



TUGAS AKHIR - MO141326

Analisis Pengaruh Variasi Konfigurasi *Bracing* pada *Tripod Jacket* untuk *Offshore Wind Turbine* terhadap Umur Kelelahannya

RIZQI WIDYA ANANTA

NRP. 04311440000077

Dosen Pembimbing :

Dr. Eng. Rudi Walujo Prastianto, S.T., M.T.

Nur Syahroni, S.T., M.T., P.hD.

DEPARTEMEN TEKNIK KELAUTAN

Fakultas Teknologi Kelautan

Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya

2018



FINAL PROJECT - MO141326

Tripod Jacket Fatigue Analysis with Variation of Bracing Configuration for Offshore Wind Turbine

RIZQI WIDYA ANANTA

NRP. 04311440000077

Supervisors :

Dr. Eng. Rudi Walujo Prastianto, S.T., M.T.

Nur Syahroni, S.T., M.T., P.hD.

DEPARTMENT OF OCEAN ENGINEERING

Faculty Of Marine Technology

Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya

2018

**Analisis Pengaruh Variasi Konfigurasi *Bracing* pada *Tripod*
Jacket untuk *Offshore Wind Turbine* terhadap Umur
Kelelahannya**

TUGAS AKHIR

Diajukan Untuk Memenuhi Salah Satu Syarat Memperoleh Gelar Sarjana Teknik
pada Program Studi S-1 Departemen Teknik Kelautan
Fakultas Teknologi Kelautan
Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Oleh :

Rizqi Widya Ananta

NRP. 04311440000077

Disetujui oleh :

1. Dr. Eng. Rudi Walujo Prastianto, S.T., M.T. (Pembimbing 1)

2. Nur Syahroni, S.T., M.T., P.hD. (Pembimbing 2)

3. Ir. Joswan Jusuf Soedjono, M.Sc. (Penguji 1)

4. Herman Pratikno, S.T., M.T., P.hD. (Penguji 2)

5. Agro Wisudawan, S.T., M.T. (Penguji 3)

Surabaya, Juli 2018

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

ABSTRAK

Nama : Rizqi Widya Ananta
NRP : 04311440000077
Departemen : Teknik Kelautan
Dosen Pembimbing : Dr. Eng. Rudi Walujo Prastianto, S.T., M.T.
Nur Syahroni, S.T., M.T., P.hD.

Sumber-sumber angin potensial yang signifikan, kebanyakan berada di daerah perairan cukup dalam, sehingga menyebabkan munculnya berbagai konsep pengembangan ladang turbin angin untuk area lepas pantai. Untuk pembangunan turbin angin lepas pantai membutuhkan bangunan laut untuk mendukung operasionalnya. Kerusakan pada bangunan laut mayoritas diakibatkan oleh kelelahan (*fatigue*) pada struktur, baik itu pada komponen struktur utama maupun struktur sekunder. Pada tugas akhir ini dibahas analisis *fatigue* dengan variasi konfigurasi *bracing* pada *tripod jacket* dengan jenis *Z-bracing*, *K-bracing*, dan *X-bracing* karena adanya beban lingkungan seperti beban angin dan gelombang yang menyebabkan kegagalan struktur. Perhitungan umur kelelahan (*fatigue life*) menggunakan *time history fatigue* didapatkan umur kelelahan terpendek pada *tubular joint* struktur dari setiap substruktur dengan variasi *bracing*. Untuk jenis *Z-bracing* didapatkan umur 16 tahun, *K-bracing* didapatkan umur 25 tahun, dan *X-bracing* didapatkan umur 36 tahun. Umur kelelahan yang dibutuhkan sebesar 40 tahun, akan tetapi tipe *X-bracing* memiliki umur 36 tahun dimana mendekati umur kelelahan yang dibutuhkan. Maka dilakukan redesain pada tipe *bracing* tersebut dengan menambahkan ketebalan *jacket leg* menjadi 0,04 m, sehingga umur kelelahannya menjadi 41 tahun.

Kata Kunci: Turbin Angin, *Tripod Jacket*, *Fatigue Life*, *Time History Fatigue*, *Tubular Joint*.

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

ABSTRACT

Name : Rizqi Widya Ananta
REG : 04311440000077
Department : Ocean Engineering
Supervisors : Dr. Eng. Rudi Walujo Prastianto, S.T., M.T.
Nur Syahroni, S.T., M.T. P.hD.

Potential wind sources are significant, mostly in deep water areas, leading to the emergence of various concepts developing wind turbine fields for offshore areas. For the construction of an offshore wind turbine requires a marine building to support its operations. Damage to the majority of marine buildings caused by fatigue on the structure, both on the main structure components and secondary structures. In this final project discussed fatigue analysis with variation of bracing configuration on tripod jacket with Z-bracing, K-bracing, and X-bracing because of environmental loads such as wind load and wave that caused structural failure. Fatigue life calculation using time history fatigue obtained the shortest fatigue life on tubular joint structure of each substructure with variation of bracing. For the type of Z-bracing obtained age 16 years, K-bracing obtained age 25 years, and X-bracing obtained age 36 years. The required fatigue life is 40 years, but the X-bracing type has a 36-year lifespan nearing the required fatigue life. Therefore, redesigning on the type of bracing by adding the jacket leg thickness to 0.04 m, the fatigue life become 41 years.

Key Words: Wind Turbine, Tripod Jacket, Fatigue Life, Time History Fatigue, Tubular Joint.

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

KATA PENGANTAR

Assalamualaikum Wr Wb

Puji syukur penulis kepada ALLAH SWT yang telah memberikan rahmat dan karunia-Nya, serta kepada seluruh pihak yang telah membantu, sehingga penulis dapat menyelesaikan tugas akhir ini dengan baik dan lancar. Tugas akhir ini berjudul “Analisis Pengaruh Variasi Konfigurasi *Bracing* pada *Tripod Jacket* untuk *Offshore Wind Turbine* terhadap Umur Kelelahannya”.

Tugas akhir ini disusun guna memenuhi persyaratan dalam menyelesaikan Studi Sarjana (S1) di Departemen Teknik Kelautan, Fakultas Teknologi Kelautan (FTK), Institut Teknologi Sepuluh Nopember (ITS) Surabaya. Tugas akhir ini membahas tentang analisis pengaruh variasi konfigurasi *bracing* pada *tripod jacket* untuk *offshore wind turbine* terhadap umur kelelahannya.

Penulis menyadari dalam pengerjaan dan penulisan tugas akhir ini masih jauh dari kesempurnaan sehingga penulis mengharapkan kritik dan saran sebagai bahan penyempurnaan pada laporan selanjutnya. Penulis berharap tugas akhir ini dapat mendukung kemajuan dunia pendidikan khususnya di bidang energi terbarukan.

Wassalamu’alaikum Wr. Wb.

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

UCAPAN TERIMA KASIH

Selama menyelesaikan penyusunan tugas akhir ini penulis telah banyak bantuan dari berbagai pihak, baik secara langsung maupun tidak langsung. Dengan segala kerendahan hati, penulis ingin menyampaikan ucapan terima kasih yang sebesar-besarnya kepada semua pihak yang turut membantu, khususnya:

1. Allah SWT, Tuhan Yang Maha Esa yang telah memberikan ridho dan hidayah-Nya, sehingga penulis dapat menyelesaikan Tugas Akhir ini.
2. Kedua orang tua, yangti, kakak, dan adik penulis yang telah memberikan dukungan moral maupun moril kepada penulis yang tiada hentinya agar diberi kemudahan dalam menyelesaikan tugas akhir ini.
3. Bapak Dr. Eng. Rudi Walujo Prastianto, S.T., M.T., selaku dosen pembimbing satu penulis yang telah sabar membimbing, memberikan petunjuk, dan meluangkan waktunya sehingga Tugas Akhir ini dapat selesai.
4. Bapak Nur Syahroni, S.T., M.T., P.hD., selaku dosen pembimbing dua penulis yang telah sabar membimbing, memberikan petunjuk, dan meluangkan waktunya sehingga Tugas Akhir ini dapat selesai.
5. Bapak Drs. Mahmud Mustain, M.Sc., P.hD., selaku dosen wali penulis, terima kasih atas saran, nasehat, dan bimbingannya.
6. Bapak Dr. Eng. Rudi Walujo Prastianto, S.T., M.T., selaku Ketua Departemen Teknik Kelautan, semua bapak dan ibu dosen serta staf maupun karyawan Departemen Teknik Kelautan, terima kasih atas segala ilmu dan bantuannya.
7. Para penguji Tugas Akhir yang telah memberikan evaluasi dan saran kepada penulis guna menyempurnakan tugas akhir yang dikerjakan.
8. Seluruh keluarga besar mahasiswa Teknik Kelautan ITS angkatan 2014 (MAELSTROM) yang telah memberikan semangat dan bantuan kepada penulis dalam menyelesaikan tugas akhir.
9. Itqon Askary yang selalu mengingatkan dan memotivasi, serta berbagi pandangan apapun. Semoga cita-citamu lekas tercapai. Aamiin.
10. Ivandito, Reynaldi Rovi, Fikri Imanuddin, dan Erick yang banyak membantu ketika menemukan jalan buntu dalam pengerjaan Tugas Akhir ini.
11. Galura dan Zulfikar sebagai partner perjuangan Tugas Akhir yang berani melakukan “*babat alas*” *Offshore Wind Turbine*.

12. Teman seperjuangan TRB II dan III, Mikel dan Acong, yang sering mengisi masa-masa perkuliahan.
13. Teman-teman kelas saya semasa SMA, “Sendal Jepit”, khususnya Intan, Vio, Devi, Sindy, Yoga, Hanun, dan Gersom yang selalu meluangkan waktu untuk berbagi suka maupun duka.
14. Semua pihak yang telah membantu baik secara langsung maupun tidak langsung.

Sekali lagi saya ucapkan Terima Kasih, semoga Allah membalas dengan balasan yang baik.

Surabaya, Juli 2018

Rizqi Widya Ananta

NRP. 04311440000077

DAFTAR ISI

HALAMAN SAMPUL	i
LEMBAR PENGESAHAN	iii
ABSTRAK	v
<i>ABSTRACT</i>	vii
KATA PENGANTAR	ix
UCAPAN TERIMA KASIH	xi
DAFTAR ISI	xiii
DAFTAR GAMBAR	xvi
DAFTAR TABEL	xviii
DAFTAR LAMPIRAN	xix
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1. Latar Belakang	1
1.2. Rumusan Masalah	3
1.3. Tujuan	3
1.4. Manfaat	3
1.5. Batasan Masalah	4
1.6. Sistematika Laporan	4
BAB II TINJAUAN PUSTAKA DAN DASAR TEORI	7
2.1. Tinjauan Pustaka	7
2.2. Dasar Teori	8
2.2.1. Turbin Angin	8
2.2.2. Struktur Turbin Lepas Pantai Tipe Terpancang	10
2.2.3. Sistem Konversi Energi Angin	15
2.2.4. Profil Angin	16
2.2.5. Teori <i>Momentum Betz</i>	16
2.2.6. Fungsi Kerapatan Probabilitas	18
2.2.7. Jenis-jenis Fungsi Kerapatan Probabilitas	18
2.2.8. Turbulensi Angin	21
2.2.9. Spektrum Angin	22
2.2.10. Beban Aerodinamis	23

2.2.11.	Teori Gelombang	25
2.2.12.	Validitas Teori Gelombang	27
2.2.13.	Spektrum Gelombang.....	28
2.2.14.	Beban Hidrodinamika terhadap Struktur	30
2.2.15.	<i>Tubular Joint</i>	32
2.2.16.	Desain Sambungan Las	34
2.2.17.	Pembebanan Dasar	34
2.2.18.	<i>Hot Spot Stress</i>	35
2.2.19.	Faktor Konsentrasi Tegangan	35
2.2.20.	Analisis Umur Kelelahan	36
2.2.21.	Kurva S-N (<i>S-N Curve</i>).....	37
2.2.22.	Metode <i>Rainflow Counting</i>	38
2.2.23.	Aturan <i>Palmgren-Miner</i>	39
BAB III METODOLOGI PENELITIAN.....		41
3.1.	Diagram Alir Penelitian.....	41
3.2.	Penjelasan Diagram Alir	42
3.2.1.	Studi Literatur	42
3.2.2.	Pengumpulan Data	42
3.2.3.	Pengolahan dan Input Data Lingkungan pada FAST v7.....	43
3.2.4.	Simulasi <i>Time Domain</i> pada FAST v7.....	43
3.2.5.	Pemodelan Global Struktur pada SACS (<i>Tower dan Jacket</i>)	43
3.2.6.	Input Gaya dan Momen akibat Putaran Turbin dari FAST	43
3.2.7.	Analisis Dinamis Kombinasi Gaya, Momen, Gelombang, dan Angin	43
3.2.8.	Menghitung Faktor Konsentrasi Tegangan.....	43
3.2.9.	Memperoleh dan Menganalisis Umur Kelelahan.....	44
3.2.10.	Kesimpulan	44
BAB IV ANALISIS DAN PEMBAHASAN.....		45
4.1.	Pengumpulan Data	45
4.1.1.	Deskripsi Platform	45
4.1.2.	Data Lingkungan.....	47
4.2.	Pemodelan Struktur	49
4.3.	Validasi Model.....	50
4.4.	Pengolahan Data Angin.....	51

4.5.	Analisis Kelelahan	54
4.5.1.	Beban Turbin Angin dari FAST v7	55
4.5.2.	Periode Natural.....	59
4.5.3.	Kombinasi Beban <i>Time Domain</i>	60
4.6.	Umur Kelelahan Struktur	63
4.6.1.	<i>Z-bracing Tripod Jacket</i>	63
4.6.2.	<i>K-bracing Tripod Jacket</i>	65
4.6.3.	<i>X-bracing Tripod Jacket</i>	66
4.7.	<i>Redesign Tipe X-bracing Tripod Jacket</i>	68
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN.....		69
5.1.	Kesimpulan.....	69
5.2.	Saran	69
DAFTAR PUSTAKA		71

Gambar 1. 1 <i>Tubular joint</i> pada <i>Jacket</i>	2
Gambar 2. 1 Perkembangan Ukuran Turbin Angin	8
Gambar 2. 2 Komponen Utama Turbin Angin.....	9
Gambar 2. 3 Kurva Rentang Kecepatan Beroperasinya Turbin Angin.....	10
Gambar 2. 4 Jenis Struktur Turbin Lepas Pantai Tipe Terpancang	11
Gambar 2. 5 Kapasitas Turbin dan Jumlah Turbin Angin yang Terpasang berdasarkan Struktur Pendukungnya.....	11
Gambar 2. 6 Konfigurasi <i>Monopile Wind Turbine</i>	12
Gambar 2. 7 <i>Triple Wind Turbine</i> “Bard Offshore I” di Laut Utara	13
Gambar 2. 8 Konfigurasi <i>Jacket Wind Turbine</i>	13
Gambar 2. 9 Konfigurasi <i>Tripod Wind Turbine</i>	14
Gambar 2. 10 Konfigurasi <i>Gravity-Based Wind Turbine</i>	15
Gambar 2. 11 Kondisi Aliran Udara Akibat Ekstraksi Energi Mekanik Aliran Bebas	17
Gambar 2. 12 Distribusi <i>Rayleigh</i> pada 4 Variasi Kecepatan Angin Rata – Rata	19
Gambar 2. 13 Distribusi <i>Weibull</i> Dengan Kecepatan Angin Rata – Rata 6 m/s...	21
Gambar 2. 14 Domain Waktu Pada Spektra Kaimal	23
Gambar 2. 15 Teori Gelombang Linear pada Kedalaman Terbatas.....	25
Gambar 2. 16 Bentuk Profil dari Beberapa Teori Gelombang	27
Gambar 2. 17 Validitas Teori Gelombang	28
Gambar 2. 18 Contoh Spektrum <i>Jonswap</i> pada <i>North Sea</i>	29
Gambar 2. 19 Contoh <i>Time History Irregular</i> dari Spektra <i>JONSWAP</i>	30
Gambar 2. 20 Grafik Hubungan Nilai CD-KC dengan Variasi Nilai Re dan Beta...	32
Gambar 2. 21 Grafik Hubungan Nilai CM-KC dengan Variasi Nilai Re dan Beta	32
Gambar 2. 22 <i>Tubular Joint</i>	33
Gambar 2. 23 Sambungan dengan Jenis Lasan <i>Toe Fillet Weld</i>	34
Gambar 2. 24 Mode Pembebanan pada Sambungan <i>Tubular</i>	35
Gambar 2. 25 Ilustrasi Penggambaran Hubungan Antara <i>Time History</i> dengan Rainflow Counting	38
Gambar 3. 1 Diagram Alir Pengerjaan Tugas Akhir.	41
Gambar 4. 1 Variasi Konfigurasi <i>Bracing</i> pada <i>Tripod Jacket</i>	45

Gambar 4. 2 Model Turbin <i>NREL 5MW Baseline</i>	46
Gambar 4. 3 Peta Lepas Pantai Madura Barat	47
Gambar 4. 4 Anjungan yang Dioperasikan PT. PHE WMO	48
Gambar 4. 5 Permodelan <i>Z-bracing, K-bracing, X-bracing Tripod Jacket</i>	50
Gambar 4. 6 <i>Wind Rose Diagram</i> pada Area G	52
Gambar 4. 7 Grafik <i>Rotor Speed</i> akibat Angin	56
Gambar 4. 8 Grafik Gaya <i>Shear</i> pada Sumbu X	56
Gambar 4. 9 Grafik Gaya <i>Shear</i> pada Sumbu Y	57
Gambar 4. 10 Grafik Gaya <i>Axial</i> pada Sumbu Z	57
Gambar 4. 11 Grafik Momen pada Sumbu X	58
Gambar 4. 12 Grafik Momen pada Sumbu Y	58
Gambar 4. 13 Grafik Momen pada Sumbu Z	59
Gambar 4. 14 Ilustrasi Kombinasi Beban pada <i>SACS</i>	61
Gambar 4. 15 Kecepatan Angin <i>Time Domain</i> pada <i>SACS</i> pada Ketinggian 90 m.	62
Gambar 4. 16 <i>Wave Surface Profile</i> pada <i>SACS</i>	63
Gambar 4. 17 <i>K Brace</i> pada <i>Joint 0006 Z-bracing</i>	64
Gambar 4. 18 <i>K Brace</i> pada <i>Joint 0006 K-bracing</i>	65
Gambar 4. 19 <i>KT Brace</i> pada <i>Joint 0006 X-bracing</i>	67

DAFTAR TABEL

Tabel 2. 1 Tabel Parameter	33
Tabel 4. 1 Data <i>Properties Tripod Jacket</i>	45
Tabel 4. 2 Data Turbin dan <i>Tower NREL 5 MW</i>	47
Tabel 4. 3 Kecepatan Angin Periode 10 Tahun pada Area G	48
Tabel 4. 4 Data Gelombang Periode 10 Tahun pada Area G.....	49
Tabel 4. 5 Perbandingan Hasil Berat Struktur	51
Tabel 4. 6 Data Kejadian Angin pada Area G	51
Tabel 4. 7 Kecepatan Angin Periode 10 Tahun pada Area G	52
Tabel 4. 8 Olahan Kecepatan Angin Rata-Rata Ketinggian 10 Meter Area G	53
Tabel 4. 9 Olahan Kecepatan Angin Rata – Rata Ketinggian 90 Meter Area G... 54	
Tabel 4. 10 Intensitas Turbulen dan Standar Deviasi Area G.....	54
Tabel 4. 11 Periode Natural <i>Z-Bracing Tripod Jacket</i>	59
Tabel 4. 12 Periode Natural <i>K-Bracing Tripod Jacket</i>	60
Tabel 4. 13 Periode Natural <i>X-Bracing Tripod Jacket</i>	60
Tabel 4. 14 <i>Range of Validity Efthymiou</i> pada <i>Tubular Joint</i> Kritis <i>Z-bracing</i>	64
Tabel 4. 15 SCF <i>Joint</i> 0006 pada <i>Member</i> 0006-0004 <i>Z-bracing</i>	64
Tabel 4. 16 <i>Range of Validity Efthymiou</i> pada <i>Tubular Joint</i> Kritis <i>K-bracing</i>	66
Tabel 4. 17 SCF <i>Joint</i> 0006 pada <i>Member</i> 0006-0018	66
Tabel 4. 18 <i>Range of Validity Efthymiou</i> pada <i>Tubular Joint</i> Kritis <i>X-bracing</i> ...	67
Tabel 4. 19 SCF <i>Joint</i> 0006 pada <i>Member</i> 0006-0004	67

DAFTAR LAMPIRAN

Lampiran A *Mode Shape* tiap Jenis Substruktur *Z-bracing*, *K-bracing*, dan *X-bracing*

Lampiran B *Fatigue Output* tiap Jenis Substruktur *Z-bracing*, *K-bracing*, *X-Bracing*, dan *Redesigned X-bracing*

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

BAB I

PENDAHULUAN

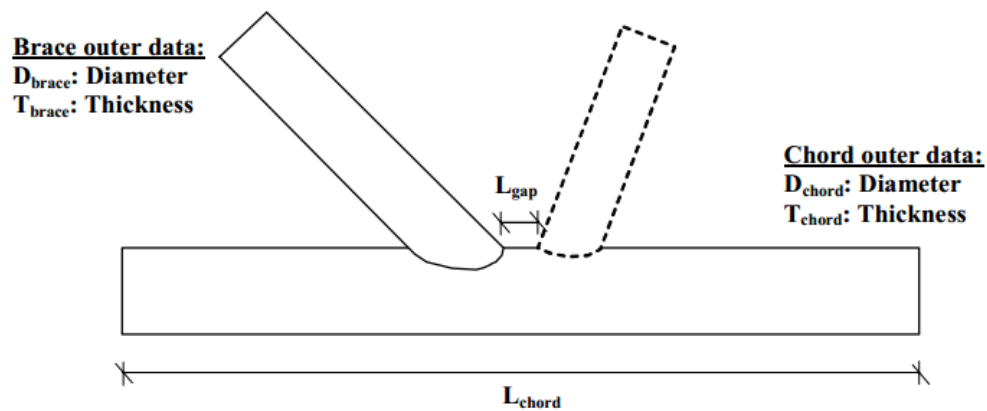
1.1. Latar Belakang

Sumber-sumber angin potensial yang signifikan, kebanyakan berada di daerah perairan cukup dalam, sehingga menyebabkan munculnya berbagai konsep pengembangan ladang turbin angin untuk area lepas pantai. Apabila dibangun di tengah laut, pemerintah tidak perlu melakukan pembebasan lahan. Sebagaimana diketahui bahwa pengadaan lahan ini telah menjadi persoalan yang pelik di sejumlah daerah. Kemudian, bisa dibangun di *remote area*, sehingga bisa memenuhi kebutuhan masyarakat di pelosok tanah air, termasuk di daerah terluar, tertinggal dan terpencil. Ini dapat meningkatkan rasio elektrifikasi nasional dan pemerataan penyediaan listrik bagi seluruh masyarakat Indonesia, dimanapun domisilinya.

Perairan Indonesia memiliki kedalaman laut yang dangkal (kurang dari 100 m), terbukti dengan banyaknya bangunan lepas pantai berbentuk *jacket*. Menurut Chen *et al.* (2016), substruktur *jacket* merupakan yang termurah pada biaya *procurement* dan fabrikasi daripada substruktur jenis terpancang lainnya, serta dapat digunakan untuk jenis turbin terbesar (5-6 MW *rated power*). Maka dari itu, *jacket* merupakan pilihan tepat untuk turbin angin lepas pantai di Indonesia, terlebih lagi untuk studi kasus dalam tugas akhir ini memilih lokasi di lepas pantai utara Madura dengan kedalaman 50 m.

Kerusakan pada bangunan laut mayoritas diakibatkan oleh kelelahan (*fatigue*) pada struktur, baik itu pada komponen struktur utama maupun struktur sekunder. Kelelahan (*fatigue*) sangat dipengaruhi oleh beban siklis (*cyclic*), seperti beban gelombang dan beban angin. Kedua beban dinamis tersebut merupakan beban siklis yang dominan yang menyerang *tubular joint jacket*. Menurut Fuadi (2017), sambungan *tubular* yang terkena beban secara siklik dan adanya diskontinuitas geometri antara *brace* dan *chord* menyebabkan terjadinya pemusatan tegangan pada daerah sambungan (*intersection*) antara *brace* dan *chord* (lihat

Gambar 1.1). Tegangan maksimum yang terjadi pada daerah sambungan (*intersection*) atau daerah lasan antara *brace* dan *chord* disebut *hot spot stress*.



Gambar 1. 1 Tubular joint pada jacket

(DNV OS J101, 2004)

Lokasi *hot spot stress* yang terjadi pada sambungan *tubular* tidak dapat diprediksi tanpa mengetahui distribusi tegangan yang terjadi pada sambungan *tubular*. Informasi mengenai distribusi tegangan juga sangat dibutuhkan untuk memprediksi lokasi terjadinya *fatigue crack growth* (Ahmadi, H., Mohammad Ali Lotfollahi-Yaghin, dan Mohammad H. Aminfar, 2011). Oleh karena itu, dalam melakukan analisis lokal pada sambungan tubular perlu mengetahui distribusi tegangan untuk menentukan besarnya *hot spot stress* pada sambungan tubular tersebut. Metode yang digunakan untuk menentukan *hot spot stress* pada sambungan tubular dengan menggunakan pendekatan metode elemen hingga (metode numerik). Besarnya *hot spot stress* juga ditentukan oleh besarnya suatu parameter yang disebut dengan faktor konsentrasi tegangan (SCF).

Desain kelelahan *tubular joint* dapat menggunakan pendekatan kurva S-N yang mana umur kelelahan didapatkan pada rentang *hot spot stress* yang berbeda-beda menggunakan standar kurva S-N yang direkomendasikan oleh berbagai *codes* (Murthy, D. S. R., P. Gandhi dan A. G. Madhava Rao, 1993). Untuk studi kasus ini, *code* yang akan digunakan adalah DNV OS J101 untuk turbin angin lepas pantai. Perhitungan umur kelelahan perlu dilakukan untuk mengetahui struktur memiliki ketahanan terhadap kegagalan akibat kelelahan dan umur beroperasinya sesuai yang diharapkan, biasanya berumur 20 tahun (DNV OS J101, 2004).

Berdasarkan latar belakang di atas, maka pada tugas akhir ini akan melakukan analisis pengaruh variasi konfigurasi *bracing* pada *tripod jacket* untuk *offshore wind turbine* terhadap umur kelelahannya.

1.2. Rumusan Masalah

Berdasarkan variasi konfigurasi *bracing* (*Z-bracing*, *K-bracing*, *X-bracing*) pada *tripod jacket* untuk turbin angin lepas pantai, maka permasalahan yang menjadi bahan kajian dalam tugas akhir ini adalah :

1. Dimana letak *joint* paling kritis dan tipenya untuk setiap variasi konfigurasi *bracing* pada *tripod jacket*?
2. Berapa faktor konsentrasi tegangan tiap *joint* kritis untuk setiap variasi konfigurasi *bracing* pada *tripod jacket*?
3. Berapa umur kelelahan tiap *tubular joint* kritis untuk setiap variasi konfigurasi *bracing* pada *tripod jacket*?
4. Konfigurasi *bracing* manakah yang paling tepat berdasarkan analisis umur kelelahannya?

1.3. Tujuan

Tujuan tugas akhir ini adalah :

1. Mengetahui letak *joint* paling kritis dan tipenya untuk setiap variasi konfigurasi *bracing* pada *tripod jacket*.
2. Mengetahui nilai faktor konsentrasi tegangan tiap *tubular joint* kritis untuk setiap variasi konfigurasi *bracing* pada *tripod jacket*.
3. Mengetahui umur kelelahan tiap *tubular joint* kritis untuk setiap variasi konfigurasi *bracing* pada *tripod jacket*.
4. Mengetahui konfigurasi *bracing* yang paling efisien berdasarkan analisis umur kelelahannya.

1.4. Manfaat

Manfaat dari penelitian ini adalah mengetahui umur kelelahan pada *tripod jacket* terhadap variasi konfigurasi *bracing* dengan metode *time history fatigue*. Hal ini dapat digunakan sebagai pertimbangan untuk menentukan konsep turbin angin lepas pantai yang cocok untuk digunakan di Indonesia.

1.5. Batasan Masalah

Untuk masalah akan dibatasi dengan beberapa hal sebagai berikut :

1. Data variasi substruktur *tripod jacket* yang digunakan adalah berdasarkan *paper* Chen *et al.* “*Design and Analysis of Jacket Substructures for Offshore Wind Turbines*” (lihat Gambar 4.1 dan Tabel 4.1).
2. Substruktur yang dianalisis adalah jenis *tripod jacket* dengan konfigurasi bracing *Z-bracing*, *K-bracing*, *X-bracing* untuk masa operasi 20 tahun.
3. Data turbin angin yang digunakan adalah turbin *NREL 5MW Baseline* yang didapat dari *Technical Report NREL* tahun 2009.
4. Lokasi turbin angin lepas pantai terletak di lepas pantai utara Madura dengan kedalaman 56,77 m.
5. Beban lingkungan yang bekerja pada struktur adalah beban gelombang dan angin.
6. Arah pembeban gelombang dan angin yang bekerja pada struktur adalah pada arah 0° dan dianggap *collinear*.
7. Angin yang dimodelkan adalah *upwind* (menghadap rotor turbin) sehingga tidak terjadi *platform shadowing* dalam kondisi *power production*.
8. Turbulensi angin tidak dimodelkan dan angin dianggap *uniform wind*.
9. *Constraint* pada kaki *jacket* dianggap *fixed* dan tidak ada *marine growth*.
10. *Jacket* dianggap telah memenuhi analisis statis.
11. Analisis dilakukan menggunakan FAST v.7 code yang dibuat oleh J. Jonkman dari NREL dan SACS 5.6 v8i.

1.6. Sistematika Laporan

Sistematika penulisan yang digunakan dalam tugas akhir ini sebagai berikut:

BAB I PENDAHULUAN

Sistematika penulisan laporan tugas akhir ini dimulai dengan pendahuluan pada bab satu yang menjelaskan tentang latar belakang penelitian yang akan dilakukan, perumusan masalah, tujuan yang hendak dicapai dalam penulisan tugas akhir ini, manfaat yang diperoleh, batasan penelitian, dan sistematika penulisan laporan.

BAB II TINJAUAN PUSTAKA DAN DASAR TEORI

Dasar teori dan tinjauan pustaka yang menjadi sumber referensi dalam tugas akhir ini dijelaskan pada bab dua. Secara rinci bab ini berisikan tinjauan pustaka yang

menjadi acuan dari penelitian tugas akhir, dasar-dasar teori, berbagai macam persamaan dan rumus yang digunakan dalam penelitian tugas akhir ini dicantumkan dalam bab ini.

