



**TÉCNICO**  
LISBOA

## **FLNG – Floating Liquefied Natural Gas**

Factores Críticos de Sucesso de um projecto de FLNG

**Filipe Jorge Basto de Carvalho**

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em

**Engenharia de Petróleos**

Orientador: Prof.<sup>a</sup> Dr.<sup>a</sup>. Susana Isabel Carvalho Relvas

**Júri**

Presidente: Prof.<sup>a</sup> Dr.<sup>a</sup>. Maria João Correia Colunas Pereira

Orientador: Prof.<sup>a</sup> Dr.<sup>a</sup>. Susana Isabel Carvalho Relvas

Vogal: Prof. Dr. António Manuel da Nave Quintino

**Dezembro 2018**

## **Declaração**

Declaro que o presente documento é um trabalho original da minha autoria e que cumpre todos os requisitos do Código de Conduta e Boas Práticas da Universidade de Lisboa.

## **Agradecimentos**

Uma dissertação de mestrado resulta da congregação de esforços para a realização de um trabalho individual.

A presente tese só foi possível graças à disponibilidade manifestada pela Professora Doutora Susana Isabel Carvalho Relvas em orientar a minha investigação num domínio ainda escasso em informação. Essa disponibilidade continuou no apoio dado no decorrer do tempo, ao partilhar conhecimentos, ao sugerir caminhos, ao dar conselhos e incentivos. O meu muito obrigado!

Uma palavra de reconhecimento quer aos peritos entrevistados quer aos respondentes aos inquéritos que generosamente me forneceram as informações sem as quais não seria possível a execução deste trabalho.

## Resumo

As plataformas de produção de gás natural liquefeito ou *Floating Liquefied Natural Gas* (FLNG) são um tipo recente de plataformas flutuantes que vieram possibilitar às companhias petrolíferas produzir gás natural no *offshore*, em zonas de difícil acesso. No entanto, a gestão de um projecto deste tipo é uma actividade complexa pois opera em ambientes adversos e exige grandes investimentos. Esta complexidade noutros projectos no âmbito do *offshore* levou a que muitos deles não tenham sido bem-sucedidos.

Num projecto de FLNG onde existem novos desafios que requerem soluções inovadoras, é importante que a equipa de gestão esteja ciente de quais são os factores que influenciam o sucesso de um projecto desta natureza. Estes factores são os chamados Factores Críticos de Sucesso (do inglês *Critical Success Factors - CSF*).

Este trabalho de carácter exploratório visa investigar quais serão esses CSF num projecto de FLNG. A metodologia usada foi a seguinte: (1) foi formulada uma hipótese através de uma pesquisa bibliográfica acerca dos CSF em projectos no âmbito geral e no âmbito da indústria do petróleo e do gás; (2) foi realizada uma entrevista conjunta e presencial, com guião pré-acordado, a peritos da indústria, a fim de reformular essa mesma hipótese; (3) a fim de testar a hipótese foi feito um inquérito *on-line* a profissionais com experiência relevante, a nível global, tendo-se obtido 30 respostas.

Concluiu-se que os quatro principais CSF mais relevantes são: “Boa Formulação do Projecto”, “Equipa do Projecto”, “Cronograma realista” e “Monitorização e Controlo da fase de execução”.

## Palavras-Chave

Factores Críticos de Sucesso (CSF), *Floating Liquefied Natural Gas* (FLNG), *Liquefied Natural Gas* (LNG), Gestão de Projecto

## **Abstract**

Floating Liquefied Natural Gas (FLNG) platforms are a recent type of floating platform that has made it possible for the Oil and Gas companies to produce LNG in offshore stranded gas fields. However, like other offshore projects, the management of a FLNG project is a complex endeavour that operates in harsh environments and requires a large amount of capital investment. This complexity in other types of offshore projects have often led to their failure.

For this type of project, which often require innovative solutions, it is important for the management team to be aware of the factors that are critical to the success of the project. These factors are called the Critical Success Factors (CSF). The aim of this dissertation is to determine the CSF in a FLNG project.

The methodology involved three stages: (1) formulation of a hypothesis through literature review to establish the CSF for a project of this nature. The literature review focused on the CSF of megaprojects, in Oil and Gas projects and in LNG projects; (2) reformulation of the hypothesis by interviewing Oil and Gas industry experts with experience in project management; (3) testing the hypothesis using an online questionnaire aimed at experienced project managers in Oil and Gas projects, including FLNG projects, by grading the importance of each CSF. Thirty responses were received.

It was concluded that the four most relevant CSF in a FLNG project are: “Good Project Formulation”, “Project Team”, “Realistic project schedule” and “Monitoring and Control in the Execution Phase”.

## **Keywords**

Critical Success Factors (CSF), Floating Liquefied Natural Gas (FLNG), Liquefied Natural Gas (LNG), Oil & Gas, Project management

# Índice

DECLARAÇÃO .....	I
AGRADECIMENTOS .....	II
RESUMO .....	III
PALAVRAS-CHAVE .....	III
ABSTRACT .....	IV
ÍNDICE.....	V
LISTA DE TABELAS .....	VII
LISTA DE FIGURAS .....	VII
LISTA DE ABREVIACÕES.....	IX
<b>1 INTRODUÇÃO .....</b>	<b>1</b>
1.1 BREVE NOTA INTRODUTÓRIA .....	1
1.2 MOTIVAÇÃO .....	3
1.3 DEFINIÇÃO DO PROBLEMA EM ESTUDO E OBJECTIVO .....	4
1.4 ESTRUTURA DA TESE .....	6
<b>2 CONTEXTO / CARACTERIZAÇÃO DO PROBLEMA.....</b>	<b>7</b>
2.1 O GÁS NATURAL .....	7
2.2 ORIGEM GEOLÓGICA.....	8
2.3 PROCESSAMENTO E TRATAMENTO.....	10
2.4 O QUE É O LNG .....	12
2.4.1 <i>Liquefacção</i> .....	14
2.5 O MERCADO GLOBAL DE LNG .....	17
2.5.1 <i>O LNG e a sua cadeia logística tradicional</i> .....	17
2.5.2 <i>O comércio de LNG a nível global</i> .....	19
2.5.3 <i>Procura vs. Oferta</i> .....	20
2.6 FLNG – FLOATING LIQUIFIED NATURAL GAS .....	21
2.6.1 <i>FPSO</i> .....	22
2.6.2 <i>Centrais de produção de LNG</i> .....	25
2.6.3 <i>FLNG – principais desafios</i> .....	27
2.7 CONCLUSÃO .....	31
<b>3 REVISÃO DA LITERATURA.....</b>	<b>32</b>
3.1 O PROJECTO E A SUA GESTÃO .....	32
3.2 SUCESSO DE UM PROJECTO .....	36
3.3 FACTORES CRÍTICOS DE SUCESSO.....	38
3.4 FACTORES CRÍTICOS DE SUCESSO NUM PROJECTO.....	39

3.5	SUMÁRIO DOS FACTORES CRÍTICOS DE SUCESSO .....	42
<b>4</b>	<b>METODOLOGIA .....</b>	<b>44</b>
4.1	SISTEMATIZAÇÃO DOS FACTORES CRÍTICOS DE SUCESSO .....	45
4.2	FORMULAÇÃO DA HIPÓTESE DE FACTORES CRÍTICOS DE SUCESSO EM PROJECTOS DE FLNG .....	46
4.3	REVISÃO DA HIPÓTESE DE FACTORES CRÍTICOS DE SUCESSO POR PERITOS .....	46
4.4	VALIDAÇÃO DA HIPÓTESE REFORMULADA POR PROFISSIONAIS EXPERIENTES NA ÁREA DE <i>OIL AND GAS</i> .....	48
4.5	ANÁLISE E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS .....	52
<b>5</b>	<b>DISCUSSÃO DOS RESULTADOS OBTIDOS E LIMITAÇÕES DO TRABALHO .....</b>	<b>54</b>
5.1	RESULTADOS OBTIDOS NA REVISÃO DA HIPÓTESE DE FACTORES CRÍTICOS DE SUCESSO POR PERITOS.....	54
5.2	VALIDAÇÃO DA HIPÓTESE REFORMULADA POR PROFISSIONAIS EXPERIENTES NA ÁREA DE <i>OIL AND GAS</i> - RESULTADOS.....	57
5.3	ANÁLISE E DISCUSSÃO DE RESULTADOS.....	61
5.4	LIMITAÇÕES .....	67
<b>6</b>	<b>CONCLUSÕES .....</b>	<b>68</b>
	<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>70</b>

## Lista de tabelas

<i>Tabela 1 – Composição química típica do gás natural</i> .....	8
<i>Tabela 2 - Composição do LNG em diferentes localizações (Mokhatab et al., 2014)</i> .....	13
<i>Tabela 3 – Projectos analisados na base de dados da Independent Project Analysis, Inc. (IPA)</i> .....	37
<i>Tabela 4 – Factores críticos de sucesso encontrados nos quatro autores</i> .....	43
<i>Tabela 5 – Resultados da pesquisa de profissionais nas áreas FLNG, FPSO e FLNG através da rede LinkedIn (6 de Março de 2018)</i> .....	49
<i>Tabela 6 – Sumário do perfil dos respondentes obtido a partir da parte A do questionário</i> .....	59
<i>Tabela 7 – Resultados obtidos a partir da parte B do questionário</i> .....	60
<i>Tabela 8 – Resultados obtidos a partir da parte C do questionário</i> .....	61
<i>Tabela 9 – Comparação entre os graus de relevância para cada factor crítico de sucesso ordenados por peritos (à esquerda) e pela média geral dos resultados obtidos através do questionário (à direita)</i> .....	62
<i>Tabela 10 – Comparação entre os graus de relevância para cada factor crítico de sucesso obtidos através do questionário para FLNG (à esquerda), LNG (ao meio) e FPSO (à direita) ordenados pelos critérios definidos</i> .....	65
<i>Tabela 11 – Sumário dos CSF obtidos pelos profissionais com experiência em projectos de FLNG ordenados por grau de relevância</i> .....	68

## Lista de Figuras

<i>Figura 1– Projectos de FLNG no mundo segundo a KPMG 2014 (fonte: <a href="https://assets.kpmg.com">https://assets.kpmg.com</a>)</i> .....	4
<i>Figura 2- Sistemas petrolíferos convencionais e não convencionais (adaptado de: <a href="http://www.taylorgeoservices.com">www.taylorgeoservices.com</a>)</i> .....	10
<i>Figura 3 – Esquema do processamento e tratamento do gás natural (adaptado) (EIA, 2006)</i> .....	11
<i>Figura 4 – Esquema de uma central de produção de LNG (adaptado de Mokhatab et al., 2014)</i> .....	14
<i>Figura 5– A cadeia logística tradicional do LNG (fonte: ANP, (2010))</i> .....	18
<i>Figura 6 - O comércio de LNG entre 1990 e 2017 (International Gas Union, 2018)</i> .....	19
<i>Figura 7 – Evolução do comércio global de LNG (UNITED STATES SECURITIES AND EXCHANGE COMMISSION, HÖEGH LNG PARTNERS LP)</i> .....	20
<i>Figura 8 - Países exportadores e respectiva quota de mercado em 2017 (International Gas Union, 2018)</i> .....	21
<i>Figura 9 - Países importadores e respectiva quota de mercado em 2017 (International Gas Union, 2018)</i> .....	21
<i>Figura 10 - Projectos de FLNG em construção e em desenvolvimento, capacidade por país em MTPA e quota de produção (International Gas Union, 2018)</i> .....	22
<i>Figura 11 - FPSO com ‘turret’ interno (fonte: <a href="http://www.nov.com">http://www.nov.com</a>)</i> .....	24
<i>Figura 12 - Percentagem de FPSO por país (Offshore Magazine, 2017)</i> .....	25
<i>Figura 13- FLNG Prelude que entrará em operação em 2018 (fonte: <a href="http://www.seabreezes.co.im">http://www.seabreezes.co.im</a>)</i> ..	28

<i>Figura 14- Configuração STS (Side-to-Side) entre a FLNG do tipo 'turret' e o navio aliviador LNG (http://www.nihonenergy.blogspot.com) .....</i>	<i>29</i>
<i>Figura 15- Configuração 'tandem' entre a FLNG e o navio aliviador LNG (http://www.saipem.com)...</i>	<i>30</i>
<i>Figura 16- As três fases do modelo Front-End Loading (adaptado de Merrow (2011) ) .....</i>	<i>35</i>
<i>Figura 17- Metodologia da dissertação de mestrado .....</i>	<i>45</i>
<i>Figura 18 – Número de respostas recebidas ao longo da elaboração do trabalho .....</i>	<i>58</i>
<i>Figura 19 – Número de respondentes em função da sua experiência profissional nos três tipos de projectos .....</i>	<i>60</i>
<i>Figura 20 – Resultados para os CSF em percentagem dos respondentes que escolheram o intervalo '5' – "Concordo totalmente" em função da sua experiência profissional .....</i>	<i>64</i>

## **Lista de abreviações**

Btu – *British Thermal Unit*

CIF – *Cost Insurance Freight*

DES – *Delivery Ex-Ship*

EPC - *Engineering Procurement and Construction*

FEED – *Front End Engineering Design*

FEL – *Front-end Loading*

FLNG – *Floating Liquefied Natural Gas*

FOB – *Free on Board*

FPSO – *Floating Production Storage Offloading*

FSU – *Floating Storage Regasification Unit*

FSRU – *Floating Storage Regasification Unit*

HAZOP - *Hazard and Operability study*

LNG – *Liquefied Natural Gas*

MT – *Metric Tonnes*

MTPA – *Metric Tonnes per Annum*

NGL – *Natural Gas Liquids*

OCDE – *Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico*

PPMV – *Partes Por Milhão em Volume*

RVP – *Reid Vapor Pressure*

Scf – *Standard Cubic Foot*

# 1 Introdução

Neste capítulo far-se-á uma nota introdutória sobre o contexto em que foi realizada esta investigação, a motivação inerente à sua consecução, bem como a formulação de uma questão de investigação, com posterior definição do objectivo geral da presente dissertação.

## 1.1 Breve nota introdutória

A pressão colocada pela crescente procura mundial de energia tem sido um dos temas principais da actualidade. No passado recente a procura deveu-se essencialmente à explosão económica de vários países emergentes, tais como a China e a Índia, sendo expectável que a procura de energia no mundo continue a aumentar nas próximas décadas. Esta procura tem criado uma necessidade de encontrar cada vez mais fontes energia oriundas não só das tradicionais energias fósseis, como também de outras, tais como fontes renováveis e nuclear.

No seu relatório *Energy Outlook 2018* (BP, 2018), a BP estima que a população mundial em 2040 atingirá cerca de 9.2 biliões e que o produto interno bruto (PIB) mundial crescerá para mais do dobro do actual. Estas projecções da BP, em linha com outras publicações do mesmo teor, permitem inferir que, até 2040, haverá um aumento significativo da procura de energia em cerca de 30% face à procura actual. A China e a Índia continuarão a ser os motores do crescimento dos países não pertencentes à Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico (OCDE) estimando-se a sua contribuição em mais de metade do crescimento. Neste contexto, calcula-se que a China seja o maior mercado mundial de energia apesar de existirem indicadores que apontam para a sua ultrapassagem pela Índia num horizonte temporal não muito distante.

Pelo contrário, o crescimento da procura dos países da OCDE será muito pouco significativo, no que diz respeito ao mesmo período de tempo. Relativamente ao continente africano, estima-se que contribuirá com cerca de metade no crescimento da população mundial, mas o seu contributo para o crescimento mundial, em termos de PIB, será menor de 10%.

Relativamente às fontes de energia no futuro, ainda de acordo com o relatório *Energy Outlook 2018* (BP, 2018), o petróleo, o gás e o carvão continuarão a ser as fontes principais, com cerca de 75% do total. As energias renováveis serão as que terão maior crescimento, com cerca de 7% ao ano. O mundo continuará a “electrificar-se” e cerca de 70% do aumento da energia derivada de combustíveis, excluindo a biomassa, será usada para a geração de electricidade em 2040 (BP, 2018).

Nos últimos três anos muito mudou no panorama energético mundial. Desde 2015, os preços do petróleo desceram drasticamente, acompanhados pelos preços do gás natural, embora estes de uma forma menos abrupta. De acordo com o relatório da Agência Internacional de Energia (ou em Inglês *International Energy Agency - IEA*) IAE (2015), depois de um período longo de preços altos, o petróleo baixou de preço dos 100 US\$ por barril até menos que 30 US\$, voltando a aumentar para cerca de 70 US\$ aproximadamente à data de elaboração desta dissertação. A eleição de Donald Trump como presidente dos Estados Unidos da América, o Brexit, as tensões geopolíticas entre as

grandes potências mundiais, a guerra na Síria, entre outros, são factores que provocaram ainda mais incertezas em relação às políticas energéticas, nomeadamente ao futuro do gás natural. Para além destas condicionantes, as grandes potências mundiais têm a noção de que os combustíveis fósseis são um bem escasso e isso está a alterar mais uma vez o panorama energético mundial. Assim, a revista *The Economist*, no seu relatório especial sobre a energia, relata que este contexto se deve a três grandes mudanças: a primeira, nos Estados Unidos, relaciona-se com a abundância de combustíveis fósseis recentemente disponíveis através do petróleo e gás de xisto; a segunda mudança, tem a ver com a China e a tentativa de alterar uma economia de energia intensiva, proveniente da manufactura, para uma economia cada vez mais no âmbito de serviços; e finalmente, a necessidade de criar um sistema energético que emita pouco carbono para lutar contra as alterações climáticas (The Economist, 2018).

O gás natural tem sido uma das fontes de energia com maior crescimento em algumas zonas do mundo nas últimas duas décadas. Este crescimento deveu-se principalmente às suas propriedades relativamente limpas, assim como à sua eficiência na conversão de energia. O relatório *Energy Outlook 2018* (BP, 2018) projecta a procura do gás natural sendo esperado um crescimento de 1,6% ao ano, alcançando mais de 500 biliões de pés cúbicos por dia, em 2040. Este crescimento advém da procura de países como a China, países do Médio-Oriente e dos Estados Unidos da América. A indústria e a geração de electricidade serão os sectores que terão maior procura. De todas estas fontes, o gás será a fonte de energia não renovável que terá o maior crescimento e será a segunda maior fonte de combustível fóssil ultrapassando o carvão, em 2040.

A produção de gás natural não convencional (*Shale gas*) será a que terá maior crescimento, cerca de 5,2% ao ano, tendo como principais fornecedores os Estados Unidos da América e mais tarde a China, enquanto que o gás natural convencional terá como principais fornecedores o Médio-Oriente, a Rússia e a Austrália, estimando-se um crescimento de 0,7% ao ano.

Estima-se também que as importações de gás natural liquefeito (ou em Inglês *liquefied natural gas* - LNG) contribuam em dois terços no crescimento das importações de gás, sendo o restante resultante do crescimento de importações oriundas da Rússia, através de gasodutos.

Durante quase um século, os gasodutos têm provado ser a melhor solução no abastecimento do mercado do gás natural oriundo de grandes reservatórios convencionais, localizados em zonas do mundo com alguma facilidade de acesso. Contudo, apesar de nas últimas décadas se terem feito grandes descobertas de reservatórios de gás, estes localizam-se cada vez mais em zonas remotas ou de difícil acesso, tornando complicada a sua comercialização. Por isso, muitas soluções têm sido encontradas de forma a explorar reservatórios que contêm gás que outrora se pensava impossível de serem economicamente viáveis.

Por outro lado, nas últimas três décadas, apenas a indústria do LNG tem conseguido, com sucesso, fornecer os mercados, como por exemplo os do Japão e da Coreia do Sul, com gás proveniente de reservatórios que são inacessíveis através de gasoduto. Nos dias de hoje, as cadeias de abastecimento de LNG diversificaram-se, tendo melhorado a segurança de abastecimento de muitos

países consumidores e tendo reduzido os constrangimentos políticos e geopolíticos no fornecimento de gás a nível global.

Actualmente, a indústria de LNG é uma indústria que exige investimento de grandes quantidades de capital e que envolve cadeias de abastecimento com muitos intervenientes com contratos de longo prazo. Além disso, é uma indústria que envolve, com grande atenção, os governos dos países onde esta se localiza e também muitas companhias internacionais. Ironicamente, todo este esforço é aplicado à molécula mais simples dos hidrocarbonetos, o metano, e não implica qualquer transformação química, sofrendo apenas variação na sua temperatura, desde que é produzido até ao consumidor final (Tusiani & Shearer, 2007).

Apesar do LNG representar, nos dias de hoje, uma parte do gás natural consumido e uma fatia considerável das necessidades energéticas de alguns países, tais como por exemplo o Japão, este tem sido considerado um nicho de mercado com custos bastantes elevados no contexto da indústria energética (Tusiani & Shearer, 2007). Dado os inúmeros problemas e incertezas que têm envolvido os projectos relacionados com LNG, alguns deles nunca viram a luz do dia, resultando perdas de capital avultadas (Tusiani & Shearer, 2007). Durante décadas, esta indústria apenas contou com um reduzido número de participantes, que possuem, nos dias de hoje, um *know-how* inigualável nesta área. Apesar dos problemas, esta indústria já provou que é fiável em situações de ambiente económico e de mercado variáveis e que é uma indústria com quase zero incidentes no que diz respeito à segurança (Tusiani & Shearer, 2007). Dado que, como já referido, as projecções indicam que a procura de energia aumentará significativamente nos próximos vinte anos e tendo em conta as inovações no âmbito da tecnologia, tudo indica que, projectos relacionados com o LNG, tornar-se-ão uma realidade. Por outro lado, conforme indica o relatório da Shell (2018), as políticas ambientais promovidas a nível global, regional, nacional e local podem criar grandes oportunidades favorecendo o crescimento da procura pelo gás natural.

## 1.2 Motivação

Estima-se que a maior parte das reservas de gás natural ou se localizam em zonas remotas longe dos consumidores, ou os reservatórios são pequenos demais para justificar a ligação de um gasoduto. No entanto, nos dias de hoje, já são conhecidos reservatórios de dimensões pequena-média onde as companhias de petróleo esperam tirar partido da tecnologia envolvendo o LNG *offshore*, de forma a poder produzir gás a partir destes reservatórios. Foi deste pressuposto que nasceu a ideia de conceber uma plataforma que consiga, a partir do gás produzido oriundo dos reservatórios, processá-lo, torná-lo líquido, armazená-lo e exportá-lo. Às plataformas deste tipo deram-se a designação de *LNG Floating Liquefaction, Storage and Offloading* (LNG FPSO) ou também designada de *Floating Liquefied Natural Gas* (FLNG) (IGU, 2018).

Contudo, dadas as grandes mudanças no paradigma energético a nível mundial, tais como a descoberta do *shale gas*, a necessidade crescente de reservas estratégicas, as oscilações dos preços do petróleo e conseqüentemente dos preços do gás, as tensões geopolíticas e o acordo, a nível mundial, na cimeira do clima em Paris, tudo indica que grandes mudanças advirão no futuro.

Apesar do gás natural ser o combustível fóssil mais limpo, a pressão pela procura de energia limpa, em alternativa aos combustíveis fósseis incluindo o gás natural, continuará.

De acordo com a KPMG (2014), em Maio de 2011, a companhia petrolífera SHELL tomou a decisão final de avançar com o projecto *FLNG Prelude*, já instalado no noroeste da Austrália. O impacto desta tecnologia pode gerar grandes mudanças na indústria de LNG. Se a SHELL conseguir ultrapassar os desafios tecnológicos, comerciais e económicos desta nova tecnologia, de acordo com a KPMG, é quase certo que o panorama global da indústria do LNG será bastante diferente na próxima década. Outro grande projecto de FLNG é o PFLNG1 que posteriormente foi baptizado com o nome de *PFLNG SATU* da companhia petrolífera PETRONAS, que foi instalado no campo de gás Kanowit, localizado a 180 quilómetros *offshore* de Sarawak na Malásia para produzir cerca de 1.2 milhões de toneladas por ano (ou em Inglês *Million Tonnes Per Annum* - MTPA) de LNG por ano. De acordo com as notícias da *LNG World News* (2016) foi o primeiro projecto de FLNG no mundo a entrar em operação.

A opção por FLNG pode nem sempre ser a melhor solução para os futuros projectos de gás em *offshore*: não existe experiência, há riscos ainda desconhecidos e desafios do ponto de vista da gestão de um projecto desta envergadura. Ainda com base no estudo feito pela KPMG em 2014, já referido, estima-se que a procura deste tipo de plataformas deverá aumentar substancialmente num futuro próximo como se pode constatar na figura 1.



Figura 1– Projectos de FLNG no mundo segundo a KPMG 2014 (fonte: <https://assets.kpmg.com>)

### 1.3 Definição do problema em estudo e objectivo

Do exposto anteriormente resulta o pressuposto de Mokhatab *et al.* (2014), de que a crescente procura de gás natural tem permitido o desenvolvimento de projectos de gás no *offshore* e por isso as

plataformas FLNG têm vindo a ganhar interesse por parte das petrolíferas. Este interesse é devido às reservas de gás já descobertas e às que ainda estão por descobrir, onde não é economicamente viável a construção e instalação de *pipelines* e a construção da infra-estrutura para a recepção do gás, em terra. Além disso, as restrições ambientais aplicadas na queima de gás (*flaring*) também fazem com que a produção de gás, associado a alguns campos, se concentre numa plataforma flutuante, como alternativa aos custos de injeção do gás e construção de longos *pipelines*.

Através da pesquisa feita em algumas referências da especialidade, hoje em dia acredita-se que as FLNG serão uma opção viável no futuro devido às recém-desenvolvidas tecnologias de liquefação de gás em *offshore*, assim como tecnologias de descarga de LNG para outras instalações flutuantes (Mokhatab *et al.*, 2014). Contudo, a operação deste tipo de plataformas implica riscos, alguns deles ainda desconhecidos, uma vez que experiência existente é nula.

