



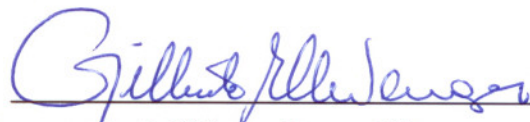
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
ESCOLA POLITÉCNICA
Curso de Engenharia Civil
Departamento de Mecânica Aplicada e Estruturas

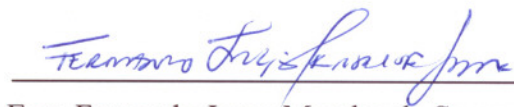
ANÁLISE GLOBAL DE RISERS FLEXÍVEIS PARA EXPLOTAÇÃO OFFSHORE
DE PETRÓLEO E GÁS ATRAVÉS DE UNIDADES FLUTUANTES


VICTOR MILANEZ DA SILVA PEREIRA


Projeto de Graduação apresentado ao corpo docente do Departamento de Mecânica Aplicada e Estruturas da Escola Politécnica da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como requisito para obtenção do título de Engenharia Civil.

Aprovado por:


Prof. Gilberto Bruno Ellwanger
Prof. Adjunto, D.Sc., EP/UFRJ (Orientador)


Eng. Fernando Jorge Mendes de Sousa, M.Sc
(Orientador)


Profª. Maria Cascão Ferreira de Almeida
Profª. Adjunta, D.Sc., EP/UFRJ


Eng. José Renato Mendes de Sousa
Pesquisador, D.Sc., Fundação COPPETEC

Maio/2009

Resumo da Dissertação apresentada ao DME/POLI/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheiro Civil.

ANÁLISE GLOBAL DE *RISERS* FLEXÍVEIS PARA EXPLOTAÇÃO OFFSHORE
DE PETRÓLEO E GÁS ATRAVÉS DE UNIDADES FLUTUANTES

Victor Milanez da Silva Pereira

Maio/2009

Orientadores: Gilberto Bruno Ellwanger
Fernando Jorge Mendes de Sousa

Curso: Engenharia Civil

Os *risers* são dutos que possuem a função de transportar os fluidos provenientes dos poços para as unidades de exploração e vice-versa. Este tipo de estrutura e outras, que também são do tipo *offshore*, estão sendo cada vez mais utilizadas para a exploração de petróleo e gás, pois a maior parte das reservas destes produtos está no mar.

Os objetivos deste trabalho são exemplificar e comparar algumas metodologias de análises dinâmicas, no domínio do tempo, de *risers* flexíveis em catenária livre com diferentes configurações, conectados a duas unidades flutuantes e comparar os resultados visando mostrar quais plataformas e configurações de *risers* possuem melhor aplicação à Bacia de Campos.

SUMÁRIO

CAPÍTULO I.....	1
INTRODUÇÃO	1
I.1. Motivação	1
I.2. Objetivo	2
I.3. Organização do texto	2
CAPÍTULO II.....	4
CONCEITOS BÁSICOS	4
II.1. Introdução.....	4
II.2. Unidades de Exploração	4
II.2.1. Plataformas fixas	6
II.2.1.1. Plataformas fixas de aço ou jaquetas.....	7
II.2.1.2. Plataformas auto-eleváveis (PAs).....	8
II.2.1.3. Torres	8
II.2.2. Plataformas flutuantes	9
II.2.2.1. Semi-submersíveis	9
II.2.2.2. Navios do tipo FPSO.....	11
II.2.2.3. Navios do tipo FSO.....	14
II.2.2.4. Navio sonda.....	14
II.2.2.5. Plataformas com pernas atirantadas (TLP).....	15
II.2.2.6. <i>Spar Buoy</i>	16
II.2.2.7. Bóias	18
II.3. <i>Risers</i>	19
II.3.1. Classificação quanto à configuração.....	20
II.3.2. Classificação quanto à finalidade.....	21
II.3.3. Classificação quanto ao material	21
CAPÍTULO III.....	25
ANÁLISES GLOBAIS DE <i>RISERS</i>	25
III.1. Introdução	25
III.2. Modelagem probabilística dos fenômenos ambientais marinhos.....	31
III.2.1. Principais aspectos da modelagem	31
III.2.2. Modelagem estocástica das ondas – curto prazo	35
III.2.3. Modelagem estocástica do vento – curto prazo	40
III.3. Forças ambientais.....	42
III.3.1. Representação dos esforços originados por onda e corrente	43
III.3.2. Esforços devidos ao vento	46
III.4. Análises dinâmicas.....	47
III.5. Metodologias de análise	51
III.5.1. Análise aleatória.....	54
III.5.2. Análise determinística	57
III.5.3. Análise híbrida (harmônico equivalente).....	58
III.5.4. Análise no domínio do tempo e da frequência	59
III.6. Critérios de análise estrutural do riser.....	63
III.6.1. <i>Risers</i> rígidos.....	64
III.6.2. <i>Risers</i> flexíveis	66

CAPÍTULO IV	67
EXEMPLOS DE SIMULAÇÃO	67
IV.1. Introdução	67
IV.2. Aspectos gerais das análises	68
IV.3. Plataforma FPSO.....	72
IV.3.1. Análises aleatórias.....	75
IV.3.2. Análises determinísticas.....	76
IV.3.3. Análises harmônicas equivalentes.....	86
IV.4. Plataforma semi-submersível.....	88
IV.4.1. Análises determinísticas.....	90
IV.4.2. Análises harmônicas equivalentes.....	97
CAPÍTULO V	98
CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	98
V.1. Conclusões	98
V.2. Sugestões para trabalhos futuros	99
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	101

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura I.1 – Riser flexível. (Sousa [17]).....	2
Figura II.1 – Tipos de plataformas offshore: a) semi-submersível; b) plataforma de pernas tracionadas (TLP); c) tipo bóia; d) auto-elevatória; e) fixa por gravidade; f) tipo jaqueta; g) tríпода de aço; h) torre articulada; i) torre estaiada. (Santos [1]).....	5
Figura II.2 – Plataforma fixa de aço (visão geral da jaqueta, dos condutores e do conves). (Ellwanger [34]).....	7
Figura II.3 – O primeiro poço offshore nos Estados Unidos foi perfurado próximo à Summerland, Califórnia, em torno de 1900. (Ellwanger [34]).....	7
Figura II.4 – Plataforma Auto-Elevatória. (Santos [1]).....	8
Figura II.5 – Principais tipos de torres. (Santos [1])	9
Figura II.6 – Vista geral de uma plataforma Semi-submersível. (Lacerda [3]).....	10
Figura II.7 – Plataforma P-19 de produção. (Santos [1])	11
Figura II.8 – Plataforma P-10 de perfuração. (Santos [1]).....	11
Figura II.9 – Movimentos de uma Semi-submersível. (Ellwanger [34])	11
Figura II.10 – Vista em corte de um Sistema Turret em um FPSO. (Lacerda [3])	12
Figura II.11 – Plataforma P-53 do tipo turret. (Jefferson Bernardes / Palácio Piratini).....	13
Figura II.12 – Vista geral de um FPSO usando o Sistema de Ancoragem DICAS (Spread Mooring). (PEC [21]).....	13
Figura II.13 – Movimentos de um FPSO. (Ellwanger [34]).....	14
Figura II.14 – Vista geral de um Navio Sonda. (Ellwanger [34]).....	15
Figura II.15 – Plataforma com pernas tracionadas (TLP). (Santos [1])	16
Figura II.16 – Spar Buoy. (Lacerda [3]).....	17
Figura II.17 – Plataforma Spar Buoy em operação e fases de instalação. (Ellwanger [34]).....	18
Figura II.18 – Monobóia. (Santos [1])	18
Figura II.19 – Riser com Configuração Vertical.....	20
Figura II.20 – Riser com Configuração em Catenária.....	20
Figura II.21 – Riser com Configuração Complexa - Lazy S.....	20
Figura II.22 – Segmentos de riser rígido.....	21
Figura II.23 – Riser Rígido de Perfuração. (Lacerda [3])	22
Figura II.24 – Riser Flexível – especificação das diversas camadas (típica linha flexível de camadas não-aderentes). (Sousa [6]).....	22
Figura II.25– Configurações típicas de linhas flexíveis: (a) catenária livre; (b) lazy S; (c) lazy wave; (d) steep S; (e) steep wave; e (f) lanterna chinesa. (Clausen & D’Souza [15])	24
Figura III.1 – Etapas do projeto de um riser.....	26
Figura III.2 – Cargas atuantes sobre estruturas offshore.....	31
Figura III.3 – Sistema de referência local. (Ellwanger [34]).....	31
Figura III.4 - Caracterização de curto e longo prazo dos parâmetros ambientais. (Sousa [17]) .	33

Figura III.5 - Série temporal medida das elevações da superfície do mar. (Sousa [17]).....	35
Figura III.6 - Espectro Pierson Moskowitz para diferentes casos de H_s e T_z . (Sousa [17])	37
Figura III.7 - Definição dos picos ou máximos de uma série temporal. (Sousa [17]).....	38
Figura III.8 - Espectro de Harris para velocidades médias horárias de 10, 20 e 38.5 m/s. (Sousa [17]).....	42
Figura III.9 - Onda Regular: Teoria Linear de Airy. (Sousa [17]).....	43
Figura III.10 – Cargas atuantes sobre um cilindro vertical. (Sousa [17])	45
Figura III.11 –Análise acoplada. (Ellwanger [34])	49
Figura III.12 – Análise desacoplada. (Ellwanger [34])	49
Figura III.13 – Identificação da direção do RAO. (Sousa [17]).....	50
Figura III.14 – Exemplo de RAO de heave de uma unidade de produção. (Sousa [17]).....	51
Figura III.15 - Resposta de curto prazo de uma estrutura marítima. (Sousa [17]).....	54
Figura III.16 - Ajuste de uma distribuição de Weibull aos picos observados. (Sousa [17]).....	56
Figura III.17 – Onda determinística equivalente. (Sousa [17]).....	57
Figura IV.1 – Dimensões da plataforma FPSO. (Anflex [7]).....	67
Figura IV.2 – Dimensões da plataforma semi-submersível. (Anflex [7]).....	68
Figura IV.3 – Riser na Configuração Catenária Livre. (Ellwanger [34]).....	69
Figura IV.4 – Posições Far e Near. (Ellwanger [34]).....	69
Figura IV.5 – Gráfico da Função (IV.4) com $H_s = 4.7$ (Direção E).....	71
Figura IV.6-a – Riser na direção NE. (Anflex [7])	73
Figura IV.7 – Modelo dos Risers de NE e W. (Anflex [7])	73
Figura IV.8 – Gráficos das envoltórias de raio de curvatura mínimo do riser de NE para os piores casos de raio de curvatura no topo e no TDP com as condições alinhadas.	78
Figura IV.9 – Detalhe das envoltórias de raio de curvatura no topo.	79
Figura IV.10 – Detalhe das envoltórias de raio de curvatura no TDP.	79
Figura IV.11 – Raio de curvatura mínimo no TDP em função do período – ondas com direção E.	81
Figura IV.12 – Raio de curvatura mínimo no TDP em função do período – ondas com direção N.	81
Figura IV.13 – Raio de curvatura mínimo no TDP em função do período – ondas com direção NE.	82
Figura IV.14 – Raio de curvatura mínimo no TDP em função do período – ondas com direção NW.	82
Figura IV.15 – Raio de curvatura mínimo no TDP em função do período – ondas com direção S.	82
Figura IV.16 – Raio de curvatura mínimo no TDP em função do período – ondas com direção SE.	83
Figura IV.17 – Raio de curvatura mínimo no TDP em função do período – ondas com direção SW.	83
Figura IV.18 – Raio de curvatura mínimo no TDP em função do período – ondas com direção W.	83

Figura IV.19 – Gráficos das envoltórias de raio de curvatura mínimo do riser de NE para os piores casos de raio de curvatura no topo e no TDP com a plataforma desalinhada.....	84
Figura IV.20 – Detalhe das envoltórias de raio de curvatura no topo.....	85
Figura IV.21 – Detalhe das envoltórias de raio de curvatura no TDP.	85
Figura IV.22-a – Riser na direção NE. (Anflex [7])	88
Figura IV.23 – Modelo dos Risers de NE e W. (Anflex [7])	89
Figura IV.24 – Raio de curvatura mínimo no TDP em função do período – ondas com direção E.	92
Figura IV.25 – Raio de curvatura mínimo no TDP em função do período – ondas com direção N.....	92
Figura IV.26 – Raio de curvatura mínimo no TDP em função do período – ondas com direção NE.	93
Figura IV.27 – Raio de curvatura mínimo no TDP em função do período – ondas com direção NW.....	93
Figura IV.28 – Raio de curvatura mínimo no TDP em função do período – ondas com direção S.	93
Figura IV.29 – Raio de curvatura mínimo no TDP em função do período – ondas com direção SE.....	94
Figura IV.30 – Raio de curvatura mínimo no TDP em função do período – ondas com direção SW.....	94
Figura IV.31 – Raio de curvatura mínimo no TDP em função do período – ondas com direção W.....	94
Figura IV.32 – Gráficos das envoltórias de raio de curvatura mínimo do riser de NE para os piores casos de raio de curvatura no topo e no TDP.	95
Figura IV.33 – Detalhe das envoltórias de raio de curvatura no topo.....	96
Figura IV.34 – Detalhe das envoltórias de raio de curvatura no TDP.	96

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela II.1 – Faixas de aplicação de linhas flexíveis (Ellwanger [34]).	24
Tabela IV.1 – Alturas de ondas adotadas ($H_{m\acute{a}x}$) e velocidades das correntes em função do H_s para cada direção.	72
Tabela IV.2 – Propriedades dos Risers de 6". (Anflex [7])	74
Tabela IV.3 – Propriedades dos Enrijeecedores. (Anflex [7])	74
Tabela IV.4 – Resultados das análises aleatória com a plataforma desalinhada.	75
Tabela IV.5 – Resultados das análises determinísticas – casos alinhados.	77
Tabela IV.6 – Resultados das análises determinísticas – casos desalinhados.	80
Tabela IV.7 – Resultados das análises harmônicas equivalentes – condições alinhadas.	86
Tabela IV.8 – Resultados das análises harmônicas equivalentes – condições desalinhadas.	87
Tabela IV.9 – Propriedades dos Risers de 4". (Anflex [7])	89
Tabela IV.10 – Propriedades dos Enrijeecedores. (Anflex [7])	90
Tabela IV.11 – Resultados das análises determinísticas.	91
Tabela IV.12 – Resultados das análises harmônicas equivalentes.	97

NOMENCLATURA

a: aceleração das partículas fluidas.

d: profundidade.

f_S : distribuição de probabilidade conjunta de longo prazo.

g: aceleração da gravidade.

h_r : profundidade de referência.

k: número da onda.

m_n : momento de ordem n.

p_i : pressão interna.

p_o : pressão externa.

r: raio que localiza um elemento qualquer.

r_i : raio interno do *riser*.

r_o : raio externo do *riser*.

t: tempo.

v: velocidades das partículas fluidas.

w: frequência.

x: deslocamento da estrutura.

\dot{x} : velocidade da estrutura.

\ddot{x} : aceleração da estrutura.

A_C : área de obstrução à corrente.

A_S : área da seção do *riser*.

A_V : área de obstrução ao vento.

C: matriz de amortecimento da estrutura (estrutural e hidrodinâmico).

C_D : coeficiente de arrasto.

C_j : coeficiente de arrasto.

C_M : coeficiente de inércia.

C_{V_j} : coeficiente de arrasto da estrutura para a direção de incidência do vento.

D: diâmetro do cilindro.

H_1^* : alturas de onda de todo o registro, ordenadas em ordem crescente de valor.

H_{max} : máxima altura de onda num dado estado de mar.

H_S : altura significativa de onda.

$F(t)$: vetor de cargas ambientais atuantes.
 $F(w)$: vetor complexo função da frequência w .
 $H(w)$: resposta em frequência da estrutura.
 $\bar{H}(w)$: matriz complexa conjugada da transposta de $H(w)$.
 I : momento de inércia da seção.
 K : matriz de rigidez da estrutura (incluindo hidrostática).
 L_r : escala de comprimento para a turbulência.
 M : matriz de massa da estrutura (parcelas estrutural e adicionada).
 M_a : momento atuante na seção.
 N_m : é o número total de picos.
 N_o : número de ondas individuais identificadas no registro.
 N_v : número de harmônicos utilizados na discretização do espectro do vento.
 S : vetor representativo dos parâmetros característicos de um estado de mar.
 S_A : efeito das cargas acidentais.
 S_E : efeito das cargas ambientais.
 S_F : efeito das cargas funcionais.
 S_P : efeito das cargas de pressão.
 T : período.
 T_a : tração atuante.
 T_P : período de pico da onda associado à H_S .
 T_Z : período médio ou período de cruzamento zero das ondas.
 V_C : velocidade superficial da corrente.
 \bar{V}_V : velocidade média horária do vento.

γ : parâmetros de forma do espectro de Jonswap.
 γ_A : fator parcial de segurança associado a cargas acidentais.
 γ_c : fator de correção referente a condições especiais.
 γ_E : fator parcial de segurança associado a cargas ambientais.
 γ_F : fator parcial de segurança associado a cargas funcionais.
 γ_m : fator parcial de segurança referente a incertezas de resistência do material e fabricação.
 γ_{SC} : fator parcial de segurança para considerar a classe de segurança da seção.
 ϵ : fator de largura de banda do espectro.

η : elevação da superfície do mar.
 θ_C : direção principal de incidência da corrente.
 θ_V : direção principal de incidência do vento.
 θ_W : direção principal de incidência da onda.
 κ : coeficiente de arrasto da superfície do mar.
 ν_0 : frequência de cruzamento zero.
 ν_m : frequência dos picos.
 ρ_a : massa específica da água.
 ρ_{ar} : é a massa específica do ar.
 σ : largura do espectro de Jonswap.
 σ_h : *hoop stress*.
 σ_l : tensão longitudinal.
 σ_r : tensão radial.
 ω : frequência.
 ω_p : frequência dos picos.

CAPÍTULO I

INTRODUÇÃO

I.1. Motivação

Nos últimos anos, a indústria brasileira de petróleo e gás vem apresentando um grande crescimento e perspectivas futuras altamente positivas. Ao mesmo tempo em que a produção diária do país aumenta para cerca de dois milhões de barris diários (Petrobras [29]), as reservas provadas de petróleo aumentam de forma significativa. Neste cenário, a descoberta de novas reservas em campos como o de Tupi, na camada pré-sal, servem para reforçar o fato de que tanto o presente quanto o futuro da indústria petrolífera nacional estão associados à exploração de petróleo no mar e, particularmente, a vencer os desafios impostos pelas grandes profundidades.

Conforme se caminha para águas cada vez mais profundas, observa-se um aumento do emprego de sistemas flutuantes de produção ancorados, baseados principalmente em navios e plataformas semi-submersíveis, em contraposição às estruturas fixas empregadas em menores lâminas d'água. Tais estruturas flutuantes são posicionadas em locais previamente definidas com base no arranjo de poços do campo de produção, e recebem óleo e/ou gás dos poços por meio de dutos denominados *risers*.

De um modo simplificado, os *risers* podem ser classificados em rígidos ou flexíveis. *Risers* rígidos são estruturas formadas normalmente por uma série de tubos de aço soldados, embora atualmente já se considere o uso de outros materiais em sua composição (Sousa [17]). Já os *risers* flexíveis (Figura I.1) são estruturas compostas por diversas camadas metálicas e poliméricas que, trabalhando solidariamente, propiciam resistência e estanqueidade ao tubo. Devido a vantagens tais como grande flexibilidade, pré-fabricação, capacidade de armazenamento de grandes comprimentos em carretéis, facilidade de instalação e possibilidade de uso em unidades de produção altamente complacentes devido a sua flexibilidade, a Petrobras emprega *risers* flexíveis desde o começo da exploração da Bacia de Campos, tanto em linhas de produção e exportação de petróleo e gás quanto em linhas de injeção de água ou gás.

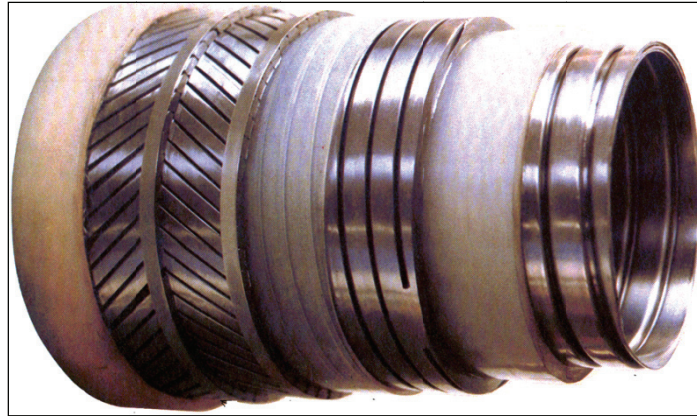


Figura I.1 – Riser flexível. (Sousa [17])

Embora atualmente os *risers* flexíveis apresentem limitações em relação à profundidade máxima de operação, os fabricantes têm trabalhado no sentido de ampliar estes limites. Assim, é de se esperar que, em um futuro próximo, os *risers* flexíveis continuem desempenhando um papel fundamental na exploração de petróleo e gás na costa brasileira.

I.2. Objetivo

Este trabalho tem por objetivo exemplificar a metodologia de avaliação de *risers* flexíveis em catenária livre através de análises dinâmicas no domínio do tempo. Para isso, foi utilizado o programa de análise estrutural Anflex [7] e aplicadas algumas metodologias de análise, tais como onda de projeto e tempestade de projeto, além da metodologia híbrida do harmônico equivalente. Foram investigados dois tipos de unidades flutuantes e, para cada unidade, *risers* com dois azimutes.

I.3. Organização do texto

O Capítulo II detalha alguns conceitos básicos necessários para qualquer estudo relacionado à área *offshore*. Serão mostrados os diferentes tipos de unidades de exploração, focando naquelas que são mais utilizadas no Brasil. Também serão apresentadas as características, propriedades e diferentes formas de empregabilidade dos *risers*.

O Capítulo III apresenta o embasamento teórico para as análises de *risers*. Serão mostrados os carregamentos ambientais que atuam sobre o *riser* e sobre a unidade

flutuante, bem como seu comportamento devido a estes carregamentos. Serão explicadas como são realizadas as análises dinâmicas as metodologias associadas. Também serão indicados quais são os critérios utilizados para verificar se um *riser* suporta os esforços que estão sendo impostos a ele.

O Capítulo IV apresenta como exemplos de aplicação as análises de quatro configurações diferentes de *risers* flexíveis. Para isso, foram utilizados dois tipos de flutuantes e em cada um deles foram conectados dois *risers*. As diferenças entre os resultados obtidos auxiliam na compreensão do comportamento dinâmico destas estruturas.

O Capítulo V aponta as conclusões obtidas com a execução deste trabalho.

CAPÍTULO II

CONCEITOS BÁSICOS

II.1. Introdução

Para tornar possível a exploração de óleo e gás são necessárias estruturas especiais para o trabalho *offshore*. Neste capítulo, serão detalhados vários aspectos do projeto e da análise das principais plataformas fixas e flutuantes utilizadas na exploração do petróleo em águas rasas, médias, profundas e ultraprofundas, com ênfase especial na costa brasileira. Também serão apresentadas as características, propriedades e diferentes formas de empregabilidade dos *risers*.

II.2. Unidades de Exploração

Com a necessidade crescente de se produzir mais petróleo para atender a demanda e a descoberta de campos petrolíferos em águas cada vez mais profundas, ao longo do tempo houve a necessidade de se buscarem soluções que possibilitassem a exploração destes campos. Com isto surgiram diferentes concepções de plataformas. Pode-se dividir estas concepções segundo sua geração. A primeira e a segunda geração de plataformas foram constituídas por plataformas fixas. Pode-se considerar os sistemas de produção flutuantes como a terceira geração das plataformas, as quais representaram uma mudança na filosofia de exploração de petróleo. Na Figura II.1 têm-se alguns exemplos de plataformas.

As plataformas podem ser classificadas de várias formas. De acordo com o tipo de fixação no solo, pode-se citar as seguintes classificações:

- Plataformas apoiadas no fundo do mar – dentro desta classificação estão as plataformas fixas, como as jaquetas e as plataformas de gravidade, e as auto-elevatórias, como as *Jack ups*.
- Plataformas flutuantes – semi-submersíveis, navios, plataformas de pernas tracionadas (TLPs), *Spar Buoys* e bóias.
- Plataformas mistas – torres complacentes.

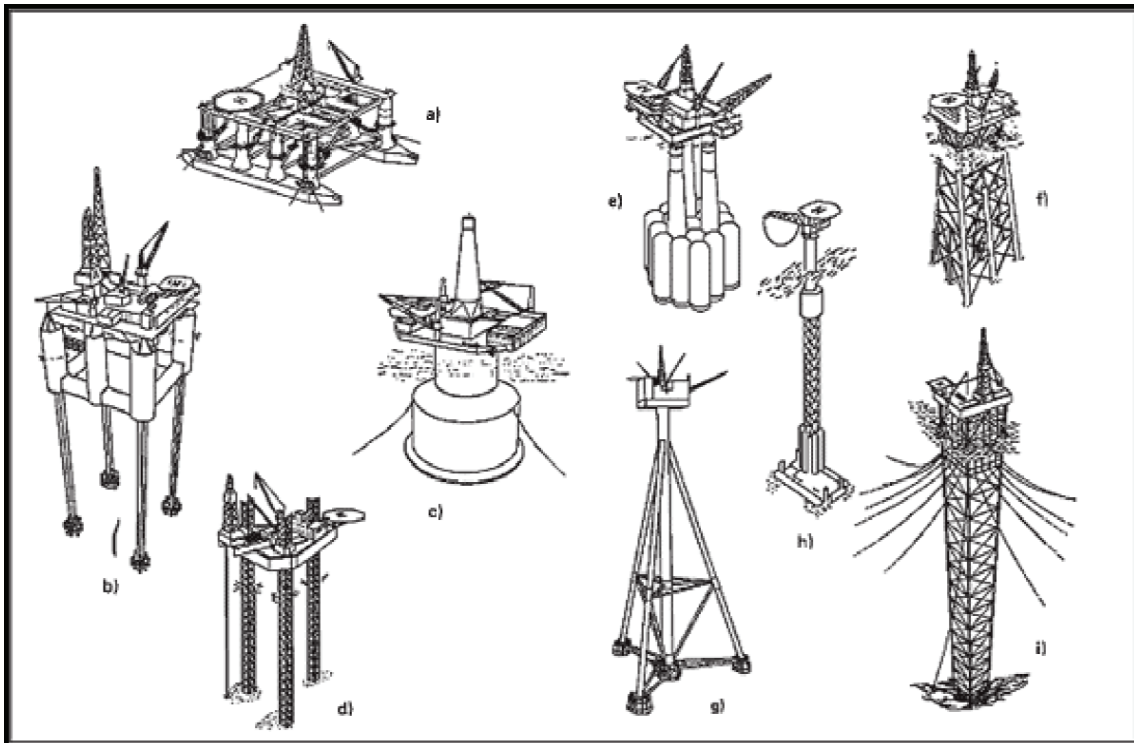


Figura II.1 – Tipos de plataformas offshore: a) semi-submersível; b) plataforma de pernas tracionadas (TLP); c) tipo bóia; d) auto-elevatória; e) fixa por gravidade; f) tipo jaqueta; g) tríпода de aço; h) torre articulada; i) torre estaiada. (Santos [1])

Por plataforma flutuante entende-se uma estrutura complacente que é posicionada através de um sistema de ancoragem. As estruturas complacentes caracterizam-se por apresentarem grandes deslocamentos sob a ação das cargas ambientais.

As plataformas flutuantes podem ser de dois tipos básicos: de perfuração e de produção. As plataformas de perfuração têm como finalidade perfurar os poços exploratórios e os poços produtores definidos segundo as prioridades estabelecidas para o campo em questão. A operação de perfuração de um poço é executada a partir do fundo do mar até atingir a rocha reservatório. Ela é executada em vários estágios, com brocas de diferentes dimensões e revestimentos de diferentes diâmetros. Posteriormente, os revestimentos são cimentados para garantir a estanqueidade entre os vários reservatórios e a transmissão da carga do poço para as camadas de rocha de sub-superfície.

As plataformas de produção são posicionadas nos campos já descobertos e têm como finalidade abrigar os equipamentos para extração de petróleo e separação do gás e da água que são produzidos juntos com o petróleo.

Um conceito importante que será utilizado nos próximos tópicos é o de árvore de natal. Árvore de natal é um equipamento constituído por um conjunto de válvulas, cuja principal função é permitir o controle do poço de produção ou injeção. Conforme o tipo de completação usada, a árvore de natal pode ser do tipo molhada ou seca. A molhada é instalada na cabeça do poço no fundo do mar, já a seca é instalada no topo do *riser* na plataforma. Em função do tipo de árvore de natal utilizada, as plataformas flutuantes podem ser divididas em dois grupos:

- Com árvore de natal molhada – Semi-Submersível, FPSO;
- Com árvore de natal seca – Plataformas fixas em aço, TLP, *Spar Buoy*, etc.

Para que se possa utilizar uma árvore de natal seca é necessário reduzir a amplitude dos movimentos verticais (*heave*) e rotacionais (*roll* e *pitch*) da unidade flutuante, através do aumento de rigidez axial do sistema de ancoragem (TLP) ou através das características hidrodinâmicas das unidades flutuantes (*Spar Buoy*).

A seguir serão apresentadas breves descrições sobre os diversos tipos de plataformas (Santos [1]).

II.2.1. Plataformas fixas

Foram as primeiras unidades utilizadas. Têm sido as preferidas nos campos localizados em lâminas d'água de até 300m. Geralmente as plataformas fixas são constituídas de estruturas modulares de aço, instaladas no local de operação com estacas cravadas no fundo do mar. As plataformas fixas são projetadas para receber todos os equipamentos de perfuração, estocagem de materiais, alojamento de pessoal, bem como todas as instalações necessárias para a produção dos poços. Este tipo de plataforma utiliza, basicamente, árvore de natal seca.

A seguir serão apresentados alguns dos principais tipos de plataformas fixas.

II.2.1.1. Plataformas fixas de aço ou jaquetas

A jaqueta consiste na estrutura de suporte de uma plataforma fixa que vai desde a fundação até pouco acima do nível do mar, sobre a qual é instalado o convés e/ou módulos.

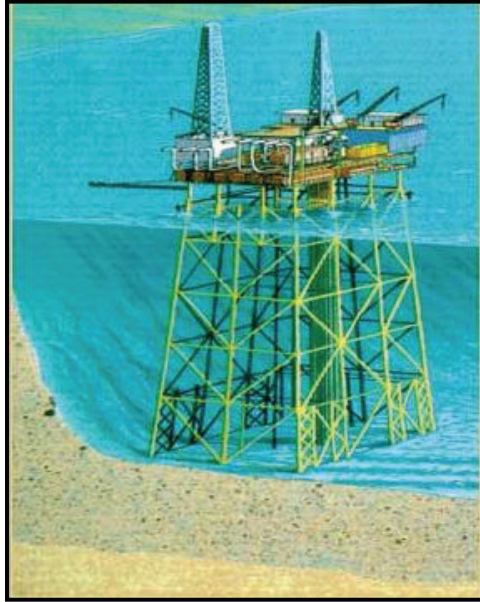


Figura II.2 – Plataforma fixa de aço (visão geral da jaqueta, dos condutores e do convés). (Ellwanger [34])



Figura II.3 – O primeiro poço offshore nos Estados Unidos foi perfurado próximo à Summerland, Califórnia, em torno de 1900. (Ellwanger [34])

II.2.1.2. Plataformas auto-eleváveis (PAs)

As PAs ou *Jack ups* são constituídas, basicamente, de uma balsa equipada com estrutura de apoio, ou pernas, que, acionadas mecanicamente ou hidraulicamente, movimentam-se para baixo até atingirem o fundo do mar. Em seguida, inicia-se a elevação da plataforma acima do nível da água, a uma altura segura e fora da ação das ondas. Essas plataformas são móveis, sendo transportadas por rebocadores ou por propulsão própria. Destinam-se à perfuração de poços exploratórios na plataforma continental, em lâminas d'água que variam de 5 a 130m. Na Figura II.4 tem-se um exemplo de plataforma auto-elevatória.



Figura II.4 – Plataforma Auto-Elevatória. (Santos [1])

II.2.1.3. Torres

Inicialmente, as torres foram utilizadas para produção de óleo em lâminas d'água de até 500 metros, como uma alternativa às plataformas fixas de aço. As torres são fixadas ao fundo do mar através de juntas do tipo universal. As torres são estruturas complacentes e mais leves que as estruturas fixas. Na Figura II.5, tem-se um desenho esquemático de alguns tipos de torres.

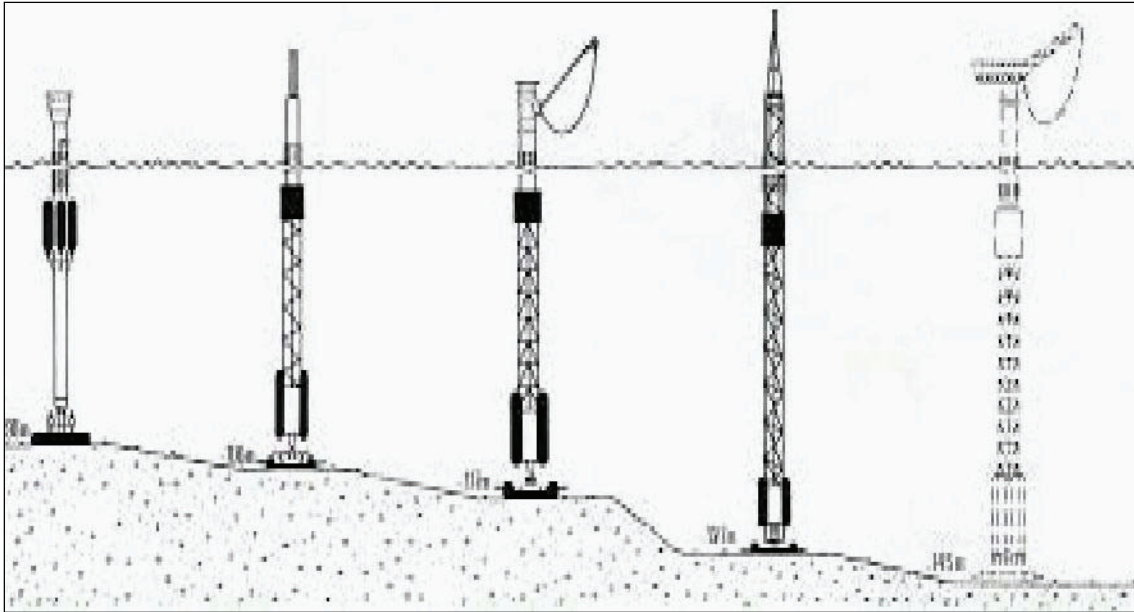


Figura II.5 – Principais tipos de torres. (Santos [1])

II.2.2. Plataformas flutuantes

Por plataforma flutuante entende-se uma estrutura complacente que é posicionada através de um sistema de ancoragem. As plataformas flutuantes mais utilizadas no Brasil atualmente são as semi-submersíveis e os navios tipo FPSO (*Floating, Production, Storage and Offloading*).

II.2.2.1. Semi-submersíveis

São estruturas flutuantes largamente empregadas para produção, completção e perfuração *offshore*. Consistem de 2 flutuadores compartimentados em tanques com a finalidade de oferecer lastro e flutuação à plataforma; estes flutuadores são denominados *pontoons*. Sobre estes flutuadores (*pontoons*) se apóiam as colunas, também chamadas de pernas, que sustentam os conveses (Figura II.6). A profundidade dos *pontoons* pode ser alterada através do bombeio de água para os tanques de lastro (variação de calado).

Uma unidade flutuante pode movimentar-se devido à ação das ondas, correntes e ventos, com possibilidade de danificar o conjunto de *risers* e os equipamentos na plataforma e a serem descidos no poço. Por isso, torna-se necessário que ela fique posicionada em torno de uma posição neutra com um raio de tolerância. Dois tipos de

sistema são responsáveis pelo posicionamento da unidade flutuante: o sistema de ancoragem e o sistema de posicionamento dinâmico.

O sistema de ancoragem é constituído de um conjunto de âncoras e cabos e/ou correntes, atuando como molas que produzem esforços capazes de restaurar a posição do flutuante quando a mesma é modificada pela ação das ondas, ventos e correntes.

No sistema de posicionamento dinâmico, não existe ligação física da plataforma com o fundo do mar, exceto a dos equipamentos de perfuração. Sensores determinam a deriva, e propulsores no casco acionados por computador restauram a posição da plataforma.