BAB III METODOLOGI PENELITIAN

Bab tiga pada penulisan laporan tugas akhir ini menerangkan tentang metodologi penelitian yang digunakan untuk mengerjakan tugas akhir. Penjelasan pemodelan yang dilakukan dalam penelitian tugas akhir juga dicantumkan dalam bab ini.

BAB IV ANALISIS DAN PEMBAHASAN

Bab ini membahas tentang hasil analisis, baik pemodelan maupun perhitungan dalam pengerjaan Tugas Akhir.

BAB V KESIMPULAN DAN SARAN

Bab ini menyajikan hasil akhir dari analisis yang telah dilakukan sesuai perumusan masalah, serta saran yang dapat digunakan untuk menyempurnakan penelitian-penelitian selanjutnya.

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA DAN DASAR TEORI

2.1. Tinjauan Pustaka

Berbagai konsep diusulkan untuk turbin angin lepas pantai. Desain pertama turbin angin dengan memasangnya di daratan sekitar pesisir. Namun, segera disadari bahwa desain yang tepat perlu dipertimbangkan untuk seluruh sistem, termasuk pondasi, struktur pendukung (*platform* dan menara), dan *nacelle* sebagai satu kesatuan. Kini, sebuah turbin angin lepas pantai bukan hanya turbin angin yang dipasang di puncak sebuah bangunan laut. Namun, desain pertama berbasis menggunakan pengetahuan tentang industri lepas pantai dan angin yang dikembangkan. *Monopiles* adalah substruktur yang paling banyak digunakan sampai sekarang oleh sejumlah besar turbin terpasang (lebih dari 2000) di dunia. Sedangkan, tipe *jacket* dapat digunakan untuk turbin terbesar dengan daya 5-6 MW (Karimirad, 2014).

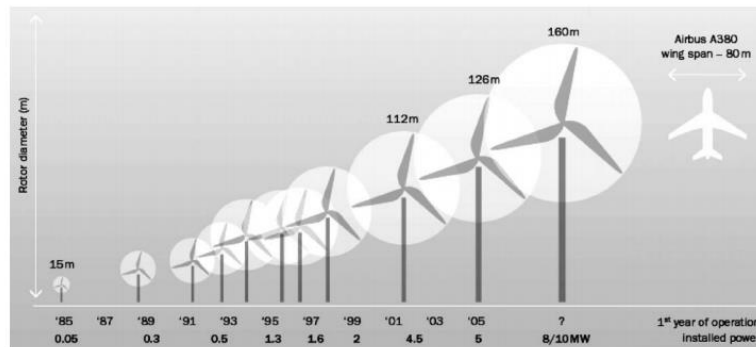
Struktur lepas pantai akan selalu mengalami pembebanan akibat lingkungan seperti akibat angin, gelombang dan arus. Gaya hidrodinamik akibat gelombang merupakan pertimbangan utama dalam analisa kelelahan (*fatigue*) karena tegangan yang timbul akibat beban ini merupakan tegangan siklik yang terjadi terus menerus meskipun tegangan yang terjadi lebih kecil dari tegangan pada kondisi ekstrim. (Tawekal, 2006).

Fan, T. Y., Chin-Cheng Huang, dan Tung-Liang Chu (2017) telah melakukan analisis umur kelelahan terhadap substruktur tipe *jacket* untuk turbin angin lepas pantai dengan kondisi lingkungan di Taiwan. Dalam penelitian itu, perhitungan kelelahan substruktur menggunakan metode *cumulative damage* dengan *S-N Curves* dan *Palmgren-Miner-s rule*. Hasil dari penelitian tersebut, beban angin merupakan beban yang paling dominan menyebabkan kelelahan pada substruktur dibandingkan beban gelombang.

2.2. Dasar Teori

2.2.1. Turbin Angin

Turbin angin adalah kincir angin yang digunakan untuk membangkitkan tenaga listrik. Turbin angin ini pada awalnya dibuat untuk mengakomodasi kebutuhan para petani dalam melakukan penggilingan padi, keperluan irigasi, dll. Kini turbin angin lebih banyak digunakan untuk mengakomodasi kebutuhan listrik masyarakat, dengan menggunakan prinsip konversi energi dan menggunakan sumber daya alam yang dapat diperbaharui, yaitu angin. Pada Gambar 2.1 ditunjukkan perkembangan teknologi turbin angin terjadi secara signifikan, khususnya dari diameter rotor.



Gambar 2. 1 Perkembangan Ukuran Turbin Angin

(Bilgili, M., Abdulkadir Yasar, dan Erdogan Simsek, 2010)

Menurut Manwell, J. F., J. G. McGowan, dan A. L. Rogers (2009), sistem turbin angin terdiri dari beberapa bagian (lihat Gambar 2.2), yaitu:

1. Rotor

Rotor terdiri dari *hub* dan bilah turbin angin. Bagian ini sering dianggap menjadi komponen terpenting turbin dari kinerja dan biaya keseluruhan sistem. *Hub* merupakan tempat bilah turbin terpasang. Sedangkan, bilah adalah alat utama yang mengubah energi kinetik angin menjadi energi mekanis putaran.

2. Drive Train

Drive train terdiri dari bagian berputar lain dari turbin angin yang membelakangi rotor. Terdiri dari *low-speed shaft*, *gearbox*, *high speed shaft*. Selain itu, terdapat *support bearing*, kopling, dan rem.

3. Generator

Generator merupakan alat utama yang menghasilkan listrik arus bolak-balik (*alternating current / AC*). Kecepatan putaran yang tinggi diperlukan oleh *generator* untuk menghasilkan listrik sehingga pada turbin angin diperlukan poros putaran tinggi.

4. Nacelle dan Yaw System

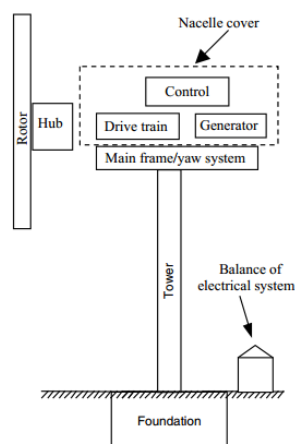
Bagian ini biasa disebut “rumah” turbin angin karena terdapat beberapa bagian penting di dalamnya, seperti *generator* dan *gearbox*. *Nacelle* berfungsi untuk menjaga komponen tersebut dari cuaca. Sedangkan, *Yaw system* digunakan agar rotor tetap searah dengan arah angin.

5. Tower

Tower merupakan bagian yang vital karena berfungsi menyangga turbin angin itu sendiri. Pada kincir angin modern tinggi *tower* biasanya mencapai 40 – 60 m. Tower dapat dibedakan menjadi bentuk *tubular* dan bentuk *lattice*. Keuntungan dari bentuk tubular yaitu aman, sedangkan untuk *lattice* mempunyai biaya yang murah.

6. Controls

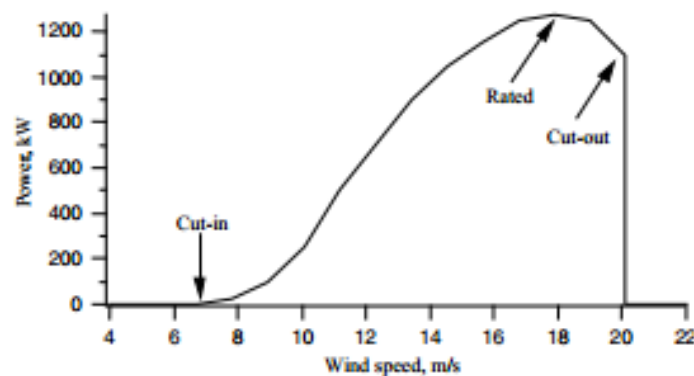
Sistem pengaturan pada turbin merupakan hal yang penting karena memengaruhi operasi dan produksi daya. Sistem pengaturan ini secara konstan mengoptimasi energi yang dihasilkan dengan mengatur sistem *yaw*, sistem *blade pitch*, dan sistem *generator* agar bekerja secara optimal.



Gambar 2. 2 Komponen Utama Turbin Angin (Manwell *et al.*, 2009)

Terdapat beberapa parameter performa turbin angin berdasarkan skala kecepatan angin ketika berputar dan menghasilkan daya, seperti ditunjukkan pada Gambar 2.3 (Manwell *et al.*, 2009):

- *Cut-in speed*
Kecepatan minimum yang dibutuhkan turbin angin untuk mulai berputar dan menghasilkan energi.
- *Rated speed*
Kecepatan angin yang dibutuhkan turbin angin untuk menghasilkan energi maksimum.
- *Cut-out speed*
Kecepatan angin maksimum yang diizinkan pada turbin angin untuk menghasilkan energi, apabila kecepatan angin melebihi yang diizinkan, maka turbin angin akan diberhentikan atau pada *parking condition*.

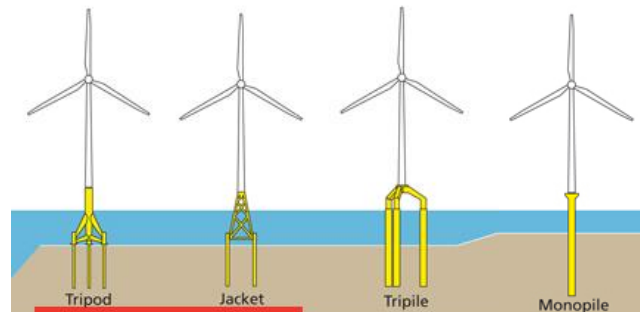


Gambar 2. 3 Kurva Rentang Kecepatan Beroperasinya Turbin Angin
(Manwell *et al.*, 2009)

2.2.2. Struktur Turbin Lepas Pantai Tipe Terpancang

Struktur turbin lepas pantai biasa digunakan di perairan dangkal dengan kedalaman kurang dari 50 m. Menurut Karimirad (2014), struktur turbin lepas pantai terdiri dari *monopile*, *tripile wind turbine*, *jacket wind turbine*, *tripod wind turbine*, dan *gravity-based wind turbine* seperti pada Gambar 2.4. *Monopile* adalah bangunan pendukung turbin angin lepas pantai yang paling umum, sekitar hampir 2000 dari unit turbin yang terpasang. *Jacket* dapat mendukung daya turbin dengan

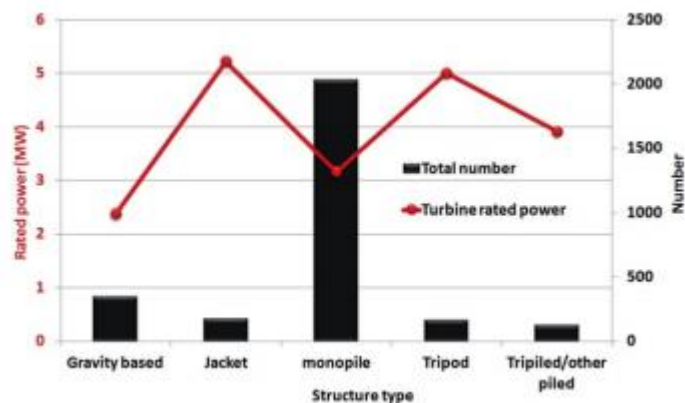
nilai maksimum, sedikit lebih tinggi dari turbin angin *tripod* dengan kapasitas 5-6 MW.



Gambar 2. 4 Jenis Struktur Turbin Lepas Pantai Tipe Terpancang

(www.offshore-stiftung.de)

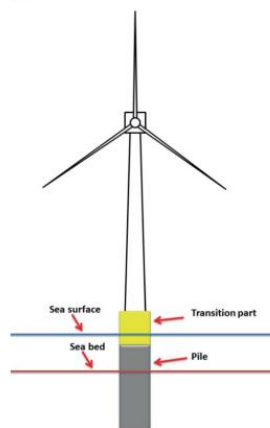
Monopile dan *gravity-based wind turbine* sering ditemukan paling cocok untuk konstruksi di perairan dangkal, dimana kedalaman air lebih rendah dari 30 m. Struktur *tripod* dan *jacket* bisa dibangun dalam bentuk transisi daerah air, yang memiliki kedalaman air antara 30 dan 50 m. Struktur terapung kebanyakan dibangun di daerah perairan dalam, dimana kedalaman air melebihi 50 m. Pada Gambar 2.5 ditunjukkan kapasitas turbin dan jumlah turbin angin lepas pantai yang dipasang berdasarkan struktur pendukungnya.



Gambar 2. 5 Kapasitas Turbin dan Jumlah Turbin Angin yang Terpasang Berdasarkan Struktur Pendukungnya (Karimirad, 2014)

2.2.2.1. *Monopile*

Monopile merupakan substruktur turbin angin lepas pantai yang paling populer, sederhana, dan telah digunakan secara luas selama beberapa dekade terakhir. Jumlahnya sebanyak 80,8% dari semua yang ada di Eropa pada akhir 2016 dengan sejumlah 2354 buah. *Monopile* terbuat dari silinder berongga baja dengan diameter 3-6 m dan panjang 20-50 m; 40 -50% dari panjang dimasukkan ke dasar laut untuk memberikan tahanan seperti ditunjukkan pada Gambar 2.6. (Wang *et al.*, 2018).



Gambar 2. 6 Konfigurasi *Monopile Wind Turbine* (Karimirad, 2014)

2.2.2.2. *Tripile Wind Turbine*

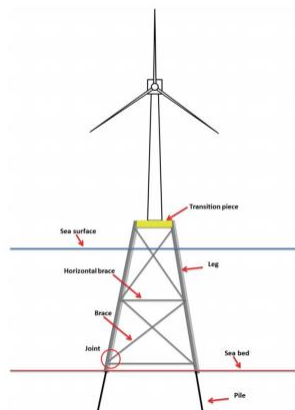
Substruktur ini merupakan pengembangan dari *monopile wind turbine* dengan menambahkan *pile* untuk meningkatkan stabilitas turbin angin. Tiga *pile* digunakan untuk menstabilkan turbin angin (lihat Gambar 2.7). Seperti *monopile*, *tripile* adalah struktur sederhana yang terdiri dari anggota silinder melingkar. Kekakuannya lebih tinggi dari pada *monopile*, sehingga *tripile wind turbine* dapat digunakan pada kedalaman air yang lebih dalam, misalnya 30-50 m.



Gambar 2. 7 *Triple Wind Turbine* “Bard Offshore I” di Laut Utara
(Karimirad, 2014)

2.2.2.3. *Jacket Wind Turbine*

Jacket wind turbine terbuat dari *lattice truss* dengan tiga atau empat kaki berbentuk silinder ditancapkan ke dasar laut seperti ditunjukkan Gambar 2.8. Substruktur tersebut dirancang sesuai dengan konsep dari *platform* minyak dan gas (Wang *et al.*, 2014). *Jacket wind turbine* dapat digunakan pada kedalaman air 10-60 m, bahkan bisa sampai kedalaman 80 m. Keterbatasan untuk jenis substruktur ini adalah biaya yang lebih tinggi untuk pemasangan dan konstruksi, dan selalu digunakan sebagai transisi substruktur kedalaman air menengah dan dalam.

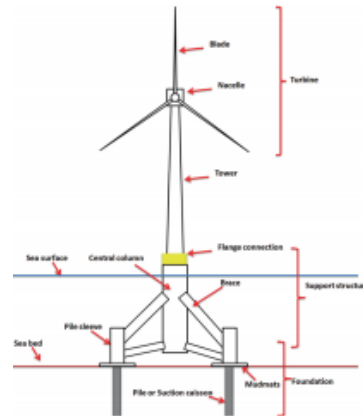


Gambar 2. 8 Konfigurasi *Jacket Wind Turbine* (Karimirad, 2014)

2.2.2.4. *Tripod Wind Turbine*

Substruktur *tripod wind turbine* biasa digunakan pada kedalaman lebih dari 50 m. Tiga pile ditancapkan ke dasar laut sejauh 10-20 m yang terhubung pada

poros baja pusat yang memiliki diameter lebih besar seperti pada Gambar 2.9. Struktur ini memiliki stabilitas dan ketahanan yang lebih baik daripada *monopile wind turbine*, tetapi membutuhkan biaya yang lebih banyak.

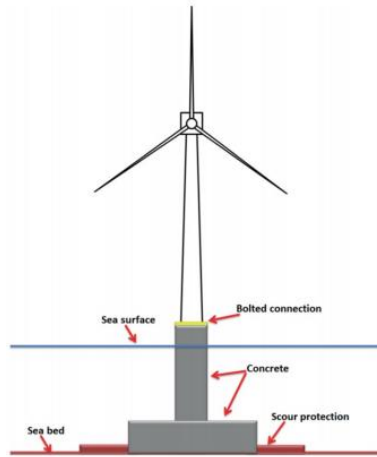


Gambar 2. 9 Konfigurasi *Tripod Wind Turbine*

(Karimirad, 2014)

2.2.2.5. Gravity-Based Wind Turbines

Gravity-based wind turbine merupakan substruktur pertama yang diaplikasikan pertama kali untuk turbin angin lepas pantai "Vindeby" pada tahun 1991 di Denmark (Karimirad, 2014). Sesuai namanya, substruktur ini membantu turbin angin tetap stabil dengan beratnya sendiri dan biasanya terbuat dari beton bertulang dengan pemberat (lihat Gambar 2.10). Persiapan dasar laut diperlukan sebelum pemasangan, itu lah sebabnya biaya substruktur ini lebih tinggi dibandingkan dengan jenis *monopile*, walaupun strukturnya lebih murah. Kedalaman air yang untuk substruktur ini berkisar antara 0 sampai 30 m.



Gambar 2. 10 Konfigurasi *Gravity-Based Wind Turbine*
(Karimirad, 2014)

2.2.3. Sistem Konversi Energi Angin

Sistem konversi energi angin merupakan suatu sistem yang bertujuan untuk mengubah energi potensial angin menjadi energi mekanik poros oleh *rotor* untuk kemudian diubah lagi oleh alternator menjadi energi listrik. Prinsip utamanya adalah mengubah energi listrik yang dimiliki angin menjadi energi kinetik poros. Besarnya energi yang dapat ditransferkan ke rotor tergantung pada massa jenis udara, luas area dan kecepatan angin. Hal ini selanjutnya akan dibahas melalui persamaan sebagai berikut:

$$P = \frac{1}{2} \rho A U^3 \dots\dots\dots(2.1)$$

Dimana:

P = Daya yang dihasilkan (W)

ρ = Densitas udara

A = luas area sapuan rotor (m²)

U = kecepatan angin (m/s)

Dari persamaan (2.1) dapat diketahui bahwa daya yang dihasilkan oleh angin dipengaruhi kecepatan dan area penangkapan angin. Namun, daya tersebut tidak dapat diserap secara penuh oleh turbin angin. Penyerapan daya oleh turbin

angin tergantung turbin yang dipengaruhi oleh desainnya (Lynn, 2012). Sehingga daya mekanik yang dihasilkan oleh turbin angin mengikuti persamaan berikut:

$$P = C_p (\lambda, \beta) \frac{1}{2} \rho A U^3 \dots\dots\dots(2.2)$$

Dimana:

C_p = Koefisien performansi turbin angin

yang terdiri dari:

λ = *Tip speed ratio* dari rotor

β = derajat bilah

2.2.4. Profil Angin

Pengukuran kecepatan angin rata-rata biasanya ditunjukkan pada ketinggian di atas permukaan bumi atau pada kasus ini diatas permukaan laut pada ketinggian 10 meter atau U10. Pada kondisi dekat dengan permukaan, profil kecepatan angin diperlambat dan terdistorsi oleh gaya gesekan permukaan. Untuk menentukan kecepatan angin yang sebenarnya pada ketinggian *hub* untuk turbin angin lepas pantai, skala logaritmik diperkenalkan pada persamaan berikut:

$$U(T,z) = U_{10} (1 + 0.137 \ln \frac{z}{h} - 0.047 \ln \frac{T}{T_{10}} \dots\dots\dots(2.3)$$

Dimana:

$h = 10$ m

$T_{10} = 10$ menit

$U_{10} =$ Kecepatan angin rata-rata pada ketinggian 10 meter

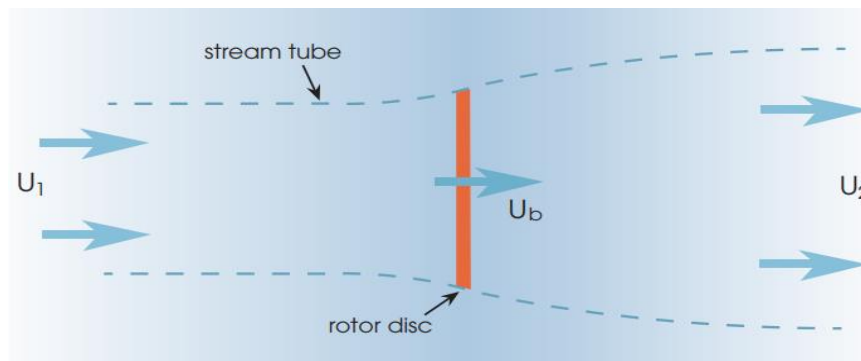
$T =$ Periode pada ketinggian *hub*

$z =$ Tinggi *hub*

2.2.5. Teori Momentum Betz

Dari persamaan (2.2) dapat disimpulkan angin yang dikonversikan oleh turbin angin tidak dapat di konversi seluruhnya dan tentu ada batas maksimum berapa

presentase energi angin yang dapat dikonversikan, disebut dengan teori momentum Betz atau biasa dikenal dengan *Betz Limit*. Teori momentum Betz sederhana berdasarkan permodelan aliran dua dimensi angin yang mengenai rotor menjelaskan konversi energi angin pada turbin angin. Kecepatan aliran udara berkurang dan garis aliran membelok ketika melalui rotor dilihat pada satu bidang (lihat Gambar 2.11). Berkurangnya kecepatan aliran ini disebabkan oleh aliran udara yang energinya sebagian diserap oleh rotor turbin angin.



Gambar 2. 11 Kondisi Aliran Udara Akibat Ekstraksi Energi Mekanik Aliran Bebas (Lynn, 2012)

Untuk menentukan nilai efektif momentum *Betz*, pertama nyatakan Kecepatan angin U_1 dan U_2 untuk menghitung nilai U_b sebagai berikut:

$$U_b = \frac{u_1 + U_2}{2} \dots\dots\dots(2.4)$$

Dimana:

U_b = Kecepatan angin pada saat melewati rotor

U_1 = Kecepatan angin sebelum melewati rotor

U_2 = Kecepatan angin setelah melewati rotor

Selanjutnya dikenalkan nilai faktor induksi aksial (a), dimana menunjukkan penurunan gesekan pada kecepatan angin diantara *stream tube* dengan *rotor disk*:

$$a = \frac{u_1 - U_b}{U_1} = \frac{u_1 - U_2}{2U_1} \dots\dots\dots(2.5)$$

Menghasilkan:

$$U_b = (1-a) U_1 \dots \dots \dots (2.6)$$

Nilai efisiensi *rotor*, setara dengan sebagian dari kekuatan angin datang yang diekstrak oleh *rotor*, dapat juga disebut sebagai koefisien performansi turbin dan berhubungan dengan faktor induksi aksial. Dinyatakan sebagai berikut:

$$C_p = 4a (1-a)^2 \dots \dots \dots (2.7)$$

Persamaan (2.8) diturunkan menghasilkan:

$$(3a-1)(a-1)=0, \text{ didapatkan nilai } a=1/3 \text{ atau } a=1 \dots \dots \dots (2.8)$$

Subtitusikan nilai *a* maksimum yaitu $a= 1/3$ pada persamaan (2.8) ke persamaan (2.7). Didapatkan nilai momentum *Betz* yang dihasilkan jika nilai koefisien performansi turbin maksimal. Hasil substitusi ini dinyatakan sebagai berikut:

$$C_{p_{maz}} = 4/3(2/3)^2 = 16/27 = 59\% \dots \dots \dots (2.9)$$

Hal ini menunjukkan bahwa turbin tidak bisa mengekstrak lebih dari 59% dari energi angin. Namun pada kenyataannya jumlah energi angin yang terekstrak lebih kecil dari nilai tersebut karena adanya faktor rugi mekanik. Turbin yang mampu mengekstrak sekitar 40% dari energi angin sudah termasuk turbin yang cukup baik.

2.2.6. Fungsi Kerapatan Probabilitas

Merupakan segolongan fungsi yang sering digunakan dalam teori statistika untuk menjelaskan perilaku suatu distribusi probabilitas teoretis (Ismail,1998). Pada tugas akhir ini fungsi kepekatan probabilitas digunakan untuk menentukan potensi persebaran angin.

2.2.7. Jenis-jenis Fungsi Kerapatan Probabilitas

1. Distribusi *Rayleigh*

Secara umum digunakan untuk mendeskripsikan sinyal fungsi waktu yang diterima pada *envelope* pada sinyal *fading*, atau *envelope* pada komponen *multipath*

individu (Lynn,2012). Selain itu, fungsi *Rayleigh* dapat digunakan untuk mencari potensi persebaran angin apabila hanya memiliki data angin rata-rata.

Pada umumnya fungsi *Rayleigh* dapat ditunjukkan oleh fungsi waktu berikut:

$$p(x) = (x/\sigma^2)\exp(-x^2/2\sigma^2) \dots\dots\dots(2.10)$$

Dimana:

p = Nilai probabilitas

σ = Mode distribusi

Selanjutnya mode distribusi(σ) atau bisa juga disebut standar deviasi dapat dinyatakan oleh:

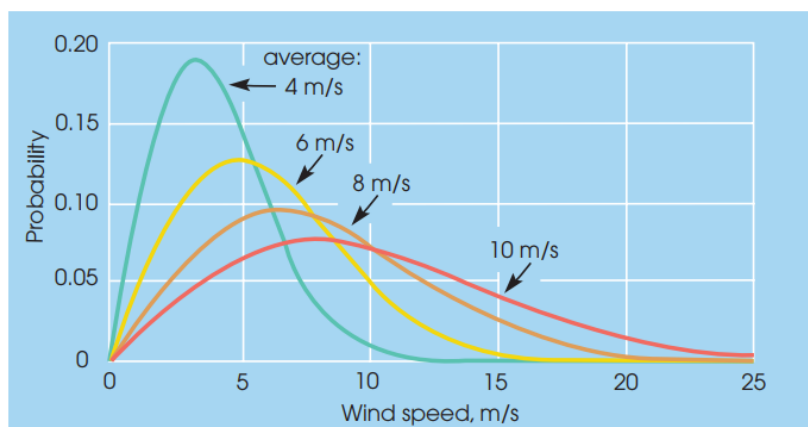
$$\sigma=U_a\sqrt{2/\pi}\dots\dots\dots(2.11)$$

Dimana:

U_a = Kecepatan angin rata-rata (m/s)

Substitusikan persamaan (2.11) ke persamaan (2.10) didapatkan:

$$p(U) = (\pi/2)(U/U_a^2)\exp\{(-\pi/4)(U^2/U_a^2)\} \dots\dots\dots(2.12)$$



Gambar 2. 12 Distribusi *Rayleigh* pada 4 Variasi Kecepatan Angin Rata – Rata (Lynn, 2012)

Fungsi kepekatan probabilitas kecepatan angin dari distribusi *Rayleigh* ditunjukkan Gambar 2.12 menunjukkan 4 variasi kecepatan angin rata-rata: 4, 6, 8, 10 m/s.

2. Distribusi *Weibull*

Dikenalkan oleh *Waloddi Weibull* pada tahun 1951 dalam jurnal yang dipublikasikan oleh *American Society of Mechanical Engineers (ASME)*. Fungsi distribusi *Weibull* biasanya digunakan untuk menyelesaikan masalah-masalah yang menyangkut lama waktu suatu objek yang mampu bertahan hingga akhirnya objek tersebut tidak berfungsi sebagaimana mestinya. Pada kasus perhitungan potensi persebaran angin, distibusi *Weibull* dapat digunakan apabila data yang dimiliki lebih dari kecepatan angin rata-rata.

Pada umumnya fungsi *Weibull* dapat ditunjukkan oleh fungsi waktu berikut:

$$p(x)=(kx^{k-1}/A^k)exp(-x^k/A^k) \dots\dots\dots(2.13)$$

Dimana:

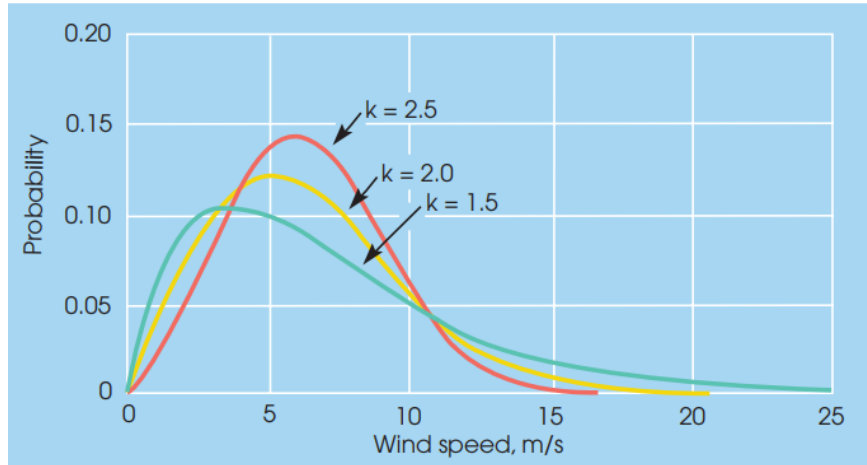
A = Faktor skala

k = Parameter kondisi

Parameter kondisi akan membedakan persebaran berdasarkan perbandingan besarnya intensitas waktu tiupan angin. Nilai K=1 mempresentasikan daerah dengan intensitas waktu tiupan angin lebih kecil daripada waktu tanpa tiupan angin, k=2 adalah kondisi tiupan angin rata-rata yang terjadi di sebagian besar daerah, dan k=3 adalah kondisi daerah dengan intensitas waktu tiupan angin lebih besar daripada waktu tanpa tiupan angin (Peterson,2005).

Dengan mensubtitusikan nilai *x* pada persamaan (2.14) dengan kecepatan angin (*U*) maka bisa didapatkan fungsi kepadatan probabilitas *Weibull* berikut:

$$p(U) = (kU^{k-1}/A^k)exp(-x^k/A^k) \dots\dots\dots(2.14)$$



Gambar 2. 13 Distribusi *Weibull* Dengan Kecepatan Angin Rata – Rata 6 m/s
(Lynn, 2012)

Pada Gambar 2.13 ditunjukkan Distribusi *Weibull* kecepatan angin rata-rata 6m/s dengan tiga variasi parameter kondisi (*k*) bernilai 1.5, 2.0, dan 2.5.

3. Distribusi *Gaussian*

Dikenalkan oleh ilmuwan Jerman *Carl Friedrich Gauss* (1777-1855), distribusi *Gaussian* digunakan apabila suatu variabel acak angin pada jangka waktu pendek bernilai diatas nilai kecepatan angin rata-rata yang disebabkan oleh faktor-faktor eksternal (Lynn, 2012).

