hanya mempertimbangkan frekuensi gangguan, tetapi juga perlu memperhatikan durasi perbaikan yang menyertainya.



Gambar 1. 3 Frekuensi Kegagalan dan Durasi Perbaikan Steam Turbine Periode 2016–2023

Durasi perbaikan yang panjang dapat meningkatkan ketidaktersediaan aset dan berpotensi menimbulkan kehilangan kesempatan produksi listrik. Oleh karena itu, karakteristik waktu antar kegagalan dan durasi perbaikan perlu dianalisis secara probabilistik agar ketidakpastian

kondisi operasi *steam turbine* pada periode mendatang dapat direpresentasikan dengan lebih baik.

Seiring bertambahnya umur operasi, steam turbine umumnya mengalami perubahan karakteristik kegagalan yang mengikuti pola *bathtub curve*, yaitu fase *run-in, useful life,* dan *wear-out* (Decoussemaeker et al., 2026). Namun, pola tersebut tidak serta-merta dapat diasumsikan berlaku pada seluruh aset karena karakteristik kegagalan dipengaruhi oleh kondisi operasi, strategi pemeliharaan, lingkungan kerja, dan histori kegagalan. Oleh karena itu, analisis keandalan berdasarkan data historis aktual diperlukan untuk mengidentifikasi karakteristik probabilistik *steam turbine* pada PLTP X.

Dalam konteks tersebut, analisis keandalan (*reliability analysis*) menjadi penting untuk memahami pola kegagalan peralatan dan mendukung pengambilan keputusan pemeliharaan maupun penggantian aset. Penelitian oleh Suef & Anugrah, (2020) menunjukkan bahwa analisis keandalan menggunakan distribusi Weibull dapat digunakan untuk memperoleh parameter keandalan dan mendukung strategi penggantian aset pada sistem pembangkit tenaga uap. Pendekatan tersebut menunjukkan bahwa informasi mengenai karakteristik kegagalan dapat digunakan sebagai salah satu dasar dalam pengelolaan aset pembangkit.

Meskipun *reliability analysis* mampu menggambarkan karakteristik teknis dan pola kegagalan aset, hasil analisis tersebut belum secara langsung memberikan informasi mengenai umur ekonomis dan waktu penggantian aset dari perspektif biaya. Keputusan penggantian aset tidak hanya berkaitan dengan apakah peralatan masih dapat beroperasi, tetapi juga apakah aset tersebut masih layak dipertahankan dari sudut pandang biaya. Pujawan, (2019) menjelaskan bahwa penentuan umur ekonomis peralatan perlu mempertimbangkan perubahan biaya selama umur operasi, termasuk biaya tahunan terkait investasi serta biaya operasi dan pemeliharaan. Umur ekonomis ditentukan pada periode ketika biaya tahunan ekuivalen mencapai nilai minimum. Oleh karena itu, metode *Equivalent Uniform Annual Cost* (EUAC) digunakan dalam penelitian ini untuk menentukan titik biaya tahunan ekuivalen minimum sebagai dasar penentuan umur ekonomis *steam turbine* pada PLTP X.

Pada praktik operasi pembangkit, kegagalan turbin tidak hanya menimbulkan biaya pemeliharaan, tetapi juga menyebabkan kehilangan kesempatan produksi akibat *downtime*. Kondisi tersebut menimbulkan *opportunity loss* yang perlu diperhitungkan dalam analisis biaya siklus hidup. Oleh karena itu, *Life Cycle Cost Analysis* (LCCA) digunakan untuk menghitung

biaya yang timbul selama horizon operasi aset, meliputi *Corrective Maintenance Cost* (CMC), *Preventive Maintenance Cost* (PMC), *Predictive Maintenance Cost* (PdMC), serta *opportunity loss*. Dengan mengintegrasikan hasil analisis keandalan ke dalam komponen biaya, evaluasi umur ekonomis dapat menggambarkan kondisi teknis dan ekonomi aset secara lebih menyeluruh

Namun demikian, sebagian besar penelitian terdahulu pada pembangkit panas bumi masih berfokus pada aspek teknis seperti analisis *exergy*, optimasi efisiensi termal, maupun analisis keandalan secara parsial. Padahal dalam praktik manajemen aset, keputusan pemeliharaan dan penggantian peralatan tidak hanya ditentukan oleh kondisi teknis, tetapi juga dipengaruhi oleh konsekuensi ekonomi selama umur operasi aset. Kegagalan turbin dapat meningkatkan biaya pemeliharaan (*maintenance cost*), kehilangan produksi akibat *downtime* (*opportunity loss*), serta biaya lainnya yang secara langsung memengaruhi biaya siklus hidup aset. Oleh karena itu, evaluasi umur ekonomis aset menjadi penting untuk menentukan waktu rehabilitasi maupun penggantian aset yang optimal.

Selain itu, analisis keandalan berdasarkan data historis belum sepenuhnya mampu menggambarkan ketidakpastian jumlah kegagalan dan durasi perbaikan yang mungkin terjadi pada masa mendatang. Kejadian kegagalan dan durasi perbaikan pada *steam turbine* dapat bervariasi sehingga penggunaan nilai historis secara deterministik belum sepenuhnya merepresentasikan berbagai kemungkinan kondisi yang dapat terjadi selama periode proyeksi. Oleh karena itu, sebelum dilakukan pemodelan probabilistik, data historis *corrective maintenance* terlebih dahulu diolah menggunakan pendekatan *interval merging*, sehingga *work order* yang memiliki interval waktu saling tumpang tindih direpresentasikan sebagai satu *outage event*. Pengolahan tersebut dilakukan untuk menghindari *double counting* kejadian pemeliharaan yang berlangsung secara bersamaan serta membentuk data TBF dan TTR pada tingkat sistem. Data TBF dan TTR tersebut selanjutnya dapat dimodelkan menggunakan distribusi probabilitas sebagai dasar untuk merepresentasikan ketidakpastian melalui simulasi Monte Carlo. Penelitian oleh Utomo et al., (2025) menerapkan simulasi Monte Carlo berbasis data *Time to Failure* (TTF) dan *Time to Repair* (TTR) untuk mensimulasikan kejadian kegagalan dan durasi perbaikan turbin sebagai dasar penjadwalan pemeliharaan. Hasil penelitian tersebut menunjukkan bahwa simulasi Monte Carlo dapat digunakan untuk merepresentasikan ketidakpastian karakteristik kegagalan melalui berbagai kemungkinan hasil

simulasi. Namun, fokus penelitian tersebut masih terbatas pada aspek penjadwalan pemeliharaan dan belum mempertimbangkan konsekuensi ekonomi kegagalan melalui pendekatan *Life Cycle Cost* maupun penentuan umur ekonomis aset.

Penelitian terkait integrasi analisis keandalan dan *economic life* sebelumnya telah dilakukan pada sistem pembangkit tenaga uap dan pembangkit geothermal berbasis steam-dominated system. Penelitian oleh Suef & Anugrah, (2020) mengombinasikan analisis keandalan dan perhitungan umur ekonomis untuk mendukung strategi penggantian aset pada unit turbin uap, sedangkan Kusuma Wardana et al., (2025), mengintegrasikan analisis keandalan berbasis Weibull-NHPP dan EUAC untuk mendukung strategi *asset replacement* pada pembangkit panas bumi. Hasil penelitian tersebut menunjukkan bahwa integrasi aspek teknis dan ekonomi dapat memberikan dasar pengambilan keputusan yang lebih efektif dalam pengelolaan aset pembangkit.

Meskipun demikian, penelitian yang secara khusus mengintegrasikan data historis *maintenance steam turbine* sebagai *critical asset*, analisis *reliability* berbasis distribusi probabilitas, simulasi Monte Carlo, dan *Life Cycle Cost Analysis* (LCCA) dalam penentuan umur ekonomis aset masih terbatas. Selain itu, pendekatan terdahulu belum sepenuhnya mengintegrasikan ketidakpastian jumlah kegagalan dan durasi perbaikan dengan konsekuensi ekonomi yang ditimbulkan selama siklus hidup aset. Kondisi tersebut menunjukkan adanya *research gap* dalam penerapan pendekatan probabilistik yang menghubungkan karakteristik keandalan aset dengan biaya siklus hidup untuk menentukan umur ekonomis *steam turbine* pada PLTP X.

Berdasarkan uraian tersebut, penelitian ini dilakukan untuk menentukan umur ekonomis *steam turbine* pada PLTP X menggunakan pendekatan *Reliability Analysis* dan *Life Cycle Cost Analysis* (LCCA) dengan metode *Equivalent Uniform Annual Cost* (EUAC). Analisis keandalan dilakukan menggunakan data TBF dan TTR yang disusun berdasarkan *outage event* hasil penggabungan interval *work order corrective maintenance* yang saling tumpang tindih (*interval merging*), sehingga karakteristik keandalan dianalisis pada tingkat sistem. Pemilihan distribusi probabilitas dilakukan melalui *Index of Fit* (IOF) dan *Anderson-Darling Test* untuk memperoleh distribusi yang paling representatif terhadap data historis. Parameter distribusi terpilih selanjutnya digunakan dalam simulasi Monte Carlo sebanyak 1.000 replikasi untuk memproyeksikan jumlah kegagalan (*failure*) dan *repair duration* selama periode proyeksi

2024–2045. Hasil simulasi digunakan sebagai dasar dalam perhitungan *maintenance cost* dan *opportunity loss*, kemudian diintegrasikan dalam LCCA. Nilai EUAC minimum selanjutnya digunakan sebagai dasar untuk menentukan umur ekonomis serta waktu optimal penggantian *steam turbine* pada PLTP X. Selain itu, analisis sensitivitas terhadap MARR dan tingkat eskalasi *maintenance cost* dilakukan untuk mengevaluasi pengaruh perubahan asumsi ekonomi terhadap umur ekonomis yang diperoleh. Pendekatan ini diharapkan dapat memberikan dasar pengambilan keputusan dalam strategi pemeliharaan dan penggantian aset pada pembangkit listrik tenaga panas bumi.

1.2 Rumusan Masalah

Berdasarkan latar belakang yang telah diuraikan, berikut merupakan rumusan masalah dalam penelitian ini:

1. Bagaimana karakteristik keandalan steam turbine berdasarkan data *Time Between Failure* (TBF) dan *Time to Repair* (TTR) hasil analisis data historis pemeliharaan?
2. Bagaimana hasil proyeksi jumlah kegagalan (*failure*), durasi perbaikan (*repair duration*), biaya pemeliharaan, dan *opportunity loss* selama horizon operasi menggunakan distribusi probabilitas dan simulasi Monte Carlo?
3. Berapakah umur ekonomis steam turbine berdasarkan nilai minimum *Equivalent Uniform Annual Cost* (EUAC) serta kapan waktu optimal penggantian aset?

1.3 Tujuan Penelitian

Berdasarkan rumusan masalah yang telah disusun, tujuan dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Menganalisis karakteristik keandalan steam turbine berdasarkan data TBF dan TTR hasil analisis data historis pemeliharaan menggunakan pendekatan *Reliability Analysis*.
2. Memproyeksikan jumlah kegagalan (*failure*), durasi perbaikan (*repair duration*), biaya pemeliharaan, dan *opportunity loss* selama horizon operasi menggunakan distribusi probabilitas dan simulasi Monte Carlo.
3. Menentukan umur ekonomis serta waktu optimal penggantian steam turbine menggunakan pendekatan *Life Cycle Cost Analysis* (LCCA) melalui metode *Equivalent Uniform Annual Cost* (EUAC).

1.4 Manfaat Penelitian

Pelaksanaan penelitian ini diharapkan memberikan manfaat baik secara akademis maupun praktis bagi berbagai pihak, antara lain:

1. Bagi Perusahaan:
    a. Menjadi bahan pertimbangan dalam menentukan umur ekonomis dan waktu optimal penggantian *steam turbine* berdasarkan aspek keandalan dan biaya siklus hidup aset.
    b. Membantu perusahaan dalam menyusun strategi pemeliharaan serta pengelolaan aset melalui estimasi jumlah kegagalan, durasi perbaikan, *maintenance cost*, dan *opportunity loss* berdasarkan data historis.
    c. Mendukung proses pengambilan keputusan investasi dan *asset management* melalui integrasi *Reliability Analysis*, simulasi Monte Carlo, dan *Life Cycle Cost Analysis* (LCCA).
2. Bagi Peneliti:
    a. Menambah pemahaman mengenai penerapan *Reliability Analysis* menggunakan pendekatan distribusi probabilitas pada *rotating equipment*, khususnya *steam turbine* di pembangkit listrik panas bumi.
    b. Meningkatkan kemampuan dalam menerapkan simulasi Monte Carlo untuk memproyeksikan jumlah kegagalan dan durasi perbaikan, serta mengintegrasikan hasil simulasi tersebut dalam estimasi biaya pemeliharaan dan *opportunity loss*.
    c. Mengembangkan kompetensi dalam penerapan *Life Cycle Cost Analysis* (LCCA) dan *Equivalent Uniform Annual Cost* (EUAC) sebagai dasar penentuan umur ekonomis aset.
3. Bagi Peneliti Selanjutnya:
    a. Menjadi referensi bagi penelitian mengenai analisis keandalan, umur ekonomis, dan *asset management* pada *rotating equipment* di industri energi maupun proses.
    b. Menyediakan kerangka analisis yang mengintegrasikan *Reliability Analysis*, simulasi Monte Carlo, dan *Life Cycle Cost Analysis* (LCCA) dalam penentuan umur ekonomis aset.

c. Menjadi dasar pengembangan penelitian selanjutnya dengan mempertimbangkan pendekatan yang lebih komprehensif, seperti *condition monitoring*, *Non-Homogeneous Poisson Process* (NHPP), maupun model degradasi untuk meningkatkan akurasi proyeksi keandalan dan biaya siklus hidup.

1.5 Batasan Penelitian

Agar penelitian lebih terarah dan tidak menyimpang dari tujuan yang telah ditetapkan, maka batasan penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Objek penelitian difokuskan pada steam turbine Unit 1 sebagai komponen utama pada sistem Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi (PLTP X).
2. Data yang digunakan merupakan data historis aktivitas pemeliharaan steam turbine periode 2016–2023 yang meliputi data *corrective maintenance* (CM), *preventive maintenance* (PM), dan *predictive maintenance* (PdM) yang diperoleh dari sistem SAP *Plant Maintenance* (SAP PM).
3. Analisis keandalan dilakukan menggunakan data *corrective maintenance* (CM). Data *work order* yang memiliki interval waktu saling tumpang tindih digabungkan menjadi *Actual Outage Event* menggunakan *Interval Merging Method* sehingga diperoleh data *Time Between Failure* (TBF) dan *Time to Repair* (TTR) pada tingkat sistem (*system-level outage*) sebagai dasar pemodelan karakteristik kegagalan steam turbine.
4. Proyeksi jumlah kegagalan (*failure*) dan durasi perbaikan (*repair duration*) dilakukan menggunakan distribusi probabilitas hasil analisis data historis dan disimulasikan dengan metode Monte Carlo.
5. Analisis ekonomi dilakukan menggunakan pendekatan *Life Cycle Cost Analysis* (LCCA) dengan metode *Equivalent Uniform Annual Cost* (EUAC) untuk menentukan umur ekonomis steam turbine.
6. Komponen biaya yang diperhitungkan dalam analisis terdiri atas acquisition cost, *maintenance cost* (*Preventive Maintenance, Predictive Maintenance,* dan *Corrective Maintenance*), serta *opportunity loss* akibat kehilangan potensi produksi listrik selama periode *outage*.

7. Proyeksi *maintenance cost* menggunakan tingkat eskalasi biaya sebesar 3,02% per tahun, sedangkan analisis ekonomi menggunakan *Minimum Attractive Rate of Return* (MARR) sebesar 12% sebagai tingkat diskonto.
8. Analisis sensitivitas dibatasi pada perubahan tingkat eskalasi *maintenance cost* dan *Minimum Attractive Rate of Return* (MARR) untuk mengevaluasi pengaruhnya terhadap hasil penentuan umur ekonomis.
9. Penelitian difokuskan pada penentuan umur ekonomis steam turbine berdasarkan aspek keandalan dan biaya siklus hidup aset, serta tidak mencakup analisis desain mekanik, optimasi termodinamika, modifikasi konstruksi, analisis performa pembangkit secara keseluruhan, analisis operasi jaringan kelistrikan, maupun evaluasi kelayakan investasi proyek panas bumi.

BAB II
TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Kajian Literatur

Penelitian mengenai *reliability, maintenance*, dan evaluasi biaya siklus hidup pada sistem pembangkit telah banyak dilakukan dalam beberapa tahun terakhir. Djeddi et al., (2022) menganalisis reliability gas turbine menggunakan distribusi Weibull untuk meningkatkan availability dan mendukung *reliability-based maintenance planning*. Hasil penelitian menunjukkan bahwa *reliability analysis* dapat digunakan sebagai dasar penjadwalan maintenance, namun belum mengintegrasikan evaluasi umur ekonomis aset.

Novareza et al., (2024) menggunakan pendekatan *Reliability, Availability, and Maintainability* (RAM) pada turbine steam power plant berdasarkan nilai MTTF dan MTTR. Hasil penelitian menunjukkan bahwa *reliability* sistem dipengaruhi oleh tingginya frekuensi *failure* dan *downtime*, tetapi penelitian masih berfokus pada performa *reliability* tanpa mempertimbangkan biaya siklus hidup dan umur ekonomis aset.

Pada geothermal power plant, Zulfan & Ardiansyah, (2024) menerapkan *reliability analysis* berbasis distribusi Weibull dua parameter untuk menentukan interval overhaul pada equipment PLTP Gunung Salak. Penelitian tersebut menunjukkan bahwa *reliability analysis* mampu digunakan sebagai dasar *maintenance optimization* pada geothermal *equipment*. Namun, penelitian masih berfokus pada *maintenance* interval dan belum mengintegrasikan analisis biaya siklus hidup maupun *economic life equipment*.

Dalam aspek *maintenance strategy*, Darmein et al., (2023) menerapkan *Reliability Centered Maintenance* (RCM) pada gas turbine untuk menurunkan *downtime* dan *maintenance cost*, sedangkan Hatala et al., (2023) menggunakan FMECA untuk meningkatkan reliability boiler system berdasarkan MTTF dan MTTR. Meskipun kedua penelitian berhasil meningkatkan reliability sistem, penelitian masih berfokus pada *maintenance optimization* tanpa mempertimbangkan umur ekonomis dan *Life Cycle Cost Analysis* (LCCA).

Penelitian terkait simulasi probabilistik juga telah berkembang melalui penerapan distribusi Weibull dan simulasi Monte Carlo. Abdullah et al., (2025) menggunakan *stochastic Weibull modeling* untuk menggambarkan ketidakpastian perilaku kegagalan (*failure behavior*) pada komponen mekanis. Sementara itu, Utomo et al., (2025) memanfaatkan simulasi Monte Carlo

berbasis *Time to Failure* (TTF) dan *Time to Repair* (TTR) untuk memprediksi pola kegagalan dan durasi perbaikan pada turbin PLTU. Berbeda dengan penelitian tersebut, penelitian ini menggunakan *Time Between Failure* (TBF) sebagai parameter waktu kegagalan karena steam turbine diperlakukan sebagai *repairable asset*, sehingga interval antar kejadian kegagalan lebih representatif dibandingkan waktu hingga kegagalan pertama (TTF). Reifferscheidt et al., (2021) mengembangkan pendekatan *reliability-centred life-cycle costing* berbasis simulasi Monte Carlo untuk mengevaluasi strategi pemeliharaan komponen kritis turbin angin dengan mempertimbangkan karakteristik kegagalan, aktivitas pemeliharaan, biaya, dan *lost revenue* dalam bentuk *Net Present Value* (NPV). Sementara itu, Eddouh et al., (2024) menerapkan simulasi Monte Carlo untuk menentukan frekuensi *preventive maintenance* optimal pada turbin angin dengan mempertimbangkan *maintenance cost* dan *energy loss*. Meskipun kedua penelitian telah mengintegrasikan ketidakpastian kegagalan dengan konsekuensi ekonomi, penelitian tersebut belum diarahkan pada penentuan umur ekonomis aset menggunakan metode *Equivalent Uniform Annual Cost* (EUAC).

Dalam aspek *Life Cycle Cost Analysis* (LCCA), Henao et al., (2024) menggunakan pendekatan life cycle assessment dan life cycle cost untuk mengevaluasi pemanfaatan kembali *decommissioned wind turbine blades* sebagai *transmission poles*. Hasil penelitian menunjukkan bahwa pendekatan LCCA dapat digunakan untuk mengevaluasi kelayakan ekonomi aset sepanjang siklus hidupnya dengan mempertimbangkan biaya investasi, biaya operasi, dan aspek keberlanjutan. Namun, penelitian belum mempertimbangkan *reliability analysis* maupun simulasi probabilistik berbasis failure data.

Selain itu, Akkawat et al., (2025) melakukan *Life Cycle Cost Analysis* (LCCA) pada komponen utama *offshore wind turbine* berdasarkan *maintenance cost, operation cost*, dan *replacement cost*. Hasil penelitian menunjukkan bahwa LCCA dapat digunakan sebagai dasar pengambilan keputusan manajemen aset dan perencanaan penggantian aset (*replacement planning*). Akan tetapi, penelitian belum mengintegrasikan reliability distribution fitting, simulasi Monte Carlo, serta pendekatan *Equivalent Uniform Annual Cost* (EUAC) dalam penentuan umur ekonomis aset turbine.

Dalam konteks *predictive maintenance* dan *reliability analytics*, Okirie et al., (2025) mengembangkan operasional data analisis untuk meningkatkan *availability* dan *failure prediction* pada gas turbine power plant menggunakan predictive model dan maintenance

metrics seperti MTTR, MTBF, dan *downtime*. Hasil penelitian menunjukkan bahwa penerapan *predictive maintenance* mampu meningkatkan reliability dan operational *efficiency* pembangkit. Namun demikian, penelitian belum mengintegrasikan analisis biaya siklus hidup dan *economic replacement decision* pada aset steam turbine.

Sanaye & Yazdani, (2022) melakukan analisis ekonomi pada sistem *combined heat and power* (CHP) dengan mempertimbangkan biaya investasi peralatan, biaya operasi dan pemeliharaan, *salvage value*, tingkat bunga, dan umur peralatan. Komponen biaya tersebut dikonversikan menjadi biaya tahunan ekuivalen dengan mempertimbangkan *time value of money* dan digunakan dalam evaluasi *Levelized Cost of Electricity* (LCOE). Penelitian tersebut juga melakukan analisis sensitivitas terhadap beberapa parameter ekonomi. Namun, penelitian belum mengintegrasikan *reliability analysis* berbasis data kegagalan, simulasi Monte Carlo, maupun penentuan umur ekonomis aset berdasarkan nilai minimum EUAC.

Dalam aspek umur ekonomis, Putra et al., (2025) menggunakan pendekatan *Simple Life Cycle Cost Management* (LCCM) untuk menentukan umur ekonomis condenser pada steam power plant. Penelitian tersebut mempertimbangkan *direct cost* dan *indirect cost* dalam pengambilan keputusan penggantian peralatan *(equipment replacement)*. Akan tetapi, penelitian belum mengintegrasikan *reliability distribution fitting* maupun Monte Carlo simulation berbasis TBF dan TTR untuk estimasi *probabilistic downtime* dan *opportunity loss*.

Kusuma Wardana et al., (2025) mengintegrasikan *reliability analysis* berbasis Weibull-NHPP dengan pendekatan *Equivalent Uniform Annual Cost* (EUAC) untuk menyusun asset *replacement strategy* pada steam-dominated geothermal power plant. Penelitian tersebut berhasil menggabungkan *reliability index* dan *economic life assessment* sebagai dasar pengambilan keputusan manajemen aset. Namun, penelitian tersebut belum memanfaatkan simulasi Monte Carlo untuk membangkitkan berbagai skenario kegagalan (*probabilistic failure scenarios*) dan estimasi *opportunity loss* tahunan berdasarkan data historis kegagalan serta durasi perbaikan.

Berdasarkan kajian tersebut, dapat disimpulkan bahwa penelitian terdahulu umumnya masih membahas analisis keandalan, simulasi probabilistik, dan evaluasi biaya siklus hidup secara terpisah. Sebagian besar penelitian berfokus pada optimasi pemeliharaan, peningkatan keandalan, atau evaluasi biaya operasional tanpa mengintegrasikan seluruh aspek tersebut dalam penentuan umur ekonomis aset. Selain itu, penelitian pada geothermal power plant,

khususnya steam turbine sebagai aset utama pembangkitan, masih relatif terbatas. Oleh karena itu, penelitian ini mengintegrasikan reliability analysis berbasis distribusi probabilitas, simulasi Monte Carlo berbasis data TBF dan TTR, serta *Life Cycle Cost Analysis* (LCCA) dengan metode *Equivalent Uniform Annual Cost* (EUAC) untuk menentukan umur ekonomis steam turbine secara lebih komprehensif.

2.2 Research Gap

Untuk memperjelas posisi dan kontribusi penelitian terhadap penelitian terdahulu, dilakukan pemetaan literatur berdasarkan metode yang digunakan dan sektor industri yang diteliti. Hasil pemetaan penelitian terdahulu disajikan pada Tabel 2.1.

Tabel 2. 1 Pemetaan Penelitian Terdahulu dan Posisi Penelitian

No	Judul	*Author* & Tahun	Metode					Sektor Industri			
			Distribusi Probabilitas	*Reliability*	Monte Carlo	LCCA	*Economic Life*	*Geothermal*	*Thermal Power*	NRE	*Energy*
1	Reliability Analysis as A Maintenance Optimization Strategy at PT PLN Indonesia Power Unit PLTP Gunung Salak.	(Zulfan & Ardiansyah, 2024)	✓	✓				✓			
2	Turbine Engine Reliability Analysis Using RAM.	(Novareza et al., 2024)	✓	✓					✓		
3	Gas Turbine Reliability Estimation to Reduce the Risk.	(Djeddi et al., 2022)	✓	✓					✓		
4	Stochastic Modeling of	(Abdullah et al., 2025a)	✓	✓	✓						✓

No	Judul	*Author* & Tahun	Metode					Sektor Industri			
			Distribusi Probabilitas	*Reliability*	Monte Carlo	LCCA	*Economic Life*	*Geothermal*	*Thermal Power*	NRE	*Energy*
	Bearing Failure Time Using the Weibull Distribution: A Monte Carlo Simulation Approach.										
5	Offshore Wind Turbine Key Components' Life Cycle Cost Analysis (LCCA): Specification Options in Western Australia.	(Akkawat et al., 2025)				✓	✓			✓	
6	Life Cycle Assessment and Life Cycle Cost Analysis of Repurposing Decommissioned Wind Turbine Blades as High-Voltage	(Henao et al., 2024)				✓				✓	

No	Judul	*Author* & Tahun	Metode					Sektor Industri			
			Distribusi Probabilitas	*Reliability*	Monte Carlo	LCCA	*Economic Life*	*Geothermal*	*Thermal Power*	NRE	*Energy*
	Transmission Poles.										
7	Optimization Strategy for Power Plant Asset Management Using Reliability Analysis and Life Cycle Cost: Case Study of Steam-Dominated Geothermal Power Plant Unit 1 at PT RST.	(Kusuma Wardana et al., 2025)	✓	✓		✓	✓	✓			
8	Item-based Reliability-centred Life-Cycle Costing using Monte Carlo Simulation.	(Reifferscheidt et al., 2021)		✓	✓	✓				✓	
9	Maximizing Wind Turbine Efficiency: Monte Carlo Simulation Based on Cost and	(Eddouh et al., 2024)		✓	✓	✓				✓	

No	Judul	*Author* & Tahun	Metode					Sektor Industri			
			Distribusi Probabilitas	*Reliability*	Monte Carlo	LCCA	*Economic Life*	*Geothermal*	*Thermal Power*	NRE	*Energy*
	Energy Loss Analysis for Optimal Preventive Maintenance,										
10	Proposed Turbine Maintenance Scheduling at A Steam Power Plant using Monte Carlo Simulation.	(Utomo et al., 2025)	✓	✓	✓				✓		
11	Gas turbine maintenance optimizing using the reliability-centered maintenance method.	(Darmein et al., 2023)		✓					✓		
12	Energy, exergy, economic and environmental analysis of a running integrated anaerobic digester-	(Sanaye & Yazdani, 2022)				✓				✓	

No	Judul	*Author* & Tahun	Metode				Sektor Industri			
			Distribusi Probabilitas	*Reliability*	Monte Carlo	LCCA	*Economic Life*	*Geothermal*	*Thermal Power*	NRE	*Energy*
	combined heat and power system in a municipal wastewater treatment plant.										
13	Risk and Reliability Improvement Analysis of Boiler System Using the Failure Mode Effect Analysis & Critical Analysis (FMECA) Method.	(Hatala et al., 2023)		✓					✓		
14	Operational data analytics for failure prediction and availability improvement in gas turbine power plants.	(Okirie et al., 2025)		✓					✓		
15	Condenser Replacement Life Prediction Based	(Putra et al., 2025)				✓	✓		✓		

No	Judul	*Author* & Tahun	Metode					Sektor Industri			
			Distribusi Probabilitas	*Reliability*	Monte Carlo	LCCA	*Economic Life*	*Geothermal*	*Thermal Power*	NRE	*Energy*
	on Condenser Back Pressure Loss Factor Using Simple Life Cycle Cost Management Method: Economic Life										
16	Analisis Umur Ekonomis Steam turbine Berdasarkan Reliability Dan Life Cycle Cost Analysis Dengan Metode EUAC.	(Penelitian ini)	✓	✓	✓	✓	✓	✓			

Berdasarkan Tabel 2.1, dapat dilihat bahwa penelitian terdahulu umumnya telah membahas reliability analysis, simulasi Monte Carlo, maupun *Life Cycle Cost Analysis* (LCCA) pada berbagai sistem pembangkit dan peralatan industri energi. Namun, sebagian besar penelitian masih berfokus pada aspek tertentu secara terpisah, seperti *maintenance optimization, reliability improvement,* atau evaluasi biaya siklus hidup aset. Selain itu, penelitian yang mengintegrasikan reliability analysis berbasis distribusi probabilitas, simulasi Monte Carlo, dan pendekatan EUAC dalam penentuan umur ekonomis steam turbine masih relatif terbatas. Oleh karena itu, penelitian ini dilakukan untuk mengintegrasikan seluruh pendekatan tersebut dalam menentukan umur ekonomis steam turbine secara lebih komprehensif.

2.3 Landasan Teori

2.3.1 *Manajemen Aset*

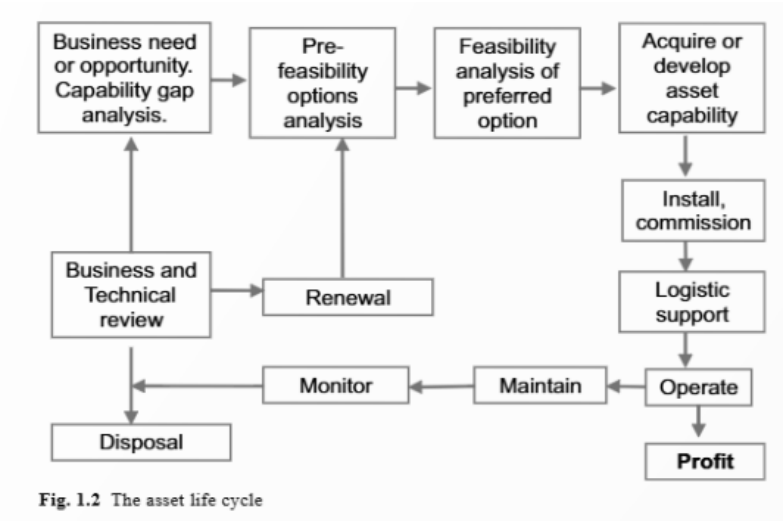
Berdasarkan ISO 55000, manajemen aset didefinisikan sebagai "*coordinated activities of an organisation to realize value from assets*", yaitu aktivitas terkoordinasi dalam organisasi untuk menghasilkan nilai dari aset. Definisi tersebut menegaskan bahwa fokus utama manajemen aset tidak terletak pada aset itu sendiri, melainkan pada nilai yang dapat dihasilkan aset dalam mendukung pencapaian tujuan organisasi.

Sejalan dengan hal tersebut, Maletič et al., (2020) menyatakan bahwa penerapan asset management yang efektif berperan dalam menciptakan nilai (*value creation*) melalui pengelolaan risiko dan peluang secara optimal sehingga mampu mencapai keseimbangan antara biaya (*cost*), peluang (*opportunity*) dan risiko (*risk*), dan kinerja aset (*performance*). Oleh karena itu, manajemen aset tidak hanya berfokus pada pengelolaan aset secara teknis, tetapi juga menjadi dasar dalam pengambilan keputusan strategis yang bertujuan meningkatkan kinerja organisasi dan memastikan keberlanjutan nilai aset sepanjang siklus hidupnya.

Menurut Cahyo, (2019a), nilai yang dihasilkan aset tidak hanya bersifat finansial, tetapi juga mencakup aspek kinerja, risiko, serta manfaat yang diterima oleh para pemangku kepentingan. Dengan demikian, pengelolaan aset perlu mempertimbangkan keseimbangan berbagai aspek tersebut secara terpadu agar tujuan organisasi dapat tercapai secara efektif dan berkelanjutan.

Dalam implementasinya, manajemen aset dilakukan berdasarkan konsep *asset life cycle*, yaitu pendekatan pengelolaan aset sepanjang siklus hidupnya mulai dari tahap perencanaan, pengadaan, operasi, pemeliharaan, rehabilitasi, hingga disposal aset. Pendekatan ini memungkinkan organisasi melakukan evaluasi teknis dan ekonomi secara menyeluruh untuk mendukung pengambilan keputusan jangka panjang terkait pengoperasian maupun penggantian aset.

Menurut Hastings, (2010), siklus hidup aset (*asset life cycle*) terdiri atas beberapa tahapan utama, yaitu *identify need*, *plan*, *design*, *create/build*, *operate/maintain/monitor*, *rehabilitate/modify*, dan *dispose*. Tahapan tersebut menunjukkan bahwa aset tidak hanya dipandang sebagai fasilitas fisik, tetapi sebagai bagian dari sistem operasional yang harus dikelola secara berkelanjutan agar mampu memberikan nilai ekonomi dan operasional secara optimal.



Gambar 2. 1 *Asset Life Cycle* dalam *Physical Asset Management*

Berdasarkan Gambar 2.1, tahap operasi dan pemeliharaan (operate/maintain/monitor) merupakan fase yang paling panjang dalam siklus hidup aset dan menjadi tahap yang paling memengaruhi biaya operasional, risiko kegagalan, dan performa aset. Pada fase ini, aktivitas *maintenance* dan monitoring dilakukan secara kontinu untuk menjaga *reliability* dan *availability* aset agar tetap memenuhi kebutuhan operasi.

Seiring bertambahnya umur operasi, performa aset cenderung mengalami degradasi sehingga risiko kegagalan dan biaya pemeliharaan meningkat. Dalam perspektif manajemen aset, kondisi tersebut dapat mengurangi nilai yang dihasilkan aset apabila tidak diimbangi dengan strategi pengelolaan yang tepat. Oleh karena itu, diperlukan keputusan yang mempertimbangkan keseimbangan antara biaya, risiko, peluang, dan kinerja aset untuk menentukan apakah aset masih layak dipertahankan, direhabilitasi, atau diganti. Dalam penelitian ini, analisis reliability dan *Life Cycle Cost Analysis* (LCCA) digunakan sebagai dasar dalam mendukung keputusan replacement asset dan penentuan umur ekonomis steam turbine.

2.3.2 *Keandalan (Reliability Engineering)*

Keandalan (*reliability*) merupakan salah satu konsep penting dalam pengelolaan aset dan pemeliharaan industri karena berkaitan dengan kemampuan suatu sistem atau komponen untuk menjalankan fungsinya secara optimal dalam periode waktu tertentu. Menurut Ebeling (1997), reliability didefinisikan sebagai probabilitas suatu komponen atau sistem mampu menjalankan fungsi yang diharapkan pada kondisi operasi tertentu selama periode waktu tertentu tanpa

mengalami kegagalan. Dengan demikian, analisis keandalan digunakan untuk mengevaluasi peluang suatu aset tetap mampu menjalankan fungsi operasionalnya selama periode penggunaan yang ditentukan (Rahmanto et al., 2022).

Dalam *reliability engineering*, analisis keandalan dilakukan menggunakan parameter-parameter yang menggambarkan karakteristik kegagalan suatu aset. Parameter tersebut kemudian digunakan untuk mengevaluasi peluang kegagalan, pola kegagalan, serta perilaku keandalan suatu sistem selama periode operasi.

Hubungan antara fungsi keandalan dan probabilitas kegagalan dapat dinyatakan sebagai berikut:

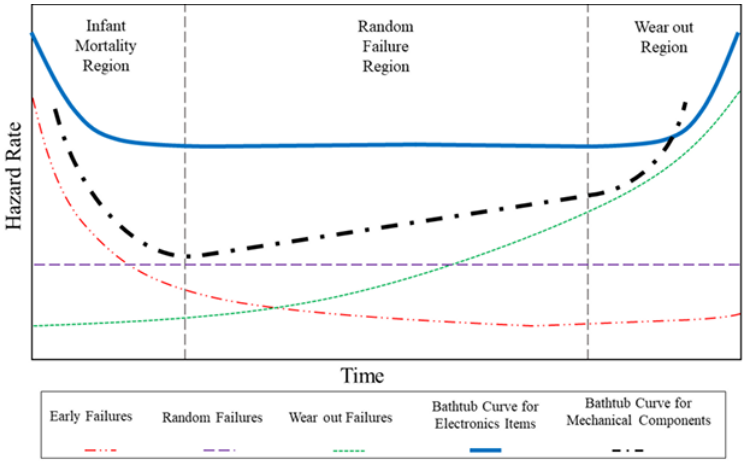
$$R(t) = 1 - F(t)$$

Keterangan:

- $R(t)$ = fungsi keandalan (*Reliability Function*)
- $F(t)$ = fungsi distribusi kumulatif kegagalan (*Cumulative Distribution Function*)

Persamaan tersebut menunjukkan bahwa nilai *reliability* akan menurun seiring bertambahnya waktu operasi akibat meningkatnya probabilitas kegagalan aset. Oleh karena itu, analisis reliability digunakan untuk menentukan kecenderungan degradasi performa peralatan serta mendukung penentuan strategi maintenance yang optimal.

Pada sistem mekanik, perubahan karakteristik kegagalan secara konseptual sering dijelaskan menggunakan *bathtub curve*, yaitu hubungan antara *failure rate* terhadap waktu operasi. Menurut Ahsan et al., (2020), sistem mekanik tidak selalu memiliki karakteristik laju kegagalan konstan seperti pada komponen elektronik, sehingga distribusi Weibull dinilai lebih representatif dalam memodelkan karakteristik kegagalan turbin dibandingkan distribusi eksponensial yang mengasumsikan laju kegagalan konstan. Melalui analisis keandalan, perubahan pola kegagalan tersebut dapat diidentifikasi untuk mendukung peningkatan *availability*, optimasi strategi pemeliharaan, serta pengurangan *downtime*.



Gambar 2. 2 *Bathtub Curve* pada Sistem Mekanik dan Elektronik

Menurut Tchakoua et al., (2014), Parameter bentuk Weibull (β) digunakan untuk mengidentifikasi karakteristik laju kegagalan. Nilai $\beta < 1$ menunjukkan *decreasing failure rate*, $\beta = 1$ menunjukkan *constant failure rate*, sedangkan $\beta > 1$ menunjukkan *increasing failure rate*. Nilai parameter tersebut memberikan informasi mengenai karakteristik kegagalan sehingga dapat digunakan sebagai dasar dalam penyusunan strategi pemeliharaan yang sesuai.

Dalam konteks pengelolaan aset, karakteristik laju kegagalan yang diperoleh dari analisis reliability menjadi dasar dalam penyusunan strategi pemeliharaan, inspeksi, overhaul, maupun penggantian aset sesuai kondisi operasi peralatan. Oleh karena itu, identifikasi pola kegagalan berdasarkan data historis sangat penting untuk mendukung pengambilan keputusan yang tepat.

Secara konseptual, Decoussemaeker et al., (2026) menjelaskan bahwa komponen utama steam turbine dan generator umumnya mengalami tiga fase siklus hidup, yaitu run-in period, *mid-life period,* dan *wear-out period*. Pada fase *wear-out*, risiko kegagalan meningkat sehingga diperlukan peningkatan aktivitas monitoring, inspeksi, perbaikan, *refurbishment*, maupun *replacement* untuk menjaga keandalan operasi. Kondisi tersebut menunjukkan bahwa perubahan karakteristik kegagalan sepanjang umur operasi aset menjadi dasar penting dalam pengelolaan reliability dan strategi *maintenance*.

Pada penelitian ini, analisis *reliability* digunakan untuk mengevaluasi pola kegagalan steam turbine berdasarkan data historis *maintenance*. Distribusi probabilitas ditentukan berdasarkan analisis histogram dan evaluasi *goodness of fit* untuk memperoleh model probabilistik yang

paling representatif. Parameter distribusi tersebut selanjutnya digunakan sebagai dasar simulasi Monte Carlo dalam mendukung analisis biaya siklus hidup aset dan penentuan umur ekonomis.

2.3.3 *Pemeliharaan/Maintenance*

Pemeliharaan (*maintenance*) merupakan serangkaian aktivitas teknis dan administratif yang dilakukan untuk mempertahankan maupun mengembalikan kondisi aset agar tetap mampu menjalankan fungsi yang diinginkan secara optimal. Menurut Erbiyik, (2022), maintenance mencakup aktivitas perencanaan, pengawasan, monitoring, pengendalian, serta tindakan perbaikan un tuk menjaga sistem atau peralatan tetap berada dalam kondisi operasional yang diharapkan. Sejalan dengan konsep manajemen aset, aktivitas pemeliharaan memiliki peran penting dalam menjaga keseimbangan antara kinerja, risiko, dan biaya selama siklus hidup aset.

Dalam industri pembangkit energi, maintenance memiliki peran penting karena kegagalan peralatan dapat menyebabkan *downtime*, penurunan *availability*, hingga kerugian ekonomi yang signifikan. Molęda et al., (2023) menjelaskan bahwa strategi maintenance yang tidak tepat dapat menurunkan kapasitas produksi, sedangkan penerapan strategi maintenance yang lebih terencana dan berbasis data mampu meningkatkan availability serta menurunkan biaya pemeliharaan. Oleh karena itu, pemilihan strategi maintenance yang sesuai diperlukan untuk menjaga reliability dan efisiensi operasional aset.

Secara umum, strategi pemeliharaan dapat dikelompokkan menjadi tiga pendekatan utama, yaitu *corrective maintenance*, *preventive maintenance*, dan *predictive maintenance*. *Corrective maintenance* merupakan tindakan pemeliharaan yang dilakukan setelah peralatan mengalami kegagalan atau kerusakan. *Preventive maintenance* dilakukan secara terencana sebelum terjadinya kegagalan melalui aktivitas seperti inspeksi berkala, pelumasan, kalibrasi, maupun penggantian komponen pada interval tertentu. Sementara itu, predictive maintenance merupakan pendekatan pemeliharaan berbasis kondisi peralatan (*condition-based maintenance*) yang memanfaatkan data historis, parameter operasi, dan hasil pemantauan kondisi untuk memperkirakan potensi kegagalan sehingga tindakan perbaikan dapat dilakukan sebelum kerusakan terjadi. Ketiga strategi tersebut diterapkan untuk menjaga keandalan peralatan, meningkatkan ketersediaan operasi (*availability*), serta mengendalikan biaya pemeliharaan selama siklus hidup aset (Molęda et al., 2023b).

Dalam pelaksanaannya, satu kejadian penghentian operasi (*outage*) pada unit pembangkit dapat mencakup beberapa aktivitas pemeliharaan atau *work order* yang dikerjakan secara bersamaan. Oleh karena itu, durasi *outage* perlu merepresentasikan interval ketika unit pembangkit berada pada kondisi *unavailable*, bukan sekadar penjumlahan durasi masing-masing aktivitas pemeliharaan. (IEEE Std 762, (2007) menjelaskan bahwa pencatatan *outage* dilakukan pada tingkat *generating unit*, sehingga durasi *forced outage* maupun *maintenance outage* merepresentasikan kondisi operasi unit secara fisik. Pendekatan tersebut bertujuan menghasilkan pelaporan *downtime* yang konsisten dan menghindari perhitungan ganda (*double counting*) pada interval waktu yang saling tumpang tindih. Selain itu, (Barabady & Kumar, 2008) menjelaskan bahwa pada analisis *reliability* sistem yang dapat diperbaiki (*repairable system*), beberapa aktivitas perbaikan yang terjadi selama satu penghentian operasi tidak selalu diperlakukan sebagai kejadian kegagalan (*failure event*) yang independen, sehingga identifikasi *failure event* menjadi tahapan penting sebelum penyusunan data *Time to Failure* (TBF) dan *Time to Repair* (TTR)

Penerapan *preventive maintenance* pada sistem turbine juga ditunjukkan dalam penelitian Malik et al., (2024) pada Balambano Hydroelectric Power Plant PT Vale Indonesia Tbk. Penelitian tersebut menunjukkan bahwa penggunaan data kegagalan, *downtime*, dan parameter reliability dapat digunakan untuk mengevaluasi strategi pemeliharaan pada komponen turbine. Hasil penelitian tersebut menegaskan bahwa pendekatan *maintenance* yang mempertimbangkan karakteristik kegagalan peralatan dapat membantu mengurangi *downtime* dan meningkatkan kontinuitas operasi. Meskipun penelitian tersebut berfokus pada penentuan interval penggantian komponen, kajian tersebut menunjukkan bahwa data histori maintenance pada turbine dapat digunakan sebagai dasar dalam evaluasi *reliability* dan strategi pemeliharaan.

Dengan demikian, *maintenance* tidak hanya berfungsi untuk memperbaiki kerusakan peralatan, tetapi juga berperan sebagai strategi pengelolaan aset yang memengaruhi tingkat *reliability, availability, downtime,* dan biaya operasi. Kinerja pemeliharaan yang efektif dapat menurunkan frekuensi kegagalan serta mengendalikan biaya selama siklus hidup aset, sehingga menjadi salah satu faktor penting dalam pengambilan keputusan manajemen aset dan penentuan umur ekonomis peralatan.

Dalam penelitian ini, data histori *maintenance* digunakan sebagai dasar untuk mengevaluasi karakteristik pemeliharaan yang terjadi pada steam turbine di PLTP X. Informasi dari *work order*, jenis pekerjaan pemeliharaan, waktu *downtime*, dan biaya pemeliharaan dimanfaatkan untuk mendukung analisis *reliability*, estimasi jumlah kegagalan, estimasi *downtime*, serta perhitungan biaya pemeliharaan dalam pendekatan *Life Cycle Cost Analysis* (LCCA). Pada tahap pengolahan data, identifikasi kejadian *outage* dilakukan berdasarkan interval penghentian operasi unit sehingga setiap *failure event* merepresentasikan satu episode *outage* pada *steam turbine*. Dengan demikian, pemeliharaan dipandang sebagai faktor yang memengaruhi frekuensi kegagalan, *downtime*, dan biaya siklus hidup aset yang menjadi dasar dalam penentuan umur ekonomis turbin.

2.3.4 *Distribusi Probabilitas*

Menurut O'Connor, (2019), distribusi probabilitas digunakan untuk memodelkan variabel acak yang berkaitan dengan waktu operasi suatu peralatan, seperti *Time Between Failure* (TBF) maupun *Time to Repair* (TTR). Dalam *reliability engineering*, distribusi probabilitas digunakan untuk menggambarkan peluang kegagalan pada berbagai waktu operasi sehingga karakteristik keandalan suatu aset dapat dianalisis secara kuantitatif. Distribusi probabilitas memungkinkan data historis kegagalan dan perbaikan diubah menjadi model statistik yang dapat digunakan untuk memperkirakan perilaku aset pada masa mendatang.

O'Connor, (2019) menjelaskan bahwa variabel acak dapat dibedakan menjadi data diskrit dan data kontinu. Data diskrit hanya memiliki nilai yang dapat dihitung (*countable*), sedangkan data kontinu dapat memiliki nilai pada rentang tertentu tanpa batasan nilai tertentu. Karena *Time Between Failure* (TBF) dan *Time to Repair* (TTR) dinyatakan dalam satuan waktu operasi maupun durasi perbaikan, kedua variabel tersebut termasuk data kontinu sehingga analisis pada penelitian ini menggunakan distribusi probabilitas kontinu.

Menurut Siregar et al., (2025), histogram merupakan alat grafis yang digunakan untuk menunjukkan distribusi data numerik dengan membagi data ke dalam interval tertentu sehingga dapat memberikan gambaran visual mengenai bentuk distribusi data, seperti simetris, skewed, maupun multimodal. Histogram juga digunakan untuk menilai distribusi data dan membantu mengidentifikasi karakteristik penyebaran data kuantitatif. Oleh karena itu, pada penelitian ini identifikasi distribusi probabilitas dilakukan melalui analisis histogram data TBF dan TTR

untuk melihat bentuk sebaran data dan kecenderungan kurva distribusinya. Bentuk histogram digunakan sebagai dasar dalam menentukan kandidat distribusi probabilitas yang selanjutnya dievaluasi menggunakan metode *goodness-of-fit* untuk memperoleh distribusi yang paling representatif terhadap data historise.

Berdasarkan hasil analisis histogram, kandidat distribusi probabilitas kemudian dievaluasi tingkat kesesuaiannya terhadap data empiris menggunakan *goodness-of-fit test*. Pengujian ini dilakukan untuk menilai apakah distribusi probabilitas yang dipilih mampu merepresentasikan karakteristik data TBF dan TTR secara statistik. Distribusi yang memenuhi kriteria penerimaan ($p - value > 0{,}05$) dianggap memiliki kesesuaian yang memadai terhadap data empiris. Selanjutnya, distribusi yang paling representatif dipilih untuk memperoleh parameter distribusi yang akan digunakan pada tahap analisis berikutnya.

