



UNIVERSIDADE EDUARDO MONDLANE
FACULDADE DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA
CURSO DE LICENCIATURA EM ENGENHARIA MECÂNICA

TRABALHO DE LICENCIATURA

Estudo da Aplicabilidade da Mistura de Gás Natural e Hidrogénio para a Geração de Energia na Central Termoeléctrica de Maputo

Autor: Bergílio Flávio José Uanzu

Supervisor da CTM

Eng^o. Elias Ventura Matsinhe

Supervisor da Faculdade

Mestre Mocomoque Domingos Eng^o.

Co-supervisor

Doutor Eng^o. Adolfo Condo

Maputo, _____ de 2022



UNIVERSIDADE EDUARDO MONDLANE
FACULDADE DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA
CURSO DE LICENCIATURA EM ENGENHARIA MECÂNICA

TRABALHO DE LICENCIATURA

Estudo da Aplicabilidade da Mistura de Gás Natural e Hidrogénio para a Geração de Energia na Central Termoeléctrica de Maputo

Autor: Bergílio Flávio José Uanzu

Supervisor da CTM

Eng^o. Elias Ventura Matsinhe

Supervisor da Faculdade

Mestre Mocomoque Domingos Eng^o.

Co-supervisor

Doutor Eng^o. Adolfo Condo

Maputo, _____ de 2022



UNIVERSIDADE EDUARDO MONDLANE
FACULDADE DE ENGENHARIA

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA

TERMO DE ENTREGA DO RELATÓRIO DE TRABALHO DE LICENCIATURA

Declaro que o estudante número 20176316, entregou no dia __ de _____ de 2022 às 3 cópias do seu relatório de trabalho de licenciatura, intitulado Estudo da Aplicabilidade da Mistura de Gás Natural e Hidrogénio para a Geração de Energia na Central Termoelétrica de Maputo, no qual usou a Central Termoelétrica de Maputo como seu centro de pesquisa.

Maputo, _____ de 2022

O Chefe da Secretaria

DECLARAÇÃO DE HONRA

Declaro, sob palavra de honra, que o presente trabalho de licenciatura foi realizado por mim, com base nos recursos que no mesmo se fazem referência, e que o mesmo foi concebido como requisito para a obtenção do grau de Licenciatura em Engenharia Mecânica na Faculdade de Engenharia da Universidade Eduardo Mondlane.

Maputo, _____ de 2022

O Autor

Bergílio Flávio José Uanzu

*Dedico este trabalho á minha família, á família
Uanzu representada pelo nosso pai e chefe de família
Nordino José Uanzu e a minha parceira Tatiana
Nicola pelo apoio incondicional, pelo amor e
confiança que sempre depositaram em mim durante
todo o período de formação académica.*

Agradecimentos

Agradeço ao meu SENHOR por todas as bênçãos que tem derramado em minha vida e na vida de toda a família Uanzu.

Agradecer aos meus por me amarem e cuidarem de mim desde o meu primeiro suspiro na terra do meu SENHOR e criador.

Agradecer a cada membro da família Uanzu, em especial aos meus irmãos pelo seu suporte e contributo na minha formação como pessoa e na minha formação académica.

Agradecer a minha maior fonte de inspiração o Mestre Engenheiro e Gestor Nordino José Uanzu por ser um exemplo como pessoa e como pai, uma figura na qual eu me inspiro desde a minha infância.

Agradecer a minha mãe Elisa Jaime Simango Uanzu pela grande mulher que ela é, por ter criado e educado a mim e aos meus irmãos com cultura, princípios e valores que hoje fazem de nós pessoas com um forte potencial para contribuir de forma positiva para a sociedade.

Agradecer a minha parceira Tatiana Nicola pela mulher de tamanho coração e fé que ela se tornou, por contribuir com o seu amor paciente para o meu crescimento como homem e por me motivar a correr atrás dos meus sonhos.

Agradecer ao grupo supervisor, nomeadamente, o Mestre Engenheiro Mocomoque Domingos, o Doutor Engenheiro Adolfo Condo, o Engenheiro Elias Ventura Matsinhe e toda a equipe da Central Termoeléctrica de Maputo pela paciência e orientação para que esse trabalho se materializasse.

Agradecer aos meus colegas de curso em especial ao meu colega de estudos e grande amigo Imeldo Mércio Valentim pelo companheirismo e camaradagem.

Agradecer aos meus amigos Neil Lopes, Helton Germano, Valdmiro Bismarque, Éric Felipe e todos que não consegui mencionar mas que de forma directa ou indirecta contribuíram na minha formação.

Resumo

O aumento do efeito de retenção do calor que emana da superfície terrestre, em grande parte, é explicado pelas emissões dos gases de efeito estufa antropogénicos provenientes da queima de combustíveis fósseis desde a Revolução Industrial em meados do século XVIII. Os combustíveis fósseis são os meios de geração de energia mais utilizados na actualidade, no entanto, devido aos problemas ambientais associados a sua combustão, surge a necessidade de se encontrar fontes de energia mais limpas, e o hidrogénio começa a ser pesquisado globalmente como um grande concorrente a vector energético do futuro e possível sucessor dos combustíveis fósseis. Por outro lado, Moçambique tem estado a descobrir enormes quantidades de gás natural, tornando-se numa das maiores reservas mundiais. Ao mesmo tempo que enfrenta, de forma cíclica, eventos climáticos extremos, o que exige do governo acções concertadoras para a sua mitigação, como referiu o Presidente da República de Moçambique Felipe Jacinto Nyusi no seu discurso do dia 30 de Setembro de 2020, enfatizando a importância da implementação de um programa de transição energética, com fontes mais limpas e amigas do meio ambiente, estabelecendo a meta de se alcançar o aumento do contributo das energias renováveis para 20% na matriz energética nacional, até 2040, olhando para o elevado potencial de Moçambique para a geração de energias renováveis.

O presente trabalho propõe uma iniciativa pioneira para a descarbonização ou minimização das emissões inerentes à geração de energia eléctrica por meio da combustão do gás natural, tendo como campo de pesquisa ou estudo a Central Termoeléctrica de Maputo. O estudo visa analisar e fundamentar a aplicabilidade da mistura de gás natural e hidrogénio como combustível para a geração de energia na Central Termoeléctrica de Maputo sem modificar a sua planta ou estrutura original, buscando combinar a tendência global (hidrogénio) para a redução das emissões inerentes à queima de combustíveis fósseis e o recurso disponível (gás natural), não comprometendo o correcto funcionamento dos equipamentos da central ou a eficiência da sua planta.

O hidrogénio será produzido *in loco* (no lugar) por meio do processo de electrólise da água, usando a energia eólica (uma fonte renovável) como fonte primária, o que nos permitirá classificar o hidrogénio produzido como hidrogénio verde, que será armazenado e de seguida injectado na rede de gás da central de forma controlada. Na fase seguinte a mistura será direccionada até a câmara de combustão, onde irá queimar de forma contínua produzindo gás a alta temperatura e pressão, se expandindo na turbina para a produção de energia rotacional fornecida a um eixo de saída que por sua vez, por meio de um campo magnético induzido dentro do gerador, gera electricidade.

Palavras-chave: Energia eólica, turbinas a gás, gás natural, hidrogénio, combustão.

Abstract

The increase in the heat retention effect emanating from the earth's surface is largely explained by anthropogenic greenhouse gas emissions from the burning of fossil fuels since the Industrial Revolution in the mid-18th century. Fossil fuels are the most used means of energy generation today, however, due to the environmental problems associated with their combustion, there is a need to find cleaner energy sources, and hydrogen begins to be researched globally as a major source of energy competitor to the energy vector of the future and possible successor to fossil fuels. On the other hand, Mozambique has been discovering huge amounts of natural gas, making it one of the largest reserves in the world. At the same time that it cyclically faces extreme weather events, which requires concerted action by the government to mitigate them, as mentioned by the President of the Republic of Mozambique Filipe Jacinto Nyusi in his speech on 30 September 2020, emphasizing the importance of implementing an energy transition program, with cleaner and environmentally friendly sources, setting the goal of achieving an increase in the contribution of renewable energies to 20% in the national energy matrix, by 2040, looking at the high potential of Mozambique for the generation of renewable energy.

The present work proposes a pioneering initiative for the decarbonization or minimization of the emissions inherent to the generation of electric energy through the combustion of natural gas, having as field of research or study the Thermoelectric Power Plant of Maputo. The study aims to analyze and substantiate the applicability of the mixture of natural gas and hydrogen as a fuel for power generation at the Maputo Thermoelectric Power Station without modifying its original plant or structure, seeking to combine the global trend (hydrogen) to reduce inherent emissions of the burning of fossil fuels and the available resource (natural gas), without compromising the correct functioning of the plant's equipment or the efficiency of its plant.

Hydrogen will be produced *in situ* (in place) through the process of electrolysis of water, using wind energy (a renewable source) as the primary source, which will allow us to classify the hydrogen produced as green hydrogen, which will be stored and then injected into the plant's gas network in a controlled manner. In the next phase, the mixture will be directed to the combustion chamber, where it will burn continuously, producing gas at high temperature and pressure, expanding in the turbine to produce rotational energy supplied to an output shaft, which in turn, through an induced magnetic field inside the generator, generates electricity.

Keywords: Wind energy, gas turbines, natural gas, hydrogen, combustion.

Índice

Agradecimentos	i
Resumo	ii
Abstract	iii
Lista de Abreviaturas	viii
Lista de Símbolos	x
Lista de Figuras	xii
Lista de Ilustrações	xii
Lista de Tabelas	xiii
Capítulo I - Introdução	1
1. Introdução	1
1.1. Contextualização	1
1.2. Justificativa	2
1.3. Objectivos	3
1.3.1. Objectivo Geral	3
1.3.2. Objectivos Específicos	3
1.4. Metodologia	3
1.4.1. Revisão Bibliográfica	3
1.4.2. Recolha de Dados	4
1.4.3. Consulta ou Análise Documental	4
1.5. Organização do Trabalho	4
Capítulo II - Revisão Bibliográfica	6
2. Revisão Bibliográfica	6
2.1. Geração Termoeléctrica	6
2.1.1. Ciclos Térmicos de Potência	6
2.1.1.1. Ciclo de Potência a Vapor	6
2.1.1.2. Ciclo de Potência a Gás	8
2.1.1.3. Ciclo Combinado (Gás - Vapor)	10
2.2. Hidrogénio	10
2.2.1. Propriedades Físicas do Hidrogénio	11
2.2.2. Propriedades Químicas do Hidrogénio	12
2.2.3. Geração de Hidrogénio	12
2.2.4. Aplicações do Hidrogénio	13
2.2.5. Armazenamento do Hidrogénio	13
2.3. <i>Water Splitting</i> para a Obtenção de Hidrogénio	14
2.3.1. Eletrólise da Água	15

2.3.2.	Termodinâmica da Eletrólise da Água	15
2.4.	Recurso Eólico	17
2.4.1.	Disponibilidade do Recurso Eólico no Mundo.....	18
2.4.2.	Capacidade Instalada no Mundo	18
2.4.3.	Potencial Eólico de Moçambique	18
2.4.4.	Turbinas Eólicas ou Aerogeradores.....	19
2.4.5.	Processo de conversão de energia no Aerogerador	20
Capítulo III – Contextualização do Estudo.....		21
3.	Contextualização do Estudo	21
3.1.	Visão Geral da Central Termoelétrica de Maputo	21
3.2.	Consumo de Gás Natural e Geração de Energia Eléctrica na CTM	23
3.2.1.	Unidade Metro Cúbico Normal ou Normal Metro Cúbico.....	23
3.2.2.	Dados do Mapeamento do Consumo de Gás e Geração de Energia na CTM.....	24
Capítulo IV – Desenvolvimento do Estudo		27
4.	Desenvolvimento do Estudo.....	27
4.1.	Descrição Geral da Turbina a Gás LM6000 PF	27
4.1.1.	Princípio de Funcionamento da Turbina a Gás LM6000 PF	28
4.2.	Estudo Comparativo da Combustão do Gás Natural e do Gás Hidrogénio.....	28
4.2.1.	Análise dos Parâmetros do Metano e do Hidrogénio	29
4.2.2.	Combustão do Metano	31
4.2.3.	Combustão do Hidrogénio.....	31
4.3.	Emissões da Combustão em uma Turbina a Gás	32
4.3.1.	Emissões da Combustão do Gás Natural.....	32
4.3.2.	Emissões da Combustão do Hidrogénio	32
4.4.	Combustão da Mistura do H ₂ e do GN em uma Turbina a Gás.....	33
4.4.1.	Verificação dos Resultados Obtidos nos Experimentos das Literaturas	33
4.4.2.	Turbinas Convencionais Modificadas	41
4.4.3.	Sistemas de Combustão das Turbinas a Gás	42
4.4.3.1.	Sistemas de Difusão	42
4.4.3.2.	Sistemas de Pré-mistura Enxuta	43
4.4.4.	Riscos da Queima do H ₂ no Combustor de uma Turbina a Gás	43
4.5.	Combustão da Mistura do H ₂ e do GN na Turbina LM6000 PF da CTM.....	45
4.5.1.	Análise da Combustão da Mistura do H ₂ e do GN na Turbina LM6000 PF da CTM.....	45
4.5.2.	Determinação do Teor Ideal de H ₂ na Mistura.....	47
4.5.3.	Impacto do Teor de H ₂ Proposto nos Componentes da Turbina LM6000 PF	48
4.5.4.	Impacto do Teor de H ₂ Proposto na Redução das Emissões de CO ₂	49

4.5.5.	Impacto do Teor de H ₂ Proposto na Eficiência Térmica e na Potência.....	50
4.6.	Sistema de Produção e Injecção de H ₂ na Rede de GN da CTM	50
4.6.1.	Escolha do Electrolisador	50
4.6.2.	Sistema de Fornecimento de Água para os Electrolisadores.....	51
4.6.3.	Parque Eólico para alimentar os Electrolisadores	52
4.6.3.1.	Escolha da Turbina Eólica.....	53
4.6.3.2.	Análise da Turbina Enercon E-138 EP3	53
4.6.4.	Sistema de Condução do Gás ou Gasodutos	55
4.6.4.1.	Descrição do Sistema da Rede de Gás da CTM.....	57
4.6.4.2.	Impacto do Teor de H ₂ Proposto no Gasoduto da CTM.....	57
4.6.5.	Medidas de Precaução Com H ₂	58
4.7.	Funcionamento Geral da Nova Instalação de Produção.....	59
Capítulo V – Avaliação Económica da Inclusão da Nova Instalação de Produção.....		60
5.	Avaliação Económica da Inclusão da Nova Instalação de Produção.....	60
5.1.	Avaliação dos Consumos Energéticos.....	60
5.2.	Custos da Aquisição do Equipamento	60
5.3.	Receitas com a Comercialização dos Excessos de H ₂ e do O ₂ Produzido	60
5.4.	Redução do Pagamento de Cotas da Emissão do CO ₂	61
5.5.	Avaliação dos Custos Face as Receitas	61
Capítulo VI – Conclusões e Recomendações.....		76
6.	Conclusões e Recomendações	63
6.1.	Conclusões.....	63
6.2.	Recomendações.....	64
7.	Bibliografia	65
7.1.	Referências Bibliográficas	65
7.2.	Outra Bibliografia Consultada.....	68
Anexos		
Anexo 1 – Propriedades do Hidrogénio.....		A1.1
Anexo 2 – Recurso Eólico no Mundo.....		A2.2
Anexo 3 – Especificações das Turbinas Aeroderivadas LM6000 da General Electric		A3.3
Anexo 4 – Imagem da turbina LM6000 PF da CTM em Manutenção.....		A4.6
Anexo 5 – Propriedades do Gás Fornecido a Central Termoeléctrica de Maputo pela MGC....		A5.6
Anexo 6 – Calor específico de vários gases perfeitos em função da temperatura		A6.7
Anexo 7 – Leitura do consumo de gás natural da CTM pelo DCS da sala de controlo.....		A7.8

Anexo 8 – Catálogo do electrolisador DQ500.....	A8.9
Anexo 9 – Planta do sistema de abastecimento de água da CTM.....	A9.11
Anexo 10 – Especificações da Turbina Enercon E-138 EP3.....	A10.12
Anexo 11 – Região proposta para Instalação da nova unidade de Produção na CTM	A11.15
Anexo 12 – Propriedades mecânicas para Tubos de Aço	A12.16
Anexo 13 – Elementos de Controlo do Sistema da nova Instalação Proposta	A13.17
Anexo 14 – Tabela dos valores do expoente de Hellmann em função da rugosidade.....	A14.21
Anexo 15 –Gráfico de Factor de Compressibilidade de Gases.....	A15.21
Anexo 16 –Compressor de Pistão de funcionamento à seco para o gás Hidrogénio.....	A16.22
Anexo 17 – Compressor de Pistão de funcionamento à seco para o gás Oxigénio.....	A17.22
Anexo 18 – Perfil dos Grupos Geradores da Central.....	A18.23

Desenhos Anexos

DEMA.TL.2022.01. Desenho da planta da nova instalação de Produção.....	Folha A1
DEMA.TL.2022.02. Desenho do conjunto dos grupos electrolisadores.....	Folha A3
DEMA.TL.2022.03. Desenho dos reservatórios.....	Folha A1 (4xA3)
DEMA.TL.2022.04. Desenho do gráfico do fluxo da instalação do electrolisador alimentado pela energia eólica do novo parque da CTM.....	Folha A1
DEMA.TL.2022.05. Desenho do diagrama eléctrico unifilar das turbinas que alimentam os grupos electrolisadores da nova instalação da CTM.....	Folha A3

Lista de Abreviaturas

CF – Combustíveis Fósseis

GEE – Gases de Efeito Estufa

GN – Gás Natural

H2 – Gás Hidrogénio

HL2 – Hidrogénio Líquido

LE – Limite de Explosividade

CO2 – Dióxido de Carbono

CTM – Central Termoelétrica de Maputo

MGC – Matola Gás Company

ER – Energias Renováveis

UNFCCC – United Nations Framework Convention on Climate Change

UN – United Nations/ONU – Organização das Nações Unidas

NDC – Nationally Determined Contributions

COP – Conferência das Partes

FPNR – Fonte Primária Não Renovável

FPR – Fonte Primária Renovável

SI – Sistema Internacional

EDM – Electricidade de Moçambique

JICA – Japan International Cooperation Agency

GE – General Electric

TG – Turbina a Gás/GTG – Gas Turbine Generator

TV – Turbina a Vapor/Steam Turbine Generator

CRCGV – Caldeiras de Recuperação de Calor e Geração de Vapor/HRSG – Heat Recovery Steam Generator

ACC – Air Cooled Condenser

SPRINT – Spray Intercooling

DLE – Dry Low Emission

GR – Gás Renovável

VIGV – Variable Inlet Guide Vane Assembly

CBP – Compressor de Baixa Pressão

CAP – Compressor de Alta Pressão

TAP – Turbina de Alta Pressão

TBP – Turbina de baixa Pressão

AGB – Accessory Gearbox Assembly

RBP – Rotor de Baixa Pressão

RAP – Rotor de Alta Pressão

VBV – Variable Bypass Valves

VSVs – Variable Stator Vanes

CRF – Compressor Rear Frame

TBC – Thermal Barrier Coating

TRF – Turbine Rear Frame

TGB – Transfer Gearbox

LHV – Low Heat Value

HHV – High Heat Value

CO – Monóxido de Carbono

NO_x – Óxido de Nitrogénio

NO – Óxido Nítrico

NO₂ – Dióxido de Nitrogénio

O₂ – Oxigénio

Lista de Símbolos

Símbolo	Descrição	Unidade
<i>A</i>	Área	m^2
<i>C_p</i>	Calor Específico	$kJ/kg^{\circ}C$
<i>d</i>	Diâmetro	m
<i>e</i>	Energia Total com base em uma unidade de masa	kJ/kg
<i>E</i>	Energia	kJ ou kWh
<i>F</i>	Constante de Faraday	cal/V
<i>G</i>	Energia Livre de Gibs	$kcal/kg^{\circ}C$
<i>I</i>	Intensidade da Corrente	A
<i>I_W</i>	Índice de Wobbe	MJ/m^3
<i>H</i>	Altura	m
<i>h</i>	Entalpia	$kcal/kg$
<i>L</i>	Comprimento	m
<i>m</i>	Massa	kg
<i>ḡ</i>	Taxa de Variação da Massa	kg
<i>P</i>	Pressão	kPa
<i>Pot</i>	Potência	kW
<i>Q</i>	Quantidade de Calor	kJ
<i>Q̇</i>	Vazão	m^3/s ou Nm^3/h
<i>R</i>	Resistência	Ω
<i>RAC</i>	Relação Ar - Combustível	$Kmol_{ar}/Kmol_{Comb}$

S	Entropia	$kcal/kg^{\circ}K$
T	Temperatura	$^{\circ} K$ ou $^{\circ} C$
t	Tempo	s ou h
U	Tensão	kV
V	Volume	m^3
v	Velocidade	m/s
W	Trabalho	kJ
ω_r	Velocidade Rotacional	kJ
ρ	Massa Específica	kg/m^3
f_0	Dosagem	kg_{comb}/kg_{ar}
φ_0	Dosagem	Nm^3_{comb}/Nm^3_{ar}
ζ	Eficiência da Combustão	%
λ	Coefficiente de Excesso de Ar	
α	Exponente de Hellmann	
COP	Coefficiente de Desempenho	
η	Rendimento	
Z	Factor de Compressibilidade	

Lista de Figuras

Figura 2.1: Representação Esquemática (a) e Diagrama T-s (b) do Ciclo de Rankine simples ideal.....	7
Figura 2.2: Representação Esquemática do ciclo aberto (a) e do ciclo fechado (b) para o ciclo ideal de Brayton.....	8
Figura 2.3: Diagramas P-v (a) e T-s (b) para o ciclo ideal de Brayton.....	9
Figura 2.4: Representação Esquemática (a) e Diagrama T-s (b) do Ciclo Combinado gás-vapor...10	
Figura 2.5: Esquema do funcionamento da electrólise da água.....	15
Figura 2.6: Horas médias de Produção Anual (média por Província ou País).....	19
Figura 2.7: Desenho esquemático de uma turbina eólica moderna.....	20
Figura 3.1: Localização Da Central Termoeléctrica de Maputo.....	21
Figura 3.2: Esquema do ciclo de potência da CTM.....	22
Figura 4.1: Desenho do modelo LM da General Electric.....	27
Figura 4.2: Curva Característica de um Compressor para uma velocidade de rotação Constante..	35
Figura 4.3: Esquema de um sistema de difusão.....	43
Figura 4.4: Esquema de um sistema de pré-mistura enxuta.....	43
Figura 4.5: Ocorrência do fenómeno de Flashback.....	44
Figura 4.6: Imagem dos danos no bico de combustível da turbina a gás devido a um evento de retenção de chama.....	44
Figura 4.7: Desenho demonstrativo do ponto d injeção do H ₂ na conduta do GN da CTM.....	56

Lista de Ilustrações

Ilustração 3.1: Representação gráfica dos dados do mapeamento da potência gerada pela planta da CTM.....	26
Ilustração 4.1: Aumento do poder calorífico com o aumento da quantidade de H ₂ na mistura.....	40
Ilustração 4.2: Composição dos gases produtos de escape da combustão da mistura do H ₂ com o CH ₄	41
Ilustração 4.3: Variação da temperatura de combustão da mistura do H ₂ com o gás natural.....	46

Ilustração 4.4: Capacidade de hidrogénio das turbinas a gás da GE.....	47
Ilustração 4.5: Impacto da mistura do hidrogénio com o gás natural nas emissões de CO_2 na planta da CTM.....	52
Ilustração 4.6: Velocidade média do vento ao longo do ano nas margens do Estuário de Maputo à uma altura de 10 m acima do solo.....	52
Ilustração 4.7: Curva de Potência da Turbina Enercon E-138 EP3.....	63
Ilustração 5.1: Gráfico de amortização do investimento inicial.....	62

Lista de Tabelas

Tabela 3.1: Potência Gerada na planta em cada período do dia 16.05.22.....	24
Tabela 3.2: Horas de funcionamento dos grupos geradores e potência gerada na planta até o dia 16.05.22.....	25
Tabela 3.3: Quantidade de Gás Natural Consumido pela CTM até o dia 16.05.22.....	25
Tabela 3.4: Potência Gerada na planta em cada período do dia 22.05.22.....	25
Tabela 3.5: Horas de funcionamento dos grupos geradores e potência gerada na planta até o dia 22.05.22.....	26
Tabela 3.6: Quantidade de Gás Natural Consumido pela CTM até o dia 22.05.22.....	26
Tabela 4.1: Comparação de algumas das propriedades do metano (CH_4) e do hidrogénio (H_2).....	29
Tabela 4.2: Propriedades do Ar.....	33
Tabela 4.3: Cálculos dos parâmetros com a variação da participação do H_2 na mistura.....	37
Tabela 4.4: Valores obtidos para os calores específicos partido do volume e partindo da massa.....	39
Tabela 4.5: Poder calorífico da Mistura de CH_4 e H_2 com base nas diferentes percentagens de H_2	39
Tabela 4.6: Composição dos gases de escape, dependendo do volume de participação do H_2	40
Tabela 4.7: Combustão da Mistura do H_2 e do GN na câmara da Turbina LM6000 PF.....	46
Tabela 5.1: Avaliação dos consumos energéticos na nova instalação de produção.....	60
Tabela 5.2: Custos da aquisição do equipamento da nova instalação de produção.....	6
Tabela 5.3: Descrição das receitas com a comercialização dos excedentes de H_2 e O_2	61
Tabela 5.4: Pagamento de cotas da emissão de CO_2	61
Tabela 5.5: Avaliação dos custos face as receitas.....	61
Tabela 5.6: Amortização do Investimento Inicial.....	62

Capítulo I - Introdução

1. Introdução

1.1. Contextualização

Os combustíveis fósseis (CF) são os meios de geração de energia mais utilizados actualmente. Eles incluem o petróleo e seus derivados, o gás natural, o xisto e o carvão mineral. Todos esses combustíveis foram gerados há milhões de anos pela decomposição de seres vivos, animais e/ou vegetais. No entanto, esses combustíveis vêm trazendo uma série de problemas ambientais em virtude dos gases poluentes que libertam na atmosfera no momento da sua combustão, colocando em risco o ecossistema terrestre. O aumento do efeito de retenção do calor que emana da superfície terrestre, em grande parte é explicado pelas emissões dos gases de efeito estufa (GEE) antropogénicos provenientes da queima de CF desde a Revolução industrial em meados do século XVIII. É neste contexto, com a preocupação global em relação ao aquecimento da terra, que surge a necessidade de se encontrar fontes de energias mais limpas, e o hidrogénio começa a ser pesquisado como o grande sucessor dos CF. O hidrogénio é o elemento mais básico e abundante na natureza, e a sua combustão é totalmente limpa, vantagens que o tornam num grande concorrente a vector energético do futuro.

Por outro lado, Moçambique tem estado a descobrir enormes quantidades de gás natural (GN), que tornam o país numa das maiores reservas mundiais deste recurso. Sendo deste modo, o GN um dos principais recursos naturais que impulsionam a economia moçambicana. O GN mesmo sendo o mais limpo dos CF, não deixa de ser um CF. E claro que, a pressão ambiental e as metas de descarbonização tornaram o período de vida do GN curto, talvez até, mais limitado do que aquilo que estaria previsto.

O sector de geração de energia eléctrica é um dos grandes responsáveis pela emissão dos GEE para a atmosfera, não só de dióxido de carbono como outros poluentes. As centrais a gás de ciclo combinado, que actualmente são as mais populares em sistemas eléctricos de vários países, por oferecerem altas eficiências energéticas e reduções de emissões gasosas comparativamente às centrais convencionais, também contribuem, mesmo assim, elevadamente na emissão de GEE, o que torna de extrema importância a adopção de medidas que promovam a minimização dessas emissões, sem comprometer o correcto funcionamento dos equipamentos e a sua eficiência energética.

O presente trabalho visa fundamentalmente o estudo da aplicabilidade da mistura de gás natural e hidrogénio como combustível para a geração de energia na Central Termoeléctrica de Maputo (CTM), sem alterações significativas na planta ou infra-estrutura original.

1.2. Justificativa

No dia 30 de Setembro de 2020 o Presidente da República de Moçambique Felipe Jacinto Nyusi enfatizou o compromisso do seu executivo com o desenvolvimento de infra-estruturas de produção de energias renováveis (ER), quando discursava no acto de lançamento do primeiro leilão do projecto de geração de energias limpas no país. Prosseguiu afirmando que a aposta nas ER poderá assegurar a transformação e o desenvolvimento industrial, do sector de agro-processamento, aquacultura e aumento ao acesso energético a mais famílias. Assegurou também estar claramente identificado o sol como a fonte de energia mais abundante do país, e terem sido identificados 16 locais com elevado potencial eólico no centro e sul do país. O Presidente deixou ficar também a meta de Moçambique alcançar o aumento do contributo das energias renováveis para 20% na matriz energética nacional, até 2040.