Bentuk umum Distribusi *Gaussian* adalah sebagai berikut:

$$p(x) = (1/\sigma \sqrt{2/\pi}) \exp(-x-\mu^2/2\sigma^2) \dots\dots\dots(2.15)$$

Dimana:

μ = Nilai rata-rata

σ^2 = Nilai turbulensi

2.2.8. Turbulensi Angin

Bahkan pada ketinggian 100 meter diatas permukaan laut, aliran angin masih mengalami turbulensi, dimana aliran angin terjadi fluktuasi diluar kecepatan rata-ratanya yang ditandai dengan rasio standar deviasi terhadap kecepatan angin diluar

kecepatan rata-rata. Berdasarkan kecepatan angin rata-rata, dikenalkan persamaan untuk menghitung kecepatan angin diluar kecepatan rata-ratanya:

$$U_w(t) = \bar{u}_w + U_T(t) \dots\dots\dots(2.16)$$

Dimana:

$U_T(t)$ = Bagian dari kecepatan angin berflutuasi (*superimposed fluctuating part*) yang disebabkan oleh turbulensi angin.

\bar{u}_w = Kecepatan angin rata-rata

Setelah didapat kecepatan angin diluar kecepatan rata-rata, barulah bisa dihitung intensitas turbulensi angin pada ketinggian hub (IEC,2009). Untuk mencari intensitas turbulensi diperkenalkan persamaan berikut:

$$\sigma_v = \frac{\sigma_v}{U_w} \% \dots\dots\dots(2.17)$$

Dimana:

σ_v = Intensitas Turbulensi

σ_v = Standar Deviasi

\bar{u}_w = Kecepatan angin rata-rata

2.2.9. Spektrum Angin

Spektrum angin menjelaskan bagaimana energi dari turbulensi angin terdistribusi pada frekuensi tertentu. spektrum angin dapat ditentukan melalui data pengukuran langsung pada situs tertentu. Apabila data yang diperlukan kurang lengkap, diperkenalkan spektrum densitas angin untuk meramal spektrum angin pada situs tertentu seperti ditunjukkan pada Gambar 2.14. Pada tugas akhir ini digunakan spektrum Kaimal sebgai peramalan spektrum dan turbulensi angin. Spektrum kaimal digunakan karena sudah teruji dan biasanya digunakan pada proyek riil seperti di Denmark (Anderson, 2016). Persamaan spektrum Kaimal diambil dari DNV OS-J101 sebagai berikut:

$$S_u(f) = 0.202\sigma_v^2 \frac{4 \frac{Lk}{u_{10}}}{(1 + 6 \frac{f Lk}{u_{10}})^{5/3}} \dots\dots\dots(2.18)$$

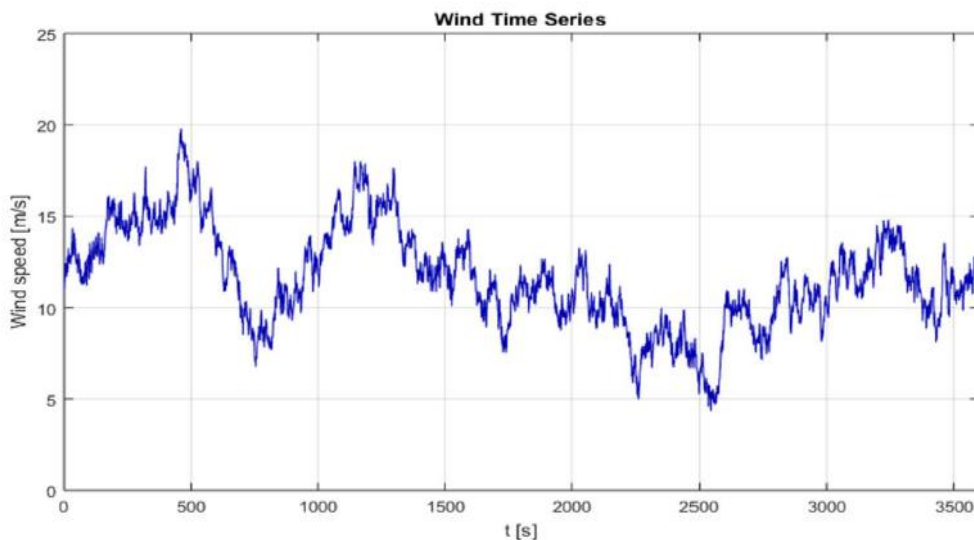
Dimana:

σ_v = Intensitas Turbulensi

U_{10} = Kecepatan angin pada ketinggian 10 meter

f = Frekuensi

L_k = 5.67 z untuk $z < 60$ meter
 340.2 m untuk $z > 60$ meter



Gambar 2.14 Domain Waktu Pada Spektra Kaimal
 (Anderson, 2016)

2.2.10. Beban Aerodinamis

Beban aerodinamis merupakan beban yang besar pada struktur turbin angin, baik *onshore* maupun *offshore*. Beban angin bekerja pada bilah – bilah turbin angin maupun RNA dan *tower* struktur turbin angin tersebut. Kecepatan angin merupakan parameter yang penting untuk menghitung gaya angin yang bekerja pada struktur.

Beban aerodinamis yang terjadi pada bilah turbin angin lepas pantai terdiri dari beban *lift* dan *drag*. Menurut Karimirad (2011), beban angin akibat *drag* pada suatu *airfoil chord* adalah sebagai berikut:

$$F_D = \frac{1}{2} \times \rho \times c \times V_{rel}^2 \times C_D \dots \dots \dots (2.19)$$

Sedangkan beban angin akibat *lift* adalah sebagai berikut:

$$F_L = \frac{1}{2} \times \rho \times c \times V_{rel}^2 \times C_L \dots \dots \dots (2.20)$$

Dimana:

- F_D = Beban *Drag* per Satuan Panjang
- F_L = Beban *Lift* per Satuan Panjang
- ρ = Massa Jenis Udara
- c = Panjang *Chord* airfoil
- V_{rel} = Gerak relatif elemen *blade* dalam *airflow*
- C_D = Koefisien *Drag*
- C_L = Koefisien *Lift*

Selain bilah turbin angin, struktur turbin angin berupa RNA dan *tower* juga mengalami beban aerodinamis. Menurut DNV J101 (2004), beban angin yang bekerja pada struktur turbin angin adalah sebagai berikut:

$$F_{wind} = \frac{1}{2} \times \rho \times A \times V_{wind}^2 \times C_D \dots \dots \dots (2.21)$$

Dengan:

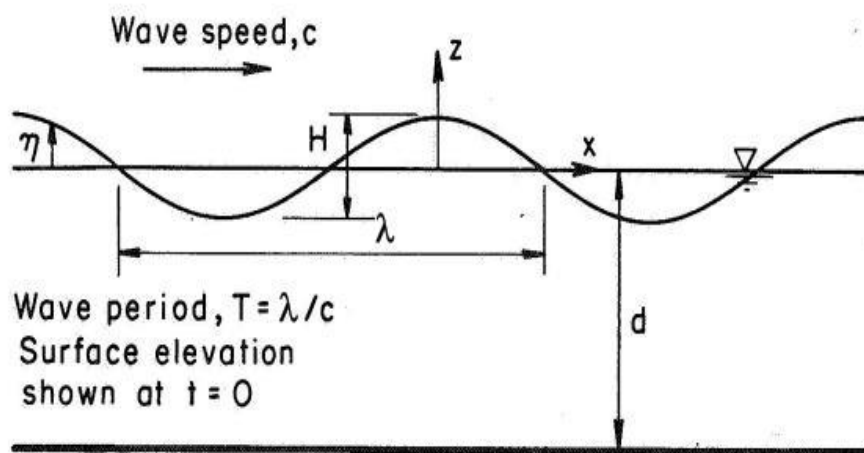
- F_{wind} = Beban Angin yang bekerja pada struktur
- ρ = Massa Jenis Udara
- A = Luasan Struktur yang Terkena Beban
- V_{wind} = Kecepatan angin
- C_D = Koefisien *Drag*
- C_L = Koefisien *Lift*

2.2.11. Teori Gelombang

Pada subbab ini akan dijelaskan beberapa teori gelombang dan pendekatannya. Hal ini dilakukan karena beban gelombang termasuk beban yang diperhitungkan dalam analisa struktur pendukung turbin angin lepas pantai ini.

1. Teori Gelombang Linear

Teori gelombang linear atau teori Airy (*Small amplitude theory, first-order theory*) dikembangkan oleh Airy (1845) dan Laplace (1816) ditunjukkan pada Gambar 2.15. Teori gelombang linear merupakan teori klasik yang penting dan juga mudah digunakan. Teori ini merupakan dasar dari deskripsi spektral probabilitas dari gelombang. Sembilan asumsi pada teori linear (Quang,2012) adalah:



Gambar 2. 15 Teori Gelombang Linear pada Kedalaman Terbatas (Quang, 2012)

Amplitudo (a) sangat kecil dibandingkan dengan panjang gelombang (λ) dan kedalaman air (d).

- Panjang gelombang (λ) jarak antara puncak gelombang berturut-turut.
- Periode gelombang (T) adalah interval waktu antara gelombang berturut pada titik tertentu.
- Fase kecepatan ($c = \lambda/T$) adalah perambatan kecepatan gelombang.

- Frekuensi gelombang ($f = 1/T$) adalah pembalikan periode gelombang.
- Frekuensi kekakuan gelombang ($\omega = 2\pi/T$).
- Angka gelombang ($k = 2\pi/\lambda$).
- Tinggi gelombang (H) adalah jarak vertikal antara puncak dan lembah.

2. Teori Cnoidal

Teori Cnoidal lebih sesuai diaplikasikan pada laut dangkal. Pertama kali dikembangkan oleh Korteweg dan De Vries (1895) kemudian dilanjutkan oleh Masch dan Wiegeler (1961). Seperti disarankan oleh Sarpkaya dan Isaacson (1981), parameter gelombang Cnoidal dirumuskan dalam fungsi eliptikal cosinus. Dari sinilah nama Cnoidal berasal. Rentang validitas teori ini adalah $d/L < 1/8$ dimana Ursell number $Ur > 20$. Ur dapat dicari dengan persamaan dibawah ini.

$$U_r = \left(\frac{L}{d}\right)^2 \frac{H}{d} = \frac{H L^2}{d^3} \dots\dots\dots(2.21)$$

Dimana:

L = Panjang gelombang

d = Kedalaman laut

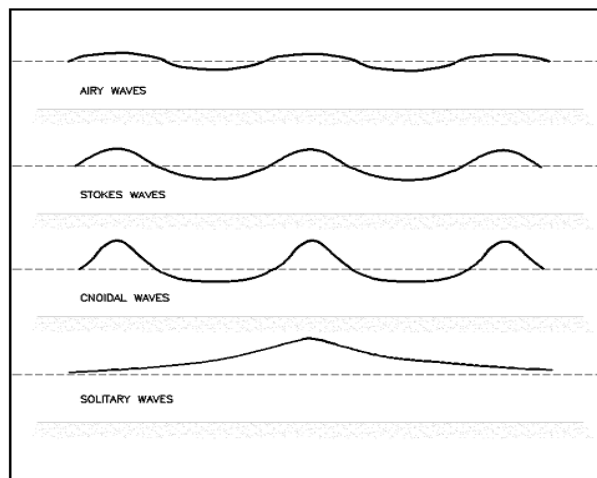
H = Tinggi Gelombang

3. Teori Stokes

Asumsi dasar dari teori ini adalah pergerakan fluida *irrotational*. Teori Stokes order kelima banyak digunakan pada laut dangkal dan laut dalam. Prediksi tekanan dan kinematik yang dihasilkan oleh teori Stokes order kelima lebih akurat dibandingkan dengan teori non-linear lainnya jika dibandingkan dengan percobaan di laboratorium dan pengukuran di lapangan.

4. Teori Solitary

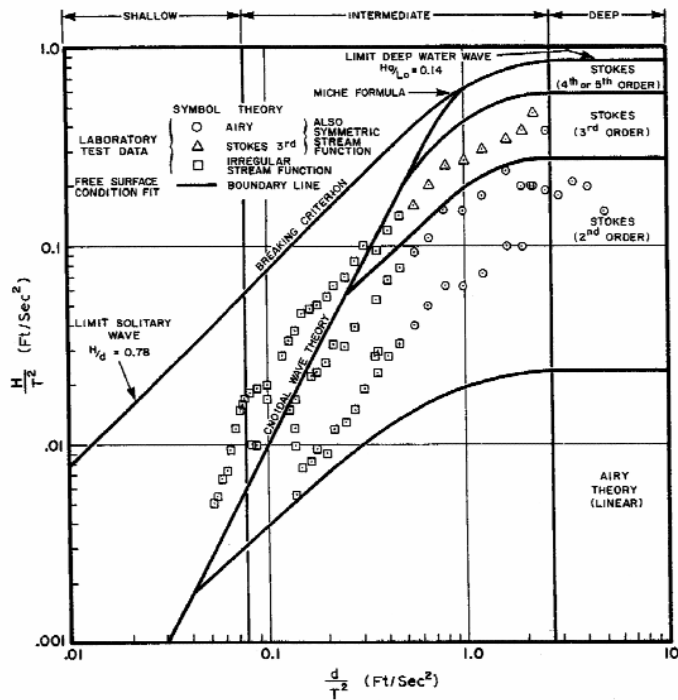
Teori ini mendeskripsikan gelombang yang mempunyai panjang gelombang tidak terhingga dan merambat di air yang mempunyai kedalaman yang seragam. Gelombang ini tidak mempunyai trough karena profilnya tidak pernah di bawah *still water level*. Pada Gambar 2.16 dapat dilihat dengan jelas perbedaan bentuk profil dari beberapa teori gelombang yang telah dibahas sebelumnya. Bentuk dari profil teori linear Airy juga dimasukkan pada gambar ini sehingga dapat dengan mudah dibedakan dengan bentuk teori non-linear lainnya.



Gambar 2. 16 Bentuk Profil dari Beberapa Teori Gelombang (Velarde, 2016)

2.2.12. Validitas Teori Gelombang

Teori gelombang non-linear lebih banyak digunakan untuk menjelaskan fenomena transportasi massa, *wave breaking*, *shoaling*, *reflection*, *transmission*, dan karakteristik non-linear lainnya. Kurva pada Gambar 2.17 umum digunakan untuk menentukan validitas dari teori-teori gelombang.



Gambar 2. 17 Validitas Teori Gelombang (DNV OS J101, 2014)

2.2.13. Spektrum Gelombang

Kondisi Gelombang menunjukkan kondisi laut pada lokasi tertentu dengan representasi spektrum gelombang. Pada tugas akhir ini digunakan spektrum Jonswap sebagai representasi spektrum gelombang karena spektrum Jonswap umum digunakan sebagai metode modelling dan prediksi gelombang pada industri lepas pantai. Spektrum Jonswap digunakan untuk memodelkan kondisi gelombang apabila data primer yang digunakan terbatas (lihat Gambar 2.18).

Formulasi spektrum Jonswap akhir-akhir ini banyak dipakai dalam perancangan dan analisis bangunan lepas pantai yang dioperasikan di Indonesia. Hal ini cukup dapat dimengerti karena perairan Indonesia dimana kebanyakan bangunan lepas pantai untuk kegiatan migas dioperasikan adalah merupakan perairan kepulauan atau perairan tertutup (Djarmiko,2012).

Spektrum Jonswap disajikan pada persamaan berikut:

$$S(f) = \frac{ag^2}{2\pi^2} f^{-5} \exp\left(-\frac{5}{4} \frac{f}{fp}\right) \exp\left(-0.5 \frac{(f-fp)^2}{\sigma fp}\right) \dots\dots\dots(2.22)$$

Dimana:

f = Frekuensi gelombang, $f = 1/T$

T = Periode gelombang

f_p = Frekuensi spektral puncak, $f_p = 1/T_p$

T_p = Periode puncak

g = Gaya gravitasi

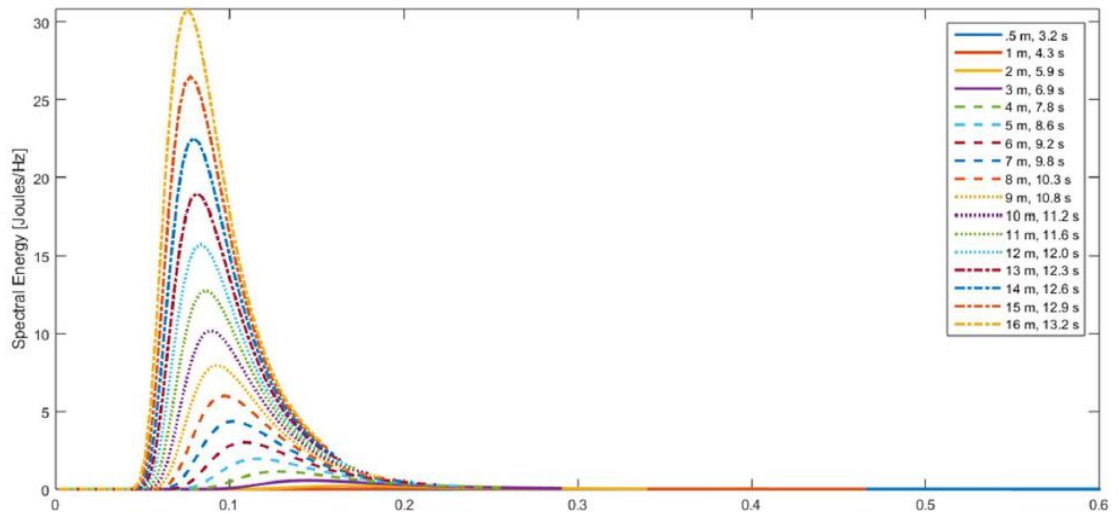
α = Konstanta phillips

$$= 5(H_s^2 f_p^4 / g^2) (1 - 0.287 \ln \Upsilon) \pi^4$$

σ = Parameter lebar spektra

$$= 0.07 \text{ untuk } f < f_p \text{ dan } \sigma = 0.09 \text{ untuk } f > f_p$$

Υ = Faktor peningatan puncak

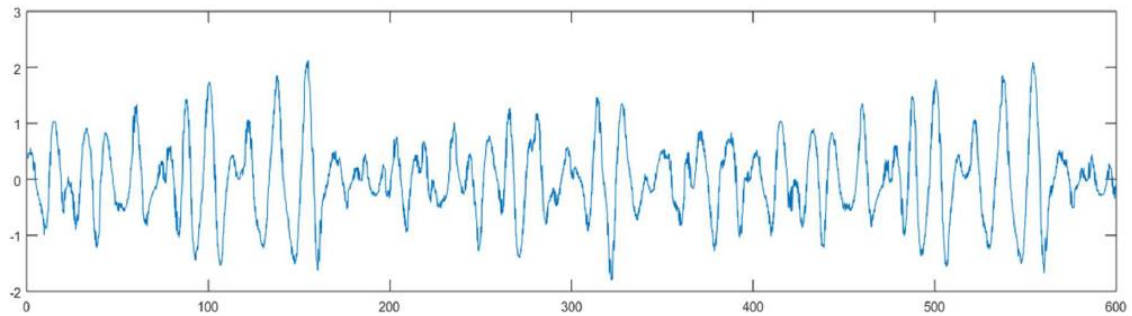


Gambar 2. 18 Contoh Spektrum *Jonswap* pada North Sea

(Anderson, 2016)

Spektrum yang dihasilkan kemudian akan digunakan untuk menghitung beban gelombang terhadap struktur langsung dari domain frekuensi ataupun dari domain waktu yang ditransformasi dengan bantuan *Inverse Fourier Transform*

(IFFT). Domain waktu dengan 600 detik *time-step* hasil IFFT dapat dilihat pada Gambar 2.19.



Gambar 2. 19 Contoh *Time History Irregular* dari Spektra *JONSWAP*

(Anderson, 2016)

2.2.14. Beban Hidrodinamika terhadap Struktur

Gaya yang terjadi terhadap silinder terpancang dari dasar laut pada aliran osilator yang dapat dikalkulasi menggunakan persamaan morison (Velarde, 2016). Persamaan ini menjelaskan gaya total saat melewati struktur dengan variabel gaya seret (*drag force*) dan gaya inersia (*inertia force*) akibat percepatan partikel air. Gaya seret menunjukkan hambatan yang terjadi antara struktur dan gelombang ditunjukkan dengan rumus $12\rho C_D D U$. Sedangkan gaya inersia merupakan gaya akselerasi yang terjadi pada struktur karena bertabrakan dengan gelombang, ditunjukkan dengan rumus gaya beban hidrodinamik ($\rho C_m A U$) dan gaya Froude-Krylov ($\rho A \dot{U}$).

$$F_{Morison} = 0.5\rho C_D D U |U| + \rho C_m A U + \rho A \dot{U} \dots \dots \dots (2.23)$$

$$F_{Morison} = F_{Drag} + F_{Inertia} \dots \dots \dots (2.24)$$

Dimana:

- U = Partikel kecepatan gelombang (m/det)
- \dot{U} = Partikel percepatan gelombang (m/det²)
- A = Luas permukaan potongan silinder (m²)
- C_m = Koefisien massa hidrodinamik = 1 untuk silinder
- C_D = Koefisien seret

C_M = Koefisien inersia
 ρ = Densitas air (kg/m^3)

1. Koefisien Hidrodinamik

Penggunaan persamaan Morison membutuhkan nilai koefisien seret dan inersia, dimana membutuhkan juga fungsi nilai Reynold (Re), nilai Keulegan-Carpenter (Kc) dan nilai kekasaran relatif (k/D). Untuk aliran osilator, parameter frekuensi (β) didefinisikan sebagai rasio antara (Re) dan (Kc) (DNV,2007).

Berikut persamaan matematis koefisien-koefisien hidrodinamik:

$$Re = \frac{u_{max} D}{\nu} \dots\dots\dots(2.25)$$

$$Kc = \frac{u_{max} T}{D} \dots\dots\dots(2.26)$$

$$\beta = \frac{Re}{Kc} = \frac{D^2}{T} \dots\dots\dots(2.27)$$

Dimana:

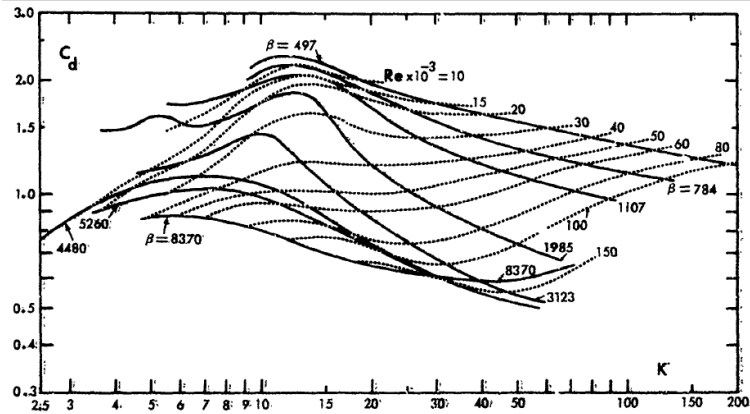
u_{max} = Kecepatan maksimum partikel gelombang

T = Periode gelombang (det)

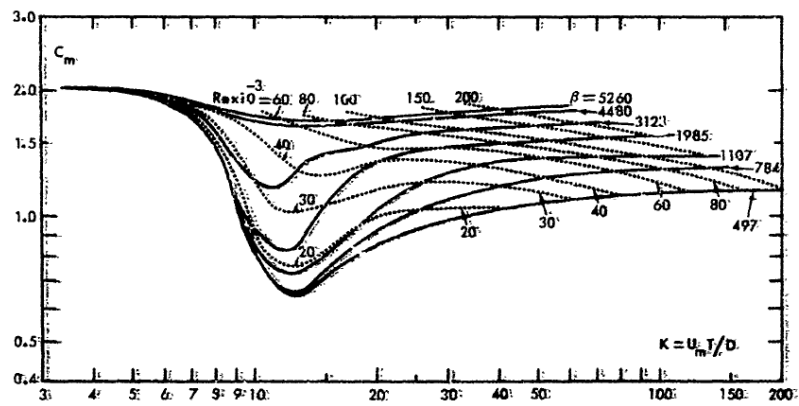
ν = Nilai kinematik viskositas fluida (m^2/det)

D = Diameter (m)

Eksperimen Sarpkaya (1977) menganalisis hubungan nilai C_D dan C_M bervariasi terhadap Re dan C_D pada aliran osilator untuk silinder halus dan kasar. Gambar 2.20 dan 2.21 menunjukkan variasi nilai C_D dan C_M dengan Kc pada nilai Re dan β yang bervariasi. Analisis ini menunjukkan variasi nilai C_D dan C_M untuk silinder halus menjadi signifikan dengan nilai diatas 20.000.



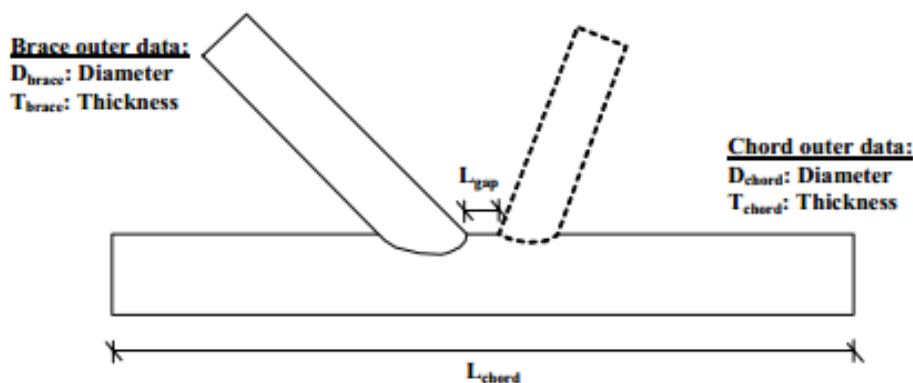
Gambar 2. 20 Grafik Hubungan Nilai C_D - K_C dengan Variasi Nilai Re dan β
(Sarpkaya, 1977)



Gambar 2. 21 Grafik Hubungan Nilai C_M - K_C dengan Variasi Nilai Re dan β
(Sarpkaya, 1977)

2.2.15. Tubular Joint

Tubular joint adalah sambungan las yang terbentuk oleh beberapa *member* dalam *tubular connection* (lihat Gambar 2.22). *Tubular joint* pada struktur lepas pantai merupakan bagian yang dominan digunakan terutama pada kaki-kaki penyangga anjungan seperti *jacket* dan *semisubmersible* yang merupakan *truss framework* (Murthy et al, 2004). *Tubular Joint* terdiri dari dua bagian, bagian yang memiliki *outer diameter* yang lebih besar disebut dengan *chord*, sedangkan bagian yang memiliki *outer diameter* yang lebih kecil disebut *brace*.



Gambar 2. 22 Tubular Joint (DNV OS J101, 2004)

Dalam menentukan konsentrasi tegangan pada sambungan *tubular*, perlu diketahui parameter-parameter yang mempengaruhi besar atau kecilnya konsentrasi tegangan. Parameter pada sambungan *tubular* meliputi dua parameter, yaitu parameter utama dan parameter turunan (parameter non-dimensional). Parameter utama meliputi; panjang *chord* (L), diameter *chord* (D), ketebalan *chord* (T), diameter *brace* (d), ketebalan *brace* (t), jarak antar *brace* (g), sedangkan parameter turunan (parameter non-dimensional) meliputi parameter alpha (α), parameter beta (β), parameter gamma (γ), parameter tau (ζ) ditunjukkan pada Tabel 2.1.

Tabel 2. 1 Tabel Parameter

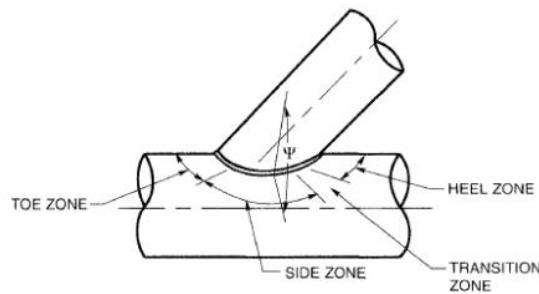
Keterangan	Formula
Rasio Diameter	$\beta = d/D$
Rasio Ketebalan	$\tau = t/T$
Rasio Kelangsingan <i>Chord</i> (<i>Chord Slenderness Ratio</i>)	$\gamma = D/2T$
Rasio Panjang dan Diameter (<i>Can Slenderness Ratio</i>)	$\alpha = 2L/D$
Sudut Orientasi	θ

Dengan:

d = diameter *brace* t = ketebalan *brace* L = panjang *chord*
 D = diameter *chord* T = ketebalan *chord*

2.2.16. Desain Sambungan Las

Rangkaian *tubular joint* pada *jacket platform* disambung dengan pengelasan. Pada umumnya jenis sambungan yang digunakan untuk menyambung antar *tubular joint* adalah jenis sambungan *fillet joint* dan jenis lasan *toe fillet weld*. Jenis lasan *toe fillet weld* pada sambungan *tubular* dapat dilihat pada Gambar 2.23.



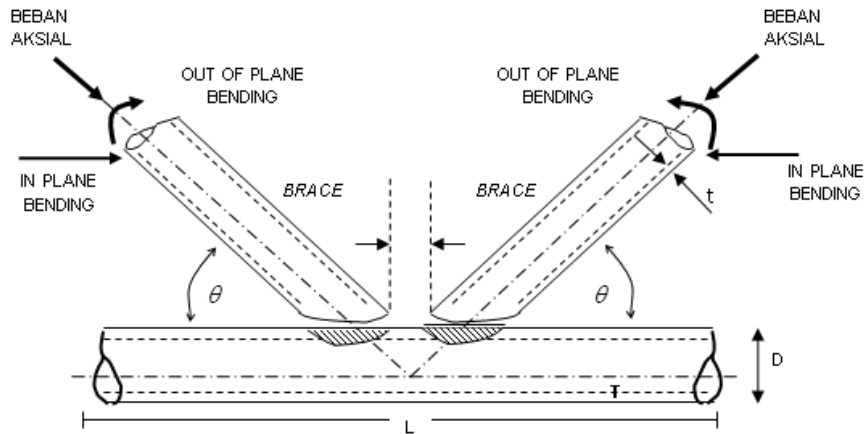
Gambar 2. 23 Sambungan dengan Jenis Lasan *Toe Fillet Weld*

(DNV OS J101, 2004)

2.2.17. Pembebanan Dasar

Pembebanan sangat berpengaruh dalam penentuan nilai SCF, berikut adalah pembebanan dasar pada *tubular joints* (lihat Gambar 2.24), yaitu:

1. Beban aksial, beban yang bekerja pada sumbu o-x (searah dengan sumbu *brace*)
2. Beban *in-plane bending*, beban momen yang bekerja pada bidang x-z (searah sumbu *chord*)
3. Beban *out-of plane bending*, beban momen yang bekerja pada bidang x-y (tegak lurus dengan sumbu *chord*)



Gambar 2. 24 Mode Pembebanan pada Sambungan *Tubular*

(DNV OS J101, 2004)

2.2.18. Hot Spot Stress

Nilai *Stress* yang digunakan dalam perhitungan adalah tegangan maksimum pada sambungan (*hot spot stress*) yang diperoleh dari pembesaran tegangan nominal. Sehingga tegangan maksimum dapat dihitung dari persamaan berikut:

$$S_i = S_{i(nom)} \times SCF \dots\dots\dots(2.28)$$

Dengan:

S = Tegangan Maksimum

S_{nominal} = Tegangan Nominal

SCF = *Stress Concentration Factor*

Tegangan nominal diperoleh dari analisis beban gelombang untuk menghasilkan gaya atau momen pada bagian struktur yang ditinjau. Data beban gelombang diperoleh lalu digunakan dalam analisis struktur dengan bantuan perangkat lunak *Finite Element Method*.