Distribusi dengan tingkat kesesuaian terbaik terhadap data empiris dipilih sebagai model probabilitas yang paling representatif untuk menggambarkan karakteristik data TBF dan TTR. Parameter tersebut digunakan sebagai input dalam simulasi Monte Carlo untuk membangkitkan nilai acak yang merepresentasikan ketidakpastian waktu antar kegagalan dan durasi perbaikan peralatan. Hasil simulasi digunakan untuk memproyeksikan jumlah kegagalan dan durasi perbaikan, serta biaya yang mungkin terjadi selama horizon operasi steam turbine. Proyeksi tersebut kemudian menjadi dasar dalam perhitungan *Life Cycle Cost Analysis* (LCCA) dan *Equivalent Uniform Annual Cost* (EUAC) guna menentukan umur ekonomis turbin secara optimal.

2.3.5 *TBF / TTR*

Dalam konteks penelitian ini, steam turbine diperlakukan sebagai repairable system yang mengalami siklus kegagalan dan perbaikan secara berulang. Oleh karena itu, TBF digunakan untuk merepresentasikan interval antar *failure event* selama periode pengamatan, sedangkan TTR digunakan untuk merepresentasikan durasi perbaikan pada setiap *outage event*. Barabady & Kumar, (2008) menjelaskan bahwa analisis *reliability* pada *repairable system* diawali dengan pengumpulan, penyortiran, klasifikasi, dan validasi data TBF serta TTR sebelum dilakukan pemodelan distribusi probabilitas.

Secara konseptual, *Time Between Failure* (TBF) merupakan interval waktu antara dua kejadian kegagalan yang terjadi secara berurutan pada suatu sistem atau komponen. Menurut

Koohsari et al., (2022), TBF merepresentasikan selang waktu antar kejadian *breakdown* yang diamati pada suatu peralatan, sedangkan *Time to Repair* (TTR) merupakan waktu yang diperlukan untuk melaksanakan aktivitas perbaikan hingga peralatan kembali beroperasi normal.

Dalam sistem pembangkit tenaga listrik, pencatatan data keandalan umumnya didasarkan pada *outage event*, yaitu kejadian yang menyebabkan unit pembangkit tidak mampu memberikan layanan sesuai kondisi operasi yang direncanakan. IEEE Std 762, (2007) menjelaskan bahwa pengukuran *reliability* dan *availability* mempertimbangkan frekuensi serta *durasi outage*, sedangkan kondisi *unavailable* didefinisikan sebagai keadaan ketika unit tidak dapat beroperasi akibat kegagalan peralatan, pembatasan operasi, pengujian, pekerjaan pemeliharaan, maupun kondisi lain yang menyebabkan unit tidak mampu menghasilkan daya. Dengan demikian, identifikasi kejadian *outage* beserta frekuensi dan durasinya menjadi salah satu dasar dalam evaluasi keandalan dan ketersediaan unit pembangkit.

Pada praktik pemeliharaan pembangkit, satu *outage event* dapat terdiri atas beberapa *work order corrective maintenance* yang dilaksanakan secara bersamaan. Kondisi tersebut menyebabkan satu kejadian penghentian operasi dapat menghasilkan lebih dari satu transaksi *work order* pada sistem pemeliharaan. Oleh karena itu, sebelum data digunakan dalam analisis *reliability*, diperlukan proses penyortiran, klasifikasi, dan validasi sehingga setiap *failure event* hanya direpresentasikan satu kali dan tidak terjadi *double counting*. Tahapan tersebut merupakan bagian penting dalam proses pengolahan data *repairable system* sebagaimana dijelaskan oleh (Barabady & Kumar, 2008).

Pada sistem yang dapat diperbaiki (*repairable system*), interval antar kegagalan lebih tepat direpresentasikan menggunakan TBF dibandingkan *Time to Failure* (TTF) karena peralatan kembali dioperasikan setelah aktivitas perbaikan selesai. Dengan demikian, TBF menggambarkan interval antar *failure event* yang terjadi selama siklus operasi aset.

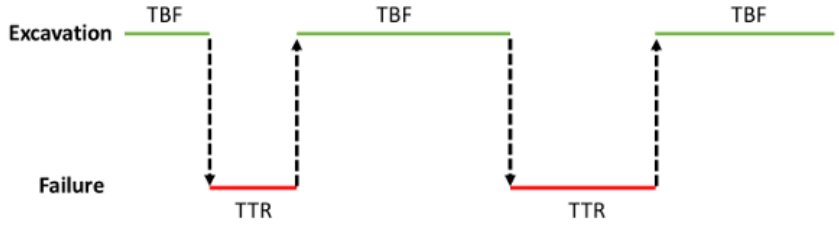


Figure 2. TBF and TTR of the machine for each subsystem.

Gambar 2. 3 Hubungan TBF dan TTR pada Siklus Kegagalan dan Perbaikan Peralatan

Hubungan antara TBF dan TTR pada siklus operasi suatu peralatan ditunjukkan pada Gambar 2.3. Setiap kejadian kegagalan akan diikuti oleh periode perbaikan (TTR), kemudian peralatan kembali beroperasi hingga terjadi kegagalan berikutnya yang membentuk interval TBF selanjutnya. Konsep tersebut menjadi dasar dalam pengumpulan data historis kegagalan dan perbaikan untuk analisis *reliability* dan *maintainability*.

Dalam *reliability engineering*, data TBF digunakan untuk menganalisis pola kegagalan dan karakteristik keandalan suatu peralatan, sedangkan data TTR digunakan untuk mengevaluasi durasi perbaikan dan kemampuan sistem untuk dipulihkan setelah mengalami kegagalan. Kedua parameter tersebut selanjutnya digunakan sebagai data dasar dalam pemodelan distribusi probabilitas, analisis *reliability*, *availability*, *maintainability*, maupun simulasi berbasis ketidakpastian.

Selain TBF dan TTR, ukuran statistik yang sering digunakan adalah *Mean Time Between Failure* (MTBF) dan *Mean Time to Repair* (MTTR). MTBF menunjukkan rata-rata interval waktu antar kegagalan yang terjadi selama periode pengamatan, sedangkan MTTR menunjukkan rata-rata waktu yang dibutuhkan untuk mengembalikan sistem ke kondisi operasi normal setelah terjadi kegagalan (Aneke et al., 2018). Secara matematis, MTBF dapat dinyatakan sebagai berikut:

$$MTBF = \frac{Total\ Operating\ Time}{Number\ of\ Failures} \tag{2.1}$$

Selain MTBF, parameter lain yang penting dalam analisis maintenance adalah *Mean Time to Repair* (MTTR). MTTR merupakan rata-rata waktu yang dibutuhkan untuk melakukan diagnosis, perbaikan, hingga sistem kembali beroperasi normal setelah mengalami kegagalan. Menurut Kostas (1981), MTTR menunjukkan rata-rata interval waktu perbaikan yang diperlukan oleh suatu komponen atau sistem setelah terjadi kerusakan (Revitasari et al., 2015).

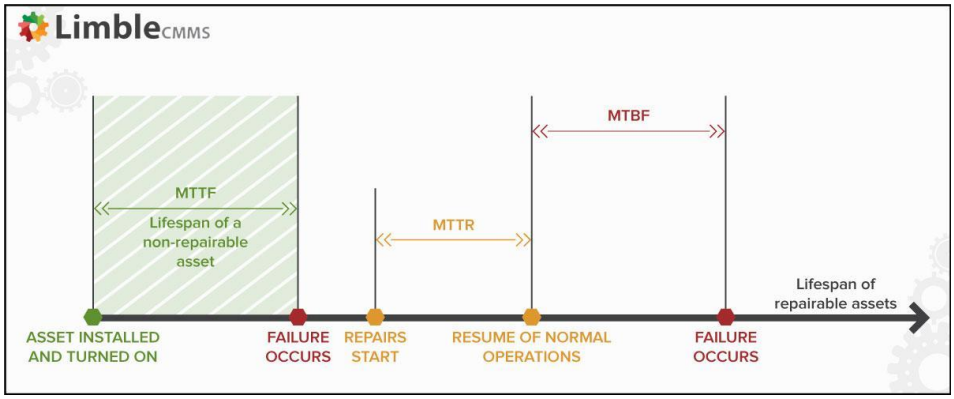
Semakin kecil nilai MTTR maka semakin baik *maintainability* sistem karena *downtime* yang terjadi dapat diminimalkan.

Aneke et al., (2018) menjelaskan bahwa MTTR merepresentasikan rata-rata waktu yang diperlukan untuk mengembalikan sistem ke kondisi operasi normal setelah *failure* terjadi. Secara matematis, MTTR dapat dihitung menggunakan persamaan berikut:

$$MTTR = \frac{Total\ Repair\ Time}{Number\ of\ Failures} \tag{2.2}$$

Pendekatan ini sejalan dengan penelitian Suef & Anugrah (2020) yang menggunakan data kegagalan, downtime, *Mean Time Between Failure* (MTBF), dan durasi perbaikan sebagai dasar analisis *reliability* pada peralatan pembangkit. Dalam konteks penelitian ini, data *Time Between Failure* (TBF) digunakan sebagai data interval antar kegagalan, sedangkan *Time to Repair* (TTR) digunakan sebagai data durasi perbaikan. Kedua data tersebut kemudian digunakan untuk menentukan distribusi probabilitas yang paling sesuai sebagai dasar simulasi Monte Carlo dan analisis umur ekonomis berbasis EUAC.

Hubungan antara MTBF dan MTTR pada siklus operasi dan perbaikan peralatan ditunjukkan pada Gambar 2. 4 MTBF menggambarkan durasi operasi normal antar dua kegagalan, sedangkan MTTR menunjukkan lamanya waktu diagnosis dan perbaikan hingga sistem kembali beroperasi.



Gambar 2. 4 Hubungan MTBF dan MTTR pada Siklus Operasi dan Perbaikan Peralatan
Sumber: Diadaptasi dari (Limble, 2026)

Pada penelitian ini, data *Time Between Failure* (TBF) dan *Time to Repair* (TTR) disusun berdasarkan *Actual Outage Event*, yaitu kejadian penghentian operasi pada tingkat sistem (*system-level outage*). Oleh karena itu, beberapa *work order corrective maintenance* yang

memiliki interval waktu saling tumpang tindih terlebih dahulu digabungkan menjadi satu outage event sebelum dilakukan perhitungan TBF dan TTR. Pendekatan ini bertujuan untuk menghindari *double counting* terhadap satu kejadian penghentian operasi yang sama sehingga data yang diperoleh lebih merepresentasikan karakteristik kegagalan steam turbine pada tingkat sistem.

Selanjutnya, data TBF dan TTR digunakan untuk menentukan distribusi probabilitas yang paling representatif terhadap kondisi historis steam turbine. Parameter distribusi yang diperoleh menjadi dasar dalam simulasi Monte Carlo untuk memproyeksikan jumlah kegagalan (*failure*) dan durasi perbaikan (*repair duration*) selama periode analisis. Sementara itu, MTBF dan MTTR digunakan sebagai indikator deskriptif untuk menggambarkan tingkat *reliability* dan *maintainability*. Hasil proyeksi tersebut kemudian digunakan sebagai masukan dalam perhitungan *Life Cycle Cost Analysis* (LCCA) dan *Equivalent Uniform Annual Cost* (EUAC) untuk menentukan umur ekonomis steam turbine pada PLTP X,

2.3.6 *Simulasi Monte Carlo*

Simulasi Monte Carlo merupakan metode simulasi probabilistik yang digunakan untuk memodelkan ketidakpastian suatu sistem melalui pembangkitan bilangan acak berdasarkan distribusi probabilitas tertentu. Metode ini banyak digunakan dalam *reliability engineering*, *maintenance planning, risk analysis*, dan evaluasi performa sistem industri karena mampu merepresentasikan perilaku sistem yang bersifat stokastik atau tidak pasti. Menurut Afdal & Linarti, (2023a) yang mengacu pada O'Conner & Kleyner, (2011) simulasi monte carlo merupakan metode analisis statistik berbasis random sampling yang digunakan untuk memodelkan ketidakpastian pada berbagai aplikasi seperti *reliability*, *availability*, *forecasting*, *risk analysis*, serta simulasi proses acak pada sistem *engineering*.

Dalam *reliability engineering*, simulasi Monte Carlo digunakan untuk memodelkan ketidakpastian waktu kegagalan dan waktu perbaikan berdasarkan distribusi probabilitas yang diperoleh dari data historis. Pendekatan ini memungkinkan berbagai skenario operasi dibangkitkan secara acak sehingga perilaku sistem dapat dianalisis secara probabilistik. Afdal & Linarti, (2023) menjelaskan bahwa simulasi Monte Carlo dapat digunakan untuk menghasilkan data *Time Between Failure* (TBF) secara acak berdasarkan distribusi probabilitas

aktual sehingga perilaku kegagalan sistem di masa mendatang dapat diperkirakan dengan lebih realistis.

Pada sistem *rotating equipment* seperti turbine, simulasi Monte Carlo digunakan untuk memodelkan ketidakpastian waktu kegagalan dan waktu perbaikan komponen. (Utomo et al., 2025) menjelaskan bahwa Monte Carlo Simulation dapat digunakan dalam *maintenance scheduling* turbine dengan memanfaatkan data *Time to Failure* (TTF) dan *Time to Repair* (TTR) untuk memprediksi pola kegagalan serta menentukan jadwal pemeliharaan optimal berdasarkan distribusi probabilitas kegagalan komponen. Berbeda dengan penelitian tersebut, penelitian ini menggunakan TBF karena objek penelitian merupakan *repairable system*.

Dalam simulasi Monte Carlo, pembangkitan data acak umumnya dilakukan menggunakan metode *inverse transform sampling*, yaitu dengan mengubah bilangan acak yang mengikuti distribusi *uniform* menjadi bilangan acak yang mengikuti distribusi probabilitas tertentu melalui fungsi invers distribusi tersebut. Pendekatan ini memungkinkan data hasil simulasi memiliki karakteristik statistik yang sesuai dengan distribusi probabilitas yang diperoleh dari analisis data historis, sehingga dapat digunakan untuk merepresentasikan ketidakpastian perilaku sistem secara lebih realistis.

Putranugraha & Garniwa, (2025) menggunakan simulasi Monte Carlo untuk memvalidasi hasil optimasi interval *preventive maintenance* pada sistem pembangkit berbasis model keandalan. Penelitian tersebut menunjukkan bahwa simulasi Monte Carlo mampu merepresentasikan ketidakpastian kegagalan pada sistem pembangkit sehingga banyak digunakan dalam analisis keandalan dan pemeliharaan.

Secara umum, penerapan simulasi Monte Carlo dalam penelitian ini meliputi: (1) menentukan distribusi probabilitas TBF dan TTR berdasarkan data historis; (2) mengestimasi parameter distribusi; (3) membangkitkan bilangan acak menggunakan fungsi invers distribusi probabilitas; (4) melakukan simulasi berulang untuk menghasilkan berbagai skenario kegagalan dan durasi perbaikan; serta (5) menghitung proyeksi jumlah kegagalan dan durasi perbaikan selama horizon analisis.

Dalam penelitian ini, simulasi Monte Carlo digunakan untuk memodelkan ketidakpastian waktu antar kegagalan (*Time Between Failure* atau TBF) dan durasi perbaikan (*Time to Repair* atau TTR) pada *steam turbine*. Data TBF digunakan untuk memproyeksikan interval antar

kegagalan, sedangkan data TTR digunakan untuk memproyeksikan durasi perbaikan berdasarkan distribusi probabilitas hasil analisis data historis. Hasil simulasi berupa proyeksi jumlah kegagalan dan total durasi perbaikan pada setiap periode analisis kemudian digunakan sebagai dasar perhitungan biaya pemeliharaan, *opportunity loss*, *Life Cycle Cost Analysis* (LCCA), dan *Equivalent Uniform Annual Cost* (EUAC) dalam penentuan umur ekonomis *steam turbine*.

2.3.7 *Life Cycle Cost Analysis*

Life Cycle Cost Analysis (LCCA) merupakan metode analisis ekonomi yang digunakan untuk mengevaluasi seluruh biaya yang timbul selama siklus hidup suatu aset. Pendekatan ini tidak hanya mempertimbangkan biaya investasi awal, tetapi juga biaya yang muncul selama aset beroperasi, seperti biaya operasi, biaya pemeliharaan, biaya kegagalan, biaya penggantian, serta nilai akhir aset. Dalam konteks manajemen aset, LCCA digunakan untuk mendukung pengambilan keputusan jangka panjang dengan mempertimbangkan hubungan antara biaya, risiko, keandalan, dan kinerja aset selama umur operasinya.

Menurut Cahyo, (2019), kategori biaya utama dalam *Life Cycle Cost* ditentukan berdasarkan aktivitas utama selama periode siklus hidup aset. Elemen biaya utama dalam struktur LCC mencakup biaya modal, biaya operasi, biaya pemeliharaan, biaya pemusnahan, dan nilai residu. Model LCC yang dijelaskan oleh Cahyo (2019) mengacu pada model Ebeling (2010), yang mengembangkan struktur biaya siklus hidup aset dengan mempertimbangkan hubungan antara biaya, pemeliharaan, dan parameter keandalan. Hal ini menunjukkan bahwa LCC tidak hanya berfungsi sebagai pendekatan ekonomi, tetapi juga berkaitan dengan performa reliability dan maintainability aset.

Dalam model Ebeling (2010), komponen biaya dalam LCC dapat mencakup biaya investasi, biaya operasi, biaya pemeliharaan, biaya kegagalan, biaya penggantian, dan nilai sisa aset. Struktur biaya tersebut menunjukkan bahwa total biaya kepemilikan aset tidak hanya ditentukan oleh biaya investasi awal, tetapi juga dipengaruhi oleh biaya yang muncul selama umur operasi aset.

Secara umum, *Life Cycle Cost* merupakan penjumlahan seluruh biaya yang timbul sepanjang siklus hidup aset setelah memperhitungkan nilai sisa aset. Bentuk umum model LCC dapat dituliskan sebagai berikut:

$$LCC = C_A + C_O + C_M + C_F + C_R - C_S \quad (2.3)$$

Keterangan:

- $C_A = Acquisition\ Cost$
- $C_O = Operating\ Cost$
- $C_M = Maintenance\ Cost$
- $C_F = Failure\ Cost$
- $C_R = Replacement\ Cost$
- $C_S = Salvage\ Value$

Acquisition cost merupakan biaya yang dikeluarkan untuk memperoleh aset, termasuk biaya pembelian dan instalasi. *Operating cost* merupakan biaya yang diperlukan untuk mengoperasikan aset selama periode operasi. *Maintenance cost* merupakan biaya yang dikeluarkan untuk menjaga aset tetap berfungsi sesuai standar operasinya. *Failure cost* merupakan biaya yang timbul sebagai akibat terjadinya kegagalan aset, seperti biaya perbaikan, kehilangan produksi, penalti operasional, maupun konsekuensi ekonomi lainnya. Pada penelitian ini, *failure cost* direpresentasikan oleh biaya *corrective maintenance* dan *opportunity loss* akibat kehilangan produksi. *Replacement cost* merupakan biaya penggantian komponen atau aset, sedangkan *salvage value* merupakan nilai sisa aset pada akhir umur operasinya.

Konsep distribusi biaya sepanjang siklus hidup aset menunjukkan bahwa biaya investasi awal cenderung tinggi pada tahap awal akibat kebutuhan desain, pengadaan, konstruksi, dan instalasi aset. Namun seiring bertambahnya umur operasi, biaya operasi dan maintenance akan meningkat akibat degradasi kondisi peralatan dan meningkatnya probabilitas kegagalan.

Yilmaz, (2020) menjelaskan bahwa *Life Cycle Cost Analysis* dapat digunakan untuk mengevaluasi sistem energi dengan mempertimbangkan biaya investasi awal, biaya operasi dan pemeliharaan, nilai sisa aset, umur ekonomis, serta tingkat suku bunga. Dalam penelitian tersebut, biaya operasi dan pemeliharaan didefinisikan sebagai biaya yang diperlukan untuk menjaga sistem tetap beroperasi dalam kondisi yang baik selama umur pakainya. Selain itu, Yilmaz, (2020) juga menggunakan pendekatan *levelized annual cost* untuk menyatakan total biaya proyek selama umur ekonomis dalam bentuk biaya tahunan ekuivalen. Hal ini

menunjukkan bahwa LCCA dapat digunakan sebagai pendekatan ekonomi untuk mengevaluasi sistem energi, termasuk sistem berbasis geothermal.

Pada equipment pembangkit listrik, Luthfi & Sutikno, (2019) menerapkan *Life Cycle Cost* dan *Equivalent Uniform Annual Cost* (EUAC) untuk menentukan waktu penggantian optimal pada generator PLTU Labuan Unit #2. Penelitian tersebut mengelompokkan komponen biaya LCC menjadi *investment cost*, *operating cost*, *scheduled maintenance cost*, *unscheduled maintenance cost*, dan *disposal cost*. Dalam penelitian tersebut, *scheduled maintenance cost* merupakan biaya pemeliharaan terencana, sedangkan *unscheduled maintenance cost* mencakup biaya perbaikan, *spare part*, dan *opportunity loss*. Pada penelitian tersebut, *opportunity loss* diperlakukan sebagai bagian dari *failure cost* karena merepresentasikan konsekuensi ekonomi akibat downtime atau kehilangan produksi.

Meskipun model LCC secara umum mencakup berbagai komponen biaya, penerapan LCCA perlu disesuaikan dengan tujuan penelitian dan ketersediaan data. Pada penelitian ini, data yang tersedia meliputi biaya investasi awal turbin, biaya pemeliharaan berdasarkan histori maintenance, serta biaya akibat kegagalan yang direpresentasikan oleh *corrective maintenance* dan *opportunity loss* akibat kehilangan produksi. Oleh karena itu, komponen *operating cost*, *disposal cost, replacement cost* secara terpisah, dan *salvage value* tidak dimasukkan ke dalam model karena tidak tersedia secara spesifik pada level aset turbin dan bukan merupakan fokus utama penelitian.

Dengan demikian, model LCC yang digunakan dalam penelitian ini adalah:

$$LCC_{turbine} = C_I + C_M + C_F \tag{2.4}$$

Keterangan:

$C_I = Investment$ Cost

$C_M = Maintenance$ Cost

$C_F = Failure$ Cost

Pada penelitian ini, *investment cost* merupakan biaya yang dikeluarkan untuk memperoleh dan menginstal aset pada awal masa operasi. *Maintenance cost* merupakan biaya yang dikeluarkan untuk mempertahankan kondisi aset agar tetap mampu menjalankan fungsi yang diharapkan selama umur operasinya. Sementara itu, *failure cost* merupakan biaya yang timbul

sebagai konsekuensi dari kegagalan aset, baik berupa biaya perbaikan maupun kerugian ekonomi yang ditimbulkan akibat terganggunya operasi aset.

Komponen *maintenance cost* dan *failure cost* dalam penelitian ini dirumuskan sebagai berikut:

$$C_M = C_{PM} + C_{PdM} \tag{2.5}$$

$$C_F = C_{CM} + C_{Opportunity\ Loss} \tag{2.6}$$

Keterangan:

- C_{PM} = Biaya *Preventive Maintenance*
- C_{PdM} = Biaya *Predictive Maintenance*
- C_{CM} = Biaya *Corrective Maintenance*
- $C_{Opportunity\ Loss}$ = Biaya kehilangan produksi akibat gangguan operasi

Pengelompokan tersebut dilakukan berdasarkan karakteristik aktivitas pemeliharaan dan konsekuensi biaya yang ditimbulkannya. *Preventive maintenance* dan *predictive maintenance* dikategorikan sebagai *maintenance cost* karena merupakan aktivitas yang dilakukan secara terencana untuk mempertahankan kondisi aset dan mengurangi kemungkinan terjadinya kegagalan. Sebaliknya, corrective maintenance dikategorikan sebagai failure cost karena dilakukan setelah terjadinya kegagalan. Selain biaya perbaikan, kegagalan aset juga dapat menimbulkan *consequential cost* berupa kehilangan produksi, penalti, maupun kehilangan pendapatan akibat terganggunya operasi sistem (Suef & Anugrah, 2020).

Opportunity loss merupakan salah satu bentuk *consequential cost* yang menggambarkan kerugian ekonomi akibat terganggunya operasi aset sehingga output yang seharusnya dapat dihasilkan menjadi hilang. Pada sistem pembangkit listrik, *opportunity loss* umumnya dihitung berdasarkan energi yang tidak dapat diproduksi selama periode gangguan operasi (*outage*) yang kemudian dikalikan dengan harga jual energi listrik. Pendekatan tersebut sejalan dengan konsep *consequential cost* yang dijelaskan oleh Suef dan Anugrah (2020), yaitu biaya yang timbul sebagai konsekuensi kegagalan peralatan yang menyebabkan penurunan produksi (*derating*) maupun penghentian operasi (*outage*).

Komponen *operating cost* sering dimasukkan dalam analisis *Life Cycle Cost Analysis* apabila data biaya operasi tersedia secara terpisah. Namun beberapa penelitian hanya menggunakan komponen biaya yang tersedia sesuai ruang lingkup analisis sehingga struktur

biaya LCCA dapat disesuaikan dengan karakteristik data yang dimiliki (Kusuma Wardana et al., 2025)

Dalam penerapan *Life Cycle Cost Analysis* terdapat ketidakpastian pada parameter ekonomi seperti tingkat eskalasi biaya, discount rate, maupun asumsi lainnya. Martin et al., (2016) menjelaskan bahwa analisis sensitivitas digunakan untuk mengevaluasi pengaruh perubahan parameter input terhadap hasil model sehingga dapat diketahui parameter yang paling memengaruhi keputusan. Sejalan dengan itu, Sitinjak & Silalahi, (2023) menyatakan bahwa analisis sensitivitas bertujuan menguji perubahan hasil analisis akibat perubahan asumsi yang digunakan. Oleh karena itu, analisis sensitivitas menjadi bagian penting dalam LCCA untuk mengevaluasi konsistensi hasil pada berbagai kondisi ekonomi.

Berdasarkan konsep tersebut, hasil perhitungan *Life Cycle Cost* selanjutnya dikonversi menjadi biaya tahunan ekuivalen menggunakan metode *Equivalent Uniform Annual Cost* (EUAC). Pendekatan ini memungkinkan biaya yang terjadi pada berbagai horizon umur operasi dibandingkan secara konsisten sehingga dapat ditentukan umur ekonomis aset berdasarkan nilai EUAC minimum.

2.3.8 *Equivalent Uniform Annual Cost*

Equivalent Uniform Annual Cost (EUAC), yang juga dikenal sebagai *Equivalent Annual Cost* (EAC), merupakan metode ekonomi teknik yang digunakan untuk mengonversi seluruh biaya siklus hidup aset menjadi biaya tahunan ekuivalen sehingga berbagai alternatif umur operasi dapat dibandingkan pada satuan biaya yang seragam.

Secara umum *Annual Opportunity Loss & Maintenance Cost* merepresentasikan seluruh biaya operasi dan pemeliharaan yang terjadi selama aset digunakan. Pada penelitian ini *Annual OL & Maintenance Cost* terdiri atas biaya *preventive maintenance*, *predictive maintenance*, *corrective maintenance*, dan *opportunity loss*. *Annual Acquisition Cost* merupakan biaya investasi awal yang dikonversi menjadi biaya tahunan ekuivalen, sedangkan *Annual Operation and Maintenance Cost* merepresentasikan biaya tahunan yang timbul selama aset dioperasikan dan dipelihara. Pada penelitian ini, *Annual Annual Opportunity Loss & Maintenance Cost* disesuaikan dengan ketersediaan data dan struktur biaya penelitian, yaitu terdiri atas biaya *preventive maintenance*, *predictive maintenance*, *corrective maintenance*, dan *opportunity loss* akibat kehilangan produksi selama *downtime* turbin.

Dengan demikian, model EUAC yang digunakan dalam penelitian ini dapat dinyatakan sebagai berikut:

$$EUAC_N = Annual\ Opportunity\ Loss\ \&\ Maintenance\ Cost_{\ N} + Annual\ Acquisition\ Cost_N \quad (2.6)$$

dengan:

$$Annual\ Acquisition\ Cost = Capital\ Cost \times (A/P, i, N) \quad (2.7)$$

dan

$$Annual\ nnual\ Opportunity\ Loss\ \&\ Maintenance\ Cost_{\ N} = Annualized\ (C_{PM} + C_{PdM} + C_{CM} + C_{Opportunity\ Loss}) \quad (2.8)$$

Keterangan:

- $EUAC_N$= *Equivalent Uniform Annual Cost* pada alternatif umur operasi ke-N
- $Annual\ Opportunity\ Loss\ \&\ Maintenance\ Cost_N$= biaya *opportunity loss* dan pemeliharaan tahunan ekuivalen pada umur operasi ke-N
- $Annual\ Acquisition\ Cost_N$= biaya investasi tahunan ekuivalen pada umur operasi ke-N
- $Capital\ Cost$= biaya investasi atau biaya akuisisi aset
- $(A/P, i, N)$= *capital recovery factor*
- i= tingkat suku bunga atau *discount rate*
- N= umur operasi aset
- C_{PM}= biaya *preventive maintenance*
- C_{PdM}= biaya *predictive maintenance*
- C_{CM}= biaya *corrective maintenance*
- $C_{Opportunity\ Loss}$= biaya kehilangan produksi akibat *downtime.*

Dalam pendekatan EUAC, biaya investasi awal dikonversi menjadi biaya tahunan ekuivalen menggunakan *capital recovery factor*. Konversi ini diperlukan karena biaya investasi umumnya terjadi pada awal periode, sedangkan biaya pemeliharaan dan biaya akibat kegagalan terjadi selama aset digunakan. Apabila biaya *Opportunity Loss* dan *Maintenance Cost* berubah setiap tahun akibat eskalasi biaya, perubahan frekuensi kegagalan, dan perubahan *downtime*, maka biaya tersebut terlebih dahulu dihitung selama horizon analisis, kemudian disetarakan ke dalam

bentuk biaya tahunan ekuivalen. Dengan demikian, perbandingan antar alternatif umur operasi aset dapat dilakukan secara lebih seragam.

Pujawan, (2019) menjelaskan bahwa pada peralatan yang digunakan dalam aktivitas produksi, biaya perawatan dan operasional cenderung meningkat seiring bertambahnya umur pakai aset. Sebaliknya, ongkos investasi tahunan akan menurun karena biaya awal aset tersebar pada periode penggunaan yang lebih panjang. Hubungan antara ongkos investasi tahunan, ongkos operasi dan perawatan tahunan, serta total ongkos tahunan menjadi dasar dalam analisis biaya ekuivalen tahunan. Konsep tersebut menunjukkan bahwa total biaya tahunan suatu aset dapat membentuk pola tertentu, yaitu menurun pada awal periode penggunaan dan meningkat kembali setelah biaya operasi serta perawatan semakin besar.

Pujawan, (2019) juga menjelaskan bahwa dalam analisis penggantian, salah satu kriteria yang umum digunakan untuk menentukan waktu penggantian adalah biaya ekuivalen tahunan atau EUAC. Analisis dilakukan dengan membandingkan biaya tahunan ekuivalen dari aset lama yang sedang digunakan dengan alternatif aset baru. Penggantian ideal dilakukan ketika biaya tahunan aset lama mulai sama atau lebih besar dibandingkan alternatif aset baru. Oleh karena itu, EUAC tidak hanya digunakan sebagai metode konversi biaya, tetapi juga sebagai dasar dalam pengambilan keputusan ekonomi terkait umur penggunaan dan penggantian aset.

Hal tersebut sejalan dengan penelitian Suef & Anugrah, (2020) yang menggunakan EUAC dalam analisis *life cycle cost* dan penggantian peralatan pada pembangkit listrik. Dalam penelitian tersebut, EUAC dihitung dari penjumlahan *Annual O&M Cost* dan *Annual Acquisition Cost*. Biaya akuisisi dikonversi menjadi biaya tahunan menggunakan *capital recovery factor*, sedangkan biaya operasi dan pemeliharaan digunakan untuk merepresentasikan biaya yang timbul selama aset beroperasi. Nilai EUAC kemudian digunakan untuk mengevaluasi alternatif umur penggunaan aset secara ekonomi.

Pendekatan *annualized cost* juga diterapkan oleh Sanaye & Yazdani, (2022) dalam analisis ekonomi sistem *combined heat and power* (CHP). Penelitian tersebut menggunakan capital recovery factor untuk mengonversi biaya investasi menjadi biaya tahunan ekuivalen sebagai salah satu komponen dalam perhitungan indikator ekonomi, seperti *Levelized Cost of Electricity* (LCOE). Namun, pendekatan tersebut digunakan untuk mengevaluasi kinerja ekonomi pada

umur proyek yang telah ditetapkan dan tidak digunakan untuk menentukan umur ekonomis aset.

Pendekatan serupa juga digunakan dalam penelitian Kusuma Wardana et al. (2025) pada pembangkit listrik tenaga panas bumi. Penelitian tersebut mengintegrasikan analisis reliabilitas berbasis Weibull-NHPP dengan EUAC untuk menentukan umur ekonomis peralatan pada *Steam-Dominated Geothermal Power Plant Unit 1*. EUAC digunakan untuk menentukan umur layanan paling ekonomis dari setiap peralatan, sedangkan indeks reliabilitas digunakan untuk mengevaluasi kondisi teknis aset. Variabel input yang digunakan meliputi histori kegagalan, waktu perbaikan, *downtime*, biaya akuisisi, serta biaya operasi dan pemeliharaan.

Dalam penelitian ini, perubahan *Annual O&M Cost* dipengaruhi oleh perubahan biaya pemeliharaan, biaya kegagalan, serta asumsi ekonomi yang diterapkan selama horizon analisis sehingga menghasilkan nilai EUAC yang berbeda pada setiap alternatif umur operasi steam turbine.

Dengan demikian, EUAC digunakan sebagai pendekatan ekonomi untuk mengevaluasi biaya tahunan ekuivalen, sedangkan analisis *reliability* digunakan untuk menyediakan informasi teknis mengenai karakteristik kegagalan yang menjadi dasar dalam estimasi biaya kegagalan pada penelitian ini.

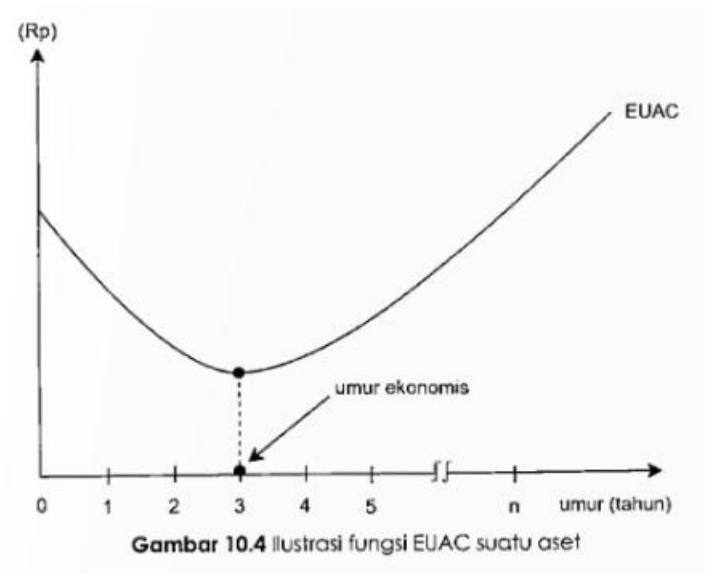
2.3.9 *Economic Life*

Economic life atau umur ekonomis merupakan periode penggunaan aset yang menghasilkan biaya tahunan paling minimum selama umur operasinya. Konsep ini digunakan untuk menentukan kapan suatu aset masih layak dipertahankan secara ekonomis dan kapan aset perlu dipertimbangkan untuk diganti, diperbaiki besar, atau dievaluasi kembali strategi pemeliharaannya. Dalam konteks manajemen aset, umur ekonomis menjadi dasar penting dalam pengambilan keputusan karena mempertimbangkan hubungan antara biaya investasi, biaya operasi dan pemeliharaan, serta biaya yang timbul akibat kegagalan aset.

Menurut Pujawan, (2019), perhitungan umur ekonomis suatu aset berguna untuk memperkirakan kapan aset tersebut sebaiknya diganti. Umur ekonomis didefinisikan sebagai titik waktu ketika total ongkos tahunan yang terjadi berada pada kondisi minimum. Total ongkos tahunan tersebut terdiri atas ongkos tahunan yang dikonversi dari ongkos awal, serta ongkos tahunan dari biaya operasi dan perawatan. Pada awal umur aset, biaya investasi tahunan

cenderung tinggi karena biaya awal belum tersebar pada periode penggunaan yang panjang. Namun, seiring bertambahnya umur aset, biaya investasi tahunan akan menurun, sedangkan biaya operasi dan perawatan cenderung meningkat akibat penurunan kondisi fisik aset dan meningkatnya kebutuhan perawatan. Kombinasi kedua kecenderungan tersebut membentuk kurva biaya tahunan ekuivalen yang memiliki titik minimum sebagai umur ekonomis aset.

Hubungan antara biaya tahunan ekuivalen dan umur ekonomis aset ditunjukkan pada Gambar 2.5. Titik minimum pada kurva EUAC menunjukkan umur ekonomis aset, yaitu periode ketika biaya tahunan ekuivalen berada pada nilai terendah. Berdasarkan konsep tersebut, umur ekonomis tidak selalu sama dengan umur teknis aset. Suatu aset masih dapat beroperasi secara teknis setelah melewati umur ekonomisnya, tetapi secara ekonomi biaya tahunan yang dikeluarkan dapat menjadi lebih tinggi dibandingkan periode sebelumnya. Oleh karena itu, umur ekonomis digunakan sebagai dasar evaluasi apakah aset masih layak dipertahankan, perlu dilakukan *overhaul*, atau perlu dipertimbangkan untuk diganti.



Gambar 2. 5 Ilustrasi EUAC Aset

Pujawan, (2019) juga menjelaskan bahwa dalam analisis penggantian, keputusan tidak hanya didasarkan pada kondisi fisik aset, tetapi juga pada pertimbangan ekonomi. Peralatan yang secara teknis masih dapat beroperasi belum tentu menjadi pilihan terbaik apabila biaya operasi dan perawatannya terus meningkat. Dalam analisis tersebut, biaya ekuivalen tahunan digunakan sebagai kriteria pengambilan keputusan, yaitu dengan memilih alternatif atau periode

penggunaan yang menghasilkan biaya tahunan paling rendah. Dengan demikian, konsep umur ekonomis berkaitan erat dengan metode Equivalent Annual Cost karena nilai minimum pada kurva EUAC digunakan untuk menunjukkan periode operasi yang paling efisien secara ekonomi.

Dalam konteks pembangkit listrik tenaga panas bumi, Ito & Ruiz, (2017) menggunakan asumsi 25-*year economic life* dalam perhitungan *Levelized Cost of Electricity* (LCOE) proyek geothermal. Perhitungan tersebut mempertimbangkan *installed cost, operation and maintenance cost, economic lifetime, weighted average cost of capital,* serta *capacity factor*. Hal tersebut menunjukkan bahwa periode 25 tahun banyak digunakan sebagai horizon evaluasi ekonomi proyek geothermal, bukan sebagai umur ekonomis optimum setiap komponen penyusun pembangkit. Namun, angka tersebut lebih tepat dipahami sebagai acuan umur ekonomi proyek atau horizon evaluasi biaya, bukan sebagai ketetapan umur ekonomis setiap peralatan utama. Oleh karena itu, umur ekonomis aktual peralatan seperti turbine tetap perlu ditentukan berdasarkan data biaya, histori maintenance, downtime, dan hasil perhitungan biaya tahunan ekuivalen.

Menurut Suef & Anugrah, (2020), metode *economic life* digunakan untuk menentukan waktu penggantian aset berdasarkan nilai minimum *Equivalent Annual Cost* (EAC). Pada penelitian tersebut, analisis *economic life* dikombinasikan dengan analisis reliabilitas menggunakan data biaya (*equipment capital cost, maintenance cost, operation* cost) serta data reliabilitas (kegagalan, *downtime*, MTBF, dan durasi perbaikan) sehingga keputusan penggantian aset mempertimbangkan aspek ekonomi maupun kondisi keandalan peralatan.

Dalam penelitian ini, umur ekonomis steam turbine ditentukan berdasarkan nilai EUAC minimum yang diperoleh dari hasil integrasi analisis reliability, simulasi Monte Carlo, dan *Life Cycle Cost Analysis* (LCCA). Nilai EUAC dihitung untuk setiap alternatif umur operasi sehingga diperoleh hubungan antara biaya tahunan ekuivalen dan umur aset. Periode dengan nilai EUAC terendah ditetapkan sebagai umur ekonomis turbin karena menunjukkan kondisi biaya tahunan paling efisien selama siklus hidup aset. Nilai umur ekonomis yang diperoleh selanjutnya digunakan sebagai dasar dalam evaluasi strategi pengelolaan aset, termasuk keputusan mempertahankan, melakukan overhaul, maupun mempertimbangkan penggantian steam turbine.

BAB III
METODE PENELITIAN

3.1 Subjek Penelitian

Subjek dalam penelitian ini adalah aktivitas pemeliharaan pada sistem pembangkitan listrik tenaga panas bumi (Geothermal Power Plant) yang berkaitan dengan keandalan, downtime, dan biaya selama umur operasi peralatan. Penelitian memanfaatkan data historis pemeliharaan yang merepresentasikan kondisi operasional aktual, khususnya yang berkaitan dengan kejadian kegagalan, aktivitas perbaikan, serta tindakan pemeliharaan yang dilakukan selama periode pengamatan.

Aktivitas pemeliharaan yang dianalisis mencakup pemeliharaan korektif (*corrective maintenance*), pemeliharaan preventif (*preventive maintenance*), dan pemeliharaan prediktif (*predictive maintenance*). Ketiga aktivitas tersebut digunakan untuk menggambarkan karakteristik pemeliharaan peralatan, pola kegagalan, serta komponen biaya yang diperlukan dalam analisis keandalan dan evaluasi biaya siklus hidup aset.

3.2 Objek Penelitian

Objek dalam penelitian ini adalah steam turbine yang merupakan salah satu peralatan utama dalam sistem pembangkitan listrik tenaga panas bumi. Turbin berfungsi untuk mengkonversi energi panas dari fluida geothermal menjadi energi mekanik yang kemudian diubah menjadi energi listrik. Oleh karena itu, performa dan keandalan turbin memiliki pengaruh signifikan terhadap kontinuitas operasi pembangkit.

Pemilihan turbin sebagai objek penelitian didasarkan pada perannya sebagai komponen kritis yang memiliki tingkat kompleksitas tinggi serta kontribusi besar terhadap *downtime* dan biaya pemeliharaan. Selain itu, kondisi operasi pada sistem geothermal yang melibatkan temperatur tinggi dan kandungan mineral tertentu juga berpotensi mempercepat degradasi komponen. Dengan demikian, analisis keandalan dan penentuan umur ekonomis turbin menjadi penting dalam mendukung pengambilan keputusan terkait strategi pemeliharaan dan penggantian peralatan.

3.3 Jenis Data

Penelitian ini menggunakan dua jenis data, yaitu data primer dan data sekunder, yang digunakan secara terpadu dalam analisis keandalan dan evaluasi biaya siklus hidup peralatan.

1. Data Primer

   Data primer berupa data historis pemeliharaan yang diperoleh dari sistem pencatatan perusahaan. Data tersebut meliputi informasi kejadian kegagalan, aktivitas pemeliharaan, waktu mulai dan selesai pekerjaan, durasi pekerjaan perbaikan, biaya pemeliharaan, serta informasi lain yang berkaitan dengan operasi dan pemeliharaan steam turbine. Data primer digunakan sebagai dasar dalam perhitungan *Time Between Failure* (TBF), *Time to Repair* (TTR), analisis distribusi probabilitas, simulasi Monte Carlo, serta perhitungan biaya pemeliharaan dan biaya kegagalan.

2. Data Sekunder

   Data sekunder diperoleh dari literatur ilmiah, laporan teknis, katalog pabrikan, publikasi industri, data statistik ekonomi, serta sumber referensi lain yang relevan dengan penelitian. Data sekunder digunakan untuk mendukung analisis ekonomi dan teknis, khususnya data yang tidak tersedia secara langsung dalam sistem perusahaan.

   Dalam penelitian ini, data sekunder meliputi estimasi biaya investasi awal (*capital cost*), parameter ekonomi, harga jual listrik geothermal, data inflasi, kurs mata uang, serta referensi teknis terkait steam turbine. Estimasi biaya investasi awal diperoleh berdasarkan spesifikasi steam turbine yang digunakan sebagai objek penelitian, yaitu steam turbine berkapasitas 60 MW yang diproduksi oleh Ansaldo Energia, dengan pendekatan pembanding dari data pasar dan spesifikasi teknis yang sejenis.

   Selain itu, harga jual listrik geothermal digunakan sebagai dasar perhitungan *opportunity loss* akibat kehilangan produksi listrik selama *downtime*. Data harga listrik diperoleh dari referensi *Power Purchase Agreement* (PPA) proyek geothermal di Indonesia. Untuk memproyeksikan perubahan nilai ekonomi energi selama horizon analisis, digunakan data inflasi tahunan Indonesia periode 2016–2023 yang diperoleh dari publikasi Bank Indonesia. Data inflasi tersebut digunakan sebagai dasar penentuan tingkat eskalasi harga listrik dalam perhitungan *Life Cycle Cost Analysis* (LCCA) dan *Equivalent Uniform Annual Cost* (EUAC). Data kurs Rupiah terhadap Dolar Amerika Serikat juga digunakan untuk mengonversi nilai ekonomi yang dinyatakan dalam mata uang dolar menjadi satuan rupiah. Parameter ekonomi tersebut, meliputi tingkat eskalasi biaya pemeliharaan dan *Minimum Attractive Rate of Return* (MARR), selanjutnya juga

digunakan sebagai variabel dalam analisis sensitivitas untuk menguji robustness hasil umur ekonomis terhadap perubahan asumsi ekonomi.

3.4 Pengumpulan Data

Pengumpulan data dalam penelitian ini dilakukan melalui metode studi dokumentasi, yaitu dengan memanfaatkan data historis pemeliharaan yang telah tersedia dalam sistem perusahaan. Data diperoleh melalui kerja sama akademik dengan pihak terkait, di mana proses perizinan penelitian difasilitasi melalui laboratorium data mining.

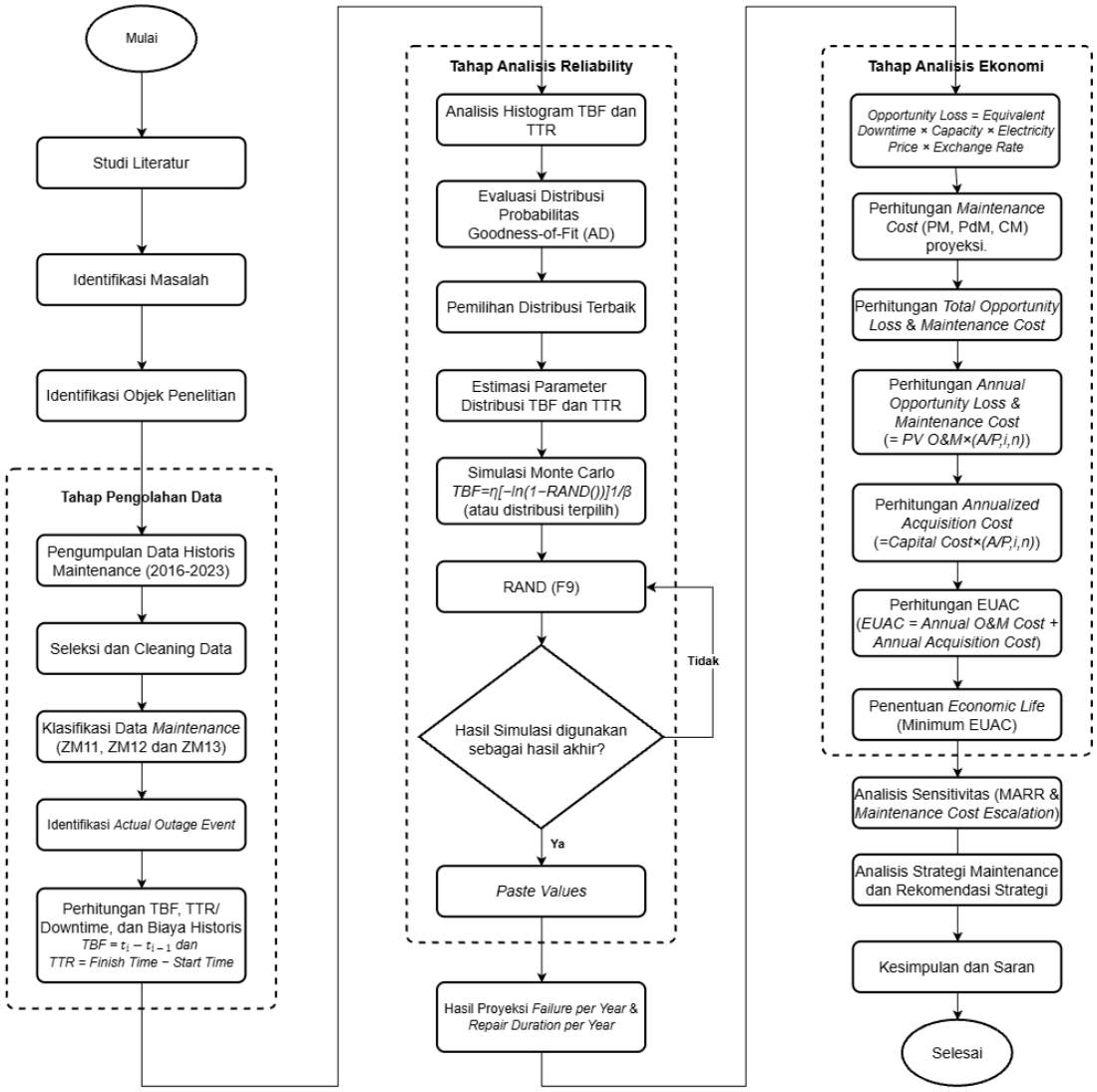
Data yang digunakan merupakan data sekunder operasional yang berasal dari sistem pencatatan pemeliharaan, yang kemudian diserahkan dalam bentuk file digital untuk keperluan penelitian. Data tersebut mencakup aktivitas *corrective maintenance*, *preventive maintenance*, dan *predictive maintenance* yang digunakan dalam analisis keandalan dan evaluasi biaya.