As plataformas semi-submersíveis podem ou não ter propulsão própria. De qualquer forma, apresentam grande mobilidade, sendo as preferidas para a perfuração de poços exploratórios. (Petrobras [35])

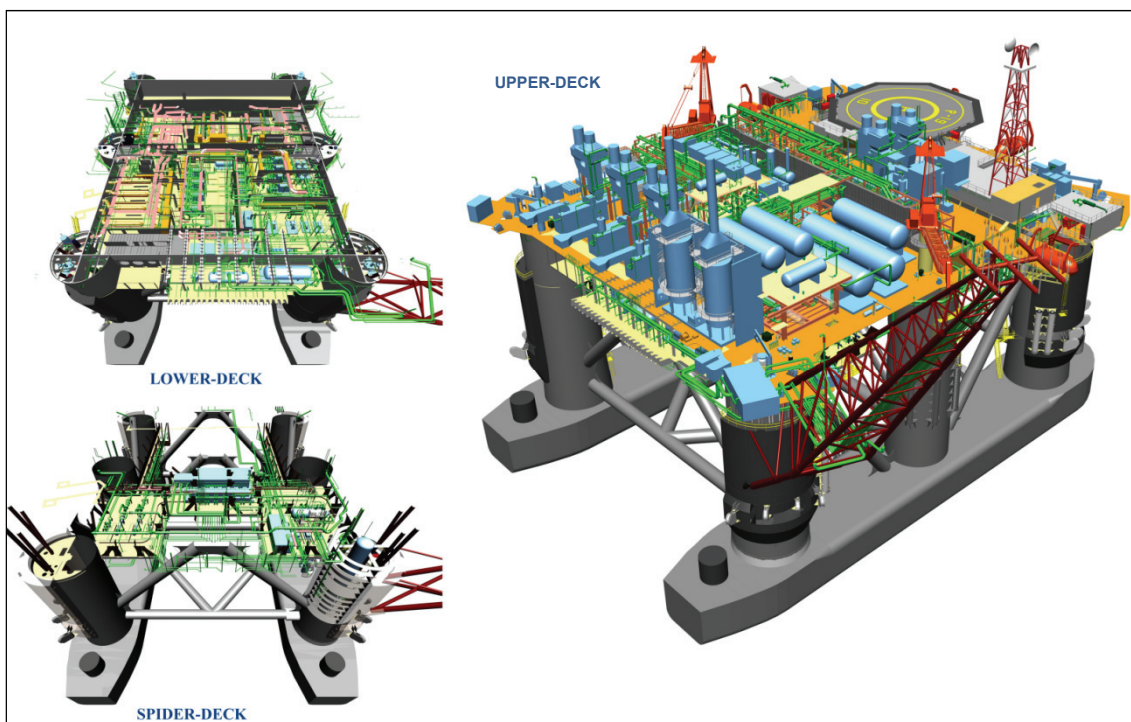


Figura II.6 – Vista geral de uma plataforma Semi-submersível. (Lacerda [3])



Figura II.7 – Plataforma P-19 de produção. (Santos [1])



Figura II.8 – Plataforma P-10 de perfuração. (Santos [1])

Na Figura II.9 estão ilustrados os seis movimentos de corpo rígido de uma plataforma Semi-submersível. Os movimentos de *surge*, *sway* e *heave*, são, respectivamente, os deslocamentos nas direções x, y e z locais da plataforma, enquanto que *roll*, *pitch* e *yaw* são as rotações em torno dos eixos locais x, y e z, respectivamente.

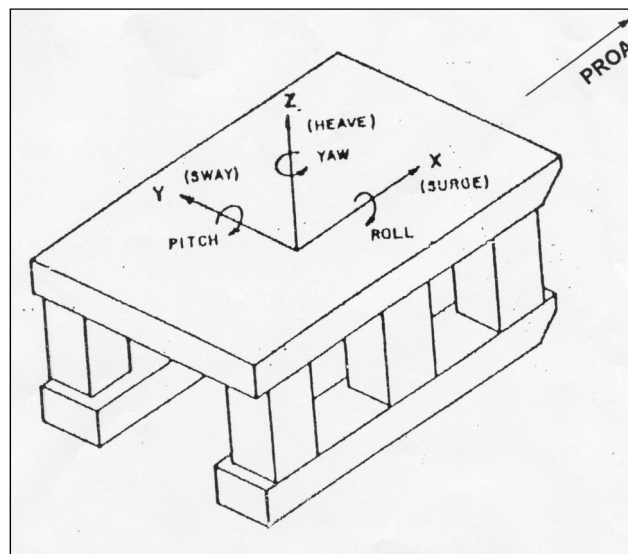


Figura II.9 – Movimentos de uma Semi-submersível. (Ellwanger [34])

II.2.2.2. Navios do tipo FPSO

Inicialmente os navios eram usados somente para as operações de perfuração e/ou completação, chamados de navios sonda, que serão descritos a seguir. Posteriormente os navios foram usados para produção através da conversão de navios petroleiros ou graneleiros em FPSO (*Floating Production Storage and Offloading*).

Os FPSOs são navios com capacidade para processar e armazenar o petróleo, e prover a transferência do petróleo e/ou gás natural. No convés do navio é instalada uma planta de processo para separar e tratar os fluidos produzidos pelos poços. Depois de separado da água e do gás, o petróleo é armazenado nos tanques do próprio navio, sendo transferido para um navio aliviador de tempos em tempos.

O navio aliviador é um petroleiro que se conecta ao FPSO para receber o petróleo que foi armazenado em seus tanques e transportá-lo para terra. O gás comprimido é enviado para terra através de gasodutos e/ou re-injetado no reservatório. Os maiores FPSOs têm sua capacidade de processo em torno de 200 mil barris de petróleo por dia, com produção associada de gás de aproximadamente 2 milhões de metros cúbicos por dia (Petrobras [35]).

Não é desejável que os navios recebam condições ambientais severas de través (perpendicular ao eixo popa-proa), visto que a área do costado exposta às forças de arrasto devidas às ações da onda, vento e corrente é muito grande.

Para evitar esta condição pode-se empregar um equipamento chamado de *turret* (Figura II.10) que é constituído de rolamentos que permitem ao navio girar e ficar alinhado com as condições ambientais extremas (*weathervane*), ou seja, o navio tende a receber sempre mar de proa.

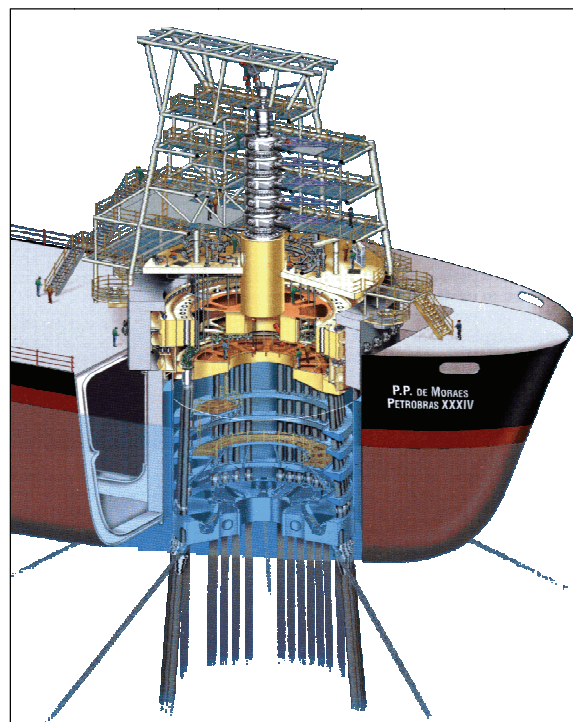


Figura II.10 – Vista em corte de um Sistema Turret em um FPSO. (Lacerda [3])



Figura II.11 – Plataforma P-53 do tipo turret. (Jefferson Bernardes / Palácio Piratini)

Alternativa mais recente é o uso do sistema de ancoragem denominado de DICAS (*Differentiated Compliant Anchorage System*) ou *Spread Mooring* (Figura II.12). No caso da Bacia de Campos, o navio é apreado entre sul e sudoeste, que são as direções em que ocorrem as condições mais severas, e pode girar de forma limitada (aproximadamente 45° para o arranjo das linhas de ancoragem denominadas de *small yaw* e 90° para *large yaw*), em torno de um eixo de pivotamento próximo da proa, fazendo com que o navio receba condições ambientais de través mais amenas (noroeste ou sudeste). Os movimentos de corpo rígido de um FPSO são similares aos da Semi-submersível, como pode ser visto na Figura II.13.

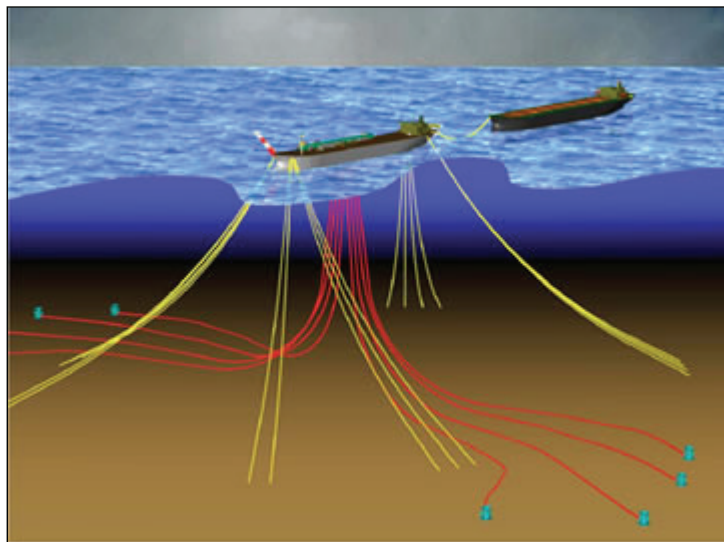


Figura II.12 – Vista geral de um FPSO usando o Sistema de Ancoragem DICAS (*Spread Mooring*). (PEC [21])

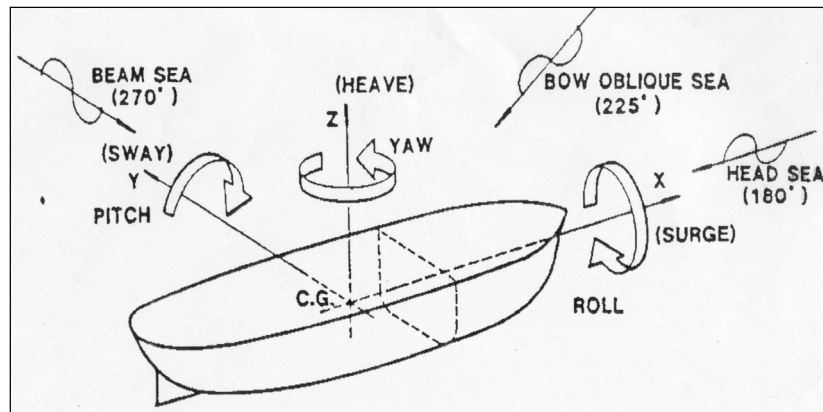


Figura II.13 – Movimentos de um FPSO. (Ellwanger [34])

II.2.2.3. Navios do tipo FSO

Os FSO (*floating storage and offloading*) são usados para armazenar e em algumas situações para produção, quando passamos a denominá-los de FPSO. Em geral, são usados navios de grande porte, chamados de VLCC (*Very Large Crude Carrier*) ou VLOO (*Very Large Ore Oil*). A Figura II.12 apresentada anteriormente mostra a vista geral de VLCC ou VLOO.

II.2.2.4. Navio sonda

Usados nas operações de perfuração e/ou completção; são navios de pequeno porte dotados de um sistema de posicionamento dinâmico, composto por sensores acústicos, propulsores e computadores, que anula os efeitos do vento, ondas e correntes que tendem a deslocar o navio de sua posição. Possui uma sonda de perfuração em geral localizada na meia nau (centro do navio), onde uma abertura no casco permite a passagem da coluna de perfuração (Figura II.14).



Figura II.14 – Vista geral de um Navio Sonda. (Ellwanger [34])

II.2.2.5. Plataformas com pernas atirantadas (TLP)

A TLP é uma plataforma complacente mantida numa posição onde o empuxo é bem maior do que o peso, sendo a diferença absorvida por um conjunto de tendões verticais tracionados com grande rigidez vertical. O casco da TLP é semelhante ao de uma semi-submersível e é constituído, basicamente, de seções tubulares retangulares horizontais (*pontoons*) e cilindros verticais enrijecidos (*columns*). No entanto, os *pontoons* de uma TLP são bem menores do que os correspondentes de uma semi-submersível, já que o comportamento é diferenciado.

O conceito de TLP baseia-se no excesso de empuxo proveniente da parte submersa do casco, o qual mantém os tendões tracionados. Os tendões, que são o sistema de ancoragem da TLP, devem ser mantidos tracionados ao longo de todo seu comprimento, a fim de evitar-se a desconexão no fundo do mar. Eles podem ser internos às colunas, onde são acoplados ao sistema de tensionamento, ou podem ser externos, onde o tensionamento é realizado pela diminuição do lastro e por um tensionador instalado numa embarcação.

A rigidez no plano vertical dos tendões é tão alta que os períodos naturais de *Heave*, *Roll* e *Pitch* apresentam valores entre 2 e 4 segundos. A força de restauração no plano horizontal para uma TLP é fornecida pela componente horizontal da força de tração nos tendões. Estas componentes são pequenas, de tal forma que os períodos naturais de *Surge*, *Sway* e *Yaw* são da ordem de 100 segundos, bem superiores aos dos estados de mar típicos. Os movimentos de corpo rígido a que uma TLP está sujeita são os mesmos da Semi-submersível, mostrados na Figura II.9.

Outra importante vantagem deste conceito é o fato de tornar mais simples e limpo o arranjo de fundo, pois não são necessárias linhas de ancoragem em catenária similares às utilizadas em plataformas semi-submersíveis (Ellwanger [34]).

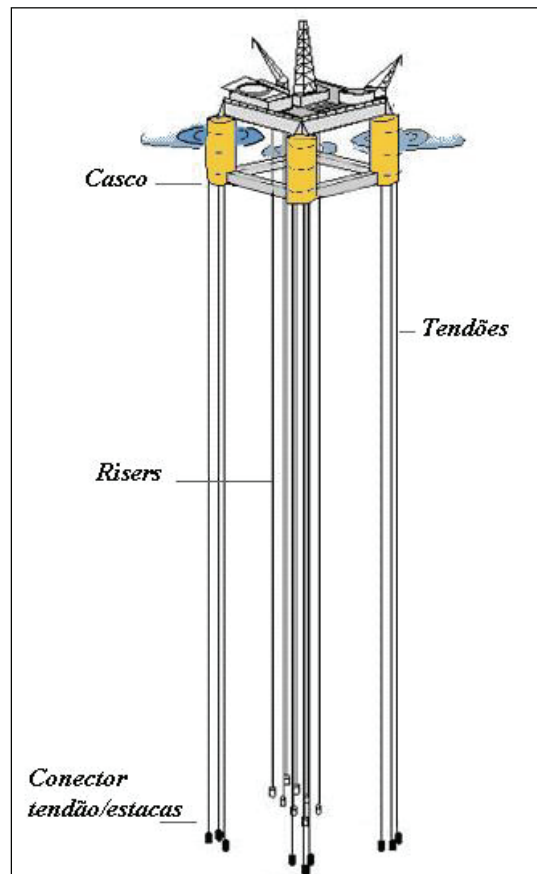


Figura II.15 – Plataforma com pernas tracionadas (TLP). (Santos [1])

II.2.2.6. Spar Buoy

O sistema Spar consiste de um único cilindro vertical de aço de grande diâmetro, ancorado, operando com um calado de profundidade constante de cerca de 200 metros,

o que gera apenas pequenos movimentos verticais e, conseqüentemente, possibilita a adoção de *risers* rígidos verticais de produção.

*Spar Buoy*s são ancoradas de uma forma similar às plataformas semi-submersíveis de produção e os FPSOs. Os *risers* são verticais, similares aos da TLP, com exceção do sistema de tensionamento na parte superior. Neste caso, existem grandes câmaras de flutuação na parte superior do *riser* que conferem ao mesmo a tração necessária. Uma das grandes vantagens neste conceito é que a parte superior dos *risers* fica abrigada dentro do cilindro da *Spar*, protegendo os *risers* de ondas e correntes onde o efeito sobre os mesmos geralmente é maior.

É importante observar a utilização de supressores de vórtices em torno do cilindro com o objetivo de inibir vibrações induzidas pelo fenômeno de *vortex shedding* acarretado principalmente pelas correntes marinhas (Ellwanger [34]).

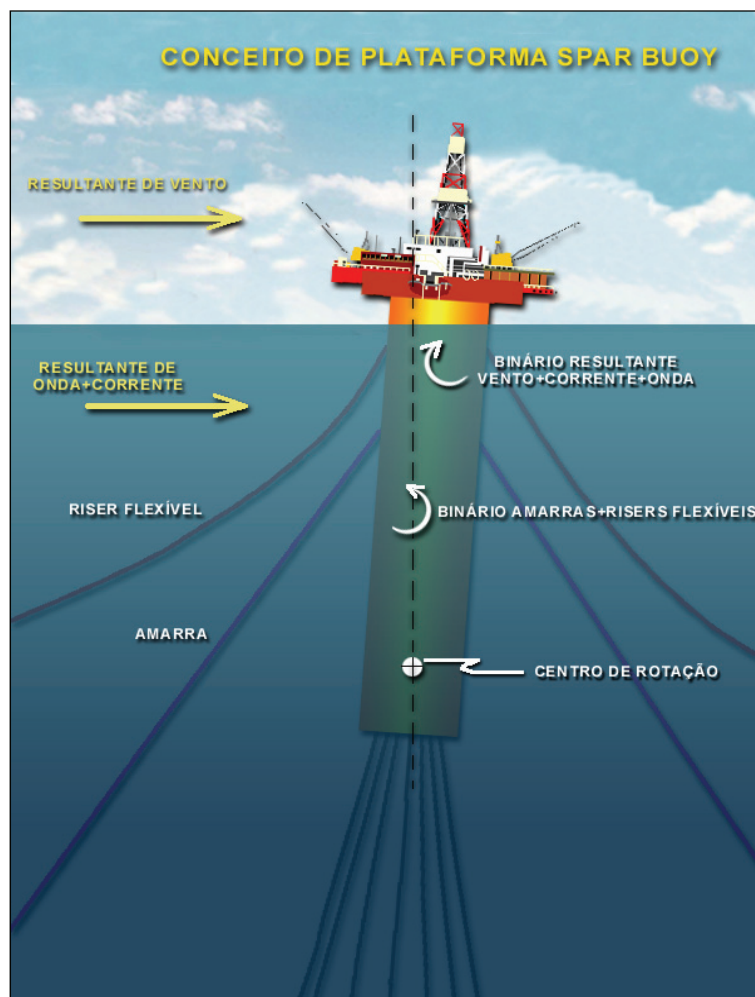


Figura II.16 – Spar Buoy. (Lacerda [3])



Genesis Spar

Figura II.17 – Plataforma Spar Buoy em operação e fases de instalação. (Ellwanger [34])

II.2.2.7. Bóias

As bóias são usadas para produção, servindo para receber a tubulação que está extraíndo petróleo do oceano e para carregar os navios com o produto. Na Figura II.18, tem-se um exemplo de bóia em operação.



Figura II.18 – Monobóia. (Santos [1])

II.3. Risers

Riser é uma palavra de origem inglesa que significa elevar, no entanto, para conceituar o termo *riser* ir-se-á substituir a palavra elevar por transportar. Então, *riser* é um condutor, que se apresenta como um duto esbelto, que liga um equipamento situado no fundo do mar à unidade de perfuração ou produção (plataforma ou navio), cuja principal função é transportar os fluidos provenientes do poço até a plataforma ou vice-versa, como no caso de um poço injetor. O sistema do *riser* é, portanto, a interface entre a estrutura estática no fundo do mar e a estrutura flutuante que possui comportamento dinâmico.

Estruturalmente um *riser* pode ser considerado uma viga-coluna, isto é, uma peça que resiste às cargas através de resistências à flexão e à tração. A resposta dinâmica dos *risers* é modelada frente à ação de ondas e correnteza, admitindo-se como válidas as relações constitutivas oriundas da teoria da elasticidade, considerando conhecidas as propriedades seccionais como a rigidez axial e à flexão.

Os *risers* são fixados na unidade flutuante através de sistemas de conexão posicionados, geralmente, nos bordos da plataforma. A seleção da área para instalação dos sistemas de conexão depende do arranjo da plataforma e do arranjo de fundo previsto para a locação. Podem estar conectados acima da linha d'água, próximo ao nível do convés principal, ou abaixo da linha d'água, próximo dos flutuadores (*pontoons*). A instalação de conectores nesta elevação tem como principal vantagem o alívio da carga no convés, uma vez que praticamente toda a carga proveniente dos *risers* é compensada pelo sistema de lastro da plataforma.

O projeto das conexões dos *risers* à plataforma dever ser feito de tal maneira que se reduza ao mínimo qualquer excentricidade que possa introduzir efeitos secundários de flexão ou torção.

Em virtude dos grandes esforços devidos ao momento fletor, deve-se dedicar atenção especial à junta da extremidade (conexão com a plataforma) e na região em que o *riser* tocar o fundo do mar (TDP – *Touch Down Point*). As tensões de flexão são aliviadas no topo com o uso de juntas do tipo *flexjoint* ou *stressjoint*, no caso de *risers* rígidos, e *bending stiffeners* ou enrijecedores, no caso de *risers* flexíveis, localizadas numa base chamada de receptáculo.

Podemos classificar de forma simplificada o *riser* de acordo com a sua configuração, material e finalidade.

II.3.1. Classificação quanto à configuração

- Vertical - É aplicada uma força de tração no topo, com a finalidade de manter o *riser* sempre tracionado, evitando a sua flambagem (Figura II.19).
- Catenária - Na maioria dos casos não é aplicada força de tração no topo. As extremidades (topo e fundo) não estão no mesmo alinhamento vertical e a relação EI/D (rigidez flexional/lâmina d'água) é pequena (Figura II.20).
- Complexa - Derivada da configuração em catenária, o *riser* assume uma geometria em forma de catenária dupla através da instalação de flutuadores ou bóias mantidas submersas com poitas (Figura II.21).

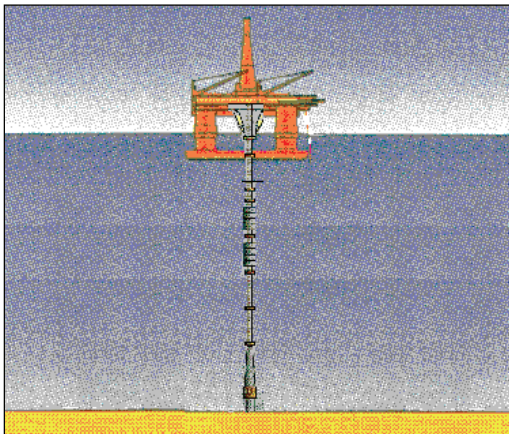


Figura II.19 – Riser com Configuração Vertical.

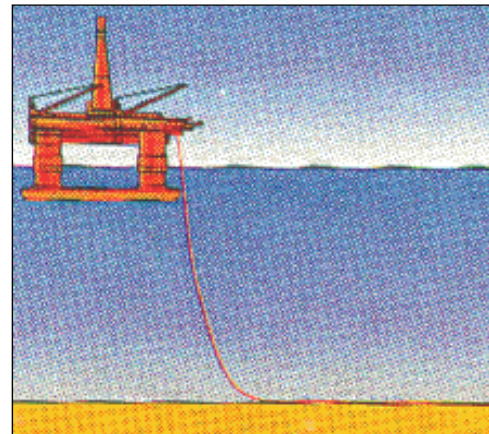


Figura II.20 – Riser com Configuração em Catenária.

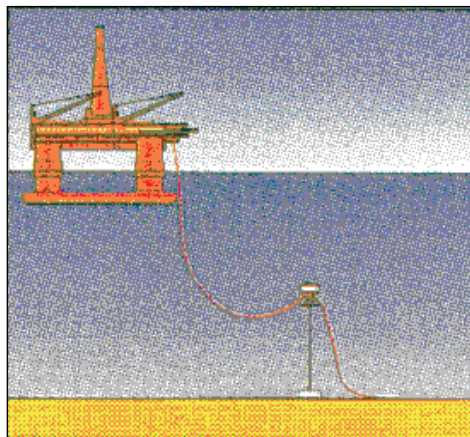


Figura II.21 – Riser com Configuração Complexa - Lazy S.

II.3.2. Classificação quanto à finalidade

- *Risers* de perfuração e completação - Apresentam geometria vertical e o material que o constitui em geral é o aço, mas pode ser de titânio ou compósitos. A finalidade do *riser* de completação é de colocar o poço em produção.
- *Risers* de produção, injeção e exportação - A finalidade do *riser* de produção é de conduzir o petróleo bruto do poço à superfície, para ser separado em óleo, água e gás. A finalidade do *riser* de injeção é a de injetar gás ou água dentro do reservatório de forma a melhorar o desempenho do mesmo ou de injetar gás diretamente no poço (*gas lift*) de forma a diminuir a densidade do petróleo facilitando assim a sua subida à plataforma. A finalidade de um *riser* de exportação é o de enviar da plataforma a outra unidade ou a terra o óleo e o gás produzidos.

II.3.3. Classificação quanto ao material

- Rígido - É em geral constituído de aço, mas pode também ser de titânio ou compósito. Suas configurações mais comuns são a vertical e, para lâminas d'água profundas, em catenária (SCR – *steel catenary riser*) ou em *lazy* (Figura II.25). *Risers* deste tipo costumam ter o diâmetro suficientemente grande para acomodar o transporte do fluido que irá ser transferido. Os tubos não são produzidos de forma contínua, para facilitar os processos de fabricação, transporte, instalação e substituição no local, são fabricados segmentos, que para funcionar como um *riser*, serão unidos por conectores ou por solda na instalação.



Figura II.22 – Segmentos de riser rígido.

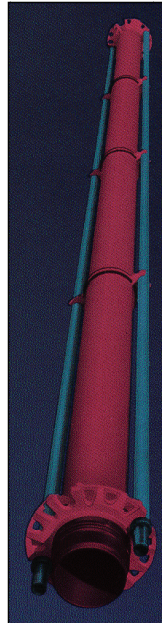


Figura II.23 – Riser Rígido de Perfuração. (Lacerda [3])

- Flexível - É, em geral, constituído de camadas de aço intercaladas com polímero. As camadas de aço espiraladas proporcionam resistência e flexibilidade ao *riser*, enquanto que as camadas poliméricas proporcionam estanqueidade interna e externa, proteção contra corrosão e evitam a abrasão das camadas metálicas.



Figura II.24 – Riser Flexível – especificação das diversas camadas (típica linha flexível de camadas não-aderentes). (Sousa [6])

As linhas flexíveis possuem uma série de vantagens em relação às linhas rígidas como, por exemplo:

- São pré-fabricadas e de fácil transporte e instalação, pois grandes comprimentos podem ser armazenados em carretéis;
- Podem ser facilmente desinstaladas e reinstaladas em outros campos de produção;
- São estruturas complacentes, isto é, capazes de absorver os grandes deslocamentos impostos pelas unidades flutuantes de produção (Ellwanger [34]).

A estrutura das linhas flexíveis varia de fabricante para fabricante e, por serem construídas para atender necessidades específicas do comprador, isto é, serem fabricadas sob medida, é muito difícil generalizar sua construção. No entanto, podem ser divididas em dois grupos: linhas de camadas não-aderentes (*unbonded*) e linhas de camadas aderentes (*bonded*).

Linhas de camadas aderentes têm como principal característica a vulcanização dos seus componentes metálicos em uma matriz de elastômero.

Como camadas impermeabilizantes, são utilizados compostos de elastômeros reforçados com fibras plásticas embebidas nos mesmos. Os espaços entre as armaduras de uma mesma camada são preenchidos pelo elastômero, o qual é submetido a elevadas tensões cisalhantes provocando o enrijecimento das armaduras, principalmente as de tração. A princípio, devido ao fato de as armaduras estarem embebidas no elastômero, não há problemas com relação ao desgaste das armaduras e efeitos de freamento.

Linhas de camadas não-aderentes se caracterizam pela possibilidade de deslizamento de suas camadas umas em relação às outras. Desta forma, nas interfaces das camadas, surgem tensões de atrito que podem gerar desgaste. O bom funcionamento da linha flexível é garantido pela pressão de contato entre as camadas, que faz com que elas se mantenham em contato. Em certos casos de carregamento, entretanto, podem surgir folgas entre duas camadas adjacentes que provocam um aumento considerável nas tensões e, conseqüentemente, pode levar a linha à ruína.

As linhas flexíveis de camadas não-aderentes podem ser utilizadas tanto estaticamente quanto dinamicamente. As linhas estáticas ou *flowlines* são assentadas no fundo do mar para escoar óleo e/ou gás ou, ainda, injetar água no poço produtor. Essas

linhas estáticas se conectam a linhas dinâmicas, os *risers*, que ligam o fundo do mar ao sistema flutuante de produção. A Figura II.25 ilustra configurações típicas para as linhas dinâmicas. A configuração é basicamente definida pelo número de flutuadores empregados (Sousa [6]).

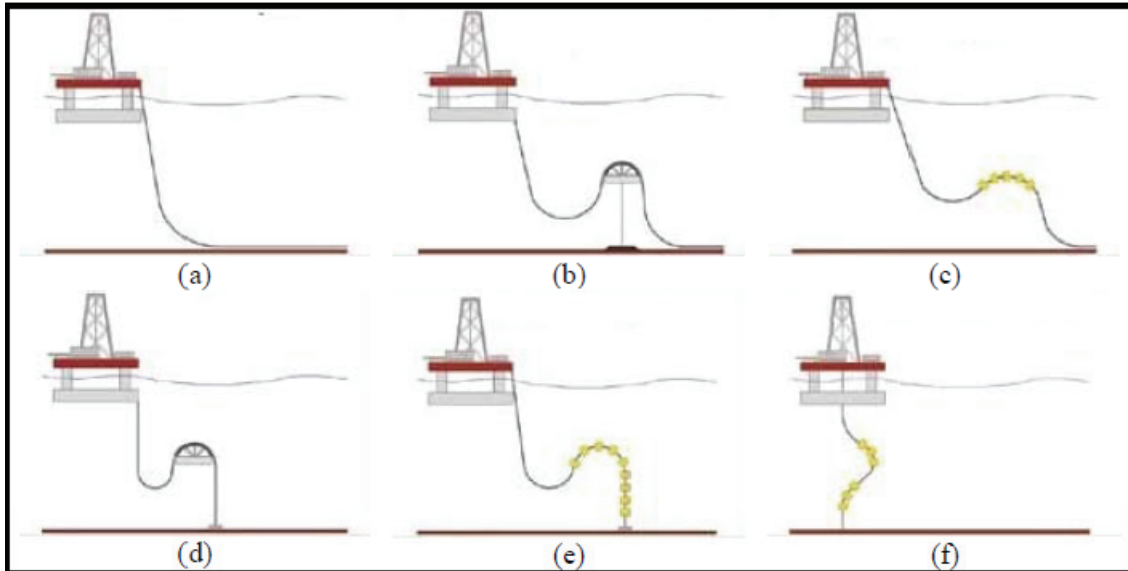


Figura II.25– Configurações típicas de linhas flexíveis: (a) catenária livre; (b) lazy S; (c) lazy wave; (d) steep S; (e) steep wave; e (f) lanterna chinesa. (Clausen & D'Souza [15])

As faixas de aplicação das linhas flexíveis podem ser observadas na Tabela II.1.

Tabela II.1 – Faixas de aplicação de linhas flexíveis (Ellwanger [34]).

Diâmetro nominal (polegadas)	Lâmina d'água (m)	Pressão de trabalho (bar)	Peso vazio (kgf/m)	Raio de curvatura mínimo (m)
2.5	-	138	14.4	0.66
4	1500-2000	207-690	21.8-77.2	0.91-1.16
6	1000-2000	138-517	41.3-109.4	1.30-1.50
8	1000-2000	138-345	56.9-148.5	1.70-2.00
10	500-1500	103-310	82.5-208.0	2.10-2.30
12	500-1000	69-172	72.1-106.0	2.40-2.55
16	500	52	162	3.3

CAPÍTULO III

ANÁLISES GLOBAIS DE *RISERS*

III.1. Introdução

O projeto de uma unidade flutuante para a exploração de um campo de petróleo/gás é uma tarefa complexa, em que se deve levar em conta não somente aspectos técnicos, mas também econômicos e, até mesmo, políticos. Muitas vezes os processos de seleção da unidade, dos equipamentos e dos *risers* caminham em paralelo, com as limitações de um processo interferindo nos demais. Por efeito de simplicidade, neste trabalho será assumido que tanto a unidade quanto o diâmetro interno dos *risers* são pré-determinados.

Assim sendo, o projeto de uma linha rígida ou flexível segue os seguintes passos indicados na Figura III.1.

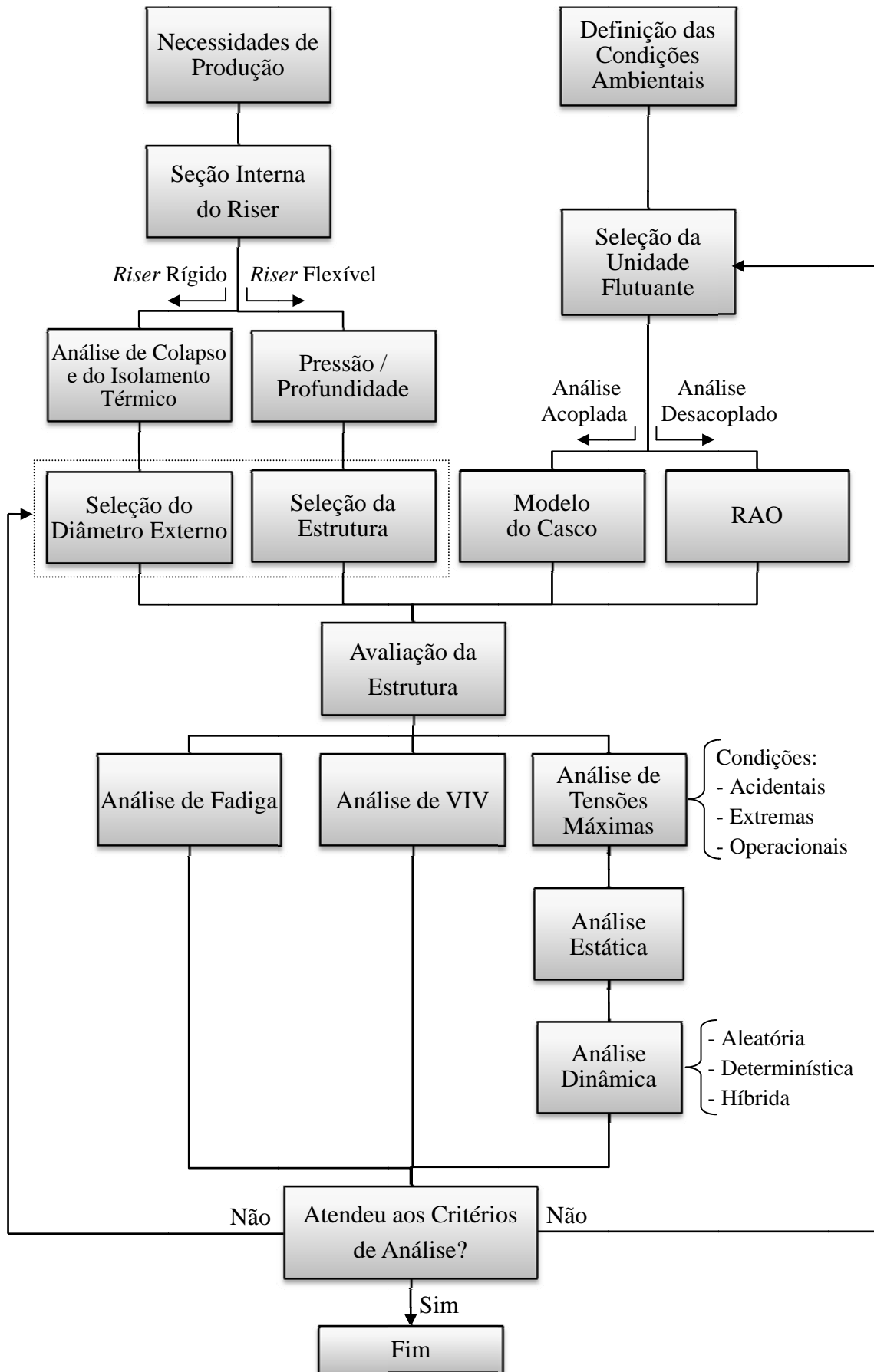


Figura III.1 – Etapas do projeto de um riser.