2.2.19. Faktor Konsentrasi Tegangan

Perbandingan antara tegangan maksimum pada sambungan dengan tegangan nominal disebut *stress concentration factor* (SCF). Besarnya SCF bergantung pada bentuk geometri sambungan, tipe pembebanan yang mengenai struktur, tipe dan ukuran dari lasan (Karamos et al, 2002). Penentuan atau perhitungan SCF sangat diperlukan karena tegangan yang terjadi pada sambungan tubular tidak menyebar secara merata, sehingga SCF mempunyai peranan yang

penting dalam memprediksi lokasi kemungkinan terjadinya *fatigue crack growth* (Ahmadi *et al.*, 2011). Secara sistematis memiliki persamaan sebagai berikut:

$$SCF = \frac{\sigma_{maks}}{\sigma_n} \dots\dots\dots (2.29)$$

Dengan:

SCF = *Stress Concentration Factor*

σ_{maks} = Tegangan Maksimum

σ_n = Tegangan Nominal

Nilai SCF dipengaruhi oleh bentuk geometri sambungan *tubular* dan SCF merupakan parameter yang dapat mengindikasikan kekuatan sambungan. *Hot spot* adalah lokasi pada suatu sambungan (*tubular*) dimana terjadi tegangan tarik/tekan maksimum.

2.2.20. Analisis Umur Kelelahan

Komponen-komponen dasar dari analisis umur kelelahan (*fatigue life*) (Geyer, 1986) adalah:

1. Karakterisasi siklus beban yang terjadi baik untuk kurun waktu pendek maupun kurun waktu panjang.
2. Perhitungan beban-beban siklis yang mengenai struktur
3. Evaluasi siklus rentang tegangan pada suatu elemen yang ditinjau
4. Perhitungan kerusakan pada elemen yang ditinjau akibat siklus rentang tegangan yang terjadi
5. Evaluasi kekuatan elemen yang ditinjau

Sedangkan, untuk menghitung kerusakan yang ditimbulkan oleh kelelahan (*fatigue damage*), terdapat beberapa metode dasar, yaitu:

1. Metode Deterministik
Metode ini biasa digunakan oleh *Lloyd's Register*. Pada metode ini *fatigue damage* dihitung dengan menggunakan *wave exceedance diagram*.
2. Metode Distribusi Gelombang

Metode ini mengamsusikan bahwa tegangan yang terjadi proporsional terhadap tinggi gelombang dan gelombang dideskripsikan dengan distribusi lognormal, Weibull, dan lain-lain.

3. Metode Distribusi Rentang Tegangan

Metode ini secara teoritis memodelkan rentang tegangan sebagai distribusi Weibull yang biasanya diperoleh dari metode spektral, metode distribusi gelombang, dan lain-lain.

4. Metode *Spectral*

Metode ini biasa disebut dengan metode probabilistik. Pada metode ini fatigue damage diperhitungkan dari tiap seastate dalam scatter diagram dan tegangan dianggap sebagai suatu proses acak yang seimbang (stationary random process).

5. Metode *Equivalent Weibull*

Metode ini biasa digunakan oleh DNV, yang menggunakan analisis spektral untuk kemudian mendapatkan distribusi rentang tegangan kurun waktu panjang yang ekuivalen dengan distribusi *Weibull*.

2.2.21. Kurva S-N (*S-N Curve*)

Kurva S-N adalah karakteristik *fatigue* yang umum digunakan dari suatu bahan yang mengalami tegangan berulang dengan besar yang sama. Kurva tersebut diperoleh dari tes specimen baja yang diberi beban berulang dengan jumlah N siklus sampai terjadi kegagalan. Besarnya N berbanding terbalik dengan rentang tegangan S (tegangan maksimum – tegangan minimum). Kurva ini menyediakan informasi karakteristik fatigue dengan amplitudo pembebanan konstan. Kurva S-N yang digunakan berdasarkan DNV OS J101, secara matematis persamaan kurva dapat dituliskan sebagai berikut:

$$\log_{10}N = \log_{10}a - m\log_{10}\left(\Delta\sigma\left(\frac{t}{t_{ref}}\right)^k\right) \dots\dots\dots(2.30)$$

Dengan:

- N = Jumlah siklus beban sampai material mengalami kegagalan
- $\Delta\sigma$ = Rentang tegangan (tegangan maksimum – tegangan minimum)
- m = Slope negatif dari kurva S-N

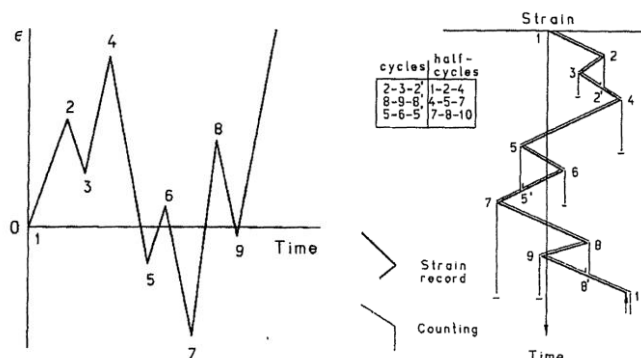
- t_{ref} = Ketebalan referensi, 32 mm untuk *tubular joints*, 25 mm untuk *girth welds*
 t = Ketebalan yang berpotensi menginisiasi *crack*
 k = Ketebalan eksponen

2.2.22. Metode *Rainflow Counting*

Kurva SN berlaku untuk beban amplitudo konstan. Untuk memuat amplitudo pada beberapa variabel, *time history* dibagi menjadi beberapa siklus, dan kemudian dijumlahkan untuk mendapatkan distribusi rentang tegangan. Teknik seperti penghitungan *rainflow counting* diterapkan untuk menghitung jumlah siklus yang masuk pada setiap rentang tegangan. Metode *rainflow counting* mendapatkan namanya dari analogi air hujan jatuh ke atap pagoda dan mengikuti aturan di bawah ini:

1. Hujan mengalir di atap, mulai dari bagian dalam setiap puncak atau lembah.
2. Ketika hujan mencapai tepi atap, itu akan menetes ke bawah.
3. Ketika hujan bertemu aliran lain dari atas, hujan berhenti, dan satu siklus selesai.
4. Ketika memulai lagi di puncak, aliran berhenti ketika bertemu dengan puncak yang lebih besar. Hal yang sama berlaku ketika bertemu dengan sebuah palung lebih besar daripada palung sebelumnya.

Metode penghitungan diilustrasikan pada Gambar 2.25 Setelah menghitung siklus, total kerusakan kelelahan dihitung dengan membandingkan jumlah siklus dalam rentang tegangan, n_i , dengan jumlah siklus kegagalan, N_i untuk rentang tegangan i .



Gambar 2. 25 Ilustrasi Penggambaran Hubungan Antara *Time History* dengan *Rainflow Counting* (ASTM, 1986)

2.2.23. Aturan Palmgren-Miner

Kurva S-N hanya menyediakan informasi untuk pembebanan dengan amplitude konstan. Untuk pembebanan lingkungan dengan amplitude yang bervariasi, kurva S-N dilengkapi dengan peraturan yang disebut Aturan *Palmgren-Miner*. Aturan ini memungkinkan perhitungan kerusakan *fatigue* (D) dengan beberapa *amplitude* pembebanan berbeda. Konsep kerusakan *fatigue* adalah dasar dari peraturan ini.

Menurut DNV J101 (2004), kerusakan *fatigue* (D) untuk *joint* yang mengalami pembebanan dengan amplitude konstan dapat dirumuskan sebagai berikut:

$$D = \sum_{i=1}^m \frac{n_i}{N_i} = \frac{n_1}{N_1} + \frac{n_2}{N_2} + \frac{n_3}{N_3} + \dots + \frac{n_m}{N_m} \dots \dots \dots (2.31)$$

Dengan:

D = *Damage Ratio* / Rasio Kerusakan

n_i = Jumlah siklus sentang tegangan dengan harga S_i yang sebenarnya terjadi pada sambungan akibat beban eksternal (gelombang)

N_i = Jumlah siklus rentang tegangan dengan harga S_i yang menyebabkan kegagalan sambungan yang ditinjau

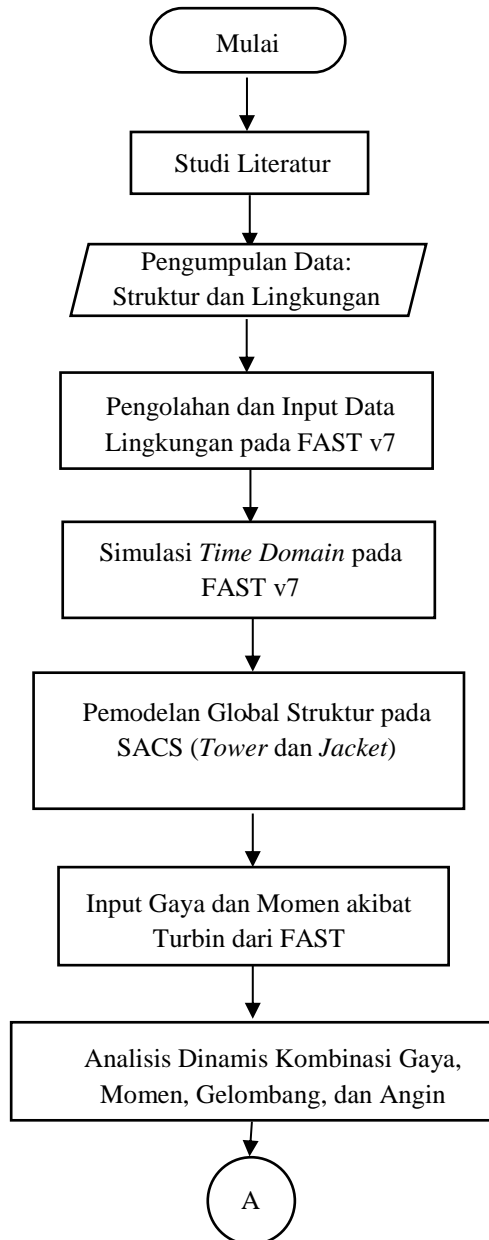
m = Jumlah pembagian grup rentang tegangan

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

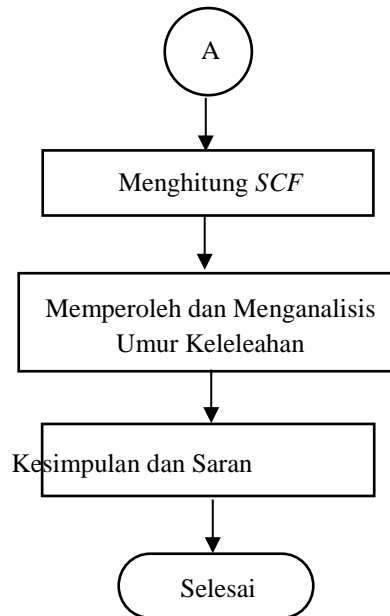
BAB III METODOLOGI PENELITIAN

3.1. Diagram Alir Penelitian

Metodologi penelitian tugas akhir dijelaskan dalam diagram alir pada Gambar 3.1.



Gambar 3. 1 Diagram Alir Pengerjaan Tugas Akhir



Gambar 3.1 Diagram Alir Pengerjaan Tugas Akhir (Lanjutan)

3.2. Penjelasan Diagram Alir

Berikut penjelasan diagram alir yang digunakan dalam pengerjaan tugas akhir ini:

3.2.1. Studi Literatur

Pada tahap ini penulis melakukan pembelajaran dan pengumpulan literatur yang digunakan sebagai referensi pengerjaan tugas akhir.

3.2.2. Pengumpulan Data

Data struktur yang diperlukan berupa data struktur yang dimodelkan, yaitu *tripod jacket* dengan variasi konfigurasi *bracing* jenis *Z-bracing*, *K-bracing*, *X-bracing*. Untuk data struktur sesuai dengan *paper* Chen *et al.* (2016) “*Design and Analysis of Jacket Substructures for Offshore Wind Turbines*”. Turbin yang digunakan adalah turbin NREL 5MW Baseline yang diambil dari *Technical Report NREL* (Jonkman, 2009).

Selain itu, diperlukan juga data lingkungan pada lokasi ditematkannya struktur. Data lingkungan yang diperlukan meliputi data angin dan data gelombang. Dalam tugas akhir ini, struktur ditempatkan pada lepas pantai utara Madura dengan kedalaman 56,77 m. Data lingkungan yang digunakan yaitu data lingkungan lepas pantai Utara Madura.

3.2.3. Pengolahan dan Input Data Lingkungan pada FAST v7

Data yang didapatkan kemudian diolah dan diinputkan pada *software* FAST v.7. FAST v.7 merupakan *software* CUI (*Character User Interface*) sehingga data yang diinput perlu bisa dibaca oleh *software*. Pada penelitian ini data angin yang dimasukkan merupakan data *uniform wind* tiap detik dengan spektrum Kaimal.

3.2.4. Simulasi *Time Domain* pada FAST v7

Setelah melakukan *input* data dan permodelan yang dilakukan pada *software* FAST, analisis *Time Domain* dilakukan dengan *time step* tiap detiknya selama waktu simulasi sepuluh menit. Dalam simulasi ini dihasilkan perhitungan secara *coupled* sehingga beban terjadi pada keseluruhan struktur.

3.2.5. Permodelan Global Struktur pada SACS (*Tower* dan *Jacket*)

Permodelan struktur digunakan sebagai objek penelitian tugas akhir yang dimodelkan menggunakan perangkat lunak SACS 5.7 V8i. Pada penelitian ini *tripod jacket* dimodelkan dengan variasi *Z-bracing*, *K-bracing*, dan *X-bracing* dengan *tower* untuk turbin angin NREL 5MW.

3.2.6. Input Gaya dan Momen akibat Putaran Turbin dari FAST

Setelah simulasi pada FAST v7, maka akan dihasilkan gaya dan momen yang disebabkan putaran turbin pada puncak tower. Gaya dan momen yang dihasilkan setiap detik akan dikombinasikan dengan angin dan gelombang pada SACS secara *time domain*.

3.2.7. Analisis Dinamis Kombinasi Gaya, Momen, Gelombang, dan Angin

Pada analisis dinamis SACS, terdapat bagian *Time History Wind, Wave, and Force* untuk mengombinasikan beban pada turbin dari FAST v7 dan beban lingkungan pada SACS (gelombang dan angin). Untuk permodelan gelombang menggunakan Spektrum Jonswap, sedangkan permodelan angin menggunakan spektrum Kaimal untuk menghasilkan gelombang dan angin secara *time domain*.

3.2.8. Menghitung Faktor Konsentrasi Tegangan

Setelah diketahui tegangan nominal dan *hot spot stress*, persamaan faktor konsentrasi tegangan adalah:

$$SCF = \frac{\sigma_{maks}}{\sigma_n}$$

Dengan:

SCF = *Stress Concentration Factor*

σ_{maks} = Tegangan Maksimum

σ_n = Tegangan Nominal

3.2.9. Memperoleh dan Menganalisis Umur Kelelahan

Perhitungan umur kelelahan menggunakan metode *Time History Fatigue*. Metode analisis fatigue time domain yang mengombinasikan gaya dan momen akibat putaran turbin, gelombang, dan angin.

Perhitungan kelelahan sambungan struktur didasarkan pada hukum kegagalan kumulatif Palmgren-Miner, yang dinyatakan dalam persamaan:

$$D = \sum_{i=1}^m \frac{n_i}{N_i} = \frac{n_1}{N_1} + \frac{n_2}{N_2} + \frac{n_3}{N_3} + \dots + \frac{n_m}{N_m}$$

Dengan:

D = *Damage Ratio* / Rasio Kerusakan

n_i = Jumlah siklus sentang tegangan dengan harga S_i yang sebenarnya terjadi pada sambungan akibat beban eksternal (gelombang)

N_i = Jumlah siklus rentang tegangan dengan harga S_i yang menyebabkan kegagalan sambungan yang ditinjau

m = Jumlah pembagian grup rentang tegangan

3.2.10. Kesimpulan

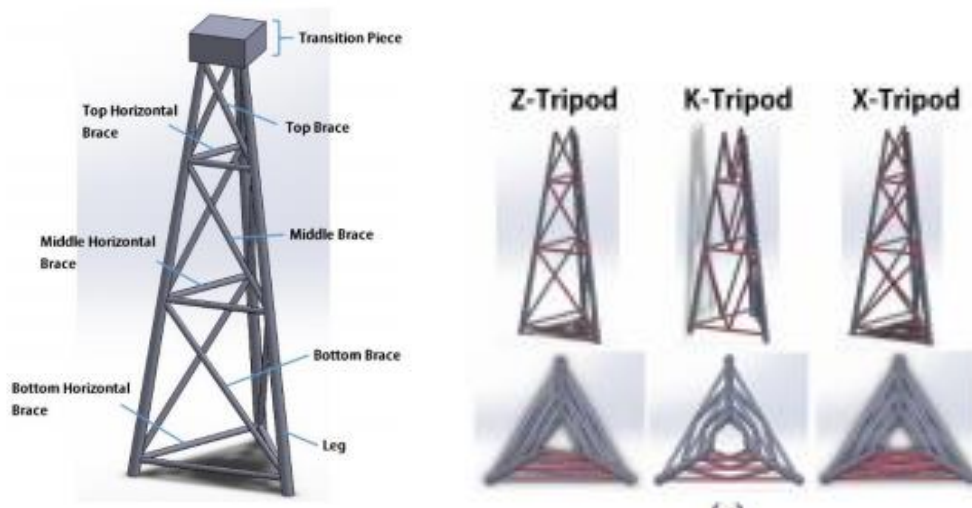
Hasil dari tiap – tiap analisis dibandingkan. Dari perbandingan tersebut dapat ditentukan konfigurasi *bracing* pada *tripod jacket* yang paling cocok untuk lepas pantai utara Madura sesuai dengan hasil analisis di penelitian ini. Selain itu, kekurangan dan saran – saran dari penelitian ini dapat dikemukakan untuk saran dan pertimbangan penelitian turbin angin tipe terpancang selanjutnya.

BAB IV ANALISIS DAN PEMBAHASAN

4.1. Pengumpulan Data

4.1.1. Deskripsi Platform

Data struktur yang diperlukan berupa data struktur yang dimodelkan, yaitu *tripod jacket* dengan variasi konfigurasi *bracing* jenis *Z-bracing*, *K-bracing*, *X-bracing* seperti pada Gambar 4.1. Pada Tabel 4.1 ditunjukkan data struktur sesuai dengan *paper* Chen *et al.* (2016) “*Design and Analysis of Jacket Substructures for Offshore Wind Turbines*”.



Gambar 4. 1 Variasi Konfigurasi *Bracing* pada *Tripod Jacket* (Chen *et al.*, 2016)

Tabel 4. 1 Data *Properties Tripod Jacket*

<i>Tripod Jacket Substructure (PJ)</i>			
<i>Jacket Type</i>	PJZ	PJK	PJX
<i>Total Height</i>	66,6 m	66, 6 m	66,6 m
<i>Length of Leg</i>	66,86 m	66,86 m	66,86 m
<i>Length of Top Brace</i>	18,32 m	16, 9 m	18,32 m

Tabel 4. 1 Data Properties Tripod Jacket (Lanjutan)

<i>Length of Middle Brace</i>	26,23 m	22,76 m	26,23 m
<i>Length of Bottom Brace</i>	32,99 m	27 m	32,99 m
<i>Length of Top Horizontal Brace</i>	11,07 m	11, 07 m	11, 07 m
<i>Length of Middle Horizontal Brace</i>	17,25 m	17, 25 m	17, 25 m
<i>Length of Bottom Horizontal Brace</i>	24,41 m	24, 41 m	24, 41 m
<i>Thickness of Brace</i>	0,025 m	0,025 m	0,025 m
<i>Thickness of Leg</i>	0,03 m	0,03 m	0,03 m
<i>Diameter of Brace</i>	0,90 m	0,90 m	0,90 m
<i>Diameter of Leg</i>	1,30 m	1,30 m	1,30 m
<i>Weight</i>	600 t	700 t	745 t

Turbin yang digunakan adalah turbin NREL 5MW Baseline (lihat Gambar 4.2) yang diambil dari *Technical Report NREL* (Jonkman, 2009). Setelah penjelasan singkat mengenai data struktur, berikut disajikan data turbin dan tower NREL 5 MW pada Tabel 4.2.



Gambar 4. 2 Model Turbin *NREL 5MW Baseline* (NREL, 2009)

Tabel 4. 2 Data Turbin dan *Tower* NREL 5 MW

Properti	Spesifikasi
<i>Rated Power</i>	5 MW
<i>Rotor Configuration</i>	3 Blade, 61.5m Length
<i>Rotor / Hub Diameter</i>	126m / 3m
<i>Hub Height</i>	90m
<i>Cut – in Speed</i>	3m / s
<i>Cut – out Speed</i>	25m / s
<i>Rated Rotor Speed</i>	12.1 rpm
<i>Rotor Mass</i>	110000 kg
<i>Nacelle Mass</i>	240000 kg
<i>Tower Mass</i>	347460 kg
<i>Transition Piece Mass</i>	666000 kg
<i>Tower Diameter Base</i>	6m
<i>Tower Top Diameter</i>	3.87m

4.1.2. Data Lingkungan

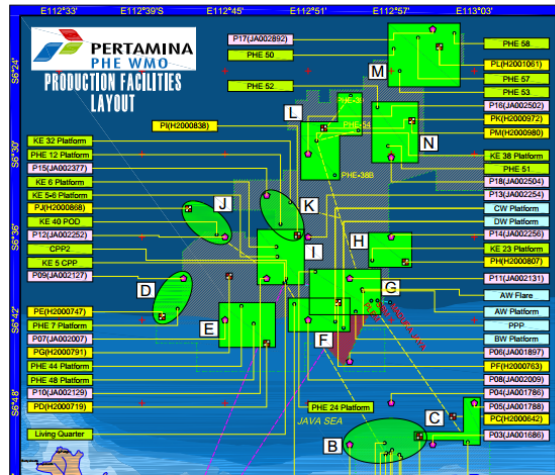
Data lingkungan berikut diambil dari *Final Report Metocean Data Integration Study for WMO Field* milik PHE WMO pada tahun 2013. Pada Gambar 4.3 ditunjukkan lokasi turbin angin di Madura. Data lingkungan ini meliputi data angin dan gelombang.



Gambar 4. 3 Peta Lepas Pantai Madura Barat (PHE WMO, 2013)

4.1.2.1. Kedalaman Perairan

Kedalaman perairan yang akan ditinjau pada analisis ini adalah kedalaman saat MSL dengan kedalaman 56,77 m pada lokasi G (lihat Gambar 4.4). Kedalaman ini dipilih karena sesuai dengan batasan masalah dari data *tripod jacket* pada *paper* yang beroperasi pada kedalaman sekitar 50 m.



Gambar 4. 4 Anjungan yang Dioperasikan PT. PHE WMO (PHE WMO, 2013)

4.1.2.2. Data Gelombang dan Angin

1. Data Angin

Data angin mengacu pada aturan DNV-OS-J101 dimana dalam kondisi operasi, data angin yang digunakan untuk analisa struktur adalah periode pengumpulan data 10 tahun dengan periode 10 menit. Pada Tabel 4.3 ditunjukkan kecepatan angin periode 10 tahun pada area G.

Tabel 4. 3 Kecepatan Angin Periode 10 Tahun pada Area G

Periode	Kecepatan angin rata-rata (m/s) dan arah G																
	OMNI	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
10 TAHUN																	
60 MIN	16.21	9.71	10.68	10.45	13.84	14.44	14.4	11.96	9.39	9.16	9.94	11.76	13.89	16.21	13.75	13.75	10.03
10 MIN	16.7	10	11	10.76	14.26	14.87	14.83	12.32	9.67	9.43	10.24	12.11	14.31	16.7	14.16	14.16	10.33
3 MIN	17.18	10.29	11.32	11.08	14.67	15.32	15.26	12.68	9.95	9.71	10.54	12.47	14.72	17.18	14.58	14.58	10.63
2 MIN	17.34	10.39	11.43	11.18	14.81	15.45	15.41	12.8	10.05	9.8	10.64	12.58	14.86	17.34	14.71	14.71	10.73
1 MIN	17.83	10.68	11.75	11.5	15.22	15.88	15.84	13.16	10.33	10.08	10.93	12.94	15.28	17.83	15.12	15.13	11.03
3 DET	21.07	12.62	13.88	13.59	17.99	18.77	18.72	15.55	12.21	11.91	12.92	15.29	18.06	21.07	17.88	17.88	13.04

2. Data Gelombang

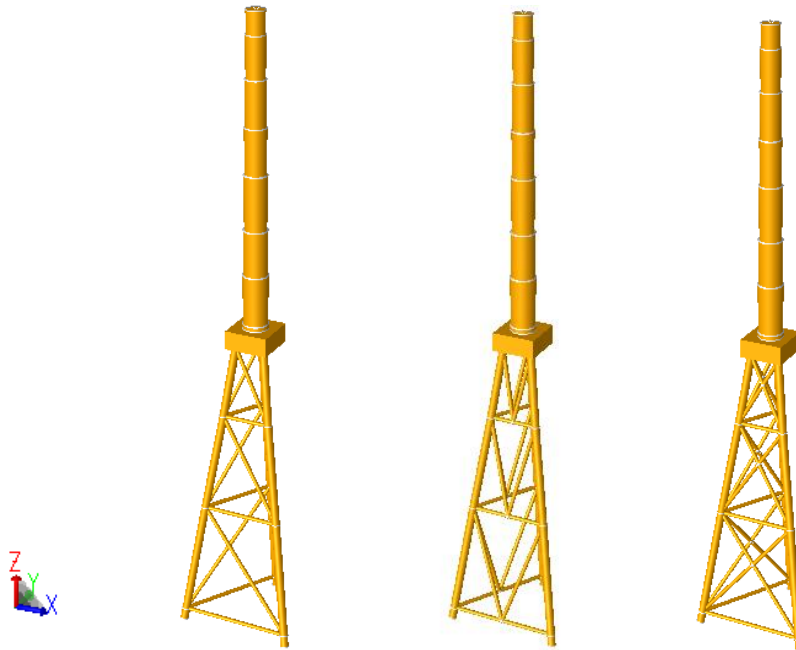
Data gelombang mengacu pada aturan DNV-OS-J-101 dengan periode balik 10 tahun yang digunakan sebagai analisa dalam kondisi operasi. Pada Tabel 4.4 ditunjukkan data gelombang periode 10 tahun pada area G.

Tabel 4. 4 Data Gelombang Periode 10 Tahun pada Area G

Data Gelombang (m) dan Periode (s) pada Area G					
Direction	Hs	Tp	Tz	Hmax	Tmax
OMNI	3.47	8.65	6.73	6.94	7.79
N	0.73	3.92	3.05	1.46	3.53
NNE	0.87	4.10	3.19	1.74	3.69
NE	1.01	4.19	3.26	2.02	3.77
ENE	1.11	4.81	3.74	2.22	4.33
E	1.91	6.64	5.16	3.82	5.98
ESE	3.47	8.65	6.73	6.94	7.79
SE	2.93	8.47	6.59	5.86	7.62
SSE	0.91	4.75	3.69	1.82	4.28
S	0.95	4.44	3.45	1.90	4.00
SSW	0.89	4.46	3.47	1.78	4.01
SW	0.98	4.64	3.61	1.96	4.18
WSW	1.84	6.38	4.96	3.68	5.74
W	2.28	6.86	5.33	4.56	6.17
WNW	1.50	5.65	4.39	3.00	5.09
NW	0.91	4.07	3.17	1.82	3.66
NNW	0.75	3.99	3.10	1.50	3.59

4.2. Pemodelan Struktur

Pemodelan struktur *Z-bracing*, *K-bracing*, dan *X-bracing Tripod Jacket* menggunakan perangkat lunak SACS 5.6. Pemodelan dilakukan pada setiap *member* pada *jacket*, *transition piece*, dan *tower* (lihat Gambar 4.5), sedangkan untuk *rotor* dan *hub* dimodelkan dalam bentuk beban. Model dari platform *Z-bracing*, *K-bracing*, dan *X-bracing* bisa dilihat sebagai berikut:



Gambar 4. 5 Permodelan *Z-bracing*, *K-bracing*, *X-bracing* Tripod Jacket

Sementara itu, sistem koordinat *global* yang dipakai pada pemodelan ini adalah sebagai berikut:

Arah X positif adalah arah timur platform.

Arah Y positif adalah arah utara platform.

Arah Z positif adalah arah vertikal ke atas platform.

4.3. Validasi Model

Dari pemodelan struktur *tripod*, kemudian mendapatkan berat dari struktur. Hasil berat struktur di perangkat lunak juga harus disesuaikan dengan hasil berat struktur yang ada di *report* dan hasil dari keduanya dibandingkan dengan prosentase tidak boleh lebih dari 5%. Pada Tabel 4.5 berikut ini ditunjukkan tabel perbandingan hasil dari berat struktur pada perangkat lunak dan hasil berat struktur pada *report*.

Tabel 4. 5 Perbandingan Hasil Berat Struktur

Validasi	Model (ton)	Report (ton)	Selisih (%)
Z-bracing	1299,96	1297,46	0.19
K-bracing	1405,20	1397,46	0.55
X-bracing	1448,59	1442,46	0.42

4.4. Pengolahan Data Angin

Data angin milik PHE WMO ini didapatkan dari SEAFINE yang merupakan JIP (*Joint Industry Project*) dari Oceanweather Inc. menyediakan data per satuan jam dengan periode pengambilan data dari tahun 1956-2007. Data yang disajikan pada sub bab ini terdiri dari tabel kejadian angin yang kemudian diolah menjadi windrose diagram.