Dado o contexto do panorama energético mundial importa, pois, estudar quais os factores críticos de sucesso associados a um projecto desta envergadura.

Perante este quadro, surge a formulação de uma questão de investigação que orientará a presente dissertação:

Quais serão os principais factores críticos de sucesso de um projecto FLNG para indústria petrolífera?

Para responder a esta questão, outras sub-questões foram formuladas:

- O que é uma plataforma FLNG?
- Como se podem analisar os factores críticos de sucesso num projecto deste tipo?

O objectivo desta dissertação é a determinação dos factores críticos de sucesso num projecto de FLNG através da proposta e implementação de uma metodologia adequada.

Para obter respostas às questões de investigação e alcançar o objectivo proposto, o processo investigativo obedeceu às seguintes fases:

Em primeiro lugar, pretendeu-se compreender os motivos que estão subjacentes à procura na indústria deste tipo de solução para o futuro, objecto de descrição no capítulo 2.

Em seguida, procedeu-se a uma revisão literária relativamente aos conceitos de gestão de projecto, critérios de sucesso de um projecto e factores críticos de sucesso na gestão de projectos, nomeadamente de projectos envolvendo LNG.

Em terceiro lugar, elaborou-se e realizou-se uma entrevista semi-estruturada simultânea a três peritos acerca do tema em questão extraindo mais informação que, combinada com a informação obtida através da revisão literária, ocasionou a formulação de uma hipótese acerca dos factores críticos de sucesso que envolvem um projecto de FLNG.

Numa quarta fase foi efectuada uma pesquisa com recurso a um questionário enviado a profissionais com experiência na indústria petrolífera, de diferentes áreas, tendo como objectivo a obtenção de dados para posterior verificação da hipótese formulada anteriormente.

Em quinto lugar, efectuou-se a análise dos dados obtidos resultantes do questionário.

Por último, a partir da discussão de todos os dados obtidos, procedeu-se à elaboração das conclusões.

#### **1.4 Estrutura da tese**

No capítulo 2 far-se-á uma contextualização do problema em questão. Iniciar-se-á este capítulo com uma breve nota sobre a origem geológica do gás natural e como ele é processado e tratado através dos diferentes e complexos estágios dependendo da composição do gás oriundo do poço. Seguidamente será explicado como é obtido o LNG através do processo de liquefacção. Após esta breve introdução, far-se-á uma breve descrição da cadeia de abastecimento tradicional do LNG, da sua evolução e do mercado global de LNG, onde serão identificados os países do lado da procura bem como do lado da oferta. Serão descritas, muito sucintamente, as plataformas flutuantes *offshore* do tipo FPSO (do inglês *Floating Production Storage and Offloading*) e as centrais de produção de LNG. Finalmente será descrito o conceito de plataforma do tipo FLNG e os seus principais desafios quer no projecto, quer na sua operação.

O capítulo 3 iniciar-se-á com uma breve descrição relativamente ao conceito de projecto. Serão descritas as fases que envolvem a gestão de um projecto típico no âmbito do *Oil&Gas*. Seguidamente, será feita a distinção entre os factores de sucesso de um projecto e o sucesso de um projecto. Posteriormente, serão enumerados os factores críticos de sucesso, através de pesquisa literária, abrangendo inclusivamente projectos na indústria de petróleo. Finalmente, será elaborada uma sistematização através de um processo de selecção dos itens comuns e específicos. Esta sistematização tem como finalidade gerar uma hipótese de pesquisa inicial de um conjunto de factores críticos de sucesso para posterior utilização.

No capítulo 4 será descrita a metodologia usada neste trabalho. Depois de feita a sistematização dos factores críticos de sucesso será explicado o processo seguinte relativo às entrevistas presenciais semi-estruturadas com peritos na área em estudo. Finalmente, após uma reformulação dos factores críticos de sucesso resultante das entrevistas com peritos, será descrito o último passo da metodologia que consistirá na elaboração de um questionário *on-line*.

No capítulo 5 serão apresentados os resultados, as limitações do trabalho e sugestões para futuras pesquisas.

No capítulo 6 serão expostas as conclusões finais.

## 2 Contexto / caracterização do problema

Em primeiro lugar será feita uma contextualização sobre a origem do gás natural, sua composição química e seu processamento. Em seguida proceder-se-á a uma breve descrição da vantagem da utilização do gás natural liquefeito (LNG), do seu processamento e liquefacção bem como dos mercados do LNG no mundo.

Posteriormente serão descritos os principais desafios inerentes a este novo tipo de plataformas FLNG e as semelhanças e diferenças com projectos de unidades flutuantes de armazenamento e transferência FPSO e unidades de liquefacção *onshore* de LNG.

### 2.1 O gás natural

Antes de mais importa clarificar que, em sentido lato, o petróleo é uma mistura natural de hidrocarbonetos qualquer que seja o estado físico em que se encontrem (Gomes & Alves, 2011). Por outras palavras, o petróleo é um composto formado essencialmente por átomos de carbono e hidrogénio que em condições normais de pressão e temperatura podem ser gasosos, líquidos ou sólidos conforme a complexidade das suas moléculas (Partex - CPS, n.d.). Em sentido mais restrito, este termo é mais usado para referir hidrocarbonetos que ocorrem exclusivamente no estado líquido, constituindo o produto designado por petróleo bruto ou *crude oil* (Gomes & Alves, 2011). No que se refere aos hidrocarbonetos no estado gasoso constituem assim o gás natural e os que se apresentam no estado sólido são conhecidos por betumes e asfaltos (Gomes & Alves, 2011).

Apesar de ao longo dos anos a indústria petrolífera ter sido denominada, segundo uma expressão inglesa, de *Oil and Gas industry*, na verdade a indústria do petróleo bruto e a indústria do gás natural são bastante diferentes. De facto, petróleo bruto e o gás natural estão muitas vezes associados, mas a percentagem de um relativamente ao outro e a qualidade variam (Inkpenn & Moffet, 2011).

Constata-se que o gás natural é o combustível mais amigo do ambiente dentro da gama dos combustíveis fósseis com menos emissões de dióxido de carbono por unidade de energia e pode ser usado numa grande variedade de aplicações com uma eficiência relativamente alta.

É usado essencialmente para geração de energia em três sectores principais: consumo doméstico e comercial, consumo industrial e geração de energia. O factor principal que diferencia o petróleo bruto do gás natural é o seu transporte. Sendo o petróleo bruto um líquido, logo é facilmente transportável por camião, por comboio, por navio e por oleoduto (*pipeline*).

Ao contrário do petróleo bruto, o mercado do gás natural tem sido fundamentalmente regional, sendo necessária alguma proximidade entre fonte e o consumidor final, uma vez que para ser economicamente viável é necessário construir gasodutos e outras infra-estruturas. Assim, durante muitos anos, o gás descoberto durante a procura de petróleo, significava muitas vezes o abandono do poço devido à sua inviabilidade económica. Contudo este facto alterou-se devido à possibilidade

do gás natural ser liquefeito (LNG) tornando o transporte economicamente viável e transportável à escala global (Inkpenn & Moffet, 2011).

O gás natural pode ser encontrado na forma livre (gás natural não associado) ou associado (gás natural associado) em reservatórios naturais. Dependendo da localização e do tipo de reservatório de gás natural, a sua composição varia substancialmente. Primeiramente é composto por metano ( $\text{CH}_4$ ) seguido pelo etano ( $\text{C}_2\text{H}_6$ ), pelo propano ( $\text{C}_3\text{H}_8$ ), pelo butano ( $\text{C}_4\text{H}_{10}$ ), pelo pentano ( $\text{C}_5\text{H}_{12}$ ), pelo hexano ( $\text{C}_6\text{H}_{14}$ ) e pelo heptano ( $\text{C}_7\text{H}_{16}$ ). Outros compostos presentes no gás natural por vezes são gases inorgânicos tais como o dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), o oxigénio ( $\text{O}_2$ ), o nitrogénio ( $\text{N}_2$ ), o sulfato de hidrogénio ( $\text{H}_2\text{S}$ ) e vestígios de gases raros (Ar, He, Ne, Xe).

A tabela 1 mostra a composição química típica do gás natural.

**Tabela 1 – Composição química típica do gás natural**

Composto	Fracção molar
<b>Metano</b>	0,8407
<b>Etano</b>	0,0586
<b>Propano</b>	0,0220
<b>i-Butano</b>	0,0035
<b>n-Butano</b>	0,0058
<b>Pentano</b>	0,0027
<b>n-Pentano</b>	0,0025
<b>Hexano</b>	0,0028
<b>Heptano</b>	0,0076
<b>Dióxido de Carbono</b>	0,0130
<b>Sulfeto de Hidrogénio</b>	0,0063
<b>Nitrogénio</b>	0,0345
<b>Total</b>	1,0000

Os compostos inorgânicos tais como o nitrogénio, o dióxido de carbono e o sulfato de hidrogénio são compostos não desejados uma vez que não são combustíveis e causam certos tipos de problemas durante a produção de gás e seu processamento.

Dependendo da composição do gás, e principalmente da quantidade de compostos inorgânicos, o calor específico do gás natural varia normalmente entre 700 Btu (*British Thermal Unit*) /scf até 1.600 Btu/scf.

## 2.2 Origem geológica

Existe um consenso geral que o petróleo tem origem em restos de plantas e animais que se acumularam com outros sedimentos, formando as rochas sedimentares (Guo & Galambor, 2005). Conforme explica Costa e Silva (1997) o petróleo é formado a partir de matéria orgânica sedimentar que teve que se depositar num ambiente aquático com alta taxa de sedimentação para que o oxigénio não a pudesse destruir. A conversão desta matéria orgânica dá-se em três fases distintas. Relativamente à primeira fase, a diagénese, é uma fase que se desenvolve a baixas temperaturas onde é formado o precursor do petróleo, chamado querogénio. Durante esta fase é produzido o

metano biogénico produzido por acção bacteriológica. Este metano é o principal componente nos reservatórios de gás em acumulações pouco profundas.

Em relação à segunda fase, a catagénesis, é a fase em que a grande parte do óleo é formado a partir da alteração do querogénio. Além disso, a prolongada exposição a altas temperaturas causa a formação de *Wet Gas* ou gás húmido quer a partir do querogénio quer a partir da alteração termal dos hidrocarbonetos já produzidos.

Finalmente a metagénesis que representa a zona do *Dry Gas* ou gás seco em que o metano é produzido a partir das últimas fases da alteração do querogénio.

As ocorrências do gás natural podem ter origem a partir de um sistema petrolífero convencional ou de um sistema não convencional em que, apesar de serem sistemas diferentes, os reservatórios onde o gás natural se encontra têm origem sedimentar, sendo o gás natural neles contido semelhante.

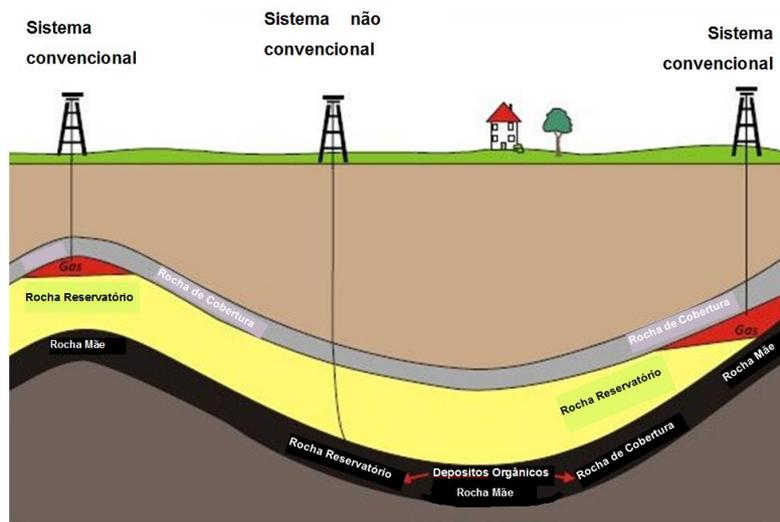
Num sistema petrolífero convencional, (ver Figura 2), os reservatórios possuem propriedades e características bem definidas, com utilização de métodos de recuperação convencionais de exploração e produção. A acumulação de petróleo é o resultado da combinação de vários factores no tempo e no espaço, bastando que um deles não se verifique para que a formação de petróleo não ocorra. Um factor essencial é a existência de depósitos na chamada rocha mãe ou rocha geradora, sendo esta geralmente uma rocha sedimentar como, por exemplo, o xisto argiloso com um mínimo de 5% de matéria orgânica.

O calor a que os depósitos de matéria orgânica estão sujeitos ao longo do tempo e que pode atingir centenas de milhões de anos, é outro dos factores essenciais à formação de petróleo. O calor aumenta com a profundidade da terra, onde a temperatura mínima para a formação de petróleo se situa por volta dos 65 °C e ocorre a uma profundidade de cerca de 7000 pés ou seja, 2.130 metros. A profundidades maiores, uma vez que o calor aumenta alcançando por vezes os 150 °C, pode resultar na formação de gás natural.

Após a expulsão destes depósitos da rocha mãe, o petróleo e o gás migram e acumulam-se numa rocha clástica ou carbonatada sendo esta simultaneamente porosa e permeável, a chamada rocha reservatório. Finalmente, para que esta acumulação na rocha reservatório seja bem-sucedida são ainda necessárias uma rocha de cobertura e uma armadilha. A rocha de cobertura, que geralmente é de natureza argilosa, calcário-argilosa ou salífera bem como a armadilha que pode ser estrutural, estratigráfica ou uma combinação das duas, impedem que a migração dos hidrocarbonetos tenha continuidade no tempo e no espaço geológico (Partex - CPS, n.d.).

Já num sistema petrolífero não convencional (ver Figura 2) todo o processo difere substancialmente uma vez que num sistema deste tipo a migração da rocha mãe para a rocha reservatório não ocorre. Os hidrocarbonetos permaneceram confinados nos micróporos e fracturas devido à muito baixa permeabilidade da rocha mãe. Assim toda a acumulação de hidrocarbonetos permaneceu na rocha mãe, funcionando esta simultaneamente como rocha reservatório. Deste modo, toda a sequência

geológica de formação com os factores presentes no modelo convencional acima descritos, não se verifique e daí o modelo do sistema petrolífero não convencional ser muito diferente do convencional. Os tipos de recursos não renováveis desta categoria estão o *tight gas*, o *tight oil*, o *shale gas*, o *shale oil*, *coalbed methane* (hidratos de gás, além das areais betuminosas presentes sobretudo no Canadá), (Jacomo, 2014).



**Figura 2- Sistemas petrolíferos convencionais e não convencionais (adaptado de: [www.taylorgeoservices.com](http://www.taylorgeoservices.com))**

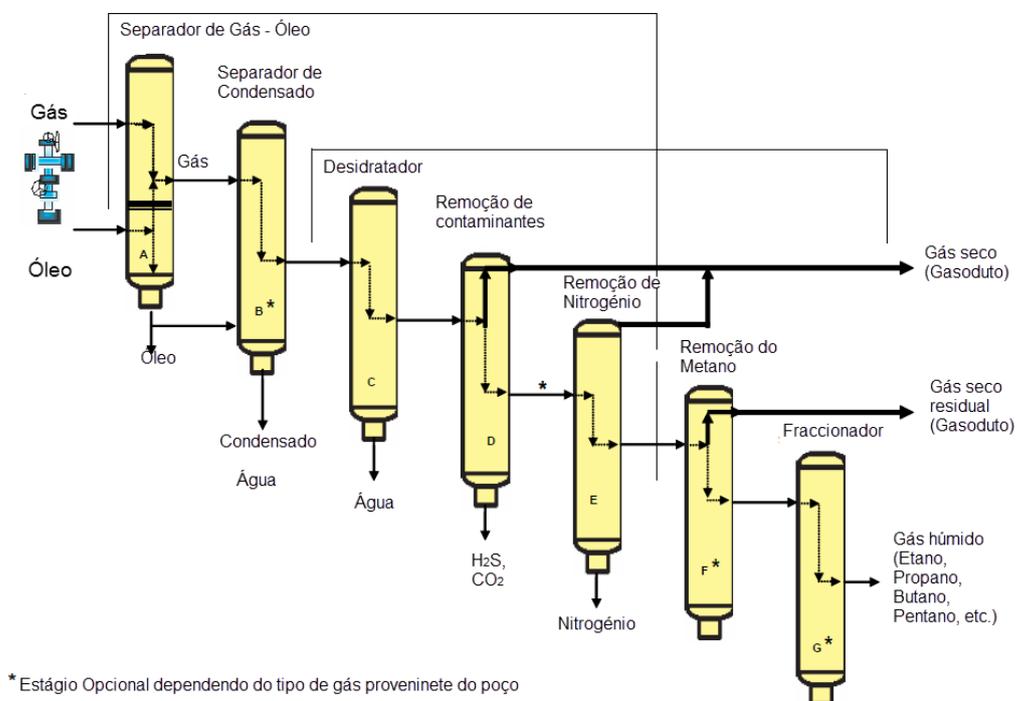
### 2.3 Processamento e tratamento

Conforme descrito anteriormente, o gás natural produzido a partir de reservatórios de petróleo bruto ou de gás é uma complexa mistura de hidrocarbonetos, na sua maioria por metano e por outros compostos inorgânicos e daí a composição do gás variar consoante a localização e o tipo de reservatório. Assim, apesar dos critérios de qualidade do gás para ser vendido ao cliente final variarem, dependendo dos gasodutos onde o gás é transportado, existem alguns critérios mínimos para que o gás tenha valor comercial. Por exemplo, para o caso dos Estados Unidos, genericamente esses critérios são (EIA, 2006):

- Tem que estar compreendido num intervalo de Btu (*British Thermal Unit*). Por exemplo, nos Estados Unidos, esta gama deve estar compreendida entre  $1\ 035 \pm 50$  Btu/scf à pressão de 1 atm e temperatura de 60 °F;
- Deve ser entregue com um ponto de condensação específico a uma determinada temperatura para prevenir a formação de líquidos devido à condensação e podendo assim danificar os gasodutos;
- Não deve conter mais do que determinadas quantidades de certos elementos químicos tais como hidrogénio, dióxido de carbono, nitrogénio, vapor de água e oxigénio;
- Deve ser removido vapor de água suficiente para prevenir a corrosão e a formação de hidratos de gás no local de processamento ou nos gasodutos;
- Devem ser removidas todas as partículas sólidas.

Para que estes critérios mínimos se verifiquem são necessárias operações de processamento e tratamento, ou seja, a limpeza do gás oriundo do poço para que este seja aceite pelo cliente final. No caso de não serem respeitadas estas especificações mínimas ocorrem problemas relacionados com a operação e com os equipamentos usados ao longo da cadeia de processamento e tratamento, até ao transporte.

Assim, toda a parte de processamento e tratamento do gás natural desde o poço até momento do seu transporte por gasoduto tem que passar diferentes e complexos estágios dependendo da composição do gás oriundo do poço. A figura 3 ilustra um esquema muito geral que representa as fases no processamento e tratamento do gás natural.



**Figura 3 – Esquema do processamento e tratamento do gás natural (adaptado) (EIA, 2006)**

Muito resumidamente, as diferentes fases de processamento do gás natural são as seguintes (EIA, 2006):

A) Separadores de Gás-Petróleo bruto: em muitos casos com a diminuição de pressão à cabeça do poço dá-se um processo natural de separação por gravidade entre os gases e o petróleo bruto que é mais pesado;

B) Separador de condensado: o condensado é muitas vezes removido da corrente de gás junto à cabeça do poço através de separadores mecânicos.

C) Desidratação: a desidratação é um processo para retirar água produzida que vem associada ao gás natural. A sua presença é indesejável por várias razões entre as quais formação de hidratos e aceleração da corrosão dos componentes dos diversos sistemas. Em certas condições específicas, estes compostos cristalinos formam-se e nos quais, as moléculas de água, associadas umas às outras através de pontes de hidrogénio, encapsulam moléculas de gás. Exemplos de gases que formam hidratos incluem o metano, etano, propano, butano, CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub>S, que são constituintes comuns do gás natural. Tipicamente, moléculas maiores que o butano não formam hidratos. A presença destes cria problemas operacionais uma vez que, quando crescem bloqueiam, parcial ou totalmente, linhas, válvulas e equipamentos diversos.

Para a desidratação do gás são utilizadas colunas de absorção onde o gás flui em contracorrente a uma solução de glicol, de grande poder higroscópico, que é posteriormente regenerada através de aquecimento numa coluna de esgotamento em menor pressão, retornando ao processo. Uma outra tecnologia de desidratação consiste na adsorção, realizada com materiais que apresentem, entre outras características, grande área de superfície e afinidade pela água, como a alumina, sílica-gel e as peneiras moleculares. Este material adsorvente é regenerado por acção do calor quando saturado de água (Sant'Anna, 2005).

D) Remoção de contaminantes: a remoção de contaminantes inclui a eliminação de sulfato de hidrogénio, dióxido de carbono, vapor de água, hélio e oxigénio. A remoção dos gases ácidos (*gas sweetening*) é importante uma vez que estes gases provocam problemas de corrosão nos equipamentos. A técnica mais comum é a passagem do fluído através de uma torre que contém uma solução de amina. As aminas absorvem os compostos de enxofre provenientes do gás natural e podem ser reusadas. Depois da dessulfurização, é feita uma filtragem do gás onde são também removidas partículas sólidas contaminantes através da gravidade. Posteriormente, o gás é centrifugado onde se separam novamente pequenas partículas e quantidades de água.

E) Remoção de nitrogénio;

F) Separação de Metano;

G) Fraccionamento: nesta fase são separados os vários componentes dos hidrocarbonetos líquidos presentes no gás natural através dos diferentes pontos de ebulição de cada um dos líquidos. O processo ocorre em diferentes estágios à medida que o gás sobe através de uma torre onde, por meio do aquecimento da corrente de gás, faz com que os diferentes líquidos se separem.

De salientar que o processamento e tratamento do gás natural, antes de ser distribuído para o cliente final, depende da composição do gás natural sendo que quanto maior for a fracção molar entre os diferentes componentes e o metano, maior é a exigência do processamento e tratamento.

## **2.4 O que é o LNG**

Apesar de no século XIX ter sido a primeira vez que se conseguiu fazer a liquefacção do metano, só em 1939 entrou em operação a primeira central de liquefacção de metano para efeitos comerciais,

onde o *Liquefied Natural Gas* (LNG) era contido em reservatórios à pressão atmosférica. Em Janeiro de 1959, deu-se a primeira viagem de transporte de LNG de Lake Charles, no Louisiana para Canvey Island, no Reino Unido através do navio *The Methane Pioneer*, demonstrando que era possível transportar grandes quantidades de LNG de uma forma segura através do mar (Tusiani & Shearer, 2007).

Tal como o próprio nome indica, o LNG consiste essencialmente em metano (CH<sub>4</sub>), com pequenas quantidades de outros hidrocarbonetos leves, tais como o etano, o propano e o butano no estado líquido (-162 °C) que, desta forma, se torna possível armazenar e transportar de um modo economicamente viável.

O metano quando é arrefecido até esta temperatura contrai cerca de 600 vezes o seu volume original, dando origem a um líquido criogénico que, à pressão atmosférica, se revela inodoro, sem cor, não corrosivo e com um grande rácio de energia e volume (Mokhatab *et al.*, 2014).

Para se ter um conhecimento básico acerca do LNG importa analisar primeiro as suas propriedades químicas e físicas, que acabam por ser um elemento essencial para conhecer, de uma forma rigorosa, os potenciais perigos do LNG.

As propriedades do LNG variam conforme a sua composição (Tabela 2), pois dependem do tipo de reservatório de onde o gás foi produzido, assim como do seu processamento até à liquefacção. O LNG é composto essencialmente por metano, entre 87% mol e 99% mol e outros hidrocarbonetos leves, nitrogénio, pequenas quantidades de enxofre e de dióxido de carbono (Mokhatab *et al.*, 2014).

**Tabela 2 - Composição do LNG em diferentes localizações (Mokhatab *et al.*, 2014)**

Componente mol %	Nigeria LNG	Arun LNG	Brunei LNG	Oman LNG	Atlantic LNG	Kenai LNG
<b>Metano</b>	87,9	88,48	89,4	90	95	99,8
<b>Etano</b>	5,5	8,36	6,3	6,35	4,6	0,1
<b>Propano</b>	4	1,56	2,8	0,15	0,38	0
<b>Butano</b>	2,5	1,56	1,3	2,5	0	0
<b>Nitrogénio</b>	0,1	0,04	0,2	1	0,2	0,1

Quando o LNG é vaporizado e usado como combustível sob a forma de gás natural, emite muito pequenas quantidades de partículas e de carbono, quando comparado com outros combustíveis de origem fóssil. Os produtos resultantes da combustão de LNG quase não contêm óxidos de enxofre e muito baixos níveis de óxidos de nitrogénio, o que faz com que o LNG seja uma fonte de energia bastante limpa. Apesar do LNG não ser tóxico, em locais não ventilados pode causar asfixia por falta de oxigénio. O LNG é também inflamável, dependendo da sua concentração quando misturado com o ar (Mokhatab *et al.*, 2014).

O ponto de ebulição do LNG varia consoante a sua composição, sendo normalmente aos -162 °C. A densidade do LNG situa-se entre 430 kg/m<sup>3</sup> e os 470 kg/m<sup>3</sup>, ou seja menos de metade da densidade da água.

Quando derramado em água, o LNG flutua devido à menor densidade da água e vaporiza-se rapidamente. Inicialmente os vapores de LNG são mais pesados que o ar e têm tendência a estar sempre a um nível baixo. No entanto, à medida que os vapores começam a aquecer e atingem uma temperatura de cerca de  $-75\text{ }^{\circ}\text{C}$ , a sua densidade torna-se mais leve que o ar e sobem. Em espaço aberto, estes vapores de LNG quando misturados com o ar podem ser levados pelo vento podendo formar uma nuvem de vapores inflamável ou explosiva. Os limites da inflamabilidade situam-se entre os 5 % e os 15% por volume de ar. Fora destes limites, a mistura de gás com o ar é não inflamável (Mokhatab *et al.*, 2014).

