



CLEAN BURNING DO GÁS NATURAL E SEUS EFEITOS NA REDUÇÃO DE
CUSTOS DO TRANSPORTE MARÍTIMO

Raul Garcia da Silva

Tese de Doutorado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Oceânica, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Doutor em Engenharia Oceânica.

Orientador: José Marcio do Amaral Vasconcellos

Antônio Carlos Fernandes

Rio de Janeiro

Abril de 2019

CLEAN BURNING DO GÁS NATURAL E SEUS EFEITOS NA REDUÇÃO DE
CUSTOS DO TRANSPORTE MARÍTIMO

Raul Garcia da Silva

TESE SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO LUIZ
COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE) DA
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE DOUTOR EM
CIÊNCIAS EM ENGENHARIA OCEÂNICA

Examinada por:

Prof. Antônio Carlos Fernandes, Ph.D.

Prof. José Marcio do Amaral Vasconcellos, D.Sc.

Prof. Raad Yahya Qassim, Ph.D.

Prof. Julio Cesar Ramalho Cyrino, D.Sc.

Prof. Ricardo Vieira, Ph.D.

Prof. Gilberto Bruno Ellwanger, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

ABRIL DE 2019

Silva, Raul Garcia da

Clean Burning do Gás Natural e seus Efeitos na Redução de Custos do Transporte Marítimo/ Raul Garcia da Silva – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2019.

XII, 103 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: José Marcio do Amaral Vasconcellos

Antônio Carlos Fernandes

Tese (doutorado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia Oceânica, 2019.

Referências Bibliográficas: p. 89-93

1. Propulsão. 2. Gás Natural. 3. Transporte Marítimo. 4. Poluição por Navios 4. Manutenção e Confiabilidade 5. Disponibilidade e Ganho Financeiro I. Vasconcellos, José Marcio do Amaral *et al* II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Oceânica. III. Título.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus por ter iluminado meu caminho nesta jornada.

Aos meus pais (in memoriam) agradeço por terem me ensinado os verdadeiros valores da vida.

Agradeço ao meu orientador, Prof. José Marcio do Amaral Vasconcellos, pela oportunidade e apoio.

Em especial, agradeço aos amigos Luiz Biolchini (Petrobras), Luiz Barcellos, (Wartsila) e Elenice Pinheiro (Biblioteca CENPES – Petrobras) pela disponibilidade para me ajudar nesta empreitada.

Por fim, agradeço aos professores e funcionários da COPPE e do Programa de Engenharia Oceânica (PENO) pela atenção que me foi dada durante o meu período de Doutorado.

Resumo da Tese apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Doutor em Ciências (D.Sc.)

CLEAN BURNING DO GÁS NATURAL E SEUS EFEITOS NA REDUÇÃO DE
CUSTOS DO TRANSPORTE MARÍTIMO

Raul Garcia da Silva

Abril/2019

Orientador: José Marcio do Amaral Vasconcellos

Antônio Carlos Fernandes

Programa: Engenharia Oceânica

Salta aos olhos, nos últimos anos, o aumento da adoção do gás natural como principal combustível no transporte marítimo.

Em uma primeira avaliação, pode-se concluir que toda a movimentação em torno do gás natural se dê como forma de adequação da indústria de transporte marítimo, as fortes exigências ambientais que vêm sendo estabelecidas pela IMO (International Maritime Organization). O gás natural, sem dúvida alguma, é o combustível fóssil mais amigável ao meio ambiente, capaz de atender por si só a algumas exigências da IMO.

O objetivo deste trabalho é demonstrar através de uma investigação, baseada em aspectos de manutenção e confiabilidade dos motores navais de grande porte, através da base de dados disponibilizada no OREDA(Offshore and Onshore Reliability Data), que existe por trás do atendimento às exigências da IMO, também um ganho financeiro significativo, para armadores e operadores, proporcionado pelo aumento de disponibilidade dos motores navais, devido ao *Clean Burning* do gás natural nos sistemas de propulsão naval. Uma análise econômica, mostrará o ganho financeiro advindo com a postergação de manutenções, proporcionada pelo aumento de disponibilidade.

O gás natural, como combustível de propulsão, irá proporcionar melhores ofertas de preço e, por conseguinte, uma redução de custo para os tomadores de frete marítimo.

Abstract of Thesis presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Doctor of Science (D.Sc.)

THE CLEAN BURNING OF NATURAL GAS AND ITS EFFECTS IN THE COST
REDUCTION OF MARITIME TRANSPORTATION

Raul Garcia da Silva

April/2019

Advisor: José Marcio do Amaral Vasconcellos
Antônio Carlos Fernandes

Department: Ocean Engineering

The need for seaborne transportation will increase significantly in the years to come. At the same time, the fuel oil price is increasing, stricter emission requirements are coming into force, and the public is becoming more concerned about the environmental footprint of shipping. As a result, the industry is investigating alternative fuels for shipping.

Liquefied Natural Gas (LNG) is an attractive option since it reduces the emissions set by IMO, and is expected to be cheaper than fuel oil in the future because of the large world reserves of natural gas.

The objective of this work is to demonstrate, through an investigation, based on aspects of maintenance and reliability of large marine engines, through the database available in the OREDA (Offshore and Onshore Reliability Data), which exists behind the requirements of the IMO, also a significant financial gain for shipowners and operators, provided by the increased availability of marine engines due to the Clean Burning of natural gas in naval propulsion systems. An economic analysis, will show the financial gain coming with the postponement of maintenance, provided by the increased availability.

Natural gas, as propulsion fuel, will provide better price offers and therefore a cost reduction for the maritime freight takers.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	1
1.1. Aspectos Gerais do Comércio Mundial de Gás Natural	1
1.2. Origem e Composição do Gás Natural	18
1.3. Aspectos Gerais do Gás Natural	19
1.4. Liquefação de Gás Natural – GNL	20
2. EMISSÕES EM NAVIOS MERCANTES	26
2.1. Áreas de Emissão Controlada (ECA – Emission Control Areas)	28
2.2. Padrões de Emissão de NO _x	28
2.3. Padrões de Emissão de SO _x	30
2.4. Gás Natural Como Combustível Marítimo	33
3. O PROJETO OREDA	36
3.1. Fases do PROJETO OREDA	36
3.2. Empresas Participantes do PROJETO OREDA	39
3.3. Classes de Equipamentos / Sistemas Cobertos pelos Manuais OREDA	39
3.4. Escopo dos Manuais OREDA	39
3.5. Formato da Tabela de Dados para Equipamentos Topside	43
3.6. Procedimentos de Estimção do PROJETO OREDA	46
3.7. Estimadores e Intervalos de Confiança para uma Amostra Homogênea...	48
3.8. Intervalos de Confiança para a Taxa de Falha	48
3.9. Problemas com Multi-Amostras	51
3.10. Avaliação dos Tempos de Reparo	56
4. FUNÇÃO DISPONIBILIDADE	57
5. OBJETIVO DA TESE	60
5.1. Modelagem da Tese	60
5.2. Desenvolvimento da tese	62
5.3. Análise Econômica devido ao Aumento de Disponibilidade	67
5.3.1. Redução de Custo e Ganho Financeiro	70
6. CONSIDERAÇÕES FINAIS	74
6.1. Indicação para Estudos Futuros	84
7. CONCLUSÕES	87
Referências Bibliográficas	89

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 – CADEIA DE VALOR DO GÁS NATURAL E DO GNL	3
FIGURA 2 - EVOLUÇÃO DE PRODUÇÃO E CONSUMO DE GÁS NATURAL POR REGIÃO	7
FIGURA 3 – RELAÇÃO RESERVAS PARA PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL (R/P RATIO) EM ANOS	9
FIGURA 4 - EVOLUÇÃO DE PREÇO DO GÁS NATURAL EM US\$/mmBtu	11
FIGURA 5 – FLUXOS COMERCIAIS GLOBAIS DE GÁS NATURAL EM 2017 – BILHÕES DE METROS CÚBICOS	13
FIGURA 6 - MAIORES EXPORTADORES DE GNL EM 2017 - BILHÕES DE METROS CÚBICOS	15
FIGURA 7 – MAIORES IMPORTADORES DE GNL EM 2017 - BILHÕES DE METROS CÚBICOS	17
FIGURA 8 – TERMINAL DE ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GNL EM SINES – PORTUGAL	25
FIGURA 9 - FATORES DE CARBONO – CARBON FACTORS (CF)	27
FIGURA 10 – SISTEMA EGR (Exhaust Gas Recirculation) PARA ATENDIMENTO AOS PADRÕES DE EMISSÃO DE NO _x DA IMO	32
FIGURA 11 – COMPARAÇÃO NA REDUÇÃO DE EMISSÕES – MOTOR DIESEL OPERANDO COM HFO VERSUS MOTOR “DUAL-FUEL” OPERANDO NO MODO GÁS	33
FIGURA 12 - CONVERSÃO DE NAVIOS TANQUE PARA OPERAÇÃO COM GNL	34
FIGURA 13 - DADOS DE PROJETO DO NAVIO CONCEITO QUANTUM PARA 9000 TEU	35
FIGURA 14 – FORMATO DAS TABELAS DE DADOS DE CONFIABILIDADE	43
FIGURA 15 – CURVA DA TAXA DE FALHA PARA ITENS REPARÁVEIS	47
FIGURA 16 – ESTIMATIVA E INTERVALO DE CONFIANÇA DE 90% PARA O EXEMPLO	50
FIGURA 17 – PROBLEMA MULTI-AMOSTRAS	51
FIGURA 18 – TEMPOS ESPECÍFICOS DE MANUTENÇÃO (ISO 14224)	56
FIGURA 19 – DISPONIBILIDADE DINÂMICA	59
FIGURA 20 – DEFINIÇÕES DE FRONTEIRA – MOTORES DE COMBUSTÃO	61
FIGURA 21 – NAVIO PORTA-CONTÊINERES EUGEN MAERSK COM CAPACIDADE PARA 14770 TEU.....	68

FIGURA 22 – MOTOR NAVAL TÍPICO COM DETALHES DOS PISTÕES, LINERS E CÂMARA DE COMBUSTÃO	72
FIGURA 23 – PISTÕES e LINERS DO MOTOR WARTSILA 14RTA96-C	73
FIGURA 24 – EVOLUÇÃO DA FROTA ABASTECIDA COM LNG	77
FIGURA 25 – ADOÇÃO DE LNG POR TIPO DE EMBARCAÇÃO.....	78
FIGURA 26 – INFRAESTRUTURA PARA BUNKERING DE LNG	80
FIGURA 27 – ESTAÇÕES DE LNG BUNKERING POR REGIÃO CONTINENTAL	81
FIGURA 28 – M.V. KAIROS : “THE WORLD’S LARGEST LNG BUNKER SUPPLY VESSEL”	83
FIGURA 29 – NAVIO TURÍSTICO “ZEMSHIP” FCS ALSTERWASSER – WORLD’S FIRST FUEL-CELL SHIP	85
FIGURA 30 – CÉLULA COMBUSTÍVEL DE 48 Kw PRODUZIDA PELA PROTON MOTOR	86

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 – COMPOSIÇÃO TÍPICA DO GÁS NATURAL TERMOGÊNICO	18
TABELA 2 – PODERES CALORÍFICOS DOS COMBUSTÍVEIS LÍQUIDOS, SÓLIDOS E GASOSOS	23
TABELA 3 – TEOR DE ENXOFRE E OUTRAS CARACTERÍSTICAS DOS COMBUSTÍVEIS LÍQUIDOS GLOBAIS E DE APLICAÇÃO DIRETA EM SECA (SULPHUR EMISSION CONTROL AREA)	31
TABELA 4 – POPULAÇÃO DE EQUIPAMENTOS DA SEXTA EDIÇÃO (2015) DOS MANUAIS OREDA Manual de Equipamentos Topside (Volume 1)	41
Manual de Equipamentos Submarinos (Volume 2)	42
TABELA 5 – PONTOS PERCENTUAIS DA DISTRIBUIÇÃO CHI-QUADRADO (χ^2).	50
TABELA 6 – ITENS REPARÁVEIS x MODOS DE FALHA CONFORME OREDA..	63
TABELA 7 – AS OITO IRMÃS DA MAERSK E CLASS	67

LISTA DE GRÁFICOS

GRÁFICO 1 – LIMITES DE EMISSÃO DE NOX PERMITIDOS PELA IMO	29
GRÁFICO 2 – PERCENTUAIS DE ENXOFRE PERMITIDOS NO COMBUSTÍVEL MARÍTIMO CONFORME IMO	30

LISTA DE ABREVIATURAS

BOE : Barrel of Oil Equivalent
BUNKERING : O Ato ou Processo de Suprimento de um Navio com Combustível
COP-21 :Vigésima Primeira Conferência das Partes da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Alterações Climáticas
DUAL-FUEL : Possibilidade de Operação com Dois Combustíveis
ECA :Emission Control Area
EEDI :Energy Efficiency Design Index
EEOI : Energy Efficiency Operational Index
EGR :Exhaust Gas Recirculation
EIA/DOE : U.S. Energy Information Administration /Department of Energy
FERC : Federal Energy Regulatory Commission
HFO : Heavy Fuel Oil= Óleo Residual
IMO :International Maritime Organization
ISO :International Organization for Standardization
LNGC :Liquid Natural Gas Carrier
LSHFO :Low Sulphur Heavy Fuel Oil
MARPOL :International Convention on the Prevention of Pollution from Ships
MEPC : Maritime Environment Protection Committee
MDO : Marine Diesel Oil
MGO : Marine Gas Oil
NECA :NO_x Emission Control Area
OREDA : Offshore and Onshore Reliability Data
RATE : Faixa de Potência Nominal
SECA :Sulphur Emission Control Area
SEEMP :Ship Energy Efficiency Management Plan
SINTEF :Stiftelsen for Industriell og Teknisk Forskning – Trondheim, Norway
NTNU :Norwegian University of Science and Technology
SCR :Selective Catalytic Reduction
TCF :Trillions of Cubic Feet
WIF :Water in Fuel

ANEXO

Anexo I – Tabelas Oreda Taxonomias 1.4.1 e 1.4.2

1. INTRODUÇÃO

Neste capítulo, apresentaremos alguns aspectos, conceitos e definições sobre o gás natural.

1.1. Aspectos Gerais do Comércio Mundial de Gás Natural

A descoberta do gás natural data das antigas civilizações que ocupavam o oriente médio. Na Pérsia e Grécia, construíam-se templos para práticas religiosas iluminados pelas *chamas eternas* de gás natural.

Se tem conhecimento que os chineses foram os primeiros a perfurarem um poço de gás natural em 211ac, com o objetivo de secar pedras de sal.

Na Europa, o gás natural só foi descoberto em 1659 na Grã-Bretanha, não despertando interesse por causa da grande aceitação do gás resultante do carvão carbonizado (Town Gas), que foi o responsável pela iluminação de casas e ruas até 1790.

Já nos Estados Unidos em 1821, os moradores da cidade de Fredonia, no estado de Nova York, observaram pela primeira vez bolhas de gás natural aflorando à superfície pela fenda de uma rocha. Willian Hart, considerado o pai do gás natural na América, foi o pioneiro na perfuração de poços de gás natural nos Estados Unidos [Mokhatab, S. et al – 2006].

No século XIX e no início do século XX, o gás natural foi usado exclusivamente nos serviços de iluminação, ou seja, seu uso era restrito às proximidades da fonte. A falta de tecnologia para a construção de gasodutos não permitia o transporte de grandes quantidades de gás a longas distâncias.

O transporte de gás natural a longa distância se viabilizou a partir de 1920 com a disseminação das tecnologias de soldagem, o que garantiu estanqueidade aos gasodutos.

A partir da segunda guerra mundial, a utilização de gás natural cresceu rapidamente com a maior disponibilidade de gasodutos e sistemas de estocagem.

A primeira planta para liquefação de gás natural foi construída nos EUA em 1941 [ANP, 2008].

O primeiro LNGC (Liquefied Natural Gas Carrier), o Methane Pioneer, foi entregue em 1959. Neste mesmo ano, atravessou o Atlântico transportando uma carga da Louisiana (EUA) para o Reino Unido.

Em 1964, a Inglaterra começou a importar GNL (Gás Natural Liquefeito) ou LNG (Liquefied Natural Gas) da Argélia. A operacionalização deste novo conceito desencadeou a construção de terminais marítimos de liquefação e regaseificação, tanto na bacia do Atlântico quanto na bacia do Pacífico.

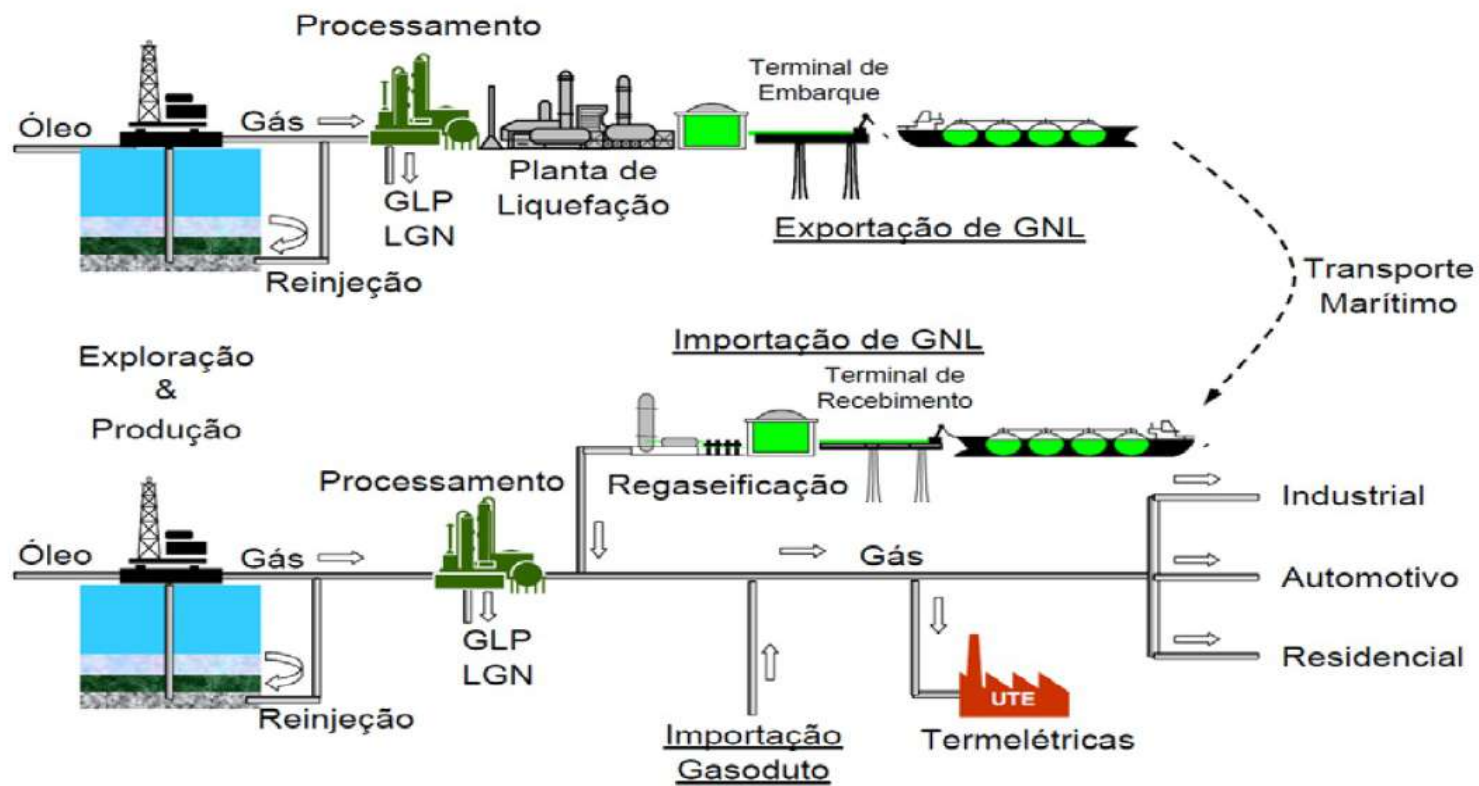


FIGURA 1 – CADEIA DE VALOR DO GÁS NATURAL E DO GNL

FONTE : PUC-Rio CERTIFICAÇÃO DIGITAL 1012783/CA

Nos anos 70, marcados pelo racionamento da produção de petróleo pelos países integrantes da OPEP (www.opec.org), o mundo acordou definitivamente para a importância do gás natural como fonte de energia. Desde então, diversos países passaram a incentivar seu uso como fonte de energia primária em sua matriz energética.

No caso do Japão, devido à sua localização isolada, o aumento da demanda de gás natural foi possível graças à viabilidade técnica e econômica do transporte do gás natural sob a forma liquefeita (GNL ou LNG). Em 1979, o Japão se tornou responsável por 44% da demanda mundial de GNL. Em 1984, esta participação alcançou 72%. Em 1986, objetivando diversificar sua matriz energética, a Coreia do Sul passou a ser o segundo maior importador de GNL na bacia do Pacífico [Mathias, M. C. P. P. – 2010].

Ao final do século XX, observamos mudanças estruturais das condições e fundamentos que regiam a geração de energia elétrica tradicional nos países industrializados, o que levou a um verdadeiro *boom* do gás natural. Alguns fatores podem explicar as mudanças ocorridas na geração de energia elétrica, principalmente na Europa [García, S. S. e Moñux, F. G. – 2006].

O primeiro deles foi, sem dúvida alguma, a liberação do setor elétrico nos países industrializados, com o progressivo abandono dos esquemas regulatórios tradicionais, o que fez se dar mais atenção aos sistemas com menores custos de investimento tendo em vista a competitividade entre as empresas.

O segundo fator foi a preocupação crescente com o meio ambiente, haja vista as mudanças climáticas e o estabelecimento do conceito de *crescimento sustentável* a partir da Conferência Mundial das Nações Unidas (Rio-92) do Protocolo de Quioto (Painel de Mudanças Climáticas), em 1997 e, mais recentemente, o acordo de Paris negociado durante a COP-21, em dezembro de 2015, tendo como objetivo a redução do aquecimento global com limitação do aumento da temperatura média global a 1,5°C acima dos níveis pré-industriais.

Este segundo fator é o que explica o grande aumento de geração de energia elétrica com fontes renováveis na maioria dos países desenvolvidos, ao mesmo tempo em que se reforçam as alternativas de geração com combustíveis fósseis caracterizados por uma elevada eficiência energética, baixos níveis de emissão de CO₂ e gases contaminantes, bem como particulados [Martins Vaz, C. E. *et al* – 2008].

Assim sendo, parece se consolidar em cenários futuros de curto e médio prazo a utilização cada vez maior de combustíveis fósseis menos intensivos em carbono como o gás natural. O gás natural é constituído em linhas gerais por 85% de metano (CH₄), o

que o leva a ter uma menor emissão específica de CO₂ por kWh produzido. O gás natural é o combustível de transição para uma matriz energética mais limpa possível.

Como terceiro e último fator devemos destacar o grande desenvolvimento que se obteve com as centrais de geração termoelétrica a ciclo combinado, devido principalmente aos avanços tecnológicos das turbinas a gás e a vapor, e a possibilidade de instalação destas centrais próximas aos centros de consumo.

Podemos explorar ainda os benefícios do gás natural, fazendo a união dos dois últimos fatores, no que se refere à eficiência e custos de investimento de centrais termoelétricas baseadas em combustíveis fósseis. Enquanto uma central a ciclo combinado com gás natural requer um investimento da ordem de 500€/kw⁽¹⁾ e alcança um rendimento bruto próximo a 59% a plena carga, uma central térmica a carvão, incluindo as instaladas com caldeiras supercríticas de última geração e sistemas de depuração dos gases de combustão, tem um rendimento da ordem de 45% com custos de investimento em torno dos 1000€/kw⁽¹⁾.

Nos Estados Unidos de 1972 a 1986, a demanda por gás natural foi decrescente. Através de uma série de regulações não muito bem digeridas pelo mercado, o consumo interno saiu da casa dos 22 TCF (Trillions of Cubic Feet ou Trilhões de Pés Cúbicos) em 1972 para 16 TCF em 1986 [EIA/DOE – 2008].

Em 1992, a FERC (Federal Energy Regulatory Commission) estabeleceu o “unbundling” (Desagregação, Desmonopolização) total das atividades da cadeia do gás natural. Este ato atraiu novos agentes para o mercado de compra e venda de gás natural, aumentando assim a competição na comercialização do energético [Mathias, M. C. C. P. – 2010].

O gigante despertava novamente para o gás natural.

Embora não-signatário do Protocolo de Quioto, a desregulamentação do mercado de gás natural também foi acompanhada de restrições bastante fortes à emissão de poluentes e gases do efeito estufa, chegando a certos estados como a Califórnia, a serem mais restritivas do que as impostas pela União Européia.

⁽¹⁾ Custos referidos a União Européia em 2006 [García e Moñux, 2006]

Paralelamente uma política energética de pesquisa e incentivo à utilização do gás natural como forma de redução da importação de petróleo foi estabelecida, acarretando no aumento significativo de geração de energia elétrica com gás natural em ciclo combinado e na conversão de motores de diversas aplicações para gás natural. Linhas de montagem dedicadas a veículos originalmente motorizados a gás natural também foram desenvolvidas. Ao final de 2007, os Estados Unidos chegaram a uma taxa de importação de 4,0 TCF/ano de gás natural [EIA/DOE – 2007].

Na metade da década passada (2005), teve início nos EUA a *Revolução Americana do Xisto*. Tecnologias desenvolvidas com o apoio do Departamento de Energia dos EUA, permitiram a exploração de petróleo e gás natural em formações rochosas de xisto betuminoso.

Em 2016, a produção de gás natural nos EUA a partir do xisto betuminoso (shale gas wells) atingiu a marca histórica de 17 TCF, ou seja, 8 milhões de boe/dia (EIA – U.S. Energy Information Administration – gás natural 2018).

A nível mundial, 2017 foi um ano excelente para o gás natural. A produção global aumentou 131 bilhões de metros cúbicos, 4% de crescimento, quase o dobro da taxa média de crescimento de 2,2% dos últimos 10 anos (BP statistical of world energy 2018).

A nível de consumo global, observou-se em 2017 um aumento de 96 bilhões de metros cúbicos, 3% de crescimento, o maior crescimento de consumo desde 2010. Aproximadamente, um terço deste consumo deveu-se à China (BP statistical of world energy 2018).

Na figura 2, mostra-se a evolução de produção e consumo de gás natural de 1992 até 2017.