Tabel 4. 6 Data Kejadian Angin pada Area G

Arah	Jumlah dalam Jam						Presentase						
	<5.5	5.5-8.0	8.0-10.8	10.8-13.9	>13.9	Total	<5.5	5.5-8.0	8.0-10.8	10.8-13.9	>13.9	Total	
Kecepatan Angin (m/s)													
N	2363	212	13	0	0	2588	0.53	0.05	0	0	0	0.58	
NNE	2003	310	24	0	0	2337	0.45	0.07	0.01	0	0	0.53	
NE	2941	613	36	0	0	3590	0.66	0.14	0.01	0	0	0.81	
ENE	7354	6377	841	21	0	14593	1.65	1.43	0.19	0	0	3.27	
E	20764	54939	16321	1005	0	93029	4.64	12.29	3.65	0.22	0	20.8	
ESE	24567	85040	16673	320	0	126600	5.5	19.02	3.73	0.07	0	28.32	
SE	17041	23300	1490	8	0	41839	3.81	5.21	0.33	0	0	9.35	
SSE	7960	2129	12	0	0	10101	1.78	0.48	0	0	0	2.26	
S	4700	567	8	0	0	5275	1.05	0.13	0	0	0	1.18	
SSW	5095	596	16	0	0	5707	1.14	0.13	0	0	0	1.27	
SW	8182	1833	83	3	0	10101	1.83	0.41	0.02	0	0	2.26	
WSW	12784	6493	1284	79	0	20640	2.86	1.45	0.29	0.02	0	4.62	
W	19016	19225	7101	1214	30	46586	4.25	4.3	1.59	0.27	0.01	10.42	
WNW	18548	18233	6827	1563	111	45282	4.15	4.08	1.53	0.35	0.02	10.13	
NW	9921	3393	406	56	0	13776	2.22	0.76	0.09	0.01	0	3.08	
NNW	4491	495	18	0	0	5004	1	0.11	0	0	0	1.11	
Berangin							447048						
Tidak Berangin							0						
Tidak Tercatat							0						
Total							447048						

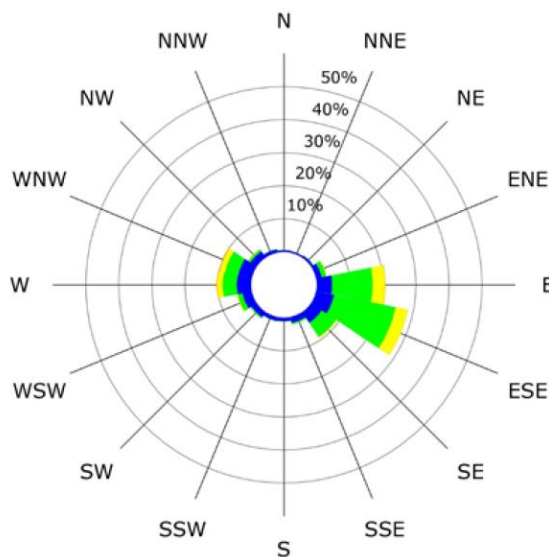
Berdasarkan data kejadian angin area G pada Tabel 4.6 dapat diketahui bahwa tabel ini menunjukkan data kejadian angin pada 16 arah dan dalam 5 variasi kecepatan dihitung dari <5,5 - > 13,9 dalam satuan m/det. Pada tabel bagian ini bisa diambil kesimpulan juga bahwa angin pada arah ESE (*East South East*) pada kecepatan antara 5,5-8,0 m/det memiliki presentase kejadian terbesar dengan nilai 19,02 dengan jumlah

riil sebesar 85.040 kejadian. Untuk memudahkan membaca, data ini diolah menjadi diagram mawar yang dapat dilihat pada Gambar 4.6.

Tabel 4.7 Kecepatan Angin Periode 10 Tahun pada Area G

Periode	Kecepatan angin rata-rata (m/s) dan arah G																
	OMNI	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
10 TAHUN																	
60 MIN	16.21	9.71	10.68	10.45	13.84	14.44	14.4	11.96	9.39	9.16	9.94	11.76	13.89	16.21	13.75	13.75	10.03
10 MIN	16.7	10	11	10.76	14.26	14.87	14.83	12.32	9.67	9.43	10.24	12.11	14.31	16.7	14.16	14.16	10.33
3 MIN	17.18	10.29	11.32	11.08	14.67	15.32	15.26	12.68	9.95	9.71	10.54	12.47	14.72	17.18	14.58	14.58	10.63
2 MIN	17.34	10.39	11.43	11.18	14.81	15.45	15.41	12.8	10.05	9.8	10.64	12.58	14.86	17.34	14.71	14.71	10.73
1 MIN	17.83	10.68	11.75	11.5	15.22	15.88	15.84	13.16	10.33	10.08	10.93	12.94	15.28	17.83	15.12	15.13	11.03
3 DET	21.07	12.62	13.88	13.59	17.99	18.77	18.72	15.55	12.21	11.91	12.92	15.29	18.06	21.07	17.88	17.88	13.04

Berdasarkan Tabel 4.7 dapat diketahui bahwa tabel ini menunjukkan kecepatan angin dalam periode 60 menit hingga 3 detik (*gust factor*) dengan pengumpulan data dalam periode 10 tahun. Alasan periode 10 tahun digunakan mengacu pada aturan DNV-OS-J101 dimana dalam kondisi operasi, data angin yang digunakan untuk analisa struktur adalah periode pengumpulan data 10 tahun dengan periode 10 menit. Pada tabel ini dapat dilihat pembagian kecepatan angin pada 16 arah dengan OMNI sebagai indikator arah mana yang memiliki kecepatan angin paling besar. OMNI pada tabel ini menunjukkan arah W (Barat) sebagai daerah dengan kecepatan angin terbesar dengan periode 10 menit pada kecepatan angin 16.7 m/det.



Gambar 4.6 Wind Rose Diagram pada Area G

Dapat disimpulkan pada Gambar 4.6 bahwa arah angin dominan mengarah ke arah Timur Tenggara (ESE). Arah Timur Tenggara ini dijadikan acuan untuk perhitungan kecepatan rata-rata angin yang diambil dari Tabel 4.6. Data pada Tabel 4.6 kemudian diolah kedalam Tabel 4.8 untuk menghitung kecepatan rata-rata pada ketinggian 10 meter diatas permukaan laut.

Tabel 4. 8 Olahan Kecepatan Angin Rata-Rata Ketinggian 10 Meter Area G

Range (m/s)	mid (m/s)	kejadian ESE	kej. ESE x mid
0.1-5.4	2.75	24567	67559.25
5.5-7.9	6.7	85040	569768
8-10.7	9.35	16673	155892.55
10.8-13.9	12.35	320	3952
13.4-24	18.7	0	0
			797171.8
		U10(ESE)	6.296775671

Untuk mendapatkan kecepatan angin rata-rata pada ketinggian 90 meter (ketinggian turbin angin) perlu dilakukan ekstrapolasi dari ketinggian 10 meter. Ekstrapolasi ini menggunakan metoder *logarithmic extrapolation* yang diambil dari DNV OS-J101 (2014). Pada penggunaan metode ini dibutuhkan beberapa variabel berupa ketinggian angin 10 meter, periode pada ketinggian 10 meter, ketinggian yang ingin dituju, serta periode ketinggian yang dituju. Pada tabel 4.9 dapat dilihat kecepatan angin rata-rata area G pada ketinggian 90 meter adalah 8.19 m/s.

Tabel 4. 9 Olahan Kecepatan Angin Rata – Rata Ketinggian 90 Meter Area G

U_{10}	6.296776	m/s
T_{10}	10	menit
h	10	m
z	90	m
T	10	menit
<i>Power Law Equation</i>		
$U_{10,90}$		
$U(T, z) = U_{10}(1 + 0.137 \ln \frac{z}{h} - 0.047 \ln \frac{T}{T_{10}})$	8.192	m/s

Pada Tabel 4.10 ditunjukkan perhitungan intensitas turbulen dan penyimpangan standar. Intensitas turbulen merupakan presentase fluktuasi kecepatan angin pada suatu daerah tertentu, pada kasus ini fluktuasi kecepatan angin pada area G, sedangkan penyimpangan standar menunjukkan berapa nilai penyimpangan kecepatan angin dibanding dengan nilai kecepatan rata-ratanya. Pada tabel ini adapat dilihat nilai intensitas turbulensi dan penyimpangan standar adalah 16% dan 1.3 secara berturut-turut.

Tabel 4. 10 Intensitas Turbulen dan Standar Deviasi Area G

<i>Turbulence Intensity Equation</i>	
$I(U) = \frac{(15 + aU)}{(1 + aU)} \cdot I_{15}$	
a	5
I_{15}	0,14
I(U)	16%
karena $I(U) = \frac{\sigma U}{U_{10}}$, maka	
<i>Standard Deviation</i>	1,30576

4.5. Analisis Kelelahan

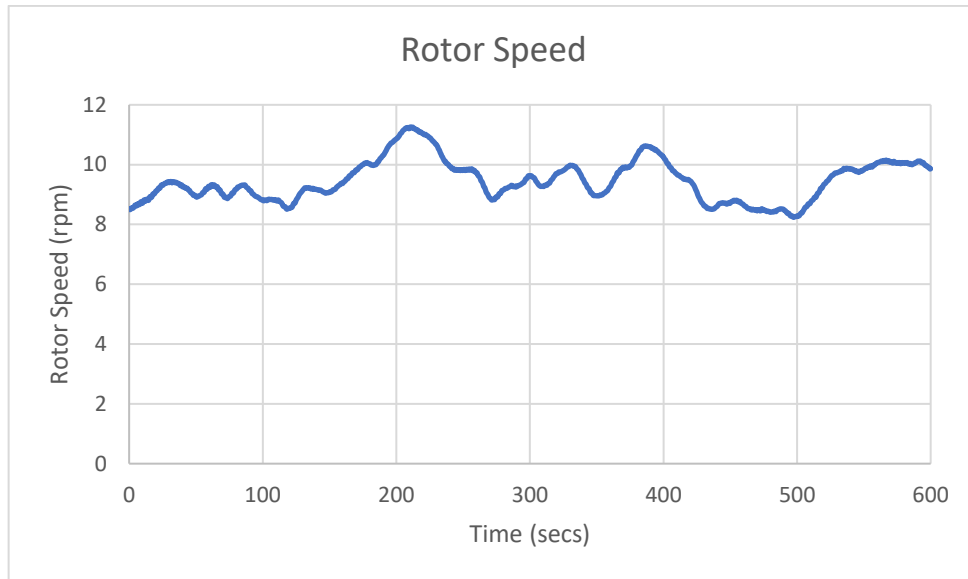
Analisis kelelahan dalam tugas akhir ini menggunakan metode *time history fatigue*. Metode ini menggunakan perhitungan *rainflow counting* untuk menghitung

jumlah tegangan yang terjadi pada suatu struktur pada domain waktu dan mendapatkan distribusi rentang tegangan. Setelah didapatkan jumlah siklus dalam rentang tegangan, n_i , jumlah siklus kegagalan, N_i , untuk rentang tegangan i . Setelah didapatkan rentang tegangan, analisis kelelahan dilanjutkan dengan perhitungan total kerusakan akibat kelelahan dengan menggunakan kurva S-N. Untuk pembebanan pada amplitude yang bervariasi, kurva S-N dilengkapi dengan aturan Miner. Peraturan Miner memungkinkan perhitungan kerusakan akibat kelelahan (D) dengan beberapa amplitude pembebanan berbeda. Sesusai acuan pada DNV OS J101 (2014) pada kondisi operasi, digunakan durasi 600 detik pada domain waktu untuk analisis kelelahan kemudian digunakan siklus sebanyak 52.560 siklus untuk menghitung kelelahan per tahunnya. Untuk *design fatigue factors*, semua permukaan dirancang untuk bebas inspeksi, terlepas dari apakah mereka dapat diakses untuk pemeriksaan dan perbaikan, harus diperlakukan sebagai tidak dapat diakses dalam desain dengan DFF (*Design Fatigue Factors*) sebesar dua.

4.5.1. Beban Turbin Angin dari FAST v7

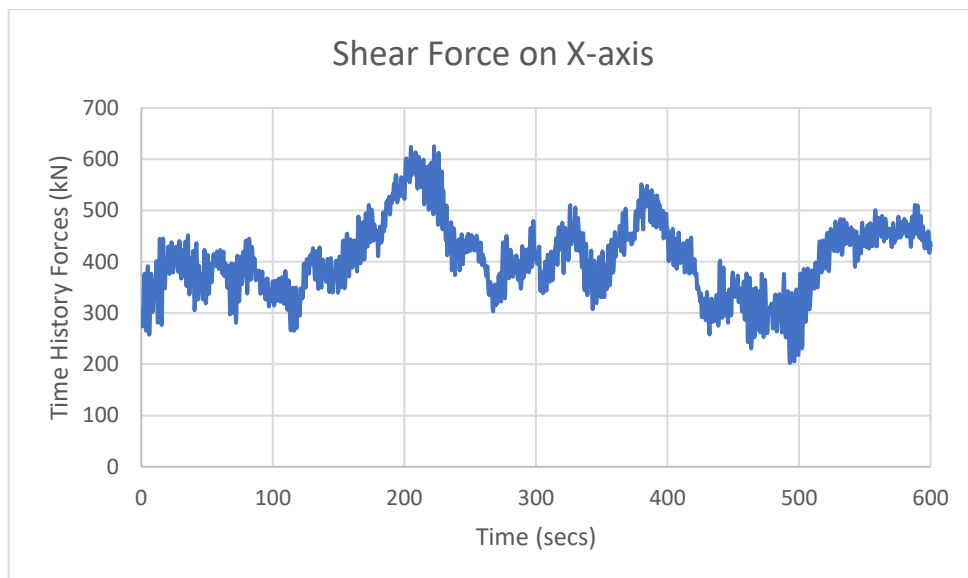
FAST v7 digunakan untuk mendapatkan gaya yang bekerja pada turbin. Pertama, TurbSim digunakan untuk menghasilkan spektrum angin Kaimal dari kecepatan angin sepuluh menit dengan *return period* sepuluh tahun, sebesar 6.29 m/s pada referensi ketinggian 10 m. TurbSim akan menghasilkan kecepatan angin pada ketinggian *hub* (90 m).

Kemudian, dilakukan simulasi pada FAST v7 setelah mendapatkan spektrum angin Kaimal, sehingga FAST v7 dapat menghitung gaya aerodinamika yang bekerja pada turbin NREL 5MW yang bersifat *time domain*. Selanjutnya, didapatkan gaya dan momen di puncak *tower* akibat putaran turbin. Putaran turbin secara *time domain* dapat dilihat pada Gambar 4.7.



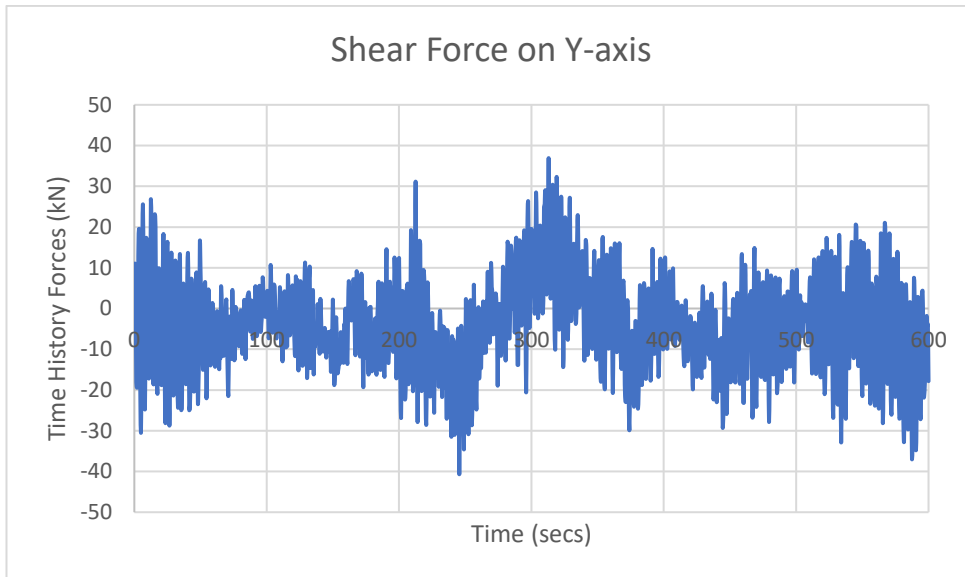
Gambar 4. 7 Grafik *Rotor Speed* akibat Angin

Getaran yang dihasilkan turbin angin lepas pantai berupa *thrust force* dan *moment* pada puncak tower ketinggian 90 m yang berguna sebagai salah satu variabel analisis kelelahan pada substruktur turbin angin.



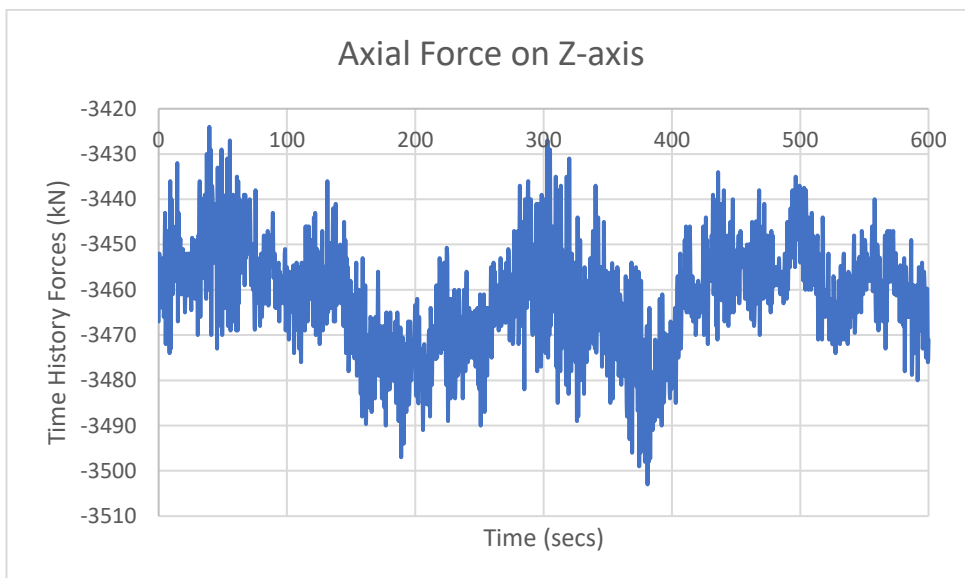
Gambar 4. 8 Grafik Gaya *Shear* pada Sumbu X

Pada Gambar 4.8 menunjukkan gaya *shear* pada sumbu X yang terjadi pada puncak *tower* ketinggian 90 meter dengan beban maksimal 625 kN pada detik ke 222,5.



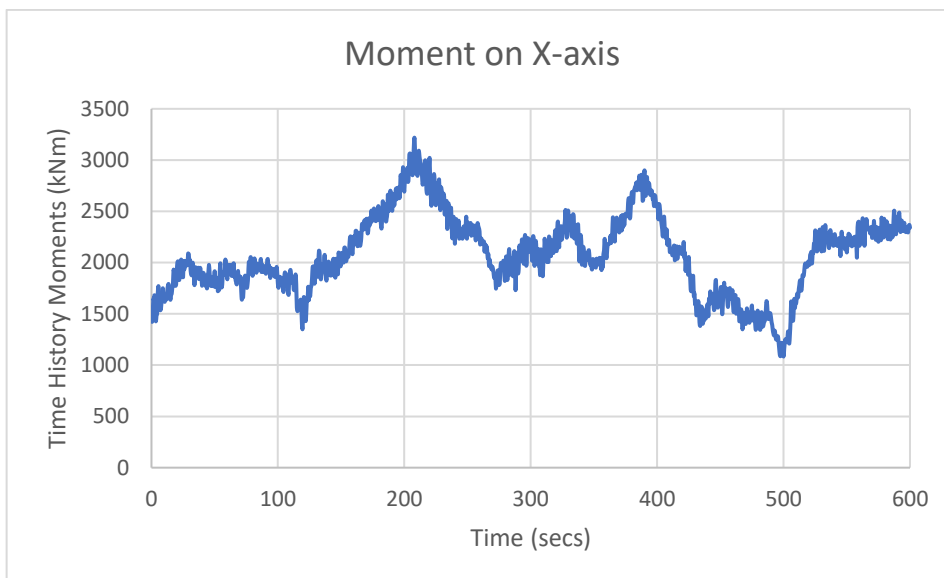
Gambar 4. 9 Grafik Gaya *Shear* pada Sumbu Y

Pada Gambar 4.9 menunjukkan gaya *shear* pada sumbu Y yang terjadi pada puncak *tower* di ketinggian 90 meter dengan beban maksimal -41 kN pada detik ke 245,5.



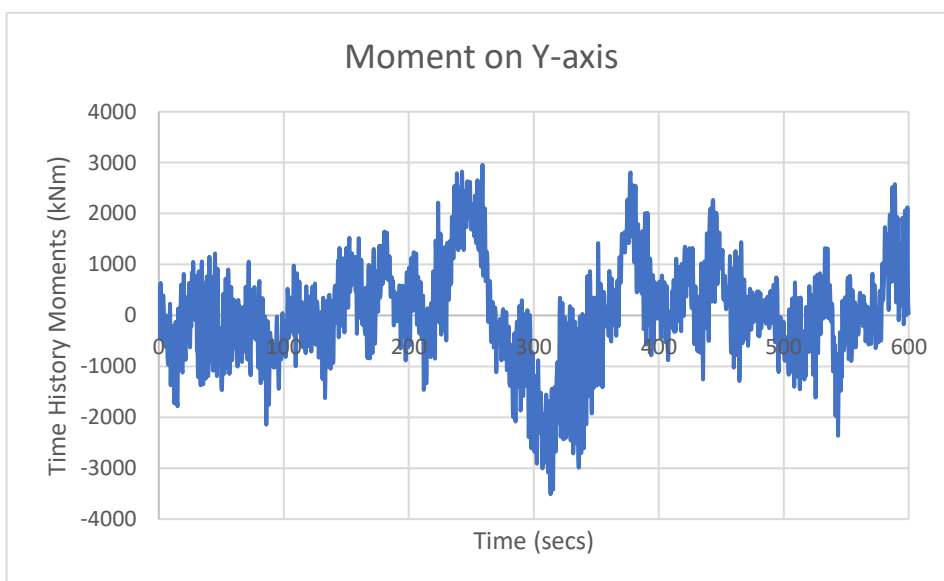
Gambar 4. 10 Grafik Gaya *Axial* pada Sumbu Z

Pada Gambar 4.10 menunjukkan gaya *axial* pada sumbu Z yang terjadi pada puncak *tower* di ketinggian 90 meter dengan beban maksimal -3503 kN pada detik ke 381.



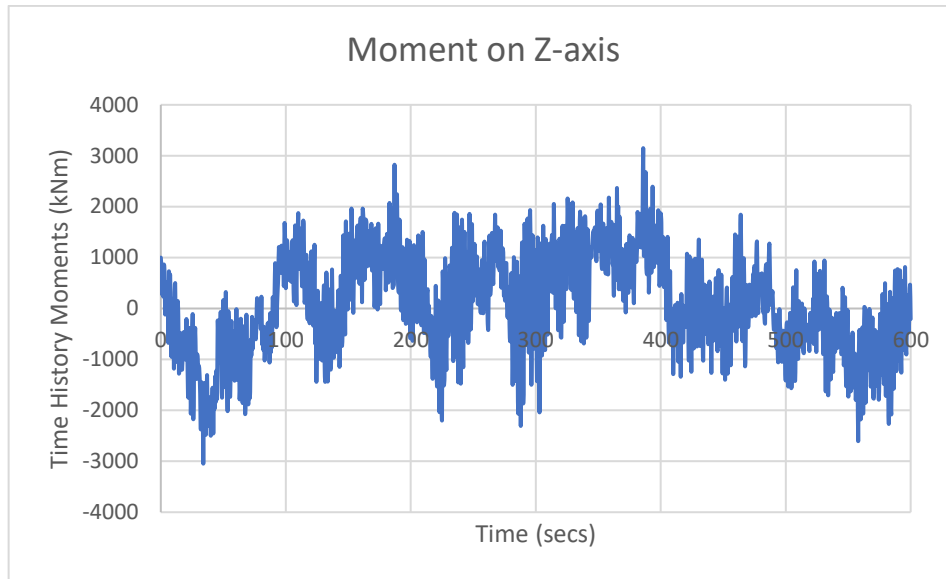
Gambar 4. 11 Grafik Momen pada Sumbu X

Pada Gambar 4.11 menunjukkan momen pada sumbu X yang terjadi pada puncak *tower* di ketinggian 90 meter dengan beban maksimal 3219 kNm pada detik ke 208.



Gambar 4. 12 Grafik Momen pada Sumbu Y

Pada Gambar 4.12 menunjukkan momen pada sumbu Y yang terjadi pada puncak *tower* di ketinggian 90 meter dengan beban maksimal -3511 kNm pada detik ke 313,5.



Gambar 4. 13 Grafik Momen pada Sumbu Z

Pada Gambar 4.13 menunjukkan momen pada sumbu Z yang terjadi pada puncak *tower* di ketinggian 90 meter dengan beban maksimal 3149 kNm pada detik ke 386. Dari *thrust force* dan momen akibat putaran turbin dapat dilihat bahwa gaya terbesar -3503 kN pada sumbu Z, sedangkan momen terbesar -3511 kNm pada sumbu Y.

4.5.2. Periode Natural

Dalam menganalisis *fatigue* menggunakan metode *time history fatigue*, dapat meninjau nilai periode natural terlebih dahulu dengan analisa *dynamic extract modeshape* menggunakan *software* SACS 5.6 untuk tiga jenis variasi konfigurasi *bracing*.

Tabel 4. 11 Periode Natural Z-Bracing Tripod Jacket

MODE	FREQ. (CPS)	GEN. MASS	EIGENVALUE	PERIOD (SECS)
1	0.578702	1.79E+05	7.56E-02	1.7280057
2	0.593384	1.56E+05	7.19E-02	1.6852498
3	1.684983	5.47E+03	8.92E-03	0.5934779
4	1.803196	8.13E+03	7.79E-03	0.5545708
5	2.268273	7.25E+03	4.92E-03	0.4408641

Pada Tabel 4.11 merupakan hasil dari analisa *dynamic extract modeshape* untuk *Z-bracing tripod jacket*. Nilai periode natural terbesar untuk jenis *bracing* tersebut adalah 1,72 detik.

Tabel 4. 12 Periode Natural *K-Bracing Tripod Jacket*

MODE	FREQ. (CPS)	GEN. MASS	EIGENVALUE	PERIOD (SECS)
1	0.588307	6.86E+04	7.32E-02	1.6997941
2	0.595102	6.42E+04	7.15E-02	1.6803833
3	1.620123	6.81E+03	9.65E-03	0.6172373
4	1.740165	1.17E+04	8.36E-03	0.5746581
5	2.305714	7.68E+03	4.76E-03	0.4337051

Pada Tabel 4.12 merupakan hasil dari analisa *dynamic extract modeshape* untuk *K-bracing tripod jacket*. Nilai periode natural terbesar untuk jenis *bracing* tersebut adalah 1,69 detik.

Tabel 4. 13 Periode Natural *X-Bracing Tripod Jacket*

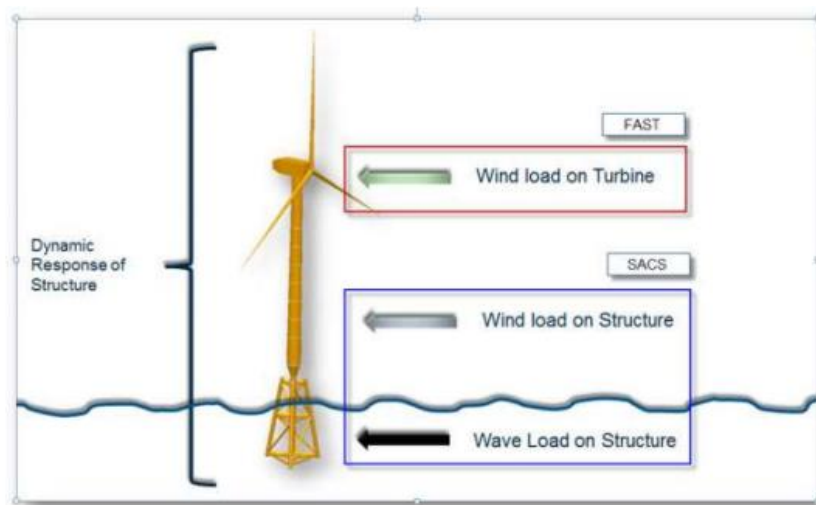
MODE	FREQ. (CPS)	GEN. MASS	EIGENVALUE	PERIOD (SECS)
1	0.594545	1.40E+05	7.17E-02	1.6819577
2	0.611383	1.26E+05	6.78E-02	1.6356363
3	2.21157	6.66E+03	5.18E-03	0.4521674
4	2.387467	1.04E+04	4.44E-03	0.418854
5	3.264296	8.28E+03	2.38E-03	0.3063448

Pada Tabel 4.13 merupakan hasil dari analisa *dynamic extract modeshape* untuk *X-bracing tripod jacket*. Nilai periode natural terbesar untuk jenis *bracing* tersebut adalah 1,68 detik. Dari ketiga jenis *bracing* tersebut, *X-bracing* memiliki periode natural terkecil karena memiliki kekakuan paling besar.

4.5.3. Kombinasi Beban *Time Domain*

Beban yang bekerja pada turbin angin terdiri gaya dan momen akibat putaran turbin, angin pada struktur, dan gelombang. Setelah didapatkan gaya dan

momen dari FAST akibat putaran turbin, analisis dinamis dilakukan dengan mengombinasikan beban pada turbin dan beban lingkungan pada SACS (gelombang dan angin) seperti ditunjukkan Gambar 4.14 secara *time domain*. Untuk beban turbin pada pada FAST v7 dan beban lingkungan pada SACS satu arah 0° bersifat colinear sesuai DNV OS-J101. Beban angin pada SACS menggunakan spektrum Kaimal dengan data angin 10 menit *return period* sepuluh tahun dengan ketinggian referensi 10 m. Sedangkan, untuk gelombang menggunakan Spektrum Jonswap dengan data kala ulang sepuluh tahunan. Kemudian, model yang telah didesain sebelumnya pada SACS (*Tower dan Jacket*) dapat dianalisis *coupled*.