Inicialmente, no projeto de um *riser*, há a definição da necessidade de produção, isto é, a vazão necessária de transporte pelo *riser* de determinado fluido, do poço para a plataforma ou no sentido oposto, para atender as características e a necessidade do poço, assegurando a produção desejada. Conseqüentemente, para ser cumprido este primeiro critério, é definido o diâmetro interno do tubo. Em seguida, é feita a seleção de uma estrutura para análise, optando, inicialmente, entre rígida e flexível.

As verificações iniciais necessárias em *risers* rígidos são as análises de colapso hidrostático e de colapso propagante (SCR e *pipelines*). O objetivo principal dessas análises é a determinação das respectivas pressões críticas de colapso, que se tornam críticos à medida que se caminha para águas ultra-profundas, tornando-se, na maioria dos casos, os fatores limitantes, obrigando ao projetista à pesquisa de novas concepções. O colapso propagante pode ocorrer devido a vários problemas tanto durante a instalação quanto durante a operação. Por exemplo, durante a instalação, pode ocorrer uma perda de tração afetando a resistência à flexão e uma possível deformação plástica inicial que pode se propagar. Podem ainda ocorrer acidentes causados por impacto de objetos, como por exemplo, equipamentos caídos de plataformas que podem provocar uma moosa inicial que pode se propagar. Outro problema pode ser causado pelo impacto com uma âncora. A propagação do colapso ocorre a partir deste defeito inicial, sempre que a diferença entre as pressões externa e interna for maior que o valor crítico da pressão propagante que é determinado por expressões baseadas em testes experimentais.

Outra análise que é feita principalmente para os *risers* rígidos é a análise para o projeto de isolamento térmico. O isolamento térmico tem por objetivo evitar a formação de parafinas, no caso de óleo, e de hidratos, no caso de gás, devido à perda de calor pelas paredes da camada metálica em decorrência da grande diferença de temperatura existente entre os hidrocarbonetos saídos do poço a água do mar. Garantindo, assim, o escoamento do fluido.

Caso a opção seja por um *riser* flexível, escolhe-se uma estrutura em função das pressões as que ele será submetido: internas devido ao fluido que ele irá transportar e externas devido à profundidade em que o *riser* será instalado.

Independente dessa escolha de material, para a análise da estrutura é necessário a resolução da equação diferencial de movimento do *riser*, e para isto, deve-se escolher

uma condição ambiental (ou um conjunto de condições). Esta etapa é realizada em paralelo àquelas descritas nos parágrafos anteriores. A definição das condições ambientais que incidem sobre as estruturas são divididas em duas etapas. Inicialmente há a modelagem das condições ambientais, pois é necessário caracterizar o carregamento ambiental incidente sobre a estrutura, determinando seus parâmetros mais relevantes. Em seguida, há a determinação dos esforços que as cargas ambientais exercem na estrutura, pois uma vez que se conhecem os parâmetros característicos do carregamento ambiental, é preciso transformá-los em forças atuando sobre a estrutura. Estes processos serão explicados nos itens III.2 e III.3.

Geralmente, a escolha da unidade flutuante é realizada em função das características do campo onde ela será instalada. Feito isso, é necessário optar por realizar análises com todos os *risers* e linhas de ancoragem acoplados ou com eles desacoplados ao flutuante, cada uma com suas vantagens e desvantagens. Nas análises acopladas deve-se fazer um modelo completo, incluindo o flutuante e todos os *risers* e linhas. No caso de uma análise desacoplada, é necessária a análise de movimentos das unidades flutuantes, que é feita para obtenção das séries temporais dos deslocamentos a serem impostos no topo dos *risers*, que são suas principais fontes de excitação. É feito um estudo da resposta da estrutura a diversas frequências de ondas e é criado o RAO (*Response Amplitude Operator*) da unidade flutuante. Mais detalhes serão vistos em (III.4).

Todos estes processos são desenvolvidos para permitir a avaliação do *riser* através da realização de três tipos de análises: tensões máximas, fadiga e vibrações induzidas por vórtices (VIV).

As análises de tensões máximas proporcionadas por condições acidentais, extremas e operacionais, geralmente são realizadas através das análises estáticas e dinâmicas.

Nas análises estáticas dos *risers* são aplicados os carregamentos que não variam no tempo, como peso próprio do *riser* e do fluido interno, empuxo, corrente e a parcela estática do movimento da unidade flutuante imposto no topo do *riser* (*offset* estático), para levantamento de valores médios de deslocamentos, raios de curvatura e esforços.

Nas análises dinâmicas são obtidos os deslocamentos e esforços globais que atuam ao longo das seções do *riser* de formas não lineares, como os efeitos hidrodinâmicos e os movimentos impostos aos mesmos pela unidade flutuante, que são as principais fontes de excitação para os *risers*. Existem algumas metodologias para se realizar esta análise; dependendo do critério de projeto adotado, estas análises podem ser de caráter determinístico, aleatório ou híbrido, podendo ser feitas de formas independentes ou complementares, cada uma possuindo seus prós e contras. No primeiro caso, o comportamento do mar, para uma dada condição ambiental, é representado por uma única onda determinística também chamada “onda de projeto”. Para a análise do *riser*, este comportamento é modelado por um movimento harmônico do corpo flutuante. No segundo caso, as elevações da superfície do mar são representadas por um espectro de energia e a análise neste caso é chamada de aleatória (mar irregular) ou “análise espectral”. Para a análise do *riser*, este comportamento é modelado por um movimento irregular do corpo flutuante composto de várias frequências (Ellwanger [34]). A terceira opção possui características de ambas.

As análises dinâmicas são, ainda, realizadas no domínio do tempo, utilizando metodologias de simulação, exigindo, assim, mais recursos computacionais, ou no domínio da frequência, que são menos dispendiosas, mas os efeitos não lineares são ignorados ou tratados de forma aproximada através de técnicas de linearização. Essas metodologias serão descritas em (III.5).

Outro tipo de análise que deve ser realizada é a análise de fadiga. Fadiga é um processo de alteração estrutural permanente, progressivo e localizado, que ocorre no material sujeito a solicitações dinâmicas que produzem tensões e deformações num ponto ou em vários pontos, e que pode culminar em trincas, ou numa fratura completa após um número suficiente de variações de carga. A palavra “progressivo” indica que o processo de fadiga se verifica durante certo período de tempo ou uso. A ruptura por fadiga é muitas vezes súbita e ocorre sem dar sinal porque a fenda não é visível ou é inacessível. Contudo, os mecanismos envolvidos podem estar presentes desde o início de funcionamento da estrutura. A palavra “localizado” significa que o processo de fadiga se dá em pequenas áreas em vez de ser em toda estrutura. Estas áreas localizadas podem ter tensões ou deformações elevadas devidas à transferência externa de carga, variações bruscas de geometria (concentração de tensões), tensões residuais (estruturas

soldadas por exemplo), diferenciais de temperatura e imperfeições do material. As palavras “fenda” e “fratura” significam que num dado ponto crítico da estrutura uma trinca cresceu até um ponto em que o material restante da seção transversal não foi capaz de suportar as tensões originadas, ocorrendo subitamente a fratura (Dantas [22]).

Também deve ser feita a análise de estruturas esbeltas sujeitas a vibrações induzidas por vórtices (VIV), pois a presença de uma estrutura esbelta imersa num meio fluido faz com que ocorram vibrações nessa estrutura. Este fenômeno pode ser explicado da seguinte forma: quando uma partícula fluida se choca contra o ponto anterior do cilindro, sua pressão atinge o valor da pressão de estagnação. Ao contornar a superfície do cilindro, a partícula vai perdendo energia, devido ao atrito. Como o campo de pressões é incapaz de forçar a camada limite, esta se desprende da superfície do cilindro, aproximadamente na região de maior largura. Observa-se que, na parte interna da camada limite, a velocidade é mais lenta que na parte externa e o movimento se torna circular ao se separar do cilindro, originando os vórtices. Uma vez que a separação ocorre próxima da seção de maior largura do cilindro, origina-se a força dita de sustentação, que é perpendicular ao escoamento. Observa-se que a força de arrasto originada pelo desprendimento dos vórtices é longitudinal e quase-estática e a força de sustentação é transversal e oscilatória (Santos [1]). Tal oscilação pode agravar o problema de fadiga e de tensões máximas nas estruturas conectadas ao corpo flutuante (*risers* e linhas de ancoragem) (Lacerda [2]).

Caso, em alguma etapa da avaliação da estrutura, os critérios de análise, que podem ser obtidos de normas ou análises locais (item (III.6)), não sejam atendidos, alguns procedimentos devem ser tomados, como a troca da estrutura para que ela resista aos esforços solicitantes ou a escolha de uma nova configuração de *riser* ou um novo flutuante para diminuir os deslocamentos e conseqüentemente os esforços.

A seguir serão mostrados com mais detalhes os aspectos da análise global.

III.2. Modelagem probabilística dos fenômenos ambientais marinhos

III.2.1. Principais aspectos da modelagem

O projeto de uma plataforma marítima para uma determinada localização está diretamente associado aos correspondentes fenômenos ambientais. Os principais parâmetros necessários para o projeto de estruturas marítimas, tais como *risers* e linhas de ancoragem conectadas a unidades flutuantes, são as ondas, o vento e a corrente, conforme ilustrado na Figura III.2. Em alguns casos, tais como na análise de tendões de uma TLP, a variação da maré pode ser também de importância significativa.

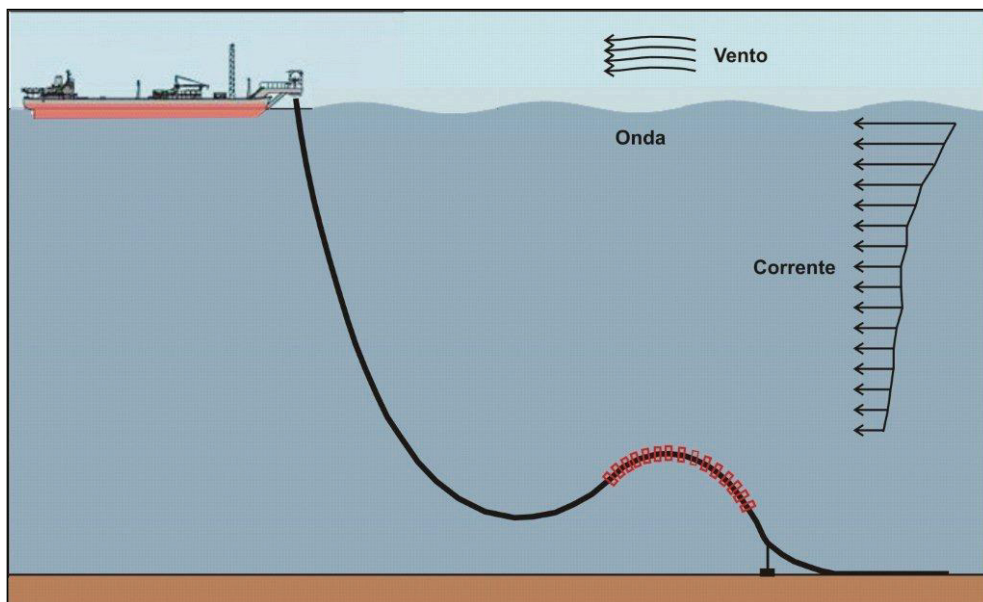


Figura III.2 – Cargas atuantes sobre estruturas offshore.

A Figura III.3 mostra o ângulo das forças ambientais atuantes sobre um navio ancorado em função do sistema de referência local adotado e sua convenção de sinais.

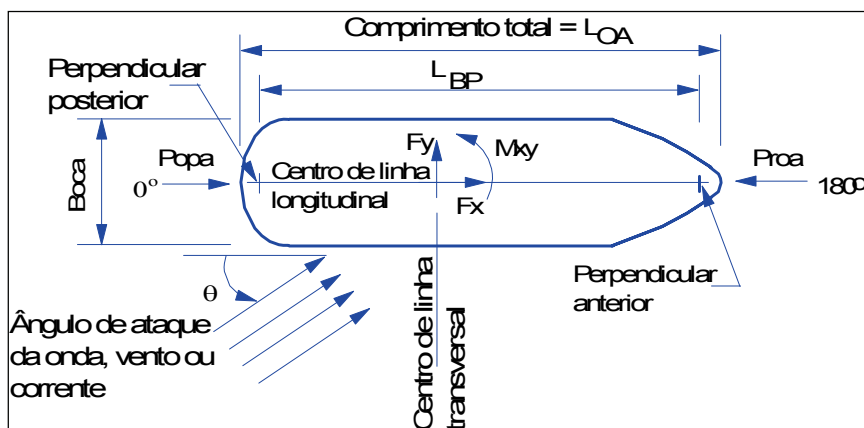


Figura III.3 – Sistema de referência local. (Ellwanger [34])

Observa-se que no longo prazo (períodos de um ou mais anos), estes fenômenos randômicos não podem ser considerados estacionários. Porém, durante períodos de tempo mais curtos (cerca de 3h de duração), os seus parâmetros apresentam uma regularidade estatística que permite que sejam tratados desta forma. Estes períodos de curto prazo são usualmente denominados estados de mar.

No curto prazo, as variações temporais randômicas das ondas e do vento são caracterizadas por funções de densidades espectrais dependentes de parâmetros característicos, que definem as propriedades dos seus respectivos processos aleatórios.

Para definir o processo aleatório das ondas em cada estado de mar é utilizado um espectro que, usualmente, depende de três parâmetros característicos:

- Altura Significativa de Onda (H_S);
- Período de Pico Associado à H_S (T_P) ou Período Médio ou Período de Cruzamento Zero das Ondas (T_Z);
- Direção Principal de Incidência (θ_W).

Com relação ao vento, os parâmetros característicos que definem seu espectro e, conseqüentemente, suas propriedades estatísticas, são:

- Velocidade Média Horária do Vento (\bar{V}_V);
- Direção Principal de Incidência (θ_V).

A correnteza é representada através de um perfil de velocidades que varia de intensidade e direção ao longo da profundidade. Num período de curto prazo, um dado perfil é considerado “fixo” durante aquele período de tempo. De uma forma simplificada, pode-se associar o perfil de correnteza à velocidade da corrente superficial e a sua direção de incidência. Desta forma, os principais parâmetros para representação da corrente no curto prazo são:

- Velocidade Superficial (V_C);
- Direção Principal de Incidência (θ_C).

A caracterização estatística do comportamento dos parâmetros ambientais de curto prazo numa dada locação pode ser realizada de duas maneiras: a partir de longas campanhas de medição (*in-situ* ou por imagens de satélite) ou da utilização de modelos

numéricos baseados num grande conjunto de dados históricos de temperatura e pressão, onde para cada estado de mar são obtidos valores para os sete parâmetros ambientais descritos acima. Esta caracterização é genericamente apresentada na Figura III.4.

Do ponto de vista estatístico, os parâmetros característicos de um estado de mar podem ser representados por um vetor S dado por:

$$S = (H_s, T_z, \theta_w, \bar{V}_v, \theta_v, V_c, \theta_c) \quad (III.1)$$

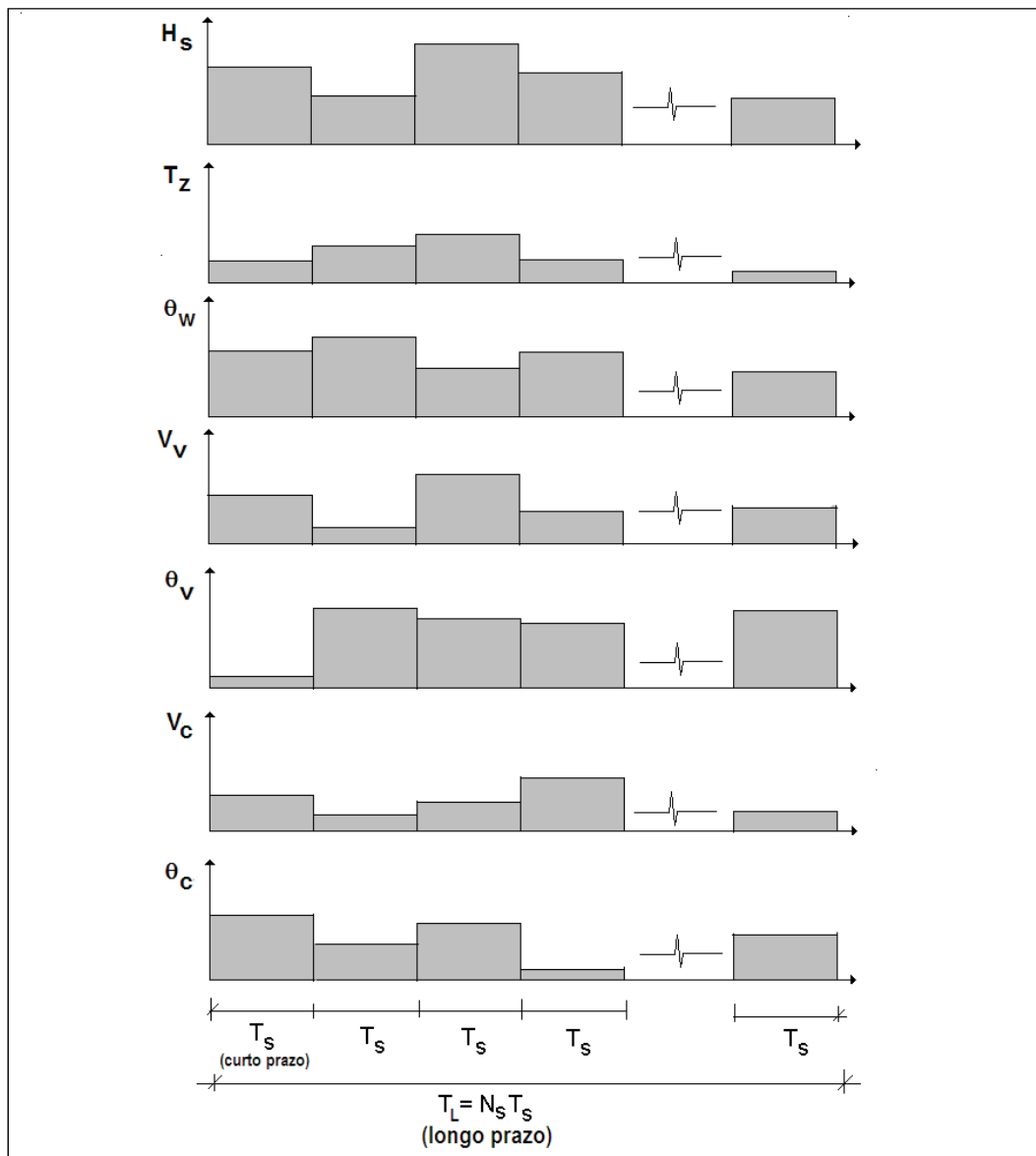


Figura III.4 - Caracterização de curto e longo prazo dos parâmetros ambientais. (Sousa [17])

A partir dos dados observados, procura-se estabelecer uma distribuição de probabilidade conjunta de longo prazo dos parâmetros ambientais \mathbf{S} definida por $f_{\mathbf{S}}(\mathbf{s})$. Observa-se, entretanto, que na prática é muito difícil estabelecer uma função que descreva conjuntamente os sete parâmetros, e algumas hipóteses simplificadoras são normalmente assumidas. Bitner-Gregersen & Haver [20] sugerem, para uma locação do Mar do Norte, uma distribuição conjunta em que as direções de incidência das ações ambientais são representadas por oito setores, tais como: N, NE, E, SE, S, SW, W e NW (ou com ângulos de incidência $\theta_i = 0^0, 45^0, \dots, 315^0$), supondo que existe sempre colinearidade entre onda, vento e corrente. Para cada um dos oito setores, são fornecidas então distribuições conjuntas dos quatros parâmetros restantes. Normalmente é mais fácil de encontrar distribuições conjuntas dos parâmetros ambientais de onda, i.e., de H_s e T_z , para um dado setor de incidência.

Segundo a formulação de Bitner-Gregersen & Haver [20], a distribuição de longo prazo dos parâmetros ambientais pode, assim, ser modelada através de uma distribuição discreta de probabilidades, indicando o percentual de ocorrência de cada direção e distribuições conjuntas dos parâmetros H_s , T_z , \bar{V}_v e V_c condicionadas às direções de incidência. Assim, uma função conjunta dos parâmetros ambientais pode ser escrita como:

$$f_{\mathbf{S}}(\mathbf{s}) = \sum_{i=1}^{N_s} f_{H_s, T_z, \bar{V}_v, V_c | \theta}(\mathbf{h}_s, t_z, \bar{v}_v, v_c | \theta = \theta_i) p(\theta = \theta_i) \quad (\text{III.2})$$

onde:

N_s : número de setores;

$p(\theta = \theta_i) = p_i$: probabilidade de ocorrência de estados de mar no i -ésimo setor θ_i ;

$f_{H_s, T_z, \bar{V}_v, V_c | \theta}(\mathbf{h}_s, t_z, \bar{v}_v, v_c | \theta = \theta_i)$: distribuição conjunta correspondente dos demais parâmetros ambientais no setor $\theta = \theta_i$, dada por:

$$f_{H_s, T_z, \bar{V}_v, V_c | \theta}(\mathbf{h}_s, t_z, \bar{v}_v, v_c | \theta = \theta_i) = f_{H_s}(h_s | \theta_i) f_{T_z | H_s, \theta}(t_z | h_s, \theta_i) f_{\bar{V}_v | H_s}(\bar{v}_v | h_s, \theta_i) f_{V_c | \theta}(v_c | \theta_i) \quad (\text{III.3})$$

Na Equação (III.3), $f_{H_s}(h_s | \theta_i)$ representa a função densidade de probabilidades da altura significativa da onda, $f_{T_z|H_s, \theta}(t_z | h_s, \theta_i)$ é a distribuição do período de cruzamento zero condicionada à ocorrência de uma onda de altura significativa H_s no setor $\theta = \theta_i$, $f_{\bar{v}_v|H_s}(\bar{v}_v | h_s, \theta_i)$ descreve a distribuição da velocidade do vento condicionada à ocorrência de uma onda de altura significativa H_s no setor $\theta = \theta_i$, e $f_{v_c|\theta}(v_c | \theta_i)$, a distribuição de probabilidades da velocidade da corrente em um setor $\theta = \theta_i$.

O teste de validade das hipóteses assumidas e o ajuste destas distribuições devem ser feitos com base nos dados existentes para a locação de interesse (Sousa [17]).

III.2.2. Modelagem estocástica das ondas – curto prazo

No curto-prazo, a variação temporal das elevações da superfície do mar é normalmente considerada como sendo um processo aleatório estacionário Gaussiano (de média zero) caracterizado por uma função de densidade espectral dependente da altura significativa de onda H_s e do período de cruzamento zero T_z . Estes dois parâmetros são obtidos a partir de medições como descrito a seguir.

A cada período de curto prazo são realizadas medições da elevação da superfície do mar $\eta(t)$, onde se obtém um registro ou uma série temporal como a apresentada na Figura III.5.

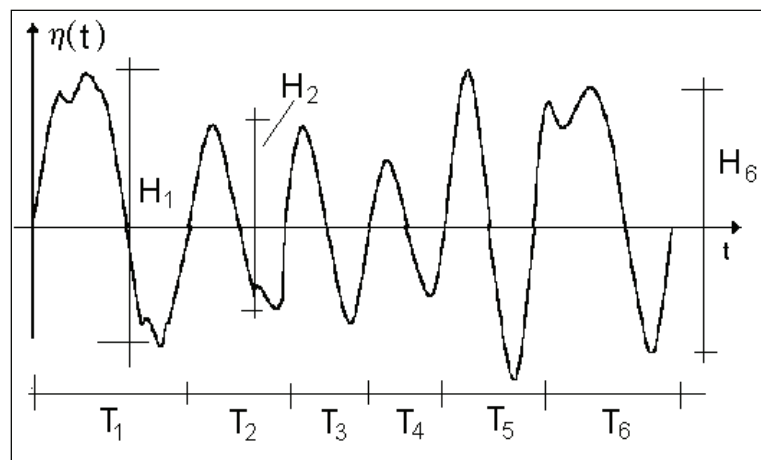


Figura III.5 - Série temporal medida das elevações da superfície do mar. (Sousa [17])

Neste registro, são identificadas todas as “ondas individuais”. Uma onda individual é caracterizada por dois cruzamentos com ascendência positiva do nível médio da superfície do mar. Para cada uma destas ondas são medidas o seu período T_i e sua altura H_i (diferença entre o pico e o cavado). O período de cruzamento zero T_Z , também conhecido como período médio, é definido como o valor médio dos períodos de todas as ondas identificadas no registro, i.e.:

$$T_Z = \frac{1}{N_0} \sum_{i=1}^{N_0} T_i \quad (\text{III.4})$$

A altura significativa de onda H_S é calculada como sendo o valor médio do terço superior das alturas de ondas ordenadas em ordem crescente, i.e.:

$$H_S = \frac{3}{N_0} \sum_{i=\frac{2N_0}{3}}^{N_0} H_i^* \quad (\text{III.5})$$

Utilizando-se a Análise de Fourier, é possível obter a função densidade espectral do registro medido. A partir de observações de campo e do ajuste de curvas, várias equações matemáticas foram propostas para representar o espectro do mar em função dos parâmetros H_S e T_Z , como pode ser visto em Chakrabarti [19]. Duas das formulações mais conhecidas são o espectro de Pierson-Moskowitz de dois parâmetros, ou ISSC (Equação (III.6)), e o espectro de Jonswap (*Joint North Sea Wave Project* – Equação (III.7)):

$$S_{\eta}(\omega) = \frac{4\pi^3 H_S^2}{\omega^5 T_Z^4} \exp\left(-\frac{16\pi^3}{\omega^4 T_Z^4}\right) \quad (\text{III.6})$$

$$S_{\eta}(\omega) = \frac{5}{32\pi} H_S^2 T_p (1 - 0.287 \ln(\gamma)) \left(\frac{\omega_p}{\omega}\right)^5 \exp\left(-\frac{5}{4} \left(\frac{\omega_p}{\omega}\right)^4\right) \gamma^{\exp\left(\frac{-(\frac{\omega}{\omega_p}-1)^2}{2\sigma^2}\right)} \quad (\text{III.7})$$

onde γ , σ e ω_p representam, respectivamente, os parâmetros de forma e largura e a frequência dos picos. Quando $\gamma = 1$, os dois espectros são equivalentes. Na Figura III.6, são ilustrados três exemplos de espectros de Pierson-Moskowitz de dois parâmetros, para diferentes combinações de H_S e T_Z .

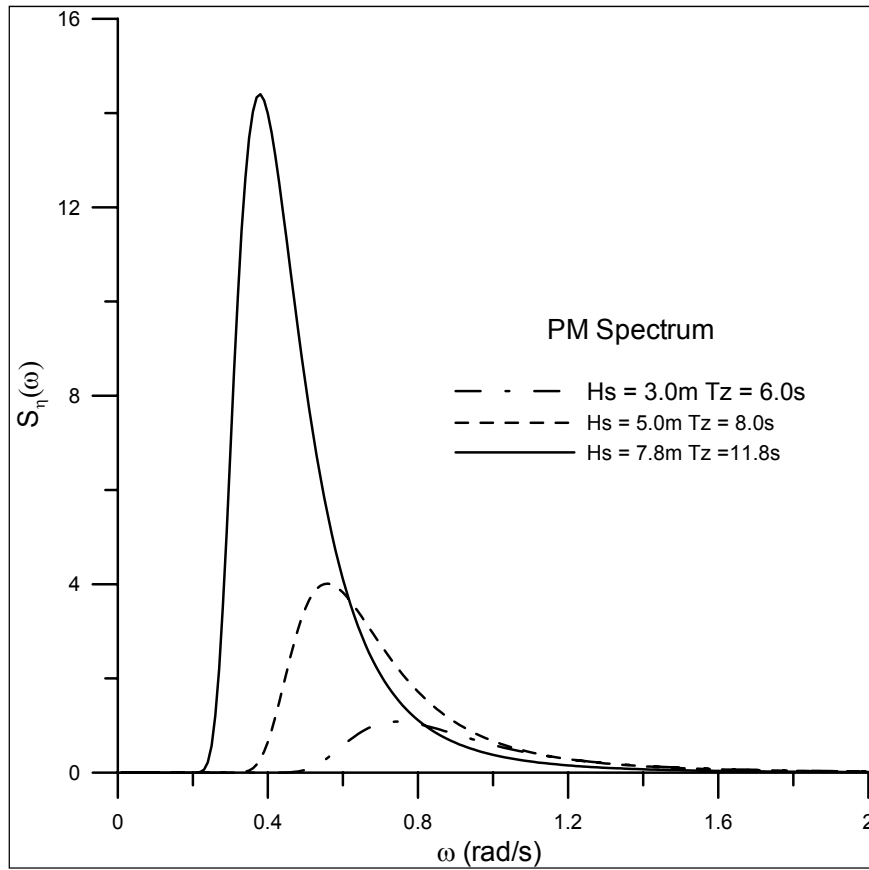


Figura III.6 - Espectro Pierson Moskowitz para diferentes casos de H_s e T_z . (Sousa [17])

De acordo com a teoria clássica de processos aleatórios (Newland [8]), sabe-se que a área da função densidade espectral corresponde à variância do processo aleatório. Utilizando-se a Equação (III.6) ou a (III.7), demonstra-se que a variância (ou momento de ordem zero) das elevações do mar é dada por:

$$m_0 = \sigma_\eta^2 = \int_0^\infty S_\eta(\omega) d\omega \approx \frac{H_s^2}{16} \quad (\text{III.8})$$

Assumindo-se que o processo é Gaussiano, a frequência de cruzamento zero e a frequência dos picos (Figura III.7) são dadas, respectivamente, por:

$$v_0 = \frac{1}{2\pi} \sqrt{\frac{m_2}{m_0}} = \frac{1}{T_z} \quad (\text{III.9})$$

$$v_m = \frac{1}{2\pi} \sqrt{\frac{m_4}{m_2}} = \frac{1}{1.408 T_z} \quad (\text{III.10})$$

$$m_n = \int_0^\infty \omega^n S_\eta(\omega) d\omega \quad (\text{III.11})$$

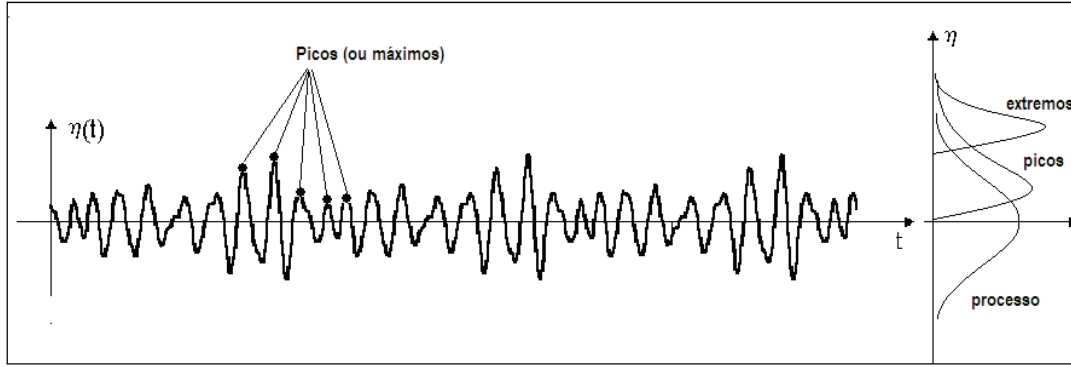


Figura III.7 - Definição dos picos ou máximos de uma série temporal. (Sousa [17])

A função densidade de probabilidades do processo aleatório das elevações da superfície do mar é então caracterizada por:

$$f_{\eta}(\eta) = \frac{1}{\sqrt{2\pi m_0}} \exp\left[-\frac{1}{2} \frac{\eta^2}{m_0}\right] \quad (\text{III.12})$$

Esta distribuição caracteriza a proporção de tempo T_{η} em que as elevações permanecem dentro do intervalo $(\eta, \eta+d\eta)$ no período de tempo de curto prazo T_s , i.e.:

$$T_{\eta} = \left[\int_{\eta}^{\eta+d\eta} f_{\eta}(t) dt \right] T_s \quad (\text{III.13})$$

A distribuição dos picos (ou máximos) do processo aleatório para um processo aleatório Gaussiano é dada pela distribuição de Rice (Chakrabarti [24]):

$$f_{\eta_m}(\eta_m) = \frac{\varepsilon}{\sqrt{m_0} \sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{1}{2} \frac{\eta_m^2}{m_0 \varepsilon^2}\right) + \frac{\eta_m \sqrt{1-\varepsilon^2}}{m_0} \exp\left(-\frac{1}{2} \frac{\eta_m^2}{m_0}\right) \Phi\left(\frac{\eta_m}{\sqrt{m_0} \varepsilon} \sqrt{1-\varepsilon^2}\right) \quad (\text{III.14})$$

onde $\Phi(\cdot)$ é a função cumulativa de probabilidades da distribuição normal padrão de probabilidades e ε é um fator de largura de banda do espectro dado por:

$$\varepsilon = \sqrt{1 - \frac{(m_2)^2}{m_0 m_4}} \quad (\text{III.15})$$

Quando $\varepsilon \rightarrow 0$, o espectro é dito de banda estreita; quando $\varepsilon \rightarrow 1$, o espectro é dito de banda larga. No caso das elevações do mar, assume-se que o espectro é aproximadamente de banda estreita e, desta forma, a distribuição dos picos resulta na distribuição de Rayleigh, dada por:

$$f_{\eta_m}(\eta_m) = \frac{\eta_m}{m_0} \exp\left(-\frac{1}{2} \frac{\eta_m^2}{m_0}\right) \quad (\text{III.16})$$

Com esta última distribuição é possível, por exemplo, estimar em um período de tempo de curto prazo T_s , o número de picos de elevações do mar maiores ou iguais a um determinado valor prescrito η_p , i.e.:

$$N_{\eta_p} = v_0 T_s \left[\int_{\eta_p}^{\infty} f_{\eta_m}(t) dt \right] = v_0 T_s [1 - F_{\eta_m}(\eta_p)] \quad (\text{III.17})$$

$$F_{\eta_m}(\eta_m) = 1 - \exp\left(-\frac{1}{2} \frac{\eta_m^2}{m_0}\right) \quad (\text{III.18})$$

é a função cumulativa da distribuição de Rayleigh.

Nesta mesma linha de raciocínio, utilizando a Estatística de Ordem (Ang e Tang [28]), demonstra-se que a distribuição de probabilidades do pico extremo das elevações do mar, para um estado de mar de curto prazo com duração T_s , é dado pela distribuição Tipo I:

$$f_{\eta_E}(\eta_m) = \alpha \exp(-\alpha (\eta_m - u) - \exp(-\alpha (\eta_m - u))) \quad (\text{III.19})$$

$$u = \sqrt{m_0} \sqrt{2 \ln(v_0 T_s)} \quad (\text{III.20})$$

$$\alpha = \frac{\sqrt{2 \ln(v_0 T_s)}}{\sqrt{m_0}} \quad (\text{III.21})$$

Com esta última distribuição, calcula-se o valor mais provável da máxima amplitude de elevação do mar (valor modal da distribuição que é igual ao parâmetro u). Considerando-se o valor médio de $v_0 T_s \approx 1000$ (Chakrabarti [19]), este valor é dado por:

$$\eta_{E_{MPV}} = 3.717\sqrt{m_0} \quad (III.22)$$

ou seja, a máxima altura individual de onda num estado de mar de curto prazo é dada em metros por:

$$H_{\max} = 2\eta_{E_{MPV}} \approx 2 \times 3.717\sqrt{m_0} \approx 2 \times 3.717 \frac{H_s}{4} \approx 1.86H_s \quad (III.23)$$

Na Figura III.7, são caracterizadas esquematicamente as distribuições de probabilidades do processo aleatório das elevações do mar, bem como a distribuição dos picos e a correspondente distribuição do valor extremo.

Em função das características da locação de interesse, podem ocorrer, simultaneamente, mares provenientes de direções distintas, caracterizando espectros multimodais / multidirecionais. Segundo Barltrop [18], para que este efeito seja considerado, a elevação do mar pode ser dividida em duas parcelas: *sea* e *swell*. A parcela de *sea* representa a variação nas elevações do mar devido a ventos locais; já a de *swell*, a variação induzida por fenômenos ambientais que acontecem em locações bastante distantes e que chegam até a locação de interesse (Sousa [17]). Neste trabalho, esta separação de efeitos não foi considerada.