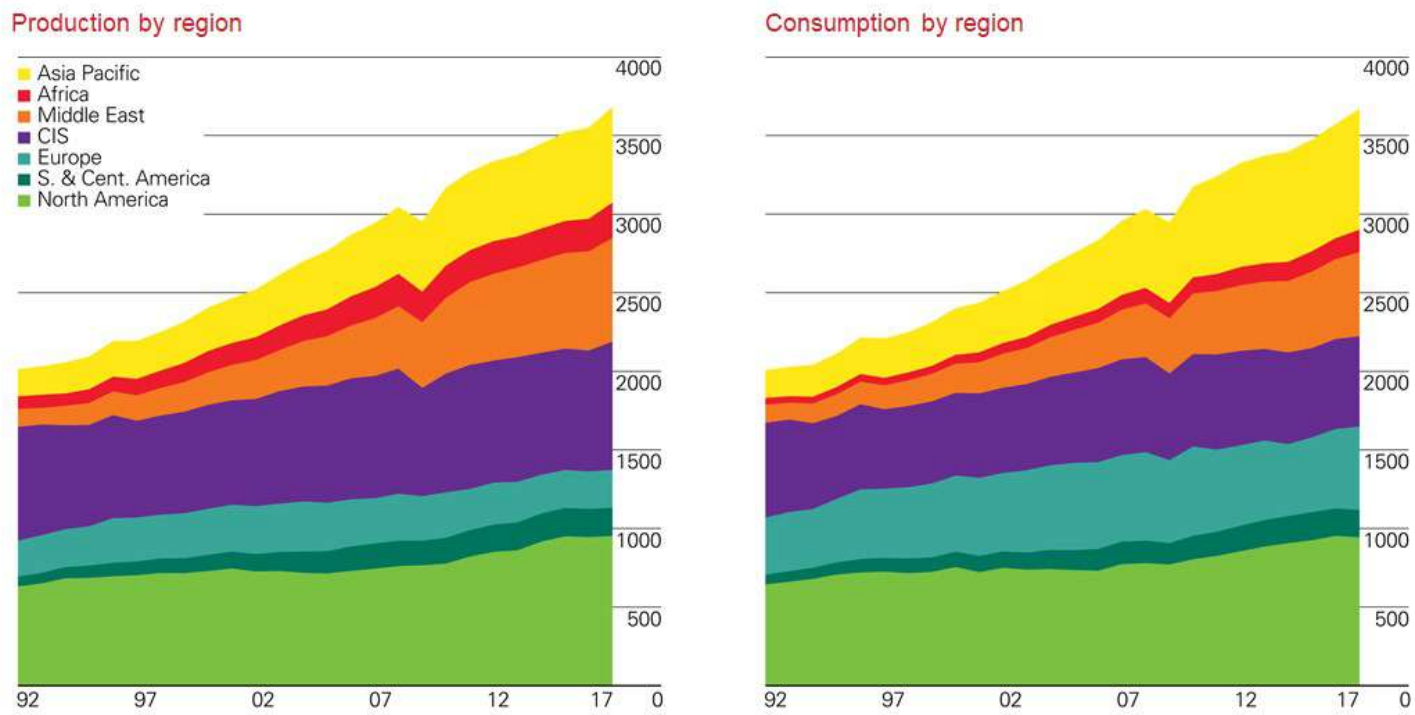
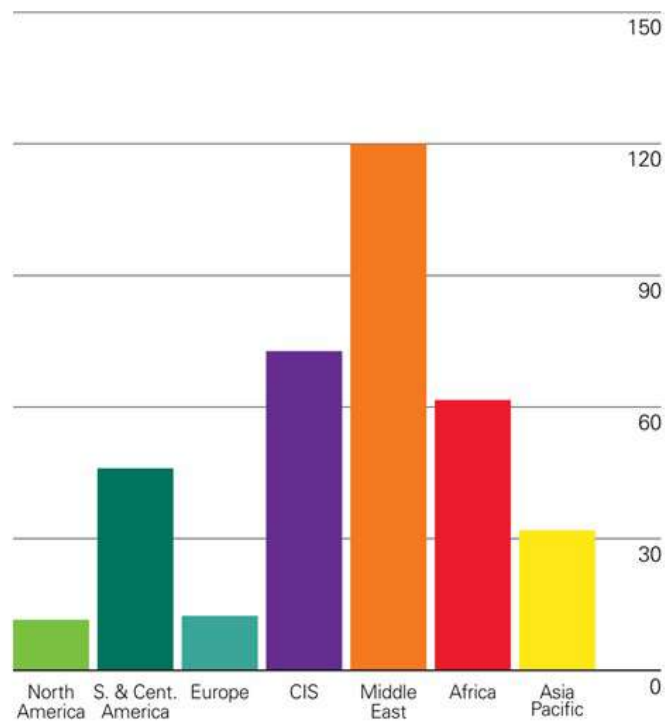


FIGURA 2 - EVOLUÇÃO DE PRODUÇÃO E CONSUMO DE GÁS NATURAL POR REGIÃO

FONTE: BP STATISTICAL REVIEW OF WORLD ENERGY 2018

Na relação reservas para produção (R/P – Reserves – to – production) mostrada na figura 3, destaca-se que com os níveis atuais, o oriente médio teria mais um século de produção de gás natural pela frente.

2017 by region



History

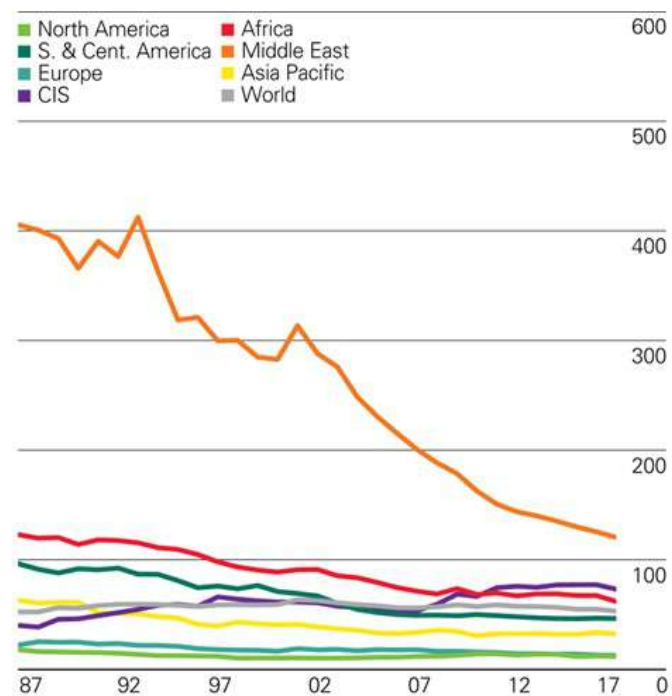


FIGURA 3 – RELAÇÃO RESERVAS PARA PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL (R/P RATIO) EM ANOS

FONTE: BP STATISTICAL REVIEW OF WORLD ENERGY 2018

Na figura 4, observa-se a queda de preços do gás natural devido ao aumento da oferta.

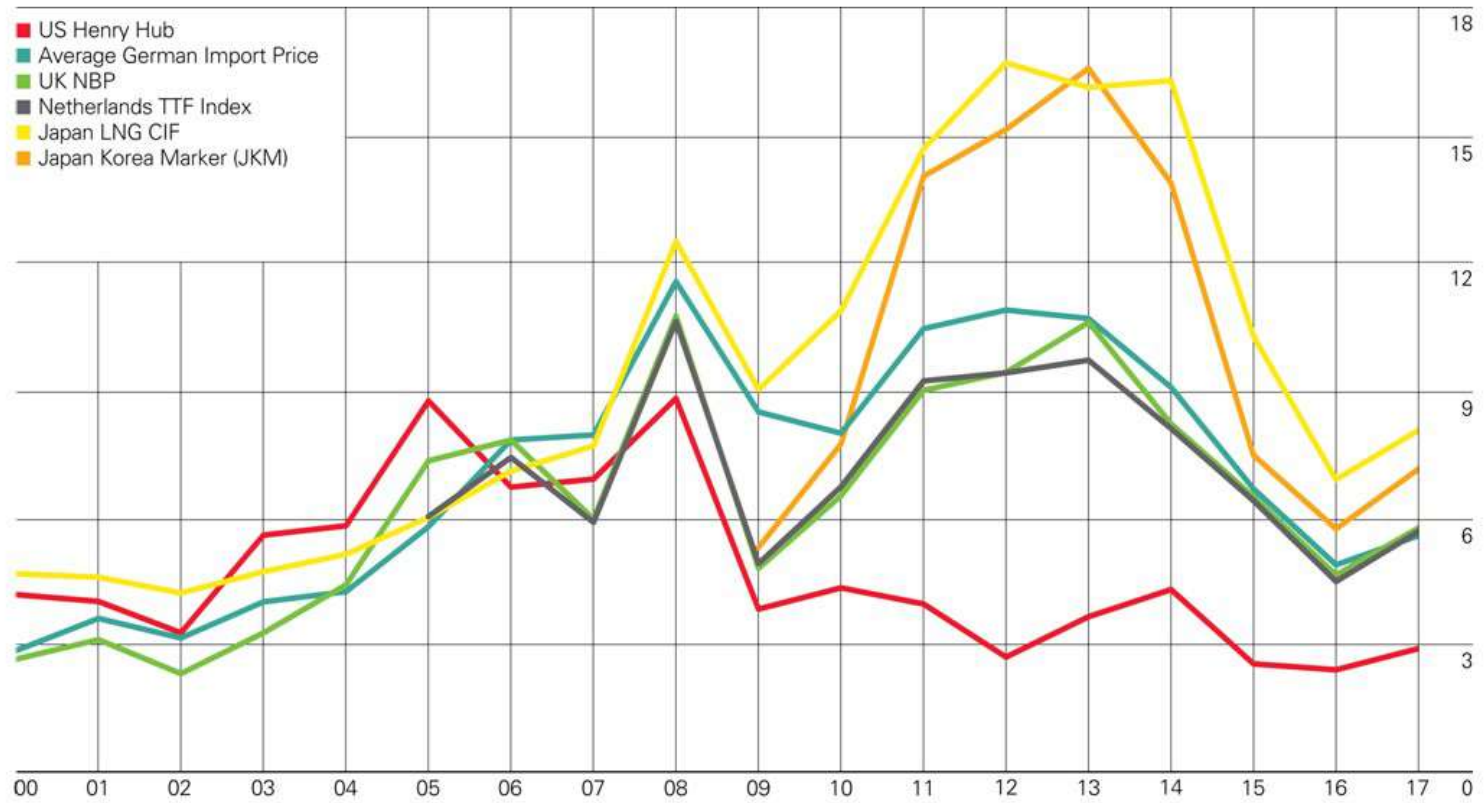


FIGURA 4 - EVOLUÇÃO DE PREÇO DO GÁS NATURAL EM US\$/mmBtu

FONTE: BP STATISTICAL REVIEW OF WORLD ENERGY 2018

Na figura 5, tem-se os movimentos de trocas comerciais em 2017, tanto por gasodutos quanto por transporte de GNL.

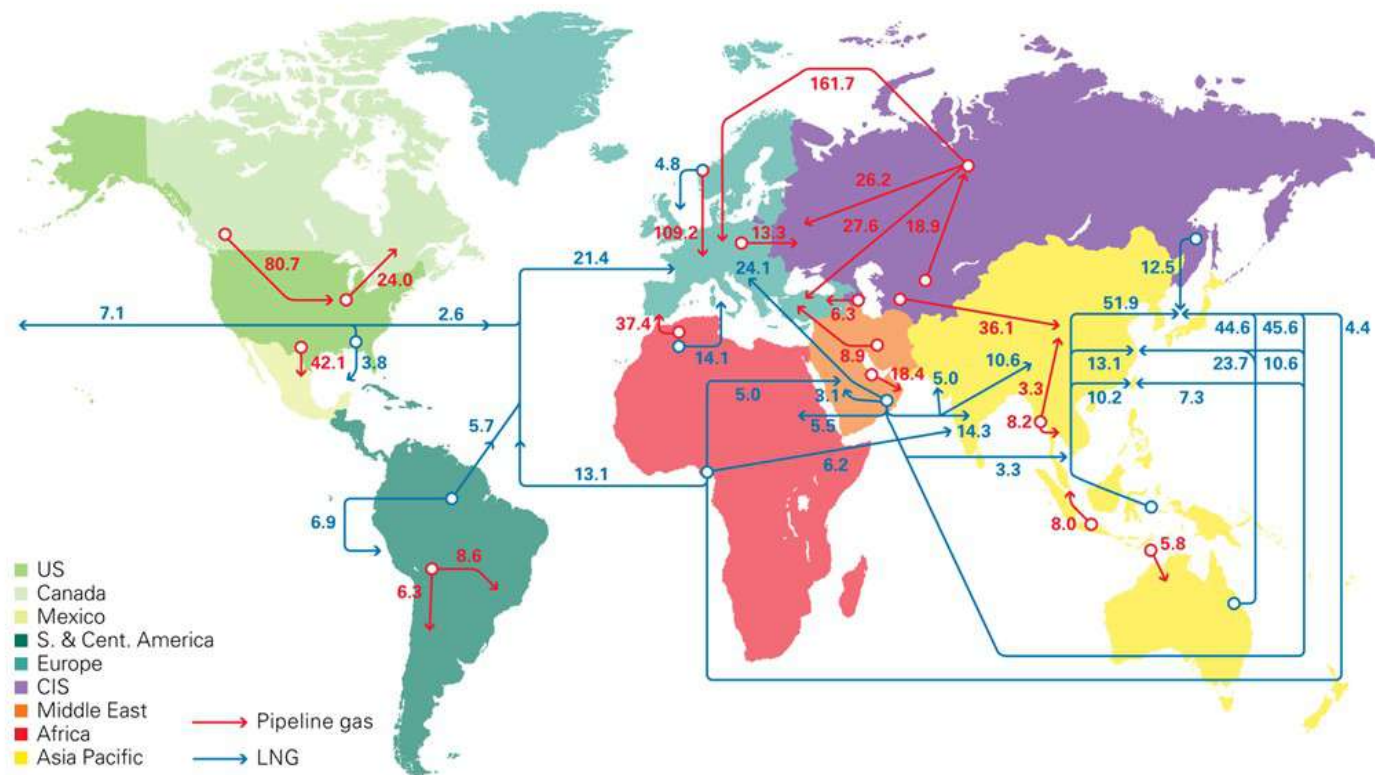


FIGURA 5 – FLUXOS COMERCIAIS GLOBAIS DE GÁS NATURAL EM 2017 – BILHÕES DE METROS CÚBICOS

FONTE: BP STATISTICAL REVIEW OF WORLD ENERGY 2018

Atualmente, tem-se o seguinte cenário em termos de países exportadores e importadores de GNL.

Exportadores, em ordem decrescente de participação no mercado mundial (ver figura 6).

- Catar
- Austrália
- Indonésia
- Estados Unidos
- Argélia
- Rússia
- Trinidad e Tobago
- Emirados Árabes Unidos
- Noruega
- França

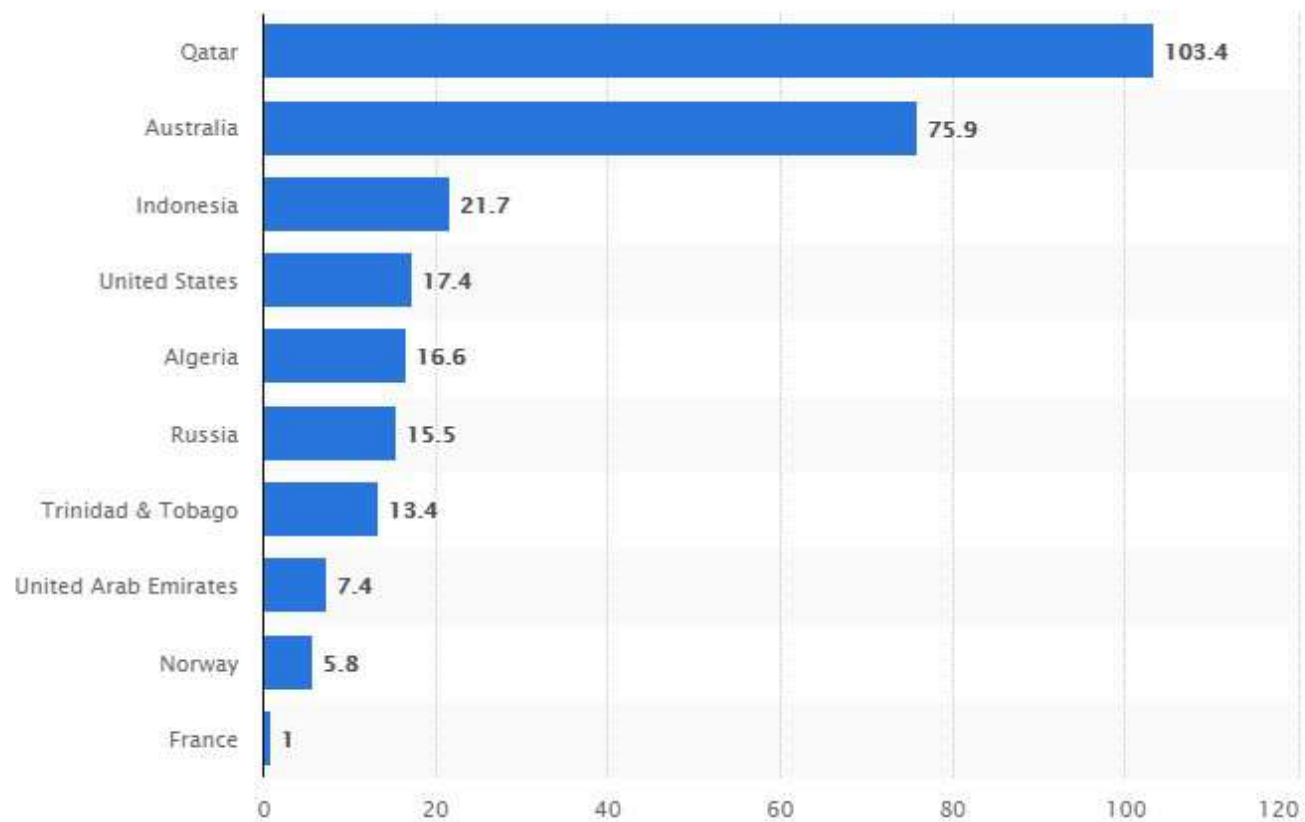


FIGURA 6 - MAIORES EXPORTADORES DE GNL EM 2017 - BILHÕES DE METROS CÚBICOS

FONTE: WWW.STATISTA.COM – NATURAL GAS INFORMATION 2018

Importadores, em ordem decrescente do GNL demandado a nível mundial (ver figura 7).

- Japão
- China
- Coréia do Sul
- Índia
- Espanha
- Turquia
- França
- Itália
- Reino Unido
- México

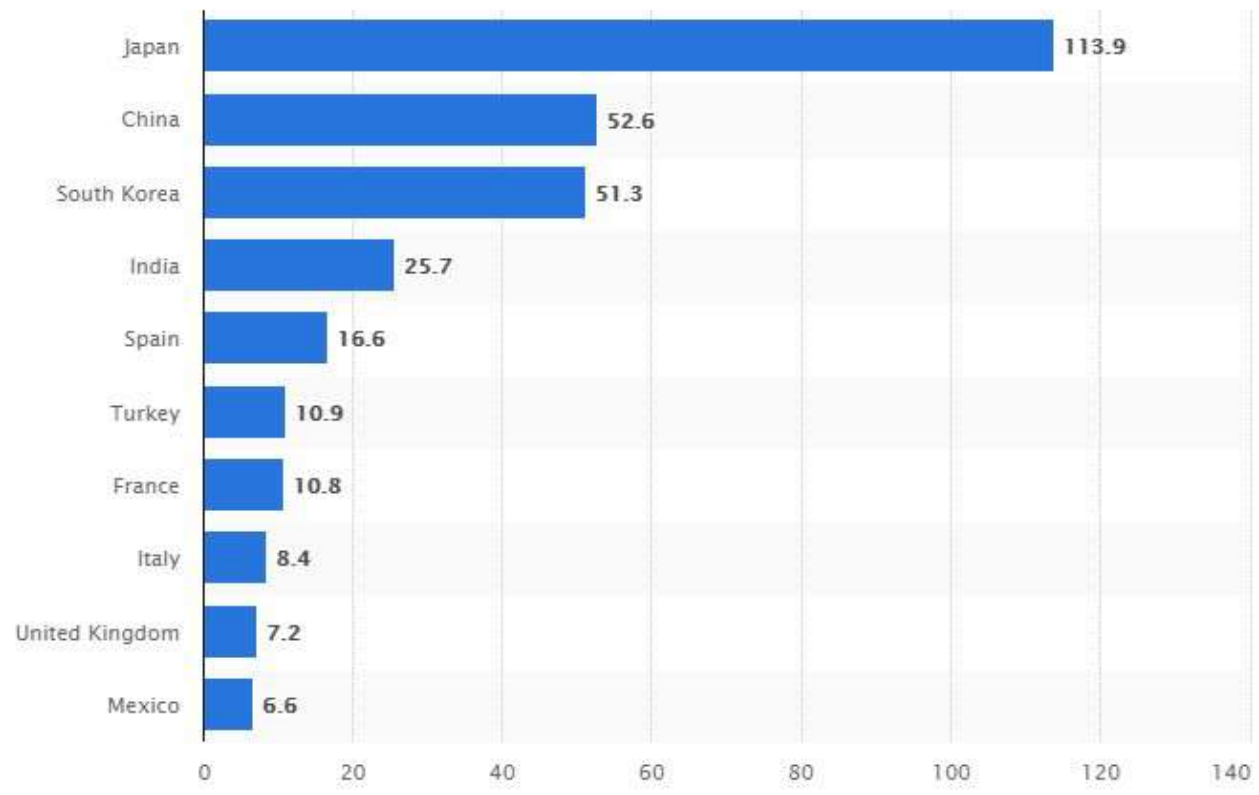


FIGURA 7 – MAIORES IMPORTADORES DE GNL EM 2017 - BILHÕES DE METROS CÚBICOS

FONTE: WWW.STATISTA.COM – NATURAL GAS INFORMATION 2018

1.2. Origem e Composição do Gás Natural

O gás natural tem sua origem na degradação da matéria orgânica acumulada há milhões de anos a grandes profundidades na crosta terrestre. O gás natural é encontrado sob pressão nas rochas-reservatório em conjunto ou dissolvido nos hidrocarbonetos pesados e água (gás associado) ou sozinho (gás não-associado).

A degradação do gás natural ocorre de acordo com dois mecanismos básicos: o biogênico e o termogênico.

O gás natural biogênico consiste quase que totalmente de metano. O gás natural termogênico contém significantes concentrações de etano, propano, butanos e hidrocarbonetos mais pesados.

A análise geoquímica do gás natural fornece prontamente seu mecanismo de formação.

A tabela 1 abaixo mostra a composição típica de um gás natural associado antes do refino:

COMPONENTE	FÓRMULA	VOLUME (%)
METANO	CH ₄	>85
ETANO	C ₂ H ₆	3-8
PROPANO	C ₃ H ₈	1-2
BUTANO	C ₄ H ₁₀	<1
PENTANO	C ₅ H ₁₂	<1
DÍÓXIDO DE CARBONO	CO ₂	1-2
SULFETO DE HIDROGÊNIO	H ₂ S	<1
NITROGÊNIO	N ₂	1-5
HÉLIO	He	<0,5
MERCÚRIO	Hg	Traços

TABELA 1 – COMPOSIÇÃO TÍPICA DO GÁS NATURAL TERMOGÊNICO

FONTE: HANDBOOK OF NATURAL GAS TRANSMISSION AND PROCESSING [Mokhatab, S. et al – 2006]

1.3. Aspectos Gerais do Gás Natural

O gás natural é um combustível ecologicamente correto. Com o gás natural ganha o meio ambiente, pois a ausência de fuligem na sua combustão é um diferencial.

O gás natural é uma alternativa inteligente de energia, pois proporciona uma série de benefícios em relação aos demais combustíveis fósseis como, óleo combustível, diesel e gasolina.

O gás natural é inodoro⁽²⁾, incolor e atóxico. Sua combustão é limpa, ou seja, completa⁽³⁾. Pode ser empregado, com vantagens, em indústrias, postos de combustíveis, residências e no comércio em geral.

Outra vantagem é a segurança. Por ser mais leve do que o ar, o gás não se acumula no ambiente, e, em caso de vazamento, se dissipa rapidamente na atmosfera, diminuindo o risco de explosões e incêndios. O gás natural também reduz a corrosão e carbonização de equipamentos, diminuindo os custos de manutenção e limpeza do sistema de combustão. Assim, a maior eficiência de queima de gás natural, prolonga a vida útil dos ativos, gerando ganhos de produtividade.

ALGUNS BENEFÍCIOS PERCEPTÍVEIS NO DIA-A-DIA

- Queima mais eficiente, com maior produção de energia;
- Maior segurança para quem o utiliza: mais leve que o ar, dissipa-se facilmente em caso de vazamento;
- Custo inferior a de outros derivados de petróleo;
- Menor emissão de poluentes;
- Eliminação da necessidade de sistemas de filtragem para tratamento de fuligens.

No Brasil, a composição do gás natural para comercialização é determinada pela portaria de número 104 de 08/07/2002 da Agência Nacional de Petróleo (ANP) – www.anp.gov.br.

⁽²⁾ Dependendo da aplicação, o gás natural pode ser odorizado artificialmente com mercaptanas.

⁽³⁾ Como exemplo cotidiano, podemos citar a cocção com gás natural que não provoca qualquer carbonização [negritude] no fundo dos utensílios utilizados.

O gás natural deve estar de acordo com as seguintes especificações:

- Poder calorífico superior: 9,72 a 11,67 kWh/m³
- Índice de WOBBE⁽⁴⁾: 46500 a 52500 kJ/m³
- Metano mínimo: 86,0 % Vol.
- Etano máximo: 10,0 % Vol.
- Propano máximo: 3,0 % Vol.
- C₄⁺ máximo: 1,5 % Vol.
- Oxigênio máximo: 0,5 % Vol.
- Inertes máximo (N₂ + CO₂): 4,0 % Vol.
- Nitrogênio máximo: 2,0 %
- Enxofre total: 70 mg/m³
- H₂S máximo: 10 mg/m³
- Ponto de orvalho máximo: -45°C (1 ATM)

1.4. Liquefação de Gás Natural – GNL

O principal objetivo da liquefação do gás natural é o seu transporte através de 02 modais típicos: os navios metaneiros (LNGC) e as carretas criogênicas de gás natural liquefeito (GNL).

A liquefação do gás natural ocorre à temperatura de aproximadamente -162°C. Seu volume passa a 1/600 do volume que ocupava as condições ambientais.

A liquefação se dá a pressões positivas, porém muito baixas, da ordem de alguns milibares (mbar).

⁽⁴⁾ ÍNDICE ou NÚMERO WOBBE – É um valor proporcional a quantidade de calor específico produzido por um queimador a pressão constante. Conforme prática Britânica é a capacidade calorífica superior de um gás dividido pela raiz quadrada de sua densidade. Largamente utilizado para a determinação de intercambiabilidade de gases combustíveis

Antes da liquefação, tendo em vista à baixa temperatura do processo, é necessário submeter-se o gás natural a diversos pré-tratamentos:

- Desidratação total para evitar o risco de formação de hidratos ou a formação de gelo;
- Dessulfurização para evitar riscos de corrosão dos equipamentos;
- Descarbonatação e eliminação dos C_5^+ , para evitar a formação de partículas abrasivas;
- Separação eventual do mercúrio, cuja condensação pode provocar estragos em componentes contendo alumínio;
- Retirada do Hélio.

