INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DE LISBOA

Departamento de Engenharia Química

PROPOSTA DE UM MODELO DE TRANSIÇÃO ENERGÉTICA E ECONOMIA CIRCULAR PARA O SEGMENTO OFFSHORE DA INDÚSTRIA PETROLÍFERA ANGOLANA

Pedro Francisco Samuel Renato

(Bacharel em Engenharia de Petróleo e Gás)

Trabalho de Projeto ou Dissertação de natureza científica para obtenção do grau de

Mestre em Engenharia da Qualidade e Ambiente

Orientador:

Professor Doutor João Miguel Alves da Silva

Júri:

Presidente: Professora Doutora Maria Teresa Loureiro dos Santos

Vogais: Professor Doutor José Valério Nascimento Palmeira

Professor Doutor João Miguel Alves da Silva

Abril de 2023

INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DE LISBOA

Departamento de Engenharia Química

PROPOSTA DE UM MODELO DE TRANSIÇÃO ENERGÉTICA E ECONOMIA CIRCULAR PARA O SEGMENTO OFFSHORE DA INDÚSTRIA PETROLÍFERA ANGOLANA

Pedro Francisco Samuel Renato

(Bacharel em Engenharia de Petróleo e Gás)

Trabalho de Projeto ou Dissertação de natureza científica para obtenção do grau de

Mestre em Engenharia da Qualidade e Ambiente

Orientador:

Professor Doutor João Miguel Alves da Silva

Júri:

Presidente: Professora Doutora Maria Teresa dos Santos

Vogais: Professor Doutor José Valério Nascimento Palmeira

Professor Doutor João Miguel Alves da Silva

Abril de 2023

Resumo

Estamos a viver uma verdadeira revolução em nossos dias onde as questões relacionadas com energia e ambiente tem estado a moldar diversas sociedades a adotarem um novo estilo de vida. A sustentabilidade das empresas já não é apenas uma obediência relacionada com uma imposição legal, mas um fator de competitividade para empresas e, isso obriga as empresas a se regenerarem não apenas do ponto de vista das suas estruturas organizacionais, mas a incorporar nos seus processos, produtos e serviços, caraterísticas que os tornem menos agressivos ao ambiente, por forma a reduzir os impactos causados por estes. A indústria de petróleo e gás devido as suas especificidades caraterizada por grandes emissões de gases de efeito estufa, tem responsabilidades acrescidas nessa mudança de paradigma que é imposta em decorrência das alterações climáticas que representam uma grande ameaça para humanidade, daí que o objetivo deste trabalho visa propor um modelo de transição energética para indústria Angolana de petróleo e gás, de modo a que ela possa reduzir a sua intensidade carbónica e promover uma economia de baixo carbono baseada em fontes renováveis e outras tecnologias disponíveis, cujos ciclos de renovação estão assentes nos princípios da economia circular.

Palavras-chave: Transição Energética, Descarbonização, Economia Circular

Abstract

We are experiencing a real revolution in our days where issues related to energy and environment have been shaping different societies to adopt a new lifestyle. The sustainability of companies is no longer just an obedience related to a legal imposition, but a factor in competitiveness of companies, and this forces them to regenerate not only from the point of view of their organizational structures, but to incorporate their process, products and services that make them less aggressive to the environment, in order to reduce the impacts caused by them. And the oil and gas industry, due to its specificities characterized by large emissions of greenhouse gases, has increased responsabilities in this paradigm shift that is imposed as a result of climate change that represents a great threat to humanity, hence the objective of this work aims to propose an energy transition model for the Angolan oil and gas industry, so that it can reduce its carbon intensity and promote a low carbon economy based on renewable sources and other available technologies, whose renewal cycles are based on the principles of circular economy.

Keywords: Energy Transition, Decarbonisation, Circular Economy

Agradecimentos

Manifesto os meus sinceros agradecimentos a todos que contribuíram direta e indiretamente para realização desta dissertação e, a todos que me apoiaram durante este percurso.

Quero a gradecer primeiro a Deus, o pai todo-poderoso por me preservar vivo e me ter dado certa medida de saúde nestes últimos dois anos de muita turbulência e incertezas no meio de uma pandemia que fez muitas vítimas.

Ao meu orientador Doutor João Miguel Alves Da Silva, pela disponibilidade, paciência, atenção e sapiência.

Ao engenheiro Ricardo Van-Deste, presidente da comissão executiva da Sonangol Pesquisa e Produção (UNEP), pelo apoio enquanto responsável máximo desta unidade de negócio e enquanto responsável pela tutela da área de recursos humanos.

A engenheira Ângela Correia, chefe de departamento do ambiente da Sonangol Pesquisa e Produção, por fornecer os dados referentes as emissões dos blocos 3/05 e 4/05.

Aos meus professores do Mestrado de Engenharia da Qualidade e Ambiente, pelo rigor na transmissão dos conhecimentos.

Agradeço também ao engenheiro Pedro Caetano, diretor da área de Qualidade Saúde Segurança e Ambiente da Sonangol pesquisa e produção, pelo apoio institucional.

E por último, a minha família pelo apoio incondicional e o espírito de sacrifício.

Índice de Conteúdos

Resumo i

Abstract ii

Agradecimentos iii

Índice de Conteúdos iv

Índice de Figuras vii

Índice de Tabelas ix

Abreviaturas e Acrónimos x

1. Introdução 1

1.1. Objetivos 1

1.2. Justificação pela escolha do tema 2

1.3. Metodologia 2

1.4. Estrutura do Trabalho 3

2. Revisão da Bibliografia 4

2.1. Evolução da transição energética 4

2.2. Os pilares da Transição Energética 5

2.3. Instrumentos jurídicos e de gestão para promoção da descarbonização. 8

2.3.1. Instrumentos jurídicos 8

2.3.2. Instrumentos de gestão 10

2.4. Desafios e oportunidades da transição energética 11

2.5. Rotas tecnológicas para descarbonização 15

2.5.1. CCUS 15

2.5.2. Hidrogénio verde 18

2.6. Infraestruturas 24

3. Economia Circular e Descarbonização 27

4. Organização do Setor Petrolífero Angolano 32
4.1. Responsabilidades dos intervenientes da estrutura organizacional do segmento upstream. 33
4.2. Características da exploração e produção do offshore Angolano 33
4.3. Etapas da exploração e produção petrolífera offshore 35
5. Descarbonização da Indústria de Petróleo e Gás 40
5.1. Impactos ambientais da produção de petróleo offshore 40
5.2. Estratégias para descarbonização do setor do petróleo e gás 46
5.3. Empresas comprometidas com a descarbonização 50
5.3.1. O caso da Chevron 51
5.3.2. O caso da Equinor 52
6. Proposta de Um Modelo de Transição Energética e Economia Circular para o Segmento Offshore da Indústria Angolana de Petróleo e Gás 54
6.1. Introdução 54
6.2. Caraterização das áreas em estudo 54
6.2.1. Perfil de emissões do bloco 3/05 54
6.2.2. Perfil das emissões do bloco 4/05 56
6.3. Proposta de âmbito regulatório ou legal 57
6.4. Proposta para redução e eliminação das emissões provenientes da flare 58
6.5. Proposta para redução de emissões provenientes do sistema de geração de energia (elétrica e térmica) 63
6.6. Proposta para redução das emissões de metano 71
6.7. Construção do modelo 76
7. Conclusões e Recomendações para Trabalhos Futuros 92
7.1. Conclusões 92
7.2. Recomendações para trabalhos futuros 93
Referências Bibliográficas 94
Anexos 101

Anexo I – Outros dados referentes as emissões do bloco 3/05 102

Anexo II – Outros dados referentes as emissões do bloco 4/05 103

Índice de Figuras

Figura 1 - Etapas da metodologia da dissertação. 3
Figura 2 - Etapas históricas da transição energéticas. 5
Figura 3 - Estrutura dos pilares da transição energética. 6
Figura 4 - Metodologia Decarbonisation SCORE. 7
Figura 5 - Instrumentos jurídicos nacionais - Portugal 9
Figura 6 - Instrumentos jurídicos internacionais 10
Figura 7 - Investimentos de empresas de petróleo e gás em start-ups. 14
Figura 8 - Esquema de funcionamento dos processos de captura de CO_2. 16
Figura 9 - Opções tecnológicas para captura e separação do CO_2. 17
Figura 10 - Produção do hidrogénio por meio de fontes fósseis. 19
Figura 11 - Produção de hidrogénio por fontes renováveis. 19
Figura 12 - Produção de hidrogénio verde com recurso a um eletrolisador. 21
Figura 13 - Cadeia de valor do hidrogénio. 23
Figura 14 - Crescimento de infraestruturas de carregamento de VE. 26
Figura 15 - Diagrama de economia circular. 28
Figura 16 - Contribuição da economia circular na redução das emissões globais. 29
Figura 17 - Redução das emissões de CO2 por meio da participação dos gases renováveis nos transportes rodoviários. 30
Figura 18 - Estrutura organizacional do upstream do setor petrolífero Angolano. 32
Figura 19 - Mapa das concessões petrolíferas Angolanas. 34
Figura 20 - Levantamento sísmico offshore. 36
Figura 21 - Unidades de perfuração usadas em ambiente offshore. 37
Figura 22 - Esquema típico das operações do processo de produção. 38
Figura 23 - Fluídos típicos de um reservatório de hidrocarbonetos. 42
Figura 24 - Emissões das 20 maiores empresas a operar no setor de petróleo e gás. 44
Figura 25 - Esquema típico de um sistema de eletrificação offshore. 47
Figura 26 - Esquema de armazenamento de CO2 formações geológicas em offshore. . 47
Figura 27 - Esquema para produção de hidrogénio azul e verde a partir de recursos do offshore. 48
Figura 28 - Esquema de um hub de integração energética. 49
Figura 29 - Metas estratégicas da Chevron até o ano 2028. 51
Figura 30 - Projetos da Equinor no âmbito da transição energética. 53
Figura 31 - Perfil de emissões do bloco 3/05 de acordo as fontes. 55
Figura 32 - Perfil de emissões do bloco 4/05 de acordo com a fontes. 56
Figura 33 - Representação da queima de gás na flare EverGreen. 59
Figura 34 - Representação da eliminação da queima por meio da solução circular de injeção do gás. 61
Figura 35 - Soluções técnicas e tecnológicas para redução e eliminação de GEE na queima de gás. 62
Figura 36 - Diferentes turbinas de geração de energia e seus impactos na redução do CO2. 65
Figura 37 - Sistema submarino de compressão de gás multifásico. 66
Figura 38 - Ejetor em corte. 67

Figura 39 - Uso de ejetores para injeção de gás em poços de petróleo. 68
Figura 40 -Turbina eólica offshore SG 11.0-200 DD. 69
Figura 41 -Resumo das alternativas para redução de GEE na geração de energia. 70
Figura 42 - Válvula de prevenção de emissões fugitivas CV 71 dilating disk em três planos. 72
Figura 43 - Unidade de recuperação de vapores modelo G24. 73
Figura 44 - Drone equipado com sensor SeekIR para medição e monitorização do CH4. 74
Figura 45 - Resumo das alternativas para redução das emissões de CH4. 75
Figura 46 - Estrutura do modelo proposto. 78
Figura 47 - Outros dados referentes as emissões do bloco 3/05. 102
Figura 48 - Outros dados referentes as emissões do bloco 4/05. 103

Índice de Tabelas

Tabela 1 - Exemplos típicos de instrumentos de gestão. 11
Tabela 2 - Matriz de minerais e tecnologias de energia renováveis. 13
Tabela 3 - Projetos de CCUS em desenvolvimento. 18
Tabela 4 - Principais tecnologias de eletrolisadores. 22
Tabela 5 - Perspetivas dos principais impactos do hidrogénio na transição energética. 24
Tabela 6 - Países que mais investiram em energia renováveis em 2021. 25
Tabela 7 - Legislação sobre abandono de poços e a sua abrangência. 39
Tabela 8 - Impactos das atividades realizadas em operações petrolífera offshore. 41
Tabela 9 - Metas da Chevron para o upstream até 2028. 52
Tabela 10 - Proposta de medidas de âmbito legal para descarbonização. 57
Tabela 11 - Especificações da flare EverGreen. 60
Tabela 12 - Especificações do compressor submarino de alta eficiência energética. 66
Tabela 13 - Especificações da turbina eólica offshore SG 11.0-200 DD. 70
Tabela 14 - Especificação da unidade de recuperação de vapores G 24. 74
Tabela 15 - Expressões e valores de referência usados na construção do modelo. 80
Tabela 16 - Dados complementares para avaliação do primeiro cenário para AAP. 81
Tabela 17 - Dados complementares para avaliação do segundo cenário para AAP..... 82
Tabela 18 - Dados complementares para avaliação do terceiro cenário para AAP..... 83
Tabela 19 - Dados complementares para avaliação do primeiro cenário para AAM..... 84
Tabela 20 - Dados complementares para a avaliação do segundo cenário para AAM .. 85
Tabela 21 - Dados complementares para a avaliação do terceiro cenário para AAM.... 86
Tabela 22 - Dados complementares para avaliação do primeiro cenário para ANP. 87
Tabela 23 - Dados complementares para avaliação do segundo cenário para ANP..... 88
Tabela 24 - Dados complementares para avaliação do terceiro cenário para ANP..... 89
Tabela 25 - Dados complementares para avaliação de ANM. 90

Abreviaturas e Acrónimos

AEM Anion Exchange Membrane

ANPG Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustíveis

APA Agência Portuguesa do Ambiente

BOE Barrel of Oil Equivalent

BSI British Standards Institution

CCAC Climate and Clean Air Coalition

CCUS Carbon Capture Utilisation and Storage

CSIS Center for Strategic and International Studies

DL Decreto-Lei

DRE Diário da República Eletrónico

EBA European Biogas Association

EMF Ellen MacArthur Foundation

Enerclub Club Español de La Energia

ERSE Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

ETC Energy Transitions Commission

FET Forum Energy Technology

FPSO Floating Production Storage Offloading

GEE Gases de Efeito Estufa

GHG GreenHouse Gas

IEA International Energy Agency

IOGP International Association of Oil and Gas Producers

IPIECA International Petroleum Industry Environmental Conservation Association

IRENA	International Renewable Energy Agency
JPT	Journal Petroleum Technology
MBD	Million Barrels per Day
MMTPA	Million Metric Tonnes per Annum
MMSCFD	Million Standard Cubic Feet per Day
NGVA	Natural Gas Vehicle Association
OGA	Oil and Gas Authority
OGCI	Oil and Gas Climate Initiative
PEM	Polymer Electrolyte Membrane
PPM	Parte Por Milhão
PTECO2	Plataforma Tecnológica Española del CO_2
RCM	Resolução do Conselho de Ministros
TCE	Tribunal de Contas Europeu
UE	União Europeia
VE	Veículo Elétrico
WB	World Bank
WBCSD	World Business Council for Sustainable Development
WRI	World Resources Institute

1. Introdução

As palavras alterações climáticas, aquecimento global, descarbonização e transição energética nunca foram tão invocadas como tem acontecido nos nossos dias, uma clara evidência de que o mundo vive uma verdadeira revolução energética onde todos são chamados a contribuir para sua concretização, tanto governos, organizações empresariais, sociedade civil organizada e pessoas singulares são convocados a intervir na luta contra o aquecimento global e alterações climáticas, onde o comprometimento e desempenho ambiental das empresas de petróleo e gás é crucial para o êxito desta jornada. Durante a complicada transição energética, o petróleo e gás continuarão a ter um papel fundamental, de modos que é essencial que as empresas petrolíferas consigam gerir as suas operações por forma a reduzir os impactos ambientais causado por suas atividades (IOGP & IPIECA, 2020).

A tecnologia e a investigação científica têm permitido a muitas empresas do setor do petróleo e gás darem passos significativos em direção a tão almejada transição energética, mas ao mesmo tempo existem também outras empresas que não tem feito progresso neste domínio pelos mais diversos motivos. Por isso, o objetivo desta dissertação visa propor a indústria angolana de petróleo e gás um modelo de transição energética alicerçada em um conjunto de práticas sustentáveis que poderão contribuir na redução da pegada de carbono das suas operações e na melhoria do desempenho ambiental dos seus produtos.

1.1. Objetivos

Os objetivos que o presente trabalho se propôs a alcançar são os seguintes:

- Promover a descarbonização gradual da indústria de petróleo e gás;
- Identificar áreas do processo de produção de petróleo e gás com potencial de redução de emissões de GEE, no curto e médio prazo;
- Sensibilizar as instituições que tutelam o setor de petróleo e gás, na institucionalização de práticas sustentáveis que contribuam para uma economia de baixo carbono;
- Contribuir para redução de emissões de gases de efeito estufa na indústria de petróleo e gás.

1.2. Justificação pela escolha do tema

A motivação por trás da escolha do presente projeto está relacionada com os aspetos que se seguem abaixo.

- Ausência de uma estratégia de transição energética no país (Angola);
- Os desafios que a transição energética e, o que a sua consequente descarbonização representam para o setor em causa;
- A necessidade de tornar as empresas de petróleo e gás como parte da solução do problema global que são, as alterações climáticas;
- A relevância estratégica que o setor do petróleo e gás representa para economia do país.

1.3. Metodologia

A fase inicial do estudo foi desenvolvida com base na pesquisa bibliográfica para uma abordagem exaustiva do estado da arte. Segundo Severino (2017), a pesquisa bibliográfica é aquela que é realizada a partir dos registos disponíveis, decorrente de pesquisas anteriores, em documentos impressos, como livros, artigos, teses e etc. A extensão da pesquisa da presente dissertação não se limitou aos recursos em formato físico, pois também foi usado material em formato eletrónico, em função da maior facilidade no acesso a estes meios proporcionados pelas novas tecnologias.

Numa etapa seguinte foi analisado um estudo de caso, onde as informações foram obtidas dos relatórios de emissões atmosféricas da unidade de exploração e produção da Sonangol, referente a dois campos de produção em offshore, sendo um constituído por várias plataformas de produção fixas e o outro é um FPSO – *Floating Production Storage Offloading*.

Após o estudo do perfil dos dois campos foi definido um conjunto de proposta que se traduz num modelo de operação e produção alinhado com as práticas de descarbonização universalmente aceites. A Figura 1 espelha as diferentes etapas usadas neste trabalho.

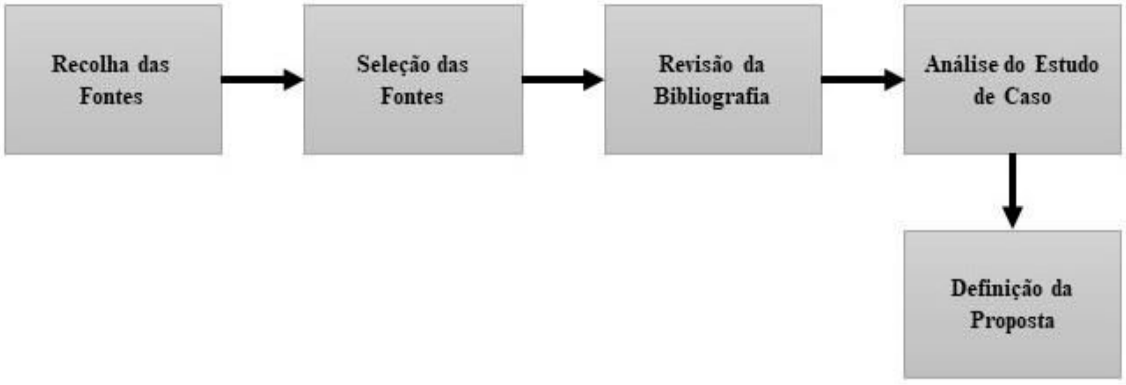


Figura 1 - Etapas da metodologia da dissertação.

(Elaboração própria)

1.4. Estrutura do Trabalho

O presente trabalho encontra-se estruturado em sete capítulos, no capítulo 1 é apresentado a introdução e o objetivo.

No capítulo 2, é feito uma abordagem extensiva da bibliografia sobre vários aspetos inerentes a transição energética, tal como conceito, a perspetiva legal e tecnológica.

No capítulo 3, é abordado o contributo da economia circular no processo de descarbonização e como os seus princípios são operacionalizados na prática.

No capítulo 4, é destacado o modelo de organização do setor petrolífero angolano, no segmento *upstream*, onde são destrinçadas as responsabilidades das diferentes entidades que intervêm neste setor.

No capítulo 5, é dado um destaque ao processo de descarbonização na indústria do petróleo e gás, com realce para as emissões emitidas em atividades do setor e, as estratégias levadas a cabo por empresas deste segmento com vista a redução ou eliminação desses impactos.

No capítulo 6, é analisado o perfil de emissões de dois campos petrolíferos offshore que são usados como amostras para construção do modelo, que é objeto central deste trabalho.

No capítulo 7 são apresentadas as conclusões e perspetivas de trabalhos futuros.

2. Revisão da Bibliografia

2.1. Evolução da transição energética

Segundo López *et al* (2020) a transição energética pode definir-se como o período ou processo que compreende a passagem de um modelo energético para outro que, se carateriza por:

- Uma drástica redução de emissões de gases de efeito estufa até a sua neutralidade;
- Permitir uma maior penetração das energias renováveis tanto na matriz de energia primaria, assim como na energia final;
- Uma forte redução de consumo específico de energia: redução da intensidade energética e a melhoria da eficiência energética em todos os processos que usam energia em todas as suas formas.

O processo de transição energética não é novo, pois a primeira transição energética ocorreu entre o século XVI e XVII quando o carvão substitui a madeira e o estrume seco que eram usados antes da revolução industrial como fonte de energia para aquecer casas e cozinhar alimentos (Visual Capitalist, 2022[a]). Depois da ascensão do carvão, ocorreu a segunda transição energética no princípio do século XX com a entrada em cena do petróleo e a sua afirmação como principal fonte de energia entre o meado e o final do XX, onde o gás natural começou a ganhar notabilidade. Atualmente estamos a viver a terceira transição energética, onde o principal objetivo é descarbonizar os diversos setores da atividade económica e, onde a substituição das fontes de energias fosseis por fontes renováveis ganha um destaque particular devido a importância estratégica que o setor energético representa para qualquer sociedade.

As diversas etapas de transição energética estão representadas na Figura 2, onde consta a trajetória efetuada pelas diferentes fontes de energia.

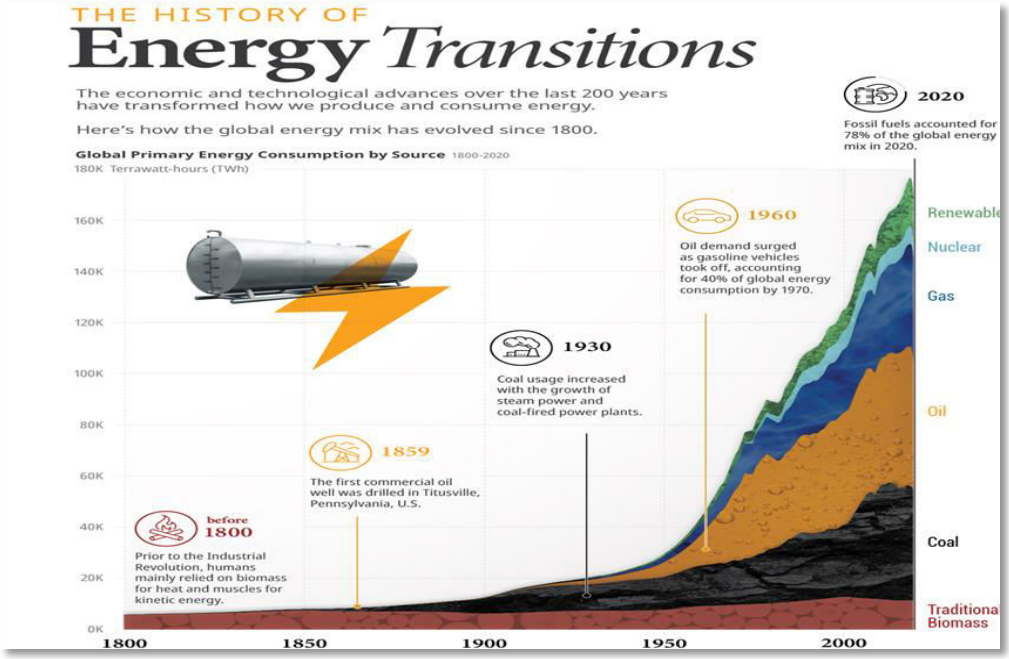


Figura 2 - Etapas históricas da transição energéticas.

(Visual Capitalist, 2022[a])

2.2. Os pilares da Transição Energética

O processo de transição energética devido a sua transversalidade e complexidade, a sua implementação efetiva dependerá de um conjunto de pressupostos que devem fazer parte de qualquer estratégia que as empresas ou governos pretendam seguir.

Em geral, as organizações definem os eixos principais dos seus planos de transição energéticas ou descarbonização, em função dos seus objetivos. Por exemplo, a ETC (2022[a]) define cinco linhas de atuação para alcançar a transição energética que são nomeadamente, descarbonização da indústria, transportes, edifícios, substituição das fontes de energias fosseis por fontes renováveis e finanças verdes ou investimentos em infraestruturas verdes. Mas os pilares para transição energética não se limitam aos cinco citados acima, pois eles têm uma abrangência maior como mostra a Figura 3, que apresenta os pilares da transição energética estratificado em dois níveis.

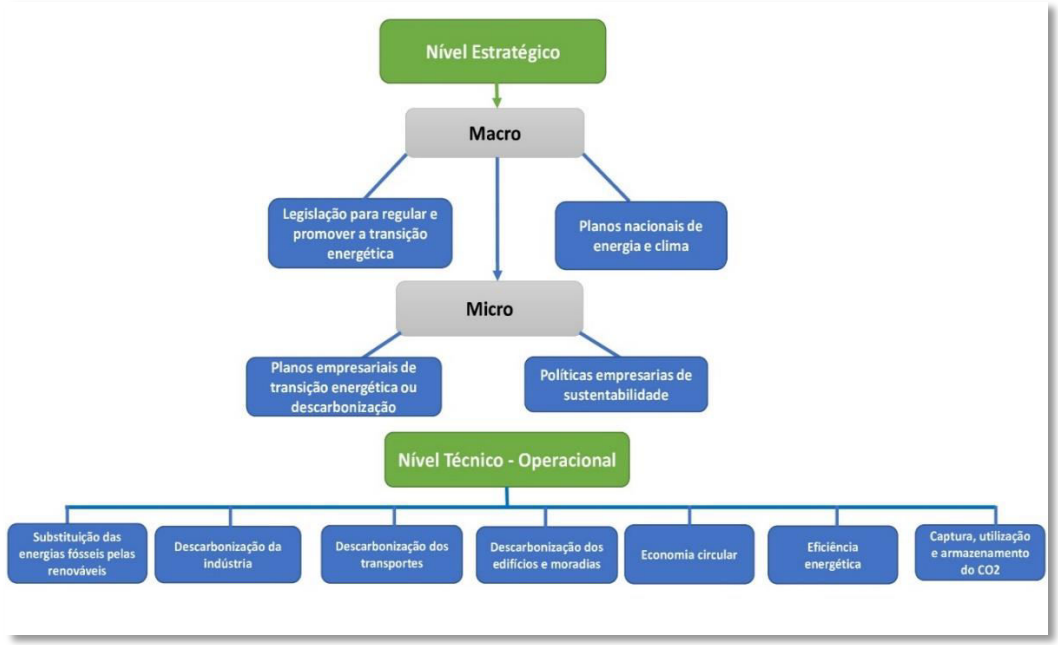


Figura 3 - Estrutura dos pilares da transição energética.

(Adaptado de ETC, 2022[a b c d e])

No entanto, para que uma organização saiba quais dos pilares deverão sustentar a sua estratégia de transição energética, é necessário definir que metodologia deverá seguir para conceção dos planos de descarbonização. E uma das metodologias que algumas empresas tem adotado, é a metodologia Decarbonisation SCORE (Carter, 2022).

Metodologia Decarbonisation SCORE

A metodologia Decarbonisation SCORE, foi desenvolvido pela empresa escocesa de consultoria em engenharia Wood, com o objetivo de ajudar os seus clientes a definir um roteiro de descarbonização e metas de emissões (Carter, 2022). Esta metodologia está composta por três etapas como mostra a Figura 4.

Segundo Carter (2022), a metodologia Decarbonisation SCORE pode ser aplicada num único ou em múltiplos ativos e, ao portfolio completo de um cliente usando uma avaliação de oportunidades para:

- **Substituição** de combustível ou matérias-primas consumidas, por fontes renováveis ou menos intensivas;

- **Capturar** CO_2, com recurso às tecnologias de captura de carbono, ou tecnologia de controlo de emissões, para reduzir substancialmente ou eliminar as emissões nocivas à atmosfera;
- **Compensação**, considerando os ativos ou portfólios de produtos em um país ou em toda a escala de uma empresa para alcançar as metas de descarbonização;
- **Reduzir** as emissões por considerar as oportunidades de eficiência energética, digitalização e as melhores práticas de operações e manutenção;
- **Avaliar** a aplicação de um processo de avaliação estruturado para que seja mapeado os resultados do programa de descarbonização.

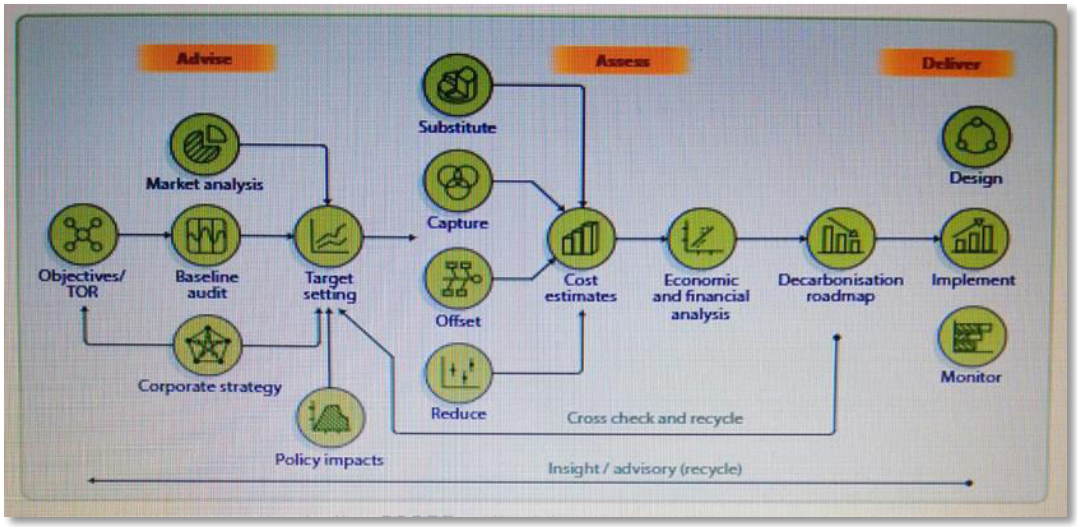


Figura 4 - Metodologia Decarbonisation SCORE.