A *United Nations Framework Convention on Climate Change* (UNFCCC) convocou os países-membros da *United Nations* (UN) ou Organização das Nações Unidas (ONU) em português, à fazer a primeira revisão oficial das suas *Nationally Determined Contributions* (NDC) na 26^a conferência das partes (COP26), realizada na cidade de Glasgow, na Escócia, entre 1 e 12 de Novembro de 2021. A conferência incluiu também a 15^a reunião das partes do Protocolo de Quioto e a 2^a reunião das partes do Acordo de Paris. As NDC se referem às metas que cada nação pretende alcançar em termos de redução das emissões de GEE, estipuladas voluntariamente e incrementadas a cada cinco anos desde a conferência das partes de 2015, realizada em Paris.

O até então, Primeiro-Ministro da República de Moçambique Carlos Agostinho do Rosário reafirmou no painel de alto nível, inserido na COP26 em Glasgow, o compromisso de Moçambique trabalhar colectivamente na definição de acções concretas e eficazes para a mitigação dos efeitos das mudanças climáticas. Lembrou ainda que Moçambique está na rota de eventos climáticos extremos e que se registam de forma cíclica, tal é o caso de ciclones, cheias, inundações e seca, o que exige do governo acções concertadas para a sua mitigação. Destacou também que Moçambique tem ainda como prioridade a implementação de um programa de transição energética, com fontes mais limpas e amigas do ambiente.

O presente trabalho é importante como parte do programa de transição energética e por possibilitar o acompanhamento da principal tendência energética mundial da actualidade.

1.3. Objectivos

1.3.1. Objectivo Geral

Realizar o estudo da aplicabilidade da mistura do gás natural e do gás hidrogénio como combustível para a geração de energia na Central Termoeléctrica de Maputo (sem alterações significativas na planta ou infra-estrutura original).

1.3.2. Objectivos Específicos

Para se alcançar o objectivo geral foram definidos os seguintes objectivos específicos:

- Estudar de forma comparativa a combustão do gás natural e do gás hidrogénio em turbinas;
- Determinar as quantidades óptimas e seguras do hidrogénio a ser misturado ao gás natural;
- Analisar o impacto da aplicação da mistura na planta da Central Termoeléctrica de Maputo;
- Projectar os sistemas de produção, armazenamento e injeção do hidrogénio na rede de gás.

1.4. Metodologia

Para a elaboração do presente trabalho e para o alcance dos objectivos acima definidos na sua íntegra, será necessário uma sequência de acções ou um conjunto ordenado de procedimentos (processos), que serão escolhidos, tomando como base principal os tipos de tarefas que serão realizadas e os resultados que se pretendem obter por meio delas. E para o alcance dos resultados que se esperam, é sabido que, a metodologia é a lógica geral da investigação ou do estudo que se pretende fazer.

1.4.1. Revisão Bibliográfica

A revisão bibliográfica consistirá na selecção, leitura e análise de trabalhos que abordam assuntos de interesse para o tema em causa. Consistirá também na consulta a diversas literaturas, artigos científicos actualizados, relatórios de trabalhos anteriores, sites disponíveis na internet, entre outros, de modo a se ter uma ideia mínima e/ou geral das tecnologias envolvidas em todos os sistemas que possibilitarão o alcance do objectivo geral.

Manuais e outros documentos de disciplinas leccionadas ao longo do curso, relacionadas à matérias de análise térmica, energética e estrutural foram considerados e de grande importância.

1.4.2. Recolha de Dados

Para a credibilidade dos resultados, a recolha de dados consistirá na realização de visitas as empresas *Matola Gas Company* - MGC (Maputo-Matola) e a Central Termoeléctrica de Maputo (Cidade de Maputo), que são as empresas envolvidas no caso de pesquisa ou estudo, de modo a se ter acesso a documentos internos relevantes para o trabalho e se conhecer aspectos importantes ligados às filosofias de funcionamento de todos os sistemas envolvidos, desde o tratamento do combustível GN até a geração eléctrica propriamente dita, pela central.

1.4.3. Consulta ou Análise Documental

A consulta ou análise documental consistirá na consulta de catálogos, desenhos e outros documentos internos das empresas, para se ter uma base de conhecimentos científicos, filosofias de funcionamento, de materiais e tecnológicos de todos os sistemas envolvidos no estudo, de modo a facilitar e dar credibilidade ao processo de projecção geral.

Consistirá também na análise dos dados recolhidos nas empresas envolvidas, com a supervisão do corpo docente orientador. Na realização de reuniões de orientação com o corpo docente para a análise dos diferentes procedimentos possíveis para o alcance do objectivo geral do projecto e a escolha dos que mais se adequam (escolha dos procedimentos mais viáveis) aos critérios a se definir.

O uso de *Softwares* (programas) para efeitos de cálculos, dimensionamentos e desenhos, também como o uso de material electrónico, como o computador, *flash*, cartão de memória, disco externo e o recurso à internet serão de grande importância para o armazenamento, simulação e processamento dos dados recolhidos e da informação.

1.5. Organização do Trabalho

O presente trabalho foi dividido seguindo a seguinte estrutura:

- **Capítulo I – Introdução**

Neste capítulo é feita a introdução do trabalho, sua contextualização, a justificativa, os objectivos do trabalho e a metodologia usada para a concepção do mesmo.

▪ **Capítulo II – Revisão Bibliográfica**

Neste capítulo é feito o desenvolvimento do trabalho ou investigação, abordando todos aspectos relevantes para o tema em causa de modo a colocar a fundamentação teórica do mesmo.

▪ **Capítulo III – Contextualização do Estudo**

Neste capítulo é descrito o estado actual do objecto do estudo ou investigação. É dado a conhecer o seu contexto actual antes do proposto.

▪ **Capítulo IV – Desenvolvimento, Análise e Discussão dos Resultados do Estudo**

Neste capítulo é analisada a tecnologia da mistura de hidrogénio com o gás natural e o seu potencial para dar início ao processo de transição energética ou de descarbonização do sector energético à base de gás natural de Moçambique, tendo como objecto de estudo e centro de pesquisa a Central Termoeléctrica de Maputo. É feita a projecção e o dimensionamento de todos os sistemas que possibilitam que se alcance o objectivo geral do trabalho, isto é, todos os cálculos e/ou simulações e todos os esboços necessários, que ilustram com clareza cada detalhe ou aspecto do projecto.

▪ **Capítulo V – Avaliação Económica da Inclusão da Nova Instalação de Produção**

Neste capítulo é feita avaliação económica para se verificar a viabilidade e/ou aplicabilidade do proposto pelos resultados da investigação ou estudo, com ênfase nos aspectos mais relevantes, que se reflectem nos custos e receitas.

▪ **Capítulo VII – Conclusões e Recomendações**

Neste capítulo é feito o balanço final da investigação. São apresentadas considerações e conclusões que respondam a cada um dos objectivos específicos do trabalho. São ainda apresentadas as dificuldades enfrentadas durante a concepção do mesmo, sugerindo por fim, algumas recomendações importantes para trabalhos futuros.

▪ **Capítulo VIII – Referências Bibliográficas**

Neste capítulo são mostradas as fontes usadas para a realização do presente trabalho.

Capítulo II - Revisão Bibliográfica

2. Revisão Bibliográfica

2.1. Geração Termoelétrica

A geração termoelétrica ou o processo fundamental de funcionamento das centrais termoelétricas está baseado na conversão de energia térmica em energia mecânica e desta em energia elétrica. A conversão de energia térmica em energia mecânica se dá através do uso de um fluido que produzirá trabalho no processo de expansão, em turbinas térmicas, seguida da conversão de energia mecânica em energia elétrica (corrente elétrica alternada), que se dá através do accionamento mecânico de um gerador elétrico acoplado ao eixo da turbina. Esta forma de geração de energia constitui a principal forma de produção de electricidade no mundo actualmente, representando cerca de 70% a 80% da produção mundial. Recursos energéticos, tais como, os derivados do petróleo, carvão mineral, gás natural, nucleares, biomassa, entre outros, são normalmente os combustíveis usados para gerar calor (energia térmica) nessa forma de geração.

2.1.1. Ciclos Térmicos de Potência

2.1.1.1. Ciclo de Potência a Vapor

Pode-se dizer que o ciclo de Carnot (desenvolvido em 1824 pelo físico francês Nicolas L. Sadi Carnot 1796-1832) é o ciclo mais eficiente que opera entre dois limites de temperatura especificados. Podendo ser natural que se encare o ciclo de Carnot como o provável ciclo ideal para as usinas de potência a vapor. Porém, o ciclo de Carnot não é o modelo adequado para os ciclos de potência a vapor pois não pode ser realizado na prática, podendo ser usado apenas como um ciclo teórico. No entanto, muitos dos problemas práticos associados ao ciclo de Carnot podem ser eliminados superaquecendo o vapor d'água na caldeira e condensando-o completamente no condensador [1]. Desse modo, o ciclo resultante é o ciclo de Rankine (desenvolvido pelo polímata escocês William John Macquorn Rankine 1820-1872), o ciclo ideal das usinas de potência a vapor.

▪ Ciclo de Rankine

O ciclo de Rankine ideal é um ciclo que não envolve nenhuma irreversibilidade interna e consiste apenas em quatro processos para a alteração das propriedades do fluido de trabalho (neste ciclo o fluido de trabalho é a água):

1-2 – Compressão isentrópica em uma bomba (processo de bombeamento para aumento da pressão “ $W_{\text{bomba,e}}$ ”);

2-3 – Fornecimento de calor à pressão constante em uma caldeira “ q_e ”;

3-4 – Expansão isentrópica (expansão do vapor em uma turbina “ $W_{turb,s}$ ”);

4-1 – Rejeição de calor à pressão constante em um condensador “ q_s ”.

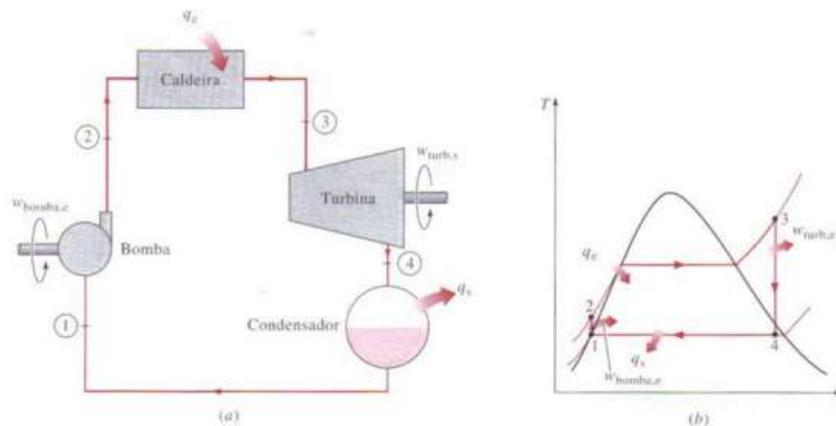


Figura 2.1: Representação Esquemática (a) e Diagrama T-s (b) do Ciclo de Rankine simples ideal.

Fonte: [1]

▪ Análise de Energia do Ciclo de Rankine Ideal

Todos os quatro componentes envolvidos no ciclo (a bomba, a caldeira, a turbina e o condensador) são dispositivos com escoamento em regime permanente, desse modo, todos os quatro processos que formam o ciclo de Rankine são analisados como processos com escoamento em regime permanente. As pequenas variações de energia cinética e potencial são desprezadas. Assim, a equação de energia por unidade de massa de vapor, se reduz a:

$$(q_e - q_s) + (w_e - w_s) = h_s - h_e \quad (kJ/kg) \quad (2.1)$$

A equação de conservação da energia aplicada a cada um dos quatro dispositivos do ciclo, é expressa como:

$$1) \text{ Bomba } (q = 0) \quad W_{bomba,e} = h_2 - h_1 \quad (2.2)$$

ou

$$W_{bomba,e} = v(P_2 - P_1) \quad (2.3)$$

Onde

$$h_1 = h_{lP_1} \quad \text{e} \quad v \cong v_1 = v_{lP_1} \quad (2.4)$$

$$2) \text{ Caldeira } (W = 0) \quad q_e = h_3 - h_2 \quad (2.5)$$

$$3) \text{ Turbina } (q = 0) \quad W_{turb,s} = h_3 - h_4 \quad (2.6)$$

$$4) \text{ Condensador } (W = 0) \quad q_s = h_4 - h_1 \quad (2.7)$$

A eficiência térmica do ciclo de Rankine fica determinada como:

$$\eta_t = \frac{W_{liq}}{q_e} = 1 - \frac{q_s}{q_e} \quad (2.8)$$

Onde

$$W_{liq} = q_e - q_s = W_{turb,s} - W_{bomba,e} \quad (2.9)$$

2.1.1.2. Ciclo de Potência a Gás

O ciclo de potência a gás, geralmente utilizado em centrais de geração termoelétrica para processos de compressão e expansão em maquinário rotativo, é o ciclo de Brayton (desenvolvido e proposto por volta dos anos 1870 para o uso no motor alternativo pelo engenheiro americano George Brayton 1830-1892), que é o ciclo ideal para as usinas de potência a gás [1].

▪ Ciclo de Brayton

O ciclo de Brayton ideal é um ciclo que descreve o aproveitamento da energia química contida num combustível para gerar energia mecânica através de uma turbina de potência. A eficiência do ciclo de Brayton nas turbinas a gás aumenta em função do aumento da temperatura. Contudo, esta situação só é possível de ser mantida se determinados componentes da turbina forem refrigerados. No geral, para garantir a refrigeração desses componentes utiliza-se uma parte do ar proveniente do compressor. O ciclo de Brayton consiste apenas em quatro processos internamente reversíveis. E as turbinas a gás deste ciclo, podem funcionar em dois tipos diferentes de circuito: o circuito do ciclo aberto e o circuito do ciclo fechado.

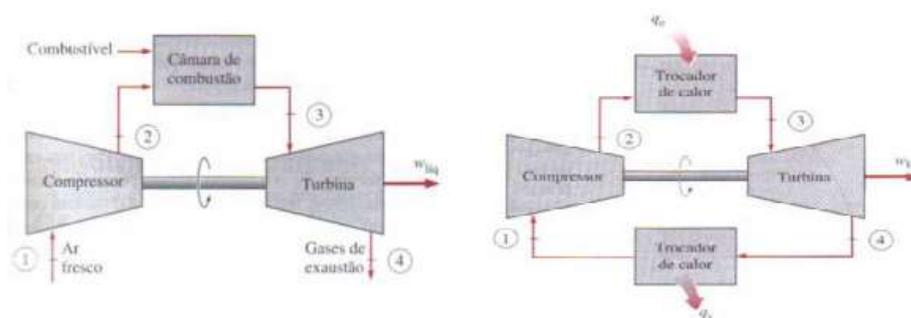


Figura 2.2: Representação Esquemática do ciclo aberto (a) e do ciclo fechado (b) para o ciclo ideal de Brayton.

Fonte: [1]

1-2 – Compressão isentrópica em um compressor (entrada do ar no compressor com a temperatura e pressão ambiente, onde é comprimido, aumentando a sua temperatura e pressão inicial);

2-3 – Fornecimento de calor à pressão constante (Combustão da mistura ar/combustível que resulta no aumento da temperatura e da pressão);

3-4 – Expansão isentrópica (expansão dos gases de combustão em uma turbina);

4-1 – Rejeição de calor à pressão constante.

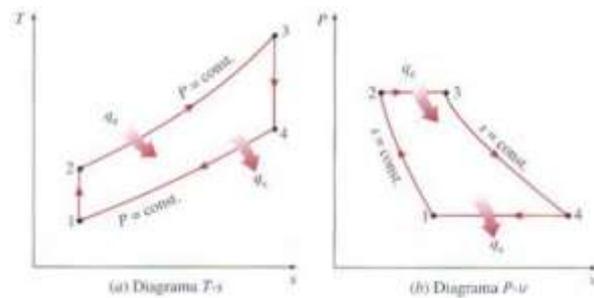


Figura 2.3: Diagramas P-v (a) e T-s (b) para o ciclo ideal de Brayton.

Fonte: [1]

▪ Análise de Energia do Ciclo Ideal de Brayton

Todos os quatro processos do ciclo de Brayton são executados em dispositivos com escoamento em regime permanente e, portanto, devem ser analisados como processos com escoamento em regime permanente. As pequenas variações de energia cinética e potencial são desprezadas. Assim, a equação de energia por unidade de massa de vapor, se reduz a:

$$(q_e - q_s) + (w_e - w_s) = h_s - h_e \quad (\text{kJ/kg}) \quad (2.10)$$

As quantidades de calor transferido para o fluido de trabalho:

$$q_e = h_3 - h_2 = C_p(T_3 - T_2) \quad (2.11a)$$

$$\text{e } q_s = h_4 - h_1 = C_p(T_4 - T_1) \quad (2.11b)$$

A eficiência térmica do ciclo de Brayton ideal segundo as hipóteses do padrão a ar torna-se:

$$\eta_{t,Brayton} = \frac{W_{liq}}{q_e} = 1 - \frac{q_s}{q_e} = 1 - \frac{C_p(T_4 - T_1)}{C_p(T_3 - T_2)} = 1 - \frac{T_1 \left(\frac{T_4}{T_1} - 1 \right)}{T_2 \left(\frac{T_3}{T_2} - 1 \right)}$$

Os processos 1-2 e 3-4 são isentrópicos e $P_2 = P_3$ e $P_4 = P_1$, assim:

$$\frac{T_2}{T_1} = \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{(k-1)/k} = \left(\frac{P_3}{P_4} \right)^{(k-1)/k} = \frac{T_3}{T_4}$$

Substituindo essas quantidades na equação para eficiência térmica e simplificando, temos:

$$\eta_{t,Brayton} = 1 - \frac{1}{r_p^{(k-1)/k}} \quad (2.12)$$

Onde:

$$r_p = \frac{P_2}{P_1} \quad (2.13)$$

Sendo r_p a razão de pressão e k a razão dos calores específicos. E a equação da eficiência mostra que, sob as hipóteses do padrão de ar frio, a eficiência térmica de um ciclo de Brayton ideal depende da razão de pressão da turbina a gás e da razão dos calores específicos do fluido de trabalho. E a eficiência aumenta com esses parâmetros, o que se verifica nas turbinas a gás reais.

2.1.1.3. Ciclo Combinado (Gás - Vapor)

O ciclo combinado surge num contexto em que se busca altas eficiências térmicas por meio de modificações nas usinas convencionais. Essa modificação (ciclo combinado) consiste num ciclo térmico de potência que une dois ciclos térmicos de potência diferentes, de tal forma que, parte da energia descarregada através de calor de um dos ciclos é usada parcial ou integralmente pelo outro ciclo. O ciclo combinado de maior interesse é o que combina o ciclo de potência a gás (Brayton) no topo de um ciclo de potência a vapor (Rankine), tornando-se num ciclo combinado gás-vapor com uma eficiência térmica maior do que qualquer um dos dois ciclos quando analisados individualmente [5].

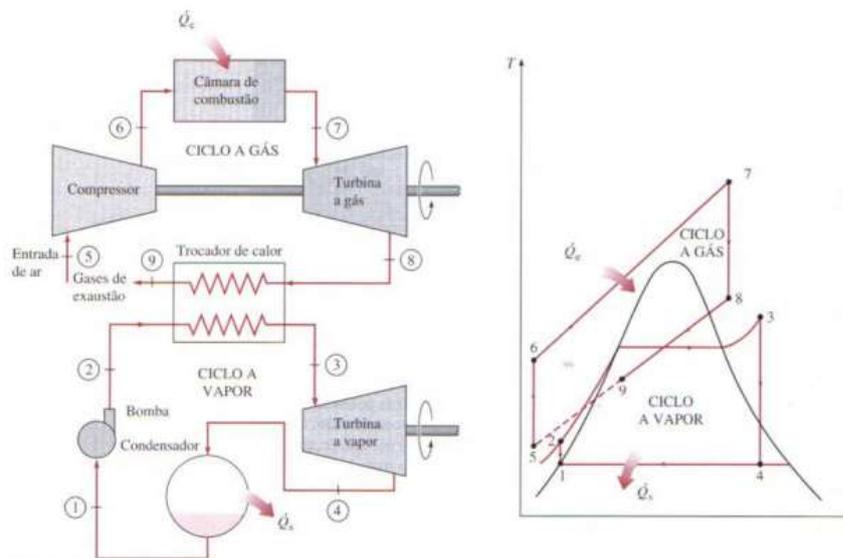


Figura 2. 4: Representação Esquemática (a) e Diagrama T-s (b) do Ciclo Combinado gás-vapor.

Fonte: [1]

2.2. Hidrogénio

O hidrogénio é o mais simples e mais comum elemento de todo o universo (compõe 75% da sua massa, e 90% de todas as suas moléculas). No seu estado natural e sob condições normais, o

hidrogénio (H₂) é um gás incolor, inodoro e insípido. É um elemento químico largamente encontrado na água, no ar, nos seres vivos, no petróleo e, para ter um aproveitamento como fonte de energia eficiente, deve estar na forma pura gasosa (H₂) ou líquida (HL₂). O hidrogénio molecular existe naturalmente na forma de dois átomos de hidrogénio ligados pelo compartilhamento de electrões (ligação co-valente). Cada átomo é composto por um protão e um electrão. Como o hidrogénio tem densidade de 1/14 em relação ao ar, alguns cientistas acreditam que este elemento é a fonte de todos os demais, por processos de fusão nuclear [9].

2.2.1. Propriedades Físicas do Hidrogénio

▪ Gás Hidrogénio (H₂)

O gás hidrogénio (H₂) é o mais leve de todos os gases (densidade 84 g/m³ a uma temperatura de 15°C e 1 bar). O H₂ é armazenado em garrafas ou tanques à temperatura ambiente sob alta pressão (até 300 bar) ou é armazenado e transportado praticamente sem pressão na forma de hidrogénio líquido criogénico em recipientes isolados. Ao contrário do que acontece com outros gases, uma libertação da pressão do hidrogénio a uma temperatura normal resulta num ligeiro aumento da temperatura. A temperatura sobe de 20 para 25°C quando a pressão desce de 175 para 1 bar. Este aumento de temperatura não é suficiente para provocar a ignição espontânea do hidrogénio libertado, já que a temperatura de ignição é de aproximadamente 600°C [12].

▪ Hidrogénio Líquido (HL₂)

O hidrogénio líquido (HL₂) é um líquido muito leve (densidade 70 g/litro a uma temperatura de -253°C). O HL₂ evapora muito rapidamente a uma temperatura normal, produzindo cerca de 845 litros de gás de hidrogénio (H₂) a partir de 1 litro de HL₂. Imediatamente após a evaporação, o H₂ continua muito frio e tem aproximadamente o mesmo peso que o ar. É por isso que se espalha praticamente só na horizontal. Contudo, aquece muito rapidamente. A sua densidade é continuamente reduzida e expande-se para cima. À temperatura do HL₂, todos os líquidos e gases, à excepção do hélio, são sólidos. É por este motivo que todas as restantes substâncias têm de ser mantidas afastadas das instalações de HL₂. A baixa temperatura do HL₂ faz com que o ar atmosférico condense no exterior dos elementos da instalação que não forem correctamente isolados. Através da evaporação parcial do azoto, o ar líquido tornar-se-ia rico em oxigénio e, quando entrasse em contacto com substâncias combustíveis, actuaría como agente incendiário [12].

2.2.2. Propriedades Químicas do Hidrogénio

O hidrogénio, quando combinado com o ar ou com o oxigénio e depois deflagrado, arde até ser reduzido a água. O hidrogénio também pode reagir com outros agentes existentes, por exemplo, o cloro ou o óxido nitroso. Quando o hidrogénio é combinado com um agente oxidante e depois deflagrado, o processo de queima pode ser explosivo. Se este processo ocorrer numa sala/zona fechada, pode dar-se um aumento súbito da pressão que pode ser muito destrutivo devido ao calor gerado. Os níveis de concentração aos quais o hidrogénio pode reagir com o ar sob uma pressão e uma temperatura normais são, comparativamente a outros gases combustíveis, muito díspares.

As misturas de hidrogénio/ar são deflagradas através de fontes de ignição que contêm muito pouca energia. A quantidade mínima de energia necessária para deflagrar o hidrogénio é 0,019 mJ, apenas 1/10 da energia necessária para deflagrar o propano. E a chama do hidrogénio é muito pálida e não é possível ser vista sob uma luz solar intensa. Obviamente, o HL₂ tem as mesmas propriedades químicas que o H₂. Contudo, a capacidade para reagir com o oxigénio é ligeiramente reduzida devido à sua baixa temperatura.

2.2.3. Geração de Hidrogénio

O hidrogénio dificilmente aparece na natureza de forma isolada, é mais comum que sua existência se dê em combinação com outros elementos químicos (como por exemplo, oxigénio, nitrogénio e carbono). Desse modo, é necessária a realização de processos físicos ou químicos para separá-lo e permitir seu uso como fonte de energia, na sua forma molecular (H₂). As principais fontes para a extracção do hidrogénio são: o gás natural, o etanol, o metanol, a água, biomassa, metano, algas, bactérias, gasolina e gasóleo.

Estudo recente da *Florence School of Regulation* identificou, em dados de janeiro de 2021, vinte e duas tecnologias capazes de produzir hidrogénio, das quais pelo menos treze poderiam funcionar como energia renovável, a despeito de nem todas serem economicamente viáveis [13]. Dentre elas, há três rotulagens mais comuns, as quais identificam a forma de obtenção do hidrogénio: verde, cinza e azul.

- **Hidrogénio Verde** – É aquele que é produzido mediante uso de electricidade obtida de energias renováveis (como por exemplo, parques eólicos, solares) para impulsionar a electrólise da água [13], sendo a alternativa mais limpa de obtenção, por ser livre de emissões;

- **Hidrogénio Cinza** – É aquele que é produzido a partir de gás fóssil, com emissão de CO₂ na atmosfera [13], como a reforma do metano a vapor que é a principal forma de produção utilizada actualmente;
- **Hidrogénio Azul** – É aquele cuja produção é baseada em CF com captura, utilização e armazenamento de carbono da expressão em inglês *carbon capture and storage* (CCS) [13]. É também conhecido como *gás descarbonizado* ou *de baixo carbono* em razão da captura de CO₂ com o CCS.

Para além dessas três classificações, é possível listar o hidrogénio turquesa, produzido a partir de gás fóssil com o emprego da tecnologia de pirólise de metano fundido, que gera também carbono sólido, e por fim, pode-se listar o hidrogénio castanho, gerado através da gaseificação de carvão.

2.2.4. Aplicações do Hidrogénio

O hidrogénio para além de seu uso como matéria-prima, pode ser empregado para diversos usos como: mobilidade, residencial, energia e indústria.

No que diz respeito à mobilidade, há cinco principais modais de transporte que poderiam se beneficiar do uso do hidrogénio como combustível energético: rodoviário de passageiros, rodoviário de carga, ferroviário, marítimo e aeroportuário. O uso doméstico pode ser favorecido com o aquecimento residencial e da água, por exemplo, em que o hidrogénio seria transportado misturado à rede já existente de gás ou por meio de uma infra-estrutura específica. O hidrogénio pode também ser utilizado para gerar electricidade, mediante armazenamento e geração por meio de turbinas de gás ou células de combustível à base de hidrogénio. Por fim, o uso industrial requer o hidrogénio para produzir vapor de alta temperatura, para fabricação de produtos não energéticos (como por exemplo, amónia, plástico) e combustíveis sintéticos, para tratamento de materiais siderúrgicos, dentre outros. [13]

2.2.5. Armazenamento do Hidrogénio

Os principais meios de armazenamento do hidrogénio são:

- 1) **Reservatórios de gás comprimido:** Esta tecnologia está actualmente disponível nomeadamente sob a forma de cilindros (botijas) ou tanques sobre pressão, sendo um método de armazenamento directo amplamente usado quando são necessárias pequenas quantidades de hidrogénio. A pressão de compressão do hidrogénio pode andar entre 200 e 250 bar para tanques de armazenamento de 50 litros, normalmente de alumínio ou

carbono (grafite). Se for comprimido o H₂ para utilização em larga escala as pressões podem atingir os 500-600 bar, aumentando a densidade do armazenamento à medida que a pressão aumenta. Este é o armazenamento preferencial para transporte até cerca de 300 Km do local de produção, já que o custo de armazenamento é menor, e portanto compensa o custo do transporte em relação ao transporte liquefeito [12].