III.2.3. Modelagem estocástica do vento – curto prazo

A variação do fluxo do vento ao longo do tempo representa um processo aleatório. Para uma dada posição fixa, z , acima do nível do mar, a velocidade do vento $V_v(t, z)$, num período de curto prazo de tempo T_s , pode ser caracterizada pela soma de uma parcela média $\bar{V}_v(z)$ com uma parcela variável no tempo $v(t, z)$, denominada rajada, i.e.:

$$V_v(t, z) = \bar{V}_v(z) + v(t, z) \quad (III.24)$$

A velocidade média $\bar{V}_v(z)$ é normalmente obtida a partir de medições para um período de tempo com, normalmente, 1-h de duração. A variação da velocidade média

com a altura em relação à superfície do mar pode ser caracterizada por uma função matemática com parâmetros calibrados pelas medições, como por exemplo:

$$\bar{V}_v(z) = \bar{V}_{v_r} \left(\frac{z}{z_r} \right)^{\frac{1}{n}} \quad (\text{III.25})$$

onde \bar{V}_{v_r} é a velocidade média do vento medida numa certa altura de referência z_r (usualmente 10 m acima do nível médio do mar) e num expoente que varia de 7 a 13, dependendo do caso.

A parcela dinâmica $v(t,z)$ ou rajada é caracterizada por um processo aleatório Gaussiano com uma dada função densidade espectral. Várias funções de densidades espectrais para modelagem da velocidade do vento encontram-se disponíveis na literatura (Chakrabarti [24]), dentre as quais, pode-se citar o espectro de Harris. Este espectro é definido por:

$$S_v(\omega, z) = \frac{4\kappa\bar{V}_v(z)L_r}{\left(2 + \left(\frac{L_r\omega}{2\pi\bar{V}_v(z)} \right)^2 \right)^{5/6}} \quad (\text{III.26})$$

onde L_r é a escala de comprimento para a turbulência (1200 a 1800 m), e κ é o coeficiente de arrasto da superfície do mar, que varia de 0.001 a 0.003. Na Figura III.8, são apresentados alguns casos de espectros de vento para $z=z_r=10.0\text{m}$, $n=13$, $L_r=1800$ e $\kappa=0.002$.

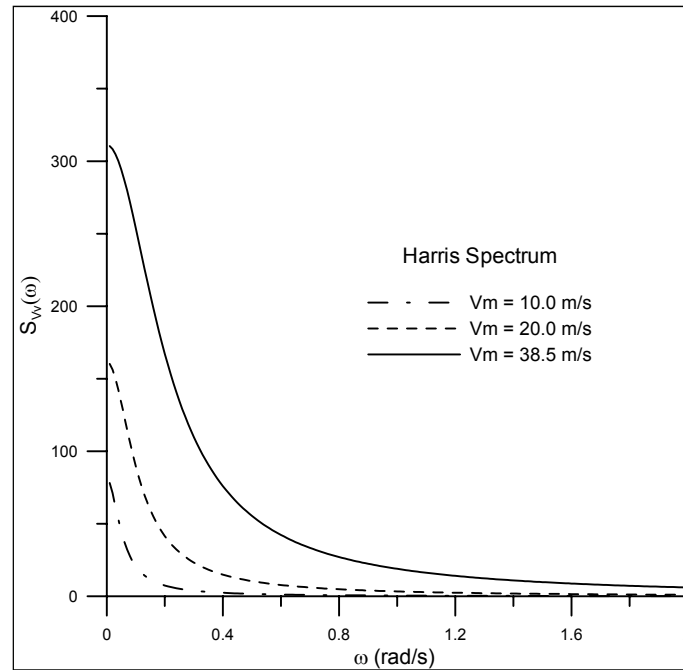


Figura III.8 - Espectro de Harris para velocidades médias horárias de 10, 20 e 38.5 m/s. (Sousa [17])

Do ponto de vista estatístico, a velocidade do vento é tratada de maneira similar às elevações da superfície do mar. A única diferença é que o processo referente à velocidade do vento tem uma média diferente de zero.

Algumas vezes, a força devida ao vento é considerada, de forma simplificada, como uma parcela estática, devido a grande parte da sua energia estar concentrada em frequências baixas. Observa-se, porém, que a parcela dinâmica do vento pode contribuir de forma importante para a resposta dinâmica de sistemas flutuantes, devido às baixas frequências naturais que estes sistemas apresentam no plano horizontal (Sousa [17]).

III.3. Forças ambientais

Uma vez caracterizados os principais parâmetros que definem um dado estado de mar (curto prazo), é necessário transformá-los em esforços atuando na estrutura que está sendo analisada, o que pode ser feito determinando-se as velocidades e acelerações das partículas fluidas (água ou ar) em contato com a mesma. No caso da corrente marinha, como se admite que, para um dado estado de mar, o perfil de corrente é fixo, atuando com velocidade constante, esta determinação é imediata. Já no caso de onda e vento, devem ser adotadas teorias para representar estes fenômenos ambientais.

III.3.1. Representação dos esforços originados por onda e corrente

Para simular os efeitos de uma onda regular, uma das teorias mais empregadas é a Teoria Linear de Airy (Chakrabarti [19]); ela apresenta a função harmônica:

$$\eta(t) = A \cos(\omega t - kx) \quad (III.27)$$

como solução para o problema de valor de contorno que rege o comportamento do fluido no mar sob a ação de uma onda determinística. Na Equação (III.27), A representa a amplitude da onda, $\omega = 2\pi/T$ sua frequência em rad/s, T o período e k o número da onda, dado pela relação de dispersão (III.28), que se reduz, para águas profundas, à expressão (III.29):

$$\omega^2 = gk \tanh(kd) \quad (III.28)$$

$$k = \frac{\omega^2}{g} \quad (III.29)$$

A coordenada x se refere a um sistema de referência com origem na crista da onda e o eixo apontando para a direção de propagação da onda, como mostra a Figura III.9.

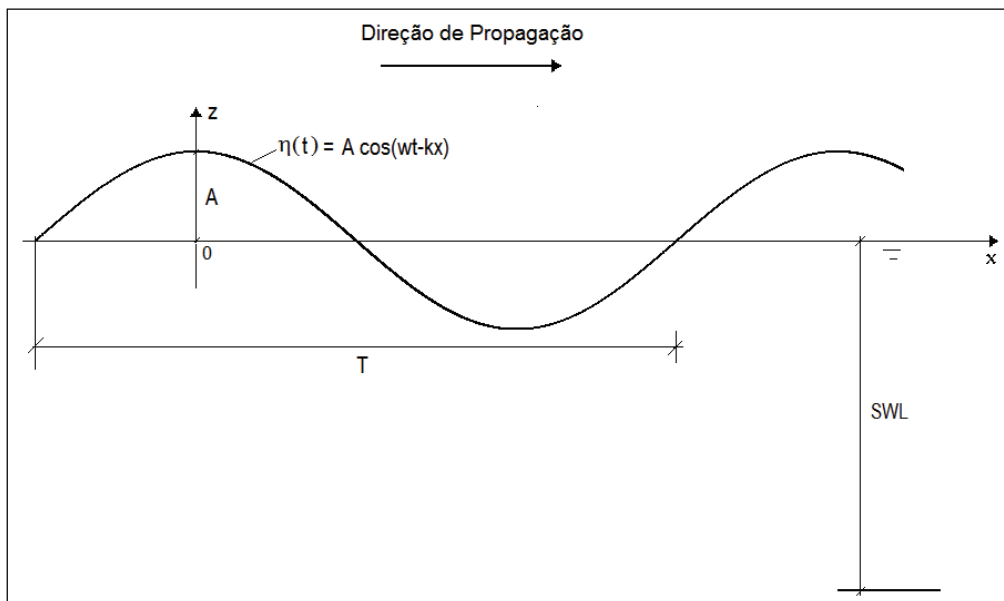


Figura III.9 - Onda Regular: Teoria Linear de Airy. (Sousa [17])

Com a teoria de Airy, as velocidades das partículas fluidas nas direções horizontal e vertical, num dado ponto de coordenadas (x,z) no referencial da onda, são dadas por:

$$v_x(t) = Awe^{kz} \sin(\omega t - kx) \quad (\text{III.30})$$

$$v_z(t) = Awe^{kz} \cos(\omega t - kx) \quad (\text{III.31})$$

As correspondentes acelerações são expressas por:

$$a_x(t) = A\omega^2 e^{kz} \cos(\omega t - kx) \quad (\text{III.32})$$

$$a_z(t) = -A\omega^2 e^{kz} \sin(\omega t - kx) \quad (\text{III.33})$$

Observa-se que a variância de uma onda regular (função harmônica) é dada por:

$$\sigma^2 = \left[\frac{1}{T} \int_0^T [A \cos(\omega t - kx)]^2 dt \right] = \frac{A^2}{2} \quad (\text{III.34})$$

No caso de mares irregulares (aleatórios), utiliza-se o princípio da superposição dos efeitos, que é válido pelo caráter linear da teoria de Airy. Neste caso, um registro (realização) das elevações da superfície do mar em função do tempo (curto prazo) pode ser obtido através do somatório de várias ondas regulares provenientes de um mesmo espectro:

$$\eta(t, x) = \sum_{i=1}^{N_w} A_i \cos(\omega_i t - k_i x + \phi_i) \quad (\text{III.35})$$

onde A_i , ω_i e k_i são os parâmetros das ondas individuais.

As ondas geram forças, sobre uma estrutura qualquer, por efeitos de difração e radiação (forças descritas pela Teoria do Potencial do Fluxo) e por efeitos viscosos, devido ao descolamento da camada limite (Faltinsen [32]). Em corpos de dimensões grandes comparadas ao comprimento e a altura da onda (navios, cascos de TLPs) predominam as primeiras, enquanto que em corpos com dimensões pequenas (membros esbeltos de plataformas fixas, *risers*, linhas de ancoragem, etc.) predominam as últimas.

Como o alvo deste trabalho são os *risers*, os efeitos em corpos de grandes dimensões não serão abordados.

As forças de natureza viscosa causadas pelas ondas, no caso de elementos cilíndricos, podem ser avaliadas pela Equação de Morison. Para um elemento cilíndrico vertical, como apresentado na Figura III.10, a força hidrodinâmica por unidade de comprimento num ponto com cota z é dada por:

$$f_x(z, t) = \rho_a \frac{\pi D^2}{4} C_M a_x(z, t) - \rho_a \frac{\pi D^2}{4} \ddot{x}(z, t) + \frac{\rho_a}{2} D C_D |v_x(z, t) - \dot{x}(z, t)| (v_x(z, t) - \dot{x}(z, t)) \quad (\text{III.36})$$

onde ρ_a é massa específica da água (1025 kg/m^3), D é o diâmetro do cilindro, C_M é o coeficiente de inércia, C_D é o coeficiente de arrasto, que é tipicamente assumido entre 0.5 e 1.7 (Dantas [22]) e $\ddot{x}(z, t)$ e $\dot{x}(z, t)$ são a aceleração e a velocidade da estrutura, respectivamente. Para uma onda regular, $a_x(z, t)$ e $v_x(z, t)$ são calculadas pelas Equações (III.32) e (III.30), respectivamente. As forças resultantes sobre uma estrutura são obtidas através de integração ao longo do comprimento de todos os seus elementos.

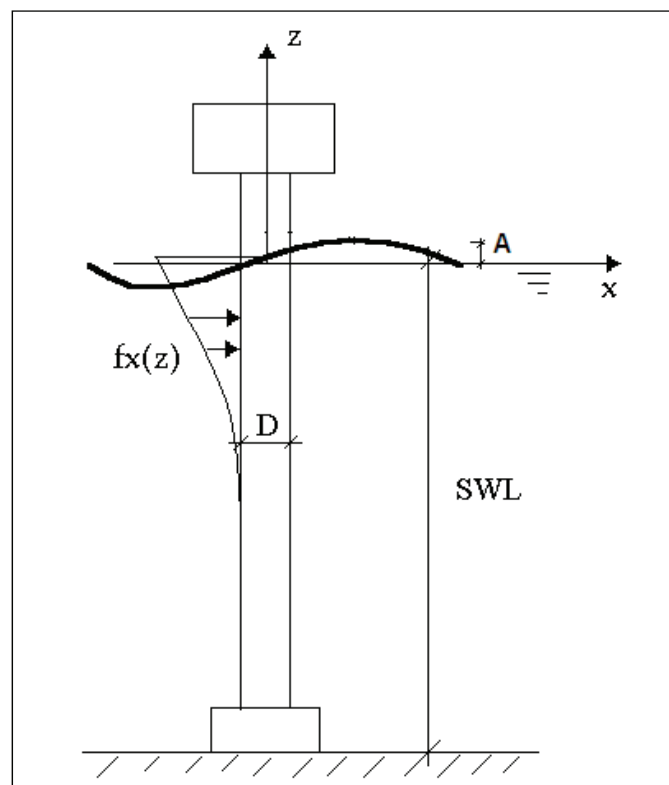


Figura III.10 – Cargas atuantes sobre um cilindro vertical. (Sousa [17])

A corrente marinha acrescenta forças nas estruturas oceânicas. Embora o seu efeito seja acoplado com as ondas, usualmente na análise dinâmica de corpos flutuantes

não se considera esta interação. Para um corpo flutuante do tipo FPSO, por exemplo, a força de corrente resultante sobre o mesmo, num dado grau de liberdade j , é considerada constante e dada por (OCIMF [26]):

$$F_{C_j}(t) = \sum_{i=1}^{N_w} \frac{1}{2} C_j A_C \rho_a V_C(h_r) |V_C(h_r)| \quad (\text{III.37})$$

onde C_j é um coeficiente de arrasto medido experimentalmente para uma dada direção de incidência da corrente, A_C é a área de obstrução à corrente e h_r é uma profundidade de referência para obter, através do perfil de velocidades, a velocidade típica da correnteza. Normalmente, toma-se $h_r=0$, obtendo-se então a velocidade superficial da corrente.

Com relação à equação de Morison, o efeito da corrente é levado em conta somando-se à velocidade da onda o valor da velocidade da corrente na profundidade z considerada, assim, é dada por (Sousa [17]):

$$f_x(z,t) = \rho_a \frac{\pi D^2}{4} C_{M a_x}(z,t) - \rho_a \frac{\pi D^2}{4} \ddot{x}(z,t) + \frac{\rho_a}{2} D C_D |v_x(z,t) + V_C(z) - \dot{x}(z,t)| (v_x(z,t) + V_C(z) - \dot{x}(z,t)) \quad (\text{III.38})$$

Em águas profundas, como o efeito da onda se restringe a poucos metros ($\pm 100\text{m}$) abaixo da superfície do mar, geralmente somente o efeito da corrente é considerado, i.e., o efeito da onda diretamente sobre os *risers* é geralmente desprezado (Ellwanger [34]).

III.3.2. Esforços devidos ao vento

As forças aerodinâmicas atuantes numa estrutura marítima, devido à ação do vento, variam no espaço e no tempo. Entretanto, para facilitar os cálculos, normalmente elas são determinadas de uma forma mais simples.

A força resultante da ação do vento sobre uma estrutura flutuante num dado grau de liberdade j normalmente é expressa por:

$$F_{V_j}(t) = \frac{1}{2} C_{V_j} A_V \rho_{ar} V_V(z_p, t) |V_V(z_p, t)| \quad (\text{III.39})$$

onde $V_v(z_p, t)$ é a velocidade total do vento, expressa pela Equação (III.24), ρ_{ar} é a massa específica do ar (1.25 kg/m^3), A_v é área de obstrução ao vento e C_{vj} é o coeficiente de arrasto da estrutura para a direção de incidência do vento, medido através de ensaios experimentais em túneis de vento. Na caracterização da velocidade do vento $V_v(z_p, t)$ utiliza-se um procedimento similar ao utilizado na geração de uma realização das elevações da superfície do mar, i.e.:

$$V_v(z_p, t) = \bar{V}_v(z_p) + \sum_{i=1}^{N_v} v_i \cos(\omega_i t + \phi_i) \quad (\text{III.40})$$

onde N_v é o número de harmônicos utilizados na discretização do espectro do vento $S_v(z_p, \omega_i)$, $v_i = \sqrt{2S_v(z_p, \omega_i)\Delta\omega}$ e $\Delta\omega$ é o tamanho dos intervalos de frequência.

Chama-se a atenção para o fato de que, embora a velocidade do vento possa ser considerada como um processo aleatório Gaussiano, as forças resultantes constituem um processo não-Gaussiano, devido ao termo quadrático da velocidade relativa na Equação (III.39) (Sousa [17]).

III.4. Análises dinâmicas

O comportamento de uma estrutura qualquer sujeita a carregamentos dinâmicos pode ser descrito utilizando o método dos elementos finitos pela equação:

$$\mathbf{M}\ddot{\mathbf{x}}(t) + \mathbf{C}(\dot{\mathbf{x}})\dot{\mathbf{x}}(t) + \mathbf{K}(\mathbf{x})\mathbf{x}(t) = \mathbf{F}(t) \quad (\text{III.41})$$

Na Equação (III.41), a matriz de amortecimento e a matriz de rigidez aparecem como dependentes, respectivamente, das velocidades e deslocamentos da estrutura para ressaltar o fato de que estas grandezas são geralmente constituídas de termos não lineares. A presença destas não linearidades torna a resolução da Equação (III.41) uma tarefa complexa, implicando na realização de análises dinâmicas não lineares no domínio do tempo (Mourelle [5]), ou então, caso os termos de arrasto e rigidez sejam linearizados, no domínio da frequência (Dantas [22]), que serão detalhados mais a frente no item (III.5.4).

Além das não linearidades, outro fator que dificulta a solução da Equação (III.41) é o tamanho da estrutura. Imaginando uma estrutura composta por uma unidade flutuante, suas linhas de ancoragem e o conjunto de *risers*, pode-se chegar, facilmente, a sistemas de equações com centenas de milhares de graus de liberdade.

Na forma mais ampla, o comportamento dinâmico de uma unidade flutuante e das suas linhas (*risers* e linhas de ancoragem) é acoplado, ou seja, cada componente do sistema interfere no comportamento dos demais. Desta forma, a modelagem matemática que melhor representa o comportamento dinâmico do conjunto é um modelo numérico acoplado, onde são representados, ao mesmo tempo, o corpo flutuante e as linhas conectadas a ele. A grande vantagem deste tipo de análise é que a interação entre as linhas e o corpo flutuante é feita sem nenhuma simplificação. Entretanto, o maior problema é o custo computacional devido ao tamanho do modelo, o que dificulta o uso desta metodologia no dia-a-dia da análise de *risers* (Figura III.11).

Uma alternativa que reduz o custo computacional das análises é dividir a estrutura em questão em seus diversos componentes. Assim, um conjunto formado por uma unidade flutuante, seus *risers* e suas linhas de ancoragem passa a ter seus componentes analisados individualmente, ou seja, cada *riser* é analisado separadamente, bem como cada linha de ancoragem e a unidade flutuante como um todo. Este procedimento de análise é denominado análise desacoplada.

A análise desacoplada possui duas fases. Inicialmente, a unidade flutuante é modelada como um corpo rígido; já as linhas (*risers* e linhas de ancoragem) são representadas de forma simplificada, através de modelos não lineares. Considerando a atuação de vento, onda e corrente, os produtos desta etapa são os movimentos de primeira e segunda ordem do flutuante para cada condição ambiental, além de esforços quasi-estáticos nas linhas de ancoragem e *risers*.

Na segunda fase, os *risers* ou linhas de ancoragem são analisados isoladamente, com a utilização de análises dinâmicas globais não lineares. O conjunto unidade flutuante - linhas é substituído pelos movimentos determinados na etapa anterior, e o *riser* é usualmente modelado através do método dos elementos finitos utilizando-se elementos de pórtico espacial e bastante discretizado. Este tipo de análise permite a consideração das cargas ambientais tais como onda e corrente (o vento normalmente só

interessa para a geração de movimentos da unidade flutuante), além de não linearidades tais como grandes deslocamentos e interação solo-riser (molas de solo e atrito) (Figura III.12).

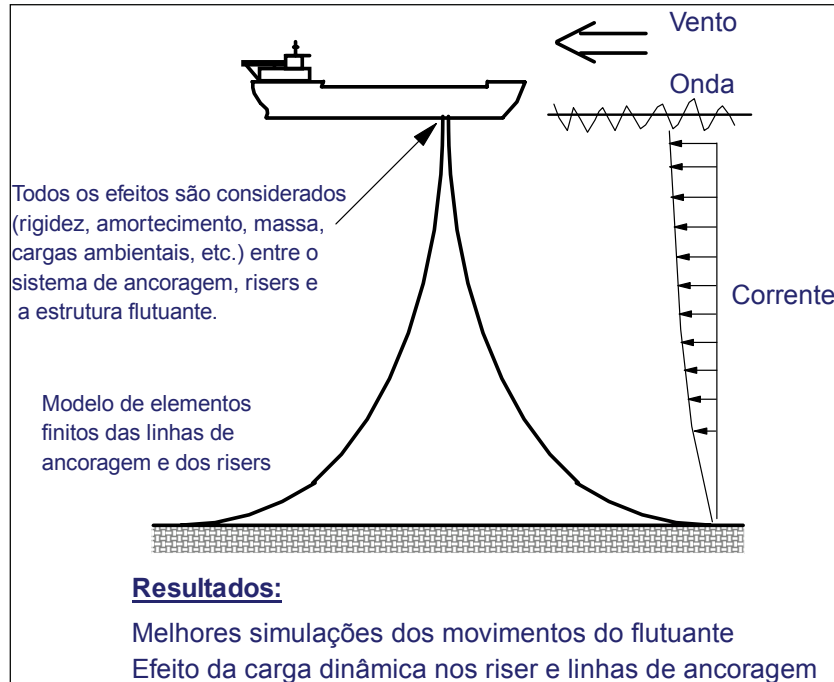


Figura III.11 – Análise acoplada. (Ellwanger [34])

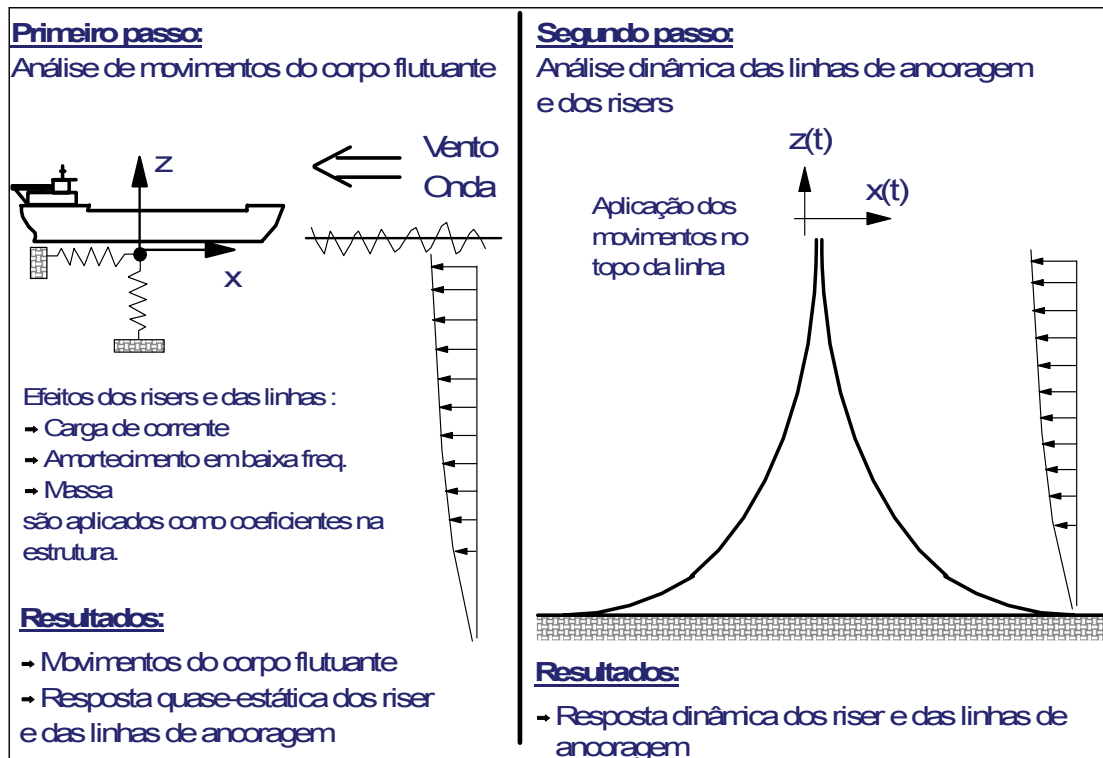


Figura III.12 – Análise desacoplada. (Ellwanger [34])

Os movimentos estáticos (*offsets*) obtidos na primeira fase da análise são aplicados ao topo do *riser* durante a análise estática da linha e os movimentos de segunda ordem são representados por funções harmônicas de baixa frequência, durante a análise dinâmica. Já os movimentos dinâmicos impostos ao topo do *riser* podem ser obtidos através do cruzamento do espectro do mar com o RAO da unidade flutuante. O RAO (*Response Amplitude Operator*) de uma unidade representa a resposta da estrutura ao carregamento incidente formado por diversas ondas de frequências distintas e amplitude unitária. Como a resposta da estrutura é dependente da direção de incidência das ondas, o RAO também é calculado para cada direção de incidência (Figura III.13). O programa Anflex [7], por exemplo, define a direção de incidência como sendo o ângulo formado entre o eixo X_{Local} da unidade flutuante (da popa para a proa) e a direção de propagação da onda, no sentido anti-horário (Figura III.13).

Assim, o RAO de uma unidade flutuante é habitualmente fornecido em arquivos contendo, para cada direção de propagação e para cada frequência ou período de onda, as amplitudes e fases dos movimentos que as ondas incidentes causam na estrutura, para cada um dos seis graus de liberdade da mesma. A Figura III.14 apresenta como exemplo as amplitudes do RAO de *heave* de uma unidade flutuante (Sousa [17]).

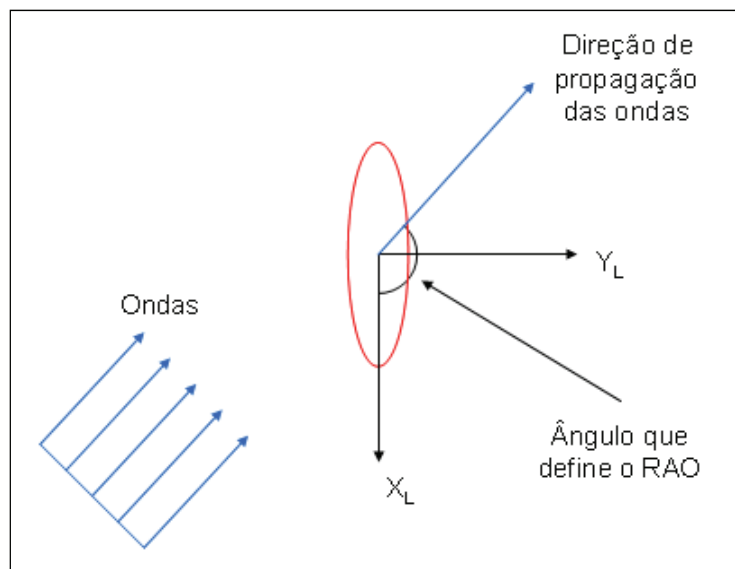


Figura III.13 – Identificação da direção do RAO. (Sousa [17])

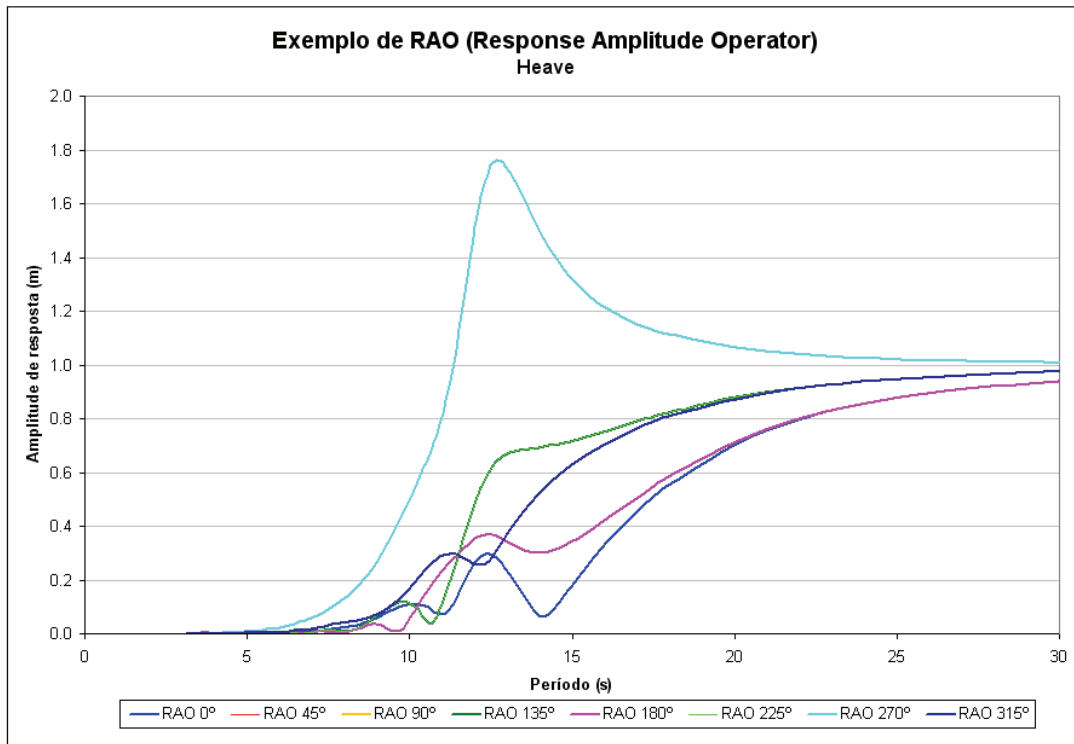


Figura III.14 – Exemplo de RAO de heave de uma unidade de produção. (Sousa [17])

Os movimentos no plano horizontal (*surge* e *sway*) são principalmente compostos pelos movimentos de baixa frequência (alto período $> 250s$) e o *offset* estático da unidade flutuante e suas amplitudes se situam na faixa de 5% a 15% do valor da lâmina d'água. O movimento no plano vertical (*heave*) é basicamente composto por frequências na faixa do espectro das elevações do mar e a sua amplitude depende muito da posição onde o *riser* é conectado à unidade flutuante (Ellwanger [34]).

III.5. Metodologias de análise

Análises de *risers* em situações de projeto envolvem a simulação de efeitos como os movimentos no topo causados pela embarcação e de cargas hidrodinâmicas de onda e corrente, que sendo de natureza aleatória geram carregamentos cujo efeito sobre a estrutura somente pode ser interpretado de forma estatística. Caso a metodologia de análise opere no domínio do tempo, o tempo total de simulação necessário para estabilizar o processo de caracterização das variáveis aleatórias de resposta pode oscilar entre 1200 até 10800 segundos em estados de mar de 3 horas.

A metodologia de análise dinâmica no domínio do tempo é usualmente empregada no projeto de *risers* por permitir a representação das não linearidades tanto

do comportamento estrutural como do carregamento incidente. Nas análises de tensões máximas, uma abordagem determinística pode ser utilizada para substituir a abordagem aleatória no que diz respeito à teoria de onda empregada. Este procedimento é geralmente adotado em tais análises por reduzir o custo computacional, pois desta forma, é necessária a determinação da resposta estrutural dinâmica num período de tempo correspondente a apenas alguns períodos da onda incidente. No entanto, este procedimento pode conduzir a valores de amplitudes de movimento bastante distintos daqueles que uma abordagem aleatória conduziria, pois numa abordagem determinística as amplitudes dos movimentos do corpo flutuante são completamente dependentes do período da onda determinística considerada na análise. Além disto, esta metodologia de análise impede uma interpretação estatística dos resultados por ela fornecidos, uma vez que nenhuma aleatoriedade do comportamento ambiental é introduzida no modelo numérico idealizado para representar o carregamento (Dantas [22]).

A Equação (III.41), utilizada para descrever o comportamento dinâmico de um *riser*, é específica para um único estado de mar (vetor de cargas ambientais). Para cada estado de mar, através de análises dinâmicas no domínio do tempo, são obtidas séries temporais de deslocamentos, velocidades e acelerações do *riser*, e estas séries podem, posteriormente, ser convertidas em séries temporais de qualquer parâmetro de resposta de interesse.

Assim, para simular o efeito de todas as ações ambientais às quais o *riser* será exposto ao longo de sua vida útil, seria necessário dispor de recursos computacionais virtualmente ilimitados. Desta forma, algumas alternativas de análise são usualmente adotadas no projeto de um *riser*.

Para chegar ao valor extremo da onda associada a uma determinada direção, pode-se utilizar a estatística de ordem, desde que seja conhecida a distribuição de probabilidade de longo prazo dos parâmetros ambientais para cada direção (Equação (III.2)). Usualmente, o parâmetro tomado como referência é a altura significativa da onda; sendo $f_{H_s}(h_s)$ a função densidade de probabilidade e $F_{H_s}(h_s)$ a função cumulativa da altura significativa, pode-se obter a função cumulativa da altura significativa extrema pela expressão:

$$F_{H_S}(h_S) = [F_{H_S}(h_S)]^n \quad (\text{III.42})$$

e sua respectiva função densidade extrema por:

$$f_{H_S}(h_S) = n [F_{H_S}(h_S)]^{n-1} f_{H_S}(h_S) \quad (\text{III.43})$$

O expoente n representa a quantidade de estados de mar contida no intervalo de tempo especificado como período de recorrência, e pode ser calculado por:

$$n = \frac{24h}{3h} \cdot 365 \cdot N \cdot \gamma \quad (\text{III.44})$$

onde N representa o número de anos (período de recorrência = 100 anos) e γ o percentual de ocorrência de ondas na direção dada. Determinado o valor mais provável ou o valor esperado de H_S com período de recorrência N , pode-se utilizar o valor mais provável de T_Z associado à H_S para definir os parâmetros característicos da onda na condição ambiental extrema (Sousa [17]).

Entretanto, como a resposta do *riser* ao carregamento ambiental é dependente do período da onda, para avaliar melhor a influência do RAO na resposta da estrutura, as normas API e DNV sugerem a variação do parâmetro T_Z ou T_P , o que aumenta o custo computacional das análises. Deve-se tomar cuidado, na variação de T_Z ou T_P , para evitar a geração de ondas com relações H_S/T_Z ou H_S/T_P muito altas, que são fisicamente inviáveis, pois as ondas podem “quebrar”. Uma sugestão para o valor mínimo de T_P , com H_S em metros, é:

$$T_P \geq 3.2 \sqrt{H_S} \quad (\text{III.45})$$

III.5.1. Análise aleatória

Numa análise dinâmica aleatória de curto prazo, a estrutura é submetida a ações provenientes dos parâmetros específicos de um dado estado de mar $\mathbf{S} = \mathbf{s} = (h_s, t_z, \theta_w, \bar{v}_v, \theta_v, v_c, \theta_c)$. No domínio do tempo, este conjunto de parâmetros gera séries temporais da correspondente ação ambiental sobre a estrutura que podem ser transformadas em séries temporais dos parâmetros de resposta de interesse, conforme ilustrado de forma genérica na Figura III.15. Uma série de um parâmetro de resposta $R(t)$ representa uma realização do seu respectivo processo aleatório. Assumindo-se um processo ergódico, os parâmetros estatísticos do processo aleatório $R(t)$ podem ser inferidos através da análise desta série temporal, como será descrito a seguir.