Proses pengumpulan data diawali dengan identifikasi kebutuhan data yang sesuai dengan tujuan penelitian, kemudian dilanjutkan dengan penerimaan data dari pihak terkait. Setelah data diperoleh, dilakukan proses seleksi dan verifikasi untuk memastikan bahwa data yang digunakan relevan, lengkap, dan sesuai dengan kebutuhan analisis. Selanjutnya, data yang telah diperoleh disusun dan dikelompokkan berdasarkan jenis pemeliharaan dan waktu kejadian untuk memudahkan proses pengolahan dan analisis.

Dengan demikian, metode studi dokumentasi dipilih karena mampu menyediakan data historis yang lengkap dan representatif untuk mendukung analisis reliability, simulasi Monte Carlo, serta evaluasi *Life Cycle Cost Analysis* (LCCA).

3.5 Alur Penelitian

Berikut merupakan alur penelitian, sebagai berikut:



Gambar 3. 1 Alur Penelitian

Berdasarkan tahapan penelitian yang telah disusun, alur penelitian ini menggambarkan proses pelaksanaan penelitian mulai dari studi literatur, pengolahan data historis, analisis *reliability*, simulasi Monte Carlo, hingga analisis ekonomi menggunakan LCCA dan EUAC. Setiap tahapan dilakukan secara berurutan agar hasil akhir berupa umur ekonomis steam turbine dapat diperoleh secara sistematis. Adapun penjelasan masing-masing tahapan penelitian adalah sebagai berikut.

1. Mulai

   Tahap awal pelaksanaan penelitian.
2. Studi Literatur

   Mengkaji teori dan penelitian terdahulu yang berkaitan dengan reliability analysis, distribusi probabilitas, simulasi Monte Carlo, *Life Cycle Cost Analysis* (LCCA), *Equivalent Annual Cost* (EAC), *Equivalent Uniform Annual Cost* (EUAC), dan *economic life*.
3. Identifikasi Masalah

   Mengidentifikasi permasalahan terkait peningkatan risiko kegagalan, *downtime*, dan biaya pemeliharaan turbin yang berpotensi mempengaruhi umur ekonomis aset.
4. Identifikasi Objek Penelitian

   Menentukan objek penelitian, yaitu turbin pada sistem pembangkit listrik tenaga panas bumi.
5. Pengumpulan Data

   Mengumpulkan data historis *maintenance* steam turbine periode 2016–2023 yang meliputi data *work order*, waktu mulai dan selesai pekerjaan, biaya *maintenance*, investasi awal aset, serta data pendukung lainnya.
6. Seleksi dan *Cleaning Data*

   Melakukan pemeriksaan, penyaringan, dan pembersihan data agar data yang digunakan sesuai dengan kebutuhan analisis.
7. Klasifikasi Data *Maintenance*

   Mengelompokkan data maintenance berdasarkan kode order type pada sistem CMMS, yaitu ZM11 untuk *Preventive Maintenance*, ZM12 untuk *Predictive Maintenance*, dan ZM13 untuk *Corrective Maintenance*.
8. Identifikasi *Outage Event*

   Mengidentifikasi kejadian pemeliharaan korektif pada tingkat sistem dengan menggabungkan *work order corrective maintenance* yang memiliki interval waktu saling tumpang tindih menggunakan metode *interval merging*.

9. Perhitungan TBF, TTR, *Downtime*, dan Biaya Historis

   Menghitung *Time Between Failure* (TBF) berdasarkan interval antar *Actual Outage Event* serta *Time to Repair* (TTR) berdasarkan durasi masing-masing *Actual Outage Event*. Selain itu dilakukan rekapitulasi biaya historis pemeliharaan sebagai dasar analisis *Reliability* dan *Life Cycle Cost Analysis*.

10. Analisis Histogram TBF dan TTR

    Melakukan analisis histogram terhadap data TBF dan TTR untuk mengidentifikasi karakteristik penyebaran data serta menentukan kandidat distribusi probabilitas yang sesuai.

11. Evaluasi Distribusi Probabilitas (*Goodness-of-Fit*)

    Mengevaluasi beberapa kandidat distribusi probabilitas menggunakan uji *Goodness-of-Fit (Anderson-Darling)* sehingga diperoleh distribusi yang paling sesuai dengan data TBF dan TTR.

12. Pemilihan Distribusi Terbaik

    Memilih distribusi probabilitas yang paling representatif berdasarkan hasil evaluasi goodness-of-fit dan karakteristik data historis.

13. Estimasi Parameter Distribusi TBF dan TTR

    Mengestimasi parameter distribusi terpilih, seperti shape parameter (β) dan scale parameter (η), yang akan digunakan sebagai input simulasi Monte Carlo.

14. Simulasi Monte Carlo

    Melakukan simulasi Monte Carlo menggunakan parameter distribusi terpilih untuk memproyeksikan TBF dan TTR. Hasil simulasi dievaluasi melalui proses iterasi (RAND/F9). Apabila hasil simulasi belum dipilih sebagai hasil akhir, proses simulasi diulang. Apabila telah memenuhi hasil yang digunakan dalam penelitian, nilai simulasi disimpan (*paste values*) sebagai dasar analisis selanjutnya.

15. Proyeksi *Failure* dan *Repair Duration*

    Menghasilkan proyeksi jumlah kegagalan (*Failure per Year*) berdasarkan hasil simulasi TBF serta total *Repair Duration* tahunan berdasarkan hasil simulasi TTR sebagai dasar analisis ekonomi.

16. Perhitungan *Opportunity Loss*

    Menghitung *Opportunity Loss* berdasarkan Equivalent Downtime yang diperoleh dari hasil konversi *Repair Duration* menggunakan Production Loss Factor sebesar 25% (*engineering assumption*). Selanjutnya *Equivalent Downtime* dikalikan dengan kapasitas steam turbine sebesar 60 MW, tarif listrik sebesar USD 88,6/MWh, serta dikonversi menggunakan kurs USD/IDR untuk memperoleh nilai *Opportunity Loss*.

17. Perhitungan *Maintenance Cost*

    Menghitung biaya *preventive maintenance, predictive maintenance,* dan *corrective maintenance* selama periode proyeksi dengan mempertimbangkan eskalasi biaya tahunan.

18. Perhitungan Perhitungan *Total Opportunity Loss and Maintenance Cost*

    Menjumlahkan *Maintenance Cost* dan *Opportunity Loss* sehingga diperoleh *Total Opportunity Loss and Maintenance Cost* sebagai dasar perhitungan *Present Worth Opportunity Loss and Maintenance Cost*.

19. Perhitungan *Present Worth Opportunity Loss and Maintenance Cost*

    Mengonversi *Total Opportunity Loss and Maintenance Cost* menjadi nilai sekarang (*Present Worth*) menggunakan *discount rate* sebesar 12%.

20. Perhitungan *Annual Opportunity Loss and Maintenance Cost*

    Mengonversi akumulasi *Present Worth Opportunity Loss and Maintenance Cost* menjadi biaya tahunan ekuivalen menggunakan *Capital Recovery Factor* (CRF).

21. Perhitungan *Annualized Acquisition Cost*

    Mengonversi *Acquisition Cost* menjadi *Annualized Acquisition Cost* menggunakan *Capital Recovery Factor (CRF)*.

22. Perhitungan EUAC

    Menjumlahkan *Annual O&M Cost* dan *Annual Acquisition Cost* sehingga diperoleh *Equivalent Uniform Annual Cost* (EUAC) untuk setiap tahun operasi.

23. Penentuan Umur Ekonomis

    Menentukan umur ekonomis steam turbine berdasarkan tahun operasi yang menghasilkan nilai EUAC minimum.

24. Analisis Sensitivitas

    Melakukan analisis sensitivitas terhadap parameter ekonomi utama, yaitu tingkat *Minimum Attractive Rate of Return* (MARR) dan tingkat eskalasi *maintenance cost*, untuk mengevaluasi pengaruh perubahan asumsi ekonomi terhadap nilai EUAC dan umur ekonomis *steam turbine*.

25. Analisis Skenario Strategi *Maintenance*

    Melakukan analisis skenario alternatif dengan mengubah struktur biaya pemeliharaan dari kombinasi PM, PdM, dan CM menjadi PdM dan CM untuk mengevaluasi implikasi perubahan strategi pemeliharaan terhadap *economic life*. Hasil skenario dibandingkan dengan kondisi dasar berdasarkan nilai EUAC minimum.

26. Analisis dan Pembahasan.

    Menganalisis dan membahas hasil *reliability analysis*, simulasi Monte Carlo, LCCA, EUAC, analisis sensitivitas, dan skenario strategi *maintenance* serta menginterpretasikan implikasinya terhadap pengelolaan aset *steam turbine*.

27. Kesimpulan dan Saran

    Menyusun kesimpulan berdasarkan hasil penelitian serta memberikan rekomendasi untuk pengelolaan dan penggantian aset di masa mendatang.

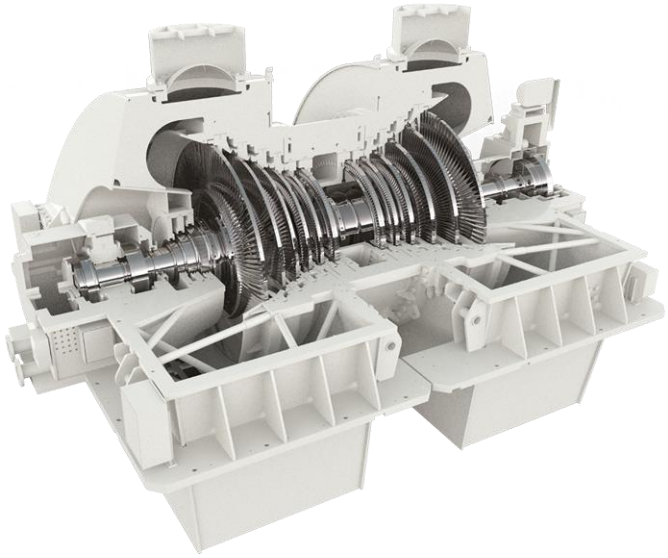
BAB IV
PENGUMPULAN DAN PENGOLAHAN DATA

4.1 Pengumpulan Data

Tahap pengumpulan data dilakukan untuk memperoleh informasi yang diperlukan dalam analisis keandalan dan penentuan umur ekonomis steam turbine. Data yang digunakan terdiri atas data primer berupa data historis pemeliharaan, data kegagalan, data durasi perbaikan, dan data biaya pemeliharaan, serta data sekunder berupa dokumen teknis peralatan dan literatur pendukung. Karena data yang digunakan merupakan bagian dari data operasional perusahaan yang bersifat rahasia, identitas perusahaan dan lokasi pembangkit disamarkan, selanjutnya objek penelitian disebut PLTP X.

4.1.1 *Deskripsi Objek dan Data Penelitian*

Objek penelitian ini adalah steam turbine yang digunakan pada salah satu pembangkit listrik tenaga panas bumi di Indonesia yang dalam penelitian ini disamarkan sebagai PLTP X. Steam turbine merupakan peralatan utama dalam proses pembangkitan listrik yang berfungsi mengonversi energi panas dari uap geothermal menjadi energi mekanik untuk menggerakkan generator. Oleh karena itu, tingkat keandalan dan kinerja turbin memiliki pengaruh yang signifikan terhadap kontinuitas operasi pembangkit, biaya pemeliharaan, serta potensi kehilangan produksi akibat penghentian operasi selama aktivitas perbaikan.



Gambar 4. 1 Steam Turbine Ansaldo Energia

Berdasarkan dokumen teknis peralatan, steam turbine yang menjadi objek penelitian diproduksi oleh Ansaldo Energia dengan kapasitas nominal sebesar 60 MW. Turbin memiliki konfigurasi *double flow* dengan jumlah stage sebanyak 7+7 *stage* dan beroperasi pada putaran nominal 3000 rpm. Tekanan uap masuk turbin sebesar 9,8 bara dan tekanan uap keluaran sebesar 0,08 bara. Material last stage blade menggunakan AISI 403 yang dilapisi stellite, sedangkan material rotor dan disk menggunakan SS 410. Spesifikasi lengkap steam turbine yang digunakan dalam penelitian ini ditunjukkan pada Tabel 4.1.

Tabel 4. 1 Spesifikasi Steam Turbine

Parameter	Spesifikasi
Jenis Peralatan	Steam Turbine
Manufacturer	Ansaldo Energia
Tahun Pembuatan	1990
Konfigurasi	Double Flow
Jumlah Stage	7 + 7 Stage
Kapasitas Nominal	60 MW
Tekanan Uap Masuk	9.8 bara
Tekanan Uap Exhaust	0.08 bara
Putaran Operasi	3000 RPM
Material Last Stage Blade	AISI 403 dengan lapisan *stellite*
Material Rotor dan Disk	SS 410

Selain spesifikasi teknis, penelitian ini menggunakan data historis *maintenance* sebagai dasar analisis reliability dan evaluasi biaya siklus hidup. Penjelasan mengenai data historis yang digunakan disajikan pada Subbab 4.1.2.

Sebagai aset pembangkit, steam turbine merupakan aset kritis dengan umur operasi yang panjang sehingga evaluasi keandalan dan umur ekonomis diperlukan untuk mendukung pengambilan keputusan terkait strategi pemeliharaan, rehabilitasi, maupun pengelolaan aset pada masa mendatang.

4.1.2 *Data Histori Maintenance*

Data historis *maintenance* yang digunakan dalam penelitian ini diperoleh dari sistem SAP PM perusahaan dan mencakup aktivitas *preventive maintenance, predictive maintenance*, serta

corrective maintenance selama periode 2016–2023. Data tersebut memuat informasi mengenai identitas peralatan, jenis maintenance, waktu pelaksanaan pekerjaan, biaya aktual, serta status pekerjaan yang menjadi dasar dalam proses pengolahan dan seleksi data penelitian. Ringkasan data historis maintenance yang digunakan disajikan pada Tabel 4.2.

Tabel 4. 2 Ringkasan Data Histori *Maintenance*

No	Jenis Data	Keterangan
1	Tanggal pekerjaan	Waktu pelaksanaan *maintenance*
2	*Actual Start*	Waktu mulai pekerjaan
3	*Actual Finish*	Waktu selesai pekerjaan
4	Durasi pekerjaan	Lama pelaksanaan *maintenance*
5	Biaya *maintenance*	Biaya aktual pekerjaan
6	Kategori *maintenance*	Jenis aktivitas *maintenance*

4.1.3 *Data Biaya Maintenance*

Data biaya *maintenance* merupakan data historis yang digunakan untuk mengidentifikasi besarnya biaya yang dikeluarkan perusahaan dalam aktivitas pemeliharaan steam turbine selama periode 2016–2023.

Tabel 4. 3 Data Historis Biaya *Maintenance*

Tahun	*PM Cost*	*PdM Cost*	*CM Cost*	*Total Mtc Cost*
2016	Rp0,00	Rp0,00	Rp41.225.000,00	Rp41.225.000,00
2017	Rp320.611.261,00	Rp0,00	Rp417.868.000,00	Rp738.479.261,00
2018	Rp1.630.161.200,00	Rp0,00	Rp365.418.540,00	Rp1.995.579.740,00
2019	Rp3.498.968.238,00	Rp0,00	Rp280.102.000,00	Rp3.779.070.238,00
2020	Rp1.167.576.057,00	Rp2.711.000,00	Rp0,00	Rp1.170.287.057,00
2021	Rp631.413.432,00	Rp98.043.600,00	Rp0,00	Rp729.457.032,00
2022	Rp407.401.955,00	Rp263.908.493,00	Rp0,00	Rp671.310.448,00
2023	Rp407.401.955,00	Rp478.924.507,00	Rp0,00	Rp886.326.462,00
Total	Rp8.063.534.098,00	Rp843.587.600,00	Rp1.104.613.540,00	Rp10.011.735.238,00

Dalam penelitian ini, Data historis biaya pemeliharaan mencakup biaya *preventive maintenance*, *predictive maintenance,* dan *corrective maintenance* yang tercatat pada sistem SAP PM perusahaan. Data tersebut digunakan sebagai dasar proyeksi *maintenance cost* pada

analisis LCCA, sedangkan *opportunity loss* dihitung secara terpisah berdasarkan hasil simulasi durasi perbaikan.

Data biaya *maintenance* yang digunakan dalam penelitian meliputi informasi nomor pekerjaan, tanggal pelaksanaan pekerjaan, jenis aktivitas maintenance, serta biaya aktual yang dikeluarkan untuk setiap pekerjaan pemeliharaan. Ringkasan data biaya maintenance yang digunakan dalam penelitian ditunjukkan pada Tabel 4.4.

Tabel 4. 4 Ringkasan Data Biaya *Maintenance*

No	Jenis Data	Keterangan
1	Nomor pekerjaan	Identitas pekerjaan *maintenance*
2	Tanggal pekerjaan	Waktu pelaksanaan *maintenance*
3	Jenis *maintenance*	Kategori aktivitas *maintenance*
4	*Actual Cost*	Biaya aktual pekerjaan
5	Deskripsi pekerjaan	Uraian aktivitas *maintenance*

4.1.4 *Data Investasi dan Parameter Ekonomi*

Data investasi dan parameter ekonomi digunakan sebagai input dalam perhitungan *Life Cycle Cost Analysis* (LCCA) dan *Equivalent Uniform Annual Cost* (EUAC). Berbeda dengan data historis maintenance yang diperoleh dari sistem pencatatan perusahaan, data investasi dalam penelitian ini diperoleh dari sumber sekunder karena informasi biaya pengadaan aktual steam turbine tidak tersedia dalam data penelitian.

Estimasi biaya investasi awal (*investment cost*) ditentukan berdasarkan spesifikasi teknis steam turbine yang menjadi objek penelitian, yaitu steam turbine produksi Ansaldo Energia dengan kapasitas nominal 60 MW. Nilai investasi diperoleh melalui studi literatur, dokumen teknis, publikasi industri, serta referensi harga peralatan sejenis yang relevan dengan kapasitas dan karakteristik turbin yang dianalisis. Oleh karena itu, nilai investasi yang digunakan dalam penelitian merupakan nilai estimasi yang digunakan untuk mendukung analisis ekonomi dan tidak merepresentasikan nilai investasi aktual perusahaan.

Parameter ekonomi yang digunakan dalam penelitian ini diasumsikan bersifat deterministik (*base case*), meliputi biaya investasi awal, *Minimum Attractive Rate of Return* (MARR), tingkat eskalasi biaya maintenance, tarif jual listrik (*selling price*), dan horizon analisis. Parameter-

parameter tersebut digunakan sebagai dasar dalam perhitungan *Life Cycle Cost Analysis* (LCCA) dan *Equivalent Uniform Annual Cost* (EUAC). Selanjutnya, untuk mengevaluasi pengaruh perubahan asumsi ekonomi terhadap hasil penentuan umur ekonomis steam turbine, dilakukan analisis sensitivitas terhadap parameter tingkat eskalasi biaya maintenance dan MARR

Selain biaya investasi, penelitian ini juga menggunakan beberapa parameter ekonomi yang diperlukan dalam perhitungan biaya siklus hidup aset dan biaya tahunan ekuivalen. Parameter tersebut meliputi tingkat suku bunga (*discount rat*e), tingkat eskalasi biaya pemeliharaan, horizon analisis, serta asumsi ekonomi lain yang digunakan dalam perhitungan LCCA dan EUAC. Ringkasan data investasi dan parameter ekonomi yang digunakan dalam penelitian ditunjukkan pada Tabel 4.5.

Tabel 4. 5 Ringkasan Data Investasi dan Parameter Ekonomi

No	Parameter	Keterangan
1	*Investment Cost*	Estimasi biaya investasi steam turbine 60 MW
2	*Selling Price*	Tarif jual listrik (USD/MWh)
3	*Discount Rate* (MARR)	12%
4	Tingkat Eskalasi MTC *Cost*	3,02% per tahun
5	Horizon Analisis	30 tahun
6	Sumber Referensi	Literatur, dokumen teknis, dan publikasi industri

Seluruh parameter ekonomi tersebut digunakan sebagai kondisi dasar (*base case*) dalam analisis LCCA dan EUAC. Selanjutnya dilakukan analisis sensitivitas terhadap parameter ekonomi yang ditetapkan pada penelitian untuk mengevaluasi pengaruh perubahan asumsi terhadap umur ekonomis steam turbine.

4.2 Pengolahan Data

Pengolahan data pada penelitian ini dilakukan secara bertahap untuk memperoleh informasi mengenai karakteristik keandalan steam turbine serta menentukan umur ekonomis aset menggunakan pendekatan *Life Cycle Cost Analysis* (LCCA) dan *Equivalent Uniform Annual Cost* (EUAC). Data histori pemeliharaan yang digunakan terdiri atas *Preventive Maintenance* (PM), *Predictive Maintenance* (PdM), dan *Corrective Maintenance* (CM), yang masing-masing memiliki fungsi berbeda dalam analisis penelitian.

Data *Preventive Maintenance* (PM) dan *Predictive Maintenance* (PdM) digunakan sebagai dasar perhitungan *maintenance cost* karena kedua jenis aktivitas tersebut merupakan pemeliharaan terencana yang secara langsung merepresentasikan biaya pemeliharaan selama periode analisis. Sebaliknya, data *Corrective Maintenance* (CM) digunakan sebagai dasar analisis keandalan karena merepresentasikan kejadian kegagalan aktual (*failure event*) pada steam turbine. Oleh karena itu, data CM digunakan dalam perhitungan *Time Between Failure* (TBF), *Time to Repair* (TTR), analisis *reliability*, serta simulasi Monte Carlo untuk memproyeksikan jumlah kegagalan dan durasi perbaikan selama horizon operasi.

Berdasarkan fungsi masing-masing jenis maintenance tersebut, pengolahan data pada penelitian ini diawali dengan proses klasifikasi data maintenance, dilanjutkan dengan seleksi data penelitian, probabilitas distribusi TBF dan TTR, simulasi Monte Carlo, perhitungan *Life Cycle Cost Analysis* (LCCA), hingga penentuan umur ekonomis menggunakan metode *Equivalent Uniform Annual Cost* (EUAC).

4.2.1 *Klasifikasi Data Maintenance*

Berdasarkan data historis *maintenance* yang diperoleh, aktivitas pemeliharaan diklasifikasikan menjadi tiga kategori, yaitu *preventive maintenance, predictive maintenance,* dan *corrective maintenance*. Pengelompokan ini mengacu pada Molęda et al. (2023), yang menjelaskan bahwa *preventive maintenance* merupakan aktivitas pemeliharaan terencana untuk mencegah terjadinya kegagalan, *predictive maintenance* merupakan aktivitas pemeliharaan berbasis kondisi (*condition-based maintenance*) untuk mengantisipasi potensi kegagalan, sedangkan *corrective maintenance* merupakan aktivitas perbaikan yang dilakukan setelah terjadi gangguan atau kegagalan pada peralatan.

Pada sistem pencatatan perusahaan, ketiga kategori *maintenance* tersebut direpresentasikan melalui kode order yang berbeda. Hasil klasifikasi data maintenance yang digunakan dalam penelitian ini ditunjukkan pada Tabel 4.6.

Tabel 4. 6 Klasifikasi Data *Maintenance*

Kode Order	Kategori *Maintenance*
ZM11	*Preventive Maintenance*
ZM12	*Predictive Maintenance*
ZM13	*Corrective Maintenance*

Berdasarkan hasil klasifikasi, data *Corrective Maintenance* (CM) digunakan sebagai dasar analisis keandalan karena merepresentasikan kejadian kegagalan aktual (*failure event*) selama steam turbine beroperasi. Oleh karena itu, data tersebut digunakan dalam perhitungan *Time Between Failure* (TBF), *Time to Repair* (TTR), analisis reliability, serta simulasi Monte Carlo. Sementara itu, data *Preventive Maintenance* (PM) dan *Predictive Maintenance* (PdM) tidak digunakan dalam analisis keandalan karena kedua jenis aktivitas tersebut merupakan pemeliharaan terencana yang tidak merepresentasikan kejadian kegagalan. Data PM dan PdM selanjutnya digunakan sebagai dasar perhitungan maintenance cost pada analisis *Life Cycle Cost Analysis* (LCCA).

4.2.2 *Seleksi Data Penelitian*

Setelah dilakukan klasifikasi berdasarkan jenis aktivitas maintenance, tahap selanjutnya adalah melakukan seleksi data penelitian. Proses seleksi dilakukan dengan menghilangkan data yang tidak memiliki informasi waktu pekerjaan secara lengkap (*Actual Start* dan *Actual Finish*), data yang tidak berkaitan dengan objek penelitian (*steam turbine*), serta data yang tidak memungkinkan dilakukan perhitungan TBF dan TTR.

Pada tahap seleksi data *corrective maintenance*, dilakukan proses berdasarkan kelengkapan data *Actual Start* dan *Actual Finish*, kesesuaian objek peralatan dengan ruang lingkup penelitian, serta kesesuaian objek steam turbine dan kelengkapan histori *work order*. Dari total 129 data *corrective maintenance* yang teridentifikasi, sebanyak 70 data memenuhi kriteria penelitian dan digunakan dalam analisis selanjutnya. Setelah proses seleksi dilakukan, perubahan jumlah data hanya terjadi pada kategori *Corrective Maintenance*, sedangkan jumlah data *Preventive Maintenance* dan *Predictive Maintenance* tetap karena seluruh data tersebut digunakan sebagai dasar perhitungan maintenance cost dalam analisis LCCA. Sebaliknya, data Corrective Maintenance diseleksi lebih lanjut agar hanya mencakup kejadian kegagalan yang memenuhi kriteria untuk perhitungan TBF, TTR, analisis reliability, dan simulasi Monte Carlo. Perbandingan jumlah data sebelum dan sesudah proses seleksi disajikan pada Tabel 4.7 dan Tabel 4.8.

Tabel 4. 7 Data *Maintenance* Sebelum Seleksi

Kategori Data	Jumlah Data	Penggunaan
Preventive Maintenance	5818	Perhitungan *maintenance cost*

Kategori Data	Jumlah Data	Penggunaan
Predictive Maintenance	3675	Perhitungan *maintenance cost*
Corrective Maintenance	129	Perhitungan TBF, TTR, *Reliability* Analysis, dan Simulasi Monte Carlo.
Total Data	9622	-

Berdasarkan Tabel 4.7, total data *maintenance* yang tersedia sebanyak 9.622 data yang terdiri atas 5.818 data *preventive maintenance*, 3.675 data *predictive maintenance*, dan 129 data corrective maintenance. Selanjutnya dilakukan proses seleksi pada data corrective maintenance sesuai kriteria penelitian sehingga diperoleh data yang layak digunakan dalam analisis TBF, TTR, analisis keandalan, dan simulasi Monte Carlo.

Tabel 4. 8 Data *Maintenance* Setelah Seleksi

Kategori Data	Jumlah Data	Penggunaan
Preventive Maintenance	5818	Perhitungan *maintenance cost*
Predictive Maintenance	3675	Perhitungan *maintenance cost*
Corrective Maintenance	70	Analisis TBF, TTR, *Reliability* dan Monte Carlo.
Total Data	9563	-

Berdasarkan hasil seleksi pada Tabel 4.8, jumlah data *corrective maintenance* yang memenuhi kriteria penelitian menjadi 70 data, sedangkan jumlah data *preventive maintenance* dan predictive maintenance tetap masing-masing sebanyak 5.818 dan 3.675 data. Dengan demikian, total data *maintenance* yang digunakan dalam penelitian menjadi 9.563 data. Sebanyak 59 data *corrective maintenance* dieliminasi karena tidak memenuhi kriteria penelitian, seperti data dengan informasi waktu pekerjaan yang tidak lengkap, pekerjaan yang tidak berkaitan dengan steam turbine, atau data yang tidak memungkinkan dilakukan perhitungan TBF dan TTR.

4.2.3 *Perhitungan TBF dan TTR*

Setelah proses seleksi data diperoleh sebanyak 70 *work order Corrective Maintenance* yang memenuhi kriteria penelitian. Data tersebut selanjutnya diolah untuk memperoleh parameter *Time Between Failure* (TBF) dan *Time to Repair* (TTR) sebagai dasar analisis keandalan.

Menurut Barabady dan Kumar (2008), TBF dan TTR merupakan parameter utama yang digunakan untuk mengevaluasi karakteristik kegagalan dan perbaikan suatu sistem.

Pada data historis yang diperoleh dari SAP PM, beberapa *work order* memiliki interval waktu pelaksanaan yang saling beririsan (*overlap*) sehingga merepresentasikan satu kejadian penghentian operasi (*outage event*). Sesuai definisi *outage* pada IEEE Std 762, (2007), satu *outage event* dapat mencakup beberapa aktivitas pemeliharaan yang terjadi selama satu periode penghentian operasi unit. Oleh karena itu, sebelum dilakukan perhitungan TBF dan TTR, seluruh *work order* terlebih dahulu diproses melalui pembentukan *outage event* menggunakan pendekatan *interval merging*. Tahapan pengolahan data pada subbab ini meliputi perhitungan durasi *work order*, pembentukan *outage event*, serta perhitungan TBF dan TTR.

4.2.3.1 *Perhitungan Durasi Work Order*

Tahap pertama dalam pengolahan data adalah menghitung durasi masing-masing *Work Order Corrective Maintenance* berdasarkan waktu mulai pekerjaan (*Actual Start*) hingga waktu selesai pekerjaan (*Actual Finish*) yang tercatat pada sistem SAP Plant Maintenance (SAP PM) melalui transaksi IW39. Perhitungan ini bertujuan untuk memperoleh lama pelaksanaan setiap *work order* sebagai data awal sebelum dilakukan pembentukan *outage event*.

Durasi *work order* dihitung sebagai selisih antara waktu selesai pekerjaan (*Actual Finish*) dan waktu mulai pekerjaan (*Actual Start*). Nilai durasi tersebut menggambarkan lamanya pelaksanaan aktivitas *corrective maintenance* untuk setiap *work order* yang tercatat pada sistem pemeliharaan.

Secara matematis, TBF dapat dihitung menggunakan persamaan berikut:

$$TTR_{WOi} = Actual\ Finish_{\,i} - Actual\ Start_1 \tag{4.1}$$

Keterangan:

- TBF_i= interval waktu antar *outage event* (jam)
- $Actual\ Finish_i$= waktu mulai kejadian *corrective maintenance* ke-i
- $Actual\ Start$= waktu mulai kejadian *corrective maintenance* sebelumnya

Sebagai contoh, *Work Order* 7100001920 dimulai pada 20 Juli 2016 pukul 09.31 dan selesai pada 20 Juli 2016 pukul 11.31, sehingga diperoleh durasi pekerjaan selama 2 jam.

Hasil perhitungan durasi seluruh *work order Corrective Maintenance* ditunjukkan pada Tabel 4.9.

Tabel 4. 9 Hasil Perhitungan Durasi *Work Order Corrective Maintenance*

Work Order	*Start Date*	*Finish Date*	Durasi WO (Jam)
7100002111	04/01/2016 08:00	11/03/2016 12:00	1612,00
7100002139	04/01/2016 08:00	24/02/2016 14:30	1230,50
7100002139	04/01/2016 08:00	04/01/2016 09:52	1,87
7100001926	01/07/2016 10:48	05/07/2016 10:04	95,28
3100000800	07/07/2016 08:00	10/07/2016 10:04	74,07
7100001920	20/07/2016 09:31	20/07/2016 11:31	2,00
7100001920	20/07/2016 14:15	21/07/2016 09:04	18,83
7100002444	25/07/2016 08:00	25/07/2016 10:00	2,00
7100002111	11/08/2016 13:00	20/10/2016 14:07	1681,13

Catatan: Tabel lengkap hasil perhitungan Durasi *Work Order Corrective Maintenance* 2016–2045 disajikan pada Lampiran 3

Berdasarkan hasil perhitungan pada Tabel 4.9 diperoleh durasi *work order* yang bervariasi, mulai dari pekerjaan berdurasi kurang dari satu jam hingga pekerjaan yang berlangsung selama beberapa ribu jam. Variasi tersebut menunjukkan bahwa setiap *work order* memiliki lama pelaksanaan yang berbeda sesuai dengan karakteristik kerusakan dan aktivitas perbaikan yang dilakukan. Namun demikian, durasi pada tahap ini masih merepresentasikan lama pelaksanaan masing-masing *work order* secara individual dan belum menggambarkan durasi penghentian operasi (*outage*) pada tingkat sistem. Oleh karena itu, pada tahap berikutnya dilakukan pembentukan *outage event* menggunakan pendekatan *interval merging* untuk mengelompokkan *work order* yang memiliki interval waktu pelaksanaan saling beririsan menjadi satu kejadian penghentian operasi.

4.2.3.2 *Perhitungan Outage Event Menggunakan Pendekatan Interval Merging*

Durasi *work order* yang diperoleh pada tahap sebelumnya belum dapat langsung digunakan dalam analisis keandalan. Hal ini disebabkan beberapa *work order corrective maintenance* memiliki interval waktu pelaksanaan yang saling tumpang tindih (*overlap*), sehingga beberapa pekerjaan sebenarnya merupakan bagian dari satu kejadian penghentian operasi (*outage event*) yang sama. Apabila setiap *work order* dianggap sebagai satu kejadian kegagalan yang berdiri

sendiri, maka jumlah kejadian kegagalan maupun durasi penghentian operasi berpotensi mengalami *double counting*.

Untuk mengatasi kondisi tersebut, penelitian ini menggunakan pendekatan *interval merging*, yaitu menggabungkan seluruh *work order* yang memiliki interval waktu pelaksanaan saling beririsan menjadi satu *outage event*. Pendekatan ini sejalan dengan praktik pencatatan gangguan pada sistem tenaga listrik, di mana satu *outage* dapat terdiri atas beberapa aktivitas pemeliharaan yang dilakukan selama periode penghentian operasi yang sama (IEEE Std 762, 2007).

Proses pembentukan *outage event* dilakukan dengan mengurutkan seluruh *work order* berdasarkan waktu mulai pekerjaan (*Actual Start*) secara kronologis. Selanjutnya, setiap interval dibandingkan dengan waktu selesai terbesar (*maximum finish time*) dari *outage event* yang sedang berlangsung. Apabila waktu mulai suatu *work order* masih berada sebelum waktu selesai terbesar tersebut, maka *work order* dimasukkan ke dalam Event ID yang sama. Sebaliknya, apabila waktu mulai *work order* terjadi setelah seluruh pekerjaan pada *outage event* sebelumnya selesai, maka dibentuk Event ID baru.

Untuk setiap Event ID, waktu mulai *outage event* ditentukan berdasarkan waktu mulai paling awal (*minimum Actual Start*), sedangkan waktu selesai *outage event* ditentukan berdasarkan waktu selesai paling akhir (*maximum Actual Finish*). Dengan demikian, setiap Event ID merepresentasikan satu episode penghentian operasi (*outage*) pada steam turbine.

Contoh hasil pengelompokan *work order* menggunakan pendekatan *interval merging* ditunjukkan pada Tabel 4.10.

Tabel 4. 10 Contoh Penerapan *Interval Merging*

Work Order	*Start Date*	*Finish Date*	*Max Finish*	*Event ID*
7100002111	04/01/2016 08:00	11/03/2016 12:00	11/03/2016 12:00	1
7100002139	04/01/2016 08:00	24/02/2016 14:30	11/03/2016 12:00	1
7100002139	04/01/2016 08:00	04/01/2016 09:52	11/03/2016 12:00	1
7100001926	01/07/2016 10:48	05/07/2016 10:04	05/07/2016 10:04	2
3100000800	07/07/2016 08:00	10/07/2016 10:04	10/07/2016 10:04	3
7100001920	20/07/2016 09:31	20/07/2016 11:31	20/07/2016 11:31	4
7100001920	20/07/2016 14:15	21/07/2016 09:04	21/07/2016 09:04	5

Work Order	*Start Date*	*Finish Date*	*Max Finish*	*Event ID*
7100002444	25/07/2016 08:00	25/07/2016 10:00	25/07/2016 10:00	6
7100002111	11/08/2016 13:00	20/10/2016 14:07	20/10/2016 14:07	7
7100002139	11/08/2016 13:00	17/10/2016 16:22	20/10/2016 14:07	7
7100002169	11/08/2016 13:00	17/10/2016 16:22	20/10/2016 14:07	7

Catatan: Tabel lengkap hasil perhitungan *Interval Merging* periode 2016–2045 disajikan pada Lampiran 4

Berdasarkan proses *interval merging*, sebanyak 70 *work order corrective maintenance* berhasil dikelompokkan menjadi 45 *outage event*. Pengurangan jumlah data tersebut bukan disebabkan oleh penghapusan *work order*, melainkan karena beberapa *work order* merupakan bagian dari satu episode penghentian operasi yang sama. Sebagai contoh, tiga *work order* yang dimulai pada 11 Agustus 2016 dan memiliki waktu penyelesaian hingga 20 Oktober 2016 dikelompokkan ke dalam Event ID 7, sehingga seluruh aktivitas tersebut diperlakukan sebagai satu *outage event*.

Hasil pembentukan *outage event* selanjutnya digunakan sebagai dasar perhitungan *Time to Repair* (TTR) berdasarkan durasi setiap *outage event* serta *Time Between Failure* (TBF) berdasarkan interval antar *outage event*. Kedua parameter tersebut kemudian digunakan pada tahap analisis distribusi probabilitas dan simulasi Monte Carlo.

4.2.3.3 *Perhitungan Time Between Failure (TBF)*

Setelah diperoleh 45 *outage event* melalui proses interval merging, tahap selanjutnya adalah menghitung *Time Between Failure* (TBF). Pada penelitian ini, TBF didefinisikan sebagai selang waktu antara waktu mulai (*Start Date Event*) suatu *outage event* dan waktu mulai *outage event* sebelumnya yang telah diurutkan secara kronologis.

Waktu mulai *outage event* digunakan sebagai titik acuan karena menunjukkan awal terjadinya kejadian *corrective maintenance* yang menyebabkan penghentian operasi steam turbine. Dengan demikian, nilai TBF merepresentasikan interval waktu antara dua kejadian *outage* yang terjadi secara berurutan pada tingkat sistem.

Secara matematis, TBF dihitung menggunakan Persamaan (4.2) berikut:

$$TBF_i = Start\ Event_i - Start\ Event_{i-1} \quad (4.2)$$

Keterangan:

- TBF_i= interval waktu antara *outage event* ke-i dan *outage event* sebelumnya (jam)
- $StartEvent_i$= waktu mulai *outage event* ke-i
- $StartEvent_{i-1}$= waktu mulai *outage event* sebelumnya

Nilai TBF pada *outage event* pertama tidak dapat dihitung karena tidak terdapat kejadian sebelumnya yang dapat digunakan sebagai pembanding. Oleh karena itu, nilai pada baris pertama sebaiknya dikosongkan dan tidak digunakan dalam analisis distribusi probabilitas.

Hasil perhitungan TBF berdasarkan *outage event* ditunjukkan pada Tabel 4.11.

Tabel 4. 11 Hasil Perhitungan *Time Between Failure* Berdasarkan *Outage Event*

No	*Work Order List*	*Start Date Event*	*Finish Date Event*	*TBF Outage*
1	7100002111, 7100002139, 7100002139	04/01/2016 08:00	11/03/2016 12:00	
2	7100001926	01/07/2016 10:48	05/07/2016 10:04	4298,8
3	3100000800	07/07/2016 08:00	10/07/2016 10:04	141,2
4	7100001920	20/07/2016 09:31	20/07/2016 11:31	313,5166667
5	7100001920	20/07/2016 14:15	21/07/2016 09:04	4,733333333
6	7100002444	25/07/2016 08:00	25/07/2016 10:00	113,75
7	7100002111, 7100002139, 7100002169, 7100002169, 7100001988, 7100002306	11/08/2016 13:00	20/10/2016 14:07	413
8	7100002062	28/11/2016 08:00	30/11/2016 10:07	2611
9	3100000798, 7100002062	12/12/2016 08:00	13/12/2016 16:17	336
10	3100000807	05/01/2017 08:00	09/01/2017 13:05	576
11	7100002561	22/01/2017 00:00	22/01/2017 13:43	400
12	7100001988	24/01/2017 00:00	24/01/2017 13:45	48
13	7100002306, 7100002315, 7100002323, 7100002330	26/01/2017 08:00	26/01/2017 15:37	56
14	7100001918	26/02/2017 08:00	27/02/2017 16:36	744
15	7100002561	01/04/2017 00:00	01/04/2017 04:20	808
16	7100002561	29/04/2017 18:30	29/04/2017 21:00	690,5

No	*Work Order List*	*Start Date Event*	*Finish Date Event*	*TBF Outage*
17	7100002561, 7100001976, 3100000810, 7100002339, 7100002561	31/07/2017 08:00	31/12/2017 14:38	2221,5
18	7100001977, 7100002557	19/03/2018 08:00	13/06/2018 10:34	5544
19	3100000810	31/07/2018 09:43	21/09/2018 14:30	3217,716667
20	7100002062	08/10/2018 08:00	18/10/2018 11:04	1654,283333
21	3100000810, 7100001988, 7100002226	03/12/2018 08:00	28/12/2018 14:48	1344
22	7100002561, 3100000799	07/01/2019 08:00	07/02/2019 14:53	840
23	7100002344	18/02/2019 08:37	26/02/2019 16:36	1008,616667
24	7100002498	25/03/2019 09:27	26/03/2019 11:42	840,8333333
25	3100000807	06/05/2019 08:00	29/08/2019 14:23	1006,55
26	7100002430	28/10/2019 08:00	31/12/2019 17:02	4200
27	7100002426	07/08/2020 09:34	07/08/2020 12:22	6817,566667
28	3100000810	03/11/2020 08:00	03/11/2020 12:57	2110,433333
29	7100001928	16/12/2020 10:00	16/12/2020 14:30	1034
30	7100001988	05/07/2021 08:24	05/07/2021 21:13	4822,4
31	3100000809	08/09/2021 08:00	08/09/2021 12:30	1559,6
32	7100001988	01/11/2021 12:30	01/11/2021 23:52	1300,5
33	7100005814	24/11/2021 09:11	27/11/2021 13:43	548,6833333
34	7100001988	06/01/2022 08:00	16/03/2022 14:27	1030,816667
35	3100000798	21/03/2022 08:00	24/05/2022 09:49	1776
36	7100001936	06/06/2022 08:00	27/07/2022 14:57	1848
37	7100002426	04/08/2022 12:00	11/10/2022 13:33	1420
38	7100001988	20/10/2022 13:39	08/01/2023 20:14	1849,65
39	7100002561, 7100002561, 7100002498, 7100002552, 7100001926	09/01/2023 08:00	02/03/2023 07:54	1938,35
40	7100002426	27/03/2023 08:00	23/05/2023 08:27	1848

No	*Work Order List*	*Start Date Event*	*Finish Date Event*	*TBF Outage*
41	7100002498	26/05/2023 14:37	26/05/2023 23:55	1446,616667
42	7100002226, 7100002034, 7100002456	09/11/2023 11:35	20/11/2023 06:59	4004,966667
43	7100001988	07/12/2023 10:37	07/12/2023 10:52	671,0333333
44	7100002498	27/12/2023 08:00	27/12/2023 11:06	477,3833333
45	7100002561	27/12/2023 15:20	28/12/2023 09:21	7,333333333

Berdasarkan hasil perhitungan tersebut, diperoleh 44 nilai TBF dari 45 *outage event*. Jumlah nilai TBF lebih sedikit satu data dibandingkan jumlah *outage event* karena kejadian pertama tidak memiliki kejadian sebelumnya. Nilai TBF menunjukkan variasi yang cukup besar, mulai dari beberapa jam hingga lebih dari 6.000 jam. Variasi tersebut menunjukkan bahwa interval antar kejadian *outage* pada steam turbine tidak bersifat konstan.

Berdasarkan hasil perhitungan tersebut, diperoleh 44 nilai TBF dari 45 *outage event*. Jumlah nilai TBF lebih sedikit satu data dibandingkan jumlah *outage event* karena kejadian pertama tidak memiliki kejadian sebelumnya. Nilai TBF menunjukkan variasi yang cukup besar, mulai dari beberapa jam hingga lebih dari 6.000 jam. Variasi tersebut menunjukkan bahwa interval antar kejadian *outage* pada steam turbine tidak bersifat konstan.

4.2.3.4 *Perhitungan Time to Repair (TTR)*

Setelah diperoleh 45 *outage event* melalui proses *interval merging*, tahap selanjutnya adalah menghitung *Time to Repair* (TTR). Pada penelitian ini, TTR didefinisikan sebagai durasi setiap *outage event*, yaitu selisih antara waktu selesai outage event (*Finish Date Event*) dan waktu mulai *outage event* (*Start Date Event*).

Waktu mulai *outage event* ditentukan berdasarkan waktu mulai paling awal dari seluruh *work order* yang tergabung dalam Event ID yang sama, sedangkan waktu selesai *outage event* ditentukan berdasarkan waktu selesai paling akhir. Dengan demikian, satu nilai TTR merepresentasikan keseluruhan durasi satu episode penghentian operasi steam turbine, bukan durasi masing-masing *work order* secara terpisah.

Secara matematis, TTR dihitung menggunakan Persamaan (4.3):

$$TTR_i = Finish\ Event_i - Start\ Event_1 \quad (4.3)$$

Keterangan:

- TTR_i= durasi *outage event* ke-i (jam)
- $FinishEvent_i$= waktu selesai paling akhir pada *outage event* ke-i
- $StartEvent_i$= waktu mulai paling awal pada *outage event* ke-i

Sebagai contoh, *outage event* pertama terdiri atas beberapa *work order* yang dimulai pada 4 Januari 2016 pukul 08.00 dan berakhir pada 11 Maret 2016 pukul 12.00. Selisih antara waktu mulai dan waktu selesai tersebut menghasilkan nilai TTR sebesar 1.612 jam.

Contoh lainnya terdapat pada *outage event* ketujuh yang terdiri atas enam *work order corrective maintenance*. Waktu mulai paling awal pada event tersebut adalah 11 Agustus 2016 pukul 13.00, sedangkan waktu selesai paling akhir adalah 20 Oktober 2016 pukul 14.07, sehingga diperoleh nilai TTR sebesar 1.681,125 jam.

Hasil perhitungan TTR berdasarkan *outage event* ditunjukkan pada Tabel 4.12.

Tabel 4. 12 Hasil Perhitungan *Time to Repair* Berdasarkan *Outage Event*

No	*Work Order List*	*Start Date Event*	*Finish Date Event*	*TTR Outage*
1	7100002111, 7100002139, 7100002139	04/01/2016 08:00	11/03/2016 12:00	1612,00
2	7100001926	01/07/2016 10:48	05/07/2016 10:04	95,28
3	3100000800	07/07/2016 08:00	10/07/2016 10:04	74,07
4	7100001920	20/07/2016 09:31	20/07/2016 11:31	2,00
5	7100001920	20/07/2016 14:15	21/07/2016 09:04	18,83
6	7100002444	25/07/2016 08:00	25/07/2016 10:00	2,00
7	7100002111, 7100002139, 7100002169, 7100002169, 7100001988, 7100002306	11/08/2016 13:00	20/10/2016 14:07	1681,13
8	7100002062	28/11/2016 08:00	30/11/2016 10:07	50,12
9	3100000798, 7100002062	12/12/2016 08:00	13/12/2016 16:17	32,30
10	3100000807	05/01/2017 08:00	09/01/2017 13:05	101,09
11	7100002561	22/01/2017 00:00	22/01/2017 13:43	13,73
12	7100001988	24/01/2017 00:00	24/01/2017 13:45	13,75

No	*Work Order List*	*Start Date Event*	*Finish Date Event*	*TTR Outage*
13	7100002306, 7100002315, 7100002323, 7100002330	26/01/2017 08:00	26/01/2017 15:37	7,63
14	7100001918	26/02/2017 08:00	27/02/2017 16:36	32,61
15	7100002561	01/04/2017 00:00	01/04/2017 04:20	4,35
16	7100002561	29/04/2017 18:30	29/04/2017 21:00	2,50
17	7100002561, 7100001976, 3100000810, 7100002339, 7100002561	31/07/2017 08:00	31/12/2017 14:38	3678,64
18	7100001977, 7100002557	19/03/2018 08:00	13/06/2018 10:34	2066,58
19	3100000810	31/07/2018 09:43	21/09/2018 14:30	1252,79
20	7100002062	08/10/2018 08:00	18/10/2018 11:04	243,08
21	3100000810, 7100001988, 7100002226	03/12/2018 08:00	28/12/2018 14:48	606,81
22	7100002561, 3100000799	07/01/2019 08:00	07/02/2019 14:53	750,90
23	7100002344	18/02/2019 08:37	26/02/2019 16:36	200,00
24	7100002498	25/03/2019 09:27	26/03/2019 11:42	26,26
25	3100000807	06/05/2019 08:00	29/08/2019 14:23	2766,40
26	7100002430	28/10/2019 08:00	31/12/2019 17:02	1545,04
27	7100002426	07/08/2020 09:34	07/08/2020 12:22	2,81
28	3100000810	03/11/2020 08:00	03/11/2020 12:57	4,95
29	7100001928	16/12/2020 10:00	16/12/2020 14:30	4,50
30	7100001988	05/07/2021 08:24	05/07/2021 21:13	12,83
31	3100000809	08/09/2021 08:00	08/09/2021 12:30	4,50
32	7100001988	01/11/2021 12:30	01/11/2021 23:52	11,38
33	7100005814	24/11/2021 09:11	27/11/2021 13:43	76,55
34	7100001988	06/01/2022 08:00	16/03/2022 14:27	1662,46
35	3100000798	21/03/2022 08:00	24/05/2022 09:49	1537,83
36	7100001936	06/06/2022 08:00	27/07/2022 14:57	1230,96
37	7100002426	04/08/2022 12:00	11/10/2022 13:33	1633,56

No	*Work Order List*	*Start Date Event*	*Finish Date Event*	*TTR Outage*
38	7100001988	20/10/2022 13:39	08/01/2023 20:14	1926,59
39	7100002561, 7100002561, 7100002498, 7100002552, 7100001926	09/01/2023 08:00	02/03/2023 07:54	1247,91
40	7100002426	27/03/2023 08:00	23/05/2023 08:27	1368,46
41	7100002498	26/05/2023 14:37	26/05/2023 23:55	9,30
42	7100002226, 7100002034, 7100002456	09/11/2023 11:35	20/11/2023 06:59	259,41
43	7100001988	07/12/2023 10:37	07/12/2023 10:52	0,25
44	7100002498	27/12/2023 08:00	27/12/2023 11:06	3,11
45	7100002561	27/12/2023 15:20	28/12/2023 09:21	18,03

Berdasarkan hasil perhitungan tersebut, diperoleh 45 nilai TTR dengan durasi yang bervariasi, mulai dari kurang dari satu jam hingga lebih dari 3.000 jam. Variasi tersebut menunjukkan bahwa setiap *outage event* memiliki karakteristik durasi perbaikan yang berbeda, bergantung pada jumlah pekerjaan yang dilakukan, jenis kerusakan, kompleksitas perbaikan, serta waktu penyelesaian seluruh aktivitas dalam satu episode penghentian operasi.