- 2) **Reservatórios para hidrogénio líquido:** O H₂ é um gás à temperatura ambiente e à pressão atmosférica, com uma forte diminuição da temperatura pode condensar-se, passando para o estado líquido (HL₂). Com o HL₂ consegue-se armazenar uma quantidade maior de hidrogénio por unidade de volume, bem como, facilitar o seu transporte (fornecimento em maiores quantidades). Por exemplo, um único tanque de transporte de HL₂ consegue ultrapassar os 10 tanques necessários para transportar a mesma quantidade de hidrogénio na forma gasosa (H₂). No entanto, a energia requerida para a armazenagem e transporte do HL₂ é maior do que para o H₂. Sugere-se que o transporte de hidrogénio deve ser efectuado na forma liquefeita, sendo o hidrogénio posteriormente armazenado na estação de abastecimento em tanques subterrâneos (como acontece com a gasolina) [12].

Para além desses dois meios de armazenamento do hidrogénio, podemos listar outros meios como o armazenamento por meio hidretos metálicos (alta e baixa temperatura), o armazenamento por meio de nanotubos, o armazenamento por meio de micro-esferas e o armazenamento químico (hidreto químico).

2.3. *Water Splitting* para a Obtenção de Hidrogénio

Uma forma de produzir hidrogénio é quebrando a molécula de água, pelo processo denominado de *Water splitting*, este que pode ser feito através de três formas:

- 1) **Electrólise da água** – é um processo que tem por base uma reacção de oxidação-redução, endotérmica, que tem como objectivo a quebra da ligação da molécula da água dando origem aos subprodutos hidrogénio e oxigénio (rendimento 70-75%) [16,17];
- 2) **Decomposição térmica** – é um processo análogo ao da electrólise em que a única diferença consiste na utilização de altas temperaturas (700-1000°C) ao invés de electricidade para quebrar a molécula da água (os rendimentos associados a este método não ultrapassam os 50%) [17];
- 3) **Fotoelectrólise da água** – é um processo que se baseia na utilização da radiação solar para provocar a reacção de *Water Splitting*. Este método envolve a utilização de materiais

semicondutores, nos eléctrodos, que absorvem a luz solar e assim desencadeiam a reacção da quebra da molécula de água. A energia mínima para que ocorra reacção de quebra da molécula da água é de 1,23 eV que corresponde, aproximadamente, a um comprimento de onda de 1000 nanómetros, correspondente à zona infravermelha do espectro de radiação solar [17].

2.3.1. Electrólise da Água

Na produção do hidrogénio, o processo particular que quebra a molécula da água em hidrogénio e oxigénio é denominado electrólise da água. A reacção desse processo é:

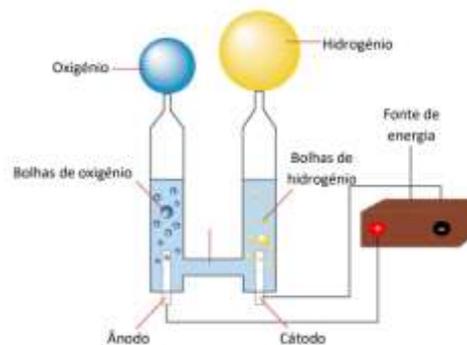
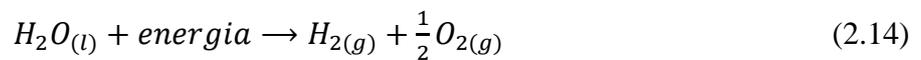


Figura 2.5: Esquema do funcionamento da electrólise da água

Fonte: Desenhado pelo autor

A energia absorvida no processo é convertida em calor nos eléctrodos e energia química na forma de hidrogénio e oxigénio gasosos. As reacções nos eléctrodos são descritas como:



Neste processo, a água é consumida e somente dois electrões estão envolvidos na dissociação de uma molécula da água.

2.3.2. Termodinâmica da Electrólise da Água

A primeira lei da termodinâmica para um sistema aberto [1]:

$$Q_e - W_{liq} = \Delta H \quad (2.17)$$

Onde a diferença de entalpia do sistema (ΔH) é igual à diferença entre o calor fornecido ao sistema (Q_e) e o trabalho líquido realizado (W_{liq}).

Como o único trabalho realizado é a energia eléctrica aplicada ao electrolisador, pode ser escrito como:

$$W_{liq} = n \cdot F \cdot E_p. \quad (2.18)$$

Sendo desse modo, o trabalho líquido igual ao produto do número de electrões transferidos (n), constante de Faraday ($F = 23074 \text{ cal/volt equivalente}$) e o potencial eléctrico (E_p).

E o calor fornecido pode ser escrito como:

$$Q_e = T \cdot \Delta S \quad (2.19)$$

Onde T é a temperatura e ΔS é a variação de entropia. Desse modo resultando em:

$$E_p = \frac{\Delta H - T \cdot \Delta S}{n \cdot F}$$

O termo ($\Delta H - T \cdot \Delta S$) é a variação da energia livre de Gibbs (ΔG). Nas condições normais de pressão e temperatura (1atm e 25C) ΔH é igual a 68320cal/mol e ΔG igual a 56690cal/mol. Portanto, o potencial reversível entre os eléctrodos pode ser calculado por:

$$E_{rev} = \frac{\Delta G}{n \cdot F} = \frac{56690}{2 \times 23074} = 1,23 \text{ Volts} \quad (2.20)$$

Entretanto, devido às perdas no processo da electrólise, o potencial requerido entre os eléctrodos é maior do que o potencial reversível. n e F são constantes, e considerando as mesmas condições de pressão, temperatura e concentração de electrólito, ΔH é constante e Q_e variará conforme E variar.

Como o processo se torna irreversível, Q_e diminuirá e possivelmente pode tornar-se negativo quando a energia é perdida na forma de calor. No ponto em que $Q_e = 0$, ou seja, toda a energia necessária para o processo de electrólise é suprida pela energia eléctrica, o potencial agora é chamado de voltagem termoneutra ou *thermoneutral voltage*.

Esse potencial é dado por:

$$E_{termo} = \frac{\Delta H}{n \cdot F} = 1,48 \text{ Volts} \quad (2.21)$$

Entretanto, o potencial a ser aplicado nos eléctrodos, porém, deve ser maior do que o calculado (E_{rev}). Nessas condições, parte da energia eléctrica é perdida na forma de calor que aumentará a temperatura dos eléctrodos no electrolisador.

A voltagem de operação de um electrolisador é dada por:

$$E_{opr} = E_{rev} + Perdas \quad (2.22)$$

Onde as perdas no processo da electrólise são:

$$Perdas = E_{anodo} + E_{catodo} + E_{tm} + IR \quad (2.23)$$

Onde:

E_{anodo} – é a sobre-tensão de activação do ânodo

$E_{cátodo}$ – é a sobre-tensão de activação do cátodo

E_{tm} – é a sobre-tensão de transferência de massa

IR – é a sobre-tensão de ôhmica (I é a corrente e R é a resistência da célula que inclui o eletrólito, elétrodo e os terminais).

Na electroquímica, a sobretensão ou *overpotential* é a diferença entre o potencial eléctrico do eléctrodo com corrente fluindo e sem corrente no estado de equilíbrio.

A eficiência da electrólise convencional na célula (par de eléctrodos) é dada por:

$$\eta_{electrólise} = \frac{\Delta H}{\Delta G + Perdas} = \frac{E_{termo}}{E} \quad (2.24)$$

Entretanto, sobre condições ideais de operação (sem perdas ou processo reversível), a produção de hidrogénio acontece com uma eficiência de 120% (condição teórica), e sob condições de voltagem termo neutra a eficiência é de 100%. Os electrolisadores modernos atingem uma eficiência que varia entre 75% a 90% (4,0 a 5,0kWh/Nm³ de hidrogénio) [16].

2.4. Recurso Eólico

A energia cinética contida nas massas de ar em movimento, usualmente chamada de vento, pode ser aproveitada e convertida em energia mecânica com o uso de alguns dispositivos, nomeadamente, turbinas eólicas também denominadas aerogeradores, cata-ventos e moinhos. E essa energia cinética é denominada energia eólica. As massas de ar em movimento ou ventos surgem devido a diferenças existentes no aquecimento da atmosfera, decorrentes da orientação dos raios solares, dos movimentos da Terra e de outros factores. Conclui-se, conseqüentemente, que existem regiões que, pela sua localização, são mais propícias à ocorrência de ventos. A incidência da luz solar na superfície terrestre tem como efeito o aquecimento do ar: este fenómeno é mais notório nas proximidades da linha equatorial. O ar quente destas zonas tende a subir, e o ar mais frio das zonas polares tende a ocupar o espaço deixado pelo ar quente. Esta deslocação é geralmente designada por *ventos horizontais*. Por outro lado, o ar ao ficar mais quente, torna-se mais leve e sobe, o que leva a que o ar mais frio, que se encontra a maior altitude, desça para o ar quente subir. Este processo é repetitivo, ou seja, quando o ar arrefece volta descer, subindo o ar mais quente para o espaço deste; esta deslocação de ar é designada por *ventos verticais*. [18]

2.4.1. Disponibilidade do Recurso Eólico no Mundo

Para que a energia eólica seja considerada tecnicamente aproveitável, é necessário que sua densidade seja maior ou igual a 500 W/m^2 a uma altura de 50 m, o que requer uma velocidade mínima do vento de 7 a 8 m/s. Segundo a Organização Mundial de Meteorologia, em apenas 13% da superfície terrestre o vento apresenta velocidade média igual ou superior a 7 m/s a uma altura de 50 m. Essa proporção varia muito entre regiões e continentes, chegando a 12% no continente africano e a Europa Ocidental com a maior proporção somada em até 32% (*vide* Anexo 2). Mesmo assim, estima-se que o potencial eólico bruto mundial seja da ordem de 500.000 TWh por ano. Devido, porém, a restrições socioambientais, apenas 53.000 TWh (cerca de 10%) são considerados tecnicamente aproveitáveis. Ainda assim, esse potencial líquido corresponde a cerca de quatro vezes o consumo mundial de electricidade.

2.4.2. Capacidade Instalada no Mundo

Em 1990, a capacidade instalada no mundo era inferior a 2,000 MW. Em 1994, ela subiu para 3,734 MW, divididos entre Europa (45.1%), América (48.4%), Ásia (6.4%) e outros países (1.1%). Quatro anos mais tarde, chegou a 10,000 MW e no final de 2002 a capacidade total instalada no mundo ultrapassou 32,000 MW. O mercado tem crescido substancialmente nos últimos anos, principalmente na Alemanha, EUA, Dinamarca e Espanha, onde a potência adicionada anualmente supera 3,000 MW [20].

2.4.3. Potencial Eólico de Moçambique

Para se avaliar o potencial eólico de Moçambique foi realizado o mapeamento em mesoescala (dados satélite) de recurso eólico com resolução de 6 km x 6 km e foi feita uma avaliação em mais de 40 locais, totalizando mais de 8500 km percorridos num período de sete meses, nos quais foram construídas e instrumentadas 14 torres meteorológicas e 21 torres de telecomunicações (já existentes). Através desta recolha de dados foi concluído o mapeamento de vento em micro escala e foram identificados os locais com maior potencial através de simulações, e em alguns casos, com a implementação de aerogeradores [22]. Com a avaliação e o mapeamento feito pode-se concluir que Moçambique apresenta um regime de ventos de intensidade média-baixa com velocidades predominantemente entre os 4 e os 6 m/s a 80 metros de altitude, com excepção da zona sul do país e das zonas altas no centro e norte do país onde os ventos atingem valores mais elevados. O maior potencial eólico verifica-se nas Províncias de Maputo, Tete, litoral de Sofala, Inhambane e

Gaza. E como resultado do estudo, pôde se afirmar que Moçambique tem um recurso eólico acima da média.

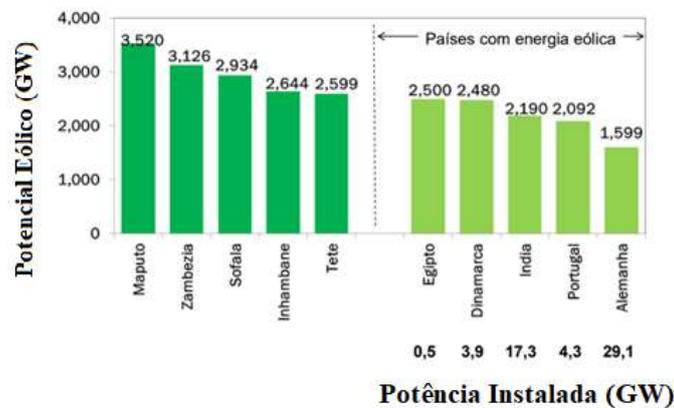


Figura 2.6: Horas médias de Produção Anual (média por Província ou País)

Fonte: [22]

Moçambique apresenta um potencial eólico a nível nacional de 4,5 (GW) dos quais 1,1 GW têm potencial efectivo de ligação à rede. Destes, cerca de 230 MW são considerados projectos com elevado potencial, caracterizando-se por apresentar mais de 3,000 NEPs (horas equivalentes à potência nominal). Os restantes 3,4 GW de potenciais projectos eólicos identificados apresentam como principal constrangimento ao seu desenvolvimento a débil rede eléctrica de Moçambique. Mesmo com um potencial de geração de 4,5 GW comprovado, o mercado da energia eólica encontra-se numa fase inicial de desenvolvimento sem qualquer contributo para a matriz energética do país. [23]

2.4.4. Turbinas Eólicas ou Aeroeradores

Turbinas eólicas ou aeroeradores são geradores eléctricos suportados por uma torre, comportando um eixo de um cata-vento, cujo objectivo é converter a energia cinética das massas de ar em movimento em energia mecânica rotacional e desse modo gerar a energia eléctrica. No início da utilização da energia eólica, surgiram turbinas de eixo horizontal e de eixo vertical, com apenas uma pá, com duas e três pás, gerador de indução, gerador síncrono, entre outros. Mas com o passar do tempo, consolidou-se o projecto de turbinas eólicas caracterizadas por apresentar um eixo de rotação horizontal, três pás, alinhamento activo, gerador de indução e estrutura não-flexível. As turbinas com o eixo de rotação horizontal são mais simples de serem construídas, podem ser colocadas em locais tais como florestas e outros locais remotos, assim como no mar (offshore), e tem a vantagem de possuir uma tecnologia com um grau maior de maturidade, comparativamente as turbinas de outros tipos e características.

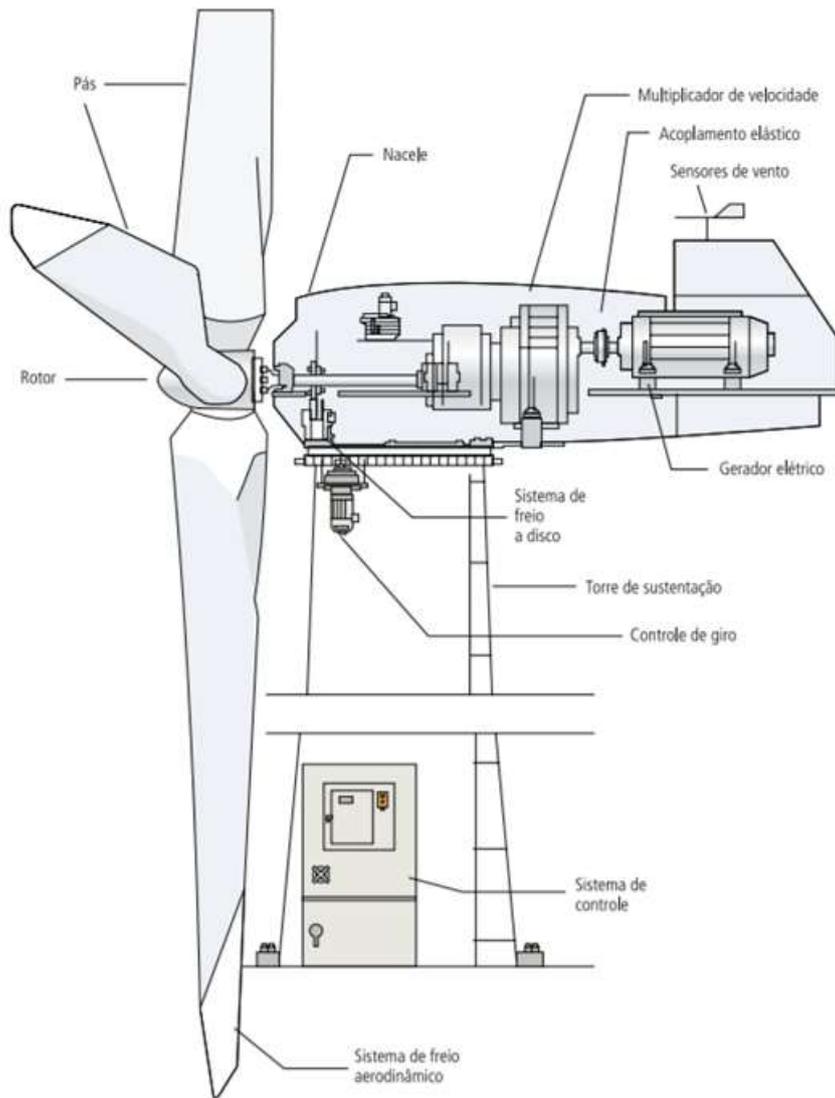


Figura 2.7: Desenho esquemático de uma turbina eólica moderna

Fonte: [24]

2.4.5. Processo de conversão de energia no Aerogerador

O aerogerador obtém energia convertendo a energia do vento num binário actuando sobre as pás do rotor. A quantidade de energia transferida ao rotor pelo vento depende da densidade do ar (ρ), da área de varrimento do rotor (A) e da velocidade do vento (v), como pode se observar nas equações abaixo, para o cálculo da potência disponível no vento.

$$\text{Para a energia cinética do vento teríamos: } E_c = \frac{1}{2}mv^2 \quad (2.25)$$

$$\text{A Taxa de variação da massa do ar seria: } \dot{m} = \rho A \frac{dx}{dt} = \rho Av \quad (2.26)$$

$$\text{E teríamos a seguinte fórmula de potência } Pot_{disp,vento} = \frac{1}{2}\rho Av^2 \quad (2.27)$$

Capítulo III – Contextualização do Estudo

3. Contextualização do Estudo

3.1. Visão Geral da Central Termoelétrica de Maputo

A Central Termoelétrica de Ciclo Combinado a Gás de Maputo está localizada a cerca de 3 km a Noroeste do Porto de Maputo, junto à N4, nas margens do Estuário de Maputo (Baía de Maputo) e a aproximadamente 6 km a oeste-noroeste da baixa da cidade de Maputo, capital de Moçambique.



Figura 3.1: Localização Da Central Termoelétrica de Maputo

Fonte: [25]

A construção da CTM foi financiada pela Agência Internacional de Cooperação Japonesa ou *Japan International Cooperation Agency* (JICA), sendo o valor de investimento estimado em cerca de US\$120 milhões (cento e vinte milhões de dólares norte americanos). E o seu projecto foi proposto pela empresa pública nacional de provisão de energia eléctrica de Moçambique, a Electricidade de Moçambique, E.P. (EDM), com sede nacional na Cidade de Maputo, criada aos 27 de Agosto de 1977, cerca de dois anos depois da independência de Moçambique, com o objectivo de estabelecimento e exploração do serviço público de produção, transporte e distribuição de energia eléctrica.

A CTM tem a capacidade normal de gerar aproximadamente 106 MW líquidos (net) e uma capacidade instalada de aproximadamente 120 MW brutos (gross), gerados por duas turbinas a gás e uma a vapor, atingindo uma eficiência superior a 50%. Esta central gera electricidade a partir do gás natural fornecido pelo gasoduto Temane-África do Sul, na qual existe uma ramificação até Maputo num gasoduto Matola-Maputo operado pela MGC, que transporta o gás proveniente do Norte da Província de Inhambane.

A instalação da CTM consiste em:

- Sistemas de recepção e tratamento do gás natural fornecido pela *Matola Gás Company*;
- Duas (2) turbinas a gás (GTG) de 40 MW (net) cada, chegando a 46 MW (gross);
- Duas (2) caldeiras de recuperação de calor e geração de vapor (HRSG);
- Uma (1) turbina a vapor (STG) de 26 MW (net), chegando a 28 MW (gross);
- Um (1) condensador refrigerado a ar (ACC);
- Uma subestação de elevação de tensão de 11 para 66 kV;
- Sala de controlo;
- Edifícios de escritórios.

A instalação da CTM utiliza duas turbinas a gás LM6000PF (*vide Anexo 3*) com a tecnologia *Spray Intercooling* (SPRINT). As turbinas a gás são equipadas com a tecnologia *Dry Low Emission* (DLE) para controlar as emissões como NO_x e CO para um valor definido referenciado para 15% de oxigénio residual (O_2) nas chaminés de exaustão. As turbinas foram montadas de tal modo que são capazes de operar em carga base em ciclo combinado, como também, em ciclo aberto nos casos excepcionais, como por exemplo, quando a unidade de recuperação de calor ou *Heat Recovery Steam Generator* (HRSG) ou a turbina a vapor estiverem em manutenção.

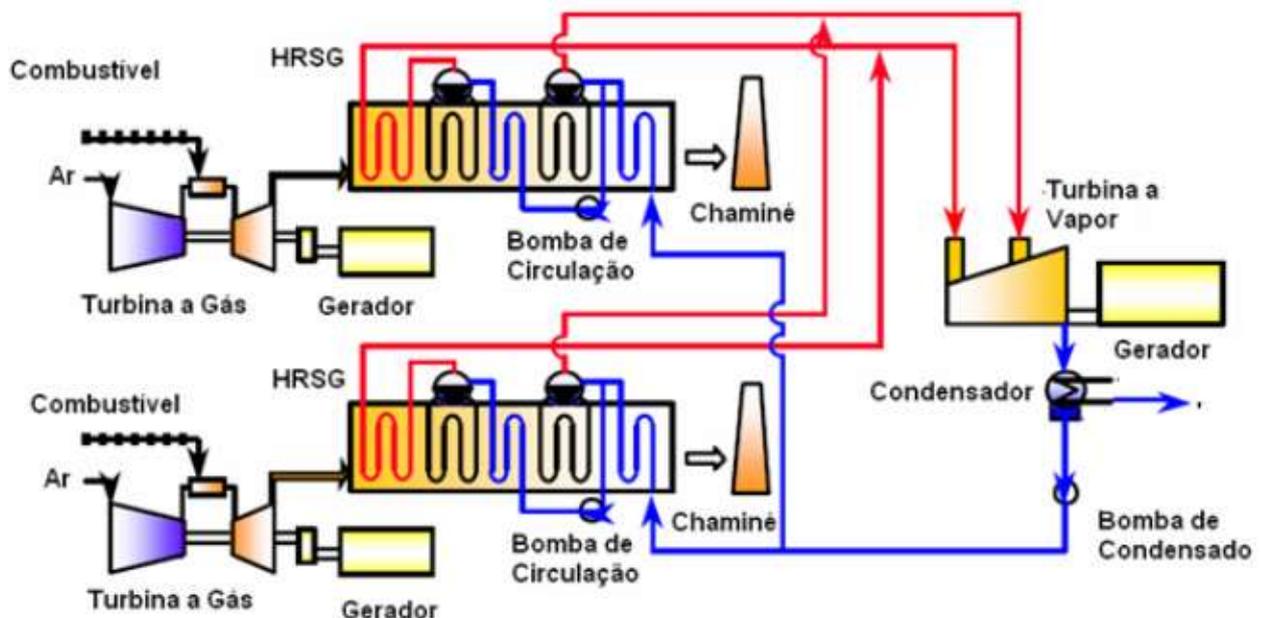


Figura 3.2: Esquema do ciclo de potência da CTM

Fonte: [26]

3.2. Consumo de Gás Natural e Geração de Energia Eléctrica na CTM

A central termoeléctrica de ciclo combinado de Maputo foi projectada e construída para operar, no mínimo, durante 30 anos (período de vida útil da central), o que corresponde a horas equivalentes totais de operação, em plena carga, igual a 218.124 horas (6.132 horas/ano) com uma previsão de consumo de GN de cerca de 6,0 MGJ/ano [25]. Com o auxílio de um programa ou *software* de nome *Digital Control Signals (DCS)* que permite ao utilizador visualizar quase todos os parâmetros da instalação geral da central é possível se mapear em tempo real a quantidade de gás natural consumido pelos dois grupos geradores a gás e a quantidade total de energia ou potência eléctrica gerada pelos três grupos geradores. Para o presente trabalho foram escolhidos dois (2) dias aleatórios para se ilustrar por tabelas as quantidades de consumo de GN e energia eléctrica total gerada pela planta.

3.2.1. Unidade Metro Cúbico Normal ou Normal Metro Cúbico

A vazão em volume para os gases normalmente é dada em Nm^3/h que é a unidade de medida que indica o valor que uma matéria sólida, líquida ou gasosa de massa constante ocupa num determinado espaço em condições padrões. Essas condições normais referem-se a:

- 1,013 bar de pressão ou 1 atm;
- 0°C ou 273°K;
- A 0% de humidade relativa (gás seco).

A diferença entre o metro cúbico (m^3) e o metro cúbico normal (Nm^3) é de que o metro cúbico representa o volume ocupado pela matéria à pressão e temperatura prevalentes. No entanto, o volume das matérias líquidas e gasosas pode mudar. Logo, não é possível precisar um valor específico de m^3 . Relativamente ao Nm^3 , como as condições de pressão e temperatura são previamente estabelecidas, torna-se possível ter sempre uma referência de valores. Isto quer dizer que, em condições padrão, uma determinada quantidade de matéria terá sempre o mesmo metro cúbico normal.

Para a conversão do metro cúbico para o metro cúbico normal ou vice-versa usa-se a seguinte expressão:

$$\dot{Q}(Nm^3/h) = \dot{Q}(m^3/h) \times \left[\frac{273}{273+t_1} \times \frac{P_1 - UR.P_v}{1,033 \text{ (atm, nível do mar em kg/cm}^2\text{)}} \right] \quad (3.1)$$

Onde:

- P_1 é a pressão absoluta na admissão (kgf/cm^2);
- t_1 é a temperatura na admissão do gás ($^{\circ}C$);
- UR é a humidade relativa (%);
- P_v é a pressão parcial tabelada do vapor de água usando a t_1 (kgf/cm^2).

Apesar das diferenças significativas em condições de temperatura e pressão diferentes, o metro cúbico normal e o metro cúbico serão sempre iguais em condições normais.

3.2.2. Dados do Mapeamento do Consumo de Gás e Geração de Energia na CTM

Escolheu-se de forma aleatória o dia 16 de Maio de 2022 e o dia 22 de Maio de 2022, como sendo que no primeiro dia ocorreu a retirada de um dos grupos geradores (GTG 1-2) para efeitos de manutenção por um período de aproximadamente 13 horas (*Vide Anexo 4*), e no segundo dia todos os três grupos geradores que compõem a planta da CTM estiveram em funcionamento por todo período de 24 horas.

Tabela 3.0-1: Potência Gerada na planta em cada período do dia 16.05.22 [Elaborada pelo Autor]

PERÍODO DO DIA		GTG1-1 POTÊNCIA GERADA (MWh)	GTG1-2 POTÊNCIA GERADA (MWh)	STG POTÊNCIA GERADA (MWh)	POTÊNCIA TOTAL GERADA PELA PLANTA [MWh]	POTÊNCIA LÍQUIDA [MWh] - Real	POTÊNCIA LÍQUIDA PLANEJADA [MWh]	DESVIO [MWh]
DAS	ATÉ AS							
0:00	1:00	36.98	40.40	24.33	101.71	98.98	45.00	53.98
1:00	2:00	30.13	31.10	21.51	82.75	80.24	45.00	35.24
2:00	3:00	36.41	0.00	10.53	46.95	44.97	45.00	0.03
3:00	4:00	37.27	0.00	10.27	47.55	45.69	45.00	0.69
4:00	5:00	37.37	0.00	10.29	47.66	45.85	45.00	0.85
5:00	6:00	37.70	0.00	10.36	48.06	46.31	45.00	1.31
6:00	7:00	37.62	0.00	10.18	47.81	46.02	45.00	1.02
7:00	8:00	37.56	0.00	10.22	47.78	45.94	45.00	0.94
8:00	9:00	37.51	0.00	10.22	47.73	45.95	45.00	0.95
9:00	10:00	37.53	0.00	10.24	47.76	45.98	45.00	0.98
10:00	11:00	37.50	0.00	10.28	47.79	46.08	45.00	1.08
11:00	12:00	37.32	0.00	10.27	47.59	45.91	45.00	0.91
12:00	13:00	36.85	0.00	10.23	47.08	45.25	45.00	0.25
13:00	14:00	36.38	0.00	10.18	46.56	44.86	45.00	0.14
14:00	15:00	36.32	0.00	10.19	46.51	44.75	45.00	0.25
15:00	16:00	34.07	2.28	10.96	47.30	45.49	45.00	0.49
16:00	17:00	25.27	25.94	17.97	69.19	67.06	45.00	22.06
17:00	18:00	36.79	39.17	22.59	98.54	95.92	95.00	0.92
18:00	19:00	37.00	38.06	23.54	98.60	95.94	95.00	0.94
19:00	20:00	37.36	38.22	24.03	99.61	96.97	95.00	1.97
20:00	21:00	37.67	39.80	24.25	101.72	98.96	98.00	0.96
21:00	22:00	37.88	39.60	24.23	101.71	99.00	98.00	1.00
22:00	23:00	23.67	23.69	18.86	66.22	63.96	60.00	3.96
23:00	0:00	22.40	22.41	18.35	63.17	60.97	60.00	0.97

Na Tabela 3.2 fez-se o mapeamento das horas de funcionamento de cada grupo gerador e da potência gerada até o dia 16 de Maio de 2022.