### 2.4.1 Liquefacção

Uma central de produção de LNG tem que ser projectada para satisfazer as especificações requeridas nos contratos de fornecimento e ao mesmo tempo tem que satisfazer as regulamentações relevantes do país em que será instalada. Uma central de liquefacção consiste num processo complexo entre diferentes estágios onde existem certas limitações. Nesta secção serão descritos muito sucintamente os diferentes estágios de uma central de liquefacção, cujo processo se apresenta na Figura 4.

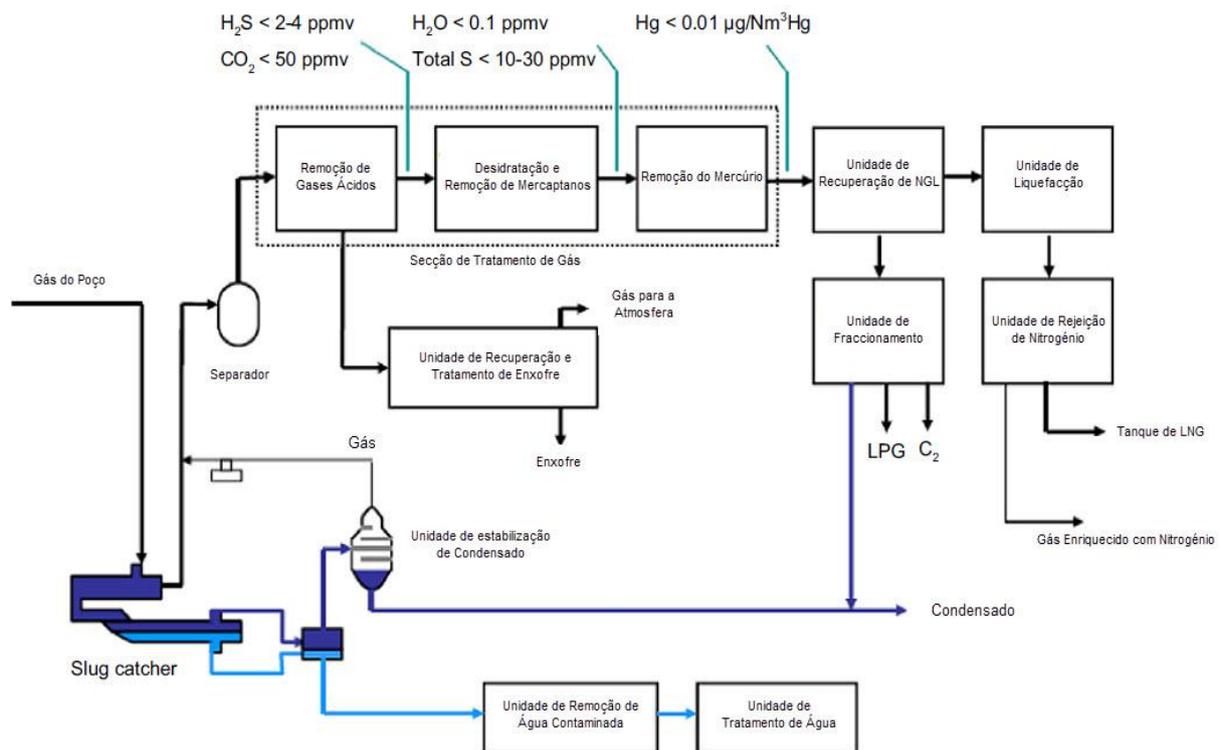


Figura 4 – Esquema de uma central de produção de LNG (adaptado de Mokhatab *et al.*, 2014)

#### 2.4.1.1 Separação inicial (Slug catcher)

Como foi explicado na secção anterior, o gás natural proveniente do poço contém água, e outros contaminantes sendo necessária a sua remoção. Neste processo de separação é usado um depósito

onde a separação se dá por gravidade devido às diferentes densidades dos diferentes fluidos, ou seja, o gás, os hidrocarbonetos líquidos como por exemplo, o condensado e água.

#### **2.4.1.2 Unidade de estabilização e tratamento de condensado**

O condensado, que também é muitas vezes chamado gasolina natural é geralmente composto por pentanos ( $C_5H_{12}$ ) e outros compostos mais pesados. Após a separação inicial, este contém outros hidrocarbonetos líquidos dissolvidos assim como o  $H_2S$  que devem ser removidos para que o condensado possua as especificações contratuais. Uma unidade de estabilização de condensado normalmente processa o condensado com 4 ppm de  $H_2S$  e com um RVP (*Reid Vapor Pressure*) entre 8 a 12 psi. A função da unidade de tratamento do condensado é de remover os compostos de enxofre do condensado para que cumpra uma especificação de cerca de 50 ppmw de enxofre total.

#### **2.4.1.3 Tratamento do gás**

Numa central de produção de LNG a parte do tratamento do gás é crucial uma vez que é esta que permite purificar o gás para os níveis requeridos, de acordo com a especificação para se produzir a liquefacção do gás. Os níveis máximos de aceitação para o  $H_2S$  são de 4 ppmv, para o  $CO_2$  de 50 ppmv, para o nível de enxofre total de 30 ppmv, para a água de 0,1 ppmv e de mercúrio níveis de  $0,01mg/Nm^3$ .

#### **2.4.1.4 Remoção de gases ácidos (*Gas Sweetening*)**

A unidade de remoção de gases ácidos, AGRU, sigla inglesa para *Acid Gas Removal Unit* remove principalmente compostos ácidos tais como o  $H_2S$  e o  $CO_2$  do gás vindo do poço. Para a produção de LNG, o  $CO_2$  tem que ser removido para níveis entre a 50 ppmv e 100 ppmv para evitar o congelamento nos permutadores de calor criogénicos. Em relação ao  $H_2S$ , este deve ser removido para níveis de 4 ppmv. Relativamente aos COS, mercaptanos e outros compostos orgânicos de enxofre que contribuem para emissões gasosas de enxofre todos eles têm que ser igualmente removidos. No entanto, devido às restrições ambientais cada vez mais limitadas nas emissões de enxofre, a unidade AGRU não consegue por si só remover todos os componentes sendo necessário que estes compostos passem por outros processos. A selecção do processo na remoção dos gases ácidos pode ter um impacto financeiro significativo, principalmente quando o gás oriundo do poço contém altos níveis de enxofre (*sour gas*).

#### **2.4.1.5 Desidratação e remoção de mercaptanos**

O passo seguinte no tratamento do gás consiste num processo de peneiras moleculares projectadas para remover água até um valor de 0,1 ppmv e os mercaptanos até valores entre 2 e 3 ppmv. Quando é usado o processo de peneiras moleculares na remoção dos mercaptanos a água tem que ser removida em primeiro lugar.

#### **2.4.1.6 Unidade de remoção de mercúrio**

Quase todas as centrais de produção de LNG possuem um dispositivo e remoção de mercúrio devido à alta imprevisibilidade da quantidade de mercúrio esperada no gás vindo do poço. A remoção do mercúrio do gás é muito importante devido à corrosão que este pode provocar nos permutadores de calor construídos em ligas de alumínio usados posteriormente nos sistemas criogénicos como também pode provocar danos ambientais e na segurança. Por esta razão as centrais de produção de LNG são projectadas para uma remoção do mercúrio até valores máximos de 0,01mg/Nm<sup>3</sup>.

#### **2.4.1.7 Unidade de recuperação de enxofre**

Numa unidade de tratamento de gás, os gases ácidos contêm quantidades significativas de H<sub>2</sub>S que necessitam de um tratamento mais intensivo uma vez que não podem ser expelidos para atmosfera. No passado, o gás ácido eram normalmente injectados nas formações, mas muita pesquisa tem indicado que este tipo de prática, devido ao teor de compostos de enxofre, provocava danos nos reservatórios a longo prazo. Nos dias de hoje, os gases ácidos são processados numa unidade de remoção de forma a retirar o teor de enxofre para cerca de 99,9% de forma a cumprir com as normas de emissões. Para alcançar esta tarefa muitas tecnologias estão disponíveis com diferentes níveis de *performance* em termos de operação e de resultados. A selecção da tecnologia para a remoção depende principalmente da composição do gás oriundo do poço.

#### **2.4.1.8 Unidade de recuperação de NGL**

Em quase todas as unidades de processamento de gás natural, os componentes de C<sub>5</sub>+ são separados na unidade de estabilização de condensado para posterior venda de um líquido de alto valor. O gás residual resultante desta separação não pode ser enviado directamente pelo gasoduto uma vez que ainda contém quantidades apreciáveis de outros compostos de hidrocarbonetos mais pesados, tais como o gás de petróleo liquefeito (do inglês *liquefied petroleum gas* – LPG) tipicamente composto por butano e propano ou uma mistura dos dois. Ocorrem problemas quando há uma condensação deste tipo de hidrocarbonetos e a temperatura diminui nas tubagens ou gasodutos. No passado, vários acidentes aconteceram em gasodutos localizados em zonas rurais quando as unidades de processamento não separavam este tipo de compostos. Por esta razão, o ponto de condensação do gás que passa nos gasodutos é cuidadosamente avaliado sendo obrigatório que este esteja a uma temperatura mais baixa que a temperatura mínima ambiente, para evitar que o gás, sendo transportado no gasoduto, condense.

Nas unidades de processamento de gás modernas, com o avanço da tecnologia, a remoção de componentes do LPG e inclusive do etano, é bastante eficiente e é economicamente viável. A maior parte das unidades modernas nos dias de hoje consegue recuperar cerca de 99% de propano e perto de 90 % para o etano dependendo da composição do gás. Os processos de recuperação de NGL (do inglês *Natural Gas Liquid*), que são os líquidos extraídos do gás natural, podem ser classificados em diferentes tipos: o processo *lean*, o processo Joule-Thomson, o processo de refrigeração e o

processo turbo-expansor. A selecção de cada um destes processos na recuperação de NGL depende de vários factores entre os quais está a composição do gás e as condições do mercado para os vários líquidos.

#### **2.4.1.9 Unidade de fraccionamento do NGL**

Depois de todos os componentes do gás natural líquido terem sido removidos, estes têm que ser fraccionados em cada um dos seus componentes na sua forma pura de forma a adquirir mais valor comercial. Este fraccionamento ocorre através do aquecimento do NGL tendo em conta os diferentes pontos de ebulição de cada um dos compostos existentes no NGL. À medida que o NGL é aquecido, o composto mais leve entra em ebulição a uma temperatura mais baixa e separa-se ao evaporar. Seguidamente é condensado extraíndo o líquido no seu estado puro. O NGL mais pesado é assim passado para uma segunda torre de separação onde o processo é repetido. Todo este processo é repetido até todo o NGL estar separado nos seus diferentes componentes.

#### **2.4.1.10 Liquefacção do Gás Natural**

Finalmente o metano já separado do NGL entra numa unidade de liquefacção que o arrefece e torna-o líquido praticamente à pressão atmosférica. A tecnologia de liquefacção é baseada nos mesmos princípios de um ciclo de refrigeração onde um líquido refrigerante é sucessivamente comprimido e expandido o que permite remover o calor do metano e transferi-lo para o meio ambiente. Um grande número de processos de liquefacção tem sido desenvolvido com diferenças principalmente no fluido refrigerante e nas configurações dos circuitos de refrigeração, com implicações nos custos de capital e de operação assim como na segurança.

Depois da liquefacção é necessária uma unidade de remoção de nitrogénio se o LNG possuir valores de nitrogénio acima da especificação, normalmente a 1% mole para remover esse excesso de nitrogénio

### **2.5 O mercado global de LNG**

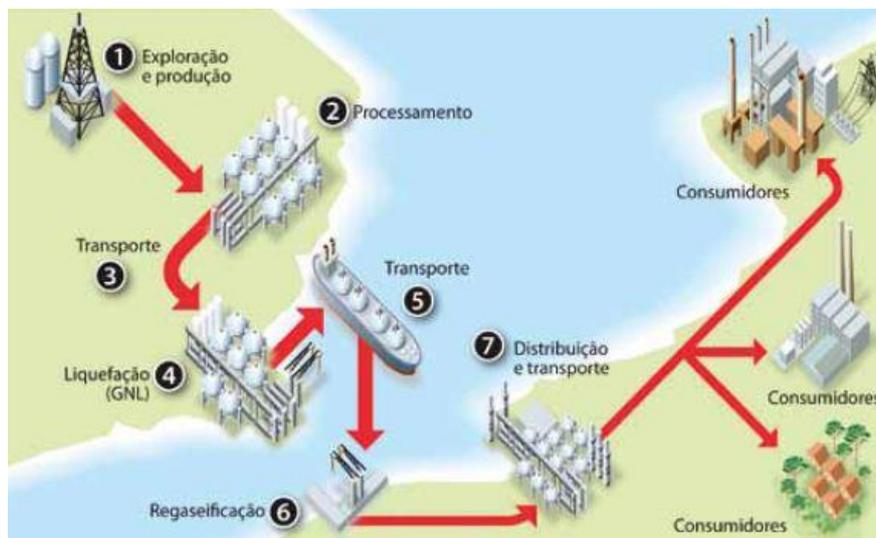
#### **2.5.1 O LNG e a sua cadeia logística tradicional**

À medida que a indústria do LNG tem ganho maiores dimensões, apareceram diferentes tipos de modelo de negócio, com maior flexibilidade no que diz respeito a contratos de fornecimento a curto prazo. No entanto, para que o fornecimento de gás através do LNG seja uma realidade, é necessário que existam contratos assegurados entre todos os intervenientes que operam e controlam as infra-estruturas ao longo da cadeia.

Em alguns projectos de liquefacção, com início nos anos 90, existiram algumas mudanças no que diz respeito às posições tradicionalmente ocupadas por alguns dos intervenientes, havendo maior participação destes noutras partes da cadeia de fornecimento. Foi o caso dos projectos no Qatar, em Oman, Trinidad, entre outros. São também exemplos as companhias de electricidade estatais em

países da Ásia que adquiriram posições na área do *upstream* do LNG, enquanto que companhias de petróleo e gás adquiriram posições na área do transporte, da regaseificação e da distribuição.

Assim, para tornar o LNG disponível para comercialização, as companhias investem num número de infra-estruturas ficando umas dependentes das outras, partilhando o risco. Os principais componentes de uma cadeia logística tradicional, incluindo as ligações por gasoduto, são conforme se ilustra na figura 5.



**Figura 5– A cadeia logística tradicional do LNG (fonte: ANP, (2010))**

Segundo a ANP (2010), a produção de LNG justifica-se quando as quantidades a serem transportadas ou as distâncias entre os locais de produção e os de consumo são tais, que se torna economicamente inviável o transporte do gás natural, via gasoduto. Nestes casos, a cadeia de valor do LNG tradicional implica as seguintes actividades: 1) exploração, produção; 2) processamento do gás natural; 3) transporte; 4) liquefação; 5) transporte; 6) regaseificação; 7) distribuição ao mercado consumidor (Transportes, Indústria, Aquecimento, Geração de Electricidade).

As FLNG, plataformas flutuantes, vieram mudar a cadeia logística tradicional e conseqüentemente o modelo de negócio. A possibilidade de extrair gás natural sem precisar de investir em infra-estruturas em terra (*onshore*) que implicam grandes quantidades de capital sem a exposição aos riscos geopolíticos e de segurança, poderá trazer muitas vantagens. Assim, no futuro a cadeia logística do LNG poderá evoluir para uma cadeia logística de LNG exclusivamente em ambiente *offshore*. Neste tipo de cadeia uma plataforma FLNG fará a extração, processamento, liquefacção e trasfega do gás para um navio LNG que por sua vez levará este LNG para uma outra plataforma de regaseificação junto a terra noutra região do mundo que fará a distribuição do gás pela rede de gasodutos para os consumidores finais.

## 2.5.2 O comércio de LNG a nível global

De acordo com a *Internacional Gas Union* (2018) a quantidade total de LNG comercializado no mundo foi de 293,1 Toneladas Métricas (do inglês *Metric Tonnes* – MT) em 2017, ou seja mais 35,2 MT do que em 2016. No total, 18 países exportaram LNG em 2018, mais um país do que em 2015 (figura 6).

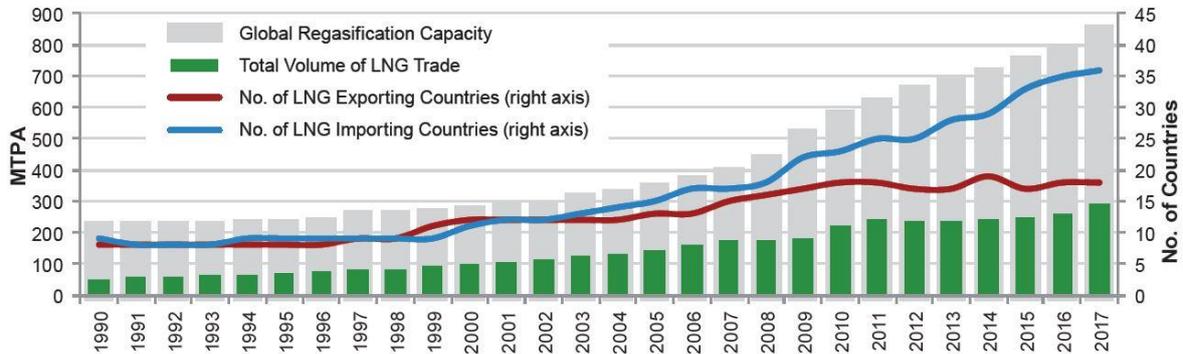
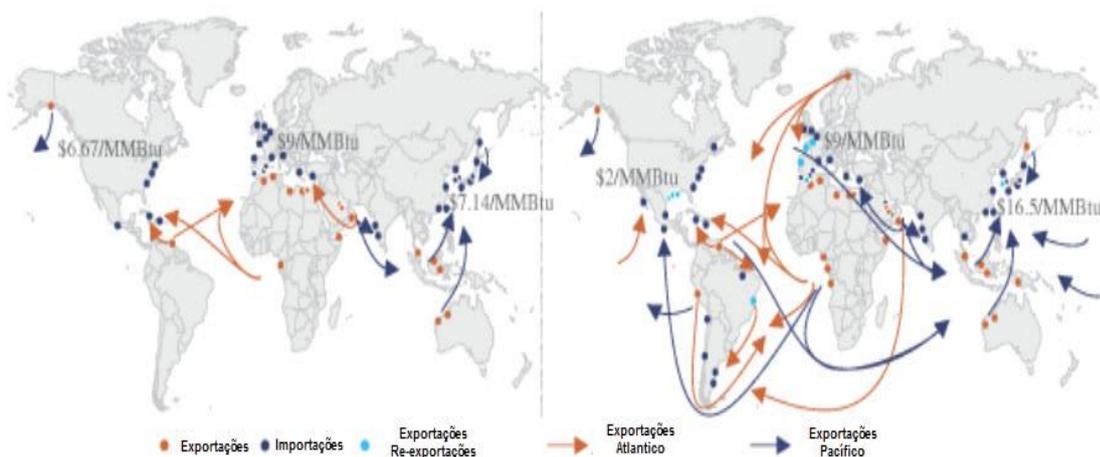


Figura 6 - O comércio de LNG entre 1990 e 2017 (International Gas Union, 2018)

A procura de LNG tem estado quase sempre em sintonia com a procura. Contudo, existem outros factores que afectam os desequilíbrios na procura e oferta tais como eventos sazonais e eventos surpresa. Por exemplo, uma vez que existem mais consumidores no hemisfério Norte, esta zona tem tendência para ter maior procura durante o Inverno. No entanto, conforme referido pelo relatório da Shell, o LNG tem ajudado a resolver algumas das incertezas no mercado do gás a nível mundial, sendo de destacar: o declínio de alguns países produtores, interrupções no abastecimento por gasoduto, queda da produção de energia nuclear, sazonalidade de produção de energia hidroeléctrica e intermitência das energias renováveis (Shell, 2018).

Tradicionalmente o LNG era transportado da fonte para o mercado através de navios dedicados a este transporte e através de contrato a longo prazo. Mais recentemente, cada vez mais existe LNG a ser comercializado à escala global onde existe procura. Conforme se pode ver no gráfico da figura 7, em 2006, o LNG era quase sempre transportado para zonas distintas do globo, à excepção do gás oriundo do Qatar: na zona oeste e na zona Leste do Canal do Suez. Contudo, em 2013 nota-se uma grande diferença de deslocações de cargas de LNG à escala global com a construção de diversos terminais, incluindo plataformas do tipo *Floating Storage Regasification Unit* (FRSU) e *Floating Storage Unit* (FSU) em várias zonas do mundo. Aumentaram também o número de cargas em contrato de curto prazo e no mercado *spot*.

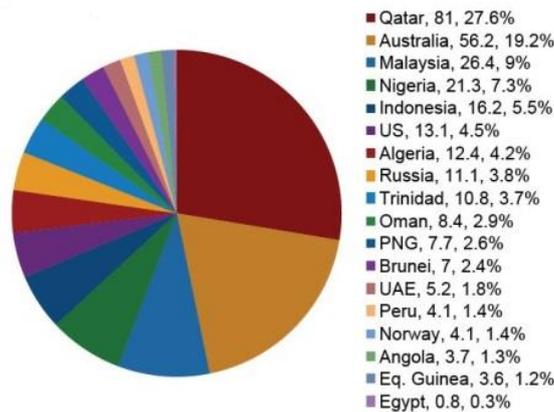


**Figura 7 – Evolução do comércio global de LNG (UNITED STATES SECURITIES AND EXCHANGE COMMISSION, HÖEGH LNG PARTNERS LP)**

### 2.5.3 Procura vs. Oferta

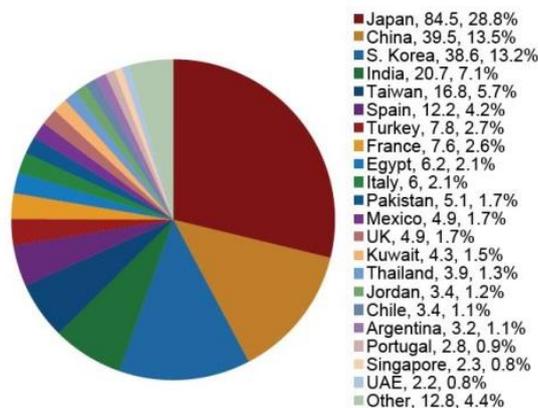
Historicamente, a maioria da comercialização de LNG tem sido sobretudo na zona do Ásia-Pacífico. No entanto, a entrada no mercado do LNG proveniente do Qatar, no final dos anos 90, permitiu ao Médio-Oriente alcançar uma grande relevância no comércio de LNG mundial. Enquanto a zona do Extremo-Oriente fornecia cerca de 31 % do LNG à escala global, as exportações provenientes do Médio-Oriente atingiram cerca de 41% do LNG fornecido mundialmente, pois só o Qatar fornecia cerca de um terço do LNG mundial.

Do lado da oferta, em 2017 o número de países exportadores de LNG (figura 8) foram dezoito, os mesmos que em 2016. Em 2016 importa referir que Angola e Egipto voltaram novamente a produzir LNG. O incremento na oferta adveio maioritariamente das bacias sedimentares do Atlântico e do Pacífico, com 11.9 MT e 11.2 MT adicionais provenientes dos Estados Unidos e da Austrália respectivamente. O Iémen, que exportou LNG na primeira metade de 2015 não exportou nenhuma carga de LNG em 2016 nem 2017 devido à instabilidade política no país. Relativamente aos Estados Unidos, que exportava LNG através de planta de liquefação *Kenai LNG*, no Alasca, começou em 2016 a exportar através do Golfo do México da central de liquefação *Sabine Pass LNG*, aumentou consideravelmente a sua produção. Concluindo, com exportações de cerca de 81 MT, o Qatar continua a ser o maior exportador mundial de LNG, conforme ilustra a figura 8, posição que ocupa desde há mais de uma década.



**Figura 8 - Países exportadores e respectiva quota de mercado em 2017 (International Gas Union, 2018)**

Por sua vez, do lado da procura, entre 2008 e 2013, onze países juntaram-se ao grupo de países importadores de LNG onde se incluem o Brasil, Canadá, Chile, Indonésia, Israel, Kuwait, Malásia, Holanda, Singapura, Tailândia e os Emirados Árabes Unidos. Em 2014 apenas a Lituânia entrou no mercado como importadora de LNG e em 2015 juntaram-se o Egípto, a Jordânia, o Paquistão e a Polónia, originando uma maior diversificação de países importadores de LNG. Em 2016, foi a vez da Jamaica e da Colômbia importarem, pela primeira vez, LNG (IGU, 2017) No ano de 2017 o grande aumento no consumo originou dos países da Ásia, nomeadamente a China e a Coreia do Sul com um aumento de 12.7 MT e 4.9 respectivamente. No entanto, os mercados da Ásia e da Ásia-Pacífico continuaram a ser os maiores mercados de importação de LNG de toda a procura mundial com mais de 50 % da procura mundial (IGU, 2018), conforme ilustra a figura 9.