Nilai TTR pada penelitian ini merepresentasikan durasi *outage event* berdasarkan rentang waktu *Actual Start* dan *Actual Finish* pada data SAP PM. Oleh karena itu, nilai tersebut belum tentu identik dengan waktu perbaikan teknis aktif maupun *downtime* produksi aktual karena masih dapat mencakup waktu tunggu material, koordinasi pekerjaan, pengujian, dan penyelesaian administrasi *work order*. Meskipun demikian, penggunaan pendekatan *interval merging* telah mengurangi potensi *double counting* akibat beberapa *work order* yang berlangsung secara bersamaan.

Sebanyak 45 nilai TTR tersebut selanjutnya digunakan pada analisis distribusi probabilitas untuk menentukan model statistik yang paling representatif terhadap karakteristik durasi perbaikan steam turbine. Parameter distribusi yang diperoleh kemudian digunakan sebagai input simulasi Monte Carlo untuk memproyeksikan durasi perbaikan pada periode operasi mendatang.

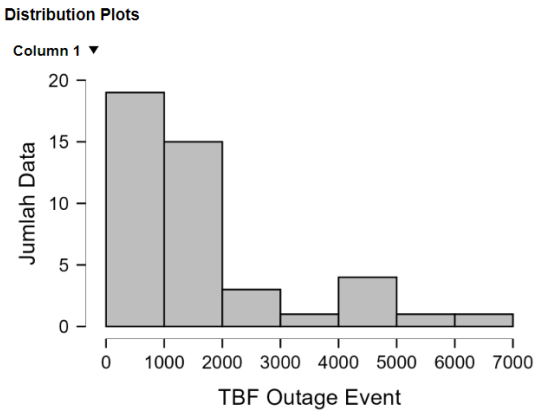
4.2.4 *Analisis Distribusi Probabilitas TBF dan TTR*

Pemilihan distribusi probabilitas dalam penelitian ini tidak hanya didasarkan pada bentuk histogram, tetapi juga diperkuat melalui pengujian kesesuaian distribusi (*goodness-of-fit test*). Histogram digunakan sebagai tahap eksplorasi awal untuk mengidentifikasi pola sebaran data, sedangkan pengujian statistik digunakan untuk memastikan distribusi yang paling representatif terhadap data empiris. Stanchev & Hinov, (2025) evaluasi distribusi probabilitas pada analisis keandalan dilakukan dengan membandingkan distribusi kandidat menggunakan statistik *goodness-of-fit*, seperti Kolmogorov–Smirnov, Cramér–von Mises, dan Anderson–Darling.

Analisis distribusi dilakukan melalui dua tahap, yaitu analisis histogram dan pengujian *goodness-of-fit* menggunakan perangkat lunak JASP, serta estimasi parameter distribusi menggunakan metode *Maximum Likelihood Estimation* (MLE). Hipotesis nol (H_0) menyatakan bahwa data mengikuti distribusi kandidat, sedangkan hipotesis alternatif (H_1) menyatakan bahwa data tidak mengikuti distribusi tersebut. Distribusi dinyatakan sesuai apabila nilai *p-value* lebih besar dari tingkat signifikansi ($\alpha = 0{,}05$), sehingga H_0 tidak ditolak.

4.2.4.1 *Analisis Distribusi Probabilitas TBF*

Analisis distribusi dilakukan terhadap 44 data Time Between Failure (TBF) yang diperoleh dari hasil perhitungan interval antar 45 *outage event*. Berdasarkan histogram pada Gambar 4.2, data TBF menunjukkan pola sebaran yang menceng ke kanan (*right-skewed distribution*). Sebagian besar interval antar kegagalan berada pada rentang waktu relatif pendek, sedangkan hanya sebagian kecil kejadian memiliki interval operasi yang jauh lebih panjang hingga lebih dari 6.000 jam. Pola tersebut merupakan karakteristik yang umum dijumpai pada data *time-to-failure* sehingga distribusi Weibull dipilih sebagai kandidat model probabilitas karena memiliki fleksibilitas dalam merepresentasikan berbagai karakteristik kegagalan melalui parameter bentuk (*shape parameter*) dan parameter skala (Zhai et al., 2013). menjelaskan bahwa distribusi Weibull merupakan salah satu model yang banyak digunakan dalam analisis data *time-to-failure* karena fleksibilitasnya dalam merepresentasikan berbagai pola laju kegagalan melalui parameter bentuk (β). Berdasarkan karakteristik histogram yang menunjukkan pola sebaran menceng ke kanan (*right-skewed*), distribusi Weibull dipilih untuk dievaluasi lebih lanjut melalui pengujian *goodness-of-fit*.



Gambar 4. 2 Histogram Data TBF

Selanjutnya dilakukan pengujian *goodness-of-fit* menggunakan distribusi Weibull. Hasil pengujian menunjukkan nilai statistik Kolmogorov–Smirnov sebesar 0,070 dengan *p-value* 0,981, Cramér–von Mises sebesar 0,331 dengan *p-value* 0,555, serta Anderson–Darling sebesar 1,206 dengan *p-value* 0,883. Seluruh nilai *p-value* lebih besar daripada tingkat signifikansi α = 0,05 sehingga tidak terdapat cukup bukti untuk menolak hipotesis nol. Dengan demikian, distribusi Weibull dinyatakan sesuai untuk merepresentasikan karakteristik probabilistik data TBF.

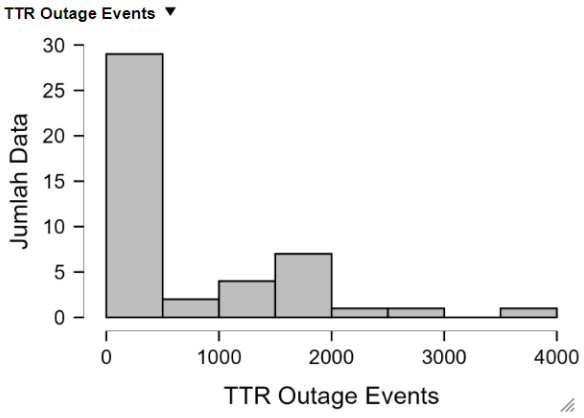
Estimasi parameter distribusi Weibull menggunakan metode *Maximum Likelihood Estimation* (MLE) menghasilkan shape parameter (β) sebesar 0,940 dan scale parameter (η) sebesar 1.548,865 jam. Nilai β yang mendekati satu menunjukkan bahwa laju kegagalan (*failure rate*) selama periode observasi cenderung relatif konstan (*approximately constant failure rate*). Kondisi tersebut mengindikasikan bahwa pola kegagalan yang diamati tidak secara dominan merepresentasikan fase *infant mortality* maupun *wear-out*, melainkan mencerminkan karakteristik historis operasi steam turbine berdasarkan data *corrective maintenance* periode 2016–2023.

Perlu diperhatikan bahwa interpretasi parameter Weibull pada penelitian ini hanya menggambarkan karakteristik probabilistik data historis selama periode observasi. Nilai parameter tersebut tidak dimaksudkan untuk merepresentasikan keseluruhan fase *bathtub curve* karena data dipengaruhi oleh aktivitas pemeliharaan, penggantian komponen, variasi subsistem steam turbine, serta keterbatasan periode observasi. Oleh karena itu, parameter distribusi

Weibull digunakan sebagai representasi probabilistik data TBF yang selanjutnya menjadi dasar pembangkitan bilangan acak pada simulasi Monte Carlo.

4.2.4.2 *Analisis Distribusi Probabilitas TTR*

Histogram data TTR yang disusun berdasarkan 45 *outage event* ditunjukkan pada Gambar 4.3. Berdasarkan histogram, data TTR menunjukkan pola sebaran menceng ke kanan (*right-skewed distribution*), yang mengindikasikan bahwa sebagian besar durasi *outage* berada pada nilai yang relatif rendah, sedangkan sebagian kecil kejadian memiliki durasi yang jauh lebih panjang. Berdasarkan karakteristik histogram tersebut, distribusi Weibull dipilih untuk dievaluasi lebih lanjut melalui pengujian *goodness-of-fit*.



Gambar 4. 3 Histogram Data TTR

Selanjutnya dilakukan pengujian *goodness-of-fit* menggunakan distribusi Weibull. Hasil pengujian menunjukkan nilai statistik Kolmogorov–Smirnov sebesar 0,168 dengan *p-value* 0,156, Cramér–von Mises sebesar 0,349 dengan *p-value* 0,509, serta Anderson–Darling sebesar 3,077 dengan *p-value* 0,171. Seluruh nilai *p-value* lebih besar daripada tingkat signifikansi α = 0,05 sehingga tidak terdapat cukup bukti untuk menolak hipotesis nol. Dengan demikian, distribusi Weibull dinyatakan sesuai untuk merepresentasikan karakteristik probabilistik data TTR.

Hasil estimasi parameter distribusi Weibull menggunakan metode *Maximum Likelihood Estimation* (MLE) menghasilkan nilai *shape parameter* (β) sebesar 0,444 dan *scale parameter* (η) sebesar 274,309 jam. Nilai β yang lebih kecil dari satu menunjukkan bahwa distribusi TTR memiliki karakteristik sebaran yang didominasi oleh durasi perbaikan yang relatif pendek dengan beberapa *outage event* yang berdurasi jauh lebih panjang sehingga membentuk pola

distribusi menceng ke kanan (*right-skewed*). Pada penelitian ini, interpretasi tersebut digunakan sebagai representasi probabilistik data historis TTR selama periode observasi dan tidak dimaksudkan untuk menggambarkan karakteristik *maintainability* steam turbine secara keseluruhan.

Pada penelitian ini, TTR merepresentasikan durasi satu *outage event*, yaitu interval antara waktu mulai paling awal dan waktu selesai paling akhir dari kelompok *work order* yang tergabung dalam *Event ID* yang sama. Oleh karena itu, nilai TTR tidak selalu identik dengan *downtime* produksi aktual karena interval tersebut masih dapat mencakup waktu tunggu, koordinasi pekerjaan, maupun aktivitas administrasi yang tercatat pada sistem pemeliharaan perusahaan. Meskipun demikian, data tersebut tetap digunakan karena merupakan data historis resmi yang tersedia pada sistem SAP PM dan telah merepresentasikan durasi setiap *outage event.*

BBerdasarkan hasil analisis histogram, pengujian *goodness-of-fit*, dan estimasi parameter distribusi, distribusi Weibull dinyatakan mampu merepresentasikan karakteristik probabilistik data TTR. Oleh karena itu, parameter distribusi Weibull digunakan sebagai dasar pembangkitan bilangan acak pada simulasi Monte Carlo untuk menghasilkan nilai *Time to Repair* (TTR) pada setiap kejadian *outage* selama horizon operasi. Hasil simulasi tersebut selanjutnya digunakan untuk menghitung *repair duration* tahunan sebagai dasar perhitungan *opportunity loss*, *Life Cycle Cost Analysis* (LCCA), dan *Equivalent Uniform Annual Cost* (EUAC).

4.2.5 *Hasil Simulasi Monte Carlo*

Simulasi Monte Carlo dilakukan untuk memproyeksikan frekuensi kegagalan (*failure frequency*) dan durasi outage (*repair duration*) steam turbine selama periode proyeksi berdasarkan distribusi probabilitas TBF dan TTR hasil analisis data historis. Metode ini digunakan karena mampu merepresentasikan ketidakpastian yang terdapat pada data historis melalui pembangkitan bilangan acak yang mengikuti distribusi probabilitas tertentu. Menurut Utomo et al. (2025), simulasi Monte Carlo merupakan metode statistik probabilistik yang menggunakan bilangan acak untuk menggambarkan ketidakpastian suatu sistem sehingga dapat menghasilkan berbagai kemungkinan kondisi yang mungkin terjadi pada masa mendatang. Pada penelitian ini, simulasi dilakukan sebanyak 1000 replikasi independen untuk meningkatkan stabilitas estimasi dan menghasilkan nilai yang mendekati ekspektasi teoritis

sistem. Abdullah et al., (2025b) menjelaskan bahwa penggunaan jumlah replikasi yang besar mampu mengurangi variasi antar simulasi sehingga menghasilkan estimasi yang lebih stabil meskipun proses kegagalan bersifat stokastik.

4.2.5.1 *Simulasi Frekuensi Kegagalan*

Simulasi frekuensi kegagalan dilakukan menggunakan parameter distribusi Weibull yang diperoleh dari hasil analisis distribusi probabilitas TBF, yaitu shape parameter (β) sebesar 0,776 dan scale parameter (η) sebesar 1006,287 jam. Distribusi Weibull dipilih karena hasil pengujian *goodness-of-fit* menunjukkan bahwa distribusi tersebut mampu merepresentasikan karakteristik data TBF dengan seluruh nilai *p-value* lebih besar daripada tingkat signifikansi 0,05.

Bilangan acak dibangkitkan menggunakan distribusi *uniform*, kemudian ditransformasikan menjadi nilai *Time Between Failure* (TBF) menggunakan fungsi invers distribusi Weibull. Transformasi tersebut dilakukan berdasarkan fungsi distribusi kumulatif (*Cumulative Distribution Function*/*CDF*) Weibull sehingga nilai TBF hasil simulasi memiliki karakteristik probabilistik yang sama dengan data historis.

Persamaan yang digunakan adalah sebagai berikut:

$$TBF = \eta[-ln(1-U)]^{\frac{1}{\beta}} \tag{4.4}$$

dengan:

- $TTF = waktu\ antar\ kegagalan\ hasil\ simulasi\ (jam)$
- $\eta = scale\ parameter\ Weibull$
- $\beta = shape\ parameter\ Weibull$
- $U = bilangan\ acak\ uniform\ (0 \leq U \leq 1)$

Nilai TBF hasil simulasi selanjutnya diakumulasikan secara berurutan hingga mencapai horizon simulasi sebesar 192.720 jam, yang setara dengan 22 tahun proyeksi (2024–2045). Horizon simulasi ditetapkan sebesar 192.720 jam atau setara 22 tahun proyeksi (2024–2045) sehingga bersama data historis tahun 2016–2023 membentuk horizon analisis selama 30 tahun, sedangkan simulasi Monte Carlo digunakan untuk memproyeksikan kondisi operasi pada sisa horizon analisis hingga tahun 2045. Dengan demikian, keseluruhan periode penelitian merepresentasikan horizon operasi steam turbine selama 30 tahun (2016–2045).

Selanjutnya dilakukan simulasi sebanyak 1000 replikasi untuk mengakomodasi sifat stokastik proses kegagalan. Hasil setiap replikasi kemudian diagregasi sehingga diperoleh

estimasi frekuensi kegagalan tahunan yang lebih stabil dan representatif. Pendekatan ini sejalan dengan Abdullah et al. (2025b) yang menyatakan bahwa peningkatan jumlah replikasi mampu menghasilkan estimasi yang lebih stabil dengan kecenderungan nilai rata-rata yang konsisten.

Tabel 4. 13 Hasil Simulasi Monte Carlo Frekuensi Kegagalan

Tahun	*Failure Frequency*
2024	5
2025	5
2026	5
2027	6
2028	6
2029	5
2030	6
2031	6
2032	6
2033	5
2034	6
2035	5
2036	6
2037	6
2038	6
2039	6
2040	6
2041	5
2042	6
2043	6
2044	6
2045	5

Berdasarkan hasil simulasi Monte Carlo sebanyak 1000 replikasi, frekuensi kegagalan steam turbine menunjukkan pola yang relatif stabil pada rentang 5–6 kejadian kegagalan per tahun selama periode proyeksi 2024–2045. Variasi jumlah kegagalan antar tahun merupakan

konsekuensi dari sifat stokastik distribusi Weibull, sedangkan hasil agregasi dari 1000 replikasi menghasilkan estimasi yang relatif konsisten.

Hasil tersebut menunjukkan bahwa model distribusi Weibull yang dibangun dari data historis *Time Between Failure* (TBF) hasil *corrective maintenance* mampu merepresentasikan karakteristik kegagalan steam turbine sehingga dapat digunakan sebagai dasar dalam menentukan jumlah *outage event* yang disimulasikan pada setiap tahun, sedangkan durasi setiap *outage event* dibangkitkan secara independen menggunakan distribusi Weibull TTR.

4.2.5.2 *Simulasi Durasi Perbaikan*

Setelah diperoleh jumlah *outage event* hasil simulasi frekuensi kegagalan, tahap berikutnya adalah membangkitkan durasi setiap outage event menggunakan distribusi Weibull TTR. Simulasi durasi perbaikan dilakukan secara terpisah dari simulasi frekuensi kegagalan karena kedua variabel dimodelkan secara terpisah menggunakan distribusi Weibull dengan parameter yang berbeda. Simulasi ini bertujuan untuk memproyeksikan durasi setiap *outage event*, sehingga diperoleh total durasi perbaikan tahunan (*Repair Duration per Year*) sebagai dasar perhitungan *opportunity loss* dan analisis ekonomi pada tahap selanjutnya.

Berdasarkan hasil analisis distribusi probabilitas pada Subbab 4.2.4, data TTR mengikuti distribusi Weibull dengan *shape parameter* (β) sebesar 0,444 dan *scale parameter* (η) sebesar 274,309 jam. Parameter tersebut selanjutnya digunakan sebagai masukan simulasi Monte Carlo untuk menghasilkan variasi durasi *outage event* yang mengikuti karakteristik probabilistik data historis.

Bilangan acak dibangkitkan menggunakan distribusi uniform kemudian ditransformasikan menjadi nilai TTR menggunakan fungsi invers distribusi Weibull sebagai berikut.

$$TTR = \eta[-ln(1-U)]^{\frac{1}{\beta}} \tag{4.5}$$

dengan:

- $TTR = durasi\ perbaikan\ hasil\ simulasi\ (jam)$
- $\eta = scale\ parameter\ Weibull$
- $\beta = shape\ parameter\ Weibull$
- $U = bilangan\ acak\ uniform\ (0 \leq U \leq 1)$

Nilai TTR hasil simulasi dibangkitkan untuk setiap *outage event* yang diproyeksikan berdasarkan hasil simulasi TBF. Selanjutnya, seluruh durasi *outage event* dalam satu tahun dijumlahkan sehingga diperoleh *Repair Duration per Year* dalam satuan jam per tahun.

Sama seperti simulasi frekuensi kegagalan, simulasi durasi perbaikan dilakukan menggunakan 1000 replikasi Monte Carlo dengan horizon simulasi selama 22 tahun proyeksi (2024–2045). Jumlah replikasi tersebut dipilih untuk menghasilkan estimasi yang stabil terhadap karakteristik probabilistik durasi *outage event*, sehingga hasil simulasi lebih mendekati nilai ekspektasi distribusi dibandingkan apabila menggunakan jumlah replikasi yang lebih sedikit.

Tabel 4. 14 Hasil Simulasi Monte Carlo Frekuensi Kegagalan dan Durasi Perbaikan

Tahun	*Failure Frequency*	*Repair Duration* (Jam/Tahun)
2024	5	3895,17
2025	5	3884,71
2026	5	3990,02
2027	6	4076,47
2028	6	3954,17
2029	5	3864,95
2030	6	4070,86
2031	6	3969,43
2032	6	3737,70
2033	5	3976,76
2034	6	3969,06
2035	5	3959,66
2036	6	3792,06
2037	6	3788,69
2038	6	3808,96
2039	6	3966,42
2040	6	3869,31
2041	5	3721,09

Tahun	*Failure Frequency*	*Repair Duration* (Jam/Tahun)
2042	6	3838,86
2043	6	3892,91
2044	6	3928,41
2045	5	3734,51

Berdasarkan hasil simulasi Monte Carlo sebanyak 1000 replikasi, total Repair Duration tahunan pada periode proyeksi 2024–2045 berada pada kisaran 3.650–4.100 jam/tahun. Nilai tersebut relatif stabil setelah dilakukan agregasi hasil simulasi dan dipengaruhi oleh kombinasi jumlah *outage event* hasil simulasi TBF serta variasi durasi perbaikan yang dibangkitkan menggunakan distribusi Weibull. Dengan frekuensi kegagalan sekitar 5–6 *outage event* per tahun, variasi *Repair Duration* mencerminkan sifat stokastik proses kegagalan dan aktivitas perbaikan berdasarkan data historis.

Perlu diperhatikan bahwa *Repair Duration* pada penelitian ini dihitung berdasarkan durasi setiap *outage event* yang dibentuk melalui pendekatan interval merging, yaitu interval antara *Start Date Event* dan *Finish Date Event* yang tercatat pada sistem SAP PM. Dengan demikian, setiap nilai TTR merepresentasikan satu episode outage yang dapat terdiri atas satu maupun beberapa *work order* yang berlangsung secara bersamaan. Pendekatan ini dipilih agar setiap episode *outage* hanya dihitung satu kali sehingga menghindari *double counting* apabila seluruh *work order* diperlakukan sebagai kejadian yang terpisah.

Namun demikian, *Repair Duration* yang diperoleh dari sistem SAP PM tidak secara langsung merepresentasikan waktu kehilangan produksi (*production downtime*). Hal ini karena interval antara *Start Date Event* dan *Finish Date Event* dapat mencakup berbagai aktivitas pendukung pemeliharaan, seperti koordinasi pekerjaan, penyiapan sumber daya, pengadaan material, inspeksi, pengujian (*commissioning*), maupun proses administrasi hingga *work order* ditutup. Oleh karena itu, nilai *Repair Duration* pada penelitian ini diperlakukan sebagai durasi outage berbasis data pemeliharaan (*maintenance outage duration*), bukan sebagai durasi kehilangan produksi secara langsung.

Pada tahap berikutnya, *Repair Duration* hasil simulasi digunakan sebagai dasar untuk menghitung *Equivalent Production Downtime*, yaitu estimasi durasi kehilangan produksi yang diperoleh melalui penerapan *Production Loss Factor*. Pendekatan ini digunakan agar estimasi *Opportunity Loss* lebih merepresentasikan kehilangan produksi aktual dibandingkan apabila seluruh durasi *outage* pada sistem SAP PM diasumsikan sebagai kondisi kehilangan produksi penuh (*full production loss*). Nilai *Opportunity Loss* tersebut selanjutnya digunakan sebagai salah satu komponen biaya dalam analisis *Life Cycle Cost Analysis* (LCCA) dan penentuan umur ekonomis *steam turbine* menggunakan metode *Equivalent Uniform Annual Cost* (EUAC).

4.2.6 *Perhitungan Opportunity Loss*

Setelah diperoleh hasil simulasi frekuensi kegagalan (*Failure per Year*) dan durasi perbaikan tahunan (*Repair Duration per Year*) menggunakan Simulasi Monte Carlo sebagaimana dijelaskan pada Subbab 4.2.5, tahap selanjutnya adalah menghitung *opportunity loss* sebagai konsekuensi ekonomi akibat hilangnya potensi produksi listrik selama steam turbine berada pada kondisi *outage*.

Pada penelitian ini, *Repair Duration* diperoleh dari hasil simulasi Monte Carlo yang dibangun berdasarkan distribusi probabilitas *Time to Repair (TTR)*. Nilai tersebut merepresentasikan total durasi *outage event* yang berasal dari interval antara *Start Date Event* dan *Finish Date Event* pada data SAP PM. Sebagaimana telah dijelaskan pada Subbab 4.2.5.2, durasi tersebut tidak selalu identik dengan waktu kehilangan produksi (*production downtime*) karena masih dapat mencakup aktivitas pendukung pemeliharaan seperti koordinasi pekerjaan, penyiapan material, inspeksi, pengujian (*commissioning*), maupun proses administrasi hingga *work order* ditutup.

Dalam analisis biaya siklus hidup aset, kerugian akibat ketidaktersediaan sistem dihitung berdasarkan waktu aset tidak mampu menghasilkan keluaran (*production unavailability*) yang kemudian dikalikan dengan nilai produksi selama periode tersebut. Dengan demikian, estimasi kehilangan produksi tidak selalu sama dengan seluruh durasi aktivitas pemeliharaan, tetapi bergantung pada kondisi operasi sistem dan tingkat ketersediaan aset.

Selain itu, penelitian Shimura et al., (2016). menunjukkan bahwa estimasi kehilangan energi akibat aktivitas pemeliharaan sebaiknya mempertimbangkan faktor keandalan (*availability*), waktu perbaikan, waktu tunggu (*delay time*), serta karakteristik operasi sistem, sehingga

penggunaan seluruh durasi pemeliharaan sebagai waktu kehilangan produksi dapat menghasilkan estimasi biaya yang terlalu konservatif.

Oleh karena itu, pada penelitian ini dilakukan konversi dari *Repair Duration* menjadi *Equivalent Production Downtime* menggunakan *Production Loss Factor* (PLF) sebesar 25% sebagai *engineering assumption* (*base case*) penelitian. Asumsi ini digunakan karena data historis SAP PM tidak menyediakan informasi mengenai *actual production downtime*, tingkat kehilangan kapasitas pembangkitan selama pemeliharaan, maupun data operasi pembangkit (*generation log*) yang dapat digunakan untuk mengukur kehilangan produksi secara langsung. Dengan pendekatan tersebut, hanya sebagian durasi *Repair Duration* yang diasumsikan benar-benar menyebabkan kehilangan produksi listrik sehingga estimasi *opportunity loss* menjadi lebih realistis dibandingkan apabila seluruh durasi pemeliharaan dianggap sebagai *production downtime*.

Besarnya *Equivalent Production Downtime* dihitung menggunakan persamaan berikut:

$$EPD_t = RD_t \times P \times PLF \tag{4.6}$$

Keterangan:

- EPD_t= *Equivalent Production Downtime* tahun ke-t (jam)
- RD_t= *Repair Duration per Year* tahun ke-t (jam)
- PLF= *Production Loss Factor* (25%)

Selanjutnya, *Equivalent Production Downtime* digunakan untuk mengestimasi energi listrik yang tidak dapat diproduksi selama periode tersebut. *Estimated Energy Loss* dihitung berdasarkan perkalian antara *Equivalent Production Downtime* dan kapasitas terpasang steam turbine sebesar 60 MW, sebagaimana dinyatakan pada persamaan berikut:

$$OL = E_t \times EP_t \tag{4.7}$$

atau dapat dituliskan menjadi:

$$EEL_t = EPD_t \times P \tag{4.8}$$

dengan:

- EEL_t= *Estimated Energy Loss* pada tahun ke- (MWh)
- EPD_t= *Equivalent Production Downtime* pada tahun ke- (jam)
- P= kapasitas terpasang steam turbine (60 MW)

Nilai *Estimated Energy Loss* selanjutnya dikonversi menjadi *opportunity loss* berdasarkan harga jual listrik. Perhitungan *opportunity loss* dalam mata uang USD dilakukan menggunakan persamaan berikut.

$$OL_{USD,t} = EEL_t \times EP \tag{4.9}$$

atau dengan mensubstitusikan Persamaan (4.9), dapat dituliskan sebagai:

$$OL_{USD,t} = EPD_t \times P \times EP \tag{4.10}$$

Keterangan:

- $OL_{USD,t}$= *Opportunity Loss* pada tahun ke- (USD)
- EEL_t= *Estimated Energy Loss* pada tahun ke- (MWh)
- EPD_t= *Equivalent Production Downtime* pada tahun ke- (jam)
- P= kapasitas terpasang steam turbine (60 MW)
- EP= harga jual listrik (USD/MWh)

Pada penelitian ini, harga jual listrik panas bumi yang digunakan sebesar USD 88,6/MWh, mengacu pada nilai dalam skema *Power Purchase Agreement* (PPA) proyek panas bumi di Indonesia. Nilai tersebut digunakan sebagai dasar untuk mengestimasi potensi pendapatan yang tidak diperoleh akibat energi listrik yang tidak dapat diproduksi selama *Equivalent Production Downtime.*

Karena analisis biaya siklus hidup pada penelitian ini dinyatakan dalam mata uang rupiah, nilai *opportunity loss* dalam USD selanjutnya dikonversi ke rupiah menggunakan kurs USD/IDR pada masing-masing tahun analisis. Perhitungan tersebut dinyatakan sebagai berikut:

$$OL_{IDR,t} = OL_{USD,t} \times ER_t \tag{4.11}$$

Keterangan:

- $OL_{IDR,t}$= *Opportunity Loss* pada tahun ke- (Rp)
- $OL_{USD,t}$= *Opportunity Loss* pada tahun ke- (USD)
- ER_t= nilai tukar USD/IDR pada tahun ke- (Rp/USD)

Untuk periode historis 2016–2023, konversi *opportunity loss* menggunakan kurs rata-rata tahunan USD/IDR aktual pada masing-masing tahun. Sementara itu, untuk periode proyeksi 2024–2045, harga jual listrik tetap diasumsikan sebesar USD 88,6/MWh, sedangkan nilai tukar USD/IDR diproyeksikan berdasarkan rata-rata pertumbuhan historis sebesar 1,99% per tahun. Dengan demikian, perubahan nilai *opportunity loss* dalam rupiah selama periode proyeksi

dipengaruhi oleh variasi *Equivalent Production Downtime* hasil simulasi Monte Carlo dan perubahan nilai tukar USD/IDR.

Data kurs rata-rata tahunan digunakan untuk mengonversi tarif jual listrik dari mata uang USD ke rupiah sehingga nilai *opportunity loss* historis dihitung menggunakan kondisi ekonomi aktual pada masing-masing tahun.

Tabel 4. 15 Kurs Rata-Rata Tahunan USD/IDR Periode 2016–2023

Tahun	Kurs Rerata Tahunan
2016	Rp13.284,86
2017	Rp13.393,90
2018	Rp14.220,78
2019	Rp14.132,20
2020	Rp14.577,47
2021	Rp14.304,01
2022	Rp14.842,96
2023	Rp15.213,36

Sementara itu, untuk periode proyeksi (2024–2045), tarif listrik dalam satuan USD diasumsikan tetap sebesar USD 88,6/MWh, sedangkan nilai tarif dalam satuan rupiah diproyeksikan menggunakan rata-rata perubahan tahunan kurs USD/IDR periode 2016–2023 sebesar 1,99% per tahun. Pendekatan ini digunakan karena tarif dasar listrik dinyatakan dalam mata uang USD sehingga perubahan nilai tarif dalam rupiah dipengaruhi oleh perubahan nilai tukar, bukan oleh inflasi domestik.

Kurs USD/IDR pada periode proyeksi dihitung menggunakan persamaan berikut:

$$ER_t = ER_{2023}(1+k)^{(t-2023)} \quad (4.12)$$

Keterangan:

- ER_t= harga jual listrik pada tahun ke- (t) (Rp/MWh)
- ER_{2023}= harga jual listrik tahun dasar (Rp/MWh)
- k = tingkat eskalasi harga listrik (1,99 %)
- t = periode waktu proyeksi (tahun)

Berdasarkan hasil proyeksi kurs tersebut, perhitungan *opportunity loss* dilakukan dalam dua tahap. Tahap pertama menghitung estimasi energi listrik yang hilang (*Estimated Energy Loss*)

dan nilai *opportunity loss* dalam mata uang USD berdasarkan hasil simulasi *Repair Duration* tahunan. Tahap kedua mengonversi nilai *opportunity loss* dalam USD ke dalam mata uang rupiah menggunakan kurs aktual untuk periode historis dan kurs proyeksi untuk periode 2024–2045.

Hasil perhitungan estimasi energi listrik yang hilang dan *opportunity loss* dalam mata uang USD selama periode analisis disajikan pada Tabel 4.16.

Tabel 4. 16 Hasil Perhitungan *Opportunity Loss* Tahunan dalam USD

Tahun ke-	Tahun	*Failure/ Year*	*Repair Duration* (jam/tahun)	*Equivalent Downtime* 25%	*Estimated Energy Loss* (MWh)	*Opportunity Loss* (USD)
1	2016	9	3567,72	891,93	53515,79	USD 4.741.498,77
2	2017	8	3854,29	963,57	57814,41	USD 5.122.356,58
3	2018	4	4169,25	1042,31	62538,79	USD 5.540.936,57
4	2019	5	5288,60	1322,15	79328,97	USD 7.028.546,45
5	2020	3	12,26	3,07	183,94	USD 16.296,86
6	2021	4	105,26	26,31	1578,89	USD 139.889,43
7	2022	5	6064,81	1516,20	90972,21	USD 8.060.137,66
8	2023	7	4833,07	1208,27	72496,07	USD 6.423.151,51
9	2024	6	3895,17	973,79	58427,53	USD 5.176.679,20
10	2025	5	3884,71	971,18	58270,64	USD 5.162.778,58
11	2026	5	3990,02	997,51	59850,33	USD 5.302.739,35
…	…	…	…	…	…	…
28	2043	5	3892,91	973,23	58393,60	USD 5.173.673,34
29	2044	6	3928,41	982,10	58926,09	USD 5.220.851,22
30	2045	6	3734,51	933,63	56017,69	USD 4.963.167,23

Catatan: Tabel lengkap hasil perhitungan *Opportunity Loss* periode 2016–2045 disajikan pada Lampiran 5

Berdasarkan hasil proyeksi kurs tersebut, perhitungan *Opportunity Loss* dilakukan dalam tiga tahap. Tahap pertama menghitung *Equivalent Production Downtime* dengan mengalikan

hasil simulasi *Repair Duration per Year* terhadap *Production Loss Factor* (PLF) sebesar 25%. Tahap kedua menghitung estimasi energi listrik yang hilang (*Estimated Energy Loss*) berdasarkan hasil perkalian antara Equivalent Production Downtime dan kapasitas terpasang steam turbine sebesar 60 MW. Tahap ketiga menghitung nilai *Opportunity Loss* dalam mata uang USD menggunakan harga jual listrik sebesar USD 88,6/MWh. Hasil perhitungan tersebut disajikan pada Tabel 4.16.

Nilai *Opportunity Loss* dalam mata uang USD selanjutnya dikonversi ke dalam mata uang rupiah menggunakan kurs rata-rata tahunan USD/IDR untuk periode historis dan kurs hasil proyeksi untuk periode 2024–2045. Hasil konversi tersebut disajikan pada Tabel 4.17.

Tabel 4. 17 Konversi *Opportunity Loss* ke dalam Rupiah

Tahun ke-	Tahun	*Opportunity Loss* (USD)	Kurs Proyeksi (Rp/USD)	*Opportunity Loss* (IDR)
1	2016	USD 4.741.498,77	Rp13.284,86	Rp62.990.164.624,65
2	2017	USD 5.122.356,58	Rp13.393,90	Rp68.608.310.431,38
3	2018	USD 5.540.936,57	Rp14.220,78	Rp78.796.446.917,65
4	2019	USD 7.028.546,45	Rp14.132,20	Rp99.328.809.450,77
5	2020	USD 16.296,86	Rp14.577,47	Rp237.567.003,81
6	2021	USD 139.889,43	Rp14.304,01	Rp2.000.979.899,66
7	2022	USD 8.060.137,66	Rp14.842,96	Rp119.636.287.423,57
8	2023	USD 6.423.151,51	Rp15.213,36	Rp97.717.745.644,90
9	2024	USD 5.176.679,20	Rp15.516,11	Rp80.321.926.662,05
10	2025	USD 5.162.778,58	Rp15.824,88	Rp81.700.357.450,71
11	2026	USD 5.302.739,35	Rp16.139,80	Rp85.585.132.815,65
…	…	…	…	…
28	2043	USD 5.173.673,34	Rp22.561,97	Rp116.728.287.309,65
29	2044	USD 5.220.851,22	Rp23.010,96	Rp120.136.788.422,95
30	2045	USD 4.963.167,23	Rp23.468,88	Rp116.479.956.934,01

Catatan: Tabel lengkap hasil perhitungan *Opportunity Loss* periode 2016–2045 disajikan pada Lampiran 5

Berdasarkan Tabel 4.17, nilai *Opportunity Loss* dalam rupiah dipengaruhi oleh dua faktor utama, yaitu *Equivalent Production Downtime* hasil simulasi Monte Carlo dan nilai tukar USD/IDR pada masing-masing tahun. Pada periode historis (2016–2023), variasi *Opportunity Loss* dipengaruhi oleh karakteristik *outage event* yang tercatat pada data SAP PM serta kurs rata-rata tahunan. Sementara itu, pada periode proyeksi (2024–2045), perubahan nilai *Opportunity Loss* dipengaruhi oleh hasil simulasi Monte Carlo terhadap frekuensi kegagalan dan durasi *outage*, serta asumsi pertumbuhan kurs USD/IDR sebesar 1,99% per tahun.

Penerapan *Production Loss Factor* sebesar 25% menyebabkan hanya sebagian durasi *Repair Duration* diasumsikan sebagai waktu kehilangan produksi (*Equivalent Production Downtime*). Pendekatan ini digunakan karena data SAP PM hanya menyediakan informasi interval *outage event* berdasarkan *Start Date Event* dan *Finish Date Event*, sehingga tidak dapat secara langsung merepresentasikan waktu kehilangan produksi aktual. Oleh karena itu, konversi menjadi *Equivalent Production Downtime* dilakukan sebagai engineering assumption agar estimasi *Opportunity Loss* lebih realistis dibandingkan apabila seluruh durasi *Repair Duration* dianggap sebagai waktu kehilangan produksi.

Berdasarkan hasil perhitungan, nilai *Opportunity Loss* selama periode proyeksi berada pada kisaran USD 5,0–5,4 juta per tahun, atau sekitar Rp80–120 miliar per tahun setelah dikonversi ke dalam mata uang rupiah. Variasi tersebut mencerminkan kombinasi antara hasil simulasi probabilistik frekuensi kegagalan, durasi *outage*, dan perubahan nilai tukar USD/IDR selama periode analisis.

Dalam penelitian ini, nilai *Opportunity Loss* digunakan sebagai komponen failure consequence cost pada analisis *Life Cycle Cost Analysis* (LCCA). Selanjutnya, komponen tersebut dijumlahkan dengan maintenance cost dan acquisition cost untuk memperoleh *Life Cycle Cost* (LCC). Nilai LCC kemudian dianalisis menggunakan metode *Equivalent Uniform Annual Cost* (EUAC) untuk menentukan umur ekonomis steam turbine.

4.2.6 *Life Cycle Cost Analysis*

Life Cycle Cost Analysis (LCCA) dilakukan untuk menghitung seluruh biaya yang timbul selama periode analisis steam turbine. Hasil LCCA selanjutnya digunakan dalam perhitungan *Equivalent Uniform Annual Cost* (EUAC) untuk menentukan umur ekonomis aset.

Komponen biaya yang digunakan dalam penelitian ini terdiri atas *acquisition cost*, *maintenance cost*, dan *opportunity loss*. *Acquisition cost* merepresentasikan biaya investasi awal, *maintenance cost* terdiri atas biaya *preventive maintenance* (PM), *predictive maintenance* (PdM), dan *corrective maintenance* (CM), sedangkan *opportunity loss* merepresentasikan konsekuensi ekonomi akibat energi listrik yang tidak dapat diproduksi selama *steam turbine* berada dalam kondisi *outage*.

Pada penelitian ini, *acquisition cost* diasumsikan hanya terjadi satu kali pada awal periode analisis, sedangkan *maintenance cost* dan *opportunity loss* merupakan biaya yang terjadi setiap tahun selama masa operasi. Seluruh komponen biaya tahunan tersebut selanjutnya digunakan dalam perhitungan Life Cycle Cost (LCC) sebelum dianalisis menggunakan metode *Equivalent Uniform Annual Cost* (EUAC).

Karena data investasi aktual steam turbine tidak tersedia, maka acquisition cost ditentukan menggunakan pendekatan engineering estimate berdasarkan informasi pasar sekunder untuk steam turbine dengan kapasitas yang sebanding. Salah satu referensi yang digunakan adalah penawaran steam turbine Mitsubishi-Hitachi berkapasitas sekitar 60 MW pada pasar peralatan bekas sebesar USD 10.350.000. Dengan mempertimbangkan perbedaan kondisi peralatan, biaya instalasi, commissioning, serta ketidakpastian estimasi, pada penelitian ini *acquisition* cost diasumsikan sebesar Rp200.000.000.000, yang selanjutnya digunakan dalam perhitungan *Annual Acquisition Cost* melalui pendekatan *Capital Recovery Factor* (CRF).

4.2.7.1 *Perhitungan Maintenance Cost*

Maintenance cost merupakan biaya yang timbul akibat pelaksanaan kegiatan pemeliharaan steam turbine. Dalam penelitian ini, komponen biaya pemeliharaan terdiri atas biaya *preventive maintenance* (PM), *predictive maintenance* (PdM), dan *corrective maintenance* (CM).

Data maintenance cost historis diperoleh dari sistem SAP PM periode 2016–2023 melalui kolom *Total Actual Cost* pada setiap *work order*. Selanjutnya, seluruh work order dikelompokkan berdasarkan order type, yaitu ZM11 sebagai *preventive maintenance*, ZM12 sebagai *predictive maintenance*, dan ZM13 sebagai *corrective maintenance*. Nilai *Total Actual Cost* pada masing-masing kelompok kemudian dijumlahkan berdasarkan tahun sehingga diperoleh biaya PM, PdM, dan CM tahunan.

Dalam penelitian ini, *maintenance cost* tidak dihitung dengan memisahkan biaya material, tenaga kerja, operator, maupun jasa pemeliharaan secara terpisah. Hal tersebut disebabkan data SAP PM yang digunakan hanya menyediakan nilai *Total Actual Cost* sebagai biaya aktual pada setiap *work order*. Oleh karena itu, nilai *Total Actual Cost* diperlakukan sebagai biaya pemeliharaan aktual dan digunakan secara langsung dalam perhitungan *maintenance cost* tanpa melakukan penambahan komponen biaya lainnya.

Untuk periode proyeksi 2024–2045, biaya PM dan PdM diproyeksikan menggunakan tingkat eskalasi biaya sebesar 3,02% per tahun, yang diperoleh dari rata-rata inflasi Indonesia periode 2016–2023. Tingkat inflasi tersebut digunakan sebagai pendekatan terhadap kenaikan harga material, jasa, dan aktivitas pemeliharaan karena tidak tersedia indeks eskalasi biaya yang secara khusus merepresentasikan biaya pemeliharaan steam turbine pada PLTP X.

$$PM_t = PM_{2023}(1+g)^{(t-2023)} \tag{4.13}$$

$$PdM_t = PdM_{2023}(1+g)^{(t-2023)} \tag{4.14}$$

Keterangan:

- PM_t= *Preventive Maintenance Cost* pada tahun ke-t (Rp)
- PdM_t= *Predictive Maintenance Cost* pada tahun ke-t (Rp)
- PM_{2023}= Biaya PM tahun dasar 2023 (Rp)
- PdM_{2023}= Biaya PdM tahun dasar 2023 (Rp)
- g= Tingkat eskalasi biaya (*maintenance cost*) sebesar 3,02%
- t= Tahun proyeksi

Berbeda dengan PM dan PdM, biaya *corrective maintenance* dipengaruhi oleh jumlah kegagalan yang diproyeksikan terjadi setiap tahun. Oleh karena itu, biaya *Corrective Maintenance* pada periode proyeksi dihitung berdasarkan hasil simulasi frekuensi kegagalan (*Failure/Year*) yang dikalikan dengan rata-rata biaya *Corrective Maintenance* historis per *outage event*, kemudian disesuaikan menggunakan tingkat eskalasi biaya sebesar 3,02% per tahun.

Biaya *Corrective Maintenance* (CM) pada periode proyeksi dihitung berdasarkan frekuensi kegagalan hasil simulasi Monte Carlo yang dikalikan dengan rata-rata biaya *Corrective Maintenance* historis per *outage event*, kemudian disesuaikan menggunakan

tingkat eskalasi biaya sebesar 3,02% per tahun. Biaya *corrective maintenance* dihitung menggunakan persamaan berikut.

$$CM_t = F_t \times \bar{C}_{CM} \times (1+g)^{(t-2023)} \quad (4.15)$$

Keterangan:

- CM_t= *Corrective Maintenance Cost* pada tahun ke-t (Rp)
- F_t= Frekuensi kegagalan hasil simulasi Monte Carlo pada tahun ke-t (*failure/year*)
- $\bar{C}_{CM}$= Rata-rata biaya *corrective maintenance* per kejadian kegagalan berdasarkan data historis (Rp/*failure*)
- g= Tingkat eskalasi biaya sebesar 3,02%
- t= Tahun proyeksi

Rata-rata biaya *Corrective Maintenance* historis diperoleh dari total biaya seluruh kegiatan *Corrective Maintenance* yang termasuk ke dalam 45 *outage event* selama periode 2016–2023, kemudian dibagi dengan jumlah *outage event* tersebut. Pendekatan ini digunakan agar satu kejadian penghentian operasi (*outage event*) hanya direpresentasikan oleh satu nilai biaya, sehingga konsisten dengan pendekatan *interval merging* yang digunakan dalam pengolahan data TBF dan TTR.

Selanjutnya, total *maintenance cost* tahunan dihitung dengan menjumlahkan ketiga komponen biaya pemeliharaan sebagai berikut:

$$MC_t = PM_t + PdM_t + CM_t \quad (4.16)$$

Keterangan:

- MC_t= total *maintenance cost* pada tahun ke-t (Rp)

Persamaan (4.16) menunjukkan bahwa *maintenance cost* merupakan akumulasi biaya PM, PdM, dan CM. Seluruh komponen biaya diperoleh dari nilai *Total Actual Cost* pada sistem SAP PM sehingga tidak dilakukan penambahan biaya tenaga kerja, material, maupun jasa secara terpisah. Pendekatan ini digunakan untuk menghindari terjadinya perhitungan biaya ganda (*double counting*) karena komponen-komponen tersebut telah direpresentasikan dalam biaya aktual setiap *work order*.

Berdasarkan perhitungan tersebut, hasil *maintenance cost* pada periode historis dan proyeksi disajikan pada Tabel 4.18.

Tabel 4. 18 Biaya Pemeliharaan Tahunan Setiap Tahun

Tahun	*PM Cost*	*PdM Cost*	*CM Cost*	*Maintenance Cost*
2016	Rp0,00	Rp0,00	Rp41.225.000,00	Rp41.225.000,00
2017	Rp320.611.261,00	Rp0,00	Rp417.868.000,00	Rp738.479.261,00
2018	Rp1.630.161.200,00	Rp0,00	Rp365.418.540,00	Rp1.995.579.740,00
2019	Rp3.498.968.238,00	Rp0,00	Rp280.102.000,00	Rp3.779.070.238,00
2020	Rp1.167.576.057,00	Rp2.711.000,00	Rp0,00	Rp1.170.287.057,00
2021	Rp631.413.432,00	Rp98.043.600,00	Rp0,00	Rp729.457.032,00
2022	Rp407.401.955,00	Rp263.908.493,00	Rp0,00	Rp671.310.448,00
2023	Rp407.401.955,00	Rp478.924.507,00	Rp0,00	Rp886.326.462,00
…	…	…	…	…
2043	Rp1.827.537.725,07	Rp23.899.076,77	Rp222.535.224,37	Rp2.073.972.026,21
2044	Rp1.882.729.364,37	Rp24.620.828,89	Rp275.106.945,78	Rp2.182.457.139,03
2045	Rp1.939.587.791,17	Rp25.364.377,92	Rp283.415.175,54	Rp2.248.367.344,63

Catatan: Tabel lengkap hasil perhitungan *maintenance cost* periode 2016–2045 disajikan pada Lampiran 6.

Berdasarkan Tabel 4.18, *maintenance cost* pada periode historis tahun 2016–2023 menunjukkan fluktuasi yang dipengaruhi oleh variasi aktivitas pemeliharaan setiap tahun. Komponen biaya *Preventive Maintenance* (PM) menjadi penyumbang terbesar pada sebagian besar tahun, sedangkan biaya *Corrective Maintenance* (CM) berfluktuasi mengikuti jumlah kejadian *outage* yang tercatat pada data historis.

Pada periode proyeksi 2024–2045, *maintenance cost* menunjukkan kecenderungan meningkat akibat penerapan eskalasi biaya sebesar 3,02% per tahun pada seluruh komponen biaya pemeliharaan. Selain itu, variasi frekuensi kegagalan hasil simulasi Monte Carlo menyebabkan biaya *Corrective Maintenance* berubah mengikuti jumlah failure yang diproyeksikan setiap tahun. Dengan demikian, perubahan *maintenance cost* pada periode proyeksi dipengaruhi oleh kombinasi antara eskalasi biaya pemeliharaan dan hasil simulasi probabilistik terhadap frekuensi kegagalan.

4.2.7.2 *Perhitungan Total Opportunity Loss & Maintenance Cost*

Dalam penelitian ini, *Total Opportunity Loss dan Maintenance Cost* merupakan total biaya operasi dan pemeliharaan tahunan yang digunakan sebagai salah satu komponen dalam *Life*

Cycle Cost Analysis (LCCA). Nilai tersebut diperoleh dari penjumlahan *maintenance cost* dan *opportunity loss* pada setiap tahun analisis. Selanjutnya, total biaya tersebut digunakan untuk menghitung *Present Worth Operation and Maintenance Cost*, yang kemudian dikonversi menjadi *Annual Operation and Maintenance Cost* pada metode *Equivalent Uniform Annual Cost* (EUAC).

Komponen *maintenance cost* merepresentasikan biaya langsung yang timbul akibat pelaksanaan kegiatan *Preventive Maintenance* (PM), *Predictive Maintenance* (PdM), dan *Corrective Maintenance* (CM). Sementara itu, *opportunity loss* merepresentasikan konsekuensi ekonomi akibat energi listrik yang tidak dapat diproduksi selama steam turbine mengalami kondisi *outage*. Pada penelitian ini, nilai *opportunity loss* dihitung berdasarkan *equivalent downtime* sebesar 25% dari *Repair Duration* hasil simulasi Monte Carlo sebagai *engineering assumption* untuk merepresentasikan estimasi waktu kehilangan produksi yang lebih realistis dibandingkan menggunakan seluruh durasi *outage* yang tercatat pada sistem SAP PM.