Trabalho de Licenciatura 2022 – Mistura de H2 e GN para Geração de Energia na CTM

Tabela 3.0-2: Horas de funcionamento dos grupos geradores e potência gerada na planta até o dia 16.05.22

[Elaborada pelo Autor]

ACUMULADO DE POTÊNCIA GERADA	ACUMULADO ANTERIOR [MWh]	ACUMULADO ACTUAL [MWh]	POTÊNCIA GERADA NAS ÚLTIMAS 24h [MWh]	ACUMULADO ANTERIOR EM HORAS DE FUNCIONAMENTO [H]	ACUMULADO ACTUAL EM HORAS DE FUNCIONAMENTO [H]	ÚLTIMAS 24H
GTG1-1	1004722.25	1005565.875	843.625	32112	32136	24
GTG1-2	777414.25	777.756	342.188	29746	29757	11
STG	616595.313	616959.563	364.250	32576	32600	24
POTÊNCIA GERADA PELA PLANTA	2398002.8	2399549.8	1547.000	-	-	-
POTÊNCIA LÍQUIDA	2065827	2067324	1497.000	-	-	-

Na Tabela 3.3 fez-se o mapeamento da quantidade de gás natural consumido pela central até o dia 16 de Maio de 2022, mapeamento feito por meio dos medidores da central (1 CTM e 2 CTM) que foram instalados no ponto de recepção de gás natural, fronteira entre a rede de fornecimento da concessionária MGC e a rede de recepção da CTM.

Tabela 3.0-3: Quantidade de Gás Natural Consumido pela CTM até o dia 16.05.22

[Elaborada pelo Autor]

CONSUMO DE GÁS NATURAL		ACUMULADO ANTERIOR	ACUMULADO ACTUAL	CONSUMO DE GÁS NAS ÚLTIMAS 24H
MEDIDOR 1 CTM	LEITURA EM [Nm ³]	54719	54719	0
	LEITURA EM (GJ)	2150730	2150730	0
MEDIDOR 2 CTM	LEITURA EM [Nm ³]	339977	340291	314
	LEITURA EM (GJ)	14151195	14164272	13077

Tabela 3.0-4: Potência Gerada na planta em cada período do dia 22.05.22 [Elaborada pelo Autor]

RÍODO DO +C10:K35D		GTG1-1 POTÊNCIA GERADA (MWh)	GTG1-2 POTÊNCIA GERADA (MWh)	STG POTÊNCIA GERADA (MWh)	POTÊNCIA TOTAL GERADA PELA PLANTA [MWh]	POTÊNCIA LÍQUIDA [MWh] - Real	POTÊNCIA LÍQUIDA PLANEJADA [MWh]	DESVIO [MWh]
DAS	ATÉ AS							
0:00	1:00	22.06	22.12	19.07	63.25	61.02	60.00	1.02
1:00	2:00	22.03	22.07	19.09	63.19	61.02	60.00	1.02
2:00	3:00	22.28	22.28	18.55	63.12	61.08	60.00	1.08
3:00	4:00	22.34	22.33	18.40	63.14	61.03	60.00	1.03
4:00	5:00	22.36	22.40	18.44	63.19	61.02	60.00	1.02
5:00	6:00	22.34	22.37	18.42	63.14	61.07	60.00	1.07
6:00	7:00	23.30	23.32	18.79	65.40	63.38	60.00	3.38
7:00	8:00	30.96	30.33	22.03	83.32	81.03	80.00	1.03
8:00	9:00	30.84	30.45	22.02	83.31	80.97	80.00	0.97
9:00	10:00	30.83	30.53	22.02	83.38	81.01	80.00	1.01
10:00	11:00	22.84	22.79	18.75	64.39	62.24	60.00	2.24
11:00	12:00	22.33	22.31	18.41	63.05	60.96	60.00	0.96
12:00	13:00	22.33	22.34	18.45	63.12	61.04	60.00	1.04
13:00	14:00	22.32	22.30	18.46	63.09	61.05	60.00	1.05
14:00	15:00	22.30	22.34	18.44	63.08	61.09	60.00	1.09
15:00	16:00	22.30	22.38	18.48	63.16	61.01	60.00	1.01
16:00	17:00	25.49	26.39	19.79	71.68	69.47	60.00	9.47
17:00	18:00	37.36	37.33	23.92	98.62	96.04	95.00	1.04
18:00	19:00	37.37	37.37	23.87	98.61	96.00	95.00	1.00
19:00	20:00	37.52	38.02	24.00	99.54	96.89	95.00	1.89
20:00	21:00	37.81	39.50	24.32	101.64	99.05	98.00	1.05
21:00	22:00	37.82	39.54	24.32	101.67	98.98	98.00	0.98
22:00	23:00	23.61	23.65	19.00	66.27	64.07	60.00	4.07
23:00	0:00	22.36	22.37	18.48	63.21	60.99	60.00	0.99

Tabela 3.0-5: Horas de funcionamento dos grupos geradores e potência gerada na planta até o dia 22.05.22

[Elaborada pelo Autor]

ACUMULADO DE POTÊNCIA GERADA	ACUMULADO ANTERIOR [MW]	ACUMULADO ACTUAL [MW]	POTÊNCIA GERADA NAS ÚLTIMAS 24h [MW]	ACUMULADO ANTERIOR EM HORAS DE FUNCIONAMENTO [H]	ACUMULADO ACTUAL EM HORAS DE FUNCIONAMENTO [H]	ÚLTIMAS 24H
GTG1-1	1008703.938	1009347.688	643.750	32255	32279	24
GTG1-2	781.049	781.692	643.250	29877	29901	24
STG	619382.313	619868	485.687	32720	32744	24
POTÊNCIA GERADA PELA PLANTA	2408373.8	2410149.3	1775.500	-	-	-
POTÊNCIA LÍQUIDA	2075874.6	2077596	1721.400	-	-	-

Tabela 3.0-6: Quantidade de Gás Natural Consumido pela CTM até o dia 22.05.22

[Elaborada pelo Autor]

CONSUMO DE GÁS NATURAL		ACUMULADO ANTERIOR	ACUMULADO ACTUAL	CONSUMO DE GÁS NAS ÚLTIMAS 24H
MEDIDOR 1 CTM	LEITURA EM [Nm ³]	54719	54719	0
	LEITURA EM (GJ)	2150730	2150730	0
MEDIDOR 2 CTM	LEITURA EM [Nm ³]	342119	342486	367
	LEITURA EM (GJ)	14240350	14255653	15303

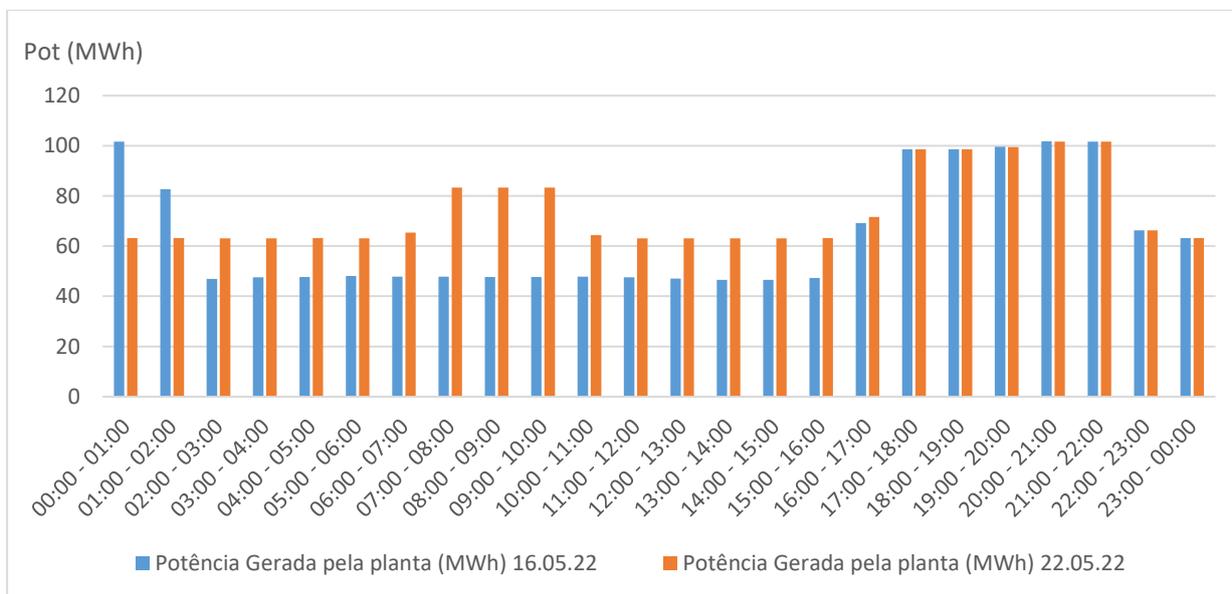


Ilustração 3. 1: Representação gráfica dos dados do mapeamento da potência gerada pela planta da CTM

[Elaborada pelo Autor]

Capítulo IV – Desenvolvimento do Estudo

4. Desenvolvimento do Estudo

4.1. Descrição Geral da Turbina a Gás LM6000 PF

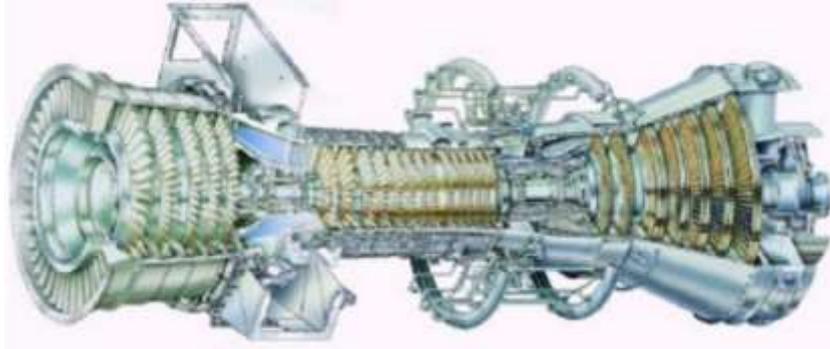


Figura 4.1: Desenho do modelo LM da General Electric

Fonte: [28]

Os modelos LM6000 fazem parte dos conjuntos a gás aero derivados da General Electric, que são conjuntos adaptados do motor aeronáutico CF6-80C2 *turbofan* (usado em aeronaves comerciais como *Airbus A310* e *Boeing 747-400*) para outro fim, como propulsão naval e geração eléctrica. Esse motor possui dois conjuntos de estágios, também chamados de *Spools*, o de baixa e o de alta pressão e tem a vantagem de em alguns modelos de fábrica ter frequência nominal de 3600 rpm facilitando a produção de energia eléctrica à frequência de 60 Hz.

Os conjuntos aero derivados são caracterizados por apresentar uma alta confiabilidade, por ocuparem pouco espaço e terem menor relação peso potência e flexibilidade de manutenção. Mas por serem projectados para ciclos intermitentes, necessitam de manutenções mais frequentes em relação aos conjuntos a gás industriais ou *heavy duty*.

O LM6000 PF é uma das configurações mais recentes dos modelos LM6000. Esse modelo, com essa configuração, apresenta baixas emissões secas (DLE) por incorporar a tecnologia de 15 PPM para emissões mais baixas (tecnologia que é também designada como DLE 1.5), possui rotor duplo que consiste em um conjunto de palhetas guias de entrada variável ou *variable inlet guide vane assembly* (VIGV), um compressor de baixa pressão (CBP), um compressor de alta (CAP) pressão de geometria variável, um conjunto combustor anular triplo, uma turbina de alta pressão (TAP), uma turbina de baixa pressão (TBP), um conjunto de caixa de engrenagens de acessórios ou *accessory gearbox assembly* (AGB) e outros acessórios. Na sua composição, o rotor de baixa pressão (RBP) consiste no CBP de 5 estágios e na TBP de 5 estágios que o aciona. Flanges de fixação estão disponíveis na parte frontal e/ou traseira do RBP para a conexão ao eixo de potência. A carga accionada pode ser para aplicações de geração de energia (velocidade constante) ou accionamento mecânico (velocidade variável). O rotor de alta pressão (RAP) consiste no CAP de

14 estágios e na TAP de 2 estágios que o acciona. O núcleo de alta pressão consiste no CAP, no combustor e na TAP. As turbinas de alta e baixa pressão accionam os compressores de alta e baixa pressão através de eixos de accionamento concêntricos.

4.1.1. Princípio de Funcionamento da Turbina a Gás LM6000 PF

No funcionamento da turbina LM6000 PF, o ar entra na turbina a gás no VIGV e passa para o CBP. O CBP comprime o ar em uma proporção de aproximadamente 2.4:1. O ar que sai do CBP é direccionado para o CAP. Válvulas de desvio variável ou *variable bypass valves* (VBV) são dispostas na passagem de fluxo entre os dois compressores para regular o fluxo de ar que entra no CAP em marcha lenta e em baixa potência. Para controlar ainda mais o fluxo de ar, o CAP é equipado com palhetas de estator variável ou *variable stator vanes* (VSVs). O CAP comprime o ar em uma proporção de aproximadamente 12:1, resultando em uma taxa de compressão total de 30:1, em relação ao ambiente. Do CAP, o ar é direccionado para a secção do combustor anular triplo, onde se mistura com o combustível dos 75 pré-misturadores ar/gás que são acondicionados em 30 módulos removíveis externamente. A mistura ar/combustível é inicialmente inflamada por um ignitor e, uma vez que a combustão é auto-sustentável, o ignitor é desligado. O gás quente resultante da combustão é direccionado para a TAP que acciona o CAP. Esse gás se expande ainda mais através da TBP, que acciona o CBP e a carga de saída. Os gases de exaustão passam pela TBP e entram no ducto de exaustão.

4.2. Estudo Comparativo da Combustão do Gás Natural e do Gás Hidrogénio

Nesse estudo comparativo pretende-se observar algumas das principais características relacionadas à combustão do hidrogénio e como ela se diferencia da combustão do GN. De modo a simplificar o estudo, numa primeira fase será assumido que o GN contém apenas metano (CH₄), que é o maior constituinte do gás fornecido pela concessionária MGC (*vide* Anexo 5 fornecido pela MGC) a rede de gás que alimenta os grupos geradores da CTM.

Todo o combustível pode libertar uma porção fixa de energia quando reage com o oxigénio para formar água. Esta quantidade de energia é medida experimentalmente e quantificada através do que é designado por poder calorífico superior e poder calorífico inferior (*vide* Anexo 1 para diferentes combustíveis). A diferença entre o poder calorífico superior ou *high heat value* (HHV) e o poder calorífico inferior ou *low heat value* (LHV) é o “calor de vaporização” e representa a quantidade de energia necessária para vaporizar o combustível de líquido para combustível gasoso, assim como a energia necessária para converter a água em vapor. Para o presente estudo, o poder

calorífico do combustível será avaliado como o menor poder calorífico, pressupondo a não utilização de condensador no processo de combustão, isso para os dois combustíveis objectos de estudo (metano e hidrogénio), alguns dos seus parâmetros em valores aproximados e as suas densidades energéticas (25°C e a 1 atm) são dados na Tabela 4.1.

Tabela 4-1: Comparação de algumas das propriedades do metano (CH₄) e do hidrogénio (H₂) [40,41]

Parâmetro	Metano (CH₄)	Hidrogénio (H₂)
Peso Molecular	16,043	2,016
Tamanho Molecular	380 Picômetros, 10 ⁻¹² metros	289 Picômetros, 10 ⁻¹² metros
Densidade	0,768 kg/Nm ³	0,09 kg/Nm ³
Densidade energética por unidade de massa (LHV)	50 MJ/kg	120 MJ/kg
Densidade energética por unidade de volume (LHV)	37 MJ/Nm ³	10,8 MJ/Nm ³
Gama de Inflamabilidade Inferior / Superior	5,3 / 15 (% Vol. No ar)	4 / 75 (% Vol. No ar)
Velocidade de propagação da chama no ar	0,4 m ² /s	2,65 m ² /s
Coeficiente de difusão no Ar	0,16 cm ² /s	0,61 cm ² /s
Temperatura de chama adiabática	1875 °C	2045 °C
Temperatura de auto-ignição	540 °C	585-600 °C
Energia mínima de ignição	0,29 mJ	0,02 mJ
Índice de Wobbe	48-53 MJ/m ³	37-42 MJ/m ³

4.2.1. Análise dos Parâmetros do Metano e do Hidrogénio

a) Densidade volumétrica: Pela densidade relativa do hidrogénio (ρ_r), que é a densidade do gás relativa ao ar nas mesmas condições de temperatura e pressão, pode-se observar que o hidrogénio é um elemento muito leve. Em termos energéticos, a quantidade de combustível necessária para produzir uma certa quantidade de energia correlaciona-se directamente com o poder calorífico e a densidade do combustível. Como pode se observar pela tabela acima, a maior densidade energética por unidade de massa para o hidrogénio do que para o metano significa que menos hidrogénio por unidade de massa é necessário para produzir a mesma quantidade de energia em comparação com a quantidade de metano necessária, por outro lado, a menor densidade energética por unidade de volume para o hidrogénio do que para o metano indica que o hidrogénio fornece uma energia menor comparativamente ao metano por unidade de volume.

b) Gama de inflamabilidade: O hidrogénio apresenta limites de inflamabilidade mais amplos. O carácter pernicioso deste espectro é que o hidrogénio pode queimar em diversas concentrações com o ar, potencializando o perigo de um possível vazamento.

c) Velocidade de Propagação da Chama: Velocidade de chama é a velocidade de uma frente de chama de uma mistura ar/combustível sob determinadas condições. O conhecimento de parâmetros de velocidade de chama é útil também para a intercambialidade dos gases combustíveis, no sentido de se garantir a estabilidade da combustão em queimadores. A velocidade de propagação da chama do hidrogénio é quase uma ordem superior em relação ao metano, em condições estequiométricas.

d) Coeficiente de difusão no ar: O hidrogénio é cerca de 4 vezes mais difusível que o metano, representando um aspecto positivo em termos de segurança uma vez que se dispersa rapidamente em casos de vazamento.

e) Temperatura da chama: O hidrogénio apresenta uma temperatura estequiométrica de combustão alta em comparação com o metano, resultando numa temperatura de chama alta e uma combustão mais eficiente.

f) Temperatura de auto-ignição: O hidrogénio apresenta maior temperatura de ignição comparativamente ao metano, o que torna difícil a combustão de uma mistura hidrogénio/ar na ausência de uma fonte de ignição.

g) Energia mínima de ignição: O hidrogénio apresenta uma energia de ignição muito inferior comparativamente ao metano. Por exemplo, partículas de ferrugem que tenham sido transportadas por um fluxo rápido de hidrogénio podem provocar uma faísca deflagrante através da carga electrostática ou através da colisão contra um objecto. Devido à dificuldade em reconhecer ou provar esta fonte de ignição, tem-se considerado injustamente que o hidrogénio tem capacidade para se auto-deflagrar (auto-activar a sua combustão).

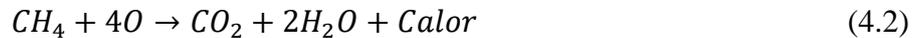
h) Índice de Wobbe: O índice de Wobbe é definido como o poder calorífico dividido pela raiz quadrada da gravidade específica do combustível (a densidade do combustível dividida pela densidade do ar). Independente do poder calorífico, gases com o mesmo índice de Wobbe produzem a mesma carga de calor em um queimador de gás, possibilitando a sua substituição directa, sem que haja necessidade de se modificar o sistema de combustível.

$$IW = \frac{PCS}{\sqrt{\rho_r}} \quad (4.1)$$

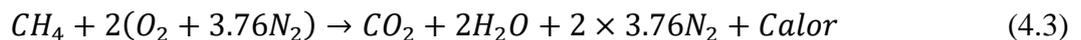
A Tabela 4.1 mostra que o hidrogénio e o metano têm índices de Wobbe amplamente semelhantes. A densidade mais baixa do hidrogénio é contrabalançada pelo seu menor calor volumétrico de combustão.

4.2.2. Combustão do Metano

A combustão do metano é uma reacção química exotérmica que ocorre entre o carbono, hidrogénio e oxigénio, libertando calor e energia. Os produtos da combustão são uma parte de dióxido de carbono e duas partes de água.



A equação acima não pretende representar uma combustão real, mas sim dar uma visão de alguns dos principais constituintes que são produzidos quando ocorre a combustão do metano, e embora não seja mostrado na equação química, uma entrada de energia é necessária para iniciar a reacção. Em uma reacção física obter-se-iam bi-produtos como CO e NO_x no gás produto da combustão, e o ar reagindo com o combustível teria traços de CO₂, SO₂, H₂O, Ar e outros elementos [33]. Com base nessas observações é assumindo que a combustão é completa e que a composição do ar seco é reduzida a nitrogénio (21%) e oxigénio (79%), o que nos dá a seguinte reacção global para a combustão estequiométrica do metano (o mais próximo da sua combustão real):



Com a equação acima pode-se notar que uma parte, ou molécula, de metano requer quatro partes de oxigénio para completar combustão, com uma proporção de aproximadamente oito partes de nitrogénio. A proporção de nitrogénio associada ao oxigénio será explicada mais adiante.

4.2.3. Combustão do Hidrogénio

A combustão do hidrogénio é uma reacção química exotérmica que ocorre entre o hidrogénio e o oxigénio, libertando calor e energia. O produto da sua combustão é apenas vapor de água.



Assumindo que a combustão é completa e que a composição do ar é reduzida a nitrogénio e oxigénio teríamos a seguinte reacção global para a combustão estequiométrica do hidrogénio (o mais próximo da sua combustão real):



Com a equação acima pode-se notar que duas partes, ou moléculas, de hidrogénio requerem apenas uma parte de oxigénio para completar a combustão, com uma proporção de aproximadamente duas partes de nitrogénio.

4.3. Emissões da Combustão em uma Turbina a Gás

4.3.1. Emissões da Combustão do Gás Natural

As emissões dos processos de combustão do GN numa turbina contêm substâncias perigosas que causam danos à saúde e ao meio ambiente. Os gases de exaustão nesse processo de combustão geralmente contêm poluentes como monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO₂), hidrocarbonetos não queimados e óxidos de nitrogénio (NO_x). [34]

a) Monóxido de carbono (CO): Quando não se consegue atingir a combustão estequiométrica ou teórica ideal, onde o combustível é queimado completamente, parte do combustível acaba não fazendo parte do processo de combustão, e na ausência de oxigénio suficiente para completar a formação do dióxido de carbono acaba se formando o monóxido de carbono nos gases de escape. O monóxido de carbono é um gás de cor escura, sem paladar nem cheiro e é considerado muito prejudicial para o ser humano, pois afecta o sistema cardiovascular, principalmente em pessoas com doenças cardíacas. A inalação deste gás numa concentração volumétrica de 0,3% durante 30 minutos pode levar à morte.

b) Dióxido de carbono (CO₂): O dióxido de carbono resulta da combustão de combustíveis que contem moléculas de carbono na sua estrutura, que no processo de combustão se combinam com o oxigénio gerando o dióxido de carbono como produto. O dióxido de carbono não é tóxico, contudo as emissões dele contribuem bastante no aumento do efeito de estufa.

c) Hidrocarbonetos não queimados: Encontram-se nos gases produtos de combustão sob variadas formas e são altamente tóxicos. Quando expostos aos raios solares e aos óxidos nítricos, eles reagem para formar oxidantes que podem ser fonte de irritação da mucosa. Alguns hidrocarbonetos são considerados carcinogéneos.

d) Óxidos de nitrogénio (NO_x): A combustão de combustíveis com nitrogénio e oxigénio junto com altas temperaturas leva à formação de NO_x. O NO_x é considerado como emissão nociva causando irritação pulmonar e baixa resistência a infecções respiratórias. O termo NO_x representa tanto NO (óxido nítrico) quanto NO₂ (dióxido de nitrogénio).

4.3.2. Emissões da Combustão do Hidrogénio

Embora o combustível hidrogénio seja considerado livre de dióxido de carbono, a temperatura estequiométrica da chama afecta fortemente a quantidade de NO_x que se produz nos gases produtos da combustão, pois temperaturas altas resultam na formação de NO_x em maiores quantidades, com

o hidrogénio podendo chegar a temperaturas de combustão estequiométrica de cerca de 2376 K comparativamente ao metano (em representação ao gás natural) que chega a cerca de 2206 K [32].

4.4. Combustão da Mistura do H₂ e do GN em uma Turbina a Gás

Segundo [35] para queimar hidrogénio em uma turbina a gás tem que se modificar o seu projecto, pelo facto das turbinas convencionais queimarem somente até 15% de hidrogénio em base volumétrica. Pois a mistura de H₂ e GN, dependendo das proporções, pode alterar significativamente os parâmetros de combustão na turbina. Nesse contexto, experimentos foram feitos que relatam que acima de 15-20% H₂, algumas modificações estruturais do equipamento são solicitadas [36,37] e que proporções de até 10 a 15% em volume de H₂, não resultam em problemas especiais para o processo de combustão.

4.4.1. Verificação dos Resultados Obtidos nos Experimentos das Literaturas

1) Análise da Relação Ar - Combustível para o Metano e para o Hidrogénio

Normalmente o combustível no processo de combustão de uma turbina é queimado com o ar. Normalmente é o ar atmosférico ou ar seco composto por uma mistura de gases representados na tabela abaixo:

Tabela 4-2: Propriedades do Ar [43]

Ar	Análise Volumétrica	Fracção Molar	Peso Molecular	Peso Relativo
O₂	20.99	0.2099	32.00	6.717
N₂	78.03	0.7803	28.016	21.861
A	0.94	0.0094	39.944	0.376
CO₂	0.03	0.003	44.003	0.013
H₂	0.01	0.0001	2.016	
Total	100.00	100	-	28.967 = M _{ar}

No entanto, como foi considerado nos pontos 4.2.2. e 4.2.3. para muitos dos cálculos é suficientemente preciso considerar que o ar seco é composto por 21% de oxigénio e 79% de gases inertes na forma de nitrogénio. Sendo que no processo de combustão o constituinte activo é o oxigénio e o nitrogénio aparente considera-se inerte. Daí para cada mole de oxigénio fornecido ao processo 3,76 moles de nitrogénio aparente acompanham-no na reacção. E essa proporção de moles de nitrogénio aparente para cada mole de oxigénio se obtém por meio da razão dos volumes, representada abaixo:

$$\frac{79}{21} = 3.76 \frac{\text{moles de } N_2 \text{ aparente}}{\text{moles de Oxigénio}} \quad (4.6)$$

- Analisando a combustão do metano (CH₄) sendo que a sua massa molar é de 16,045 g/mol. Assim, a razão estequiométrica Ar - Combustível será assim determinada:

$$RAC_{minCH_4} = \left(\frac{m_a}{\dot{m}_{comb}(CH_4)} \right)_s = \frac{2 \times \left(32 + \frac{79}{21} \times 28 \right)}{16.043} = 17.12 \quad (4.7)$$

Pela razão estequiométrica mínima para o CH₄ pode se observar que para queimar 1 kg de CH₄ são necessários 17,12 kg de ar.

- Analisando a combustão do hidrogénio (H₂) sendo que a sua massa molar é de 2.016 g/mol. Assim, a razão estequiométrica Ar – Combustível será assim determinada:

$$RAC_{minH_2} = \left(\frac{m_a}{\dot{m}_{comb}(H_2)} \right)_s = \frac{0,5 \times \left(32 + \frac{79}{21} \times 28 \right)}{2.016} = 34.06 \quad (4.8)$$

Pela razão estequiométrica para o H₂ pode se observar que para queimar 1 kg de H₂ são necessários 34,06 kg de ar.

Neste ponto de análise pode se observar claramente que a queima do hidrogénio numa turbina a gás convencional pode fazer com que a turbina opere num ponto fora do projecto devido ao aumento dos fluxos volumétricos do ar para a sua combustão, assim como do próprio hidrogénio devido a sua densidade energética por unidade de massa. Logo, as condições de operação da turbina a gás devem ser modificadas para possibilitar a queima de hidrogénio sem afectar a o equilíbrio fluidodinâmico existente entre os diferentes componentes da turbina, tendo-se uma especial atenção para o acoplamento fluidodinâmico existente entre a turbina e o compressor.