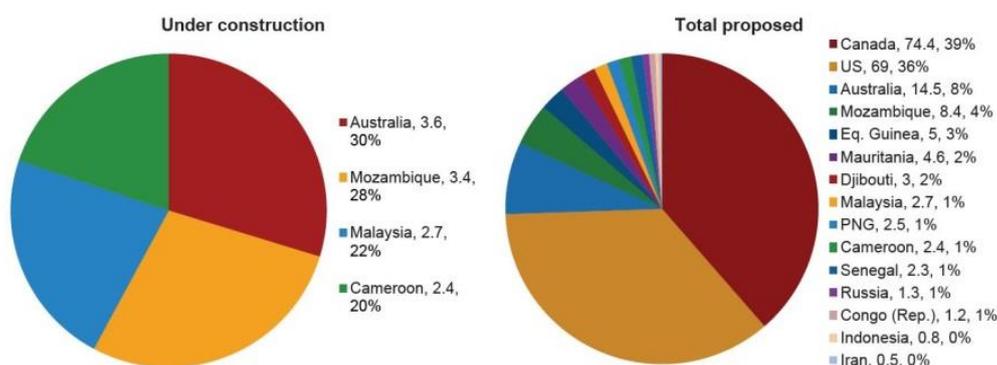
**Figura 9 - Países importadores e respectiva quota de mercado em 2017 (International Gas Union, 2018)**

## 2.6 FLNG – Floating Liquefied Natural Gas

Este tipo de plataformas contém unidades de processamento e de liquefacção de gás bem como um sistema de armazenamento. Unidades deste tipo podem ter um sistema de ancoragem fixo ou do tipo *weathervane*, conforme descrito em seguida no caso das FPSO, permitindo a rotação livre da plataforma em função das condições meteorológicas e oceanográficas. No convés principal ficam instalados os *topsides* com o equipamento de processamento e de liquefacção. O gás oriundo do

poço entra na plataforma através dos *risers* e é canalizado para os *topsides* através do *turret*, se for o caso. O LNG é depois transferido para um navio aliviador LNG através de mangueiras. Para providenciar a habitabilidade de toda a tripulação, salas de controlo, salas de reuniões entre outros espaços, estes podem ficar localizados numa das extremidades da plataforma.

De acordo com a IGU (2018), existiam quatro projectos de FLNG em construção e outros em desenvolvimento. Destes quatro projectos, em construção na Austrália, Malásia, Camarões e Moçambique espera-se uma capacidade adicional ao mercado de oferta de 10,9 MTPA até 2022. No entanto, até Março de 2018, outras vinte e quatro propostas de projectos de FLNG, com um total de produção de 180,5 MTPA foram anunciadas. Quase 80 % desta produção está localizada no Canadá (74.4 MTPA) e nos Estados Unidos (69 MTPA) com localizações nos Austrália, República do Congo, Djibuti, Guiné Equatorial, Indonésia, Irão, Mauritânia e Senegal, Moçambique, Papua Nova-Guiné e Rússia (IGU, 2018) - ver figura 10.



**Figura 10 - Projectos de FLNG em construção e em desenvolvimento, capacidade por país em MTPA e quota de produção (International Gas Union, 2018)**

Apesar de uma plataforma de produção de FLNG possuir muitas características e desafios semelhantes aos projectos de FPSO e de LNG, importa referir que ainda existem actualmente muitos reptos desconhecidos. Assim, neste enquadramento, será feita uma breve introdução acerca dos desafios existentes tanto nas plataformas de produção FPSO como nos projectos de LNG assim como os principais desafios conhecidos numa plataforma FLNG.

### 2.6.1 FPSO

A era das plataformas de produção flutuantes começou em 1975 com a conversão de uma plataforma de perfuração semi-submersível, a *Transworld 58*, ao entrar em funcionamento no mar do Norte, mais concretamente no campo *Argyll*, no *offshore* do Reino Unido. Dois anos depois, a primeira FPSO *Shell Castellon* entrou em funcionamento no campo com o mesmo nome no Mar Mediterrâneo (Chakrabarti, 2005).

As plataformas *offshore* podem ser classificadas pelos seus parâmetros interdependentes, ou seja, quanto à sua função ou quanto à sua configuração. Assim, nesta secção far-se-á uma descrição das plataformas FPSO utilizadas na produção assim como os critérios essenciais na escolha das mesmas.

Um dos principais factores a ter em conta em ambiente *offshore*, é sem dúvida a profundidade a que a plataforma vai operar. Tal como descrito por Morais (2013), nas actividades de exploração e produção de petróleo, as medidas de profundidade no mar, isto é, a distância vertical entre a superfície do mar e o solo marinho ou lâmina de água, são definidas em três níveis: águas rasas - até 300 metros; águas profundas - entre 300 a 1,500 metros; e águas ultra-profundas - igual/acima de 1.500 metros. Existe um consenso na indústria no que se refere a esta classificação, apesar de terem sido encontrados, depois de alguma pesquisa, outros valores na classificação. A grandeza da lâmina de água expectável na operação a realizar, independentemente da função da plataforma, é um dos elementos principais a ter em conta na escolha do tipo de plataforma.

Apesar deste factor, assim como de outros factores de natureza técnica, influenciarem fortemente a escolha da plataforma, tais como a função a que se destina, a profundidade de perfuração pretendida (se for o caso) e as condições do meio onde vai operar, existem também outras variáveis que influenciam a escolha. Esses factores podem ser, por exemplo, a capacidade financeira do operador, as regras e regulamentos a que a unidade tem que obedecer e a lei nacional em vigor onde a unidade irá operar (Chakrabarti, 2005). De realçar que as plataformas *offshore* têm em conta aspectos no projecto bastante diferentes de outras instalações *onshore*. Assim o mesmo se verifica entre uma plataforma FLNG em ambiente *offshore* e uma central de produção de LNG em ambiente *onshore*. Por exemplo, em ambiente *offshore*, instalações para água, energia e acomodação para os trabalhadores têm que ser providenciadas para já não falar de limitações de espaço e de peso, processos de armazenamento de petróleo e gás ou meios de exportação desses produtos, quer por via de *pipeline* ou por navio (Speight, 2015).

Para além da função das plataformas de produção ser bastante distinta das de perfuração, estas plataformas são normalmente projectadas para estarem imóveis durante vários anos ou até mesmo décadas. Ao contrário das plataformas de perfuração, que em caso de condições meteorológicas adversas podem desconectar-se da coluna de perfuração (*drilling riser*) e serem transferidas para outra localização, as plataformas de produção são projectadas para permanecer na posição pretendida mesmo em condições adversas (Chakrabarti, 2005).

Os navios plataforma FPSO são adaptados do casco de navio petroleiro ou resultam da construção de um casco novo de navio com esse fim. São usados tanto em águas profundas como em águas ultra-profundas possuindo uma grande amplitude de movimentos em todos os seus graus de liberdade, sendo o movimento de arfagem (*heave*) e cabeceio (*roll*) bastante acentuados, eliminando a possibilidade de utilizar completação seca. Como o nome indica, a FPSO (*Floating, Production Storage and Offloading*) tem funções de produção, armazenamento e exportação de petróleo e gás natural para navios-tanque para posterior transporte em instalações em terra ou para exportação

(Morais, 2013). Devido à sua concepção, a produção dos poços é tratada nos módulos de processo instalados no convés do navio, assim como todos os sistemas auxiliares que também estão instalados no navio (compressão de gás, injeção de água, etc.). Uma vez que o sistema é baseado em navios petroleiros, uma FPSO tem diversos tanques que podem armazenar mais de dois milhões de barris de crude antes de ser necessário aliviar este volume dos respectivos tanques e transportado a terminais em terra (Dezen, 2001).

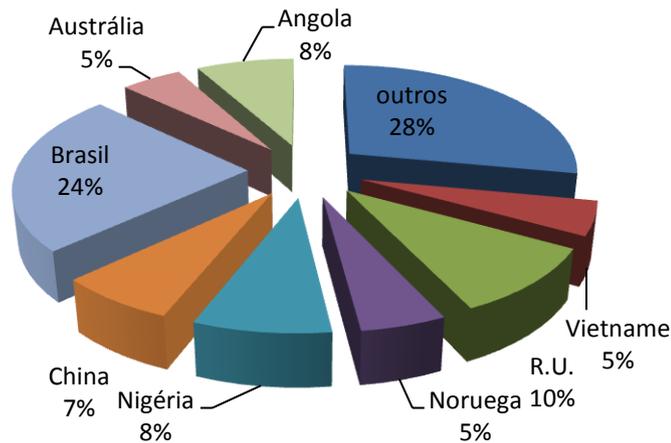
Para ambientes meteorológicos e oceanográficos mais exigentes foram desenvolvidos sistemas de ancoragem inovadores onde o navio necessita alinhar-se de acordo com os ventos e correntes, ou seja, o sistema de amarração permite a rotação do navio. Neste caso, um equipamento chamado *turret* é utilizado e permite a rotação livre do navio em torno do eixo do *turret*, sendo este preso às amarras do mesmo e como consequência, o navio permanece estacionário (Dezen, 2001) – ver figura 11.



**Figura 11 - FPSO com 'turret' interno (fonte: <http://www.nov.com>)**

No caso de ambientes menos exigentes, como é o caso da costa ocidental africana, existem FPSO que não possuem *turret*, sendo a sua construção mais simples. No caso de conversão de um navio tanque em uma FPSO, o tempo necessário fica mais reduzido. Outro ponto importante a destacar é que o sistema de *turret* limita o número de *risers* que uma FPSO pode receber. Desta forma, as FPSO que não utilizam *turret* permitem maior flexibilidade de expansão do sistema uma vez que novos *risers* são instalados nos bordos do navio e não no número limitado de *risers* que um sistema de *turret* pode conter (Dezen, 2001).

Conforme se pode observar na figura 12, que representa o número de FPSO no mundo, num total de 178 em 2017, destaca-se o Brasil com 24 % (44 FPSO) seguido pelo Reino Unido com 10% (17 FPSO), Angola e Nigéria com 8% (14 FPSO), e a China com 7% (13 FPSO) respectivamente.



**Figura 12 - Percentagem de FPSO por país (Offshore Magazine, 2017)**

Assim as vantagens das plataformas de produção FPSO são (Chakrabarti, 2005):

- Versatilidade na escolha do navio a ser utilizado e facilidade de instalação e posicionamento;
- Sistema flutuante que integra o processamento de petróleo bruto, armazenamento e descarregamento para um navio aliviador;
- Espaço disponível no convés para os equipamentos;
- Disponibilidade de armazenagem oriunda da produção;
- Custo de investimento mais reduzido e diminuição do espaço de tempo entre o projecto e a produção no caso de conversões de navios existentes para FPSO ;

Enumeram-se as seguintes desvantagens:

- Sistemas de ancoragem mais complexos em águas profundas e em contextos meteorológicos e oceanográficos mais exigentes;
- Impossibilidade de operar árvores secas (do inglês *dry trees*);
- Risco de vazamentos durante as operações de descarga (*offloading*).

### **2.6.2 Centrais de produção de LNG**

No que diz respeito aos projectos de central de produção de LNG, segundo Mokhatab *et al.* (2014) que faz referência a um estudo feito por Skramstad *et al.*(2011) apenas três dos vinte e dois terminais de importação foram concluídos dentro do plano, enquanto que para terminais de exportação, metade dos projectos estudados sofreram atrasos significativos, variando entre três a dezoito meses. Além disso, outros problemas nas instalações de liquefacção de gás nos anos analisados foram reportados tais como, desempenho reduzido, problemas no comissionamento e períodos longos de tempo antes de se dar início à produção. Os projectos de liquefacção de gás com pior desempenho nesse contexto, foram os seguintes, ordenados por ordem decrescente em tempo de atraso, com o nome do operador/líder técnico entre parênteses:

- Hammerfest LNG Noruega (Statoil);
- Sakhalin II Rússia (Shell);
- Qatargas 2 (ExxonMobil/QP);
- Iemen LNG (Total);
- Tangguh LNG Indonésia (BP).

O mesmo estudo concluiu que as causas dos atrasos e dos custos acrescidos dos projectos foram, predominantemente, problemas relacionados com as seguintes seis categorias:

- Questões e circunstâncias políticas;
- Falhas de projecto;
- Entregas de LNG que não atendem às especificações de qualidade dos compradores;
- Problemas com tecnologias novas e não comprovadas;
- Falta de gestão na abordagem de questões;
- Interfaces pouco claras e comunicações precárias entre fornecedores, empreiteiros e patrocinadores.

Seguidamente, foca-se apenas o seguinte subconjunto de riscos de execução de projecto associados a instalações específicas ao longo da cadeia de abastecimento de LNG:

- Pré-FEED ou riscos de concepção;
- Riscos técnicos (engenharia e *design*);
- Riscos de execução (construção, instalação, colocação em funcionamento, comissionamento e operação).

Dada a experiência existente de projectos envolvendo o LNG, antes de se iniciarem, importa definir os seus objectivos para que se proceder a uma avaliação. Daí importa encontrar respostas para as diversas perguntas formuladas de acordo com a especificidade do projecto.

Como exemplo de questões pertinentes a colocar perante um projecto envolvendo LNG como produto final, convém salientar as seguintes (Mokhatab *et al.*, 2014):

- Quantidade de gás disponível e estimativa do tempo de produção, de forma a justificar a construção de uma central de produção de LNG e satisfazer os contratos de fornecimento;
- Valor estimado do LNG ou gás quando a central entrar em operação;
- Plano realista do começo da central de produção em operação;
- Pressões, temperaturas e composição da produção esperadas;
- Caudal de gás esperado dentro da vida útil do projecto tendo em conta mudanças de pressão, temperatura e composição do gás ao longo da vida útil do projecto e um aumento da quantidade de nitrogénio ou de gás ácido quando forem aplicados métodos de recuperação;
- Produtos finais para comercialização para além do LNG/gás, i.e. etano, propano, butano, condensado, enxofre e o seu valor estimado a curto e longo prazo destes produtos;
- Especificações contratuais de LNG;

- Considerações ambientais para lidar com os resíduos perigosos resultantes do tratamento do gás, tais com mercúrio, enxofre e outros compostos perigosos;
- Venda dos produtos resultantes em termos contratuais ou *INCOTERMS* (e.g., FOB – *Free on Board*, CIF – *Cost Insurance Freight*, DES – *Delivery Ex-Ship*);
- Entrega dos produtos e o modelo de transporte;
- Normas ambientais nas emissões e descargas de efluentes;
- Condições locais de segurança
- Infra-estruturas necessárias (e.g. estradas, pontes, cais, meios de elevação para cargas e descargas, acesso aos portos, instalações para os trabalhadores, etc);
- Regulamentos locais (*local content*) para efectuar compras e as leis laborais;
- Existência de trabalhadores qualificados para trabalhos na área do LNG.

### 2.6.3 FLNG – principais desafios

Em relação às plataformas FLNG, conforme foi referido anteriormente, a PFLNG1 foi a primeira plataforma deste tipo a entrar em operação representando por isso, um marco na história deste tipo de plataforma. Foi esta combinação de conhecimento e experiência das FPSO e das unidades de liquefacção em terra que tornou possível, por parte das empresas petrolíferas, dar um passo em frente na inovação deste novo tipo de plataformas. No entanto, apesar de muitos dos riscos serem conhecidos e conseqüentemente controlados, existem também outros riscos desconhecidos.

A ideia num projecto de FLNG, conforme ilustrado na figura 13, é produzir LNG numa plataforma flutuante directamente dos reservatórios de gás que contem gás não-associado ou associado, localizados em zonas remotas ou a partir de reservatórios mais pequenos. Por isso, esta cadeia logística, ao contrário da tradicional, torna-se mais curta uma vez que engloba, numa só localização, as instalações de produção, processamento, liquefacção, armazenamento e exportação. Outra vantagem das FLNG é que é possível estacionar a plataforma flutuante muito próxima dos campos de produção em zonas remotas, evitando por isso a construção de gasodutos submarinos extremamente caros, que não são economicamente viáveis para reservatórios de pequena dimensão. Outra vantagem é a possibilidade de se poder mover a plataforma de um local para outro, quando o reservatório já se encontra esgotado.

Dependendo da capacidade e da necessidade do tratamento do gás vindo dos poços, os *topsides* podem pesar entre 20000 a 50000 toneladas, aptos para produzir entre 1,5 a 3 milhões de toneladas por ano (MPTA). No caso de uma FLNG de maiores capacidades, o peso dos *topsides* pode chegar às 70000 toneladas e a capacidade de produção pode chegar entre 3 a 5 MTPA.



**Figura 13- FLNG Prelude que entrará em operação em 2018 (fonte: <http://www.seabreezes.co.im>)**

A capacidade de armazenagem da FLNG será proporcional à capacidade de processamento, a duração do ciclo de descargas previsto e a necessidade de armazenar condensado e LPG, que depende da composição do gás vindo dos poços. A operação de uma plataforma deste tipo representa múltiplos desafios, quer na parte técnica quer na segurança e logística.

Alguns dos desafios enumerados por Mokhatab *et al.*, (2014) podem ser descritos da seguinte forma:

Em termos gerais no que se refere ao projecto, deve ter-se em conta aspectos relacionados com os esforços adicionais que a estrutura está sujeita devido ao enorme peso dos módulos de processamento (*topsides*), aos movimentos da carga dentro dos tanques e o seu impacto na estrutura e aos esforços que um navio aliviador poderá impor. A operação contínua em ambiente *offshore*, não estando por isso contemplado a ancoragem da plataforma para manutenção, exige margens de projecto maiores do ponto de vista de corrosão e fadiga dos materiais, para evitar reparações e paragens da operação da plataforma ainda que temporariamente. Exige também uma optimização do espaço disponível uma vez que módulos de processamento e de liquefacção necessitam de ser instalados numa área que pode representar um quarto da área usada por uma instalação deste tipo em terra e têm que estar afastados da acomodação, do *helideck* e do *flare*. Para além destes requisitos, é necessário ainda que ter em conta os meios de evacuação para as pessoas que trabalham a bordo, em caso de acidente.

Sob o ponto de vista de processamento, o autor destaca as limitações na flexibilidade do equipamento instalado a bordo devido à limitação de espaço caso seja necessário aumentar a capacidade de algum dos módulos ao longo da vida da plataforma. Para além das limitações de espaço existe ainda o problema da limitação de peso não só a bordo mas também durante a construção. Outro problema a ter em conta é a eficiência energética dos módulos de processamento, pois pode implicar peso adicional em sistemas de recuperação energética.

Já no caso dos desafios que uma plataforma deste tipo tem em operação, o autor refere que são necessários equipamentos preparados para esta operação contínua, independentemente das condições climatéricas ou oceanográficas, onde só se considera uma interrupção da operação em

casos extremos de condições adversas ou de perigo. Outro problema mencionado pelo autor é a limitação de pessoal especializado a bordo, sendo por isso necessário recorrer ao nível máximo de automação bem como um nível mínimo de monitorização.

No que se refere às emissões de gases, uma plataforma de FLNG tem de ser projectada para não queimar gases (*flaring*) em operação normal e emitir baixa quantidade de gases NOx resultantes das caldeiras de vapor e turbinas.

Relativamente ao ciclo de refrigeração usado na liquefacção do gás natural, este deve ser o mais simples e seguro. O ciclo de refrigeração com nitrogénio é provavelmente o mais indicado devido à segurança e simplicidade, apesar da sua menor eficiência.

Já no campo da segurança, para além dos requisitos regulatórios, o projecto deve considerar derrames e o controlo de hidrocarbonetos oriundos de várias partes da plataforma em fase gasosa ou líquida. No caso dos gases é necessário ter em conta também a sua acumulação em zonas onde existe probabilidade de ignição. Será necessário ter também em conta a protecção do pessoal a bordo contra possíveis perigos tais como incêndios, altas temperaturas e libertação de gases descontrolada.

Outros desafios relacionam-se com o movimento da própria plataforma sendo necessários sistemas de controlo de estabilidade de forma a minimizar o movimento dos equipamentos nos módulos de processamento, tais como separadores. Será necessário também ter em conta que os sistemas de contenção de carga que consigam aguentar os movimentos bruscos (*sloshing*) de LNG quando os tanques estão parcialmente vazios.

Outro repto reporta-se ao sistema de transferência de carga para um navio aliviador LNG e os perigos inerentes a uma carga criogénica e altamente volátil. Existem duas soluções possíveis: o navio LNG aliviador posiciona-se lateralmente e a transferência de carga é feita nesta posição podendo implicar rebocadores (*side-by-side transfer*) conforme ilustrado na figura 14.



**Figura 14- Configuração STS (Side-to-Side) entre a FLNG do tipo 'turret' e o navio aliviador LNG (<http://www.nihonenergy.blogspot.com>)**

Outra possibilidade é fazer a descarga na posição em *tandem* onde o navio aliviador fica alinhado com a plataforma FLNG e a transferência de LNG é feita através de uma mangueira criogénica flutuante. Cada uma das soluções representa desafios inerentes às condições meteorológicas e oceanográficas assim como a tecnologia das próprias mangueiras criogénicas, conforme ilustrado na figura 15.



**Figura 15- Configuração 'tandem' entre a FLNG e o navio aliviador LNG (<http://www.saipem.com>)**

## 2.7 Conclusão

O gás natural é um combustível fóssil cada vez mais procurado a nível global devido à sua abundância e às suas propriedades limpas relativamente aos outros combustíveis fósseis. No entanto para que seja possível fazer o seu transporte a longa distância e que seja economicamente viável só é possível reduzindo a sua temperatura e conseqüentemente o seu volume através do processo de liquefacção, obtendo-se assim o LNG.

A procura mundial de LNG tem aumentado substancialmente desde o início do século XXI, em consonância com um número cada vez maior de países importadores deste tipo de combustível fóssil.

As cadeias de abastecimento do LNG tradicionais têm sofrido, recentemente, alterações com os *stakeholders* a procurarem ter maior presença ao longo da cadeia, quer a montante quer a jusante, e a partilharem os riscos envolvidos.

O conhecimento e experiência adquiridos ao longo das últimas décadas permitiram ultrapassar muitos desafios nos projectos em ambiente *offshore*. As plataformas FPSO têm demonstrado nalgumas regiões do mundo que é possível produzir hidrocarbonetos a partir de reservatórios que se situam no mar a longas distâncias da costa.

Por outro lado, os projectos associados às centrais de produção de LNG também têm ultrapassado muitos desafios tecnológicos nomeadamente no processo de liquefacção.

Tudo indica que os projectos futuros de plataformas FLNG tornar-se-ão uma realidade que permitirá aumentar a oferta de LNG face à procura no mercado mundial. No entanto, produzir LNG em ambiente *offshore* também irá ter os seus desafios. Mas a combinação dos conhecimentos adquiridos nos outros tipos de projectos ao longo das últimas décadas permitirá vencer muitos desses obstáculos. Certamente que novos reptos serão enfrentados mas, na sua essência, serão muito diferentes dos desafios dos projectos anteriormente mencionados?

### 3 Revisão da Literatura

Seguidamente serão descritos vários conceitos que incluem o conceito de projecto e da sua gestão, o conceito de sucesso de um projecto e finalmente os conceitos de factores críticos de sucesso de um projecto. Igualmente será exposta a formulação do problema para a clarificação do que se entende por um projecto bem-sucedido.

Finalmente serão enumerados os factores críticos de sucesso, através de pesquisa literária, incluindo em projectos na indústria de petróleo.

#### 3.1 O projecto e a sua gestão

Em primeiro lugar interessa explorar qual é o conceito de projecto uma vez que este será usado ao longo deste trabalho. Foi efectuada uma pesquisa literária em relação a este conceito e verificou-se que existem muitas definições. De acordo com dicionário *online* da Porto Editora (infopédia) a palavra projecto tem origem na palavra latina *projectu* que significa *lançado*, participio passado de *projicere*, ou seja *lançar para a frente*. De acordo com a mesma referência, o significado genérico da palavra “projecto” é:

*“1. plano para a realização de um acto; esboço*

*2. representação gráfica e escrita, acompanhada de um orçamento que torne viável a realização de uma obra*

*3. cometimento; empresa*

*4. desígnio; tenção*

*5. aquilo para que o homem tende e é constitutivo do seu ser verdadeiro (filosofia existencial).”*

Para aprofundar o conceito no âmbito deste trabalho, pesquisaram-se outras fontes e constatou-se que existem inúmeras definições. Destaca-se a utilizada pelo *Project Management Institute*, (PMI) um dos métodos de gestão de projecto de referência mais usado. Este livro, traduzido em português (do Brasil) com o título *Um Guia do Conhecimento em Gerenciamento de Projectos* editado em 2013 (PMI, 2013) dá a seguinte definição:

*“Projecto é um esforço temporário empreendido para criar um produto, serviço ou resultado exclusivo.”*

Relacionando a primeira definição na língua portuguesa com a definição usada pelo PMI, pode-se concluir que um projecto pode ser entendido como um desígnio temporário que serve para criar um produto ou um serviço único.

Diz-se temporário porque todos os projectos devem ter um começo e um fim. O fim de um projecto é alcançado quando se atingem os objectivos definidos para o mesmo ou quando se torna evidente que

os objectivos não são exequíveis ou não serão alcançados. Para além disso, o facto de ser temporário não significa necessariamente que a sua duração seja curta. Existem projectos que podem levar anos ou mesmo décadas a serem completados.

Diz-se também que um projecto é único uma vez que envolve a realização de algo que nunca foi feito. Apesar de existir a presença de alguns elementos repetitivos em relação a outros projectos existe sempre algo original inerente ao projecto em causa.

Ainda de acordo com o PMI (2013) importa referir que, o factor diferenciador entre projectos e operações, numa organização, é o facto de estas últimas serem contínuas e repetitivas. No entanto, numa organização, existem semelhanças entre projectos e operações que partilham:

- Pessoas envolvidas;
- Recursos limitados;
- Planeamento, execução e controlo.

De acordo com o PMI, já no campo da gestão de um projecto, este entende-se pela aplicação de conhecimentos, competências, ferramentas e técnicas apropriadas de forma a atingir ou exceder as necessidades ou expectativas dos intervenientes. Quer isto dizer que, na gestão de um projecto normalmente se inclui, mas não se limita a:

- Identificação dos requisitos;
- Abordagem das diferentes necessidades, preocupações das partes interessadas ou os *stakeholders*;
- Estabelecimento, manutenção e execução de comunicações activas, eficazes entre os *stakeholders*;
- Gestão dos *stakeholders* visando o atendimento aos requisitos do projecto e criação de um produto ou serviço.

Deve também existir um equilíbrio entre diferentes forças actuantes onde se incluem:

- Âmbito, cronograma e qualidade;
- Orçamento, recursos;
- Riscos.