(Carter, 2022)

2.3. Instrumentos jurídicos e de gestão para promoção da descarbonização.

2.3.1. Instrumentos jurídicos

A criação de instrumentos legais para promoção da transição energética e descarbonização, é da responsabilidade dos governos e de outras instituições internacionais com competência e autoridade para o efeito.

Para a Fundação ALEM (2021), a política energética concebida pelo estado deve priorizar a longo prazo cinco objetivos fundamentais, que são:

- Materializar a transição energética para uma matriz energética diversificada que cumpra com os compromissos assumidos a nível nacional e internacional;
- Providenciar aos consumidores energia a custos competitivos;
- Assegurar o funcionamento e o acesso a energia para sectores mais vulneráveis;
- Assegurar que os investimentos públicos em matéria de energia contem com estudos que confirmem a sua viabilidade económica, financeira e técnica;
- Garantir a segurança e confiabilidade no fornecimento de energia.

Muitos estados, cientes da relevância estratégicas que os recursos energéticos representam para os vários domínios da vida social, têm criado um conjunto de instrumentos jurídicos, pois é por meio deles que as autoridades governamentais definem regras de atuação que os diferentes atores devem cumprir. É também por meio destes instrumentos legais que os governos criam incentivos para estimular os operadores do sector energético e todos que são parte dele, a implementar a dinâmica que se impõe, em função das alterações climáticas cada vez mais presente no quotidiano de várias sociedades.

Em geral, os instrumentos jurídicos para promover a descarbonização, estão divididos em dois grupos, os nacionais e internacionais. E os instrumentos jurídicos nacionais apresentados na Figura 5 são uma amostra do que existe em Portugal nesta matéria e, foram usados a título de exemplo por não se encontrar disponível até a data deste trabalho, nenhum instrumento jurídico Angolano para promoção da transição energética.

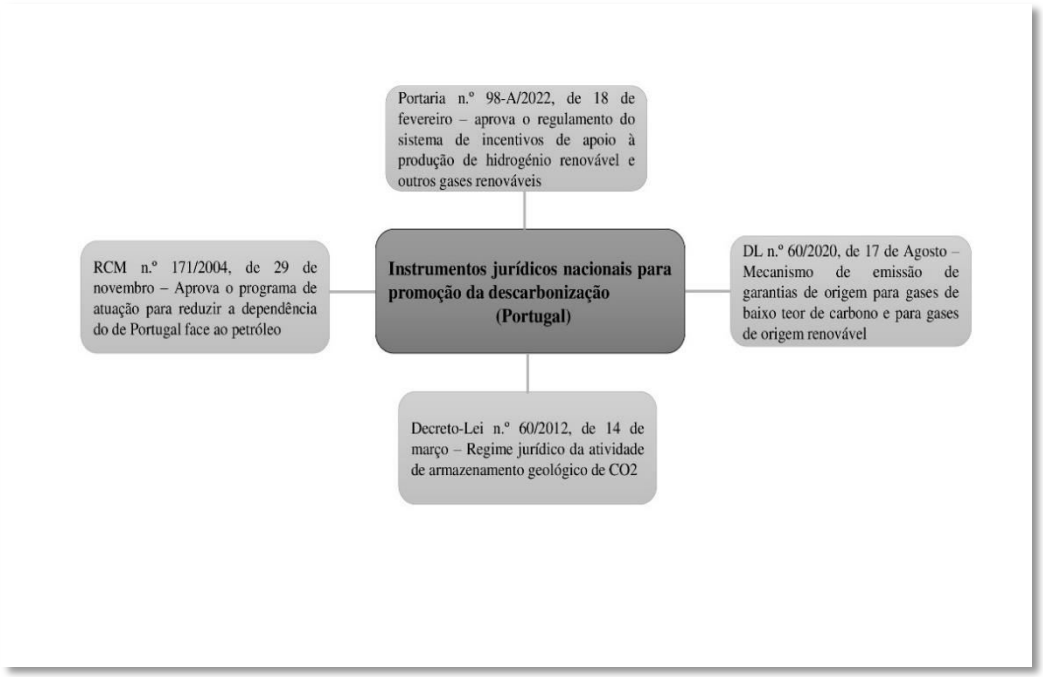


Figura 5 - Instrumentos jurídicos nacionais - Portugal

Os instrumentos jurídicos internacionais para o combate das alterações climáticas e promoção da descarbonização apresentados na Figura 6 , acabam por ter uma abrangência transnacional, e eles são geralmente aprovados por vários países que, ao tornarem-se signatários destes acordos e adotarem-nos para sua ordem jurídica interna, passam a ser de cumprimento obrigatório.

.

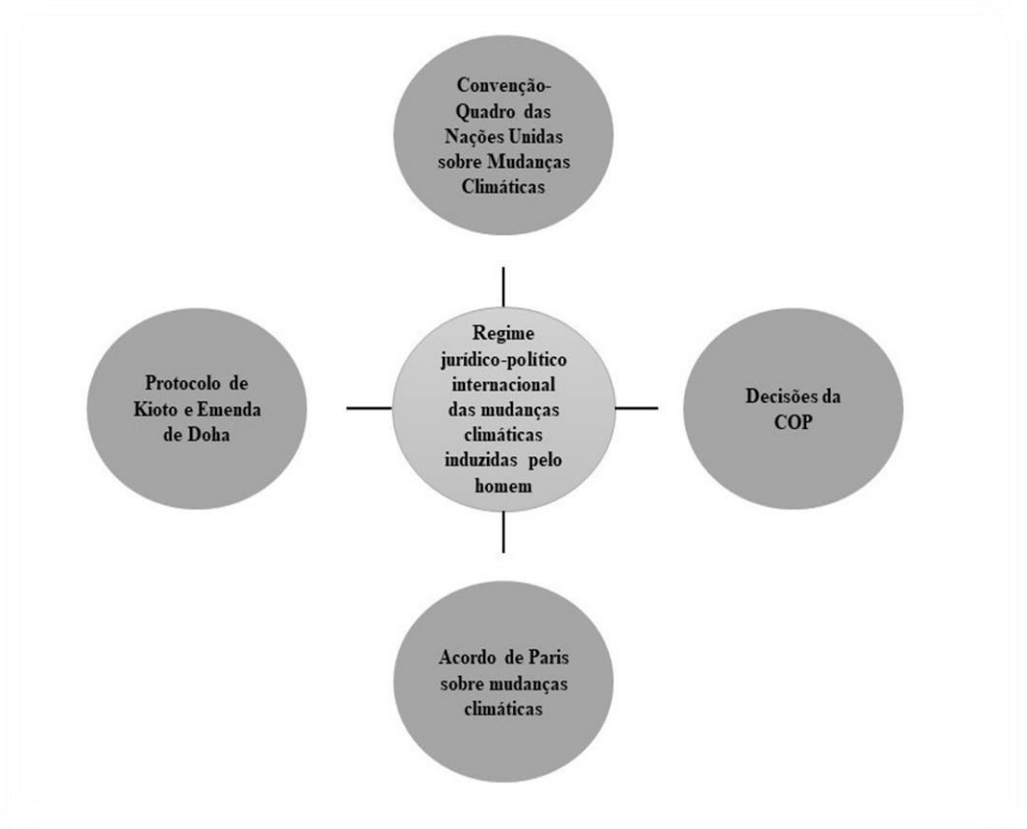


Figura 6 - Instrumentos jurídicos internacionais

(Adaptado de Cortés, 2018)

2.3.2. Instrumentos de gestão

Os instrumentos de gestão de modo geral, servem para apoiar a tomada de decisões, minimizar os erros decorrentes de falhas no planeamento e auxiliar na execução das atividades rotineiras das organizações (Daychoum, 2018). Similarmente, o êxito de um programa de transição energética dependerá também, das ferramentas adequadas de gestão que estarão à disposição dos seus executores.

Diferente dos instrumentos legais que são de caracter obrigatório, os instrumentos de gestão são concebidos e adotados de modo voluntário pelas organizações, em função dos seus objetivos e da sua dimensão. E as organizações que pretendem ser eficientes e eficazes na implementação dos seus projetos de transição energética, devem estar munidas com um conjunto de instrumentos de gestão que lhes permitam alcançar os resultados pretendidos.

Quanto ao seu âmbito, os instrumentos para promoção e gestão da transição energética podem ser privados ou empresarias, nacionais ou governamentais e internacionais. Os instrumentos de âmbito privado são aqueles concebidos pelas empresas e de uso exclusivo da mesma, já os instrumentos de âmbito nacional, são concebidos pelos governos e não se restringe a uma única organização e, quanto aos instrumentos de âmbito internacional, são concebidos por organizações internacionais com credibilidade e competência para o efeito e, a aplicação destes instrumentos por parte de organizações empresarias ou até mesmo de governos, é de carater voluntário.

A Tabela 1 apresenta alguns exemplos típicos de instrumentos de gestão relacionados com a transição energética de acordo com âmbito específico a que pertencem.

Tabela 1 - Exemplos típicos de instrumentos de gestão.

Instrumento de gestão de âmbito privado	Instrumentos de gestão de âmbito nacional	Instrumentos de gestão de âmbito internacional
	(Portugal)	
Estratégias empresarias de transição energética	Plano nacional integrado de energia e clima 2021-2030 (PNEC 2030)	ISO 14064 - Responsabilidade e verificação de gases de efeito estufa
Políticas empresarias de sustentabilidade	Roteiro para neutralidade carbónica 2050 (RNC 2050)	ISO 50001 - Certificação do sistema de gestão de energia
	Estratégia nacional para o hidrogénio	GHG PROTOCOL - Technical guidance for calculating scope 3 emissions
	Plano de recuperação e resiliência	GHG PROTOCOL - Scope 2 guidance

(Adaptado de Aenor, 2019 e 2021; WRI&WBCSD, 2011; WRI&WBCSD, 2015; RCM n.º 107/2019 e 53/2020)

2.4. Desafios e oportunidades da transição energética

Um processo como a transição energética, com toda sua envolvência e complexidade, constitui um grande desafio tanto para governos, assim como para as empresas. E os desafios desta mudança abrangem vários domínios da vida que vão desde o âmbito regulatório, económico, social, tecnológico e outros.

Os desafios são excelentes oportunidades para as organizações se reinventarem e criarem possibilidades e novos caminhos (Elleven treinamentos, 2022). Por isso, os

desafios impostos pelo processo de transição energética, também tem associado a eles um mar de oportunidades.

Desafios

Os desafios ligados a descarbonização das economias são muitos, por isso, nesta secção serão abordados apenas três deles. E para Mckinsey (2022) alguns dos desafios inerentes a este processo são:

- **Países com grande dependência dos combustíveis fosseis:** para muitos países nesta condição, a exposição aos riscos socioecónomicos resultante de uma redução nas receitas fiscais provenientes destas fontes será um grande desafio que muitos governos terão de enfrentar;
- **Perdas e geração de empregos:** será um desafio manter o equilíbrio entre os postos de trabalho que serão perdidos em consequência desta transição e os novos empregos que surgirão neste período;
- **A busca por novos minerais:** os meios tecnológicos indispensáveis para transição energética necessitam de recursos minerais na sua concessão, e a medida que o processo de descarbonização avança, a demanda por esses minerais será maior, e o maior desafio consistirá em manter o equilíbrio entre a grande demanda por esses minerais e a mitigação dos impactos associados a exploração destes recursos. A Tabela 2 apresenta alguns desses minerais e as áreas de aplicação de cada um deles.

Tabela 2 - Matriz de minerais e tecnologias de energia renováveis.

Minerais	Eólica	Solar Fotovolt.	Energia solar de concent.	Captura e armazen. de CO_2	Energia nuclear	Emissor. de luz por díodos	VE	Armazen. de energia	Motores elétricos
Alumínio	X	X	X	X		X		X	X
Cromo	X			X	X	X			
Cobalto	X	X		X	X	X	X		X
Cobre	X	X		X	X	X	X		X
Índio		X			X	X	X		
Ferro (fundido)	X		X			X		X	
Ferro (magnético)									X
Chumbo	X	X			X	X			
Lítio							X	X	
Manganês	X			X		X	X		
Molibdênio		X		X	X	X			
Neodímio (terras raras)	X						X		
Níquel	X	X		X	X	X	X	X	
Prata		X	X		X	X	X		
Aço	X								
Zinco		X				X			

(Adaptado de WB, 2017)

Oportunidades

A semelhança dos desafios da descarbonização que são muitos, as oportunidades proporcionadas por estas mudanças também se estendem a vários domínios da atividade económica. E nesta secção abordaremos duas delas.

Diversificação de portefólio: as empresas de petróleo e gás podem encarar o processo de transição energética como uma oportunidade para diversificarem as suas carteiras de negócios, com a inclusão de produtos ou serviços energéticos de baixas ou zero emissões, o que contribuiria para uma maior valorização dos seus ativos. E desse ponto de vista, a Total Energies tem-se destacado, por exemplo, ela pretende aumentar os investimentos em energias renováveis, no sentido de alterar a sua oferta até 2030, que

atualmente distribui-se do seguinte modo: 50 % gás, 35 % petróleo e biocombustíveis e 15 % eletricidade de fontes renováveis (JPT, 2021).

Oportunidades para as start-ups: as *cleantech* estão a ganhar cada vez mais espaços por conta das mudanças causadas pelas alterações climáticas e o aquecimento global. E de acordo com a IHS (2019), nesta fase da descarbonização das economias, muitas empresas de petróleo e gás que precisam de se reinventarem por meio da inovação aberta, para complementarem as suas atividades de pesquisa e desenvolvimento de tecnologias limpas, tem feito parcerias com investimentos significativos em *start-ups* que desenvolvem soluções tecnológicas para tornar as operações e produtos destas grandes empresas mais sustentáveis, como mostra a Figura 7.

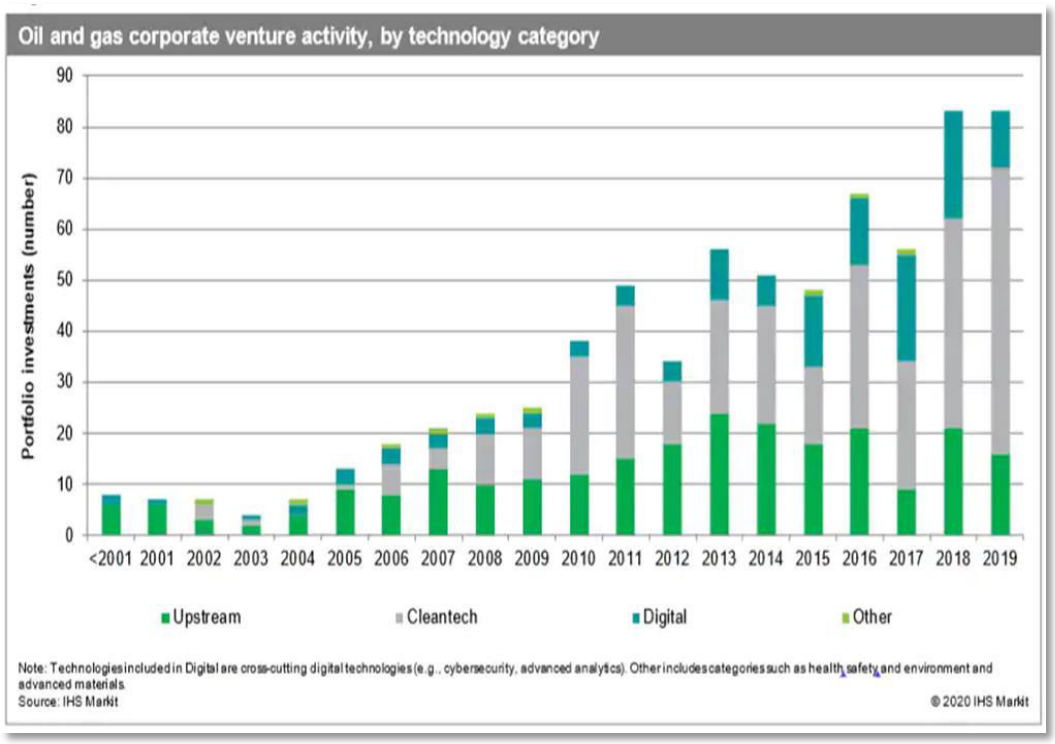


Figura 7 - Investimentos de empresas de petróleo e gás em start-ups.

(IHS, 2019)

2.5. Rotas tecnológicas para descarbonização

A transição para uma economia livre de carbono é viável porque o mundo dispõe de tecnologia necessária para vencer a luta colossal contra o aquecimento global (Flannery, 2006). O aprimoramento e desenvolvimento de novas tecnologias tem alimentado a esperança ou crença de que, com o comprometimento e envolvimento de todas as partes, é possível alcançar a neutralidade carbónica.

Diversas tecnologias têm se mostrado promissoras no processo de descarbonização, o que tem permitido o surgimento de novos projetos neste domínio espalhados por diversas partes do mundo. Entre as várias tecnologias disponíveis, três delas serão destacadas neste capítulo.

2.5.1. CCUS

A OGCI (2022[a]) define CCUS, como o conjunto de métodos que visam impedir a descarga do dióxido de carbono na atmosfera. Devido a sua versatilidade, essa tecnologia pode ser aplicada em diversas indústrias.

A aplicação do método CCUS, consiste em quatro fases que são (PTECO$_2$, 2022):

- Captura: que consiste na separação do dióxido de carbono (CO_2) contido no nos gases da combustão produzidos em centrais térmicas e processos industriais;
- Transporte do dióxido de carbono até ao reservatório geológico selecionado para o seu armazenamento;
- Armazenamento do dióxido de carbono (CO_2) em reservatórios geológicos adequados;
- O uso do dióxido de carbono sempre que for possível.

Entre as várias tecnologias de captura de dióxido de carbono, a PTECO$_2$ (2022) destaca três delas, como mostra Figura 8, a saber:

- **Pós-combustão:** neste processo o dióxido de carbono (CO_2) é separado de uma mistura de gases no final da fileira de um processo industrial ou de geração de energia (térmica), por meio de uma coluna de absorção química;
- **Pré-combustão**: esta tecnologia geralmente é usada em combinação com o processo de gaseificação carvão/resíduo e, ao se gaseificar o combustível com oxigénio, produz-se um gás de síntese composto por monóxido de carbono (CO)

e hidrogénio (H_2), o monóxido de carbono reage com vapor de água para formar dióxido de carbono que é separado para transporte e armazenamento, enquanto o hidrogénio é aproveitado para produzir eletricidade;

- **Oxi-combustão:** nesta tecnologia, a combustão é feita com oxigénio e não com ar, o que faz com que os gases de combustão estejam constituídos quase exclusivamente por dióxido de carbono (CO_2) e vapor de água, parte do gás de combustão é reciclado para a camara de combustão para o controlo da temperatura de combustão e, quanto ao restante dos gases, são desidratados para obtenção de um fluxo de dióxido de carbono de alta pureza.

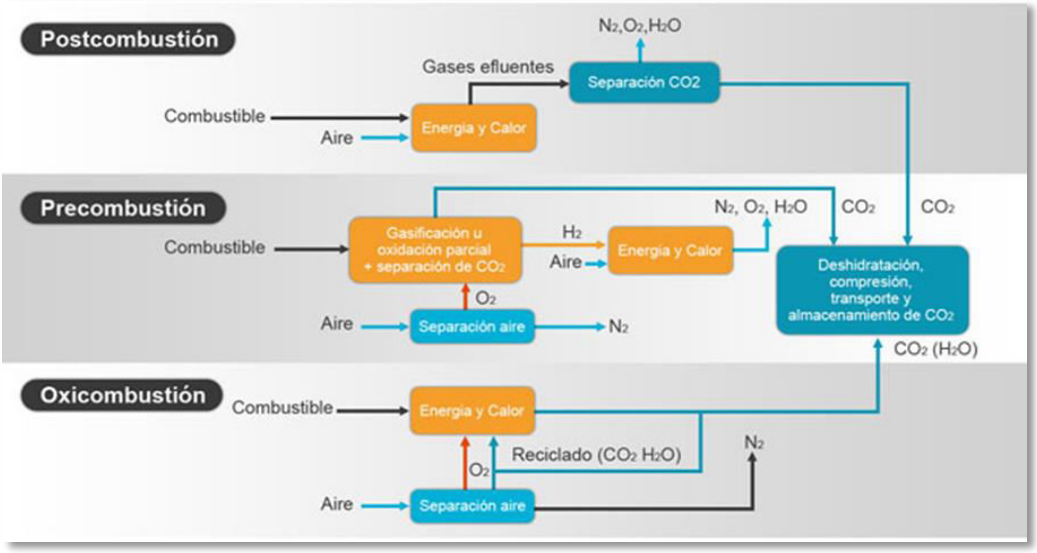


Figura 8 - Esquema de funcionamento dos processos de captura de CO_2.

($PTECO_2$, 2022)

Para além dos processos de captura de acima mencionados, existem outras tecnologias de separação e captura de CO_2, que se perfilam como aliados para levar de vencido o desafio da descarbonização da indústria petrolífera e de outros processos industriais. A Figura 9 mostra como essas tecnologias se distribuem em função da natureza que os carateriza.

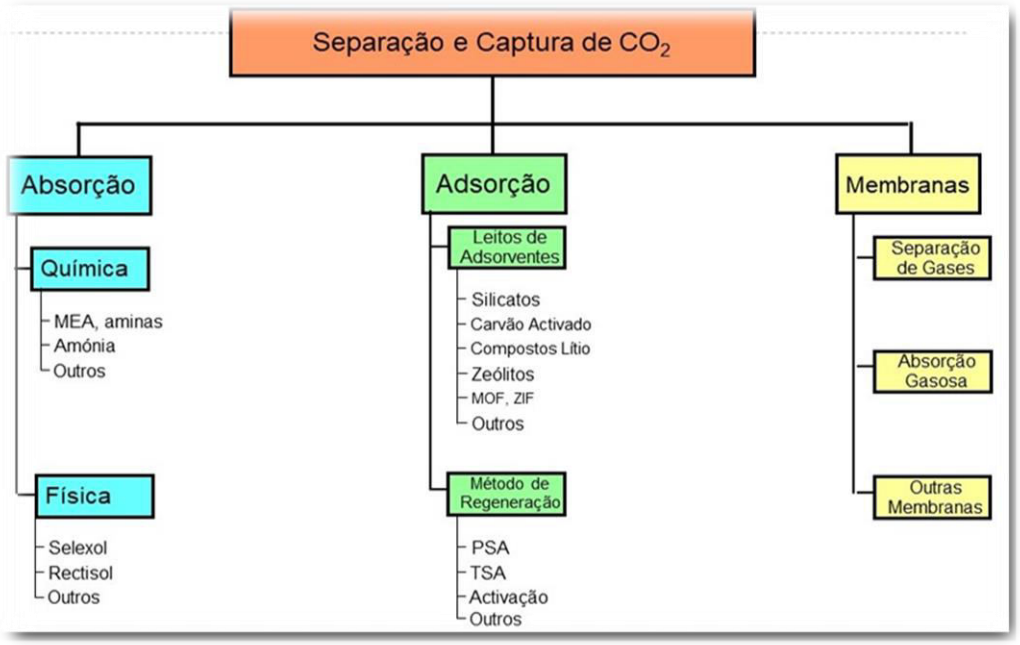


Figura 9 - Opções tecnológicas para captura e separação do CO_2.

(Gomes, 2019)

Projetos CCUS

Muitos projetos de CCUS estão em desenvolvimento em diversas partes do mundo, uma evidência clara de que estas tecnologias são uma grande aliada para descarbonização em várias indústrias. A Tabela 3 mostra alguns projetos que se encontram em estágios de desenvolvimento muito avançados.

Tabela 3 - Projetos de CCUS em desenvolvimento.

Nome do Projeto	Localização	Empresas Responsáveis	Fonte inicial de CO_2	Potencial de Impacto	Estado Atual	Destino ou Aplicação do CO_2
Net Zero Tesside	Nordeste de Inglaterra	ENI UK	Plantas de produção de energia proveniente do gás, biomassa e da produção de fertilizantes	10 Mt CO_2/Ano	Aguarda decisão dos investidores	Armazenamento em aquífero salino
Northern Lights	Noruega	EQUINOR, SHELL e TOTAL ENERGIES	Produção de cimento e incineração de resíduos	5 Mt CO_2/ano	Em construção	Armazenamento em formações geológicas
China North-West	Noroeste da China	CNPC - China National Petroleum Corporation	Refinarias	3 Mt CO_2/ano	Aguarda construção em 2023	Recuperação dos poços de petróleo (EOR)

(Adaptado de OGCI, 2022[a b c])

2.5.2. Hidrogénio verde

O hidrogénio apesar de ser o elemento mais abundante no universo, não aparece naturalmente na terra, ou seja, existe na atmosfera em uma concentração de 1 ppm, encontrando-se combinado com oxigénio na forma de água (Ribeiro, 2008). Deste modo, é necessária tecnologia para produzi-lo e aplicá-lo a escala comercial como vetor energético.

Atualmente, o hidrogénio é produzido essencialmente de duas maneiras, por meio combustíveis fósseis e por meio de fontes renováveis (Ribeiro Sá, 2008). E essas duas vias para produção de hidrogénio, depois acabam por se desdobrar em várias nuances como mostra a Figura 10 e Figura 11.

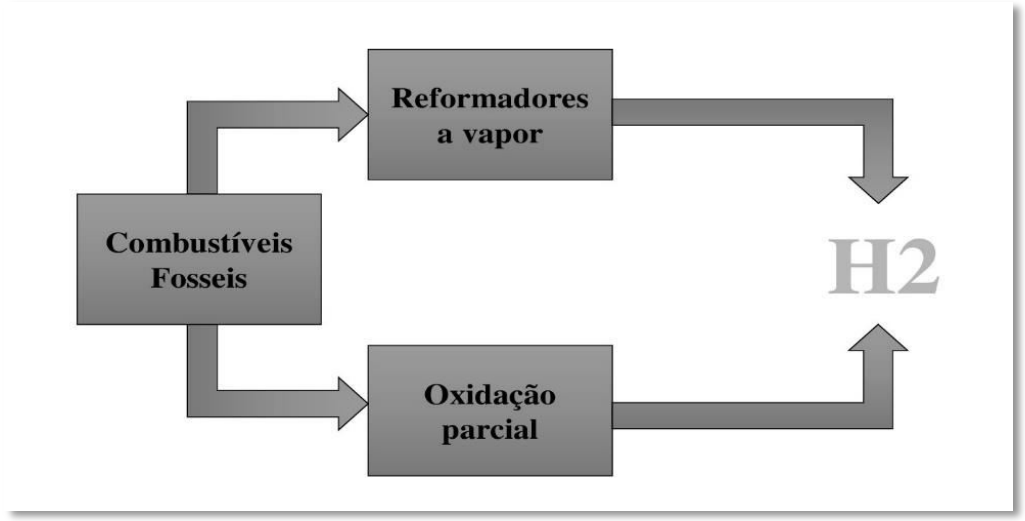


Figura 10 - Produção do hidrogénio por meio de fontes fósseis.

(Adaptado de Ribeiro, 2008)

Apesar do hidrogénio proveniente de combustíveis fosseis, poder ser obtido de diferentes tipos de combustíveis fosseis, mas ainda assim o gás natural é dos mais usados para obtenção de hidrogénio a partir desta fonte de energia.

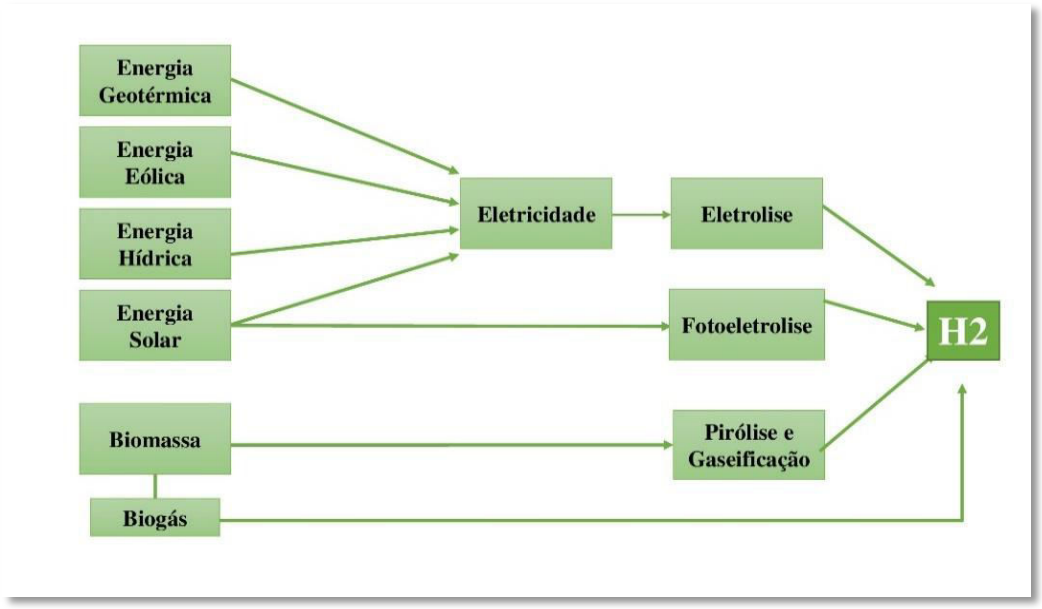


Figura 11 - Produção de hidrogénio por fontes renováveis.

(Adaptado de Ribeiro, 2008)

Devido a relevância que representa na perspetiva da descarbonização, o hidrogénio verde tem se apresentado como o tipo mais atrativo do ponto de vista ambiental, quando comparado com os outros tipos como hidrogénio cinzento, azul e outros. E neste estudo o foco está centrado propositadamente no hidrogénio verde, devido as razões já mencionadas na linha anterior e muitas outras.

Segundo Armstrong (2021), o processo de produção do hidrogénio determina o quão nobre ele é, em função do teor de emissão gerado por estes processos, e esta classificação que varia de acordo com um código de cor, classifica-se da seguinte forma:

- **Hidrogénio verde** – produzido por meio do eletrólise utilizando eletricidade renovável, ou seja, usa-se a corrente elétrica proveniente de fontes renováveis para separar as moléculas do hidrogénio e do oxigénio (Figura 12);
- **Hidrogénio azul** – produzido a partir de combustíveis fósseis como gás natural e carvão, mas o CO_2 gerado neste processo é capturado e armazenado em depósitos geológicos ou utilizado para outros fins.
- **Hidrogénio rosa** – o processo de produção assemelha-se ao do hidrogénio verde, mas difere do mesmo por usar unicamente a energia nuclear.
- **Hidrogénio amarelo** – o seu processo de produção assemelha-se também ao do hidrogénio verde, mas usa unicamente energia solar
- **Hidrogénio turquesa** – produzido através da pirólise dos resíduos, que usa como matéria-prima base o metano proveniente dos resíduos.
- **Hidrogénio cinzento** – produzido a partir do gás natural, num processo em que é usado o vapor a altas temperaturas separar as moléculas do metano a altas pressões.