Conforme resolução da Agência Nacional de Petróleo (ANP – www.anp.gov.br) nº 16, de 17/06/2008 – DOU 1 de 18/06/2008, os requisitos de qualidade especificados para o Gás Natural Liquefeito – GNL são:

- Metano = 85% (mínimo)
- Etano = 12% (máximo)
- Propano = 6% (máximo)
- Nitrogênio = 3% (máximo)

Notamos assim, que a combustão a partir do gás natural regaseificado (Vaporização do GNL) será de muito maior qualidade do que aquela através do gás natural comercializado conforme portaria número 104 de 08/07/2002 da ANP.

CARACTERÍSTICAS RELEVANTES DO GÁS NATURAL LIQUEFEITO - GNL

- Incolor
- Temperatura do líquido à pressão atmosférica entre -165°C e -155°C (dependendo da composição)
- Densidade relativa entre 0,43 e 0,48 (dependendo da composição). Pesa menos de 500 kgf/m^3 , ou seja, metade do peso do mesmo volume ocupado por água.

- Calor latente de vaporização de 120 Kcal/Kg.
- Elevada taxa de expansão. A vaporização de 1m³ de GNL produz entre 560 e 620m³ de gás nas CNTP (0°C e 1 ATM).
- Elevado poder calorífico. Conforme tabela 2, o poder calorífico do GNL somente é superado pelo do hidrogênio líquido.

Fuels	Lower Heating Value (LHV) [1]			Higher Heating Value (HHV) [1]			Density
	Btu/ft3 [2]	Btu/lb [3]	MJ/kg [4]	Btu/ft3 [2]	Btu/lb [3]	MJ/kg [4]	grams/ft3
Gaseous Fuels @ 32 F and 1 atm							
Natural gas	983	20,267	47.141	1089	22,453	52.225	22.0
Hydrogen	290	51,682	120.21	343	61,127	142.18	2.55
Still gas (in refineries)	1458	20,163	46.898	1,584	21,905	50.951	32.8
Liquid Fuels							
Crude oil	129,670	18,352	42.686	138,350	19,580	45.543	3,205
Conventional gasoline	116,090	18,679	43.448	124,340	20,007	46.536	2,819
Reformulated or low-sulfur gasoline	113,602	18,211	42.358	121,848	19,533	45.433	2,830
CA reformulated gasoline	113,927	18,272	42.500	122,174	19,595	45.577	2,828
U.S. conventional diesel	128,450	18,397	42.791	137,380	19,676	45.766	3,167
Low-sulfur diesel	129,488	18,320	42.612	138,490	19,594	45.575	3,206
Petroleum naphtha	116,920	19,320	44.938	125,080	20,669	48.075	2,745
NG-based FT naphtha	111,520	19,081	44.383	119,740	20,488	47.654	2,651
Residual oil	140,353	16,968	39.466	150,110	18,147	42.210	3,752
Methanol	57,250	8,639	20.094	65,200	9,838	22.884	3,000
Ethanol	76,330	11,587	26.952	84,530	12,832	29.847	2,988
E-Diesel Additives	116,090	18,679	43.448	124,340	20,007	46.536	2,819
Liquefied petroleum gas (LPG)	84,950	20,038	46.607	91,410	21,561	50.152	1,923
Liquefied natural gas (LNG)	74,720	20,908	48.632	84,820	23,734	55.206	1,621
Dimethyl ether (DME)	68,930	12,417	28.882	75,610	13,620	31.681	2,518
Dimethoxy methane (DMM)	72,200	10,061	23.402	79,197	11,036	25.670	3,255
Methyl ester (biodiesel, BD)	119,550	16,134	37.528	127,960	17,269	40.168	3,361
Fischer-Tropsch diesel (FTD)	123,670	18,593	43.247	130,030	19,549	45.471	3,017
Liquid Hydrogen	30,500	51,621	120.07	36,020	60,964	141.80	268
Methyl tertiary butyl ether (MTBE)	93,540	15,094	35.108	101,130	16,319	37.957	2,811
Ethyl tertiary butyl ether (ETBE)	96,720	15,613	36.315	104,530	16,873	39.247	2,810
Tertiary amyl methyl ether (TAME)	100,480	15,646	36.392	108,570	16,906	39.322	2,913
Butane	94,970	19,466	45.277	103,220	21,157	49.210	2,213
Isobutane	90,060	19,287	44.862	98,560	21,108	49.096	2,118
Isobutylene	95,720	19,271	44.824	103,010	20,739	48.238	2,253
Propane	84,250	19,904	46.296	91,420	21,597	50.235	1,920
Solid Fuels							
Coal (wet basis) [6]	19,546,300	9,773	22.732	20,608,570	10,304	23.968	
Bituminous coal (wet basis) [7]	22,460,600	11,230	26.122	23,445,900	11,723	27.267	
Coking coal (wet basis)	24,600,497	12,300	28.610	25,679,670	12,840	29.865	
Farmed trees (dry basis)	16,811,000	8,406	19.551	17,703,170	8,852	20.569	
Herbaceous biomass (dry basis)	14,797,555	7,399	17.209	15,582,870	7,791	18.123	
Corn stover (dry basis)	14,075,990	7,038	16.370	14,974,460	7,487	17.415	
Forest residue (dry basis)	13,243,490	6,622	15.402	14,164,160	7,082	16.473	
Notes:							
[1] The lower heating value (also known as net calorific value) of a fuel is defined as the amount of heat released by combusting a specified quantity (initially at 25°C) and returning the temperature of the combustion products to 150°C, which assumes the latent heat of vaporization of water in the reaction products is not recovered.							
The higher heating value (also known as gross calorific value or gross energy) of a fuel is defined as the amount of heat released by a specified quantity (initially at 25°C) once it is combusted and the products have returned to a temperature of 25°C, which takes into account the latent heat of vaporization of water in the combustion products.							
[2] Btu = British thermal unit.							
[3] The heating values for gaseous fuels in units of Btu/lb are calculated based on the heating values in units of Btu/ft3 and the corresponding fuel density values. The heating values for liquid fuels in units of Btu/lb are calculated based on heating values in units of Btu/gal and the corresponding fuel density values.							
[4] The heating values in units of MJ/kg, are converted from the heating values in units of Btu/lb.							
[5] For solid fuels, the heating values in units of Btu/lb are converted from the heating values in units of Btu/ton.							
[6] Coal characteristics assumed by GREET for electric power production.							
[7] Coal characteristics assumed by GREET for hydrogen and Fischer-Tropsch diesel production.							

TABELA 2 – PODERES CALORÍFICOS DOS COMBUSTÍVEIS LÍQUIDOS, SÓLIDOS E GASOSOS

FONTE : ESSOM CO. LTD – www.essom.com

Os custos de implantação de plantas de liquefação de gás natural vêm se reduzindo desde a metade da década de 80, tendo em vista os significativos aumentos das eficiências termodinâmicas das turbomáquinas e avanços nas tecnologias de refrigeração, como o GMR (GAS MIXED REFRIGERATION).

Estes fatores explicam o crescimento consistente do comércio de GNL no mundo, havendo hoje várias plantas e terminais em construção.

Após a liquefação, o fluxo de GNL é direcionado por bombas de transferência para tanques criogênicos de estocagem.

Nos terminais de consumo e/ou transferência, as operações de abastecimento de GNL para navios ou carretas são feitas através de bombas de baixa pressão.

As operações para atendimento ao consumo, regaseificação, pelo contrário, são realizadas através de bombas de alta pressão e banco de vaporizadores à água salgada.

A figura 8 mostra o fluxograma de processo e operações no terminal de GNL de Sines em Portugal. Pode-se observar os braços de descarregamento no cais de atracação dos navios metaneiros (LNGC), a estação de enchimento de carretas (cisternas), os 2 tanques para armazenamento de GNL, a unidade para reliquefação dos gases de *Boil-Off* dos tanques e o banco de vaporizadores à água salgada para a regaseificação (despacho) de 5,25 bilhões de metros cúbicos por ano de GNL para o mercado consumidor.

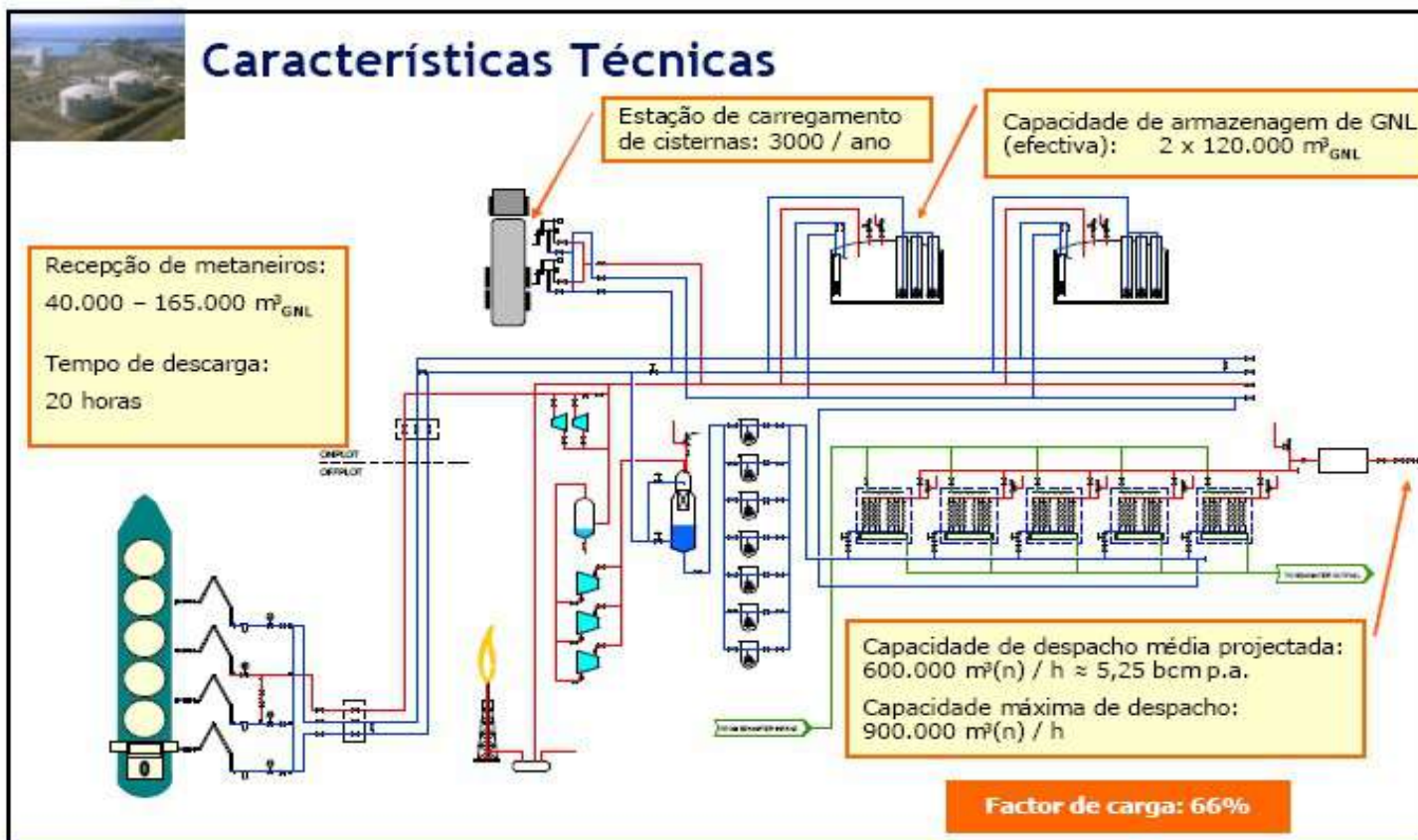


FIGURA 8 – TERMINAL DE ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GNL EM SINES – PORTUGAL

FONTE: GRUPO REN – www.ren.pt

2. EMISSÕES EM NAVIOS MERCANTES

Desde o final da década de 90, a IMO (International Maritime Organization), entidade ligada a ONU (Organização das Nações Unidas) vem estabelecendo padrões de emissões para a certificação de navios e plataformas fixas, flutuantes e de perfuração. Indiretamente, as exigências da IMO recaem sobre os fabricantes de motores diesel e turbinas a gás com aplicação na indústria naval e oceânica.

As regras da IMO de poluição por navios, estão contidas no *International Convention on the Prevention of Pollution from Ships*, conhecidas como MARPOL 73/78 [Fonte: International Maritime Organization – IMO; Tirelli, G.; Martins, C.].

Em 27 de setembro de 1997, foi adicionado o *1997 Protocol* à convenção MARPOL 73/78, o qual inclui o anexo VI intitulado *Regulations for the Prevention of Air Pollution from Ships*. O anexo VI estabelece limites para as emissões de NO_x e SO_x, proveniente da exaustão dos motores dos navios. Dentre os vários problemas causados por estes óxidos, as maiores preocupações ficam por conta dos grandes estragos provocados por suas chuvas ácidas.

Os padrões de emissão da IMO para NO_x são designados como TIER I, TIER II e TIER III. O padrão TIER I foi estabelecido na versão de 1997 do anexo VI, enquanto os padrões TIER II e TIER III foram introduzidos pelas emendas do anexo VI ocorridas em 2008. As emendas de 2008 no anexo VI também introduziram novas exigências de qualidade, como menor percentual de enxofre, para o óleo combustível.

Em julho de 2011, o MEPC 62 (Maritime Environment Protection Committee – Comitê de Proteção ao Ambiente Marinho) emitiu a resolução MEPC.203 (62), com regulações de eficiência energética para navios mercantes, adicionando ao anexo VI do MARPOL o fator EEDI – Energy Efficiency Design Index para novos navios e os fatores de planejamento e avaliação energética SEEMP – Ship Energy Efficiency Management Plan e EEOI – Energy Efficiency Operational Indicator, respectivamente, para navios novos e existentes.

Até agora, conforme último informe IMO, mais do que 2700 novos navios mercantes foram certificados conforme exigências do EEDI para projeto. Em suma, o EEDI é um índice que estima quantas gramas de CO₂ serão emitidas no trabalho de transporte, ou seja, gramas de CO₂ por ton-milha transportada. Em outras palavras pode-se dizer que o EEDI mede a razão entre o *custo ambiental* dividido pelo *benefício à sociedade*.

Outra resolução importante do Comitê de Proteção ao Ambiente Marinho foi a resolução MEPC.304 (72), de abril de 2018, estabelecendo as estratégias iniciais para redução da emissão de gases de efeito estufa por parte dos navios mercantes, em congruência com o acordo de Paris.

A ambiciosa meta desta resolução é reduzir até 2030, 40% das emissões de CO₂ por trabalho de transporte dos navios mercantes, e em 70% até 2050. As metas terão como base o inventário das emissões por trabalho de transporte de 2008.

Todas as resoluções estabelecidas no anexo VI da Convenção MARPOL 73/78 da IMO, convergem para o gás natural como combustível de transição para uma matriz energética mais limpa possível.

A figura 9 mostra o fator de carbono (t-CO₂/t-fuel) do gás natural liquefeito, comparado a outros combustíveis intensivos em carbono.

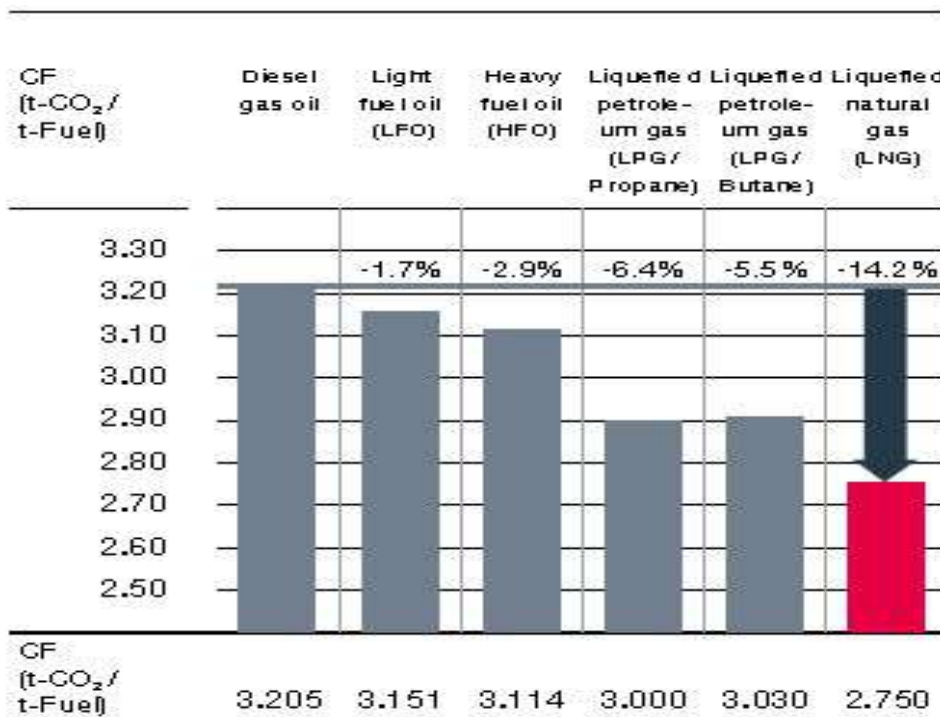


FIGURA 9 - FATORES DE CARBONO – CARBON FACTORS (CF)

FONTE: MAN ENERGY SOLUTIONS

2.1. Áreas de Emissão Controlada (ECA – Emission Control Areas)

Dois níveis de exigência para emissão de NO_x e qualidade do combustível foram estabelecidos pelo anexo VI:

- 1º) Nível de exigência global;
- 2º) Nível de exigências mais restritivas aplicáveis a navios que operem ou passem a operar em áreas de Emissão Controlada (ECA – Emission Control Areas).

Uma Área de Emissão Controlada pode ser uma NECA (NO_x Emission Control Area) ou uma SECA (Sulphur Emission Control Area) ou até mesmo ambas, dependendo das características de suas restrições. Há, atualmente, 5 (cinco) ECAs designadas pela IMO.

Caracterização de algumas das Áreas de Emissão Controlada já homologadas:

- MAR BÁLTICO – Restritiva apenas nos limites de SO_x , a partir de maio de 2006.
- MAR DO NORTE – Restritiva apenas nos limites de SO_x , a partir de novembro de 2007.
- AMÉRICA DO NORTE (Costa dos Estados Unidos, Haváí e Canadá) – Restritiva nos limites de NO_x , SO_x e material particulado, a partir de agosto de 2012.
- MAR DO CARIBE DOS ESTADOS UNIDOS – Restritiva nos limites de NO_x , SO_x e material particulado, a partir de janeiro de 2014.

2.2. Padrões de Emissão de NO_x

Os limites de emissão de NO_x , em g/kwh, estão estabelecidos para os motores diesel em função da sua rotação nominal de operação. Conforme mostrado no gráfico 1, TIER I e TIER II são limites aplicáveis para navios mercantes trafegando fora das Áreas

de Emissão Controlada (ECA), enquanto que o padrão TIER III é aplicável somente em Áreas de Emissão Controlada para NO_x (NECA).

Para a redução das emissões de NO_x, a MEPC 57 (Marine Environment Protection Committee) aprovou a seguinte proposta:

- TIER II – Aplicável a novos navios a partir de 01 de janeiro de 2011 e a todos os navios (Global) a partir de 2016.
- TIER III – Aplicável a todos os navios que venham a trafegar em Áreas de Emissão Controlada (ECA) a partir de 01 de janeiro de 2016.

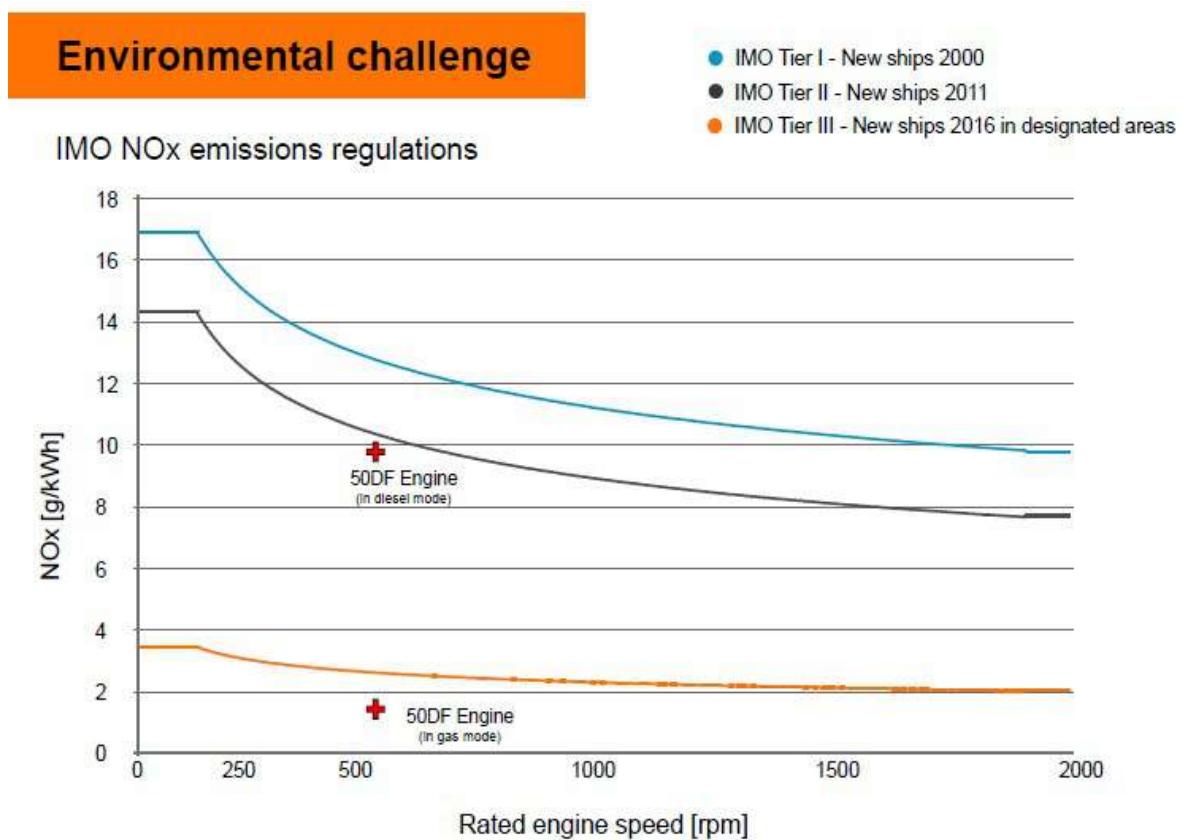


GRÁFICO 1 – LIMITES DE EMISSÃO DE NO_x PERMITIDOS PELA IMO

FONTES: TIRELLI, G. – WARTSILA 2011 RIO DE JANEIRO

2.3. Padrões de Emissão de SO_x

As regulações do anexo VI incluem capítulos tratando do teor de enxofre no óleo combustível como uma forma de controlar as emissões de SO_x e indiretamente as emissões de material particulado (PM Emissions – Particulate Matter).

Os limites de enxofre estabelecidos pela MEPC 57 no óleo combustível estão mostrados no gráfico 2.

Importante se destacar que os limites estabelecidos se aplicam tanto aos novos navios mercantes como aos existentes.

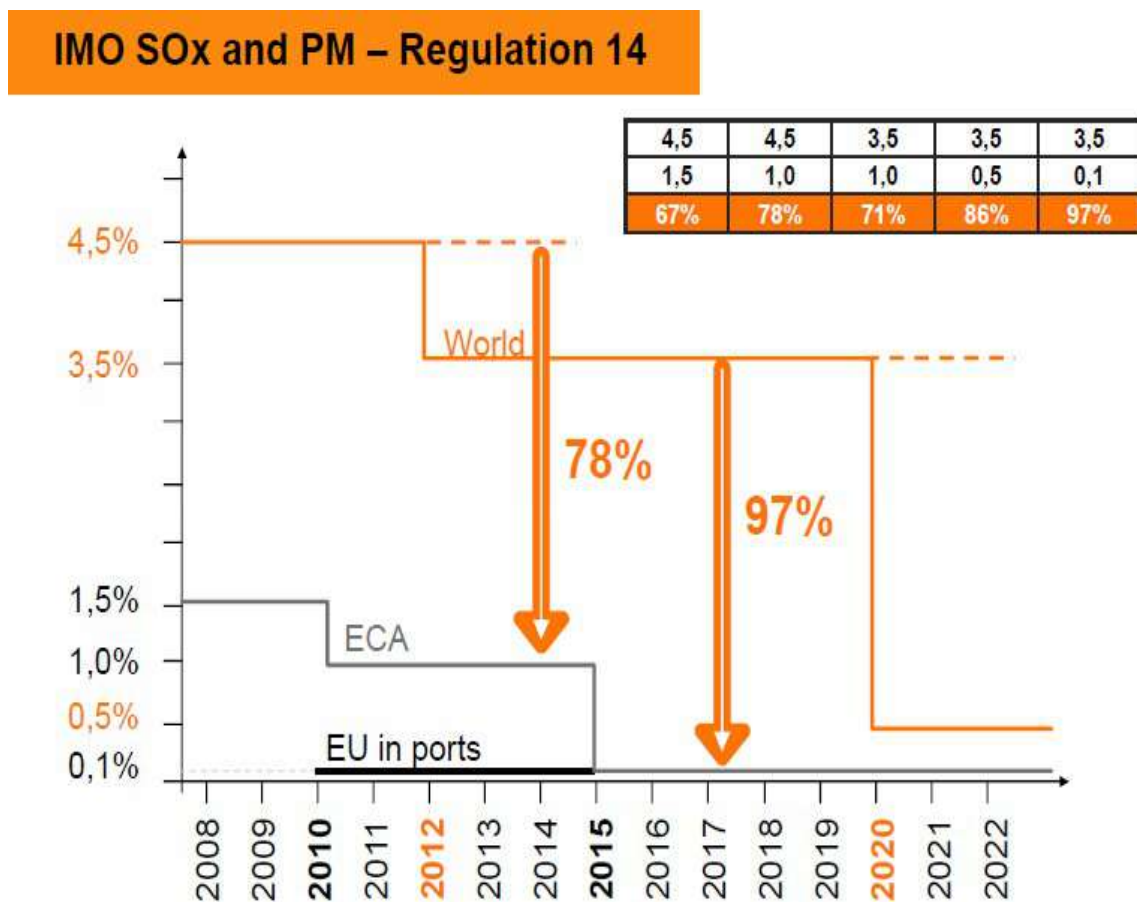


GRÁFICO 2 – PERCENTUAIS DE ENXOFRE PERMITIDOS NO COMBUSTÍVEL MARÍTIMO CONFORME IMO

FONTE: TIRELLI, G. – WARTSILA 2011 RIO DE JANEIRO

Para atingimento dos limites de emissão de SO_x, há algumas alternativas que poderão ser adotadas:

- 1º) Operar com HFO (Heavy Fuel Oil) e usar um lavador (Scrubber) para os gases de exaustão;
- 2º) Operar com LSHFO (Low Sulphur Heavy Fuel Oil);
- 3º) Operar com MDO (Marine Diesel Oil);
- 4º) Operar com MGO (Marine Gas Oil);
- 5º) Operar com LNG (Liquefied Natural Gas).