A maioria das empresas com experiência em projectos e já com um portfólio de investimentos considerável usa uma abordagem por estágios, procedimentos e responsabilidades atribuídas e bem definidas entre os *sponsors* dos projectos e as equipas dos diversos empreiteiros. Igualmente importantes são os recursos humanos, com muita experiência nas áreas de planeamento, custos, controlo de projecto e outras áreas críticas. Assim, a existência destas abordagens, metodologias e processos são, de uma forma geral, já bem compreendidas pelas empresas fazendo estes parâmetros parte de uma “ciência” na gestão de projectos, conforme descrito num relatório elaborado pela *McKinsey Capital Projects & Infrastructure Practice* (2017).

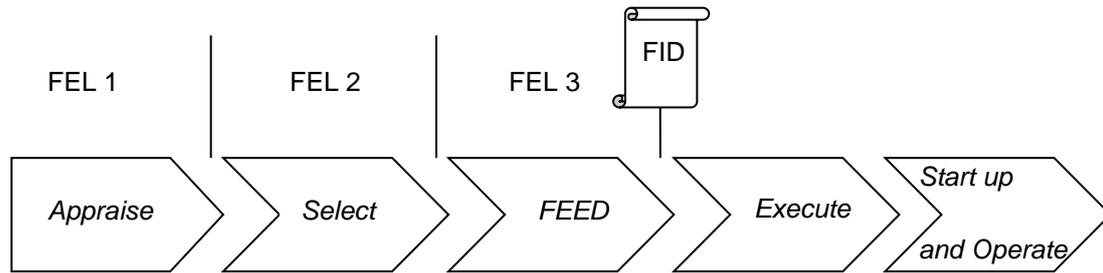
No contexto de projectos industriais, Merrow (2011) refere a classe dos “megaprojectos”, aqueles com custos acima dos mil milhões de dólares. Conforme consta no relatório da *McKinsey Capital Projects & Infrastructure Practice* (2017), a definição de “megaprojectos” está em sintonia, com a de Merrow (2011). No entanto, o relatório foca mais precisamente que os projectos de infra-estruturas de LNG se inserem numa “subclasse” dos megaprojectos chamada *Ultra-Large Projects* com custos acima de cinco mil milhões de dólares e com um horizonte temporal de mais de cinco anos para a sua conclusão. Assim, um projecto de FLNG insere-se na classe de megaprojecto, sendo sua gestão de importância vital uma vez que as tecnologias envolvidas são complexas, exigem grandes investimentos e localizam-se em locais de difícil acesso, como já foi explicitado na secção 1.2. Acresce ainda o facto da existência de vários empreiteiros e subcontratados, fornecedores e empresas de serviços e ainda instituições financeiras que garantam o financiamento. Estas equipas, quase sempre de diferentes nacionalidades e culturas, geram uma cadeia logística complexa, movimentando materiais e componentes originários de diferentes países do mundo.

De acordo com Mokhatab *et al.*, (2014), a gestão de projectos envolvendo o LNG segue também os mesmos princípios de gestão de projectos aplicáveis à maioria dos projectos de construção. Estes princípios, conforme já acima referido pela *McKinsey Capital Projects & Infrastructure Practice* (2017) são bem conhecidos e existem vários modelos que podem ser adoptados neste domínio.

De acordo com Merrow (2011) para gerir um projecto típico de *Oil&Gas* é também usada uma abordagem de estágios ou portas chamados *Front-end Loading* (FEL) conforme se ilustra na Figura 16. Os planeamentos em cada uma das fases FEL são os seguintes:

- FEL 1 – estudo da viabilidade económica do projecto também chamado *appraise*, ou avaliação de projecto. É aqui que se fazem os estudos iniciais dos custos, dos riscos, cronograma preliminar e estudos dos diferentes locais seleccionados para implementação dos projectos equacionados. Proceder-se igualmente à avaliação do potencial projecto face à estratégia da companhia petrolífera.
- FEL 2 – fase de desenvolvimento do projecto com a definição do âmbito incluindo a selecção das tecnologias e estimativa de custos mais realista, também chamado *pré-FEED* (*Front End Engineering Design*) ou *Select*. Uma vez definidas as tecnologias e as infra-estruturas escolhidas nesta fase, dar-se-á início ao processo do FEL 3.
- FEL 3 – Uma vez iniciada esta fase, que é descrita como a fase mais dispendiosa das três fases iniciais, quaisquer mudanças no escopo implicam custos avultados que podem atrasar o projecto. É nesta fase que se definem os detalhes finais no *design* e no planeamento do projecto que devem ser concluídos satisfatoriamente para todas as partes interessadas e avançar com a selecção dos empreiteiros antes da fase chamada EPC (*Engineering, Procurement and Construction*) que inclui engenharia detalhada, aquisição, contratos de EPC, construção, fabricação, instalação, comissionamento, riscos e operação (HAZOP) teste de verificação, e finalmente, uma aprovação para operar. No final da fase FEL 3 dá-se o

chamado FID ou o *Final Investment Decision* que é a autorização final para que a construção do projecto se inicie.



**Figura 16- As três fases do modelo *Front-End Loading* (adaptado de Merrow (2011) )**

Passar de um estágio para outro requer decisões e aprovações relativamente à sua integridade, operacionalidade, impacto ambiental assim como o respectivo financiamento. A prossecução do projecto para a fase seguinte requer aprovação das principais partes interessadas tais como os *sponsors*, os empreiteiros e muitas vezes, as autoridades governamentais. Apesar do processo poder parecer linear, na realidade é um processo interactivo em cada uma das fases até à aprovação final pelos principais intervenientes. No entanto, há que gerir adequadamente estas interacções uma vez que podem contribuir para o não cumprimento dos prazos especificados no projecto e consequentemente, reflectir-se nos custos finais.

Ainda de acordo com *McKinsey Capital Projects & Infrastructure Practice* (2017) para além das abordagens acima descritas o mesmo relatório refere ainda que existem outros aspectos que são importantes considerar em megaprojectos e que se reportam ao campo que se pode denominar da “arte da liderança em projectos”. Na gestão de projectos devem contemplar-se igualmente outros aspectos que transcendem o plano científico tais como bons sistemas e processos. Estilos de liderança, competências organizacionais, mentalidades e atitudes, cultura organizacional, em suma, comportamentos dos recursos humanos envolvidos num projecto são também factores a considerar para além dos outros já identificados. Estes, complementam a “ciência” na gestão de projectos de forma a alcançar a excelência. Apesar desta dualidade de abordagens, este trabalho incide o seu foco no âmbito da “ciência”, mas não excluirá essa vertente mais humanista através de uma pergunta aberta formulada no questionário, conforme descrição numa fase posterior deste texto.

Conforme explicado por Muller & Judgev (2012), a literatura de gestão de projectos faz referência a dois componentes para o sucesso de um projecto:

1. Factores de sucesso de um projecto – são os factores que podem potenciar as hipóteses ou as probabilidades de sucesso. São variáveis independentes que fazem com que o sucesso seja alcançável.
2. Critérios de sucesso do projecto – são as medidas usadas para avaliar o sucesso ou fracasso de um projecto. São variáveis dependentes que medem o sucesso.

Assim, seguidamente far-se-á uma explicitação destes dois conceitos começando primeiro pelos critérios de sucesso do projecto.

### **3.2 Sucesso de um projecto**

Antes da explanação do conceito “factor crítico de sucesso”, importa clarificar a definição de “sucesso de um projecto”, consubstanciada na seguinte questão: quando é que um projecto é considerado um sucesso?

Na literatura relacionada com a gestão de projectos, o sucesso de um projecto é considerado como uma questão da maior importância. Do facto advém a grande quantidade de informação e estudos disponíveis realizados desde há décadas. Ainda hoje este assunto suscita muito interesse em diversas áreas, não só na indústria como também na esfera académica.

Os critérios de sucesso para um projecto diferem consoante o contexto em que o projecto se insere, a sua complexidade, a sua dimensão, etc. Para obter uma linha de orientação clara e consensual sobre esta matéria, procedeu-se a uma pesquisa em variados suportes (*web*, livros, artigos ...). Constatou-se que não existe unanimidade e que é uma definição que está longe de obter consenso.

Seguidamente serão apresentados os resultados da pesquisa relativamente a esta temática.

Pinto & Slevin (1987) definem quatro pressupostos básicos para um projecto ser considerado um sucesso na sua implementação:

- Respeitar o tempo previsto;
- Cumprir o orçamento estipulado;
- Atingir os objectivos originalmente definidos;
- Ser aceite e utilizado pelo cliente para o qual o projecto foi desenhado.

Segundo outro autor, Dyrhaug (2002), na sua tese de doutoramento e após pesquisas diversificadas sobre a definição de “sucesso num projecto”, chegou à conclusão que não existe um consenso generalizado. No entanto, conseguiu agrupar alguns dos pontos comuns nos diversos artigos consultados, bem como outros menos consensuais, destacando:

- O custo e o tempo de execução devem ser tidos em conta;
- As especificações técnicas do projecto iniciais foram atingidas;
- Os objectivos do projecto foram atingidos ou a contribuição do projecto para os objectivos estratégicos, táticos e operacionais quer do ponto de vista financeiro e técnico, foram atingidos;
- A satisfação do cliente/ dono do projecto;

Segundo o mesmo autor, é da maior importância saber quais são os objectivos do projecto, quais os factores inerentes ao sucesso e como são medidos ao longo do tempo de forma a serem tomadas acções correctivas. Assim, importa ter em conta não só os factores que contribuem para o sucesso

de um projecto mas acima de tudo, os factores críticos, pois são eles que podem colocar o projecto em risco.

Outro autor que estudou este tema foi Merrow (2011) que no seu livro relacionado com megaprojectos industriais, incluindo projectos no domínio do *Oil and Gas*, estudou as razões para o sucesso e para a falha de projectos através de uma base dados do *Independent Project Analysis, Inc.* (IPA).

Nesta base de dados constavam 318 projectos (ver tabela 3), em diferentes áreas geográficas, com custos entre mil milhões de dólares e quinze mil milhões de dólares, ajustados ao ano de 2010 e com tempos de execução até 10 anos. Incluíam-se também projectos de LNG.

**Tabela 3 – Projectos analisados na base de dados da *Independent Project Analysis, Inc.* (IPA)**

Sector industrial	Número de projectos analisados
Produção de óleo e gás	130
Processamento e refinação de petróleo	66
Metais e minerais	47
Químico	31
LNG	24
Geração de electricidade	8
Pipelines	7
Outros	5
<b>Total</b>	<b>318</b>

Para distinguir os projectos de sucesso de outros projectos, o autor teve em conta cinco parâmetros incluindo em cada um deles um critério quantitativo:

- Rácio entre o custo final do projecto e o custo planeado: >25 %;
- Rácio entre o custo final do projecto e o custo relativo a outros projectos semelhantes: >25 %;
- Rácio entre o tempo total do projecto e o tempo planeado: >25 %;
- Rácio entre tempo total do projecto e o tempo inicialmente estimado: >50%;
- Produção vs. Planeamento: produção estimada significativamente reduzida face à estimada no segundo ano.

Logo, um projecto que tenha tido problemas em um ou mais destes critérios, acima do limite definido, não era considerado um projecto de sucesso.

Assim, pode concluir-se que este método consiste na aplicação de rácios que têm em conta variáveis de custos, tempo e produção.

Finalmente, ainda neste âmbito e de acordo com *Project Management Institute* (PMI, 2013), o sucesso de um projecto “*deve ser medido em termos da sua conclusão dentro das restrições de âmbito, tempo, custo, qualidade, recursos e risco, conforme aprovado entre os gestores de projectos e a equipa sénior de gestão. Para garantir a realização dos benefícios do projecto empreendido, um período de teste (tal como um lançamento piloto dos serviços) pode ser parte do tempo total do*

*projecto antes da sua entrega para operação permanente. O sucesso do projecto deve referir-se às últimas linhas de base aprovadas pelas partes interessadas autorizadas.”*

### **3.3 Factores críticos de sucesso**

Em qualquer indústria existem sempre alguns factores que, devido à sua importância face a outros, são críticos para que uma empresa tenha sucesso. Estes factores determinantes são os chamados “Factores Críticos de Sucesso”, do inglês *Critical Success Factor* (CSF). A sua identificação é de grande importância uma vez que podem proporcionar uma vantagem competitiva ou ajudar a manter essa vantagem relativamente às empresas concorrentes. Por isso, nas últimas décadas, a identificação dos factores críticos de sucesso tem sido uma prática comum no desenvolvimento da estratégia para uma empresa.

Apesar do termo ‘Factor Crítico de Sucesso’, ser bastante usado na literatura, de acordo com vários autores não existe uma definição única. Assim, não sendo consensual uma definição, registaram-se as versões de diferentes autores sobre este conceito primordial numa investigação deste teor.

Este conceito começou por ser descrito como ‘Factor de Sucesso’ por Ronald Daniel em 1961 antes de se tornar um executivo na empresa de consultoria de gestão *McKinsey & Company*. Mais tarde, este conceito foi novamente desenvolvido por John F. Rockart entre 1979 e 1981 a partir de então começou a denominar-se chamar ‘Factor Crítico de Sucesso’. Deste modo, segundo Rockart (1979) a definição de “ Factores Críticos de Sucesso” é a seguinte:

*“Critical success factors thus are, for any business, the limited number of areas in which results, if they are satisfactory, will ensure successful competitive performance for the organization. They are the few key areas where “things must go right” for the business to flourish. If results in these areas are not adequate, the organization’s efforts for the period will be less than desired.*

*As a result, the critical success factors are areas of activity that should receive constant and careful attention from management. The current status of performance in each area should be continually measured, and that information should be made available.”*

Conforme esta definição pode inferir-se que a identificação dos CSF em qualquer actividade se torna necessária uma vez que a falha de um destes factores tornará a actividade potencialmente mal sucedida. Para além dos CSF, próprios da indústria, existem também outros CSF relacionados com o sector específico onde a actividade se insere e até mesmo outros relacionados com a situação geográfica. Finalmente todos são dinâmicos, ou seja, variam com o tempo devido às rápidas mudanças no ambiente da concorrência. A título exemplificativo referem-se aspectos macroeconómicos, políticos, regulatórios, localização geográfica, estrutura do mercado relacionada com a actividade, percepção do cliente, novas tendências e inovações, entre outros.

### 3.4 Factores Críticos de Sucesso num projecto

Durante a fase de pesquisa direccionada a artigos relacionados com os CSF constatou-se que tem sido desenvolvida muita investigação relacionada com este assunto. Contudo, verificou-se alguma dificuldade em encontrar referências sobre CSF no âmbito de projectos de *Oil and Gas*. A base de dados usada para esta pesquisa foi *Web of Knowledge*. Nesta pesquisa foram usadas as palavras-chave “FLNG”, “Critical Success Factors”, “Oil and Gas”, “LNG”, “FPSO” e “Project” e várias combinações entre elas, sem filtragens, não se tendo obtido artigos relevantes para o assunto em estudo. É de salientar, a título exemplificativo, que quando se introduz a palavra-chave “FLNG” apenas se encontram artigos direccionados para a engenharia e não no contexto de projecto, que é o foco do objectivo deste trabalho.

Assim optou-se por apresentar as conclusões das referências que se consideraram mais pertinentes onde se incluem obras da especialidade de gestão de projectos, LNG e *Oil and Gas*.

De acordo com o estudo feito por Pinto & Slevin (1987), foram identificados os dez principais CSF que determinam o sucesso de um projecto no âmbito geral:

1. Missão do projecto – Objectivos claros e definidos e directrizes gerais para a sua realização;
2. Suporte da equipa de gestão de topo – disponibilidade, recursos e liderança;
3. Planeamento/tempo do projecto – especificação detalhada para cada um dos passos individuais na implementação do projecto;
4. Consulta com o cliente – Comunicação, consulta de todos os intervenientes;
5. Recursos humanos – recrutamento, selecção e formação e todo o pessoal necessário na equipa de projecto;
6. Tarefas técnicas – disponibilidade de tecnologia adequada e conhecimento para alcançar as metas exigidas nas tarefas específicas;
7. Aceitação do cliente – o acto da “venda” do projecto final aos utilizadores;
8. Monitorização e *feedback* – controlo total e atempado da informação em cada fase da implementação;
9. Comunicação – existência de uma rede de informação apropriada e eficaz para todos os participantes na implementação do projecto;
10. Resolução de problemas e alterações ao plano inicial – capacidade de lidar com crises inesperadas e desvios do plano previamente desenhado.

Convém referir que Pinto & Prescott (1988) investigaram a importância destes dez factores críticos de sucesso ao longo da vida de um projecto e chegaram à conclusão que a importância relativa de alguns destes factores críticos de sucesso pode variar ao longo das diferentes fases.

Num outro estudo relacionado com os factores críticos de sucesso no âmbito da indústria do *Oil & Gas*, Denni-Fiberesima e Rani (2011) procederam a uma análise dos factores críticos de sucesso em projectos relacionados com águas profundas, na Nigéria, envolvendo grandes companhias petrolíferas. O método usado na sua pesquisa constou da elaboração de questionários enviados para

duzentas pessoas com responsabilidades relevantes em projectos na indústria de petróleo neste país africano. Neste estudo, Denni-Fiberesima e Rani confirmaram que os treze factores por eles identificados, confirmados e apresentados nos questionários, foram considerados críticos para o sucesso de projectos em águas ultra-profundas. Esses treze factores críticos de sucesso, foram os seguintes:

1. Planeamento e gestão de contratos apropriados;
2. Boa formulação do Projecto;
3. Capacidade de Gestão do Projecto;
4. Boa Implementação do Projecto;
5. Duração do Projecto Realista;
6. Alocação do Risco;
7. Bom Entendimento do Contexto Local do Projecto;
8. Disponibilidade de Recursos;
9. Acesso Garantido ao Financiamento;
10. Entrega Rápida do Projecto;
11. Comunicação;
12. Inovação Tecnológica;
13. Estimativa dos Custos de Capital.

Para um melhor entendimento da temática em questão, importa também compreender as causas principais responsáveis pelo fracasso de projectos. Merrow (2011) enumera, na introdução da sua obra, os erros críticos identificados ao longo de trinta anos no estudo de megaprojectos. De acordo com o autor, estes erros críticos não são mutuamente exclusivos e podem surgir em diferentes combinações. Contudo basta apenas a existência de um deles para condenar ao insucesso um megaprojecto. Nesta sequência, transcrevem-se as expressões utilizadas pelo autor seguidas da categorização que lhes foi atribuída. São eles:

1. “*I want to keep it all!*” – Partes intervenientes (*stakeholders*)

Neste ponto o autor refere que num megaprojecto importa ter em conta os interesses de todos os *stakeholders*. Isto é, que sejam feitas tentativas de encontrar um acordo que distribua de uma forma justa os custos e os benefícios do projecto entre todos. Caso contrário, existe a possibilidade dos *stakeholders* serem fortes opositores ao projecto fazendo com que este não tenha sucesso. Assim, pode-se dizer que este factor crítico de sucesso se resume aos *stakeholders*.

2. “*I want it NOW !*” – Cronograma realista

Aqui o autor defende que a pressão existente sobre o tempo de um projecto é dos erros mais comuns que leva ao insucesso de megaprojectos e daí a necessidade de um tempo de projecto realista. Por outras palavras, quando existe pressão para a prossecução de um projecto, são geralmente feitos atalhos que originam erros e custos incomportáveis, ocasionando a inviabilidade do mesmo. Assim

pode-se dizer que este factor crítico de sucesso se resume à definição de um tempo realista para um projecto.

3. “*Don’t worry; we’ll work out the details of the deal later.*” – Contrato

Neste tópico o autor cita um director de megaprojectos que diz que “o contrato conduz o projecto e não, o projecto conduz o contrato”. Deste modo, o autor refere o problema de frequentemente não haver, desde o início, um contrato bem definido e detalhado entre todas as partes intervenientes.

4. “*Why do we have to spend so much up front?*” – Front-end Loading (FEL)

Neste ponto o autor faz referência ao corte nos custos nas fases iniciais do projecto anteriormente ao *Final Investment Decision* (FID) e ao início da sua construção. Por outras palavras, é de extrema importância o trabalho desenvolvido nas fases iniciais relativamente à estratégia, âmbito, viabilidade económica e técnica, análise dos riscos, engenharia e planeamento do projecto. Apesar dos custos serem elevados nesta fase, os custos totais do projecto resultantes de uma FEL mal elaborada são muito maiores levando à eventual falência do mesmo.

5. “*We need to shave 20 percent off that number!*” – Orçamento realista

Neste ponto o autor refere o perigo de se proceder cortes no orçamento do projecto. O problema subjacente à redução dos custos repercute-se na alteração do projecto com os pressupostos iniciais do mesmo, incluindo implicações no respectivo cronograma, já referido no ponto 2 como um erro crítico.

6. “*The contractors should carry the risk; they ’ re doing the project!*” – Estratégia dos contratos com os empreiteiros

Neste ponto o autor aponta como erro crítico a tentativa, por parte dos donos do projecto, de transferir todo o risco para as firmas empreiteiras através do tipo de contrato *lump-sum*.

7. “*Fire those #\$@\$\$! project managers who overrun our projects!*” – Alteração na Equipa de Projecto

Aqui o autor critica a atitude dos decisores ao mais alto nível quando decidem substituir durante o projecto a sua equipa da gestão já envolvida desde o início.

Finalmente, de acordo com Mokhatab *et al.*, (2014) existem uma série de questões críticas para os patrocinadores na concepção e construção de projectos de instalações de LNG. Algumas dessas questões são de natureza técnica:

1. A escolha das tecnologias;
2. Selecção de empreiteiros (por exemplo, empreiteiro EPC líder);
3. Desenvolvimento da equipa de gestão de projectos;
4. Estratégias consideradas e comunicadas na concepção, contratação e gestão de riscos;

5. Custos e orçamento;
6. Alteração de encomendas e desvios ao projecto;
7. Cronograma e definição de marcos e metas significativos;
8. Qualidade de trabalho e desempenho.

Já do ponto de vista contratual, comercial e financeiro, outras questões críticas que afectam o desempenho e os resultados de um projecto são:

9. Estrutura contratual de EPC (por exemplo, *lump-sum* ou *gain share*);
10. Limitações de responsabilidade aplicadas a empreiteiros e fornecedores;
11. Segurança financeira dos empreiteiros;
12. Garantia de financiamento do projecto e condições de teste de conclusão para a retirada de empréstimos;
13. Negociação dos requisitos locais (*local content*) no país anfitrião e regras de compras com o governo;
14. Seguros e garantias da exportação como parte do financiamento.

### **3.5 Sumário dos factores críticos de sucesso**

Face ao exposto, concluiu-se que a problemática inerente aos factores críticos de sucesso, quer a nível geral quer a nível particular do *Oil & Gas* e mais concretamente no LNG, é objecto de análise dos vários autores referenciados.

Na tabela 4 pode constatar-se que existem alguns factores críticos de sucesso comuns ou transversais aos vários estudos anteriormente enumerados que são Pinto & Slevin (1987), (Denni-Fiberesima & Rani (2011), Merrow (2011) e Mokhatab *et al.* (2014).

Após uma análise criteriosa destes factores, conforme descrito no capítulo seguinte, iniciou-se um processo de selecção dos itens comuns, que foram listados sob a denominação de uma temática (coluna à esquerda) e itens específicos a cada estudo a fim de listar um conjunto final de factores críticos de sucesso para posterior utilização na elaboração de um questionário, conforme descrito no capítulo seguinte.

Deste processo resultou o total de 12 temáticas, onde apenas duas delas são referenciadas pelos quatro trabalhos de referência, seis são referenciadas por três dos trabalhos e por fim quatro temáticas apenas são referidas por dois dos trabalhos. Também se verifica que nenhum dos trabalhos de base refere todas as 12 temáticas.

As temáticas aqui identificadas constituem o ponto de partida para uma listagem de factores críticos de sucesso num projecto de FLNG.

**Tabela 4 – Factores críticos de sucesso encontrados nos quatro autores**

Autor / contexto Temática	Pinto & Slevin (1987)	Denni-Fiberesima e Rani (2011) (Projectos de Oil / Gas em águas profundas na Nigéria)	Merrow (2011) (Megaprojectos industriais)	Mokhatab <i>et al.</i> (2014) (LNG)
Boa Formulação do Projecto	Missão do projecto	Boa formulação do projecto	Contrato Front-end Loading (FEL)	
Equipa do Projecto	Pessoas Suporte da equipa de gestão de topo	Capacidade de gestão do projecto	Alteração na Equipa de Projecto	Desenvolvimento da equipa de gestão de projectos
Cronograma Realista	Planeamento / tempo do projecto	Duração do projecto realista	Cronograma Realista	Cronograma e definição de marcos e metas significativos
Custos e Orçamento		Estimativa dos custos de capital apropriada	Orçamento realista	Custos e orçamento
Resolução de Problemas e Desvíos do Plano Inicial	Resolução de problemas e desvíos do plano inicial	Entrega rápida do projecto		Alteração de encomendas e desvíos ao projecto inicial
Comunicação e Gestão de Stakeholders	Consulta com o cliente Aceitação do cliente Comunicação	Comunicação	Partes intervenientes ( <i>stakeholders</i> )	
Planeamento e Gestão de Contratos Apropriados		Planeamento e gestão dos contratos Boa implementação do projecto	Estratégia dos contratos com os empreiteiros	Seleção de empreiteiros (por exemplo, empreiteiro líder no EPC) Estratégias consideradas e comunicadas na concepção, contratação e gestão de riscos Estrutura contratual de EPC (por exemplo, <i>lump-sum ou gain share</i> ); Limitações de responsabilidade aplicadas a empreiteiros e fornecedores; Segurança financeira dos empreiteiros;
Qualidade de Trabalho e Desempenho	Monitorização e feedback			Qualidade de trabalho e desempenho
Gestão de riscos		Alocação do risco		Seguros e garantias da exportação como parte do financiamento.
Bom entendimento do Contexto Local do Projecto		Bom entendimento do contexto local do projecto Disponibilidade de recursos		Negociação dos requisitos locais ( <i>local content</i> ) no país anfitrião e regras de compras com o governo;
Inovação Tecnológica	Tarefas técnicas	Inovação tecnológica		Escolha das tecnologias
Acesso Garantido ao Financiamento		Acesso garantido ao financiamento		Garantia de financiamento do projecto e condições de empréstimos;

## 4 Metodologia

Neste capítulo será descrita a metodologia usada na elaboração deste trabalho a fim de lograr a formulação de conclusões.