Para a turbina e o compressor, as seguintes condições de equilíbrio têm que ser observadas:

a) A Compatibilidade rotacional: Considerando um caso de uma turbina a gás para geração de energia eléctrica em que a turbina e o compressor são montados no mesmo eixo tendo a mesma velocidade rotacional (ω_r).

$$\frac{\omega_r}{\sqrt{T_3}} = \frac{\omega_r}{\sqrt{T_1}} = \frac{\sqrt{T_1}}{\sqrt{T_3}} \quad (4.9)$$

b) Compatibilidade de Fluxo: Relação entre o Fluxo na saída do compressor e na entrada da turbina.

$$\frac{\dot{m}_3 \sqrt{T_3}}{P_3} = \frac{\dot{m}_1 \sqrt{T_1}}{P_1} \times \frac{P_1}{P_2} \times \frac{P_2}{P_3} \times \frac{\sqrt{T_1}}{\sqrt{T_3}} \times \frac{\dot{m}_3}{\dot{m}_1} \quad (4.10)$$

Estabelecidas as condições de equilíbrio entre o compressor e a turbina, o uso do hidrogénio restringirá a reacção que satisfaz as condições de equilíbrio estabelecidas entre o compressor e a turbina. E para se observar o impacto das mudanças da turbina ao operar fora do projecto observar-se-á o mapa característico de um compressor.

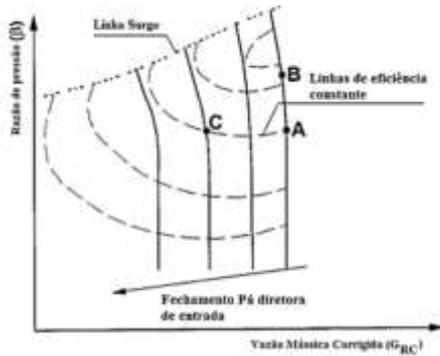


Figura 4.2: Curva Característica de um Compressor para uma velocidade de rotação constante

Fonte: Adaptado de [47]

Na Figura 4.7 são apresentadas as curvas características de um compressor, mostrando as curvas de eficiência e a influência das pás directoras no comportamento do compressor. É destacada a *linha de surge* ou *margem de surto* que limita os pontos de operação do compressor. O surto ocorre quando o ponto de operação de um compressor cruza a linha de surto, ou seja, qualquer ponto que se encontre acima desta linha, será aerodinamicamente instável, gerando vibrações que podem danificar a turbina. Da Figura 4.7 podemos estabelecer as seguintes mudanças na operação da turbina de modo a permitir o seu funcionamento nas condições necessárias:

- Através da diminuição da temperatura de entrada do compressor (T_1) por meio de refrigeração, podemos manter a mesma *vazão mássica corrigida* ou *fluxo de massa corrigida* ($\dot{m}G$), que é o fluxo de massa fornecido pelo compressor em condições padrão. Permitindo desse modo que o compressor funcione no mesmo ponto de operação A, com a mesma abertura nas pás de entrada e a mesma velocidade de rotação.

$$\dot{m}G_1 = \frac{\dot{m}\sqrt{T_1}}{P_1} \quad (4.11)$$

- Ou pode-se conservar o ângulo nas pás de entrada e a temperatura de entrada no compressor, se variando a razão de pressão no compressor, passando do ponto A para o ponto B, o que irá aumentar de forma ligeira a velocidade da turbina, mas irá manter a *vazão mássica corrigida*.

$$\dot{m}G_3 = \frac{\dot{m}\sqrt{T_3}}{P_3} \quad (4.12)$$

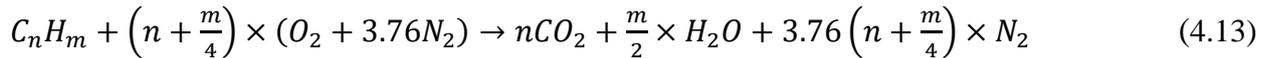
Caso a razão de pressão requerida exceder o valor entregue pelo compressor, deve se colocar estágios adicionais no compressor.

- Ou por último, pode-se conservar os valores de temperatura e pressão, variando o ângulo de entrada do compressor e mudando o fluxo de massa da entrada do compressor. Pelo

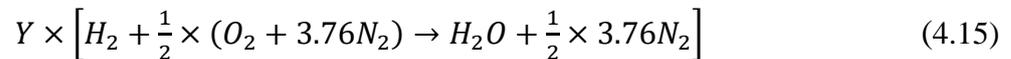
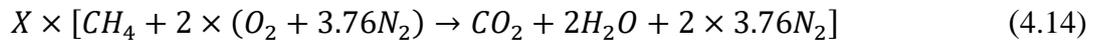
gráfico da figura, isso seria passar do ponto A para o ponto C, não existindo mudanças significativas na turbina.

2) Análise da Combustão da Mistura do Metano (CH₄) e Hidrogénio (H₂)

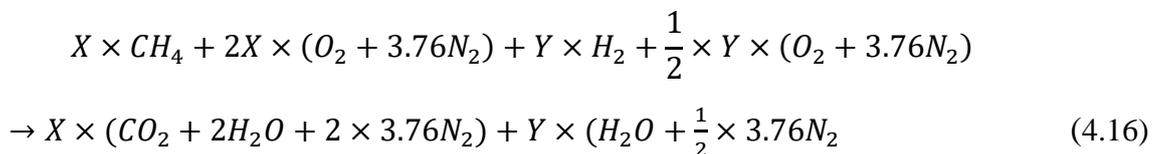
O processo de combustão para um combustível de hidrocarboneto (C_nH_m), como uma reacção estequiométrica global usando o ar como oxidante, é escrito da seguinte forma:



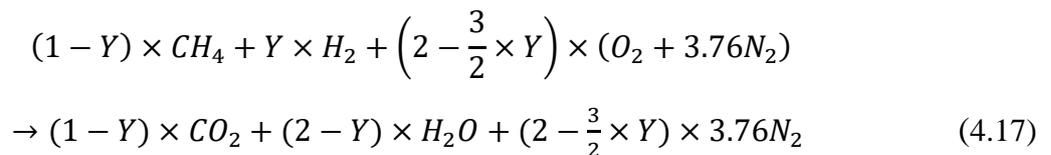
Para a reacção estequiométrica da mistura do CH₄ e do H₂ partindo das equações individuais 4.3 e 4.5 que são multiplicadas pelas fracções molares da mistura de combustível, teremos:



Onde X e Y representam a fracção molar (percentagem de volume multiplicada por 100) para o CH₄ e H₂ respectivamente, obedecendo a condição X + Y = 1 para 1 = 100% como percentagem. Com a combinação das Equações 4.14 e 4.15 obtemos a equação estequiométrica da combustão da mistura do CH₄ e do H₂.



Da Equação 4.16 obtemos a seguinte transformação:



Da relação da Equação 4.17, dependendo das fracções ou participações molares (volumétricas) de cada combustível na mistura, a relação Ar – Combustível é definida como:

$$RAC_s = \frac{(2-1.5Y)(1+3.76)}{(1-Y)+Y} = (2 - 1.5Y) \times 4.76 \quad [Nm^3_{ar}/Nm^3_{comb}] \quad (4.18)$$

A relação ou razão estequiométrica Ar – Combustível mínima requerida será dada por:

$$RAC_{min} = RAC_s \times \frac{\dot{m}_{ar}}{\dot{m}_{combCH_4+H_2}} = \frac{4.76 \times (2-1.5Y) \times \dot{m}_{ar}}{\dot{m}_{comb}} \quad [kg_{ar}/kg_{comb}] \quad (4.19)$$

Extraindo o valor da massa do ar da Tabela 4.2. e sendo que a massa da mistura do combustível $\dot{m}_{combCH_4+H_2}$ será dada pela expressão $(1 - Y) \times 16 + 2Y$ em $kg/kmol$, considerando valores arredondados para as massas molares, a razão estequiométrica mínima requerida será dada por:

$$RAC_{min} = \frac{8.5799 \times (2 - 1.5Y)}{1 - 0.875Y} \quad [kg_{ar}/kg_{comb}] \quad (4.20)$$

O coeficiente de excesso de ar (λ) que também pode ser definido como a razão de equivalência Ar - Combustível [43]. É definido como:

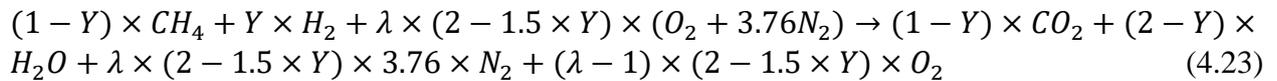
$$\lambda = \frac{\dot{m}_{ar}/\dot{m}_{combCH_4+H_2}}{(\dot{m}_{ar}/\dot{m}_{combCH_4+H_2})_s} = \frac{\dot{m}_{ar}}{\dot{m}_{combCH_4+H_2} \times RAC_{min}} \quad (4.21)$$

E a razão de equivalência Combustível - Ar será definida como:

$$\phi = \frac{\dot{m}_{combCH_4+H_2}/\dot{m}_{ar}}{(\dot{m}_{combCH_4+H_2}/\dot{m}_{ar})_s} = \frac{1}{\lambda} \quad (4.22)$$

Sendo que pelo coeficiente de excesso de ar podemos definir o tipo de combustão ou mistura Ar - Combustível, sendo: $\lambda = 1$ - Mistura Estequiométrica, $\lambda < 1$ - Mistura Rica e $\lambda > 1$ - Mistura Pobre. Desse modo, para uma combustão ou mistura pobre (que é a preferencial e mais usual em turbinas a gás) redefine-se a Equação 4.17, obtendo a equação global na seguinte forma:

Para $\phi < 1$ e $\lambda > 1$



A dosagem estequiométrica em função da relação ou razão estequiométrica Ar – Combustível mínima requerida será dada por:

$$f_0 = \frac{1}{RAC_{min}} \quad [kg_{comb}/kg_{ar}] \quad (4.24)$$

E a dosagem estequiométrica em função das frações ou participações molares (volumétricas) de cada combustível na mistura será dada por:

$$\varphi_0 = \frac{1}{RAC_{min}} \quad [Nm^3_{comb}/Nm^3_{ar}] \quad (4.25)$$

Pelas fórmulas desenvolvidas para cada parâmetro considerado, pode se verificar a sua variação dependendo da participação do H₂ na mistura.

Tabela 4-3: Cálculos dos parâmetros com a variação da participação do H₂ na mistura [Elaborada pelo Autor]

H ₂ (Y) %Vol	H ₂ %Mass	$\dot{m}_{combCH_4+H_2}$ [g/mol]	f_0 [kg _{comb} /kg _{ar}]	φ_0 [Nm ³ _{comb} /Nm ³ _{ar}]	RAC_{min} [kg _{ar} /kg _{comb}]	RAC_s [Nm ³ _{ar} /Nm ³ _{cob}]
0	0.00	16	0.058	0.105	17.120	9.520
20	3.03	13.2	0.057	0.124	17.680	8.092
40	7.69	10.4	0.054	0.150	18.480	6.664
60	15.79	7.6	0.050	0.191	19.869	5.236
80	33.33	4.8	0.044	0.263	22.880	3.808
100	100	2	0.029	0.420	34.060	2.380

Da Tabela 4.3 pode se verificar que para se obter a participação do H₂ em massa de forma equitativa com o CH₄ seriam requeridas grandes quantidades em volume do mesmo, pois a sua participação começa a ficar equilibrada em massa depois de 80% da sua participação em volume, isso devido a sua massa molar. A razão de ar estequiométrico mínimo requerido observando a participação do H₂ em massa aumenta consideravelmente depois dos 20% de participação em volume, correspondentes a 3.03% em massa. Observando a participação volumétrica temos para o ar estequiométrico um decréscimo, ligado ao decréscimo da massa da mistura quanto mais se adiciona o H₂ à mistura.

Para a análise da temperatura adiabática da Mistura na saída da câmara, observa-se primeiro a eficiência da combustão, pela relação usual para definir a eficiência da combustão [38]:

$$\zeta \times PCI = (1 + \lambda \times RAC_{min}) \times h_3 - \lambda \times RAC_{min} \times h_2 \quad (4.26)$$

Onde:

ζ – Eficiência da combustão [%];

PCI – Poder Calorífico Inferior do combustível [kJ/kg];

h_3 – Entalpia do Gás na Entrada da Turbina [kJ/kg];

h_2 – Entalpia do Ar na entrada da câmara de combustão [kJ/kg].

As relações que definem a entalpia para a combustão em uma turbina a gás (ciclo de Brayton) foram verificadas no segundo capítulo do presente trabalho. Logo para se determinar a T_3 teremos:

$$\zeta \times PCI = (1 + \lambda \times RAC_{min}) \times Cp_{comb} \times T_3 - \lambda \times RAC_{min} \times Cp_{ar} \times T_2 \quad (4.27)$$

$$T_3 = \frac{\zeta \times PCI + \lambda \times RAC_{min} \times Cp_{ar} \times T_2}{(1 + \lambda \times RAC_{min}) \times Cp_{comb}} \quad (4.28)$$

Para o cálculo do poder calorífico pode se usar o volume ou a massa.

➤ Partindo do poder calorífico obtido pelo volume, tem-se:

$$PCI_{volCH_4+H_2} = (1 - y) \times PCI_{volCH_4} + Y \times PCI_{volH_2} \quad [kJ/Nm^3] \quad (4.29)$$

$$PCI_{volCH_4+H_2} = \frac{PCI_{volH_2} \times \left(\frac{PCI_{volCH_4}}{PCI_{volH_2}} \times (1 - Y) + Y \right)}{\dot{m}_{combCH_4+H_2}} \times Vmol \quad [kJ/kg] \quad (4.30)$$

Onde: $Vmol = 22.4 Nm^3/kmol$ e a expressão $(1 - Y) \times 16 + 2Y$ para a massa molar da mistura.

Da Tabela 4.1 considera-se o $PCI_{volCH_4} = 37000 [kJ/Nm^3]$ e $PCI_{volH_2} = 10800 [kJ/Nm^3]$

Logo para a mistura, se terá:

$$PCI_{volCH_4+H_2} = \frac{10800 \times [3.425 \times (1 - Y) + Y]}{\dot{m}_{combCH_4+H_2}} \times Vmol \quad [kJ/Nm^3] \quad (4.31)$$

$$PCI_{volCH_4+H_2} = 241920 \times \frac{[3.425 \times (1-Y) + Y]}{[(1-Y) \times 16 + 2Y]} \quad [kJ/Nm^3] \quad (4.32)$$

➤ Para o poder calorífico obtido pela massa, tem-se:

$$PCI_{massCH_4+H_2} = \frac{(1-Y) \times 16}{(1-Y) \times 16 + 2Y} \times PCI_{massCH_4} + \frac{2Y}{(1-Y) \times 16 + 2Y} \times PCI_{massH_2} \quad [kJ/kg] \quad (4.33)$$

$$PCI_{massCH_4+H_2} = PCI_{massCH_4} \times \frac{[(1-Y) \times 16 + \frac{PCI_{massCH_4} \times 2Y}{PCI_{massH_2}}]}{[(1-Y) \times 16 + 2Y]} \quad [kJ/kg] \quad (4.34)$$

Da Tabela 4.1 considera-se o $PCI_{volCH_4} = 50000 [kJ/kg]$ e $PCI_{volH_2} = 12000 [kJ/Nm^3]$

Logo para a mistura, se terá:

$$PCI_{massCH_4+H_2} = 50000 \times \frac{[(1-Y) \times 16 + 2.4 \times 2Y]}{[(1-Y) \times 16 + 2Y]} \quad [kJ/kg] \quad (4.35)$$

Das relações 4.32 e 4.35 pode se calcular as variações dos poderes caloríficos da mistura de CH₄ e H₂, variando a participação do H₂ na mistura.

Tabela 4-4: Valores obtidos para os calores específicos partido do volume e partido da massa [Elaborada pelo Autor]

PCI	H (Y%)	0	10	20	40	60	80	100
PCI_{volCH₄+H₂}	[kJ/Nm ³]	50108	51063	52221	55472	61118	73352	119840
PCI_{massCH₄+H₂}	[kJ/kg]	50000	50959	52121	55385	61053	73333	120000
Diferença	[%]	0.22%	0.20%	0.190%	0.16%	0.11%	0.03%	0.13%

Da Tabela 4.4 pode-se observar uma diferença mínima em termos percentuais para o poder calorífico da mistura partindo do poder calorífico inferior dos gases constituintes por unidade de volume, como por unidade de massa. Usando como valores preferências os dados dos poderes caloríficos por unidade de massa, obtém-se a seguinte tabela comparativa, com a variação da participação do H₂ na mistura:

Tabela 4-5: Poder calorífico da Mistura de CH₄ e H₂ com base nas diferentes percentagens de H₂ [Elaborada pelo Autor]

H₂ % Volume	0	10	20	40	60	80	90	100
H₂ % Massa	0	0.0137	0.0303	0.0769	0.1579	0.3333	0.5294	1
m_{combCH₄+H₂} [g/mol]	16	14.6	13.2	10.4	7.6	4.8	3.4	2
PCI_{massCH₄+H₂} [kJ/kg]	50000	50959	52121	55385	61053	73333	87059	120000
Influência do H₂ no PCI_{massCH₄+H₂}	0%	2%	4%	11%	22%	47%	74%	140%

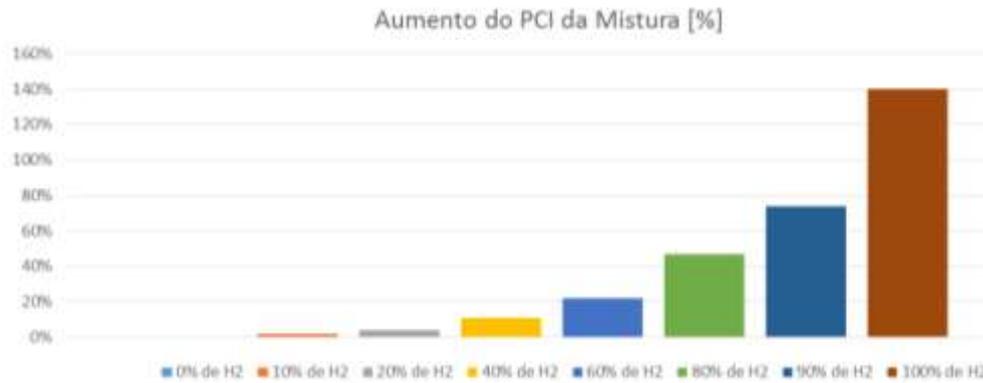


Ilustração 4.1: Aumento do poder calorífico com o aumento da quantidade de H₂ na mistura

Fonte: [Elaborado pelo Autor]

Da Tabela 4.4 e do gráfico na Ilustração 4.1 pode se observar que o poder calorífico aumenta significativamente quando o hidrogénio passa de 40% de participação em volume na mistura (CH₄ e H₂). Essa observação confirma os relatos dos experimentos das literaturas, os quais afirmam que até 10% a 15% em volume de H₂ na mistura, não há problemas especiais para o processo de combustão.

Para a determinação dos calores específicos existe um procedimento de cálculo para câmaras de combustão utilizado em 1968 pela NASA [39]:

$$C_{p_{combCH_4+H_2}} = \frac{(0.431+52.558 \times 10^{-5} \times T - 38.24 \times 10^{-9} \times T^2 + 0.25 \times 10^{-12} \times T^3)}{8.5799 \times (2-1.5Y) \times \lambda} \times \frac{(1-0.875Y)}{8.5799 \times (2-1.5Y) \times \lambda} \quad (4.36)$$

E partindo da Equação 4.23 podemos determinar a composição dos gases de escape, dependendo do volume de participação do H₂ na mistura de CH₄ e H₂ e do coeficiente de excesso de ar (λ).

$$CO_2 = \frac{(1-Y)}{(3-2Y)+\lambda \times (2-1.5Y) \times 3.76 + (\lambda-1) \times (2-1.5Y)} \quad (4.37)$$

$$H_2O = \frac{(2-Y)}{(3-2Y)+\lambda \times (2-1.5Y) \times 3.76 + (\lambda-1) \times (2-1.5Y)} \quad (4.38)$$

$$N_2 = \frac{\lambda \times (2-1.5Y) \times 3.76}{(3-2Y)+\lambda \times (2-1.5Y) \times 3.76 + (\lambda-1) \times (2-1.5Y)} \quad (4.39)$$

$$O_2 = \frac{(\lambda-1) \times (2-1.5Y)}{(3-2Y)+\lambda \times (2-1.5Y) \times 3.76 + (\lambda-1) \times (2-1.5Y)} \quad (4.40)$$

Tabela 4-6: Composição dos gases de escape, dependendo do volume de participação do H₂ [Elaborada pelo Autor]

H ₂ (Y) %Vol	H ₂ %Mass	$\dot{m}_{combCH_4+H_2}$ [g/mol]	CO ₂ [Nm ³ /Nm ³ _{comb}]	H ₂ O [Nm ³ /Nm ³ _{comb}]	N ₂ [Nm ³ /Nm ³ _{comb}]	O ₂ [Nm ³ /Nm ³ _{comb}]
0	0.00	16	0.01061	0.02182	0.78129	0.18597
20	3.03	13.2	0.00984	0.02308	0.78079	0.18585
40	7.69	10.4	0.00870	0.02489	0.78008	0.18568
60	15.79	7.6	0.00686	0.02768	0.77898	0.18542
80	33.33	4.8	0.00333	0.03255	0.77705	0.18496
100	100	2	0.00000	0.04316	0.77286	0.18396

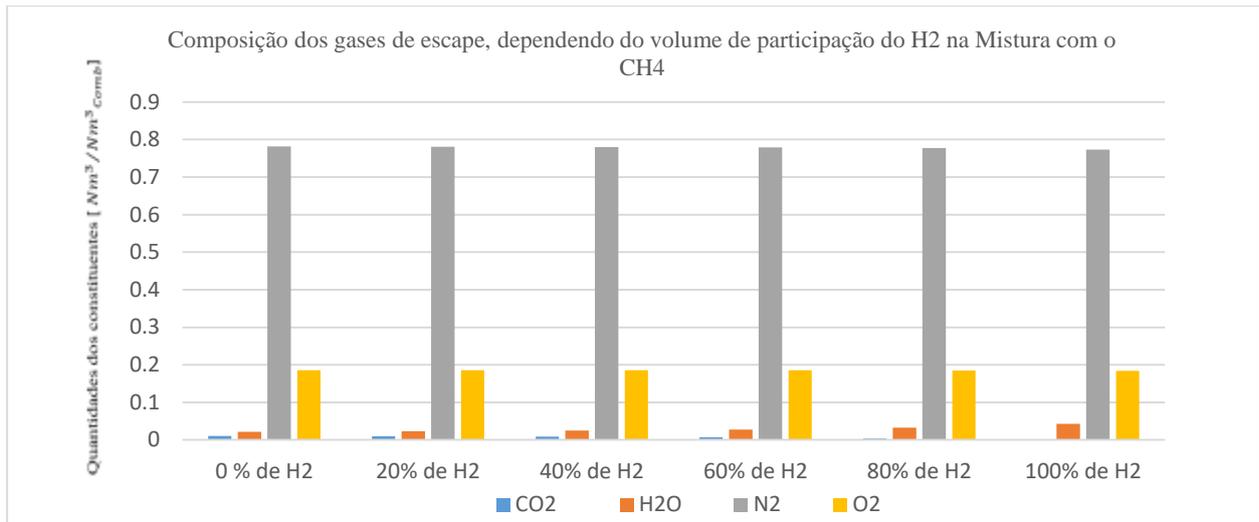


Ilustração 4.2: Composição dos gases produtos de escape da combustão da mistura do H₂ com o CH₄

Fonte: [Elaborado pelo Autor]

Da Tabela 4.6 e da Ilustração 4.2 pode-se observar que os pressupostos das Equações 4.3 e 4.5 para a combustão do H₂ e do CH₄ se cumprem, pois observa-se a redução do CO₂, do N₂, e do O₂ com o aumento da participação volumétrica do H₂ na mistura. E observa-se também, um ligeiro aumento do H₂O na composição dos gases de escape.

4.4.2. Turbinas Convencionais Modificadas

Literaturas afirmam que as turbinas convencionais, quando modificadas, podem permitir a queima de hidrogénio em teores próximos de 40% em volume, devido em parte a semelhança das velocidades da chama da mistura CH₄ e H₂ com a do CH₄ nesses teores, que chega a atingir 0,53 m/s em comparação a velocidade do metano puro que chega próximo de 0,4 m/s [37].

As mudanças mais importantes nos componentes da turbina convencional para que consiga operar com altos teores de hidrogénio são as seguintes:

a) No Compressor: De modo a compensar as variações no fluxo de massa deve se aumentar o número de estágios do compressor, uma solução que já foi discutida no ponto anterior, a respeito das turbinas convencionais.

b) Na Turbina: O aumento da pressão na entrada da turbina e a variação da composição dos gases de exaustão fazem com que a queda de entalpia na turbina mude em comparação a uma turbina que queima gás natural, e isso implica na necessidade de se projectar novos perfis aerodinâmicos, alterando a geometria da turbina, e para uma melhor eficiência, a área de escoamento precisa ser aumentada para que a velocidade seja reduzida e também é preciso aprimorar os revestimentos e o sistema de resfriamento das pás da turbina, pois, a variação na composição do fluxo que entra na turbina incrementa o coeficiente de transferência de calor por convecção do mesmo,

principalmente pela maior presença de vapor de água na composição (concentração de H₂O no gás de entrada da turbina é maior quando se queima hidrogénio), e ao incrementar os coeficientes de transferência de calor cede-se mais calor à pá e, portanto, os mecanismos de resfriamento convencionais não conseguem dissipar este calor, aumentando a temperatura da pá e seu esforço térmico, fora o facto de que a presença de vapor de água acelera o mecanismo de oxidação dos revestimentos da barreira térmica da turbina, reduzindo a vida útil dos revestimentos.

c) No Queimador ou Combustor: Os sistemas de combustão para o GN usam predominantemente os queimadores com pré-mistura, já que estes permitem baixos níveis de óxidos de nitrogénio, menores que 15 ppm, contudo para a queima de hidrogénio é pouco convencional o uso desta tecnologia, por motivos que serão esclarecidos mais adiante no presente trabalho.

4.4.3. Sistemas de Combustão das Turbinas a Gás

Nos sistemas de combustão das turbinas a gás os queimadores ou combustores tem a função de fazer com que o combustível e o oxidante fiquem em contacto o tempo suficiente e à temperatura conveniente para ocorrer a reacção de combustão. Dois tipos de sistemas de combustão são amplamente utilizados em turbinas a gás: sistemas de difusão e sistemas de pré-mistura enxuta.

4.4.3.1. Sistemas de Difusão

Os sistemas de difusão geralmente têm temperaturas de chama muito altas por operarem em condições estequiométricas ou próximas, resultando em altos níveis de emissões de NO_x (200 a 600 ppm) e normalmente usam um diluente como água, vapor ou nitrogénio, que é injectado no combustor para reduzir os níveis de emissões de NO_x, o que consequentemente diminui a eficiência da combustão. A GE, que é a empresa fabricante da turbina que é usada como objecto de estudo no presente trabalho, desenvolveu sistemas de combustão por difusão que estão em serviço para turbinas a gás aero derivadas e industriais, que são capazes de queimar determinados teores de hidrogénio. Estes incluem o combustor anular único ou *single annular combustor* (SAC) para turbinas a gás aero derivadas, podendo lidar com concentrações de hidrogénio de 30% a 85% em volume, e os combustores silenciosos de bico único ou multi-bico também chamados de *single nozzle quiet combustor* (SNQC) e *multi-nozzle quiet combustor* (MNQC) para turbinas a gás de serviço pesado ou industriais, capazes de lidar com teores de hidrogénio variando de 44% a 90% em volume, podendo até cotar níveis de hidrogénio de até 100%. [42]

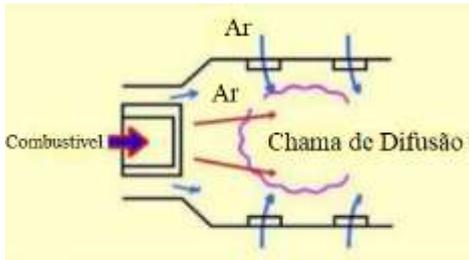


Figura 4.3: Esquema de um sistema de difusão

Fonte: Adaptado de [41]

4.4.3.2. Sistemas de Pré-mistura Enxuta

Os sistemas de combustão pré-misturados operam com chamas estabilizadas aerodinamicamente, num regime em que a temperatura da chama é reduzida, o que diminui as emissões de NO_x e exclui a necessidade do uso de diluentes. Esses sistemas proporcionam emissões de NO_x com um ppm que chega a um dígito e uma combustão mais eficiente. A GE desenvolveu dois tipos de sistemas de combustão de pré-mistura enxuta, que são os sistemas de baixa emissão seca ou *dry low emissions (DLE)* e os sistemas de baixa emissão seca e baixo NO_x ou *dry low NO_x (DLN)*, que são sistemas limitados na quantidade de hidrogénio que podem utilizar devido aos riscos de retorno de chama e de retenção da chama, que serão explicados com mais detalhes mais adiante no presente trabalho. [42]

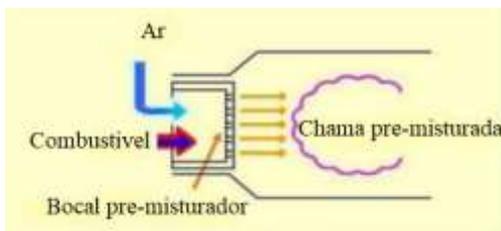


Figura 4.4: Esquema de um sistema de pré-mistura enxuta

Fonte: Adaptado de [41]

4.4.4. Riscos da Queima do H₂ no Combustor de uma Turbina a Gás

A queima de combustíveis com um conteúdo de hidrogénio num combustor de uma turbina a gás requer cuidados especiais de modo a preservar a integridade do sistema de injeção do combustível, assim como a integridade do combustor e da zona quente da turbina. Vários riscos devem ser tomados em conta e acautelados, dos quais, os mais propícios são os seguintes:

- **Risco de auto-ignição:** A auto-ignição envolve a combustão espontânea na ausência de uma fonte concentrada de ignição, por exemplo, uma faísca ou chama. Ao aumentar a fracção de hidrogénio significativamente na mistura com o GN, a alta reactividade do

hidrogénio aumenta inerentemente o risco de auto-ignição na secção de pré-mistura para os sistemas de combustão de pré-mistura devido as altas taxas de compressão do ar. A auto-ignição na secção de pré-mistura pode danificar o combustor e causar altos níveis de emissão e para que isso não aconteça as velocidades de fluxo devem ser altas o suficiente para evitar a auto-ignição dentro do injector e as fracções do hidrogénio rigorosamente controladas [43].