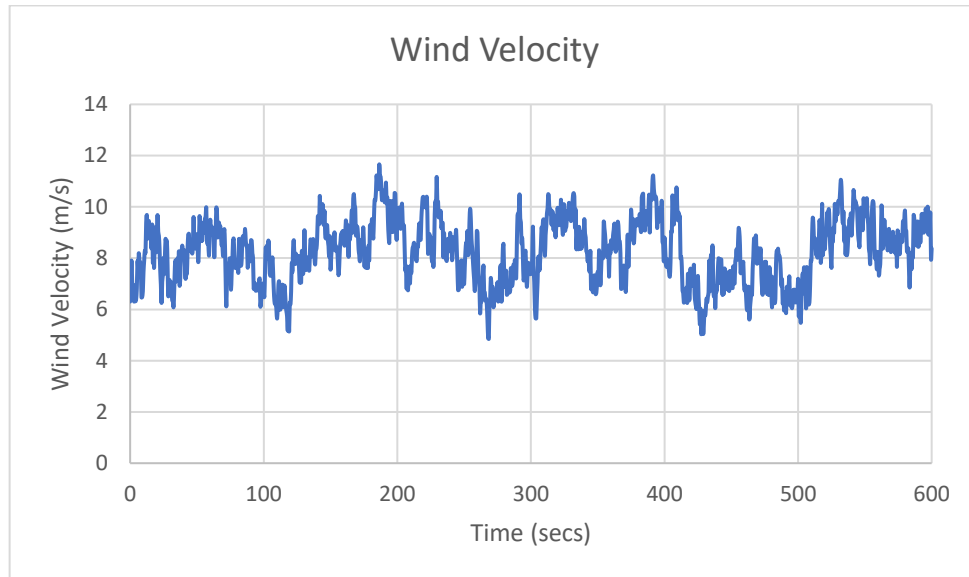
Gambar 4. 14 Ilustrasi Kombinasi Beban pada SACS

4.5.3.1. Kecepatan Angin *Time Domain* pada Struktur

Menurut DNV OS J101 (2014), pemodelan angin direkomendasikan menggunakan spektrum Kaimal untuk mendapatkan kecepatan angin pada tiap detik beserta turbulensi atau deviasi dari nilai angin rata-ratanya. Spektrum Kaimal biasa digunakan sebagai peramalan distribusi angin karena umum digunakan pada proyek-proyek turbin angin lepas pantai, khususnya di kawasan Denmark (Anderson, 2016).

Spektrum Kaimal digunakan dalam tugas akhir ini juga didasari karena keterbatasan data terhadap distribusi angin pada kondisi riil atau pengukuran langsung di wilayah yang dijadikan analisis. Hasil perhitungan pada spektrum Kaimal adalah grafik pada domain frekuensi yang kemudian akan dikonversi

dengan metode *Inverse Fourier Transformation* (IFFT) untuk merepresentasikan grafik distribusi angin pada domain waktu (lihat Gambar 4.15). Data angin yang digunakan pada analisis struktur adalah periode pengumpulan data 10 tahun dengan periode 10 menit pada ketinggian 10 m, yaitu 6,29 m/s.



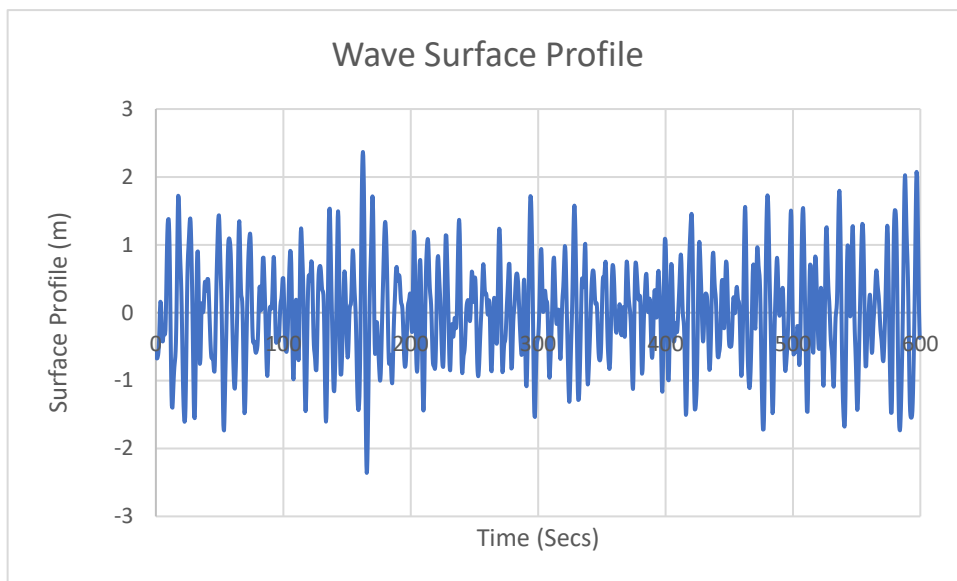
Gambar 4. 15 Kecepatan Angin *Time Domain* pada SACS pada Ketinggian 90 m.

4.5.3.2. Elevasi Gelombang *Time Domain*

Menurut DNV OS J101 (2014), spektrum gelombang yang digunakan untuk pemodelan gelombang adalah spektrum Jonswap dengan periode balik 10 tahun. Sepktrum Alasan digunakannya spektrum Jonswap pada tugas akhir ini juga didasari oleh penggunaan spktrum Jonswap umum digunakan pada perairan Indonesia, mengingat perairan Indonesia adalah merupakan perairan kepulauan atau perairan tertutup (Djatkiko, 2012). Beberapa parameter yang digunakan untuk pembentukan spektrum Jonswap adalah gaya gravitasi, konstanta Phillips, parameter lebar spektra, periode gelombang, dan periode puncak pada periode balik dalam jangka waktu 10 tahun. Periode balik ini digunakan sebagai analisa dalam kondisi operasi. Pada data periode balik ini dapat dilihat memiliki kedalaman (h) 56.77 meter, Tinggi gelombang signifikan (H_s) 3.47 meter, dan periode puncak (T_p) 8.65 detik.

Spektrum Jonswap yang dihasilkan kemudian akan digunakan untuk menghitung beban gelombang terhadap struktur pada domain frekuensi ataupun

domain waktu. Sesuai pengolahan yang dilakukan SACS 5.6 dalam perhitungan beban angin dan gelombang, kedua beban siklis ini akan diolah dalam domain waktu, seperti spektrum Kaimal, hasil spektrum Jonswap dalam domain frekuensi harus dikonversi kedalam domain waktu dengan metode IFFT. Hasil dari transformasi domain frekuensi ini adalah domain waktu Jonswap yang merepresentasikan elevasi gelombang pada waktu 600 detik sesuai acuan DNV seperti pada Gambar 4.16.

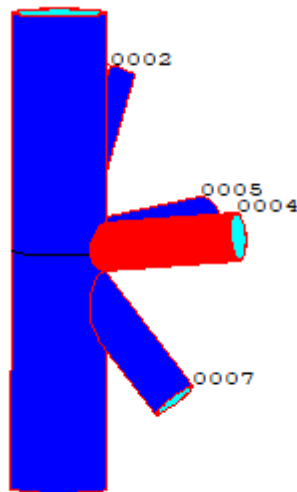


Gambar 4. 16 *Wave Surface Profile* pada SACS

4.6. Umur Kelelahan Struktur

4.6.1. *Z-bracing Tripod Jacket*

Analisis kelelahan untuk *Z-bracing Tripod Jacket* didapatkan umur paling kecil pada *joint* 0006 dengan tipe K pada *member* 0006-0004 (lihat Gambar 4.17) sebesar 17 tahun. Maka *Z-bracing Tripod Jacket* tidak memenuhi kualifikasi minimal umur kelelahan 40 tahun untuk masa operasi 20 tahun di lepas pantai utara Madura.



Gambar 4. 17 K Brace pada Joint 0006 Z-bracing

Parameter non-dimensional pada *tubular joint* dapat dilihat pada Tabel 4.14. Dari tabel tersebut dapat disimpulkan parameter non-dimensional telah memenuhi *range of validity* persamaan *Efthymiou*, sehingga nilai SCF dapat dihitung dengan persamaan tersebut.

Tabel 4. 14 Range of Validity *Efthymiou* pada *Tubular Joint* Kritis Z-bracing

Parameter	Validity Range	Results
α	4 - 40	19.23
β	0.2 - 1.0	0.68
γ	8 - 32	31.2
τ	0.2 - 1.0	0.83
θ	30° - 90°	83.9

Hasil dari perhitungan nilai faktor konsentrasi tegangan pada *joint* kritis sambungan *tubular Z-bracing* dapat dilihat pada Tabel 4.15.

Tabel 4. 15 SCF Joint 0006 pada Member 0006-0004 Z-bracing

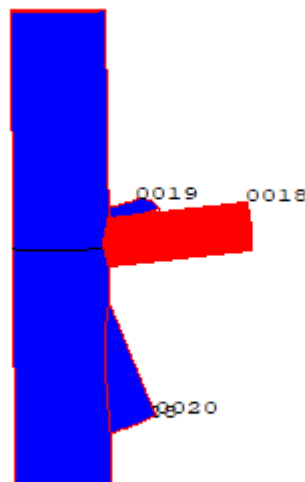
<i>Brace</i>	
<i>Axial Crown</i>	5,22
<i>Axial Saddle</i>	10,52
<i>In-Plane Moment</i>	3,60
<i>Out-of-Plane Moment</i>	9,76

Tabel 4. 15 SCF Joint 0006 pada Member 0006-0004 Z-bracing (Lanjutan)

<i>Chord</i>	
<i>Axial Crown</i>	7,86
<i>Axial Saddle</i>	17,17
<i>In-Plane Moment</i>	4,41
<i>Out-of-Plane Moment</i>	13,30

4.6.2. *K-bracing Tripod Jacket*

Analisis kelelahan untuk *K-bracing Tripod Jacket* didapatkan umur paling kecil pada *joint* 0006 dengan tipe K pada *member* 0006-0018 (lihat Gambar 4.18) sebesar 26 tahun. Maka *K-bracing Tripod Jacket* tidak memenuhi kualifikasi minimal umur kelelahan 40 tahun untuk masa operasi 20 tahun di lepas pantai utara Madura.



Gambar 4. 18 K Brace pada Joint 0006 *K-bracing*

Parameter non-dimensional pada *tubular joint* dapat dilihat pada Tabel 4.16. Dari tabel tersebut dapat disimpulkan parameter non-dimensional telah memenuhi *range of validity* persamaan *Efthymiou*, sehingga nilai SCF dapat dihitung dengan persamaan tersebut.

Tabel 4. 16 *Range of Validty Efthymiou pada Tubular Joint Kritis K-bracing*

Parameter	Validity Range	Results
α	4 - 40	19.23
β	0.2 - 1.0	0.68
γ	8 - 32	31.2
τ	0.2 - 1.0	0.83
θ	30° - 90°	83.9

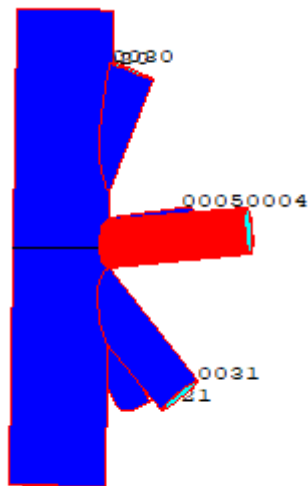
Hasil dari perhitungan nilai faktor konsentrasi tegangan pada *joint* kritis sambungan *tubular K-bracing* dapat dilihat pada Tabel 4.17.

Tabel 4. 17 *SCF Joint 0006 pada Member 0006-0018 K-bracing*

<i>Brace</i>	
<i>Axial Crown</i>	2,84
<i>Axial Saddle</i>	12,85
<i>In-Plane Moment</i>	3,60
<i>Out-of-Plane Moment</i>	9,95
<i>Chord</i>	
<i>Axial Crown</i>	5,75
<i>Axial Saddle</i>	15,67
<i>In-Plane Moment</i>	4,41
<i>Out-of-Plane Moment</i>	13,10

4.6.3. X-bracing Tripod Jacket

Analisis kelelahan untuk *X-bracing Tripod Jacket* didapatkan umur paling kecil pada *joint* 0006 dengan tipe KT pada *member* 0006-0004 (lihat Gambar 4.19) sebesar 26 tahun. Maka *X-bracing Tripod Jacket* tidak memenuhi kualifikasi minimal umur kelelahan 40 tahun untuk masa operasi 20 tahun di lepas pantai utara Madura.



Gambar 4. 19 KT *Brace* pada *Joint* 0006

Parameter non-dimensional pada *tubular joint* dapat dilihat pada Tabel 4.18. dari tabel tersebut dapat disimpulkan parameter non-dimensional telah memenuhi *range of validity* persamaan *Efthymiou*, sehingga nilai SCF dapat dihitung dengan persamaan tersebut.

Tabel 4. 18 *Range of Validity Efthymiou* pada *Tubular Joint* Kritis *X-bracing*

Parameter	Validity Range	Results
α	4 - 40	19.23
β	0.2 - 1.0	0.68
γ	8 - 32	31.2
τ	0.2 - 1.0	0.83
θ	30° - 90°	83.9

Hasil dari perhitungan nilai faktor konsentrasi tegangan pada *joint* kritis sambungan *tubular X-bracing* dapat dilihat pada Tabel 4.19.

Tabel 4. 19 *SCF Joint* 0006 pada *Member* 0006-0004 *X-bracing*

<i>Brace</i>	
<i>Axial Crown</i>	5,67
<i>Axial Saddle</i>	10,08
<i>In-Plane Moment</i>	3,60
<i>Out-of-Plane Moment</i>	9,85

Tabel 4. 19 SCF Joint 0006 pada Member 0006-0004 X-bracing (Lanjutan)

<i>Chord</i>	
<i>Axial Crown</i>	8,26
<i>Axial Saddle</i>	13,50
<i>In-Plane Moment</i>	4,41
<i>Out-of-Plane Moment</i>	12,97

4.7. Redesign Tipe X-bracing Tripod Jacket

Pada tugas akhir ini ketiga tipe *bracing* struktur sesuai dengan *paper* Chen *et al.* (2016) “*Design and Analysis of Jacket Substructures for Offshore Wind Turbines*” tidak memenuhi umur kelelahan sesuai dengan DNV OS-J101. Umur kelelahan yang dibutuhkan sebesar 40 tahun, akan tetapi tipe *X-bracing* memiliki umur 36 tahun dimana mendekati umur kelelahan yang dibutuhkan, sehingga akan dilakukan redesign pada tipe *bracing* tersebut.

Menurut DNV OS-J101, *slenderness ratio* pada *jacket leg* harus memenuhi syarat perbandingan diameter dengan ketebalannya kurang dari 120 ($D/t < 120$). Pada *paper* memiliki desain awal, diameter sebesar 1,3 m dan ketebalannya 0,03 m. Kemudian, dilakukan redesign untuk *jacket leg* agar memenuhi umur kelelahannya dengan mengubah ketebalannya lebih besar menjadi 0,04 m. Perbandingan antara diameter dengan ketebalan yang baru sebesar 32,5, sehingga memenuhi syarat dari DNV OS-J101 untuk *slenderness ratio*. Setelah itu, dilakukan analisis umur kelelahan untuk *X-bracing* dengan *properties* yang baru, sehingga mendapatkan umur sebesar 41 tahun.

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1. Kesimpulan

Kesimpulan yang didapat dari analisis variasi *bracing* pada *tripod jacket* terhadap umur kelelahannya antara lain:

1. *Joint* paling kritis untuk *Z-bracing* terletak pada *joint* 0006 dengan tipe K pada *member* 0006-0004, *K-bracing* terletak pada *joint* 0006 dengan tipe K pada *member* 0006-0018, dan *X-bracing* terletak pada *joint* 0006 dengan tipe KT pada *member* 0006-0004.
2. Faktor konsentrasi tegangan pada *joint* kritis *Z-bracing* sebesar 17,17, *joint* kritis *K-bracing* sebesar 15,67, dan *joint* kritis *X-bracing* sebesar 13,50.
3. *Z-bracing* memiliki umur kelelahan 16 tahun, *K-bracing* memiliki umur kelelahan 25 tahun, dan *X-bracing* memiliki umur kelelahan 36 tahun.
4. Untuk umur operasi 20 tahun, dibutuhkan struktur dengan umur kelelahan 40 tahun, sehingga tidak ada jenis *bracing* yang tepat di lepas pantai utara Madura. Maka, dilakukan redesain pada *X-bracing* dengan menebalkan *jacket leg* menjadi 0,04 m, sehingga umur kelelahannya menjadi 41 tahun.

5.2. Saran

Berdasarkan kesimpulan diatas, penulis mencoba memberikan saran untuk penelitian selanjutnya yang ingin mengembangkan obyek bahasan tugas akhir seperti ini dapat difokuskan pada:

1. Jikalau ada data *wave scatter* dan *wind scatter* berupa *time domain*, peneliti selanjutnya bisa menggunakan data tersebut agar mendapatkan beban lingkungan yang terjadi sesuai kondisi di lapangan.
2. Peneliti selanjutnya lebih baik meneliti satu jenis struktur, tetapi menghitung umur kelelahannya dalam seluruh kondisi (*power production*, *park*, dan *start up*).

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

DAFTAR PUSTAKA

- Anderson M. C. (2016). *The Hybrid Monopile: Design of a novel foundation structure for large offshore wind turbines in intermediate water depths*. Netherlands: TU Delft
- Ahmadi, H., Mohammad Ali Lotfollahi-Yaghin, dan Mohammad H. Aminfar. 2011. *Geometrical Effect on SCF Distribution in Uni-planar Tubular DKT Joints under Axial Loads*. **Journal of Construction Steel Research**. 67, 1282- 1291.
- ASTM. 1986. *Standard Practice for Cycle Counting in Fatigue Analysis*. *Annual Book of ASTM Standards*. Standard No. 1049, pp 836–848
- Bilgili, M., Abdulkadir Yasar, dan Erdogan Simsek. 2010. *Offshore Wind Power Development in Europe and its Comparison with Onshore Counterpart*. **Elsevier Renewable and Sustainable Energy**. 15. 905–915
- Chang, E., dan Dover, W. D. 1999. *Prediction of Stress Distributions along the Intersection of Tubular Y and T-joints*. **International Journal of Fatigue**. 21, 361-381.
- Chen, I-Wen, Bao-Leng Wong, Yu-Hung Lin, Shiu-Wu Chau dan Hsin-Haou Huang. 2016. *Design and Analysis of Jacket Substructures for Offshore Wind Turbines*. **Energies** 2016, 9, 264.
- Damiani, R., J. Jonkman dan G. Hayman. 2015. *SubDyn User's Guide and Theory Manual*. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory.
- Djarmiko E. B. (2012). *Perilaku dan Operabilitas Bangunan Laut di Atas Gelombang Acak*. Surabaya: ITS Press
- DNV-GL RP-C203. 2001. *Recommended Practice, Fatigue Strength Analysis of Offshore Steel Structure*.
- DNV OS-J101. 2004. *Design of Offshore Wind Turbine Structures*.
- Fan, T. Y., Chin-Cheng Huang dan Tung-Liang Chu. 2017. *Fatigue Analysis for Jacket-Type Support Structure of Offshore Wind Turbine Under Local Environmental Conditions in Taiwan*. **Proceedings of the Twenty-Seventh International Ocean and Polar Engineering Conference**, San Francisco, CA, USA, June 25-30, 2017

- Fuadi, Ibnu Fasyin. 2017. *Perumusan Faktor Konsentrasi Tegangan Sambungan Tubular Multiplanar Double KT dengan Metode Elemen Hingga*. Tugas Akhir. Departemen Teknik Kelautan. Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya
- Geyer, J. F. dan Stahl, B. 1986. *Simplified Fatigue Design Procedure for Offshore Structures*. **Offshore Technology Conference**, OTC Paper 5331.
http://cdn.teachersource.com/downloads/lesson_pdf/betz_limit_0.pdf diakses pada tanggal 15 Februari 2018 pukul 19.00
<https://www.offshore-stiftung.de/en/foundations> diakses pada tanggal 15 Februari 2018 pukul 19.00
- Jonkman, J, S. Butterfield., W. Musial, dan G. Scott. 2009. *Definition of a 5-MW Reference Wind Turbine for Offshore System Development*. Colorado: NREL Technical Report.
- Karimirad, Madjid. 2014. *Offshore Energy Structures for Wind Power, Wave Energy and Hybrid Marine Platforms*. New York: Springer.
- Lin, C.Y., Huang C.C., dan Wu T.Y. 2015. *A Comparative Study of the API and NORSOK Standards Apply to Design Analysis for an Offshore Wind Turbine with Jacket Support Structure*. **Proceedings of the Twenty-Fifth International Ocean and Polar Engineering Conference**.
- Lynn, P.A. 2012. *Onshore and Offshore Wind Energy*. United Kingdom: John Wiley & sons
- Manwell, J. F., J. G. McGowan, dan A. L. Rogers. 2009. *Wind Energy Explained Theory, Design and Application*. West Sussex: Wiley.
- Murthy, D. S. R., P. Gandhi dan A. G. Madhava Rao. 1993. "A Model for Fatigue Life Prediction of Offshore Welded Stiffened Steel Tubular Joint Using FM Approach". **Proceedings of the Third International Offshore and Polar Engineering Conference**.
- Pang, H. L. J., dan C.W. Lee. 1995. *Three-dimensional Finite Element Analysis of a Tubular T-joint under Combined Axial and Bending Loading*. **International Journal of Fatigue**, vol. 17, no 5, pp313-320.
- PHE WMO. 2013. *Final Report: Metocean Data Integration Study for WMO Field*

- Quang M. A. 2012. *Design Monopile Foundation of Offshore Wind Turbines*.
Belgium: University of Liège
- Sarpkaya & Isaacson. 1977. *Mechanics of Wave Forces on Offshore Structures*.
New York: Van Nostrand Reinhold.
- Tawekal, Ricky L. 2006. *Pengembangan Formula SCF untuk Analisa Kelelahan Joint (Sambungan) T pada Struktur Bangunan Lepas Pantai*. **Jurnal Teknik Sipil** Vol.13, 33-40.
- Velarde, J. (2016). *Design of Monopile Foundations to Support the DTU 10 MW Offshore Wind Turbine*. Norwegia: NTNU
- Wang, Xuefei. Xiangwu Zeng, Jiale Li, Xu Yang, dan Haijun Wang. (2018). *A Review on Recent Advancements of Substructures for Offshore Wind Turbines*. **Elsevier Energy Conversion and Management**. 158. 103-119

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

Lampiran A
Mode Shape tiap Jenis Substruktur
Z-bracing, K-bracing, dan X-bracing

Mode Shape Z-Bracing Tripod Jacket

SACS IV-FREQUENCIES AND GENERALIZED MASS

MODE	FREQ.(CPS)	GEN. MASS	EIGENVALUE	PERIOD(SECS)
1	0.578702	1.7858332E+05	7.5636350E-02	1.7280057
2	0.593384	1.5648139E+05	7.1939733E-02	1.6852498
3	1.684983	5.4667524E+03	8.9217365E-03	0.5934779
4	1.803196	8.1253016E+03	7.7903013E-03	0.5545708
5	2.268273	7.2547323E+03	4.9232259E-03	0.4408641
6	4.469359	2.3215629E+03	1.2680891E-03	0.2237457
7	4.818451	4.0535197E+03	1.0910017E-03	0.2075356
8	4.891386	4.1873207E+03	1.0587083E-03	0.2044410
9	5.384154	2.0444840E+04	8.7378626E-04	0.1857302
10	11.326702	1.3309846E+04	1.9743917E-04	0.0882870
11	11.509287	1.5781214E+04	1.9122445E-04	0.0868864
12	11.922761	8.8482399E+03	1.7819132E-04	0.0838732
13	12.040842	1.4100373E+04	1.7471351E-04	0.0830507
14	12.140975	6.8095808E+03	1.7184351E-04	0.0823657
15	12.978270	1.3409535E+04	1.5038574E-04	0.0770519

Mode Shape K-Bracing Tripod Jacket

SACS IV-FREQUENCIES AND GENERALIZED MASS

MODE	FREQ.(CPS)	GEN. MASS	EIGENVALUE	PERIOD(SECS)
1	0.588307	6.8637368E+04	7.3186824E-02	1.6997941
2	0.595102	6.4161286E+04	7.1524848E-02	1.6803833
3	1.620123	6.8102050E+03	9.6503825E-03	0.6172373
4	1.740165	1.1673612E+04	8.3648726E-03	0.5746581
5	2.305714	7.6847272E+03	4.7646310E-03	0.4337051
6	4.119868	2.5441682E+03	1.4923598E-03	0.2427262
7	4.329662	4.7352206E+03	1.3512392E-03	0.2309649
8	4.662122	1.7336409E+04	1.1653946E-03	0.2144946
9	4.716986	7.8508468E+03	1.1384422E-03	0.2119998
10	12.367268	7.1695942E+03	1.6561235E-04	0.0808586
11	12.473677	1.3793301E+04	1.6279882E-04	0.0801688
12	12.808165	9.0229722E+03	1.5440679E-04	0.0780752
13	12.953937	1.2211407E+04	1.5095124E-04	0.0771966
14	13.979418	8.5969242E+03	1.2961702E-04	0.0715337
15	14.642158	1.6083676E+04	1.1814901E-04	0.0682959

Mode Shape X-Bracing Tripod Jacket

SACS IV-FREQUENCIES AND GENERALIZED MASS

MODE	FREQ.(CPS)	GEN. MASS	EIGENVALUE	PERIOD(SECS)
1	0.594545	1.4048792E+05	7.1658939E-02	1.6819577
2	0.611383	1.2590199E+05	6.7766294E-02	1.6356363
3	2.211570	6.6585282E+03	5.1789151E-03	0.4521674
4	2.387467	1.0355340E+04	4.4439126E-03	0.4188540
5	3.264296	8.2770161E+03	2.3771758E-03	0.3063448
6	5.314792	1.7365899E+04	8.9674242E-04	0.1881541
7	5.842945	2.7713141E+03	7.4195340E-04	0.1711466
8	6.224183	5.5163288E+03	6.5384620E-04	0.1606637
9	6.635312	7.2328793E+03	5.7533064E-04	0.1507088
10	11.532306	9.2416103E+03	1.9046183E-04	0.0867129
11	11.544511	1.4560475E+04	1.9005931E-04	0.0866213
12	12.640288	1.0227249E+04	1.5853541E-04	0.0791121
13	12.825089	1.8606658E+04	1.5399956E-04	0.0779722
14	13.117369	7.6290471E+03	1.4721320E-04	0.0762348
15	13.268578	1.1617665E+04	1.4387703E-04	0.0753660

Lampiran B
Fatigue Output tiap Jenis Substruktur
Z-bracing, K-bracing, X-bracing, dan
Redesigned X-bracing

FATIGUE OUTPUT Z-BRACING TRIPOD JACKET

SACS V8i SELECTseries 3 (v5.6)
WIND POWER GENERATION FATIGUE ANALYSIS

ITS

DATE 05-JUL-2018 TIME 01:10:2

* * * M E M B E R F A T I G U E R E P O R T * * *
(DAMAGE ORDER)

JOINT	MEMBER ID	GRUP ID	TYPE ID	ORIGINAL		JNT TYP	MEM TYP	CHORD LEN. (FT)	GAP (IN)	* STRESS CONC. FACTORS *				FATIGUE RESULTS		
				OD (IN)	WT (IN)					AX-CR	AX-SD	IN-PL	OU-PL	DAMAGE	LOC	SUC LIFE
0006	0002-0006	BRC	TUB	35.43	0.984	K	BRC	62.80	20.61	2.24	2.24	3.15	4.46	.0359110	TL	556.9329
0006	0003-0006	LEG	TUB	51.18	1.181	K	CHD	62.80		3.74	3.74	2.18	5.88	.0584593	TL	342.1185
0006	0006-0005	BRC	TUB	35.43	0.984	K	BRC	62.80	0.50	3.39	11.13	3.60	10.10	.1080517	L	185.0966
0006	0003-0006	LEG	TUB	51.18	1.181	K	CHD	62.80		5.88	15.08	4.41	13.30	.3013499	L	66.36803
0006	0004-0006	BRC	TUB	35.43	0.984	K	BRC	62.80	20.61	5.22	10.52	3.60	9.76	.5520471	R	36.22879
0006	0003-0006	LEG	TUB	51.18	1.181	K	CHD	62.80		7.86	14.17	4.41	12.84	1.039106	R	16.99456
0006	0006-0007	BRC	TUB	35.43	0.984	K	BRC	62.80	0.50	2.64	5.10	3.39	5.27	.42560-2	L	4699.294
0006	0006-0009	LEG	TUB	51.18	1.181	K	CHD	62.80		4.89	9.15	3.26	6.93	.0262530	L	761.8176

0004	0003-0004	BRC	TUB	35.43	0.984	K	BRC	63.41	20.24	2.55	2.18	3.13	2.13	.91232-2	BL	2192.206
0004	0001-0004	LEG	TUB	51.18	1.181	K	CHD	63.41		4.37	3.70	2.13	2.80	.0193764	BL	1032.186
0004	0004-0005	BRC	TUB	35.43	0.984	K	BRC	63.41	1.78	5.49	6.45	3.60	10.33	.5554264	R	36.00837
0004	0001-0004	LEG	TUB	51.18	1.181	K	CHD	63.41		6.97	8.12	4.41	13.59	.9474713	R	18.56196
0004	0004-0006	BRC	TUB	35.43	0.984	K	BRC	63.41	20.24	3.97	11.55	3.59	9.72	.0563831	R	354.7162
0004	0001-0004	LEG	TUB	51.18	1.181	K	CHD	63.41		6.77	15.85	4.39	12.79	.1634128	R	122.3894

■

SACS V8i SELECTseries 3 (v5.6)
WIND POWER GENERATION FATIGUE ANALYSIS

ITS

DATE 05-JUL-2018 TIME 01:10:2

* * * M E M B E R F A T I G U E R E P O R T * * *
(DAMAGE ORDER)

JOINT	MEMBER ID	GRUP ID	TYPE ID	ORIGINAL		JNT TYP	MEM TYP	CHORD LEN. (FT)	GAP (IN)	* STRESS CONC. FACTORS *				FATIGUE RESULTS		
				OD (IN)	WT (IN)					AX-CR	AX-SD	IN-PL	OU-PL	DAMAGE	LOC	SUC LIFE
0004	0004-0008	BRC	TUB	35.43	0.984	K	BRC	63.41	1.78	2.99	4.01	3.39	6.55	.41028-2	R	4874.689
0004	0004-0007	LEG	TUB	51.18	1.181	K	CHD	63.41		4.71	6.50	3.23	8.62	.0209014	R	956.8745

0005	0001-0005	BRC	TUB	35.43	0.984	K	BRC	63.41	20.72	2.27	2.22	3.14	4.04	.0820110	L	243.8697
0005	0002-0005	LEG	TUB	51.18	1.181	K	CHD	63.41		3.81	3.71	2.15	5.32	.2537338	L	78.82278
0005	0004-0005	BRC	TUB	35.43	0.984	K	BRC	63.41	20.72	6.88	8.89	3.60	9.58	.2452145	R	81.56125
0005	0002-0005	LEG	TUB	51.18	1.181	K	CHD	63.41		9.35	11.74	4.41	12.61	.6719591	R	29.76372
0005	0005-0009	BRC	TUB	35.43	0.984	K	BRC	63.41	2.02	3.33	3.36	3.40	7.72	.29199-2	BL	6849.563
0005	0005-0008	LEG	TUB	51.18	1.181	K	CHD	63.41		4.66	4.72	3.29	10.16	.89941-2	L	2223.668
0005	0006-0005	BRC	TUB	35.43	0.984	K	BRC	63.41	2.02	3.73	10.27	3.59	10.02	.1509469	R	132.4970
0005	0002-0005	LEG	TUB	51.18	1.181	K	CHD	63.41		6.08	13.92	4.39	13.19	.4308302	R	46.42200