Após a identificação do problema foi feita uma revisão literária sobre o assunto de forma a obter informação acerca da área em estudo. Começou-se por pesquisar bibliografia na área do *Oil & Gas*, de plataformas de produção de petróleo e gás, com intuito de compreender o que é o LNG e como é obtido, a evolução das cadeias logísticas associadas ao LNG desde a cadeia tradicional à cadeia exclusiva em *offshore*. Mais tarde foi feita uma análise da situação actual em termos de procura e oferta de LNG no mercado mundial. Finalmente procurou-se explorar mais dados concretos relativamente à situação actual de projectos de FLNG e os principais desafios expectáveis num projecto deste tipo

Após esta investigação de um âmbito muito geral sobre o LNG, começou-se por pesquisar, através de artigos disponíveis na *online* e em bibliografia específica, o conceito de projecto, critérios para um projecto de sucesso e factores que contribuem para o seu êxito. Numa fase mais avançada, a pesquisa foi-se focando no âmbito de megaprojectos e no contexto da indústria *Oil & Gas*.

No final desta fase, o objectivo foi sistematizar uma lista de factores críticos de sucesso neste sector resultando assim a formulação da hipótese de que esses factores seriam igualmente válidos para um projecto de FLNG.

A fase seguinte traduziu-se na obtenção de informação obtida através do contacto com profissionais da indústria uma vez que a informação face ao problema exposto é, conforme já foi elucidado, muito limitada. A informação adquirida através de profissionais da indústria passou duas fases distintas com o objectivo de usar um método de integração sequencial de pesquisa qualitativa com a pesquisa quantitativa, em diferentes fases de estudo, tal como é descrito por Flick (2009):

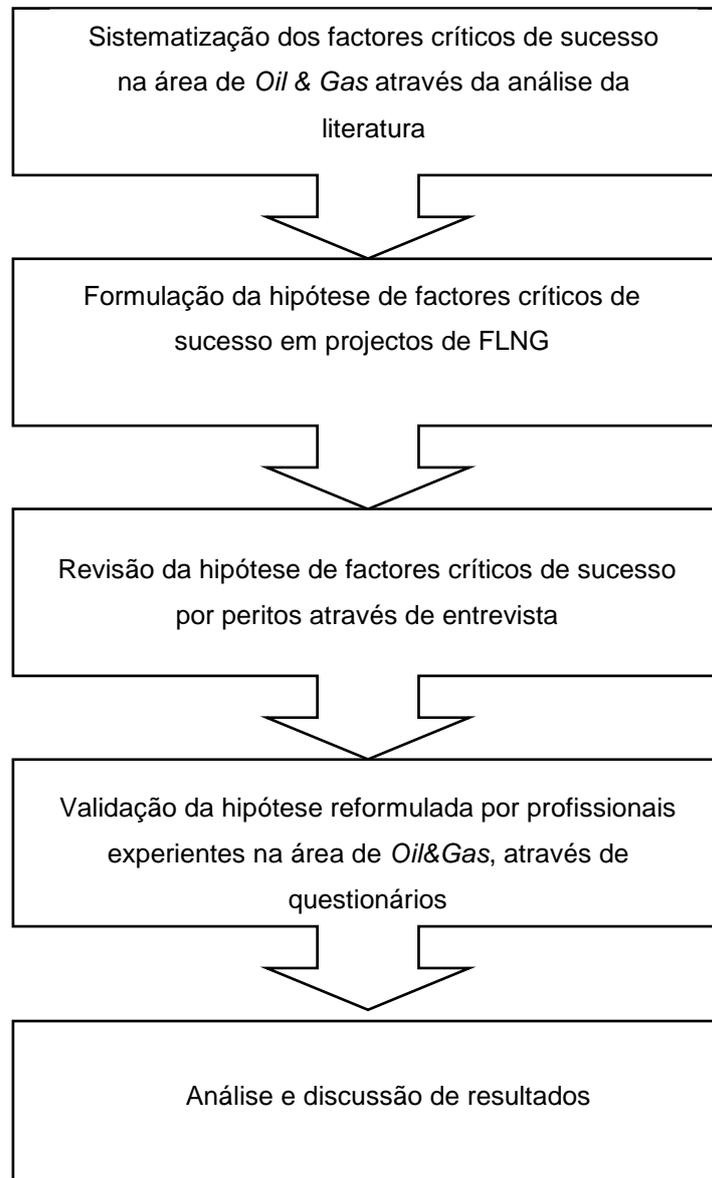
- A primeira, através de entrevistas presenciais com o objectivo de confirmar ou infirmar os resultados da pesquisa das fontes literárias conducentes a uma reformulação da hipótese, se necessário;
- A segunda, através de um questionário efectuado via *on-line*, a fim de corroborar ou negar, a hipótese formulada e responder ao problema inicial.

Finalmente foram apresentados e discutidos os resultados, as suas limitações e as dificuldades encontradas na obtenção de informação durante este trabalho.

Importa referir que foi feita uma calendarização de todas as fases do processo investigativo, desde a revisão literária até à fase do questionário onde se inclui a sua concepção, elaboração de um pré-teste e da sua monitorização, tal como descrito por Iarossi (2006). Contudo, esta calendarização

sofreu, ao longo do tempo, sucessivas mudanças devido principalmente ao difícil acesso a informação relevante neste domínio. O acesso a profissionais com experiência e com disponibilidade para entrevistas presenciais e a receptividade ao apelo a profissionais com experiência para responder ao questionário *on-line* foi limitado.

Na figura 17, apresenta-se um esquema da metodologia usada neste trabalho.



**Figura 17- Metodologia da dissertação de mestrado**

#### **4.1 Sistematização dos factores críticos de sucesso**

Em relação ao conceito dos factores críticos de sucesso e de factores de sucesso em projectos procuraram-se artigos utilizando palavras-chave na *internet* e na base de dados *Web of Knowledge* conforme referido na secção 3.4. Constatou-se que pouca ou nenhuma informação foi encontrada no que concerne aos factores críticos de sucesso aplicados ao âmbito de projectos de *Oil and Gas* e em particular ao LNG, FPSO e FLNG.

No entanto, verificou-se que alguma da informação acessível em conteúdos *on-line*, incluindo informação acerca de plataformas FLNG, resultava de apresentações em conferências e artigos oriundos da indústria. Como é de esperar, muita informação concreta no que respeita esta área é considerada confidencial ou sob propriedade intelectual, donde resulta um grande vazio em informação fidedigna, o que representa uma limitação deste trabalho.

#### **4.2 Formulação da hipótese de factores críticos de sucesso em projectos de FLNG**

Assim, como resultado da sistematização dos factores críticos de sucesso, foi formulada uma hipótese provisória de pesquisa, conforme apresentada na secção do capítulo anterior.

Após análise e cruzamento dos vários factores críticos de sucesso indicados quer na revisão literária geral quer na mais especializada, procedeu-se a uma categorização dos mesmos. Verificou-se que, à medida que a pesquisa literária se tornava mais especializada no âmbito em estudo, existia um aumento quantitativo de factores críticos a ter em conta.

Verificou-se ainda que alguns desses factores eram transversais ou comuns em diversas fontes bibliográficas. Outros eram distintos, uma vez que resultaram de pesquisas mais focadas no âmbito geral, no *Oil & Gas*, em megaprojectos e finalmente em LNG. No entanto, o agrupamento teve em conta os factores comuns e os distintos.

Assim, foi elaborada uma listagem de todos os factores encontrados, dos gerais aos especializados colocando-se a hipótese de que os mesmos possam ser passíveis de aplicação num projecto de FLNG, a saber:

- Boa formulação do projecto;
- Equipa de Projecto;
- Cronograma Realista;
- Custos e Orçamento;
- Resolução de Problemas e Desvios ao Projecto Inicial;
- Comunicação e Gestão com os *Stakeholders*;
- Planeamento e Gestão de Contratos Apropriados;
- Qualidade de Trabalho e Desempenho;
- Gestão de Riscos;
- Bom Entendimento do Contexto Local do Projecto;
- Inovação Tecnológica;
- Acesso Garantido ao Financiamento.

#### **4.3 Revisão da hipótese de factores críticos de sucesso por peritos**

A fim de testar a hipótese inicial formulada neste trabalho, procedeu-se a uma entrevista semi-estruturada a peritos segundo um guião previamente acordado. De acordo com Flick (2009), as entrevistas semi-estruturadas ganharam uma grande aceitação e têm sido largamente usadas uma vez que neste tipo de entrevista existe a expectativa de que, numa situação de perguntas abertas

previamente elaboradas, o entrevistado expresse a sua opinião ao contrário de uma entrevista *standard* ou de um questionário.

O mesmo autor refere que existem cinco tipos de entrevistas semi-estruturadas onde se incluem:

- Entrevista Focada (*focused interview*);
- Entrevista *Semi-Standard* (*semi-standard interview*);
- Entrevista Centrada no Problema (*problem-centered interview*);
- Entrevista a Peritos (*expert interview*);
- Entrevista Etnográfica (*Ethnographic interview*).

O autor refere também que as entrevistas a peritos podem ser usadas como complemento a outros métodos e enumera três tipologias de entrevistas a peritos referenciadas por Bogner e Menz, (2002). Numa delas, sugere que a entrevista a um perito pode ser usada com carácter exploratório, na orientação de um assunto novo de forma a estabelecer uma estrutura temática e por ultimo, ser geradora de hipóteses.

Ainda segundo o mesmo autor, a elaboração das perguntas e a condução da entrevista deve conter quatro critérios essenciais. Apesar do autor mencionar estes quatro critérios para a entrevista do tipo focada (*focused interview*), este alega que também pode ser usado numa entrevista feita a peritos (*expert interview*).

Os critérios são:

1. Não directividade – este critério é alcançada quando são feitas perguntas não-estruturadas, semi-estruturadas e finalmente estruturadas. Ao longo da entrevista deve-se aumentar o grau de estrutura para que o entrevistador não influencie os pontos de vista do entrevistado.
2. Especificidade – a entrevista deve trazer os elementos mais específicos do assunto em discussão para que se evite que o entrevistado dê respostas muito gerais.
3. Alcance - a entrevista deve garantir que os tópicos e aspectos relativos ao problema em questão são mencionados.
4. Profundidade e contexto pessoal – o entrevistador deve assegurar-se que, durante a entrevista, o entrevistado dê respostas emocionais que vão para além do simples “agradável” ou “desagradável”.

No entanto, Flick (2009) salienta que um dos desafios na condução de uma entrevista com peritos é, em primeiro lugar, a selecção dos peritos adequados. Outro desafio é que o entrevistador tenha um conhecimento aprofundado do assunto em estudo, de forma a formular as perguntas certas. Outro problema referido é o tempo da entrevista, que pode ser limitado. Finalmente, outro problema decorrente das entrevistas a peritos releva da questão da confidencialidade que pode levar à recusa do entrevistado em responder a certos tipos de questões ou à recusa da gravação da entrevista.

Assim, para este trabalho, foi organizada uma pesquisa qualitativa através de um primeiro grupo constituído por três peritos com experiência em projectos no âmbito do *Oil & Gas*, incluindo num

projecto de FLNG em curso. Para tal, foi elaborada e realizada uma entrevista semi-estruturada presencial e conjunta, na tentativa de clarificar o problema formulado no início. A entrevista conjunta resultou de condicionalismos profissionais e temporais dos três intervenientes. Um quarto elemento tendo trabalhado para um empreiteiro do ramo, foi contactado e entrevistado. Contudo, a informação deste último não foi tida em conta devido ao conhecimento muito limitado do informante sobre esta matéria. De destacar que a escassez de profissionais e a sua dispersão geográfica neste domínio, obstaculizaram a participação de mais peritos em entrevistas presenciais. A informação adquirida nestas entrevistas foi enriquecida com os dados já obtidos na pesquisa literária, permitindo a reformulação da hipótese levantada anteriormente.

Com base nos pressupostos acima descritos foram elaboradas as seguintes perguntas aos três peritos, introduzidas nos tópicos previamente acordados:

- 1. Na sua opinião, serão as FLNG uma aposta com futuro?*
- 2. Na sua opinião, quais são os principais desafios no projecto de uma FLNG?*
- 3. Qual ou quais os factores que acha que são fundamentais para que um projecto desta natureza seja considerado um sucesso?*
- 4. Um projecto desta natureza terá factores comuns aos projectos de FPSOs e produção de LNG? Se sim, quais?*
- 5. Da lista que se segue, quais são os factores críticos de sucesso mais relevantes? Da lista que se segue enumere-os por ordem decrescente em termos de relevância s.f.f.*
- 6. Na sua opinião, existem outros factores críticos de sucesso adicionais? Se sim, e tendo em conta a lista anterior, coloque-o(s) novamente por ordem decrescente em termos de relevância s.f.f.*

O contacto com os entrevistados foi iniciado através um intermediário que facilitou o processo na marcação da data e hora da entrevista.

Os três peritos estavam envolvidos num projecto de FLNG à data da entrevista e foram entrevistados em simultâneo por razões de conveniência e de acordo com os critérios definidos por Flick (2009), conforme já descrito.

Depois da análise das respostas dadas pelos mesmos na entrevista e tendo em conta a lista de factores críticos de sucesso já sistematizada, uma nova hipótese foi formulada.

#### **4.4 Validação da hipótese reformulada por profissionais experientes na área de Oil and Gas**

A fim de testar a hipótese formulada na fase anterior e com base na combinação dos resultados obtidos através da revisão literária bem como na orientação fornecida pelos peritos, foi elaborado um questionário. Este, do tipo estruturado foi disponibilizado via *on-line* utilizando a ferramenta *Google Forms*. Esta pesquisa quantitativa foi dirigida a um grupo constituído por profissionais experientes no âmbito de projectos de *Oil and Gas*, em diversas localizações geográficas a nível mundial.

A fim de encontrar respondentes disponíveis para colaborar nesta pesquisa, foi usada um tipo de amostragem chamada “bola de neve” (do inglês *Snowball*). Esta modalidade de pesquisa consiste na obtenção de uma amostra não probabilística que usa referências em cadeia dadas pelos participantes (Vinuto, 2014). Ainda de acordo com a mesma autora, usando este tipo específico de amostragem não é possível determinar a probabilidade de selecção de cada respondente no estudo em questão, mas torna-se útil para estudar populações de difícil acesso em que o seu número é impreciso. Nas populações deste tipo incluem-se as que contêm poucos membros e que estão dispersas por uma grande área geográfica, tal como sucede no âmbito deste trabalho.

De acordo com a mesma autora, a amostragem de “bola de neve” é utilizada principalmente para fins exploratórios, onde se inclui o objectivo de melhor compreensão sobre um tema.

Contudo, este tipo de amostragem tem limitações e importa tê-las em conta. Esta técnica de amostragem, aplicada a grandes populações, não se apresenta muito adequada uma vez que cada pessoa referenciada não tem a mesma probabilidade de ser indicada para participar na pesquisa. Outra limitação desta técnica é a possível obtenção de argumentos semelhantes, uma vez que as pessoas assinaladas ao longo de cada cadeia integram a rede pessoal das pessoas contactadas, facto que pode limitar a variedade de narrativas (Vinuto, 2014). Do exposto decorre que, para este trabalho, se procurassem utilizar “sementes” de grande variação geográfica e com experiência diferenciada a fim de se obter a maior variabilidade de opiniões.

A população-alvo deste questionário remete para profissionais da indústria petrolífera, com experiência em projectos relacionados com FLNG, FPSO ou LNG na área de gestão de projectos, em qualquer zona geográfica. Para além dos profissionais com experiência em FLNG, que são os mais relevantes para esta pesquisa, consideraram-se também os outros dois tipos de projectos devido à semelhança do conceito com as plataformas FLNG.

Desta circunstância, ressalta a dificuldade de fazer uma estimativa sobre o número destes profissionais a operar em todo o mundo. Com um propósito meramente indicativo sobre o número de profissionais a nível global, com experiência nos campos acima mencionados, procedeu-se a uma pesquisa através da rede *on-line LinkedIn* (no sítio *LinkedIn.com*), usando as palavras-chave das três áreas, “project manager” e “manager”, com e sem filtros aplicados (ver tabela 5). Obtiveram-se os seguintes dados:

**Tabela 5 – Resultados da pesquisa de profissionais nas áreas FLNG, FPSO e FLNG através da rede LinkedIn (6 de Março de 2018)**

Áreas	No. de profissionais (com filtro “Project Manager”)	No. de profissionais (com filtro “Manager”)	No. de profissionais (sem filtros)
<b>FLNG</b>	443	643	9178
<b>FPSO</b>	1379	2125	158 994
<b>LNG</b>	4105	8357	284 619

Durante a construção do questionário *on-line* foi tido em conta o questionário elaborado por Denni-Fiberesima & Rani (2011) na sua pesquisa. Assim, contemplaram-se os seguintes aspectos:

Foi pedida autorização ao Instituto Superior Técnico para utilização do logótipo da instituição no questionário de forma a torná-lo mais credível junto da população-alvo acerca do objectivo e o âmbito da pesquisa. Após a autorização ter sido concedida e comunicada, o logótipo (Assinatura A) foi introduzido no questionário, respeitando deste modo as normas da instituição, disponíveis na sua página na rede *web*.

Foi feita uma apresentação e introdução na língua inglesa, relativamente ao objectivo e ao âmbito da pesquisa garantindo confidencialidade e anonimato aos entrevistados. Foi ainda solicitada cooperação para o reenvio do citado questionário a outros profissionais dentro da sua rede de conhecimentos profissionais com experiência relevante. Em alternativa, foi também pedido o contacto de correio electrónico de outros profissionais com experiência nas mesmas áreas de forma a obter uma amostra representativa. Finalmente, foi também facultado o contacto por correio electrónico com o domínio da instituição para credibilizar e legitimar a investigação.

No que se refere ao questionário, este foi dividido em três secções tendo sido utilizadas, nas duas primeiras, diferentes tipos de escalas nas perguntas fechadas e na última, uma pergunta aberta (ver em anexo).

De acordo com Hair *et al.* (2003), podem ser usadas cinco tipos diferentes de escalas, sendo elas:

- Escala nominal – é o tipo mais básico neste tipo de escala onde a resposta não contém nenhum nível de intensidade sendo impossível estabelecer qualquer tipo de hierarquia ou ranking;
- Escala ordinal – é uma escala que permite os respondentes expressar uma magnitude relativa entre as possíveis respostas a uma pergunta, sendo por isso possível estabelecer um ranking. De acordo com o mesmo autor a escala Likert é uma escala deste tipo;
- Escala intervalar – é uma escala onde é possível definir a distância absoluta entre os diferentes pontos da escala. É possível estabelecer um ranking;
- Escala de razão – é um tipo de escala mais sofisticado no sentido em que não só é possível definir a distância absoluta em os diferentes pontos da escala mas também é possível fazer um rácio entre as diferentes respostas;
- Escala ordinal intervalar – é um tipo de escala onde é feita uma transformação artificial de uma escala nominal numa escala intervalar. O autor refere que na pesquisa de marketing existe muitas vezes a necessidade de obter dados a partir de atitudes, comportamentos e intenções que são na realidade ordinais onde se pode impor artificialmente uma distância entre as respostas de forma a efectuar uma análise estatística mais avançada.

Quanto à secção A do questionário, esta reporta ao perfil profissional do respondente através da recolha de dados relativos à idade, género, anos de experiência profissional, experiência geográfica, nível de educação, área de experiência, e experiência concreta em LNG, FPSO e FLNG. Nesta parte foram usadas escalas nominais e escalas intervalares.

Na secção B formulou-se uma pergunta fechada de forma a avaliar o nível de concordância do entrevistado relativamente à hipótese gerada, usando uma escala ordinal intervalar. Assim, construiu-se uma escala ordinal com atributos que se transformou artificialmente numa escala intervalar, atribuindo um valor a cada um deles. Deste modo criou-se uma distância artificial entre eles, a fim de elaborar uma análise estatística mais aprofundada tal como sugerido por Hair *et al.* (2003).

No entanto, de acordo com Iarossi (2006) no tipo de questionário importa ter dois aspectos em consideração: o número de categorias de escala que devem ser usadas e quais as palavras ou números se devem associar a cada categoria da escala.

No que diz respeito ao número de categorias a usar não existe um consenso de acordo com o mesmo autor, uma vez que um número pequeno de categorias providencia informações menos refinadas, enquanto categorias a mais torna a pergunta difícil de gerir. O mesmo autor refere que há experiências que indicam que o número preferível de escalas situa-se entre cinco e nove categorias. Também não é claro se o número de categorias deve ser par ou ímpar, ou seja, se deve existir ou não uma categoria intermédia e em que medida afecta a qualidade dos dados. O mesmo autor sugere que deve existir uma escala intermédia se houver a possibilidade de uma resposta neutra, dependendo do conteúdo e do propósito analítico.

Para além do número de categorias há também as palavras, em geral adjectivos (bom, razoável, mau) ou números (1,2,3) associados a cada uma delas e que podem ser todas designadas ou só algumas. Conforme explicado por Iarossi (2006), apesar de parecer ser simples escolher todas estas variáveis, na verdade, essa selecção pode influenciar os resultados.

Tendo em conta o acima descrito, a cada uma das categorias, o entrevistado teve de indicar o seu grau de concordância entre cinco respostas possíveis começando em '1' – "*Discordo totalmente*" até '5' – "*Concordo totalmente*" em termos de importância para cada um dos factores críticos de sucesso enumerados. No âmbito desta escala, conforme explicado em Mendes *et al.* (n.d.) não existe uma regra específica relativamente ao número de respostas alternativas ser par ou ímpar uma vez que ambas apresentam desvantagens. Apesar da escolha de construir uma escala com um número ímpar de respostas alternativas apresentar algumas desvantagens, tais como o efeito moda ou a inibição de dar uma opinião mais forte, optou-se por formular o questionário com cinco respostas possíveis em termos de grau de concordância (Mendes *et al.*, n.d.) tal como foi utilizado no questionário elaborado por Denni-Fiberesima & Rani (2011).

Na parte C é feita uma pergunta aberta ao entrevistado permitindo-lhe manifestar a sua opinião livremente dando assim hipótese de acrescentar outro ou outros factores críticos que não foram identificados previamente. De acordo com Iarossi (2006), este tipo de pergunta concede aos

respondentes o máximo de espontaneidade de expressão permitindo identificar melhor o nível de conhecimento e informação, a força das suas convicções e as suas influências motivacionais, entre outras. No entanto, apresenta também desvantagens uma vez que requer mais tempo e esforço do que as perguntas fechadas resultando por isso uma maior taxa de recusas. Com esta secção procurou-se também obter dados no campo da outra dimensão na gestão de megaprojectos que é a “arte da liderança de projectos”, não ficando confinado a meros aspectos da “ciência” conforme já foi referido no secção 3.1.

Antes do envio do questionário para a fase de pré-teste, todas as questões relativas à redacção, estilo, conteúdo, arranjo gráfico e linguagem foram verificadas (Iarossi, 2006).

Conforme também explicado por Iarossi (2006), o pré-teste representa o primeiro teste “em directo” do questionário bem como o último passo na finalização das perguntas. Na fase do pré-teste, importa ter em conta algumas questões, onde se incluem a facilidade de entendimento pelos respondentes quanto ao propósito do questionário, a clareza do enunciado, o estilo de perguntas, a extensão do questionário, entre outras (Iarossi, 2006). De acordo com o mesmo autor, o pré-teste de um questionário pode ser feito seguindo três métodos de campo diferentes: o convencional, o comportamental e o cognitivo. Há ainda um quarto método, em que peritos fazem uma revisão do questionário no escritório. Neste trabalho, seguindo a sugestão da orientadora, optou-se por utilizar este último método a fim de fazer um teste final.

A ligação (*link*) do questionário foi enviada por correio electrónico com o domínio da instituição IST, como já referido, acompanhada por uma introdução com estrutura semelhante à já descrita, em inglês ou em português, conforme a nacionalidade da população-alvo. Em alguns casos, o correio electrónico com a ligação para resposta posterior não foi acompanhada da introdução uma vez que o primeiro contacto foi feito verbalmente através de conversa telefónica com profissionais conhecidos. Contudo, a dificuldade de encontrar, nesta área, profissionais disponíveis para responder ao questionário era expectável, não havendo garantia antecipada de que a amostra fosse representativa.

#### **4.5 Análise e discussão dos resultados**

Em relação aos dados obtidos resultantes das entrevistas presenciais, estes são apresentados e descritos após cada pergunta do guião previamente acordado. Finalmente, através dos resultados oriundos das entrevistas, os factores críticos de sucesso sofrem uma nova revisão e como consequência é feita uma nova reformulação da hipótese.

No que diz respeito ao registo de dados electrónicos, os resultados obtidos a partir do questionário *on-line* foram transportados directamente a partir do *Google Forms* através de uma função disponível neste *software* para uma folha de cálculo em forma bruta. A partir desta, foi necessário proceder a uma edição e limpeza da folha de cálculo através da substituição dos atributos em cada uma das perguntas por um número, em linha com a escala ordinal intervalar, tal como sugerido por *Hair et al.* (2003). Desta forma foi possível quantificar os resultados obtidos e aumentar a qualidade dos dados para uma posterior análise estatística. Já na última parte do questionário, a parte C, tratando-se de

uma pergunta aberta, procedeu-se também a uma limpeza de texto de forma a seleccionar o conteúdo relevante através da categorização das respostas.

Este procedimento de edição e limpeza no tratamento de dados é sugerido por Iarossi (2006). Como consequência da análise, verificou-se que num dos inquéritos recebidos, a mesma resposta estava repetida nas três seções, incluindo a resposta à pergunta aberta na parte C. Estas respostas idênticas indicaram tratar-se do mesmo respondente, facto que determinou a sua eliminação da análise.