- **Risco de flashback:** O flashback ocorre quando a velocidade turbulenta da chama (que depende da velocidade da chama laminar, o nível de turbulência do combustor, entre outros factores) é maior que a velocidade do fluxo e a chama se propaga para trás, na secção de pré-mistura do combustor, a chama entra no pré-misturador, não se estabilizando, a chama é empurrada de volta para a zona de combustão principal, podendo danificar o sistema de combustão e acarretar riscos de explosão. Este fenómeno geralmente ocorre na camada limite de fluxo, uma vez que este é o ponto de menor velocidade de fluxo. O hidrogénio tem uma alta velocidade de chama, o que significa que o flashback é mais significativo quando a queima do hidrogénio é em teores elevados para sistemas de combustão de pré-mistura. A velocidade de chama laminar não varia linearmente entre os respectivos valores dos constituintes da mistura, sendo assim, a mistura de H₂ e CH₄ não tem um impacto substancial na velocidade de chama laminar até que H₂ seja o constituinte dominante da mistura [43].



Figura 4.5: Ocorrência do fenómeno de Flashbak

Fonte: Adaptado de [43]

- **Risco de retenção da Chama:** A retenção da chama ocorre quando a velocidade turbulenta da chama é maior que a velocidade do fluxo e a chama se propaga para trás, na secção de pré-mistura do combustor, a chama entra no pré-misturador e consegue se ancorar e permanecer dentro do pré-misturador.



Figura 4.6: Imagem dos danos no bico de combustível da turbina a gás devido a um evento de retenção de chama

Fonte: [42]

- **Risco de Instabilidade de Combustão:** As instabilidades de combustão são caracterizadas por oscilações de pressão de grande amplitude que são accionadas pela libertação de calor instável e os combustores de pré-mistura são mais propensos à instabilidades de combustão dependendo da composição do combustível. As oscilações das razões ar/combustível produzem uma mistura reactiva cuja razão de equivalência varia periodicamente distorcendo a frente da chama e, assim, fazendo com que a taxa de libertação de calor oscile. A instabilidade pode causar o aumento dos níveis sonoros e danos físicos ao combustor e, em casos extremos, podem causar a quebra de material que danifica os componentes a jusante da turbina.

4.5. Combustão da Mistura do H₂ e do GN na Turbina LM6000 PF da CTM

4.5.1. Análise da Combustão da Mistura do H₂ e do GN na Turbina LM6000 PF da CTM

Obteve-se por cortesia da MGC a composição química do gás natural fornecido a CTM (Vide Anexo 5) para efeitos de cálculos, e por cortesia da CTM obteve-se o catálogo de operação e funcionamento das turbinas LM6000 PF empregues em sua planta.

- Tendo em consideração a composição química do gás natural, determina-se o volume de ar teórico para um combustível gasoso:

$$V_{ar}^0 = 0.0476 \left\{ 0.5 \times CO + 0.5 \times H_2 + 1.5 \times H_2S + \sum \left[\left(m + \frac{n}{4} \right) \times C_m H_n \right] - O_2 \right\} [Nm^3/Nm^3_{comb}] \quad (4.41)$$

Com o volume de ar teórico pode se determinar os gases biatómicos, os gases triatómicos e o volume teórico da água nos gases de combustão:

$$V_{RO}^0 = 0.79 \times V_{ar}^0 + 0.01 \times N_2 \quad [Nm^3/Nm^3_{comb}] \quad (4.42)$$

$$V_{RO_2}^0 = 0.01 \times [CO_2 + CO + H_2S + \sum (m C_m H_n)] [Nm^3/Nm^3_{comb}] \quad (4.43)$$

$$V_{H_2O}^0 = 0.01 \times \left\{ H_2S + H_2 + \sum \left[\left(\frac{n}{2} \right) \times C_m H_n \right] + 0.0124 \times W \right\} + 0.0161 \times V_{ar}^0 [Nm^3/Nm^3_{comb}] \quad (4.44)$$

Pode-se determinar também, o volume teórico dos gases de combustão:

$$V_{pc}^0 = CO + H_2 + \sum \left(m_i + \frac{n_i}{4} \right) \times C_{m_i} H_{n_i} + CO_2 + H_2O + N_2 + O_2 + 0.79 \times V_{ar}^0 [Nm^3/Nm^3_{comb}] \quad (4.45)$$

Se conhecendo o coeficiente de excesso de ar, pode se determinar o volume real dos gases biatómicos, dos gases triatómicos e o volume real da água nos gases de combustão:

$$V_{RO} = V_{RO}^0 + (\alpha - 1) \times V_{ar}^0 \times 0.79 \quad [Nm^3/Nm^3_{comb}] \quad (4.46)$$

$$V_{RO_2} = V_{RO_2}^0 + (\alpha - 1) \times V_{ar}^0 \quad [Nm^3/Nm^3_{comb}] \quad (4.47)$$

$$V_{H_2O} = V_{H_2O}^0 + 0.0161 \times (\alpha - 1) \times V_{ar}^0 [Nm^3/Nm^3_{comb}] \quad (4.48)$$

Pode-se determinar também, o volume real dos gases de combustão:

$$V_{pc} = V_{pc}^0 + (\alpha - 1) \times V_{ar}^0 \quad (4.49)$$

- Se conhecendo o teor dos gases constituintes dos produtos de combustão e com a temperatura de pré-aquecimento do ar ou do combustível (60°C para o gás natural da

central) se determina a temperatura de combustão na câmara com a variação da participação volumétrica do H₂ na mistura com o gás natural.

Tabela 4-7: Combustão da Mistura do H₂ e do GN na câmara da Turbina LM6000 PF [Elaborada pelo Autor]

H ₂ %Vol	PCI _{massCH₄+H₂} [kJ/kg]	V ⁰ _{ar} [Nm ³ /Nm ³ _{comb}]	V ⁰ _{pc} [Nm ³ /Nm ³ _{comb}]	V _{pc} [Nm ³ /Nm ³ _{comb}]	V _{H₂O} [Nm ³ /Nm ³ _{comb}]
0	5000	12.769	13.866	16.419	1.213
10	51063	13.046	14.156	16.765	1.333
20	52221	13.347	14.471	17.140	1.533
40	55472	14.194	15.357	18.195	1.733
60	61118	15.664	16.894	20.026	1.933
80	73352	18.850	20.226	23.996	2.033
100	119840	30.955	32.886	39.077	2.133

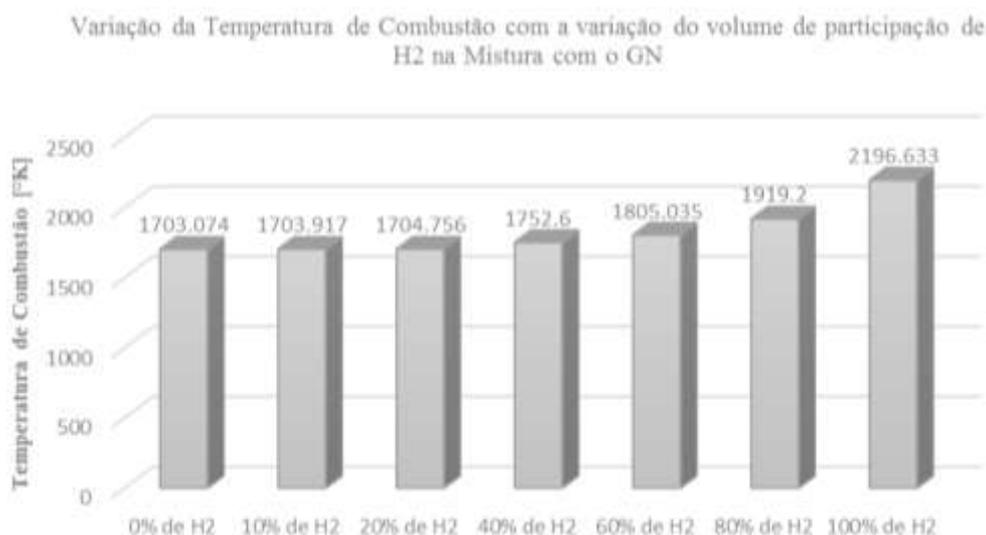


Ilustração 4.3: Variação da temperatura de combustão da mistura do H₂ com o GN

Fonte: [Elaborado pelo Autor]

A formação de NO_x, como descrito no presente trabalho, é fortemente dependente da temperatura de combustão, no entanto, a sua formação acontece à nível molecular, o que torna difícil se criar uma equação geral que preveja com precisão a quantidade de NO_x formada em um processo de combustão.

Segundo a Ilustração 4.3 não se verifica uma alteração significativa na temperatura de combustão para teores de H₂ inferiores a 40% (em volume), o que resulta numa dissociação de nitrogénio não muito diferente da que se obtém com a combustão do gás natural sem o hidrogénio para mistura (GN com 0% de H₂). O que aproxima das afirmações de literaturas que estimam que a emissão de NO_x não se altera significativamente à medida que o hidrogénio é misturado no GN até 35% em volume [39].

Por outro lado, as turbinas a gás da CTM, para o controle da temperatura da chama numa faixa estreita durante todas as condições de operação, são equipadas com uma tecnologia no combustor que as permite escalonar (ligar e desligar) secções do combustor, o que controla e limita as emissões de NO_x.

4.5.2. Determinação do Teor Ideal de H₂ na Mistura

Todas as turbinas a gás da GE têm a capacidade de queimar combustíveis com um certo teor de hidrogénio, sendo que o teor admissível depende do modelo da turbina e outros factores, sendo o mais importante, o sistema de combustão empregue [28].

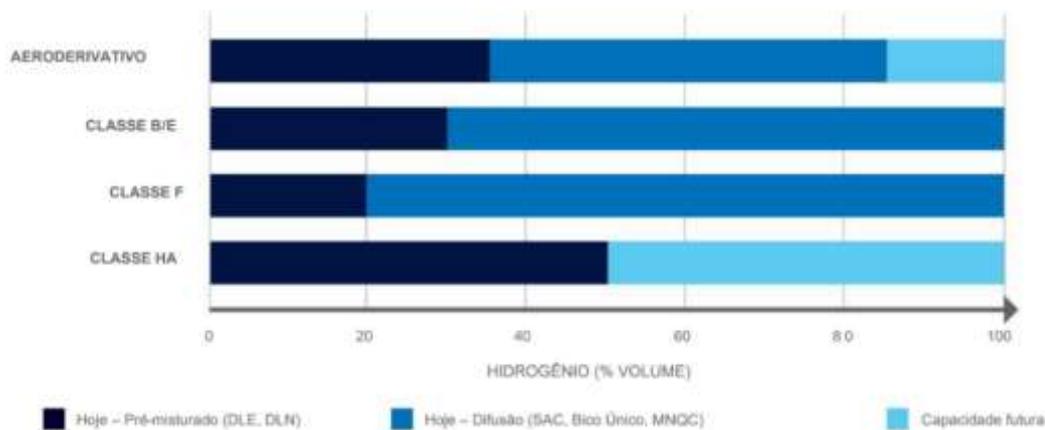


Ilustração 4.4: Capacidade de hidrogénio das turbinas a gás da GE

Fonte: Adaptado de [28]

O teor de hidrogénio ideal para se misturar ao GN da rede da CTM é definido pelas duas turbinas a gás da CTM, que são turbinas a gás aero derivadas da GE e equipadas com uma tecnologia DLE. E como se fez menção no início deste subcapítulo, o sistema de combustão é que limita o teor de hidrogénio que se pode adicionar ao GN para a queima em uma turbina a gás. Como descrito no ponto 4.4.3. o combustível DLE usado nas turbinas aero derivadas, quando configurado com um sistema de combustível padrão é configurado para operar com um máximo de 5% de hidrogénio em volume, havendo necessidade de se actualizar o sistema de combustível para teores mais altos, com um limite de aproximadamente 35% em volume conforme mostra a Ilustração 4.4.

Para o alcance do objectivo geral do presente trabalho, pretende-se evitar alterações significativas na planta original, desse modo, é eliminada a hipótese de se actualizar os sistemas de combustível das turbinas a gás da CTM, e assume-se como teor ideal de hidrogénio na mistura com o GN da rede da CTM, a variação de quantidades de hidrogénio até ao teor máximo de 5% de hidrogénio em volume (5% de H₂/95% de GN em volume).

A CTM foi projectada para operar no mínimo por um período de 30 anos (período de vida útil da central), correspondentes a horas equivalentes totais de operação, em plena carga, igual a 218,124 horas (6,132 horas/ano). Com um factor de carga ou regime de carga base de 83%, tendo em conta interrupções planeadas e imprevistas. Com um consumo planeado de GN de 15,068 GJ/ dia,

correspondentes a 362 m³ para os dois grupos geradores a gás, como mostrado nos dados do mapeamento, nas Tabelas 3.3. e 3.6. do presente trabalho. [25]

Para o hidrogénio constituir a mistura num teor de 5% em volume na rede de GN da CTM, é necessário que se forneça à rede uma quantidade disponível de aproximadamente 18 m³/dia de hidrogénio.

4.5.3. Impacto do Teor de H₂ Proposto nos Componentes da Turbina LM6000 PF

a) No Compressor: Segundo os resultados de cálculos na Tabela 4.3. a razão de ar estequiométrico mínimo requerido para a combustão da mistura de GN com teores de H₂ aumenta consideravelmente quando a participação do H₂ é superior a 20% em volume, logo, para o teor de 5% de H₂ em volume na mistura com o GN, as variações dos fluxos de massa não tem um impacto visível para os compressores de alta e baixa pressão com 5 e 14 estágios respectivamente, e para melhor desempenho, as turbinas estão equipadas com uma tecnologia *spray inter-cooling* (SPRINT) que quando necessário é usada para diminuir a temperatura de entrada do ar no compressor, corrigindo o fluxo de massa, como uma das soluções propostas na alínea (b) do Subcapítulo 4.5.1. do presente trabalho, também, podendo se corrigir o fluxo de massa por meio do sistema VIGV que se encontra na parte de frente do CBP, com a variação do ângulo de entrada das pás do CBP.

b) Na Turbina: A pressão na entrada das turbinas não será significativamente aumentada, ao se corrigir o fluxo de massa, não se aumentando também a velocidade das turbinas, no entanto, os gases de exaustão terão um pequeno aumento de vapor de água na sua composição, como pode se observar na Tabela 4.7, o que resulta num ligeiro aumento do coeficiente de transferência de calor por convecção à pá da turbina, mas, não havendo a necessidade de se aprimorar os revestimentos ou os sistemas de resfriamento das pás da turbina, pois o teor de 5% não resulta em grandes quantidades de vapor de água na exaustão.

c) No Sistema de Combustão: O sistema de combustão terá uma atenção especial, principalmente no sistema de combustível que será levado ao limite com o aumento gradual do teor de hidrogénio até ao limite de 5% em volume, que é o seu teor máximo admissível mantendo um estado de funcionamento normal, contudo, segundo os resultados de cálculos nas Tabelas 4.5, 4.6 e 4.7, nas Ilustrações 4.1, 4.2 e 4.3, o teor de hidrogénio proposto não resultará em problemas especiais para o processo de combustão, que é alterado significativamente para teores acima de 40% de hidrogénio na mistura, mas proporcionará um ligeiro aumento na eficiência da combustão.

4.5.4. Impacto do Teor de H₂ Proposto na Redução das Emissões de CO₂

A CTM até ao último dia de mapeamento havia gerada na planta um acumulado de potência bruta de 2,410,149.3 MWh, sendo que 1,790,766.987 MWh foi gerada pelos dois grupos geradores a GN e 619,382.313 MWh foi gerada pelo grupo gerador a vapor, conforme mostram as tabelas 3.2 e 3.5. Com auxílio dos dados obtidos no site da GE e da calculadora da GE em função do equipamento [42,52], para a turbina LM6000 PF com a configuração do tipo 2x1 CC (ciclo combinado) para o ciclo de potência, a emissão de CO₂, que em turbinas a gás convencionais é de aproximadamente 360 g/kWh, diminui com a aplicação do sistema de combustão DLE para 321 g/kWh, e com o teor de 5% de hidrogénio (em volume) misturado com o GN diminui para 317 g/kWh.

Considerando os dois grupos geradores a gás da CTM a operar em regime de carga base por um período de 6,132/ano, à frequência nominal de 50 Hz, a planta da CTM emite 196,837 toneladas de CO₂ considerando a aplicação do sistema de combustão DLE, podendo reduzir os níveis de emissões de CO₂, durante o mesmo período, para 194,384 toneladas com o teor de 5% de hidrogénio (em volume) misturado com o GN.

Considerando o acumulado de horas de funcionamento dos dois grupos geradores a gás da CTM, até ao ultimo dia de mapeamento (Tabela 3.5), sendo 32,279 horas para o GTG1-1 e 29,901 horas para o GTG1-2, a planta da CTM liberou para a atmosfera um acumulado de 1,995,978 toneladas de CO₂ com a queima do GN para a geração de energia eléctrica. Usando os mesmos dados de entrada pôde-se variar o teor de hidrogénio na mistura com o GN e se verificar o quanto pode se reduzir de emissões de CO₂ na planta da central, obtendo-se o seguinte gráfico de resultados:

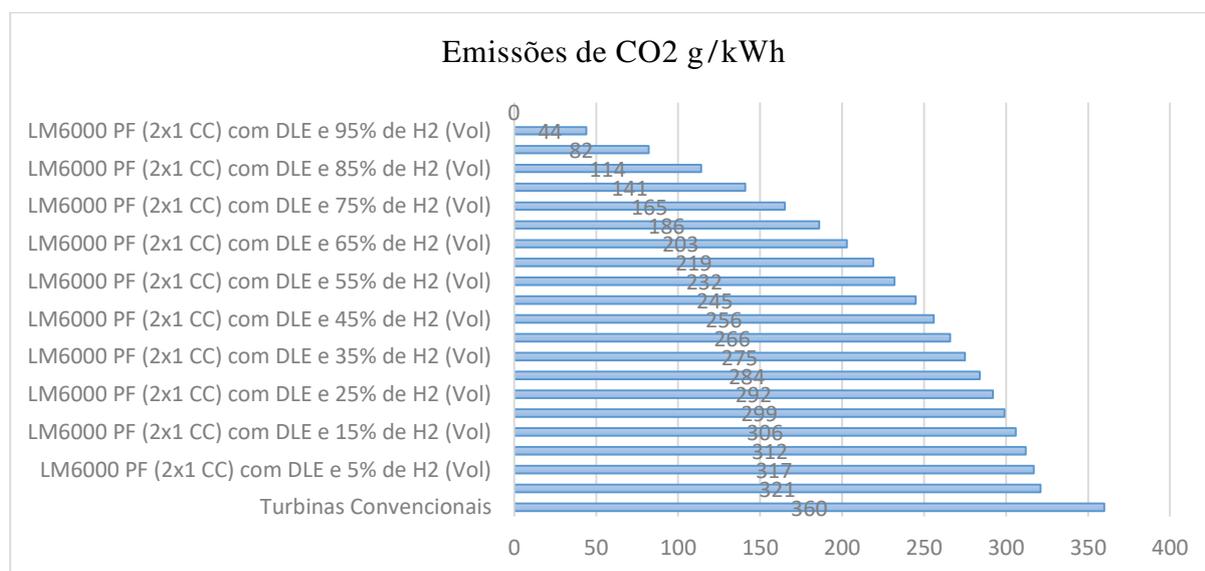


Ilustração 4.5: Impacto da mistura do hidrogénio com o gás natural nas emissões de CO₂ na planta da CTM

Fonte: [Elaborada pelo autor]

4.5.5. Impacto do Teor de H₂ Proposto na Eficiência Térmica e na Potência

O hidrogénio possui maior calor específico em comparação com o metano (*vide* Anexo 6), com isso, os teores de hidrogénio na mistura com o GN resultaram num incremento do calor específico da mistura. Nos gases de escape o calor específico será mais alto devido ao aumento da produção do H₂O com a queima da mistura, e a menor densidade do H₂O em comparação com o CO₂ causará um ligeiro aumento na velocidade de entrada do fluxo nas turbinas. Com isso, pode-se concluir que a introdução de teores de hidrogénio faz com que os produtos da combustão sejam mais leves, o que aumenta a velocidade da turbina. Podendo-se definir a *eficiência térmica* como a razão entre a energia cinética das correntes gasosas que passam pela turbina e a quantidade de calor introduzido em termos de fluxo de massa e calor específico do combustível, pode-se afirmar que ela aumenta com o aumento da velocidade. Sendo que a turbina extrai a energia do fluido de trabalho, pode-se afirmar que a maior velocidade de entrada na turbina causará um ligeiro aumento na potência de saída da mesma.

4.6. Sistema de Produção e Injecção de H₂ na Rede de GN da CTM

Para o alcance do objectivo geral do presente trabalho, o hidrogénio que será injectado na rede de GN da CTM será produzido *in loco* (no local), ou seja, na própria CTM, de modo a facilitar o processo de controlo e reduzir os custos de implementação dos sistemas de produção e injecção do H₂ na rede. O H₂ será produzido por meio do processo de electrólise alcalina da água, que irá ocorrer dentro de um electrolisador usando a energia eólica como fonte primária e externa para alimenta-lo e possibilitar o processo ou a reacção de quebra das moléculas de água em hidrogénio e oxigénio.

4.6.1. Escolha do Electrolisador

A CTM possui uma previsão de consumo de gás de aproximadamente 15 GJ por dia (considerando pequenas variações), o equivalente a 361 Nm³ ou 361 m³ (considerando a igualdade de unidades para condições normais de temperatura, pressão e humidade) conforme o ilustrado nas Tabelas 3.3 e 3.6 do presente trabalho, na fase do mapeamento. Desse modo, para se garantir uma incorporação de 5% de hidrogénio em volume na mistura com o GN para os dois grupos geradores a gás da central, é necessário um equipamento capaz de fornecer aproximadamente 18,000 Nm³ por dia (considerando condições de temperatura, pressão e humidade não prevaletentes), o que corresponde a cerca de 2,136 kg/dia de hidrogénio para 89 kg/hora, podendo se varair a quantidade de entrada de hidrogénio na rede de GN da central consoante a demanda do período do

dia e se observando a quantidade de GN requerida, sendo que por exemplo, para a central gerar uma potência de 83.5 MW brutos chega a fornecer 16,499.7 Nm³/h de GN (*vide* Anexo 7).

Os maiores electrolisadores comercializados na actualidade chegam a produzir cerca de 1,000 Nm³/h, com uma potência nominal de 5 MW. No entanto, para o presente trabalho usar-se-ao dois grupos electrolisadores com a capacidade de produzir cerca de 500 Nm³/h, correspondentes a 1068 kg/dia, com uma potência nominal de 2.5 MW separadamente, configuração comumente chamada de *mult-stack*, chegando aos 1000 Nm³/h requeridos funcionando em conjunto. A configuração escolhida proporcionará uma maior faixa de variação no controlo da produção do hidrogénio, característica muito importante quando se trata de turbinas aero derivadas, turbinas caracterizadas por possuírem uma enorme flexibilidade de variação de carga. Os electrolisadores escolhidos são denominados DQ500 *Alcaline Electrolyser* (*vide* Anexo 8) produzidos pela John Cockerill (JC), com uma conexão de células de eletrólise em série, sendo o hidrogénio produzido de um lado da célula e o oxigénio (subproduto) do outro lado, e com uma membrana que separa os eléctrodos.

4.6.2. Sistema de Fornecimento de Água para os Electrolisadores

Os grupos electrolisadores, segundo os dados do fabricante, consomem aproximadamente 920 litros de água desmineralizada por hora, sendo necessário um equipamento capaz de fornecer aproximadamente 22 m³/dia de água desmineralizada. A CTM possui um sistema de fornecimento e tratamento de água bastante eficiente e sofisticado (*vide* Anexo 9), capaz de fornecer água obedecendo todas as condições do fornecedor dos electrolisadores, o que elimina a necessidade de uma nova planta contemplando um sistema específico para os grupos electrolisadores. A água que abastece a planta da central é fornecida pela rede nacional de abastecimento de água (rede pública) por meio da empresa FIPAG (fundo de investimento e património de abastecimento de água) e por quatro (4) furos de água. A água fornecida à central pela FIPAG é mantida em tanques ou reservatórios de recepção e, posteriormente, passa por uma planta de pré-tratamento com uma capacidade de 26 m³/h, onde, fim do processo, parte dessa água é direccionada para o reservatório da água de combate a incêndio, outra parte para o reservatório de água de serviço e a outra parte para a planta de desmineralização. A água dos furos é mantida em reservatórios e, posteriormente, passa por uma planta de dessalinização com uma capacidade de 26 m³/h, onde, no fim do processo, é direccionada para a planta de desmineralização, onde é misturada com a outra parte da água da FIPAG. A planta de desmineralização tem uma capacidade de 26 m³/h, e a sua água é maioritariamente direccionada

para a refrigeração dos diversos equipamentos da planta da central. Para fornecer água aos dois grupos electrolisadores, será necessária apenas uma nova conduta de água até ao reservatório que armazena a água desmineralizada destinada aos grupos electrolisadores.

4.6.3. Parque Eólico para alimentar os Electrolisadores

Os dois grupos electrolisadores para a produção do H₂ e O₂ como subproduto, têm um consumo energético de aproximadamente 5 MW com uma variação de 4.0 a 4.3 kWh/Nm³. Desse modo, pode se concluir que a potência anual demandada pelos grupos electrolisadores é de 43.8 GW (considerando um período de operação anual de 8,760 horas) e 30.660 GW (considerando as horas de projecto para operação anual dos grupos geradores da central)

Para o alcance do objectivo geral do presente trabalho, a fonte primária preferida para o fornecimento de energia aos grupos electrolisadores é a fonte eólica. E para a escolha do aerogerador para a conversão da energia cinética dos ventos em energia eléctrica consideram-se as condições climáticas da região preferida para a sua instalação, principalmente, no que diz respeito a velocidade horária média do vento na região.

O parque eólico para alimentar os electrolisadores será instalado preferivelmente nas margens do Estuário do Espírito Santo (Baía de Maputo), que se situa nas proximidades da CTM (*vide* Anexo 11). Colocando-se as coordenadas do Estuário de Maputo no software *Homer Pro* foi possível se extrair o gráfico da velocidade média do vento na região, em uma área ampla à 10 m acima do solo, contemplando todos os períodos ao longo do ano.