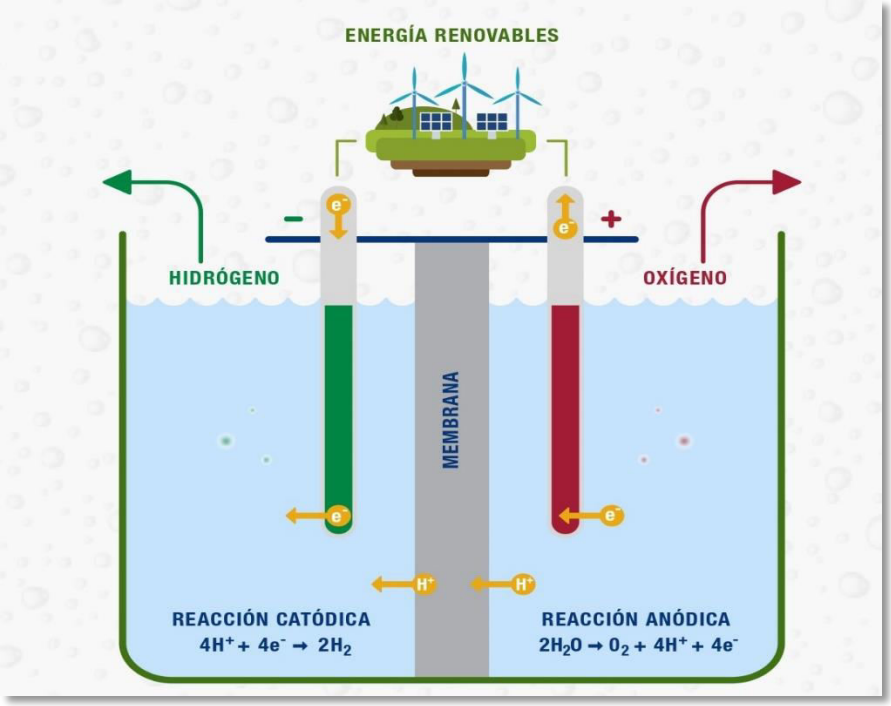


Figura 12 - Produção de hidrogénio verde com recurso a um eletrolisador.

(Iberdrola, 2022)

Na produção do hidrogénio verde a tecnologia a usada é muitas vezes classificada em função do tipo de eletrolisador aplicado neste processo. E a IRENA (2020) divide as tecnologias de eletrolisadores em quatro grupos, que são: os eletrolisadores alcalinos, os eletrolisadores de membrana de polímero, os eletrolisadores de membrana de troca aniónica e os de oxido solido, sendo que, os dois primeiros são os que se encontram disponíveis em escala comercial. A Tabela 4 apresenta as principais diferenças existentes as quatro tecnologias citadas acima.

Tabela 4 - Principais tecnologias de eletrolisadores.

Technical Characteristics	Alkaline	PEM	AEM	Solid Oxide
Operating temperature	70-90 °C	50-80 °C	40-60 °C	700-850 °C
Operating pressure	1-30 bar	< 70 bar	< 35 bar	1 bar
Electrolyte	Potassium hydroxide (KOH) 5-7 molL-1	PFSA membranes	DVB polymer support with KOH or NaHCO3 1molL-1	Yttria-stabilized Zirconia (YSZ)
Separator	ZrO_2 stabilized with PPS mesh	Solid electrolyte (above)	Solid electrolyte (above)	Solid electrolyte (above)
Electrode / catalyst (oxygen side)	Nickel coated perforated stainless steel	Iridium oxide	High surface area Nickel or NiFeCo alloys	Perovskite-type (e.g. LSCF, LSM)
Electrode / catalyst (hydrogen side)	Nickel coated perforated stainless steel	Platinum nanoparticles on carbon black	High surface area nickel	Ni/YSZ
Porous transport layer anode	Nickel mesh (not always present)	Platinum coated sintered porous titanium	Nickel foam	Coarse Nickel-mesh or foam
Porous transport layer cathode	Nickel mesh	Sintered porous titanium or carbon cloth	Nickel foam or carbon cloth	None
Bipolar plate anode	Nickel-coated stainless steel	Platinum-coated titanium	Nickel-coated stainless steel	None
Bipolar plate cathode	Nickel-coated stainless steel	Gold-coated titanium	Nickel-coated stainless steel	Cobalt-coated stainless steel
Frames and sealing	PSU, PTFE, EPDM	PTFE, PSU, ETFE	PTFE, Silicon	Ceramic glass

(IRENA, 2020)

Aplicações do hidrogénio

O hidrogénio verde devido sua versatilidade pode ser usada em múltiplas aplicações, que abrangem áreas como a geração de eletricidade, transportes, indústrias, edifícios, etc. E esta caraterística transversal do hidrogénio permite o surgimento de novos atores na cadeia de valor do setor energético, conforme mostra a Figura 13.

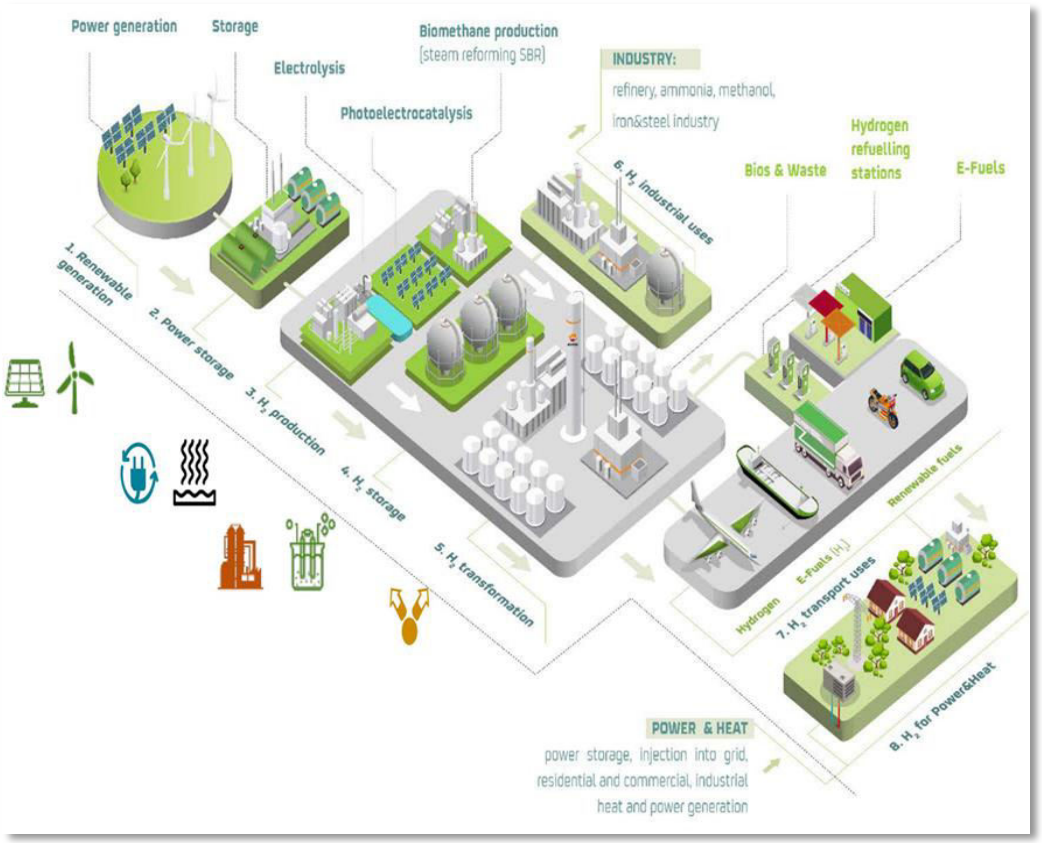


Figura 13 - Cadeia de valor do hidrogénio.

(Repsol, 2021)

Impactos do hidrogénio

Os impactos do hidrogénio verde vão além dos benefícios ambientais, eles afetarão várias áreas da vida económico e social. A tabela 5 mostra alguns dos impactos que a economia do hidrogénio trará.

Tabela 5 - Perspetivas dos principais impactos do hidrogénio na transição energética.

Geração de energia até 2050 (UE)	Redução de emissões até 2050 (UE)	Geração de empregos até 2050 (Global)	Exportações globais (EM US$/Ano)
2250 TWh	78%	400.000	300 mil milhões

(Adaptado de Singh, 2021)

2.6. Infraestruturas

A transição energética vai exigir a construção de novas infraestruturas e a adaptação de algumas já existentes.

O crescimento das infraestruturas energéticas deverá estar alinhado com a demanda por energias limpas e as novas exigências regulamentares, decorrente das mudanças de paradigma que o mundo vive em consequência das alterações climáticas. E a Mckinsey (2021) estima que, serão necessários cinquenta bilhões de dólares para reduzir as emissões provenientes de combustíveis fosseis e outros gases de efeito estufa até 2050 para cumprir com as metas do acordo de Paris. E os investimentos realizados pelos países que mais recursos financeiros aplicaram em fontes renováveis de energia espelham a pretensão e o comprometimento destes estados em querer alcançar esse objetivo desafiador, conforme os dados apresentados na Tabela 6.

Tabela 6 - Países que mais investiram em energia renováveis em 2021.

Country	2021 Energy Transition Investment (US$)	% of World Total
China	$266 000 000 000	35.2%
U.S.	$114 000 000 000	15.1%
Germany	$47 000 000 000	6.2%
U.K.	$31 000 000 000	4.1%
France	$27 000 000 000	3.6%
Japan	$26 000 000 000	3.4%
India	$14 000 000 000	1.9%
South Korea	$13 000 000 000	1.7%
Brazil	$12 000 000 000	1.6%
Spain	$11 000 000 000	1.5%
Total	**$561 000 000 000**	**74.3%**

(Visual Capitalist, 2022)

Segundo a Mckinsey (2021), para se minimizar os riscos associados aos investimentos relacionados com as novas infraestruturas ligadas ao processo de transição energética, é necessário que na fase do planeamento ou da concessão da estratégia de transição sejam respondidas as seguintes questões:

- Quais os ativos que podem ser atualizados para se adaptarem aos padrões de emissão em evolução?
- Que ativos devem ser desativados ou desmontados?
- Que novas infraestruturas precisam ser construídas do zero?

As infraestruturas para descarbonização podem ser divididas em dois grupos, nomeadamente, as infraestruturas de produção e as de suporte.

Infraestruturas de produção

São todos sistemas de geração de energia que estão associados a uma determinada tecnologia, seja ela solar, eólica, hídrica, geotérmica, etc. Deste modo, pode ser considerado como infraestrutura de produção os seguintes meios: painéis solares, turbinas eólicas, turbinas hídricas, eletrolisadores e outros.

Infraestruturas de suporte

É constituído por um conjunto de infraestruturas disponíveis a jusante dos sistemas de produção e que visam assegurar de forma acessível, seguro e confiável a fluidez dos serviços ou produtos energéticos até ao destinatário ou usuário final. Como parte das infraestruturas de suporte estão, os sistemas de armazenamento de energia, as redes ou pontos de carregamento de veículos elétricos, as redes de transporte de energia, as estações de abastecimentos de hidrogénio para veículos, sistemas tecnologias de comunicação e informação e muitos outros.

Infraestruturas de carregamento de veículos elétricos

As infraestruturas de carregamento de veículos elétricos fazem parte das novas infraestruturas que foram desenvolvidas no âmbito do processo de transição energética e descarbonização e, são uma das que mais crescem. Estima-se que a demanda global por eletricidade para atender as necessidades deste segmento terá um crescimento de 1,1 para 13 % no período entre 2018 e 2050 (DNV-GL, 2020). E certamente estes níveis de demanda por eletricidade se traduzirá em novas infraestruturas de carregamento para atender os destinatários deste serviço. A Figura 14 mostra a previsão de crescimento deste tipo de infraestruturas na União Europeia e Reino Unido.

Figura 14 - Crescimento de infraestruturas de carregamento de VE.

(TCE, 2021)

3. Economia Circular e Descarbonização

A economia circular é um modelo económico regenerativo e restaurador, que visa manter produtos, componentes e materiais com maior tempo de utilidade, evitando o desperdício de recursos e agregando valor a produtos e materiais reciclados (BSI, 2017). Tendo em conta as suas características, a economia circular apresenta-se como alternativa ao modelo económico atual, que tem se mostrado insustentável para os desafios atuais e futuros.

Para Sillanpää & Ncibi (2019) O modelo económico atual baseado na economia linear, consiste na extração de recursos, produção, consumo e eliminação dos bens produzidos no final do ciclo de vida e, em consequência desta ineficiência, são geradas grandes quantidades de resíduos e gases nocivos ao ambiente. E devido a essa ameaça latente do modelo económico linear, há quase um consenso global crescente, de que a economia circular contribuirá para a mitigação dos gases nocivos ao ambiente, ao homem e na prevenção da escassez de recursos (Sillanpää & Ncibi, 2019). E esta necessidade de mudança para um modelo económico circular ganhado cada vez mais novos apoiantes, numa altura em que a problemática das alterações climáticas vai subindo de tom, tanto por parte de governos, assim como de organizações empresarias e da sociedade civil organizada.

A economia circular dá-nos as ferramentas para combater as mudanças climáticas e a perda da biodiversidade em conjunto, ao mesmo tempo em que aborda necessidades sociais importantes (EMF, 2022[a]). A Figura 15 mostra os diferentes fluxos que ocorrem nos dois ciclos (biológico e técnico) que compõe a economia circular e o potencial que possuem para criar um modelo económico ambientalmente sustentável.

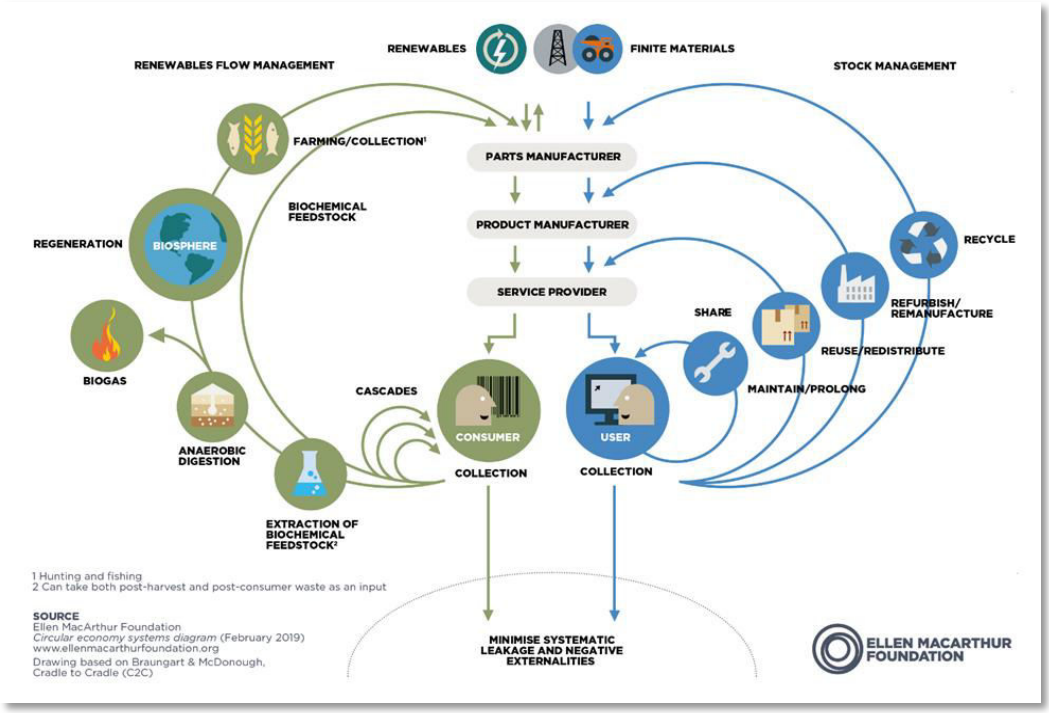


Figura 15 - Diagrama de economia circular.

(EMF, 2019)

Contribuições da economia circular na descarbonização

Se por um lado, o modelo económico linear está associado aos combustíveis fósseis, com destaque para o petróleo e os produtos que derivam dele (Sillanpää & Ncibi, 2019), por outro lado, o modelo económico circular está intrinsecamente ligado as fontes renováveis de energias, pois o ciclo biológico como um dos pilares da sua estrutura, é que está por trás de toda dinâmica à volta dos processos naturais que permitem aproveitar as fontes de energias renováveis presentes na natureza.

A contribuição da economia circular não está baseada apenas na interação dos processos que ocorrem no ciclo biológico, mas também aquelas que ocorrem no ciclo técnico, onde a reutilização e reciclagem dos materiais evitam o desperdício de recursos e a poluição.

É inquestionável o contributo da economia circular na transição para um modelo económico de baixo ou zero carbono. Estudos da EMF (2019), referem que as fontes renováveis de energia serão responsáveis por apenas 55 % da redução das emissões globais, ficando os restantes 45 % sob responsabilidade da economia circular, como mostra a Figura 16.

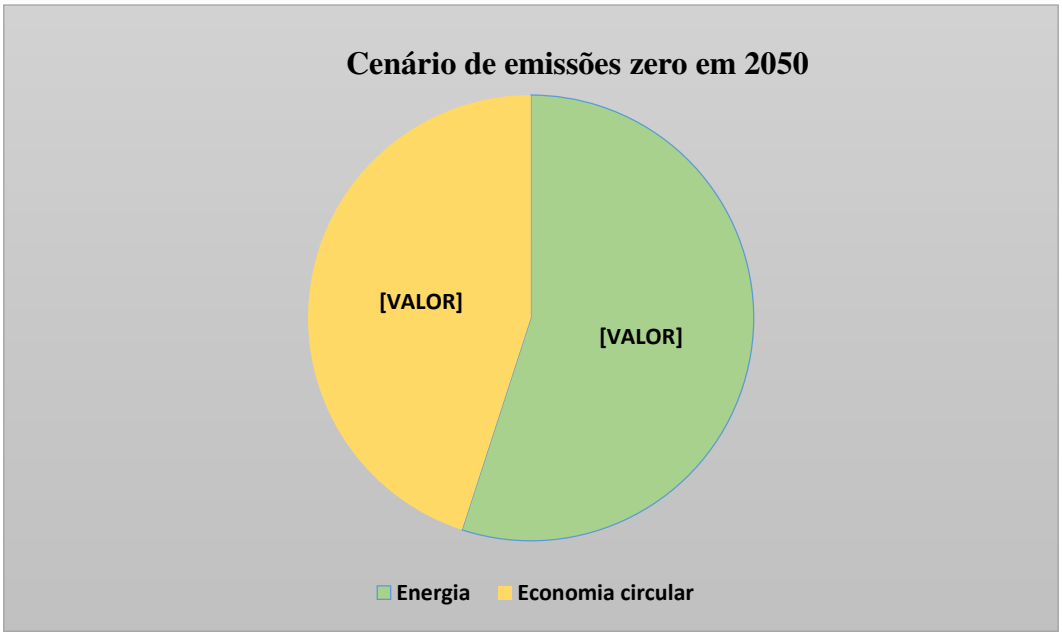


Figura 16 - Contribuição da economia circular na redução das emissões globais.

(Adaptado de EMF, 2019)

No setor dos transportes a economia circular apresenta-se como um mecanismo valioso no processo de descarbonização. Segundo a NGVA & EBA (2019), a substituição dos veículos convencionais por veículos movidos a gás natural reduzirá as emissões de GEE, de 96 Mt para 52 Mt, com a participação de 30 % do gás renovável no *mix* da união europeia e, caso a participação do gás renovável alcance os 80 %, pode ser alcançada a neutralidade de carbono neste setor como apresentado na Figura 17. Neste processo a circularidade evidencia-se através da biomassa sustentável que é reciclada e transformada em combustível limpo e sustentável (NGVA & EBA, 2019).

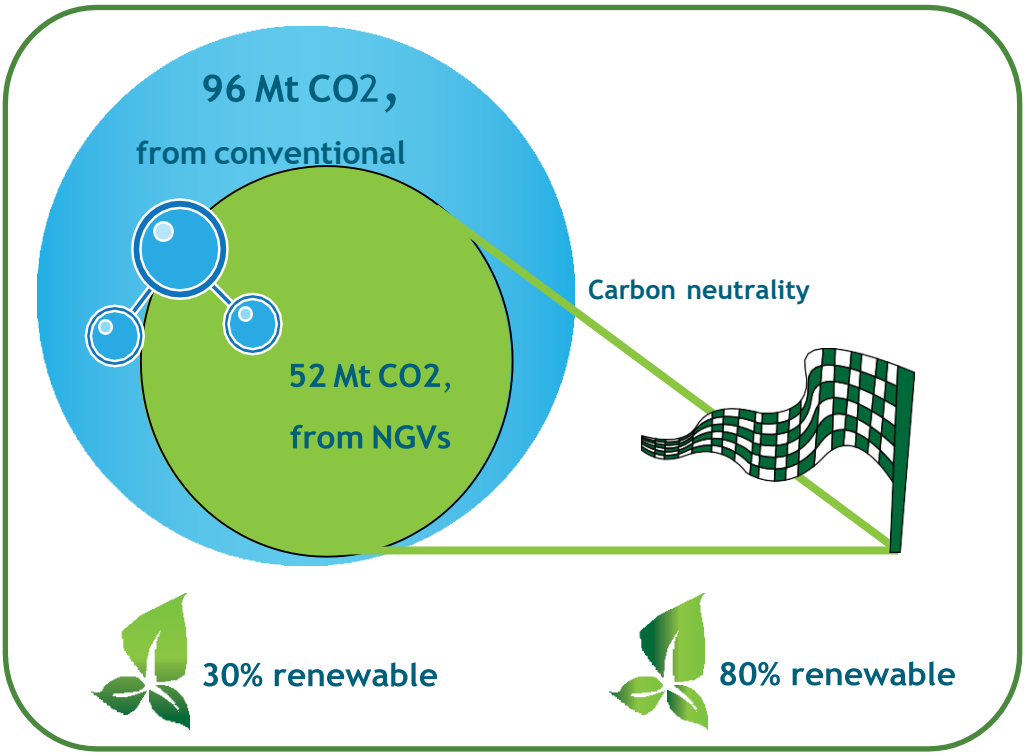


Figura 17 - Redução das emissões de CO2 por meio da participação dos gases renováveis nos transportes rodoviários.

(NGVA & EBA, 2019)

Um outro setor vital onde a economia circular desempenhará um papel preponderante para o alcance da neutralidade carbónica em toda sua cadeia de valor, tem haver com subsetor de energias renováveis. Segundo a EMF (2022[b]), à medida que a indústria vai se redimensionando, as infraestruturas de energias renováveis projetadas dentro de um modelo económico linear de *"take – make – waste"* não poderá contribuir para eliminação das emissões em toda cadeia de valor e, para se evitar que a solução se torne num problema, as infraestruturas de energia renovável deverão ser construídas ou fabricadas com base nos princípios da economia circular.

Estima-se que em 2050 haverá 43 milhões de toneladas de resíduos de pás de turbinas eólicas e 78 milhões de toneladas de resíduos de painéis solares (EMF, 2022[b]). Para que não haja o risco destes resíduos serem encaminhados para um aterro, ou seja, serem descartados de forma indevida, torna-se necessário a definição de mecanismos que

estimulem e incentivem a reciclagem e a reutilização desses recursos, de modos que se consiga eliminar ou mitigar ao máximo as emissões e outros impactos negativos associados a cadeia de suprimentos do subsetor das energias renováveis.

4. Organização do Setor Petrolífero Angolano

A criação da agência nacional de petróleo, gás e biocombustíveis (ANPG), não trouxe apenas um novo ator no setor de petróleo e gás, mas introduziu um elemento que veio mudar o paradigma da indústria nacional de petróleo e gás (ANPG, 2020[a]).

O surgimento da ANPG (2020[a]), vem alterar o modelo de organização do setor petrolífero angolano, pois a função de concessionária nacional detentora dos direitos de exploração de hidrocarbonetos líquidos e gasosos, que outrora era detido pela Sonangol, foram transferidos para agência nacional de petróleo, gás e biocombustíveis, acabando desta forma com o duplo papel de árbitro e jogador (concessionária e operador), até então desempenhado pela Sonangol. Em função dessa transferência da função concessionário para um novo ator, que passaria a ser somente árbitro, houve a necessidade de alterar a configuração da estrutura organizacional do setor de petróleo e gás, que passa a apresentar o modelo mostrado na Figura 18.

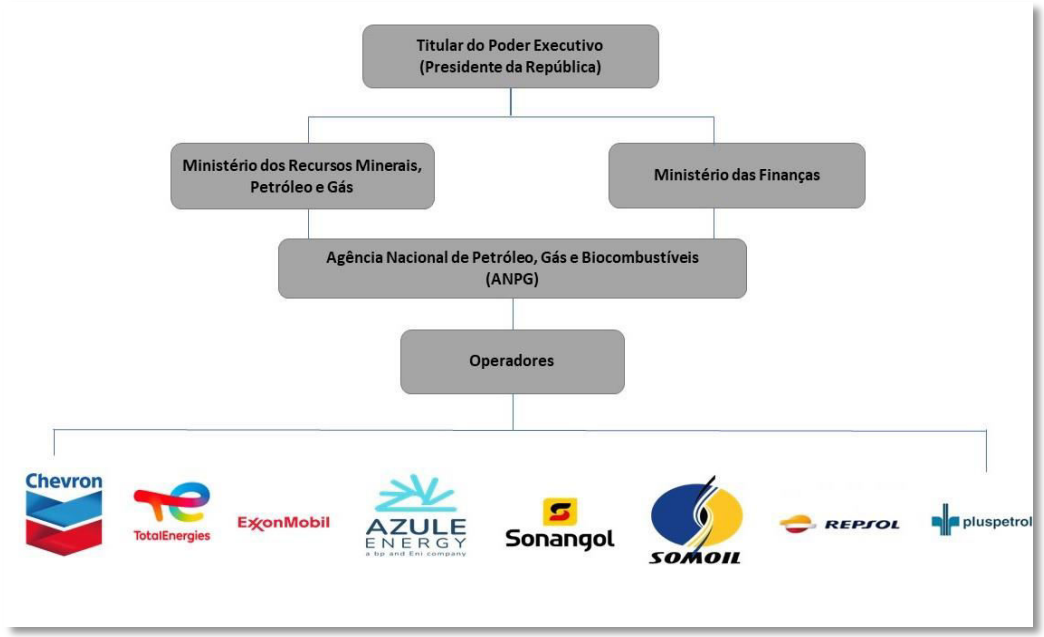


Figura 18 - Estrutura organizacional do upstream do setor petrolífero Angolano.

(Adaptado de ANPG, 2020[a])

4.1. Responsabilidades dos intervenientes da estrutura organizacional do segmento *upstream*.

Segundo a ANPG (2020[a]), as responsabilidades dos intervenientes do novo modelo organizacional do setor de petróleo e gás, distribui-se da seguinte forma:

Titular do Poder Executivo (Presidente da República): superintendente geral que exerce todos os demais poderes que lhe são conferidos pela constituição da república;

Ministério dos Recursos Minerais, Petróleo e Gás: exerce a superintendência por delegação do titular do poder executivo, sobre os órgãos do setor petrolífero, nos termos das disposições legais e regulamentares aplicáveis, como a formulação de políticas e propostas de legislação do setor;

Ministério das Finanças: cabe a responsabilidade de exercer a superintendência sobre as componentes patrimoniais e tributárias relativas ao setor petrolífero;

Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (ANPG): concessionária nacional para o *upstream*, encarregue de regular, fiscalizar e promover a execução das atividades no domínio das operações e contratação do setor de petróleo, gás e biocombustíveis;

Operadores: são geralmente empresas nacionais e estrangeiras que, por meio dos direitos de concessão que lhes são concedidos por um período, têm a responsabilidade de explorar e produzir hidrocarbonetos líquidos e gasosos, ou seja, transformar os recursos minerais (petróleo e gás) em riqueza.

4.2. Características da exploração e produção do offshore Angolano

No offshore angolano encontram-se em operação treze concessões petrolíferas, distribuídas em vários blocos localizados em águas rasas, profundas e ultra profundas (ANPG, 2020[a]). A Figura 19 mostra exatamente o retrato das áreas de exploração e produção de petróleo e gás no offshore angolano.

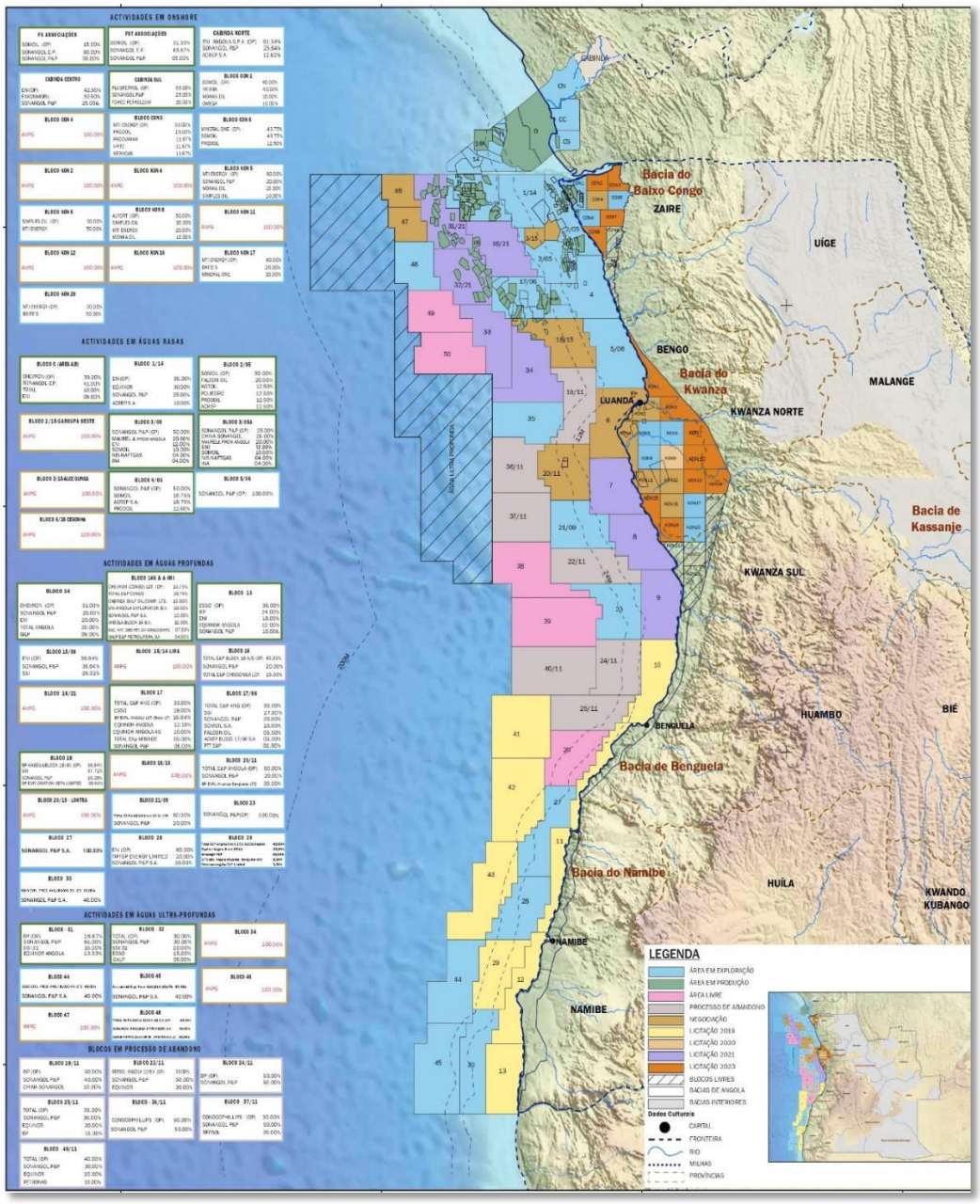


Figura 19 - Mapa das concessões petrolíferas Angolanas.