A tabela 3 mostra o teor do enxofre e outras características dos combustíveis acima:

Combustíveis e Características	LHV (KJ/Kg)	% de Carbono (em peso)	Teor de Enxofre (%)
HFO – Heavy Fuel Oil	40600	85	2,7
LSHFO – Low Sulphur Heavy Fuel Oil	40600	85	1,0
MDO – Marine Diesel Oil	42700	86	0,2
MGO – Marine Gas Oil	42800	87,5	0,1
LNG – Liquefied Natural Gas	49208	75	0,001

TABELA 3 – TEOR DE ENXOFRE E OUTRAS CARACTERÍSTICAS DOS COMBUSTÍVEIS DE APLICAÇÃO DIRETA EM SECA (Sulphur Emission Control Area)

FONTE: WARTSILA TECHNICAL JOURNAL – EDIÇÃO 1/2011.

No entanto, é importante que se mencione, que os combustíveis com baixo teor de enxofre (Low Sulphur) bem como o MDO, MGO e LNG não solucionam por si só os problemas de emissões, visto que as emissões de NO_x com estes combustíveis podem não ficar solucionadas.

Caso os gases exaustos não atinjam os padrões exigidos para as emissões de NO_x poderão ser utilizados métodos primários ou secundários para atendimento. Como método primário, entende-se a atuação no próprio motor através da melhoria do seu

projeto ou a utilização de sistema EGR (Exhaust Gas Recirculation – Recirculação dos Gases de Exaustão) ou sistema WIF (Water in Fuel – Injeção de Água na Combustão) ou até mesmo ambos. Como método secundário, entende-se a atuação após o motor. O único método secundário comprovadamente eficaz, que atende inclusive aos padrões TIER III, é o SCR (Selective Catalytic Reduction), utilizando dióxido de titânio e pentóxido de vanádio como material catalítico e urea [$\text{CO}(\text{NH}_2)_2$] como agente redutor.

A figura 10, mostra esquematicamente um sistema EGR para um motor de 2 tempos eletrônico. A concepção desta tecnologia está baseada no teor mais baixo de oxigênio e capacidade calorífica mais alta do gás de exaustão recirculado, que reduz significativamente a temperatura pico de combustão, dificultando a formação de NO_x térmico. (Fonte: TIER III Compliance – Man Energy Solutions)

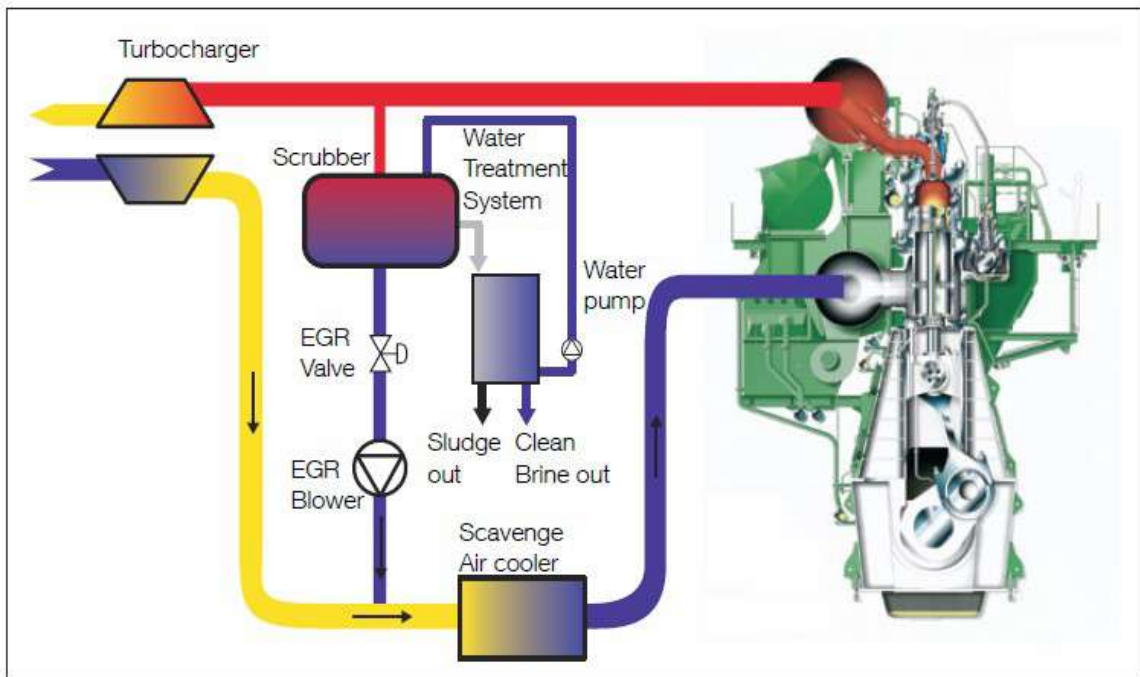


FIGURA 10 – SISTEMA EGR (Exhaust Gas Recirculation) PARA ATENDIMENTO AOS PADRÕES DE EMISSÃO DE NO_x IMO

FORTE : TIER III COMPLIANCE – MAN ENERGY SOLUTIONS

2.4. Gás Natural Como Combustível Marítimo

Pelo que foi exposto até agora em termos de emissões, não resta dúvida que chegou-se a era do *clean ou green ships*. Em razão disto, a propulsão marítima por gás natural (Gas Powered Vessels) vem sendo cada vez mais estudada e aplicada. Se compararmos as emissões de um motor diesel operando com HFO (Heavy Fuel Oil) com as de um motor *Dual-Fuel*, de mesmo *rate* operando no modo gás, poderemos observar as seguintes reduções: (figura 11)

- CO₂ – menos 25%
- NO_x – menos 85%
- SO_x – menos 100%
- Material Particulado – menos 100%

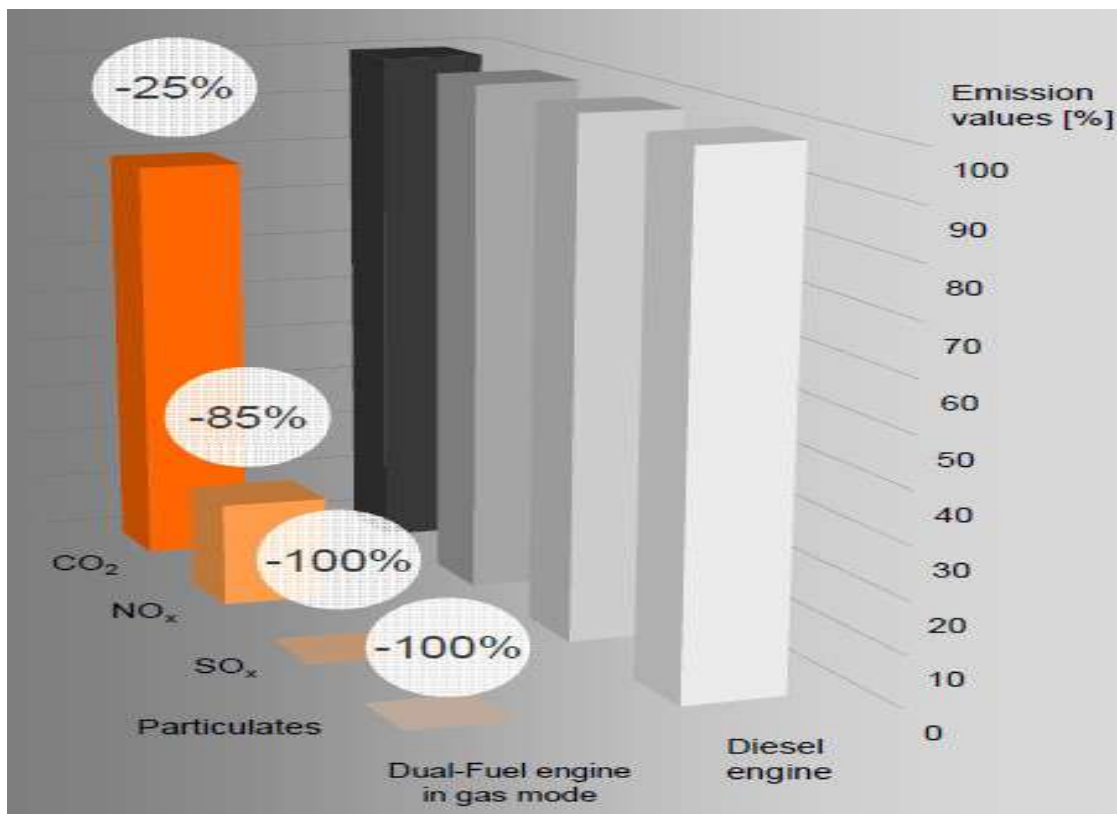


FIGURA 11 – COMPARAÇÃO NA REDUÇÃO DE EMISSÕES – MOTOR DIESEL OPERANDO COM HFO VERSUS MOTOR *DUAL-FUEL* OPERANDO NO MODO GÁS

FONTE: TIRELLI, G. – WARTSILA 2011 RIO DE JANEIRO

Tem-se observado nos últimos anos um aumento significativo de conversões de sistemas de propulsão (Vessel Conversions), para modo gás.

Nestas conversões, tanques de GNL, conforme mostrado na figura 12, são instalados no convés superior da embarcação. Os fabricantes de motores marítimos também já dispõem de kits de conversão HFO (Heavy Fuel Oil)/Gás desenvolvidos para atendimento a armadores e operadores.

Sistemas de *Bunkering* para GNL já estão implantados na Ásia e na Europa.



FIGURA 12 - CONVERSÃO DE NAVIOS TANQUE PARA OPERAÇÃO COM GNL

FORTE: DNV GL

Na figura 13 tem-se o projeto conceito de navio contêiner para 9000TEU, onde se observam os tanques de GNL no deck inferior.

CONTAINER VESSEL “QUANTUM 9000 CONCEPT”

Class: DNV * CONTAINER CARRIER NAUTICUS(Newbuilding) E0 DG-P TMON BIS LCS-SI
 Optional notations: RC-1(1072/131) NAUT-AW CLEAN BWM-T COMF-V3 VIBR F-M



MAIN PARTICULARS:

Length betw. perpendiculars, Lbp	297.979 m
Length overall, Loa	313.845 m
Breadth moulded, B	48.0 m
Depth moulded, D	26.4 m
Draught moulded, T	15.0 m
Design draught, Td	13.5 m
Min. design draught at AP	13.5 m
Min. design draught at FP	13.5 m
Block coefficient, Cb (@Td)	0.58
Waterplane area coefficient, Cwp	0.762
Deadweight, design	81,155 t
Deadweight, scantling	98,618 t
Lightship (esimated/preliminary)	34,432 t
Design speed (at design draught, 85% MCR / 15% sea margin)	22.0 kn
Crew	28 + 6 Suez

TANK CAPACITIES:

Heavy Fuel Oil (HFO)	4,000 m ³
Liquid Natural Gas (LNG)	6,500 m ³
Marine Diesel/Gas Oil (MDO/MGO)	1,600 m ³
Lubricating Oil	16 m ³
Fresh Water	360 m ³
Ballast Water	24,728 m ³

All oil tanks according to "MARPOL Oil Tank Protection"

Cruising range approx. 16,000 nm

ENGINE PLANT:

Main engine:	MAN 9S80ME-C9.2-GI MCR: 40,590 kW @ 78.0 rpm
Propeller:	Fixed pitch, 4 blades, dia. 10 m
AUX engine/Gen Sets :	4 x 2,500 kW
Emergency generator :	1 x 250 kW @ 1,800 rpm
Bow Thrusters:	2 x 2000 kW
WHR plant (ME @85% MCR ISO):	2,709 kW

CONTAINER STOWAGE:

Container capacity (total)	8,708 TEU
On deck:	5,570 TEU
Below deck (cargo hold):	3,138 TEU
Reefer capacity (total)	1,203 FEU
On deck:	1,072 FEU
Below deck (cargo hold):	131 FEU

Rows (max) on deck / in cargo hold	19/17
Tiers (max) on deck / in cargo hold	9/9

Pontoon hatch covers (composite/light weight):

Hatch 01C (1x):	12.97 x 24.27 m
Hatch 02F PS & SB (2x):	12.97 x 10.85 m
Hatch 02F C – 09A C (14x):	12.97 x 17.63 m
Hatch 02A PS – 09A PS (13x):	12.97 x 13.38 m
Hatch 02A SB – 09A SB (13x):	12.97 x 13.38 m

Stability:

14t/TEU, 8'6" high, 50% HcG 6,539 TEU

FIGURA 13 - DADOS DE PROJETO DO NAVIO CONCEITO QUANTUM PARA 9000 TEU

FONTE: DNV GL

3. O PROJETO OREDA

O projeto de *Dados de Confiabilidade Offshore e Onshore* (OREDA – Offshore and Onshore Reliability Data) foi estabelecido em 1981 em cooperação com a Diretoria de Petróleo Norueguesa (Norwegian Petroleum Directorate), a agora Autoridade em Segurança Petrolífera da Noruega (Petroleum Safety Authority Norway). O objetivo inicial do OREDA foi coletar dados de confiabilidade para equipamentos de segurança. A organização atual contando com a cooperação de diversas empresas de óleo e gás, foi estabelecida em 1983, e ao mesmo tempo o escopo do OREDA foi estendido para cobrir dados de confiabilidade de uma grande variedade de equipamentos usados na exploração e produção (E&P) de óleo e gás. São avaliados no OREDA, principalmente, equipamentos offshore topside e subsea, porém agora a coleta de dados para alguns equipamentos de exploração e produção (E&P) onshore foram também incluídos.

O principal objetivo do PROJETO OREDA é contribuir para a melhoria da segurança tanto no projeto como na operação das instalações de exploração e produção (E&P) de óleo e gás, sem perder o foco em custo-benefício. A melhoria da segurança se dá através da coleta e análise dos dados de manutenção e operação, criação de um banco de dados de confiabilidade de alta qualidade e troca de tecnologias de confiabilidade (Reliability), Disponibilidade (Availability), Manutenção (Maintenance) e Segurança (Safety) – (CDMS – RAMS) – entre as companhias participantes.

3.1. Fases do PROJETO OREDA

O PROJETO OREDA se encontra atualmente em sua décima terceira fase. Em cada uma das fases é dada prioridade a alguns tipos de equipamentos e/ou sistemas de tecnologias :

FASE I (1983 – 1985) – O objetivo da Fase I foi coletar e compilar dados das plataformas de perfuração offshore e operações de produção.

FASE II (1987-1990) - Para melhorar a qualidade dos dados, o escopo do projeto foi alterado para incluir a coleta de dados de equipamentos críticos para a produção. Os dados começaram a ser armazenados em um banco de dados do sistema operacional Windows. O desenvolvimento de um programa de coleta e análise de dados sob medida, o software OREDA, foi iniciado.

FASE III (1990 – 1992) – O número de categorias de equipamentos foi aumentado e mais dados de programas de manutenção foram coletados.

FASE IV (1993 – 1996) – Novo software para coleta e análise de dados foi desenvolvido.

FASE V (1997 – 2000) – Algumas novas classes de equipamentos foram incluídas e foi dado mais foco à coleta de dados submarinos. Como atividade paralela, foi desenvolvido e publicado em julho de 1999, o ISO Standard 14224: “Petroleum and natural gas industries – Collection and Exchange of reliability and maintenance data for equipment”. Os dados coletados nesta fase estão publicados no manual OREDA-02.

FASE VI (2000 – 2001) – Foram priorizadas as coletas de dados de equipamentos submarinos e novas classes de equipamentos. Foi criado um fórum para cooperação entre os maiores fabricantes de equipamentos submarinos.

FASE VII (2002 – 2003) – Foi dada prioridade a equipamentos submarinos e de segurança. Foi iniciada a revisão da ISSO 14224, com importantes contribuições dos participantes do PROJETO OREDA. A revisão final foi publicada em dezembro de 2006.

FASE VIII (2004-2005) - A fase VIII continuou principalmente as metas e atividades da fase VII. Os membros do OREDA participaram da revisão da ISO 14224, emitida em dezembro de 2006.

FASE IX (2006-2008) - O software e a taxonomia do OREDA foram feitos em conformidade com a ISO 14224. Houve um foco contínuo na inclusão de dados de segurança de todo o mundo. Em comemoração aos 25 anos do OREDA, foi realizado um seminário.

FASE X (2009-2011) – A quinta edição do Manual OREDA (edição de 2009) foi lançada; um novo software de análise de segurança foi desenvolvido; os passos iniciais para os dados SIL (Nível de Integridade de Segurança) baseados no OREDA foram dados; a GDF Suez e a Petrobras se tornaram membros associados do OREDA.

FASE XI (2012-2014) – Um novo software de coleta de dados foi desenvolvido; a sexta edição do Manual OREDA (edição de 2015) foi planejada; uma revisão de qualidade assegurada do banco de dados foi realizada; um novo logotipo foi criado, assim como novos visuais tanto para o Handbook quanto para o website.

FASE XII (2015-2017) - Durante essa fase, foi publicada a sexta edição do Manual OREDA (edição de 2015). Uma nova loja virtual para o projeto foi estabelecida em colaboração com a Associação Europeia de Segurança, Confiabilidade e Dados (ESReDA).

FASE XIII (2018 -) - A digitalização e a melhoria da eficiência fazem parte do setor e existe a necessidade de dados do OREDA serem aplicados como uma ferramenta de apoio à decisão e como suporte para equipamentos em operação. Soluções de custo efetivo são uma área de foco na indústria e, em linha com essa tendência, o projeto OREDA fornecerá procedimentos mais eficientes e soluções digitalizadas.

Como já foi dito, o PROJETO OREDA se encontra em sua décima terceira fase (XIII – 2018). Os dois manuais, volume 1 para equipamentos “Topside” e volume 2 para equipamentos “subsea”, encontram-se na sexta edição (6TH EDITION – 2015). Informações sobre o andamento do PROJETO OREDA podem ser obtidas no sítio <http://www.oreda.com>.

3.2. Empresas Participantes do PROJETO OREDA

A publicação da sexta edição (2015) dos dois volumes dos manuais OREDA – OFFSHORE AND ONSHORE RELIABILITY DATA, com dados de confiabilidade de alta qualidade coletados durante as fases de VI até IX (2000 – 2009) do PROJETO OREDA, contaram com a participação das seguintes empresas de óleo e gás:

- BP Exploration Operating Company Ltd
- Conoco Phillips Skandinavia AS
- Eni S.p.A Exploration & Productions Division
- Gassco
- GdF SUEZ E&P Norge AS
- Petrobras S.A.
- Shell Global Solutions UK
- Statoil ASA
- Total S.A.

A sexta edição dos manuais foi organizada pela SINTEF/NTNU (Norwegian University of Science and Technology).

3.3. Classes de Equipamentos / Sistemas Cobertos pelos Manuais OREDA

A tabela 4, mostra a população de equipamentos considerados na sexta edição (2015) dos manuais OREDA. Os dados de confiabilidade para os equipamentos considerados **provêm**, em sua grande maioria, de instalações offshore.

3.4. Escopo dos Manuais OREDA

As informações a seguir estão consideradas para cada unidade de equipamento TOPSIDE:

- um desenho esquemático mostrando as fronteiras da unidade de equipamento, especificação das subunidades e itens reparáveis das diversas subunidades;
- uma listagem com todos os modos de falha, classificadas como CRÍTICA, DEGRADADA, INCIPIENTE e DESCONHECIDA;
- o tempo total observado em serviço para a unidade de equipamento, classificado como TEMPO CALENDÁRIO, TEMPO EM OPERAÇÃO e NÚMERO DE DEMANDAS;
- o número de falhas observada para cada modo de falha;
- uma estimativa da taxa de falha para cada modo de falha conforme os intervalos de incerteza associados;
- valores médios e máximos dos tempos de reparo, i.e, o número de homens-hora-requeridos para reparar a falha e reestabelecer a função;
- valores médios e máximos do tempo de reparo EFETIVO, i.e, o tempo decorrido em horas para reparar a falha e reestabelecer a função,
- população de equipamentos e número de instalações consideradas.
- Tabelas de análise cruzada de CAUSA/MECANISMO DE FALHA versus MODO DE FALHA e CAUSA/MECANISMO DE FALHA versus SEVERIDADE DA FALHA.

Tabela 4 – População de equipamentos da sexta edição (2015) dos Manuais OREDA

Manual de Equipamentos Topside (Volume 1)

SISTEMA	CLASSE DO EQUIPAMENTO	DADOS DA EDIÇÃO DE 2009 INCLUÍDOS NA EDIÇÃO DE 2015		NOVOS DADOS NA EDIÇÃO DE 2015		TOTAL DE DADOS NA EDIÇÃO DE 2015
		FASE VI	FASE VII	FASE VIII	FASE IX	
		Nº DE UNIDADES	Nº DE UNIDADES	Nº DE UNIDADES	Nº DE UNIDADES	
1- EQUIPAMENTOS ROTATIVOS	1.1- Compressores			14	47	47
	1.2- Turbinas a Gás				28	28
	1.3- Bombas	36	16	39	123	157
	1.4- Motores de Combustão Interna	23		14	22	45
	1.5- Turboexpansores		2	2	4	4
	1.6- Turbinas a Vapor			3	4	4
2- EQUIPAMENTOS ELÉTRICOS	2.1- Geradores Elétricos	6		14	29	34
	2.2- Motores Elétricos	13		24	80	91
	2.3- Baterias e Nobreaks			6		6
3- EQUIPAMENTOS MECÂNICOS	3.1- Trocadores de Calor		4	6	39	43
	3.2- Vasos de Pressão			15	55	55
	3.3- Aquecedores e Caldeiras			8	10	10
4. EQUIPAMENTOS DE CONTROLE E SEGURANÇA	4.1- Detetores de Fogo e Gás	139		179	98	391
	4.2- Dispositivos de Entrada				337	337
	4.3- Controladores Lógicos		10			10
	4.4 - 4.5- Válvulas de Controle	237	339	171		703
TOTAL		454	371	495	876	1965

Manual de Equipamentos Submarinos (Volume 2)

SISTEMA	CLASSE DO EQUIPAMENTO	DADOS NA EDIÇÃO DE 2009		DADOS NA EDIÇÃO DE 2015	
		Nº DE UNIDADES	TEMPO ACUMULADO EM SERVIÇO (10 ⁶ h)	Nº DE UNIDADES	TEMPO ACUMULADO EM SERVIÇO (10 ⁶ h)
5- SUBMARINOS	5.1- Sistemas de Controle	122	3.8621	505	19.4786
	5.2- Flowlines	310	11.6842	653	25.7847
	5.3- Manifolds	106	3.5069	217	9.2619
	5.4- Pipelines (SSIV)	89	2.6401	97	2.9551
	5.5- Risers	146	5.5556	352	15.0987
	5.6- Running Tools	5	0.2687	30	1.3702
	5.7- Templates	15	0.54	23	1.1632
	5.8- Cabeças de Poço e Árvores de Natal	262	9.1129	482	18.803
TOTAL		1055	37.1705	93.9154	2359

3.5. Formato da Tabela de Dados para Equipamentos Topside

A figura 14, mostra o formato das tabelas de dados do OREDA para os parâmetros estimados de Confiabilidade.

Taxonomy no		Item									
Population	Installations	Aggregated time in service (10 ⁶ hours)					No of demands				
		Calendar time *			Operational time †						
Failure mode	No of failures	Failure rate (per 10 ⁶ hours).					Active rep. hrs		Manhours		
		Lower	Mean	Upper	SD	n/τ	Mean	Max	Mean	Max	
Comments											

FIGURA 14 – FORMATO DAS TABELAS DE DADOS DE CONFIABILIDADE
 FONTE : OREDA SINTEF

Definição de alguns campos das tabelas de dados do OREDA:

TAXONOMY NUMBER AND ITEM – NÚMERO DE TAXONOMIA E ITEM – identificação numérica do item baseada em uma sistemática de classificação do PROJETO OREDA.

PPOPULATION – POPULAÇÃO – número total de unidades do equipamento que formam a base para as estimativas de confiabilidade.

INSTALLATIONS – INSTALAÇÕES – número total de instalações consideradas para o monitoramento de dados.

AGGREGATED TIME IN SERVICE – TEMPO AGREGADO EM SERVIÇO – dois tipos de escala de tempo estão presentes como base para as estimativas de taxas de falha; TEMPO CALENDÁRIO (CALENDAR TIME) e TEMPO OPERACIONAL (OPERATIONAL TIME). Observa-se que para certos equipamentos existe uma grande diferença entre o TEMPO CALENDÁRIO e o TEMPO OPERACIONAL. Esta diferença é típica para equipamentos acionados ocasionalmente e operados por certo intervalo de tempo somente; como exemplo podemos citar as bombas de incêndio. Em suma, o tempo calendário contabiliza o tempo corrido, enquanto o tempo operacional considera apenas o tempo em que o equipamento permaneceu efetivamente em operação.

NUMBER OF DEMANDS – NÚMERO DE DEMANDAS – número total de vezes que um item é solicitado a desempenhar sua função específica durante o TEMPO CALENDÁRIO, ou seja, é o número de demandas para a população total.

FAILURE MODE / SEVERITY CLASS – MODO DE FALHA / CLASSE DE SEVERIDADE – esta coluna contém uma descrição sumária da forma de ocorrência da falha. Os modos de falha são dados por classe de severidade, i.e, CRÍTICA, DEGRADADA, INCIPIENTE e DESCONHECIDA.

FALHA CRÍTICA – falha que causa imediata e completa perda da capacidade de uma unidade de equipamento de fornecer seu serviço de saída (OUTPUT=ZERO). Se faz necessário uma manutenção corretiva para que o equipamento volte a ter condições de cumprir a função requerida.

FALHA DEGRADADA – falha que não é crítica, mas que não permite que a unidade de equipamento forneça seu serviço de saída dentro das especificações estabelecidas. Tal tipo de falha usualmente, mas não necessariamente, pode ser gradual ou parcial, e com o passar do tempo pode vir a tornar-se uma falha crítica. Assim sendo, requerem o planejamento de manutenções. Vulgarmente, a falha degradada é chamada de “DEFEITO”.

FALHA INCIPIENTE – falha que não causa imediatamente perda da capacidade da unidade de equipamento de fornecer seu serviço de saída, mas se não for gerenciada pode vir a tornar-se uma falha degradada ou crítica num futuro próximo.

DESCONHECIDA – falha cuja severidade não se consegue determinar ou deduzir.

NUMBER OF FAILURES – NÚMERO DE FALHAS – número total de falhas registradas para cada modo de falha. O número acumulado de falhas é apresentado como “ALL MODES”.