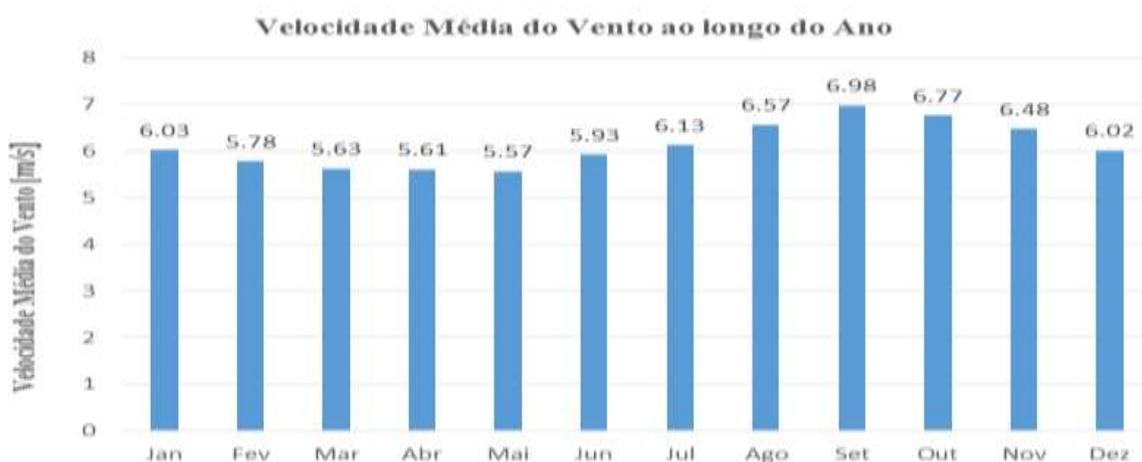


Ilustração 4.6: Velocidade média do vento ao longo do ano nas margens do Estuário de Maputo à uma altura de 10 acima do solo

Fonte: [Elaborada pelo autor]

4.6.3.1. Escolha da Turbina Eólica

Com base nas características do vento da região do Estuário de Maputo (Baía de Maputo), região preferida para a instalação do parque eólico, e através de simulações no software *Homer Pro*, a turbina eólica preferida é a Enercon E-138 EP3 podendo gerar até 3,500 kW de potência com a velocidade nominal de 15 m/s (*vide* Anexo 10).

4.6.3.2. Análise da Turbina Enercon E-138 EP3

Para a análise considera-se que a turbina será instalada a uma altura de cubo de 135 m acima do solo e possui um diâmetro do rotor de 127 m. E para se determinar a velocidade média do vento que será usada para efeito de cálculos de análise, considera-se a altura de cubo e a menor velocidade média do vento ao longo do ano, e determina-se o V_{135} :

$$V_h = V_{10} \left(\frac{h}{10} \right)^\alpha \quad (4.50)$$

- Da Ilustração 4.6 a menor média da velocidade do vento, correspondente ao mês de Maio, é de 5.57 m/s e o expoente de Hellmann para a região é de 0.145 (*vide* Anexo 14).

$$V_{135} = 8.12 \text{ m/s}$$

1) Análise das Potências Teóricas

Da Fórmula 2.27 considerando a constante universal dos gases perfeitos ($R = 287 \text{ J/kg.K}$), e o diâmetro do rotor ($d = 127 \text{ m}$), à temperatura ambiente de 20°C e a uma pressão atmosférica média de 101,300 kPa e a velocidade média do vento para a região ($v = 8.12 \text{ m/s}$), obtém-se para a potência disponível no vento:

$$Pot_{disp,Vento} = \frac{P\pi d^2 v^3}{8RT} = 4.085 \text{ MW}$$

Sendo a potência máxima extraída pela turbina teoricamente igual a:

$$Pot_{Beltz} = CPot_{Beltz} \times Pot_{disp,Vento} \quad (4.51)$$

$$Pot_{Beltz} = 0.593 \times 4085 = 2422.405 \text{ kW}$$

E a potência possível, considerando o coeficiente de potência da turbina ($CPot_{turb} = 0.466$) para a velocidade média de 8.12 m/s (*vide* Anexo 8), é dada por:

$$Pot_{poss} = CPot_{turb} \times Pot_{disp,Vento} \quad (4.52)$$

$$Pot_{poss} = 1911.78 \text{ kW}$$

Podendo se verificar que a potência possível teórica calculada é próxima da potência real, segundo o gráfico da curva de potência da turbina Enercon E-138 EP3, extraído do software *Homer Pro* (considerando a mesma densidade padrão do ar de 1.225 kg/m³).

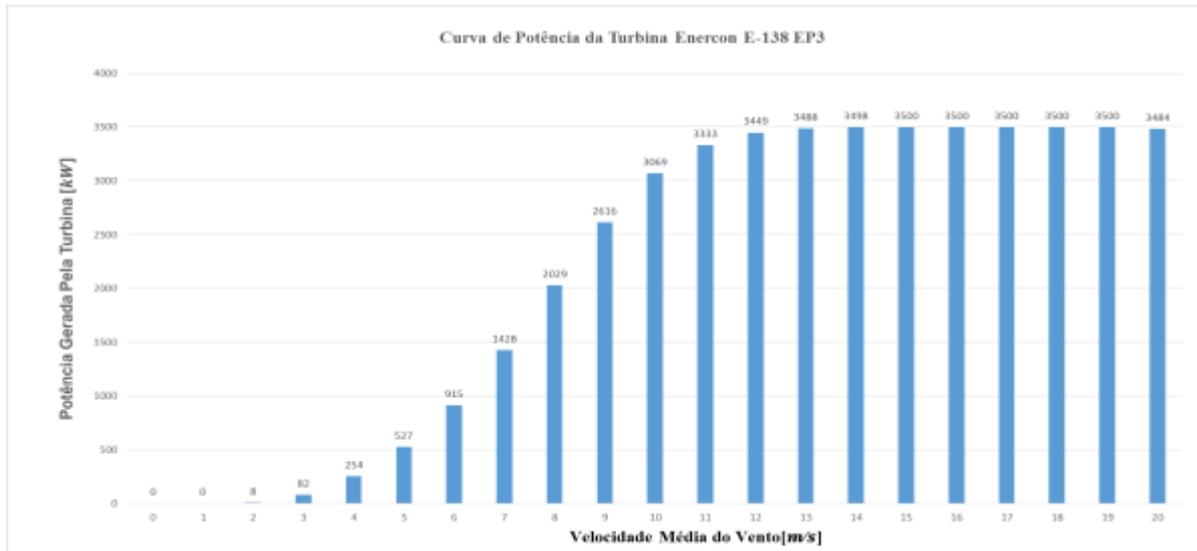


Ilustração 4.7: Curva de Potência da Turbina Enercon E-138 EP3

Fonte: [Elaborada pelo autor]

A potência bruta mínima esperada da turbina ao fim de um ano, admitindo que a turbina irá operar sem interrupção (situação ideal) e que não ocorrerá qualquer outro tipo de perdas, incluindo aquelas que decorrem da pressão atmosférica e da temperatura do ar, e admitindo também que a velocidade é constante, é dada por:

$$Pot_{Bruta\ min, Esperada\ Ano} = Pot_{Bruta\ min, Esperada\ hora} \times \text{Número de horas do ano} \quad (4.53)$$

$$Pot_{Bruta\ min, Esperada\ Ano} = 2029\ kW \times 8760\ h = 17.774\ GWh/Ano$$

2) Área do parque Eólico

Para se determinar a área necessária para a instalação do parque eólico, é necessário que se determine o número de turbinas necessárias. E para se determinar o número de turbinas considera-se a média entre a potência bruta mínima calculada (1911.78 kW) e a potência real gerada pela turbina à velocidade de 8 m/s (2029 kW), e o consumo energético dos dois grupos electrolisadores. Desse modo, o número de turbinas será dado por:

$$N_{turb} = \frac{5000\ kW}{1970.39\ kW} = 2.537 \approx 3\ turbinas \quad (4.54)$$

A área ocupada por uma turbina é calculada considerando que as turbinas colocadas perpendicularmente ao vento têm um espaçamento de 2.4 multiplicado pelo diâmetro do rotor ($2.4 \times d$) e as turbinas colocadas paralelamente ao vento têm um espaçamento de 8 multiplicado pelo diâmetro do rotor ($8 \times d$). Desse modo, a área ocupada por uma turbina no parque da central será dada por:

$$A_{turb} = 2.4 \times d \times 8 \times d = 309676.8 \text{ m}^2 \quad (4.55)$$

Desse modo, a área total do parque eólico da central será dada por:

$$A_{tot} = N_{tur} \times A_{turb} = 929030.4 \text{ m}^2 \quad (4.56)$$

- Considerou-se 8.12 m/s como a velocidade média para efeitos de cálculos, por outro lado, segundo a Ilustração 4.6, nos restantes meses do ano, exceptuando o mês de Maio, ocorrem velocidades mais elevadas na região, desse modo, aumentando as chances de se alcançar a potência instalada do parque, podendo chegar a gerar uma potência bruta de até 252 MWh/dia , comparativamente ao 146.088 MWh/dia considerando a velocidade média de cálculo.

4.6.4. Sistema de Condução do Gás ou Gasodutos

O hidrogénio produzido pelos grupos electrolisadores será direccionado para o ponto de injeção na rede de GN da CTM por meio de um gasoduto de material recomendado pelo fabricante dos grupos electrolisadores, (geralmente um tipo de aço macio ou polietileno).

- Determinação do diâmetro interno da conduta para o H₂ até ao ponto de injeção:

$$P_{Injec}^2 - P_{Ent}^2 = 7.569 \times 10^5 \times Z \times T_{Ent} \times \rho_r \times L \times \left(\frac{\dot{Q}_n^2}{D_{int}^5} \right) \quad (4.57)$$

As mudanças de pressão para um comprimento de 200 m (até ao ponto de injeção) da conduta do H₂ são desprezíveis, e o factor de compressibilidade para o H₂ a considerar é $Z = 1.4$ (vide Anexo 15) à uma temperatura do gás de 15°C ($288 \text{ }^\circ\text{K}$)

$$D_{int} = 36.628 \approx 40 \text{ mm}$$

A pressão resultante na mistura, considerando a temperatura e pressão de 27°C e 4 MPa para o gás natural num diâmetro de 20.5 cm , e a temperatura e pressão de 15°C e 3 MPa para o gás H₂ no diâmetro calculado, é determinada da seguinte forma:

$$P_{mist} = \left(\frac{P_{H_2}^2 + P_{GN}^2}{P_{GN}} \right) - \frac{7.569 \times T_{H_2} \times D_{intH_2} \times \dot{Q}_{H_2}^{1.82} \times \rho_{rH_2}}{D_{intGN}^{4.82} \times \rho_{rGN} \times T_{H_2}} + \frac{P_{H_2}^2}{P_{GN}} \quad (4.58)$$

Para a pressão corrigida da mistura considerando a densidade relativa do gás predominante, teremos:

$$P_{mistic} = P_{mist} - (1 + \rho_{rGN}) \times \Delta H \quad (4.59)$$

O ponto de injeção do H₂ produzido é na secção da conduta de gás que se localiza depois do contador da CTM (200 m de distância da instalação de produção) e a diferença de cota entre os extremos é desprezível.

Para o cálculo testador do diâmetro de injeção, considerando o caudal máximo de gás natural de 18000 Nm³/h e o caudal máximo de H₂ de 1000 Nm³/h, teremos:

$$\frac{\dot{m}_{H_2}}{\dot{m}_{GN}} = \frac{C_{GN} \times D_{GN}^2 \times P_{GN} \times 0.12 \times \sqrt{\frac{g}{T_{H_2}} \times \left(\left(\frac{P_{H_2}}{P_{GN}} \right)^{1.43} - \left(\frac{P_{H_2}}{P_{GN}} \right)^{1.71} \right)}}{C_{H_2} \times D_{H_2}^2 \times 1.11 \times \sqrt{\rho_{rH_2} \times \left(\frac{P_{GN}}{P_{H_2}} \right)}} \quad (4.60)$$

$$18 \neq 19.371$$

- O diâmetro interno calculado é aproximado ao diâmetro recomendado pelo fabricante dos electrolisadores para o caudal máximo requerido de 1000 Nm³/h , e a pressão resultante para a mistura é de 3.81 MPa, condições que excluem a necessidade de um estrangulamento na conduta do H₂ no ponto de injeção. O cálculo testador demonstra um erro de aproximadamente 7%, o que considerou-se tolerável.

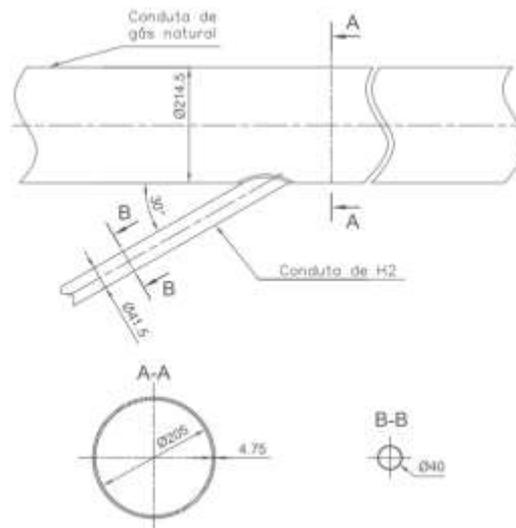


Figura 4.7: Desenho demonstrativo do ponto de injeção do H₂ na conduta do GN da CTM

Fonte: [Elaborada pelo autor]

4.6.4.1. Descrição do Sistema da Rede de Gás da CTM

O GN chega a rede da CTM fornecido pela rede de gás da concessionária *MGC*. E a função do sistema da rede de gás da CTM é de filtrar o GN para remover vestígios de humidade e condensado de baixo ponto de orvalho (garantir um gás combustível seco), garantir um certo superaquecimento mínimo necessário para uma combustão adequada, garantir a regulação da pressão quando necessário e garantir um fornecimento contínuo de GN para as turbinas a gás.

O sistema da rede de gás parte do ponto de amarração (ou ponto de recepção), uma fronteira onde se encontram instaladas duas válvula e dois contadores de gás, sendo que um conjunto pertence ao lado do ponto de fornecimento da *MGC* e o outro pertence ao lado do ponto de recepção da CTM. O GN depois de recebido é direccionado para o filtro vertical (dois filtros, um em espera) com a capacidade de remover partículas (sólidos e líquidos) maiores que 10 microns (μ), com uma temperatura e pressão de funcionamento de 0°C a 60°C e 2.3 *Mpa* a 7 *Mpa* respectivamente. Depois do primeiro filtro, o GN é encaminhado para o segundo filtro Vertical (dois filtros, um em espera) com a capacidade de remover partículas maiores que 0.3 microns, e com uma temperatura e pressão de funcionamento de 0°C a 60°C e 2.3 *Mpa* a 7 *Mpa* respectivamente. O GN filtrado é direccionado para um aquecedor de ponto eléctrico (dois aquecedores, um em espera) capaz de elevar a temperatura do gás a até 100°C. O GN aquecido é direccionado a um compressor (um compressor para cada turbina e o terceiro em espera) somente quando necessário, com uma capacidade de 10,500 *kg/h* e com uma pressão de projecto de 5.5 *Mpa*. O GN natural é por fim direccionado para uma válvula instalada na entrada do *Skid* do filtro de gás combustível instalado no pacote das turbinas a gás. Um cromatógrafo a gás recebe o GN por meio de uma ramificação da linha de GN principal para análise das propriedades do gás combustível.

O GN é fornecido a central a uma temperatura e pressão de 22°C a 27°C e 3.9 *Mpa* a 4.5 *Mpa* respectivamente, não havendo necessidade de comprimi-lo na maioria das vezes. A temperatura ideal para a sua entrada no combustor é de 40°C a 60°C.

4.6.4.2. Impacto do Teor de H₂ Proposto no Gasoduto da CTM

Segundo a *Technical Association Of The European Natural Gas Industry* o teor de H₂ tecnicamente admissível ou viável nas redes de GN é de 20% em volume, salvaguardando algumas situações específicas, sendo a principal barreira técnica para essa limitação a fragilização do gasoduto pelo fenómeno de *embrittlement*, ou seja, a possibilidade do surgimento de fissuras na tubagem devido a reacção do H₂ com o aço que a constitui. Este fenómeno é mais relevante para

gasodutos com uma tubagem geralmente constituída por aço, sendo mais preocupante para os aços de elevada dureza [49].

Do ponto de injeção do H₂ para se formar a mistura com o GN da rede de gás da central, a tubagem é de aço carbono (A 106 Gr B) que é um aço macio, o que o torna preferível para o processo de *blending* ou mistura do GN com o H₂, é também maleável e soldável (*vide* Anexo 12). Ao direccionar o H₂ para o ponto de injeção da rede de gás existente da CTM não serão relevantes parâmetros como o fluxo de calor transferido para a tubulação e/ou a queda de pressão no ponto de descarga (que é quase desprezível), por se tratar de um gasoduto de menor comprimento (menos de 200 m de comprimento) e diâmetro, e também, considerando que no ponto de injeção é preferido que a pressão e o diâmetro para a tubagem do H₂ sejam menores do que para o GN favorecendo o processo de sucção por fluxos cruzados.

4.6.5. Medidas de Precaução Com H₂

A construção das instalações do H₂ é prevista para ambientes exteriores no presente trabalho, para que qualquer fuga do H₂ seja para a atmosfera. O H₂ possui uma energia mínima de ignição muito baixa (Tabela 4.1), desse modo, as fontes de ignição para o mesmo podem ser, desde descargas eléctricas como descargas de faíscas ou até mesmo relâmpagos [50]. Para minimizar ao máximo o risco de ignição por meio dessas fontes, a tubagem de H₂ prevista para o presente trabalho, num ambiente externo, estará semicoberta por uma bancada de concreto, minimizando a sua exposição, e ao longo do seu comprimento irá dispor de válvulas de escape, para se libertar o H₂ para a atmosfera em situações de emergência. A localização das válvulas de escape deverá ser bem sinalizada de forma clara para se evitar a execução de trabalhos a quente nas proximidades. E as áreas fechadas (salas ou instalações) por onde a tubagem de H₂ passa, como a instalação de produção, deverão dispor de ventilação natural ou artificial eficiente, e o teor da sua concentração no ambiente deverá ser controlado por meio de um sistema de aviso (explosímetro).

As ligações da tubagem deverão, sempre que possível, ser soldadas de forma permanente ou fixadas por brasagem, pois esses métodos garantem uma impermeabilidade mais duradoura.

Uma chama de H₂ é muito pálida e não é possível ser vista sob uma luz solar intensa, sendo necessário o uso de dispositivos próprios em locais suspeitos.

4.7. Funcionamento Geral da Nova Instalação de Produção

A instalação de produção do H₂ e do O₂ será alimentada pela energia eólica proveniente do parque eólico a ser instalado nas margens do Estuário de Maputo (Baía de Maputo), numa área não habitada, próxima a CTM. O parque eólico alimentará a planta de produção a uma tensão de 33 kV, podendo ser elevada para 66 kV em tempos de excessos ou paragem dos grupos electrolisadores, de modo a se ligar a rede aliviando a carga dos grupos geradores da CTM e evitando a necessidade de bancos de baterias. Essa energia ligada a rede será convertida em crédito, de modo a garantir uma energia firme (backup) em tempos de grandes variações ligadas a natureza sazonal da energia eólica. O Funcionamento da instalação proposta é descrito da seguinte forma:

- 1) Para que a instalação comece a produzir H₂ e O₂ deve se garantir o fornecimento de água desmineralizada ao reservatório de água desmineralizada por meio de uma tubagem de 35 mm e um comprimento de mais ou menos 700 m da planta de desmineralização, que em sequência irá abastecer o reservatório do electrólito (2 reservatórios, 1 para cada grupo), de forma controlada, o electrólito é direccionado ao interior do electrolisador por uma tubagem de 40 mm, onde ocorre o fornecimento de energia eléctrica possibilitando o processo de electrólise;
- 2) O O₂ produzido sai dos sistemas catalíticos de purificação e secagem a 3 MPa, por uma tubagem de 40 mm de diâmetro e uma espessura de 0.75 mm, e é direccionado para o compressor de pistão de funcionamento à seco para o O₂ (dois compressores, um em espera) com uma faixa de pressão inspiratória de -0.1 MPa a 3.5 MPa, uma faixa de pressão de descarga de 0.2 MPa a 20 MPa e uma faixa de fluxo de 1 Nm³/h a 600 Nm³/h para o enchimento de cilindros a uma pressão de 15 MPa;
- 3) O H₂ produzido sai dos sistemas catalíticos de purificação e secagem a 3 MPa, por uma tubagem de 40 mm de diâmetro e uma espessura de 0.75 mm, e é direccionado de forma controlada para o ponto de injeção da rede de gás da CTM que se encontra a uma distância de aproximadamente 200 m;
- 4) O excedente do H₂ produzido é direccionado para o compressor de pistão de funcionamento à seco para o H₂ (dois compressores, um em espera) com uma faixa de pressão inspiratória de 0.01 MPa a 4 MPa, uma faixa de pressão de descarga de até 25 MPa e uma faixa de fluxo de até 2000 Nm³/h, que o comprime para o enchimento de pequenos cilindros a uma pressão de 20 MPa. Outra parte do excedente do H₂ produzido tem a opção de ser armazenado nos grandes reservatórios de baixa pressão (3 MPa), podendo ser comprimido, quando necessário, para ser reinjectado na rede de H₂ e de seguida, ser injectado na rede de gás natural da CTM. Todo o sistema é controlado por sensores e electroválvulas (*vide* Anexo 13 e Desenhos).

Capítulo V – Avaliação Económica da Inclusão da Nova Instalação de Produção

5. Avaliação Económica da Inclusão da Nova Instalação de Produção

5.1. Avaliação dos Consumos Energéticos

Tabela 5.0-1: Avaliação dos consumos energéticos na nova instalação de produção [Elaborada pelo Autor]

Tipo	Consumo em kWh
2x Grupos Electrolisadores	5,000
2x Compressor de H ₂ (AP)	110
2x Compressor de H ₂ (BP)	190
2x Compressor de O ₂	90
Total	5,390

Desta análise verificou-se que a potência bruta mínima esperada do parque será suficiente para o funcionamento da nova instalação de produção e que a potência máxima do parque eólico criará excedentes de energia que serão direcionados para a rede nacional, à tensão de 66 kV.

5.2. Custos da Aquisição do Equipamento

Tabela 5.0-2: Custos da aquisição do equipamento da nova instalação de produção [Elaborada pelo Autor]

Tipo	Valor em USD	Fonte
3x Enercon E-138 EP3	1,350,000.00	Renewable Generation
2x Conjunto Electrolisador	1,000,000.00	John Cockerill
4x Compressor de H ₂	54,000.00	Chinese Suppliers
50x Cilindros de H ₂	100,000.00	Chinese Suppliers
6x Reservatórios de H ₂	19,800.00	Chinese Suppliers
2x Compressor de O ₂	3,800.00	Chinese Suppliers
50x Cilindros de O ₂	48,000.00	Chinese Suppliers
Outros custos com a instalação, gasoduto, logística, etc.	1,250,000.00	-
Total	3,825,600.00	-

Tendo em conta o custo total da nova instalação de produção e do parque eólico de 3,825,600.00 USD, definiu-se o valor de 4,000,000.00 USD para o financiamento do projecto.

5.3. Receitas com a Comercialização dos Excessos de H₂ e do O₂ Produzido

De acordo com as empresas de referência mundial como a John Cockerill e a Air Liquid, definiu-se um valor de venda para o hidrogénio, que tem apresentado mais acessibilidade descendo de 45.89 USD/kg anteriores para aproximadamente 10 USD/kg e para o oxigénio de alta pureza 1.16 USD/kg. Notando que a venda não será por meio de gasodutos até ao consumidor, mas sim, uma distribuição em cilindros pressurizados, sendo um processo três fases, nomeadamente, a

produção, enchimento e venda. Na Tabela 5.3 encontram-se discriminadas as receitas, considerando uma percentagem de 20% do H₂ produzido como excesso e 100% do O₂ produzido.

Tabela 5.0-3: Descrição das receitas com a comercialização dos excedentes de H₂ e O₂ [Elaborada pelo Autor]

Produto	Quantidade kg/dia	USD/mês
Excesso de H ₂	427.2	128,160.00
Excesso de O ₂	1,068	37,166.400

5.4. Redução do Pagamento de Cotas da Emissão do CO₂

Para o pagamento de cotas da emissão de CO₂, com a falta ou inacessibilidade do valor concreto para Moçambique, definiu-se o valor de 9.15 USD/ton de CO₂ que é o valor pago na vizinha África do Sul e obteve-se a Tabela 5.4.

Tabela 5.0-4: Pagamento de cotas da emissão de CO₂ [Elaborada pelo Autor]

Período	Emissões de CO₂ (ton/ano)	USD/ano
Antes de se misturar H ₂	196,837	1,801,058.55
Depois de se misturar H ₂ (5% em volume)	194,384	1,778,613.60

5.5. Avaliação dos Custos Face as Receitas

De modo a avaliar a rentabilidade do projecto, definiu-se um período de 12 anos (prazo de funcionamento óptimo dos grupos electrolisadores com um período de vida útil de 20 anos). Na Tabela 5.5, a título de resumo, apresentam-se todos os custos fixos/variáveis e receitas com realização do projecto, observando um total líquido mensal positivo de 152,196.8 USD, que corresponde a um total anual líquido de 1,826,361.6 USD.

Tabela 5.0-5: Avaliação dos custos face as receitas [Elaborada pelo Autor]

Tipo	Custos (USD/mês)	Receitas (USD/mês)
Produção de H ₂	-	128,160.00
Produção de O ₂	-	37,166.40
Parque Eólico	-	-
Água	5,000.00	-
Contratação de Funcionários	4,000.00	-
Custos de Manutenção	3,000.00	-
Emissões de CO ₂	-	1,870.40
Outros Custos	3,000.00	-
Total	15,000.00	167,196.80
Resultado líquido (USD/mês)		152,196.80
Resultado líquido (USD/ano)		1,826,361.60

Para a avaliação económica ou rentabilidade do projecto não é considerado um empréstimo para o valor do projecto, o que exclui a necessidade de se estimar o valor de crédito bancário, assumindo-se que a central, administrativamente representada pela EDM, investirá com fundos próprios no projecto. No entanto, para fundamentar a viabilidade do projecto, que demonstra por meio da tabela 5.6 um período de retorno (*payback*) de menos de 3 anos, considerou-se os períodos subsequentes para a comparação com a média das taxas de empréstimo principal dos bancos comerciais em Moçambique que é de 21% (um pouco diferentes em cada banco) para uma taxa de mercado interbancário de Moçambique (MIMO) de 15.25%, verificando-se desse modo, uma taxa de retorno do projecto (TIR) de mais de 41% anuais, o que o torna rentável.

Tabela 5.0-6: Amortização do Investimento Inicial [Elaborada pelo Autor]

Ano	Custos (USD/ano)	Receita (USD/ano)	Resultado líquido (USD/ano)	Amortização
1	180,000	1,826,361.6	1,646,361.6	-2,353,638.4
2	180,000	1,826,361.6	1,646,361.6	-707,276.8
3	180,000	1,826,361.6	1,646,361.6	939,084.8
4	180,000	1,826,361.6	1,646,361.6	2,585,446.4
5	180,000	1,826,361.6	1,646,361.6	4,231,808
6	180,000	1,826,361.6	1,646,361.6	5,878,169.6
7	180,000	1,826,361.6	1,646,361.6	7,524,531.2
8	180,000	1,826,361.6	1,646,361.6	9,170,892.8
9	180,000	1,826,361.6	1,646,361.6	10,817,254.4
10	180,000	1,826,361.6	1,646,361.6	12,463,616
11	180,000	1,826,361.6	1,646,361.6	14,109,977.6
12	180,000	1,826,361.6	1,646,361.6	15,756,339.2

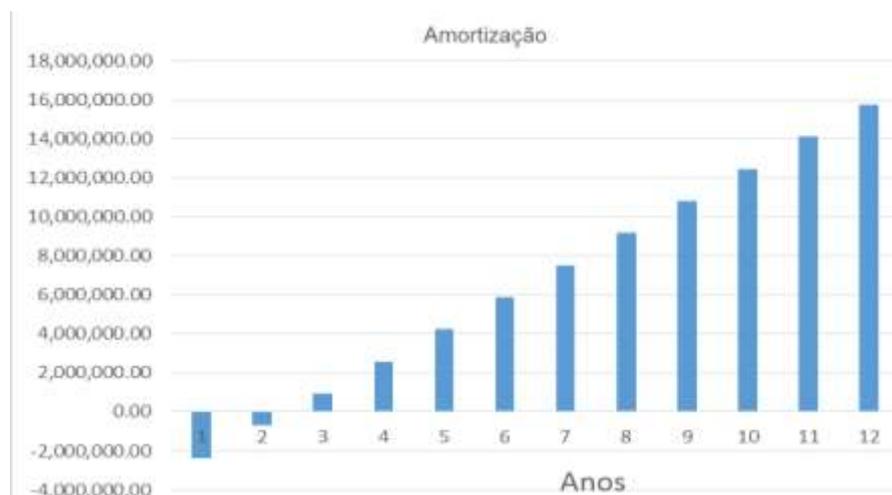


Ilustração 5.1: Gráfico da amortização do Investimento inicial

[Elaborado pelo Autor]

O valor inicial é amortizado no vigésimo sétimo mês (27^a) de forma exacta. E os potenciais consumidores do O₂ e H₂ verde produzidos, observando a crescente demanda são: O sector da indústria, o sector de transportes, o sector eléctrico, entre outros.