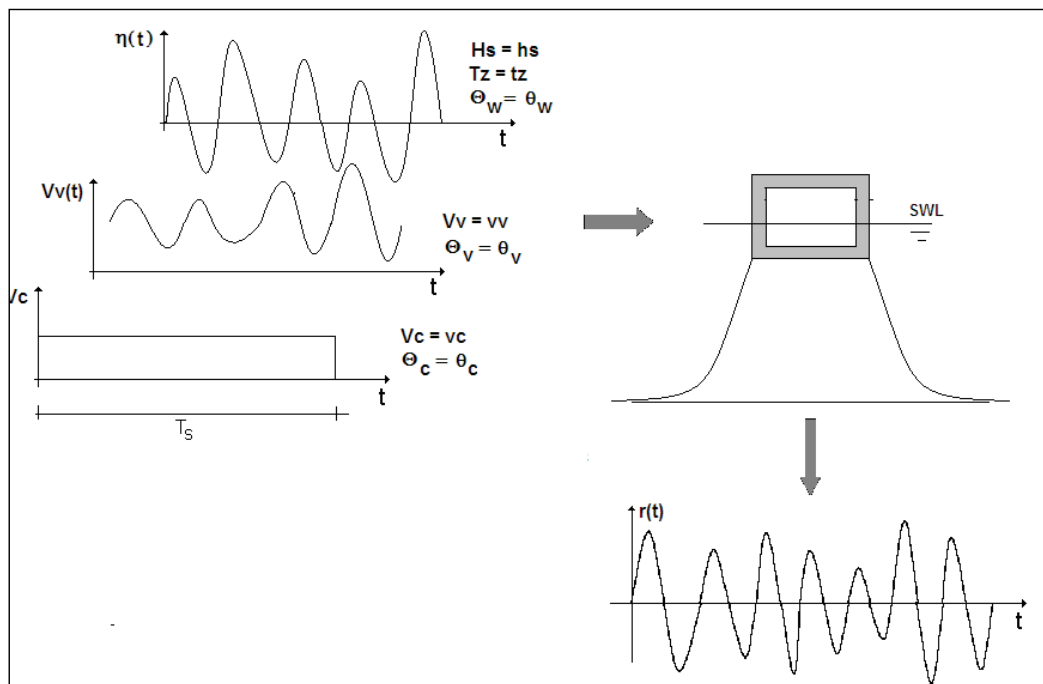


Figura III.15 - Resposta de curto prazo de uma estrutura marítima. (Sousa [17])

Tanto nas análises de fadiga quanto nas análises de extremos, que são de relevância para o projeto de uma estrutura marítima, é de interesse se obter as estatísticas dos picos (ou máximos) da resposta $R(t)$. Como o processo aleatório usualmente é não linear, isto é, não-Gaussiano, e foi obtido através de uma solução numérica, é muito difícil estabelecer uma distribuição de probabilidades analítica para os seus picos. Em função disto, uma solução possível é fazer o ajuste de uma curva de probabilidades conhecida aos picos positivos observados na série temporal da resposta

R(t). Normalmente, uma das curvas mais utilizadas é a distribuição de Weibull, cujas funções densidade e cumulativa de probabilidades são respectivamente dadas por:

$$f_{R|S}(r|s) = \frac{r^{\lambda_w(s)-1}}{(\alpha_w(s))^{\lambda_w(s)}} \lambda_w(s) \exp\left[-\left(\frac{r}{\alpha_w(s)}\right)^{\lambda_w(s)}\right] \quad (r > 0) \quad (III.46)$$

$$F_{R|S}(r|s) = 1 - \exp\left[-\left(\frac{r}{\alpha_w(s)}\right)^{\lambda_w(s)}\right] \quad (III.47)$$

onde $\alpha_w(s)$ e $\lambda_w(s)$ são os parâmetros da distribuição que devem ser calculados em função dos dados observados, como será comentado mais adiante, e $r|s$ significa que a resposta R(t) está condicionada aos parâmetros de curto prazo $S=s$. Deve-se ressaltar que a distribuição definida pelas Equações (III.46) e (III.47) constitui-se na distribuição de Weibull de dois parâmetros. É possível também, na prática, utilizar a distribuição de Weibull de três parâmetros, onde aos parâmetros $\alpha_w(s)$ e $\lambda_w(s)$ adiciona-se um parâmetro de locação $u(s)$.

A justificativa para o emprego de uma distribuição de Weibull recai no fato de que as distribuições de Rayleigh ($\lambda_w = 2$) e a Exponencial ($\lambda_w = 1$) constituem-se de casos particulares desta distribuição. A distribuição de Rayleigh representa a distribuição dos picos de um processo Gaussiano, portanto linear, de banda estreita, e a Exponencial representa a distribuição dos picos deste mesmo processo multiplicado pelo seu módulo. Devido a esta flexibilidade, imagina-se que a Weibull possa ser uma boa candidata ao ajuste dos picos observados. A Figura III.16 ilustra um ajuste de uma distribuição aos picos observados de uma série temporal, num gráfico com uma escala onde a distribuição de Rayleigh fica representada por uma reta.

Observa-se que, na análise de extremos, a parte mais importante da distribuição é a sua cauda superior, e não a sua região central. Desta forma, tem-se desenvolvido técnicas de ajuste denominadas *Weibull Tail-Fitting* para ajustar uma distribuição de Weibull privilegiando esta região. Nestas técnicas, valores de $\alpha_w(s)$ e $\lambda_w(s)$ são obtidos ajustando-se a distribuição de Weibull somente na região dos picos com alta probabilidade de serem excedidos ($FR|S(r|s) \geq 65\%$ por exemplo), desprezando-se os demais.

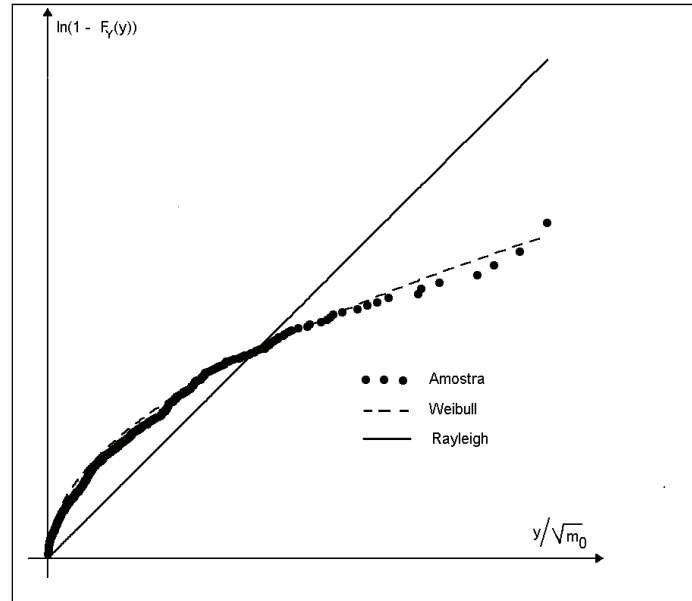


Figura III.16 - Ajuste de uma distribuição de Weibull aos picos observados. (Sousa [17])

A distribuição de extremos dos picos pode ser estimada através da estatística de ordem. Através desta técnica, tem-se que as funções cumulativa e densidade de probabilidades da distribuição do pico extremo da resposta $R(t)$, condicionada a realização $S=s$, num período de tempo de curto prazo T_s (usualmente 3h), são respectivamente dadas por:

$$F_{R_c|S}(r|s) = [F_{R|S}(r|s)]^{N_m} = [F_{R|S}(r|s)]^{v_m T_s} \quad (III.48)$$

$$f_{R_c|S}(r|s) = N_m [F_{R|S}(r|s)]^{N_m-1} f_{R|S}(r|s) \quad (III.49)$$

onde N_m é o número total de picos (ou máximos) no período de tempo T_s e v_m é a frequência de picos (máximos), i.e., o número de máximos observados dividido pelo tempo total da simulação.

Normalmente, os parâmetros $\alpha_w(s)$ e $\lambda_w(s)$ são obtidos considerando-se somente a parcela dinâmica da série temporal $R(t)$, o que é feito retirando-se inicialmente da série temporal o seu valor médio ou média estática $u_m(s)$.

Assim sendo, ao final do processo de ajuste, os parâmetros de interesse extraídos da série temporal da resposta $R(t)$ são a média estática ($u_m(s)$), os parâmetros $\alpha_w(s)$ e $\lambda_w(s)$ e a frequência média dos picos $v_m(s)$. Observa-se que o tempo de simulação não precisa necessariamente ser igual ao período de curto prazo T_s para que o ajuste seja feito (Sousa [17]).

III.5.2. Análise determinística

Na metodologia de análise determinística (ou onda de projeto), a carga ambiental de onda, que apresenta natureza aleatória, é substituída por uma onda determinística equivalente (Figura III.17).

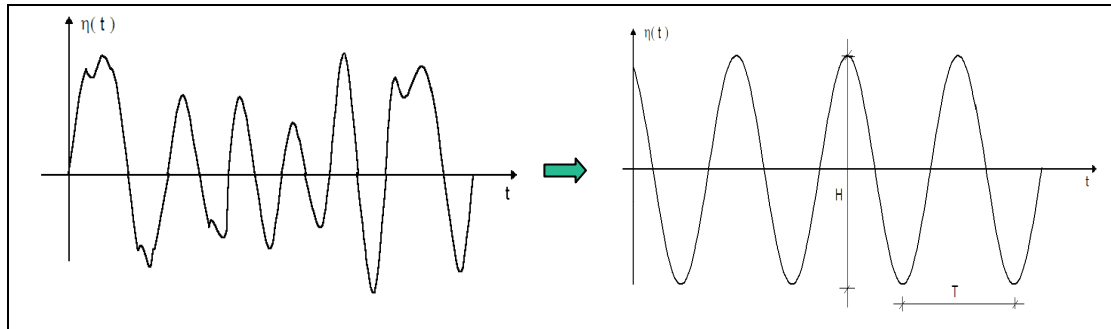


Figura III.17 – Onda determinística equivalente. (Sousa [17])

A definição da onda determinística equivalente deve seguir as recomendações de normas da indústria, como, por exemplo, a API RP-2RD [11] e a DNV OS-F201 [14]. Conforme descrito no item III.5 a determinação dos parâmetros que definem a onda equivalente tem início com a estimativa da altura significativa H_S de uma onda com período de recorrência usualmente centenário, conforme sugerido pelas normas. Esta estimativa pode ser feita, caso se disponha de uma função de distribuição de probabilidades de longo prazo da altura significativa da onda, através das Equações (III.42) a (III.44).

Como foi demonstrado no item III.2.2, a máxima altura individual da onda determinística equivalente é dada, então, por $H_{MÁX} = 1.86 H_S$. Para este valor selecionado de $H_{MÁX}$, deve-se variar o período da onda, conforme já citado anteriormente, de modo a cobrir a faixa de variação do RAO da unidade flutuante.

As cargas de vento e os efeitos de segunda ordem das ondas na unidade flutuante são representados por deslocamentos estáticos e movimentos harmônicos impostos ao topo do riser. Já a corrente é admitida constante no tempo. A combinação de ondas determinísticas, corrente e movimentos prescritos no topo gera, então, séries temporais do parâmetro de resposta que, por serem determinísticas, admitem como valor extremo o valor máximo dentre os máximos observados nas séries.

A metodologia da onda de projeto apresenta normalmente custo computacional mais baixo do que metodologias que utilizam análises aleatórias, uma vez que o tempo necessário de simulação é o tempo de estabilização da análise dinâmica.

Normalmente, considera-se que esta metodologia apresenta tendências conservativas para a análise de *risers* e linhas de ancoragem; entretanto, pode-se perder na representação dos efeitos dinâmicos decorrentes da não consideração de ondas menores com períodos ressonantes para a estrutura. Para estruturas muito sensíveis dinamicamente, pode-se chegar até mesmo a resultados não-conservativos (Sousa [17]).

III.5.3. Análise híbrida (harmônico equivalente)

Em função do que foi comentado nos dois itens anteriores, pode-se concluir que as análises aleatórias tendem a apresentar um custo computacional muito alto, em função do tempo de simulação necessário para a estabilização dos parâmetros estatísticos do processo. Além disso, também se pode concluir que as análises determinísticas, de custo computacional menor do que as aleatórias, nem sempre apresentam resultados conservativos, uma vez que dependem do período da onda considerada.

Uma metodologia que apresenta características comuns a ambas as metodologias anteriores é a metodologia híbrida do harmônico equivalente (Anflex [7]). Nesta metodologia, pressupõe-se que a resposta extrema de um *riser* está associada à ocorrência de uma condição ambiental extrema, que causa movimentos extremos no ponto de conexão do *riser*.

Para cada um dos seis graus de liberdade do topo do *riser*, pode-se afirmar que o espectro do movimento no ponto de conexão é dado pelo cruzamento entre o espectro do mar e o RAO da unidade flutuante transferido para o ponto de conexão do *riser*:

$$S_{mov}(\omega) = RAO_{Transferido}^2(\omega)S_{\eta}(\omega) \quad (III.50)$$

Supondo que o processo de elevação da superfície do mar pode ser representado como um processo gaussiano de banda estreita, a distribuição dos picos deste processo

pode ser caracterizada através de uma distribuição de Rayleigh, e a distribuição dos picos extremos, por uma distribuição Tipo I, com valor mais provável:

$$u = \sqrt{m_0} \sqrt{2 \ln(v_0 T)} \quad (III.51)$$

onde T representa a duração do estado de mar (10800s), m_0 e v_0 são dados pelas Equações (III.52) e (III.53):

$$m_n = \int_0^{\infty} \omega^n S_{mov}(\omega) d\omega \quad (III.52)$$

$$v_0 = \frac{1}{2\pi} \sqrt{\frac{m_2}{m_0}} \quad (III.53)$$

Uma vez determinadas as amplitudes máximas de cada um dos movimentos, a análise passa então a ser determinística, porque os valores mais prováveis extremos de cada um dos movimentos (6 graus de liberdade) calculados segundo a formulação anterior passam a ser aplicados diretamente no topo do *riser*. Como a análise é determinística, é necessário estabelecer um período único para a aplicação destes movimentos. Como o movimento que normalmente tem mais influência na resposta do *riser* a carregamento ambientais é o *heave*, é usual tomar este movimento como referência para o cálculo do período a ser utilizado. Pode-se utilizar o período de cruzamento zero (inverso da frequência de cruzamento zero) ou o período de pico, T_p , dado pela expressão (III.54):

$$T_p = 2\pi \sqrt{\frac{m_2}{m_4}} \quad (III.54)$$

É possível, ainda, adotar alguma outra estimativa desejada (Ellwanger [25]).

III.5.4. Análise no domínio do tempo e da frequência

De uma forma geral, tanto numa análise no domínio do tempo como no domínio frequência, o que buscamos é a solução da Equação (III.41).

Porém, as análises dinâmicas de *risers* tanto em condições extremas de carregamento como em condições de fadiga são preferencialmente realizadas no domínio do tempo por permitirem a representação das não linearidades tanto do

carregamento incidente como do comportamento estrutural. Em situações de projeto, estas análises são realizadas simulando os efeitos hidrodinâmicos sobre a estrutura, que por serem de natureza aleatória necessitam de longos períodos de tempo para que o processo de caracterização das variáveis aleatórias de resposta seja observado. Este fato associado ao grande número de casos de carregamentos incidentes que devem ser verificados e ainda, com o elevado número de graus de liberdade necessários para representar o modelo estrutural de um *riser* em águas profundas, faz com que o custo computacional envolvido durante o projeto destas estruturas seja bastante elevado. Neste contexto, a análise dinâmica no domínio da frequência surge como uma opção na determinação da resposta estrutural de *risers*, se constituindo numa alternativa viável do ponto de vista dos resultados por ela fornecidos face ao custo computacional envolvido para a sua realização. Entretanto, para que este procedimento de análise possa ser empregado, além de se ter que admitir o comportamento estrutural dinâmico como sendo linear, tem-se que representar as não linearidades inerentes ao carregamento hidrodinâmico através de modelos hidrodinâmicos lineares equivalentes. A formulação de um modelo hidrodinâmico linear equivalente permite representar o modelo, originalmente não linear da força de arrasto, nas análises de *risers* no domínio da frequência.

Como as forças de origem hidrodinâmica que atuam sobre os membros estruturais esbeltos são calculadas com auxílio da fórmula de Morison (III.36) e como sua parcela da força de arrasto é não linear, isto impede o uso da teoria de processos randômicos lineares e compromete a determinação da resposta dinâmica das estruturas *offshore* pelo método da análise aleatória no domínio da frequência. Para contornar este problema, métodos de linearização equivalentes e estocásticos têm sido usados e propostos por diferentes autores para simplificar o cálculo.

A equação (III.36) assume que a velocidade e a aceleração da partícula fluida são horizontais e perfeitamente normais ao eixo de um elemento vertical. No caso de cilindros inclinados, ela pode ser interpretada e implementada de diferentes formas dependendo de qual das parcelas mais contribuem na força hidrodinâmica total.

Caso a teoria de onda aleatória seja adotada, a equação de Morison é utilizada em conjunto com a teoria linear de Airy (Chakrabarti [19]) para a determinação das velocidades e acelerações do fluido, e com isso torna-se possível estabelecer expressões

exatas e aproximadas para as funções de densidade espectral da força e para suas funções de probabilidade. Uma das dificuldades encontradas na construção destas expressões é justamente causada pela não linearidade existente na parcela de arrasto. As linearizações são uma opção no sentido de evitar os métodos de transformação não linear de variáveis aleatórias. Se por um lado a linearização implica na perda de exatidão matemática uma vez que introduz um erro, embora se busque minimizá-lo, os métodos não lineares implicam em um maior custo no que diz respeito ao número de operações matemáticas para a sua determinação.

Foi neste contexto que começaram a surgir os primeiros métodos de linearização da equação de Morison, embora muitos dos resultados empregados nestes métodos sejam de épocas anteriores e oriundos da área da engenharia que estuda o comportamento dinâmico de sistemas mecânicos.

Devida à linearidade do vetor de forças hidrodinâmicas externas $F(t)$ da equação (III.41), obtida por um dos métodos de linearização, é possível determinar-se o espectro do carregamento que será denominado de $S_F(w)$ a partir da densidade espectral da velocidade e aceleração do fluido. Desta forma, utilizando os princípios da análise aleatória no domínio da frequência, a densidade espectral da resposta $S_X(w)$ pode ser obtida pela seguinte relação básica:

$$S_X(w) = H(w) \cdot S_F(w) \cdot \bar{H}(w) \quad (III.55)$$

A densidade espectral da solicitação pode ser colocada sob a forma:

$$S_F(w) = F(w) \cdot \bar{F}(w) \quad (III.56)$$

Substituindo-se (III.56) em (III.55) resulta uma expressão mais adequada para implementação computacional:

$$S_X(w) = H(w) \cdot F(w) \cdot \bar{F}(w) \cdot \bar{H}(w) = X(w) \cdot \bar{X}(w) \quad (III.57)$$

onde $X(w) = H(w) \cdot F(w)$ é obtido pela solução de:

$$[-w^2 \cdot M + iw \cdot C + K]X(w) = F(w) \quad (III.58)$$

A matriz acoplada de amortecimento adotada é a do modelo de Rayleigh, definida como:

$$C = \alpha M + \beta K \quad (III.59)$$

sendo α e β definidos a partir das primeiras frequências naturais w_1 e w_2 , e das percentagens de amortecimento crítico associadas δ_1 e δ_2 :

$$\alpha = \frac{2w_1w_2(\delta_1w_2 - \delta_2w_1)}{w_2^2 - w_1^2} \quad \beta = \frac{2(\delta_2w_2 - \delta_1w_1)}{w_2^2 - w_1^2} \quad (III.60)$$

A expressão (III.58), que representa a solução dinâmica no domínio da frequência, é obtida assumindo-se que o carregamento externo aleatório e a resposta em (III.41) são compostos pela soma de funções senoidais e cossenos. Ao se considerar o mar irregular de frequências pode-se escrever então:

$$F(t) = \bar{F} \cdot e^{i \cdot w_n \cdot t} \quad X(t) = \bar{X} \cdot e^{i \cdot w_n \cdot t} \quad (III.61)$$

onde \bar{F} e \bar{X} são vetores complexos, ambos com amplitudes e fases correspondentes a cada frequência de onda considerada. Os vetores de velocidade e aceleração da resposta são dados por:

$$\dot{X}(t) = \frac{d}{dt} X(t) = \frac{d}{dt} \bar{X} \cdot e^{i \cdot w_n \cdot t} = i \cdot w_n \cdot \bar{X} \cdot e^{i \cdot w_n \cdot t} \quad (III.62)$$

$$\ddot{X}(t) = \frac{d}{dt} \dot{X}(t) = \frac{d}{dt} i \cdot w_n \cdot \bar{X} \cdot e^{i \cdot w_n \cdot t} = i^2 \cdot w_n^2 \cdot \bar{X} \cdot e^{i \cdot w_n \cdot t} = -w_n^2 \cdot \bar{X} \cdot e^{i \cdot w_n \cdot t} \quad (III.63)$$

substituindo as quatro últimas expressões em (III.41) chegamos a:

$$-M \cdot w_n^2 \cdot \bar{X} \cdot e^{i \cdot w_n \cdot t} + C \cdot i \cdot w_n \cdot \bar{X} \cdot e^{i \cdot w_n \cdot t} + K \cdot \bar{X} \cdot e^{i \cdot w_n \cdot t} = \bar{F} \cdot e^{i \cdot w_n \cdot t} \quad (III.64)$$

e assumindo que M, C e K não variam no tempo, chega-se na equação (III.58) (Dantas [22]).

III.6. Critérios de análise estrutural do riser

Uma vez obtidas as séries temporais de deslocamentos, velocidades e acelerações da estrutura para um determinado estado de mar, estas séries devem ser convertidas em séries temporais de um parâmetro de resposta do *riser*.

As características das séries temporais do parâmetro de resposta dependem da metodologia utilizada para sua obtenção. Caso seja realizada uma análise determinística, as séries também serão determinísticas. A necessidade da variação do período da onda para cobrir a faixa de frequências de interesse do RAO faz com que, ao invés de se considerar uma única análise, seja utilizado um grupo de análises. O valor extremo do parâmetro de resposta passa a ser, então, o valor máximo observado em todas as análises determinísticas. O mesmo vale para análises executadas segundo as metodologias híbridas.

As séries passam a ser aleatórias quando o vetor de cargas ambientais passa a ser deste mesmo tipo. Neste caso, também é necessário executar diversas análises para a estimativa do valor extremo, uma vez que uma análise representa apenas uma realização do processo aleatório. O valor extremo do parâmetro de resposta é tomado como o maior dos valores extremos mais prováveis estimados por todas as análises aleatórias para estados de mar com 10800s de duração, segundo o exposto em (III.5.1).

O parâmetro de resposta a ser utilizado para definir a viabilidade de um *riser* deve ser tal que possa ser comparado a um valor de resistência característico do material que compõe o mesmo. Desta forma, o critério para avaliação estrutural do *riser* normalmente obedece à seguinte formulação:

$$\frac{\text{Resposta}}{\text{Resistência}} \leq 1 \quad (\text{III.65})$$

Análises de *risers* em situações de projeto devem considerar as diversas cargas atuantes, dentre as quais se destacam o peso próprio do *riser*, a pressão e o peso do fluido interno, o empuxo e a pressão gerados pelo fluido externo, os esforços gerados pela corrente e pela onda e os efeitos causados pelos movimentos do topo da unidade de produção. O modelo global também deve levar em conta a interação solo-estrutura nas regiões onde o *riser* toca o fundo marinho.

Cada uma destas grandezas apresenta um nível distinto de incerteza associado. Assim, cargas de peso próprio, pressão e empuxo caracterizam-se como variáveis com menor grau de incerteza do que cargas ambientais de corrente e onda e também do que cargas associadas aos movimentos da unidade de produção.

No caso do *risers* rígidos, os critérios para avaliação estrutural adotados são o das tensões admissíveis (Von Mises) e o do fator de utilização. Para a avaliação dos *risers* flexíveis, deve-se verificar o raio de curvatura mínimo (MBR – *minimum bend radius*) e a tração máxima.

III.6.1. *Risers* rígidos

Independentemente do critério de avaliação utilizado, desprezando-se os efeitos de esforços cortantes, as tensões que atuam em uma seção qualquer de um *riser* metálico são: σ_l , σ_h e σ_r . Em função dos esforços atuantes no *riser* e considerando a formulação de tubos de paredes grossas, estas tensões são dadas por (API RP-2RD [11]):

$$\sigma_r = \frac{p_i r_i^2 - p_o r_o^2}{r_o^2 - r_i^2} - (p_i - p_o) \frac{r_o^2 r_i^2}{r_o^2 - r_i^2} \frac{1}{r^2} \quad (\text{III.66})$$

$$\sigma_h = \frac{p_i r_i^2 - p_o r_o^2}{r_o^2 - r_i^2} + (p_i - p_o) \frac{r_o^2 r_i^2}{r_o^2 - r_i^2} \frac{1}{r^2} \quad (\text{III.67})$$

$$\sigma_l = \frac{T_a}{A_s} \pm \frac{M_a r}{I} + \frac{p_i r_i^2 - p_o r_o^2}{r_o^2 - r_i^2} \quad (\text{III.68})$$

A diferença entre os diversos métodos de avaliação estrutural de um *riser* está na definição de como estas três tensões serão combinadas para que se chegue a um número passível de ser utilizado em um critério de verificação. A seguir, serão apresentados três destes métodos.

O critério sugerido pela norma API-RP-2RD [11] utiliza a máxima tensão combinada de Von Mises, dada por:

$$\sigma_{vM} = \frac{1}{\sqrt{2}} \sqrt{(\sigma_r - \sigma_h)^2 + (\sigma_r - \sigma_1)^2 + (\sigma_h - \sigma_1)^2} \quad (\text{III.69})$$

Este valor deve ser comparado com a tensão admissível do material, dada pelo limite de escoamento corrigido por dois fatores de segurança:

$$\frac{\sigma_{vM}}{C_f C_a \sigma_{ys}} \leq 1 \quad (\text{III.70})$$

onde o coeficiente C_a vale 2/3, C_f é função do tipo de carregamento (extremo, operacional, acidental ou teste) e σ_{ys} é o limite de escoamento do material do *riser*. A tensão de Von Mises deve ser calculada a partir da espessura mínima do *riser*, obtida a partir da espessura nominal da parede do tubo e considerando as tolerâncias de fabricação e a sobre-espessura de corrosão (API RP-2RD [11]).

O problema associado à aplicação de um único fator de segurança à máxima tensão atuante no *riser* é que isso leva à obtenção de níveis de segurança variáveis em função do tipo e do nível dos carregamentos atuantes. Uma vez que fatores de segurança refletem a incerteza sobre o valor das cargas atuantes e da resistência do material, neste tipo de critério atribui-se o mesmo nível de desconhecimento aos diversos tipos de cargas, como o peso próprio do *riser*, cargas de pressão, corrente e onda, além de tolerâncias de fabricação e do material (Sousa [17]).

O critério LRFD (*Load and Resistance Factor Design*), conforme definido pela norma DNV-OS-F201 (2001), ao contrário do critério de tensões combinadas da API, não utiliza um único fator de segurança para determinar a viabilidade de um *riser*. Incertezas originárias de fontes distintas são consideradas de forma distinta, através do emprego de fatores de segurança parciais para cada tipo de carregamento. Combinando as relações carga / resistência de todos os carregamentos, é definido um fator de utilização da seção transversal. O critério de aceitação do *riser* passa a ser então:

$$f(S_P, \gamma_F, S_F, \gamma_E, S_E, \gamma_A, S_A, \gamma_{SC}, \gamma_m, \gamma_c, t) \leq 1 \quad (\text{III.71})$$

O objetivo deste critério é manter a probabilidade de falha dentro de níveis aceitáveis para todos os modos de falha (ou estados limite) da estrutura. Os estados limites considerados são:

- Serviço (SLS): associado à operação normal do *riser*;
- Último (ULS): associado à máxima resistência;
- Fadiga (FLS): associado a carregamentos cíclicos;
- Acidental (ALS): associado a cargas acidentais ou danos locais.

III.6.2. *Risers* flexíveis

Os critérios de avaliação estruturais dos *risers* flexíveis são mais complexos, pois o *riser* é composto por várias camadas, conforme apresentado em (II.3.3), e cada camada possui seus próprios limites de tensões e deformações admissíveis. Para evitar a necessidade de se executar uma análise local para cada análise global executada, a norma API SP 17J [12] estabelece critérios de avaliação para cada camada do flexível.

Cada camada do *riser* deve obedecer aos critérios especificados na seção 5.3 e na tabela 6, ambos da API SP 17J [12], onde é determinado como as camadas do *riser* devem ser concebidas em função das tensões e deformações admissíveis para cada material.

O MBR de armazenamento será calculado como o raio de curvatura mínimo que satisfaça todos os requisitos da tabela 6 da API SP 17J [12]. O raio de curvatura necessário para causar o travamento nas camadas intertravadas deve ser calculado. O MBR de armazenamento deve ser de pelo menos 1,1 vezes o MBR para causar o travamento.

Para se fazer uma avaliação global, o MBR de operação para aplicações estáticas (em todas as condições de carregamento) deve ser maior ou igual ao MBR de armazenamento, que é fornecido pelo fabricante do *riser*. Para aplicações dinâmicas (em todas as condições de carregamento), o MBR deve ser no mínimo 1.5 vezes o MBR de armazenamento, e pode ser reduzido de 1.5 para 1.25 em operações excepcionais e operações normais com carregamentos acidentais (API SP 17J [12]).

CAPÍTULO IV

EXEMPLOS DE SIMULAÇÃO

IV.1. Introdução

Para exemplificar a aplicação das metodologias desacopladas descritas nos capítulos anteriores, neste capítulo serão apresentadas análises aleatórias, determinísticas e harmônicas equivalentes, com quatro exemplos de *risers* flexíveis de exportação de óleo, sendo dois deles em um FPSO *turret* e dois em uma semi-submersível, que são mostradas, respectivamente, nas Figuras IV.1 e IV.2 com suas dimensões.

Esses quatro exemplos foram escolhidos com o objetivo de mostrar a influência da unidade no resultado de análises devido aos movimentos impostos por ela sobre os *risers* e também mostrar a importância de se evitar o alinhamento dos *risers* com as piores condições ambientais. Os *risers* conectados à primeira plataforma foram analisados com uma lâmina d'água de 1000m, estando ela com um calado de 20m, e para os conectados à segunda, foi utilizada uma lâmina d'água de 500m e um calado de 25m.

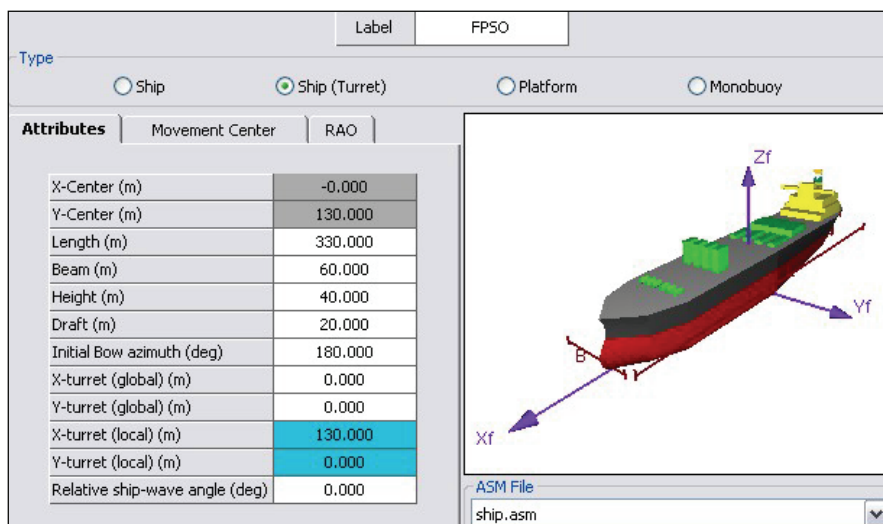


Figura IV.1 – Dimensões da plataforma FPSO. (Anflex [7])

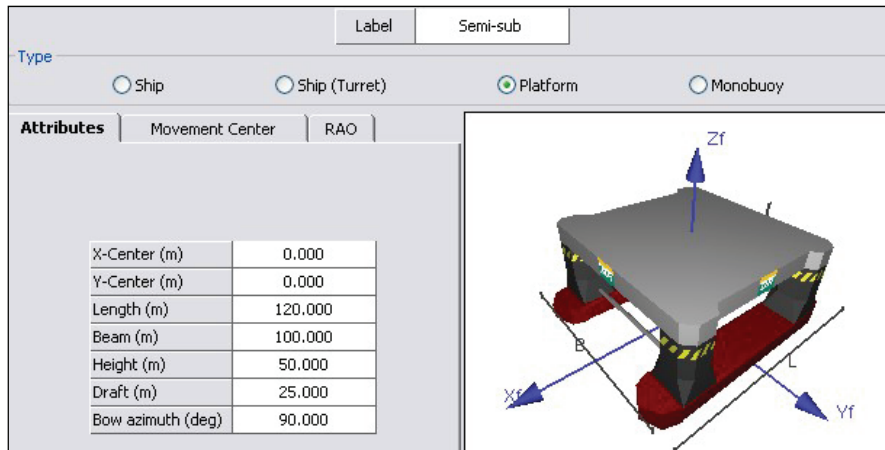


Figura IV.2 – Dimensões da plataforma semi-submersível. (Anflex [7])

IV.2. Aspectos gerais das análises

Existem alguns fatores que influenciam diretamente no comportamento dinâmico de um *riser* instalado numa unidade flutuante:

- Ângulo de topo
- Configuração de instalação

O ângulo de topo é o ângulo de instalação que o *riser* faz com a vertical no ponto de conexão com a unidade flutuante (ver Figura IV.3) e a configuração de instalação se refere à forma geométrica que o *riser* assume depois de instalado, como foi mostrado na Figura II.25. Os flutuadores são utilizados para amenizar os efeitos dinâmicos sobre os *risers*, porém eles tornam a instalação de um *riser* mais difícil e também mais cara.

Dependendo da orientação relativa entre o *riser* e a direção da condição ambiental, as condições típicas de análise de um *riser* se caracterizam em:

- *Far* (afastamento)
- *Near* (aproximação)
- *Cross* (cruzamento)

Quando o movimento faz o topo do *riser* mover-se no plano do próprio *riser*, aproximando-se do TDP e causando a diminuição do comprimento suspenso, o movimento é denominado *near*; já o movimento no sentido oposto, que aumenta o comprimento suspenso, é denominado *far* (ver Figura IV.4). Quando o topo do *riser*

move-se ao longo de um plano perpendicular ao plano do mesmo, o movimento é dito transverso. Finalmente, quando o movimento do topo ocorre ao longo de um plano defasado de 45° em relação ao plano do *riser*, o movimento é denominado *cross*, podendo ser caracterizado como *cross far* (aumento do comprimento suspenso), ou *cross near* (diminuição) (Ellwanger [34]).

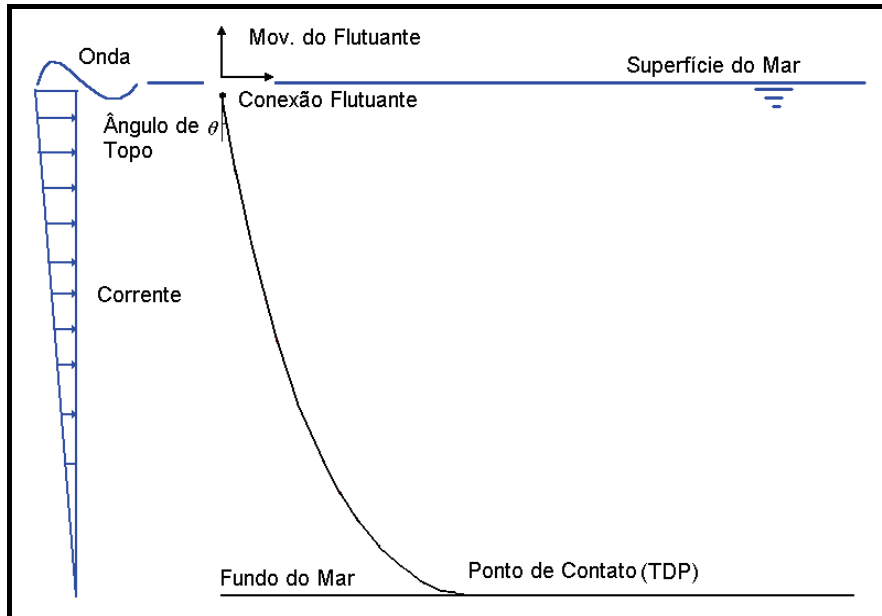


Figura IV.3 – Riser na Configuração Catenária Livre. (Ellwanger [34])

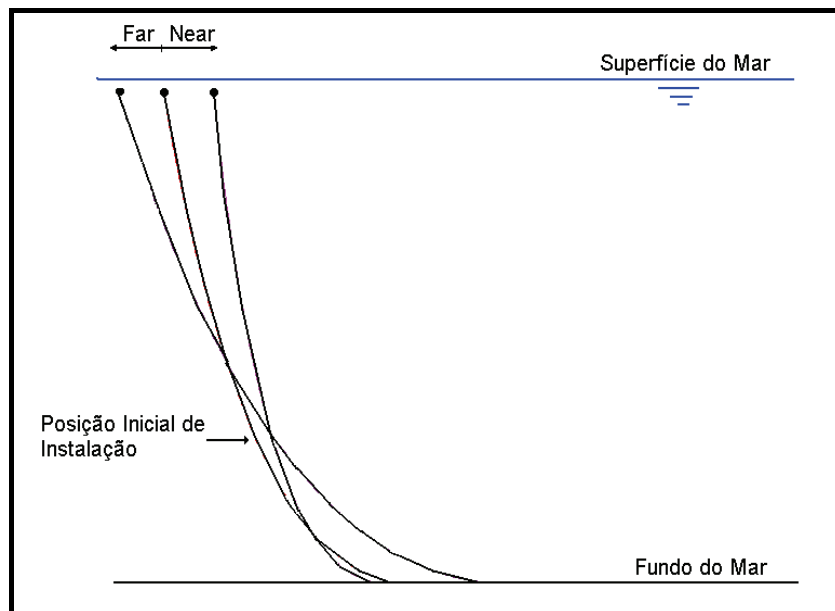


Figura IV.4 – Posições Far e Near. (Ellwanger [34])

Para melhor compreensão deste trabalho, será usada a convenção de nomenclatura relativa às direções das condições ambientais, considerando para onde corrente e onda vão.