(Adaptado de ANPG, 2020[b])

Os dados disponibilizados pela ANPG (2020[a]), mostram que o segmento *offshore* da indústria petrolífera, representou 99 % do total da produção de petróleo bruto produzido em angola no ano 2019. Esses números revelam a importância estratégica que esta área do setor petrolífero representa, não apenas a indústria do petróleo e gás, mas para a economia do país, de modos que, a transição energética neste segmento requer uma análise profunda para que se construa uma estratégia de transição energética que

acautele os potenciais impactos negativos na economia nacional, que pode resultar de um plano de transição energética que ignore a transversalidade dos impactos da transição.

4.3. Etapas da exploração e produção petrolífera offshore

As principais fases do ciclo de vida de um projeto de exploração e produção, compreende quatro fases principais, que consiste nas atividades de exploração, desenvolvimento, produção e abandono do campo (IOGP & IPIECA, 2020).

Exploração

A fase de exploração é aquela que permite descobrir a ocorrência de hidrocarbonetos em uma formação geológica e, por isso é caracterizado por muitas incertezas. E para minimizar as incertezas associadas a essa fase, em geral, procede-se a elaboração de um programa de exploração, que envolve a formulação um conjunto de hipóteses (Bret-rouzaut; Favennec & Santos, 2011).

Para que se possa localizar as formações geológica que armazenam hidrocarbonetos com maior grau de precisão, é necessário ter um conhecimento profundo das estruturas geológicas em subsuperfície. E o método sísmico é a primeira atividade realizada no processo de exploração, por apresentar-se como uma ferramenta poderosa para um qualitativo e quantitativo das formações geológica em fundo marinho (IOGP &IPIECA, 2020).

A atividade sísmica offshore realiza-se com navios que usam sensores conhecidos como hidrofones, detetar as ondas sísmicas artificiais que refletem para superfície e permitem estudar os perfis das rochas em subsuperfície, como mostra a Figura 20 (IOGP & IPIECA, 2020). É mais fácil recolher dados sísmicos no mar (*offshore*) do que em terra (*onshore*), por causa da facilidade que o barco possui para mover-se em várias direções (Bret-rouzaut; Favennec & Santos, 2011).

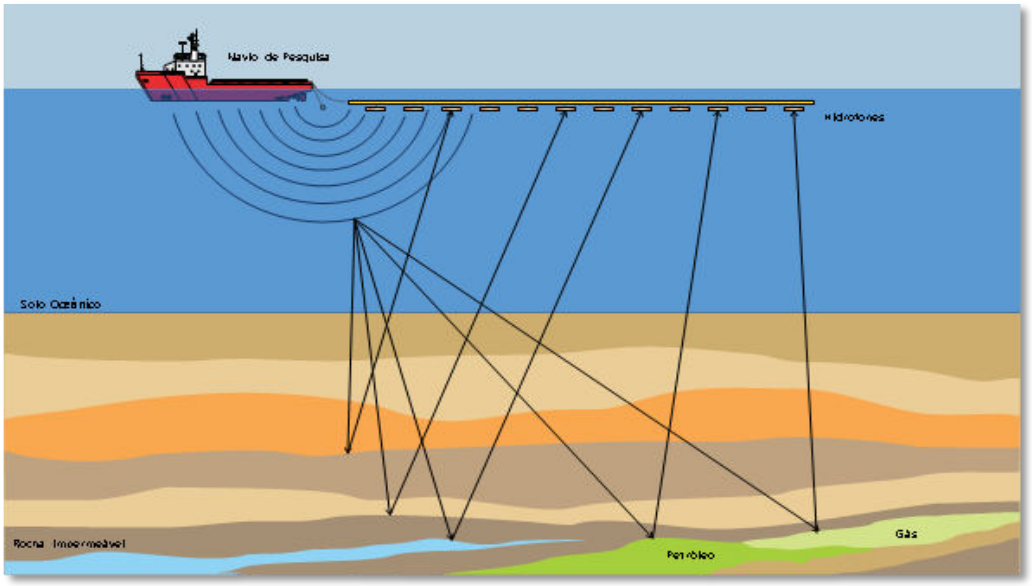


Figura 20 - Levantamento sísmico offshore.

(IOGP & IPIECA, 2020)

Desenvolvimento

Após a conclusão dos estudos de exploração e ficar comprovado que a formação geológica em estudo tem reservas de hidrocarbonetos provadas como economicamente viável, avança-se para a fase de desenvolvimento do campo, onde são dimensionadas as instalações que permitirão a produção do campo recém-descoberto.

Na fase de desenvolvimento são perfurados os futuros poços de produção e a instalação de todos equipamentos necessários para que a unidade ou instalação de produção opere dentro dos mais altos padrões de segurança (Bret-rouzaut; Favennec & Santos, 2011).

Para IOGP & IPIECA (2020), na fase de desenvolvimento de um campo petrolífero, as futuras instalações de produção são equipadas com as seguintes facilidades:

- Sistemas de geração de energia;
- Equipamentos de processamento de fluídos de reservatórios;
- Sistemas de controlo;
- Infraestruturas de acesso;
- Infraestruturas de exportação de petróleo ou gás;
- Número de poços exigidos para uma produção otimizada.

Em geral, a escolha das unidades de perfuração para perfurar os futuros poços de produção, dependerá das características de subsuperfície (profundidade), assim como mostra a Figura 21.

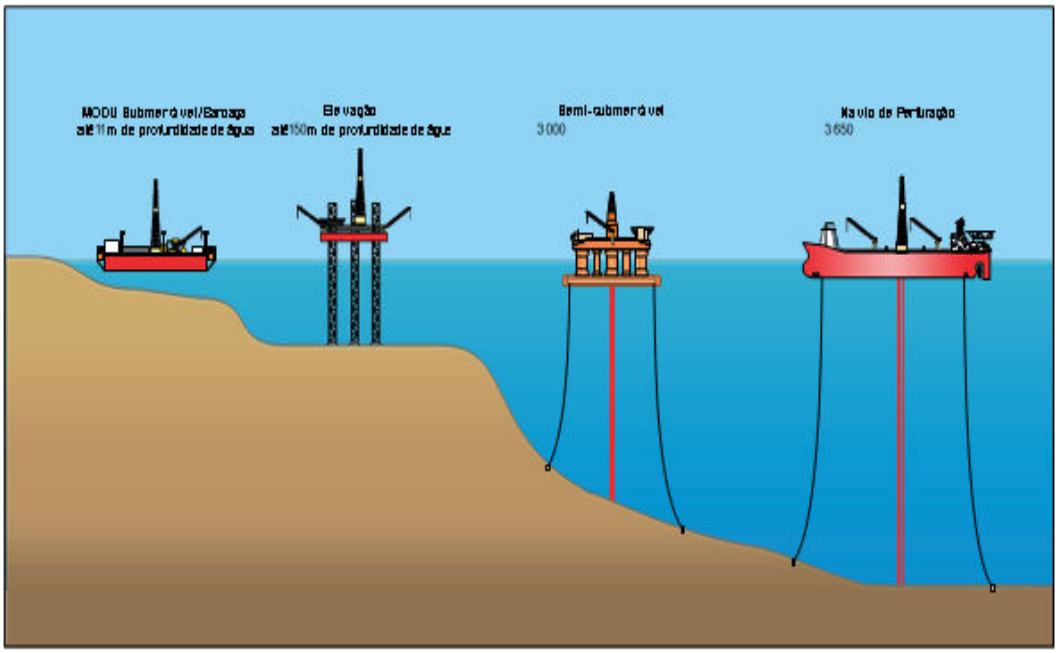


Figura 21 - Unidades de perfuração usadas em ambiente offshore.

(IOGP & IPIECA, 2020)

Produção

Durante a fase de produção as instalações apresentam-se equipadas com o conjunto de facilidades, tanto na superfície, como na subsuperfície para permitir a produção de hidrocarbonetos líquidos e gasosos em segurança, como mostra o esquema da Figura 22.

Para Bret-rouzaut; Favennec & Santos (2011), quando um campo novo entra em produção, as operações que comummente ocorrem numa instalação, distribuem-se pelas seguintes:

- Processo de separação dos fluídos;
- Tratamento do petróleo;
- Tratamento de água de produção e água de injeção;
- Tratamento do gás (dessulfurização e desidratação);
- Transporte e controlo dos fluídos do reservatório para a superfície;

- Transferência dos hidrocarbonetos para exportação ou instalações de armazenamento.

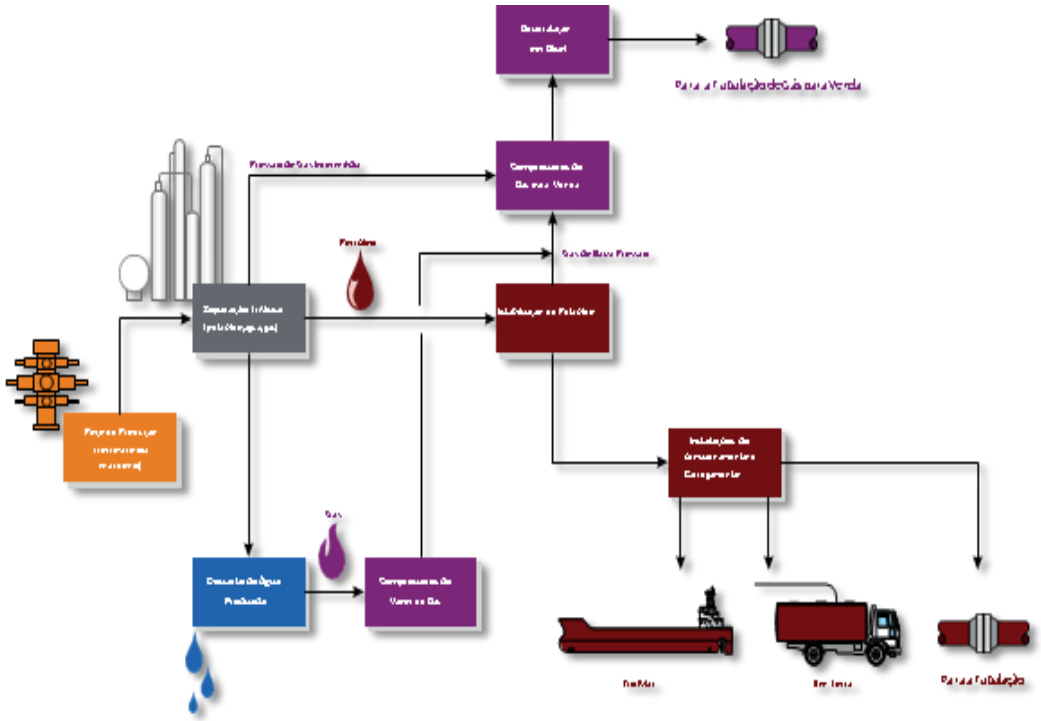


Figura 22 - Esquema típico das operações do processo de produção.

(IOGP & IPIECA, 2020)

Abandono

O abandono é a última fase do ciclo de vida de exploração e produção de um campo petrolífero offshore ou *onshore*.

Quando um campo petrolífero em produção se torna técnica e economicamente inviável no curto, médio e longo prazo, toma-se a decisão de abandoná-lo ou encerrar o campo.

Em atividades offshore a desativação de plataformas ou outras instalações marítimas de produção de petróleo e gás, são guiados por tratados e regulamentos internacionais (Bret-rouzaut; Favennec & Santos, 20011). E no caso de Angola, o diploma legal que estabelece os critérios para o abandono de poços ou desativação das instalações petrolíferas offshore, é o decreto presidencial n.º 91/18 de 10 de abril.

Tabela 7 - Legislação sobre abandono de poços e a sua abrangência.

Entidade responsável pelo cumprimento legal	**Legislação competente**	**Objetivo do Decreto**	**Objetos do Decreto**
Ministério dos Recursos Minerais, Petróleo e Gás	Decreto Presidencial n.º 91/18 de 10 de abril	Estabelecer regras e procedimentos das atividades de abandono de poços e desmantelamento das instalações de petróleo e gás em território angolano.	*Obrigação das entidades sob contrato de prepararem planos de abandono provisórios e definitivos e requisitos para sua elaboração e aprovação; *Realização por parte das autoridades, de inspeções e auditorias antes, durante e após as atividades de abandono e desmantelamento; *Diretrizes técnicas; *Modelos de certificado de abandono e desmantelamento, e do certificado de entrega de poços e instalações, e exoneração de responsabilidades.

(Adaptado de IOGP, 2022; Miranda & Associados, 2022)

Sempre que uma empresa que opera em ambiente *onshore* ou *offshore*, decide abandonar um campo de produção de petróleo e gás, porque este não apresenta mais rentabilidade económica ou até mesmo por razões de segurança, deverá cumprir com as diretrizes fornecidas pelo instrumento legal apresentado Tabela 7.

5. Descarbonização da Indústria de Petróleo e Gás

O sucesso a longo prazo do setor de petróleo e gás dependerá da sua capacidade de conduzir proactivamente a transição energética necessária, em vez de reagir passivamente a pressão da sociedade (DNV-GL, 2020). Isso significa, que as empresas que operam neste setor, independentemente da sua dimensão, devem começar a redesenhar o seu futuro, ou seja, têm de definir as suas estratégias para saberem como irão se posicionar neste período de transição para continuarem a operar no seu mercado de atuação.

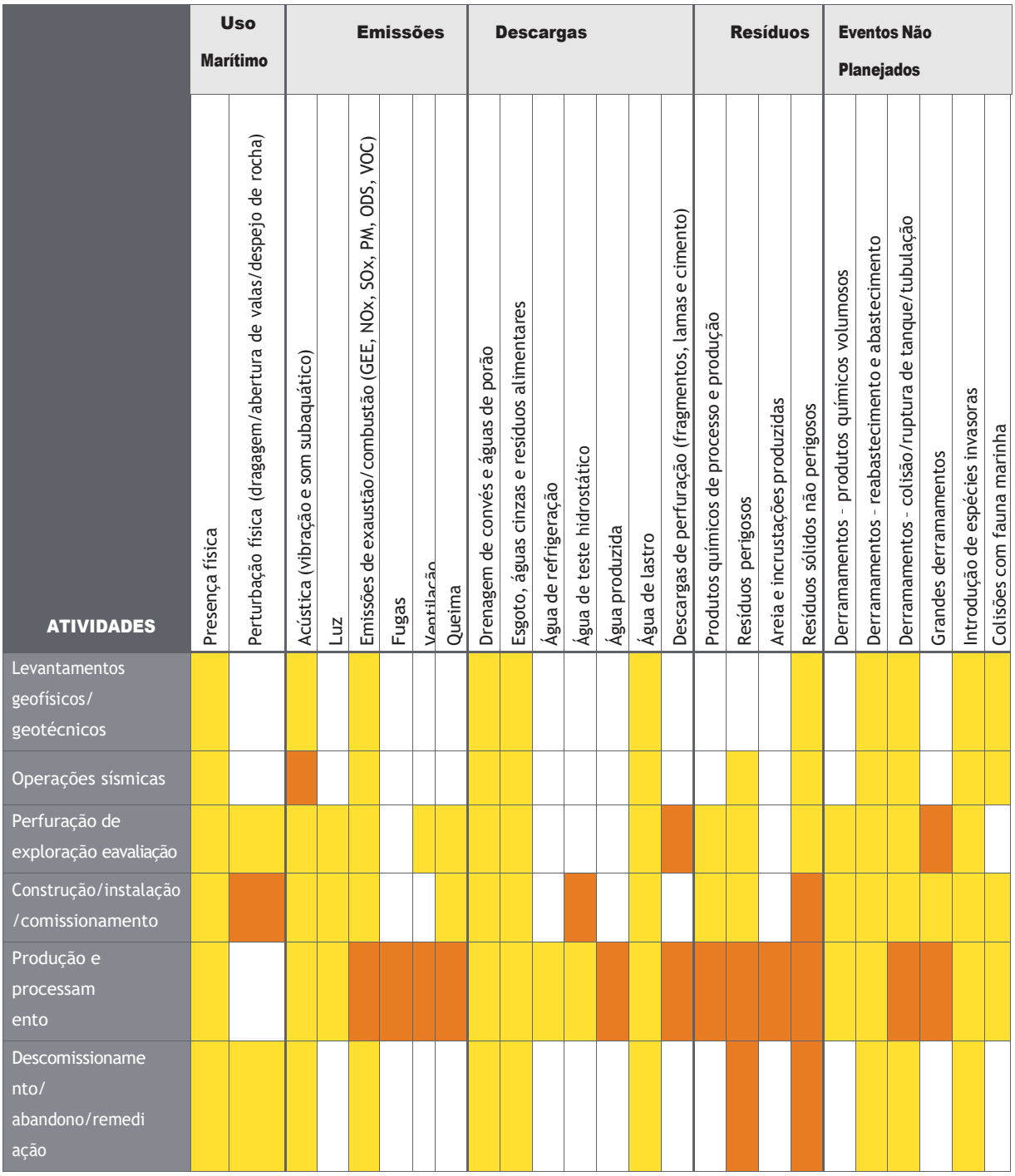
Segunda a IEA (2020), um primeiro passo necessário para que a indústria de petróleo e gás realize a transição energética, envolve a redução da pegada de carbono das suas operações e isso não é apenas importante para reduzir as suas emissões de GEE, mas também, porque possibilita aos produtores demonstrar o seu envolvimento na luta contra as alterações climáticas e, apresentar argumentos credíveis, que seus recursos de petróleo e gás merecem a preferência dos mercados, quando comparado com outras opções com altos níveis de emissões. Dito de outra forma, a redução da pegada ambiental ou pegada de carbono, não pode ser visto como um mero imperativo legal ou uma tendência desprovida de qualquer substância, pois a realidade presente e futura da indústria mostra que a temática sobre a redução das emissões, deve ser incorporado como parte da estratégia do core business, porque será um fator de competitividade junto dos mercados onde essas empresas atuam.

5.1. Impactos ambientais da produção de petróleo offshore

Para Bret-rouzaut; Favennec & Santos (2011), todas as grandes empresas devem manifestar as suas preocupações com o impacto que causam ao ambiente, mas o que distingue a indústria do petróleo e gás neste sentido, porém, é a escala enorme do seu impacto, pois nenhuma outra indústria movimenta volumes tão grandes de matéria-prima potencialmente perigosa e inflamável, e com elevado potencial para causar danos ao ambiente.

Os impactos no segmento offshore do setor de petróleo e gás, abrangem todo ciclo de vida da cadeia de exploração e produção, podendo abranger até mesmo áreas como suporte logístico e muitas outras, tal como mostra a Tabela 8, referente aos impactos associados as atividades operacionais realizadas em ambiente *offshore*.

Tabela 8 - Impactos das atividades realizadas em operações petrolífera offshore.



(IOGP & IPIECA, 2020)

Maior potencial de impacto

Potencial de impacto

Sem impacto provável

Apesar dos impactos ligados à exploração serem diversos, neste estudo serão abordados apenas os impactos relacionados com a água de produção, descargas de perfuração e emissões de gases de efeito estufa.

Água de produção

A água de produção é aquela que ocorre naturalmente em reservatório de hidrocarbonetos, podendo estar separada de outros fluídos de reservatório (petróleo e gás), como apresentado na Figura 23 e devidamente tratada antes de ser descarregada no mar (IOGP & IPIECA, 2020).

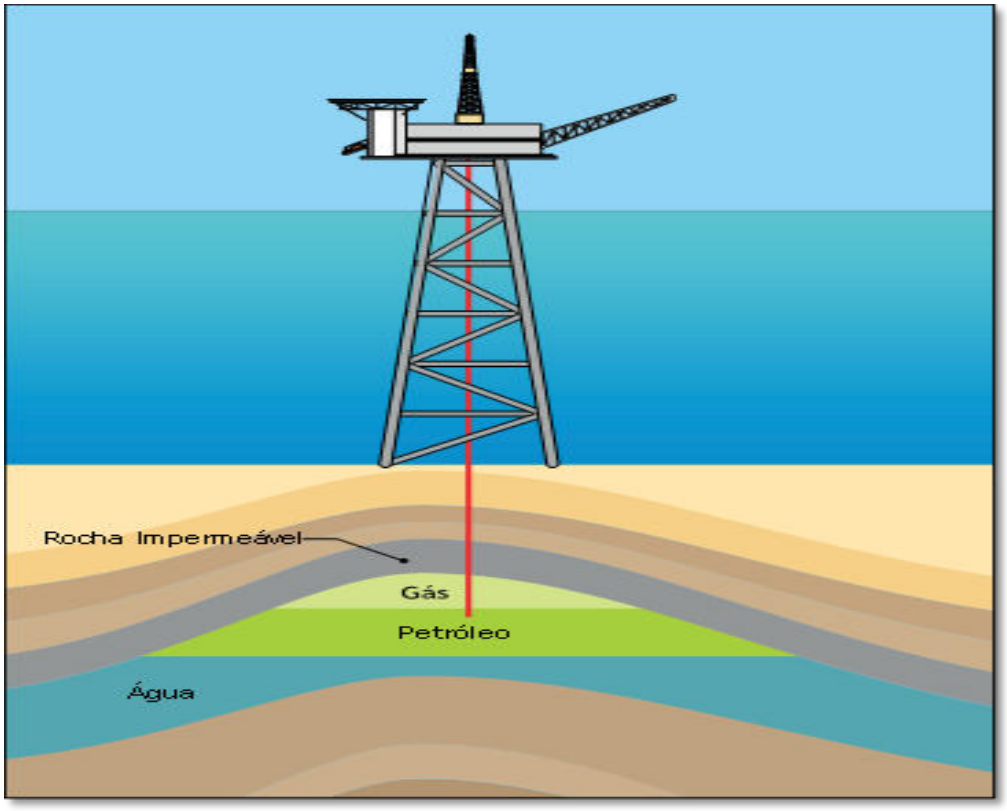


Figura 23 - Fluídos típicos de um reservatório de hidrocarbonetos.

(IOGP & IPIECA, 2020)

A água produzida pode conter uma mistura de produtos inorgânicos, produtos orgânicos e, em alguns casos traços residuais de concentrações de aditivos químicos (IOGP & IPIECA, 2020). Em muitos países a água de produção é descarregada no mar e, para que estes contaminantes não tenham um impacto maior no meio recetor, a água de produção deve ser previa e rigorosamente tratada de acordo com os padrões de qualidade definidos por lei.

Segundo a IOGP & IPIECA (2020), entre os potenciais impactos causado pela água de produção, destacam-se os seguintes:

- Redução da qualidade da água devido as elevadas concentrações de hidrocarbonetos dispersos, metais e produtos químicos presentes na água;
- Efeitos de toxicidade para organismos marinhos;
- Impactos térmicos para organismos marinhos.

Descargas de perfuração

As atividades de perfuração geram fragmentos das rochas que são produzidos pela ação da broca, a medida que a broca penetra na rocha, e para limpar ou remover esses fragmentos, usa-se o fluído de perfuração ou lama (IOGP & IPIECA, 2020). O fluído de perfuração para além de ser usado para limpeza do poço em perfuração ou remoção de fragmentos da rocha, também serve para lubrificar e arrefecer a broca das altas temperaturas causada pela fricção do movimento rotativo da broca sobre a rocha.

Para a IOGP & IPIECA (2020), os fluídos de perfuração podem ser de dois tipos, os de base aquosa (a base de água) e os de base não aquosa (a base de óleos sintéticos), sendo que, após a sua utilização, os resíduos resultantes desta atividade são enviados para o *onshore* para tratamento e descarte ou descarregado no mar após tratamento prévio. Quando o destino dos resíduos é a descarga no mar, os impactos causados por esses poluentes podem ser de vária ordem, de modo que quando se concebe um plano de perfuração, torna-se imperioso a definição das medidas de mitigação para minimizar os impactos associados a essa atividade.

Entre os principais potenciais impactos causados pelas descargas de perfuração, o IOGP & IPIECA (2020), destaca os impactos que se seguem:

- Aumento da turbidez e diminuição da penetração da luz na coluna de água;
- Alteração das características de tamanho das partículas do fundo do mar;

- Efeitos de toxicidade para espécies marinhas bentónicas e pelágicas;
- Declínio na qualidade dos sedimentos associado ao enriquecimento orgânico e desoxigenação de sedimentos do fundo do mar, bem como impactos secundários associados a fauna marinha bentónica;
- Mudança na qualidade da água e toxicidade associada a organismos marinhos ou aquáticos.

Emissões de GEE em atividades petrolíferas *offshore*

A produção e entrega produtos hidrocarbonetos emitiu 5,3 Gt de dióxido de carbono equivalente em 2018, e a combustão desses produtos emitiram um adicional de 16 Gt de CO_2 (DNV-GL, 2020).

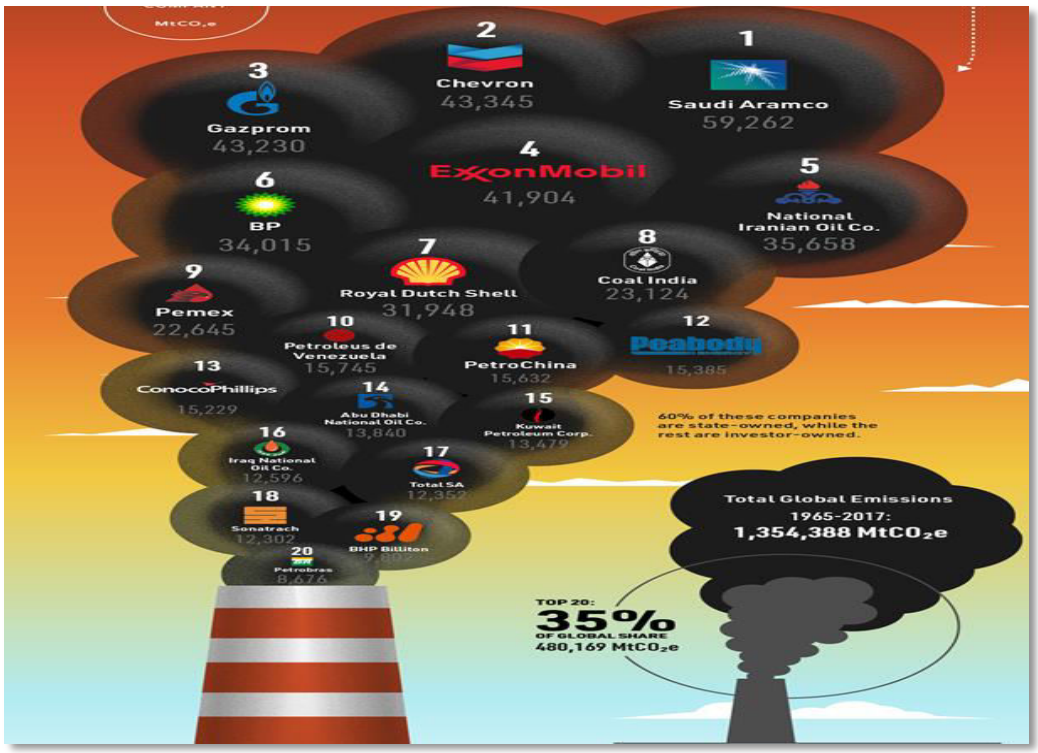


Figura 24 - Emissões das 20 maiores empresas a operar no setor de petróleo e gás.

(Visual Capitalist, 2019)

As vinte maiores empresas de petróleo e gás a operarem em diversos mercados a nível mundial, são responsáveis por 35 % do total das emissões globais, como mostra a

Figura 24, e isso espelha claramente o impacto que as atividades destas empresas tem causado ao ambiente e quão necessário e urgente deve ser a mudança para práticas operacionais mais sustentáveis.

A emissão dos gases de efeito estufa são classificados em três categorias, que são, escopo 1, 2 e 3 (WRI & WBCSD, 2004). Estas categorias de emissões constituem um padrão adotado por muitas empresas dos mais diversos setores, espalhados ao redor do mundo para reportar as suas emissões em conformidade com as melhores práticas internacionalmente aceites.

Segundo a IEA (2020), em harmonia com os padrões *GHG Protocol*, as emissões da indústria de petróleo gás distribuem-se da seguinte forma:

- **Emissões do escopo 1:** são aquelas provenientes diretamente das próprias atividades relacionadas com as operações nos campos de produção de petróleo e gás, como as emissões dos vários motores para fazer funcionar as instalações, emissões da queima de gás, emissões de fuga de metano e muitas outras;
- **Emissões de escopo 2:** são decorrentes da geração de energia que é adquirida na rede pública ou de uma fonte externa a indústria de petróleo e gás, para alimentar os serviços auxiliares ou de produção de hidrogénio;
- **Emissões do escopo 3:** decorrem do uso de produtos ou serviços fornecidos por terceiros, como no caso das emissões relacionadas com o transporte do pessoal alocado a uma plataforma ou mesmo centros de suporte *onshore*.

Para a IEA (2020), as emissões dos escopos 1 e 2 representam quase 20 % das emissões de todo ciclo de vida da produção de petróleo bruto e, no caso do gás natural, as emissões do escopo 1 e 2 corresponde a cerca de 25 % das suas emissões de todo seu ciclo de vida. Isso significa que o maior desafio do setor se prende com a redução das emissões do escopo 3, apesar de as emissões dos escopos 1 e 2 serem as que apresentam maior visibilidade e as que tem sido priorizada pelas empresas na fase inicial da implementação das suas estratégias de descarbonização.

Entre os vários impactos causados pelos gases de efeito estufa, a IOGP & IPIECA (2020), destaca os potenciais impactos, como sendo os que se seguem:

- Alterações climáticas e acidificação dos oceanos;

- Aquecimento global do planeta;
- Chuvas ácidas e formação de ozono.

5.2. Estratégias para descarbonização do setor do petróleo e gás

A maioria das empresas que operam no setor de petróleo e gás estão elaborando as suas estratégias de transição energética, tendo em conta a sustentabilidade das suas operações no médio e longo prazo, pois a mudança global para uma economia de baixo carbono faz parte da agenda de vários estados onde estas empresas estão inseridas.