Secara matematis, *Total Opportunity Loss & Maintenance Cost* tahunan dinyatakan sebagai berikut:

$$OM_t = MC_t + OL_t \tag{4.17}$$

Keterangan:

- OM_t = *total opportunity loss and maintenance cost* pada tahun ke-t (Rp)
- MC_t = *maintenance cost* pada tahun ke-t (Rp)
- OL_t= *opportunity loss* pada tahun ke-t (Rp)

Pada periode historis (2016–2023), *Total Opportunity Loss* dan *Maintenance Cost* dihitung menggunakan *maintenance cost* aktual yang diperoleh dari data SAP PM serta *opportunity loss* berdasarkan *equivalent downtime* historis. Sementara itu, pada periode proyeksi (2024–2045), *maintenance cost* dihitung menggunakan hasil proyeksi biaya pemeliharaan, sedangkan *opportunity loss* dihitung berdasarkan hasil simulasi Monte Carlo, kapasitas terpasang steam turbine sebesar 60 MW, tarif penjualan listrik sebesar USD 88,6/MWh, serta kurs USD/IDR hasil proyeksi.

Pada periode proyeksi, perubahan *Total Opportunity Loss* dan *Maintenance Cost* dipengaruhi oleh dua komponen utama. Komponen pertama adalah *maintenance cost* yang meningkat secara bertahap akibat penerapan eskalasi biaya sebesar 3,02% per tahun.

Komponen kedua adalah *opportunity loss* yang dipengaruhi oleh variasi *Repair Duration* hasil simulasi Monte Carlo, penerapan *equivalent downtime* sebesar 25%, serta perubahan nilai tukar USD/IDR yang digunakan untuk mengonversi nilai *opportunity loss* dari mata uang USD ke rupiah. Oleh karena itu, Total *Opportunity Loss* dan *Maintenance Cost* tidak menunjukkan pola peningkatan yang sepenuhnya linier

Berdasarkan hasil perhitungan, diperoleh *Total OM Cost* tahunan sebagaimana ditunjukkan pada Tabel 4.18.

Tabel 4. 19 Hasil Perhitungan *Total OM Cost*

Tahun	*Maintenance Cost*	*Opportunity Loss*	*Total OM Cost*
2016	Rp41.225.000,00	Rp62.990.164.624,65	Rp63.031.389.624,65
2017	Rp738.479.261,00	Rp68.608.310.431,38	Rp69.346.789.692,38
2018	Rp1.995.579.740,00	Rp78.796.446.917,65	Rp80.792.026.657,65
2019	Rp3.779.070.238,00	Rp99.328.809.450,77	Rp103.107.879.688,77
2020	Rp1.170.287.057,00	Rp237.567.003,81	Rp1.407.854.060,81
2021	Rp729.457.032,00	Rp2.000.979.899,66	Rp2.730.436.931,66
2022	Rp671.310.448,00	Rp119.636.287.423,57	Rp120.307.597.871,57
2023	Rp886.326.462,00	Rp97.717.745.644,90	Rp98.604.072.106,90
2024	Rp1.203.690.443,47	Rp80.321.926.662,05	Rp81.525.617.105,53
2025	Rp1.213.989.902,65	Rp81.700.357.450,71	Rp82.914.347.353,36
2026	Rp1.250.652.397,71	Rp85.585.132.815,65	Rp86.835.785.213,37
…	…	…	…
2043	Rp2.073.972.026,21	Rp116.728.287.309,65	Rp118.802.259.335,86
2044	Rp2.182.457.139,03	Rp120.136.788.422,95	Rp122.319.245.561,99
2045	Rp2.248.367.344,63	Rp116.479.956.934,01	Rp118.728.324.278,65

Catatan: Tabel lengkap hasil perhitungan *Total Opportunity Loss & Maintenance* periode 2016–2045 disajikan pada Lampiran 7.

Berdasarkan Tabel 4.19, *Total Opportunity Loss* dan *Maintenance Cost* diperoleh dari penjumlahan *maintenance cost* dan *opportunity loss* pada setiap tahun analisis. Selama periode historis maupun proyeksi, komponen *opportunity loss* memberikan kontribusi terbesar terhadap total biaya, sedangkan *maintenance cost* memberikan kontribusi yang relatif lebih kecil.

Kondisi tersebut menunjukkan bahwa konsekuensi ekonomi akibat hilangnya potensi produksi listrik selama steam turbine mengalami *outage* lebih besar dibandingkan biaya langsung yang dikeluarkan untuk aktivitas pemeliharaan.

Pada periode proyeksi tahun 2024–2045, *maintenance cost* menunjukkan kecenderungan meningkat secara bertahap akibat penerapan eskalasi biaya sebesar 3,02% per tahun. Di sisi lain, *opportunity loss* berfluktuasi mengikuti hasil simulasi Monte Carlo terhadap *Repair Duration*, penerapan *equivalent downtime* sebesar 25%, serta perubahan kurs USD/IDR. Akibatnya, *Total Opportunity Loss* dan *Maintenance Cost* juga mengalami fluktuasi meskipun maintenance cost cenderung meningkat setiap tahun.

Nilai *Total Opportunity Loss & Maintenance Cost* selanjutnya digunakan sebagai dasar dalam perhitungan *Present Worth Operation and Maintenance Cost*. Nilai tersebut kemudian dikonversi menjadi *Annual Operation and Maintenance Cost* sebagai salah satu komponen biaya tahunan pada perhitungan *Equivalent Uniform Annual Cost* (EUAC).

4.2.7.3 *Perhitungan Annual Maintenance* dan *Opportunity Loss*

Sebelum dihitung menjadi biaya tahunan ekuivalen (*Annual Opportunity Loss & Maintenance Cost*), seluruh biaya operasi dan pemeliharaan terlebih dahulu dikonversi ke dalam nilai sekarang (*Present Worth*). Konversi ini dilakukan karena *maintenance cost* dan *opportunity loss* terjadi pada waktu yang berbeda selama periode analisis sehingga seluruh biaya harus dinyatakan pada titik waktu yang sama sebelum dilakukan analisis ekonomi menggunakan metode *Equivalent Uniform Annual Cost* (EUAC).

Dalam penelitian ini, *Minimum Attractive Rate of Return* (MARR) sebesar 12% digunakan sebagai *discount rate* untuk memperhitungkan *time value of money*. Dengan demikian, parameter i pada persamaan *discount factor* ditetapkan sebesar 12%. Setiap nilai *Total Opportunity Loss and Maintenance Cost* pada tahun ke-t didiskontokan ke awal periode analisis menggunakan faktor *Present Worth* sehingga diperoleh nilai sekarang dari biaya yang terjadi pada tahun tersebut. Penggunaan *discount rate* untuk mengonversi arus kas masa depan menjadi nilai sekarang juga digunakan dalam analisis ekonomi proyek pembangkit listrik tenaga panas bumi (Timpal et al., 2023).

$$PW\ OM_t = \frac{OM_t}{(1+i)^t} \tag{4.18}$$

Keterangan:

- $PW\ OM_t$= *present worth OM Cost Cost* pada tahun ke-t
- OM_t= *total Total OM Cost Cost* pada tahun ke-t
- i= *discount rate* sebesar 12%
- t= tahun ke-t

Nilai *Present Worth Opportunity Loss and Maintenance Cost* pada setiap tahun kemudian dijumlahkan secara kumulatif untuk memperoleh *Accumulated Present Worth Opportunity Loss and Maintenance Cost*. Nilai kumulatif tersebut merepresentasikan total nilai sekarang dari seluruh *maintenance cost* dan *opportunity loss* hingga horizon analisis tertentu.

Persamaan untuk menghitung akumulasi *Present Worth Opportunity Loss and Maintenance Cost* adalah sebagai berikut.

$$Acc\ PW\ OM\ Cost\ _N = \sum_{t=1}^{N} PW\ OM\ Cost\ _t \tag{4.19}$$

Keterangan:

- $Acc\ OM\ Cost\ _N$ = akumulasi *present worth OM Cost* sampai tahun ke-N
- $PW\ OM_t$= *present worth Opportunity Loss & Maintenance Cost* pada tahun ke-t
- N = umur analisis aset

Berdasarkan tahapan tersebut diperoleh nilai *Present Worth Opportunity Loss & Maintenance Cost* dan *Accumulated Present Worth Opportunity Loss & Maintenance Cost* untuk setiap horizon analisis sebagaimana disajikan pada Tabel 4.20.

Tabel 4. 20 Hasil Perhitungan *Present Worth OM Cost*

Tahun	*Total OM Cost*	*Discount Factor* (P/F,12%, n)	*Present Worth OM Cost*	*Accumulated Present Worth OM Cost*
2016	Rp63.031.389.624,65	0,8929	Rp56.278.026.450,58	Rp56.278.026.450,58
2017	Rp69.346.789.692,38	0,7972	Rp55.282.836.170,59	Rp111.560.862.621,16
2018	Rp80.792.026.657,65	0,7118	Rp57.506.168.755,73	Rp169.067.031.376,89
2019	Rp103.107.879.688,77	0,6355	Rp65.526.921.568,21	Rp234.593.952.945,10
2020	Rp1.407.854.060,81	0,5674	Rp798.854.203,04	Rp235.392.807.148,13

Tahun	*Total OM Cost*	*Discount Factor* (P/F,12%, n)	*Present Worth OM Cost*	*Accumulated Present Worth OM Cost*
2021	Rp2.730.436.931,66	0,5066	Rp1.383.324.323,99	Rp236.776.131.472,13
2022	Rp120.307.597.871,57	0,4523	Rp54.421.047.496,27	Rp291.197.178.968,40
2023	Rp98.604.072.106,90	0,4039	Rp39.824.530.934,45	Rp331.021.709.902,85
2024	Rp81.525.617.105,53	0,3606	Rp29.398.954.821,06	Rp360.420.664.723,91
2025	Rp82.914.347.353,36	0,3220	Rp26.696.200.777,17	Rp387.116.865.501,08
2026	Rp86.835.785.213,37	0,2875	Rp24.963.213.229,50	Rp412.080.078.730,58
…	…	…	…	…
2043	Rp118.802.259.335,86	0,0419	Rp4.974.163.601,28	Rp611.531.305.843,07
2044	Rp122.319.245.561,99	0,0374	Rp4.572.693.963,51	Rp616.103.999.806,57
2045	Rp118.728.324.278,65	0,0334	Rp3.962.904.970,16	Rp620.066.904.776,73

Catatan: Tabel lengkap hasil perhitungan *Present Worth OM Cost* periode 2016–2045 disajikan pada Lampiran 8.

Berdasarkan Tabel 4.20, setiap nilai *Total Opportunity Loss and Maintenance Cost* terlebih dahulu dikonversi menjadi *Present Worth Opportunity Loss and Maintenance Cost* menggunakan *discount factor* (P/F) dengan tingkat *discount rate* sebesar 12%. Dalam penelitian ini, tahun 2016 ditetapkan sebagai awal periode analisis. *Acquisition cost* diasumsikan terjadi pada awal tahun 2016, sedangkan *maintenance cost* dan *opportunity loss* diasumsikan terjadi pada akhir setiap tahun analisis. Oleh karena itu, biaya pada tahun 2016 didiskontokan menggunakan faktor P/F (12%,1), sedangkan *acquisition cost* tidak mengalami proses diskonto karena diasumsikan terjadi pada awal periode analisis.

Hasil perhitungan menunjukkan bahwa nilai *Present Worth Opportunity Loss and Maintenance Cost* pada masing-masing tahun cenderung lebih kecil dibandingkan nilai nominal *Total Opportunity Loss and Maintenance Cost* seiring bertambahnya jarak waktu dari awal periode analisis. Kondisi tersebut terjadi karena semakin jauh waktu terjadinya suatu biaya dari awal periode analisis, semakin kecil nilai sekarang yang dihasilkan akibat pengaruh faktor diskonto. Namun, penurunan nilai *Present Worth* antarperiode tidak berarti bahwa biaya nominal mengalami penurunan, melainkan menunjukkan bahwa nilai ekonomi biaya masa depan menjadi lebih kecil setelah dikonversi ke nilai sekarang.

Sebaliknya, nilai *Accumulated Present Worth Opportunity Loss and Maintenance Cost* terus meningkat sepanjang periode analisis karena merupakan hasil akumulasi seluruh nilai *Present Worth* dari *maintenance cost* dan *opportunity loss* hingga tahun ke-N. Nilai kumulatif tersebut selanjutnya digunakan sebagai dasar untuk menghitung *Annual Opportunity Loss and Maintenance Cost* melalui pendekatan *Capital Recovery Factor* (CRF) pada tahap perhitungan *Equivalent Uniform Annual Cost* (EUAC).

4.2.7.4 *Perhitungan Annual Opportunity Loss & Maintenance Cost*

Nilai *Accumulated Present Worth Opportunity Loss & Maintenance Cost* selanjutnya dikonversi menjadi biaya tahunan ekuivalen (*Annual Opportunity Loss & Maintenance Cost*) menggunakan *Capital Recovery Factor* (CRF). Konversi ini bertujuan untuk mengubah akumulasi nilai sekarang dari biaya operasi dan pemeliharaan menjadi besaran biaya tahunan yang ekuivalen selama horizon analisis. Nilai *Annual Opportunity Loss & Maintenance Cost* selanjutnya digunakan bersama *Annual Acquisition Cost* dalam perhitungan *Equivalent Uniform Annual Cost* (EUAC).

Perhitungan *Annual Opportunity Loss & Maintenance Cost* dilakukan menggunakan persamaan berikut.

$$Annual\ OM\ Cost_N = Acc\ PW\ OM_N \times (A/P\ , i, N) \tag{4.20}$$

Dengan,

$$CRF = \frac{i(1+i)^N}{i(1+i)^N - 1} \tag{4.21}$$

atau bentuk ekuivalennya:

$$CRF = \frac{i}{1 - \frac{1}{(1+i)^N}} \tag{4.22}$$

Keterangan:

- $Annual\ OM_N$= biaya *Opportunity Loss & Maintenance Cost* tahunan ekuivalen sampai tahun ke-N
- $Acc\ PW\ OM_N$= akumulasi *present worth Opportunity Loss & Maintenance Cost* sampai tahun ke-N
- CRF= *capital recovery factor*
- i= *discount rate* sebesar 12%

- N= tahun analisis

Hasil perhitungan *Annual Opportunity Loss & Maintenance Cost* pada setiap horizon analisis ditunjukkan pada Tabel 4.21.

Tabel 4. 21 Hasil Perhitungan *Annual OM Cost*

Tahun ke-	Tahun	*Annual OM Cost*
1	2016	Rp63.031.389.624,65
2	2017	Rp66.010.351.920,75
3	2018	Rp70.390.886.159,99
4	2019	Rp77.236.407.858,60
5	2020	Rp65.300.255.531,81
6	2021	Rp57.590.044.683,11
7	2022	Rp63.806.466.556,43
8	2023	Rp66.635.610.760,78
9	2024	Rp67.643.349.843,92
10	2025	Rp68.513.554.872,89
11	2026	Rp69.400.633.062,46
…	…	…
28	2043	Rp76.590.546.809,99
29	2044	Rp76.803.652.001,00
30	2045	Rp76.977.373.485,90

Catatan: Tabel lengkap hasil perhitungan *Annual OM Cost* periode 2016–2045 disajikan pada Lampiran 9.

Berdasarkan Tabel 4.21, nilai *Annual Operation and Maintenance Cost* mengalami perubahan pada setiap horizon analisis sebagai akibat perubahan *Accumulated Present Worth Opportunity Loss and Maintenance Cost* serta *Capital Recovery Factor* (CRF). Seiring bertambahnya horizon analisis, nilai *Accumulated Present Worth Operation and Maintenance Cost* terus meningkat karena merupakan hasil akumulasi seluruh biaya operasi dan pemeliharaan yang telah didiskontokan ke nilai sekarang. Di sisi lain, nilai *Capital Recovery Factor* (CRF) mengalami penurunan secara bertahap seiring bertambahnya umur analisis.

Hasil perhitungan menunjukkan bahwa peningkatan nilai *Accumulated Present Worth Opportunity Loss and Maintenance Cost* lebih dominan dibandingkan penurunan nilai CRF, sehingga *Annual Opportunity Loss and Maintenance Cost* tetap menunjukkan kecenderungan meningkat selama periode analisis. Pada periode proyeksi, nilai *Annual Opportunity Loss and Maintenance Cost* meningkat secara bertahap dari sekitar Rp67,64 miliar pada horizon analisis tahun 2024 menjadi sekitar Rp76,98 miliar pada horizon analisis tahun 2045.

Kenaikan tersebut menunjukkan bahwa akumulasi biaya operasi dan pemeliharaan selama umur aset masih lebih besar dibandingkan efek penurunan *Capital Recovery Factor*. Namun demikian, laju peningkatan *Annual Opportunity Loss and Maintenance Cost* relatif lebih landai dibandingkan peningkatan *Total Opportunity Loss and Maintenance Cost*, karena seluruh biaya telah dikonversi menjadi biaya tahunan ekuivalen dengan mempertimbangkan konsep time *value of money* melalui proses diskonto dan annualisasi.

Nilai *Annual Operation and Maintenance Cost* selanjutnya dijumlahkan dengan *Annual Acquisition Cost* untuk memperoleh *Equivalent Uniform Annual Cost* (EUAC) pada setiap horizon analisis. Kurva EUAC tersebut kemudian digunakan sebagai dasar dalam menentukan umur ekonomis steam turbine berdasarkan biaya tahunan ekuivalen minimum (*time value of money*).

4.2.7 *EUAC dan Umur Ekonomis*

Perhitungan *Equivalent Uniform Annual Cost* (EUAC) dilakukan untuk menentukan biaya tahunan ekuivalen yang harus ditanggung apabila steam turbine dipertahankan beroperasi hingga horizon analisis tertentu. Nilai EUAC diperoleh dari penjumlahan *Annualized Acquisition Cost dan Annual Opportunity Loss and Maintenance Cost* (Annual OM Cost) pada setiap horizon analisis. Nilai EUAC tersebut kemudian digunakan sebagai dasar dalam menentukan umur ekonomis steam turbine, yaitu pada horizon analisis yang menghasilkan nilai EUAC minimum.

Perhitungan EUAC pada penelitian ini mengacu pada konsep *Life Cycle Cost Analysis* (LCCA), yaitu mengonversi seluruh komponen biaya selama siklus hidup aset menjadi biaya tahunan ekuivalen sehingga biaya pada berbagai alternatif umur operasi dapat dibandingkan secara langsung. Pendekatan serupa digunakan oleh Suef dan Anugrah (2020), yang menghitung EUAC berdasarkan komponen *Annual Opportunity Loss and Maintenance Cost*

dan *Annual Acquisition Cost*, serta Kusuma Wardana et al. (2025), yang menggunakan biaya investasi dan biaya operasi-pemeliharaan sebagai komponen utama dalam penentuan umur ekonomis peralatan pembangkit.

Dalam penelitian ini, nilai *salvage value* tidak diperhitungkan karena keterbatasan data teknis mengenai nilai sisa aset serta ketidakpastian nilai pasar steam turbine bekas. Oleh karena itu, salvage value diasumsikan bernilai nol sehingga nilai EUAC hanya terdiri atas komponen *Annualized Acquisition Cost* dan *Annual Opportunity Loss & Maintenance Cost*.

Dengan asumsi tersebut, persamaan EUAC menjadi:

$$EUAC_N = Annualized\ Acquisition\ Cost_N + Annual\ OM\ Cost_N \quad (4.23)$$

Annualized Acquisition Cost dihitung menggunakan faktor *Capital Recovery Factor* sebagai berikut:

$$Annualized\ Acquisition\ Cost_N = AC_0 \times (A/P, i, N) \quad (4.24)$$

Keterangan:

- $EUAC_N$= *Equivalent Uniform Annual Cost* sampai tahun ke-N (Rp/tahun)
- $Annualized\ Acquisition\ Cost_N$ = biaya investasi tahunan ekuivalen sampai tahun ke-N (Rp/tahun)
- $Annual\ OM_N$ = biaya *opportunity loss* dan pemeliharaan tahunan ekuivalen sampai tahun ke-N (Rp/tahun)
- AC_0 = *acquisition cost* pada awal periode analisis
- CRF = *capital recovery factor*
- i = *discount rate* sebesar 12%
- N = tahun analisis

Berdasarkan tahapan tersebut diperoleh nilai *Equivalent Uniform Annual Cost* (EUAC) pada setiap horizon analisis sebagaimana disajikan pada Tabel 4.22.

Tabel 4. 22 Hasil Perhitungan EUAC dan Penentuan Umur Ekonomis Steam Turbine

Tahun ke-	Tahun	*Annual OM Cost*	*Annualized Acquisition Cost*	EUAC
1	2016	Rp63.031.389.624,65	Rp224.000.000.000,00	Rp287.031.389.624,65
2	2017	Rp66.010.351.920,75	Rp118.339.622.641,51	Rp184.349.974.562,26
3	2018	Rp70.390.886.159,99	Rp83.269.796.111,90	Rp153.660.682.271,89

Tahun ke-	Tahun	*Annual OM Cost*	*Annualized Acquisition Cost*	EUAC
4	2019	Rp77.236.407.858,60	Rp65.846.887.261,14	Rp143.083.295.119,74
5	2020	Rp65.300.255.531,81	Rp55.481.946.388,21	Rp120.782.201.920,03
6	2021	Rp57.590.044.683,11	Rp48.645.143.684,93	Rp106.235.188.368,04
7	2022	Rp63.806.466.556,43	Rp43.823.547.180,28	Rp107.630.013.736,71
8	2023	Rp66.635.610.760,78	Rp40.260.568.275,32	Rp106.896.179.036,10
9	2024	Rp67.643.349.843,92	Rp37.535.777.753,33	Rp105.179.127.597,26
10	2025	Rp68.513.554.872,89	Rp35.396.832.831,97	Rp103.910.387.704,86
11	2026	Rp69.400.633.062,46	Rp33.683.080.859,55	Rp103.083.713.922,01
12	2027	Rp70.273.589.372,78	Rp32.287.361.518,80	Rp102.560.950.891,58
13	2028	Rp70.962.428.968,13	Rp31.135.439.022,26	Rp102.097.867.990,40
14	2029	Rp71.529.094.552,24	Rp30.174.249.221,54	Rp101.703.343.773,78
15	2030	Rp72.183.332.401,16	Rp29.364.847.929,27	Rp101.548.180.330,43
16	2031	Rp72.726.615.905,12	Rp28.678.003.606,66	Rp101.404.619.511,78
17	2032	Rp73.116.011.622,30	Rp28.091.345.501,43	Rp101.207.357.123,73
18	2033	Rp73.588.493.980,61	Rp27.587.462.288,35	Rp101.175.956.268,96
19	2034	Rp74.025.189.435,51	Rp27.152.600.984,50	Rp101.177.790.420,01
20	2035	Rp74.428.005.781,91	Rp26.775.756.007,93	Rp101.203.761.789,85
21	2036	Rp74.750.491.153,83	Rp26.448.018.303,89	Rp101.198.509.457,72
22	2037	Rp75.052.323.479,81	Rp26.162.101.768,19	Rp101.214.425.248,00
23	2038	Rp75.341.688.955,14	Rp25.911.992.992,01	Rp101.253.681.947,15
24	2039	Rp75.649.910.931,76	Rp25.692.688.348,84	Rp101.342.599.280,60
25	2040	Rp75.917.275.713,70	Rp25.499.993.961,90	Rp101.417.269.675,60
26	2041	Rp76.139.072.091,59	Rp25.330.371.620,46	Rp101.469.443.712,05
27	2042	Rp76.368.027.252,25	Rp25.180.818.733,75	Rp101.548.845.986,00
28	2043	Rp76.590.546.809,99	Rp25.048.773.816,87	Rp101.639.320.626,86
29	2044	Rp76.803.652.001,00	Rp24.932.041.351,82	Rp101.735.693.352,82
30	2045	Rp76.977.373.485,90	Rp24.828.731.510,39	Rp101.806.104.996,29

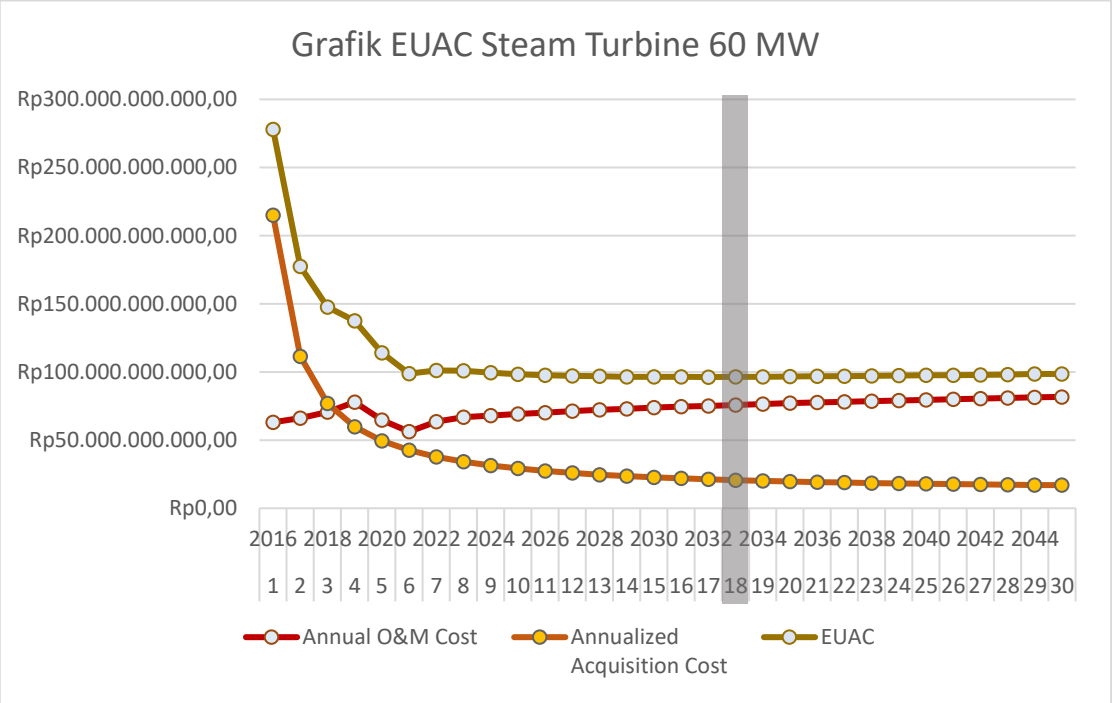
Berdasarkan hasil perhitungan pada Tabel 4.22, nilai *Equivalent Uniform Annual Cost* (EUAC) mengalami penurunan pada awal horizon analisis, kemudian mencapai nilai minimum, dan kembali meningkat pada horizon analisis berikutnya. Nilai minimum EUAC sebesar Rp101.175.956.268,96 per tahun diperoleh pada tahun ke-18 (2033). Berdasarkan hasil tersebut, umur ekonomis steam turbine ditetapkan pada tahun ke-18 sesuai dengan asumsi penelitian.

Untuk memperjelas hasil penentuan umur ekonomis, titik minimum EUAC dirangkum pada Tabel 4.23

Tabel 4. 23 Titik Minimum EUAC Steam turbine

Indikator	Hasil
Tahun ke-	18
Tahun kalender	2033
Annual *OM Cost*	Rp73.588.493.980,61
Annualized Acquisition Cost	Rp27.587.462.288,35
EUAC *minimum*	Rp101.175.956.268,96
Umur ekonomis	18 tahun

Tabel 4.23 merangkum titik minimum kurva EUAC yang menjadi dasar penentuan umur ekonomis steam turbine. Selanjutnya, pola perubahan masing-masing komponen biaya dan kurva EUAC disajikan pada Gambar 4.4. Dengan demikian, titik minimum kurva EUAC menjadi dasar penetapan umur ekonomis steam turbine dalam penelitian ini.



Gambar 4. 4 Kurva EUAC

Berdasarkan Gambar 4.4, *Annualized Acquisition Cost* menunjukkan kecenderungan menurun seiring bertambahnya horizon analisis, sedangkan An*nual Opportunity Loss and Maintenance Cost* menunjukkan kecenderungan meningkat. Kombinasi kedua komponen biaya tersebut menghasilkan kurva *Equivalent Uniform Annual Cost* (EUAC) yang menurun pada awal periode analisis, mencapai nilai minimum pada tahun ke-18, kemudian meningkat kembali hingga akhir horizon analisis. Pola tersebut menunjukkan bahwa biaya tahunan ekuivalen terendah diperoleh pada horizon analisis tahun ke-18 sehingga ditetapkan sebagai umur ekonomis steam turbine pada penelitian ini.

Hasil penentuan umur ekonomis tersebut selanjutnya dianalisis lebih lanjut pada Bab V dengan mempertimbangkan karakteristik perubahan komponen biaya, hasil analisis keandalan, serta pengaruh perubahan parameter ekonomi melalui analisis sensitivitas.

BAB V
PEMBAHASAN

5.1 Pembahasan *Reliability Analysis*

Hasil analisis reliability menunjukkan bahwa distribusi Weibull merupakan model probabilitas yang paling sesuai untuk merepresentasikan karakteristik kegagalan steam turbine pada PLTP X. Berdasarkan hasil *goodness of fit*, distribusi Weibull memberikan tingkat kecocokan terbaik dibandingkan distribusi kandidat lainnya, baik untuk data *Time Between Failure* (TBF) maupun *Time to Repair* (TTR). Oleh karena itu, distribusi tersebut digunakan sebagai dasar pembentukan model probabilistik pada simulasi Monte Carlo untuk memproyeksikan frekuensi kegagalan dan durasi perbaikan selama horizon analisis *Life Cycle Cost* (LCC).

Tahap awal yang krusial dalam analisis ini adalah pemrosesan data historis transaksi *Work Order* (WO) dari sistem SAP PM. Dari total 70 baris WO mentah, dilakukan penggabungan interval tumpang-tindih (*interval merging*) yang menghasilkan 45 *outage events* riil pada tingkat sistem. Pengolahan ini berpedoman pada standar IEEE Power Engineering Society, (2007) serta metodologi pra-pemrosesan data keandalan oleh (Barabady & Kumar, 2008).

Pendekatan tersebut dipilih untuk menghindari terjadinya *double counting* terhadap satu kejadian penghentian operasi yang terdiri atas beberapa *work order*. Apabila setiap *work order* diperlakukan sebagai kejadian yang berdiri sendiri, maka interval antar kegagalan (TBF) akan menjadi lebih pendek dari kondisi sebenarnya sehingga tidak lagi merepresentasikan perilaku kegagalan sistem. Dengan menggunakan *outage event* sebagai unit analisis, data TBF dan TTR lebih mampu menggambarkan karakteristik keandalan steam turbine pada tingkat sistem dibandingkan pada tingkat aktivitas pemeliharaan.

Salah satu temuan utama penelitian ini adalah diperolehnya nilai *shape parameter* Weibull untuk data TBF sebesar β = 0,776. Secara matematis, nilai $\beta < 1$ menunjukkan kecenderungan laju kegagalan yang menurun (*decreasing failure rate*). Namun demikian, interpretasi tersebut tidak dapat secara langsung dikaitkan dengan kondisi fisik *steam turbine* yang masih berada pada fase *infant mortality* sebagaimana konsep *bathtub curve*. Hal ini disebabkan objek penelitian merupakan sistem yang terdiri atas beberapa subsistem dengan karakteristik kegagalan yang berbeda, sedangkan data yang digunakan merupakan data historis

corrective maintenance pada tingkat sistem yang telah dikelompokkan menjadi 45 *outage events*. Oleh karena itu, nilai β pada penelitian ini lebih tepat dipahami sebagai parameter statistik yang merepresentasikan distribusi probabilitas kegagalan sistem secara keseluruhan, bukan sebagai indikator langsung fase siklus hidup aset.

Dengan demikian, fungsi utama parameter Weibull pada penelitian ini bukan untuk mengidentifikasi fase degradasi aset, tetapi untuk membentuk model probabilistik yang mampu merepresentasikan karakteristik historis kegagalan sebagai masukan simulasi Monte Carlo. Pendekatan tersebut memungkinkan ketidakpastian waktu antar kegagalan dimodelkan secara stokastik sehingga proyeksi frekuensi kegagalan pada periode mendatang lebih realistis dibandingkan menggunakan pendekatan deterministik.

Hasil tersebut masih konsisten dengan beberapa penelitian terdahulu yang juga melaporkan nilai *shape parameter* Weibull kurang dari satu pada peralatan pembangkit listrik sebagaimana ditunjukkan pada Tabel 5.1.

Tabel 5. 1 Perbandingan Nilai Shape Parameter Weibull pada Penelitian Terdahulu

Penelitian	Objek Penelitian	Distribusi	Nilai β	Interpretasi Hasil
(Dewangan et al., 2007)	Steam Turbine 500 MW	Weibull	0,47 dan 0,62	Menunjukkan karakteristik kegagalan steam turbine tidak selalu berada pada fase *wear-out.*
(Pamungkas et al., 2019)	Boiler PLTU	Weibull	< 1 pada beberapa komponen	Karakteristik kegagalan berbeda pada setiap komponen sistem.
(Novareza et al., 2024)	Sistem Turbin	Weibull	-	Distribusi Weibull digunakan sebagai dasar analisis *Reliability, Availability, dan Maintainability* (RAM).
Penelitian ini	Steam Turbine PLTP X	Weibull	0,776	Nilai β masih berada pada rentang karakteristik kegagalan

Penelitian	Objek Penelitian	Distribusi	Nilai β	Interpretasi Hasil
				yang dilaporkan penelitian terdahulu.

Selain data TBF, hasil *goodness of fit* menunjukkan bahwa distribusi Weibull juga merupakan distribusi yang paling sesuai untuk memodelkan data *Time to Repair* (TTR). Estimasi parameter menghasilkan shape parameter (β) sebesar 0,444 dan scale parameter (η) sebesar 274,309 jam. Berbeda dengan parameter TBF, parameter Weibull pada TTR tidak digunakan untuk menginterpretasikan karakteristik laju perbaikan, tetapi digunakan sebagai dasar pembangkitan variasi durasi *outage* pada simulasi Monte Carlo.

Perlu diperhatikan bahwa TTR pada penelitian ini tidak merepresentasikan waktu perbaikan teknis (*repair time*) secara murni. Nilai TTR dihitung berdasarkan interval antara *Actual Start* hingga *Actual Finish* pada setiap outage event yang telah diperoleh melalui proses *interval merging*. Oleh karena itu, durasi tersebut menggambarkan lama penyelesaian satu kejadian outage, yang selain mencakup aktivitas perbaikan juga dapat meliputi koordinasi pekerjaan, pengadaan material, inspeksi, pengujian (*commissioning*), serta penyelesaian administrasi sebelum pekerjaan dinyatakan selesai pada sistem SAP PM.

Karakteristik tersebut menyebabkan hasil simulasi Monte Carlo menghasilkan *Repair Duration* tahunan yang relatif besar meskipun jumlah outage yang diproyeksikan hanya sekitar 5–6 kejadian per tahun. Kondisi ini tidak menunjukkan bahwa steam turbine mengalami kegagalan dengan frekuensi yang tinggi, melainkan menunjukkan bahwa setiap *outage event* berdasarkan data historis memiliki durasi penyelesaian yang relatif panjang. Oleh karena itu, pada analisis ekonomi penelitian ini durasi outage tidak digunakan secara langsung sebagai dasar kehilangan produksi listrik, tetapi terlebih dahulu dikonversi menjadi *Equivalent Downtime menggunakan Production Loss Factor sebesar* 25%. Pendekatan tersebut merupakan *engineering assumption* yang digunakan karena data SAP PM tidak menyediakan informasi mengenai *effective production downtime* ataupun besarnya kehilangan kapasitas produksi selama setiap outage berlangsung. Dengan demikian, nilai kehilangan produksi yang digunakan dalam analisis ekonomi tetap merepresentasikan konsekuensi operasional secara

lebih realistis dibandingkan apabila seluruh durasi outage diasumsikan menyebabkan penghentian produksi sebesar 100%.

Berbeda dengan sebagian besar penelitian reliability yang hanya memanfaatkan TBF dan TTR untuk menghitung indikator keandalan seperti MTBF, MTTR, *availability*, maupun *reliability*, penelitian ini menggunakan kedua parameter tersebut sebagai masukan simulasi Monte Carlo untuk memproyeksikan frekuensi kegagalan dan durasi outage pada masa mendatang. Hasil simulasi selanjutnya diintegrasikan dengan analisis biaya pemeliharaan dan opportunity loss dalam kerangka *Life Cycle Cost Analysis* (LCCA) hingga menghasilkan *Equivalent Uniform Annual Cost* (EUAC) sebagai dasar penentuan umur ekonomis steam turbine. Integrasi antara analisis reliability dan analisis ekonomi tersebut menjadi salah satu kontribusi utama penelitian ini karena menghubungkan karakteristik kegagalan aset dengan keputusan penggantian aset secara kuantitatif.

5.2 Pembahasan Simulasi Monte Carlo

Simulasi Monte Carlo pada penelitian ini digunakan untuk merepresentasikan ketidakpastian karakteristik kegagalan steam turbine ke dalam bentuk distribusi probabilitas berdasarkan parameter Weibull yang diperoleh dari hasil analisis *reliability*. Berbeda dengan pendekatan deterministik yang hanya menggunakan nilai rata-rata historis, simulasi Monte Carlo mampu menghasilkan berbagai kemungkinan frekuensi kegagalan dan durasi outage yang dapat terjadi selama periode proyeksi. Dengan demikian, hasil simulasi memberikan representasi yang lebih realistis terhadap variasi kondisi operasi yang mungkin dialami steam turbine selama horizon analisis.

Hasil simulasi menunjukkan bahwa steam turbine diproyeksikan mengalami sekitar 5–6 outage event per tahun dengan *Repair Duration* tahunan yang relatif stabil pada kisaran 3.700–4.000 jam per tahun. Jumlah *outage* yang relatif konstan menunjukkan bahwa distribusi Weibull yang diperoleh dari data historis mampu menghasilkan pola kegagalan yang konsisten selama periode proyeksi. Di sisi lain, besarnya *Repair Duration* menunjukkan bahwa setiap *outage event* memiliki durasi penyelesaian yang relatif panjang berdasarkan data historis SAP PM.

Perlu diperhatikan bahwa *Repair Duration* pada penelitian ini merepresentasikan durasi *outage event* yang diperoleh dari interval *Actual Start* hingga *Actual Finish* pada sistem SAP

PM, bukan *effective production downtime*. Oleh karena itu, nilai *Repair Duration* tidak digunakan secara langsung sebagai dasar kehilangan produksi listrik. Dalam perhitungan opportunity loss, *Repair Duration* terlebih dahulu dikonversi menjadi *Equivalent Downtime* menggunakan *Production Loss Factor* sebesar 25% sebagai *engineering assumption*. Pendekatan tersebut digunakan karena data historis yang tersedia tidak memuat informasi mengenai waktu kehilangan produksi aktual maupun besarnya kapasitas pembangkitan yang hilang selama outage berlangsung. Dengan demikian, estimasi kehilangan produksi yang digunakan pada analisis ekonomi lebih mencerminkan kondisi operasional dibandingkan apabila seluruh durasi outage diasumsikan menyebabkan kehilangan produksi sebesar 100%.

Penggunaan simulasi Monte Carlo pada penelitian ini sejalan dengan penelitian Pamungkas et al., (2019) yang memanfaatkan distribusi probabilitas hasil analisis *reliability* untuk menghasilkan data simulasi sebagai dasar pengambilan keputusan pemeliharaan. Namun demikian, tujuan penerapan simulasi pada kedua penelitian tersebut berbeda. Pamungkas et al. (2019) menggunakan hasil simulasi untuk menentukan interval *predictive maintenance* pada sistem boiler, sedangkan penelitian ini menggunakan simulasi Monte Carlo untuk memproyeksikan frekuensi kegagalan dan durasi outage sebagai masukan dalam perhitungan *maintenance cost, opportunity loss*, *Life Cycle Cost Analysis* (LCCA), hingga *Equivalent Uniform Annual Cost* (EUAC).

Pendekatan yang berbeda juga ditunjukkan oleh Putranugraha & Garniwa, (2025) yang menggunakan simulasi Monte Carlo sebagai proses validasi terhadap model optimasi interval *preventive maintenance* berbasis *Power-Law Non-Homogeneous Poisson Process* (NHPP) dan *Differential Evolution*. Pada penelitian tersebut, simulasi Monte Carlo digunakan untuk mengevaluasi probabilitas kegagalan serta menguji *robustness* hasil optimasi interval pemeliharaan, bukan untuk memproyeksikan biaya siklus hidup aset. Sebaliknya, pada penelitian ini simulasi Monte Carlo dimanfaatkan untuk membangkitkan variasi frekuensi kegagalan dan durasi perbaikan berdasarkan parameter distribusi Weibull, sehingga hasil simulasi dapat diintegrasikan secara langsung ke dalam perhitungan *maintenance cost*, *opportunity loss*, *Life Cycle Cost Analysis* (LCCA), dan *Equivalent Uniform Annual Cost* (EUAC). Perbedaan tersebut menunjukkan bahwa simulasi Monte Carlo tidak hanya dapat digunakan sebagai alat validasi model keandalan, tetapi juga dapat dikembangkan sebagai

pendekatan probabilistik untuk mendukung analisis ekonomi dan penentuan umur ekonomis aset.

Penggunaan 1.000 replikasi menghasilkan keluaran simulasi yang relatif stabil sehingga variasi akibat pembangkitan bilangan acak tidak lagi memberikan perubahan yang berarti terhadap rata-rata frekuensi kegagalan maupun durasi perbaikan. Semakin banyak jumlah replikasi yang digunakan, semakin kecil pengaruh variasi acak terhadap nilai rata-rata hasil simulasi sehingga estimasi yang dihasilkan menjadi lebih konsisten. Pendekatan serupa juga digunakan oleh Abdullah et al., (2025b) yang menerapkan 1.000 replikasi pada simulasi Monte Carlo untuk memperoleh hasil yang stabil dalam analisis *reliability engineering*.

Integrasi antara analisis *reliability* dan simulasi Monte Carlo menjadi salah satu kontribusi utama penelitian ini. Parameter distribusi Weibull yang diperoleh dari data historis tidak hanya digunakan untuk menghitung indikator keandalan, tetapi juga dimanfaatkan untuk menghasilkan proyeksi frekuensi kegagalan dan durasi *outage* yang menjadi dasar dalam perhitungan biaya pemeliharaan, *opportunity loss*, hingga penentuan umur ekonomis steam turbine menggunakan metode EUAC. Dengan demikian, keputusan penggantian aset tidak hanya didasarkan pada data historis, tetapi juga mempertimbangkan ketidakpastian karakteristik kegagalan selama periode operasi.

Meskipun demikian, simulasi Monte Carlo pada penelitian ini masih memiliki beberapa keterbatasan. Distribusi probabilitas dibangun berdasarkan data historis *corrective maintenance* periode 2016–2023 sehingga diasumsikan tetap merepresentasikan karakteristik kegagalan selama periode proyeksi. Selain itu, penelitian ini belum mempertimbangkan perubahan kondisi operasi, perubahan strategi pemeliharaan, maupun degradasi komponen yang dapat memengaruhi pola kegagalan pada masa mendatang. Oleh karena itu, penelitian selanjutnya dapat mengembangkan pendekatan proyeksi menggunakan model stokastik seperti *Non-Homogeneous Poisson Process* (NHPP) atau model degradasi berbasis kondisi (*condition-based degradation model*) apabila tersedia data kondisi aset yang lebih lengkap sehingga perubahan karakteristik kegagalan sepanjang umur operasi dapat dimodelkan secara lebih dinamis.

5.3 Pembahasan *Life Cycle Cost Analysis*

Hasil *Life Cycle Cost Analysis* (LCCA) menunjukkan bahwa struktur biaya siklus hidup steam turbine pada PLTP X didominasi oleh *opportunity loss* dibandingkan *maintenance cost*. Analisis dilakukan menggunakan tiga komponen biaya utama, yaitu *acquisition cost*, *maintenance cost, dan opportunity loss*, karena data *operating cost* tidak tersedia pada objek penelitian. Oleh karena itu, hasil LCCA pada penelitian ini menggambarkan hubungan antara karakteristik keandalan aset dengan konsekuensi ekonomi yang timbul akibat aktivitas pemeliharaan selama umur operasi steam turbine.

Pemisahan tersebut penting karena biaya operasi, biaya pemeliharaan, dan biaya konsekuensial merupakan komponen yang berbeda dalam struktur biaya siklus hidup. Suef & Anugrah, (2020) mengelompokkan biaya siklus hidup menjadi *acquisition cost*, *operating cost*, *maintenance cost*, serta biaya konsekuensial akibat gangguan operasi. Pada penelitian ini, keterbatasan data menyebabkan komponen *operating cost* tidak dimasukkan ke dalam analisis, sehingga evaluasi ekonomi difokuskan pada biaya investasi, biaya pemeliharaan, dan *opportunity loss*.

Hasil perhitungan menunjukkan bahwa *opportunity loss* memberikan kontribusi biaya yang jauh lebih besar dibandingkan *maintenance cost*. Kondisi tersebut menunjukkan bahwa konsekuensi ekonomi akibat tidak tersedianya steam turbine selama outage memiliki pengaruh yang lebih signifikan terhadap biaya siklus hidup dibandingkan biaya langsung yang dikeluarkan untuk kegiatan pemeliharaan. Dengan demikian, upaya meningkatkan ketersediaan (*availability*) aset berpotensi memberikan manfaat ekonomi yang lebih besar dibandingkan hanya berfokus pada pengurangan biaya pemeliharaan.

Besarnya kontribusi *opportunity loss* dipengaruhi oleh beberapa faktor, yaitu *Repair Duration* hasil simulasi Monte Carlo, kapasitas pembangkit sebesar 60 MW, harga jual listrik sebesar USD 88,6/MWh, serta nilai tukar USD/IDR yang digunakan dalam proses konversi ke mata uang rupiah. Akan tetapi, berbeda dengan pendekatan yang mengasumsikan seluruh durasi outage menyebabkan kehilangan produksi secara penuh, penelitian ini terlebih dahulu mengonversi *Repair Duration* menjadi *Equivalent Downtime* menggunakan *Production Loss Factor* sebesar 25% sebelum menghitung energi listrik yang hilang. Pendekatan tersebut digunakan karena data historis SAP PM hanya menyediakan informasi mengenai durasi outage

berdasarkan aktivitas pemeliharaan, sedangkan data mengenai *effective production downtime*, tingkat pembebanan unit (*loading*), maupun kondisi derating selama outage tidak tersedia.

Dengan demikian, nilai *opportunity loss* yang diperoleh pada penelitian ini merupakan estimasi konsekuensi ekonomi berdasarkan engineering assumption yang dikembangkan untuk mengakomodasi keterbatasan data historis. Pendekatan tersebut menghasilkan estimasi kehilangan produksi yang lebih realistis dibandingkan apabila seluruh durasi outage diasumsikan menyebabkan kehilangan produksi sebesar 100%. Oleh karena itu, hasil opportunity loss pada penelitian ini perlu dipahami sebagai pendekatan estimasi terhadap potensi kehilangan pendapatan, bukan sebagai nilai kerugian aktual yang tercatat pada operasi PLTP X.

Temuan tersebut sejalan dengan penelitian Hatala et al., (2023) yang menjelaskan bahwa downtime maupun derating pada sistem pembangkit menyebabkan kehilangan produksi energi dan kerugian ekonomi bagi penyedia listrik. Djeddi et al., (2022) juga menyatakan bahwa penghentian operasi turbin merupakan salah satu faktor utama yang meningkatkan konsekuensi ekonomi sehingga pengurangan durasi outage menjadi bagian penting dalam peningkatan *availability* dan optimasi strategi pemeliharaan. Hasil penelitian ini memperkuat temuan tersebut dengan menunjukkan bahwa konsekuensi ekonomi akibat ketidaktersediaan aset menjadi komponen biaya terbesar dalam struktur biaya siklus hidup steam turbine.

Selain besarnya masing-masing komponen biaya, penelitian ini juga menunjukkan pentingnya penerapan konsep time *value of money* dalam analisis ekonomi aset. Seluruh biaya masa depan terlebih dahulu dikonversi menjadi *Present Worth* (PW) menggunakan tingkat *Minimum Attractive Rate of Return* (MARR) sebesar 12%, sehingga biaya yang terjadi pada waktu yang berbeda dapat dibandingkan pada satu titik waktu yang sama. Selanjutnya, nilai Present Worth tersebut dikonversi menjadi biaya tahunan ekuivalen menggunakan metode *Equivalent Uniform Annual Cost* (EUAC) sehingga setiap alternatif umur operasi dapat dievaluasi secara konsisten.

Hasil LCCA juga menunjukkan bahwa biaya tahunan ekuivalen tidak meningkat secara linier terhadap umur operasi aset. Hal tersebut dipengaruhi oleh dua karakteristik utama. Di satu sisi, *Annualized Acquisition Cost* terus menurun seiring bertambahnya horizon analisis karena biaya investasi awal didistribusikan ke umur operasi yang semakin panjang melalui

Capital Recovery Factor (CRF). Di sisi lain, *Annual Opportunity Loss and Maintenance Cost* cenderung meningkat akibat akumulasi biaya pemeliharaan dan konsekuensi ekonomi selama masa operasi. Interaksi kedua komponen tersebut menghasilkan kurva EUAC yang mencapai titik minimum pada tahun ke-18, yang kemudian ditetapkan sebagai umur ekonomis steam turbine berdasarkan asumsi yang digunakan pada penelitian ini.

Secara keseluruhan, hasil LCCA menunjukkan bahwa keputusan penentuan umur ekonomis tidak hanya dipengaruhi oleh besarnya biaya investasi maupun biaya pemeliharaan, tetapi juga oleh konsekuensi ekonomi akibat ketidaktersediaan aset selama operasi. Integrasi antara analisis *reliability*, simulasi Monte Carlo, dan *Life Cycle Cost Analysis* pada penelitian ini menghasilkan pendekatan yang lebih komprehensif dalam mengevaluasi umur ekonomis steam turbine karena mempertimbangkan ketidakpastian karakteristik kegagalan sekaligus dampak ekonominya terhadap biaya siklus hidup aset.