As condições ambientais para análise seguiram a formulação de Bitner-Gregersen & Haver [20] (Equação(III.2)). Para simplificar ainda mais, as velocidades da corrente foram consideradas completamente correlacionadas à H_S . Assim, a função de distribuição conjunta dos parâmetros ambientais passa a ser função de três parâmetros (H_S e T_Z e percentual de ocorrência das ações ambientais na direção θ).

A função densidade de probabilidades conjunta das variáveis restantes passa a ser dada, então, por:

$$f_S = \text{Perc}(\theta) \cdot f_{H_S}(h_s) \cdot f_{T_Z|H_S}(t_Z|h_S) \quad (\text{IV.1})$$

A distribuição de H_S (em metros) é dada por uma distribuição lognormal (Sagrilo *et al.* [33]):

$$f_{H_S}(h_s) = \frac{1}{h_s \xi_{H_S} \sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{1}{2} \left(\frac{\ln(h_s) - \lambda_{H_S}}{\xi_{H_S}}\right)^2\right) \quad (\text{IV.2})$$

$$F_{H_S}(h_s) = \Phi\left(\frac{\ln(h_s) - \lambda_{H_S}}{\xi_{H_S}}\right)$$

sendo $\Phi(\cdot)$ a função cumulativa da distribuição normal padrão de probabilidades e os parâmetros λ_{H_S} e ξ_{H_S} dados por:

$$\lambda_{H_S} = 0.603204 \quad (\text{IV.3})$$

$$\xi_{H_S} = 0.329771$$

A distribuição do período de cruzamento zero (em segundos) condicionada ao valor da altura significativa de onda é também modelada por uma distribuição lognormal (IV.4), com parâmetros dados por (IV.5).

$$f_{T_Z/H_S}(t_Z/h_S) = \frac{1}{t_Z \xi_{T_Z}(h_S) \sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{1}{2} \left(\frac{\ln(t_Z) - \lambda_{T_Z}(h_S)}{\xi_{T_Z}(h_S)}\right)^2\right) \quad (\text{IV.4})$$

$$F_{T_Z/H_S}(t_Z/h_S) = \Phi\left(\frac{\ln(t_Z) - \lambda_{T_Z}(h_S)}{\xi_{T_Z}(h_S)}\right)$$

$$\lambda_{T_z}(h_s) = 0.730323(\ln(h_s + 2.5)) + 0.758907$$

$$\xi_{T_z}(h_s) = \begin{cases} 0.163407 - 0.010(h_s - 1.75)^2 & \text{se } h_s \leq 4.25 \\ 0.10 - 0.04\left(\frac{h_s - 4.25}{5.75}\right) & \text{se } h_s > 4.25 \end{cases} \quad (\text{IV.5})$$

A altura máxima da onda ($H_{\text{máx}}$) foi calculada a partir da altura significativa da onda (H_s) através da Equação (III.23). Para H_s foram considerados os valores adotados por Sousa [17] (ver Tabela IV.1).

Os períodos usados para as ondas determinísticas, $T_{\text{máx}}$, são os períodos médios relativos às alturas máximas, que foram obtidos através da Equação (IV.4), onde se utilizou os valores mais prováveis na distribuição de T_z/H_s com intervalos de 0.5 s (ver Figura IV.5). Porém foi necessário converter T_z em T_p , pois, o espectro de Jonswap, usualmente empregado na Bacia de Campos, usa o T_p .

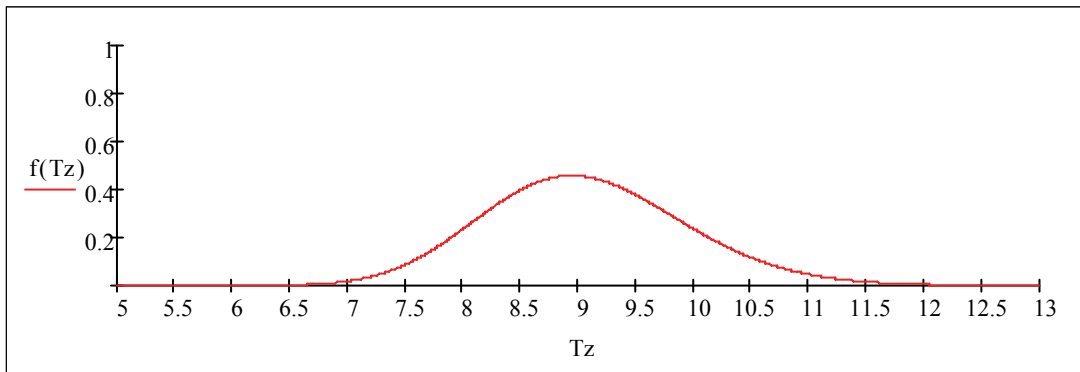


Figura IV.5 – Gráfico da Função (IV.4) com $H_s = 4.7$ (Direção E).

A velocidade da corrente na superfície e no fundo do mar (em m/s) associadas à altura significativa de onda (h_s), em metros, são expressas respectivamente por:

$$V_{c_s}(h_s) \approx 0.15h_s + 0.402 \quad (\text{IV.6})$$

$$V_{c_f}(h_s) \approx 0.213V_{c_s}(h_s) = 0.032h_s + 0.086 \quad (\text{IV.7})$$

Na Tabela IV.1 são apresentadas os valores das velocidades das correntes.

Tabela IV.1 – Alturas de ondas adotadas ($H_{m\acute{a}x}$) e velocidades das correntes em função do H_s para cada direção.

Direção (para onde vai)	H_s (m)	$H_{m\acute{a}x}$ (m)	V_{c_s} (m/s)	V_{c_f} (m/s)
E	4.7	8.742	1.107	0.236
NE	7.9	14.694	1.587	0.338
N	7.1	13.206	1.467	0.312
NW	6.8	12.648	1.422	0.303
W	4.8	8.928	1.122	0.239
SW	5.6	10.416	1.242	0.265
S	6.5	12.090	1.377	0.293
SE	4.7	8.742	1.107	0.236

Para simular o contato do *riser* com o fundo do mar, o solo foi representado de forma simplificada com limites elásticos axial e lateral de 0.02m e 0.003m, atrito axial e lateral de 0.35 e 0.5 e mola vertical com rigidez de 50 kN/m/m. Estes valores são usualmente usados em projetos na região da Bacia de Campos.

Em todas as análises foram verificadas as tensões máximas através dos raios de curvatura admissíveis na região do TDP e do topo e as trações admissíveis no topo, por se tratarem, no caso de *risers* flexíveis, os principais causadores de falhas. Foi usado o fator de segurança de 1.5, como recomenda a API SP 17J [12].

IV.3. Plataforma FPSO

Para o primeiro exemplo foram realizadas as análises aleatórias, determinísticas e harmônicas equivalentes em dois *risers* flexíveis. O primeiro está instalado para NE, ou seja, com um azimute de 45° e o segundo está para W (270° de azimute). Uma vista geral da plataforma FPSO e dos *risers* podem ser vistas na Figura IV.6.

Por se tratar de um FPSO *turret*, para cada *riser* foram feitas duas hipóteses de alinhamento das cargas. Na primeira, a plataforma foi posicionada totalmente alinhada com as condições ambientais, ou seja, a plataforma ficou aproada contra as condições ambientais que estão incidindo sobre ela. Na segunda hipótese, a plataforma ficou desalinhada com uma diferença de 22.5° em relação à direção das condições ambientais. Isto foi feito para considerar a possibilidade real das ondas e as correntes atuarem

desalinhadas, condição que tende a ser mais crítica, porque aumenta os movimentos de rotação da unidade (*roll*).

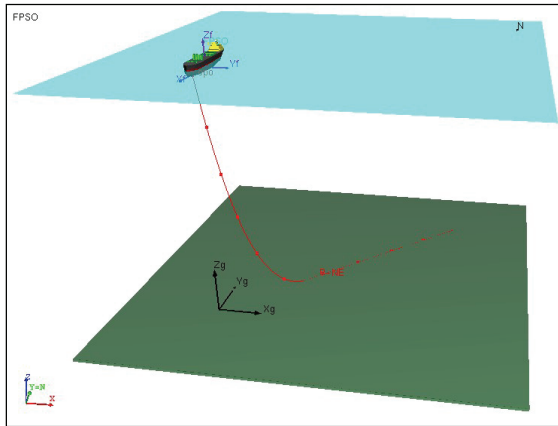


Figura IV.6-a – Riser na direção NE.
(Anflex [7])

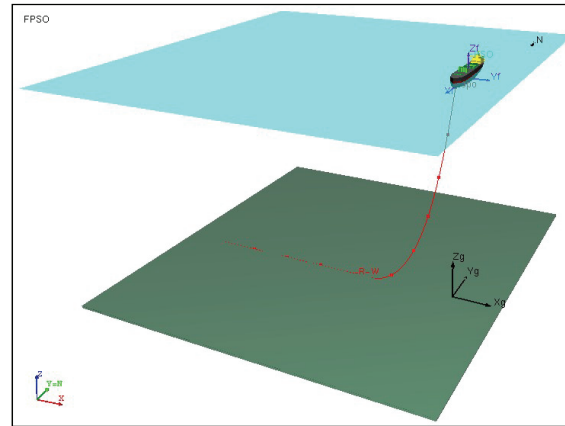


Figura IV.6-b – Riser na direção W
(Anflex [7])

Os dois *risers* foram modelados com elementos de pórtico com um comprimento total de 2000 m, variando o comprimento dos elementos entre 2.0 m e 0.1 m. As linhas possuem um ângulo de topo de 8°, como mostra a Figura IV.7. O *stiffener* no topo do *riser* possui 1.80 m de comprimento e foi modelado com elementos de 0.1 m.

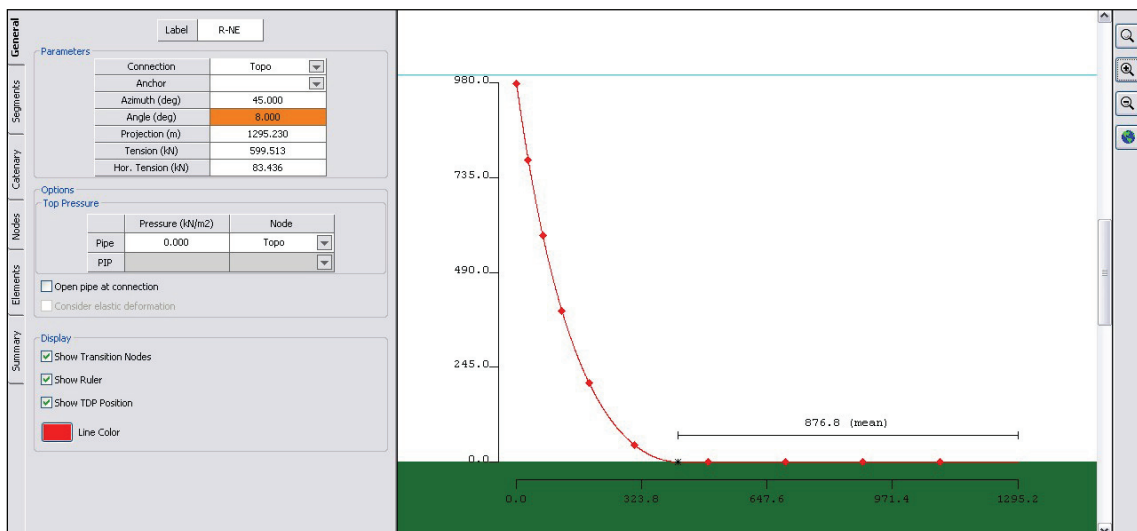


Figura IV.7 – Modelo dos Risers de NE e W. (Anflex [7])

Na modelagem dos *risers* procurou-se utilizar propriedades típicas de estruturas empregadas na Bacia de Campos para configurações similares a deste exemplo. Assim, foram utilizados *risers* de 6", com propriedades mostradas na Tabela IV.2

Tabela IV.2 – Propriedades dos Risers de 6". (Anflex [7])

Property	Pipe
External diameter (m)	0.22500
Internal diameter (m)	0.15240
CM (Morison's inertia coefficient)	2.00000
CD (Morison's drag coefficient)	1.20000
Dry Weight (empty, kN/m)	0.75800
Wet Weight (empty, kN/m)	0.36500
Axial stiffness modulus (kN)	3.6000e+005
Bending stiffness modulus (kN.m2)	1.2500e+001
Torsional stiffness modulus (kN.m2)	1.5000e+003
Hidrodynamic diameter (m)	0.22500
Floater's weight (kN/m)	0.00000
Floater's buoyancy force (kN/m)	0.00000
Consider non-linear hydrostatic effect	No <input type="checkbox"/>

O objetivo do enrijecedor é evitar que as tensões de flexão no topo fiquem concentradas, podendo levar à falha do riser, para isso ele distribui as tensões ao longo de seu comprimento sobre o trecho do riser. Seu diâmetro interno deve apresentar uma folga tal que permita a instalação, é usual considerar um diâmetro de 4 mm maior do que o diâmetro externo do riser. Suas propriedades são mostradas na Tabela IV.3.

Tabela IV.3 – Propriedades dos Enrijecedores. (Anflex [7])

Property	Pipe
Riser's external diameter (m)	0.22500
Riser's internal diameter (m)	0.15240
CM (Morison's inertia coefficient)	2.00000
CD (Morison's drag coefficient)	1.20000
Riser's dry weight (empty, kN/m)	0.75800
Riser's wet weight (empty, kN/m)	0.36500
Riser's Axial stiffness modulus (kN)	3.6000e+005
Riser's Bending stiffness modulus (kN.m2)	1.2500e+001
Riser's Torsional stiffness modulus (kN.m2)	1.5000e+003
Stiffener's internal diameter (m)	0.22900
Stiffener's initial external diameter (m)	0.25500
Stiffener's final external diameter (m)	0.67500
Stiffener's elastic modulus (kN/m2)	7.0000e+004
Stiffener's dry weight (kN)	0.00000
Floater's weight (kN/m)	0.00000
Floater's buoyancy force (kN/m)	0.00000
Consider non-linear hydrostatic effect	No <input type="checkbox"/>

Com a intenção de simular o afastamento da unidade da posição neutra, foi aplicado um *offset* igual a 10% da lâmina d'água, ou seja, foi imposto a ela um deslocamento de 100m sempre na direção das condições ambientais.

Para se obter o raio de curvatura e a tração admissíveis dos *risers* analisados, deve-se multiplicar o raio de curvatura mínimo e dividir a tração máxima, dados pelo fabricante, pelo fator de segurança (API SP 17J [12]).

$$\text{Raio admissível} = 1.5 \text{ m} \cdot 1.5 = 2.25 \text{ m}$$

$$\text{Tração admissível} = 3000 \text{ kN} / 1.5 = 2000 \text{ kN}$$

IV.3.1. Análises aleatórias

Foram realizadas análises aleatórias somente para o pior caso que é o *riser* de NE com as condições desalinhadas, pois o custo computacional e o tempo gasto são altos. Pelo mesmo motivo, a análise foi feita com 4000s e não com os 10800s recomendados.

A Tabela IV.4 mostra os raios de curvatura mínimo no TDP e a tração máxima no topo para o *riser* de NE em todas as direções. Os valores em vermelho significam que eles estão abaixo do valor admissível.

Tabela IV.4 – Resultados das análises aleatória com a plataforma desalinhada.

Direção	Raio (m) - TDP		Tração (kN) - Topo	
	Riser NE	Riser W	Riser NE	Riser W
E	64.864	-	603.31	-
N	2.956	-	679.28	-
NE	1.734	-	652.85	-
NW	5.950	-	766.90	-
S	65.149	-	795.69	-
SE	51.512	-	662.88	-
SW	73.380	-	889.90	-
W	64.394	-	762.95	-

Durante as análises aleatórias, pode ser comprovado seu alto custo computacional, pois as análises das direções N, NE e NW levaram entre 5 e 10 horas para serem concluídas cada uma e o tempo total para a conclusão das oito foi maior que 24 horas.

Deve-se ressaltar que estes resultados não podem ser interpretados diretamente, porque se trata de uma única realização do processo aleatório. Seriam necessárias várias análises variando a semente de geração do estado de mar para se obter um valor máximo para todos, ou utilizar algum tratamento estatístico na série temporal de resposta para chegar ao valor extremo.

Apesar disso, deve-se observar que em todos os casos analisados a tração se manteve muito abaixo do admissível, e que na condição NE o raio de curvatura ficou abaixo do admissível.

IV.3.2. Análises determinísticas

A Tabela IV.5 mostra os resultados de raio de curvatura mínimo no TDP e de tração máxima no topo para cada período analisado, em todas as direções e para ambos os *risers*, com as condições alinhadas.

Considerando o período da maior onda (em torno de 16s), o tempo de simulação de 70s é necessário para totalizar a carga de onda, aplicada através de uma função de rampa igual a dois períodos de onda, aguardar um período para estabilização da resposta e tomar como período de amostragem um período completo da simulação.

Tabela IV.5 – Resultados das análises determinísticas – casos alinhados.

Direção	T _{máx} (s)	Raio (m) – TDP		Tração (kN) - Topo	
		Riser NE	Riser W	Riser NE	Riser W
E	8.5	55.68	96.99	617.91	791.11
	9.0	37.52	104.28	637.70	824.77
	9.5	3.32	5.37	718.70	1002.41
	10.0	45.24	100.41	621.43	788.72
	10.5	52.39	100.73	610.51	782.80
N	11.0	6.95	24.11	653.88	745.71
	11.5	3.60	6.32	663.57	760.88
	12.0	3.36	5.12	668.36	774.63
	12.5	3.26	3.34	672.59	791.65
	13.0	2.93	2.89	677.02	816.77
	13.5	2.58	2.68	680.94	847.36
	14.0	2.08	2.63	690.73	905.02
NE	14.5	2.16	2.62	693.40	923.93
	11.0	2.40	35.89	617.64	907.73
	11.5	1.90	7.92	623.72	948.05
	12.0	1.74	4.04	627.23	980.35
	12.5	1.96	3.16	634.28	1017.29
	13.0	1.86	3.04	643.65	1064.98
	13.5	1.85	3.04	653.60	1120.06
	14.0	1.81	2.86	660.62	1168.77
NW	14.5	1.85	2.78	664.57	1205.85
	15.0	1.87	2.85	665.26	1230.97
	9.5	2.92	2.18	903.53	764.75
	10.0	66.79	16.98	723.45	647.39
	10.5	67.97	26.38	705.28	630.67
	11.0	33.52	6.77	735.87	653.70
	11.5	11.21	3.65	749.51	662.87
S	12.0	5.76	3.37	760.80	667.94
	12.5	4.57	3.28	775.51	672.97
	9.0	91.85	56.33	849.25	741.19
	9.5	2.88	2.53	1095.89	893.84
	10.0	91.37	67.84	806.52	714.55
SE	10.5	95.14	68.93	793.59	696.95
	11.0	88.29	46.88	840.75	725.39
	9.0	69.93	92.25	704.04	781.98
	9.5	3.31	4.04	829.29	934.80
SW	10.0	62.18	87.90	682.66	753.50
	10.5	60.82	82.93	671.88	744.36
	10.0	103.87	32.73	820.00	631.45
	10.5	105.93	42.05	812.75	617.86
	11.0	101.04	20.31	857.68	636.54
W	11.5	95.02	11.10	883.09	643.77
	12.0	82.94	6.56	901.58	647.28
	9.0	89.08	15.40	790.11	613.35
	9.5	3.41	2.40	959.09	679.94
	10.0	88.66	19.41	757.82	597.59
W	10.5	88.57	22.95	749.94	587.36
	11.0	86.76	13.54	777.82	601.68

A Figura IV.8 mostra os gráficos das envoltórias do raio de curvatura mínimo para os piores casos de raio de curvatura no TDP e no topo dos risers para as condições alinhadas. O caso de condições ambientais para N e período da onda de 14.5s foi onde ocorreu o pior MBR no topo do riser de direção NE. Já o pior caso de MBR no TDP ocorreu na condição NE com o período de onda de 12.0s e no mesmo riser. As Figuras IV.9 e IV.10 mostram em detalhes a região do topo e do TDP.

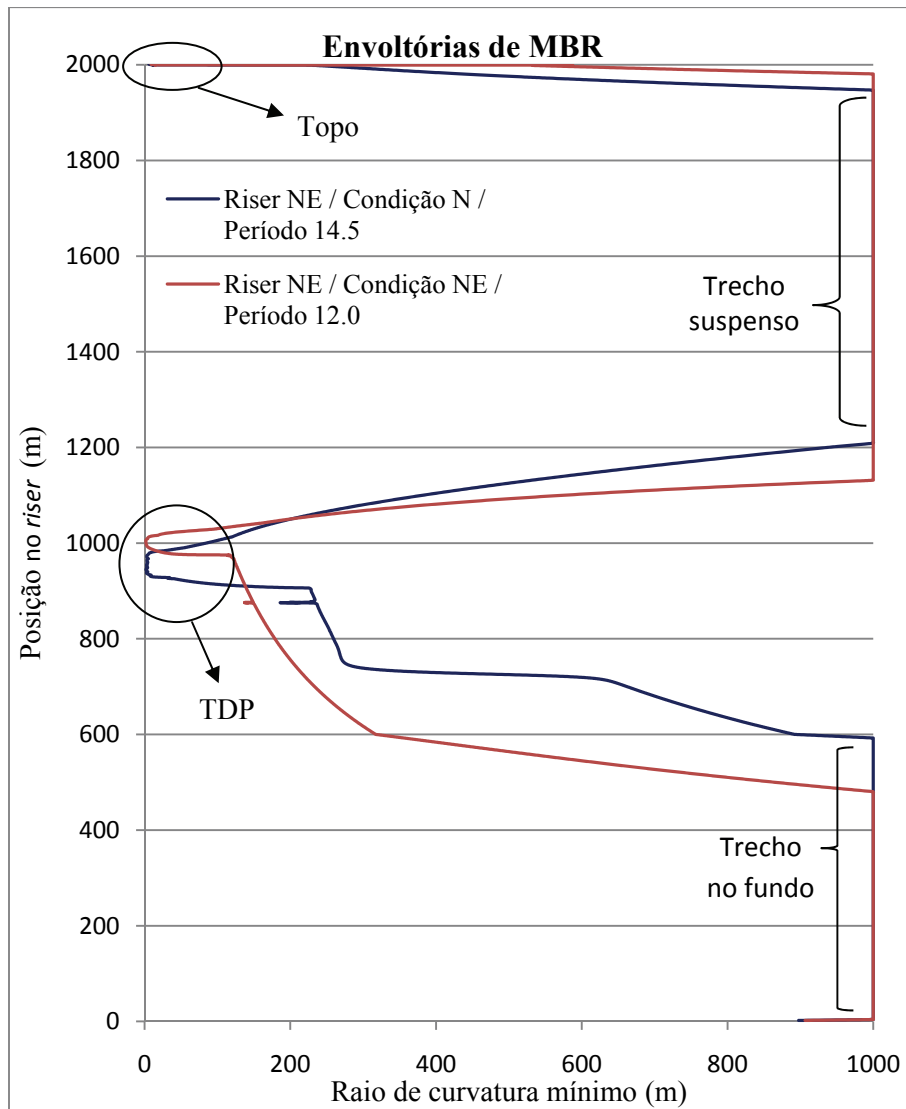


Figura IV.8 – Gráficos das envoltórias de raio de curvatura mínimo do riser de NE para os piores casos de raio de curvatura no topo e no TDP com as condições alinhadas.

As regiões do gráfico que estão retas são devidas ao limite imposto pelo Anflex para valores de MBR muito grandes, i.e., o programa limita os valores em 999m. Assim os trechos dos risers que possuem valores de MBR elevados são facilmente identificados nos gráficos, que são o trecho suspenso e aquele que se encontra em contato com o solo onde não é afetado pelos esforços de flexão.

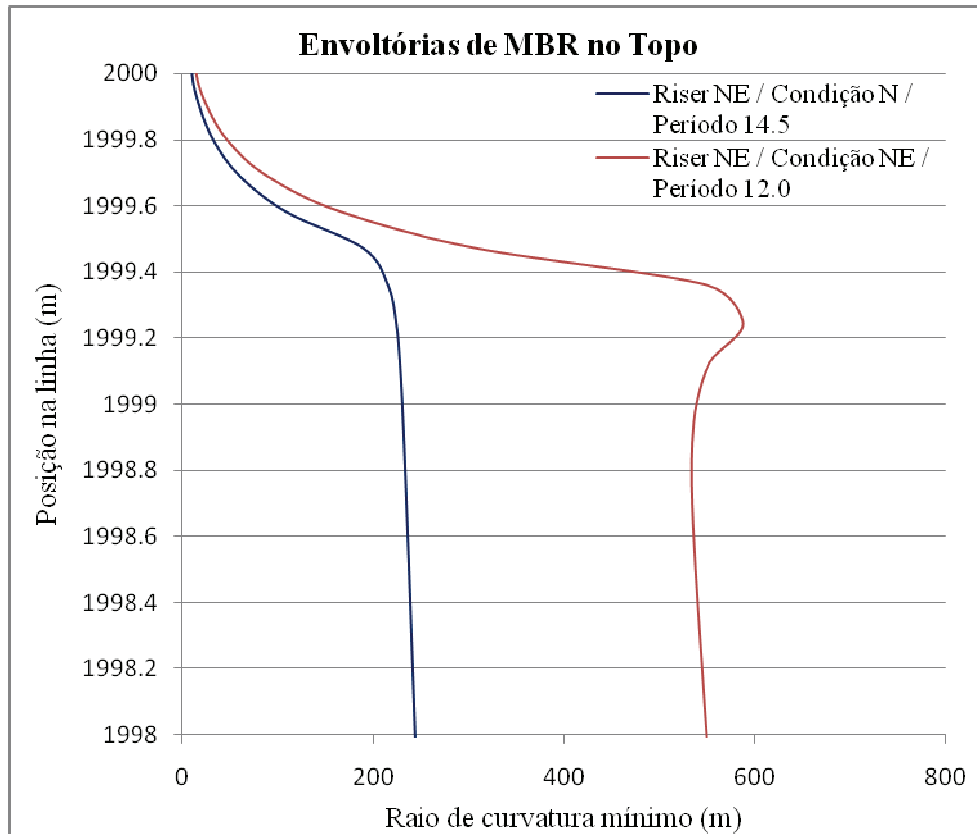


Figura IV.9 – Detalhe das envoltórias de raio de curvatura no topo.

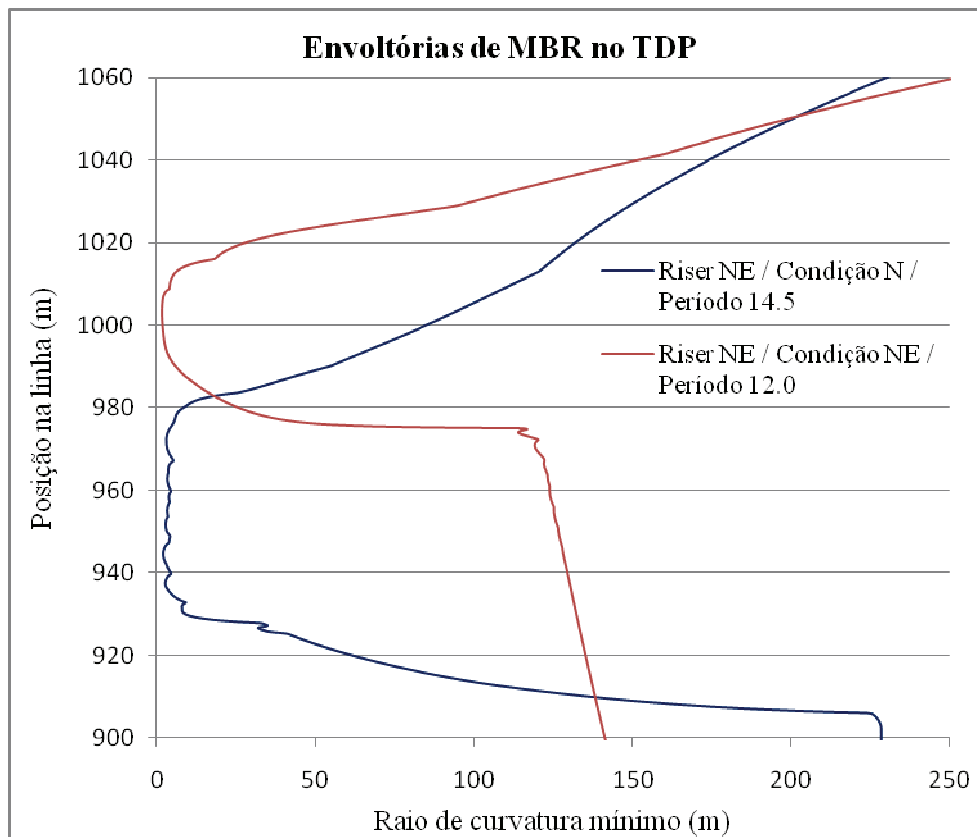


Figura IV.10 – Detalhe das envoltórias de raio de curvatura no TDP.

A Tabela IV.6 mostra os resultados de raio de curvatura mínimo e tração máxima para cada período analisado, em todas as direções e para ambos os *risers*, com as condições desalinhasdas.

Tabela IV.6 – Resultados das análises determinísticas – casos desalinhasdos.

Direção	T _{máx} (s)	Raio (m) – TDP		Tração (kN) - Topo	
		Riser NE	Riser W	Riser NE	Riser W
E	8.5	60.67	93.13	610.50	777.91
	9.0	37.15	103.08	638.12	827.93
	9.5	3.08	3.72	721.47	1030.37
	10.0	50.04	101.21	615.98	777.88
	10.5	52.43	99.80	610.43	780.14
N	11.0	5.21	15.86	657.97	752.08
	11.5	3.37	3.68	680.28	793.46
	12.0	2.89	2.87	686.03	828.59
	12.5	2.51	2.69	686.40	854.44
	13.0	2.22	2.63	687.03	877.46
	13.5	2.21	2.62	690.58	902.44
	14.0	2.13	2.61	697.33	930.72
	14.5	2.12	2.47	697.88	954.01
NE	11.0	2.21	33.28	621.69	910.36
	11.5	1.97	3.45	643.29	992.15
	12.0	1.91	3.09	657.37	1059.77
	12.5	1.87	2.87	666.53	1121.40
	13.0	1.87	2.94	673.09	1184.54
	13.5	1.85	2.55	677.35	1239.61
	14.0	1.85	2.53	680.35	1267.92
	14.5	1.86	2.59	680.75	1275.53
	15.0	1.87	2.68	678.15	1279.85
NW	9.5	2.71	2.12	908.09	775.26
	10.0	69.68	22.92	715.88	639.50
	10.5	69.82	26.15	702.26	630.76
	11.0	25.72	4.43	741.97	661.16
	11.5	4.93	3.37	778.55	682.34
	12.0	3.20	2.88	809.98	687.50
	12.5	2.81	2.54	832.75	687.92
	9.0	94.90	57.27	852.21	740.71
S	9.5	2.82	2.49	1114.42	899.34
	10.0	90.64	71.35	791.02	708.10
	10.5	91.07	70.63	795.29	696.81
	11.0	70.97	31.07	852.69	733.55
	9.0	67.68	89.61	705.07	782.89
SE	9.5	3.04	3.30	839.85	952.47
	10.0	62.58	80.12	674.81	745.84
	10.5	63.33	86.06	672.52	742.95
	10.0	101.04	37.07	806.61	626.37
SW	10.5	101.17	41.96	812.81	618.41
	11.0	100.06	15.50	867.72	643.16
	11.5	58.12	3.48	920.14	662.11
	12.0	16.77	3.44	964.70	672.34

Continuação da Tabela IV.6.

Direção	$T_{\text{máx}}$ (s)	Raio (m) – TDP		Tração (kN) - Topo	
		Riser NE	Riser W	Riser NE	Riser W
W	9.0	91.71	15.52	790.84	613.07
	9.5	3.52	2.39	977.90	685.42
	10.0	88.92	21.55	750.53	593.14
	10.5	82.32	22.55	748.94	588.05
	11.0	89.94	10.58	784.60	606.87

As Figuras IV.11 a IV.18 apresentam os gráficos com a comparação entre os raios de curvaturas no TDP de cada *riser* e o raio de curvatura admissível em função dos períodos das ondas, para todas as direções, com as condições ambientais desalinhasadas.

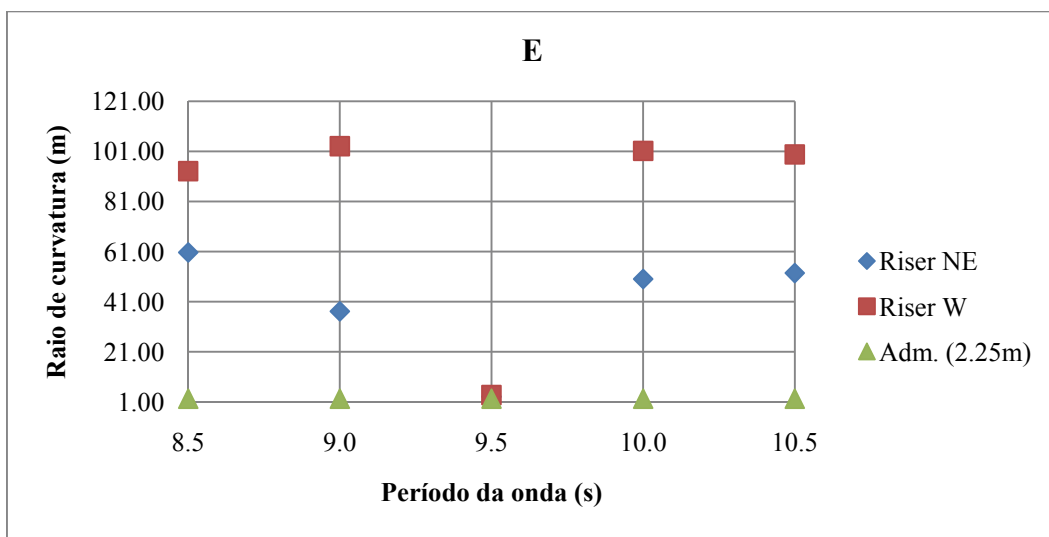


Figura IV.11 – Raio de curvatura mínimo no TDP em função do período – ondas com direção E.

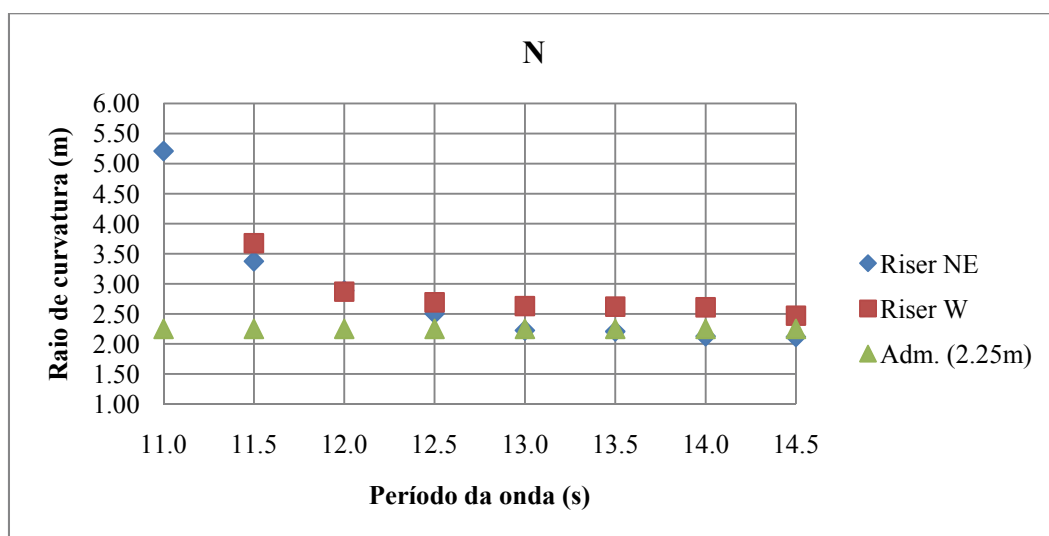


Figura IV.12 – Raio de curvatura mínimo no TDP em função do período – ondas com direção N.