Não existem mágicas para realizar a transição energética, ou seja, não até a presente data nenhuma fórmula magica que as empresas devem seguir para conceber as suas estratégias de descarbonização, porque nenhuma organização empresarial é igual a outra, pois cada organização é uma organização diferente, com a sua própria cultura empresarial e, muitas delas operam em contextos diferentes. Mas apesar das diferenças existentes entre elas, há muitos aspetos de uma estratégia de descarbonização, que as empresas que operam no setor de petróleo e gás podem ter em comum e que pode ser partilhada entre elas, independentemente da dimensão, cultura e dispersão geográfica.

Para a OGA (2020), uma das estratégias para descarbonizar as empresas de petróleo e gás, passa pela integração energética de diversas tecnologias neutras ou de baixo carbono, e neste grupo de tecnologias encontram-se as seguintes:

- **Eletrificação de plataformas:** a implementação desta estratégia passa por um lado pelo aproveitamento do potencial eólico *offshore* (ventos do mar) para produzir energia para eletrificação das instalações de produção de petróleo ou gás e, por outro lado, se pode associar uma segunda alternativa que consiste num esquema hibrido em que parte das instalações podem ser eletrificadas por meio da corrente elétrica proveniente da rede pública fornecida a partir da costa, onde a configuração hibrida possui a flexibilidade das instalações offshore fornecerem também energia para rede pública em *onshore* (Figura 25), sempre que houver um excesso de produção;

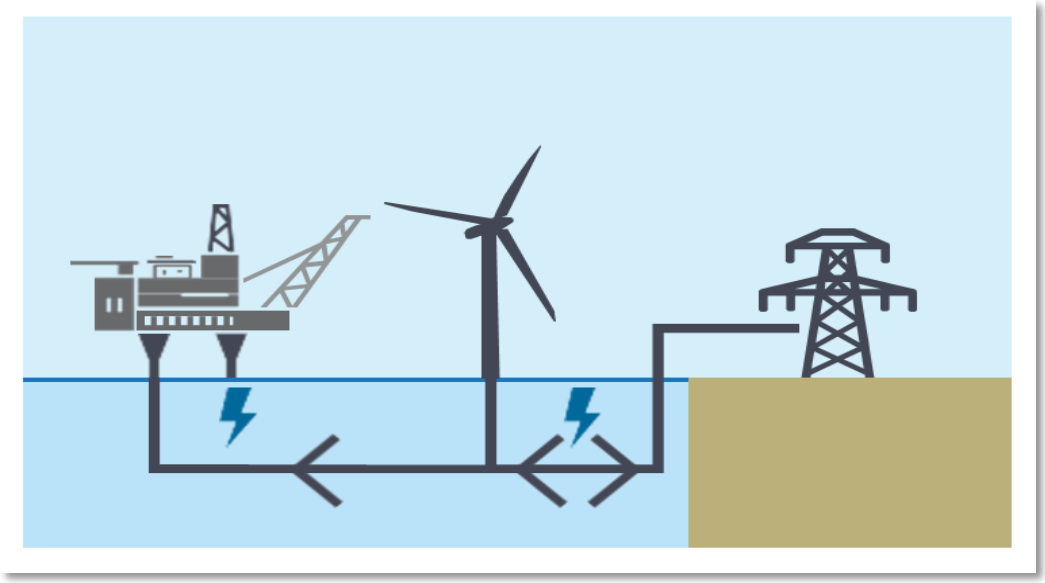


Figura 25 - Esquema típico de um sistema de eletrificação offshore.

(OGA, 2020)

- **Captura e armazenamento de carbono:** a sua implementação é crítica para alcançar metas de zero emissões líquidas de dióxido de carbono, de modo que, a reutilização de instalações petrolíferas para armazenamento do CO_2, apresenta-se como um mecanismo necessário para descarbonização, onde o setor de petróleo e gás posiciona-se como um ator relevante (Figura 26), em função das suas habilidades, capacidades e infraestruturas existentes para acelerar a aplicação da tecnologia CCS;

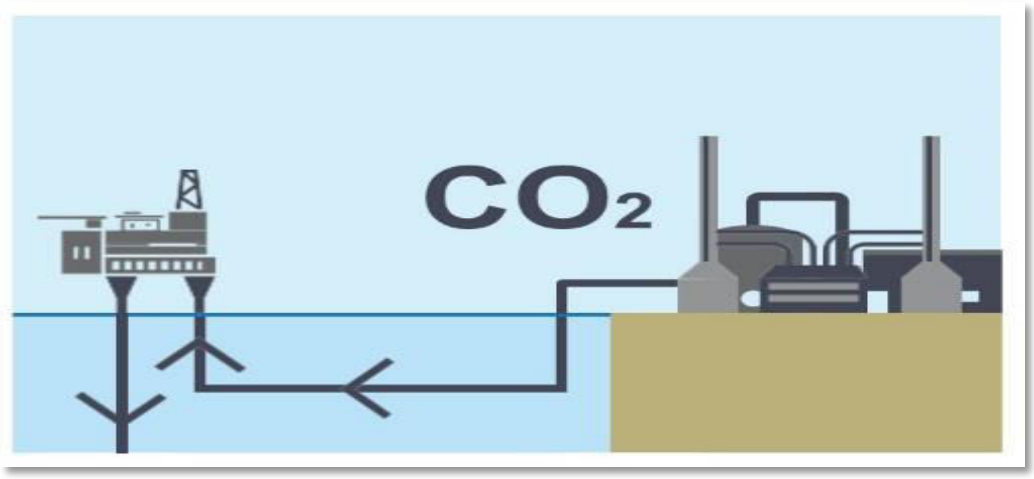


Figura 26 - Esquema de armazenamento de CO2 formações geológicas em offshore.

(OGA, 2020)

- **Hidrogénio:** é um vetor energético que pode substituir os combustíveis fósseis na geração de energia, aquecimento e transporte, e do ponto de vista da transição energética, existem duas opções tecnológicas para produção de hidrogénio com baixa ou zero emissões por parte das empresas produtoras de petróleo e gás, que são o hidrogénio azul combinado com CCS e o hidrogénio verde produzido por meio de eletrólise da água usando energia de fontes renováveis (Figura 27);

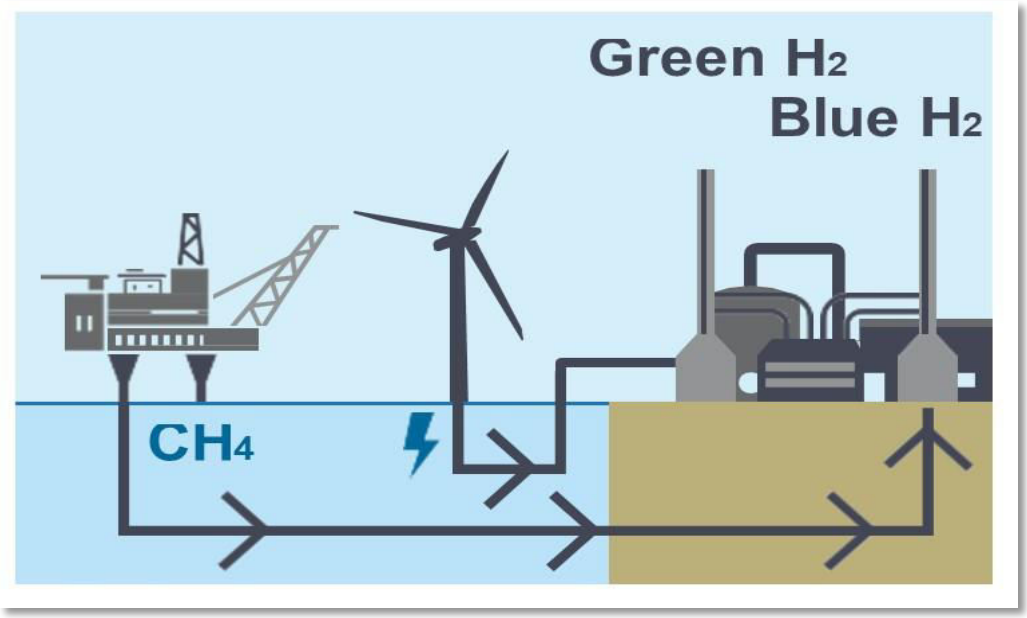


Figura 27 - Esquema para produção de hidrogénio azul e verde a partir de recursos do offshore.

(OGA, 2020)

Hubs de energias: podem combinar as tecnologias acima descritas, permitindo a melhoria de eficiência por meio de compartilhamento de instalações, para facilitar o acesso ao mercado de energia, impulsionado por infraestruturas *onshore* devidamente selecionadas, e o acesso aos recursos energéticos como gás natural, energias renováveis e, potencialmente o CO_2 (Figura 28).

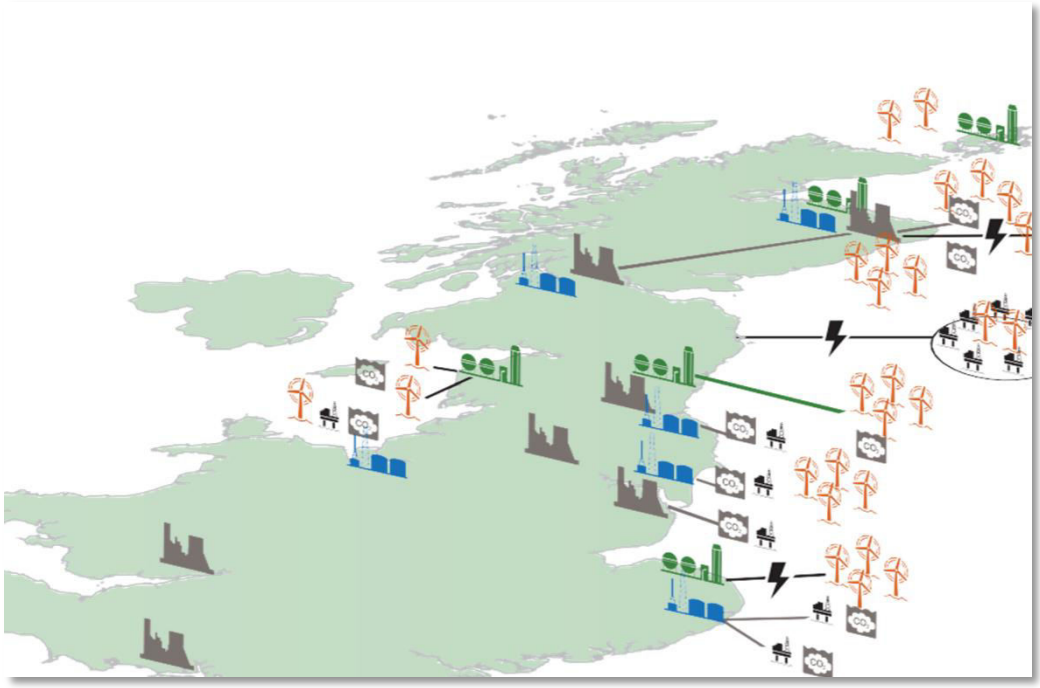


Figura 28 - Esquema de um hub de integração energética.

(OGA, 2020)

5.3. Empresas comprometidas com a descarbonização

O CSIS (2019) classifica as empresas que operam no setor de petróleo e gás, no que diz respeito as suas estratégias climáticas, em cinco categorias, a saber:

- **Empresas líderes de estratégias:** essa categoria inclui as empresas que estão empenhadas em criar e executar uma ampla estratégia para deixarem de ser empresas de petróleo e gás e tornarem-se empresas de energia, procurando reduzir as suas emissões operacionais, investir no desenvolvimento de tecnologias, definir metas de redução de emissões e diversificar o fornecimento de energia renovável;
- **Empresas investidoras em tecnologias:** abrange as empresas que estão investindo em tecnologias e apoiam a criação de um quadro legal que incentiva o desenvolvimento tecnológico, mas ainda não desenvolveram uma estratégia climática abrangente, apesar de demonstrarem algum compromisso com investimentos climáticos, hesitam em envolver-se em estratégias amplas para transformar suas empresas ou em fazer experiencias com novos modelos de negócios, isso porque essas empresas consideram que nem o ambiente político, nem as tecnologias estão em estágio de maturidade para fornecer retornos adequados para indústria de petróleo e gás;
- **Empresas estatais:** incluem todas as empresas que são administradas em função das prioridades dos governos, que são os proprietários das mesmas, o que faz com que muitas das empresas nesta categoria não estejam sujeitas a pressão dos investidores para acelerar a transição para uma economia de baixo carbono;
- **Empresas de recursos limitados:** fazem parte deste grupo, aquelas empresas que, apesar manifestarem o seu comprometimento com a redução das emissões de GEE, mas dada as limitações das suas receitas e recursos, elas têm menos capacidade para fazer a transição para operações de baixas emissões, e neste leque de empresas encontram-se os pequenos produtores, empresas de prestação de serviços e algumas empresas de gás natural;
- ***Sideliners*:** nesta categoria encontram-se as empresas que não estão ativamente empenhadas no desenvolvimento de uma estratégia climática ou que não passam muito tempo falando sobre a transição energética, sendo que, muitas dessas empresas não veem nenhum motivo estratégico para envolver-se em ações para lidar com emissões de GEE, porque muitas delas operam em um horizonte de

tempo economicamente mais curto e, muitas dessas empresas são pequenos operadores em *onshore*.

Esta diferenciação de categorias de empresas em relação a forma como se posicionam na nova era caraterizada pelo desafio que o mundo enfrenta na luta pela descarbonização da economia global, permite avaliar quais as empresas do setor que estão mais engajadas com o processo de transição energética.

5.3.1. O caso da Chevron

A Chevron está na vanguarda das empresas que operam no setor de petróleo e gás comprometidas com as questões de sustentabilidade ambiental, como parte integrante do seu negócio para responder os desafios presente e futuro relacionado com a transição energética.

O compromisso da Chevron na luta contra as alterações climáticas, ficou mais evidente quando em 2021 foi criado a Chevron News Energies, focada no negócio do hidrogénio, CCUS e compensações de dióxido de carbono (Chevron, 2021). E as metas estratégicas definidas pela Chevron, espelham bem a dimensão e a determinação do seu interesse em reduzir as emissões de gases de efeito estufa e a sua aposta na diversificação do seu portfólio, onde as energias renováveis e outras tecnologias de baixas emissões vem ganhando relevância estratégica, como se pode observar na Figura 29 e na Tabela 9.

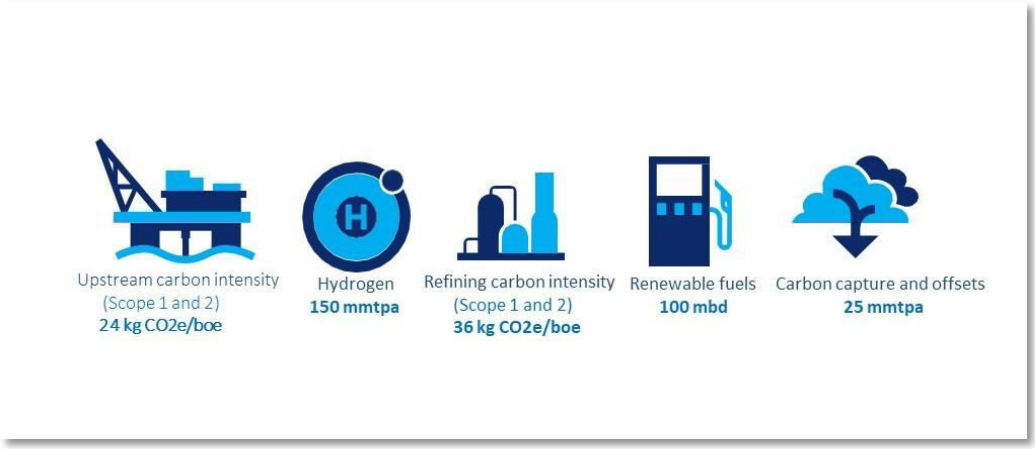


Figura 29 - Metas estratégicas da Chevron até o ano 2028.

(Chevron, 2021)

Tabela 9 - Metas da Chevron para o upstream até 2028.

Chevron upstream carbon intensity (scope 1 and 2) reduction targets for 2028		
Targets (2028)	Global industry averages	Reduction from 2016
24 kg CO2e/boe for oil	46	46%
24 kg CO2e/boe for gas	71	26%
2 kg CO2e/boe for methane and global methane-detection campaing	…..	53%
0 routine flaring by 2030 and 3 kg CO2e/boe for overall flaring	…….	66%

(Chevron, 2021)

5.3.2. O caso da Equinor

A Equinor é uma das empresas que tem dado passos significativos rumo a uma transição energética sustentável e sustentada, mostrando uma verdadeira coerência entre o que está pasmado no seu plano de transição energética e aquilo que são as ações para alcançar a desafiadora descarbonização.

A estratégia da Equinor (2022) para transição energética assenta essencialmente em três pilares estratégicos, que são:

- A otimização da produção de petróleo e gás, com vista a sua capitalização para financiar a descarbonização e as atividades associadas a transição energética;
- Crescimento em energias renováveis de modo acelerado, de modos a marcar uma forte presença no setor industrial para impulsionar o seu crescimento através do valor gerado por elas;
- Explorar novas oportunidades de mercado em soluções de baixo carbono, por afirmar-se como uma empresa líder em gestão de carbono e hidrogénio.

Para materialização deste plano estratégico, a Equinor definiu metas. Entre as principais metas definidas pela Equinor (2022) para alcançar os objetivos do seu plano de transição energética, constam os seguintes:

- Reduzir para 50 % as emissões nas suas operações até 2030 e, reduzir em 90 % em relação aos níveis de 2015;
- Melhorar como empresa líder na eficiência do carbono e metano do portfólio *upstream*, tornando-se num produtor resiliente e responsável no setor de petróleo e gás;
- Alocar mais de metade do investimento bruto anual de capital para soluções renováveis e de baixo carbono até 2030;
- Implementar a capacidade lucrativa das energias renováveis, soluções de CCS e hidrogénio;
- Reduzir a sua intensidade líquida de carbono, incluindo emissões relacionadas com o uso de produtos em 20 %, até 2030 e 40 % até 2035.

Mas para que a transição energética se torne uma realidade factual, não basta ter estratégia, nem definir metas, por isso a Equinor tem levado acabo vários projetos para dar cumprimento do seu plano estratégico de transição energética para o alcance da desejada descarbonização. E a Figura 30 mostra alguns dos projetos que estão em curso no âmbito dos compromissos assumidos pela Equinor para uma economia de baixo carbono.

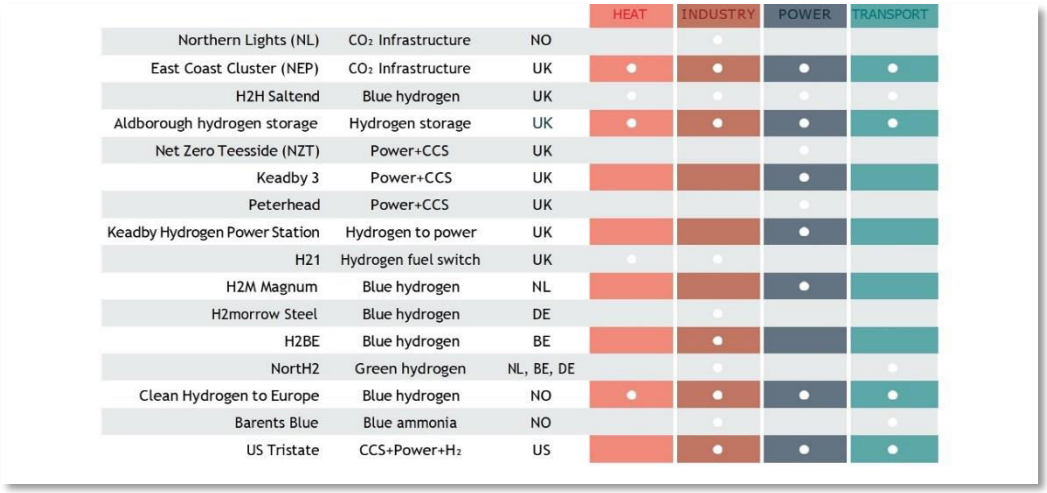


Figura 30 - Projetos da Equinor no âmbito da transição energética.

(Equinor, 2022)

6. Proposta de Um Modelo de Transição Energética e Economia Circular para o Segmento Offshore da Indústria Angolana de Petróleo e Gás

6.1. Introdução

Durante o ano 2019 o total de gás queimado, representado pelas dezasseis concessões petrolíferas em operação no mercado angolano, treze das quais em offshore, foi de 781 MMSCFD – *Million Standard Cubic Feet per Day* e, por consequência foram emitidas para atmosfera 17 Mt CO2 (ANPG, 2019). Os números anteriormente citados, mostram que a necessidade de se adotar um modelo de operação dos campos de produção de petróleo e gás alinhado com as estratégias de alterações climáticas, é um imperativo, ou seja, os *players* da indústria petrolífera precisam conformar as suas práticas operacionais às exigências ambientais que o contexto atual impõe.

Sabe-se que o petróleo é um recurso estratégico para muitos países como é o caso de Angola, cuja a economia está apoiada neste setor, e que certamente continuará a ser por muitos anos, de modo que, ter um modelo de produção de petróleo e gás alinhado com a transição energética, pode ser uma medida estratégica relevante, pois será uma maneira de enviar um sinal verde aos mercados de que, o país tem condições objetivas responsáveis do ponto de vista da sustentabilidade, para continuar a atrair novos investidores para este setor que é a principal alavanca da economia do país.

6.2. Caraterização das áreas em estudo

6.2.1. Perfil de emissões do bloco 3/05

O bloco 3/05 é uma das duas concessões petrolíferas operados pela Sonangol pesquisa e produção, atualmente designada por UNEP. Esse campo de produção, foi inicialmente operado pela ELF, depois passou para TOTAL, que permaneceu nele até o ano de 2005, altura em que a concessão passou para Sonangol.

Em termos de estrutura, o bloco 3/05 é composto por doze plataformas fixas e um FSO – *Floated Storage Ofloading*, que é onde é armazenado toda produção deste campo que é depois transferida para petroleiros que transportam para as refinarias (ELF Angola, 1994).

Segundo a Sonangol (2020), no ano 2020 o bloco 3/05 emitiu para atmosfera 489.804 toneladas de CO_2, distribuídos em função do perfil apresentado na Figura 31, onde faz-se a caraterização segundo as fontes de emissões.

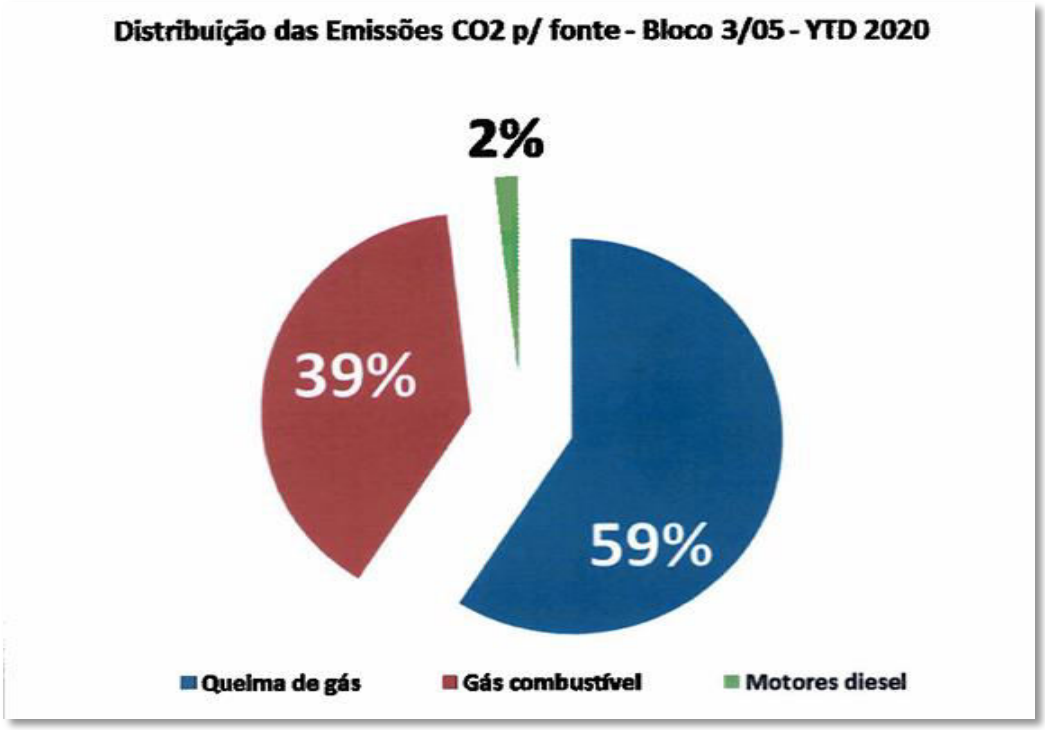


Figura 31 - Perfil de emissões do bloco 3/05 de acordo as fontes.

(SNLPP, 2020)

Para análise de outros dados referentes as emissões do bloco 3/05 ver a **Figura 47** do anexo I.

6.2.2. Perfil das emissões do bloco 4/05

O bloco 4/05 é constituído por uma única instalação, que é um FPSO, ou seja, é uma instalação que reúne todos os processos típicos das operações do *upstream*, até a entrega final.

Diferentemente do bloco 3/05, que a Sonangol herdou da TOTAL, o bloco 4/05 foi concebido e desenvolvido pela Sonangol pesquisa e produção desde a sua génesis.

As emissões de GEE do bloco 4/05, não difere muito do seu homologo em termos de perfis de emissões, porque segundo os dados disponibilizados pela Sonangol (2020), não foram contabilizadas as emissões fugitivas decorrente das operações realizadas na instalação em causa, porque as quantidades geradas foram consideradas como insignificante do ponto de vista do impacto ambiental.

No geral, as emissões de CO_2 no ano 2020 somaram um total de 106.548 toneladas, sendo por isso o GEE mais significativo em termos de impacto ambiental relacionado com as operações ligado a geração de energia (elétrica e térmica) e queima de gás (SNLPP, 2020). A Figura 32 espelha quais as fontes de CO_2 com maior taxa de emissão.

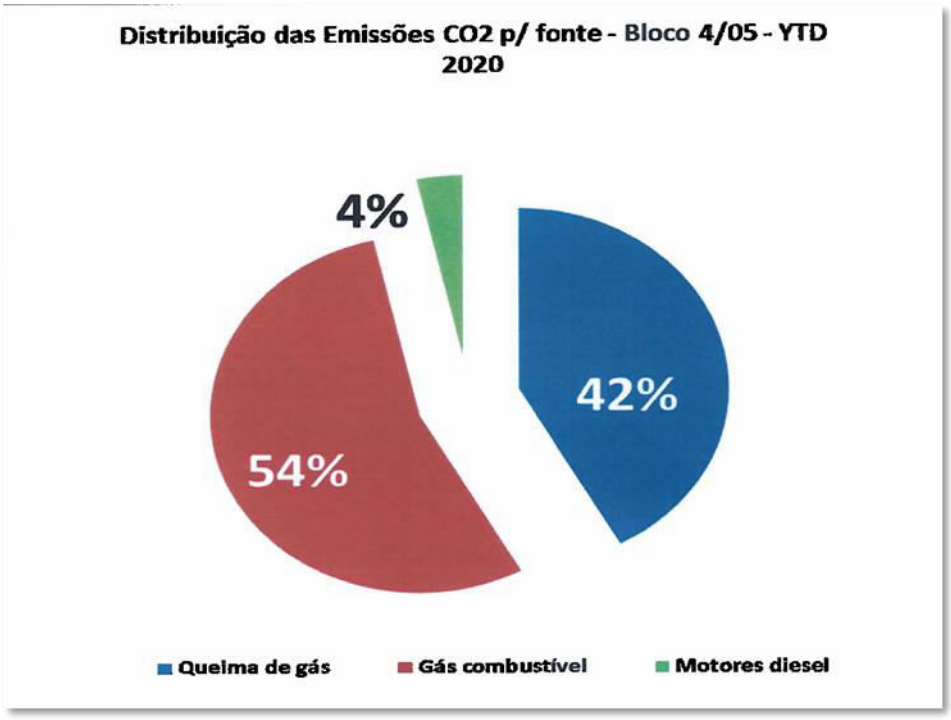


Figura 32 - Perfil de emissões do bloco 4/05 de acordo com a fontes.

(SNLPP, 2020)

Para análise de outros dados referentes as emissões do bloco 4/05 ver a **Figura 48** do anexo II.

6.3. Proposta de âmbito regulatório ou legal

Para o CSIS (2019), o desafio de reduzir as emissões e promover a transição energética requer o envolvimento dos formuladores de políticas públicas, porque esses decisores em representação do estado tem a responsabilidade de definir regras capazes de influenciar o comportamento das empresas que operam no mercado de petróleo e gás.

Um número significativo de governos tem procurado adequar os seus ordenamentos jurídicos locais para enfrentarem os desafios atuais imposto pelas alterações climáticas, que direta ou indiretamente afeta a maioria dos países.

Perante esta realidade e, não havendo um quadro legal que sirva de catalisador para imprimir as mudanças necessárias na indústria angolana de petróleo e gás que responda aos novos desafios ambientais e a mudança de paradigma para acomodar uma nova forma de operar no setor em causa, este trabalho propõe um conjunto de medidas de âmbito regulatório, com vista a criação de um quadro legal que promova a descarbonização na indústria Angolana de petróleo e gás, cujo conteúdo encontra-se na Tabela 10 abaixo.

Tabela 10 - Propostas de medidas de âmbito legal para descarbonização.

Medidas Propostas	Objetivos	Perspectiva de impacto
Institucionalização de um mercado de carbono.	Estimular os operadores do setor e outros atores a investirem em tecnologias de baixo ou zero carbono.	Redução gradual e sistematizada das emissões de GEE, nas operações petrolíferas.
Criação do programa plataformas verdes.	Converter instalações petrolíferas offshore em fim de ciclo de vida ou cujo volume de produção deixou de ser economicamente viável, em instalações de produção de hidrogénio verde.	Migração das empresas de petróleo em empresas de energias e, conversão dos ativos vermelhos em ativos verdes.
Institucionalização de um fundo de descarbonização e transição energética.	Captar recursos para promover a transição.	Criação de infraestruturas para acelerar a transição energética.
Legislar sobre o uso de tecnologias de captura, utilização e armazenamento de carbono (CCUS).	Definir regras sobre o uso destas tecnologias em ambiente offshore.	Tornar as operações de produção de petróleo e gás, neutras em carbono.

(Elaboração própria)

As medidas acima propostas, são apenas uma amostra do que deve ser feito em matéria de legislação, por forma a serem criadas as bases legais para um programa de descarbonização de âmbito nacional.

6.4. Proposta para redução e eliminação das emissões provenientes da *flare*

A maioria das instalações de produção de petróleo e gás operadas em território Angolano, continuam a queimar o gás associado produzidos em ambiente offshore e *onshore*.

Sendo o gás uma fonte de energia, a sua queima sem qualquer utilidade para além de ser um desperdício de recursos, traz consigo um problema maior que consiste na produção de resíduos atmosféricos, mais concretamente o dióxido de carbono.