5.4 Pembahasan Hasil EUAC dan Umur Ekonomis

Hasil perhitungan *Equivalent Uniform Annual Cost* (EUAC) menunjukkan bahwa biaya tahunan ekuivalen steam turbine tidak berubah secara linier terhadap umur operasi, melainkan membentuk pola nonlinier yang dipengaruhi oleh interaksi antara *Annualized Acquisition Cost* dan *Annual Opportunity Loss and Maintenance Cost*. Pada awal horizon analisis, nilai EUAC mengalami penurunan karena penurunan *Annualized Acquisition Cost* yang dihasilkan oleh proses annualisasi biaya investasi masih lebih besar dibandingkan peningkatan biaya operasi dan pemeliharaan. Seiring bertambahnya umur operasi, laju penurunan biaya investasi semakin kecil, sedangkan *Annual Opportunity Loss and Maintenance Cost* terus meningkat akibat akumulasi biaya pemeliharaan dan konsekuensi ekonomi selama masa operasi. Kondisi tersebut menyebabkan nilai EUAC mencapai titik minimum sebelum kembali meningkat.

Interaksi kedua komponen tersebut menghasilkan kurva berbentuk U (*U-shaped curve*), yang merupakan karakteristik umum pada metode EUAC. Pola tersebut sesuai dengan konsep yang dikemukakan oleh Pujawan, (2019), yaitu umur ekonomis suatu aset dicapai pada saat total biaya tahunan ekuivalen mencapai nilai minimum. Sebelum titik minimum tersebut, manfaat penyebaran biaya investasi masih lebih besar dibandingkan peningkatan biaya pemeliharaan. Sebaliknya, setelah melewati titik tersebut, peningkatan biaya pemeliharaan dan

konsekuensi ekonomi akibat ketidaktersediaan aset menjadi lebih dominan sehingga nilai EUAC kembali meningkat.

Berdasarkan hasil penelitian ini, nilai EUAC minimum sebesar Rp101.175.956.268,96 per tahun diperoleh pada tahun ke-18 atau tahun kalender 2033. Hasil tersebut menunjukkan bahwa, berdasarkan asumsi yang digunakan dalam penelitian, steam turbine mencapai umur ekonomis setelah beroperasi selama 18 tahun sejak awal periode analisis. Setelah melewati umur tersebut, tambahan biaya operasi dan pemeliharaan yang harus ditanggung setiap tahun tidak lagi dapat diimbangi oleh penurunan biaya investasi tahunan, sehingga total biaya tahunan ekuivalen mulai meningkat.

Hasil penelitian ini sejalan dengan Suef & Anugrah, (2020), yang menggunakan metode EUAC untuk menentukan umur ekonomis peralatan kritis pada sistem *steam turbine* PLTGU berdasarkan titik minimum kurva EUAC. Meskipun objek penelitian berbeda, prinsip penentuan umur ekonomis pada kedua penelitian tetap sama, yaitu memilih umur operasi yang menghasilkan biaya tahunan ekuivalen minimum sebagai dasar pengambilan keputusan penggantian aset. Perbedaannya, Suef dan Anugrah (2020) menyusun perhitungan EUAC berdasarkan data historis biaya investasi, biaya operasi, biaya pemeliharaan, dan *consequential cost*, sedangkan penelitian ini mengintegrasikan hasil analisis *reliability* dan simulasi Monte Carlo sehingga komponen *maintenance cost* dan *opportunity loss* dipengaruhi oleh proyeksi frekuensi kegagalan dan durasi perbaikan yang dihasilkan secara probabilistik.

Temuan penelitian ini juga konsisten dengan Kusuma Wardana et al., (2025) yangmenerapkan metode EUAC pada peralatan pembangkit listrik tenaga panas bumi dan memperoleh umur ekonomis berdasarkan titik minimum kurva EUAC. Hasil tersebut menunjukkan bahwa metode EUAC mampu diterapkan pada berbagai jenis peralatan pembangkit untuk menentukan waktu penggantian aset secara ekonomis. Namun demikian, pendekatan pada penelitian Kusuma Wardana et al., (2025) masih didasarkan pada proyeksi biaya historis, sedangkan penelitian ini memperluas analisis dengan mengintegrasikan hasil simulasi Monte Carlo sehingga ketidakpastian karakteristik kegagalan selama periode proyeksi turut diperhitungkan dalam penentuan umur ekonomis.

Temuan tersebut menunjukkan bahwa umur ekonomis tidak selalu sama dengan *design life* suatu aset. *Design life* menggambarkan umur rancang secara teknis, sedangkan umur ekonomis

ditentukan oleh keseimbangan antara biaya investasi dengan biaya yang timbul selama masa operasi. Oleh karena itu, suatu steam turbine secara teknis masih dapat dioperasikan setelah melewati umur ekonomisnya, namun dari sudut pandang ekonomi pengoperasian tersebut tidak lagi memberikan biaya tahunan minimum.

Keunggulan utama penelitian ini dibandingkan penelitian terdahulu terletak pada integrasi analisis reliability, simulasi Monte Carlo, *Life Cycle Cost Analysis* (LCCA), dan *Equivalent Uniform Annual Cost* (EUAC) dalam satu kerangka analisis. Parameter distribusi Weibull yang diperoleh dari analisis *reliability* digunakan sebagai dasar simulasi Monte Carlo untuk memproyeksikan frekuensi *outage event* dan *Repair Duration*. Selanjutnya, hasil simulasi tersebut digunakan dalam perhitungan *maintenance cost* dan *opportunity loss*, sehingga penentuan umur ekonomis tidak hanya didasarkan pada data historis, tetapi juga mempertimbangkan ketidakpastian karakteristik kegagalan yang mungkin terjadi selama periode operasi.

Meskipun demikian, hasil umur ekonomis yang diperoleh pada penelitian ini tetap dipengaruhi oleh beberapa asumsi yang digunakan dalam model. Parameter seperti *Minimum Attractive Rate of Return* (MARR), tingkat eskalasi biaya pemeliharaan, proyeksi nilai tukar USD/IDR, serta *Production Loss Factor* sebesar 25% yang digunakan untuk mengonversi Repair Duration menjadi *Equivalent Downtime* akan memengaruhi besarnya *opportunity loss* dan akhirnya memengaruhi nilai EUAC. Oleh karena itu, perubahan terhadap parameter-parameter tersebut berpotensi menghasilkan umur ekonomis yang berbeda. Untuk mengetahui tingkat pengaruh perubahan parameter ekonomi tersebut terhadap hasil penentuan umur ekonomis, dilakukan analisis sensitivitas pada subbab berikutnya.

5.5 Analisis Sensitivitas

Analisis sensitivitas dilakukan untuk mengevaluasi pengaruh perubahan parameter ekonomi terhadap hasil penentuan umur ekonomis *steam turbine*. Parameter yang dianalisis meliputi tingkat eskalasi *maintenance cost* dan *Minimum Attractive Rate of Return* (MARR). Kedua parameter tersebut dipilih karena merupakan asumsi ekonomi yang dapat berubah mengikuti kondisi inflasi, perkembangan biaya pemeliharaan, biaya modal, serta tingkat pengembalian investasi yang disyaratkan.

Analisis sensitivitas bertujuan untuk mengetahui tingkat kestabilan hasil umur ekonomis pada kondisi dasar terhadap perubahan kedua parameter tersebut. Evaluasi dilakukan dengan menghitung kembali nilai *Equivalent Uniform Annual Cost* (EUAC) pada setiap kombinasi skenario eskalasi *maintenance cost* dan MARR, kemudian menentukan horizon analisis yang menghasilkan nilai EUAC minimum.

5.5.1 *Sensitivitas terhadap Eskalasi Maintenance Cost*

Analisis sensitivitas terhadap *maintenance cost escalation* dilakukan menggunakan tiga skenario, yaitu 2,5%, 3,02%, dan 5% per tahun. Nilai 2,5% dipilih sebagai skenario rendah yang merepresentasikan asumsi eskalasi biaya pemeliharaan pada beberapa studi infrastruktur di Indonesia (Roque et al., 2016). Nilai 3,02% digunakan sebagai kondisi dasar karena merupakan rata-rata inflasi Indonesia periode 2016–2023 yang digunakan dalam penelitian ini. Sementara itu, nilai 5% digunakan sebagai skenario tinggi untuk merepresentasikan kondisi ketika biaya pemeliharaan meningkat lebih cepat akibat kenaikan harga material, suku cadang, maupun jasa pemeliharaan (Hakam et al., 2025).

Hasil analisis sensitivitas terhadap kombinasi perubahan *maintenance cost escalation* dan *Minimum Attractive Rate of Return* (MARR) disajikan pada Tabel 5.2.

Tabel 5. 2 Hasil Analisis Sensitivitas Umur Ekonomis terhadap Perubahan Eskalasi *Maintenance Cost* dan MARR

MARR	Eskalasi 2,5%	Eskalasi 3,02%	Eskalasi 5%
7,50%	Tahun ke-17	Tahun ke-17	Tahun ke-17
12%	Tahun ke-18	Tahun ke-18	Tahun ke-18
15%	Tahun ke-21	Tahun ke-22	Tahun ke-22

Berdasarkan Tabel 5.2, perubahan *maintenance cost escalation* dari 2,5% menjadi 5% memberikan pengaruh yang relatif kecil terhadap hasil penentuan umur ekonomis steam turbine. Pada MARR sebesar 7,5%, umur ekonomis tetap berada pada tahun ke-17 untuk seluruh skenario eskalasi biaya. Demikian pula pada MARR sebesar 12%, umur ekonomis tetap berada pada tahun ke-18, sehingga perubahan eskalasi maintenance cost dalam rentang tersebut belum mampu menggeser titik minimum kurva EUAC.

Pengaruh eskalasi *maintenance cost* mulai terlihat pada MARR sebesar 15%. Pada kondisi tersebut, peningkatan eskalasi biaya dari 2,5% menjadi 3,02% menyebabkan umur ekonomis

bergeser dari tahun ke-21 menjadi tahun ke-22. Namun demikian, peningkatan eskalasi lebih lanjut hingga 5% tidak lagi mengubah hasil penentuan umur ekonomis yang tetap berada pada tahun ke-22. Hal ini menunjukkan bahwa pada tingkat diskonto yang lebih tinggi, perubahan biaya pemeliharaan memiliki pengaruh terhadap titik minimum EUAC, meskipun besarnya pengaruh relatif terbatas.

Secara keseluruhan, hasil analisis menunjukkan bahwa umur ekonomis steam turbine relatif tidak sensitif terhadap perubahan *maintenance cost escalation* pada rentang 2,5%–5% yang dianalisis. Kondisi tersebut sejalan dengan hasil *Life Cycle Cost Analysis* (LCCA) yang menunjukkan bahwa *opportunity loss* merupakan komponen biaya yang lebih dominan dibandingkan *maintenance cost*. Oleh karena itu, perubahan moderat pada biaya pemeliharaan belum mampu mengubah struktur biaya siklus hidup secara signifikan maupun menggeser titik minimum EUAC pada sebagian besar skenario.

Hasil tersebut juga menunjukkan bahwa pengaruh eskalasi maintenance cost bergantung pada besarnya *Minimum Attractive Rate of Return* (MARR) yang digunakan. Dengan demikian, perubahan satu parameter ekonomi tidak selalu menghasilkan perubahan umur ekonomis yang sama apabila dikombinasikan dengan tingkat diskonto yang berbeda.

Analisis sensitivitas ini menggunakan asumsi bahwa *maintenance cost escalation* berlangsung secara konstan setiap tahun sebagai representasi kenaikan biaya pemeliharaan jangka panjang. Dalam praktiknya, biaya pemeliharaan steam turbine tidak selalu meningkat secara linier karena dapat dipengaruhi oleh pelaksanaan major overhaul, penggantian komponen utama, perubahan strategi pemeliharaan, kondisi operasi pembangkit, serta fluktuasi harga material dan jasa. Oleh karena itu, hasil analisis ini lebih tepat dipahami sebagai evaluasi terhadap pengaruh perubahan asumsi eskalasi biaya tahunan, bukan sebagai prediksi pasti perkembangan biaya pemeliharaan selama umur operasi aset.

Meskipun perubahan *maintenance cost escalation* memberikan pengaruh terhadap hasil penentuan umur ekonomis, hasil pada Tabel 5.2 menunjukkan bahwa perubahan MARR menghasilkan pergeseran umur ekonomis yang lebih besar dibandingkan perubahan eskalasi maintenance cost. Oleh karena itu, pada subbab berikutnya dilakukan pembahasan mengenai pengaruh perubahan *Minimum Attractive Rate of Return* (MARR) terhadap nilai EUAC dan umur ekonomis steam turbine.

5.5.2 *Sensitivitas terhadap Eskalasi MARR*

Analisis sensitivitas terhadap *Minimum Attractive Rate of Return* (MARR) dilakukan untuk mengevaluasi pengaruh perubahan tingkat pengembalian minimum terhadap nilai *Equivalent Uniform Annual Cost* (EUAC) dan umur ekonomis steam turbine. Pada penelitian ini digunakan tiga skenario MARR, yaitu 7,5%, 12%, dan 15%. Nilai 7,5% dipilih sebagai skenario rendah karena berada pada kisaran *cost of equity* perusahaan panas bumi di Indonesia serta mendekati asumsi *discount rate* sebesar 8% yang digunakan pada studi pengembangan lapangan panas bumi di Indonesia (Arlis, 2019).

Nilai MARR sebesar 12% digunakan sebagai kondisi dasar (*baseline*) dalam penelitian ini. Pemilihan nilai tersebut mengacu pada studi Barnaji, (2018) yang menentukan MARR proyek geothermal di Indonesia berdasarkan kombinasi *Weighted Average Cost of Capital* (WACC), *project risk*, dan *country risk*. Studi tersebut menghasilkan *representative WACC* sebesar 8,48% dan memperoleh nilai MARR sebesar 11,97% untuk proyek *development and production* di Sumatera pada skenario dengan tingkat risiko terendah. Nilai tersebut dibulatkan menjadi 12% dan digunakan sebagai *baseline* dalam penelitian ini. Dengan demikian, MARR 12% digunakan sebagai parameter dasar yang relevan dengan konteks proyek *geothermal* di Indonesia, bukan sebagai nilai yang bersifat universal untuk seluruh proyek atau perusahaan. Studi yang sama juga menunjukkan bahwa MARR dapat berada pada rentang 11,97%–52,93% bergantung pada jenis aktivitas dan lokasi proyek, sehingga penetapan MARR perlu disesuaikan dengan karakteristik risiko proyek. Sementara itu, nilai 15% digunakan sebagai skenario tinggi (*upper bound*) untuk merepresentasikan kondisi investasi yang lebih konservatif. Nilai tersebut juga masih berada dalam kisaran MARR sebesar 14%–34% yang direkomendasikan oleh Liana, (2014) untuk proyek minyak dan gas di Indonesia.

Berdasarkan hasil analisis sensitivitas pada Tabel 5.2, perubahan MARR memberikan pengaruh yang lebih besar terhadap umur ekonomis dibandingkan perubahan *maintenance cost* escalation. Pada seluruh skenario eskalasi biaya pemeliharaan, MARR sebesar 7,5% menghasilkan umur ekonomis 17 tahun. Ketika MARR dinaikkan menjadi 12%, umur ekonomis bergeser menjadi 18 tahun untuk seluruh skenario eskalasi biaya. Selanjutnya, pada MARR sebesar 15%, umur ekonomis meningkat menjadi 21 tahun pada eskalasi maintenance cost sebesar 2,5%, serta 22 tahun pada eskalasi 3,02% dan 5%.

Hasil tersebut menunjukkan bahwa peningkatan MARR cenderung memperpanjang umur ekonomis steam turbine. Secara ekonomi, semakin tinggi tingkat diskonto yang digunakan, semakin kecil nilai sekarang (*present worth*) dari biaya-biaya yang terjadi pada masa mendatang, terutama *maintenance cost* dan *opportunity loss.* Akibatnya, kontribusi biaya operasi dan pemeliharaan pada tahun-tahun akhir menjadi relatif lebih kecil dalam perhitungan EUAC sehingga pengoperasian aset dalam periode yang lebih panjang masih memberikan biaya tahunan ekuivalen yang kompetitif.

Sebaliknya, pada MARR yang lebih rendah, biaya-biaya yang terjadi pada masa mendatang memiliki nilai sekarang yang lebih besar sehingga akumulasi *maintenance cost* dan *opportunity loss* lebih cepat meningkatkan nilai EUAC. Kondisi tersebut menyebabkan titik minimum kurva EUAC dicapai pada umur operasi yang lebih pendek. Dengan demikian, perubahan MARR secara langsung memengaruhi keseimbangan antara *Annualized Acquisition Cost* dan *Annual Opportunity Loss and Maintenance Cost*, yang menjadi dasar dalam penentuan umur ekonomis steam turbine.

Dibandingkan dengan hasil sensitivitas terhadap *maintenance cost escalation*, perubahan MARR menunjukkan pengaruh yang lebih dominan terhadap hasil penentuan umur ekonomis. Perubahan MARR dari 7,5% menjadi 15% menggeser umur ekonomis dari 17 tahun menjadi 21–22 tahun, sedangkan perubahan eskalasi *maintenance cost* dari 2,5% menjadi 5% hanya menghasilkan pergeseran maksimum satu tahun pada kondisi MARR sebesar 15%. Temuan tersebut menunjukkan bahwa keputusan penggantian steam turbine dalam penelitian ini lebih sensitif terhadap perubahan parameter finansial dibandingkan perubahan moderat pada biaya pemeliharaan.

Hasil ini juga menunjukkan bahwa pemilihan nilai *Minimum Attractive Rate of Return* (MARR) merupakan salah satu faktor yang paling menentukan dalam analisis umur ekonomis aset. Oleh karena itu, penetapan nilai MARR sebaiknya disesuaikan dengan karakteristik investasi, biaya modal (*cost of capital*), dan tingkat risiko proyek agar hasil penentuan umur ekonomis dapat merepresentasikan kondisi ekonomi yang dihadapi secara lebih baik.

Meskipun demikian, analisis sensitivitas ini dilakukan dengan mengubah nilai MARR sementara parameter ekonomi lainnya diasumsikan tetap. Dalam praktiknya, perubahan tingkat diskonto umumnya juga diikuti oleh perubahan kondisi ekonomi lain, seperti inflasi, biaya

modal, maupun tingkat suku bunga. Oleh karena itu, hasil analisis sensitivitas ini lebih tepat dipahami sebagai evaluasi terhadap pengaruh perubahan MARR terhadap nilai EUAC dan umur ekonomis, bukan sebagai representasi seluruh dinamika ekonomi yang mungkin terjadi selama umur operasi steam turbine.

Secara keseluruhan, hasil analisis sensitivitas menunjukkan bahwa umur ekonomis steam turbine relatif stabil terhadap perubahan *maintenance cost escalation*, sedangkan perubahan *Minimum Attractive Rate of Return* (MARR) memberikan pengaruh yang lebih besar terhadap hasil penentuan umur ekonomis. Temuan ini menunjukkan bahwa parameter finansial berupa tingkat pengembalian minimum memiliki pengaruh yang lebih dominan dibandingkan perubahan moderat pada biaya pemeliharaan dalam menentukan nilai EUAC dan umur ekonomis aset. Oleh karena itu, penetapan nilai MARR yang sesuai menjadi aspek penting agar hasil analisis umur ekonomis dapat digunakan sebagai dasar pengambilan keputusan pengelolaan aset secara lebih andal.

5.5.3 *Implikasi Strategi Maintenance terhadap Economic Life*

Hasil analisis menunjukkan bahwa strategi maintenance memiliki implikasi terhadap penentuan economic life steam turbine melalui perubahan struktur biaya pemeliharaan serta konsekuensi ekonomi yang ditimbulkan selama periode operasi aset. Dalam penelitian ini, biaya siklus hidup aset dipengaruhi oleh biaya investasi, *maintenance cost,* dan *opportunity loss*. Perubahan pada salah satu komponen tersebut dapat memengaruhi nilai *Equivalent Uniform Annual Cost* (EUAC) dan selanjutnya menyebabkan perubahan titik minimum EUAC yang digunakan sebagai dasar penentuan umur ekonomis.

Pada kondisi dasar penelitian, biaya pemeliharaan dihitung berdasarkan kombinasi *preventive maintenance* (PM), *predictive maintenance* (PdM), *dan corrective maintenance* (CM). Berdasarkan struktur biaya tersebut, hasil perhitungan EUAC menunjukkan bahwa umur ekonomis steam turbine berada pada tahun ke-18 atau tahun kalender 2033. Selanjutnya, untuk mengevaluasi implikasi perubahan komposisi strategi pemeliharaan terhadap hasil ekonomi aset, dilakukan analisis sensitivitas dengan menggunakan skenario alternatif yang terdiri atas komponen PdM dan CM tanpa memasukkan biaya PM ke dalam struktur biaya proyeksi.

Hasil perhitungan menunjukkan bahwa perubahan struktur biaya pemeliharaan tersebut menghasilkan pergeseran titik minimum EUAC. Pada skenario dasar yang menggunakan

kombinasi PM, PdM, dan CM, umur ekonomis diperoleh pada tahun ke-18 atau tahun kalender 2033. Sementara itu, pada skenario alternatif yang menggunakan PdM dan CM, titik minimum EUAC bergeser menjadi tahun ke-19 atau tahun kalender 2034. Perbandingan kedua skenario tersebut disajikan pada Tabel 5.3.

Tabel 5. 3 Perbandingan Umur Ekonomis Berdasarkan Skenario Strategi *Maintenance*

Skenario	Komponen Strategi *Maintenance* dalam Perhitungan	Umur Ekonomis	Tahun Kalender
Skenario dasar	PM + PdM + CM	Tahun ke-18	2033
Skenario alternatif	PdM + CM	Tahun ke-19	2034

Berdasarkan Tabel 5.3, perubahan struktur biaya pemeliharaan menghasilkan perpanjangan umur ekonomis sebesar satu tahun pada skenario alternatif. Perbedaan tersebut menunjukkan bahwa komposisi aktivitas pemeliharaan memiliki pengaruh terhadap keseimbangan antara biaya pemeliharaan, *opportunity loss*, dan biaya investasi yang membentuk nilai EUAC. Dalam model penelitian ini, biaya PM merupakan salah satu komponen biaya pemeliharaan terjadwal yang tetap muncul selama periode proyeksi dan mengalami eskalasi biaya dari tahun ke tahun. Sementara itu, biaya CM dipengaruhi oleh frekuensi kegagalan yang dihasilkan melalui simulasi Monte Carlo, sedangkan PdM dipertahankan sebagai aktivitas yang mendukung pemantauan dan deteksi kondisi aset.

Namun demikian, hasil tersebut perlu diinterpretasikan secara hati-hati. Skenario PdM dan CM dalam penelitian ini merupakan analisis sensitivitas terhadap perubahan struktur biaya pemeliharaan, bukan simulasi teknis yang menunjukkan bahwa penghapusan PM tidak akan memengaruhi *reliability* aset. Dalam skenario alternatif, perubahan yang dianalisis terutama terletak pada struktur *maintenance cost,* sedangkan parameter *reliability* yang digunakan dalam model, seperti distribusi *time between failures* (TBF), frekuensi kegagalan, dan durasi perbaikan, belum dimodelkan kembali berdasarkan perubahan strategi *maintenance*.

Oleh karena itu, pergeseran umur ekonomis dari tahun ke-18 menjadi tahun ke-19 tidak dapat digunakan sebagai bukti bahwa strategi PdM dan CM secara operasional selalu lebih efektif dibandingkan kombinasi PM, PdM, dan CM. Hasil tersebut lebih tepat menunjukkan implikasi ekonomis dari perubahan struktur *maintenance cost* berdasarkan asumsi model

penelitian. Model penelitian belum menghitung perubahan distribusi *time between failures* (TBF), frekuensi kegagalan, maupun durasi perbaikan yang secara khusus diakibatkan oleh pengurangan aktivitas PM. Oleh karena itu, pergeseran umur ekonomis dari tahun ke-18 menjadi tahun ke-19 tidak dapat digunakan sebagai bukti bahwa strategi PdM dan CM secara operasional selalu lebih efektif dibandingkan kombinasi PM, PdM, dan CM.

Hasil tersebut lebih tepat menunjukkan bahwa struktur, intensitas, dan biaya aktivitas *maintenance* memiliki implikasi ekonomi terhadap pengelolaan aset. Dengan demikian, perusahaan perlu mengevaluasi apakah setiap aktivitas maintenance yang dilakukan telah memberikan manfaat yang sebanding terhadap biaya yang dikeluarkan dan risiko kegagalan yang dapat dikurangi. Salah satu pendekatan yang dapat mendukung evaluasi tersebut adalah pengembangan pemeliharaan berbasis kondisi melalui *predictive maintenance*.

5.5.3.1 *Peran Predictive Maintenance dalam Mendukung Efisiensi Biaya dan Keandalan*

Pemilihan skenario PdM dan CM dalam analisis alternatif dilakukan untuk mengevaluasi secara ekonomi implikasi perubahan struktur biaya ketika aktivitas pemeliharaan berbasis kondisi dan tindakan perbaikan terhadap kegagalan menjadi komponen utama dalam model. Pendekatan PdM relevan karena memungkinkan kondisi peralatan dipantau untuk mengidentifikasi indikasi degradasi, anomali, atau potensi kegagalan sebelum berkembang menjadi gangguan yang lebih besar.

Penelitian Awliya et al., (2023) menunjukkan bahwa pengembangan *condition monitoring*, data operasi dan pemeliharaan, serta proses *detection* dan *diagnostic* dapat mendukung sistem pengelolaan pemeliharaan pada pembangkit. Dalam konteks tersebut, data kondisi dapat digunakan untuk mendeteksi perubahan kondisi peralatan dan mendukung pengambilan keputusan pemeliharaan berdasarkan kondisi aktual aset.

Pendekatan tersebut juga relevan terhadap perkembangan *predictive maintenance* pada fasilitas pembangkit. Pemanfaatan parameter kondisi, seperti vibrasi, temperatur, tekanan, dan parameter operasi lainnya, memungkinkan proses pemantauan dilakukan secara berkelanjutan untuk mengidentifikasi kecenderungan degradasi sebelum terjadi kegagalan fungsional. Pada steam turbine geothermal, pendekatan tersebut menjadi penting karena karakteristik operasi dan kondisi fluida dapat menyebabkan mekanisme degradasi yang memerlukan pengawasan secara khusus.

Relevansi pemeliharaan berbasis kondisi terhadap steam turbine geothermal juga diperkuat oleh Gunnarsson et al. (2013) melalui penelitian mengenai *Specified Maintenance of Steam Turbines in Geothermal Power Plants*. Penelitian tersebut menunjukkan bahwa pemeliharaan steam turbine pada pembangkit panas bumi perlu mempertimbangkan karakteristik kegagalan dan kondisi spesifik peralatan. Oleh karena itu, pemilihan aktivitas *maintenance* tidak hanya dapat didasarkan pada umur kalender aset, tetapi perlu mempertimbangkan mode kegagalan, kondisi aktual, dan konsekuensi kegagalan terhadap operasi pembangkit.

Dalam konteks penelitian ini, potensi manfaat PdM tidak hanya berkaitan dengan aspek teknis, tetapi juga dengan implikasi ekonomis selama siklus hidup aset. Informasi kondisi yang diperoleh melalui pemantauan dapat mendukung perencanaan tindakan maintenance dan pengadaan komponen secara lebih terstruktur. Apabila penerapan PdM mampu mengurangi terjadinya kegagalan tidak terencana atau konsekuensi downtime, maka maintenance cost dan opportunity loss berpotensi dikendalikan. Namun, pengaruh tersebut belum dimodelkan secara langsung dalam penelitian ini sehingga manfaat PdM terhadap economic life hanya dibahas sebagai implikasi konseptual dan tidak digunakan sebagai dasar kuantitatif tambahan dalam perhitungan EUAC.

5.5.3.2 *Pemilihan Strategi Maintenance dan Implikasinya terhadap Economic Life*

Selain peran masing-masing aktivitas *maintenance*, pemilihan kombinasi strategi pemeliharaan secara keseluruhan juga menjadi faktor yang perlu dipertimbangkan dalam pengelolaan aset. Temuan tersebut sejalan dengan penelitian Dachyar et al., (2018) mengenai pemilihan strategi pemeliharaan pada pembangkit tenaga uap. Penelitian tersebut menunjukkan bahwa pemilihan strategi *maintenance* merupakan proses pengambilan keputusan yang mempertimbangkan berbagai kriteria dan kondisi aset. Hasil penelitian menunjukkan bahwa strategi *maintenance* tidak dapat diterapkan secara seragam pada seluruh aset, tetapi perlu disesuaikan dengan karakteristik kegagalan, kebutuhan keandalan, serta kondisi operasional peralatan.

Implikasi tersebut relevan terhadap penelitian ini karena perubahan komposisi strategi *maintenance* menghasilkan struktur biaya pemeliharaan yang berbeda dan selanjutnya dapat memengaruhi nilai serta titik minimum EUAC. Dengan demikian, pergeseran umur ekonomis dari tahun ke-18 pada skenario PM, PdM, dan CM menjadi tahun ke-19 pada skenario PdM dan

CM menunjukkan bahwa keputusan mengenai komposisi strategi pemeliharaan memiliki konsekuensi terhadap aspek ekonomi sepanjang siklus hidup aset.

Namun, hasil tersebut tidak dapat diinterpretasikan sebagai rekomendasi untuk menghilangkan seluruh aktivitas PM dari praktik pemeliharaan steam turbine. PM tetap memiliki fungsi penting, terutama untuk aktivitas yang secara teknis perlu dilakukan berdasarkan interval waktu atau jam operasi tertentu, seperti inspeksi berkala, pemeriksaan komponen kritis, pelumasan, dan aktivitas pemeliharaan terjadwal lainnya.

Oleh karena itu, hasil penelitian lebih tepat menunjukkan bahwa perusahaan perlu melakukan optimasi terhadap komposisi, intensitas, dan biaya aktivitas *maintenance*, bukan menghilangkan salah satu strategi secara keseluruhan. Dalam implementasinya, kombinasi antara pemeliharaan terjadwal, pemeliharaan berbasis kondisi, dan tindakan korektif tetap dapat diperlukan sesuai dengan karakteristik aset.

5.5.3.3 *Pengaruh Eskalasi Maintenance Cost terhadap Economic Life*

Selain komposisi strategi *maintenance*, implikasi pemeliharaan terhadap *economic life* juga dipengaruhi oleh perkembangan biaya *maintenance* selama periode operasi aset. Dalam penelitian ini, *maintenance cost* diproyeksikan mengalami eskalasi dari tahun ke tahun. Oleh karena itu, perubahan faktor eskalasi dapat memengaruhi biaya siklus hidup aset, nilai EUAC, dan pada akhirnya titik umur ekonomis yang diperoleh.

Kenaikan *maintenance cost* tidak hanya dapat disebabkan oleh inflasi umum, tetapi juga oleh perubahan harga material dan *spare parts*, biaya tenaga kerja, biaya jasa vendor, biaya transportasi dan logistik, serta perubahan kondisi pasar. Pada aset pembangkit dengan komponen kritis dan kebutuhan teknis khusus, kenaikan biaya pengadaan komponen dapat memberikan pengaruh yang signifikan terhadap total biaya pemeliharaan.

Selain faktor ekonomi, risiko eksternal juga dapat memengaruhi perkembangan biaya pemeliharaan. Gangguan rantai pasok, volatilitas harga komoditas dan biaya pengiriman, perubahan kebijakan perdagangan, pembatasan ekspor, serta konflik geopolitik dapat memengaruhi ketersediaan dan harga material maupun komponen yang dibutuhkan dalam kegiatan pemeliharaan. Multilaw, (2026) menjelaskan bahwa dinamika geopolitik dan transisi energi dapat meningkatkan risiko terhadap keamanan energi dan rantai pasok melalui volatilitas

komoditas dan pengiriman, perubahan kebijakan perdagangan, konsentrasi rantai pasok, serta risiko gangguan infrastruktur.

Dalam konteks pengelolaan steam turbine, kondisi tersebut dapat menyebabkan peningkatan harga komponen, keterlambatan pengadaan, dan perubahan biaya jasa pemeliharaan. Keterlambatan pengadaan komponen kritis juga berpotensi memperpanjang durasi *downtime*, sehingga tidak hanya meningkatkan *maintenance cost*, tetapi juga dapat meningkatkan *opportunity loss*. Dengan demikian, faktor eskalasi biaya dalam penelitian ini dapat dipahami tidak hanya sebagai representasi kenaikan harga secara umum, tetapi juga sebagai parameter yang secara konseptual mencerminkan ketidakpastian perkembangan biaya akibat perubahan kondisi ekonomi, harga material, jasa pemeliharaan, dan risiko rantai pasok. Namun demikian, faktor eskalasi yang digunakan dalam perhitungan penelitian tetap merupakan asumsi pemodelan dan belum secara langsung memisahkan kontribusi masing-masing faktor penyebab kenaikan biaya tersebut.

5.5.3.4 *Strategi Mitigasi untuk Mengendalikan Eskalasi Maintenance Cost*

Peningkatan biaya pemeliharaan tidak selalu harus diterima sebagai kondisi yang tidak dapat dikendalikan. Strategi pengelolaan aset dan pengadaan dapat digunakan untuk mengurangi eksposur perusahaan terhadap risiko kenaikan biaya. Multilaw, (2026) mengidentifikasi beberapa pendekatan mitigasi yang relevan, antara lain diversifikasi sumber pemasok, perencanaan substitusi, pengelolaan persediaan, pengujian sensitivitas terhadap skenario kenaikan harga dan keterlambatan, serta peningkatan evaluasi terhadap risiko pemasok dan rantai pasok.

Dalam konteks *maintenance* steam turbine, salah satu pendekatan yang dapat dilakukan adalah evaluasi dan pemilihan vendor secara strategis. Ketergantungan terhadap satu pemasok untuk komponen kritis dapat meningkatkan risiko apabila terjadi gangguan produksi, perubahan harga, atau keterlambatan pengiriman. Oleh karena itu, perusahaan dapat mempertimbangkan *dual sourcing* atau alternatif pemasok untuk komponen tertentu dengan tetap memperhatikan spesifikasi teknis, kualitas, dan persyaratan keselamatan.

Strategi lain yang dapat dilakukan adalah pengelolaan *spare parts* secara lebih efektif. Komponen kritis dengan waktu pengadaan yang panjang dapat memerlukan perencanaan persediaan yang berbeda dibandingkan komponen yang mudah diperoleh. Ketersediaan

komponen kritis dapat membantu mengurangi risiko perpanjangan *downtime* akibat keterlambatan pengadaan. Namun demikian, peningkatan persediaan juga menimbulkan biaya penyimpanan dan investasi persediaan. Oleh karena itu, keputusan mengenai *spare parts inventory* perlu mempertimbangkan tingkat *criticality*, probabilitas kegagalan, *lead time*, dan konsekuensi ekonomi apabila komponen tidak tersedia.

Selain pengendalian biaya pengadaan, efisiensi biaya juga dapat diperoleh melalui optimasi aktivitas *maintenance*. Aktivitas pemeliharaan yang dilakukan secara berlebihan berpotensi meningkatkan biaya tanpa menghasilkan peningkatan keandalan yang sebanding. Sebaliknya, pengurangan aktivitas *maintenance* yang diperlukan dapat meningkatkan risiko kegagalan dan *opportunity loss*. Oleh karena itu, perusahaan perlu menentukan tingkat maintenance yang optimal dengan mempertimbangkan hubungan antara biaya pemeliharaan, risiko kegagalan, dan dampak ekonomi terhadap operasi aset.

Dalam hal ini, pengembangan *condition monitoring* dan PdM berpotensi mendukung efisiensi biaya karena tindakan maintenance dapat direncanakan berdasarkan informasi kondisi aset. Deteksi indikasi degradasi secara lebih awal memungkinkan perusahaan melakukan perencanaan pekerjaan, pengadaan komponen, dan penjadwalan *shutdown* secara lebih terstruktur. Dengan demikian, tindakan pemeliharaan berpotensi dilakukan sebelum kegagalan berkembang menjadi gangguan yang lebih besar dan menyebabkan *unplanned downtime.*

Hubungan antara strategi mitigasi dan *economic life* dapat dijelaskan melalui perubahan struktur biaya selama siklus hidup aset. Apabila perusahaan mampu mengendalikan pertumbuhan *maintenance cost*, mengurangi frekuensi atau konsekuensi kegagalan, serta menekan *opportunity loss*, maka nilai EUAC dapat berubah dan titik umur ekonomis berpotensi bergeser. Sebaliknya, peningkatan biaya maintenance yang tidak diimbangi dengan peningkatan *reliability* dan performa dapat menyebabkan biaya siklus hidup meningkat lebih cepat.

Pengaruh kuantitatif dari masing-masing strategi mitigasi terhadap pergeseran titik minimum EUAC belum dihitung secara terpisah dalam penelitian ini. Oleh karena itu, strategi seperti diversifikasi pemasok, pengelolaan *spare parts,* dan optimasi aktivitas maintenance dibahas sebagai implikasi manajerial yang berpotensi mengendalikan perkembangan biaya. Evaluasi kuantitatif terhadap efektivitas setiap strategi dapat dilakukan melalui analisis

sensitivitas tambahan dengan menggunakan skenario perubahan maintenance cost dan parameter reliability yang berbeda

5.5.3.5 *Peran Overhaul sebagai Alternatif Life Extension*

Selain perubahan kombinasi PM, PdM, dan CM, strategi pemeliharaan steam turbine dalam praktiknya juga dapat mencakup kegiatan inspeksi, *minor overhaul*, dan *major overhaul*. Aktivitas tersebut memiliki implikasi penting terhadap pengelolaan aset karena dapat menjadi alternatif tindakan sebelum dilakukan penggantian aset secara keseluruhan.

Hasil analisis *economic life* dalam penelitian ini menunjukkan titik ketika pengoperasian aset menghasilkan biaya tahunan ekuivalen minimum berdasarkan struktur biaya dan asumsi yang digunakan. Namun, tercapainya umur ekonomis tidak secara otomatis berarti bahwa steam turbine harus langsung diganti. Sebelum keputusan *replacement* dilakukan, perusahaan dapat mempertimbangkan tindakan untuk mengevaluasi dan memulihkan kondisi aset, seperti inspeksi, *minor overhaul*, *major overhaul*, maupun penggantian komponen kritis.

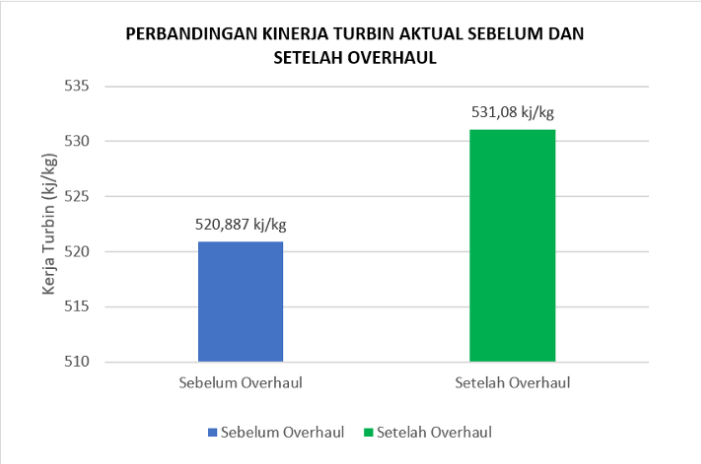
Potensi pemulihan performa setelah pelaksanaan *overhaul* didukung oleh penelitian (Fadila & Suhendra Permana, 2024) mengenai kinerja turbin uap sebelum dan sesudah *overhaul* pada PLTU X. Penelitian tersebut menunjukkan adanya perubahan positif pada beberapa indikator kinerja turbin setelah pelaksanaan *overhaul*. Temuan tersebut menunjukkan bahwa *overhaul* dapat berkontribusi terhadap pemulihan atau peningkatan indikator kinerja steam turbine setelah mengalami penurunan performa selama periode operasi.

Namun, penelitian tersebut dilakukan pada turbin PLTU dan tidak secara langsung menghitung tambahan umur ekonomis setelah *overhaul*. Oleh karena itu, hasil penelitian (Fadila & Suhendra Permana, 2024) dalam penelitian ini digunakan sebagai bukti bahwa *overhaul* dapat memberikan dampak terhadap pemulihan kinerja steam turbine, bukan sebagai dasar untuk menentukan secara langsung tambahan umur ekonomis steam turbine pada PLTP X.

Relevansi *overhaul* terhadap steam turbine geothermal juga didukung oleh penelitian Awliya et al., (2023) yang membandingkan kondisi dan kinerja steam turbine sebelum dan setelah pelaksanaan *overhaul* pada PLTP Kamojang. Penelitian tersebut memiliki relevansi yang lebih dekat dengan objek penelitian karena sama-sama membahas steam turbine pada pembangkit listrik tenaga panas bumi. Hasil penelitian tersebut memperkuat bahwa *overhaul* dapat

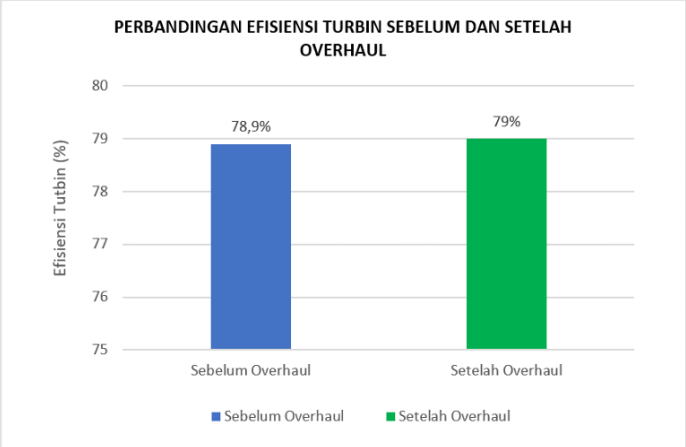
berfungsi sebagai salah satu tindakan untuk memulihkan atau meningkatkan kondisi operasional aset.

Untuk memberikan gambaran yang lebih jelas mengenai perubahan kondisi turbin setelah pelaksanaan overhaul, Gambar 5.1 dan Gambar 5.2 menunjukkan perbandingan kinerja aktual dan efisiensi turbin sebelum dan setelah overhaul berdasarkan penelitian Ghiffari dan Sukusno (2025). Hasil tersebut menunjukkan adanya peningkatan kerja spesifik turbin dari 520,87 kJ/kg menjadi 531,08 kJ/kg atau sekitar 1,96%. Selain itu, efisiensi turbin meningkat dari 78,9% menjadi 79,0%. Meskipun peningkatan efisiensi relatif kecil, kedua indikator tersebut menunjukkan adanya perbaikan kondisi dan performa operasional steam turbine setelah pelaksanaan *overhaul*.



Gambar 5. 1 Perbandingan Kinerja Turbin Sebelum dan Setelah *Overhaul* pada PLTP Kamojang

Berdasarkan data Ghiffari dan Sukusno (2025), kerja spesifik turbin meningkat dari 520,87 kJ/kg sebelum *overhaul* menjadi 531,08 kJ/kg setelah *overhaul*, atau meningkat sekitar 1,96%.



Gambar 5. 2 Perbandingan Efisiensi Turbin Sebelum dan Setelah *Overhaul* pada PLTP Kamojang

Efisiensi turbin meningkat dari 78,9% sebelum *overhaul* menjadi 79,0% setelah *overhaul*. Namun demikian, penelitian tersebut tidak secara langsung menganalisis perubahan *reliability*, tambahan umur ekonomis, maupun keputusan antara *overhaul* dan *replacement*. Oleh karena itu, hasil penelitian tersebut digunakan sebagai referensi pendukung bahwa *overhaul* berpotensi memberikan perubahan terhadap kondisi dan performa steam turbine pada PLTP, tetapi tidak digunakan sebagai dasar kuantitatif untuk menentukan tambahan *economic life* pada objek penelitian.

Praktik pemeliharaan *steam turbine* pada pembangkit panas bumi juga dapat dilihat dari dokumen teknis PT Geo Dipa Energi (Persero) Unit Dieng yang digunakan sebagai referensi pendukung. Dokumen *Jasa Inspeksi Turbin, Generator & Balance of Plant PLTP Dieng Unit 1* menunjukkan bahwa kegiatan inspeksi dilakukan untuk mengetahui kondisi aktual peralatan kritis dan mendukung pengoperasian aset hingga jadwal *overhaul* berikutnya. Dokumen tersebut juga menunjukkan bahwa jam operasi, riwayat *overhaul*, kondisi aktual peralatan, dan kebutuhan pemeliharaan menjadi pertimbangan dalam perencanaan pemeliharaan (Geo Dipa Energi, 2020).

Selain itu, dokumen *Pekerjaan Jasa Minor Overhaul PLTP Dieng Unit 1* menunjukkan bahwa *minor overhaul* direncanakan sebagai bagian dari upaya menjaga keandalan peralatan utama pembangkit melalui pemeriksaan kondisi peralatan secara menyeluruh (Geo Dipa Energi, 2026). Sementara itu, dokumen *Jasa Major Overhaul PLTP Dieng Small Scale* menunjukkan bahwa kondisi seperti peningkatan vibrasi, kondisi operasi yang belum optimal,

dan gangguan yang menyebabkan *trip* dapat menjadi pertimbangan dalam pelaksanaan *major overhaul* (Geo Dipa Energi, 2025).

Temuan tersebut menunjukkan bahwa keputusan pelaksanaan overhaul dalam praktiknya tidak hanya dipengaruhi oleh umur kalender aset, tetapi juga oleh kondisi aktual, hasil inspeksi, indikator performa, serta risiko operasional yang dihadapi aset.

Dengan demikian, *overhaul* dapat dipandang sebagai salah satu alternatif tindakan pengelolaan aset yang perlu dipertimbangkan ketika steam turbine mengalami penurunan kondisi atau mendekati titik umur ekonomis. Namun, kemampuan tindakan tersebut dalam memperpanjang umur operasi maupun mengubah umur ekonomis tidak dapat ditentukan hanya berdasarkan bukti peningkatan performa, tetapi perlu dievaluasi melalui analisis kuantitatif yang mempertimbangkan biaya *overhaul, planned downtime*, perubahan *reliability* dan *availability*, performa, serta *opportunity loss*.

5.5.3.6 *Keterbatasan Analisis Life Extension setelah Overhaul*

Meskipun *minor overhaul* dan *major overhaul* berpotensi menjadi alternatif tindakan untuk mendukung *life extension*, tingkat pengaruh tindakan tersebut terhadap umur operasi dan umur ekonomis steam turbine tidak dapat langsung ditentukan dalam penelitian ini. Penelitian belum memiliki data historis mengenai perubahan *reliability*, frekuensi kegagalan, durasi *outage*, *maintenance cost*, maupun perubahan performa sebelum dan setelah pelaksanaan *overhaul* pada objek penelitian.

Oleh karena itu, penelitian ini belum dapat menghitung secara kuantitatif berapa tahun tambahan umur ekonomis yang dapat diperoleh setelah pelaksanaan *minor overhaul* maupun *major overhaul*. Keterbatasan tersebut juga menyebabkan kondisi aset setelah *overhaul* tidak dapat secara langsung diasumsikan sebagai *as good as new* maupun *as bad as old*.

Secara konseptual, kondisi setelah *overhaul* lebih tepat dipandang sebagai bentuk pemulihan kondisi yang tingkat efektivitasnya bergantung pada ruang lingkup pekerjaan, komponen yang diperbaiki atau diganti, serta kondisi aset sebelum pekerjaan dilakukan. *Major overhaul* berpotensi menghasilkan tingkat pemulihan kondisi yang lebih besar dibandingkan aktivitas pemeliharaan rutin atau *minor overhaul*, tetapi tidak dapat secara otomatis diasumsikan mengembalikan kondisi seluruh sistem seperti aset baru.

Dalam perspektif penelitian ini, *overhaul* berpotensi menjadi salah satu alternatif untuk menunda kebutuhan penggantian aset setelah steam turbine mencapai atau mendekati umur ekonomis yang diperoleh dari analisis EUAC. Akan tetapi, keputusan tersebut memerlukan analisis ekonomi tambahan dengan membandingkan biaya *overhaul* dan konsekuensi *planned downtime* terhadap manfaat yang diperoleh, seperti peningkatan *reliability, availability*, dan performa, serta potensi penurunan *opportunity loss* pada periode operasi berikutnya.

Dengan demikian, keputusan antara melakukan *overhaul* dan *replacement* tidak hanya dapat didasarkan pada umur kalender atau umur ekonomis aset, tetapi perlu mempertimbangkan biaya dan manfaat dari masing-masing alternatif.

Secara keseluruhan, hasil penelitian menunjukkan bahwa strategi maintenance memiliki implikasi terhadap umur ekonomis steam turbine melalui perubahan struktur biaya pemeliharaan dan konsekuensi ekonomi selama periode operasi aset. Berdasarkan skenario yang digunakan dalam penelitian, kombinasi PdM dan CM menghasilkan titik minimum EUAC pada tahun ke-19, sedangkan kombinasi PM, PdM, dan CM menghasilkan titik minimum EUAC pada tahun ke-18.

Namun demikian, hasil tersebut tidak menunjukkan bahwa PM harus dieliminasi dari praktik pemeliharaan. Perbedaan umur ekonomis yang diperoleh merupakan hasil analisis sensitivitas terhadap perubahan struktur *maintenance cost*, sedangkan perubahan *reliability* yang mungkin terjadi akibat pengurangan aktivitas PM belum dimodelkan secara langsung. Oleh karena itu, hasil penelitian lebih tepat menunjukkan pentingnya evaluasi terhadap komposisi, efektivitas, dan biaya aktivitas *maintenance* berdasarkan kondisi aset dan karakteristik kegagalannya.

Selain komposisi strategi *maintenance*, perkembangan *maintenance cost* selama periode operasi juga menjadi faktor yang dapat memengaruhi umur ekonomis. Kenaikan biaya dapat dipengaruhi oleh inflasi, harga material dan komponen, biaya tenaga kerja, jasa vendor, kondisi rantai pasok, serta risiko eksternal seperti perubahan kebijakan perdagangan dan kondisi geopolitik. Oleh karena itu, pengendalian biaya melalui strategi pengadaan, evaluasi vendor, diversifikasi pemasok, pengelolaan *spare parts*, dan optimasi aktivitas maintenance dapat menjadi bagian dari strategi pengelolaan aset.

Dalam implementasinya, strategi *maintenance* dapat dikembangkan melalui kombinasi pemeliharaan terjadwal, pendekatan berbasis kondisi, *detection and diagnostic*, inspeksi, *minor*

overhaul, dan *major overhaul*. Pendekatan tersebut berpotensi mengendalikan pertumbuhan biaya, mengurangi konsekuensi kegagalan, dan mendukung pengoperasian aset secara lebih ekonomis.