FAILURE RATE – TAXA DE FALHA – a TAXA DE FALHA estimada é considerada assumindo-se a situação de “MULTI-AMOSTRA” (“MULTI-SAMPLE”) e também a situação de um conjunto de dados homogêneos. Na situação de “MULTI-AMOSTRAS” considera-se que a TAXA DE FALHA varie entre instalações, onde cada instalação representa uma amostra. Na situação de um conjunto de dados homogêneos, a TAXA DE FALHA das várias instalações é considerada a mesma. Os seguintes valores estão disponíveis:

MEAN (MÉDIA) – a TAXA DE FALHA obtida pelo estimador OREDA, i.e, a TAXA MÉDIA DE FALHA considerando-se às instalações para as quais os dados foram coletados.

LOWER-UPPER – MAIS BAIXA-MAIS ALTA – um intervalo de 90% de incerteza para a TAXA DE FALHA, i.e, um intervalo cobrindo 90% da variação entre às múltiplas amostras.

SD – STANDARD DEVIATION (DESVIO PADRÃO) – um desvio padrão indicando a variação entre as múltiplas amostras.

n/τ – o número total de falhas dividido pelo tempo total em serviço, i.e, a TAXA DE FALHA estimada que se usaria para uma amostra homogênea.

Todas as entradas estão fornecidas por milhão de horas (10^6 horas). e referem-se ao TEMPO CALENDÁRIO.(retirar)

3.6. Procedimentos de Estimação do PROJETO OREDA

O principal objetivo dos manuais do PROJETO OREDA é apresentar a estimativa da taxa média de falha conjuntamente com a estimativa do tempo de reparo.

Apresentamos a seguir a conceituação dos métodos estatísticos considerados no PROJETO OREDA.

TAXA DE FALHA

A função TAXA DE FALHA expressa a probabilidade que um item, que tenha funcionado até o tempo “ t ”, tenha de falhar durante a próxima unidade de tempo. Se o item se degrada ao longo do tempo, esta probabilidade irá aumentar com a idade “ t ”. Um homem que tenha alcançado 95 anos de idade terá obviamente uma maior probabilidade de morrer durante o próximo ano do que um jovem de 20 anos de idade. A função TAXA DE FALHA será, portanto, uma função do tempo, ou melhor, da idade do item.

Dando-se uma definição matemática para a função TAXA DE FALHA, começamos com o tempo para a falha “ T ” do item, i.e, o tempo desde que o item foi colocado em operação até a ocorrência da primeira falha. É impossível predizer-se o valor exato de tempo para a falha, e “ T ” será, portanto, uma variável randômica com uma distribuição associada. A função TAXA DE FALHA, $z(t)$, pode ser então, matematicamente definida como:

$$z(t) = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{1}{\Delta t} P(t < T \leq t + \Delta t | T > t). \quad (3.1)$$

Isto implica na aproximação:

$$z(t) \cdot \Delta t \approx P(t < T \leq t + \Delta t | T > t). \quad (3.2)$$

O braço direito desta equação mostra “A PROBABILIDADE QUE O ITEM TEM PARA FALHAR NO INTERVALO DE TEMPO (t, t + Δt)”, quando o item ainda estiver funcionando no tempo t. Em outras palavras: “A PROBABILIDADE DE UM ITEM QUE TENHA ALCANÇADO A IDADE t FALHE NO PRÓXIMO INTERVALO (t, t + Δt)”. A aproximação é mais precisa quando Δt for o comprimento de um intervalo de tempo muito pequeno.

A função TAXA DE FALHA é também conhecida como “TAXA DE RISCO” (HAZARD RATE).

A vida de um item pode geralmente ser dividida em três diferentes fases: a fase de “BURN-IN”, ou seja, FALHAS PREMATURAS ou MORTALIDADE INFANTIL, a fase de “USEFUL LIFE”, ou seja, VIDA ÚTIL e a fase de “WEAR-OUT”, ou seja, FALHAS POR DESGASTE ou VELHICE. A curva da figura 15, chamada de “CURVA DA BANHEIRA” (BATH-TUBE CURVE) por causa de sua forma característica é a mais adequada para uma modelagem realística dos equipamentos mecânicos. A “TAXA DE FALHA” é decrescente na fase de “BURN-IN”, constante na fase de “VIDA ÚTIL” e crescente na fase de “VELHICE”.

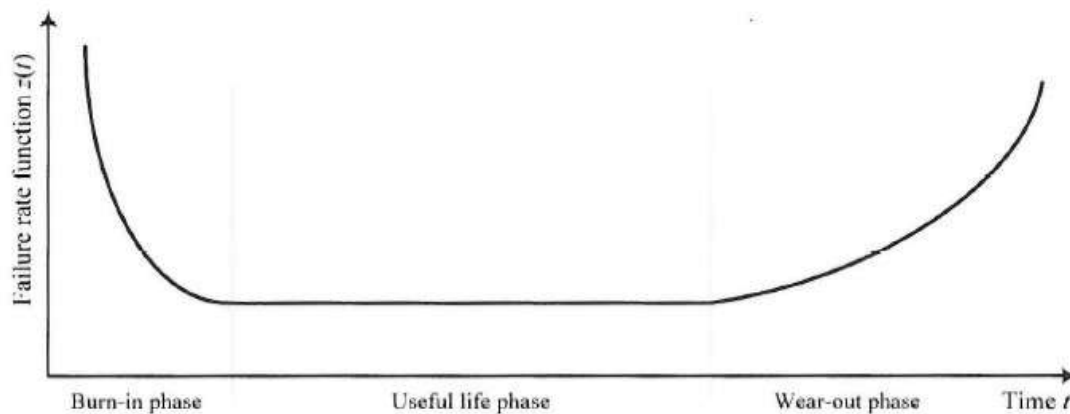


FIGURA 15 – CURVA DA TAXA DE FALHA PARA ITENS REPARÁVEIS

FORTE : OREDA SINTEF

Todas as “TAXAS DE FALHA” estimadas nos manuais do PROJETO OREDA são consideradas para a fase de “VIDA ÚTIL”, são baseadas portanto no pressuposto de que a FUNÇÃO TAXA FALHA é constante e independente do tempo, assim sendo $z(t) = \lambda$, i.e., as TAXAS DE FALHA são representadas por uma distribuição exponencial de parâmetro λ .

Baseado no pressuposto de uma TAXA DE FALHA constante, o tempo médio para a falha (MTTF – MEAN TIME TO FAILURE), pode ser calculado como:

$$\text{MTTF} = \frac{1}{\lambda}$$

(3.3)

(FONTE: Rausand e Hoyland – 2004)

3.7. Estimadores e Intervalos de Confiança para uma Amostra Homogênea

Quando se tem DADOS DE FALHA de itens idênticos, que tenham operado sob as mesmas condições operacionais e ambientais, tem-se a chamada AMOSTRA HOMOGÊNEA. Os únicos dados necessários para se estimar a TAXA DE FALHA λ , neste caso, são o NÚMERO OBSERVADO DE FALHAS, n e o TEMPO AGREGADO EM SERVIÇO, τ .

A MÁXIMA ESTIMATIVA DE PROBABILIDADE para λ é dada por:

$$\hat{\lambda} = \frac{\text{Number of failures}}{\text{Aggregated time in service}} = \frac{n}{\tau}$$

(3.4)

O TEMPO AGREGADO EM SERVIÇO, τ , pode ser medido tanto como TEMPO CALENDÁRIO ou TEMPO OPERACIONAL, ambos estão presentes nas tabelas de dados do PROJETO OREDA para equipamentos TOPSIDE.

3.8. Intervalos de Confiança para a Taxa de Falha

A incerteza do valor estimado λ pode estar presente como um intervalo de confiança de 90%. Isto é um intervalo (λ_L, λ_U) , tal que o “VALOR REAL” de λ , atenda:

$$P(\lambda_L \leq \lambda < \lambda_U) = 90\%$$

(3.5)

Com n falhas durante UM TEMPO AGREGADO EM SERVIÇO, este intervalo de confiança de 90% é dado por:

$$\left(\frac{1}{2\tau} z_{0.95, 2n}, \frac{1}{2\tau} z_{0.05, 2(n+1)} \right)$$

(3.6)

Onde $z_{0.95, v}$ e $z_{0.05, v}$ representam o percentil superior de 95% e o percentil inferior de 5%, respectivamente, da DISTRIBUIÇÃO $-\chi^2$ com v GRAUS DE LIBERDADE, ver Tabela 5.

Exemplo:

Considerando que $n = 6$ falhas tenham sido observadas durante um tempo agregado em serviço $\tau = 10.000$ horas.

A estimativa da TAXA DE FALHA é dada por:

$$\hat{\lambda} = \frac{n}{t} = 6 \cdot 10^{-4} \text{ FALHAS POR HORA}$$

Um intervalo de confiança de 90% é dado por:

$$\left[\frac{1}{2\tau z_{0.95, 2n}}, \frac{1}{2\tau z_{0.05, 2(n+1)}} \right] = \left[\frac{1}{20000 z_{0.95, 12}}, \frac{1}{20000 z_{0.05, 14}} \right] = (2,6 \cdot 10^{-4}, 11,8 \cdot 10^{-4})$$

A estimativa e o intervalo de confiança estão representados na figura 16.

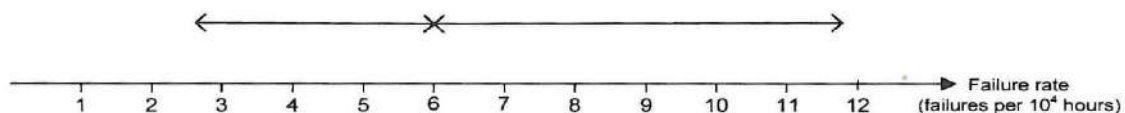


FIGURA 16 – ESTIMATIVA E INTERVALO DE CONFIANÇA DE 90% PARA O EXEMPLO

FONTE : OREDA SINTEF

$\Pr(Z > z_{\alpha, v}) = \alpha$

$v \backslash \alpha$	0.995	0.990	0.975	0.950	0.05	0.025	0.010	0.005
1	0.00	0.00	0.00	0.00	3.84	5.02	6.63	7.88
2	0.01	0.02	0.05	0.10	5.99	7.38	9.21	10.60
3	0.07	0.11	0.22	0.35	7.81	9.35	11.34	12.84
4	0.21	0.30	0.48	0.71	9.49	11.14	13.28	14.86
5	0.41	0.55	0.83	1.15	11.07	12.38	15.09	16.75
6	0.68	0.87	1.24	1.64	12.59	14.45	16.81	18.55
7	0.99	1.24	1.69	2.17	14.07	16.01	18.48	20.28
8	1.34	1.65	2.18	2.73	15.51	17.53	20.09	21.96
9	1.73	2.09	2.70	3.33	16.92	19.02	21.67	23.59
10	2.16	2.56	3.25	3.94	18.31	20.48	23.21	25.19
11	2.60	3.05	3.82	4.57	19.68	21.92	24.72	26.76
12	3.07	3.57	4.40	5.23	21.03	23.34	26.22	28.30
13	3.57	4.11	5.01	5.89	22.36	24.74	27.69	29.82
14	4.07	4.66	5.63	6.57	23.68	26.12	29.14	31.32
15	4.60	5.23	6.27	7.26	25.00	27.49	30.58	32.80
16	5.14	5.81	6.91	7.96	26.30	28.85	32.00	34.27
17	5.70	6.41	7.56	8.67	27.59	30.19	33.41	35.72
18	6.26	7.01	8.23	9.39	28.87	31.53	34.81	37.16
19	6.84	7.63	8.91	10.12	30.14	32.85	36.19	38.58
20	7.43	8.26	9.59	10.85	31.41	34.17	37.57	40.00
21	8.03	8.90	10.28	11.59	32.67	35.48	38.93	41.40
22	8.64	9.54	10.98	12.34	33.92	36.78	40.29	42.80
23	9.26	10.20	11.69	13.09	35.17	38.08	41.64	44.18
24	9.89	10.86	12.40	13.85	36.42	39.36	42.98	45.56
25	10.52	11.52	13.12	14.61	37.65	40.65	44.31	46.93
26	11.16	12.20	13.84	15.38	38.89	41.92	45.64	48.29
27	11.81	12.88	14.57	16.15	40.11	43.19	46.96	49.64
28	12.46	13.56	15.31	16.93	41.34	44.46	48.28	50.99
29	13.12	14.26	16.05	17.71	42.56	45.72	49.59	52.34
30	13.79	14.95	16.79	18.49	43.77	46.98	50.89	53.67
40	20.71	22.16	24.43	26.51	55.76	59.34	63.69	66.77
50	27.99	29.71	32.36	34.76	67.50	71.42	76.15	79.49
60	35.53	37.48	40.48	43.19	79.08	83.30	88.38	91.95
70	43.28	45.44	48.76	51.74	90.53	95.02	100.42	104.22
80	51.17	53.54	57.15	60.39	101.88	106.63	112.33	116.32
90	59.20	61.75	65.65	69.13	113.14	118.14	124.12	128.30
100	67.33	70.06	74.22	77.93	124.34	129.56	135.81	140.17

TABELA 5 – PONTOS PERCENTUAIS DA DISTRIBUIÇÃO CHI-QUADRADO (χ^2)

FONTE: OREDA SINTEF

3.9. Problemas com Multi-Amostras

Em muitos casos, não se dispõe de uma amostra homogênea de dados. Os dados agregados para um determinado item podem vir de diferentes instalações com condições operacionais e ambientais distintas, ou podemos querer apresentar uma taxa de falha “MÉDIA” estimada para itens levemente diferentes. Nestas situações, podemos decidir combinar várias amostras mais ou menos homogêneas, no que chamamos de uma “MULTI-AMOSTRAS”.

As várias amostras podem ter diferentes TAXAS DE FALHA e diferentes quantidade de dados e deste modo diferentes intervalos de confiança. Isto está ilustrado na figura 17.

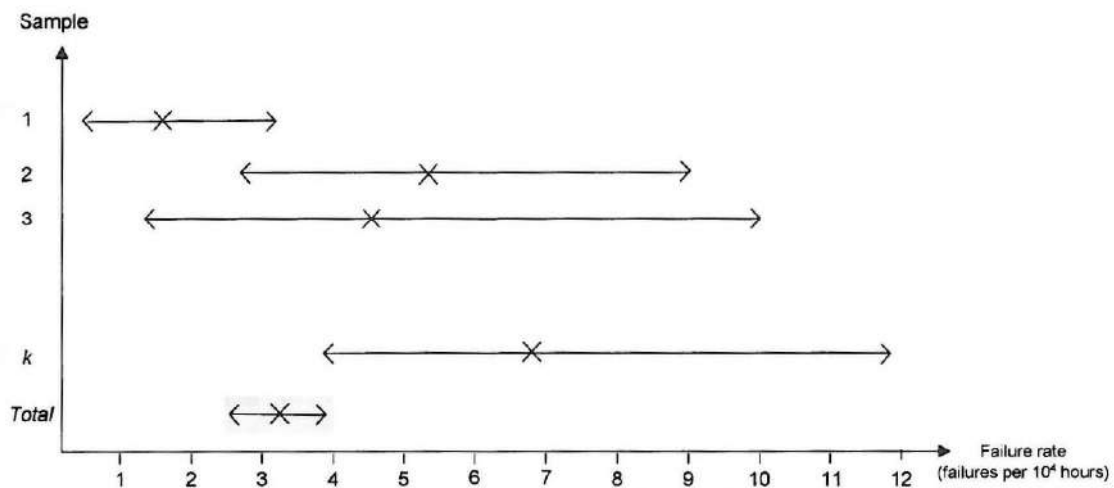


FIGURA 17 – PROBLEMA MULTI-AMOSTRAS
FONTE : OREDA SINTEF

Combinando-se todas as amostras, e estimando-se a TAXA DE FALHA “MÉDIA” como o número total de falhas dividido pelo tempo agregado em serviço, nem sempre nos dará o resultado mais adequado. O intervalo de confiança poderá ser excessivamente curto, conforme mostrado na figura 17. Portanto, precisaremos de um procedimento mais avançado de estimativa para avaliação das MULTI-AMOSTRAS.

O assim chamado ESTIMADOR-OREDA DA TAXA “MÉDIA” de FALHA em uma situação de MULTI-AMOSTRA será apresentado junto com um intervalo de 90%

de incerteza. Spjøtvoll (1985) mostra a fundamentação para o procedimento de estimação.

O ESTIMADOR-OREDA está baseado nas seguintes hipóteses:

- Tem-se k diferentes amostras. Uma amostra pode por exemplo corresponder a uma determinada instalação e pode-se ter dados de itens similares usados em k instalações diferentes.
- Na amostra número i , se tem observado n_i falhas durante um tempo total em serviço t_i , para $i = 1, 2, \dots, k$.
- Na amostra número i , se tem uma TAXA DE FALHA constante λ_i , para $i = 1, 2, \dots, k$.
- Devido a diferentes condições operacionais e ambientais, a TAXA DE FALHA λ_i pode variar entre as amostras.

A variação da TAXA DE FALHA entre amostras pode ser modelada, assumindo-se que a TAXA DE FALHA é uma variável aleatória com distribuição dada por uma FUNÇÃO DE DENSIDADE DE PROBABILIDADE $\pi(\lambda)$.

A TAXA-“MÉDIA” DE FALHA é dada então por:

$$\theta = \int_0^{\infty} \lambda \cdot \pi(\lambda) d\lambda \quad (3.7)$$

e a VARIÂNCIA por:

$$\sigma^2 = \int_0^{\infty} (\lambda - \theta)^2 \cdot \pi(\lambda) d\lambda \quad (3.8)$$

Para calcular o ESTIMADOR-OREDA para MULTI-AMOSTRAS, o seguinte procedimento é usado:

1. Calcular uma estimativa inicial $\hat{\theta}_1$ da TAXA “MÉDIA” DE FALHA $\hat{\theta}$, através dos seguintes dados:

$$\hat{\theta}_1 = \frac{\text{NÚMERO TOTAL DE FALHAS}}{\text{TEMPO TOTAL EM SERVIÇO}} = \frac{\sum_{i=1}^K n_i}{\sum_{i=1}^K \tau_i} \quad (3.9)$$

2. Calcular:

$$S_1 = \sum_{i=1}^K \tau_i \quad (3.10)$$

$$S_2 = \sum_{i=1}^K \tau_i^2 \quad (3.11)$$

$$V = \sum_{i=1}^K \frac{(n_i - \hat{\theta}_1 \cdot \tau_i)^2}{\tau_i} = \sum_{i=1}^K \frac{n_i^2}{\tau_i} - \hat{\theta}_1^2 \cdot S_1 \quad (3.12)$$

3. Calcular uma estimativa para σ^2 , uma medida da variação entre amostras, através de :

$$\hat{\sigma}^2 = \frac{v - (k-1)\hat{\theta}_1}{s_1^2 - s_2} \times S_1 \quad (3.13)$$

quando $\hat{\sigma}^2$ maior do que zero, tem-se:

$$\hat{\sigma}^2 = \sum_{i=1}^K \frac{\left(\frac{n_i}{\tau_i} - \hat{\theta}_1\right)^2}{k-1} \quad (3.14)$$

4. Calcular a estimativa final θ^* da TAXA “MÉDIA” DE FALHA θ , através de:

$$\theta^* = \frac{1}{\sum_{i=1}^K \frac{1}{\frac{\hat{\theta}_1}{\tau_i} + \hat{\sigma}^2}} \times \sum_{i=1}^K \left(\frac{1}{\frac{\hat{\theta}_1}{\tau_i} + \hat{\sigma}^2} \times \frac{n_i}{\tau_i} \right) \quad (3.15)$$

5. Fazemos o DESVIO PADRÃO (SD = STARDARD DEVIATION) = $\hat{\sigma}$

$$SD = \hat{\sigma} \quad (3.16)$$

Nas tabelas de dados do Manual OREDA para equipamentos TOPSIDE θ^* corresponde a MÉDIA (COLUNA 4) e SD corresponde ao DESVIO PADRÃO (COLUNA 6).

Os limites inferior e superior para os valores de incerteza são dados por:

$$\int_{\text{inferior}}^{\text{superior}} \pi(\lambda) d\lambda = 90\% \quad (3.17)$$

Como a distribuição $\pi(\lambda)$ não é conhecida preliminarmente, as seguintes aproximações práticas são usadas:

6. $\pi(\lambda)$ é assumida ser a FUNÇÃO DENSIDADE DE PROBABILIDADE de uma DISTRIBUIÇÃO GAMA com parâmetros α e β .

7. Os parâmetros α e β são estimados por:

$$\hat{\beta} = \frac{\theta^*}{\sigma^2} \quad (3.18)$$

$$\hat{\alpha} = \hat{\beta} \cdot \theta^* \quad (3.19)$$

8. As seguintes fórmulas serão aplicadas:

$$\text{limite inferior (Lower)} = \frac{1}{2\hat{\beta}^{Z_{0,95,v} - 2\hat{\alpha}}} \quad (3.20)$$

$$\text{limite superior (UPPER)} = \frac{1}{2\hat{\beta}^{Z_{0,05,v} - 2\hat{\alpha}}} \quad (3.21)$$

Onde $Z_{0,95,v}$ e $Z_{0,05,v}$ denotam os percentuais de 95% e 5%, respectivamente, da DISTRIBUIÇÃO $-\chi^2$ com v graus de liberdade.

Análises mais detalhadas dos dados do OREDA (Vatn 1993) indicam que podem existir uma grande variação entre instalações. O estimador OREDA MULTI-AMOSTRA no entanto deve ser usado como regra ao invés do estimador n/τ , o qual assume uma amostra homogênea. A variação entre as amostras (instalações) é medida pelo DESVIO PADRÃO (STANDARD DEVIATION – SD). Tanto o DESVIO PADRÃO como os valores de incerteza inferior e superior descrevem a distribuição sobre a TAXA DE FALHA, i.e. $\pi(\lambda)$. O intervalo de incerteza não deve ser confundido com um intervalo de confiança. Um intervalo de confiança decresce com mais dados, o que não é o caso para os intervalos de incerteza considerados neste procedimento.

3.10. Avaliação dos Tempos de Reparo

No PROJETO OREDA, são apresentados dados referentes a três tempos específicos de manutenção, i.e, DOWN TIME, TEMPO EFETIVO DE REPARO E HOMENS-HORA DE RESTAURAÇÃO. A diferença entre as duas primeiras medidas está ilustrada na figura 18.

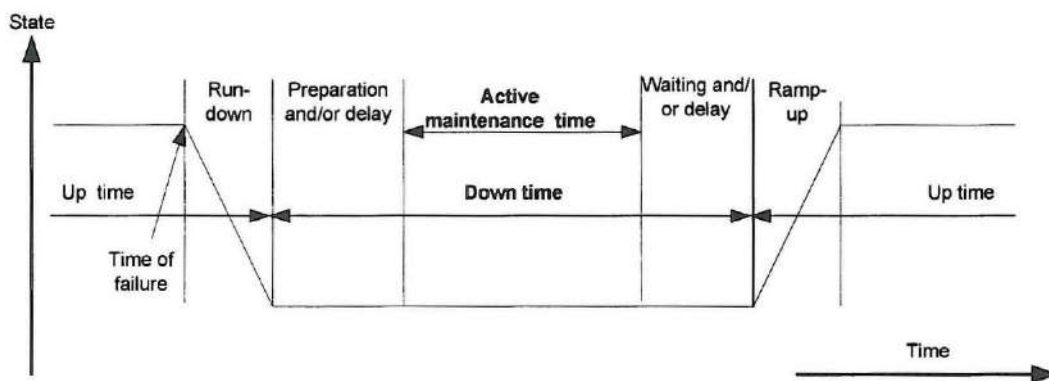


FIGURA 18 – TEMPOS ESPECÍFICOS DE MANUTENÇÃO (ISO 14224)

FONTE: OREDA SINTEF

O DOWN TIME leva em conta o TEMPO CALENDÁRIO desde a parada do equipamento até o teste após reparo e sinalização de pronto para ser recolocado em serviço. Este parâmetro não está disponível nos MANUAIS DO PROJETO OREDA, somente na base de dados do projeto.

A MANUTENÇÃO ATIVA / TEMPO EFETIVO DE REPARO é o TEMPO CALENDÁRIO durante o qual o trabalho de manutenção é na verdade realizado, independentemente do número de pessoas que podem trabalhar em paralelo. Dados a respeito disto são escassos na base de dados do PROJETO OREDA e devem, portanto, serem usados com algum cuidado em análises de confiabilidade. O TEMPO EFETIVO DE REPARO é estimado como a MÉDIA dos TEMPOS DE REPARO DISPONÍVEIS. Junto com a MÉDIA, o VALOR MÁXIMO também é apresentado, dando uma indicação de um limite superior do TEMPO EFETIVO DE REPARO. É importante se observar que este valor torna-se mais robusto quando o tamanho da amostra aumenta.

Em situações com poucas observações, *e.g.*, menor do que 10, o valor máximo deverá ser aplicado com cuidado.

As HOMENS-HORA DE RESTAURAÇÃO são as HOMENS-HORA totais usadas para restaurar um item ao status operacional após a falha.

Estes dados têm normalmente um alto grau de preenchimento no PROJETO OREDA e as estimativas são dadas pelos valores MÉDIOS e MÁXIMOS.

4. FUNÇÃO DISPONIBILIDADE

Qualitativamente, a disponibilidade A (*availability*) mede a proporção de tempo que um produto ou processo encontra-se em estado operativo. Define-se por estado operativo o somatório dos tempos de uso ativo e o tempo de espera, tempo do qual o equipamento não está em operação, mas está disponível para utilização imediata.

Considerando-se um sistema constituído somente de componentes não reparáveis, o tempo de reparo deixa de existir porque o componente é substituído. Assim, o conceito de disponibilidade torna-se o mesmo de confiabilidade sendo a probabilidade que o sistema funcione continuamente do tempo 0 até um tempo t (DUTUIT; RAUZY, 2005). Como esta situação não corresponde à realidade de nossa tese, ou seja, tratamos de sistemas reparáveis, torna-se necessário o estudo dos estados que um sistema pode assumir e, conseqüentemente, a sua disponibilidade. É possível representar o estado de um sistema genericamente através da função $X(t)$.

$$X(t) = \left\{ \begin{array}{l} 1 \text{ se o sistema está funcionando no tempo } t \\ 0 \text{ se o sistema não está funcionando no tempo } t \end{array} \right\} \quad (4.1)$$

A partir da função $X(t)$ define-se a função disponibilidade instantânea $A(t)$ como a probabilidade que o sistema esteja em condição operacional no instante t .

$$A(t) = P[X(t) = 1] \quad (4.2)$$

A probabilidade que um sistema esteja indisponível no instante de tempo t é definida como $U(t)$. É óbvio concluir que a soma de $A(t)$ e $U(t)$ deve ser unitária. A variação da disponibilidade do instante t para o instante $(t+\Delta t)$ é expressa pela equação abaixo (CASSADY, 2005):

$$A(t + \Delta t) = A(t) - \lambda \Delta t A(t) + \mu_r \Delta t U(t) \quad (4.3)$$

Onde $A(t)$: disponibilidade;

$U(t)$: indisponibilidade;

λ : taxa de falha;

μ_r : taxa de reparo;

$(\lambda \Delta t)$: probabilidade do sistema falhar em um tempo finito Δt ;

$(\mu_r \Delta t)$: probabilidade do sistema ser reparado em um tempo finito Δt .