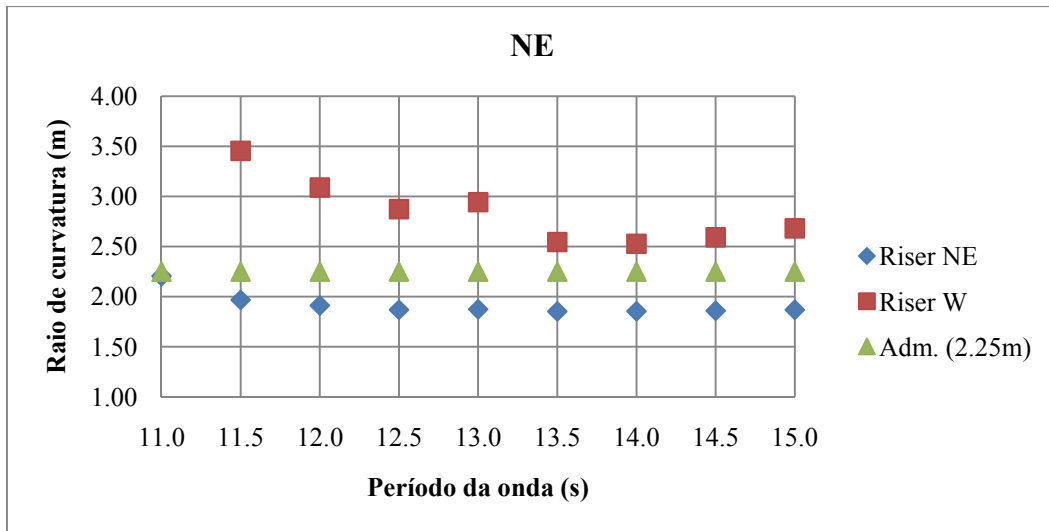


Figura IV.13 – Raio de curvatura mínimo no TDP em função do período – ondas com direção NE.

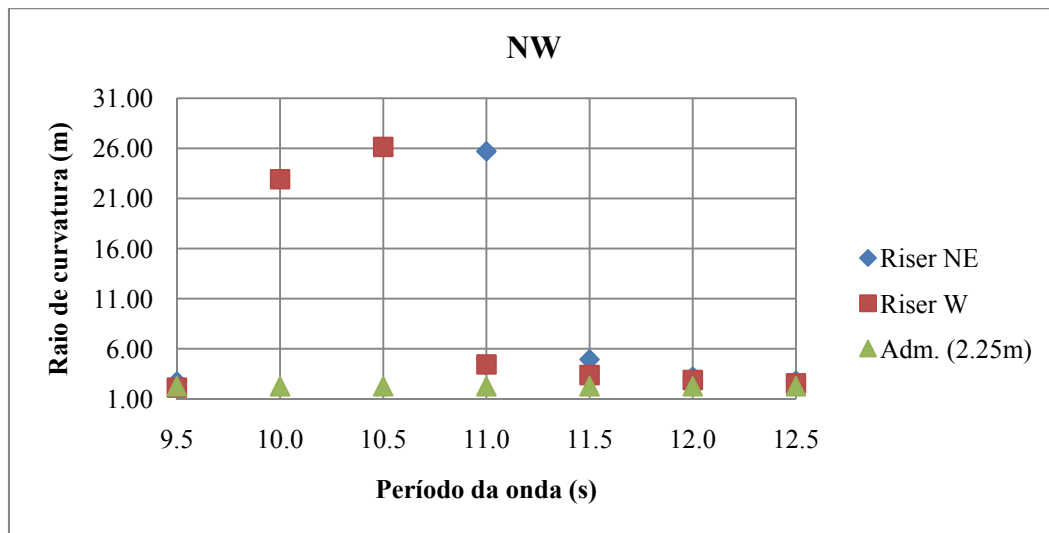


Figura IV.14 – Raio de curvatura mínimo no TDP em função do período – ondas com direção NW.

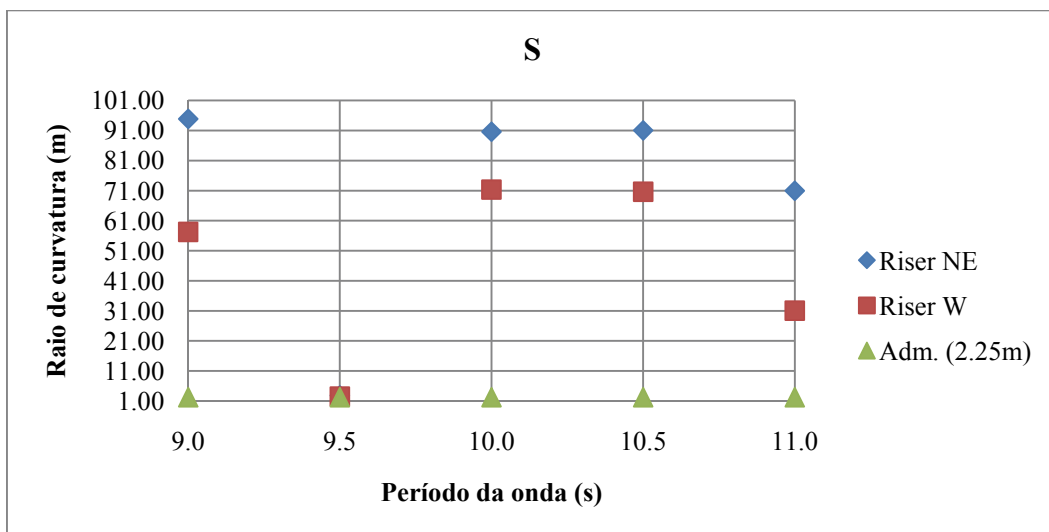


Figura IV.15 – Raio de curvatura mínimo no TDP em função do período – ondas com direção S.

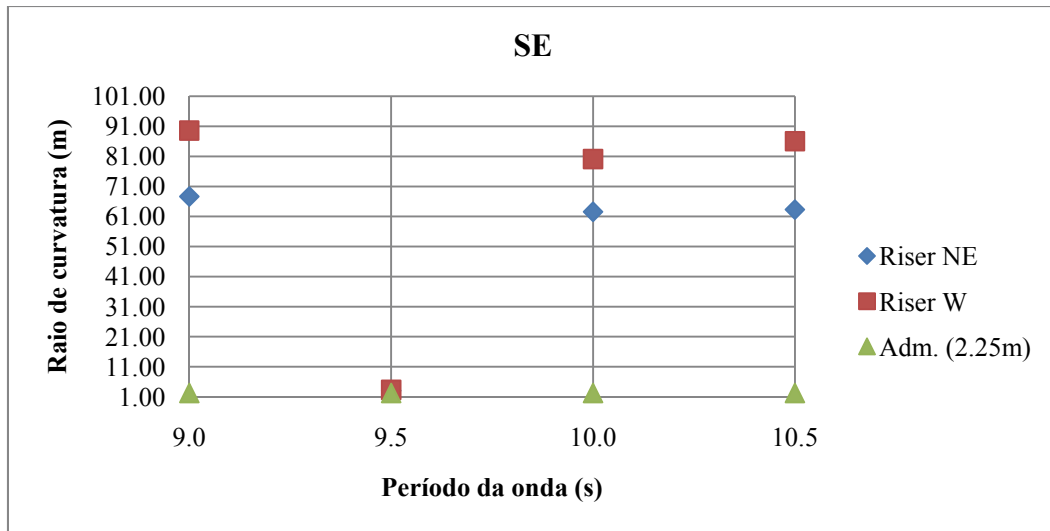


Figura IV.16 – Raio de curvatura mínimo no TDP em função do período – ondas com direção SE.

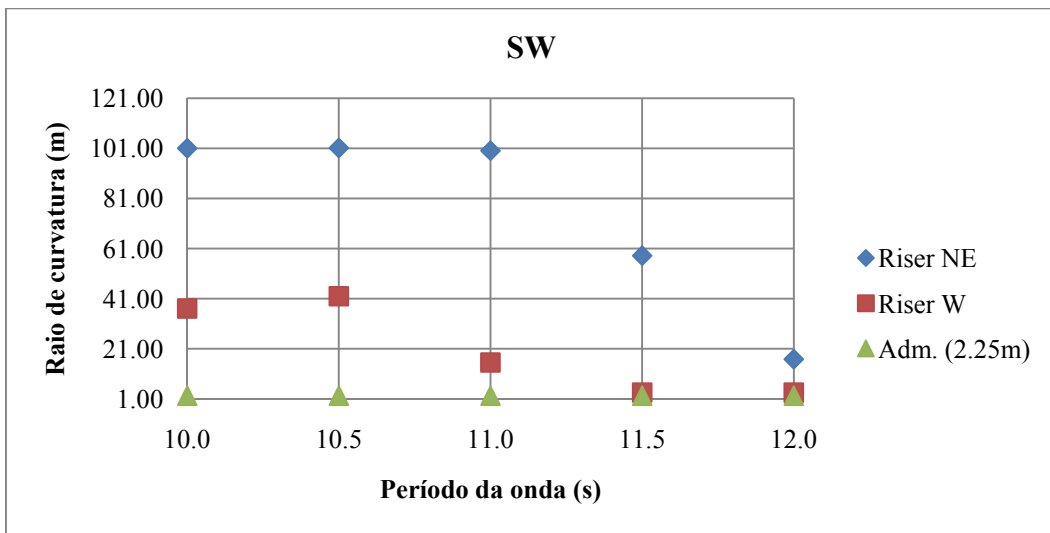


Figura IV.17 – Raio de curvatura mínimo no TDP em função do período – ondas com direção SW.

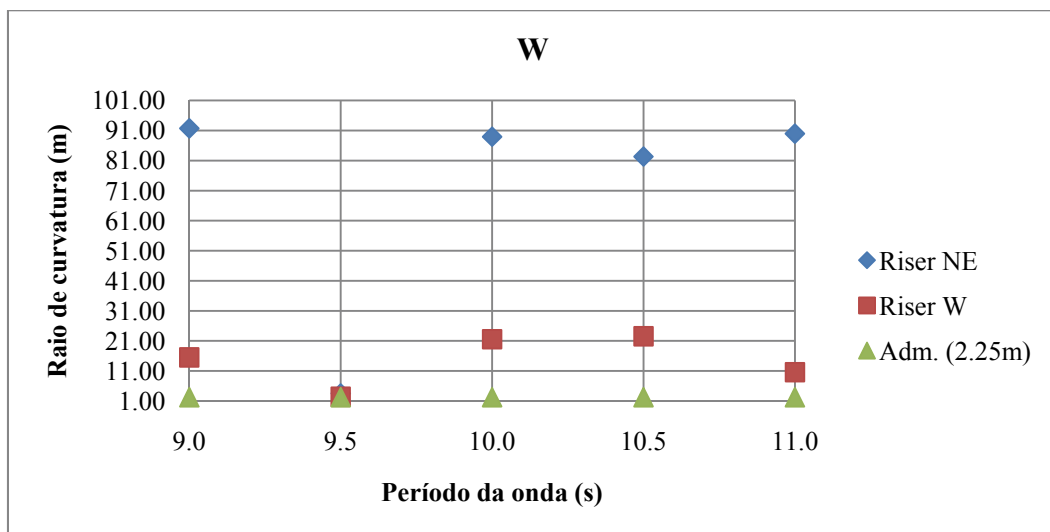


Figura IV.18 – Raio de curvatura mínimo no TDP em função do período – ondas com direção W.

Os gráficos anteriores estão com escalas diferentes entre si para uma visualização com mais detalhes, pois algumas direções de análise possuem valores muito elevados de raio de curvatura mínimos, fazendo com que eles fiquem distorcidos.

A Figura IV.19 mostra as envoltórias do raio de curvatura mínimo para os piores casos de raio de curvatura no TDP e no topo dos risers com a plataforma desalinhada. O caso de condições ambientais para NE e período da onda de 15.0s foi onde ocorreu o pior MBR no topo do riser na direção NE. Também na condição NE, com o período de onda de 13.5s, ocorreu o pior MBR no TDP. As Figuras IV.20 e IV.21 mostram em detalhes a região do topo e do TDP.

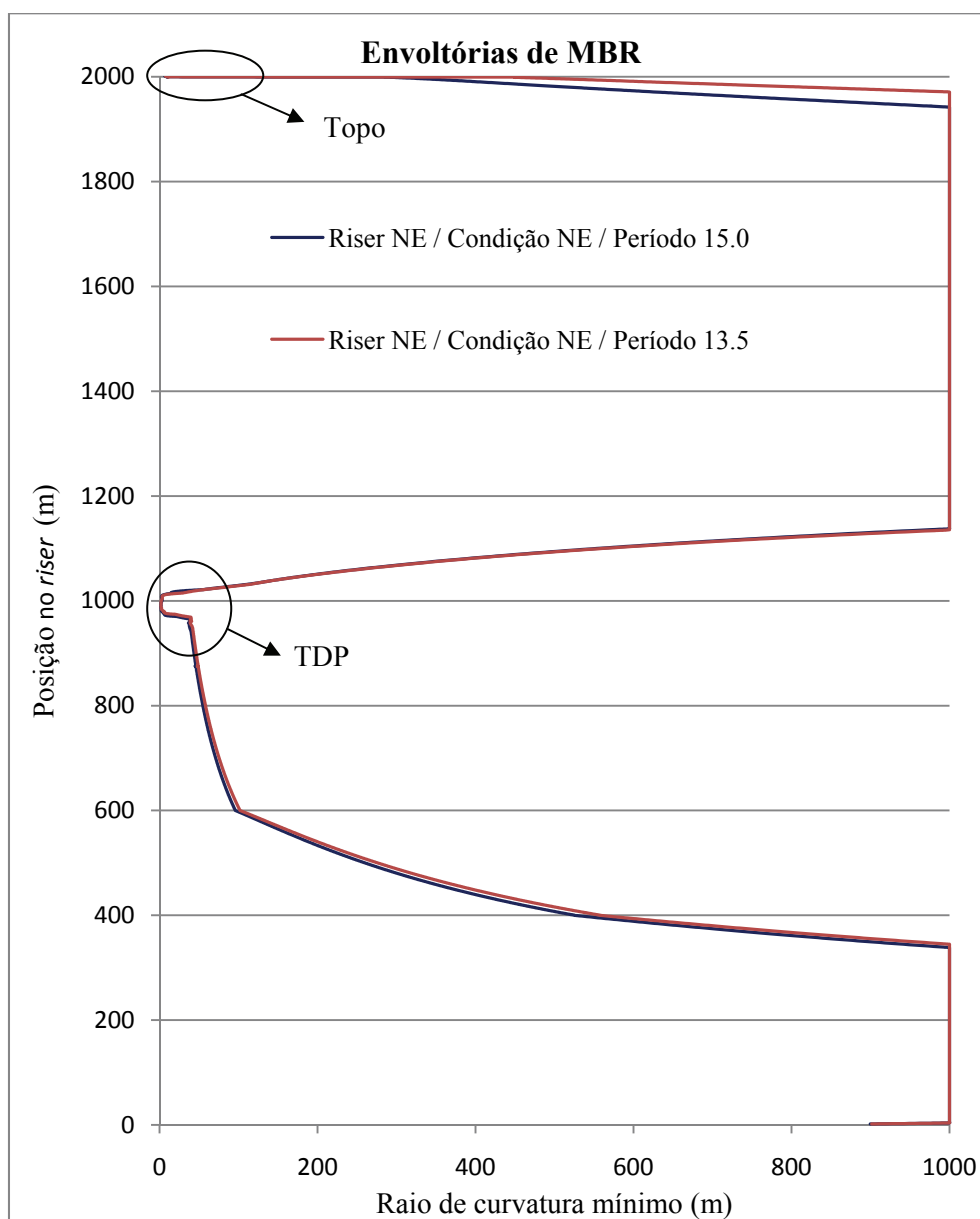


Figura IV.19 – Gráficos das envoltórias de raio de curvatura mínimo do riser de NE para os piores casos de raio de curvatura no topo e no TDP com a plataforma desalinhada.

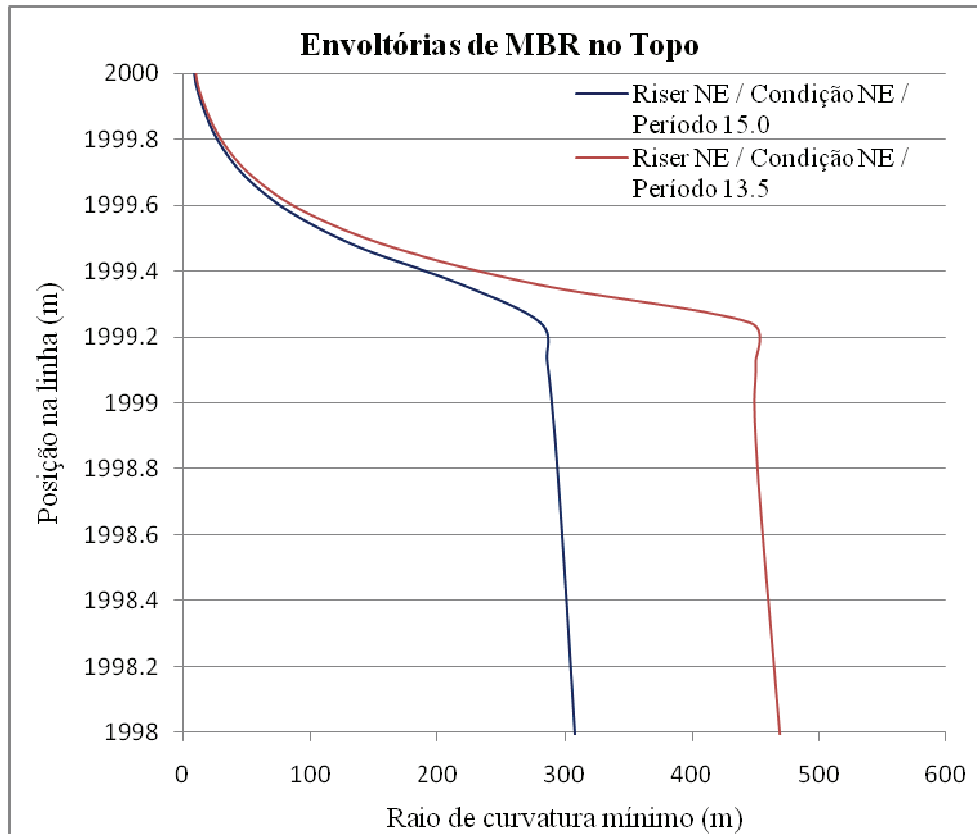


Figura IV.20 – Detalhe das envoltórias de raio de curvatura no topo.

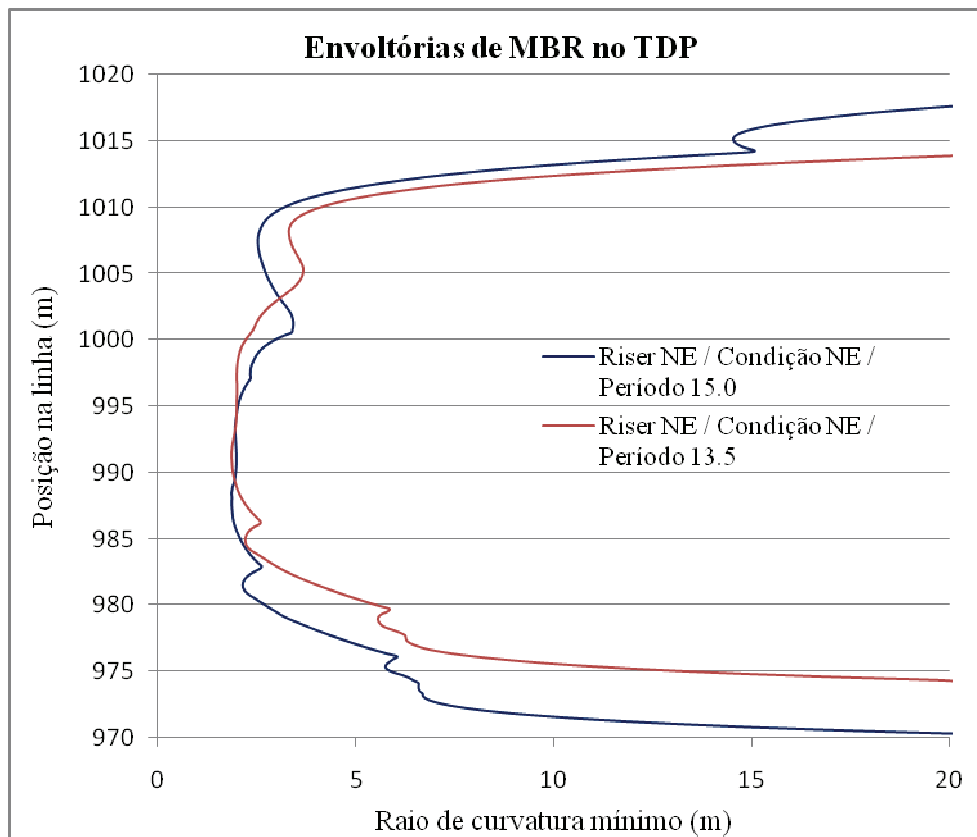


Figura IV.21 – Detalhe das envoltórias de raio de curvatura no TDP.

Como foi visto, na análise determinística é necessário variar o período com a maior quantidade de valores possíveis procurando aquele relativo à frequência de ressonância do *riser*, mas esta pode estar associada a uma onda com porcentagem de ocorrência muito baixa, ou seja, que pode apresentar um período de recorrência superior ao centenário, por exemplo. Assim, os resultados obtidos devem ser analisados com atenção. Neste exemplo, um dos períodos utilizados para a análise do *riser* em algumas direções (9.5s) parece ser um período de ressonância da estrutura, gerando raios de curvatura muito baixos. Assim pode-se perceber que o período da onda influi diretamente no resultado.

IV.3.3. Análises harmônicas equivalentes

Os movimentos dinâmicos aplicados no ponto de conexão dos *risers* foram determinísticos e calculados a partir da análise estatística de extremos do espectro de movimento para tempestades de três horas. O espectro de movimento foi calculado pelo cruzamento do RAO da plataforma com o espectro de onda incidente, que gera um período equivalente do movimento, que neste trabalho será chamado de T_{MOV} .

A Tabela IV.7 mostra os resultados das análises harmônicas equivalentes com as condições alinhadas e a Tabela IV.8 mostra os resultados das condições desalinhadas. Os resultados dos raios de curvatura no topo foram omitidos porque, em todas as análises, apresentaram valores muito elevados.

Tabela IV.7 – Resultados das análises harmônicas equivalentes – condições alinhadas.

Direção	T_{MOV} (s)		Raio (m) - TDP		Tração (kN) - Topo	
	Riser NE	Riser W	Riser NE	Riser W	Riser NE	Riser W
E	9.29	9.29	56.26	96.01	613.30	780.69
N	14.11	14.13	2.75	2.79	674.56	824.59
NE	14.95	14.97	1.81	2.97	646.29	1131.87
NW	11.96	11.97	18.02	4.24	738.53	653.78
S	9.80	9.80	92.43	64.07	829.94	726.73
SE	9.29	9.29	61.16	85.56	673.81	744.21
SW	11.97	11.96	94.23	15.04	873.79	636.44
W	10.75	10.75	87.70	16.42	770.98	598.23

Tabela IV.8 – Resultados das análises harmônicas equivalentes – condições desalinhadas.

Direção	T _{MOV} (s)		Raio (m) - TDP		Tração (kN) - Topo	
	Riser NE	Riser W	Riser NE	Riser W	Riser NE	Riser W
E	9.37	9.37	55.45	94.96	613.46	782.05
N	13.98	14.01	2.67	2.65	678.80	861.14
NE	14.80	14.81	1.74	3.02	657.15	1175.10
NW	12.07	12.07	5.95	3.65	766.75	672.82
S	9.93	9.92	92.46	49.70	831.34	734.81
SE	9.37	9.37	60.60	81.92	674.95	743.28
SW	12.07	12.06	93.51	5.22	891.97	650.37
W	10.94	10.94	89.95	13.84	784.45	601.40

Como pode ser observado nas tabelas acima, as análises com as condições ambientais desalinhadas provocaram resultados piores do que as condições alinhadas, como já eram esperados.

O *riser* que está instalado para NE mostrou menores valores de raio de curvatura no TDP nas condições N e NE que são as direções de movimento *near* e *cross near* do *riser*; assim, quando ele é deslocado nestas direções, ele tende a dobrar na região do TDP, causando a diminuição do raio de curvatura.

No *riser* instalado para W os piores resultados também foram nas direções N, NE e NW, porém neste caso, a explicação é que estas três direções são as mais severas na Bacia de Campos, onde as ondas possuem os maiores H_s , provocando assim maiores movimentos nos *risers*. Apesar disto, não o suficiente para fazer o raio de curvatura ficar abaixo do admissível, como ocorreu na estrutura anterior. Já o seu movimento *near* gerou um resultado melhor, já que, as condições na direção W são mais brandas.

Conforme já comentado, os resultados das análises aleatórias apresentadas não podem ser tomados como definitivos, pois representam uma única realização de um processo aleatório. Entretanto, deve-se ressaltar a grande coincidência de resultados entre a metodologia do harmônico equivalente e as análises aleatórias, tanto em relação ao raio de curvatura no TDP quanto à tração no topo.

IV.4. Plataforma semi-submersível

Nesse exemplo foram realizadas análises determinísticas e harmônicas equivalentes, também de dois *risers*, que estão instalados com as mesmas direções do exemplo anterior: um para NE e outro para W. A Figura IV.22 mostra a plataforma semi-submersível e os *risers*. As análises aleatórias não foram executadas em função do custo computacional e da coincidência de resultados com a metodologia do harmônico equivalente apresentada anteriormente.

No caso da semi-submersível não é usual avaliar os casos desalinhados, porque a plataforma tem aproamento fixo. Assim, os movimentos de rotação da plataforma gerados pelas ações ambientais ficam bem representados.

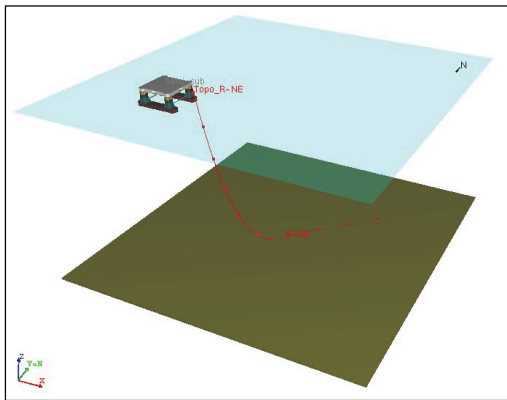


Figura IV.22-a – Riser na direção NE.
(Anflex [7])

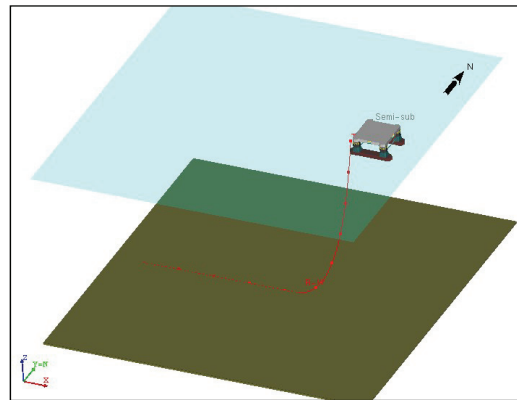


Figura IV.22-b – Riser na direção W.
(Anflex [7])

Os dois *risers* foram modelados com elementos de pórtico com um comprimento total de 1000 m, variando o comprimento dos elementos entre 2.0m, próximo a ancora e no trecho suspenso do *riser*, e 0.1m nas regiões do TDP e do topo. As linhas possuem ângulo de topo de 7° , como mostra a Figura IV.23. O *stiffener* no topo do *riser* possui 1.24 m de comprimento e foi modelado com elementos de 0.1 m.

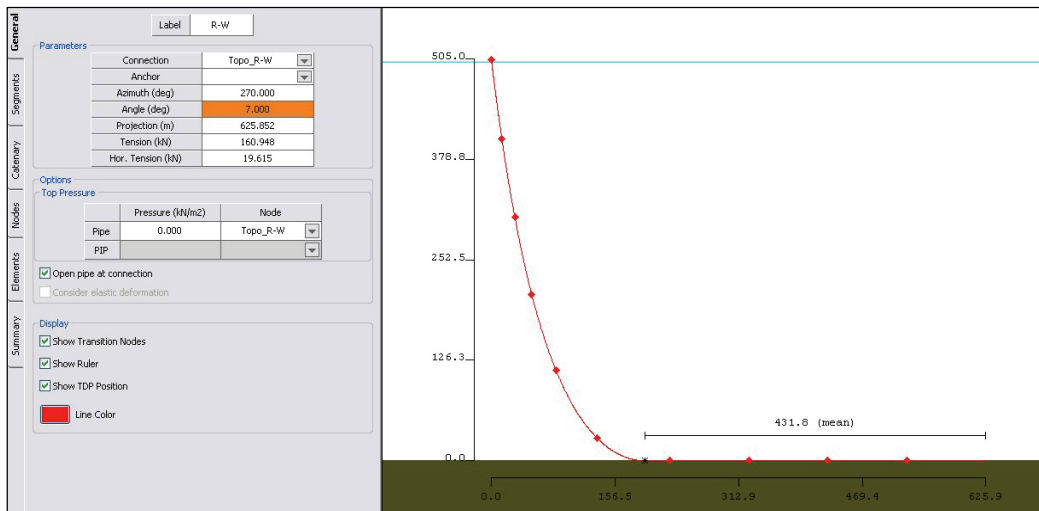


Figura IV.23 – Modelo dos Risers de NE e W. (Anflex [7])

Na modelagem dos *risers* manteve-se a preocupação em utilizar propriedades típicas de estruturas empregadas na Bacia de Campos para configurações similares a deste exemplo. Assim, foram utilizados *risers* de 4", com propriedades mostradas na Tabela IV.9.

Tabela IV.9 – Propriedades dos Risers de 4". (Anflex [7])

Property	Pipe
External diameter (m)	0.15500
Internal diameter (m)	0.10160
CM (Morison's inertia coefficient)	2.00000
CD (Morison's drag coefficient)	1.20000
Dry Weight (empty, kN/m)	0.40000
Wet Weight (empty, kN/m)	0.20000
Axial stiffness modulus (kN)	1.3000e+005
Bending stiffness modulus (kN.m ²)	4.7500e+000
Torsional stiffness modulus (kN.m ²)	3.5000e+002
Hydrodynamic diameter (m)	0.15500
Floater's weight (kN/m)	0.00000
Floater's buoyancy force (kN/m)	0.00000
Consider non-linear hydrostatic effect	No

Foi adotado um enrijecedor que possui um diâmetro interno de 0.159 m, um diâmetro externo inicial de 0.185 m e final de 0.4625 m.

Tabela IV.10 – Propriedades dos Enrijecedores. (Anflex [7])

Property	Pipe
Riser's external diameter (m)	0.15500
Riser's internal diameter (m)	0.10160
CM (Morison's inertia coefficient)	2.00000
CD (Morison's drag coefficient)	1.20000
Riser's dry weight (empty, kN/m)	0.40000
Riser's wet weight (empty, kN/m)	0.20000
Riser's Axial stiffness modulus (kN)	1.3000e+005
Riser's Bending stiffness modulus (kN.m ²)	4.7500e+000
Riser's Torsional stiffness modulus (kN.m ²)	3.5000e+002
Stiffener's internal diameter (m)	0.15900
Stiffener's initial external diameter (m)	0.18500
Stiffener's final external diameter (m)	0.46250
Stiffener's elastic modulus (kN/m ²)	7.0000e+004
Stiffener's dry weight (kN)	0.00000
Floater's weight (kN/m)	0.00000
Floater's buoyancy force (kN/m)	0.00000
Consider non-linear hydrostatic effect	No <input type="checkbox"/>

Com a intenção de simular o afastamento da unidade da posição neutra, foi aplicado um *offset* igual a 10% da lâmina d'água, ou seja, foi imposto a ela um deslocamento de 50m sempre na direção das condições ambientais.

Para se obter o raio de curvatura e a tração admissíveis dos *risers* analisados, deve-se multiplicar o raio de curvatura mínimo e dividir a tração máxima, dados pelo fabricante, pelo fator de segurança (API SP 17J [12]).

$$\text{Raio admissível} = 1.0 \text{ m} \cdot 1.5 = 1.5 \text{ m}$$

$$\text{Tração admissível} = 1250 \text{ kN} \cdot 1.5 = 833.3 \text{ kN}$$

IV.4.1. Análises determinísticas

As análises determinísticas foram realizadas no domínio do tempo com um tempo de simulação total de 70s, como feito no exemplo anterior.

A Tabela IV.11 mostra os resultados de raio de curvatura mínimo e tração máxima para cada período analisado, em todas as direções e para ambos os *risers*.

Tabela IV.11 – Resultados das análises determinísticas.

Direção	T _{máx} (s)	Raio de Curvatura Mínimo (m)				Tração Máxima (kN)	
		TDP		Topo		Topo	
		Riser NE	Riser W	Riser NE	Riser W	Riser NE	Riser W
E	8.5	18.85	108.34	8.41	33.06	171.39	220.02
	9.0	14.79	93.96	7.57	24.09	173.63	226.72
	9.5	12.10	86.49	7.11	19.63	174.03	230.30
	10.0	10.49	80.34	6.84	17.32	174.23	233.34
	10.5	10.56	76.87	6.82	16.42	173.03	235.12
N	11.0	10.06	29.57	3.89	5.50	170.07	195.46
	11.5	8.52	23.44	3.66	5.59	169.23	197.24
	12.0	7.74	19.00	3.52	5.66	168.45	199.33
	12.5	7.90	18.18	3.44	5.71	167.41	199.86
	13.0	8.03	17.76	3.42	5.78	166.41	199.90
NE	13.5	8.15	17.68	3.44	5.89	165.47	200.07
	11.0	1.98	4.58	2.96	4.93	164.81	285.23
	11.5	2.00	4.13	2.81	5.12	162.90	288.77
	12.0	2.02	3.85	2.74	5.38	161.60	291.51
	12.5	2.09	4.18	2.73	5.73	160.46	288.35
	13.0	2.15	4.77	2.77	6.09	159.51	285.94
	13.5	2.18	5.08	2.83	6.45	158.76	283.57
	14.0	2.19	5.15	2.91	6.81	158.08	281.21
NW	14.5	2.23	5.82	3.02	7.25	157.21	276.02
	15.0	2.26	10.26	3.13	7.61	156.49	271.29
	9.5	71.96	21.85	6.00	4.33	184.65	164.44
	10.0	64.39	18.58	6.19	4.36	187.08	165.64
	10.5	56.09	16.29	6.29	4.40	189.46	166.82
	11.0	48.78	14.32	6.40	4.48	191.33	167.79
	11.5	48.78	12.43	6.40	4.58	191.33	168.48
S	12.0	37.03	10.95	6.66	4.70	194.34	168.91
	12.5	34.27	10.48	6.82	4.85	194.74	168.69
	9.0	102.38	47.57	7.44	6.73	213.93	192.35
	9.5	102.88	43.60	8.11	7.27	214.51	193.08
	10.0	98.96	37.79	8.48	6.50	214.22	193.45
SE	10.5	90.66	36.78	8.75	5.74	215.06	191.66
	11.0	82.66	34.44	8.93	5.23	217.46	190.59
	9.0	75.97	126.24	8.24	16.92	175.51	194.68
	9.5	71.21	120.11	8.19	17.50	177.79	197.45
SW	10.0	66.74	114.26	8.19	18.21	179.93	199.62
	10.5	63.49	107.90	8.25	18.85	180.95	201.85
	10.0	60.72	5.67	12.76	6.17	245.71	174.76
	10.5	56.62	5.81	14.12	5.54	248.05	173.24
	11.0	53.42	5.86	15.52	5.12	249.97	172.62
W	11.5	51.10	5.93	16.95	4.85	251.54	172.33
	12.0	49.44	6.01	18.44	4.70	252.74	172.05
	9.0	78.01	5.72	14.12	8.27	214.70	166.60
	9.5	69.61	5.02	12.30	7.72	218.19	166.90
	10.0	62.77	4.47	11.23	7.42	221.13	166.96
W	10.5	59.02	4.48	10.75	7.41	222.71	165.79
	11.0	56.03	4.43	10.51	7.41	224.06	164.80

A partir da Figura IV.24 até a Figura IV.31 serão apresentados os gráficos com a comparação entre os raios de curvaturas no TDP de cada *riser* e o raio de curvatura admissível em função dos períodos das ondas, para todas as direções. É importante observar, que as escalas estão distorcidas pelos mesmos motivos já comentados no exemplo anterior.