Nesta secção os resultados foram apresentados em três partes distintas: na primeira foram apresentados os resultados do questionário no que diz respeito ao perfil dos respondentes (parte A). Na segunda, foram apresentados os resultados em relação à percepção dos respondentes face aos factores críticos de sucesso num projecto de FLNG e uma análise estatística (parte B). Finalmente na terceira parte foram apresentados os resultados em relação à pergunta aberta na parte C, já numa forma sistematizada.

Finalmente elaborou-se um cruzamento de dados entre área de experiência profissional dos respondentes e cada um dos factores críticos de sucesso, a fim de avaliar a potencial presença de alguma tendência. Conforme explicado por Hair *et al.* (2003) este método consiste na análise da relação entre duas ou mais variáveis e é normalmente a principal ferramenta de análise de dados em projectos relacionados com pesquisa de marketing. Neste trabalho analisou-se, para cada CSF a percentagem de respostas em cada categoria relativa ao grau de concordância. Finalmente cruzaram-se estes dados em função da experiência profissional dos respondentes.

## 5 Discussão dos resultados obtidos e limitações do trabalho

Neste capítulo, serão apresentados os resultados obtidos, primeiro através das entrevistas com os peritos e da reformulação dos CSF feita pelos mesmos. Por último, serão apresentados os resultados do questionário *on-line*.

Finalmente serão apresentadas as análises estatísticas, feitas a partir de uma folha de cálculo em Excel, dos resultados do questionário e discutidas as limitações encontradas.

### 5.1 Resultados obtidos na revisão da hipótese de factores críticos de sucesso por peritos

A recolha de dados através de uma entrevista presencial e conjunta teve lugar no local de trabalho dos peritos e realizou-se no dia 29 Junho de 2017. Iniciou-se com uma breve introdução ao trabalho, da motivação do mesmo e das suas limitações. Foi pedido aos entrevistados para gravar a entrevista, pedido que foi recusado evocando razões de confidencialidade e de carecer autorização superior. Neste sentido, as respostas foram registadas apenas em papel, para posterior tratamento das mesmas.

Seguidamente foi feita uma breve introdução pelos entrevistados relativamente à sua formação e à sua experiência de projectos no âmbito do *Oil and Gas*. Cada um dos peritos revelou o seguinte:

- Perito A - Engenheiro de processos com experiência em projectos de *Oil and Gas* desde 2007. Desde 2013 tem trabalhado em projectos relacionados com FLNG e LNG *onshore*, ambos em África, focado na parte de engenharia e nas áreas de custos, cronograma, âmbito técnico e contratos.
- Perito B – Gestor de projecto com experiência em projectos de *Oil and Gas* desde 1998 na sua maioria em projectos de *downstream*. Desde 2014 tem trabalhado em projectos relacionados com FLNG e LNG *onshore*, ambos em África, focado na parte de gestão de projecto e nas áreas de custos, cronograma, âmbito comercial e contratos.
- Perito C - Gestor de projectos com experiência em projectos de *Oil and Gas* desde 1997. Desde 2014 tem trabalhado em projectos relacionados com FLNG e LNG *onshore*, ambos em África, focado na parte de gestão de projecto e nas áreas de custos, cronograma, âmbito comercial e contratos.

#### Questão 1

Relativamente à questão “*Na sua opinião, serão as FLNG uma aposta com futuro*” as respostas foram as seguintes:

Os três peritos começaram por precisar o conceito de uma plataforma FLNG numa sequência temporal no sentido de contextualizar o tema.

O perito A respondeu que a parte económica é a grande questão no tópico das FLNG e que os desafios técnicos existentes actualmente serão certamente ultrapassados. O mesmo aconteceu para o caso das FPSO, onde desafios técnicos que outrora eram difíceis de superar foram resolvidos. Do ponto de vista económico disse que se estima que uma plataforma FLNG tenha um custo três vezes maior que uma FPSO e destacou um maior *Capital Expenditure* (CAPEX) deste tipo de solução. Sublinhou que o aparecimento da solução das plataformas FLNG também está relacionado com as políticas ambientais adoptadas por alguns países produtores que decidiram parar com a queima do gás associado à exploração de petróleo. Finalmente, referiu os riscos associados à operação de uma plataforma deste tipo, entre os quais se incluem a segurança e outros tais como as trasfegas de gás para os navios aliviadores.

O perito C manifestou concordância com o Perito A e falou noutras possíveis soluções parecidas com as plataformas FLNG nomeadamente nas plataformas FLNG mas com o conceito “*at shore*”. Trata-se de uma plataforma FLNG com uma especificação técnica menos exigente uma vez que se situa num cais, junto a terra firme.

O perito B manifestou concordância com tudo o que foi dito pelos outros peritos.

## **Questão 2**

Relativamente à questão “Na sua opinião, quais são os principais desafios no projecto de uma FLNG” as respostas foram as seguintes:

O perito A apresentou seis grandes tópicos relativos aos desafios:

Em primeiro lugar referiu o movimento da plataforma nos seis graus de liberdade e o seu impacto na eficiência do equipamento a bordo, nomeadamente no equipamento de liquefacção do gás;

Em segundo lugar, referiu os perigos do “*sloshing*”, ou seja, quando a frequência natural do gás liquefeito coincide com a frequência natural do movimento do navio causando potenciais danos nas membranas dos tanques;

Em terceiro lugar, referiu o desafio relativo à trasfega do LNG para o navio aliviador não só do ponto de vista dos riscos da operação em si mas também as mangueiras criogénicas capazes de aguentar temperaturas muito baixas e de se manterem flexíveis;

Referiu também as vantagens e inconvenientes das trasfegas *side-to-side* (navio aliviador ao lado da plataforma FLNG) em relação às trasfegas em *tandem* (navio aliviador em linha com a plataforma FLNG);

Em quinto lugar, foi referido o problema da compatibilidade com os navios de LNG aliviadores uma vez que os navios existentes podem não ter os requisitos técnicos para fazer a trasfega;

Por último falou do problema do projecto dos diversos componentes da plataforma para ambiente *offshore*.

Os outros dois peritos não manifestaram nenhuma opinião sobre a pergunta.

### Questão 3

No que se refere à questão “Qual ou quais os factores que acha que são fundamentais para que um projecto desta natureza seja considerado um sucesso?”

Nesta questão foi pedido aos peritos que enumerassem os factores mais importantes sem lhes ter sido previamente referido os factores encontrados através da pesquisa literária, de forma que as suas opiniões não fossem influenciadas. De referir que só o perito C enumerou os factores que, no seu entender, são os mais críticos num projecto desta natureza:

- A selecção da tecnologia a utilizar tendo em conta o ambiente *offshore* que o equipamento vai ser utilizado onde se incluem o tipo de amarração, o tipo de liquefacção, o tipo de *offloading* a ser escolhido, etc.;
- A importância da fase dos estudos de engenharia (*Engineering Studies (FEED)*);
- A importância das estratégias contratuais com os empreiteiros relativas à parte de Engenharia, Compras e Construção no que diz respeito aos custos, riscos, responsabilidades, danos, garantias de performance;
- O Consórcio de Engenharia, Aquisições e Construção (EPC) – experiência, conhecimento, capacidade técnica (estaleiro de construção, casco, *turret*, *topsides*) e fornecedores;
- A optimização de custos de operação (OPEX);
- A monitorização e controlo na execução do projecto;
- A gestão de interfaces.

### Questão 4

Relativamente à questão “Um projecto desta natureza terá factores comuns aos projectos de FPSOs e produção de LNG? Se sim, quais?”

Nesta questão, o perito C não enumerou factores em concreto, mas explicou que para além de existirem os factores comuns com FPSO e centrais de produção de LNG, em terra, existem também factores comuns com outro tipo de projectos tais como os de plataformas flutuantes de produção e navios de LNG. Explicou também que os conhecimentos adquiridos e os desafios técnicos que foram resolvidos ao longo de décadas nestes quatro tipos diferentes serão certamente aproveitados para os projectos vindouros de plataformas FLNG.

No entanto, este perito confessou que se sabe que existem muitas incógnitas uma vez que há pouca experiência neste domínio. Sublinhou ainda o facto que, para além destas incógnitas, é expectável surgirem outras variáveis cujo desconhecimento é total nesta fase de implementação. Concluiu com a frase em inglês “*we know there are known unknowns but there are also unknown unknowns*”.

Os peritos A e B anuíram a estas afirmações.

### Questão 5

Na questão “Da lista que se segue, quais são os factores críticos de sucesso mais relevantes? Enumere por ordem decrescente s.f.f.”.

Os três peritos concordaram que a listagem dos factores enumerados a partir da pesquisa literária, eram críticos ao sucesso de um projecto de FLNG.

Os peritos ordenaram posteriormente os critérios por ordem decrescente de relevância da seguinte forma:

1. Boa Formulação do Projecto;
2. Custos e Orçamento;
3. Cronograma Realista;
4. Equipa de Projecto;
5. Planeamento e Gestão de Contratos Apropriados;
6. Comunicação e Gestão de *Stakeholders*;
7. Gestão dos Riscos;
8. Bom entendimento do Contexto Local do Projecto;
9. Resolução de Problemas e Desvios ao Projecto Inicial;
10. Qualidade de Trabalho e Desempenho;
11. Acesso Garantido ao Financiamento;
12. Inovação Tecnológica.

### Questão 6

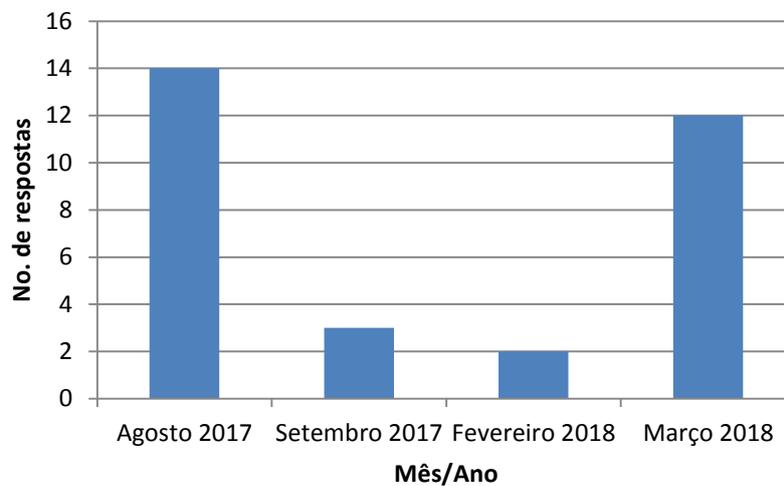
Finalmente na questão “Na sua opinião, existem outros factores críticos de sucesso adicionais?” os três peritos adicionaram os seguintes factores:

- Monitorização e Controlo da fase de Execução;
- Gestão de Interfaces.- que se refere à interacção entre o operador - empreiteiros e entre os próprios empreiteiros que trabalham no projecto (Maksoud, 2009).

Em termos de grau importância da lista anterior os peritos colocaram a “Gestão de interfaces” e “Monitorização e Controlo da fase de Execução” em sétimo e oitavo lugar respectivamente, ou seja entre “Comunicação e Gestão de *Stakeholders*” e “Gestão dos Riscos”.

### 5.2 Validação da hipótese reformulada por profissionais experientes na área de *Oil and Gas* - Resultados

No que diz respeito ao questionário *on-line* foram obtidas 31 respostas provenientes de profissionais que estiveram ou estão envolvidos na gestão de projectos de FLNG, LNG ou FPSO, no horizonte temporal mostrado na figura 18.

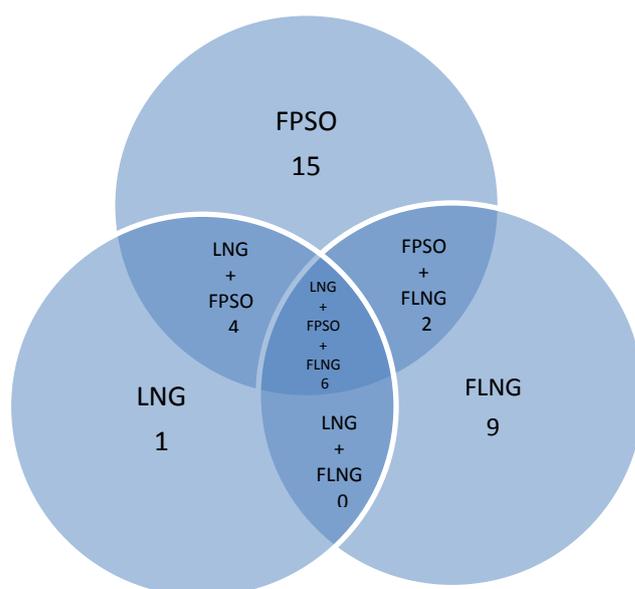


**Figura 18 – Número de respostas recebidas ao longo da elaboração do trabalho**

Contudo, conforme já foi mencionado anteriormente, depois da análise das respostas verificou-se que uma era repetida e foi eliminada. Sendo assim, foram consideradas válidas 30 respostas com os resultados apresentados na Tabela 6, que são referentes à parte A do questionário. A figura 19 ilustra, através de um diagrama de Venn, a experiência profissional dos respondentes validados, nos três tipos de projectos.

Tabela 6 – Sumário do perfil dos respondentes obtido a partir da parte A do questionário

<b>Categoria</b>	<b>Frequência</b>	<b>%</b>	<b>% Cumulativa</b>
<b>Idade</b>			
<26 anos	0	0	0
26-35 anos	6	20,0	20,0
36-45 anos	19	63,3	83,3
Mais de 46 anos	5	16,7	100
<b>Educação</b>			
Acima de mestrado	3	10,00	10,00
Mestrado ou equivalente	18	60,00	96,67
Bacharelato ou equivalente	8	26,67	36,67
Pós-secundário	1	3,33	100
<b>Tipo de firma</b>			
Empreiteiro de <i>Oil and Gas</i>	17	56,67	56,67
Firma de <i>Oil and Gas</i>	13	43,33	100
<b>Anos de experiência profissional</b>			
1 - 5 anos	4	13,33	13,33
6 - 10 anos	8	26,67	90,00
11 - 15 anos	12	40,00	53,33
16 - 20 anos	3	10,00	63,33
> 20 anos	3	10,00	100
<b>Área geográfica</b>			
África	1	3,33	3,33
América do Sul	11	36,67	40,00
Ásia	13	43,33	83,33
Europa	3	10,00	93,33
Oceânia	2	6,67	100
<b>Área profissional</b>			
Comercial	4	13,33	13,33
Engenharia	22	73,33	86,67
Gestão de topo	4	13,33	100
<b>Experiência profissional em projectos de FLNG</b>			
Não	21	70,00	70,00
Sim	9	30,00	100,00
<b>Experiência profissional em projectos de LNG</b>			
Não	19	63,33	63,33
Sim	11	36,67	100
<b>Experiência profissional em projectos de FPSO</b>			
Não	3	10,00	10,00
Sim	27	90,00	100



**Figura 19 – Número de respondentes em função da sua experiência profissional nos três tipos de projectos**

No que se refere aos resultados estatísticos obtidos na parte B do questionário os resultados foram os seguintes (tabela 7):

**Tabela 7 – Resultados obtidos a partir da parte B do questionário**

No	Factor Crítico de Sucesso	Mediana (geral)	Média (geral)	Mediana (FLNG)	Média (FLNG)	Mediana (LNG)	Média (LNG)	Mediana (FPSO)	Média (FPSO)
1	Cronograma Realista	4	4,13	4	4.33	4	4.36	4	4.11
2	Equipa do Projecto	4	4,10	4	4.44	4	4.36	4	4.07
3	Planeamento e Gestão de Contratos Apropriados	4	4,10	4	4.22	4	4.45	4	4.07
4	Comunicação e Gestão com os Stakeholders	4	3,83	4	4.11	4	4.09	4	3.89
5	Inovação Tecnológica	3	3,23	3	3	3	3.45	3	3.33
6	Boa Formulação do Projecto	4	4,00	5	4.44	4	4.18	4	3.96
7	Custos e Orçamento	4	4,07	4	4.11	4	4.27	4	3.96
8	Resolução de Problemas e Desvios ao Projecto inicial	4	3,37	2	2.66	4	3.45	4	3.41
9	Acesso Garantido ao Financiamento	4	3,80	4	3.56	4	4.09	4	3.81
10	Bom Entendimento do Contexto Local do Projecto	4	3,90	4	4	4	4.09	4	3.89
11	Qualidade de Trabalho e Desempenho	4.5	4,17	4	4.11	4	4.27	4	4.19
12	Gestão de Riscos	4	4,17	4	4.11	4	4.36	4	4.19
13	Gestão de Interfaces	4	4,03	4	4	4	4.18	4	4.07
14	Monitorização e Controlo da Fase de Execução	4.5	4,20	4	4.22	5	4.36	5	4.22

Já na parte C, dos 30 profissionais consultados, 13 deles responderam à pergunta aberta. Na tabela 8 podem-se observar cada uma das 13 respostas que entretanto, devido à sua extensão foram resumidas e interpretadas relativamente a um tema central (tabela 8):

**Tabela 8 – Resultados obtidos a partir da parte C do questionário**

Respondente No.	Comentários / Factores Críticos adicionais
1	• Ambiente e localização
2	• Gestão das cadeias de abastecimento
4	• Segurança
6	• Procura local de gás
7	• Suporte e aprovação do regulador
8	• Mudanças súbitas no projecto
9	• Cronograma, • Custos • Procura local de gás
15	• Relações com o Governo local
16	• Volume de condensado no reservatório
17	• Tecnologia de liquefacção, • Sistema de transferência de carga, • <i>Front-End Loading</i> , • Estaleiro de construção, • Condições do meio envolvente • <i>Gas monetisation</i>
19	• Segurança
21	• Equipa com a experiência certa
26	• Tipo de Contrato de <i>Engineering, Procurement and Construction</i>

### 5.3 Análise e discussão de resultados

Nesta secção são descritos os resultados da investigação relativamente à questão inicial “Quais serão os principais factores críticos de sucesso de um projecto FLNG para indústria petrolífera”.

#### • Parte A do Questionário

Relativamente à parte A do questionário, a maior parte dos respondentes tinham idades compreendidas entre os 36-45 anos (63.3%) tendo a maioria deles um curso superior com o grau de mestrado ou equivalente (60%). A maior parte dos respondentes trabalhava na altura do questionário numa firma empreiteira na área do *Oil and Gas* e tinha entre 11 – 15 anos de experiência profissional. No que concerne à área geográfica, cerca de 43% e 36.6% dos inquiridos obtiveram experiência neste tipo de projectos na Ásia e na América do Sul respectivamente. Já no que diz respeito à área profissional em que trabalhavam na altura do questionário, uma larga maioria (73%) respondeu ser na engenharia. Todos revelaram ter experiência em projectos de FLNG ou LNG ou FPSO sendo que os projectos de FPSO foram os mais preponderantes pois cerca de 90% dos inquiridos revelaram ter experiência neste tipo de projectos. Devido à circunstância dos projectos de FLNG serem relativamente recentes, foi com alguma surpresa que se constatou que 30% dos respondentes revelaram ter experiência neste campo. Conforme ilustrado na figura 19, constatou-se que 20% dos respondentes combinavam uma experiência transversal aos três tipos de projectos, 13% combinavam experiência em projectos de LNG e FPSO, enquanto 7% dos respondentes combinavam experiência em projectos de FPSO e FLNG. Não se verificaram respondentes com experiência em projectos de LNG e FLNG. Finalmente, os trinta respondentes eram do sexo masculino. Na tabela 6, exposta anteriormente, pode observar-se o perfil geral dos respondentes.

- **Parte B do Questionário**

Em relação à parte B do questionário, importa referir que, de acordo com a análise estatística apresentada, a “Monitorização e Controlo da fase de Execução” é, em média, o factor que mais pesa. Ainda através da análise estatística das respostas, pode verificar-se que o factor crítico que teve uma mediana igual ao factor “Monitorização e Controlo da fase de Execução” foi “Qualidade de Trabalho e Desempenho”, embora este último com uma média inferior. No entanto, saliente-se que, na literatura consultada previamente, o factor “Monitorização e Feedback” já era mencionado, nomeadamente no estudo feito por Pinto & Slevin (1987). Apesar de nomenclaturas algo diferentes, pode considerar-se que existe alguma similitude entre eles. Embora este factor não tivesse sido incluído na lista apresentada aos peritos como uma hipótese inicialmente formulada, o factor “Monitorização e Controlo da fase de Execução” foi sugerido a partir das entrevistas.

Convém igualmente referir que os factores “Qualidade de Trabalho e Desempenho” e “Gestão de Riscos” obtiveram os mesmos resultados em termos de média. Contudo, para efeitos de ranking foi usada a mediana. No entanto para os factores “Equipa do Projecto” e “Planeamento e Gestão de Contratos Apropriados” obteve-se o mesmo resultado em termos de mediana e média, não sendo por isso possível encontrar um outro critério para efeitos de ranking.

Importa referir que o factor com menor peso, quer na mediana quer na média, de acordo com os resultados obtidos, é o da “Inovação Tecnológica”.

Comparando os resultados obtidos através do questionário com a lista sugerida pelos peritos verifica-se alguma discrepância no que diz respeito à ordem de relevância dos CSF. Tal pode ser verificado pela tabela 9, onde se apresenta a ordenação feita pelos peritos e na coluna à direita a ordenação obtida pelas respostas ao questionário.

**Tabela 9 – Comparação entre os graus de relevância para cada factor crítico de sucesso ordenados por peritos (à esquerda) e pela média geral dos resultados obtidos através do questionário (à direita)**

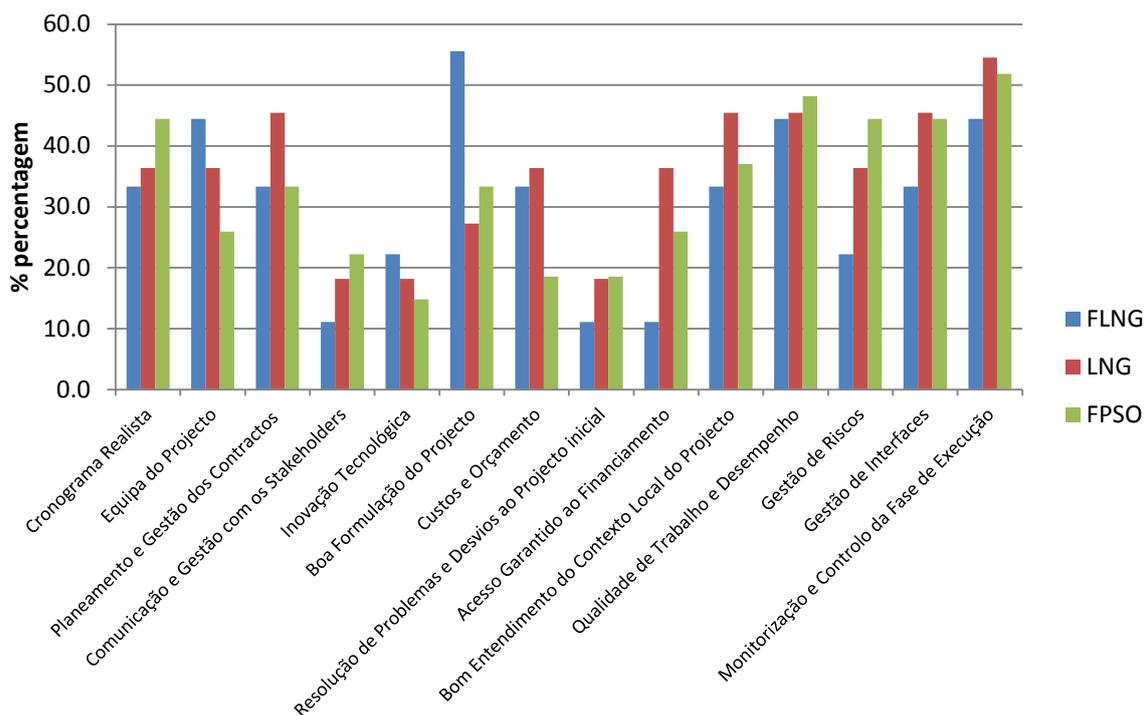
Ranking	Factores Críticos de Sucesso ordenados por peritos	Factores Críticos de Sucesso obtidos através do questionário
1	Boa Formulação do Projecto;	Monitorização e Controlo da Fase de Execução
2	Custos e Orçamento;	Qualidade de Trabalho e Desempenho
3	Cronograma Realista;	Gestão de Riscos
4	Equipa de Projecto;	Cronograma Realista
5	Planeamento e Gestão de Contratos Apropriados;	Equipa do Projecto
6	Comunicação e Gestão de <i>Stakeholders</i> ;	Planeamento e Gestão de Contratos Apropriados
7	Monitorização e Controlo da fase de Execução;	Custos e Orçamento
8	Gestão de Interfaces;	Gestão de Interfaces
9	Gestão dos Riscos;	Boa Formulação do Projecto
10	Bom entendimento do Contexto Local do Projecto;	Bom Entendimento do Contexto Local do Projecto
11	Resolução de Problemas e Desvios ao Projecto Inicial;	Comunicação e Gestão com os <i>Stakeholders</i>
12	Qualidade de Trabalho e Desempenho;	Acesso Garantido ao Financiamento
13	Acesso Garantido ao Financiamento;	Resolução de Problemas e Desvios ao Projecto inicial
14	Inovação Tecnológica;	Inovação Tecnológica

Estabelecendo uma comparação entre a lista fornecida pelos peritos e a sequência dos resultados obtidos, ambos ordenados por ordem de relevância, em primeiro lugar pela mediana e em segundo lugar pela média, pode constatar-se que existem apenas três factores críticos que coincidem na mesma posição, conforme ilustrado na tabela 9, sendo eles “Gestão de Interfaces” na oitava posição, “Bom entendimento do contexto local do projecto” na décima posição e “Inovação Tecnológica” na décima quarta posição. Para o factor “Planeamento e Gestão de Contratos Apropriados” (na primeira metade da tabela), uma vez que tem o mesmo ranking em termos estatísticos que “Equipa do Projecto”, pode considerar-se também na quinta posição, coincidindo com o ranking ordenado pelos peritos. No entanto, verifica-se que, dentro do grupo dos cinco factores críticos mais relevantes, apenas existe uma ligeira diferença sequencial nos itens “Cronograma Realista” e “Equipa de Projecto”. De realçar igualmente, que essa ligeira diferença entre posições se verifica nos factores “Acesso Garantido ao Financiamento” e “Resolução de Problemas e Desvios ao Projecto Inicial”, (no final da tabela). Finalmente importa referir que os factores com maior discrepância na posição sequencial da tabela, em termos de relevância foram “Qualidade de Trabalho e Desempenho” e “Boa Formulação do Projecto”.