0007	0006-0007	BRC	TUB	35.43	0.984	K	BRC	79.30	11.77	2.41	2.40	3.19	4.91	.36931-3	L	54155.26
0007	0004-0007	LEG	TUB	51.18	1.181	K	CHD	79.30		3.90	3.90	2.36	6.47	.25077-2	L	7975.562
0007	0007-0009	BRC	TUB	35.43	0.984	K	BRC	79.30	11.77	6.26	8.58	3.59	9.53	.41884-2	BL	4775.146
0007	0004-0007	LEG	TUB	51.18	1.181	K	CHD	79.30		8.64	11.28	4.38	12.54	.0130019	BL	1538.235

* * * M E M B E R F A T I G U E R E P O R T * * *
(DAMAGE ORDER)

JOINT	MEMBER ID	GRUP ID	TYPE ID	ORIGINAL		JNT TYP	MEM TYP	CHORD LEN. (FT)	GAP (IN)	* STRESS CONC. FACTORS *				FATIGUE RESULTS		
				OD (IN)	WT (IN)					AX-CR	AX-SD	IN-PL	OU-PL	DAMAGE	LOC	SUC LIFE
0007	0007-0011	BRC	TUB	35.43	0.984	K	BRC	79.30	-4.19	3.30	4.17	3.73	8.56	.0230561	L	867.4478
0007	0007-0010	LEG	TUB	51.18	1.181	K	CHD	79.30		4.60	5.93	4.15	11.27	.0782287	L	255.6607
0007	0008-0007	BRC	TUB	35.43	0.984	K	BRC	79.30	-4.19	4.59	6.58	3.89	10.81	.0173709	TR	1151.349
0007	0004-0007	LEG	TUB	51.18	1.181	K	CHD	79.30		5.91	8.15	5.11	14.23	.0433989	TR	460.8409

0008	0004-0008	BRC	TUB	35.43	0.984	K	BRC	79.30	13.23	2.51	2.46	3.19	4.33	.89054-3	BL	22458.18
0008	0005-0008	LEG	TUB	51.18	1.181	K	CHD	79.30		4.12	4.12	2.35	5.70	.53294-2	BL	3752.770
0008	0008-0007	BRC	TUB	35.43	0.984	K	BRC	79.30	13.23	6.65	8.35	3.59	9.58	.0218190	BR	916.6312
0008	0005-0008	LEG	TUB	51.18	1.181	K	CHD	79.30		8.98	10.91	4.40	12.61	.0611990	BR	326.8027
0008	0008-0012	BRC	TUB	35.43	0.984	K	BRC	79.30	-3.68	3.21	5.12	3.66	7.93	.0190160	L	1051.748
0008	0008-0011	LEG	TUB	51.18	1.181	K	CHD	79.30		4.95	7.85	4.01	10.44	.0658377	L	303.7775
0008	0009-0008	BRC	TUB	35.43	0.984	K	BRC	79.30	-3.68	4.84	5.55	3.93	10.89	.17056-2	TR	11726.04
0008	0005-0008	LEG	TUB	51.18	1.181	K	CHD	79.30		5.87	6.69	5.20	14.33	.55536-2	TR	3601.277

0009	0005-0009	BRC	TUB	35.43	0.984	K	BRC	78.49	12.36	2.61	2.60	3.21	4.30	.17964-3	BL	111333.7
0009	0006-0009	LEG	TUB	51.18	1.181	K	CHD	78.49		4.29	4.40	2.43	5.66	.12374-2	L	16162.41

■

SACS V8i SELECTseries 3 (v5.6)
WIND POWER GENERATION FATIGUE ANALYSIS

ITS

DATE 05-JUL-2018 TIME 01:10:2

* * * MEMBER FATIGUE REPORT * * *
(DAMAGE ORDER)

JOINT	MEMBER	GRUP	TYPE	ORIGINAL		JNT	MEM	CHORD	GAP	* STRESS CONC. FACTORS *				FATIGUE RESULTS		
				OD	WT					(IN)	(IN)	TYP	TYP	LEN.	(IN)	AX-CR
0009	0007-0009	BRC	TUB	35.43	0.984	K	BRC	78.49	-4.80	4.29	7.79	3.84	10.70	.35166-2	R	5687.238
0009	0006-0009	LEG	TUB	51.18	1.181	K	CHD	78.49		5.95	9.89	5.00	14.08	.0105937	TR	1887.907
0009	0009-0008	BRC	TUB	35.43	0.984	K	BRC	78.49	12.36	6.92	7.89	3.60	9.66	.44088-2	R	4536.333
0009	0006-0009	LEG	TUB	51.18	1.181	K	CHD	78.49		9.10	10.20	4.41	12.73	.0137305	R	1456.608
0009	0009-0010	BRC	TUB	35.43	0.984	K	BRC	78.49	-4.80	3.28	3.70	3.76	8.77	.0103571	L	1931.039
0009	0009-0012	LEG	TUB	51.18	1.181	K	CHD	78.49		4.38	5.03	4.16	11.55	.0327296	L	611.0673

0011	0007-0011	BRC	TUB	35.43	0.984	K	BRC	46.72	1.61	2.35	3.35	3.29	3.92	.32750-2	L	6106.860
0011	0008-0011	LEG	TUB	51.18	1.181	K	CHD	46.72		4.29	6.26	2.79	5.16	.0299523	L	667.7288
0011	0011-0010	BRC	TUB	35.43	0.984	K	BRC	46.72	1.61	5.03	7.87	3.59	9.90	.49368-5	BL	4051180.
0011	0008-0011	LEG	TUB	51.18	1.181	K	CHD	46.72		6.78	10.38	4.40	13.03	.20557-4	BL	972885.5
0011	0012-0011	BRC	TUB	35.43	0.984	Y	BRC	46.72		2.29	12.48	3.59	9.81	.75956-5	L	2633106.
0011	0008-0011	LEG	TUB	51.18	1.181	Y	CHD	46.72		4.80	17.80	4.39	12.92	.53246-4	L	375617.4

0012	0008-0012	BRC	TUB	35.43	0.984	K	BRC	46.27	1.78	2.42	3.35	3.31	4.50	.87687-3	L	22808.42
0012	0009-0012	LEG	TUB	51.18	1.181	K	CHD	46.27		4.25	6.05	2.84	5.92	.0101014	L	1979.925

0010	0009-0010	BRC	TUB	35.43	0.984	K	BRC	46.72	1.13	2.33	3.26	3.29	3.80	.49095-3	L	40737.47
0010	0007-0010	LEG	TUB	51.18	1.181	K	CHD	46.72		4.27	6.08	2.75	5.00	.63625-2	L	3143.399
0010	0010-0012	BRC	TUB	35.43	0.984	K	BRC	46.72	1.13	5.09	7.53	3.59	9.79	.15759-5	BL	12691.+3
0010	0007-0010	LEG	TUB	51.18	1.181	K	CHD	46.72		6.80	9.92	4.39	12.89	.70389-5	BL	2841368.
0010	0011-0010	BRC	TUB	35.43	0.984	Y	BRC	46.72		2.29	12.65	3.59	9.90	.12017-4	L	1664253.
0010	0007-0010	LEG	TUB	51.18	1.181	Y	CHD	46.72		4.80	17.93	4.40	13.03	.84021-4	L	238036.7

FATIGUE OUTPUT K-BRACING TRIPOD JACKET

SACS V8i SELECTseries 3 (v5.6)

ITS

WIND POWER GENERATION FATIGUE ANALYSIS

DATE 05-JUL-2018 TIME 01:37:

* * * M E M B E R F A T I G U E R E P O R T * * *
(DAMAGE ORDER)

JOINT	MEMBER ID	GRUP ID	TYPE ID	ORIGINAL		JNT TYP	MEM TYP	CHORD LEN. (FT)	GAP (IN)	* STRESS CONC. FACTORS *				FATIGUE RESULTS		
				OD (IN)	WT (IN)					AX-CR	AX-SD	IN-PL	OU-PL	DAMAGE	LOC	SUC LIFE
0004	0004-0000	BRC	TUB	35.43	0.984	K	BRC	63.41	29.91	7.27	8.78	3.60	9.61	.4137399	R	48.33954
0004	0001-0004	LEG	TUB	51.18	1.181	K	CHD	63.41		9.78	11.57	4.41	12.64	.6125642	R	27.76763
0004	0004-0018	BRC	TUB	35.43	0.984	K	BRC	63.41	29.38	3.96	11.58	3.59	9.74	.2341117	BL	85.42931
0004	0001-0004	LEG	TUB	51.18	1.181	K	CHD	63.41		6.76	15.89	4.39	12.82	.6038736	BL	33.11951
0004	0004-0020	BRC	TUB	35.43	0.984	K	BRC	63.41	29.38	2.30	2.29	3.15	4.11	.77143-3	BR	25926.02
0004	0004-0007	LEG	TUB	51.18	1.181	K	CHD	63.41		3.87	3.85	2.20	5.41	.29683-2	R	6737.810
0004	0004-0021	BRC	TUB	35.43	0.984	K	BRC	63.41	29.91	2.43	2.23	3.14	2.92	.45303-3	BL	44147.07
0004	0004-0007	LEG	TUB	51.18	1.181	K	CHD	63.41		4.15	3.79	2.15	3.84	.34217-2	BL	5844.965

0005	0000-0005	BRC	TUB	35.43	0.984	K	BRC	63.41	29.91	7.32	8.73	3.60	9.60	.3728631	L	53.63899
0005	0002-0005	LEG	TUB	51.18	1.181	K	CHD	63.41		9.82	11.50	4.41	12.63	.6007714	L	29.84690
0005	0005-0021	BRC	TUB	35.43	0.984	K	BRC	63.41	29.91	2.29	2.23	3.14	3.80	.61802-3	BR	32361.23
0005	0005-0008	LEG	TUB	51.18	1.181	K	CHD	63.41		3.87	3.77	2.15	5.01	.40503-2	BR	4937.916
0005	0005-0028	BRC	TUB	35.43	0.984	K	BRC	63.41	29.38	2.29	2.29	3.15	4.19	.83213-3	BL	24034.84
0005	0005-0008	LEG	TUB	51.18	1.181	K	CHD	63.41		3.85	3.84	2.20	5.51	.27201-2	BL	7352.591

■

SACS V8i SELECTseries 3 (v5.6)
WIND POWER GENERATION FATIGUE ANALYSIS

ITS

DATE 05-JUL-2018 TIME 01:37:

* * * M E M B E R F A T I G U E R E P O R T * * *
(DAMAGE ORDER)

JOINT	MEMBER ID	GRUP ID	TYPE ID	ORIGINAL		JNT TYP	MEM TYP	CHORD LEN. (FT)	GAP (IN)	* STRESS CONC. FACTORS *				FATIGUE RESULTS		
				OD (IN)	WT (IN)					AX-CR	AX-SD	IN-PL	OU-PL	DAMAGE	LOC	SUC LIFE
0005	0019-0005	BRC	TUB	35.43	0.984	K	BRC	63.41	29.38	3.95	11.60	3.59	9.74	.3053031	BR	65.50867
0005	0002-0005	LEG	TUB	51.18	1.181	K	CHD	63.41		6.75	15.91	4.39	12.82	.6936466	BR	28.20013

0006	0006-0019	BRC	TUB	35.43	0.984	K	BRC	62.80	26.42	2.62	13.06	3.60	9.96	.2743548	BR	72.89830
0006	0003-0006	LEG	TUB	51.18	1.181	K	CHD	62.80		5.55	17.99	4.41	13.12	.7267291	BR	27.52057
0006	0006-0020	BRC	TUB	35.43	0.984	K	BRC	62.80	26.42	2.56	2.34	3.16	2.23	.11982-3	L	166912.7
0006	0006-0009	LEG	TUB	51.18	1.181	K	CHD	62.80		4.45	4.10	2.23	2.93	.13543-2	L	14767.83
0006	0006-0028	BRC	TUB	35.43	0.984	K	BRC	62.80	26.42	2.57	2.34	3.16	2.12	.13114-3	R	152514.5
0006	0006-0009	LEG	TUB	51.18	1.181	K	CHD	62.80		4.48	4.11	2.23	2.78	.13748-2	R	14547.40
0006	0018-0006	BRC	TUB	35.43	0.984	K	BRC	62.80	26.42	2.84	12.85	3.60	9.95	.2861846	BL	69.88496
0006	0003-0006	LEG	TUB	51.18	1.181	K	CHD	62.80		5.75	17.67	4.41	13.10	.7528418	BL	26.56601

0007	0007-0020	BRC	TUB	35.43	0.984	K	BRC	79.30	18.86	6.25	8.64	3.59	9.61	.20644-2	T	9687.814
0007	0004-0007	LEG	TUB	51.18	1.181	K	CHD	79.30		8.65	11.37	4.38	12.64	.60260-2	T	3318.931
0007	0007-0030	BRC	TUB	35.43	0.984	K	BRC	79.30	18.86	2.80	2.93	3.24	3.75	.50529-3	R	39581.04
0007	0007-0010	LEG	TUB	51.18	1.181	K	CHD	79.30		4.70	5.21	2.55	4.93	.58832-2	R	3399.491

* * * M E M B E R F A T I G U E R E P O R T * * *
(DAMAGE ORDER)

JOINT	MEMBER ID	GRUP ID	TYPE ID	ORIGINAL		JNT TYP	MEM TYP	CHORD LEN. (FT)	GAP (IN)	* STRESS CONC. FACTORS *				FATIGUE RESULTS		
				OD (IN)	WT (IN)					AX-CR	AX-SD	IN-PL	OU-PL	DAMAGE	LOC	SUC LIFE
0007	0007-0032	BRC	TUB	35.43	0.984	K	BRC	79.30	17.90	2.73	2.78	3.24	4.59	.12003-2	L	16662.25
0007	0007-0010	LEG	TUB	51.18	1.181	K	CHD	79.30		4.47	4.68	2.55	6.05	.0129872	L	1539.978
0007	0021-0007	BRC	TUB	35.43	0.984	K	BRC	79.30	17.90	6.00	9.08	3.59	9.70	.87669-2	TR	2281.319
0007	0004-0007	LEG	TUB	51.18	1.181	K	CHD	79.30		8.48	11.96	4.40	12.76	.0254006	TR	787.3832

0008	0008-0021	BRC	TUB	35.43	0.984	K	BRC	79.30	17.90	6.04	9.03	3.59	9.70	.83175-2	TL	2404.567
0008	0005-0008	LEG	TUB	51.18	1.181	K	CHD	79.30		8.50	11.89	4.40	12.76	.0240657	TL	831.0596
0008	0008-0031	BRC	TUB	35.43	0.984	K	BRC	79.30	18.86	2.80	2.94	3.24	3.69	.52619-3	L	38008.75
0008	0008-0011	LEG	TUB	51.18	1.181	K	CHD	79.30		4.72	5.25	2.55	4.85	.60150-2	L	3325.018
0008	0008-0032	BRC	TUB	35.43	0.984	K	BRC	79.30	17.90	2.73	2.78	3.24	4.60	.11549-2	R	17317.47
0008	0008-0011	LEG	TUB	51.18	1.181	K	CHD	79.30		4.47	4.67	2.55	6.05	.0126372	R	1582.635
0008	0028-0008	BRC	TUB	35.43	0.984	K	BRC	79.30	18.86	6.57	8.22	3.59	9.59	.17612-2	T	11356.04

0008	0005-0008	LEG	TUB	51.18	1.181	K	CHD	79.30	8.89	10.76	4.38	12.62	.53327-2	T	3750.458
------	-----------	-----	-----	-------	-------	---	-----	-------	------	-------	------	-------	----------	---	----------

0010	0010-0030	BRC	TUB	35.43	0.984	Y	BRC	46.72	2.29	12.48	3.59	9.81	.13393-2	R	14933.42
------	-----------	-----	-----	-------	-------	---	-----	-------	------	-------	------	------	----------	---	----------

0010	0007-0010	LEG	TUB	51.18	1.181	Y	CHD	46.72	4.80	17.80	4.39	12.92	.81818-2	R	2444.443
------	-----------	-----	-----	-------	-------	---	-----	-------	------	-------	------	-------	----------	---	----------

■
 SACS 08i SELECTseries 3 (v5.6) ITS
 WIND POWER GENERATION FATIGUE ANALYSIS DATE 05-JUL-2018 TIME 01:37:00

* * * M E M B E R F A T I G U E R E P O R T * * *
 (DAMAGE ORDER)

JOINT	MEMBER ID	GRUP ID	TYPE ID	ORIGINAL		JNT TYP	MEM TYP	CHORD LEN. (FT)	GAP (IN)	* STRESS CONC. FACTORS *				FATIGUE RESULTS		
				OD (IN)	WT (IN)					AX-CR	AX-SD	IN-PL	OU-PL	DAMAGE	LOC	SVC LIFE
0010	0032-0010	BRC	TUB	35.43	0.984	Y	BRC	46.72	2.29	12.65	3.59	9.90	.40536-2	L	4933.877	
0010	0007-0010	LEG	TUB	51.18	1.181	Y	CHD	46.72	4.80	17.93	4.40	13.03	.0194904	L	1026.148	

0011	0011-0032	BRC	TUB	35.43	0.984	Y	BRC	46.72		2.29	12.65	3.59	9.90	.39384-2	R	5078.249
0011	0008-0011	LEG	TUB	51.18	1.181	Y	CHD	46.72		4.80	17.93	4.40	13.03	.0190743	R	1048.530
0011	0031-0011	BRC	TUB	35.43	0.984	Y	BRC	46.72		2.29	12.48	3.59	9.81	.13491-2	L	14824.44
0011	0008-0011	LEG	TUB	51.18	1.181	Y	CHD	46.72		4.80	17.80	4.39	12.92	.75726-2	L	2641.104

0009	0009-0028	BRC	TUB	35.43	0.984	K	BRC	78.49	17.38	5.63	9.75	3.60	9.79	.54029-2	L	3701.708
0009	0006-0009	LEG	TUB	51.18	1.181	K	CHD	78.49		8.22	12.86	4.41	12.89	.0163718	L	1221.616
0009	0009-0030	BRC	TUB	35.43	0.984	K	BRC	78.49	17.38	2.66	2.69	3.23	4.82	.54839-3	L	36470.23
0009	0009-0012	LEG	TUB	51.18	1.181	K	CHD	78.49		4.35	4.45	2.52	6.34	.45924-2	L	4355.047
0009	0009-0031	BRC	TUB	35.43	0.984	K	BRC	78.49	17.38	2.65	2.66	3.23	4.98	.64347-3	R	31081.59
0009	0009-0012	LEG	TUB	51.18	1.181	K	CHD	78.49		4.31	4.35	2.52	6.56	.48872-2	R	4092.332
0009	0020-0009	BRC	TUB	35.43	0.984	K	BRC	78.49	17.38	5.62	9.76	3.60	9.80	.55183-2	TR	3624.305
0009	0006-0009	LEG	TUB	51.18	1.181	K	CHD	78.49		8.22	12.88	4.41	12.89	.0162915	TR	1227.637

■
 SACS V8i SELECTseries 3 (v5.6)
 WIND POWER GENERATION FATIGUE ANALYSIS

ITS

DATE 05-JUL-2018 TIME 01:37:

* * * M E M B E R F A T I G U E R E P O R T * * *
 (DAMAGE ORDER)

JOINT	MEMBER	GRUP	TYPE	ORIGINAL		JNT	MEM	CHORD	GAP	* STRESS CONC. FACTORS *				FATIGUE RESULTS		
				OD	WT					LEN.	(IN)	AX-CR	AX-SD	IN-PL	OU-PL	DAMAGE
0012	0012-0031	BRC	TUB	35.43	0.984	Y	BRC	46.27		2.28	12.75	3.60	9.97	.99872-3	R	20025.67
0012	0009-0012	LEG	TUB	51.18	1.181	Y	CHD	46.27		4.79	18.04	4.41	13.12	.54154-2	R	3693.160
0012	0030-0012	BRC	TUB	35.43	0.984	Y	BRC	46.27		2.28	12.75	3.60	9.97	.10185-2	L	19637.40
0012	0009-0012	LEG	TUB	51.18	1.181	Y	CHD	46.27		4.79	18.04	4.41	13.12	.55129-2	L	3627.842

FATIGUE OUTPUT X-BRACING TRIPOD JACKET

SACS V8i SELECTseries 3 (v5.6)
WIND POWER GENERATION FATIGUE ANALYSIS

ITS

DATE 05-JUL-2018 TIME 01:59:1

* * * MEMBER FATIGUE REPORT * * *
(DAMAGE ORDER)

JOINT	MEMBER ID	GRUP ID	TYPE ID	ORIGINAL		JNT TYP	MEM TYP	CHORD LEN. (FT)	GAP (IN)	* STRESS CONC. FACTORS *				FATIGUE RESULTS		
				OD (IN)	WT (IN)					AX-CR	AX-SD	IN-PL	OU-PL	DAMAGE	LOC	SVC LIFE
0006	0004-0006	BRC	TUB	35.43	0.984	TK	BRC	62.80	21.11	5.19	10.46	3.60	9.83	.1920700	L	104.1287
0006	0003-0006	LEG	TUB	51.18	1.181	TK	CHD	62.80		7.81	14.08	4.41	12.93	.5438347	L	36.77588
0006	0006-0005	BRC	TUB	35.43	0.984	TK	BRC	62.80	21.11	5.67	10.08	3.60	9.85	.1928532	R	103.7058
0006	0003-0006	LEG	TUB	51.18	1.181	TK	CHD	62.80		8.26	13.50	4.41	12.97	.4476726	R	37.51817
0006	0006-0020	BRC	TUB	35.43	0.984	TK	BRC	62.80	21.11	2.22	2.22	3.15	4.61	.17067-2	T	11718.72
0006	0003-0006	LEG	TUB	51.18	1.181	TK	CHD	62.80		3.66	3.66	2.18	6.06	.72997-2	TL	2739.841
0006	0006-0021	BRC	TUB	35.43	0.984	TK	BRC	62.80	21.11	4.03	4.03	3.39	7.37	.61856-3	R	32332.99
0006	0006-0009	LEG	TUB	51.18	1.181	TK	CHD	62.80		6.09	6.09	3.26	9.70	.32850-2	R	6088.248
0006	0006-0030	BRC	TUB	35.43	0.984	TK	BRC	62.80	21.11	2.22	2.21	3.15	4.24	.21189-2	T	9439.015
0006	0003-0006	LEG	TUB	51.18	1.181	TK	CHD	62.80		3.65	3.65	2.18	5.58	.74600-2	T	2680.977
0006	0006-0031	BRC	TUB	35.43	0.984	TK	BRC	62.80	21.11	3.98	4.05	3.39	6.14	.63075-3	L	31708.13
0006	0006-0009	LEG	TUB	51.18	1.181	TK	CHD	62.80		6.04	6.15	3.26	8.09	.35952-2	L	5563.044

0005	0004-0005	BRC	TUB	35.43	0.984	TK	BRC	63.41	22.50	6.32	6.61	3.60	10.25	.0399261	R	500.9258
0005	0002-0005	LEG	TUB	51.18	1.181	TK	CHD	63.41		8.00	8.35	4.41	13.49	.1113030	R	179.6896

■
 SACS U8i SELECTseries 3 (v5.6) ITS
 WIND POWER GENERATION FATIGUE ANALYSIS DATE 05-JUL-2018 TIME 01:59:2

* * * MEMBER FATIGUE REPORT * * *

(DAMAGE ORDER)

JOINT	MEMBER	GRP	TYPE	ORIGINAL		JNT	MEM	CHORD	GAP	* STRESS CONC. FACTORS *				FATIGUE RESULTS		
				OD	WT					TYP	TYP	LEN.	(IN)	AX-CR	AX-SD	IN-PL
0005	0005-0000	BRC	TUB	35.43	0.984	TK	BRC	63.41	22.50	2.12	2.12	3.14	3.95	.16691-2	BL	11982.82
0005	0002-0005	LEG	TUB	51.18	1.181	TK	CHD	63.41		3.41	3.40	2.15	5.20	.26161-2	TR	7644.972
0005	0005-0018	BRC	TUB	35.43	0.984	TK	BRC	63.41	22.50	3.25	3.95	3.39	6.68	.53918-3	R	37093.66
0005	0005-0008	LEG	TUB	51.18	1.181	TK	CHD	63.41		5.03	6.26	3.23	8.79	.36175-2	R	5528.720
0005	0005-0020	BRC	TUB	35.43	0.984	TK	BRC	63.41	22.26	2.09	2.09	3.13	5.01	.73031-2	TL	2738.546
0005	0002-0005	LEG	TUB	51.18	1.181	TK	CHD	63.41		3.36	3.36	2.13	6.59	.0103631	TL	1929.927
0005	0005-0021	BRC	TUB	35.43	0.984	TK	BRC	63.41	22.26	3.69	3.69	3.40	7.70	.36244-2	BL	5518.210
0005	0005-0008	LEG	TUB	51.18	1.181	TK	CHD	63.41		5.37	5.37	3.29	10.14	.99000-2	BL	2020.202
0005	0006-0005	BRC	TUB	35.43	0.984	TK	BRC	63.41	22.26	5.11	9.41	3.59	10.02	.0627094	R	318.9314
0005	0002-0005	LEG	TUB	51.18	1.181	TK	CHD	63.41		7.46	12.60	4.39	13.18	.1798235	R	111.2202

0004	0004-0000	BRC	TUB	35.43	0.984	TK	BRC	63.41	22.50	2.17	2.16	3.14	3.67	.18384-2	BR	10878.83
0004	0001-0004	LEG	TUB	51.18	1.181	TK	CHD	63.41		3.55	3.54	2.15	4.83	.42224-2	R	4736.626
0004	0004-0005	BRC	TUB	35.43	0.984	TK	BRC	63.41	22.50	4.86	10.75	3.60	9.78	.0424035	L	471.6592
0004	0001-0004	LEG	TUB	51.18	1.181	TK	CHD	63.41		7.53	14.54	4.41	12.87	.1248794	L	160.1545

■

SACS V8i SELECTseries 3 (v5.6)
WIND POWER GENERATION FATIGUE ANALYSIS

ITS

DATE 05-JUL-2018 TIME 01:59:1

* * * MEMBER FATIGUE REPORT * * *
(DAMAGE ORDER)

JOINT	MEMBER ID	GRP ID	TYPE ID	ORIGINAL		JNT TYP	MEM TYP	CHORD LEN. (FT)	GAP (IN)	* STRESS CONC. FACTORS *				FATIGUE RESULTS		
				OD (IN)	WT (IN)					AX-CR	AX-SD	IN-PL	OU-PL	DAMAGE	LOC	SUC LIFE
0004	0004-0006	BRC	TUB	35.43	0.984	TK	BRC	63.41	22.26	4.90	9.93	3.59	9.95	.0603399	L	331.4557
0004	0001-0004	LEG	TUB	51.18	1.181	TK	CHD	63.41		7.37	13.39	4.39	13.10	.1737922	L	115.0799
0004	0004-0018	BRC	TUB	35.43	0.984	TK	BRC	63.41	22.50	3.60	4.24	3.39	5.24	.37816-3	L	52887.65
0004	0004-0007	LEG	TUB	51.18	1.181	TK	CHD	63.41		5.70	6.81	3.23	6.89	.33762-2	L	5923.839
0004	0004-0030	BRC	TUB	35.43	0.984	TK	BRC	63.41	22.26	2.11	2.10	3.13	4.70	.75100-2	TR	2663.110
0004	0001-0004	LEG	TUB	51.18	1.181	TK	CHD	63.41		3.40	3.39	2.13	6.18	.0122419	TR	1633.729
0004	0004-0031	BRC	TUB	35.43	0.984	TK	BRC	63.41	22.26	3.81	3.82	3.40	7.53	.37088-2	BR	5392.550
0004	0004-0007	LEG	TUB	51.18	1.181	TK	CHD	63.41		5.60	5.64	3.29	9.91	.0105708	BR	1892.004

0009	0007-0009	BRC	TUB	35.43	0.984	TK	BRC	78.49	7.57	6.78	7.13	3.66	10.36	.11520-2	L	17361.38
0009	0006-0009	LEG	TUB	51.18	1.181	TK	CHD	78.49		8.67	9.07	4.56	13.64	.36746-2	L	5442.774
0009	0009-0008	BRC	TUB	35.43	0.984	TK	BRC	78.49	7.57	7.29	7.32	3.60	10.55	.11419-2	R	17514.03
0009	0006-0009	LEG	TUB	51.18	1.181	TK	CHD	78.49		9.35	9.38	4.42	13.89	.36545-2	R	5472.741
0009	0009-0021	BRC	TUB	35.43	0.984	TK	BRC	78.49	7.57	2.52	2.52	3.21	5.29	.12424-3	L	160982.8
0009	0006-0009	LEG	TUB	51.18	1.181	TK	CHD	78.49		4.09	4.14	2.43	6.96	.10767-2	L	18574.49

■
 SACS U8i SELECTseries 3 (v5.6) ITS
 WIND POWER GENERATION FATIGUE ANALYSIS DATE 05-JUL-2018 TIME 01:59:2

* * * M E M B E R F A T I G U E R E P O R T * * *
 (DAMAGE ORDER)

JOINT	MEMBER ID	GRUP ID	TYPE ID	ORIGINAL		JNT TYP	MEM TYP	CHORD LEN. (FT)	GAP (IN)	* STRESS CONC. FACTORS *				FATIGUE RESULTS		
				OD (IN)	WT (IN)					AX-CR	AX-SD	IN-PL	OU-PL	DAMAGE	LOC	SUC LIFE
0009	0009-0028	BRC	TUB	35.43	0.984	TK	BRC	78.49	7.57	4.49	4.76	3.45	8.70	.17348-2	R	11528.80
0009	0009-0012	LEG	TUB	51.18	1.181	TK	CHD	78.49		6.61	7.03	3.54	11.45	.79350-2	R	2520.483
0009	0009-0031	BRC	TUB	35.43	0.984	TK	BRC	78.49	7.57	2.56	2.55	3.21	4.37	.11869-3	R	168509.0
0009	0006-0009	LEG	TUB	51.18	1.181	TK	CHD	78.49		4.17	4.24	2.43	5.76	.10304-2	R	19410.00
0009	0009-0032	BRC	TUB	35.43	0.984	TK	BRC	78.49	7.57	4.31	4.75	3.48	7.56	.16715-2	L	11965.26
0009	0009-0012	LEG	TUB	51.18	1.181	TK	CHD	78.49		6.36	7.05	3.60	9.95	.75154-2	L	2661.216