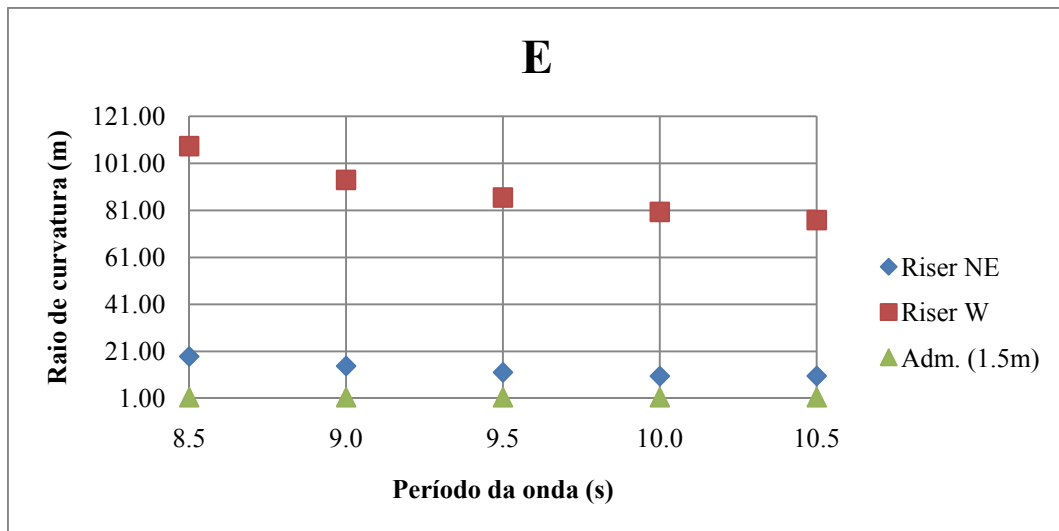


Figura IV.24 – Raio de curvatura mínimo no TDP em função do período – ondas com direção E.

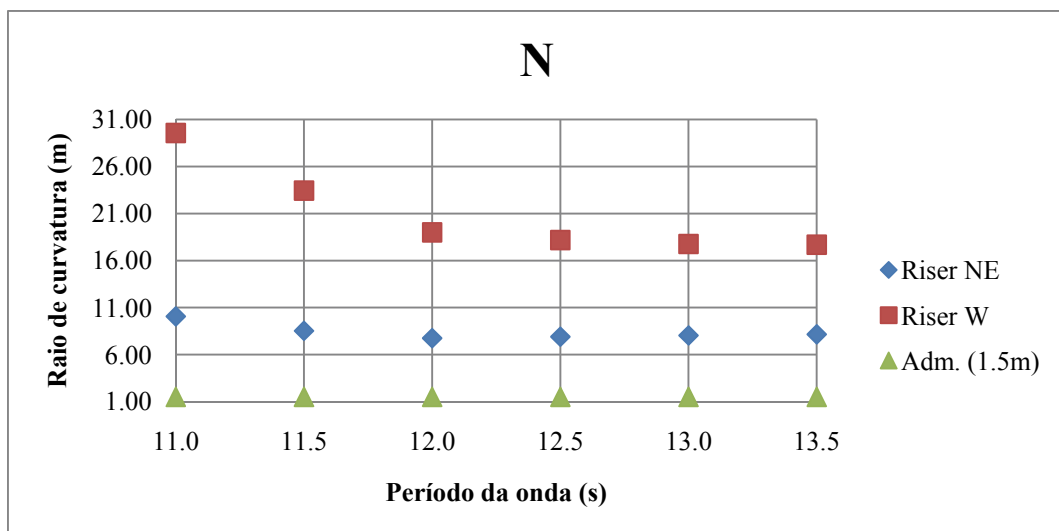


Figura IV.25 – Raio de curvatura mínimo no TDP em função do período – ondas com direção N.

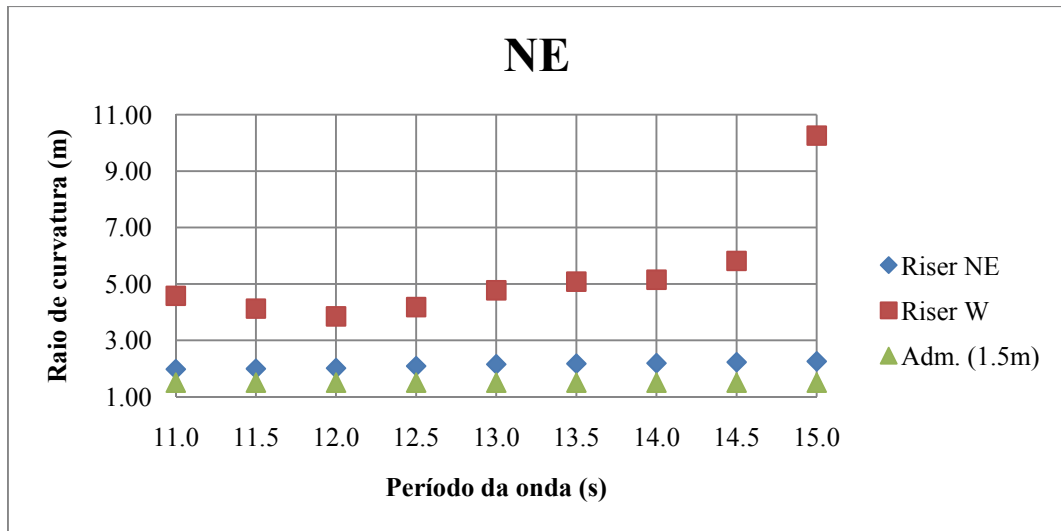


Figura IV.26 – Raio de curvatura mínimo no TDP em função do período – ondas com direção NE.

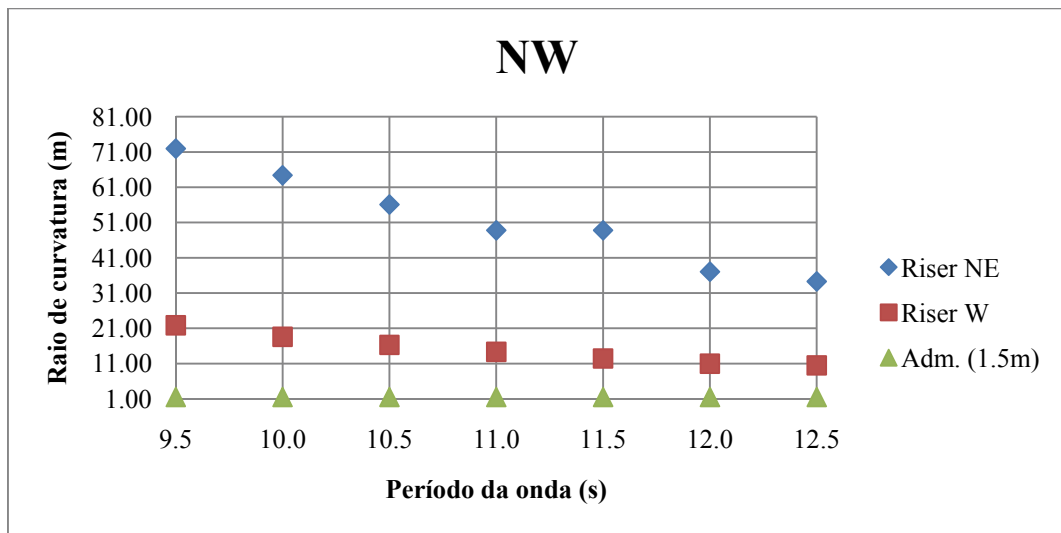


Figura IV.27 – Raio de curvatura mínimo no TDP em função do período – ondas com direção NW.

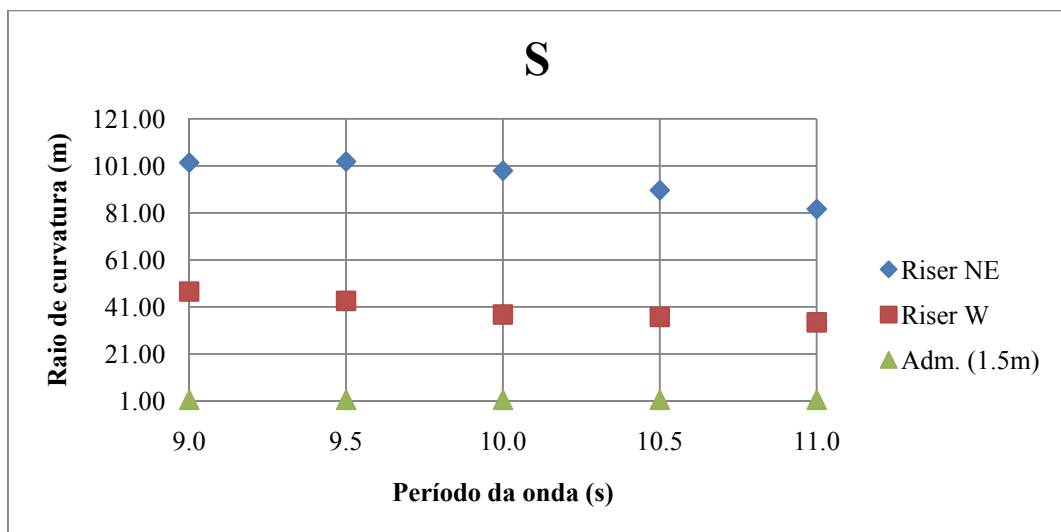


Figura IV.28 – Raio de curvatura mínimo no TDP em função do período – ondas com direção S.

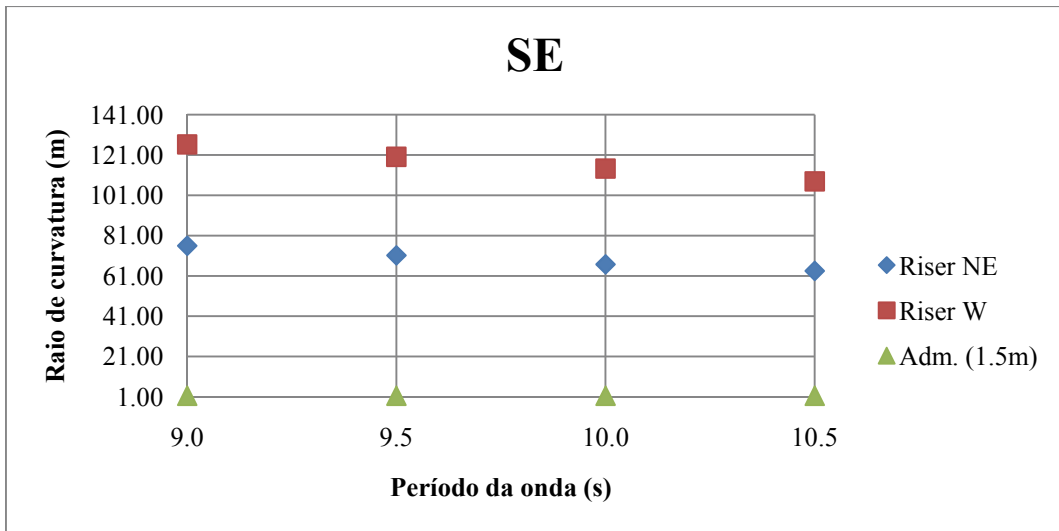


Figura IV.29 – Raio de curvatura mínimo no TDP em função do período – ondas com direção SE.

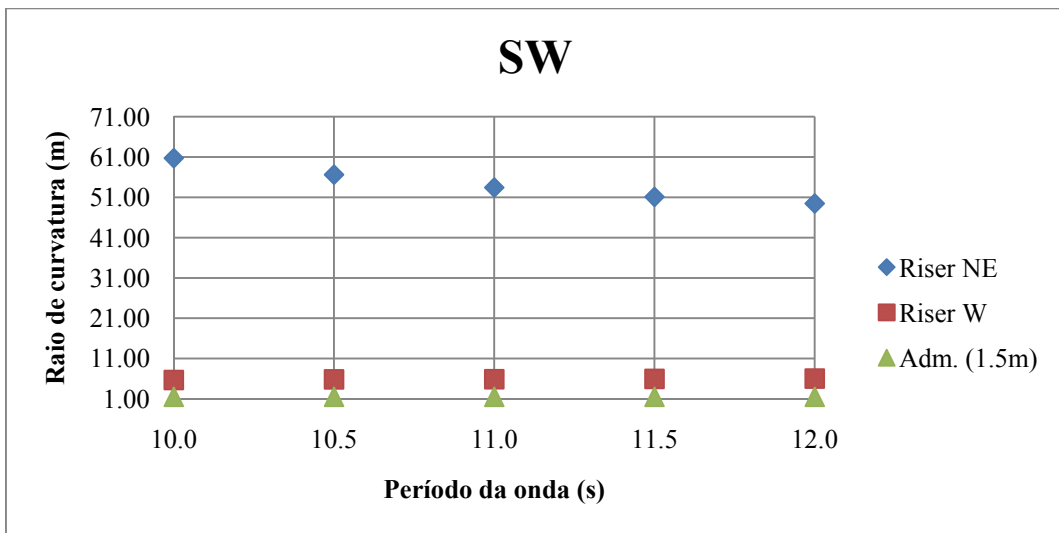


Figura IV.30 – Raio de curvatura mínimo no TDP em função do período – ondas com direção SW.

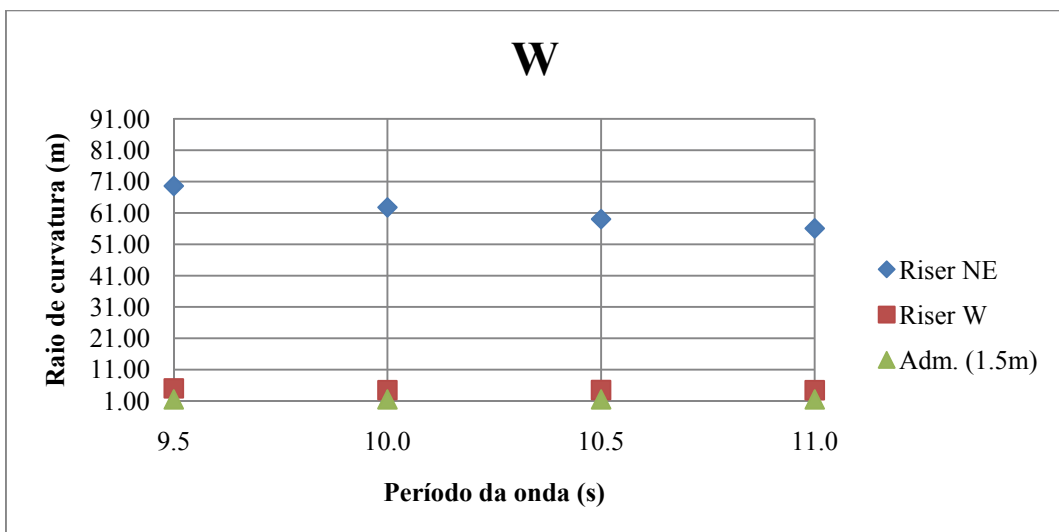


Figura IV.31 – Raio de curvatura mínimo no TDP em função do período – ondas com direção W.

A Figura IV.32 mostra os gráficos das envoltórias do raio de curvatura mínimo para os piores casos de raio de curvatura no TDP e no topo dos risers. O caso de condições ambientais para NE e período da onda de 12.5s foi onde ocorreu o pior MBR no topo do riser de direção NE. Também na condição NE, com o período de onda de 11.0s, ocorreu o pior MBR no TDP do mesmo riser. As Figuras IV.33 e IV.34 mostram em detalhes a região do topo e do TDP.

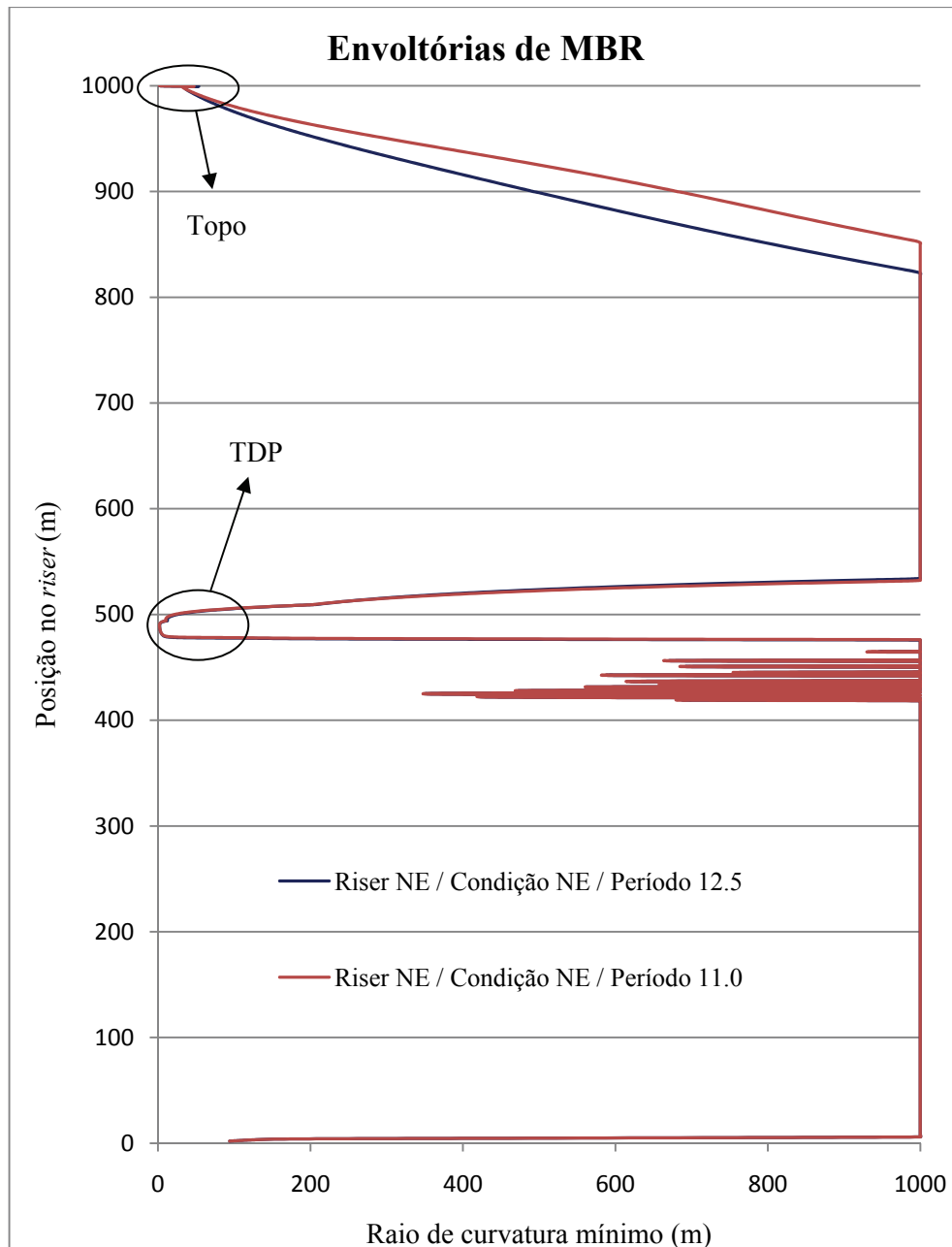


Figura IV.32 – Gráficos das envoltórias de raio de curvatura mínimo do riser de NE para os piores casos de raio de curvatura no topo e no TDP.

A região localizada entre 420m e 450m no riser, que está em contato com o fundo, sofreu esforço de flexão, daí a grande variação no MBR que aparece no gráfico.

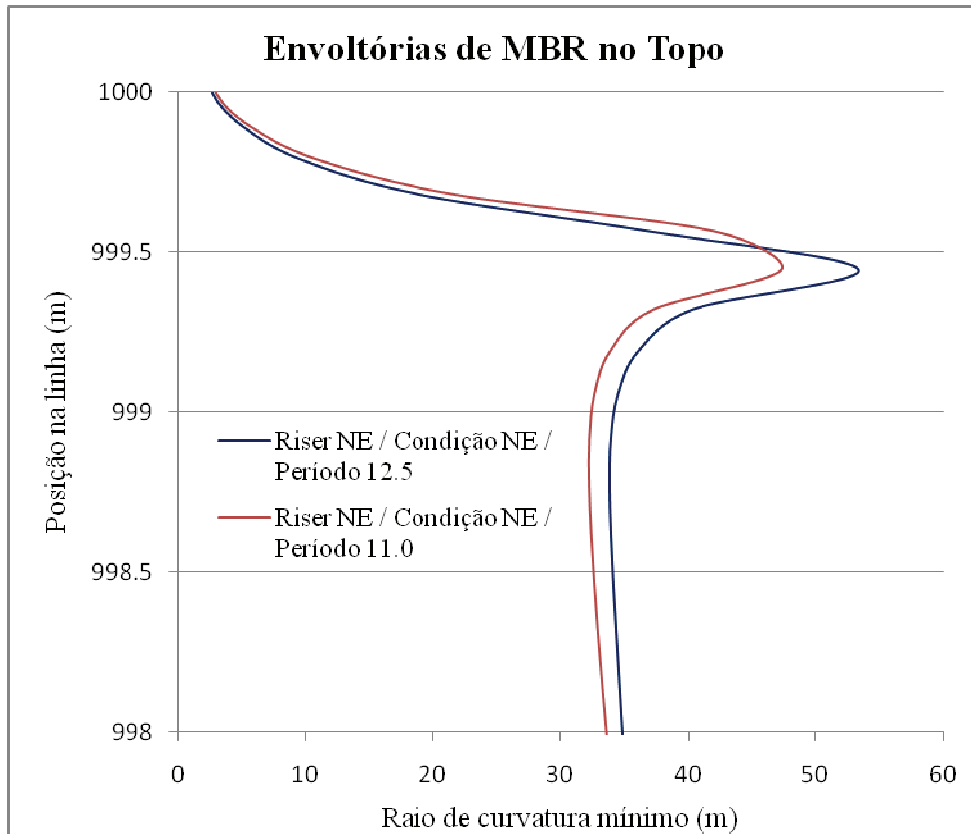


Figura IV.33 – Detalhe das envoltórias de raio de curvatura no topo.

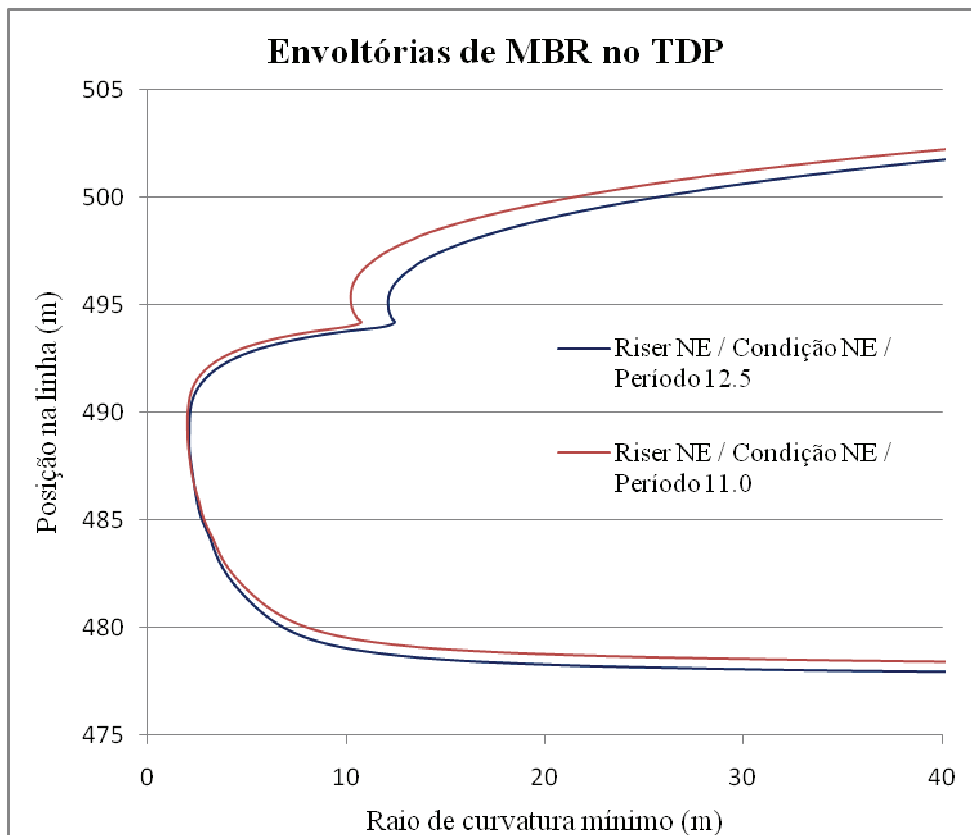


Figura IV.34 – Detalhe das envoltórias de raio de curvatura no TDP.

Em todas as direções foram obtidos resultados homogêneos e afastados dos valores limites, desta forma não foi necessário realizar análises aleatórias que possuem um alto custo computacional.

IV.4.2. Análises harmônicas equivalentes

Como a metodologia harmônica equivalente do exemplo anterior mostrou ser eficiente, com um custo computacional muito menor do que a metodologia aleatória, optou-se por não realizar as análises aleatórias para o exemplo da semi-submersível.

A Tabela IV.12 mostra os resultados das análises harmônicas equivalentes.

Tabela IV.12 – Resultados das análises harmônicas equivalentes.

Direção	T _{MOV} (s)		Raio de Curvatura (m)				Tração (kN)	
	Riser NE	Riser W	TDP		Topo		Topo	
			Riser NE	Riser W	Riser NE	Riser W	Riser NE	Riser W
E	9.16	9.14	21.85	122.82	13.50	59.37	167.43	212.42
N	13.01	13.19	10.62	25.05	5.22	6.72	166.47	197.66
NE	13.60	13.77	2.09	9.52	4.19	10.83	159.54	269.76
NW	11.98	11.92	49.01	15.20	7.36	6.21	188.16	166.67
S	9.29	9.53	102.20	54.53	12.44	7.79	212.45	188.40
SE	9.90	9.87	76.67	127.01	14.32	25.87	175.47	192.54
SW	11.42	11.38	78.79	9.72	30.92	8.08	237.81	170.23
W	10.49	10.43	78.73	5.68	20.90	13.26	212.48	162.60

As mesmas características dos resultados do exemplo anterior também aparecem neste exemplo. Porém, em comparação ao admissível, estes resultados estão melhores do que os da FPSO. Isto ocorre devido aos níveis dos movimentos da semi-submersível serem menores.

Nas análises determinísticas foram obtidos resultados com valores menores do que os obtidos na harmônica equivalente, mas ainda assim, esta segunda metodologia confirma que os raios de curvaturas são maiores do que o admissível e os valores de tração são muito baixos, produzindo melhores resultados do que o FPSO. Para melhor avaliar a diferença entre resultados apresentados pelas duas metodologias analisadas, a realização de algumas análises aleatórias pode ser recomendada.

CAPÍTULO V

CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

V.1. Conclusões

Um dos principais objetivos deste trabalho foi o de exemplificar as metodologias de avaliação de *risers* flexíveis em catenária livre. Para isso, foram introduzidas as principais idéias para um estudo de exploração de petróleo e gás, como exemplos de plataformas, as características dos *risers* e a influência dos fenômenos ambientais nas estruturas *offshore*.

Com esse objetivo, foram realizadas análises dinâmicas no domínio do tempo em quatro *risers* flexíveis com configurações diferentes. Dois foram supostos instalados em um FPSO *turret* e os outros dois em uma semi-submersível. Nas análises foram aplicadas as metodologias de aleatória, determinística e híbrida do harmônico equivalente. Os carregamentos ambientais e as características dos *risers* foram baseados naquelas tipicamente usadas na Bacia de Campos. Como critérios de análise foram observados nos *risers* o raio de curvatura mínimo no topo e no TDP (*Touch Down Point*) e a tração máxima no topo, pois estes são os fatores determinantes em projetos de *risers* flexíveis.

A partir dos resultados obtidos nas análises foi possível chegar às seguintes conclusões:

- O tipo da plataforma influi nos resultados, pois a semi-submersível mostrou resultados melhores do que o FPSO. Isto ocorre devido aos movimentos do FPSO serem maiores, principalmente o vertical (*heave*). Isto é agravado quando as condições ambientais não estão alinhadas com o navio, situação em que os movimentos de rotação (*roll*) são elevados. Estes movimentos são transferidos ao topo do *riser* aumentando as tensões que atuam sobre ele.
- O azimute do *riser* influencia diretamente nos resultados, porque caso ele tenha o mesmo azimute de uma condição forte, poderá haver problema de raio de curvatura no TDP do *riser*. Como é o caso do *riser* com azimute NE, que tem a

mesma direção da onda mais forte usada neste trabalho que é similar aquela que ocorre na Bacia de Campos. O trecho suspenso do *riser* se desloca em um movimento *near* sobre o trecho que está em contato com o solo, provocando uma diminuição do raio de curvatura, podendo chegar a um valor menor do que o admissível.

- A metodologia do harmônico equivalente produziu resultados próximos à metodologia aleatória, que é considerada a mais correta. Isto é importante porque o harmônico equivalente necessita de muito menos recursos computacionais para ser realizada do que as outras duas metodologias apresentadas neste trabalho, visto que, sob o ponto de vista da análise, a metodologia é determinística. Assim, empregando esta metodologia é possível chegar a resultados satisfatórios em menos tempo.
- As análises determinísticas podem penalizar o *riser*, pois nesta metodologia é necessário estabelecer os períodos das ondas nas análises para a obtenção daquele que entre em ressonância com o *riser*, e assim, provoque maiores danos a ele. Porém, este período pode ter baixa porcentagem de ocorrência na prática, fazendo com que a condição extrema assuma um período de recorrência maior que o centenário.

V.2. Sugestões para trabalhos futuros

Tendo em vista os pontos anteriormente expostos, alguns tópicos para trabalhos futuros podem ser sugeridos:

- Além dos danos sofridos pelos *risers* nas condições extremas, também é importante verificar os danos devido a cargas cíclicas. Assim, poderia ser feito um estudo sobre as ações da fadiga sobre as estruturas, assim como foram feitos para as cargas extremas.
- Assim como foram verificados os raios de curvatura admissíveis e as trações admissíveis, também poderia ser verificada a compressão admissível, principalmente na região do TDP, que é o trecho do *riser* que possui o maior risco de sofrer com esforços devido à compressão.

- Considera-se que a resposta extrema do *riser* está associada à ocorrência de condições ambientais extremas, porém podem existir estados de mar definidos por valores de H_s menores que o centenário, mas com períodos de onda ressonantes para a estrutura. Para considerar esta possibilidade, pode-se utilizar a metodologia de estatística de longo prazo da resposta. Esta metodologia considera a estatística completa da resposta, através da variação dos parâmetros dos estados de mar no longo prazo, para a obtenção da resposta do *riser* com um dado período de retorno. (Sousa [17]).

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. **Análise de Estruturas Esbeltas Offshore Sujeitas a Vibrações Induzidas Por Vórtices (VIV)**, Santos, C.M.P.M. dos, Tese de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil, 2005.
2. **Análise de Movimentos Induzidos por Vórtices em Plataformas Flutuantes**, Lacerda, T.A.G. de, Tese de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil, 2007.
3. **Análise de Sistemas de Ancoragem de Plataformas Flutuantes**, Lacerda, T.A.G. de, Projeto de Graduação, Engenharia Civil, UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil, 2005.
4. **Análise de Vibrações Axiais Induzidas por Desprendimento de Vórtices**, Sousa, J.R.M., Seminário de Doutorado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 2001.
5. **Análise Dinâmica de Sistemas Estruturais Constituídos por Linhas Marítimas**, Mourelle, M.M., Tese de D.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 1993.
6. **Análise Local de Linhas Flexíveis pelo Método dos Elementos Finitos**, Sousa, J.R.M., Tese de D.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil, 2005.
7. **Anflex Multilinhas**, Programa de Análise Estática e Dinâmica de Sistemas de Ancoragem e *Risers*, Versão 6.6.6, Petrobras, 2007.
8. **An Introduction to Random Vibrations, Spectral & Wavelet Analysis**, Newland, D.E., 3rd Edition. Longman Scientific and Technical, Harlow, England, 1993.
9. **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2008**, ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, Rio de Janeiro, Brasil, 2008
10. **API RP 17B, Recommended Practice for Flexible Pipe**, 2nd ed., Washington, American Petroleum Institute, 1998.

11. **API RP-2RD** – *Design of Risers for Floating Production Systems (FPSs) and Tension-Leg Platforms (TLPs)*, 1st ed., American Petroleum Institute, Washington, USA, 1998.
12. **API SP 17J**, *Specification for Unbonded Flexible Pipe*, 1st ed., Washington, American Petroleum Institute, 1997.
13. **Det Norske Veritas (DNV), DNV-RP-C203** – *Fatigue strength analysis of offshore steel structures*, Outubro, 2001.
14. **Det Norske Veritas (DNV), Offshore Standard DNV-OS-F201** – *Dynamic Risers*. Hovik, Norway, 2001.
15. **Dynamic Risers: Key Component for Deepwater Drilling**, Clausen, T., D'Souza, R., *Floating Production, Offshore Magazine*, pp. 89-92, May, 2001.
16. **Esforços na Plataforma Fixa**, Martinez, M.A.B., Projeto de Estruturas Marítimas. Departamento de Engenharia de Estruturas e Fundações, Escola Politécnica, USP. Disponível em: <<http://www.lem.ep.usp.br/pef418/>>, Consultado em 09 de dezembro de 2008.
17. **Estatística de Longo Prazo da Resposta Aplicada à Análise de Risers Metálicos**, Sousa, F.J.M., Tese de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil, 2005.
18. **Floating Structures: a guide for design and analysis**, Barltrop, N.D.P., The Centre for Marine and Petroleum Technology (CMPT), England, OPL, 1998.
19. **Hydrodynamics of Offshore Structures**. Chakrabarti, S.K., Computational Mechanics Publications, Wessex England, 1987.
20. **Joint Model for Reliability Calculations**, Bitner-Gregersen, E.M., Harver, S., *Proceedings of the ISOPE Conference*, Edinburgh, Scotland, 1991.
21. **Laboratório de Análise e Confiabilidade de Estruturas Offshore – LACEO**. PEC - Programa de Engenharia Civil, Disponível em: <http://www.coc.ufrj.br/index.php?option=com_content&task=blogcategory&id=556&Itemid=167>. Consultado em 03 de outubro de 2008.

22. **Metodologia de Análise de Fadiga de Risers Rígidos no Domínio da Frequência com Utilização de Modelos Hidrodinâmicos Tridimensionais Linearizados**, Dantas, C.M.S., Tese de D.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil, 2004.
23. **Mini Glossário**, ONIP - Organização Nacional da Indústria do Petróleo. Disponível em: <http://www.onip.org.br/main.php?idmain=informacoes&mainpage=Mini_Glossario.htm>, Consultado em 28 de agosto de 2008.
24. **Nonlinear Methods in Offshore Engineering**, Chakrabarti, S.K., Elsevier, Amsterdam, Netherlands, 1990.
25. **Notas de Aula de Análise de Estruturas Offshore I**, Ellwanger, G.B., Sagrilo, L.V.S, Siqueira, M.Q., Programa de Engenharia Civil, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil, 2003.
26. **Prediction of Wind and Current Loads on VLCCs**, OCIMF, 2nd Edition, 1994.
27. **Primeiro óleo**, PETROBRAS, Disponível em: <http://www2.petrobras.com.br/portal/frame.asp?pagina=/Petrobras/portugues/area_tupi.asp>, Consultado em 10 de setembro de 2008.
28. **Probability Concepts in Engineering Planning and Design**, Ang, A.H.S., Tang, W.H., Vol. II, John Willey and Sons, New York, USA, 1984.
29. **Produção de Óleo, LGN e Gás Natural**, Petrobras, Disponível em: <http://www2.petrobras.com.br/ri/port/DestaquesOperacionais/ExploracaoProducao/pdf/ProducaoEP_2008_port.pdf>, Consultado em 25 de agosto de 2008.
30. **Projeto de Risers Flexíveis – Fadiga**, Lemos, C.A.D. de, Petrobras/Cenpes/Tec. Submarina, USP, Setembro, 2008.
31. **Recomendações de Projeto e Qualificação de Risers em Sistemas Offshore para Águas Profundas e Ultra-Profundas – Relatório Final**, Fundação COPPETEC – PEC-2261, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Julho, 2002.

32. **Sea Loads on Ships and Offshore Structures**, Faltinsen, O.M., Cambridge University Press, Cambridge, England, 1990.
33. **Steel Lazy Wave Riser Design: API-RP-2RD and DNV-OS-F201 Criteria**, Sagrilo, L.V.S., Lima, E.C.P., Sousa, F.J.M., Dantas, C.M.S., Siqueira, M.Q., Torres, A.L.F.L., *Proceedings of the OMAE Conference*, OMAE05/67040, Halkidiki, Greece, June 12-17, 2005.
34. **Tecnologias de Exploração de Petróleo**, Ellwanger, G.B., Programa de Engenharia Civil, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil, 2007.
35. **Tipos de plataformas**, Petrobras. Disponível em: <http://www2.petrobras.com.br/Petrobras/portugues/plataforma/pla_tipo_plataforma.htm>, Consultado em 28 de agosto de 2008.