A redução ou eliminação da queima do gás produzido em campos de produção de petróleo e gás, é uma prática que pode contribuir para um modelo de operações comprometido com a sustentabilidade ambiental. E em algumas partes do mundo, a eliminação da queima de gás já é uma realidade, porque já existe no mercado tecnologias que permitem reduzir ou eliminar a queima de gás.

Embora a eliminação da queima do gás seja o desejável do ponto de vista ambiental, ainda assim esta solução não anula a utilidade da *flare*, pois mesmo num cenário sem queima de gás, ela deverá ser usada de modo descontinuo sempre que por razões de segurança se justificar o seu uso.

Tendo em conta o exposto acima, este estudo propõe um conjunto de duas soluções para redução e eliminação da queima de gás em operações petrolíferas no offshore angolano, que consistem nas alternativas que se seguem:

- *Flare EverGreen;*
- Reaproveitamento do gás da *flare* para recuperação avançada de poços de petróleo.

Flare EverGreen

Segundo a Schlumberger (2021[a]), a *flare EverGreen*, foram concebidos para queima de gás proveniente de poços de petróleo e gás, com o mínimo impacto ambiental, e este equipamento faz parte do portefólio de tecnologias transição da Schlumberger, com o propósito de minimizar a pegada de carbono relacionada com as operações de queima de gás.

Em termos de eficiência, os queimadores de gás *EverGreen* apresentado na Figura 33, têm o potencial de reduzir as emissões de CO_2, entre 6 e 10 %, comparado com as *flares* convencionais.

Figura 33 - Representação da queima de gás na flare EverGreen.

(Schlumberger, 2021[a])

As operadoras que decidirem utilizar este equipamento nos seus campos de produção, deverão sempre levar em conta se, as especificações deste tipo de *flare* apresentado na Tabela 11, adequa-se as características do seu processo, para que se alcance as metas desejadas do ponto de vista de melhoria em termos de mitigação das emissões.

Tabela 11 - Especificação da flare EverGreen.

	BRNH-A (Standard)	**BRNH-B (Low Flow Rates)**
Number of nozzles	12	1
Nozzles size, in [mm]	0.75 [19]	0.75 [19]
Working pressure, psi [kPa]	960 [6,619]	960 [6,619]
Test pressure, psi [kPa]	1,440 [9,929]	1,440 [9,929]
Min. operating temperature, degF [degC]	–4 [–20]	–4 [–20]
Min. oil flow rate, bbl/d [m3 /d] at psi [kPa]	3,000 [477] at 40 [276]	250 [40] at 40 [276]
Max. oil flow rate, bbl/d [m3 /d] at psi [kPa]	15,000 [2,385] at 240 [1,655]	1,250 [199] at 240 [1,655]
Min. oil flow rate with multirate kit, bbl/d [m3 /d] at psi [kPa]	500 [80] at 40 [276]	na
Max. water cut, %	25	25
Min. air pressure, psi [kPa]	120 [827]	120 [827]
Air flow rate requirement, ft3 /min per bbl/d [m3 /min per m3/d]	1,000 per 1,500 [28.3 per 239]	85 per 125 [2.4 per 19.9]
Water shield flow rate requirement, bbl/d [m3 /d] at psi [kPa]	15,000 at 150 [2,385 at 1,034]	na
Heat radiation	To be simulated with ArchiTest well test design and methodology software	na
Noise	To be simulated with ArchiTest software	Na
Overall dimensions (L × W × H), ft [m]	14.8 × 4.1 × 8.2 [4.50 × 1.25 × 2.50]	11.5 × 3.1 × 4.9 [3.50 × 1.00 × 1.50]
Weight, lbm [kg]	2,072 [940]	331 [150]
Water screen, lbm [kg]	110 [50]	Na
Transporetation package, lbm [kg]	353 [160]	Na

(Schlumberger, 2021[a])

Reaproveitamento do gás da flare para recuperação avançada de poços de petróleo

Uma das alternativas ambientalmente sustentáveis para o gás desperdiçado na flare, consiste na solução circular que no reaproveitamento para aplicação em poços injetores de gás que o comprimem para formações geológicas onde se extrai o petróleo, de modos a provocar o deslocamento dos fluídos contidos no reservatório para o interior dos

poços produtores. Esta solução pode trazer um duplo benefício, que por um lado resultaria na eliminação completa da queima do gás e das emissões de CO_2 e, por outro lado, esta solução contribuiria para um incremento na produção de hidrocarbonetos, que não tem capacidade de fluir para superfície devido ao declínio natural da pressão do reservatório.

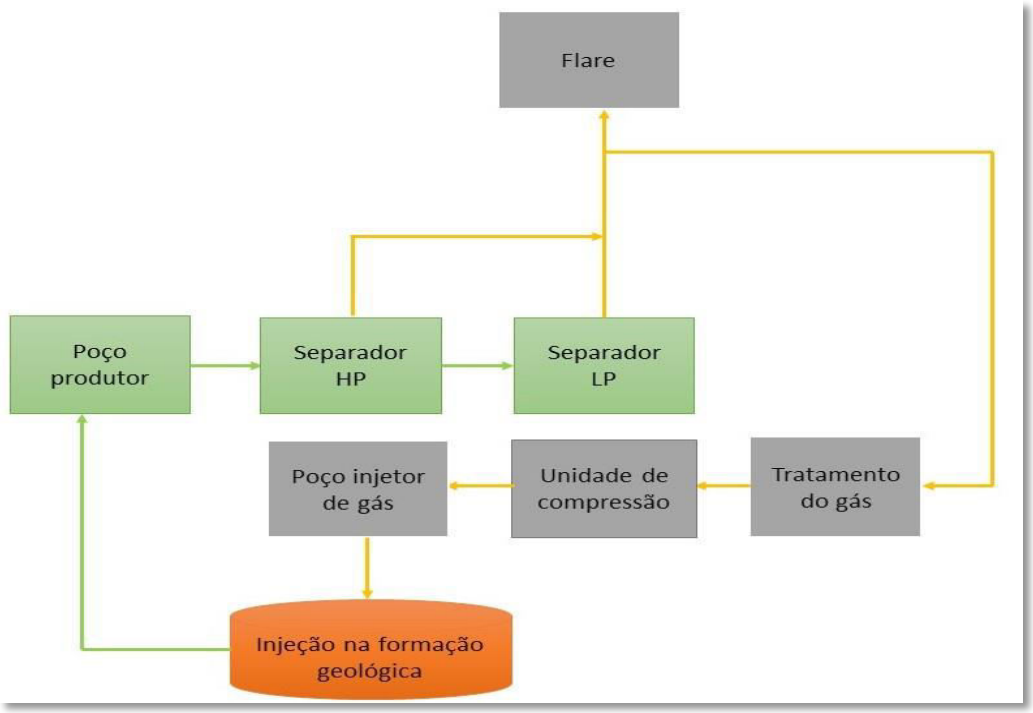


Figura 34 - Representação da eliminação da queima por meio da solução circular de injeção do gás.

(Elaboração própria)

A alternativa para eliminação da queima de gás proposto na Figura 34, consiste no aproveitamento do gás associado extraído nos poços produtores de petróleo, que após a separação dos fluídos provenientes do poço em diferentes estágios de separação, o gás não é enviado para queima como acontece habitualmente em muitas instalações de produção de petróleo, ao em vez disso, o gás segue para unidade de tratamento onde são retirados algumas impurezas para de seguida ser encaminhado para unidade de compressão onde o gás é injetado na formação geológica onde se extrai o petróleo, por meio dos poços de injeção de gás que têm a função de conduzir o gás a alta pressão até ao reservatório de onde se estiver a extrair o petróleo, para que deste modo o gás injetado contribua para maior recuperação das reservas de petróleo, onde por um lado

permitirá a redução da viscosidade do petróleo por melhora a sua mobilidade e por outro lado fornecerá energia na forma de pressão para que o petróleo contido na formação geológica possa fluir até a superfície. Este círculo virtuoso permitirá não só a eliminação da queima de gás que vai gerar ganhos do ponto de vista ambiental, mas também permite rentabilizar o gás como um recurso gerador de valor.

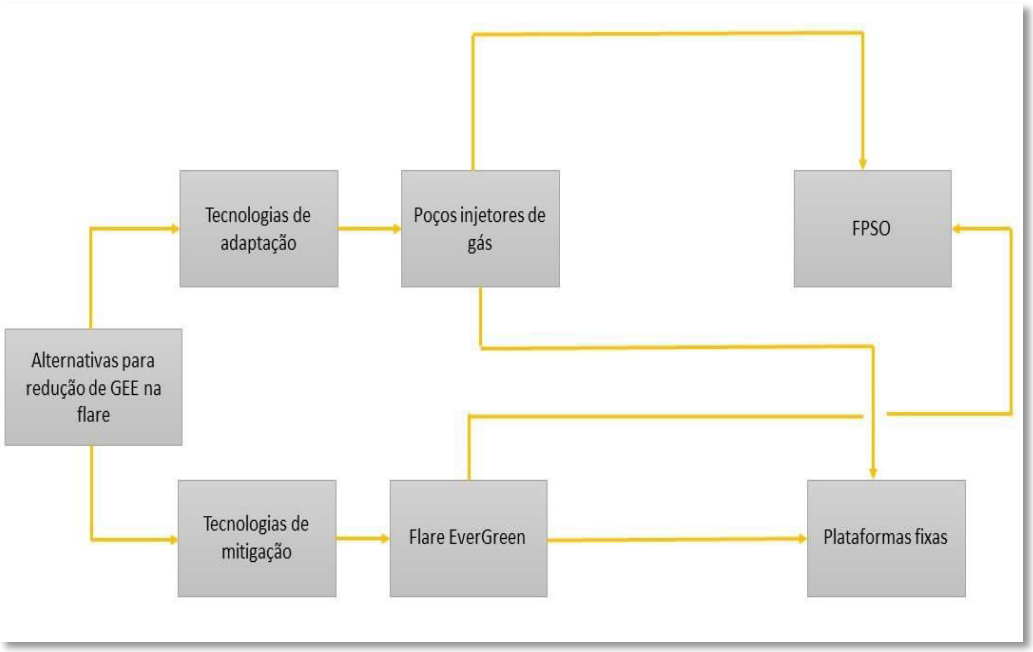


Figura 35 - Soluções técnicas e tecnológicas para redução e eliminação de GEE na queima de gás.

(Elaboração própria)

As alternativas para redução e eliminação da queima de gás apresentadas na Figura 35, podem ser aplicadas tanto a FPSO, assim como a plataformas fixas de produção de petróleo e gás operadas em ambientes offshore. É digno de realce na figura em causa, o uso de tecnologias distintas, ou seja, tecnologias de mitigação que acabam por ser tecnologias de transição, que permitem a transição gradual para um modelo operacional com baixas emissões, onde a *flare EverGreen* é parte deste grupo de tecnologias, que embora reduza a emissão de GEE proveniente da queima de gás associado, ela não foi concebida para eliminar por completo as emissões com origem na queima de gás. Já as tecnologias de adaptação que acabam por ser aquelas que se adaptam ao novo contexto onde as emissões não são permitidas, do qual o aproveitamento do gás extraído dos poços de petróleo para injeção na formação geológica por meio de poços injeção de gás

faz parte, podem contribuir para eliminação da queima de gás e das emissões resultantes deste processo.

Estas duas alternativas representadas na figura acima, são apenas uma amostra das diferentes alternativas tecnológicas existentes que podem ser implementadas por empresas que operam neste setor, pois apara além destas duas opções tecnológicas, existem outras alternativas disponíveis e, caberá a cada uma das empresas do setor, analisar qual das diferentes alternativas tecnológicas se adequa ao contexto em que esteja a atuar.

6.5. Proposta para redução de emissões provenientes do sistema de geração de energia (elétrica e térmica)

A geração de energia, tanto elétrica como térmica, são as principais fontes de emissões diretas nas instalações de produção de petróleo e gás em *offshore*. Em alguns casos, as emissões de CO_2 proveniente do gás combustível usado na geração de energia (elétrica e térmica), pode ter um peso perto dos 60 %, tal como ficou evidente no perfil de emissões do bloco 3/05 considerado na secção 6.2.2.

A conscientização da classe científica, governos, multinacionais e outros atores do segmento de petróleo e gás, tem permitido um desenvolvimento acelerado de tecnologias de substituição e mitigação para reduzir ou eliminar as emissões produzidas no processo de geração de energia. O mercado já dispõe de várias tecnologias com um estágio de maturidade que permite a sua aplicação em escala comercial.

Entre as várias tecnologias disponíveis no mercado, este estudo propõe como alternativas para redução e eliminação das emissões de GEE resultante da geração de energia, as soluções tecnológicas que se seguem:

- Turbinas híbridas (gás natural / hidrogénio);
- Turbinas 100 % a hidrogénio para geração de energia (elétrica e térmica);
- Turbinas eólicas offshore;
- Compressores submarino de gás de alta eficiência energética;
- Ejetores de gás em alternativa aos compressores convencionais de gás.

Turbinas híbridas (gás natural / hidrogénio)

As tecnologias de geração de energias de baixas emissões tem merecido especial atenção por parte das empresas que se dedicam a produção de equipamentos de geração de energia. A Siemens Energy (2022), tem aprimorado as tecnologias *Wet Low Emissions* (WLE) e *Dry Low Emissions* (DLE), que tem permitido a concessão e desenvolvimento de turbinas de geração de energia de ciclo simples e combinado, com flexibilidade que possibilita as turbinas a gás a admitirem diferentes percentagens significativas de hidrogénio e, em consequência desse *mix*, ocorre uma redução nas emissões de CO_2 e outros GEE. Por exemplo, as turbinas SGT 5/6 – 9000 HL mais recentes, usam o sistema de combustão avançada para eficiência (ACE), que é capaz de funcionar com até 50 % de volume de hidrogénio (Siemens Energy, 2022).

Turbinas de geração de energia 100 % a hidrogénio

Algumas das turbinas de geração de energia da Siemens Energy (2022), cujas caraterística permitem o mix (gás natural / hidrogénio), possuem a configuração que lhes permitem que se façam atualizações pontuais até que elas admitem 100 % de hidrogénio, ou seja, emissões zero na geração de energia (elétrica e térmica), como mostra a Figura 36. Segundo a Siemens Energy (2022), as turbinas a gás das séries SGT – 600, 700 e 800 que usam tecnologias DLE da terceira geração, que atualmente já admitem 75 % de hidrogénio, foram testadas com 100 % de hidrogénio, sem necessidade de grandes alterações nos equipamentos. Esses indicadores dão esperança a Siemens Energy (2022), que até 2030 as grandes turbinas de energia movidas a gás e com a tecnologia DLE, serão capazes de funcionar com 100 % de hidrogénio, o que permitirá que instalações de produção de petróleo e gás em offshore possam usar fontes de geração de energia (elétrica e térmica) neutras em carbono.

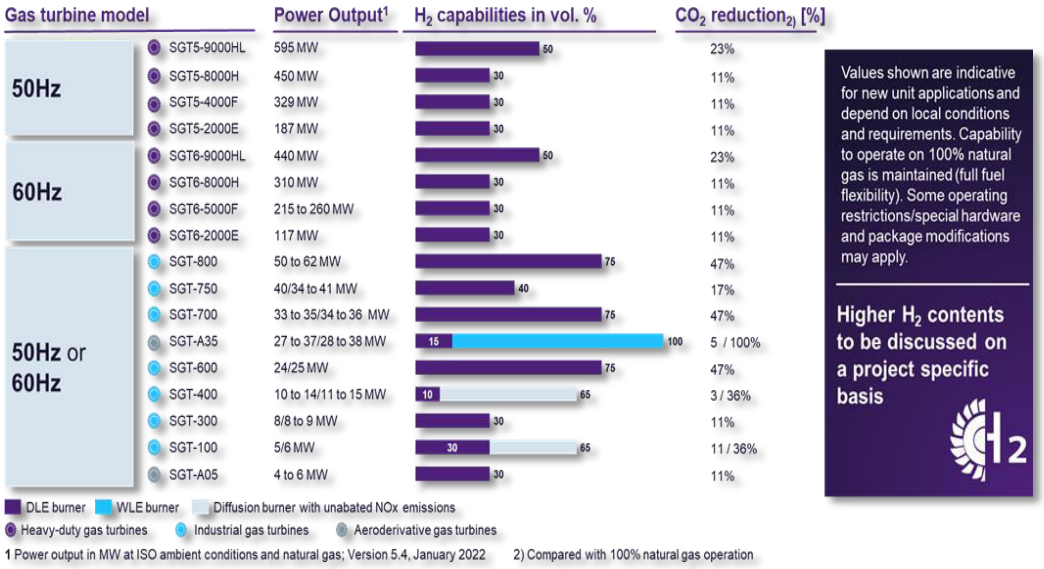


Figura 36 - Diferentes turbinas de geração de energia e seus impactos na redução do CO2.

(Siemens Energy, 2022)

Compressores de gás submarino de alta eficiência energética

Os compressores de gás são equipamentos vitais em um campo de produção de petróleo e gás, pois eles têm a função de comprimir o gás usado para recuperação secundária (gás de elevação) e na recuperação avançada de petróleo (gás de injeção). Esses compressores de gás têm um alto consumo energético, de modo que a redução do consumo energético destes equipamentos, impacta na redução de emissões de CO_2 resultante do gás combustível usado na geração de energia. Foi com esse objetivo que a Schlumberger (2021[b]) desenvolveu um compressor de gás submarino multifásico de alta eficiência energética, com um consumo 67 % abaixo do consumo dos compressores de gás convencionais (Figura 37) e, em consequência disso uma redução significativa das emissões de CO_2.

Figura 37 - Sistema submarino de compressão de gás multifásico.

(Schlumberger, 2021[b])

O uso deste compressor adequa-se para instalações que operam em águas profundas e ultra-profundas, pois de acordo com as suas especificações apresentadas na Tabela 12, eles foram concebidos para operam em profundidades que vão até os 3000 metros.

Tabela 12 - Especificações do compressor submarino de alta eficiência energética.

Redução do consumo de energia por Ano	**Redução das emissões (CO2e)**	**Pressão (bar)**	**Profundidade de água (m)**	**Desempenho (horas consecutivas)**
2.9 TWh ou 67 %	1.44 × 10^6 toneladas métricas ou 67 %	689	3000	10,000

(Adaptado de Schlumberger, 2021[b])

Ejetores de gás (alternativa aos compressores de gás convencionais)

Para a Transvac (2021) os ejetores de gás são compressores estáticos baseados em tubulares e que não têm peças móveis, não exigem manutenção e não necessitam de energia elétrica para o seu funcionamento, pois usam um fluído a alta pressão para o seu normal funcionamento, como se pode ver na Figura 38. Estes equipamentos têm capacidade de alcançar altas pressões que podem chegar até aos 148 bar num único estágio, para comprimir o gás usado na recuperação avançada dos poços de petróleo (Transvac, 2021). O fato destes equipamentos não necessitarem de energia elétrica para o seu funcionamento, significa que eles contribuem para redução das emissões que tipicamente são libertadas pela quantidade de energia elétrica consumida por um compressor convencional, uma vez que a utilização de ejetores num campo de produção de petróleo e gás pode anular a necessidade de um compressor de gás convencional.

Figura 38 - Ejetor em corte.

(Transvac, 2021)

O uso da alternativa apresentada na Figura 39, deverá também ter em conta a quantidade de gás disponível para ser comprimida ou injetada em formações geológicas para recuperação do petróleo bruto que não pode ser extraído por meio pressão natural do reservatório.

Para os poços que vierem a ser usados como poços injetores, poder-se-ão adaptar alguns poços produtores que deixaram de produzir devido ao seu declínio natural ou mesmos poços de injetores de água que deixaram de ser eficientes.

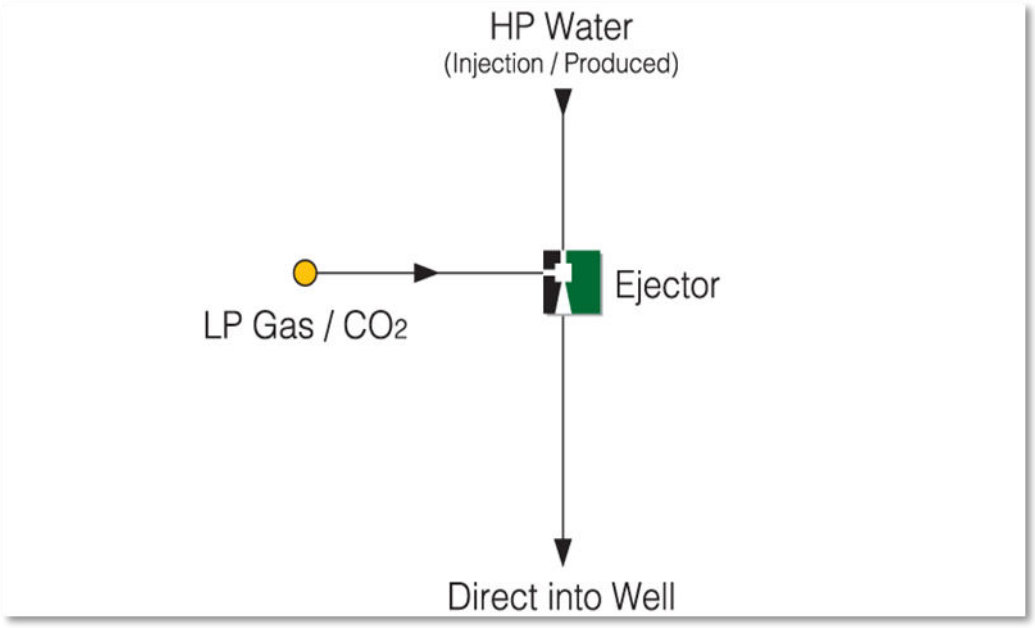


Figura 39 - Uso de ejetores para injeção de gás em poços de petróleo.

(Transvac, 2021)

Turbinas eólicas *offshore*

A energia eólica *offshor*e já faz parte da matriz energética de alguns países, pois os ventos fortes frequentes em ambiente marinho, a tecnologia disponível para explorar o potencial energético *offshore*, somado a isso os benefícios ambientais caraterizado por emissões zero de CO_2, tem sido os ingredientes que tem motivado os investimentos no setor de energia. No ano 2021 foram instalados 21,1 GW de energia eólica *offshore* em todo mundo, o triplo da capacidade instalada em 2020 (Siemens Gamesa, 2022[a]).

Assim sendo, o potencial eólico do *offshore* Angolano, ainda não explorado, passa a ser uma alternativa para descarbonizar a indústria angolana de petróleo e gás, essencialmente as emissões ligadas a geração de energia, que é alimentada por gás natural associado.

Existem no mercado várias opções de tecnologias para produção de energia eólica offshore (Figura 40), e uma das empresas que tem se destacado neste domínio é a Siemens Gamesa, com turbinas eólicas de várias potencias.

O potencial eólico *offshore* para além de ser aproveitado para alimentar os equipamentos elétrico de uma instalação de produção de petróleo, também servirá de base para produção de hidrogénio verde em instalações *offshore*.

Figura 40 -Turbina eólica offshore SG 11.0-200 DD.

(Siemens Gamesa, 2022[b])

É necessário que na fase de concessão de um projeto de produção de energia eólica offshore se tenha em conta os impactos ou emissões dos equipamentos, acessórios e outros insumos que serão usados na etapa de construção ou instalação e no final do ciclo de vida das turbinas ou instalações de produção, para que haja uma verdadeira redução ou eliminação das emissões em todas etapas de um projeto desta natureza, que uma das principais razões para esse tipo de investimentos. E isso deverá impactar também nas especificações, como as da Tabela 13, que deverão cumprir os critérios ambientais.

Tabela 13 - Especificações da turbina eólica offshore SG 11.0-200 DD.

Turbina Eólica Offshore SG 11.0-200 DD	
IEC class	1,5
Nominal power	11 MW
Rotor diameter	200 m
Blade length	97 m
Swept area	31,400 m²
Hub height	Site specific
Power regulation	Pitch-regulated, variable speed

(Siemens Gamesa, 2022[b])

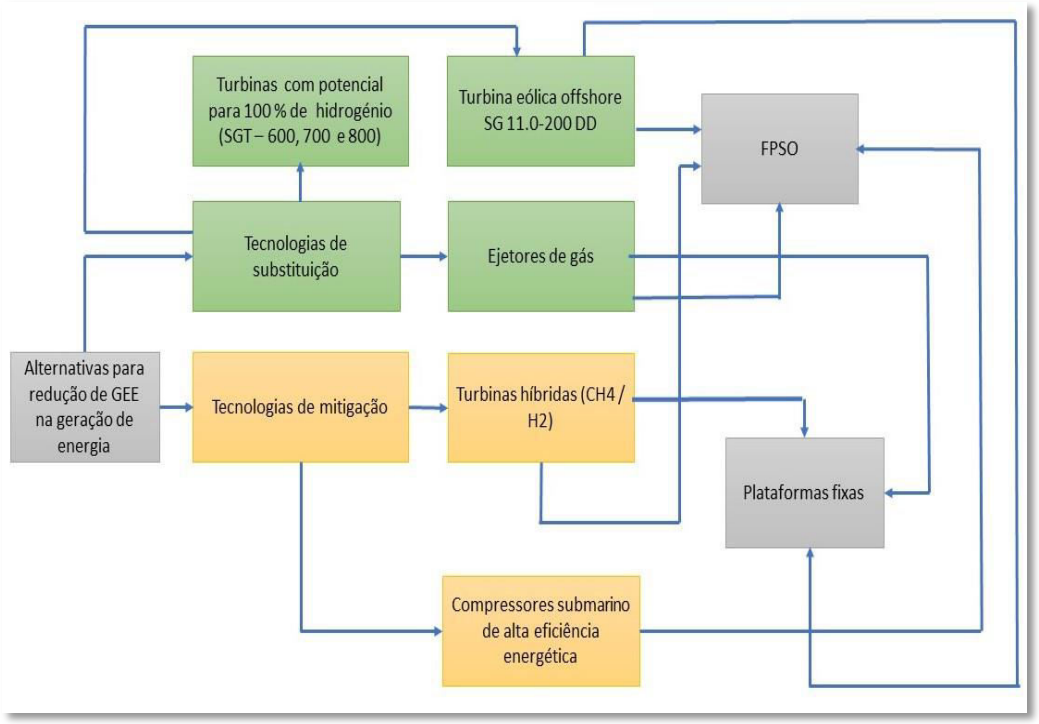


Figura 41 -Resumo das alternativas para redução de GEE na geração de energia.

(Elaboração própria)

Entre as alternativas para redução de GEE no sistema de geração de energia representados na Figura 41, apenas os compressores submarino de alta eficiência energética são a única opção tecnológica que não se aplicam para os dois tipos de

instalações de produção, tal como já foi referido em parágrafos anteriores, deve-se ao facto deste tipo de equipamento alcançar altas taxas de desempenho quando operado em altas profundidades (até 3000 metros), o que não é comum acontecer em plataformas fixas que, em geral operam em águas rasas (até 300 metros de profundidade).

6.6. Proposta para redução das emissões de metano

As emissões de metano em campos de produção de petróleo e gás são provenientes, essencialmente do sistema de ventilação, fugas em válvulas e na queima incompleta do gás desperdiçado na *flare*. Embora o metano permaneça menos tempo na atmosfera (12 anos), comparado com as emissões de CO_2 que permanecem cerca de 20 anos, ainda assim, o metano é 86 vezes mais potente que o CO_2 como gás causador de efeito estufa (CCAC, 2022).

Para a IEA (2021), o setor de petróleo e gás emitiu 70 milhões de toneladas de metano em 2020, correspondendo a mais de 5 % das emissões globais de gases de efeito estufa associado a produção de energia. Esses números são significativos e, deve mobilizar esforços para reduzir ao máximo as emissões de metano, pois o mercado dispões de tecnologias capazes de alcançar esse desiderato.

Relativamente as emissões de metano, este estudo propõe três medidas para redução das emissões de metano em operações nos campos de produção de petróleo e gás do offshore angolano, que consistem nas alternativas que se seguem abaixo:

- Válvulas certificadas para prevenção de emissões fugitivas;
- Unidades de recuperação de vapores;
- Mecanismo de medição e monitoramento das emissões de metano.

Válvulas certificadas para prevenção de emissões fugitivas

Segundo a Clarke (2022[a]), 60 % das emissões fugitivas são provenientes das válvulas, o que os terá motivado a desenvolver uma tecnologia que pudesse dar resposta a esse problema, foi assim que a empresa acima citada desenvolveu as válvulas de discos *dilating* cujo design se pode observar na Figura 42. Essas válvulas têm uma eficiência de 98 %, quando comparado com as válvulas convencionais de globo. Nos testes efetuados pela Clarke (2022[a]), segundo as diretrizes da norma ISO 15848-1, as válvulas já citadas tiveram um desempenho de 2 ppm em termos de fuga de metano, quando

comparado com o desempenho das válvulas convencionais de globo, cujo desempenho foi de 500 ppm.

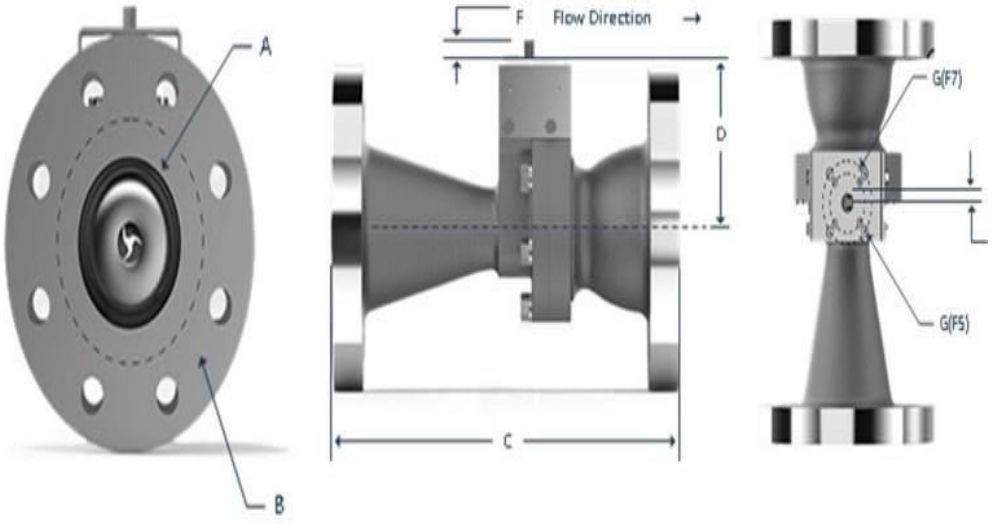


Figura 42 - Válvula de prevenção de emissões fugitivas CV 71 dilating disk em três planos.

(Clarke, 2022[b])

Unidade de recuperação de vapores

As unidades de recuperação de vapores permitem recuperar vapores de hidrocarbonetos que, de modo geral são ventilados na forma de metano, causando grandes impactos ao ambiente, devido ao fato de ser um gás de efeito estufa (FET, 2022). Por isso, para além de uso de válvulas certificadas para prevenção de emissões fugitivas, outra maneira de reduzir as emissões de metano envolve o uso recuperadores de vapores em instalações de produção de petróleo e gás, que o mercado dispõe em diversas marcas e com capacidades diferentes, para atender as necessidades especificas de cada instalação.