Considerando-se o caso limite onde a variação Δt tende a zero, a equação (4.3) pode ser reescrita através da equação diferencial:

$$\frac{dA(t)}{dt} = -\lambda A(t) + \mu_r U(t) \quad (4.4)$$

Considerando-se condições iniciais nulas, tem-se que:

$$A(t) = \frac{\mu_r}{\lambda + \mu_r} + \frac{\lambda}{\lambda + \mu_r} \exp[-(\lambda + \mu_r)t] \quad (4.5)$$

Quando a disponibilidade assume um valor constante no tempo, define-se o conceito de disponibilidade estacionária, que pode ser ilustrado na figura 19 e deduzido através da solução acima. Neste caso, o valor do tempo tende a infinito resultando em:

$$A = \lim_{t \rightarrow \infty} A(t) = \frac{\mu_r}{\lambda + \mu_r} \quad (4.6)$$

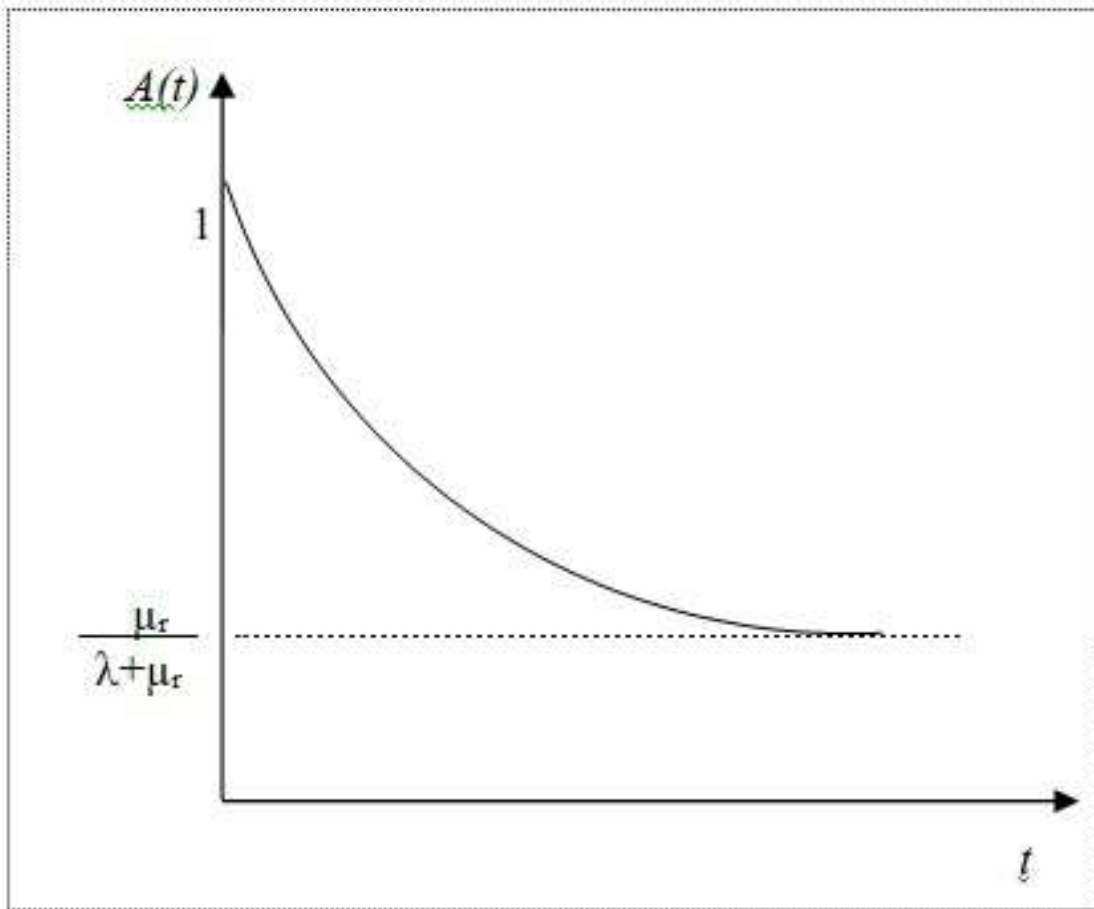


FIGURA 19 – DISPONIBILIDADE DINÂMICA

Sabe-se que no período de vida útil de um equipamento, as taxas de falha λ e reparo μ_r são aproximadamente constantes. Nestas condições, o tempo médio para reparo MTTR (mean time to repair) é o inverso da taxa de reparo e o tempo médio entre falhas MTBF (mean time between failures) é o inverso da taxa de falhas. Assim, é possível definir a disponibilidade em função do MTBF e do MTTR:

$$A = \frac{\mu_r}{\lambda + \mu_r} = \frac{MTBF}{MTBF + MTTR} \quad (4.7)$$

5. OBJETIVO DA TESE

Como já mencionado anteriormente todas as resoluções estabelecidas no anexo VI da Convenção MARPOL 73/78 da IMO, convergem para o gás natural como combustível de transição para a matriz energética *mais limpa possível*. O gás natural, sem dúvida alguma, é o combustível fóssil mais amigável ao meio ambiente, capaz de atender por si só a algumas exigências da IMO.

Assim sendo, salta aos olhos o aumento da adoção do gás natural como principal combustível de propulsão no transporte marítimo. Em uma primeira avaliação, pode-se concluir que toda a crescente movimentação logística que se observa na Europa, Estados Unidos, Oriente Médio e Ásia, em torno do gás natural, se dê apenas em face das limitações impostas de poluição do ambiente marinho.

O objetivo da nossa tese é demonstrar através de uma investigação baseada em aspectos de manutenção e confiabilidade dos motores navais, que a aderência às exigências da IMO, através do gás natural, representa também um aumento de lucratividade para armadores e operadores, proporcionado pela combustão limpa, ou seja, o *clean burning* do gás natural nos sistemas de propulsão naval.

O *clean burning* permite o aumento de disponibilidade dos motores navais. Este aumento, permite a postergação de custosas manutenções. Em uma análise econômica mostraremos a lucratividade proporcionada com estas postergações.

5.1. Modelagem da Tese

A modelagem de nossa tese terá por base os navios com sistemas de propulsão por motores de combustão interna (MCI) com destaque, porém não limitado, aos navios porta-contêineres ou graneleiros de grande porte.

Conforme mostrado na figura 20, nossa análise estará voltada para os cilindros dos motores diesel e para os cilindros dos motores a gás natural, locais estes onde ocorre o suprimento de combustível (FUEL SUPPLY) e por conseguinte a combustão.

O MTBF (MEAN TIME BETWEEN FAILURE – TEMPO MÉDIO ENTRE FALHAS) dos cilindros dos motores navais, operando com diesel e gás natural, serão calculados baseados nos dados de confiabilidade do OREDA, utilizando-se às taxonomias de motores offshore, mais similares à operação de motores navais de grande

porte. Vemos esta modelagem como original e robusta, tendo em vista que o foco de nossa análise serão os cilindros dos citados motores. Além disso, devemos destacar que os motores Diesel de plataformas operam efetivamente com diesel, enquanto que nos motores navais de grande porte o *bunkering* é realizado com óleo combustível pesado (Heavy Fuel Oil), ou seja, o produto residual do fundo da coluna de destilação de petróleo, um óleo de baixa qualidade e por conseguinte de baixo custo. Em suma, podemos dizer que os dados de confiabilidade do OREDA são bastante favoráveis aos motores navais de grande porte, que operam conforme ciclo Diesel. As taxas de falha para estes motores, se existissem, com certeza, seriam maiores que as publicadas para os motores diesel offshore.

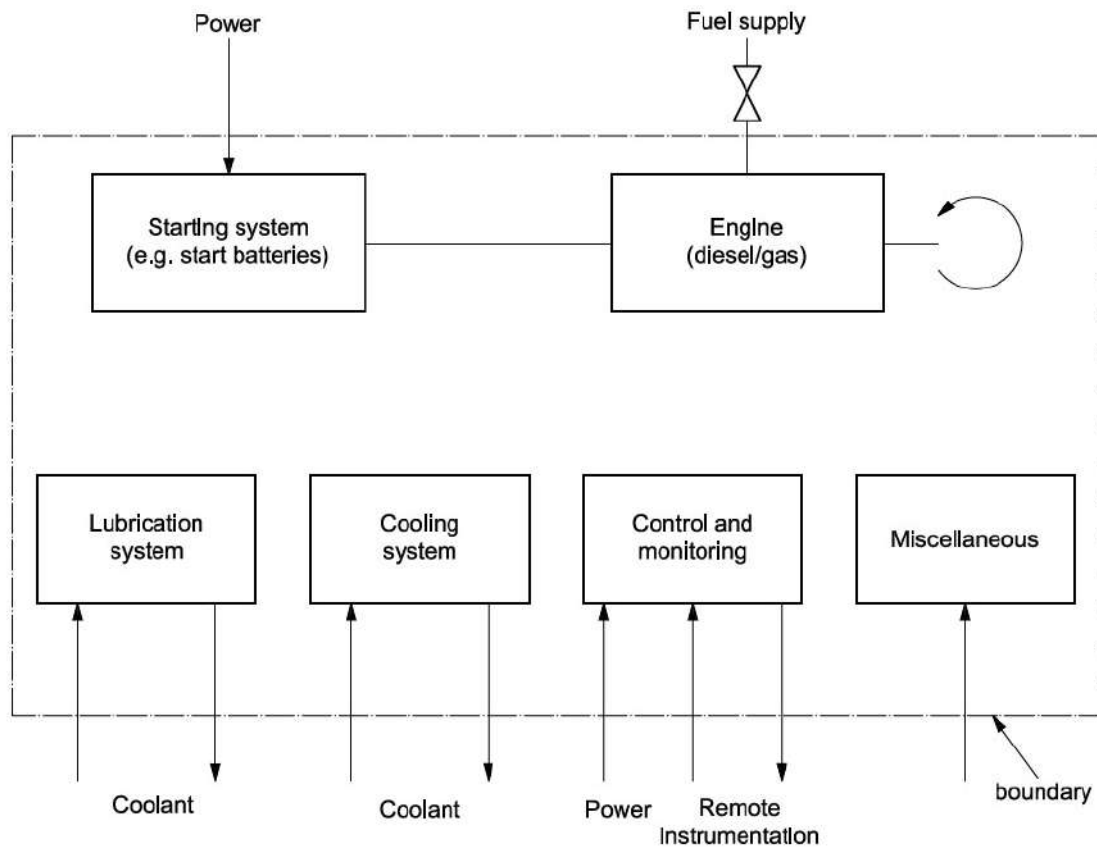


FIGURA 20 – DEFINIÇÕES DE FRONTEIRA – MOTORES DE COMBUSTÃO

FONTE : ISO 14224:2016

5.2. Desenvolvimento da tese

Para cálculo da confiabilidade dos cilindros serão utilizados as taxas de falha das taxonomias 1.4.1 (DIESEL ENGINE) e 1.4.2 (GAS ENGINE) do OREDA , bem como o percentual para cada modo de falha, conforme assinalado, na cor amarela, no ANEXO I de nossa tese.

A tabela 6 (ITENS REPARÁVEIS x MODO DE FALHA CONFORME OREDA – MAINTAINABLE ITEM VERSUS FAILURE MODE) resume nossos cálculos e mostra a taxa de falha por milhão (10^6) de horas dos cilindros das taxonomias citadas. Os modos de falha estão codificados conforme classificação ISO 14242.

TABELA 6 - ITENS REPARÁVEIS x MODOS DE FALHA CONFORME OREDA

TAXONOMIA	POPULAÇÃO	INSTALAÇÕES	BRD	INL	NOI	OHE	OTH	PDE	SER	UST	VIB
1.4.1	64	34									
CILINDROS (DIESEL ENGINE) – PERCENTUAL DO MODO DE FALHA			1,10*	0,55	1,10	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55
TAXA DE FALHA POR MILHÃO (10 ⁶) DE HORAS			87,9	43,9	87,9	43,9	43,9	43,9	43,9	43,9	43,9
TAXONOMIA	POPULAÇÃO	INSTALAÇÕES									
1.4.2	34	18									
CILINDROS (GAS ENGINE) – PERCENTUAL DO MODO DE FALHA			0,0	0,0	0,0	0,0	0,26	0,0	0,0	0,0	0,0
TAXA DE FALHA POR MILHÃO (10 ⁶) DE HORAS			0,0	0,0	0,0	0,0	4,1	0,0	0,0	0,0	0,0

CODIFICAÇÃO DOS MODOS DE FALHA CONFORME ISO 14242

- BRD – EMPERRAMENTO
- INL – VAZAMENTO INTERNO
- NOI – RUÍDO ANORMAL
- OHE – SOBREAQUECIMENTO
- OTH – OUTROS MODOS DE FALHA
- PDE – DESVIO DE PARÂMETRO
- SER – SUJEIRA
- UST – PARADA ESPÚRIA
- VIB – VIBRAÇÃO

*TODAS S QUEBRAS HAVIDAS REFEREM-SE AOS CILINDROS

Para cálculo do MTBF dos cilindros serão utilizadas as TAXAS DE FALHAS referentes à “ALL MODES” no tempo operacional. Todos os modos de falha listados na tabela 6 são considerados independentes. Devido à alta confiabilidade inerente aos motores diesel navais – motores maduros - serão utilizadas as TAXAS DE FALHA inferiores:

Assim sendo:

- CILINDROS – DIESEL ENGINE (CDE)

$$MTBF = \frac{1}{\lambda_{(CDE)}}; \text{ onde } \lambda_{(CDE)} = \frac{1,10}{100} \cdot 7989,34$$

Onde 1,10% corresponde ao modo de falha de maior ocorrência no cilindro dos motores a diesel, ou seja, *emperramento e ruído anormal*.

7989,34 corresponde a taxa de falha mais baixa, no tempo operacional, para todos os modos de falha (All Modes) , conforme assinalado em cor amarela no Anexo I de nossa tese (Tabelas OREDA).

$$\lambda_{(CDE)} = 87,9 \text{ FALHAS} / 10^6 \text{ horas}$$

$$MTBF_{(CDE)} = \frac{10^6 \text{ horas}}{87,9 \text{ FALHAS}} = 11.377 \frac{\text{horas}}{\text{FALHA}}$$

Para os motores navais a gás natural, utilizaremos as taxas de falha superiores – motores ainda em amadurecimento.

- CILINDROS – GAS ENGINE(CGE)

$$MTBF = \frac{1}{\lambda_{(CGE)}}; \text{ onde } \lambda_{(CGE)} = \frac{0,26}{100} \times 1576,63$$

Onde 0,26% corresponde ao modo de falha de maior ocorrência no cilindro dos motores a gás, ou seja, *outros modos de falha*.

1576,63 corresponde a taxa de falha mais alta, no tempo operacional, para todos os modos de falha (All Modes) , conforme assinalado em cor amarela no Anexo I de nossa tese (Tabelas OREDA).

$$\lambda_{(CGE)} = 4,1 \text{ FALHAS} / 10^6 \text{ horas}$$

$$MTBF_{(CGE)} = \frac{10^6 \text{ horas}}{4,1 \text{ FALHAS}} = 243.948 \frac{\text{horas}}{\text{FALHA}}$$

Pode-se então estabelecer a relação entre os Tempos Médios entre falhas (MTBF), para os dois tipos de cilindros:

$$\frac{MTBF_{(CGE)}}{MTBF_{(CDE)}} = \frac{243.948}{11.377} = 21$$

$$MTBF_{(CGE)} = 21 \times MTBF_{(CDE)}$$

O Tempo Médio entre Falhas – MTBF - representa a confiabilidade inerente ao componente ou ao conjunto em estudo , ou seja, quanto mais tempo um componente levar para falhar, maior será a sua confiabilidade. Por outro lado, observando-se a equação 4.7, podemos afirmar que, devido ao maior MTBF, os cilindros dos motores a gás natural têm uma DISPONIBILIDADE (AVAILABILITY) muito superior a dos cilindros dos motores a diesel. Disponibilidade esta, explicada pela inexistência de

carbonização nos cilindros, proporcionada, naturalmente, pelo *clean burning* do gás natural.

Sendo a DISPONIBILIDADE dos cilindros, maior nos motores a gás natural, pode-se postergar, sem qualquer risco, a custosa manutenção dos cilindros.

Em conversas e correspondências trocadas com MTU e Wartsila, consagrados fabricantes de motores navais, observamos que ambos vêm obtendo resultados surpreendentes com a operação de suas máquinas com gás natural, em seus testes de bancada.

Os testes que tivemos a oportunidade de acompanhar dentro da CCR Barcas, na Ponta D'Areia em Niterói – RJ, de motores Caterpillar a gás natural, destinados aos novos catamarãs para a travessia Rio – Niterói na Baía de Guanabara, demonstraram o aumento da disponibilidade de forma categórica. A CCR – Barcas não nos permitiu a divulgação de qualquer foto ou relatório dos testes realizados.

Para análise econômica, adotaremos para a revisão dos cilindros dos motores navais a gás natural um TBO (TIME BETWEEN OVERHAUL) superior em 02 anos àqueles previstos para os cilindros dos motores a diesel. Tempo este, embasado nos relatos e correspondências trocadas com os fabricantes supra citados.

5.3. Análise Econômica devido ao Aumento de Disponibilidade

Nossa análise econômica terá como base a frota E-CLASS da Maersk Line.

A Maersk Line com sede em Copenhague, Dinamarca, é a maior operadora logística e transportadora marítima do mundo em cargas containerizadas. Tem presença global, operando em 130 países. A empresa conta com uma frota de 600 navios porta-contêineres e tem cerca de 3,8 milhões de TEU (Twenty-foot Equivalent Unit) em uso (WWW.MAERSK.COM).

A frota E-CLASS da Maersk é composta por 8(oito) navios porta-contêineres sendo que cada um deles tem capacidade para 14770 TEU. As oito irmãs tem o nome começado pela letra E, homenagem do grupo dinamarquês A. P. MOLLER – MAERSK às mulheres da família MAERSK. Até 2012, estes navios eram os maiores porta-contêineres já construídos, quando então entrou em operação a classe TRIPLE E (Economy of scale, Energy efficient and Environmentally improved) também da Maersk, com capacidade para 18000 TEU. A tabela 7 detalha as 8(oito) irmãs.

TABELA 7 – AS OITO IRMÃS DA MAERSK E CLASS

Nº	NOME DO NAVIO	NÚMERO IMO	DATA DA ENTREGA
1	EMMA MAERSK	9321483	AGOSTO 2006
2	ESTELLE MAERSK	9321495	NOVEMBRO 2006
3	ELEONORA MAERSK	9321500	JANEIRO 2007
4	EVELYN MAERSK	9321512	MARÇO 2007
5	EBBA MAERSK	9321524	JUNHO 2007
6	ELLY MAERSK	9321536	SETEMBRO 2007
7	EDITH MAERSK	9321548	NOVEMBRO 2007
8	EUGEN MAERSK	9321550	JANEIRO 2008

A figura 21 mostra o porta-contêineres Eugen Maersk.



FIGURA 21- NAVIO PORTA-CONTÊINERES EUGEN MAERSK COM CAPACIDADE PARA 14770 TEU

- **CARACTERÍSTICAS GERAIS DA E-CLASS MAERSK**

CONSTRUTOR – ODENSE STEEL SHIPYARD LTD.

PORTE BRUTO (DWT) - 156.907 tons

COMPRIMENTO - 397,7 m

BOCA - 56,4 m

CALADO - 15,5 m

PONTAL - 30,2 m (DECK TO KEEL)

CAPACIDADE - 14770 TEU

VELOCIDADE - 25,5 knots

PROPULSÃO - WARTSILA 14RTA96-C COM 80 MW (109.000 HP)

FUEL MILEAGE - 28,2 ft / gal @ 31kts/h

ROTA COMERCIAL - EUROPA - ÁSIA – EUROPA

- **CARACTERÍSTICAS GERAIS DA PROPULSÃO**

FORNECEDOR DO MOTOR - WARTSILA (WWW.WARTSILA.COM)

MODELO DO MOTOR - 14RTA96-C

CONFIGURAÇÃO - 14 CILINDROS TURBOALIMENTADOS , 2 CURSOS

DÍAMETRO DO CILINDRO - 960 mm

CURSO DO PISTÃO - 2500 mm

POTÊNCIA - 108.920 HP

TORQUE - 5.608.310 Lb.ft

COMBUSTÍVEL - HFO - HEAVY FUEL OIL - RESIDUAL OIL

CONSUMO ANUAL DE HFO - 97.400 tons (14 tons/hora)

CUSTO ANUAL DE HFO - US\$ 44 milhões (290 steaming days por ano)

5.3.1. Ganho Financeiro

Para configurar o ganho financeiro, vamos supor que as 8(oito) irmãs Maersk tivessem sua propulsão a gás natural e não a óleo combustível residual (HFO).

Conforme já mencionado, os cilindros dos motores a gás natural devido ao *clean burning*, podem ter suas manutenções postergadas em 2(dois) anos sem qualquer risco.

O plano de manutenção estabelecido para o motor Wartsila 14RTA96-C, estabelece a completa reforma dos 14 cilindros em 72000 horas. Conforme valores indicativos informados gentilmente pela Wartsila, teríamos os seguintes custos envolvidos por motor:

- TROCA DAS 14 CAMISAS (LINERS) 504 k EUROS
- RECONDICIONAMENTO DA COROA DOS 14 PISTÕES 112 k EUROS
- 15 DIAS DE SERVIÇO WARTSILA COM 5 TÉCNICOS 120 k EUROS

Considerando-se que as 8 irmãs precisariam fazer este serviço praticamente a mesma época, a MAERSK incorreria no seguinte custo total:

- NOVAS CAMISAS (LINERS) PARA AS 8(oito) IRMÃS 4.032 k EUROS
- RECONDICIONAMENTO DE PISTÕES PARA AS 8(oito) IRMÃS .. 896 k EUROS
- SERVIÇO WARTSILA PARA AS 8(oito) IRMÃS 960 k EUROS

Custo total para a maersk com a revisão dos cilindros dos motores das 8(oito) irmãs:

$$\text{CUSTO TOTAL} = 4032 \text{ k€} + 896 \text{ k€} + 960 \text{ k€}$$

CUSTO TOTAL = 5,888,000.00 € (CINCO MILHÕES OITOCENTOS E OITENTA E OITO MIL EUROS)

Qual o ganho financeiro que se teria, caso esta despesa fosse postergada para 02(dois) anos à frente?

Considerando-se que o mercado financeiro internacional está pagando, para o montante financeiro de quase 6(seis) milhões de Euros, em torno de 6% a.a de juros (Fonte: consulta pessoal à Franklin Templeton do Brasil), teríamos:

$$NO 1^{\text{ª}} ANO \rightarrow 5.888.000\text{€} \times \frac{6}{100} = 353280\text{€}$$

$$NO 2^{\text{ª}} ANO \rightarrow 6.241.280\text{€} \times \frac{6}{100} = 374477\text{€}$$

GANHO FINANCEIRO TOTAL EM 02 ANOS 727,757.00 €

Convertendo o ganho financeiro em dólares americanos teríamos:

1€ = 1,1296 US\$ (Fonte: Banco Central do Brasil em 13/02/2019)

Então:

$$727757 \text{ €} \times 1,1296 = 822,074.00 \text{ US\$}$$

Obtem-se um ganho financeiro de 822,074.00 US\$ (oitocentos e vinte e dois mil dólares) com a postergação da manutenção dos cilindros, proporcionada pelo *Clean Burning* do gás natural.

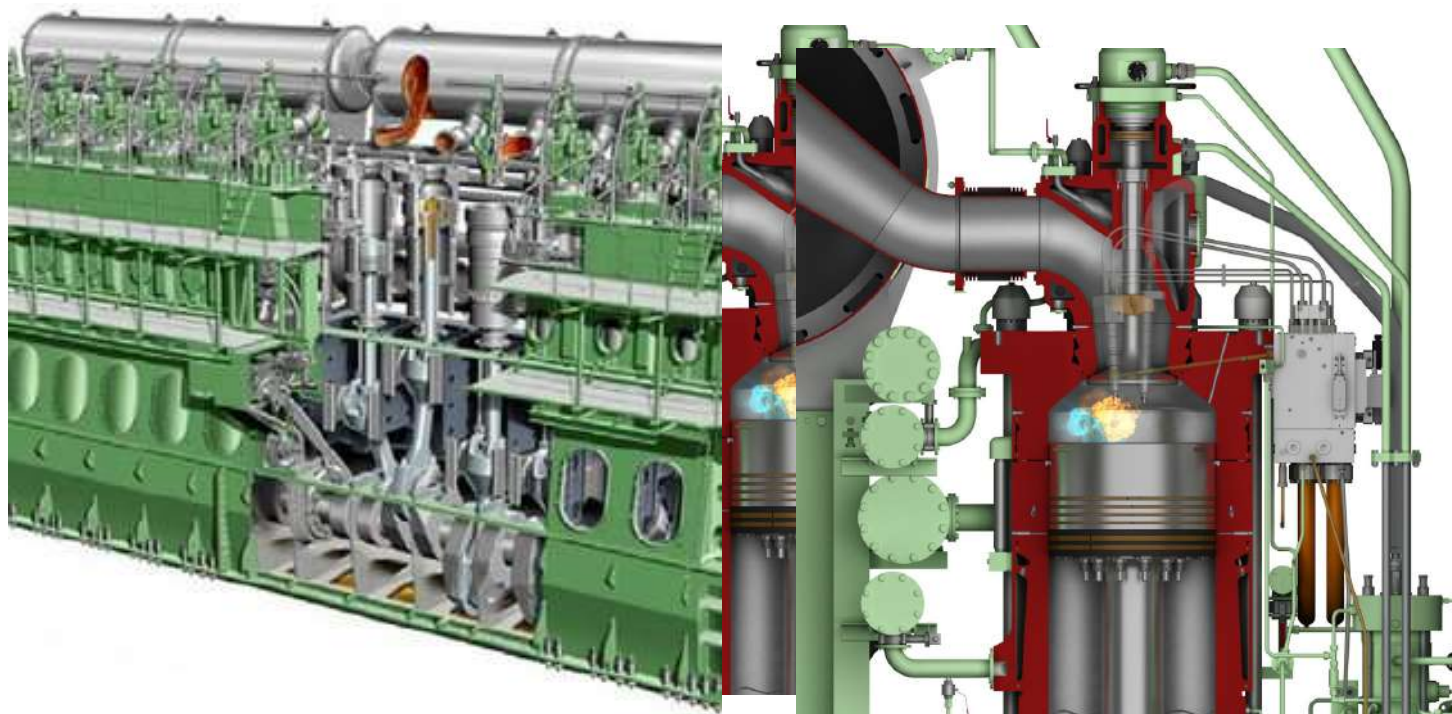


FIGURA 22 – MOTOR NAVAL TÍPICO COM DETALHES DOS PISTÕES, LINERS E CÂMARA DE COMBUSTÃO

FONTE : THE MOTOR SHIP MAGAZINE



FIGURA 23 - PISTÕES e LINERS DO MOTOR WARTSILA 14RTA96-C

FORNECIDA POR : KAWASEN MARINE SPARE PARTS CO.