0007	0004-0007	LEG	TUB	51.18	1.181	TK	CHD	79.30		7.17	7.49	4.91	14.04	.17719-2	TL	11287.57
0007	0007-0018	BRC	TUB	35.43	0.984	TK	BRC	79.30	9.04	2.45	2.42	3.19	4.54	.15784-4	B	1267133.
0007	0004-0007	LEG	TUB	51.18	1.181	TK	CHD	79.30		3.99	3.99	2.35	5.97	.14988-3	BR	133436.8
0007	0007-0019	BRC	TUB	35.43	0.984	TK	BRC	79.30	9.04	4.65	4.92	3.46	7.32	.21702-3	R	92155.58
0007	0007-0010	LEG	TUB	51.18	1.181	TK	CHD	79.30		6.81	7.23	3.60	9.63	.14218-2	R	14066.89
0007	0007-0031	BRC	TUB	35.43	0.984	TK	BRC	79.30	8.09	2.39	2.39	3.19	4.58	.12490-3	L	160121.9
0007	0004-0007	LEG	TUB	51.18	1.181	TK	CHD	79.30		3.87	3.87	2.36	6.04	.97804-3	L	20449.08

■

SACS V8i SELECTseries 3 (v5.6)

ITS

WIND POWER GENERATION FATIGUE ANALYSIS

DATE 05-JUL-2018 TIME 01:59:11

* * * MEMBER FATIGUE REPORT * * *
(DAMAGE ORDER)

JOINT	MEMBER	GRUP	TYPE	ORIGINAL		JNT	MEM	CHORD	GAP	* STRESS CONC. FACTORS *				FATIGUE RESULTS		
				OD	WT					(IN)	(IN)	TYP	TYP	LEN.	(IN)	AX-CR
0007	0007-0032	BRC	TUB	35.43	0.984	TK	BRC	79.30	8.09	3.81	5.08	3.58	7.74	.90514-3	TR	22095.97
0007	0007-0010	LEG	TUB	51.18	1.181	TK	CHD	79.30		5.73	7.65	3.86	10.19	.36484-2	TR	5481.806
0007	0008-0007	BRC	TUB	35.43	0.984	TK	BRC	79.30	9.04	7.21	7.46	3.61	9.94	.51106-4	BL	391343.9
0007	0004-0007	LEG	TUB	51.18	1.181	TK	CHD	79.30		9.33	9.61	4.42	13.07	.23429-3	BL	85365.12

0008	0008-0007	BRC	TUB	35.43	0.984	TK	BRC	79.30	9.04	4.82	6.51	3.87	10.80	.85106-4	R	235000.2
0008	0005-0008	LEG	TUB	51.18	1.181	TK	CHD	79.30		6.16	8.07	5.07	14.22	.48019-3	R	41650.30
0008	0008-0018	BRC	TUB	35.43	0.984	TK	BRC	79.30	9.04	2.38	2.38	3.19	3.73	.10972-4	BL	1822772.
0008	0005-0008	LEG	TUB	51.18	1.181	TK	CHD	79.30		3.84	3.84	2.35	4.91	.10405-3	BL	192221.8
0008	0008-0019	BRC	TUB	35.43	0.984	TK	BRC	79.30	9.04	3.94	4.07	3.65	8.09	.33560-3	TL	59594.52
0008	0008-0011	LEG	TUB	51.18	1.181	TK	CHD	79.30		5.41	5.61	3.99	10.64	.14681-2	L	13623.10
0008	0008-0021	BRC	TUB	35.43	0.984	TK	BRC	79.30	8.09	2.38	2.38	3.19	5.64	.10784-3	R	185468.1
0008	0005-0008	LEG	TUB	51.18	1.181	TK	CHD	79.30		3.84	3.84	2.36	7.42	.88458-3	R	22609.56
0008	0008-0028	BRC	TUB	35.43	0.984	TK	BRC	79.30	8.09	3.67	4.49	3.67	8.60	.81866-3	TL	24430.19
0008	0008-0011	LEG	TUB	51.18	1.181	TK	CHD	79.30		5.22	6.47	4.03	11.31	.31958-2	TL	6258.260

* * * M E M B E R F A T I G U E R E P O R T * * *
(DAMAGE ORDER)

JOINT	MEMBER	GRUP	TYPE	ORIGINAL		JNT	MEM	CHORD	GAP	* STRESS CONC. FACTORS *				FATIGUE RESULTS			
				OD	WT					TYP	TYP	LEN.	(IN)	AX-CR	AX-SD	IN-PL	OU-PL
	ID	ID	ID	(IN)	(IN)	TYP	TYP	(FT)									
0008	0009-0008	BRC	TUB	35.43	0.984	TK	BRC	79.30	8.09	5.79	5.80	3.83	10.89	.49739-3	TR	40209.82	
0008	0005-0008	LEG	TUB	51.18	1.181	TK	CHD	79.30		7.08	7.09	4.95	14.33	.16332-2	TR	12246.02	

0012	0010-0012	BRC	TUB	35.43	0.984	K	BRC	46.27	1.78	4.99	8.00	3.60	9.99	.39604-6	L	50500.+3	
0012	0009-0012	LEG	TUB	51.18	1.181	K	CHD	46.27		6.75	10.55	4.41	13.15	.22837-5	L	8757684.	
0012	0012-0011	BRC	TUB	35.43	0.984	K	BRC	46.27	1.78	6.07	6.10	3.60	10.00	.13410-6	BR	14914.+4	
0012	0009-0012	LEG	TUB	51.18	1.181	K	CHD	46.27		7.53	7.57	4.41	13.16	.55281-6	BR	36179.+3	
0012	0012-0028	BRC	TUB	35.43	0.984	K	BRC	46.27	1.78	2.40	3.38	3.31	4.38	.97533-4	R	205059.1	
0012	0009-0012	LEG	TUB	51.18	1.181	K	CHD	46.27		4.27	6.17	2.84	5.77	.17308-2	R	11555.24	
0012	0012-0032	BRC	TUB	35.43	0.984	K	BRC	46.27	1.78	2.35	3.47	3.31	4.07	.83002-4	L	240958.9	
0012	0009-0012	LEG	TUB	51.18	1.181	K	CHD	46.27		4.30	6.47	2.84	5.36	.16409-2	L	12188.47	

0010	0010-0012	BRC	TUB	35.43	0.984	K	BRC	46.72	1.13	5.08	7.55	3.59	9.79	.14159-6	B	14126.+4
0010	0007-0010	LEG	TUB	51.18	1.181	K	CHD	46.72		6.79	9.95	4.39	12.89	.63211-6	L	31640.+3
0010	0010-0019	BRC	TUB	35.43	0.984	K	BRC	46.72	1.61	2.40	3.24	3.29	4.32	.90626-5	L	2206878.
0010	0007-0010	LEG	TUB	51.18	1.181	K	CHD	46.72		4.23	5.89	2.79	5.69	.25958-3	L	77047.84

■

SACS U8i SELECTseries 3 (v5.6)
WIND POWER GENERATION FATIGUE ANALYSIS

ITS

DATE 05-JUL-2018 TIME 01:59:

* * * MEMBER FATIGUE REPORT * * *
(DAMAGE ORDER)

JOINT	MEMBER ID	GRUP ID	TYPE ID	ORIGINAL		JNT TYP	MEM TYP	CHORD LEN. (FT)	GAP (IN)	* STRESS CONC. FACTORS *				FATIGUE RESULTS		
				OD (IN)	WT (IN)					AX-CR	AX-SD	IN-PL	OU-PL	DAMAGE	LOC	SUC LIFE
0010	0010-0032	BRC	TUB	35.43	0.984	K	BRC	46.72	1.13	2.39	3.13	3.29	4.28	.71657-4	L	279107.4
0010	0007-0010	LEG	TUB	51.18	1.181	K	CHD	46.72		4.19	5.65	2.75	5.64	.13820-2	L	14471.91
0010	0011-0010	BRC	TUB	35.43	0.984	K	BRC	46.72	1.61	5.88	6.38	3.59	9.90	.10382-7	B	19265.+5
0010	0007-0010	LEG	TUB	51.18	1.181	K	CHD	46.72		7.40	8.03	4.40	13.03	.58667-7	TR	34091.+4

0011	0011-0010	BRC	TUB	35.43	0.984	K	BRC	46.72	1.61	3.84	9.94	3.60	9.90	.20188-7	L	99070.+4
0011	0008-0011	LEG	TUB	51.18	1.181	K	CHD	46.72		5.92	13.65	4.40	13.03	.15751-6	L	12697.+4
0011	0011-0019	BRC	TUB	35.43	0.984	K	BRC	46.72	1.61	2.42	3.20	3.30	4.48	.70527-5	R	2835775.
0011	0008-0011	LEG	TUB	51.18	1.181	K	CHD	46.72		4.21	5.74	2.79	5.89	.20455-3	R	97773.64
0011	0011-0028	BRC	TUB	35.43	0.984	K	BRC	46.72	1.13	2.47	2.93	3.29	5.07	.60475-4	R	330715.5
0011	0008-0011	LEG	TUB	51.18	1.181	K	CHD	46.72		4.05	4.95	2.75	6.67	.11545-2	R	17322.99
0011	0012-0011	BRC	TUB	35.43	0.984	K	BRC	46.72	1.13	5.59	6.65	3.59	9.79	.24493-6	B	81655.+3
0011	0008-0011	LEG	TUB	51.18	1.181	K	CHD	46.72		7.16	8.50	4.39	12.88	.71970-6	B	27789.+3

FATIGUE OUTPUT REDESIGNED X-BRACING TRIPOD JACKET

■
 SACS V8i SELECTseries 3 (v5.6) ITS
 WIND POWER GENERATION FATIGUE ANALYSIS DATE 21-JUL-2018 TIME 20:21:5

* * * M E M B E R F A T I G U E R E P O R T * * *
 (DAMAGE ORDER)

JOINT	MEMBER ID	GRUP ID	TYPE ID	ORIGINAL		JNT TYP	MEM TYP	CHORD LEN. (FT)	GAP (IN)	* STRESS CONC. FACTORS *				FATIGUE RESULTS		
				OD (IN)	WT (IN)					AX-CR	AX-SD	IN-PL	OU-PL	DAMAGE	LOC	SVC LIFE
0006	0004-0006	BRC	TUB	35.43	0.984	TK	BRC	62.80	21.11	4.30	8.07	3.03	7.20	.2147840	L	93.11681
0006	0003-0006	LEG	TUB	51.18	1.574	TK	CHD	62.80		5.74	9.51	3.15	8.30	.4717075	L	42.39915
0006	0006-0005	BRC	TUB	35.43	0.984	TK	BRC	62.80	21.11	4.61	7.80	3.03	7.22	.2161145	R	92.54352
0006	0003-0006	LEG	TUB	51.18	1.574	TK	CHD	62.80		6.03	9.22	3.15	8.33	.4728891	R	42.29322
0006	0006-0020	BRC	TUB	35.43	0.984	TK	BRC	62.80	21.11	1.92	1.92	3.20	3.36	.19533-2	T	10239.18
0006	0003-0006	LEG	TUB	51.18	1.574	TK	CHD	62.80		2.69	2.69	1.56	3.87	.63230-2	T	3163.042
0006	0006-0021	BRC	TUB	35.43	0.984	TK	BRC	62.80	21.11	3.28	3.29	3.10	5.23	.89702-3	R	22296.12
0006	0006-0009	LEG	TUB	51.18	1.574	TK	CHD	62.80		4.45	4.45	2.33	6.03	.40603-2	R	4925.762
0006	0006-0030	BRC	TUB	35.43	0.984	TK	BRC	62.80	21.11	1.92	1.92	3.20	3.10	.22896-2	T	8735.075
0006	0003-0006	LEG	TUB	51.18	1.574	TK	CHD	62.80		2.68	2.68	1.56	3.58	.57043-2	TR	3506.100
0006	0006-0031	BRC	TUB	35.43	0.984	TK	BRC	62.80	21.11	3.27	3.29	3.10	4.25	.69977-3	L	28580.77
0006	0006-0009	LEG	TUB	51.18	1.574	TK	CHD	62.80		4.44	4.46	2.33	4.90	.32936-2	L	6072.460

0005	0004-0005	BRC	TUB	35.43	0.984	TK	BRC	63.41	22.50	4.90	5.15	3.03	7.61	.0550913	R	363.0337
0005	0002-0005	LEG	TUB	51.18	1.574	TK	CHD	63.41		5.69	5.94	3.15	8.77	.1246586	R	160.4382

■
SACS V8i SELECTseries 3 (v5.6) ITS
WIND POWER GENERATION FATIGUE ANALYSIS DATE 21-JUL-2018 TIME 20:21:!

* * * M E M B E R F A T I G U E R E P O R T * * *
(DAMAGE ORDER)

JOINT	MEMBER	GRUP	TYPE	ORIGINAL		JNT	MEM	CHORD	GAP	* STRESS CONC. FACTORS *				FATIGUE RESULTS		
				OD	WT					(IN)	(IN)	TYP	TYP	(FT)	(IN)	AX-CR
0005	0005-0000	BRC	TUB	35.43	0.984	TK	BRC	63.41	22.50	1.85	1.84	3.21	2.71	.18843-2	BL	10614.22
0005	0002-0005	LEG	TUB	51.18	1.574	TK	CHD	63.41		2.49	2.48	1.54	3.13	.17149-2	BL	11662.25
0005	0005-0018	BRC	TUB	35.43	0.984	TK	BRC	63.41	22.50	2.84	3.14	3.11	4.96	.22012-3	L	90858.15
0005	0005-0008	LEG	TUB	51.18	1.574	TK	CHD	63.41		3.72	4.22	2.30	5.72	.15568-2	L	12847.10
0005	0005-0020	BRC	TUB	35.43	0.984	TK	BRC	63.41	22.26	1.82	1.82	3.21	3.70	.80743-2	T	2477.003
0005	0002-0005	LEG	TUB	51.18	1.574	TK	CHD	63.41		2.46	2.46	1.52	4.27	.37017-2	TL	5402.982
0005	0005-0021	BRC	TUB	35.43	0.984	TK	BRC	63.41	22.26	3.02	3.02	3.10	5.71	.26748-2	BL	7477.299
0005	0005-0008	LEG	TUB	51.18	1.574	TK	CHD	63.41		3.90	3.90	2.35	6.59	.55181-2	BL	3624.409
0005	0006-0005	BRC	TUB	35.43	0.984	TK	BRC	63.41	22.26	4.13	7.38	3.03	7.37	.0520726	R	384.0788
0005	0002-0005	LEG	TUB	51.18	1.574	TK	CHD	63.41		5.40	8.67	3.13	8.50	.1178787	R	169.6660

0004	0004-0000	BRC	TUB	35.43	0.984	TK	BRC	63.41	22.50	1.89	1.88	3.21	2.69	.23418-2	BR	8540.618
0004	0001-0004	LEG	TUB	51.18	1.574	TK	CHD	63.41		2.60	2.58	1.54	3.10	.33999-2	R	5882.547
0004	0004-0005	BRC	TUB	35.43	0.984	TK	BRC	63.41	22.50	4.35	7.98	3.03	7.16	.0510975	L	391.4088
0004	0001-0004	LEG	TUB	51.18	1.574	TK	CHD	63.41		5.79	9.41	3.15	8.25	.1125701	L	177.6670

■
 SACS U8i SELECTseries 3 (v5.6) ITS
 WIND POWER GENERATION FATIGUE ANALYSIS DATE 21-JUL-2018 TIME 20:21:51

* * * M E M B E R F A T I G U E R E P O R T * * *
 (DAMAGE ORDER)

JOINT	MEMBER	GRP	TYPE	ORIGINAL		JNT	MEM	CHORD	GAP	* STRESS CONC. FACTORS *				FATIGUE RESULTS		
				OD	WT					TYP	TYP	LEN.	(IN)	AX-CR	AX-SD	IN-PL
0004	0004-0006	BRC	TUB	35.43	0.984	TK	BRC	63.41	22.26	4.00	7.73	3.03	7.31	.0504070	L	396.7704
0004	0001-0004	LEG	TUB	51.18	1.574	TK	CHD	63.41		5.34	9.10	3.13	8.44	.1160281	L	172.3721
0004	0004-0018	BRC	TUB	35.43	0.984	TK	BRC	63.41	22.50	3.09	3.43	3.11	3.80	.28848-3	R	69329.11
0004	0004-0007	LEG	TUB	51.18	1.574	TK	CHD	63.41		4.22	4.78	2.30	4.39	.23964-2	R	8345.737
0004	0004-0030	BRC	TUB	35.43	0.984	TK	BRC	63.41	22.26	1.84	1.83	3.21	3.46	.75866-2	TR	2636.219
0004	0001-0004	LEG	TUB	51.18	1.574	TK	CHD	63.41		2.49	2.48	1.52	3.98	.61263-2	TR	3264.638
0004	0004-0031	BRC	TUB	35.43	0.984	TK	BRC	63.41	22.26	3.10	3.11	3.10	5.60	.28674-2	BR	6974.967
0004	0004-0007	LEG	TUB	51.18	1.574	TK	CHD	63.41		4.06	4.08	2.35	6.46	.63758-2	BR	3136.884

0009	0007-0009	BRC	TUB	35.43	0.984	TK	BRC	78.49	7.57	5.52	5.70	3.07	7.57	.39164-3	L	51067.51
0009	0006-0009	LEG	TUB	51.18	1.574	TK	CHD	78.49		6.53	6.70	3.22	8.73	.11282-2	L	17727.69
0009	0009-0008	BRC	TUB	35.43	0.984	TK	BRC	78.49	7.57	5.76	5.77	3.04	7.81	.38676-3	R	51711.34
0009	0006-0009	LEG	TUB	51.18	1.574	TK	CHD	78.49		6.84	6.85	3.16	9.01	.11053-2	R	18094.29
0009	0009-0021	BRC	TUB	35.43	0.984	TK	BRC	78.49	7.57	2.26	2.16	3.18	3.79	.98613-4	BR	202813.3
0009	0006-0009	LEG	TUB	51.18	1.574	TK	CHD	78.49		3.05	2.98	1.73	4.38	.59517-3	R	33604.06

■
 SACS 08i SELECTseries 3 (v5.6) ITS
 WIND POWER GENERATION FATIGUE ANALYSIS DATE 21-JUL-2018 TIME 20:21:5

* * * M E M B E R F A T I G U E R E P O R T * * *
 (DAMAGE ORDER)

JOINT	MEMBER	GRUP	TYPE	ORIGINAL		JNT	MEM	CHORD	GAP	* STRESS CONC. FACTORS *				FATIGUE RESULTS		
				OD	WT					(IN)	(IN)	TYP	TYP	(FT)	(IN)	AX-CR
0009	0009-0028	BRC	TUB	35.43	0.984	TK	BRC	78.49	7.57	3.66	3.84	3.09	6.41	.10633-2	R	18810.06
0009	0009-0012	LEG	TUB	51.18	1.574	TK	CHD	78.49		4.84	5.10	2.53	7.39	.52967-2	R	3775.933
0009	0009-0031	BRC	TUB	35.43	0.984	TK	BRC	78.49	7.57	2.35	2.19	3.18	3.06	.84712-4	BR	236094.5
0009	0006-0009	LEG	TUB	51.18	1.574	TK	CHD	78.49		3.15	3.03	1.73	3.53	.43445-3	L	46035.63
0009	0009-0032	BRC	TUB	35.43	0.984	TK	BRC	78.49	7.57	3.57	3.90	3.10	5.25	.10303-2	L	19412.11
0009	0009-0012	LEG	TUB	51.18	1.574	TK	CHD	78.49		4.74	5.19	2.55	6.06	.50667-2	L	3947.359

0007	0007-0009	BRC	TUB	35.43	0.984	TK	BRC	79.30	8.09	4.46	4.57	3.26	7.99	.11960-3	T	167218.3
0007	0004-0007	LEG	TUB	51.18	1.574	TK	CHD	79.30		4.95	5.05	3.58	9.22	.28483-3	T	70216.80
0007	0007-0018	BRC	TUB	35.43	0.984	TK	BRC	79.30	9.04	2.18	2.08	3.19	3.26	.26701-4	BR	749042.1
0007	0004-0007	LEG	TUB	51.18	1.574	TK	CHD	79.30		2.96	2.86	1.68	3.76	.15218-3	R	131427.1
0007	0007-0019	BRC	TUB	35.43	0.984	TK	BRC	79.30	9.04	3.77	3.97	3.09	5.27	.33592-3	TR	59538.27
0007	0007-0010	LEG	TUB	51.18	1.574	TK	CHD	79.30		4.99	5.26	2.57	6.08	.19148-2	R	10445.20
0007	0007-0031	BRC	TUB	35.43	0.984	TK	BRC	79.30	8.09	2.07	2.05	3.19	3.03	.88134-4	L	226926.3
0007	0004-0007	LEG	TUB	51.18	1.574	TK	CHD	79.30		2.84	2.82	1.68	3.49	.51915-3	L	38524.35

■
 SACS V8i SELECTseries 3 (v5.6) ITS
 WIND POWER GENERATION FATIGUE ANALYSIS DATE 21-JUL-2018 TIME 20:21:

* * * M E M B E R F A T I G U E R E P O R T * * *
 (DAMAGE ORDER)

JOINT	MEMBER ID	GRUP ID	TYPE ID	ORIGINAL		JNT TYP	MEM TYP	CHORD LEN. (FT)	GAP (IN)	* STRESS CONC. FACTORS *				FATIGUE RESULTS		
				OD (IN)	WT (IN)					AX-CR	AX-SD	IN-PL	OU-PL	DAMAGE	LOC	SUC LIFE
0007	0007-0032	BRC	TUB	35.43	0.984	TK	BRC	79.30	8.09	3.25	4.16	3.18	5.51	.67825-3	TR	29487.56
0007	0007-0010	LEG	TUB	51.18	1.574	TK	CHD	79.30		4.28	5.49	2.74	6.36	.21876-2	TL	9142.348
0007	0008-0007	BRC	TUB	35.43	0.984	TK	BRC	79.30	9.04	5.71	5.85	3.04	7.33	.45555-4	BL	439034.3
0007	0004-0007	LEG	TUB	51.18	1.574	TK	CHD	79.30		6.84	6.96	3.16	8.45	.14627-3	BL	136736.1

0008	0008-0007	BRC	TUB	35.43	0.984	TK	BRC	79.30	9.04	3.96	5.17	3.27	7.98	.10680-3	R	187264.8
0008	0005-0008	LEG	TUB	51.18	1.574	TK	CHD	79.30		4.53	5.66	3.62	9.21	.39541-3	R	50579.89
0008	0008-0018	BRC	TUB	35.43	0.984	TK	BRC	79.30	9.04	2.05	2.04	3.19	2.68	.21667-4	BL	923049.8
0008	0005-0008	LEG	TUB	51.18	1.574	TK	CHD	79.30		2.81	2.80	1.68	3.09	.12543-3	BL	159456.7
0008	0008-0019	BRC	TUB	35.43	0.984	TK	BRC	79.30	9.04	3.29	3.38	3.25	5.84	.47260-3	TL	42318.86
0008	0008-0011	LEG	TUB	51.18	1.574	TK	CHD	79.30		4.06	4.18	2.82	6.73	.20257-2	L	9873.247
0008	0008-0021	BRC	TUB	35.43	0.984	TK	BRC	79.30	8.09	2.05	2.05	3.19	3.94	.97835-4	R	204426.3
0008	0005-0008	LEG	TUB	51.18	1.574	TK	CHD	79.30		2.81	2.81	1.68	4.55	.56264-3	R	35546.53
0008	0008-0028	BRC	TUB	35.43	0.984	TK	BRC	79.30	8.09	3.08	3.66	3.27	6.27	.58583-3	TR	34139.32
0008	0008-0011	LEG	TUB	51.18	1.574	TK	CHD	79.30		3.83	4.61	2.88	7.23	.16419-2	TR	12181.02

■
 SACS U8i SELECTseries 3 (v5.6) ITS
 WIND POWER GENERATION FATIGUE ANALYSIS DATE 21-JUL-2018 TIME 20:21:01

* * * M E M B E R F A T I G U E R E P O R T * * *
 (DAMAGE ORDER)

JOINT	MEMBER ID	GRUP ID	TYPE ID	ORIGINAL		JNT TYP	MEM TYP	CHORD LEN. (FT)	GAP (IN)	* STRESS CONC. FACTORS *				FATIGUE RESULTS		
				OD (IN)	WT (IN)					AX-CR	AX-SD	IN-PL	OU-PL	DAMAGE	LOC	SVC LIFE
0008	0009-0008	BRC	TUB	35.43	0.984	TK	BRC	79.30	8.09	4.51	4.51	3.25	8.11	.11913-3	T	167879.7
0008	0005-0008	LEG	TUB	51.18	1.574	TK	CHD	79.30		4.99	4.99	3.58	9.35	.25739-3	T	77703.01

* * * M E M B E R F A T I G U E R E P O R T * * *
(DAMAGE ORDER)

JOINT	MEMBER	GRUP	TYPE	ORIGINAL		JNT	MEM	CHORD	GAP	* STRESS CONC. FACTORS *				FATIGUE RESULTS		
				OD	WT					(IN)	(IN)	TYP	TYP	LEN.	(IN)	AX-CR
0008	0009-0008	BRC	TUB	35.43	0.984	TK	BRC	79.30	8.09	4.51	4.51	3.25	8.11	.11913-3	T	167879.7
0008	0005-0008	LEG	TUB	51.18	1.574	TK	CHD	79.30		4.99	4.99	3.58	9.35	.25739-3	T	77703.01

0012	0010-0012	BRC	TUB	35.43	0.984	K	BRC	46.27	1.78	4.25	5.98	3.03	7.37	.74170-7	L	26965.+4
0012	0009-0012	LEG	TUB	51.18	1.574	K	CHD	46.27		5.07	6.94	3.15	8.50	.27352-6	L	73120.+3
0012	0012-0011	BRC	TUB	35.43	0.984	K	BRC	46.27	1.78	4.83	4.85	3.03	7.40	.29069-7	B	68803.+4
0012	0009-0012	LEG	TUB	51.18	1.574	K	CHD	46.27		5.51	5.53	3.15	8.53	.79710-7	TR	25091.+4
0012	0012-0028	BRC	TUB	35.43	0.984	K	BRC	46.27	1.78	2.43	2.79	3.14	3.17	.10220-3	R	195699.9
0012	0009-0012	LEG	TUB	51.18	1.574	K	CHD	46.27		3.25	4.05	2.03	3.65	.93062-3	R	21490.95
0012	0012-0032	BRC	TUB	35.43	0.984	K	BRC	46.27	1.78	2.45	2.87	3.14	2.91	.82244-4	L	243178.6
0012	0009-0012	LEG	TUB	51.18	1.574	K	CHD	46.27		3.30	4.22	2.03	3.35	.80443-3	L	24862.28

* * * M E M B E R F A T I G U E R E P O R T * * *
(DAMAGE ORDER)

JOINT	MEMBER	GRUP	TYPE	ORIGINAL		JNT	MEM	CHORD	GAP	* STRESS CONC. FACTORS *				FATIGUE RESULTS		
				OD	WT					(IN)	(IN)	TYP	TYP	(FT)	(IN)	AX-CR
0010	0010-0032	BRC	TUB	35.43	0.984	K	BRC	46.72	1.13	2.41	2.64	3.15	2.99	.63110-4	L	316905.7
0010	0007-0010	LEG	TUB	51.18	1.574	K	CHD	46.72		3.21	3.79	1.97	3.45	.60856-3	L	32864.65
0010	0011-0010	BRC	TUB	35.43	0.984	K	BRC	46.72	1.61	4.68	5.08	3.03	7.32	.98435-8	B	20318.+5
0010	0007-0010	LEG	TUB	51.18	1.574	K	CHD	46.72		5.40	5.84	3.14	8.44	.27513-7	TR	72693.+4

0011	0011-0010	BRC	TUB	35.43	0.984	K	BRC	46.72	1.61	3.35	7.67	3.03	7.26	.13407-7	B	14918.+5
0011	0008-0011	LEG	TUB	51.18	1.574	K	CHD	46.72		4.38	9.08	3.14	8.38	.35862-7	TL	55769.+4
0011	0011-0019	BRC	TUB	35.43	0.984	K	BRC	46.72	1.61	2.41	2.69	3.14	3.15	.16778-4	R	1192033.
0011	0008-0011	LEG	TUB	51.18	1.574	K	CHD	46.72		3.22	3.86	1.99	3.63	.18487-3	R	108183.4
0011	0011-0028	BRC	TUB	35.43	0.984	K	BRC	46.72	1.13	2.32	2.44	3.15	3.77	.58190-4	R	343702.3
0011	0008-0011	LEG	TUB	51.18	1.574	K	CHD	46.72		3.02	3.33	1.97	4.35	.50717-3	R	39434.67
0011	0012-0011	BRC	TUB	35.43	0.984	K	BRC	46.72	1.13	4.44	5.38	3.03	7.24	.90341-7	B	22138.+4
0011	0008-0011	LEG	TUB	51.18	1.574	K	CHD	46.72		5.20	6.23	3.13	8.35	.16898-6	B	11836.+4

BIODATA PENULIS



Rizqi Widya Ananta lahir di Kudus, 13 Juni 1996. Pendidikan formal penulis dimulai dengan menyelesaikan jenjang Pendidikan Dasar di SD Muhammadiyah 4 Surabaya pada tahun 2008 dan SMP Negeri 6 Surabaya pada tahun 2011. Kemudian menyelesaikan jenjang Pendidikan Menengah Atas di SMA Negeri 5 Surabaya pada tahun 2014. Penulis melanjutkan pendidikan Perguruan Tinggi di Departemen Teknik Kelautan, Fakultas Teknologi Kelautan, Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya.

Selama menempuh masa perkuliahan, penulis aktif di organisasi kemahasiswaan dan kepanitiaan, juga dalam berbagai pelatihan, seminar, perlombaan dan kegiatan lainnya. Dalam bidang organisasi kemahasiswaan, penulis pernah menjadi Wakil Ketua ITS EXPO 2016, acara tahunan terbesar BEM ITS dan mendapatkan amanah sebagai *Head of Finance Ocean Engineering Exhibition and Competition (OCEANO) 2016*, acara tahunan terbesar Departemen Teknik Kelautan. Dalam bidang perlombaan, penulis meraih *First Runner Up Oil Rig Design Competition SPE Student Chapter Malaysia Oil & Gas Convention (SMOGC) 2017* di UTM, Malaysia.

Penulis pernah berkesempatan untuk menjalankan kerja praktik selama 2 bulan (13 Juni – 13 Agustus 2017) di *ZEE Engineering*, Jakarta. Penulis tertarik dengan bidang struktur lepas pantai, khususnya untuk turbin angin dan ingin mendalaminya. Selaras dengan kecintaan penulis, dalam Tugas Akhir ini penulis melakukan analisis umur kelelahan pada bangunan lepas pantai untuk turbin angin.

Kontak Penulis

E-mail: rizqiwidyaananta@gmail.com

Mobile phone: 08 1234 52 55 56