No entanto, os níveis de eficiência das unidades de recuperação de vapores da Cimarron (2022), podem alcançar os 98 % na redução das emissões associadas aos sistemas de ventilação ligados aos diversos tanques existentes em uma instalação de produção de petróleo e gás como mostra a Figura 43, de modo que esses equipamentos fazem parte

das alternativas tecnológicas para redução das emissões de metano proposto por esse estudo.

Figura 43 - Unidade de recuperação de vapores modelo G24.

(Cimarron, 2022)

A quantidade de unidades de recuperação de vapores a ser usada em determinada instalação de produção de petróleo e gás, dependerá do dimensionamento que deverá ser feito previamente em função dos caudais de metano que serão ventilados na forma de vapor, e outras variáveis do processo que deverão estar alinhadas com as características do equipamento, como as que se encontram na Tabela 14.

Tabela 14 - Especificação da unidade de recuperação de vapores G 24.

Model	G 24
Motor	350 HP
Min flow rate	400 MSCFD
Max flow rate	1500 MSCFD
Suction pressure	Atmospheric
Discharge pressure range	60 - 150 psig

(Cimarron, 2022)

Mecanismo de medição e monitoramento das emissões fugitivas

As emissões fugitivas nem sempre são reportadas porque, a sua quantificação torna-se difícil quando não há um mecanismo que permita medir com maior precisão o volume de metano que é libertado para atmosfera de modo não intencional nos campos de produção de petróleo e gás. Assim, para que se possa aferir, se as ações de melhorias por implementar com vista a redução das emissões de metano ou fugitivas, terão o resultado esperado, tem de haver um sistema de medição que permita medir com maior grau de fiabilidade o fluxo de emissões antes e depois da melhoria, para que se tenha uma perceção real dos resultados alcançados.

Em virtude da necessidade de se proceder a medição das emissões fugitivas, este estudo propõe o uso da tecnologia de medição e monitoramento de emissões de metano, com as caraterísticas da tecnologia usado pela SeekOps (Figura 44), que faz recurso ao uso de drones para as tarefas acima mencionadas. A SeekOps integra no seu sensor *SeekIR* nos drones e, permite detetar, localizar e quantificar as fugas de metano em tempo real (SeekOps, 2022).

Figura 44 - Drone equipado com sensor SeekIR para medição e monitorização do CH4.

(SeekOps, 2022)

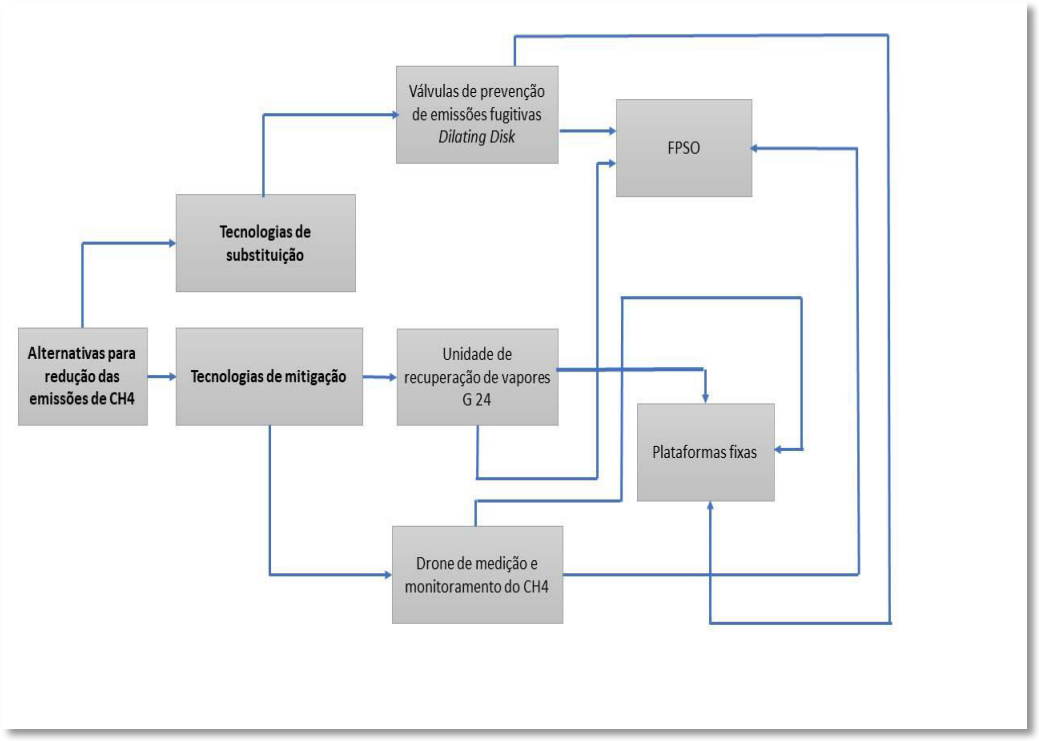


Figura 45 - Resumo das alternativas para redução das emissões de CH4.

(Elaboração própria)

À semelhança do que ocorre em outras fontes de emissões, as emissões de metano podem ser mitigadas ou eliminadas com recursos tecnológicos. Na Figura 45 é proposto o uso de válvulas de prevenção de emissões fugitivas e unidade de recuperação de vapores como alternativas para mitigar as emissões de metano decorrente das fugas ocorridas em válvulas de controlo de fluídos em operações de produção de petróleo e gás, e das emissões libertadas através do sistema de ventilação do circuito de drenagem, sendo que, tanto as válvulas *dilating disk*, como a unidade de recuperação de vapores G24, apresentam ambos um grau de eficiência de 98 %, e elas podem ser aplicadas quer em FPSO assim como em plataformas fixas. Quanto ao uso de drone para medição e monitoramento das emissões de metano, encaixa-se nas tecnologias de adaptação, pois muitas instalações de produção de petróleo e gás têm dificuldade em medir as emissões fugitivas, mas a nova realidade da indústria petrolífera exige a quantificação das emissões de metano e de outros gases de efeito estufa, para que sejam equacionadas às ações de melhorias a medida dos problemas identificados.

6.7. Construção do modelo

O modelo proposto, tem em consideração unicamente as emissões abrangidas no escopo 1, ou seja, as emissões que estão diretamente ligadas as operações de produção de petróleo e gás.

A responsabilidade pela implementação do modelo deverá ser da entidade estatal que regula o segmento *upstream* da indústria petrolífera Angolana, para que o modelo se torne funcional e proporcione a contribuição necessária para uma verdadeira descarbonização do setor de petróleo e gás, ou seja, as empresas produzem petróleo e gás no offshore poderão virtualmente submeter-se a esse modelo sob proposta da entidade que superintende o setor em que elas operam.

O modelo apresenta um comportamento linear e, na sua construção foram propostas diferentes especificações para cada grupo de ativos em operações e futuros, onde os mesmos foram estratificados em função das suas tipologias. Cada ativo é avaliado em função dos requisitos especificados para a classe a que pertence e, em função da avaliação verifica-se, se o ativo cumpre com as especificações pré-determinadas para a categoria correspondente. Após a verificação do cumprimento dos requisitos, emite-se uma licença correspondente a respetiva categoria.

As licenças de emissões previstas neste modelo, funcionarão como um documento que certificará que determinada instalação cumpre com os requisitos especificados para operar dentro dos limites de sustentabilidade operacional legalmente definidos.

As licenças estão distribuídas em quatro categorias, a semelhança dos ativos, como apresentado na Figura 46. Deste modo, as licenças encontram-se estruturada como se segue abaixo.

Licenças de emissões do tipo A: é aquela atribuída para instalações offshore ou ativos presentes e futuros, que apresentam emissões do escopo 1 mais baixa, e por isso propõe-se que o período de vigência deste tipo de licença seja de quatro anos e os emolumentos a ser pago para sua emissão poderá ter o valor mais baixo das quatro categorias.

Licença de emissões do tipo B: difere da licença do tipo A, por ter um período de validade menor (3 anos) e, um custo de emissão da licença superior a opção A.

Licença de emissões do tipo C: propõe-se que tenha um tempo de validade de 2 anos e, um custo de emissão superior as opções A e B.

Licença de emissão do tipo D: diferente das três opções anteriores, por apresentar um período de validade mais curto (1 ano) e o custo de emissão da licença mais alto.

Estrutura do modelo

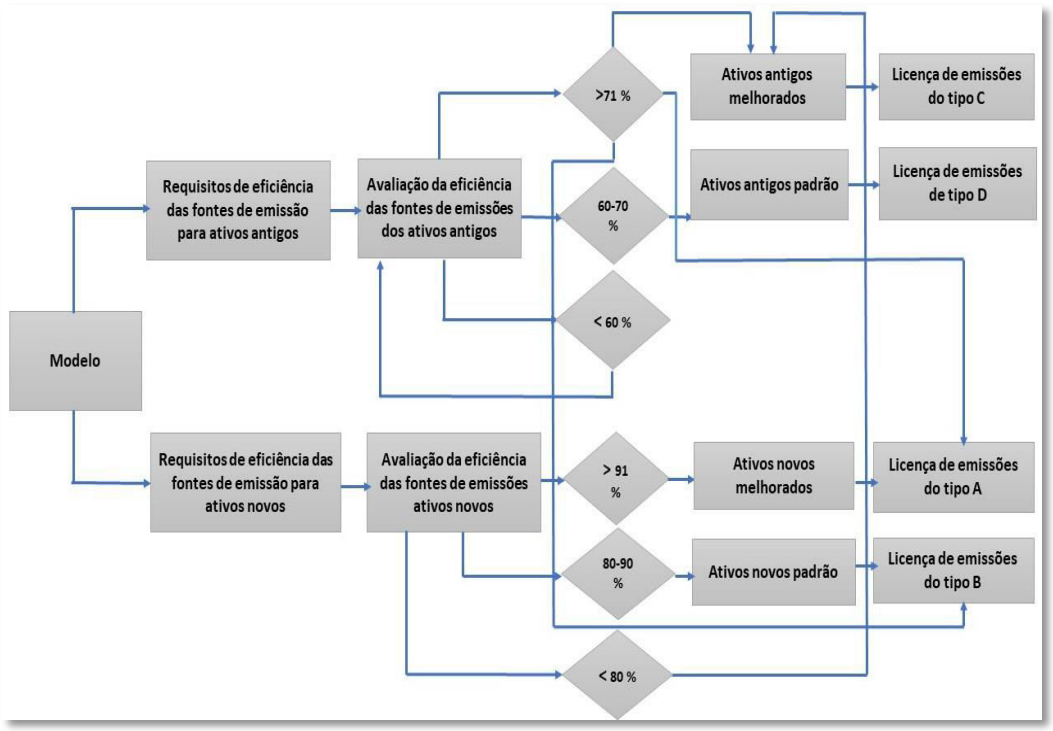


Figura 46 - Estrutura do modelo proposto.

(Elaboração própria)

A operacionalização da estrutura do modelo representado na Figura 46, começa com a definição dos requisitos de eficiência de emissões para cada um dos quatros tipos específicos de ativos, e isso deverá ser feito por meio de um decreto ou um regulamento emitido pela entidade estatal com competência para legislar em matéria desse domínio. A legislação que irá dar suporte ao modelo em referência, deverá fazer uma diferenciação entre os vários tipos de ativos que constam do modelo, e definir em termos numérico o desempenho esperado para cada um deles do ponto de vista de eficiência das fontes de emissões. Depois de cumprido os passos anteriormente referidos, segue-se a fase mais operacional do modelo, que consiste na avaliação do desempenho da eficiência global das fontes de emissões das diferentes instalações de produção de petróleo e gás pela entidade reguladora do setor, ou seja, a entidade competente do estado para o efeito. Após a avaliação será emitido uma licença de

emissão correspondente ao resultado da avaliação obtido por cada ativo avaliado. Tal como foi abordado na página anterior, o desempenho dos ativos é definido numa escala em ordem alfabética que vai de **A** à **D**, sendo as instalações contempladas com licenças do tipo A aquelas que venham a presentar o melhor desempenho em termos de eficiência de emissões e aquelas contempladas com a licença **D**, as apresentam o nível mínimo aceitável do ponto de vista de eficiência das fontes de emissões.

Avaliação do modelo

Devido a inexistência de valores específicos de fatores de emissões de gases de efeito estufa de diferentes fontes de energias fósseis na legislação angolana e na literatura técnica para construção das equações do modelo em causa, foram adotados valores de referencias de fatores de emissões de GEE, provenientes de fontes de energias fósseis vigentes em Portugal, que inclui fatores de emissão para geração de energia por meio do gás natural, motores diesel, *flare* de refinarias e, alguns valores de referência da IEA.

As equações do modelo, consistem no mecanismo usado para avaliar as eficiências das fontes de missões de diferentes ativos, na redução das emissões geradas por essas fontes. E as expressões as e os valores de referência usados para os cálculos de avaliação das diferentes categorias de ativos tipificados no modelo, podem ser encontrados na Tabela 15.

Tabela 15 - Expressões e valores de referência usados na construção do modelo.

Acrónimos	Significado dos acrónimos	Valores de referência	Fonte	OBS
IE*(vent)*CH_4	Intensidade de emissão do metano no sistema de ventilação	0,39	IEA, 2022	
IE*(fugit)*CH_4	Intensidade de emissão do metano, nas fontes de emissões fugitivas	0,03	IEA, 2022	
IE*(incom-flare)*CH_4	Intensidade de emissão de metano para queima incompleta	0,02	IEA, 2022	
FP*fen*	Fator de ponderação das fontes de energias	0,39	SNLPP, 2020	Varia em função do cenário
FP*flare*	Fator de ponderação da flare	0,59	SNLPP, 2020	Varia em função do cenário
FP*md*	Fator de ponderação do motor diesel	0,02	SNLPP, 2020	Varia em função do cenário
FP*fe(*CH_4*)*	Fator de ponderação das fontes de emissão de metano			Varia em função do cenário
Fesc(ang)	Fator de escala para intensidade de emissões de metano aplicado a Angola	1,5	IEA, 2022	
EFG*fe(aap)*	Eficiência global das fontes de emissões para ativos antigos padronizados			Por calcular
EFG*fe(aam)*	Eficiência global das fontes de emissões para ativos antigos melhorados			Por calcular
EFG*fe(anp)*	Eficiência global das fontes de emissões para ativos novos padronizados			Por calcular
EFG*fe(anm)*	Eficiência global das fontes de emissões para ativos novos melhorados			Por calcular
EFE*flare*	Eficiência de emissão da flare			Por calcular
EFE*fen*	Eficiência de emissão das fontes de energia			Por calcular
EFE*md*	Eficiência de emissão dos motores a diesel			Por calcular
EFE*fe(*CH_4*)*	Eficiência de emissão das fontes de emissões de metano			Por calcular

Acrónimos	Significado dos acrónimos	Valores de referência	Fonte	OBS
FE*md*	Fator de emissão para motores diesel	0,733	APA, 2022[a]	
FE*gn*	Fator de emissão do gás natural	0,363	APA, 2022[a]	
FE*flare*	Fator de emissão da flare	0,133	APA, 2022[b]	
GEF*flare*	Ganhos de eficiência da flare			Por calcular
GEF*fen*	Ganhos de eficiência das fontes de energia			Por calcular
GEF*fe*(CH_4)	Ganhos de eficiência das fontes de emissões de metano			Por calcular
GEF*md*	Ganhos de eficiência do motor diesel			Por calcular
VRU	Vapor recovery unit	0,98	Cimarron, 2022	
FGV	Fugitive valve	0,98	Clarke, 2022[a]	

(Elaboração própria)

Avaliação da eficiência das fontes de emissões de ativos antigos padronizados

1º Cenário: admitindo-se que, o perfil de emissões dos ativos antigos padronizados, corresponde ao perfil de emissões do bloco 3/05. Para além dos dados do bloco em referência que se encontram na tabela acima, na avaliação deste cenário descrito pela equação (1) , também foram considerados os dados apresentados na Tabela 16.

Tabela 16 - Dados complementares para avaliação do primeiro cenário para AAP.

EFE*flare*	=	**1**	–	**FE*flare***	=	**0,867**
EFE*fen*	=	**1**	–	**FE*gn***	=	**0,637**
EFE*md*	=	**1**	–	**FE*md***	=	**0,267**

(Elaboração própria)

$$EFG_{fe(aap)} = (EFE_{flare} \times FP_{flare} + EFE_{fen} \times FP_{fen} + EFE_{md} \times FP_{md}) \times 100 \quad (1)$$

$$EFG_{fe(aap)} = 0{,}7653 \times 100$$

$$EFG_{fe(aap)} = 76{,}53$$

Os resultados da avaliação de ativos nesta gama de valor, de acordo com a estrutura do modelo, deverão ser contemplados com licença de emissões do tipo **C**, correspondente a ativos antigos melhorados, apesar de que, em termos práticos não apresentar introdução de meios tecnológicos ou melhoria no processo com vista a mitigação das emissões, isso acontece porque essas instalações não calculam ou não levam em conta as emissões de metano.

2º Cenário: admitindo-se que, o perfil dos ativos antigos padronizados, correspondem ao perfil de emissão do bloco 4/05, cujos dados se encontram na Tabela 17. Admitindo-se que se mantêm constante os valores de referência calculados no primeiro cenário para eficiência das emissões na *flare*, eficiência das emissões das fontes de energia e dos motores a diesel, a avaliação do cenário em análise obedece a equação (2).

Tabela 17 - Dados complementares para avaliação do segundo cenário para AAP.

FP*flare*	=	**0,42**	**SNLPP, 2020**
FP*fen*	=	**0,54**	**SNLPP, 2020**
FP*md*	=	**0,04**	**SNLPP, 2020**

(Adaptado de SNLLPP, 2020)

$$EFG_{fe(aap)} = (EFE_{flare} \times FP_{flare} + EFE_{fen} \times FP_{fen} + EFE_{md} \times FP_{md}) \times 100 \quad (2)$$

$$EFG_{fe(aap)} = 0{,}7188 \times 100$$

$$EFG_{fe(aap)} = 71{,}88\ \%$$

O resultado da avaliação do ativo representado neste cenário, corresponde aos ativos antigos melhorados, de acordo com a estrutura do modelo e, em consequência disso, o ativo em causa também deverá ser contemplado com a licença de emissões do tipo **C**. A semelhança dos ativos do bloco 3/05, onde não foram levados em conta as emissões de metano, no ativo avaliado no cenário em consideração, também não foram levadas em conta as emissões de metano, razão pela qual a instalação apresenta um desempenho que lhe habilitar a operar com uma licença de emissões destinada a ativos antigos melhorados.

3º Cenário: admitindo-se a inclusão no modelo das emissões de metano (CH_4), para avaliação da eficiência dos ativos antigos padronizados conforme descrito na equação (3), cujas emissões distribuem-se hipoteticamente da seguinte forma: *flare* 35 %, gás combustível 56 %, motores diesel 4 %, emissões de metano 5 %. Para além dos dados já citados que espelham o perfil como as emissões se distribuem neste cenário, foram incluídos dados complementares referente as emissões de metano, como mostra a primeira linha da Tabela 18.

Tabela 18 - Dados complementares para avaliação do terceiro cenário para AAP.

EFEfe(CH4) = 1 - (IE*(vent)*CH4 + IE*(fugit)*CH4 + IE*(incom-flare)*CH4 x Fesc(ang) = 0,34		
Outros dados:		
FPflare	=	0,35
FPfen	=	0,56
FPmd	=	0,04
FPfe(CH4)	=	0,05

(Elaboração própria)

$$EFG_{fe(aap)} = (EFE_{flare} \times FP_{flare} + EFE_{fen} \times FP_{fen} + EFE_{md} \times FP_{md} + EFE_{fe(CH4)} \times FP_{fe(CH4)}) \times 100 \quad (3)$$

$$EFG_{fe(aap)} = 0{,}6879 \times 100$$

$$EFG_{fe(aap)} = 68{,}79\ \%$$

O valor da avaliação do ativo em causa, remete as instalações que operam neste cenário, ao nível mínimo aceitável de eficiência das fontes de emissões definidas na estrutura do modelo, e em função disso deverão operar com uma licença de emissões do tipo **D**. Diferente dos dois cenários anteriores, neste cenário foram inclusas as emissões de metano, o que não aconteceu nas duas primeiras avaliações.

Avaliação da eficiência das fontes de emissões para ativos antigos melhorados

1º Cenário: admitindo-se que houve ganhos de eficiência de 8 % nas emissões da *flare*, referente a redução de CO_2 (Tabela 19), resultante da substituição de uma *flare* convencional por uma *flare EverGreen*. Com exceção dos ganhos de eficiência da *flare,* todas outras variáveis mantêm-se inalterável, como no 3º cenário para ativos antigos padronizados, logo o comportamento do ativo referente ao cenário em causa, apresenta o comportamento descrito na equação (4).

Tabela 19 - Dados complementares para avaliação do primeiro cenário para AAM.

Designação	**Desempenho (% na redução de CO_2)**	**Valor típico de desempenho (%)**	**Fonte**	
Flare EverGreen	6 a 10	8	Schlumberger, 2021[a]	
Outros dados:				
FP*flare*	=	0,35		
GEF*flare*	=	FP*flare* x 0,08	=	0,028
FP*flare*(novo)	=	0,35 - 0,028	=	0,322

(Elaboração própria)

$$EFG_{fe(aam)} = (EFE_{flare} \times FP_{flare(novo)} + GEF_{flare} + EFE_{fen} \times FP_{fen} + EFE_{md} \times FP_{md} + EFE_{fe(CH4)} \times FP_{fe(CH4)}) \times 100 \quad (4)$$

$$EFG_{fe(aam)} = 0{,}6916 \times 100$$

$$EFG_{fe(aam)} = 69{,}16\ \%$$

Embora este ativo estivesse a ser avaliado visando a obtenção da licença de emissões do tipo **C**, destinadas para ativos antigos melhorados, devido a introdução de uma nova *flare (EverGreen*) cujo desempenho em termos de eficiência de emissões apresenta-se acima das *flares* convencionais, ainda assim o resultado obtido não lhe permite a

obtenção da licença do tipo **C**, sendo que, ser-lhe à concedido uma licença do tipo **D**, porque é aquela que corresponde com o seu desempenho de acordo com o modelo em consideração. Isso significa que às ações empreendidas não foram suficientes para elevar o desempenho do ativo para um nível acima, que era o que se esperava.

2º Cenário: admitindo que houve ganhos de 100 % na eficiência das emissões de CO_2 da *flare* (Tabela 20), primeira linha, por meio da solução circular que consiste no reaproveitamento do gás desperdiçado na *flare*, para injeção na formação geológica com a finalidade de recuperar hidrocarbonetos líquidos que não podem ser extraídos devido ao declínio natural da pressão do reservatório. A aplicação da solução em causa permite aproveitar todo gás queimado, ou seja, a implementação desta solução pode eliminar completamente a queima de gás, o que se traduzirá em ganhos de eficiência de redução de emissão correspondente a 100 %. Todas as variáveis do cenário anterior mantêm-se constante, com a exceção do ganho de eficiência de emissão da *flare* e do fator de ponderação da *flare*, conforme espelhado na equação (5).

Tabela 20 - Dados complementares para avaliação do segundo cenário para AAM.

EFEflare	=	**1**
FPflare	=	**0,35**
FPfen	=	**0,56**
FPmd	=	**0,04**
FPfe(CH4)	=	**0,05**

(Elaboração própria)

$$EFG_{fe(aam)} = (EFE_{flare} \times FP_{flare} + EFE_{fen} \times FP_{fen} + EFE_{md} \times FP_{md} + EFE_{fe(CH4)} \times FP_{fe(CH4)}) \times 100 \quad (5)$$

$$EFG_{fe(aam)} = 0{,}7344 \times 100$$

$$EFG_{fe(aam)} = 73{,}44\ \%$$

Na avaliação do ativo representado neste cenário, constatou-se que a melhoria levada a cabo produziu o resultado expectável, ou seja, a eliminação da queima contínua do gás contribuiu para o desempenho global da eficiência das fontes de emissões, o que habilita a instalação em causa a ser contemplada com a licença de emissões do tipo **C** descrita no modelo em consideração.

3º Cenário: admitindo-se que, as variáveis do cenário anterior mantêm-se constantes, com exceção dos ganhos de eficiência de emissão das fontes de energia e do fator de ponderação das fontes de energia proporcionados pela substituição dos compressores convencionais de gás acionados por corrente elétrica, por ejetores de compressão que não necessitam de corrente elétrica para o seu normal funcionamento (Tabela 21). Assumido hipoteticamente que os compressores convencionais de gás representam 20 % do consumo total de energia gerada em uma plataforma de produção de petróleo e gás offshore, logo a avaliação do ativo em causa, deverá seguir os pressupostos descrito pela equação (6).

Tabela 21 - Dados complementares para a avaliação do terceiro cenário para AAM.

Designação	**Desempenho (% na redução de CO2)**	**Fonte**		
Ejetor	20	Transvac, 2021		
Outros dados:				
EFEflare	=	1		
FPflare	=	0,35		
FPfen	=	0,56 x 100		
GEFfen	=	(FPfen x 0,20) / 100	=	0,112
FPfen(novo)	=	0,56 - 0,112	=	0,448

(Elaboração própria)

$$EFG_{fe(aam)} = (EFE_{flare} \times FP_{flare} + EFE_{fen} \times FP_{fen(novo)} + GEF_{fen} + EFE_{md} \times FP_{md} + EFE_{fe(CH4)} \times FP_{fe(CH4)}) \times 100 \quad (6)$$

$$EFG_{fe(aam)} = 0{,}7751 \times 100$$

$$EFG_{fe(aam)} = 77{,}51\ \%$$

O resultado da avaliação do ativo em consideração, torna evidente que, as ações desenvolvidas visando a melhoria da eficiência global das fontes de emissões, correspondeu as expetativas, pois o desempenho obtido concede a instalação em causa a licença de emissões do tipo **C**, de acordo com o modelo em estudo.

Avaliação da eficiência das fontes de emissões para ativos novos padronizados

1º Cenário: admitindo-se que haja um quadro legal que determina que, o padrão para os ativos novos que pretendam entrar em operação devem hipoteticamente ter ganhos de eficiência de emissão para *flare* de 50 % (Tabela 22), comparado com as *flares* usadas em ativos antigos, o uso de turbinas hibridas para geração de energia (gás natural e hidrogénio), onde as turbinas recomendadas apresentem características semelhantes as turbinas da Siemens Energy (2022) SGT – 600, que admite até 75 % de hidrogénio, proporcionado ganhos de eficiência de emissão, que corresponde a redução de 47 % de CO_2, deste modo, os ativos avaliados neste cenário, deverão obedecer o comportamento descrito na equação (7).

Tabela 22 - Dados complementares para avaliação do primeiro cenário para ANP.

Designação	**Desempnho (% na redução de CO2)**	**Fonte**		
Turbina híbrida SGT-600	47	Siemens Energy, 2022		
Outros dados:				
GEFflare	=	0,50		
FPflare	=	0,35		
FPfen	=	0,56 x 100		
GEFflare(novo)	=	(FPflare x 0,50) / 100	=	0,175
FPflare(novo)	=	0,35 - 0,175	=	0,175
GEFfen	=	(FPfen x 0,47) / 100	=	0,2632
FPfen(novo)	=	0,56 - 0,2632	=	0,2968

(Elaboração própria)

$$EFG_{fe(anp)} = (EFE_{flare} \times FP_{flare(novo)} + GEF_{flare(novo)} + EFE_{fen} \times FP_{fen(novo)} + GEF_{fen(novo)} + EFE_{md} \times FP_{md} + EFE_{fe(CH4)} \times FP_{fe(CH4)}) \times 100 \quad (7)$$

$$EFG_{fe(anp)} = 0{,}8067 \times 100$$

$$EFG_{fe(anp)} = 80{,}67\ \%$$

O resultado da avaliação do ativo em análise, demonstra que o mesmo opera com níveis mínimos aceitáveis de desempenho em termos de eficiência global das fontes de emissões para ativos novos padronizados, o que lhe permite receber a licença de emissões do tipo **B**, por parte da entidade competente do estado para o fazer.

2º Cenário: esta opção difere da anterior, por incluir no modelo ganhos de eficiência das fontes de emissões de metano e admitir-se que, neste cenário eliminou-se completamente a queima de gás e por consequência as emissões associadas a elas (Tabela 23). Para reduzir as emissões de metano no cenário em causa, foi usado válvulas de prevenção de emissões fugitivas *disk dilating* da Clarke (2022[a]), cuja eficiência alcança os 98 % e, o uso de unidades de recuperação de vapores da Cimarron (2022), modelo G24, com taxa de eficiência de 98 %, conforme apresentado na equação (8).

Tabela 23 - Dados complementares para avaliação do segundo cenário para ANP.

Designação	**Desempenho (% na redução das emissões CH4)**	**Fonte**				
FGV - Fugitive valve	98	Clarke, 2022				
VRU - Vapor recovery unit	98	Cimarron, 2022				
Outros dados:						
GEFflare	=	1				
GEFfen	=	0,2632				
FPflare	=	0,35				
FPfen	=	0,2968				
FPfe(CH4)	=	0,05				
GEFfe(CH4)	=	(FGV + VRU) / 2	=	98		
GEFfe(CH4)(novo)	=	(FPfe(CH4) x 0,98)	/	100	=	0,049
FPfe(CH4)(novo)	=	0,05	−	0,049	=	0,001

(Elaboração própria)

$$EFG_{fe(anp)} = (EFE_{flare} \times FP_{flare} + EFE_{fen} \times FP_{fen} + GEF_{fen} + EFE_{md} \times FP_{md} + EFE_{fe(CH4)} \times FP_{fe(CH4)}) \times 100 \quad (8)$$

$$EFG_{fe(anp)} = 0{,}8623 \times 100$$

$$EFG_{fe(anp)} = 86{,}23\ \%$$

A instalação avaliada no cenário em consideração, apresenta um desempenho acima do valor mínimo aceitável para conformidade dos ativos novos padronizados definidas no modelo em consideração, mas não o suficiente para transitar na categoria seguinte, de modo que, será contemplado com a licença do tipo **B**.

3º Cenário: a opção atual difere da anterior, por incluir no modelo um compressor de gás submarino de alta eficiência energética que permite reduzir em 67 % as emissões de CO_2, quando comparado com os compressores convencionais de gás (Tabela 24). Admite-se hipoteticamente que o compressor convencional de gás representa 20 % do total da energia consumida. A expressão da equação (9), mostra os moldes em que avaliação deve ser realizada.

Tabela 24 – Dados complementares para avaliação do terceiro cenário para ANP.