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Vimos no capítulo 2, item 2.4, que o gás natural, sem dúvida alguma, é o combustível fóssil mais amigável ao meio ambiente, capaz de atender por si só a algumas exigências da IMO , ou seja , sua combustão não produz óxidos de enxofre (SO_x) nem material particulado e, comparativamente aos óleos combustíveis pesados (HFO), produz menos 85% de óxidos de nitrogênio(NO_x) e menos 25% de CO₂ .

No capítulo 5, item 5.3.1, vimos também o ganho financeiro, para armadores e operadores do transporte marítimo de grande porte, que seria proporcionado pela postergação da aquisição de navieças e serviços de manutenção, assimilando-se à operação de motores navais existentes, com gás natural ao invés de óleo combustível pesado (HFO) .

No capítulo 1, Figuras 3 e 4, observamos, respectivamente, as grandes reservas existentes de gás natural e a queda de preços observada no mercado internacional , devido ao aumento de oferta verificada nos últimos anos. Pelo desenho que se enxerga , a curto e médio prazos, a previsão é de que seja crescente a atratividade deste combustível.

Em 2015, o DEPARTMENT OF ENERGY DOS ESTADOS UNIDOS (U.S. DOE) autorizou que as empresas americanas passassem a exportar LNG. Vendo oportunidade para grandes retornos de capital, muitas empresas começaram a anunciar planos para construção de terminais de exportação de LNG com investimentos multibilionários, principalmente no sudoeste de Louisiana onde já se tinha um HUB industrial para importação de LNG, com acesso à rede de gasodutos e ao Golfo do México.

Atualmente apenas 02(dois) operadores exportam LNG por Louisiana:

- CHENIERE ENERGY'S SABINE PASS LNG
- SEMPRA'S CAMERON LNG

Para os próximos anos devem se juntar a estes, mais 09(nove) operadores no sudoeste de Louisiana:

- COMMONWEALTH LNG
- DELFIN LNG
- DRIFTWOOD LNG
- G2 LNG
- LAKE CHARLES LNG
- MAGNOLIA LNG
- MONKEY ISLAND LNG
- SABINE PASS LNG (AMPLIAÇÃO)
- VENTURE GLOBAL

Todos os operadores citados, já tem projeto aprovado junto a U.S. DOE e a FERC. O maior projeto em andamento é o de MONKEY ISLAND, com entrada em operação prevista para 2023 e com exportações autorizadas de 12 milhões de toneladas de LNG por ano.

Todos esses projetos vão colocar os Estados Unidos no mapa de exportadores de LNG [FONTE: LNG PROJECTS UNDERWAY IN SOUTHWEST LOUISIANA – GROW LOUISIANA COALITION].

Outro fato importante para o mercado de LNG, foi a declaração em dezembro de 2018 feita pelo ministro de energia do Catar, Saad Sherida Al-Kaabi, anunciando a saída do país da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP) a partir de janeiro de 2019, em função de não entendimentos com a líder da organização, a Arábia Saudita. O ministro afirmou que o Catar se concentrará na produção de gás [FONTE: Energy Aspects Ltd, Londres – 03/12/2018].

O Catar é um gigante em gás natural e também o maior transportador marítimo de LNG.

Em termos de projetos navais, tem-se também um aumento crescente da adoção do gás natural na propulsão das embarcações. Há de se observar 03(três) situações importantes:

- 1ª - NAVIOS EM OPERAÇÃO
- 2ª - NAVIOS COM PEDIDO COLOCADO
- 3ª - NAVIOS *LNG READY*

Atualmente, a nível mundial, tem-se 121(cento e vinte e um) navios em operação com gás natural como combustível principal e, 87 (oitenta e sete) em operação como *LNG READY*. 87 (oitenta e sete) encontram-se em construção.

A figura 24 mostra a evolução da frota abastecida com LNG de 2000 até 2026.

A figura 25 mostra a adoção de LNG por tipo de embarcação.

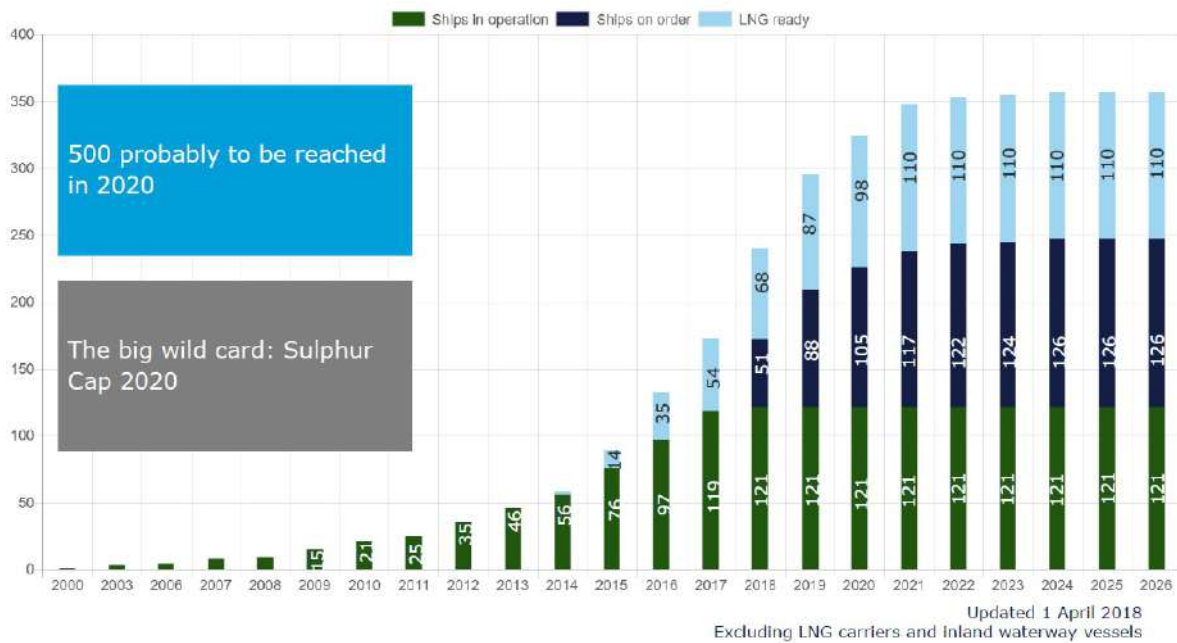


FIGURA 24 – EVOLUÇÃO DA FROTA ABASTECIDA COM LNG

FONTE: LNG REGULATORY UPDATE BY OLE VIDAR NILSEN DNV GL APRIL 2018

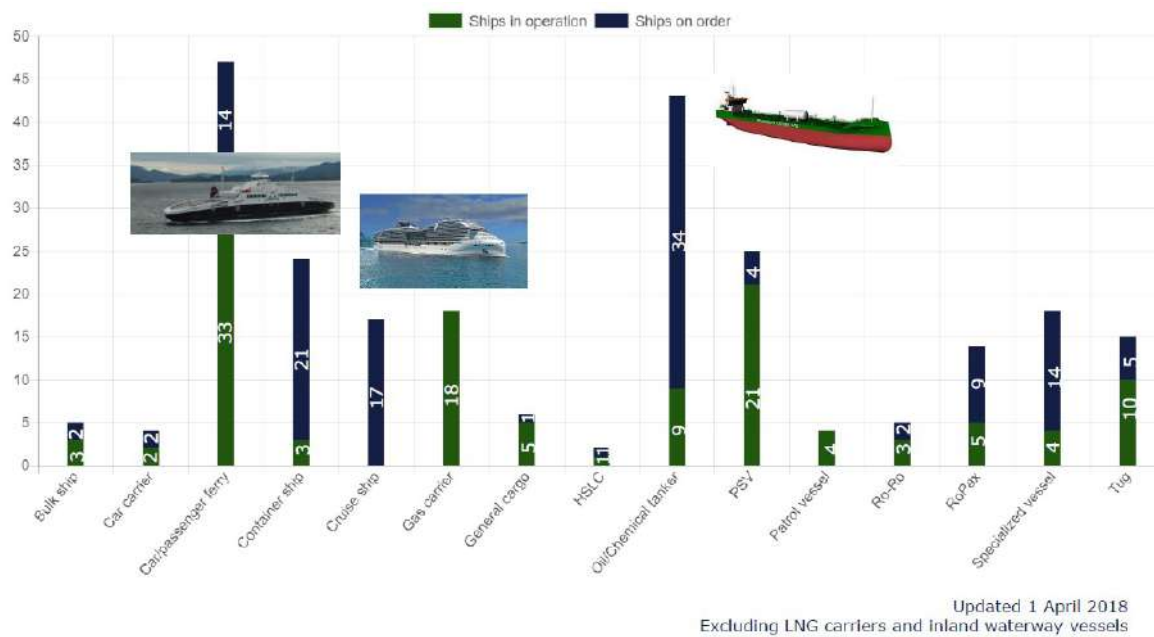


FIGURA 25 – ADOÇÃO DE LNG POR TIPO DE EMBARCAÇÃO

FONTE: LNG REGULATORY UPDATE BY OLE VIDAR NILSEN DNV GL APRIL 2018

Em termos de infraestrutura de suprimento de LNG para as embarcações, i.e., o *LNG BUNKERING* , a figura 26 mostra a quantidade de estações em operação, decididas em construção, e aquelas sob discussão. A figura 27 mostra a distribuição das estações por continente. A Europa é o continente que concentra o maior número de estações de *BUNKERING* .

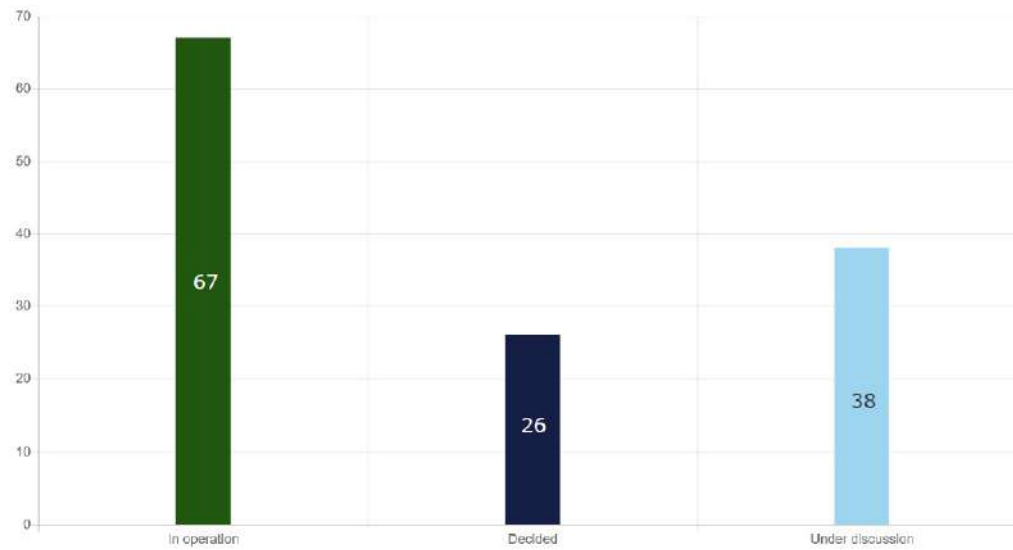


FIGURA 26 – INFRAESTRUTURA PARA BUNKERING DE LNG

FONTE: LNG REGULATORY UPDATE BY OLE VIDAR NILSEN DNV GL APRIL 2018

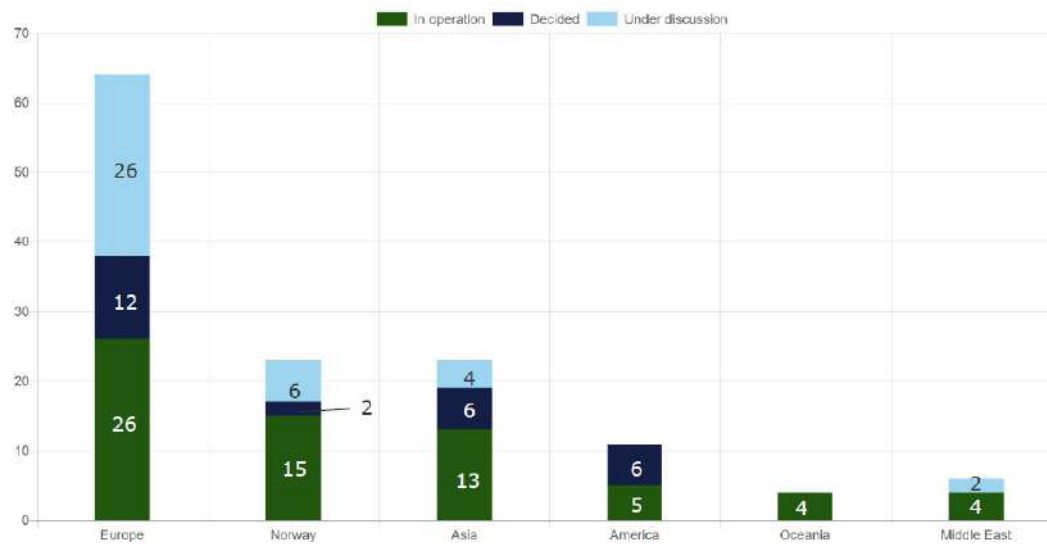


FIGURA 27 – ESTAÇÕES DE LNG BUNKERING POR REGIÃO CONTINENTAL

FONTE: LNG REGULATORY UPDATE BY OLE VIDAR NILSEN DNV GL APRIL 2018

É importante que se relate que em novembro de 2018 a Babcock entregou o navio Bunker de LNG, M.V. Kairos o *FIRST OF ITS KIND* e o *THE WORLD'S LARGEST LNG BUNKER SUPPLY VESSEL* para operação da Babcock Schulte Energy (BSE) na região do mar Báltico. O navio bunker tem capacidade para 7.500 m³ de gás. A figura 28 mostra o *GAS SUPPLY VESSEL - GSV*.



FIGURA 28 – M.V. KAIROS : THE WORLD'S LARGEST LNG BUNKER SUPPLY VESSEL

FONTE: BSE – BABCOCK SCHULTE ENERGY

6.1. Indicação para Estudos Futuros

A resolução IMO MEPC.304(72), adotada em 13/04/2018 estabeleceu metas ambiciosas para a redução das emissões de CO₂ por parte dos navios mercantes:

- 40% até 2030 por trabalho de transporte;
- 70% até 2050 por trabalho de transporte.

O inventário base das emissões por trabalho de transporte será o verificado em 2008.

Não há dúvida que metas tão ambiciosas como estas farão com que algumas tecnologias passem a ser exploradas mais vigorosamente. Temos assim espaço para as super baterias e para as células combustíveis a hidrogênio.

A seguir, as figuras 29 e 30 mostram o navio *ZEMCHIP* – zero emission ship, FCS Alsterwasser, equipado com célula combustível a hidrogênio.

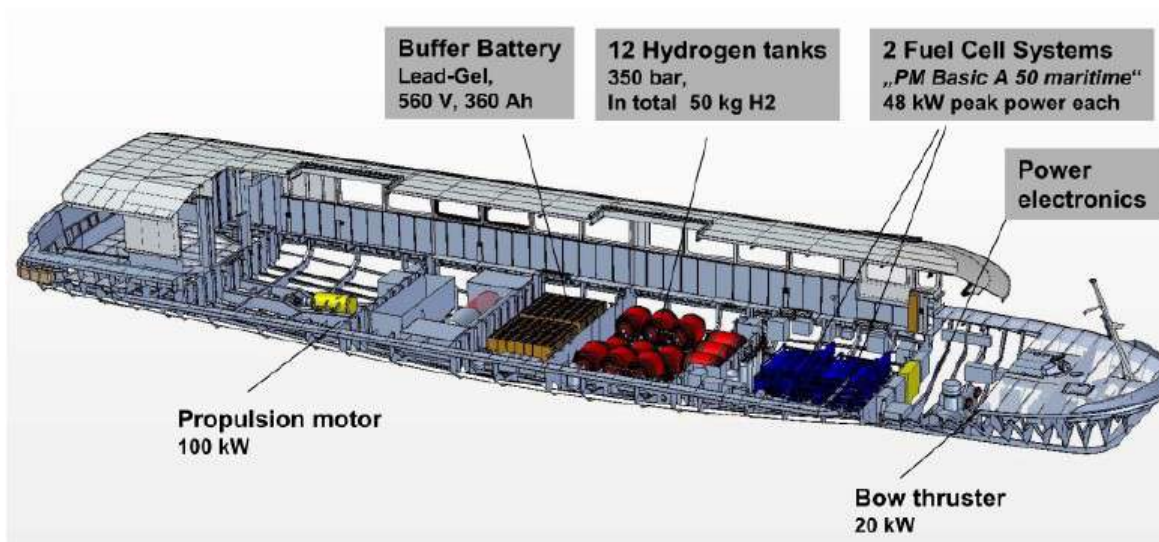


FIGURA 29 – NAVIO TURÍSTICO *ZEMSHIP* FCS ALSTERWASSER – WORLD'S FIRST FUEL-CELL SHIP

FONTE : ATG – ALSTER TOURISTIK GmbH - HAMBURG PORT- GERMANY

ZEMSHIP = ZERO EMISSION SHIP



FIGURA 30 – CÉLULA COMBUSTÍVEL DE 48 Kw PRODUZIDA PELA PROTON MOTOR

FONTE : PROTON MOTOR FUEL CELL GmbH - GERMANY

7. CONCLUSÕES

Conforme mostrado no capítulo 2 de nossa tese, item 2.3, começa ano que vem , 2020, a limitação de 0,5% de enxofre nos combustíveis marítimos, a nível de todos os oceanos e mares continentais, conforme estabelecido pelo MEPC 57 da IMO. Importante se destacar que o limite estabelecido se aplica tanto aos novos navios mercantes como aos existentes.

O limite de 0,5% de enxofre, está sendo considerado como selvagem pela maior parte das grandes operadoras de transporte marítimo.

Neste aspecto, ou seja, 0,5% no máximo de enxofre no combustível marítimo, temos como possíveis soluções, aquelas apontadas também no capítulo 2 de nossa tese, item 2.3 , quais sejam:

- 1º - Operar com HFO (Heavy Fuel Oil – 2,7% de enxofre) e usar um lavador (Scrubber) para os gases de exaustão;
- 2º - Operar com LSHFO (Low Sulphur Heavy Fuel Oil – 1% de enxofre) e usar um lavador (Scrubber) para os gases de exaustão;
- 3º - Operar com MDO (Marine Diesel Oil – 0,2% de enxofre);
- 4º - Operar com MGO (Marine Gas Oil – 0,1% de enxofre);
- 5º - Operar com LNG (Liquefied Natural Gas – 0,001% de enxofre).

Das alternativas possíveis, vamos analisar as duas últimas, ou seja, 0,1% MGO e LNG.

Em 15 de fevereiro de 2019, tínhamos os seguintes níveis de preço para estes dois energéticos (Fonte : DNV GL) :

- Preço do 0,1% MGO – 15,56 US\$/mmBTU
- Preço Médio Mundial do LNG – 8,00 US\$/mmBTU

Observamos que o custo para o 0,1% MGO é quase o dobro daquele para o LNG. Conforme comentamos anteriormente, as grandes reservas mundiais existentes de gás natural e o aumento crescente da oferta, farão com que o *gap* de custo entre o LNG

e os óleos combustíveis de baixo enxofre, aumente ainda mais. Não à toa, armadores e operadores têm procurado deixar suas novas embarcações *LNG READY*.

A diferença de custo no combustível, associada às vantagens ambientais e ao aumento de disponibilidade devido ao *clean burning*, farão dos motores a gás natural, a principal fonte de energia para a propulsão do transporte marítimo.

O gás natural, como combustível de propulsão, irá proporcionar melhores ofertas de preço e, por conseguinte, uma redução de custo para os tomadores de frete marítimo.

Naturalmente, a partir de agora outras preocupações surgem com os combustíveis de baixo enxofre. A maior delas se deita sobre a tribologia entre anéis de pistão e Liners na câmara de combustão dos motores navais de dois cursos. A aderência do filme de óleo lubrificante ao Liner tem posicionamento diferente dos dois líderes mundiais, ou seja, MAN e Wartsila. Esta discordância vem gerando preocupação entre armadores e operadores, que cobram aceleração nas pesquisas de modo que se tenha tranquilidade para operação *Low Sulphur* a partir de janeiro de 2020.

Não podemos deixar de mencionar na conclusão de nossa tese, as projeções da *Lloyd's List Intelligence*, para um futuro não muito distante, ou seja, 1.8 bilhões de novos consumidores irão entrar no mercado até 2025, o comércio marítimo irá dobrar até 2030 e a demanda global de energia chegará perto do dobro até 2030.

A navegação marítima é responsável atualmente por 3.3% das emissões globais de CO₂. O consumo específico de combustível fóssil no transporte marítimo se situa na faixa de 3 (Crude Oil Ship) à 19 (RoRo Vehicles Ship) gramas de combustível por ton.km transportado, enquanto que no modal rodoviário esta banda vai de 25 à 57 gramas de combustível por ton.km transportado (Fonte: Kjeld Aabo, 2016).

O transporte marítimo é o modal com menor consumo específico de combustível. A IMO por sua vez estabelece padrões para torna-lo ainda mais eficiente e menos poluente.

NÃO RESTA DÚVIDA QUE O TRANSPORTE MARÍTIMO SERÁ VERDE E IMBATÍVEL.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Aabo,Kjeld - MAN Energy Solutions – Korean Yards Seminar- 2016

Ascher,H. ; Feingold,H. – **Repairable Systems Reliability , Modeling , Inference, Misconceptions and their Causes** – Marcel Dekker – 1984

Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP –
www.anp.gov.br

BP Statistical of World Energy 2018 - <https://www.bp.com>

Billinton , R. - **Power System Reliability Evaluation** – Gordon and Breach Science Publishers – 1982

BURGHARDT, M. D.; KINGSLEY, G. D.– **Marine Diesels** – Prentice-Hall, INC. – 1981.

C. Deniz ; B. Zincir – **Environmental and Economical Assessment of Alternative Marine Fuels** – Elsevier – Journal of Cleaner Production- v.113, p.438-449, 2016.

Cassady, C. R. ; Pohl, E. A. – **Introduction to Repairable Systems Modeling** – 49 th Annual Reliability and Maintainability Symposium, Conference Tutorials , IEEE – 2005

Chengpeng Wan ; Xinping Yan ; Di Zhang ; Jing Shi ; Shanshan Fu – **Facilitating AHP- TOPSIS Method for Reliability Analysis of a Marine LNG-Diesel Dual Fuel Engine** – International Journal of Performability Engineering – v.10 , p. 453-466, 2014.

CHRISTENSEN, S. G. – **Lamb's Questions and Answers on The Marine Diesel Engine** – *Elsevier Butterworth Heinemann*, 2004.

CLASS, NK, Nippon Kaiji Kyokai – **Guidelines for Dual Fuel Diesel Engines** – 2008.

D. Bocchetti ; M. Giorgio ; M. Guida ; G. Pulcini – **A Competing Risk Model for the Reliability of Cylinder Liners in Marine Diesel Engines** – Elsevier – Reliability Engineering and System Safety – v.94 , p. 1299 – 1307 , 2009.

Daniel Sperling - **New Transportation Fuels – A Strategic Approach to Technological Change** – University of California Press – 1990

Ditali, Sabatino ;Fiore, Roberto - **A Realistic Assessment of LNG Hazards and Consequences of Release Scenarios** – Snamprogetti SpA – Itália

Dutuit Y. ; Rauzy A. – **Approximate Estimation of System Reliability via Fault Trees** – Elsevier - Reliability Engineering and System Safety , v. 87 , p.163 - 172 – 2005

Egúsquiza, J. C.; Braga, S. L.; Braga, C. V. M. – **Performance and Gaseous Emissions Characteristics of a Natural Gas/Diesel Dual Fuel Turbocharged and Aftercooled Engine** – Journal of the Brazilian Society of Mechanical Sciences and Engineering– vol. XXXI – nº 2 – 2009.

EIA – **Energy Information Administration** – Natural Gas Summary. Disponível em http://www.eia.gov/dnav/ng/ng_sum

Essom Co.,Ltd – www.essom.com

Fluxys – **Supplying Flemish Ports with LNG as a Marine Fuel – Analysis of Safety Aspects** - Mtech – 2012

G.S. Gamidov; N.K. Sanaev; Z.I. Adeev – **Systematic Evaluation of the Reliability of Marine Diesel Engines** – Russian Engineering Research – V.29 , p. 459-462 , 2009.

García, S. S.; Moñux, F. G. – **Centrales Térmicas de Ciclo Combinado Teoría Y Proyecto** – Ediciones Díaz de Santos – Espanha, 2006.

ISO Standard 14224:2016 – **Petroleum and Natural Gas Industries** – Collection and Exchange of Reliability and Maintenance Data for Equipment -
<https://www.iso.org/standard/64076.html>

Kaminsky Mark P. – **Reliability Models for Engineers and Scientists** – CRC Press , Taylor and Francis Group – 2013

Knezevic J. ; Odoom E. R. – **Reliability Modeling of Repairable Systems Using Petri nets and Fuzzy Lambda-Tau Methodology** – Elsevier - Reliability Engineering and System Safety – V. 17 , p.1 – 17 – 2001

Lafraia , João Ricardo Barusso – **Manual de Confiabilidade, Manutenibilidade e Disponibilidade** – Qualitymark RJ , Petrobras - 2008

Lewis, E. E. – **Introduction to Reliability Engineering**, 2nd Edition – John Wiley & Sons, Inc. - 1994

LNG WORLD SHIPPING JOURNAL – Riviera Maritime Media Ltd. – UK –
<http://www.rivieramm.com>

Lloyd's List Intelligence – www.lloydslistintelligence.com

Luis María Abadie ; Nestor Goicoechea – **Powering newly constructed Vessels to Comply with ECA Regulations under Fuel Market Prices Uncertainty : Diesel or Dual-Fuel Engine?** – Elsevier – Transportation Research Part D – v.67 , p. 433- 448 , 2019.

Luo Xiao feng- **LNG as Marine Fuel and Bunkering : Technology and Practice**— China Classification Society – 2012

MAN Energy Solutions—citações disponíveis em <https://www.man-es.com>

Martins, Claudio S. V. – **Qualidade Futura de Combustíveis Marítimos** – Petrobrás / Navalshore RJ, Agosto 2009.

Martins Vaz, C. E. ; Ponce Maia, J. L. ; Santos , W. G. – **Tecnologia da Indústria do Gás Natural** – Editora Blucher SP , Petrobras - 2008

Mathias, Melissa Cristina P. P. – **A Formação da Indústria Global de Gás Natural, Definição, Condicionantes e Desafios** – Editora Interciência RJ – 2010.