Overhaul juga berpotensi menjadi salah satu alternatif *life extension* sebelum dilakukan *replacement*. Namun, penelitian ini belum dapat menentukan secara kuantitatif besarnya tambahan umur ekonomis setelah pelaksanaan overhaul karena belum tersedia data mengenai perubahan *reliability*, *availability*, performa, *maintenance cost*, serta *opportunity loss* setelah tindakan tersebut dilakukan.

Oleh karena itu, untuk menentukan secara kuantitatif apakah suatu strategi maintenance atau tindakan overhaul benar-benar mampu memperpanjang umur ekonomis, diperlukan analisis lanjutan yang mengintegrasikan perubahan *maintenance cost, reliability, availability*, performa, planned *downtime*, dan *opportunity loss*. Penelitian selanjutnya dapat membandingkan secara langsung alternatif *maintain*, *overhaul*, dan replacement sebagai dasar pengambilan keputusan pengelolaan siklus hidup steam turbine.

5.5.4 *Implikasi Manajerial dan Rekomendasi Strategi*

Hasil penelitian ini memberikan implikasi manajerial terhadap pengelolaan steam turbine dalam perspektif majamen aset. Hasil perhitungan *reliability, life cycle cost*, dan *Equivalent Uniform Annual Cost* (EUAC) menunjukkan bahwa keputusan pengelolaan aset tidak hanya perlu mempertimbangkan umur kalender, tetapi juga kondisi keandalan dan konsekuensi ekonomi selama periode operasi.

Berdasarkan hasil analisis EUAC pada kondisi dasar, umur ekonomis steam turbine diperoleh pada tahun ke-18 atau tahun kalender 2033. Hasil tersebut menunjukkan titik ketika biaya tahunan ekuivalen aset mencapai nilai minimum berdasarkan struktur biaya dan asumsi yang digunakan dalam penelitian. Oleh karena itu, hasil umur ekonomis dapat digunakan sebagai informasi pendukung dalam perencanaan jangka panjang aset dan evaluasi strategi pengelolaan steam turbine.

Namun, tercapainya umur ekonomis pada tahun 2033 tidak secara otomatis menunjukkan bahwa steam turbine harus langsung dilakukan *replacement* pada tahun tersebut. Keputusan replacement tetap perlu mempertimbangkan kondisi aktual aset, *reliability*, performa, hasil inspeksi, kebutuhan operasi pembangkit, serta alternatif tindakan seperti peningkatan strategi

maintenance, penggantian komponen kritis, *minor overhaul*, maupun *major overhaul*. Pendekatan yang mengintegrasikan indikator keandalan dan umur ekonomis dapat memberikan dasar pengambilan keputusan yang lebih komprehensif dalam menentukan apakah aset masih dapat dipertahankan, memerlukan evaluasi lebih lanjut, atau perlu dipersiapkan untuk replacement.

Dengan demikian, hasil umur ekonomis dalam penelitian ini lebih tepat digunakan sebagai *decision support tool* daripada sebagai batas waktu otomatis untuk melakukan penggantian aset.

5.5.4.1 *Implikasi Umur Ekonomis terhadap Perencanaan Manajemen Aset*

Bagi manajemen, hasil penelitian menunjukkan pentingnya pengintegrasian informasi teknis dan ekonomi dalam proses perencanaan aset. Selama ini, keputusan *maintenance* maupun *replacement* berpotensi hanya didasarkan pada umur operasi, kondisi aset, atau kebutuhan operasional. Namun, pendekatan tersebut belum tentu memberikan informasi mengenai konsekuensi biaya yang terjadi selama siklus hidup aset.

Melalui hasil analisis *reliability* dan EUAC, manajemen dapat memperoleh informasi mengenai hubungan antara frekuensi kegagalan, durasi *downtime*, *maintenance cost*, *opportunity loss,* dan biaya investasi. Informasi tersebut dapat digunakan sebagai dasar untuk melakukan evaluasi secara periodik terhadap perubahan kondisi ekonomi aset.

Dalam konteks penelitian ini, tahun 2033 dapat digunakan sebagai reference point dalam perencanaan pengelolaan steam turbine. Menjelang periode tersebut, perusahaan dapat meningkatkan evaluasi kondisi aset melalui analisis *reliability*, *condition monitoring*, inspeksi, evaluasi biaya *maintenance*, serta analisis performa operasi. Dengan demikian, keputusan pengelolaan aset dapat dipersiapkan sebelum aset mencapai atau melampaui titik umur ekonomis.

5.5.4.2 *Rekomendasi Strategi Maintenance*

Berdasarkan hasil analisis *reliability, life cycle cost analysis, Equivalent Uniform Annual Cost* (EUAC), serta analisis sensitivitas yang telah dilakukan, strategi *maintenance* steam turbine tidak dapat ditentukan hanya berdasarkan satu jenis pendekatan pemeliharaan. Strategi maintenance perlu mempertimbangkan karakteristik kegagalan aset, kondisi aktual peralatan, tingkat *criticality*, konsekuensi kegagalan, biaya pemeliharaan, dan dampaknya terhadap keberlangsungan operasi pembangkit.

Hasil penelitian ini menunjukkan bahwa pada kondisi dasar dengan *kombinasi preventive maintenance (PM), predictive maintenance (PdM),* dan *corrective maintenance* (CM), umur ekonomis steam turbine diperoleh pada tahun ke-18 atau tahun kalender 2033. Sementara itu, pada skenario sensitivitas dengan struktur biaya PdM dan CM, titik minimum EUAC bergeser ke tahun ke-19 atau tahun kalender 2034. Hasil tersebut menunjukkan bahwa perubahan komposisi dan struktur biaya maintenance dapat memengaruhi umur ekonomis aset. Namun, hasil tersebut tidak dapat diinterpretasikan sebagai rekomendasi untuk menghilangkan *preventive maintenance* secara keseluruhan karena penelitian ini belum memodelkan perubahan *reliability* akibat pengurangan aktivitas PM.

Oleh karena itu, rekomendasi strategi *maintenance* yang lebih tepat adalah melakukan optimasi kombinasi PM, PdM, dan CM berdasarkan kondisi dan *criticality* masing-masing komponen, bukan menerapkan satu strategi maintenance secara seragam terhadap seluruh bagian steam turbine.

Pendekatan tersebut sejalan dengan penelitian Dachyar et al. (2018) mengenai pemilihan strategi *maintenance* pada pembangkit listrik. Penelitian tersebut menunjukkan bahwa pemilihan strategi maintenance perlu dilakukan dengan mempertimbangkan berbagai kriteria yang berkaitan dengan kondisi dan kebutuhan operasional aset. Dengan demikian, strategi maintenance tidak selalu memiliki satu alternatif yang paling optimal untuk seluruh peralatan, melainkan perlu disesuaikan dengan karakteristik kegagalan dan tingkat kepentingan setiap aset atau komponen.

Dalam konteks steam turbine, rekomendasi tersebut menunjukkan bahwa aktivitas *maintenance* sebaiknya diklasifikasikan berdasarkan *criticality* dan karakteristik kegagalan komponen. Komponen dengan konsekuensi kegagalan yang tinggi dan potensi menyebabkan *forced outage* perlu memperoleh prioritas pemantauan kondisi dan tindakan *preventive* atau *predictive* yang lebih intensif. Sebaliknya, komponen dengan tingkat *criticality* yang lebih rendah dapat menggunakan interval pemeliharaan yang disesuaikan dengan kondisi dan konsekuensi kegagalannya.

Pendekatan tersebut juga relevan dengan penelitian Erenst Nataprawira, (2023) yang membahas penentuan interval *maintenance* optimal pada peralatan kritis di geothermal power plant berdasarkan nilai *reliability* dan *cost ratio*. Penelitian tersebut menunjukkan bahwa

interval *maintenance* perlu mempertimbangkan keseimbangan antara tingkat keandalan dan biaya yang dikeluarkan. Dengan demikian, interval maintenance yang terlalu pendek dapat menyebabkan peningkatan biaya pemeliharaan tanpa memberikan peningkatan reliability yang sebanding, sedangkan interval yang terlalu panjang dapat meningkatkan risiko kegagalan dan konsekuensi ekonomi akibat gangguan operasi.

Berdasarkan pertimbangan tersebut, *preventive maintenance* pada steam turbine sebaiknya tidak hanya didasarkan secara seragam pada interval kalender, tetapi dapat dievaluasi menggunakan informasi jam operasi, riwayat kegagalan, tingkat *criticality*, hasil inspeksi, dan kondisi aktual komponen. Pendekatan tersebut memungkinkan perusahaan mengurangi risiko *over-maintenance* pada aktivitas yang belum diperlukan tanpa mengabaikan aktivitas pemeliharaan yang secara teknis tetap harus dilakukan berdasarkan interval tertentu.

Selanjutnya, *predictive maintenance* direkomendasikan sebagai pendekatan pendukung untuk meningkatkan kemampuan perusahaan dalam mendeteksi indikasi degradasi sebelum berkembang menjadi kegagalan fungsional. Pemanfaatan parameter kondisi, seperti vibrasi, temperatur, tekanan, dan parameter operasi lainnya, dapat memberikan informasi mengenai perubahan kondisi steam turbine. Informasi tersebut dapat digunakan sebagai dasar untuk menentukan prioritas pekerjaan *maintenance*, perencanaan pengadaan komponen, dan penjadwalan pekerjaan secara lebih terstruktur.

Dalam konteks hasil penelitian ini, pengembangan PdM memiliki potensi untuk mendukung pengendalian *maintenance cost* dan *opportunity loss.* Apabila indikasi degradasi dapat diketahui lebih awal, tindakan *maintenance* dapat direncanakan sebelum terjadi kegagalan yang menyebabkan *unplanned outage*. Dengan demikian, perusahaan memiliki peluang untuk mengurangi biaya *corrective maintenance* darurat, biaya pengadaan komponen secara mendadak, serta potensi kehilangan pendapatan akibat *downtime*.

Namun demikian, *predictive maintenance* tidak direkomendasikan untuk menggantikan seluruh aktivitas preventive maintenance. Strategi yang lebih sesuai adalah mengintegrasikan kedua pendekatan tersebut berdasarkan kebutuhan teknis aset. Aktivitas yang memiliki kebutuhan inspeksi atau penggantian berdasarkan batas umur, jam operasi, maupun persyaratan keselamatan tetap memerlukan *preventive maintenance*. Sementara itu, aktivitas yang

memungkinkan pemantauan kondisi secara efektif dapat lebih diarahkan pada pendekatan *condition-based* atau *predictive maintenance*.

Rekomendasi tersebut juga perlu mempertimbangkan aspek ekonomi sepanjang siklus hidup aset. Kusuma Wardana et al. (2025) menunjukkan relevansi penerapan analisis ekonomi dalam pengelolaan aset pembangkit panas bumi. Dalam konteks penelitian ini, keputusan *maintenance* tidak hanya perlu dievaluasi berdasarkan keberhasilan teknis dalam menjaga aset tetap beroperasi, tetapi juga berdasarkan konsekuensi biaya yang ditimbulkan selama siklus hidup aset.

Dengan demikian, setiap keputusan maintenance perlu mempertimbangkan hubungan antara *maintenance cost, reliability, downtime, opportunity loss*, dan biaya siklus hidup aset. Aktivitas maintenance yang meningkatkan biaya tetapi tidak menghasilkan peningkatan *reliability* atau pengurangan risiko kegagalan yang sebanding perlu dievaluasi kembali. Sebaliknya, aktivitas maintenance yang memerlukan biaya tambahan tetapi mampu secara signifikan mengurangi kemungkinan kegagalan dan *opportunity loss* dapat memberikan manfaat ekonomi yang lebih besar dalam jangka panjang.

Selain itu, rekomendasi strategi *maintenance* juga perlu memperhatikan perkembangan kondisi aset selama periode operasi. Hasil penelitian Zulfan dan Ardiansyah (2024) dapat digunakan sebagai dasar pendukung bahwa pengelolaan *maintenance* perlu diarahkan pada upaya menjaga keandalan dan keberlangsungan fungsi aset secara efektif. Oleh karena itu, evaluasi strategi *maintenance* sebaiknya dilakukan secara berkala dengan menggunakan data aktual kegagalan, biaya *maintenance, downtime*, dan indikator kondisi peralatan.

Berdasarkan hasil penelitian dan studi literatur tersebut, rekomendasi strategi *maintenance* untuk steam turbine dapat dirumuskan sebagai pendekatan *integrated maintenance strategy* yang mengombinasikan *preventive maintenance, predictive maintenance,* dan *corrective maintenance* sesuai dengan karakteristik aset. *Preventive maintenance* tetap digunakan untuk aktivitas yang memiliki kebutuhan pemeliharaan terjadwal dan persyaratan teknis tertentu. *Predictive maintenance* digunakan untuk meningkatkan kemampuan deteksi kondisi dan perencanaan tindakan sebelum terjadinya kegagalan. Sementara itu, *corrective maintenance* dilakukan sebagai tindakan perbaikan ketika kegagalan terjadi, terutama pada komponen yang

secara teknis dan ekonomi tidak efisien untuk dipelihara secara intensif sebelum terjadi kerusakan.

Secara manajerial, strategi tersebut dapat diimplementasikan melalui beberapa tahapan. Pertama, perusahaan perlu melakukan identifikasi dan klasifikasi *criticality* terhadap komponen steam turbine. Kedua, interval PM perlu dievaluasi berdasarkan data reliability, jam operasi, kondisi aktual, dan konsekuensi kegagalan. Ketiga, penerapan *condition monitoring* dan predictive maintenance dapat diprioritaskan pada komponen kritis yang memiliki potensi menyebabkan gangguan operasi dengan konsekuensi ekonomi yang besar. Keempat, perusahaan perlu melakukan evaluasi berkala terhadap hubungan antara biaya maintenance dan hasil yang diperoleh dalam bentuk peningkatan *reliability*, penurunan downtime, maupun pengurangan *opportunity loss*.

Secara keseluruhan, rekomendasi strategi *maintenance* dalam penelitian ini bukan berupa pemilihan satu metode *maintenance* yang digunakan secara tunggal, melainkan optimasi kombinasi strategi berdasarkan karakteristik kegagalan dan konsekuensi ekonomi aset. Pendekatan tersebut diharapkan dapat membantu perusahaan mengendalikan pertumbuhan maintenance cost, mempertahankan *reliability* dan *availability*, serta mendukung pengoperasian steam turbine secara lebih ekonomis.

Dalam perspektif *life cycle management,* strategi *maintenance* yang optimal juga perlu dievaluasi secara berkelanjutan karena perubahan kondisi aset, biaya material dan tenaga kerja, kondisi rantai pasok, serta tingkat risiko kegagalan dapat mengubah keputusan ekonomi. Oleh karena itu, hasil umur ekonomis yang diperoleh dalam penelitian ini dapat digunakan sebagai salah satu dasar pengambilan keputusan, tetapi keputusan *maintain, overhaul*, maupun replacement tetap perlu dievaluasi kembali berdasarkan kondisi aktual aset dan informasi biaya terbaru.

5.5.4.3 *Rekomendasi Pengendalian Maintenance Cost*

Pengendalian *maintenance cost* merupakan salah satu aspek penting dalam pengelolaan umur ekonomis steam turbine. Berdasarkan hasil penelitian, peningkatan biaya pemeliharaan dapat memengaruhi nilai *life cycle cost* dan *Equivalent Uniform Annual Cost* (EUAC), sehingga pengendalian pertumbuhan biaya perlu dilakukan tanpa mengabaikan kebutuhan *reliability* dan *availability* aset. Pengendalian biaya tidak hanya dilakukan melalui pengurangan anggaran

pemeliharaan, tetapi melalui optimalisasi penggunaan sumber daya pemeliharaan agar biaya yang dikeluarkan memberikan manfaat yang sebanding terhadap pengurangan risiko kegagalan dan *opportunity loss.*

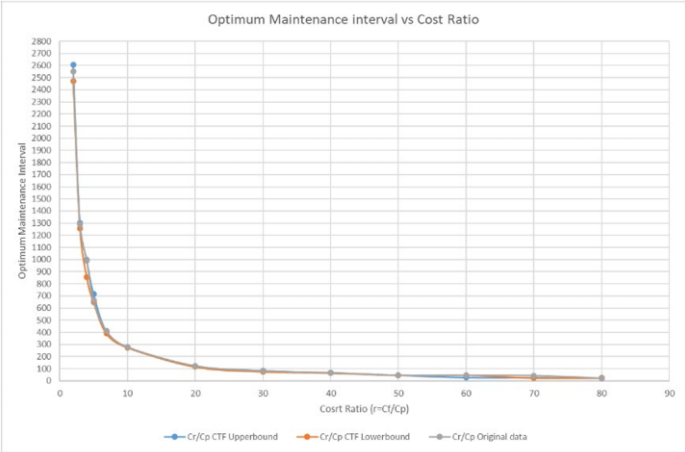
Selain itu, hasil pembahasan sebelumnya menunjukkan bahwa *maintenance cost* dapat dipengaruhi oleh berbagai faktor, seperti frekuensi aktivitas pemeliharaan, harga material dan spare parts, biaya tenaga kerja dan jasa vendor, serta risiko keterlambatan pengadaan komponen. Oleh karena itu, strategi pengendalian biaya perlu mempertimbangkan hubungan antara biaya pemeliharaan, *reliability* aset, risiko kegagalan, dan konsekuensi ekonomi yang ditimbulkan.

Berdasarkan hasil penelitian dan pembahasan strategi *maintenance* sebelumnya, beberapa rekomendasi yang dapat dipertimbangkan untuk mengendalikan *maintenance cost* steam turbine adalah sebagai berikut:

1. Optimasi Interval *Maintenance* Berdasarkan *Reliability* dan Biaya

   Salah satu rekomendasi utama adalah melakukan evaluasi terhadap *interval maintenance* berdasarkan karakteristik *reliability* dan konsekuensi ekonomi aset. Aktivitas *maintenance* yang dilakukan dengan interval terlalu pendek berpotensi menyebabkan *over-maintenance* dan meningkatkan biaya tenaga kerja, material, serta *planned downtime*. Sebaliknya, interval yang terlalu panjang dapat meningkatkan probabilitas kegagalan dan menyebabkan biaya *corrective maintenance* serta *opportunity loss* yang lebih besar.

   Pendekatan tersebut sejalan dengan penelitian Nataprawira dan Zulkarnain (2023) yang menentukan *interval maintenance* optimal pada peralatan kritis di geothermal power plant berdasarkan *reliability value* dan *cost ratio*. Penelitian tersebut menunjukkan bahwa penentuan *interval maintenance* perlu mempertimbangkan keseimbangan antara tingkat keandalan dan biaya pemeliharaan.



Gambar 5. 3 Optimum *Maintenance Interval* terhadap *Cost Ratio*

Gambar 5.3 menunjukkan bahwa perubahan *cost ratio* menghasilkan perubahan pada *optimum maintenance interval*. Hubungan tersebut menunjukkan bahwa interval maintenance merupakan hasil keseimbangan antara kebutuhan mempertahankan reliability dan biaya yang dikeluarkan untuk melakukan pemeliharaan. Oleh karena itu, interval yang terlalu pendek maupun terlalu panjang dapat menghasilkan konsekuensi ekonomi yang berbeda.

Temuan tersebut juga didukung oleh Mburu et al., (2021) melalui pendekatan simulasi pada operasi geothermal. Penelitian tersebut menunjukkan bahwa *preventive maintenance interval* merupakan salah satu parameter yang berpengaruh terhadap *availability* dan *maintenance cost*. Hasil simulasi menunjukkan bahwa perubahan interval PM dapat mengubah jumlah aktivitas pemeliharaan dan waktu yang digunakan untuk *servicing*, sehingga memengaruhi biaya pemeliharaan dan ketersediaan peralatan. Dengan demikian, interval *maintenance* perlu ditentukan dengan mempertimbangkan keseimbangan antara kebutuhan pemeliharaan, biaya, dan kinerja aset.

Pendekatan tersebut juga didukung oleh Atlason et al., (2015) pada steam turbine di Hellisheiði geothermal power plant. Penelitian tersebut menunjukkan bahwa perencanaan *maintenance* dipengaruhi oleh hasil *condition monitoring* dan pengalaman operasional, bukan hanya berdasarkan interval yang ditetapkan oleh *turbine manufacturer*. Kondisi *scaling*, *blade and diaphragm condition*, *bearing condition*, vibrasi, efisiensi, serta parameter tekanan dan temperatur dimonitor untuk mendukung perencanaan *maintenance*.

Penelitian tersebut juga menunjukkan bahwa waktu antar perbaikan berbeda antar komponen, dan pada sejumlah komponen berada pada kisaran 4–8 tahun.

Atlason et al. (2015) juga menunjukkan bahwa penghentian turbin untuk inspeksi visual memiliki konsekuensi biaya dan risiko operasional, sehingga inspeksi perlu dilakukan secara terencana. Hasil *condition monitoring* digunakan untuk menentukan waktu pelaksanaan *maintenance* dan *overhaul* berdasarkan kondisi komponen. Kondisi tersebut relevan dengan penelitian ini karena *planned downtime* maupun *unplanned downtime* dapat memberikan konsekuensi ekonomi melalui *opportunity loss*.

Selain kondisi aktual, penentuan interval *maintenance* perlu mempertimbangkan jenis dan konsekuensi *failure mode*. Gunnarsson et al. (2013) menggunakan *Failure Mode and Effects Analysis* (FMEA) pada steam turbine geothermal untuk mengidentifikasi dan memprioritaskan *failure mode* berdasarkan *severity, occurrence,* dan *detection*. Pendekatan tersebut menunjukkan bahwa tidak seluruh komponen memiliki tingkat risiko yang sama sehingga perhatian *maintenance* perlu diprioritaskan berdasarkan karakteristik dan konsekuensi kegagalannya.

Dalam konteks steam turbine pada penelitian ini, perusahaan dapat melakukan evaluasi terhadap interval aktivitas PM dengan mempertimbangkan riwayat kegagalan, jam operasi, tingkat criticality, hasil inspeksi, dan data kondisi aktual. Pendekatan tersebut memungkinkan interval pemeliharaan disesuaikan dengan karakteristik masing-masing komponen dan tingkat risiko kegagalan yang dihadapi. Dengan demikian, aktivitas maintenance dapat lebih difokuskan pada komponen dan periode operasi yang memiliki risiko kegagalan serta konsekuensi ekonomi lebih tinggi, sehingga potensi *over-maintenance*, *unplanned downtime*, dan *opportunity loss* dapat dikendalikan.

2. Mengurangi *Corrective Maintenance* yang Tidak Terencana

   Corrective maintenance merupakan aktivitas pemeliharaan yang dilakukan setelah terjadi kegagalan atau gangguan pada aset. Dalam konteks penelitian ini, aktivitas *corrective maintenance* menjadi penting karena data CM digunakan sebagai dasar identifikasi kejadian kegagalan steam turbine dan pembentukan data *Time Between Failure* (TBF) serta *Time to Repair* (TTR). Dari 70 *work order corrective maintenance* yang diproses melalui interval merging, diperoleh 45 *outage event* yang merepresentasikan kejadian penghentian operasi

pada tingkat sistem. Oleh karena itu, pengendalian *corrective maintenance* tidak hanya berkaitan dengan pengurangan biaya pekerjaan perbaikan, tetapi juga dengan pengurangan frekuensi dan durasi *outage* yang dapat meningkatkan *opportunity loss.*

Salah satu pendekatan yang dapat dilakukan adalah mengidentifikasi komponen dan *failure mode* yang paling berkontribusi terhadap gangguan operasi. Data *work order*, histori kegagalan, durasi *outage*, dan biaya perbaikan dapat digunakan untuk menentukan prioritas tindakan perbaikan dan pencegahan. Pendekatan tersebut sejalan dengan Ashfania et al. (2023), yang menunjukkan bahwa integrasi data kejadian kegagalan, data operasi, dan *Failure Mode and Effects Analysis* (FMEA) dapat digunakan untuk mendukung proses *detection and diagnostic* serta menentukan tindakan *proactive* dan *corrective maintenance*. Dengan demikian, riwayat *corrective maintenance* dapat dimanfaatkan sebagai sumber informasi untuk mengidentifikasi kegagalan berulang dan menentukan tindakan yang lebih tepat pada periode operasi berikutnya.

Pendekatan tersebut juga didukung oleh Dubey & Dubey, (2019) yang menunjukkan bahwa peningkatan *reliability* dan *availability* peralatan perlu menjadi bagian dari pengelolaan *maintenance* untuk mengurangi *downtime* dan meningkatkan kemampuan produksi. Penelitian tersebut menekankan pentingnya pergeseran dari pendekatan *reactive maintenance* menuju pendekatan yang lebih *proactive* serta penggunaan data untuk merumuskan strategi *maintenance* yang *cost-effective*. Dengan demikian, *corrective maintenance* yang terjadi setelah kegagalan perlu dimanfaatkan sebagai informasi untuk memperbaiki strategi *maintenance* dan mengurangi kemungkinan terjadinya gangguan berulang.

Pendekatan identifikasi *failure mode* tersebut juga relevan dengan penelitian Gunnarsson et al. (2013) pada steam turbine geothermal. Penelitian tersebut menggunakan FMEA untuk mengevaluasi *severity, occurrence,* dan *detection* dari berbagai *failure mode* pada steam turbine. Hasilnya menunjukkan bahwa beberapa *failure mode* memiliki tingkat risiko yang lebih tinggi sehingga memerlukan perhatian dan tindakan korektif yang lebih diprioritaskan. Dengan demikian, corrective maintenance sebaiknya tidak hanya diarahkan untuk mengembalikan peralatan ke kondisi operasi, tetapi juga digunakan sebagai umpan

balik untuk mengidentifikasi akar permasalahan dan mencegah terjadinya kegagalan yang sama secara berulang.

Selain identifikasi *failure mode*, pengurangan *corrective maintenance* yang tidak terencana dapat didukung melalui *condition monitoring*. Ketika indikasi degradasi dapat diketahui sebelum berkembang menjadi kegagalan fungsional, kebutuhan tenaga kerja, *spare parts*, peralatan, dan waktu *shutdown* dapat dipersiapkan sebelumnya. Dengan demikian, pekerjaan perbaikan yang berpotensi dilakukan secara darurat dapat dialihkan menjadi pekerjaan yang lebih terencana dan dikendalikan dari sisi biaya maupun waktu.

Dalam konteks penelitian ini, pendekatan tersebut menjadi penting karena hasil simulasi memproyeksikan sekitar 5–6 *outage event* per tahun selama periode proyeksi. Meskipun jumlah kegagalan relatif terbatas, durasi *outage* yang tinggi dapat menghasilkan *opportunity loss* yang jauh lebih besar dibandingkan biaya *corrective maintenance* secara langsung. Oleh karena itu, pengendalian *corrective maintenance* sebaiknya diarahkan tidak hanya pada penurunan jumlah pekerjaan CM, tetapi terutama pada pengurangan kegagalan yang menyebabkan *unplanned outage* dan pemendekan durasi pemulihan aset.

3. Pengembangan *Condition Monitoring* dan *Predictive Maintenance*

   Pengembangan *condition monitoring* dan *predictive maintenance* dapat menjadi strategi pendukung dalam pengendalian *maintenance cost*. Pemantauan kondisi memungkinkan perusahaan memperoleh informasi mengenai perubahan kondisi atau indikasi degradasi peralatan sebelum berkembang menjadi kegagalan fungsional. Dengan informasi tersebut, tindakan pemeliharaan dapat direncanakan berdasarkan kondisi aktual aset sehingga penggunaan tenaga kerja, material, *spare parts*, dan waktu *shutdown* dapat dipersiapkan lebih awal.

   Ashfania et al. (2023) menunjukkan bahwa integrasi data sensor operasi, data kejadian kegagalan, dan FMEA dapat mendukung proses *detection and diagnostic* pada peralatan pembangkit. Informasi tersebut dapat digunakan untuk mengidentifikasi kondisi abnormal dan menentukan tindakan *proactive maintenance*. Dalam konteks penelitian ini, pendekatan

tersebut dapat dikembangkan pada komponen yang memiliki tingkat *criticality* tinggi atau memiliki konsekuensi kegagalan yang besar terhadap operasi pembangkit.

Penerapan *predictive maintenance* tidak harus dilakukan secara seragam pada seluruh komponen steam turbine. Prioritas dapat diberikan pada komponen yang memiliki tingkat criticality tinggi, memiliki *failure mode* yang dapat dideteksi melalui parameter kondisi, atau memiliki konsekuensi *downtime* dan *opportunity loss* yang besar. Dengan demikian, investasi pada sistem monitoring dapat diarahkan pada kondisi yang memberikan manfaat ekonomi paling besar.

4. Pengendalian Biaya melalui Optimasi *Spare Parts*

   Pengendalian *maintenance cost* juga perlu dilakukan melalui pengelolaan *spare parts* yang mempertimbangkan tingkat *criticality*, probabilitas kegagalan, *lead time*, harga komponen, dan konsekuensi apabila komponen tidak tersedia. Ketersediaan komponen kritis dapat membantu mengurangi durasi *downtime* ketika terjadi kegagalan, sedangkan persediaan yang terlalu besar dapat meningkatkan biaya penyimpanan dan modal yang tertanam dalam persediaan.

   Pendekatan tersebut sejalan dengan Mburu et al., (2021) yang menunjukkan bahwa kebijakan *spare parts* perlu mempertimbangkan *repair time*, *diagnosis time*, dan *sourcing lead time*. Penelitian tersebut juga menunjukkan bahwa kebijakan ketersediaan *spare parts* perlu dievaluasi bersama strategi *maintenance* melalui pendekatan *cost-benefit analysis*, karena tingkat ketersediaan suku cadang berhubungan dengan biaya persediaan dan risiko *downtime*.

   Dalam konteks *steam turbine*, perusahaan dapat mengklasifikasikan *spare parts* berdasarkan tingkat *criticality* dan konsekuensi kegagalan terhadap operasi pembangkit. Komponen dengan *criticality* dan *lead time* tinggi dapat dipertimbangkan sebagai *critical spare parts* yang memerlukan kebijakan persediaan lebih ketat. Sebaliknya, komponen dengan risiko kegagalan dan konsekuensi yang lebih rendah dapat dikelola dengan tingkat persediaan yang lebih rendah atau melalui mekanisme pengadaan sesuai kebutuhan.

   Pengelolaan *spare parts* juga tidak sebaiknya hanya mempertimbangkan harga pembelian. Sahid et al., (2026) menunjukkan bahwa pengambilan keputusan pemulihan komponen rotor turbin perlu mempertimbangkan beberapa kriteria secara simultan, yaitu

biaya, ketersediaan komponen, kualitas, risiko operasional, dan waktu perbaikan. Hasil tersebut menunjukkan bahwa alternatif dengan biaya yang lebih rendah tidak otomatis menjadi alternatif terbaik apabila memiliki kualitas atau risiko operasional yang kurang menguntungkan.

Berdasarkan hasil *reliability analysis* dan *failure history*, perusahaan dapat menggunakan informasi frekuensi kegagalan dan durasi perbaikan untuk menentukan komponen yang memerlukan kesiapan persediaan lebih tinggi. Pendekatan tersebut dapat membantu mengurangi risiko keterlambatan pemulihan akibat komponen tidak tersedia, khususnya pada komponen yang berpotensi menyebabkan *outage* dengan konsekuensi ekonomi yang besar.

Dengan demikian, pengendalian biaya *spare parts* tidak diarahkan semata-mata pada pengurangan nilai persediaan atau pemilihan komponen dengan harga terendah, tetapi pada optimasi keseimbangan antara biaya persediaan, ketersediaan komponen, lead time, kualitas, reliability, dan risiko operasional. Pendekatan tersebut diharapkan dapat mengurangi risiko *downtime* dan *opportunity loss* tanpa menimbulkan persediaan berlebih yang tidak ekonomis.

5. Evaluasi Vendor dan Strategi *Procurement*

   Pengendalian *maintenance cost* tidak hanya berkaitan dengan besarnya biaya pemeliharaan, tetapi juga dengan cara perusahaan memilih pemasok material, *spare parts*, dan jasa pemeliharaan. Pemilihan vendor yang hanya didasarkan pada harga pembelian terendah belum tentu menghasilkan biaya siklus hidup yang paling rendah karena kualitas komponen, *lead time*, ketersediaan, risiko operasional, dan waktu perbaikan dapat memengaruhi biaya dan downtime secara keseluruhan.

   Pendekatan tersebut didukung oleh Sahid et al. (2026) yang menggunakan pendekatan *multi-criteria decision making* dalam pemilihan strategi pemulihan rotor turbin geothermal. Penelitian tersebut mempertimbangkan beberapa kriteria, yaitu *cost, blade availability*, *blade quality, operational risk, dan repair time.* Hasilnya menunjukkan bahwa alternatif dengan biaya lebih rendah tidak secara otomatis menjadi alternatif terbaik karena kualitas dan risiko operasional juga berperan penting dalam menentukan alternatif yang paling sesuai.

Dalam konteks *steam turbine* pada penelitian ini, evaluasi vendor dapat dilakukan dengan mempertimbangkan harga, kualitas dan kesesuaian teknis komponen, *lead time*, kemampuan memenuhi kebutuhan saat terjadi *outage*, serta rekam jejak kinerja pemasok. Untuk komponen yang bersifat kritis, perusahaan dapat mempertimbangkan *dual sourcing* atau alternatif pemasok yang memenuhi spesifikasi teknis untuk mengurangi ketergantungan terhadap satu sumber.

Selain itu, strategi *procurement* dapat diintegrasikan dengan informasi *reliability* dan kebutuhan *spare parts*. Mburu et al. (2021) menunjukkan bahwa perubahan pemasok dan *sourcing lead time* dapat dievaluasi melalui pendekatan *cost-benefit*, sedangkan kebijakan *spare parts* perlu dipertimbangkan bersama strategi maintenance lainnya. Dengan demikian, keputusan pengadaan tidak hanya berorientasi pada harga pembelian, tetapi juga pada pengaruh pemasok terhadap *availability*, waktu pemulihan, dan total biaya *maintenance*.

Strategi tersebut juga menjadi semakin penting ketika terjadi gangguan rantai pasok dan perubahan kondisi eksternal. Multilaw (2026) mengidentifikasi konsentrasi rantai pasok, volatilitas biaya pengiriman dan komoditas, perubahan kebijakan perdagangan, serta risiko ekspor sebagai faktor yang dapat memengaruhi ketersediaan, *lead time*, dan biaya pengadaan. Salah satu pendekatan mitigasi yang disoroti adalah *dual sourcing*, perencanaan substitusi, dan peningkatan *supplier due diligence*.

Dengan demikian, vendor terbaik tidak selalu merupakan vendor dengan harga terendah, tetapi vendor yang memberikan kombinasi terbaik antara biaya, kualitas, ketersediaan, *lead time*, risiko, dan kemampuan memenuhi kebutuhan operasi. Pendekatan tersebut diharapkan dapat mengurangi risiko biaya tambahan akibat keterlambatan pengadaan, penggunaan komponen yang tidak sesuai, maupun perpanjangan *downtime*.

6. Pengendalian Eskalasi *Maintenance Cost* Evaluasi Berdasarkan Data Aktual

   Selain pengendalian biaya melalui aktivitas maintenance, *spare parts*, dan *procurement*, perusahaan perlu memperhatikan perkembangan *maintenance cost* dari waktu ke waktu. Berdasarkan hasil penelitian ini, *maintenance cost* diproyeksikan mengalami eskalasi sebesar 3,02% per tahun. Perubahan tingkat eskalasi tersebut dapat memengaruhi biaya

siklus hidup dan nilai EUAC sehingga pada akhirnya dapat memengaruhi umur ekonomis steam turbine.

Eskalasi *maintenance cost* dapat dipengaruhi oleh berbagai faktor, antara lain inflasi, kenaikan harga material dan *spare parts*, biaya tenaga kerja dan jasa vendor, transportasi dan logistik, serta perubahan kondisi rantai pasok. Selain faktor ekonomi, kondisi eksternal seperti konflik geopolitik, kebijakan perdagangan, pembatasan ekspor, dan gangguan jalur pengiriman juga dapat meningkatkan ketidakpastian biaya dan *lead time* pengadaan. Multilaw (2026) menunjukkan bahwa volatilitas komoditas dan pengiriman, konsentrasi rantai pasok, serta perubahan kebijakan perdagangan dapat menjadi sumber risiko terhadap biaya dan *deliverability* proyek energi.

Oleh karena itu, perusahaan perlu melakukan evaluasi *maintenance cost* secara berkala berdasarkan data aktual, bukan hanya menggunakan asumsi eskalasi tetap. Evaluasi dapat dilakukan dengan membandingkan perkembangan biaya PM, PdM, dan CM terhadap frekuensi kegagalan, durasi *outage*, *reliability*, *availability*, dan *opportunity loss*. Dengan cara tersebut, perusahaan dapat mengetahui apakah peningkatan biaya maintenance memberikan manfaat yang sebanding terhadap peningkatan kinerja dan pengurangan risiko kegagalan.

Pendekatan berbasis data tersebut sejalan dengan Dubey dan Dubey (2019), yang menekankan pentingnya pengumpulan, pengolahan, dan analisis data untuk mendukung pengambilan keputusan maintenance serta peningkatan *reliability* dan pengurangan *downtime*. Penelitian tersebut juga menekankan bahwa pengembangan *maintenance* yang *cost-effective* perlu diarahkan pada peningkatan reliability dan perpanjangan umur peralatan.

Evaluasi juga perlu memperhatikan hubungan antara biaya *maintenance* dan konsekuensi kegagalan. Mburu et al. (2021) menunjukkan bahwa *maintenance cost* berkaitan dengan *availability*, *downtime*, *spare parts*, serta sumber daya *maintenance* sehingga optimasi tidak seharusnya dilakukan dengan mengubah satu faktor secara terpisah. Penelitian tersebut menunjukkan pentingnya mempertimbangkan interaksi antarfaktor dalam pengambilan keputusan *maintenance*.

Dalam konteks penelitian ini, apabila terjadi peningkatan *maintenance cost* tanpa diikuti peningkatan *reliability*, penurunan *downtime*, atau pengurangan *opportunity loss* yang sebanding, maka strategi *maintenance* perlu dievaluasi kembali. Sebaliknya, peningkatan biaya yang dapat menurunkan risiko kegagalan dan memperbaiki kinerja aset dapat tetap dipertahankan apabila manfaat ekonominya lebih besar daripada tambahan biaya yang dikeluarkan.

Dengan demikian, pengendalian eskalasi *maintenance cost* tidak diarahkan pada penetapan anggaran serendah mungkin, tetapi pada pengendalian pertumbuhan biaya melalui evaluasi berkala terhadap efektivitas *maintenance*. Informasi tersebut dapat digunakan untuk menentukan apakah aktivitas PM, PdM, dan CM perlu dipertahankan, disesuaikan intervalnya, ditingkatkan melalui *condition monitoring*, atau dievaluasi kembali dari sisi biaya dan manfaat.

Berdasarkan keseluruhan rekomendasi tersebut, pengendalian *maintenance cost* steam turbine perlu dilakukan secara terintegrasi melalui optimasi *interval maintenance*, pengurangan *corrective maintenance* yang tidak terencana, pengembangan *condition monitoring* dan *predictive maintenance*, optimasi pengelolaan *spare parts*, evaluasi vendor dan strategi *procurement*, serta evaluasi berkala terhadap perkembangan biaya berdasarkan data aktual. Pendekatan tersebut tidak bertujuan untuk meminimalkan biaya *maintenance* secara absolut, tetapi untuk memperoleh keseimbangan antara biaya, *reliability*, *availability*, *downtime*, dan *opportunity loss* sehingga pengoperasian aset tetap ekonomis sepanjang siklus hidupnya.

BAB VI
PENUTUP

6.1 Kesimpulan

Berdasarkan hasil analisis reliability, simulasi Monte Carlo, serta *Life Cycle Cost Analysis* (LCCA) menggunakan metode *Equivalent Uniform Annual Cost* (EUAC) pada steam turbine PLTP X, maka dapat ditarik kesimpulan sebagai berikut.

1. Karakteristik keandalan *steam turbine* berhasil dianalisis menggunakan pendekatan *Reliability Analysis* berdasarkan data historis *Corrective Maintenance* dari sistem SAP PM. Sebelum dilakukan analisis, sebanyak 70 *work order* diproses menggunakan metode *interval merging* sehingga diperoleh 45 *merged corrective-maintenance events* pada tingkat sistem yang digunakan sebagai dasar pembentukan data *Time Between Failure* (TBF) dan *Time to Repair* (TTR). Hasil *goodness of fit* menunjukkan bahwa distribusi Weibull merupakan distribusi yang paling sesuai untuk memodelkan data TBF maupun TTR. Parameter distribusi yang diperoleh selanjutnya digunakan sebagai dasar pembentukan model probabilistik pada simulasi Monte Carlo.
2. Proyeksi jumlah kegagalan, durasi penyelesaian *corrective-maintenance event*, biaya pemeliharaan, dan *opportunity loss* berhasil dilakukan menggunakan simulasi Monte Carlo sebanyak 1.000 replikasi. Hasil simulasi menunjukkan bahwa *steam turbine* diproyeksikan mengalami sekitar 5–6 *event* per tahun dengan *Repair Duration* tahunan berkisar 3.650–4.100 jam per tahun selama periode proyeksi 2024–2045. *Repair Duration* tersebut merepresentasikan durasi *merged corrective-maintenance event* berdasarkan interval *Actual Start* hingga *Actual Finish* pada sistem SAP PM dan tidak secara langsung menunjukkan *effective production downtime*. Oleh karena itu, durasi tersebut dikonversi menjadi *Equivalent Downtime* menggunakan *Production Loss Factor* sebesar 25% sebagai *engineering assumption* untuk mengestimasi dampak kehilangan produksi listrik. Hasil perhitungan menunjukkan bahwa *opportunity loss* merupakan komponen biaya yang dominan dibandingkan *maintenance cost* dalam struktur biaya siklus hidup.
3. Umur ekonomis *steam turbine* berhasil ditentukan menggunakan metode *Life Cycle Cost Analysis* (LCCA) melalui pendekatan *Equivalent Uniform Annual Cost* (EUAC).

Berdasarkan *acquisition cost* sebesar Rp200.000.000.000, *Minimum Attractive Rate of Return* (MARR) sebesar 12%, *maintenance cost* berdasarkan data historis SAP PM dan proyeksinya, serta *opportunity loss* hasil simulasi Monte Carlo, diperoleh nilai EUAC minimum sebesar Rp101.175.956.268,96 per tahun pada tahun ke-18 atau tahun kalender 2033. Dengan demikian, berdasarkan model dan asumsi ekonomi yang digunakan dalam penelitian ini, umur ekonomis *steam turbine* diperkirakan berada pada tahun ke-18. Hasil analisis sensitivitas menunjukkan bahwa, dalam rentang skenario yang dianalisis, perubahan MARR memberikan pengaruh yang lebih besar terhadap umur ekonomis dibandingkan perubahan *maintenance cost escalation* sehingga MARR menjadi parameter yang relatif lebih sensitif dalam penentuan umur ekonomis.

6.2 Saran

Berdasarkan hasil penelitian yang telah dilakukan, beberapa saran yang dapat diberikan adalah sebagai berikut:

1. Bagi perusahaan, hasil penelitian ini dapat digunakan sebagai salah satu masukan dalam perencanaan pengelolaan aset *steam turbine*, khususnya untuk mengevaluasi waktu penggantian aset berdasarkan aspek ekonomi. Nilai umur ekonomis tahun ke-18 atau tahun 2033 sebaiknya dipandang sebagai titik evaluasi ekonomi, bukan sebagai batas mutlak bahwa aset harus langsung diganti. Sebelum keputusan *replacement* dilakukan, perusahaan perlu mempertimbangkan kondisi teknis aktual, hasil inspeksi, tingkat degradasi komponen, *reliability*, *availability*, *maintenance cost*, dan konsekuensi *downtime*. Evaluasi terhadap strategi *maintenance*, seperti optimasi interval PM, penguatan PdM dan *condition monitoring*, pengendalian *corrective maintenance* yang tidak terencana, pengelolaan *spare parts*, serta evaluasi vendor dan *procurement*, juga dapat dilakukan untuk mengendalikan biaya dan mendukung perpanjangan masa operasi aset secara ekonomis.
2. Bagi perusahaan, sistem pencatatan data pemeliharaan dan operasi disarankan untuk diintegrasikan agar waktu *effective production downtime* dapat dibedakan dari durasi *work order* pada sistem SAP PM. Data yang dapat didokumentasikan secara lebih rinci meliputi waktu aktual kehilangan kemampuan pembangkitan, tingkat pembebanan (*loading*), kapasitas produksi selama gangguan, durasi *derating*, *trip record*, serta waktu

tunggu material dan aktivitas non-repair lainnya. Ketersediaan data tersebut dapat meningkatkan akurasi pembentukan TBF dan TTR serta menghasilkan estimasi *opportunity loss* yang lebih representatif dibandingkan penggunaan *engineering assumption*

3. Bagi perusahaan, hasil *maintenance cost* juga disarankan untuk dievaluasi secara berkala dengan menghubungkan biaya PM, PdM, dan CM dengan indikator *reliability*, *availability*, frekuensi kegagalan, *downtime*, dan *opportunity loss*. Evaluasi tersebut dapat digunakan untuk mengetahui apakah peningkatan biaya pemeliharaan memberikan manfaat yang sebanding terhadap peningkatan kinerja aset. Dengan demikian, pengendalian *maintenance cost* tidak hanya diarahkan pada pengurangan anggaran, tetapi pada optimasi total biaya sepanjang siklus hidup aset.
4. Bagi penelitian selanjutnya, analisis dapat dikembangkan menggunakan data *condition monitoring* dan data inspeksi sehingga perubahan kondisi aset dapat dimodelkan secara lebih dinamis. Pendekatan seperti *Condition-Based Maintenance* (CBM), *Non-Homogeneous Poisson Process* (NHPP), maupun model degradasi dapat dipertimbangkan untuk merepresentasikan perubahan karakteristik kegagalan sepanjang umur operasi *steam turbine*.
5. Bagi penelitian selanjutnya, analisis LCCA dapat diperluas dengan memasukkan komponen biaya yang belum tersedia dalam penelitian ini, seperti *operating cost*, *salvage value*, biaya *minor overhaul* dan *major overhaul*, serta biaya *planned downtime*. Penelitian selanjutnya juga dapat membandingkan secara kuantitatif alternatif maintain, overhaul, dan replacement dengan memasukkan perubahan *reliability*, *availability*, performa, biaya pemeliharaan, dan *opportunity loss* sebelum dan setelah tindakan *overhaul*. Dengan demikian, kemampuan *minor overhaul* maupun *major overhaul* dalam memperpanjang umur ekonomis dapat dievaluasi secara lebih objektif.

DAFTAR PUSTAKA

Abdullah, S., Mursyidah, H., Pinem, M. P., Chasanah, I. U., Huda, M., Ikhsan, F., Satrio Wicaksono, A., & Anggara, R. P. (2025a). *STOCHASTIC MODELING OF BEARING FAILURE TIME USING THE WEIBULL DISTRIBUTION: A MONTE CARLO SIMULATION APPROACH*. *03*(02), 27–33. https://doi.org/10.62870/timer.v3i02.37059

Abdullah, S., Mursyidah, H., Pinem, M. P., Chasanah, I. U., Huda, M., Ikhsan, F., Satrio Wicaksono, A., & Anggara, R. P. (2025b). *STOCHASTIC MODELING OF BEARING FAILURE TIME USING THE WEIBULL DISTRIBUTION: A MONTE CARLO SIMULATION APPROACH*. *03*(02), 27–33. https://doi.org/10.62870/timer.v3i02.37059

Afdal, Z. A., & Linarti, U. (2023a). *Preventive Maintenance Analysis Using Monte Carlo Simulation and Failure Mode and Effect Analysis (FMEA)*. https://doi.org/10.23917/jiti.v22i2.21900

Afdal, Z. A., & Linarti, U. (2023b). *Preventive Maintenance Analysis Using Monte Carlo Simulation and Failure Mode and Effect Analysis (FMEA)*. https://doi.org/10.23917/jiti.v22i2.21900

Ahsan, S., Lemma, T. A., & Gebremariam, M. A. (2020). Reliability analysis of gas turbine engine by means of bathtub-shaped failure rate distribution. *Process Safety Progress*, *39*(S1). https://doi.org/10.1002/prs.12115

Akkawat, P., Whyte, A., & Hasan, U. (2025). Offshore Wind Turbine Key Components' Life Cycle Cost Analysis (LCCA): Specification Options in Western Australia. *Eng*, *6*(6). https://doi.org/10.3390/eng6060118

Aneke, *, Odukwe, A. O., & Ani. (2018). *Aneke et al: Effect of Failure and Repair Rates on Gas Turbine System Reliability and Availability EFFECT OF FAILURE AND REPAIR RATES ON GAS TURBINE SYSTEM RELIABILITY AND AVAILABILITY*. www.explorematicsjournal.org.ng

Arlis, M. (2019). *DEVELOPMENT MODEL OF A GEOTHERMAL FIELD IN THE EASTERN PART OF INDONESIA WITH GEOTHERMAL FUND INVOLVEMENT*.

Atlason, R. S., Unnthorsson, R., & Oddsson, G. V. (2015). Innovation and development in geothermal turbine maintenance based on Icelandic experience. *Geothermics*, *56*, 72–78. https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2015.03.009

Awliya, G., Ashfania, M., Warsokusumo, T., Prahasto, T., & Widodo, A. (2023a). *Detection and Diagnostic with Random Forest and FMEA to Improve the Maintenance Management System in Steam Boiler of Power Plant*.

Awliya, G., Ashfania, M., Warsokusumo, T., Prahasto, T., & Widodo, A. (2023b). *Detection and Diagnostic with Random Forest and FMEA to Improve the Maintenance Management System in Steam Boiler of Power Plant*.