Esta discrepância entre o posicionamento dos factores críticos pode estar relacionada com o elevado número de respondentes com experiência em projectos de FPSO relativamente ao número de respondentes com experiência em LNG e FLNG, onde a experiência, maior número de projectos já decorridos e diferenças no conceito podem influenciar a classificação.

O cruzamento de dados foi feito seleccionando o campo da experiência de cada um dos respondentes e cada factor crítico, tendo-se determinado a percentagem dos respondentes de cada englobados naquele tipo de experiência que seleccionaram o valor máximo da escala referente a cada factor crítico de sucesso. Este cruzamento é apresentado na Figura 20.

A análise da Figura 19 permite concluir que o factor crítico relacionado com “Monitorização e Controlo da fase de Execução” foi o que obteve que maior percentagem de respondentes com experiência nas áreas de projectos relacionados com FPSO e LNG conforme ilustra a Figura 20.



**Figura 20 – Resultados para os CSF em percentagem dos respondentes que escolheram o intervalo ‘5’ – “Concordo totalmente” em função da sua experiência profissional**

Já no caso dos respondentes com experiência na área de FLNG, e dentro da mesma categoria, o factor crítico relacionado com “Boa Formulação do Projecto” foi o obteve que maior percentagem de respondentes de acordo com a figura 20.

Depois dos resultados estatísticos gerais obtidos pelo questionário e acima descritos, outra análise efectuada foi o cálculo da mediana e da média das respostas em função da experiência nos diferentes tipos de projectos. Foi usado como critério inicial a mediana dos resultados e como segundo, a média. Em caso de empate nestes últimos, foi usado como terceiro critério a mediana dos resultados gerais e finalmente a média dos mesmos resultados. Os resultados estão apresentados na tabela 10.

Analisando a tabela, verificou-se que o ranking para dez factores era igual entre os resultados para os profissionais com experiência em projectos de LNG e FPSO. Verificou-se também que não existe diferença no ranking dos factores em função da experiência nos dois tipos de projectos LNG e FPSO nas últimas seis posições na tabela. De notar que, à semelhança do ranking ordenado pelos peritos, os resultados do questionário demonstraram que “Boa Formulação do Projecto” ocupou a primeira posição utilizando o critério da mediana. Verificou-se também que nas cinco primeiras posições, três factores eram semelhantes ou transversais às experiencia nos diferentes tipos de projectos, sendo eles “Equipa do Projecto”, “Cronograma Realista” e “Monitorização e Controlo da Fase de Execução”.

**Tabela 10 – Comparação entre os graus de relevância para cada factor crítico de sucesso obtidos através do questionário para FLNG (à esquerda), LNG (ao meio) e FPSO (à direita) ordenados pelos critérios definidos.**

Factor Crítico de Sucesso (FLNG)	Factor Crítico de Sucesso (LNG)	Factor Crítico de Sucesso (FPSO)
Boa Formulação do Projecto	Monitorização e Controlo da Fase de Execução	Monitorização e Controlo da Fase de Execução
Equipa do Projecto	Planeamento e Gestão de Contratos Apropriados	Qualidade de Trabalho e Desempenho
Cronograma Realista	Gestão de Riscos	Gestão de Riscos
Monitorização e Controlo da Fase de Execução	Cronograma Realista	Cronograma Realista
Planeamento e Gestão de Contratos Apropriados	Equipa do Projecto	Equipa do Projecto
Qualidade de Trabalho e Desempenho	Qualidade de Trabalho e Desempenho	Planeamento e Gestão de Contratos Apropriados
Gestão de Riscos	Custos e Orçamento	Gestão de Interfaces
Custos e Orçamento	Gestão de Interfaces	Custos e Orçamento
Comunicação e Gestão com os Stakeholders	Boa Formulação do Projecto	Boa Formulação do Projecto
Gestão de Interfaces	Bom Entendimento do Contexto Local do Projecto	Bom Entendimento do Contexto Local do Projecto
Bom Entendimento do Contexto Local do Projecto	Comunicação e Gestão com os Stakeholders	Comunicação e Gestão com os Stakeholders
Acesso Garantido ao Financiamento	Acesso Garantido ao Financiamento	Acesso Garantido ao Financiamento
Inovação Tecnológica	Resolução de Problemas e Desvios ao Projecto inicial	Resolução de Problemas e Desvios ao Projecto inicial
Resolução de Problemas e Desvios ao Projecto inicial	Inovação Tecnológica	Inovação Tecnológica

#### • Parte C do Questionário

Em relação à pergunta aberta na parte C do questionário, os resultados foram de alguma forma repetidos, pois quase todos os respondentes enumeraram alguns subfactores que se podem considerar já contidos na lista que lhes foi apresentada antecipadamente. Daí poder concluir-se que os factores apresentados previamente aos respondentes, resultantes da investigação literária, apesar de englobarem muitos subfactores e estarem sujeitos a diferentes interpretações, corroboram uma realidade já identificada no âmbito em estudo.

De acordo com a tabela 8 pode concluir-se que existem alguns factores que coincidem ou que estão abrangidos por um dos temas já incluídos no questionário. Um exemplo interessante foi o comentário do respondente no.1 que, pela sua experiência em projectos de FPSO, destacou “Ambiente e localização” e que, apesar de parecer óbvio, muitas vezes é negligenciado. Apesar de este factor ser destacado pelo respondente, parece existir uma incongruência uma vez que o mesmo respondente indicou na listagem fornecida de CSF, no tema “Bom entendimento do Contexto Local do Projecto” como ‘1’ – “Discordo totalmente”.

No que concerne ao comentário do respondente no.2 “Gestão das cadeias de abastecimento” pode interpretar-se que este factor indicado pode inserir-se no tema “Gestão de Interfaces” ao qual o respondente indicou ‘4’ – “Concordo”. O mesmo pode ser dito em relação ao comentário dos respondentes no.7 e no.15 que indicaram os “Suporte e aprovação do regulador” e “Relações com o Governo local” respectivamente, que podem ser inseridos no tema “Comunicação e Gestão dos

*Stakeholders*” onde ambos indicaram ‘4’ – “Concordo”. Outro exemplo diz respeito à resposta “Tipo de Contrato de *Engineering, Procurement and Construction*” que pode ser inserido dentro do tema “Planeamento e Gestão de Contratos Apropriados” onde indicou no questionário ‘4’ – “Concordo”.

Relativamente ao respondente no.8 que indicou “Mudanças súbitas no projecto” pode incluir-se no tema “Resolução de Problemas e Desvios ao Projecto Inicial”. No entanto este respondente também revelou uma incongruência relativamente à resposta que deu, onde indicou ‘1’ – “Discordo totalmente” no tema “Resolução de Problemas e Desvios ao Projecto Inicial”.

Já nos comentários indicados pelo respondente no. 9, dois deles que se referem a “custos” e “cronograma” já se incluem nos temas “custos e orçamento” e “cronograma realista” respectivamente. No que diz respeito ao terceiro comentário “Procura local de gás”, que coincide com o comentário indicado pelo respondente no. 6, não foi encontrada em nenhuma referência.

Relativamente ao comentário do respondente no. 16, onde refere “Volume de condensado no reservatório”, que se relaciona com o alto valor de mercado deste produto em termos de procura, não foi sugerido em nenhuma das fontes consultadas como um factor crítico para um projecto desta natureza.

Os comentários provenientes dos respondentes no.4 e no.19 relativamente ao tema “Segurança” são obviamente pertinentes. Durante toda a pesquisa nunca se encontrou nenhuma alusão à segurança como um factor crítico e não se insere em nenhum dos temas levantados como hipótese.

Outros comentários que podem ser inseridos dentro de temas já fornecidos são comentários oriundos do respondente no.21 que indicou “Equipa com a experiência certa” e que se insere no tema “Equipa de Projecto” onde indicou ‘5’ – “Concordo totalmente”. No entanto, este respondente destacou a importância da qualidade da equipa de projecto sob um ponto de vista holístico que sugere a compreensão da questão levantada pela McKinsey Capital Projects & Infrastructure Practice (2017) sobre a complementaridade entre “ciência” e “arte da liderança de projectos” na gestão de megaprojectos.

Os comentários revelados pelo respondente no.17, podem-se inserir-se dentro de alguns temas já levantados. Por exemplo, “Tecnologia de liquefacção” e “Sistema de transferência de carga” podem ser inseridos no tema “Inovação tecnológica”. Já o comentário “*Front-End Loading*” pode ser inserido no tema “Boa formulação do projecto”, enquanto o comentário “Estaleiro de construção” pode ser inserido em “Gestão de Interfaces” e o comentário “Condições do meio envolvente” pode ser inserido no tema “Bom entendimento do Contexto Local do Projecto”. No entanto o comentário “*Gas monetisation*”, que pode ser interpretado como a conversão das reservas de gás em riqueza, não se insere em nenhum item.

Para finalizar, importa acrescentar uma nota relativamente aos comentários dos respondentes onde não foi possível incluir em nenhuma das categorias já previamente colocadas como hipótese. Verificou-se que os quatro comentários foram interpretados pelos respondentes como CSF de um

projecto. No entanto, conforme foi referido no capítulo 3, um projecto é um desígnio temporário, o que implica uma finalização do mesmo. Neste contexto, embora um projecto de FLNG seja um desígnio a longo prazo, deve existir uma finalização e uma avaliação se o mesmo teve sucesso ou não em função de critérios ou objectivos definidos previamente. Assim, estes factores adicionais foram interpretados, não como CSF, mas como potenciais critérios de sucesso de um projecto de FLNG, uma vez que incidem sobre um espaço temporal após a sua finalização ou seja, já em plena produção. No entanto, o tema da “Segurança” foi entendido como pertinente não só durante a fase de produção mas também durante a fase do projecto, incluindo o comissionamento, pois como já foi constatado, existe muito pouca experiência. Assim para este trabalho, o factor “Segurança”, tal como sugerido por dois respondentes foi considerado crítico para o sucesso de um projecto desta natureza.

#### **5.4 Limitações**

A análise dos resultados deve ser complementada com uma análise e discussão das limitações do trabalho desenvolvido.

A pesquisa sistemática da literatura científica não devolveu resultados relevantes para este estudo. Verifica-se que há uma escassez de literatura relacionada com factores críticos de sucesso aplicados à gestão de projectos no âmbito do *Oil and Gas*. Também se constatou que a maior parte das publicações científicas encontradas se focam exclusivamente nas vertentes técnicas e de engenharia. Adiciona-se à escassez de informação o facto de se tratar da análise de megaprojectos, em que a duração dos mesmos é elevada e com pouca replicabilidade. Por fim, projectos na área de FLNG ainda são muito recentes, onde a experiência é reduzida.

Devido à grande abrangência geográfica e ao tema em estudo foi difícil o acesso a profissionais com experiência e com disponibilidade para entrevistas presenciais. Como é de esperar, muita informação concreta no que respeita esta área é considerada confidencial ou sob propriedade intelectual, donde resulta um grande vazio em informação fidedigna. Adiciona-se a limitação ao uso de profissionais nacionais, de modo a facilitar a entrevista presencial.

Convém referir que também houve dificuldade no acesso a profissionais com experiência em responder ao questionário *on-line*. Daí a escolha da técnica “bola de neve” que embora seja muito útil neste contexto pode levar a um enviesamento das respostas devido à forma de amostra não probabilística. Outra dificuldade na obtenção de um maior número de respondentes no questionário *on-line* foi a limitação imposta pelos softwares de protecção instalado nos computadores que não permitem o acesso a ligações através de correio electrónico, o meio de difusão mais utilizado. Por esta razão, alguns potenciais respondentes com experiência relevante podem ter perdido o interesse em participar nesta investigação.

Do resultado dos questionários, a amostra é escassa, o que dificulta a validação dos resultados das entrevistas.

## 6 Conclusões

Neste capítulo são apresentadas respostas às três questões problematizadoras inicialmente formuladas, bem como as conclusões finais após a realização deste trabalho. Após uma fase inicial de pesquisa exploratória sobre as especificidades de um megaprojecto, nomeadamente de uma plataforma FLNG, foi seleccionada uma metodologia adequada a esse fim. Esta envolveu não só uma revisão e actualização literária como a elaboração e realização de uma entrevista presencial conjunta com três peritos em projectos de *Oil and Gas* e um inquérito *on-line* a profissionais experientes em projectos de *Oil and Gas*.

Apesar de esta investigação apontar para uma determinada tendência no contexto em estudo, para se efectuarem generalizações e retirar conclusões mais sólidas, seria necessário fazer uma pesquisa mais aprofundada. Para tal seria necessária uma amostra envolvendo um maior número de profissionais e escolhida aleatoriamente, facto que não foi possível concretizar.

Assim pode-se concluir que os factores críticos de sucesso num projecto de FLNG encontrados por ordem de relevância foram os seguintes:

**Tabela 11 – Sumário dos CSF obtidos pelos profissionais com experiência em projectos de FLNG ordenados por grau de relevância**

<b>Grau de relevância</b>	<b>Factor Crítico de Sucesso</b>
1	Boa Formulação do Projecto
2	Equipa do Projecto
3	Cronograma Realista
4	Monitorização e Controlo da Fase de Execução
5	Planeamento e Gestão de Contratos Apropriados
6	Qualidade de Trabalho e Desempenho
7	Gestão de Riscos
8	Custos e Orçamento
9	Comunicação e Gestão com os <i>Stakeholders</i>
10	Gestão de Interfaces
11	Bom Entendimento do Contexto Local do Projecto
12	Acesso Garantido ao Financiamento
13	Inovação Tecnológica
14	Resolução de Problemas e Desvios ao Projecto inicial

O factor “Boa Formulação do Projecto” foi o que mais pesou, em termos de importância dentro da lista dos factores considerados mais críticos em consonância com o que foi reportado na entrevista com os peritos. De realçar que, dentro dos diferentes domínios de experiência profissional, foi também este factor que mais pesou, na categoria de maior concordância, na resposta dada pelos respondentes com experiência em FLNG. Já no caso dos respondentes com experiência em projectos de LNG e de FPSO, o factor que mais pesou na categoria de maior concordância foi o relacionado com a “Monitorização e Controlo da Fase de Execução”.

No entanto, este factor no âmbito geral só aparece listado em nono lugar do ranking. Conclui-se que o tipo de projecto tem influência na ordenação dos factores críticos de sucesso, provavelmente

relacionado com a existência de diferentes números de projectos terminados e maior experiência no sector.

No que se refere aos factores de sucesso sugeridos pelos respondentes, muitos já se inserem de alguma forma dentro dos temas já definidos como CSF. No entanto, existiu alguma incongruência entre as sugestões dadas pelos respondentes e a sua opinião manifestada, dentro dos temas correspondentes. Esta circunstância pode estar relacionada com outras interpretações relativas à questão abordada. Assim, considera-se que dos quatro factores adicionais, só um – “Segurança”- é entendido e interpretado como crítico para o sucesso de um projecto desta envergadura. Justifica tal opção pelo facto de, como já foi referido, serem considerados potenciais critérios de sucesso após a finalização do projecto.

Convém referir que se verificou, durante a elaboração desta tese, não existir muita pesquisa sobre CSF no domínio de projectos no *Oil and Gas* e muito menos no campo das FLNG. No entanto, constatou-se através da pesquisa literária que, apesar de muitos factores estarem já identificados e assimilados pela indústria, muitos megaprojectos continuam a fracassar conforme mencionado por Merrow (2011).

Para finalizar, uma outra conclusão emerge: apenas um dos respondentes mencionou, na pergunta aberta, temas relacionados com a “arte da liderança de projectos” na gestão de um megaprojecto. Todos os outros factores mencionados por outros respondentes se inseriam no campo da “ciência” na gestão de projectos. Também neste domínio se impunha uma pesquisa mais aprofundada, quer no âmbito da “ciência” quer no âmbito da “arte da liderança de projectos” na gestão de megaprojetos, conforme descrito no relatório da McKinsey referido anteriormente (McKinsey Capital Projects & Infrastructure Practice, 2017).

Contudo, só o futuro, com o desenvolvimento e expansão dos projectos de FLNG, poderá validar ou não os Factores Críticos de Sucesso que hoje se apresentam.

## Referências

- Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. (2010). *O Gás Natural Liquefeito no Brasil*. Rio de Janeiro: ANP.
- BP. (2018). *Energy Outlook 2018*. BP.
- Chakrabarti, S. K. (2005). *Handobook of Offshore Engineering*. Plainfield, Illinois, USA: ELSEVIER.
- Costa e Silva, A. (Outubro de 1997). *Introdução à Engenharia de Reservatórios*. Instituto Superior Técnico - Departamento de Engenharia de Minas.
- Denni-Fiberesima, D., & Rani, N. (2011). *Critical Success Factors in Deepwater Oil and Gas Project Portfolios*. VDM Verlag Dr. Muller GmbH&Co.KG.
- Dezen, F. J. (2001). *Opções Reais Aplicadas à Escolha de Alternativa Tecnológica para o Desenvolvimento de Campos Marítimos de Petróleo*. Campinas, São Paulo, Brasil: UNICAMP.
- Dyrhaug, Q. (2002). *A Generalized Critical Success Factor Process Model for Managing Offshore Development Projects in Norway*. Faculty of Engineering Science and Technology.
- EIA. (2006). *Natural Gas Processing: The Crucial Link Between Natural Gas Production and Its Transportation to Market*. Energy Information Administration, Office of Oil and Gas, January 2006.
- Flick, U. (2009). *An Introduction to Qualitative Research*. SAGE Publications Ltd.
- Gomes, J., & Alves, F. (2011). *O Universo da Indústria Petrolífera: da pesquisa à refinação*. 3ª ed. Lisboa. Lisboa: Fundação Calouste Gulbenkian.
- Hair, J. F., Bush, R. P., & Ortinau, D. J. (2003). *Marketing Research*. New York: McGraw-Hill/Irwin.
- Iarossi, G. (2006). *The power of survey design : a user's guide for managing surveys, interpreting results, and influencing respondents*. Washington: The International Bank for Reconstruction and Development / The World Bank.
- IGU. (2017). *World LNG Report - 2017 Edition*. International Gas Union.
- IGU. (2018). *World LNG Report - 2018 Edition*. International Gas Union.
- infopédia. (s.d.). *infopédia - Dicionários Porto Editora- Projecto*. Obtido em 8 de February de 2017, de <https://www.infopedia.pt/dicionarios/lingua-portuguesa-aa0/projecto>
- Inkpenn, A., & Moffet, M. (2011). *Global Oil / Gas Industry - Management, Strategy & Finance*. Tulsa, Oklahoma: PennWell Corporation.

- Jacomo, J. (2014). *Os Hidrocarbonetos Não Convencionais: Uma Análise da Exploração do Gás de Folhelho na Argentina à Luz da Experiência Norte-Americana*. Rio de Janeiro: UFRJ.
- KPMG International. (2014). *Floating LNG: Revolution and evolution for the global industry?* KPMG.
- LNG World News. (9 de Dezembro de 2016). Petronas' PFLNG Satu produces first LNG offshore Malaysia. *LNG World News*.
- Maksoud, J. (1 de May de 2009). First Drilling FPSO Goes to Work Offshore Africa. *E&P*.
- McKinsey Capital Projects & Infrastructure Practice. (2017). *The Art of Project Leadership: Delivering the world's largest projects*. McKinsey & Company.
- Mendes, R., Fernandes, J., & Correia, M. (s.d.). *GUIA PRÁTICO PARA A ELABORAÇÃO DE INQUÉRITOS POR QUESTIONÁRIO*. Obtido em 26 de 02 de 2018, de Area de Estudos, Planeamento e Qualidade do Instituto Superior Técnico:  
<http://aepq.tecnico.ulisboa.pt/inqueritos/sei-suporte-a-elaboracao-de-inqueritos/documentos/>
- Merrow, E. (2011). *Industrial megaprojects : concepts, strategies, and practices for success*. New Jersey, U.S.A.: John Wiley & Sons.
- Mokhatab, S., Mak, J., Valappil, J., & Wood, D. (2014). *The handbook of Liquefied Natural Gas*. ELSEVIER.
- Morais, J. M. (2013). *Petróleo em águas profundas, Uma história tecnológica da PETROBRAS na exploração e produção offshore*. Brasília: Ipea, Petrobras.
- Muller, R., & Judgev, K. (2012). Critical success factors in projects: Pinto, Slevin, and Prescott – the elucidation of project success. *International Journal of Managing Projects in Business*, pp. pp. 757 - 77.
- Offshore Magazine. (2017). 2017 Worldwide Survey of Floating Production Storage Offloading (FPSO) units. *Offshore Magazine*.
- Partex - CPS. (n.d.). *O Petróleo - Da Pesquisa à Produção*. Partex- CPS, Divisão de Hidrocarbonetos e Recursos Minerais.
- Pinto, J., & Slevin, D. (1987). *Critical Success Factors in Project Implementation*.
- PMI. (2013). *Um Guia do Conhecimento em Gerenciamento de Projectos (PMBOK)*. Project Management Institute.
- Rockat, J. (March- April de 1979). Chief executives define their own data needs. *Harvard Business Review*, pp. vol.57, no. 2, pp. 81-93.
- Sant'Anna, A. A. (2005). *Simulação de Processamento de Gás Natural em Plataforma Off-Shore*. Rio de Janeiro: PROGRAMA EQ-ANP.

Shell. (2018). *Shell LNG Outlook 2018*. Royal Dutch Shell plc.

Speight, J. (2015). *Handbook of Offshore oil and Gas Operations*. Cambridge: ELSEVIER.

The Economist. (17 de Março de 2018). Special Report: The geopolitics of energy. *The Economist*.

Tusiani, M. D., & Shearer, G. (2007). *LNG: a nontechnical Guide*. Tulsa, Oklahoma: PennWell Corporation.

Vinuto, J. (ago/dez de 2014). A Amostragem em Bola de Neve na Pesquisa Qualitativa: Um Debate em Aberto. *Temáticas - revista de pós-graduandos em ciências sociais da Unicamp*, pp. 203-220.

# Anexo 1



## Questionnaire

---

Dear Participant,

The following questionnaire is a survey as part of a dissertation in the field of the Masters in Petroleum Engineering (MEP) at Instituto Superior Técnico, University of Lisbon, Portugal. The purpose of this study is to identify the most important critical success factors involving a Floating Liquefied Natural Gas Project (FLNG) .

I would like to invite you to participate in this survey and I assure you that all information provided will be used solely for the purpose of this dissertation.

All information will be treated in the strictest confidence and your identity will be anonymous.

I would like to express my thanks in advance for your kind cooperation and ask you to spare a few minutes of your time to fill in the questionnaire by clicking 'Next' . If you have any questions related to this study kindly, contact me through the email [filipe.de.carvalho@tecnico.ulisboa.pt](mailto:filipe.de.carvalho@tecnico.ulisboa.pt).

Yours faithfully  
Filipe Carvalho  
Master in Petroleum Engineering student  
Instituto Superior Técnico  
University of Lisbon  
Portugal

## Part A - Profile

### 1.1 Age: \*

Mark only one oval.

- 18-25 years old
- 26-35 years old
- 36-45 years old
- More than 46

### 1.2 Gender: \*

Mark only one oval.

- Male
- Female

### 1.3 Education: \*

Mark only one oval.

- Less than Post-Secondary
- Post-secondary
- Bachelor or equivalent
- Master or equivalent
- Higher than Master

### 1.4 What kind of company do your work for? \*

Mark only one oval.

- Oil and Gas Company
- Oil and Gas Contractor

### 1.5 Work Experience in the Oil and Gas Industry \*

Mark only one oval.

- 1 - 5 years
- 6 - 10 years
- 11 - 15 years
- 16 - 20 years
- above 20 years

**1.6 In which part of the world have you been mostly involved in Oil and Gas Projects? \***

*Mark only one oval.*

- North America
- South America
- Africa
- Europe
- Asia
- Oceania

**1.7 Job field \***

*Mark only one oval.*

- Engineering
- Business
- Top management

**1.8 Do you have any experience in FLNG projects? \***

*Mark only one oval.*

- Yes
- No

**1.9 Do you have any experience in LNG projects? \***

*Mark only one oval.*

- Yes
- No

**1.10 Do you have experience in FPSO projects? \***

*Mark only one oval.*

- Yes
- No

## Part B - Critical Success Factors

Please select the choice which reflects your opinion about the Critical Success Factors that influence a FLNG Project.

### 2.1 The following Critical Success Factors strongly influence the success of a FLNG project: \*

Mark only one oval per row.

	1=Strongly Disagree	2=Disagree	3=Neutral	4=Agree	5=Strongly Agree
a) Realistic project schedule	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>
b) Project Team	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>
c) Proper Contract planning and Management	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>
d) Stakeholders Communication and Management	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>
e) Innovative Technology	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>
f) Good Project Formulation	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>
g) Cost and Budgeting	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>
h) Change Orders and Deviation to Selected Design	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>
i) Securing Project Finance	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>
j) Understanding Local Environment	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>
k) Quality of work and Performance	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>
l) Risk Management	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>
m) Interface Management	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>
n) Monitoring and Control in the Phase of Execution	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>

## Part C - Critical Success Factors

Please add other critical success factor(s) that you may find important for a FLNG Project.

---



---



---



---



---