Mokhatab, Saied ; Poe, W. A. ; Speight, J. G. – **Handbook of Natural Gas Transmission and Processing** – Gulf Professional Publishing - 2006.

Montgomery, Douglas C. ; Runger, George C. – **Applied Statistics and Probability for Engineers, 6th Edition** – Wiley - 2014

Moss, T. R. – **Reliability Data Handbook** – Professional Engineering Publishing- 2005.

OREDA – **Offshore and Onshore Reliability Data**, 5th (2009) and 6th (2015) Editions, – SINTEF - NTNU

Rausand, A. ; Hoyland A. – **System Reliability Theory – Models , Statistical Methods and Applications** – John Wiley & Sons , 2nd Edition - 2004

Ross, Sheldon M. – **Introduction of Probability Models** , 10th Edition – Elsevier and Academic Press (AP) – 2010

Saraceni , Pedro Paulo – **Transporte Marítimo de Petróleo e Derivados, 2^a Edição** - Editora Interciência RJ , 2012

Soong, T. T. – **Fundamentals of Probability and Statistics for Engineers** – John Wiley & Sons Ltd. - 2004

Souza, Mariana de Mattos Vieira Mello – **Tecnologia do Hidrogênio** - Synergia Editora RJ , FAPERJ - 2009

Spjøtvoll, E. – **Estimation of Failure Rate from Reliability Data Bases** – Society of Reliability Engineers' Symposium – Trondheim , 1985

Statista – **The Statistics Portal for Market Data** - <https://www.statista.com>

Tirelli, G. – **Go for Gas Seminar** – WartsilaShip Power, Rio de Janeiro - 2011

Tusiani , Michael D. ; Shearer, Gordon – **LNG , a Nontechnical Guide** – PennWell Corporation; Tulsa , Oklahoma – 2007

Vatn, J. – **Oreda Data Analysis Guidelines**– Sintef Industrial Manegement - 1993

WARTSILA – Citações disponíveis em <http://wartsila.com>

Wharton, A. J. – **Diesel Engines, Marine Engineering Series**, Third Edition – Elsevier Butterworth Heinemann - 1991

ANEXO I

TABELAS OREDA TAXONOMIAS 1.4.1 e 1.4.2

Taxonomy no 1.4.1		Item Machinery Combustion Engines Diesel engine								
Population	Installations	Aggregated time in service (10 ⁶ hours)					No of demands			
64	34	Calendar time *		Operational time †			1240			
		1.1452		0.3241						
Failure mode	No of failures	Failure rate (per 10 ⁶ hours).					Active rep. hrs		Manhours	
		Lower	Mean	Upper	SD	n / c	Mean	Max	Mean	Max
Critical	23*	0.02	24.17	101.82	39.07	20.08	51	217	50	217
	23†	2825.55	5340.29	8501.61	1748.05	70.97				
Breakdown	5*	3E-3	3.97	16.64	6.37	4.37	86	217*	105	217*
	5†	19.52	223.78	621.31	201.89	15.43				
External leakage - Utility medium	1*	-	2.46	12.95	8.90	0.87	-	-	-	-
	1†	507.35	1096.75	1868.02	421.07	3.09				
Fail to start on demand	14*	-	18.07	93.35	40.84	12.22	20	65*	23	88
	14†	2177.94	4553.09	7631.82	1685.22	43.20				
Noise	1*	-	0.94	5.03	3.26	0.87	-	-	5.0	5.0*
	1†	0.06	2.99	9.28	3.29	3.09				
Spurious stop	2*	0.01	1.56	5.43	2.00	1.75	91	170*	97	170*
	2†	0.04	6.93	24.26	8.96	6.17				
Degraded	100*	16.95	71.59	157.20	44.68	87.32	19	111	24	216
	100†	271.59	1300.96	2963.75	863.41	308.55				
Abnormal instrument reading	2*	0.01	1.56	5.43	2.00	1.75	7.0	8.0*	7.0	8.0*
	2†	0.04	6.93	24.26	8.96	6.17				
Erratic output	3*	2E-3	2.47	10.34	3.95	2.62	20	43*	34	85*
	3†	0.95	9.06	24.20	7.71	9.26				
External leakage - Fuel	7*	4E-3	5.41	22.87	8.79	6.11	17	32*	20	32*
	7†	0.64	24.67	75.49	26.31	21.60				
External leakage - Utility medium	28*	2.01	19.84	53.43	17.10	24.45	22	111	27	129
	28†	57.60	92.03	133.00	23.09	86.39				
Fail to start on demand	5*	5E-3	4.25	17.52	6.65	4.37	5.8	12*	8.8	12*
	5†	86.84	560.36	1377.34	419.97	15.43				
High output	1*	-	0.88	5.00	2.67	0.87	4.0	4.0*	4.0	4.0*
	1†	10.95	114.79	313.19	100.93	3.09				
Internal leakage	12*	2.24	9.81	21.77	6.23	10.48	25	68*	22	68
	12†	2.09	326.58	1137.32	419.66	37.03				
Low output	4*	-	3.92	19.98	8.63	3.49	6.2	7.5*	10	15*
	4†	32.74	307.06	817.51	259.99	12.34				
Noise	4*	-	3.44	16.67	6.90	3.49	11	11*	12	22*
	4†	0.10	12.23	40.98	15.04	12.34				
Overheating	2*	-	1.84	9.69	6.67	1.75	18	18*	36	36*
	2†	-	11.95	65.78	32.70	6.17				
Parameter deviation	3*	2E-3	2.34	9.81	3.76	2.62	8.7	15*	8.7	15*
	3†	0.58	9.65	28.33	9.40	9.26				
Spurious stop	1*	-	0.81	4.13	1.78	0.87	12	12*	12	12*
	1†	2E-4	3.51	16.33	6.61	3.09				
Structural deficiency	9*	0.07	6.95	22.87	8.35	7.86	16	72*	34	216*
	9†	99.17	488.28	1120.71	328.00	27.77				
Comments										

(cont.)

Taxonomy no 1.4.1		Item Machinery Combustion Engines Diesel engine									
Population 64	Installations 34	Aggregated time in service (10 ⁶ hours)					No of demands 1240				
		Calendar time * 1.1452		Operational time † 0.3241							
Failure mode	No of failures	Failure rate (per 10 ⁶ hours).					Active rep. hrs		Manhours		
		Lower	Mean	Upper	SD	n/τ	Mean	Max	Mean	Max	
Vibration	3*	1E-3	2.21	9.47	3.66	2.62	40	60*	64	120*	
	3†	0.05	10.77	39.11	14.45	9.26					
Other	16*	2.48	13.42	31.53	9.35	13.97	19	91	24	91	
	16†	4.27	57.40	163.70	53.79	49.37					
Incipient	54*	8.13	45.44	107.61	32.04	47.15	14	76	19	76	
	54†	2275.57	4161.91	6508.39	1301.83	166.62					
Abnormal instrument reading	12*	0.57	10.36	30.75	10.24	10.48	15	28*	13	28	
	12†	0.31	53.54	189.59	70.03	37.03					
Erratic output	5*	-	4.67	22.70	9.43	4.37	13	15*	16	27*	
	5†	764.81	1602.75	2689.62	594.84	15.43					
External leakage - Utility medium	10*	-	7.05	39.52	20.72	8.73	14	33*	25	66	
	10†	141.25	694.35	1593.00	466.11	30.86					
Fail to start on demand	2*	-	4.91	26.81	12.52	1.75	-	-	12	23*	
	2†	1313.88	2193.47	3255.41	595.46	6.17					
Internal leakage	1*	-	0.81	4.13	1.78	0.87	12	12*	24	24*	
	1†	2E-4	3.51	16.33	6.61	3.09					
Minor in-service problems	10*	-	7.82	43.01	21.05	8.73	11	18*	17	48*	
	10†	7.87	383.97	1189.38	420.26	30.86					
Noise	1*	-	0.81	3.92	1.63	0.87	6.0	6.0*	6.0	6.0*	
	1†	0.09	2.93	8.92	3.09	3.09					
Overheating	2*	-	1.82	9.41	4.15	1.75	9.0	15*	9.0	15*	
	2†	1.83	91.67	284.43	100.65	6.17					
Parameter deviation	1*	-	0.94	5.03	3.26	0.87	-	-	24	24*	
	1†	0.06	2.99	9.29	3.29	3.09					
Structural deficiency	3*	2E-3	2.45	10.24	3.91	2.62	7.8	8.0*	20	38*	
	3†	0.07	10.46	36.53	13.48	9.26					
Other	7*	0.94	6.10	15.01	4.58	6.11	34	76*	34	76*	
	7†	39.32	462.44	1289.81	419.98	21.60					
Unknown	5*	-	5.96	33.25	17.31	4.37	75	170*	63	170*	
	5†	905.10	2069.55	3621.00	842.04	15.43					
Overheating	1*	-	0.81	4.13	1.78	0.87	18	18*	35	35*	
	1†	2E-4	3.51	16.33	6.61	3.09					
Other	1*	-	0.80	3.72	1.51	0.87	170	170*	170	170*	
	1†	-	4.81	25.51	11.64	3.09					
Unknown	3*	-	5.71	32.05	18.67	2.62	38	38*	23	38*	
	3†	1148.22	2341.59	3877.38	842.35	9.26					
All modes		182*	25.62	137.24	321.78	95.32	158.92	22	217	27	217
		182†	7989.34	12092.96	16889.51	2722.03	561.56				

Comments
On demand probability for consequence class: Critical and failure mode: Fail to start on demand = 3.2 · 10⁻³

Maintainable item versus failure mode, to be continued

Item: Combustion Engines - Diesel engine

	AIR	BRD	ELF	ELU	ERO	FTS	HIO	INL	LOO	NOI
Actuating device	-	-	-	-	0.55	-	-	-	-	-
Air inlet	-	-	-	-	-	0.55	-	-	0.55	-
Cabling & junction boxes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Control unit	-	-	-	-	-	0.55	-	-	-	-
Cooler(s)	-	-	-	1.10	-	-	-	0.55	-	-
Cylinders	-	1.10	-	-	-	-	-	0.55	-	1.10
Exhaust	-	-	0.55	1.10	-	-	-	-	-	-
Filter(s)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fuel pump	-	-	2.75	0.55	-	0.55	-	0.55	-	-
Heat exchanger	0.55	-	-	1.10	-	-	-	-	-	-
Hood	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Injectors	-	-	-	-	0.27	0.55	-	-	-	-
Instrument, general	0.55	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Instrument, level	0.55	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Instrument, pressure	2.20	-	-	-	0.55	0.55	-	-	-	-
Instrument, speed	0.55	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Instrument, temperature	1.65	-	-	-	1.65	-	-	-	-	-
Internal power supply	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Monitoring	0.55	-	-	-	-	0.55	-	-	-	-
Other	0.55	-	-	3.30	-	1.10	-	1.10	0.55	0.55
Piping	-	-	-	4.40	-	-	-	2.20	-	-
Pump	-	-	-	1.65	-	-	-	-	-	1.10
Seals	-	-	0.55	1.65	-	-	-	-	-	-
Shaft	-	-	-	-	0.55	-	-	-	-	-
Start energy (battery, air)	-	-	-	-	-	3.85	-	1.10	0.55	-
Starting unit	-	-	-	1.65	-	1.65	-	-	-	-
Subunit	-	-	-	0.55	-	0.55	-	-	-	-
Super charger	-	-	-	1.65	-	-	-	-	-	-
Unknown	0.55	1.10	-	1.65	0.55	1.10	0.55	0.55	0.55	0.55
Valves	-	0.55	-	1.10	0.27	-	-	0.55	-	-
Total	7.69	2.75	3.85	21.43	4.40	11.54	0.55	7.14	2.20	3.30

The figures are percentages of the total failure rate for the actual maintainable item/failure mode combination.

Maintainable item versus failure mode, continued
Item: Combustion Engines - Diesel engine

	OHE	OTH	PDE	SER	STD	STP	UNK	UST	VIB	Sum
Actuating device	-	0.55	-	-	-	-	-	-	-	1.10
Air inlet	-	-	-	-	-	-	-	0.55	-	1.65
Cabling & junction boxes	-	0.55	-	-	-	-	-	-	-	0.55
Control unit	-	1.65	-	0.55	-	-	0.55	0.55	-	3.85
Cooler(s)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.65
Cylinders	0.55	0.55	0.55	0.55	-	-	-	0.55	0.55	6.04
Exhaust	0.55	1.10	-	-	1.10	-	-	-	-	4.40
Filter(s)	-	-	0.55	-	-	-	-	-	-	0.55
Fuel pump	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.40
Heat exchanger	1.10	1.10	-	-	-	-	-	-	-	3.85
Hood	-	-	-	-	0.55	-	-	-	-	0.55
Injectors	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.82
Instrument, general	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.55
Instrument, level	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.55
Instrument, pressure	-	-	-	0.55	-	-	-	-	-	3.85
Instrument, speed	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.55
Instrument, temperature	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.30
Internal power supply	-	0.55	-	-	-	-	-	-	-	0.55
Monitoring	-	-	0.55	-	-	-	-	-	-	1.65
Other	-	2.20	0.55	2.20	1.65	-	-	-	-	13.74
Piping	-	-	-	-	0.55	-	-	-	-	7.14
Pump	-	0.55	-	-	-	-	-	-	-	3.30
Seals	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.20
Shaft	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.55
Start energy (battery, air)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.49
Starting unit	-	1.65	-	-	1.10	-	-	-	-	6.04
Subunit	-	1.10	-	-	-	-	-	-	0.55	2.75
Super charger	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.65
Unknown	0.55	1.10	-	0.55	1.10	-	1.10	-	-	11.54
Valves	-	0.55	-	1.10	0.55	-	-	-	0.55	5.22
Total	2.75	13.19	2.20	5.49	6.59	-	1.65	1.65	1.65	100.0

The figures are percentages of the total failure rate for the actual maintainable item/failure mode combination.

Taxonomy no 1.4.2		Item Machinery Combustion Engines Gas engine									
Population 34	Installations 18	Aggregated time in service (10 ⁶ hours)					No of demands 1536				
		Calendar time * 0.3856		Operational time † 0.2651			Active rep. hrs		Manhours		
Failure mode	No of failures	Failure rate (per 10 ⁶ hours)					Mean	Max	Mean	Max	
		Lower	Mean	Upper	SD	n/τ					
Critical	31*	11.95	69.68	166.92	50.08	80.40	25	121	21	121	
	31†	0.79	122.33	425.38	156.94	116.94					
Breakdown	3*	1E-3	6.01	26.61	10.47	7.78	36	84*	36	84*	
	3†	1.17	10.24	26.84	8.45	11.32					
External leakage - Utility medium	2*	-	5.54	30.70	15.72	5.19	-	-	3.5	6.0*	
	2†	1.18	8.04	20.03	6.15	7.54					
Fail to start on demand	5*	0.01	9.13	38.04	14.51	12.97	45	121*	45	121*	
	5†	0.32	13.98	43.06	15.12	18.86					
Fail to stop on demand	1*	1E-4	2.84	13.31	5.42	2.59	-	-	6.0	6.0*	
	1†	-	4.62	23.30	10.00	3.77					
Low output	1*	-	2.55	13.55	8.97	2.59	-	-	0.5	0.5*	
	1†	-	4.10	21.85	14.35	3.77					
Minor in-service problems	1*	1E-4	2.84	13.31	5.42	2.59	-	-	1.0	1.0*	
	1†	-	4.62	23.30	10.00	3.77					
Overheating	3*	-	8.57	42.06	17.68	7.78	32	32*	4.5	8.0*	
	3†	-	17.27	87.24	37.51	11.32					
Parameter deviation	1*	1E-4	2.84	13.31	5.42	2.59	-	-	1.0	1.0*	
	1†	-	4.62	23.30	10.00	3.77					
Spurious stop	8*	4.65	19.44	42.57	12.08	20.75	7.3	16*	8.6	16*	
	8†	5E-4	36.45	176.90	73.38	30.18					
Structural deficiency	1*	-	2.55	13.55	8.97	2.59	-	-	6.0	6.0*	
	1†	-	4.10	21.85	14.35	3.77					
Vibration	1*	1E-4	2.84	13.31	5.42	2.59	-	-	-	-	
	1†	-	4.62	23.30	10.00	3.77					
Other	4*	0.01	8.44	34.78	13.20	10.37	16	28*	40	111*	
	4†	-	13.46	72.60	46.27	15.09					
Degraded	50*	66.26	127.41	204.68	42.64	129.68	30	116	26	221	
	50†	76.84	196.97	362.21	88.87	188.61					
Erratic output	1*	1E-4	2.84	13.31	5.42	2.59	-	-	23	23*	
	1†	-	4.62	23.30	10.00	3.77					
External leakage - Fuel	1*	-	2.55	13.55	8.96	2.59	8.0	8.0*	8.0	8.0*	
	1†	-	3.62	19.93	9.43	3.77					
External leakage - Utility medium	7*	3.74	18.21	41.65	12.17	18.16	36	78*	25	78*	
	7†	1.46	28.33	84.60	28.22	26.41					
Fail to start on demand	3*	-	8.60	44.67	19.82	7.78	-	-	9.5	18*	
	3†	2.26	12.28	28.89	8.57	11.32					
High output	2*	0.01	4.02	16.00	5.97	5.19	9.0	12*	9.0	12*	
	2†	0.31	6.20	18.56	6.20	7.54					
Internal leakage	1*	0.01	2.25	8.08	2.99	2.59	16	16*	16	16*	
	1†	0.04	3.24	10.42	3.77	3.77					
Comments											

(cont.)

Taxonomy no 1.4.2		Item Machinery Combustion Engines Gas engine								
Population 34	Installations 18	Aggregated time in service (10 ⁶ hours)					No of demands 1536			
		Calendar time * 0.3856		Operational time † 0.2651						
Failure mode	No of failures	Failure rate (per 10 ⁶ hours)					Active rep. hrs		Manhours	
		Lower	Mean	Upper	SD	n/τ	Mean	Max	Mean	Max
Low output	7*	0.07	16.79	62.97	23.24	18.16	13	16*	25	74*
	7†	0.08	25.07	97.35	36.04	26.41				
Minor in-service problems	1*	1E-4	2.84	13.31	5.42	2.59	-	-	2.0	2.0*
	1†	-	4.62	23.30	10.00	3.77				
Noise	1*	0.01	2.25	8.08	2.99	2.59	56	56*	56	56*
	1†	0.04	3.24	10.42	3.77	3.77				
Overheating	3*	-	8.06	40.61	17.43	7.78	-	-	30	51*
	3†	-	12.20	61.09	26.12	11.32				
Parameter deviation	2*	-	4.30	24.93	13.61	5.19	116	116*	60	116*
	2†	-	6.34	34.41	21.57	7.54				
Spurious stop	1*	1E-4	2.84	13.31	5.42	2.59	-	-	25	25*
	1†	-	4.62	23.30	10.00	3.77				
Structural deficiency	2*	-	6.19	35.49	19.14	5.19	-	-	153	221*
	2†	-	10.07	57.41	30.79	7.54				
Vibration	1*	-	2.55	13.55	8.96	2.59	42	42*	42	42*
	1†	-	7.36	42.32	22.88	3.77				
Other	16*	0.55	42.49	136.07	49.18	41.50	25	63*	12	63
	16†	0.72	69.60	227.74	83.03	60.35				
Unknown	1*	-	2.55	13.55	8.97	2.59	-	-	4.0	4.0*
	1†	-	4.10	21.85	14.35	3.77				
Incipient	92*	56.57	229.52	498.06	140.49	238.61	22	170	17	170
	92†	89.33	371.06	810.90	229.79	347.04				
Abnormal instrument reading	4*	-	7.70	40.73	18.55	10.37	5.5	12*	5.5	12*
	4†	-	16.96	93.29	46.10	15.09				
Erratic output	3*	-	6.87	35.65	15.76	7.78	-	-	36	65*
	3†	-	10.46	55.20	25.09	11.32				
External leakage - Fuel	1*	1E-4	2.84	13.31	5.42	2.59	-	-	6.0	6.0*
	1†	-	4.62	23.30	10.00	3.77				
External leakage - Utility medium	11*	1.23	27.19	81.60	27.44	28.53	15	16*	11	33
	11†	0.98	41.91	128.89	45.21	41.49				
Fail to start on demand	13*	0.17	42.97	165.14	60.82	33.72	-	-	20	148
	13†	0.29	70.02	265.43	97.87	49.04				
Fail to stop on demand	1*	1E-4	2.84	13.31	5.42	2.59	-	-	8.0	8.0*
	1†	-	4.62	23.30	10.00	3.77				
Internal leakage	1*	0.01	2.25	8.08	2.99	2.59	32	32*	32	32*
	1†	0.04	3.24	10.42	3.77	3.77				
Minor in-service problems	5*	2E-4	8.80	42.34	17.46	12.97	8.8	16*	13	18*
	5†	2E-4	12.14	58.61	24.20	18.86				
Overheating	5*	0.01	9.13	38.05	14.51	12.97	24	35*	21	35*
	5†	0.05	13.19	49.90	18.40	18.86				
Comments										

(cont.)

Taxonomy no 1.4.2		Item Machinery Combustion Engines Gas engine									
Population 34	Installations 18	Aggregated time in service (10 ⁶ hours)					No of demands 1536				
		Calendar time * 0.3856		Operational time † 0.2651							
Failure mode	No of failures	Failure rate (per 10 ⁶ hours).					Active rep. hrs		Manhours		
		Lower	Mean	Upper	SD	n/r	Mean	Max	Mean	Max	
Parameter deviation	1*	1E-4	2.84	13.31	5.42	2.59	-	-	18	18*	
	1†	-	4.62	23.30	10.00	3.77	-	-	-	-	
Spurious stop	9*	2.94	26.53	69.94	22.11	23.34	-	-	16	66*	
	9†	3.73	43.57	121.38	39.51	33.95	-	-	-	-	
Vibration	1*	1E-4	2.84	13.31	5.42	2.59	-	-	16	16*	
	1†	-	4.62	23.30	10.00	3.77	-	-	-	-	
Other	37*	13.07	92.44	231.98	71.54	95.96	38	170*	17	170	
	37†	18.27	148.06	381.69	119.21	139.57	-	-	-	-	
Unknown	19*	0.43	56.33	190.93	70.22	49.28	-	-	18	142	
	19†	0.69	91.38	310.34	114.16	71.67	-	-	-	-	
Fail to start on demand	2*	-	5.54	30.70	15.72	5.19	-	-	2.0	2.0*	
	2†	1.18	8.04	20.03	6.15	7.54	-	-	-	-	
Minor in-service problems	1*	1E-4	2.84	13.31	5.42	2.59	-	-	1.0	1.0*	
	1†	-	4.62	23.30	10.00	3.77	-	-	-	-	
Parameter deviation	1*	1E-4	2.84	13.31	5.42	2.59	-	-	1.0	1.0*	
	1†	-	4.62	23.30	10.00	3.77	-	-	-	-	
Other	10*	5E-4	28.96	139.97	57.81	25.94	-	-	29	142	
	10†	1E-3	46.89	224.39	92.31	37.72	-	-	-	-	
Unknown	5*	-	15.61	81.08	35.91	12.97	-	-	5.5	12*	
	5†	-	25.37	131.10	57.43	18.86	-	-	-	-	
All modes		192*	200.77	475.20	844.18	199.69	497.98	25	170	20	221
		192†	246.19	786.94	1576.63	418.23	724.25	-	-	-	-
Comments											
On demand probability for consequence class: Critical and failure mode: Fail to start on demand = 2.6 10 ⁻³											

Maintainable item versus failure mode, to be continued

Item: Combustion Engines - Gas engine

	AIR	BRD	ELF	ELU	ERO	FTS	HIO	INL	LOO	NOI
Actuating device	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cabling & junction boxes	-	-	-	-	-	0.52	-	-	-	-
Control unit	-	-	-	-	-	-	-	-	0.52	-
Cylinders	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Exhaust	-	-	-	0.52	-	-	-	-	-	-
Fan	-	-	-	-	-	1.04	-	-	-	-
Heat exchanger	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Injectors	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Instrument, general	0.52	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Instrument, level	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Instrument, pressure	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Instrument, speed	-	-	-	0.52	-	-	0.52	-	-	-
Instrument, temperature	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Internal power supply	-	-	-	-	0.52	-	-	-	2.08	-
Other	-	0.52	1.04	2.60	-	1.56	-	-	0.52	-
Piping	-	-	-	2.08	-	-	-	-	-	-
Piston(s)	-	-	-	-	0.52	-	-	-	-	-
Pump	-	-	-	1.56	-	-	-	-	-	-
Seals	-	-	-	0.52	-	0.52	-	-	-	-
Start control	-	-	-	-	-	1.04	-	-	-	-
Start energy (battery, air)	-	-	-	-	-	2.08	-	-	-	-
Starting unit	-	-	-	-	-	2.60	-	-	-	-
Unknown	1.56	1.04	-	2.60	1.04	2.60	0.52	1.04	1.04	0.52
Total	2.08	1.56	1.04	10.42	2.08	11.98	1.04	1.04	4.17	0.52

The figures are percentages of the total failure rate for the actual maintainable item/failure mode combination.

Maintainable item versus failure mode, continued
 Item: Combustion Engines - Gas engine

	OHE	OTH	PDE	SER	STD	STP	UNK	UST	VIB	Sum
Actuating device	-	-	-	-	-	0.52	-	0.52	-	1.04
Cabling & junction boxes	-	-	-	-	-	-	0.52	-	-	1.04
Control unit	-	0.52	-	-	-	-	-	-	-	1.04
Cylinders	-	0.26	-	-	-	-	-	-	-	0.26
Exhaust	-	2.08	-	-	-	-	-	-	-	2.60
Fan	-	-	-	-	-	-	-	-	0.52	1.56
Heat exchanger	-	-	-	0.52	-	-	-	-	-	0.52
Injectors	-	0.52	-	-	-	-	-	-	-	0.52
Instrument, general	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.52
Instrument, level	-	0.52	-	-	-	-	-	0.52	-	1.04
Instrument, pressure	-	0.52	-	-	-	-	-	0.52	-	1.04
Instrument, speed	-	-	-	1.04	-	-	-	-	-	2.08
Instrument, temperature	1.56	1.04	-	-	-	-	-	0.52	-	3.12
Internal power supply	0.52	2.08	-	-	-	-	0.52	-	-	5.73
Other	1.04	12.76	1.56	0.52	-	-	0.52	3.12	0.52	26.30
Piping	-	-	-	-	0.52	-	-	0.52	-	3.12
Piston(s)	-	0.52	0.52	-	0.52	-	-	-	-	2.08
Pump	-	0.52	-	-	-	-	-	-	-	2.08
Seals	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.04
Start control	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.04
Start energy (battery, air)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.08
Starting unit	-	-	-	-	-	0.52	-	-	-	3.12
Unknown	2.60	13.54	0.52	2.08	0.52	-	1.56	3.65	0.52	36.98
Total	5.73	34.90	2.60	4.17	1.56	1.04	3.13	9.38	1.56	100.0

The figures are percentages of the total failure rate for the actual maintainable item/failure mode combination.