Barabady, J., & Kumar, U. (2008). Reliability analysis of mining equipment: A case study of a crushing plant at Jajarm Bauxite Mine in Iran. *Reliability Engineering and System Safety*, *93*(4), 647–653. https://doi.org/10.1016/j.ress.2007.10.006

Barnaji, F. (2018). *Determine the Minimum Attractive Rate of Return (MARR) Using Analytical Hierarchy Process for Geothermal Project in Indonesia*. https://pearlaace2017.wordpress.com/2018/05/11/w21-0_fb_determine-the-minimum-attractive-rate-of-return-marr-using-analytical-hierarchy-process-for-geothermal-project-in-indonesia/

Cahyo, W. N. (2019a). *Engineering Asset Management (Pengantar Manajemen Aset Industri berbasis ISO 55000)*.

Cahyo, W. N. (2019b). *Engineering Asset Management (Pengantar Manajemen Aset Industri berbasis ISO 55000)*. Universitas Islam Indonesia.

Dachyar, M., Nurcahyo, R., & Tohir, Y. (2018). *MAINTENANCE STRATEGY SELECTION FOR STEAM POWER PLANT IN RANGE OF CAPACITY 300-625 MW IN INDONESIA*. *13*(7). www.arpnjournals.com

Darmein, Marzuki, Zuhaimi, Fauzi, Nurlaili, & Luthfi. (2023). *Gas turbine maintenance optimizing using the reliability-centered maintenance method*. *21*(1), 2023–2025. http://e-jurnal.pnl.ac.id/polimesin

Decoussemaeker, P., Binder, M., & Cooper, P. (2026). *Development of strategies for life cycle management of steam turbines and generators in aging fossil-fired steam power plants*.

Dewangan, D. N., Kumar Jha, M., & Banjare, Y. P. (2007). Reliability Investigation of Steam Turbine Used In Thermal Power Plant. In *International Journal of Innovative Research in Science, Engineering and Technology (An ISO* (Vol. 3297). www.ijirset.com

Djeddi, A. Z., Hafaifa, A., Iratni, A., & Kouzou, A. (2022). GAS TURBINE RELIABILITY ESTIMATION TO REDUCE THE RISK OF FAILURE OCCURRENCE WITH A COMPARATIVE STUDY BETWEEN THE TWO-PARAMETER WEIBULL DISTRIBUTION AND A NEW MODIFIED WEIBULL DISTRIBUTION. *Diagnostyka*, *23*(1). https://doi.org/10.29354/diag/146240

Dosa, I., Petrilean, D. C., Tataru, A. C., Vasilescu, G. D., Mija, N., Cazac, A. M., Rusu, O., Tatarcan, A. C., & Bejinariu, C. (2025). Assessment of steam turbine performance degradation in long-term operation. *Energy*, *327*. https://doi.org/10.1016/j.energy.2025.136491

Dubey, A., & Dubey, P. (2019). Maintenance of Steam Turbine Power Plant for Improvement of Operation. *International Journal of Modern Engineering & Management Research*.

Eddouh, Y., Daya, A., El Otmani, R., & Touache, A. (2024). Maximizing Wind Turbine Efficiency: Monte Carlo Simulation Based on Cost and Energy Loss Analysis for Optimal Preventive Maintenance. *Management and Production Engineering Review*, *15*(1), 111–125. https://doi.org/10.24425/mper.2024.149994

Erbiyik, H. (2022). *Definition of Maintenance and Maintenance Types with Due Care on Preventive Maintenance*. www.intechopen.com

Erenst Nataprawira, D. (2023). *Determining Optimum Maintenance Interval of Critical Equipment in Geothermal Power Plant Based on Reliability Value and Cost Ratio*.

Fadila, A., & Suhendra Permana, D. (2024). Analisis Kinerja Turbin Uap Sebelum Dan Sesudah Overhaul PLTU X. *Jurnal Teknik Mesin*, *13*(1).

Geo Dipa Energi. (2020). *Jasa Inspeksi Turbin, Generator & Balance of Plant PLTP Dieng Unit 1 -*.

Geo Dipa Energi. (2025). *Jasa Major Overhaul PLTP Dieng Small Scale 2025*.

Geo Dipa Energi. (2026). *Jasa Minor Overhaul PLTP Dieng Unit 1 2026*.

Gunnarsson, A., Elisson, A., Jonsson, M., & Unnthorsson, R. (2013). *SPECIFIED MAINTENANCE OF STEAM TURBINES IN GEOTHERMAL POWER PLANTS*. http://proceedings.asmedigitalcollection.asme.org/pdfaccess.ashx?url=/data/conferences/asmep/77600/

Hakam, D. F., Husein, M. C., Hariyanto, N., Rifansyah, M., Koesrindartoto, D. P., Darmansyah, A., & Nur, S. (2025). Unlocking Geothermal Potential in Indonesia: A Techno-Economic Analysis With Carbon Credits Toward 2060 NDC Goal. *Energy Science and Engineering*, *13*(12), 5835–5855. https://doi.org/10.1002/ese3.70296

Hastings, N. A. J. (2010). Physical Asset Management. In *Physical Asset Management*. Springer London. https://doi.org/10.1007/978-1-84882-751-6

Hatala, M. H., Sukarsono, B. P., & Nukertamanda, D. (2023). Risk and Reliability Improvement Analysis of Boiler System Using the Failure Mode Effect Analysis & Critical Analysis (FMECA) Method. *Spektrum Industri*, *21*(1), 8–20. https://doi.org/10.12928/si.v21i1.98

Henao, Y., Grubert, E., Korey, M., Bank, L. C., & Gentry, R. (2024). Life Cycle Assessment and Life Cycle Cost Analysis of Repurposing Decommissioned Wind Turbine Blades as High-Voltage Transmission Poles. *Journal of Construction Engineering and Management*, *150*(5). https://doi.org/10.1061/jcemd4.coeng-13718

IEEE Std 762. (2007). *IEEE Std 762 ™-2006 IEEE Standard Definitions for Use in Reporting Electric Generating Unit Reliability, Availability, and Productivity*.

Ito, Takatsune., & Ruiz, Carlos. (2017). *Geothermal power : technology brief*. International Renewable Energy Agency.

Koohsari, A., Kalatehjari, R., Moosazadeh, S., Hajihassani, M., & Van, B. (2022). A Critical Investigation on the Reliability, Availability, and Maintainability of EPB Machines: A Case Study. *Applied Sciences (Switzerland)*, *12*(21). https://doi.org/10.3390/app122111245

Kusuma Wardana, A., Dadan Ramdan, R., & Ali Ashat, M. (2025). *Optimization Strategy for Power Plant Asset Management Using Reliability Analysis and Life Cycle Cost: Case Study of Steam-Dominated Geothermal Power Plant Unit 1 at PT RST*.

Liana, L. (2014). *Using Analytical Hierarchy Process to Determine Appropriate Minimum Attractive Rate of Return for Oil and Gas Projects in Indonesia 1*. https://api.semanticscholar.org/CorpusID:110119479

Limble. (2026, March 12). *Guide to Understanding Failure Metrics*. https://limble.com/learn/failure-metrics

Luthfi, R. F., & Sutikno. (2019). Life cycle cost and replacement analysis for power plant generator (case study at PLTU Labuan unit #2). *AIP Conference Proceedings*, *2187*. https://doi.org/10.1063/1.5138320

Maletič, D., Maletič, M., Al-Najjar, B., & Gomišček, B. (2020). An analysis of physical asset management core practices and their influence on operational performance. *Sustainability (Switzerland)*, *12*(21), 1–20. https://doi.org/10.3390/su12219097

Malik, R., Rauf, N., Alisyahbana, T., Ahmad, A., Fole, A., & Sulawesi Selatan, M. (2024). *SCHEDULING MAINTENANCE PROPOSAL FOR TURBINE MACHINES USING THE AGE REPLACEMENT METHOD AT BALAMBANO HYDROELECTRIC POWER PLANT PT. Vale Indonesia Tbk. Institution of Author 1 , Institution of Author 2 , Institution of Author*. https://doi.org/10.33536/jiem.v9i1.1841

Martin, R., Lazakis, I., Barbouchi, S., & Johanning, L. (2016). Sensitivity analysis of offshore wind farm operation and maintenance cost and availability. *Renewable Energy*, *85*, 1226–1236. https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.07.078

Mburu, S. M., Wakiru, J. M., Muchiri, P. N., & Pintelon, L. (2021). Maintenance Impact on Geothermal Drilling Operations. A Case Study Approach. *American Journal of Industrial and Business Management*, *11*(02), 183–201. https://doi.org/10.4236/ajibm.2021.112012

Molęda, M., Małysiak-Mrozek, B., Ding, W., Sunderam, V., & Mrozek, D. (2023a). From Corrective to Predictive Maintenance—A Review of Maintenance Approaches for the Power Industry. In *Sensors* (Vol. 23, Number 13). Multidisciplinary Digital Publishing Institute (MDPI). https://doi.org/10.3390/s23135970

Molęda, M., Małysiak-Mrozek, B., Ding, W., Sunderam, V., & Mrozek, D. (2023b). From Corrective to Predictive Maintenance—A Review of Maintenance Approaches for the Power Industry. In *Sensors* (Vol. 23, Number 13). Multidisciplinary Digital Publishing Institute (MDPI). https://doi.org/10.3390/s23135970

Multilaw. (2026). *Geopolitics and the Energy Transition: How energy security, supply chains and conflict are reshaping the transition in 2026*. https://www.multilaw.com/Multilaw/Multilaw_News/Multilaw_News/Geopolitics_and_the_Energy_Transition_How_Energy_Security_Supply_Chains_and_Conflict_Are_Reshaping.aspx

Nasruddin, Kurniawan, N., Prasetyadi, D., & Sherly. (2018). Critical analysis using FMEA fuzzy logic on geothermal steam turbine system. *AIP Conference Proceedings*, *1983*. https://doi.org/10.1063/1.5046227

Novareza, O., Darmawan, Z., Setyanto, N. W., & Mohamad, E. Bin. (2024). Turbine Engine Reliability Analysis Using Reliability Availability Maintainability (RAM). *Journal of Mechanical Engineering Science and Technology (JMEST)*, *8*(2), 240. https://doi.org/10.17977/um016v8i22024p240

O'Conner, P. D. T., & Kleyner, A. (2011). *Practical Reliability Engineering i*.

O'Connor, A. N. (2019). *PROBABILITY DISTRIBUTIONS USED IN RELIABILITY ENGINEERING*. DML INTERNATIONAL.

Okirie, A. J., Saturday, E. G., Gift, M. I., & Ewe, D. (2025). Operational data analytics for failure prediction and availability improvement in gas turbine power plants. *Journal of Engineering and Applied Science*, *72*(1). https://doi.org/10.1186/s44147-025-00688-8

Pamungkas, I., Arhami, & Dirhamsyah, M. (2019). Monte carlo simulation for predicting the reliability of a boiler in the nagan raya steam power plant. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, *523*(1). https://doi.org/10.1088/1757-899X/523/1/012071

Pujawan, N. (2019). *Ekonomi Teknik* (3rd ed.). Lautan Pustaka.

Putra, A. E., Fajar, B., Kiono, T., & Christwardana, M. (2025). CONDENSER REPLACEMENT LIFE PREDICTION BASED ON CONDENSER BACK PRESSURE LOSS FACTOR USING SIMPLE LIFE CYCLE COST MANAGEMENT METHOD: ECONOMIC LIFE. *Journal of Universal Studies*, *5*(3), 3570–3583. http://eduvest.greenvest.co.id

Putranugraha, D., & Garniwa, I. (2025). Optimization of Preventive Maintenance Planning for the Motor Cooling System at PLTGU Using Differential Evolution. *International Journal of Electrical, Computer, and Biomedical Engineering*, *3*(3). https://doi.org/10.62146/ijecbe.v3i3.132

Qurrahman, A. H., Wilopo, W., Susanto, S. P., & Petrus, M. (2021). Energy and Exergy Analysis of Dieng Geothermal Power Plant. *International Journal of Technology*, *12*(1), 175–185. https://doi.org/10.14716/ijtech.v12i1.4218

Rahmanto, B., Setiawan, F., & Sofyan, E. (2022). *Perancangan Aktivitas Pemeliharaan Dengan Metode Reliability Pada Sistem Main Rotor Blade Helikopter Bell 412EP Studi Kasus Penerbad Semarang*. https://journal.isas.or.id/index.php/JAMERE

Reifferscheidt, J., Weigell, J., & Jahn, C. (2021). Item-based Reliability-centred Life-Cycle Costing using Monte Carlo Simulation. *Journal of Physics: Conference Series*, *2018*(1). https://doi.org/10.1088/1742-6596/2018/1/012034

Revitasari, C., Novareza, O., & Darmawan, Z. (2015). *PENENTUAN JADWAL PREVENTIVE MAINTENANCE MESIN-MESIN DI STASIUN GILINGAN (Studi Kasus PG. Lestari Kertosono) PREVENTIVE MAINTENANCE SCHEDULING DETERMINATION AT MILL STATION (Case Study PG. Lestari Kertosono)* (Vol. 3, Number 3).

Roque, R., Robertson-Tait, A., & Camargo, M. A. (2016). Geothermal Market Analysis of Indonesia. In *GRC Transactions* (Vol. 40).

Sahid, D. I., Hamdani, N. A., & Firdaus, O. M. (2026). Optimization of Decision-Making for Rotor Turbine Recovery in Geothermal Power Plants Using AHP, DEMATEL, and TOPSIS Methods. *Business Innovation and Entrepreneurship Journal*, *8*(2), 151–158. https://doi.org/10.35899/biej.v8i2.1201

Sanaye, S., & Yazdani, M. (2022). Energy, exergy, economic and environmental analysis of a running integrated anaerobic digester-combined heat and power system in a municipal wastewater treatment plant. *Energy Reports*, *8*, 9724–9741. https://doi.org/10.1016/j.egyr.2022.07.155

Shimura, S., Herrero, R., Zuffo, M. K., & Baesso Grimoni, J. A. (2016). Production costs estimation in photovoltaic power plants using reliability. *Solar Energy*, *133*, 294–304. https://doi.org/10.1016/j.solener.2016.03.070

Siregar, B., Rahadi, A. P., & Manurung, M. M. (2025). *Pengantar Statistik untuk Sains Data*.

Sitinjak, F. R., & Silalahi, F. T. R. (2023). Analisis Strategi Pemeliharaan Preventive Maintenance Excavator Menggunakan Pendekatan Analytical Hierarchy Process (AHP) dan Analisis Sensitivitas. *Journal of Integrated System*, *6*(2), 226–242. https://doi.org/10.28932/jis.v6i2.7633

Stanchev, P., & Hinov, N. (2025). STATISTICAL AND AI-BASED RELIABILITY ASSESSMENT OF PHOTOVOLTAIC INVERTERS USING STATISTICAL MODELING AND MACHINE LEARNING. In *International Journal on Information Technologies & Security, №* (Vol. 3).

Suef, M., & Anugrah, G. B. (2020). *Reliability Analysis and Economic Life Calculation for Asset Management Optimization (Case Study in Steam Power Generation Unit at XYZCompany)* .

Tchakoua, P., Wamkeue, R., Ouhrouche, M., Slaoui-Hasnaoui, F., Tameghe, T. A., & Ekemb, G. (2014). Wind turbine condition monitoring: State-of-the-art review, new trends, and future challenges. In *Energies* (Vol. 7, Number 4, pp. 2595–2630). MDPI AG. https://doi.org/10.3390/en7042595

Timpal, G. B. J., Irham, S., & Yulia, P. S. (2023). The economic feasibility approach of the development of geothermal power plant 2 x 20 MW. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, *1239*(1). https://doi.org/10.1088/1755-1315/1239/1/012020

Utomo, R. M., Saypul, M. Y. R., & Muslimin, M. (2025). *Proposed Turbine Maintenance Scheduling at A Steam Power Plant using Monte Carlo Simulation* (pp. 337–348). https://doi.org/10.2991/978-94-6463-732-8_31

Yilmaz, C. (2020). Life cycle cost assessment of a geothermal power assisted hydrogen energy system. *Geothermics*, *83*. https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2019.101737

Yugoswara, A., Ashat, A., & Nusiaputra, Y. (2025). *Optimizing Financial Feasibility and Resource Utilization in Binary Geothermal Systems: A Case Study from the Dieng Geothermal Field, Indonesia*.

Zhai, L.-Y., Lu, W.-F., Liu, Y., Li, X., & Vachtsevanos, G. (2013). *Analysis of Time-to-Failure Data with Weibull Model in Product Life Cycle Management*.

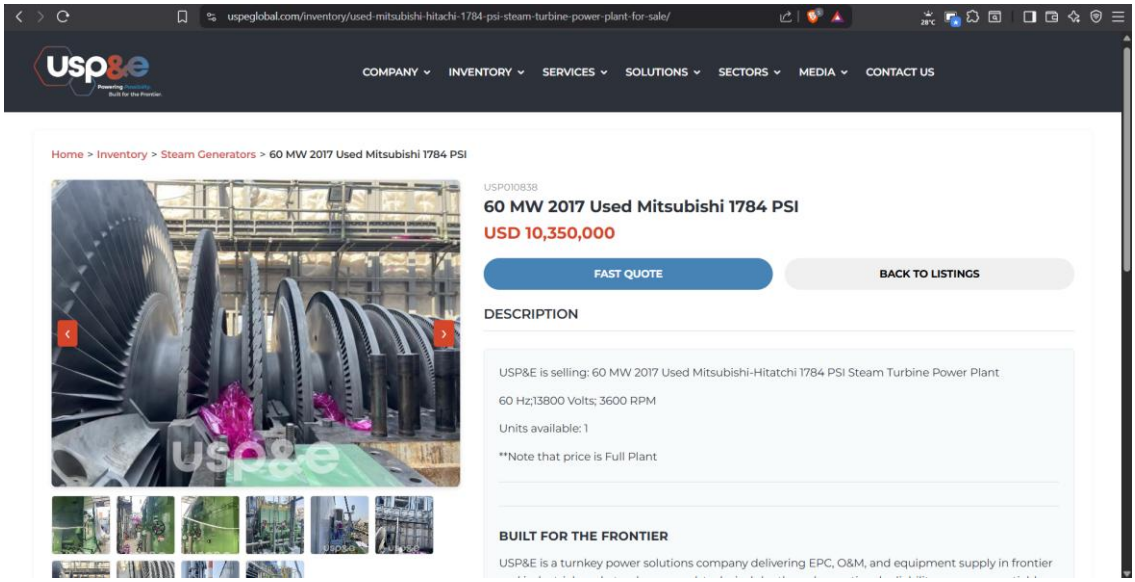
Zulfan, M. R., & Ardiansyah, W. (2024). *Reliability Analysis as A Maintenance Optimization Strategy at PT PLN Indonesia Power Unit PLTP Gunung Salak*.

LAMPIRAN

Lampiran 1 Data Mentah Historis Pemeliharaan Steam Turbine

	A	B	C	D	E
1	Equipmer	Total act.costs	Description	Start Date	Finish Date
2	7100002111	Rp -	INSTRUMENTASI K-131A TIDAK BERFUNGSI	04/01/2016 08:00	11/10/2016 11:54
3	7100002111	Rp -	MEKANIKAL K-131A TIDAK BERFUNGSI	04/01/2016 08:00	11/03/2016 12:00
4	7100002139	Rp -	MEKANIKAL K-131B TIDAK BERFUNGSI	04/01/2016 08:00	24/02/2016 14:30
5	7100002139	Rp -	INSTRUMENTASI K-131B TIDAK BERFUNGSI	04/01/2016 08:00	04/01/2016 09:52
6	7100002169	Rp -	INSTRUMENTASI K-131C TIDAK BERFUNGSI	04/01/2016 08:00	11/10/2016 13:27
7	7100001926	Rp -	Turbin Blade Stage#1 Perlu perbaikan	01/07/2016 10:48	05/07/2016 10:04
8	3100000800	Rp -	Nozzle Turbin Tidak Bisa dilepas.	07/07/2016 08:00	10/07/2016 10:04
13	7100001920	Rp -	Pressure gauge & spare part turbin rusak	20/07/2016 09:31	20/07/2016 11:31
16	7100001920	Rp -	Peralatan BOP area T/G PP prlu perbaikan	20/07/2016 14:15	21/07/2016 09:04
19	7100002444	Rp -	Level Oli ECH PP dibawah normal	25/07/2016 08:00	25/07/2016 10:00
20	7100002111	Rp 9.488.420,00	ELEKTRIKAL K-131A TIDAK BERFUNGSI	11/08/2016 13:00	20/10/2016 14:07
21	7100002139	Rp 9.637.420,00	ELEKTRIKAL K-131B TIDAK BERFUNGSI	11/08/2016 13:00	17/10/2016 16:22
22	7100002169	Rp 10.774.160,00	ELEKTRIKAL K-131C TIDAK BERFUNGSI	11/08/2016 13:00	17/10/2016 16:22
23	7100002169	Rp -	MEKANIKAL K-131C TIDAK BERFUNGSI	07/09/2016 09:00	14/10/2016 13:47
24	7100001988	Rp -	COVER RUPTURE DISC MAIN CONDENSOR BOCOR	19/09/2016 08:00	21/09/2016 15:39
25	7100002306	Rp 11.325.000,00	Lifting pump P-117 rusak	22/09/2016 09:00	22/09/2016 11:43
26	7100002062	Rp -	DRAIN EJECTOR J.102 A 1ST STAGE BOCOR	28/11/2016 08:00	30/11/2016 10:07
27	3100000798	Rp -	Perbaikan pipa conduit untuk SV1 dan CV1	12/12/2016 08:00	13/12/2016 08:43
28	7100002062	Rp -	DRAIN EJECTOR J.102 C 2ND STAGE BOCOR	12/12/2016 08:00	13/12/2016 16:17
29	3100000807	Rp -	E.109B (COOLER) TEMP. TINGGI	05/01/2017 08:00	09/01/2017 13:05
30	7100001988	Rp 37.368.000,00	Perlu perbaikan Sipil untuk area P.Plant	05/01/2017 15:47	24/08/2017 10:24

Lampiran 2 Data Acuan *Capital Cost Steam Turbine (Used Steam Turbine Market Reference)*



Lampiran 3 *Work Order Maintenance*

Work Order	Start Date	Finish Date	KKS (sub system)
7100002111	04/01/2016 08:00	11/03/2016 12:00	Cooling
7100002139	04/01/2016 08:00	24/02/2016 14:30	Cooling
7100002139	04/01/2016 08:00	04/01/2016 09:52	Cooling
7100001926	01/07/2016 10:48	05/07/2016 10:04	HP Turbine
3100000800	07/07/2016 08:00	10/07/2016 10:04	HP Turbine
7100001920	20/07/2016 09:31	20/07/2016 11:31	HP Turbine
7100001920	20/07/2016 14:15	21/07/2016 09:04	HP Turbine
7100002444	25/07/2016 08:00	25/07/2016 10:00	Hydraulic Oil
7100002111	11/08/2016 13:00	20/10/2016 14:07	Cooling
7100002139	11/08/2016 13:00	17/10/2016 16:22	Cooling
7100002169	11/08/2016 13:00	17/10/2016 16:22	Cooling
7100002169	07/09/2016 09:00	14/10/2016 13:47	Cooling
7100001988	19/09/2016 08:00	21/09/2016 15:39	Condensing System
7100002306	22/09/2016 09:00	22/09/2016 11:43	Auxiliary Oil & Vapor
7100002062	28/11/2016 08:00	30/11/2016 10:07	Cooling
3100000798	12/12/2016 08:00	13/12/2016 08:43	HP Turbine
7100002062	12/12/2016 08:00	13/12/2016 16:17	Cooling / After Cooler
3100000807	05/01/2017 08:00	09/01/2017 13:05	Auxiliary Oil & Vapor
7100002561	22/01/2017 00:00	22/01/2017 13:43	Hydraulic Oil System
7100001988	24/01/2017 00:00	24/01/2017 13:45	Condensing System
7100002306	26/01/2017 08:00	26/01/2017 15:37	Auxiliary Oil & Vapor
7100002315	26/01/2017 08:00	26/01/2017 15:37	Auxiliary Oil & Vapor
7100002323	26/01/2017 08:00	26/01/2017 15:06	Auxiliary Oil & Vapor
7100002330	26/01/2017 08:00	26/01/2017 15:36	Auxiliary Oil & Vapor
7100001918	26/02/2017 08:00	27/02/2017 16:36	HP Turbine
7100002561	01/04/2017 00:00	01/04/2017 04:20	Hydraulic Oil
7100002561	29/04/2017 18:30	29/04/2017 21:00	Hydraulic Oil
7100002561	31/07/2017 08:00	31/12/2017 14:11	Hydraulic Oil
7100001976	07/09/2017 09:32	31/12/2017 14:18	LP Turbine
3100000810	13/09/2017 08:00	31/12/2017 14:19	Electrical Control
7100002339	26/09/2017 11:11	28/09/2017 12:07	Auxiliary Oil & Vapor
7100002561	20/11/2017 08:00	31/12/2017 14:38	Hydraulic Oil
7100001977	19/03/2018 08:00	13/06/2018 10:34	Bearings
7100002557	04/05/2018 11:56	13/06/2018 10:33	Hydraulic Oil
3100000810	31/07/2018 09:43	21/09/2018 14:30	Electrical Control
7100002062	08/10/2018 08:00	18/10/2018 11:04	Cooling / After Cooler
3100000810	03/12/2018 08:00	28/12/2018 13:16	Electrical Control
7100001988	04/12/2018 09:33	28/12/2018 13:16	Condensing System
7100002226	26/12/2018 13:11	28/12/2018 14:48	Cooling / After Cooler
7100002561	07/01/2019 08:00	07/02/2019 14:53	Hydraulic Oil
3100000799	23/01/2019 08:00	07/02/2019 14:53	HP Turbine
7100002344	18/02/2019 08:37	26/02/2019 16:36	Auxiliary Oil & Vapor
7100002498	25/03/2019 09:27	26/03/2019 11:42	Hydraulic Oil
3100000807	06/05/2019 08:00	29/08/2019 14:23	Auxiliary Oil & Vapor
7100002430	28/10/2019 08:00	31/12/2019 17:02	Auxiliary Oil & Vapor
7100002426	07/08/2020 09:34	07/08/2020 12:22	Auxiliary Oil & Vapor
3100000810	03/11/2020 08:00	03/11/2020 12:57	Electrical Control
7100001928	16/12/2020 10:00	16/12/2020 14:30	LP Turbine
7100001988	05/07/2021 08:24	05/07/2021 21:13	Condensing System
3100000809	08/09/2021 08:00	08/09/2021 12:30	Hydraulic Oil System
7100001988	01/11/2021 12:30	01/11/2021 23:52	Condensing System
7100005814	24/11/2021 09:11	27/11/2021 13:43	Hydraulic Oil System

Work Order	Start Date	Finish Date	KKS (sub system)
7100001988	06/01/2022 08:00	16/03/2022 14:27	Condensing System
3100000798	21/03/2022 08:00	24/05/2022 09:49	HP Turbine
7100001936	06/06/2022 08:00	27/07/2022 14:57	LP Turbine
7100002426	04/08/2022 12:00	11/10/2022 13:33	Auxiliary Oil & Vapor
7100001988	20/10/2022 13:39	08/01/2023 20:14	Condensing System
7100002561	09/01/2023 08:00	18/02/2023 12:58	Hydraulic Oil
7100002561	10/01/2023 12:48	10/01/2023 14:37	Hydraulic Oil
7100002498	31/01/2023 08:00	31/01/2023 08:05	Hydraulic Oil
7100002552	31/01/2023 08:40	31/01/2023 13:00	Hydraulic Oil
7100001926	13/02/2023 08:00	02/03/2023 07:54	HP Turbine
7100002426	27/03/2023 08:00	23/05/2023 08:27	Auxiliary Oil & Vapor
7100002498	26/05/2023 14:37	26/05/2023 23:55	Hydraulic Oil
7100002226	09/11/2023 11:35	20/11/2023 06:59	Cooling
7100002034	10/11/2023 13:24	20/11/2023 06:59	Cooling
7100002456	10/11/2023 14:56	20/11/2023 06:59	Hydraulic Oil
7100001988	07/12/2023 10:37	07/12/2023 10:52	Condensing System
7100002498	27/12/2023 08:00	27/12/2023 11:06	Hydraulic Oil
7100002561	27/12/2023 15:20	28/12/2023 09:21	Hydraulic Oil

Lampiran 4 *Interval Merging*

Equipment	*Start Date*	*Finish Date*	*Max Finish*	*Event ID*
7100002111	04/01/2016 08:00	11/03/2016 12:00	11/03/2016 12:00	1
7100002139	04/01/2016 08:00	24/02/2016 14:30	11/03/2016 12:00	1
7100002139	04/01/2016 08:00	04/01/2016 09:52	11/03/2016 12:00	1
7100001926	01/07/2016 10:48	05/07/2016 10:04	05/07/2016 10:04	2
3100000800	07/07/2016 08:00	10/07/2016 10:04	10/07/2016 10:04	3
7100001920	20/07/2016 09:31	20/07/2016 11:31	20/07/2016 11:31	4
7100001920	20/07/2016 14:15	21/07/2016 09:04	21/07/2016 09:04	5
7100002444	25/07/2016 08:00	25/07/2016 10:00	25/07/2016 10:00	6
7100002111	11/08/2016 13:00	20/10/2016 14:07	20/10/2016 14:07	7
7100002139	11/08/2016 13:00	17/10/2016 16:22	20/10/2016 14:07	7
7100002169	11/08/2016 13:00	17/10/2016 16:22	20/10/2016 14:07	7
7100002169	07/09/2016 09:00	14/10/2016 13:47	20/10/2016 14:07	7
7100001988	19/09/2016 08:00	21/09/2016 15:39	20/10/2016 14:07	7
7100002306	22/09/2016 09:00	22/09/2016 11:43	20/10/2016 14:07	7
7100002062	28/11/2016 08:00	30/11/2016 10:07	30/11/2016 10:07	8
3100000798	12/12/2016 08:00	13/12/2016 08:43	13/12/2016 08:43	9
7100002062	12/12/2016 08:00	13/12/2016 16:17	13/12/2016 16:17	9
3100000807	05/01/2017 08:00	09/01/2017 13:05	09/01/2017 13:05	10
7100002561	22/01/2017 00:00	22/01/2017 13:43	22/01/2017 13:43	11
7100001988	24/01/2017 00:00	24/01/2017 13:45	24/01/2017 13:45	12
7100002306	26/01/2017 08:00	26/01/2017 15:37	26/01/2017 15:37	13
7100002315	26/01/2017 08:00	26/01/2017 15:37	26/01/2017 15:37	13
7100002323	26/01/2017 08:00	26/01/2017 15:06	26/01/2017 15:37	13
7100002330	26/01/2017 08:00	26/01/2017 15:36	26/01/2017 15:37	13
7100001918	26/02/2017 08:00	27/02/2017 16:36	27/02/2017 16:36	14

Equipment	*Start Date*	*Finish Date*	*Max Finish*	*Event ID*
7100002561	01/04/2017 00:00	01/04/2017 04:20	01/04/2017 04:20	15
7100002561	29/04/2017 18:30	29/04/2017 21:00	29/04/2017 21:00	16
7100002561	31/07/2017 08:00	31/12/2017 14:11	31/12/2017 14:11	17
7100001976	07/09/2017 09:32	31/12/2017 14:18	31/12/2017 14:18	17
3100000810	13/09/2017 08:00	31/12/2017 14:19	31/12/2017 14:19	17
7100002339	26/09/2017 11:11	28/09/2017 12:07	31/12/2017 14:19	17
7100002561	20/11/2017 08:00	31/12/2017 14:38	31/12/2017 14:38	17
7100001977	19/03/2018 08:00	13/06/2018 10:34	13/06/2018 10:34	18
7100002557	04/05/2018 11:56	13/06/2018 10:33	13/06/2018 10:34	18
3100000810	31/07/2018 09:43	21/09/2018 14:30	21/09/2018 14:30	19
7100002062	08/10/2018 08:00	18/10/2018 11:04	18/10/2018 11:04	20
3100000810	03/12/2018 08:00	28/12/2018 13:16	28/12/2018 13:16	21
7100001988	04/12/2018 09:33	28/12/2018 13:16	28/12/2018 13:16	21
7100002226	26/12/2018 13:11	28/12/2018 14:48	28/12/2018 14:48	21
7100002561	07/01/2019 08:00	07/02/2019 14:53	07/02/2019 14:53	22
3100000799	23/01/2019 08:00	07/02/2019 14:53	07/02/2019 14:53	22
7100002344	18/02/2019 08:37	26/02/2019 16:36	26/02/2019 16:36	23
7100002498	25/03/2019 09:27	26/03/2019 11:42	26/03/2019 11:42	24
3100000807	06/05/2019 08:00	29/08/2019 14:23	29/08/2019 14:23	25
7100002430	28/10/2019 08:00	31/12/2019 17:02	31/12/2019 17:02	26
7100002426	07/08/2020 09:34	07/08/2020 12:22	07/08/2020 12:22	27
3100000810	03/11/2020 08:00	03/11/2020 12:57	03/11/2020 12:57	28
7100001928	16/12/2020 10:00	16/12/2020 14:30	16/12/2020 14:30	29
7100001988	05/07/2021 08:24	05/07/2021 21:13	05/07/2021 21:13	30
3100000809	08/09/2021 08:00	08/09/2021 12:30	08/09/2021 12:30	31
7100001988	01/11/2021 12:30	01/11/2021 23:52	01/11/2021 23:52	32
7100005814	24/11/2021 09:11	27/11/2021 13:43	27/11/2021 13:43	33
7100001988	06/01/2022 08:00	16/03/2022 14:27	16/03/2022 14:27	34
3100000798	21/03/2022 08:00	24/05/2022 09:49	24/05/2022 09:49	35
7100001936	06/06/2022 08:00	27/07/2022 14:57	27/07/2022 14:57	36
7100002426	04/08/2022 12:00	11/10/2022 13:33	11/10/2022 13:33	37
7100001988	20/10/2022 13:39	08/01/2023 20:14	08/01/2023 20:14	38
7100002561	09/01/2023 08:00	18/02/2023 12:58	18/02/2023 12:58	39
7100002561	10/01/2023 12:48	10/01/2023 14:37	18/02/2023 12:58	39
7100002498	31/01/2023 08:00	31/01/2023 08:05	18/02/2023 12:58	39
7100002552	31/01/2023 08:40	31/01/2023 13:00	18/02/2023 12:58	39
7100001926	13/02/2023 08:00	02/03/2023 07:54	02/03/2023 07:54	39
7100002426	27/03/2023 08:00	23/05/2023 08:27	23/05/2023 08:27	40
7100002498	26/05/2023 14:37	26/05/2023 23:55	26/05/2023 23:55	41
7100002226	09/11/2023 11:35	20/11/2023 06:59	20/11/2023 06:59	42
7100002034	10/11/2023 13:24	20/11/2023 06:59	20/11/2023 06:59	42
7100002456	10/11/2023 14:56	20/11/2023 06:59	20/11/2023 06:59	42
7100001988	07/12/2023 10:37	07/12/2023 10:52	07/12/2023 10:52	43

Equipment	*Start Date*	*Finish Date*	*Max Finish*	*Event ID*
7100002498	27/12/2023 08:00	27/12/2023 11:06	27/12/2023 11:06	44
7100002561	27/12/2023 15:20	28/12/2023 09:21	28/12/2023 09:21	45

Lampiran 5 Perhitungan Biaya *Opportunity Loss* dalam USD dan IDR

Tahun	*Failure/Year*	*Repair Duration* (jam/tahun)	*Estimated Energy Loss* (MWh)	*Opportunity Loss* (USD)	*Opportunity Loss* (IDR)
2016	17	3567,72	214063,15	USD 1.896.599,51	Rp158.877.728.372,24
2017	15	3854,29	231257,63	USD 2.048.942,63	Rp183.395.698.892,91
2018	7	4169,25	250155,15	USD 2.216.374,63	Rp108.779.308.303,65
2019	6	5288,60	317315,87	USD 2.811.418,58	Rp106.219.519.730,50
2020	3	12,26	735,75	USD 6.518,74	Rp237.567.003,81
2021	4	105,26	6315,55	USD 55.955,77	Rp2.000.979.899,66
2022	5	7991,41	479484,37	USD 4.248.231,49	Rp157.640.807.441,59
2023	13	2906,48	174388,73	USD 1.545.084,18	Rp70.832.961.505,06
2024	8	5446,41	326784,47	USD 2.895.310,38	Rp80.321.926.662,05
2025	7	5198,98	311938,71	USD 2.763.776,94	Rp81.700.357.450,71
2026	8	5365,85	321951,30	USD 2.852.488,47	Rp85.585.132.815,65
2027	8	5485,62	329137,49	USD 2.916.158,19	Rp89.179.381.939,36
2028	8	4788,60	287316,28	USD 2.545.622,23	Rp88.225.332.906,89
2029	8	5265,45	315926,94	USD 2.799.112,68	Rp87.950.784.026,58
2030	8	5260,50	315630,07	USD 2.796.482,39	Rp94.479.950.239,85
2031	8	5205,02	312300,93	USD 2.766.986,28	Rp93.959.227.325,98
2032	8	5141,45	308486,88	USD 2.733.193,75	Rp90.234.539.956,60
2033	8	5090,48	305428,60	USD 2.706.097,40	Rp97.916.531.821,94
2034	8	5191,94	311516,46	USD 2.760.035,81	Rp99.671.511.091,48
2035	8	5279,95	316796,75	USD 2.806.819,25	Rp101.414.419.403,05
2036	8	5394,05	323643,21	USD 2.867.478,85	Rp99.054.475.015,25
2037	8	5253,25	315194,83	USD 2.792.626,21	Rp100.935.864.481,58
2038	8	5088,53	305311,70	USD 2.705.061,68	Rp103.495.144.085,54
2039	8	5358,04	321482,45	USD 2.848.334,54	Rp109.918.464.164,70
2040	7	5171,93	310315,86	USD 2.749.398,52	Rp109.361.112.477,99
2041	8	5622,98	337378,83	USD 2.989.176,41	Rp107.264.703.403,07
2042	8	5377,35	322641,06	USD 2.858.599,77	Rp112.861.748.483,30
2043	7	5344,32	320659,14	USD 2.841.039,97	Rp116.728.287.309,65
2044	7	5487,79	329267,18	USD 2.917.307,24	Rp120.136.788.422,95
2045	8	5593,31	335598,79	USD 2.973.405,28	Rp116.479.956.934,01

Lampiran 6 Perhitungan Biaya Pemeliharaan Setiap Tahun

Tahun	*PM Cost*	*PdM Cost*	*CM Cost*	*Total Maintenance Cost*
2016	Rp0,00	Rp0,00	Rp41.225.000,00	Rp41.225.000,00
2017	Rp320.611.261,00	Rp0,00	Rp417.868.000,00	Rp738.479.261,00
2018	Rp1.630.161.200,00	Rp0,00	Rp365.418.540,00	Rp1.995.579.740,00

Tahun	*PM Cost*	*PdM Cost*	*CM Cost*	*Total Maintenance Cost*
2019	Rp3.498.968.238,00	Rp0,00	Rp280.102.000,00	Rp3.779.070.238,00
2020	Rp1.167.576.057,00	Rp2.711.000,00	Rp0,00	Rp1.170.287.057,00
2021	Rp631.413.432,00	Rp98.043.600,00	Rp0,00	Rp729.457.032,00
2022	Rp407.401.955,00	Rp263.908.493,00	Rp0,00	Rp671.310.448,00
2023	Rp407.401.955,00	Rp478.924.507,00	Rp0,00	Rp886.326.462,00
2024	Rp130.054.042,16	Rp1.038.381.603,47	Rp13.579.124,15	Rp1.182.014.769,78
2025	Rp117.233.964,95	Rp1.069.740.727,89	Rp13.989.213,70	Rp1.200.963.906,55
2026	Rp138.027.920,80	Rp1.102.046.897,88	Rp14.411.687,95	Rp1.254.486.506,62
2027	Rp142.196.364,00	Rp1.135.328.714,19	Rp14.846.920,93	Rp1.292.371.999,13
2028	Rp146.490.694,20	Rp1.169.615.641,36	Rp15.295.297,94	Rp1.331.401.633,50
2029	Rp150.914.713,16	Rp1.204.938.033,73	Rp15.757.215,94	Rp1.371.609.962,83
2030	Rp155.472.337,50	Rp1.241.327.162,35	Rp16.233.083,86	Rp1.413.032.583,71
2031	Rp160.167.602,09	Rp1.278.815.242,65	Rp16.723.322,99	Rp1.455.706.167,74
2032	Rp165.004.663,67	Rp1.317.435.462,98	Rp17.228.367,35	Rp1.499.668.494,00
2033	Rp169.987.804,52	Rp1.357.222.013,96	Rp17.748.664,04	Rp1.544.958.482,52
2034	Rp175.121.436,21	Rp1.398.210.118,78	Rp18.284.673,69	Rp1.591.616.228,69
2035	Rp180.410.103,59	Rp1.440.436.064,37	Rp18.836.870,84	Rp1.639.683.038,80
2036	Rp185.858.488,72	Rp1.483.937.233,52	Rp19.405.744,34	Rp1.689.201.466,57
2037	Rp191.471.415,08	Rp1.528.752.137,97	Rp19.991.797,82	Rp1.740.215.350,86
2038	Rp197.253.851,81	Rp1.574.920.452,53	Rp20.595.550,11	Rp1.792.769.854,46
2039	Rp203.210.918,14	Rp1.622.483.050,20	Rp21.217.535,73	Rp1.846.911.504,06
2040	Rp183.179.401,88	Rp1.671.482.038,32	Rp21.858.305,30	Rp1.876.519.745,50
2041	Rp215.670.194,08	Rp1.721.960.795,87	Rp22.518.426,12	Rp1.960.149.416,07
2042	Rp222.183.433,94	Rp1.773.964.011,91	Rp23.198.482,59	Rp2.019.345.928,44
2043	Rp200.281.701,94	Rp1.827.537.725,07	Rp23.899.076,77	Rp2.051.718.503,77
2044	Rp206.330.209,34	Rp1.882.729.364,37	Rp24.620.828,89	Rp2.113.680.402,59
2045	Rp242.927.293,32	Rp1.939.587.791,17	Rp25.364.377,92	Rp2.207.879.462,41

Lampiran 7 Perhitungan *Total Opportunity Loss & Maintenance Cost*

Tahun	*Maintenance Cost*	*Opportunity Loss*	*Total OM Cost*
2016	Rp41.225.000,00	Rp25.196.065.849,86	Rp25.237.290.849,86
2017	Rp738.479.261,00	Rp27.443.324.172,55	Rp28.181.803.433,55
2018	Rp1.995.579.740,00	Rp31.518.578.767,06	Rp33.514.158.507,06
2019	Rp3.779.070.238,00	Rp39.731.523.780,31	Rp43.510.594.018,31
2020	Rp1.170.287.057,00	Rp95.026.801,53	Rp1.265.313.858,53
2021	Rp729.457.032,00	Rp800.391.959,86	Rp1.529.848.991,86
2022	Rp671.310.448,00	Rp63.056.322.976,63	Rp63.727.633.424,63
2023	Rp886.326.462,00	Rp23.505.928.901,71	Rp24.392.255.363,71
2024	Rp1.182.014.769,78	Rp44.923.955.975,18	Rp46.105.970.744,96
2025	Rp1.200.963.906,55	Rp43.736.441.514,18	Rp44.937.405.420,72
2026	Rp1.254.486.506,62	Rp46.038.582.843,88	Rp47.293.069.350,50
2027	Rp1.292.371.999,13	Rp48.002.816.498,97	Rp49.295.188.498,10

Tahun	*Maintenance Cost*	*Opportunity Loss*	*Total OM Cost*
2028	Rp1.331.401.633,50	Rp42.737.310.348,37	Rp44.068.711.981,87
2029	Rp1.371.609.962,83	Rp47.928.209.589,78	Rp49.299.819.552,61
2030	Rp1.413.032.583,71	Rp48.836.047.119,59	Rp50.249.079.703,30
2031	Rp1.455.706.167,74	Rp49.282.532.065,69	Rp50.738.238.233,43
2032	Rp1.499.668.494,00	Rp49.649.401.544,61	Rp51.149.070.038,62
2033	Rp1.544.958.482,52	Rp50.135.415.031,29	Rp51.680.373.513,81
2034	Rp1.591.616.228,69	Rp52.152.303.938,28	Rp53.743.920.166,98
2035	Rp1.639.683.038,80	Rp54.091.723.673,98	Rp55.731.406.712,78
2036	Rp1.689.201.466,57	Rp56.360.415.891,53	Rp58.049.617.358,10
2037	Rp1.740.215.350,86	Rp55.981.479.056,71	Rp57.721.694.407,58
2038	Rp1.792.769.854,46	Rp55.305.245.189,24	Rp57.098.015.043,69
2039	Rp1.846.911.504,06	Rp59.393.338.512,49	Rp61.240.250.016,55
2040	Rp1.876.519.745,50	Rp58.471.202.861,20	Rp60.347.722.606,71
2041	Rp1.960.149.416,07	Rp64.835.590.707,63	Rp66.795.740.123,70
2042	Rp2.019.345.928,44	Rp63.237.234.821,06	Rp65.256.580.749,50
2043	Rp2.051.718.503,77	Rp64.099.471.947,42	Rp66.151.190.451,19
2044	Rp2.113.680.402,59	Rp67.130.034.432,07	Rp69.243.714.834,66
2045	Rp2.207.879.462,41	Rp69.782.480.045,72	Rp71.990.359.508,13

Lampiran 8 Perhitungan *Annual Maintenance dan Opportunity Loss*

Tahun	*Total OM Cost*	*Discount Factor (P/F,12%, n)*	*Present Worth OM Cost*	*Accumulated Present Worth OM Cost*
2016	Rp25.237.290.849,86	0,8929	Rp22.533.295.401,66	Rp22.533.295.401,66
2017	Rp28.181.803.433,55	0,7972	Rp22.466.361.155,57	Rp44.999.656.557,23
2018	Rp33.514.158.507,06	0,7118	Rp23.854.716.047,41	Rp68.854.372.604,65
2019	Rp43.510.594.018,31	0,6355	Rp27.651.769.100,77	Rp96.506.141.705,41
2020	Rp1.265.313.858,53	0,5674	Rp717.973.064,24	Rp97.224.114.769,66
2021	Rp1.529.848.991,86	0,5066	Rp775.069.109,98	Rp97.999.183.879,64
2022	Rp63.727.633.424,63	0,4523	Rp28.827.144.974,91	Rp126.826.328.854,55
2023	Rp24.392.255.363,71	0,4039	Rp9.851.622.833,99	Rp136.677.951.688,54
2024	Rp46.105.970.744,96	0,3606	Rp16.626.275.262,14	Rp153.304.226.950,68
2025	Rp44.937.405.420,72	0,3220	Rp14.468.641.867,30	Rp167.772.868.817,98
2026	Rp47.293.069.350,50	0,2875	Rp13.595.627.327,76	Rp181.368.496.145,73
2027	Rp49.295.188.498,10	0,2567	Rp12.652.847.089,51	Rp194.021.343.235,24
2028	Rp44.068.711.981,87	0,2292	Rp10.099.411.378,51	Rp204.120.754.613,75
2029	Rp49.299.819.552,61	0,2046	Rp10.087.719.838,85	Rp214.208.474.452,60
2030	Rp50.249.079.703,30	0,1827	Rp9.180.318.993,76	Rp223.388.793.446,36
2031	Rp50.738.238.233,43	0,1631	Rp8.276.505.739,62	Rp231.665.299.185,99
2032	Rp51.149.070.038,62	0,1456	Rp7.449.572.595,02	Rp239.114.871.781,01
2033	Rp51.680.373.513,81	0,1300	Rp6.720.494.588,84	Rp245.835.366.369,85

Tahun	*Total OM Cost*	*Discount Factor (P/F,12%, n)*	*Present Worth OM Cost*	*Accumulated Present Worth OM Cost*
2034	Rp53.743.920.166,98	0,1161	Rp6.240.033.348,04	Rp252.075.399.717,89
2035	Rp55.731.406.712,78	0,1037	Rp5.777.494.647,31	Rp257.852.894.365,20
2036	Rp58.049.617.358,10	0,0926	Rp5.373.050.040,79	Rp263.225.944.405,99
2037	Rp57.721.694.407,58	0,0826	Rp4.770.265.731,99	Rp267.996.210.137,98
2038	Rp57.098.015.043,69	0,0738	Rp4.213.145.806,84	Rp272.209.355.944,82
2039	Rp61.240.250.016,55	0,0659	Rp4.034.636.480,07	Rp276.243.992.424,89
2040	Rp60.347.722.606,71	0,0588	Rp3.549.852.586,62	Rp279.793.845.011,51
2041	Rp66.795.740.123,70	0,0525	Rp3.508.166.337,22	Rp283.302.011.348,73
2042	Rp65.256.580.749,50	0,0469	Rp3.060.114.679,51	Rp286.362.126.028,24
2043	Rp66.151.190.451,19	0,0419	Rp2.769.701.902,66	Rp289.131.827.930,91
2044	Rp69.243.714.834,66	0,0374	Rp2.588.556.816,06	Rp291.720.384.746,97
2045	Rp71.990.359.508,13	0,0334	Rp2.402.888.739,75	Rp294.123.273.486,72

Lampiran 9 Perhitungan *Annual Opportunity Loss & Maintenance Cost*

Tahun	*Annual Opportunity Loss & Maintenance Cost*
2016	Rp25.237.290.849,86
2017	Rp26.626.211.879,90
2018	Rp28.667.447.841,01
2019	Rp31.773.145.164,42
2020	Rp26.970.915.616,46
2021	Rp23.835.921.904,15
2022	Rp27.789.898.031,29
2023	Rp27.513.660.028,44
2024	Rp28.771.966.957,34
2025	Rp29.693.140.956,45
2026	Rp30.545.248.605,26
2027	Rp31.322.186.257,00
2028	Rp31.776.946.542,27
2029	Rp32.317.899.467,49
2030	Rp32.798.889.743,28
2031	Rp33.218.491.427,97
2032	Rp33.585.292.388,65
2033	Rp33.909.869.494,36
2034	Rp34.222.513.732,74
2035	Rp34.521.030.927,31
2036	Rp34.809.022.978,55
2037	Rp35.056.720.615,60
2038	Rp35.267.434.618,01
2039	Rp35.487.254.028,06

Tahun	*Annual Opportunity Loss & Maintenance Cost*
2040	Rp35.673.706.791,85
2041	Rp35.880.726.141,43
2042	Rp36.054.163.938,64
2043	Rp36.211.988.805,50
2044	Rp36.365.923.478,40
2045	Rp36.513.538.941,79