Designação	**Desempenho (% na redução de CO2)**	**Participação no consumo de energia das instalações de produção (%)**	**Fonte**
Compressor submarino de gás	67	20	Schlumberger, 2022
Outros dados:			
GEFfen	=	0,2632	
FPfen	=	0,2968 x 100	
GEFfen(novo)	=	(FPfen x 0,20 x 0,67) / 100 + (0,2632) = 0,303	
FPfen(novo)	=	0,2968 − 0,0398 = 0,257	

(Elaboração própria)

$$EFG_{fe(anp)} = (EFE_{flare} \times FP_{flare} + EFE_{fen} \times FP_{fen} + GEF_{fen} + EFE_{md} \times FP_{md} + EFE_{fe(CH4)} \times FP_{fe(CH4)}) \times 100 \quad (9)$$

$$EFG_{fe(anp)} = 0{,}8767 \times 100$$

$$EFG_{fe(anp)} = 87{,}67\ \%$$

A semelhança do que ocorreu na avaliação anterior, o ativo em consideração apresenta também valores acima do mínimo aceitável para os ativos novos padronizados, mas não o suficiente para que possa transitar para o nível de desempenho seguinte, pelo que, deverá ser contemplado igualmente com a licença do tipo **B**.

Avaliação da eficiência das fontes de emissão para ativos novos melhorados

Neste cenário, admite-se que, não a queima de gás, todos equipamentos da plataforma são alimentados por fontes renováveis de energia, turbinas de ciclo combinado 100 % a hidrogénio e energias eólica offshore para produção de hidrogénio verde e alimentar o banco de baterias que servirá de *back-up* (Tabela 25), em substituição do gerador de emergência movido a diesel, e a equação (10) descreve bem o comportamento das fontes de emissões neste cenário.

Tabela 25 - Dados complementares para avaliação de ANM.

GEFmd	=	**1**
FPmd	=	**0,04**
GEFflare	=	**1**
FPflare	=	**0,35**
GEFfen	=	**1**
FPfen	=	**0,56**
GEFfe(CH4)	=	**0,049**
FPfe(CH4)	=	**0,001**

(Elaboração própria)

$$EFG_{fe(anp)} = (EFE_{flare} \times FP_{flare} + EFE_{fen} \times FP_{fen} + EFE_{md} \times FP_{md} + EFE_{fe(CH4)} \times FP_{fe(CH4)}) \times 100 \quad (10)$$

$$EFG_{fe(anp)} = 0{,}9993 \times 100$$

$$EFG_{fe(anp)} = 99{,}93\ \%$$

O resultado do ativo que opera neste cenário, apresenta um desempenho muito próximo do ideal, ou seja, perto dos 100 % em termos de eficiência global das fontes de emissões, razão pela qual são contemplados com licenças de emissões do tipo **A**, que é

atribuída a instalações que correspondem a ativos novos melhorados, que é o nível de desempenho mais elevado previsto no modelo em consideração.

7. Conclusões e Recomendações para Trabalhos Futuros

7.1. Conclusões

O modelo proposto no presente trabalho, poderá dotar a administração pública Angolana de uma ferramenta que poderá contribuir para definição de legislação especifica, de modo a permitir a criação de instrumentos legais que visam definir os moldes em que a descarbonização deverá ser feita neste setor vital da economia do país.

Embora o modelo esteja virado especificamente para o mercado Angolano e, mais concretamente para o setor de petróleo e gás, contém caraterísticas que, permitem que o mesmo possa ser aplicado em outras partes do mundo onde exista uma indústria de petróleo e gás comprometida com a descarbonização.

A proposta em causa, apresenta um grau de flexibilidade que permite dotar o segmento offshore da indústria petrolífera Angolana, com mecanismos necessários para que no imediato, ou seja, a curto prazo se dê inicio ao processo gradual de descarbonização com vista a transição para uma indústria de petróleo e gás de baixo carbono, pois o modelo apresenta diferentes cenários, quer para ativos antigos em operação, assim como para futuras concessões, sem pôr em causa a continuidade do negócio desta indústria vital para economia de Angola.

O foco do modelo centra-se na avaliação periódica da eficiência global das principais fontes de emissões de gases de efeito estufa produzidos em instalações petrolíferas do segmento *upstream*.

Um dos cenários do modelo em causa, propõe a eliminação quase completa de todas emissões do escopo 1, o que permitirá que instalações que vierem a operar de acordo com o perfil desenhado para este cenário, possam alcançar níveis de eficiência até aos 99,93 %, o que se traduzirá numa verdadeira mudança de paradigma para indústria petrolífera Angolana. E a maioria das tecnologias usadas para modelar os diferentes cenários, já se encontram disponíveis no mercado, ou seja, já atingiram um estágio de maturidade que permite o seu uso em escala comercial, com exceção da turbina de geração de energia movida cem por cento a hidrogénio que se encontra em fase de desenvolvimento.

7.2. Recomendações para trabalhos futuros

Tendo em conta que o modelo ora proposto cingiu-se ao segmento *upstream* ligado ao offshore e, as emissões de efeito estufa consideradas neste estudo estão relacionadas apenas com o escopo 1 do *GHG Protocol*, recomenda-se que, para trabalhos futuros sejam considerados outros segmentos da indústria de petróleo e gás, como os segmento *midstream* e *downstream* que não foram objeto do presente estudo e que, são veículos preponderantes para que se possa fazer uma descarbonização da indústria em causa, em sentido mais amplo. Também poderá ser considerado para estudos futuros, a inclusão das emissões dos escopos 2 e 3 no modelo proposto.

Referências Bibliográficas

Aenor. 2019. *Especificación con orientación para la validación y verificación de declaraciones sobre gases de efecto invernadero ISO 14064-3.* [Online] 2019. [Consulta última em: 11 /06/ 2022]. Disponível em: https://tienda.aenor.com/norma-une-en-iso-14064-3-2019-n0062631 .

Aenor. 2021. Certificación del sistema de gestión energética ISO 50001. *Certificación del sistema de gestión energética ISO 50001.* [Online] 2021. [Consulta última em: 11/06/2022]. Disponível em: www.aenor.com/certificacion/eficiencia-energetica/eficiencia-energetica-50001.

ANPG. 2020[a]. *Relatório de gestão e contas de 2019.* [Online] 2020. [Consulta última em: 12 /09/ 2022]. Disponível em: https://anpg.co.ao/noticias/anpg-disponibiliza-relatorio-de-gestao-referente-a-2019/ .

ANPG. 2020[b]. *Mapa de concessões petrolíferas.* [Online] 2020. [Consulta última em: 25 /09/ 2022]. Disponível em: https://anpg.co.ao/wp-content/uploads/2020/08/MAPA-DE-CONCESSOES-VERSAO-NOVA.pdf .

ANPG. 2022. *Orgãos de supervisão.* [Online] 2022. [Consulta última em: 25 /09/ 2022]. Disponível em: https://anpg.co.ao .

APA. 2022[a]. *Fator de emissão de gases de efeito estufa da eletricidade produzida em Portugal.* [Online] 2022. [Consulta última em: 18 /10/ 2022]. Disponível em: https://apambiente.pt/sites/default/files/Clima/Inventarios/2022FEGEEEletricidade.pdf .

APA. 2022[b]. *National informative inventory report.* [Online] 2022. [Consulta última em: 18 /10/ 2022]. Disponível em: https://www.apambiente.pt/sites/default/files_Clima/Inventarios/IIR20220415.pdf .

Armstrong, J. 2021. Quebrar o código de cores do hidrogénio. *EEIP - Energy efficiency in industrial processes.* [Online] 04 de Outubro de 2021. [Consulta última em: 29 /11/ 2022]. Disponível em: https://ee-ip.org/pt/article/quebrar-o-codigo-de-cor-de-hidrogenio-5907 .

Bret-Rouzaut, N. ; Favennec, J. P. ; Santos, E. M. 2011. *Petróleo e Gás Natural como produzir e a que custo.* Rio de Janeiro, Brasil : Synergia Editora, 2011. ISBN 978-2-7108-0893-0.

BSI, 2017. *BS 8001 : 2017 Framework for implementing the principles of circular economy in organizations - guide.* [Online] 2017. [Consulta última em: 14 /11/ 2022]. Disponível em: https://edisciplinas.usp.br/pluginfile.php/5789671/mod_folder/content/0/BS8001_2017_Framework.pdf?forcedownload= . ISBN 978 0 580 92644 0.

Carter, D. 2022. What is your decarbonisation score? *Decarbonisation technology.*[Online] 2022. [Consulta última em: 04 /06/ 2022]. Disponível em: https://cdn.decarbonisationtechnology.com/data/articles/file/83-dt4-wood.pdf .

CCAC, 2022. *Methane .* [Online] 2022. [Consulta última em: 28 /10/ 2022]. Disponível em: https://www.ccacoalition.org/en/slcps/methane .

Chevron, 2021. Climate Change Resilience: advancing a lower carbon future. [Online] 2021. [Consulta última em: 21/09/2022]. Disponível em: https://www.chevron.com/media/chevron/sustainability/documents/2021-climate-change-resilience-report.pdf .

Cimarron, 2022. Compression-based vapor recovery units. [Online] 2022. [Consulta última em: 29 /10/ 2022]. Disponível em: https://cimarron.com/environmental-solutions/vapor-recovery-systems/compression-based-vrus/ .

Clarke Valve, 2022[a]. *Fugitive emissions technology*. [Online] 2022. [Consulta última em: 29 /10/ 2022]. Disponível em: https://www.clarkevalve.com/fugitive-emissions-technology/ .

Clarke Valve, 2022[b]. Dilating disk valve specification sheets. [Online] 2022. [Consulta última em: 23 /10/ 2022]. Disponível em: https://www.clarkevalve.com/wp-content/uploads/2022/06/CV-Spec-Sheet-Booklet-Digital-Optimized-2.pdf .

Cortés, J. P. G. 2018. *Acuerdo de París sobre cambio climático e instrumentos conexos: Pueden quitarnos la venda de los ojos?* [Online] 2018. [Consulta última em: 11/06/2022]. Disponível em: https://www.scribd.com/read/398556273/Acuerdo-de-Paris-sobre-cambio-climatico-e-instrumentos-conexos-Pueden-quitarnos-la-venda-de-los-ojos. ISBN: 978-958-784-089-6.

CSIS, 2019. Oil and gas industry engagement on climate change: drivers, actions and path forward. [Online] 2019. [Consulta última em: 10 /09/ 2022]. Disponível em: https://csis-website-prod.s3.amazonaws.com/s3fs-public/publication/191003_LadislawNaimoli_OilandGasIndustry_WEB_v3.pdf.

Daychoum, M. 2018. *Ferramentas e técnicas de gerenciamento 7º edição.* [Online] 2018. [Consulta última em: 10 /06/ 2022]. Disponível em: https://www.scribd.com/read/405799814/40-20-ferramentas-e-tecnicas-de-gerenciamento . ISBN 978 857 452 869 4.

Decreto-Lei n.º 60/2012, de 14 de março. D.R. I Série. 53, 1153. [Online] [Consulta última em: 04 /06/ 2022]. Disponível em: https://files.dre.pt/1s/2012/03/05300/0115301172.pdf .

Decreto-Lei n.º 60/2020, de 17 de agosto. D.R. I Série. 159, 16. [Online] [Consulta última em: 04 /06/ 2022]. Disponível em: https://files.drt.pt/1s/2020/08/15900/0001600043.pdf .

DNV-GL, 2020. Energy transition outlook: a global and regional forecast to 2050. [Online] 2020. [Consulta última em: 10 /06/ 2022]. Disponível em: http://www.indiaenvironmentportal.org.in/files/file/Energy-Transition-Outlook-2020.pdf= .

ELF Angola, 1994. *Manuel D´Exploitation Production Livre 1: secteur palanca volume 1.* 1994. Acessível na direção do bloco 3/05 da sonangol pesquisa e produção, Luanda, Angola.

Elleven, 2021. Como transformar os desafios em oportunidades. [Online] 2021. [Consulta última em: 11 /06/ 2022]. Disponível em: https://elleventreinamentos.com/transformar-desafios-em-oportunidades/ .

EMF, 2022[a]. Circular Economy Introduction. [Online] 2022. [Consulta última em: 14 /08/ 2022]. Disponível em: http://ellenmacarthurfoundation.org/topics/circular-economy-introduction/overview.

EMF, 2022[b]. We need to talk about renewables . [Online] 2022. [Consulta última em: 14 /08/ 2022]. Disponível em: https://ellenmacarthurfoundation.org/we-need-to-talk-about-renewables/part-1 .

EMF, 2019. Completando a figura: como a economia circular ajuda a enfrentar as mudanças climáticas. [Online] 2019. [Consulta última em: 14 /08/ 2022]. Disponível em: https://emf.thirdlight.com/file/24/34jSrJc344.wq9z34q-R3P-DB5B/Completando-a-figura-Como-a-economia-circular-ajuda-a-enfrentar-as-mudanc%CC%A7as-clima%CC%81ticas.pdf .

Equinor, 2022. Energy transition plan. [Online] 22 de março de 2022. [Consulta última em: 29 /04/2022]. Disponível em: https://www.equinor.com/content/dam/statoil/documents/sustainability/energy-transition-plan-2022-equinor.pdf .

ETC, 2022[a]. Energy. [Online] 2022. [Consulta última em: 20 /05/ 2022]. Disponível em: https://www.energy-transitions.org/energy/ .

ETC, 2022[b]. Industry. [Online] 2022. [Consulta última em: 20 /05/ 2022]. Disponível em: https://www.energy-transitions.org/sector/industry/ .

ETC, 2022[c]. Transport. [Online] 2022. [Consulta última em: 20 /05/ 2022]. Disponível em: https://www.energy-transitions.org/sector/transport/ .

ETC, 2022[d]. Buildings. [Online] 2022. [Consulta última em: 20 /05/ 2022]. Disponível em: https://www.energy-transitions.org/sector/buildings/ .

ETC, 2022[e]. Financing the transitions. [Online] 2022. [Consulta última em: 20 /05/ 2022]. Disponível em: https://www.energy-transitions.org/keeping-1-5c-alive/financing-the-transition/ .

FET, 2022. Forum energy technology - gas processing and treating midstream. [Online] 2022. [Consulta última em: 20 /05/ 2022]. Disponível em: https://f-e-t.com/production-equipment/gas-processing-treating-midstream/vapor-recovery-unit/ .

Flannery, T. 2006. *Os senhores do tempo: o impacto do homem nas alterações climáticas e no futuro do planeta.* Lisboa, Portugal : Editorial Presença, 2006. ISBN 972-23-3641-X.

Fundación ALEM, 2021. Propuestas de política energética. [Online] 2021. [Consulta última em: 06 /06/ 2022]. Disponível em: http://fundacionalem.org.ar/assets/uploads/documents/las-propuestas-de-politica-energetica.pdf.

Gomes, J. 2019. Monitoramento e tratamento de poluentes atmosféricos: *Alterações climáticas e captura de CO2.* 2019. Acessível na Área Departamental de Engenharia Química do Instituto Superior de Engenharia De Lisboa, Lisboa, Portugal.

Iberdrola, 2022. Como se obtiene el hidrógenio verde? [Online] 2022. [Consulta última em: 16 /06/2022]. Disponível em: https://www.iberdrola.com/documents/20125/42229/Infografia_Hidrogeno_Verde.pdf/0e0e5d1a-e792-a76a-7349-f035ced2161d?t=1630993084992 .

IEA, 2022. Global methane tracker. [Online] 2022. [Consulta última em: 13 /10/ 2022]. Disponível em: https://iea.blob.core.windows.net/assets/b5f6bb13-76ce-48ea-8fdb-3d4f8b58c838/GlobalMethaneTracker_documentation.pdf .

IEA, 2021. Net zero by 2050: a roadmap for the global energy sector. [Online] 2021. [Consulta última em: 04 /06/ 2022]. Disponível em: https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroby2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf .

IEA, 2020. The oil and gas industry in energy transitions. [Online] 2020. [Consulta última em: 06 /08/ 2022]. Disponível em: https://iea.blob.core.windows.net/assets/4315f4ed-5cb2-4264-b0ee-2054fd34c118/The_Oil_and_Gas_Industry_in_Energy_Transitions.pdf .

IHS, 2020. Oil and gas corporate venture capital investiments in cleantech start-ups at record high. [Online] 2020. [Consulta última em: 11 /06/ 2022]. Disponível em: https://ihsmarkit.com/research-analysis/2019-oil-and-gas-corporate-venture-cleantech-investments.html .

IOGP, 2022. Habitat retention strategies for decommissioned offshore jacket structures. [Online] 2022. [Consulta última em: 19/09/2022]. Disponível em: https://www.iogp.org/bookstore/product/habitat-retention-strategies-for-decommissioned-offshore-jacket-structures/ .

IOGP; IPIECA, 2020. Gestão ambiental no setor de exploração e produção de petróleo e gás. [Online] 2020. [Consulta última em: 13/05/2022]. Disponível em: https://www.ipieca.org/pt/resources/gestao-ambiental-no-setor-de-exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas .

IRENA, 2020. *Green hidrogen cost reduction: scaling up electrolysers to meet the 1.5 ºC climate goal.* [Consulta última em: 30/05/2022]. Disponível em: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Dec/IRENA_Green_hydrogen_cost_2020.pdf?rev=4ce868aa69b54674a789f990e85a3f00 . ISBN 978-92-9260-295-6.

JPT, 2021. ATCE: energy transitions is not about giving up on oil and gas it´s about becoming a more diverse business. [Online] 2021. [Consulta última em: 12/06/2022]. Disponível em: https://jpt.spe.org/atce-energy-transition-is-not-about-giving-up-on-oil-and-gas-its-about-becoming-a-more-diverse-business .

López, J. S. [et al]. 2020. Transición energética y financiación: una aproximamación a transición energética y su dimensión económica y financeira. [Online] 2020. [Consulta última em: 30/05/2022]. Disponível em: https://www.enerclub.es/frontBookAction/Biblioteca_/Publicaciones_Enerclub/Libros_y_articulos/LibroFin220#associatedDocument.

Mckinsey, 2022. The net-zero transition: what it would cost, what could bring. [Online] 2022. [Consulta última em: 29/04/2022]. Disponível em: https://www.mckinsey.com/~/media/mckinsey/business%20functions/sustainability/our%20insights/the%20net%20zero%20transition%20what%20it%20would%20cost%20what%20it%20could%20bring/the-net-zero-transition-what-it-would-cost-and-what-it-could-bring-final.pdf .

Mckinsey, 2021. Preparing for energy transition in infrastructure: voice on infrastructure. [Online] 2021. [Consulta última em: 29/04/2022]. Disponível em: https://www.mckinsey.com/~/media/mckinsey/business%20functions/operations/our%20insights/preparing%20for%20energy%20transition%20in%20infrastructure/voices-july-2021.pdf .

Miranda e Associados, 2018. Aprovadas regras de abandono de poços e desmantelamento de infraestruturas petrolíferas. [Online] 2018. [Consulta última em: 19/09/2022]. Disponível em: https://www.mirandalawfirm.com/pt/conhecimento-media/publications/alerts/aprovadas-regras-de-abandono-de-pocos-e-desmantelamento-de-infraestruturas-petroliferas .

NVGA e EBA, 2019. G-mobility: driving circular economy in transport. [Online] 2019. [Consulta última em: 14/09/2022]. Disponível em: https://www.ngva.eu/wp-content/uploads/2019/07/circular-economy-leaflet_190718.pdf .

OGA, 2020. UKCS energy integration final report. [Online] 2020. [Consulta última em: 20 /09/ 2022]. Disponível em: https://www.nstauthority.co.uk/media/6625/ukcs_energy_integration_phase-ii_report_website-version-final.pdf .

OGCI, 2022[a]. Understanding CCUS. [Online] 2022. [Consulta última em: 12 /06/ 2022]. Disponível em: https://ccushub.ogci.com/ccus-bsics/understanding-ccus/ .

OGCI, 2022[b]. Hynet north west. [Online] 2022. [Consulta última em: 20 /06/ 2022]. Disponível em: https://ccushub.ogci.com/focus_hubs/hynet-north-west/ .

OGCI, 2022[c]. Northern lights-longship. [Online] 2022. [Consulta última em: 20 /06/ 2022]. Disponíve em: https://ccushub.ogci.com/focus_hubs/northern-lights/

OGCI, 2022[d]. Jungar basin. [Online] 2022. [Consulta última em: 20 /06/ 2022]. Disponível em: https://ccushub.ogci.com/focus_hubs/junggar-basin/ .

Portaria n.º98A/2022, de 18 de fevereiro. D.R. I Série. 35, 2. [Online] [Consulta última em: 04 /06/ 2022]. Disponível em: https://files.dre.pt/1s/2022/02/03501/0000200011.pdf .

PTECO2, 2022. Tecnologías de captura . [Online] 2022. [Consulta última em: 13/06/2022]. Disponível em: https://www.pteco2.es/es/tecnologias/captura .

REPSOL, 2021. Low carbon day: estrategia en el negocio de hidrogénio. [Online] 2021. [Consulta última em: 02/05/2022]. Disponível em: https://www.repsol.com/content/dam/repsol-corporate/es/accionistas-e-inversores/estrategia-en-el-negocio-de-hidrogeno.pdf .

Resolução do Conselho de Ministro n.º 107/2019, de 01 de julho. D. R. I Série. 123, 3208. [Online]. [Consulta última em: 06/06/2022]. Disponível em: https://files.dre.pt/1s/2019/07/12300/0320803299.pdf .

Resolução do Conselho de Ministro n.º 171/2004, de 29 de novembro. D.R. I Série. 280, 6920. [Online]. [Consulta última em: 04/06/2022]. Disponível em: https://files.dre.pt/1s/2004/11/280b00/69206920.pdf

Resolução do Conselho de Ministro n.º 53/2020, de 10 de julho. D. R. I Série. 133, 2. [Online] [Consulta última em: 06/06/2022]. Disponível em: https://files.dre.pt/1s/2020/07/13300/0000200158.pdf .

Ribeiro, A. F. S. 2008. *Guia de aplicações de gestão de energia e eficiência energética.* Porto, Portugal : Publindústria , 2008. ISBN 978-972-8953-29-4.

Schlumberger, 2021[a]. EverGreen minimal environmental impact of well efluente burner. [Online] 2021. [Consulta última em: 29/10/2022]. Disponível em: https://www.slb.com/-/media/files/testing-services/product-sheet/evergreen-ps.ashx .

Schlumberger, 2021[b]. Subsea multiphase compression system . [Online] 2021. [Consulta última em: 24/10/2022]. Disponível em: https://www.onesubsea.slb.com/-/media/onesubsea/files/product-sheet/subsea-compression-ps.ashx .

SeekOps, 2022. Technology . [Online] 2022. [Consulta última em: 16/10/2022]. Disponível em: https://seekops.com/technology/ .

Severino, A. J. 2017. *Metodologia do trabalho cientifico 24º edição.* [Online] São Paulo, Brasil : Cortez Editora, 2017. [Consulta última em: 02/06/2022]. Disponível em: https://pt.scribd.com/read/472871542/Metodologia-do-trabalho-cientifico. ISBN9788524925207.

Siemens Energy, 2022. Hydrogen power and heat with simens energy gas turbines. [Online] 2022. [Consulta última em: 20/10/2022]. Disponível em: https://www.siemens-energy.com/global/en/offerings/technical-papers/download-hydrogen-gas-turbine-readiness-white-paper.html .

Siemens Gamesa, 2022[a]. *2021* Wins goal in the offshore wind industry. [Online] 2022. [Consulta última em: 24/10/2022.]. Disponível em: https://www.siemensgamesa.com/en-int/explore/journal/2022/07/offshore-record-2021-best-year-industry .

Siemens Gamesa, 2022[b]. Power for generations. [Online] 2022. [Consulta última em: 24 /10/ 2022]. Disponível em: https://www.siemensgamesa.com/en-int/-/media/siemensgamesa/downloads/en/products-and-services/offshore/brochures/siemens-gamesa-offshore-wind-turbine-brouchure-sg-11-0-200-dd.pdf .

Sillanpãã, M. ; Ncibi, C. 2019. The circular economy: case studies about the transition from the linear economy. [Online] 2019. [Consulta última em: 17/10/2022]. Disponível em: https://pt.scribd.com/read/424555664/The-Circular-Economy-Case-Studies-about-the-Transition-from-the-Linear-Economy .

Singh, H. 2021. Green hydrogen a possible path towards a low carbon future. [Online] 2021. [Consulta última em: 04/06/2022]. Disponível em: https://cdn.decarbonisationtechnology.com/data/articles/file/17-dt2-singh-web.pdf .

SNLPP, 2020. *Relatório anual de emissões atmosféricas.* 2020. Acessível no departamento do ambiente da sonangol pesquisa e produção, Luanda, Angola.

TCE, 2021. Infraestrutura de carregamento de veículos elétricos. [Online] 2021. [Consulta última em: 04/06/2022]. Disponível em: https://www.eca.europa.eu/Lists/ECADocuments/SR21_05/SR_Electrical_charging_infrastructure_PT.pdf .

Transvac, 2021. Ejectors for the oil and gas industry. [Online] 2021. [Consulta última em: 24 /10/ 2022]. Disponível em: https://www.transvac.co.uk/wp-content/uploads/Transvac-Ejectors-Oil-Gas-Solutions-Small.pdf .

Visual Capitalist, 2022[a]. Vizualizing the history of energy transitions. [Online] 2022. [Consulta última em: 02/06/2022]. Disponível em: https://www.visualcapitalist.com/visualizing-the-history-of-energy-transitions/ .

Visual Capitalist, 2022[b]. Ranked: the top 10 more countries by energy transition investment. [Online] 2022. [Consulta última em: 10/06/2022]. Disponível em: https://www.visualcapitalist.com/ranked-the-top-10-countries-by-energy-transition-investment/ .

Visual Capitalist, 2019. Which companies are responsible for the most carbon emissions? [Online] 2019. [Consulta última em: 24/08/2022]. Disponível em: https://www.visualcapitalist.com/companies-carbon-emissions/ .

WB, 2017. The growing role of minerals and metals for a low carbon future. [Online] 2017. [Consulta última em: 10/06/2022]. Disponível em: https://documents1.worldbank.org/curated/en/207371500386458722/pdf/117581-WP-P159838-PUBLIC-ClimateSmartMiningJuly.pdf .

WRI; WBCSD, 2015. GHG protocol scope 2 guidance. [Online] 2015. [Consulta última em: 11 /06/ 2022]. Disponível em: https://files.wri.org/d8/s3fs-public/ghg-protocol-scope-2-guidance.pdf . ISBN 978-1-56973-850-4.

WRI; WBCSD, 2011. Corporate value chain - scope 3 accounting and reporting standard. [Online] 2011. [Consulta última em: 11/06/2022.]. Disponível em: https://files.wri.org/d8/s3fs-public/pdf/ghgp_corporate_value_chain_scope_3_standard.pdf . ISBN 978-1-56973-772-9.

WRI; WBCSD. 2004. The greenhouse gas protocol: a corporate accounting and reporting standard. [Online] 2004. [Consulta última em: 23/09/2022]. Disponível em: https://ghgprotocol.org/sites/default/files/standards/ghg-protocol-revised.pdf . ISBN 1-56973-568-9.

Anexos

Anexo I – Outros dados referentes as emissões do bloco 3/05

Relatório de Emissões Atmosféricas - 2020

Operador: Sonangol Pesquisa e Produção
Período: Janeiro à Dezembro 2020
Bloco: Bloco 3/05

	2020												
Produção e Utilização de Gás	**JAN**	**FEV**	**MAR**	**ABR**	**MAI**	**JUN**	**JUL**	**AGO**	**SET**	**OUT**	**NOV**	**DEZ**	**Total**
Gás Produzido (mmscf acumulado)	940,50	814,30	942,00	1 462,10	1 085,70	1 129,10	1 228,40	1 468,00	1 309,70	1 591,40	1 625,10	1 600,60	15 196,90
Gás Queimado (mmscf acumulado)	73,00	49,40	74,10	592,00	256,70	313,00	501,50	559,20	488,50	405,20	465,00	405,50	4 183,10
Gás Injectado (mmscf acumulado)	662,00	585,40	662,30	623,30	625,50	655,60	543,10	651,40	629,50	1031,00	957,00	979,4	8 605,50
Gás Acidentalmente Libertado (mmscf acumulado)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Consumo Fuel Gas (mmscf acumulado)	205,50	179,50	205,60	246,80	203,50	160,50	183,80	257,41	191,70	155,20	203,10	215,70	2 408,31

Emissões Atmosféricas	**JAN**	**FEV**	**MAR**	**ABR**	**MAI**	**JUN**	**JUL**	**AGO**	**SET**	**OUT**	**NOV**	**DEZ**	**Total**
CO2 (T)	21 057	17 342	21 084	61 280	35 414	36 385	51 294	59 941	50 100	41 241	48 990	45 676	489 804
CH4 (T)	70	48	71	549	239	291	465	519	453	376	431	377	3 889
VOC (T)	30	20	30	235	103	125	199	222	194	161	184	161	1 664
NOx (T)	46	40	45	73	83	81	85	78	67	55	62	62	777
SOx (T)	0,85	0,76	0,77	0,95	4,00	4,81	4,00	1,46	1,86	1,56	1,16	1,12	23,30

Figura 47 - Outros dados referentes as emissões do bloco 3/05.

Anexo II – Outros dados referentes as emissões do bloco 4/05

Relatório de Emissões Atmosféricas - 2020

Operador: Sonangol Pesquisa e Produção
Período: Janeiro à Dezembro 2020
Bloco: Bloco 4/05

	2020												
Produção e Utilização de Gás	**JAN**	**FEV**	**MAR**	**ABR**	**MAI**	**JUN**	**JUL**	**AGO**	**SET**	**OUT**	**NOV**	**DEZ**	**Total**
Gás Produzido (mmscf acumulado)	139,17	161,00	192,50	211,30	200,60	161,84	145,13	128,00	114,60	130,30	107,70	123,95	1 816,1
Gás Queimado (mmscf acumulado)	59,90	85,65	116,20	124,20	110,60	82,20	49,94	40,10	28,47	45,30	30,22	51,82	824,6
Gás Injectado (mmscf acumulado)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gás Acidentalmente Libertado (mmscf acumulado)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Consumo Fuel Gas (mmscf acumulado)	79,30	75,40	76,33	87,07	89,95	79,64	95,19	87,70	86,14	85,00	77,48	72,13	991,3

Emissões Atmosféricas	**JAN**	**FEV**	**MAR**	**ABR**	**MAI**	**JUN**	**JUL**	**AGO**	**SET**	**OUT**	**NOV**	**DEZ**	**Total**
CO2 (T)	8 201	9 061	11 013	11 829	11 389	10 491	8 730	7 448	6 914	7 674	6 575	7 223	106 548
CH4 (T)	30,50	62,00	86,60	87,80	87,00	65,00	36,78	27,41	20,70	33,00	22,00	37,44	596
VOC (T)	14,48	26,00	36,80	37,50	37,30	28,00	15,69	11,98	8,90	14,00	10,00	15,90	257
NOx (T)	17,08	12,00	18,68	18,80	18,20	31,00	13,10	21,40	22,00	19,00	20,00	17,00	228
SOx (T)	0,44	0,08	0,50	0,67	0,55	1,90	0,02	1,02	1,12	0,73	1,00	0,67	8,7

Figura 48 - Outros dados referentes as emissões do bloco 4/05.