Capítulo VI – Conclusões e Recomendações

6. Conclusões e Recomendações

6.1. Conclusões

O estudo comparativo da combustão do gás natural e do gás hidrogénio em turbinas a gás permitiu a análise do cenário da aplicação de teores de hidrogénio misturado com o gás natural para a combustão que ocorre numa turbina a gás. Foi possível se verificar por meio de cálculos, análise de parâmetros e condições técnicas dos equipamentos, as afirmações de literaturas que relatam que as turbinas a gás convencionais podem queimar combustíveis com até 15% de hidrogénio em base volumétrica sem que isso prejudique o processo de combustão, sendo que, para que se eleve o volume de participação do hidrogénio em até 40% ou mais, é necessário que se façam certas modificações no equipamento ou que se desenvolvam turbinas específicas para a combustão de combustíveis ricos em hidrogénio.

Determinou-se por meio do estudo feito no presente trabalho a viabilidade de um teor máximo de 5% de gás hidrogénio em volume na rede de gás natural que alimenta os grupos geradores a gás da Central Termoelétrica de Maputo, para a condição de que não deverá ocorrer nenhuma alteração na planta ou infra-estrutura original. Sendo que, segundo o estudo das turbinas a gás em uso na central e os dados do fabricante, as turbinas LM6000 PF tem a capacidade de queimar combustíveis com teores de hidrogénio, em volume, próximos de 35%, limitando as turbinas da central a 5% de hidrogénio, devido ao sistema de combustão aplicado nas turbinas (versão básica DLE 1.5) que requereria uma actualização e o redimensionamento do sistema de gás da central.

Da análise do impacto da aplicação da mistura de 5% de hidrogénio em volume com gás natural em uso na planta da central, pode se verificar uma redução anual de 2,453 toneladas do CO₂ emitido pela queima do gás natural na central. Pode-se verificar também, que com a aplicação da mistura de 5% de hidrogénio em volume (18000 Nm³ de hidrogénio à condições de temperatura e pressão não prevalentes), não ocorre uma alteração significativa na temperatura de combustão, que se manterá 1703 °K, não possibilitando o aumento da dissociação do nitrogénio para a formação do NO_x, no entanto, ocorre o aumento do calor específico dos gases de escape devido ao aumento da produção de H₂O em cerca de 7%. E a menor densidade do H₂O comparada com a densidade do CO₂, quando ambos compõem os gases de escape, causa um ligeiro aumento na velocidade de entrada do fluxo nas turbinas, o que resulta numa maior eficiência térmica e no aumento da velocidade das turbinas, proporcionando uma potência de saída maior. O aumento da produção de vapor de água (H₂O) em 7% não constitui um risco relevante para a aceleração do mecanismo de oxidação dos revestimentos da barreira térmica da turbina e nem para o aumento do esforço térmico nas pás da turbina.

O dimensionamento dos sistemas necessários para a produção, armazenamento e injeção do hidrogénio na rede de gás natural da central, que considerou-se como fonte primária a energia eólica para a produção do hidrogénio pelo processo de electrólise, proporcionará um caudal máximo de 1000 Nm³/h de H₂ para rede de gás da central e um caudal máximo de 500 Nm³/h de O₂ como subproduto. Proporcionará também, a injeção de teores de H₂ (em volume) na rede de gás natural, de forma controlada e segura, tendo como referência a quantidade de gás natural requerida consoante a carga. Grandes reservatórios de baixa pressão foram dimensionados para garantir uma injeção firme do H₂ na rede de gás natural da central.

O estudo de viabilidade da implementação do projecto na Central Termoeléctrica de Maputo, avaliando um período de a 12 anos de funcionamento óptimo dos grupos electrolisadores, e considerando a venda do subproduto (O₂) e dos excessos (H₂), demonstrou a amortização do investimento inicial no final do segundo ano de operação, e um total de lucro de 15,756,339.2 USD, ampliando os horizontes da central que passa a se tornar, também, um produtor e comerciante de gás hidrogénio e gás oxigénio de elevada pureza. E com esses resultados, pode-se concluir que a produção de hidrogénio e oxigénio na Central Termoeléctrica de Maputo, por meio da energia eólica e usando a energia creditada na rede para *backup* e garantia de uma potência firme, será fiável e economicamente viável.

6.2. Recomendações

Os resultados obtidos no estudo do presente trabalho são teóricos, sendo que, se recomenda a realização de um experimento usando protótipos para se verificar ou provar os resultados obtidos.

Recomenda-se para trabalhos futuros, no mesmo contexto, a optimização do processo de electrólise alcalina e o estudo/desenvolvimento de novas tecnologias de produção de hidrogénio, que sejam mais sustentáveis e mais baratas, embora que mesmo com o amadurecimento da tecnologia do hidrogénio, tornando-a mais viável, não será muito provável a queima de hidrogénio em percentagens próximas ou iguais a 100% em turbinas a gás das centrais de ciclo combinado devido às suas necessidades energéticas face ao custo de produção do hidrogénio.

Recomenda-se o desenvolvimento de sistemas sustentáveis e flexíveis de armazenamento de hidrogénio, na perspectiva de se utilizar o hidrogénio como um meio de armazenamento e complemento às fontes de energias renováveis, para o seu uso posterior em células de combustível.

Recomenda-se o estudo da viabilidade do tratamento de águas residuais (água pós-uso residencial, comercial ou industrial) para se usar nos processos de produção do hidrogénio.

7. Bibliografia

7.1. Referências Bibliográficas

- [1] ÇENGEL, Yunus A.; BOLES, Michael A. *Termodinâmica*. 5ª Edição. São Paulo: Mcgraw Hill Arned, 2007.
- [2] HELERBROCK, Rafael. *Rendimento das máquinas térmicas*. Brasil Escola. Disponível em: <https://brasilecola.uol.com.br/fisica/rendimento-das-maquinas-termicas.htm>.
- [3] TEIXEIRA JÚNIOR, António de Souza. *Leis da termodinâmica*. Revista de ensino de ciências, FUNBEC/MEC/CNPq, 1981.
- [4] PAGLIUSO, Josmar Davilson. *Combustíveis e Combustão*. Publicação 007/95. São Paulo: São Carlos, 1984.
- [5] MORAN, M. J.; SHAPIRO, H.N. *Princípios de Termodinâmica para Engenharia*. Editora: Ltc, 2000.
- [6] RAMOS, V. Ricardo.; CAMPOS SILVA J. B. *Manual de Máquinas hidráulicas e Térmicas*. São Paulo: Ilha Solteira, 2009.
- [7] RICHARD, E. S.; BORGNAKKE, C.; GORDON, J. V. *Fundamentos da Termodinâmica*. Editora Edgar Blucher Ltda.
- [8] VISCONDI, G.; FERREIRA, A. L.; DA SILVA, A. F.; DA CUNHA, K. B. *Termoeletricidade em foco: Uso de água em termoelétricas*. São Paulo: IEMA, 2016.
- [9] KORDESCH, K.; SIMADER, G. *Fuel Cells and Their Applications*. 1 ed. New York: Cambridge, 1996.
- [10] APPLEBY, A.J.; FOULKES, F.R. *Fuel Cell Handbook*. New York. New York: Van Nostrand Reinhold Co., 1989.
- [11] *Hydrogen as an Alternative Automotive Fuel. Fuel Cell Engines for Vehicle. Cleaner Cars. Automotive Eng.* Jun. 1997.
- [12] Linde Portugal, Ltd. *Conselhos de Segurança-13: Manuseamento de Hidrogénio*.
- [13] CAMPOS, M.; LEÃO, C.; AMORIM, L. *O hidrogênio como fonte de energia: uma visão regulatória*. Gesel, UFRJ.
- [14] VARGAS, Reinaldo A. *Uma visão da tecnologia de células a combustível*. Repositório institucional do IPEN. 2014.

- [15] NETO, Roberto L. *Geração e combustão do hidrogênio obtido através do processo de eletrólise da água*. Repositório institucional do IPEN, Artigo Técnico.
- [16] ROSSMEISL, Jan; LOGADOTTIR, A.; TSAI, C.; NORSKOV, J. *Electrolysis of water on (oxidized) metal surfaces*, Chemical Physics, vol. 319, p. 178–184, 2005.
- [17] NIKOLAIDIS, Pavlos; POULLIKKAS, Andreas. *A comparative overview of hydrogen production processes*, Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 67, pp. 597-611, 2015.
- [18] KITZINGER, Fernando. *Anemómetros*. 2008.
- [19] GRUBB, M. J; MEYER, N. I. *Wind energy: resources, systems and regional strategies*. In: JO-HANSSON, T. B. et. al. *Renewable energy: sources for fuels and electricity*. Washington, D.C.: Island Press, 1993. p
- [20] BTM, 2000; EWEA; GREENPEACE. *Energia Eólica*. 2003.
- [21] WIND FORCE. *Energia Eólica*. 2003.
- [22] FUNAE-ATLAS. *Atlas de Energias Renováveis de Moçambique*. Estoril, 25 de Junho de 2015.
- [23] ALER. *Energias Renováveis em Moçambique, Relatório Nacional do Ponto de Situação*, 2ª Edição, Outubro de 2017.
- [25] IMPACTO. *EIA do Projecto de Expansão da Central Térmica de Maputo - Instalação de Turbina a Gás de Ciclo Combinado*. Electricidade de Moçambique, E.P., Maputo: Julho de 2013.
- [26] EDM (2012). *Instrução de Processo do Projecto de Expansão da Central Térmica de Maputo – Instalação de Turbinas a Gás de Ciclo Combinado*. Maputo, Outubro de 2012.
- [27] DIRETIVA DA UE 2018/2001, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 Dezembro 2018.
- [28] GE34979. *Hydrogen as a Fuel For Gas Turbines: A Pathway to Lower CO₂*.
- [29] GE33861. *Power-To-Gas: Hydrogen For Power Generation*.
- [30] CENTRAL TERMOELÉCTRICA DE MAPUTO. GE. *Industrial Aeroderivative Gas Turbines: On-Site Operation and Maintenance Manual for General Electric LM6000 PF Series Gas Turbines*.
- [31] HUTH, M.; HEILOS, A. *Fuel flexibility in gas turbine systems, impact on burner design and performance*. *Modern Gas Turbine Systems*, edited by P. Jansohn, Woodhead Publishing, 2013.

- [32] SMITH, I. *Gas turbine technology for syngas/hydrogen in coal-based IGCC*. IEA Clean Coal Centre report 155, Oct. 2009.
- [33] ESCUDIER, M.; ATKINS, T. *A Dictionary of Mechanical Engineering*. 2 ed. Oxford University Press, 2019.
- [34] LEFEBVRE, A.H.; BALLAL, D.R. *Combustão de Turbina a Gás: Combustíveis Alternativos e Emissões* 3 Ed. Boca Raton: CRC Press. 2010.
- [35] HU, J. et al. *Catalyst development for microchannel reactors for martian in situ propellant production*. *Catalysis Today*, v. 125, n. 1-2, p. 103–10, Jul. 2007.
- [36] AIGNER, M. *EU-Turbines & GERG Workshop, Brussels, Burning Natural Gas / Hydrogen Mixtures in DLN Gas Turbines*. October 2011.
- [37] ANDERSSON, M.; LARFELDT, J.; LARSSON, A. *Co-Firing With Hydrogen in Industrial Gas Turbines*, Swedish Gas Technology Centre (SGC). Malmo, Sweden, Report No. 2013:256, 2013.
- [38] PIMSNER, V.; VASILESCU, C.A.; RADULESCU, G.A. *Energetica turbomotoarelor cuardere interna*, Ed. Academiei Republicii Populare Romania, 1964.
- [39] NASA report, Northern Research and Engineering Corp. *Computer program for the analysis of annular combustors*. Volume 1 - Calculation procedures, Cambridge, MA, United State, NAS3-9402, 1968.
- [40] TAAMALLAH, S. et al. *Fuel flexibility, stability and emissions in premixed hydrogen-rich gas turbine combustion: Technology, fundamentals, and numerical simulations*. *Applied Energy*, v. 154, p. 1020-47, 2015.
- [41] DOMEN, S.; INOUE, K.; MIYAMOTO, K. *Development of Hydrogen and Natural Gas Co-firing Gas Turbine*. Mitsubishi Heavy Industries Technical Review. Vol. 55, 2018.
- [42] GE34805. *Hydrogen for Power Generation: Experience, requirements and implications for use in gas turbines*.
- [43] LIEUWEN, T.; MCDONELL, V.; PETERSEN, E. *Fuel flexibility influences on premixed combustor blowout, flashback, autoignition and stability*. *J. Eng. Gas Turbines and Power*, Vol. 130, Jan. 2008.
- [44] DUNN, S. *Hydrogen Futures: toward a sustainable energy system*. *Int J. Hydrogen Energy*, 2002.

[45] KROPOSKI, B.; SEN, P.; HARRISON, K.; LEVENE, J.; NOVACHEK, F. *Electrolysis, information and opportunities for electric power utilities*, 2006.

[47] Vestas Turbines Manual 943111.R4: *Wind Systems and General specifications For Vestas V47-660/220 & V47-660*.

[49] MARCOGAZ. *Hydrogen Detection and Measurement*. Technical Association Of the European Natural Gas Industry. Abril de 2021.

[50] GLOR, M.; THURNHERR, P. *Ignition hazards Caused by Electrostatic Charges In Industrial Processes*. Thuba Ltd. 2015.

7.2. Outra Bibliografia Consultada

[24] [Www.eolica.com.br](http://www.eolica.com.br), 15 de Março de 2022.

[46] [Www.HomerPro.com](http://www.HomerPro.com), 2 de Abril de 2022.

[48] [Www.GoogleMapsMavalaneMaputo](http://www.GoogleMapsMavalaneMaputo), 20 de Abril de 2022.

[51] [Www.GreenPipelineProject.pt](http://www.GreenPipelineProject.pt), 25 de Julho de 2022

[52] [Www.Gepower/Hydrogen.com](http://www.Gepower/Hydrogen.com), 1 de Agosto de 2022

Anexos

Anexo 1 – Propriedades do Hidrogénio

Anexo 1.1. Tabela de Poderes caloríficos de alguns combustíveis comparados ao hidrogénio

Combustível:	Valor do Poder Calorífico Superior (a 25°C e 1 atm)	Valor do Poder Calorífico Inferior (a 25°C e 1 atm)
Hidrogénio	141,86 KJ/g	119,93 KJ/g
Metano	55,53 KJ/g	50,02 KJ/g
Propano	50,36 KJ/g	45,6 KJ/g
Gasolina	47,5 KJ/g	44,5 KJ/g
Gasóleo	44,8 KJ/g	42,5 KJ/g
Metanol	19,96 KJ/g	18,05 KJ/g

Anexo 1.2. Tabela de Propriedades Físico-químicas

Peso Molecular (g/mol)	2,016
Ponto de Fusão (°C)	-259
Ponto de Ebulição (°C)	-253
Temperatura Crítica (°C)	-240
Densidade relativa, gás (ar=1)	0,07
Densidade relativa, líquido (água=1)	0,07
Solubilidade na água (mg/l)	1,6
Aspecto/cor	Incolor
Cheiro	Inodoro
Toxicidade	Não
Temperatura de auto-ignição (°C)	585-600
Gama de inflamabilidade (% Vol. no ar)	4-75
Temperatura da chama (°C)	2.045
Energia mínima de ignição (mWs)	0,02
Velocidade de propagação da chama no ar (m ² /s)	2,65
Coeficiente de difusão no ar (cm ² /s)	0,61

Anexo 1.3. Tabela de Comparação de algumas Propriedades Físicas de H₂, CH₄ e Gasolina

Propriedades Físicas	H₂	CH₄	Gasolina
Temperatura de auto-ignição (°C)	585-600	540	228-501
Temperatura da chama (°C)	2.045	1.875	2.200
Gama de inflamabilidade (% Vol. no ar)	4-75	5,3-15	1,0-7,6
Energia mínima de ignição (mWs)	0,02	0,29	0,24
Velocidade de propagação da chama no ar (m ² /s)	2,65	0,4	0,4
Coeficiente de difusão no ar (cm ² /s)	0,61	0,16	0,05
Toxicidade	Não	Não	Sim

Anexo 2 – Recurso Eólico no Mundo

Anexo 2.1. Tabela de Distribuição da Área de Cada Continente segundo a Velocidade Média do Vento

Distribuição da Área de Cada Continente segundo a Velocidade Média do Vento						
Região/ Continente	6.4 a 7.0 m/s a 50 m de Altura		7.0 a 7.5 m/s a 50 m de Altura		7.5 a 11.9 m/s a 50 m de Altura	
	(10³km²)	%	(10³km²)	%	(10³km²)	%
África	3,750	12	3,350	11	200	1
Austrália	850	8	400	4	550	5
América do Norte	2,550	12	1,750	8	3,350	15
América Latina	1,400	8	850	5	950	5
Europa Ocidental	345	8.6	416	10	371	22
Europa Ocidental & ex-URSS	3,377	15	2,260	10	1,146	5
Ásia (excluindo ex-URSS)	1,550	6	450	2	200	5
Mundo	13,650	10	9,550	7	8,350	6

Anexo 2.2. Tabela de Estimativas do Potencial Eólico Mundial

Estimativas do Potencial Eólico Mundial				
Região/ Continente	Porcentagem de Terra Ocupada	Potencial Bruto (TWh/ano)	Densidade Demográfica (hab/km²)	Potencial Líquido (TWh/ano)
África	24	106,000	20	10,600
Austrália	17	30,000	2	3,000
América do Norte	35	139,000	15	14,000
América Latina	18	54,000	15	5,400
Europa Ocidental	42	31,400	102	4,800
Europa Ocidental & ex-URSS	29	106,000	13	10,600
Ásia (excluindo ex-URSS)	9	32,000	100	4,900
Mundo	23	498,400	-	53,000

Anexo 3 – Especificações das Turbinas Aeroderivadas LM6000 da General Electric



CAPABILITY

Achieves various dispatch profiles with 3-minute synchronization to the grid



VERSATILITY

Operates from peaking to baseload with applications in combined cycle, simple cycle, industrial cogeneration, and district heating



SUSTAINABILITY

Reduces greenhouse gas emissions as part of the LM6000 battery Hybrid EGT offering

With over 40 million operating hours and more than 1,300 units shipped, GE's LM6000 aeroderivative gas turbine is a leader in the +40 MW space. The LM6000 offers greater than 99 percent start and operational reliability and 98 percent availability. Its 5-minute fast start allows operators to differentiate their dispatch capability while a simple two-spool design results in lower overall maintenance costs. Universal and modular packaging gives the LM6000 a smaller footprint and allows for faster installation and commissioning.

Simple cycle specifications (50 Hz and 60 Hz)

	LM6000 PC	LM6000 PG	LM6000 PF	LM6000 PF+
Net output (MW)	45/50*	55/57*	44/49*	53/58*
Net heat rate (Btu/kWh, LHV)	8,651	8,692	8,281	8,271
Net heat rate (kJ/kWh, LHV)	9,127	9,170	8,737	8,726
Net efficiency (% LHV)	39.4%	39.3%	41.2%	41.3%
Ramp rate (MW/minute)	50	50	50	50
Startup time (cold iron) (min.)	5	5	5	5
GT min. turn down load (%)	25%	25%	50%	50%

Combined cycle 1x1 specifications

	LM6000 PC	LM6000 PG	LM6000 PF	LM6000 PF+
Net output (MW)	59/66*	71/76*	58/64*	70/77*
Net heat rate (Btu/kWh, LHV)	6,573	6,535	6,179	6,105
Net heat rate (kJ/kWh, LHV)	6,935	6,895	6,520	6,441
Net efficiency (% LHV)	51.9%	52.2%	55.2%	55.9%
Ramp rate (MW/minute)	50	50	50	50
Startup time (cold iron) (min.)	30	30	30	30
GT min. turn down load (%)	19%	19%	37%	37%

Combined cycle 2x1 specifications

	LM6000 PC	LM6000 PG	LM6000 PF	LM6000 PF+
Net output (MW)	118/133*	146/153*	117/129*	142/155*
Net heat rate (Btu/kWh, LHV)	6,555	6,516	6,161	6,085
Net heat rate (kJ/kWh, LHV)	6,916	6,874	6,500	6,420
Net efficiency (% LHV)	52.1%	52.4%	55.4%	56.1%
Ramp rate (MW/minute)	100	100	100	100
Startup time (cold iron) (min.)	30	30	30	30
GT min. turn down load (%)	19%	19%	19%	18%

LM6000 additional specifications

Reliability	99.8%	99.8%	99.8%	99.8%
Availability	98.7%	98.7%	98.7%	98.7%
Start reliability	99.1%	99.1%	99.1%	99.1%
Fleet operation hours	18.7M	108,000	2.1M	30,000
Hot section hours	25,000	25,000	25,000	25,000
Overhaul hours	50,000	50,000	50,000	50,000
NOx emission (ppm) @ 15% O ₂	25	25	15	15/25
CO (ppm) @ 15% O ₂	89/150**	94/150**	25/70**	25/25**
Package noise (dBA average)	85	85	85	85
Exhaust temp (°F/°C)	824/440	879/470	861/461	927/491
Exhaust mass flow (lbs)	284.4	315.9	277	927
Exhaust mass flow (kg/s)	129.0	143.3	125.6	139.4
Combustion	SAC	SAC	DLE	DLE
Legacy name	LM6000 (53)	LM6000 (59)	LM6000 DLE (50)	LM6000 DLE (57)

* MW output without SPRINT/with SPRINT

**At baseload/minimum turn-down without abatement

NOTE: All ratings are net plant, based on ISO conditions and natural gas fuel. Actual performance will vary with project-specific conditions and fuel.

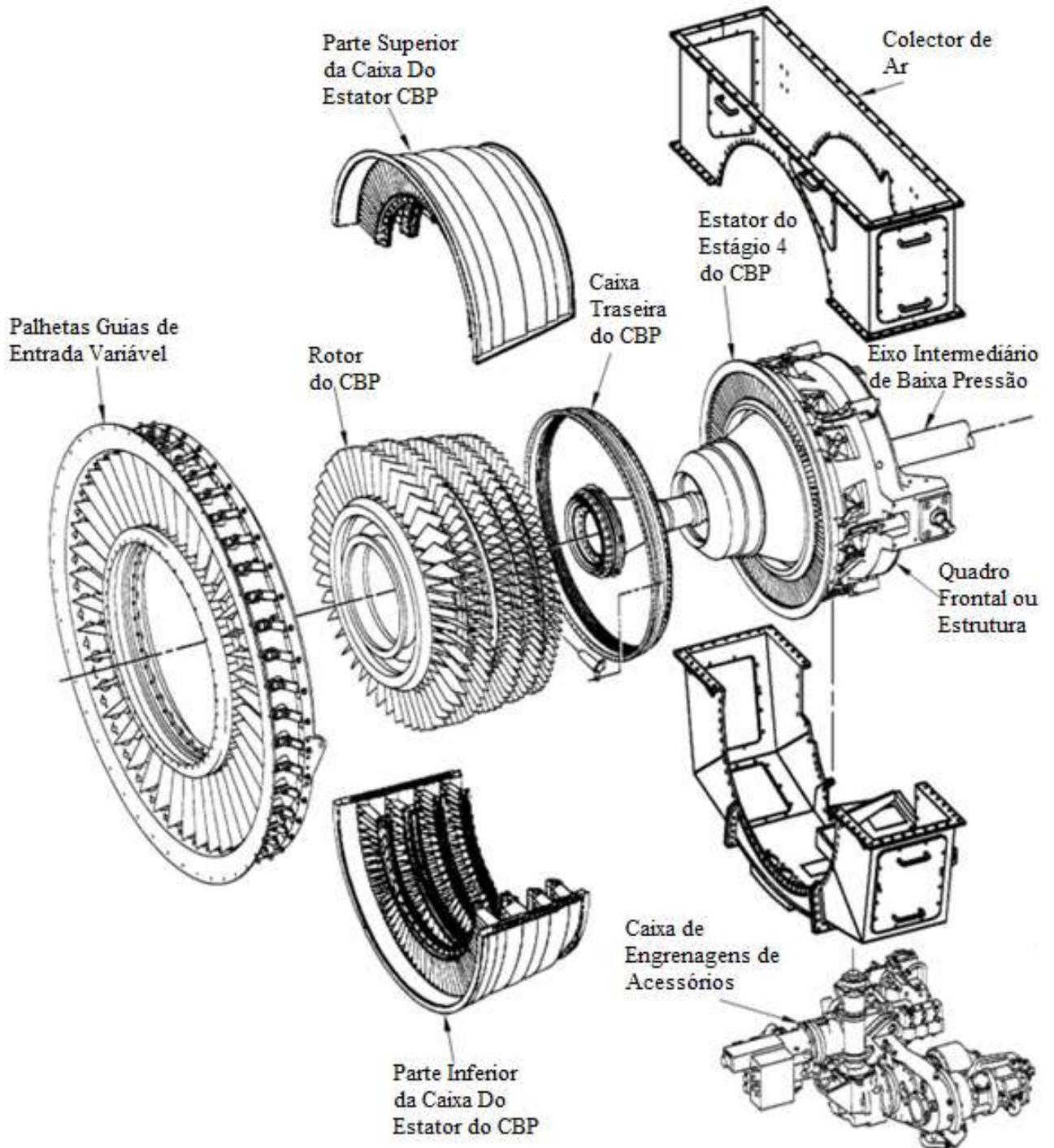
gepower.com

© 2019 General Electric Company. All rights reserved.

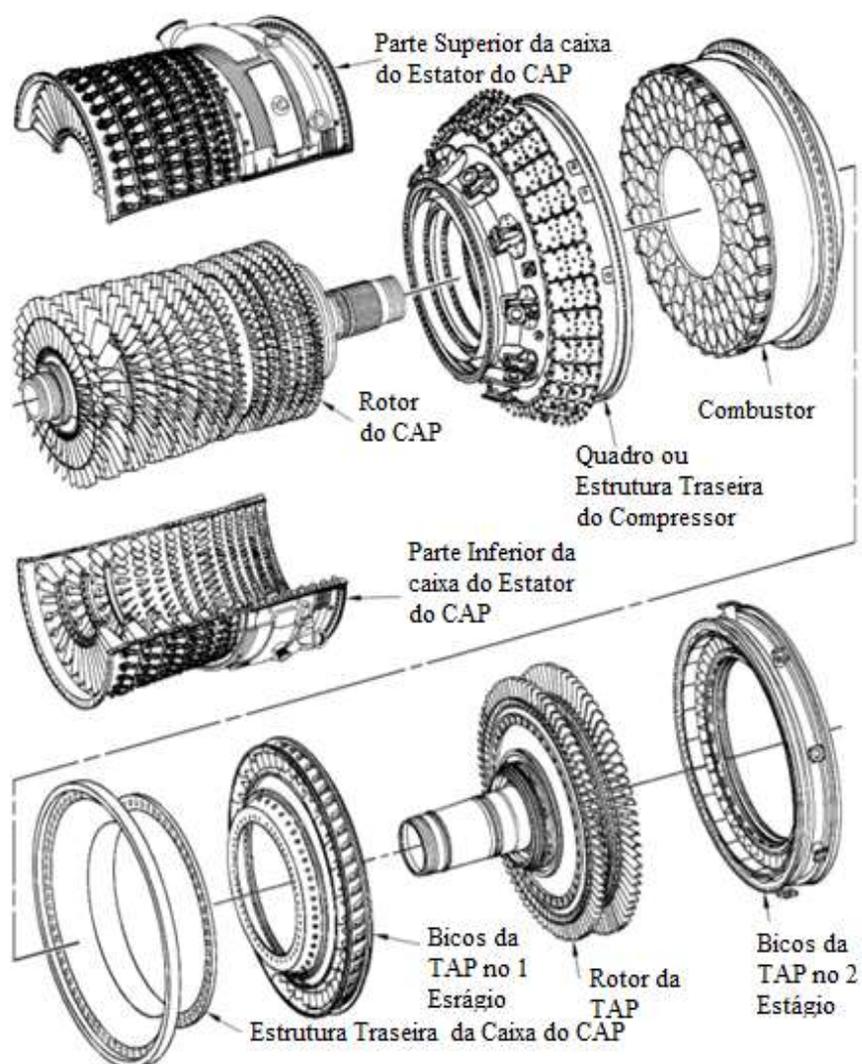
GEA34350 (09/2019)

	<u>LM6000-PC</u>	<u>LM6000-PC SPRINT</u>
Fuel:	natural gas	natural gas
Output:	43.3 MW	50.6 MW
Efficiency:	41.3%	42.6%
Heat rate:	8,571 Btu/kW-hr 9,043 kJ/kW-hr	8,485 Btu/kW-hr 8,952 kJ/kW-hr
Pressure ratio:	29.1:1	31.3:1
Shaft speed:	3,627 rpm	3,627 rpm
Exhaust flow**:	285 lb/s (129 kg/s)	299 lb/s (136 kg/s)
Exhaust temperature**:	803°F (428°C)	835°F (446°C)

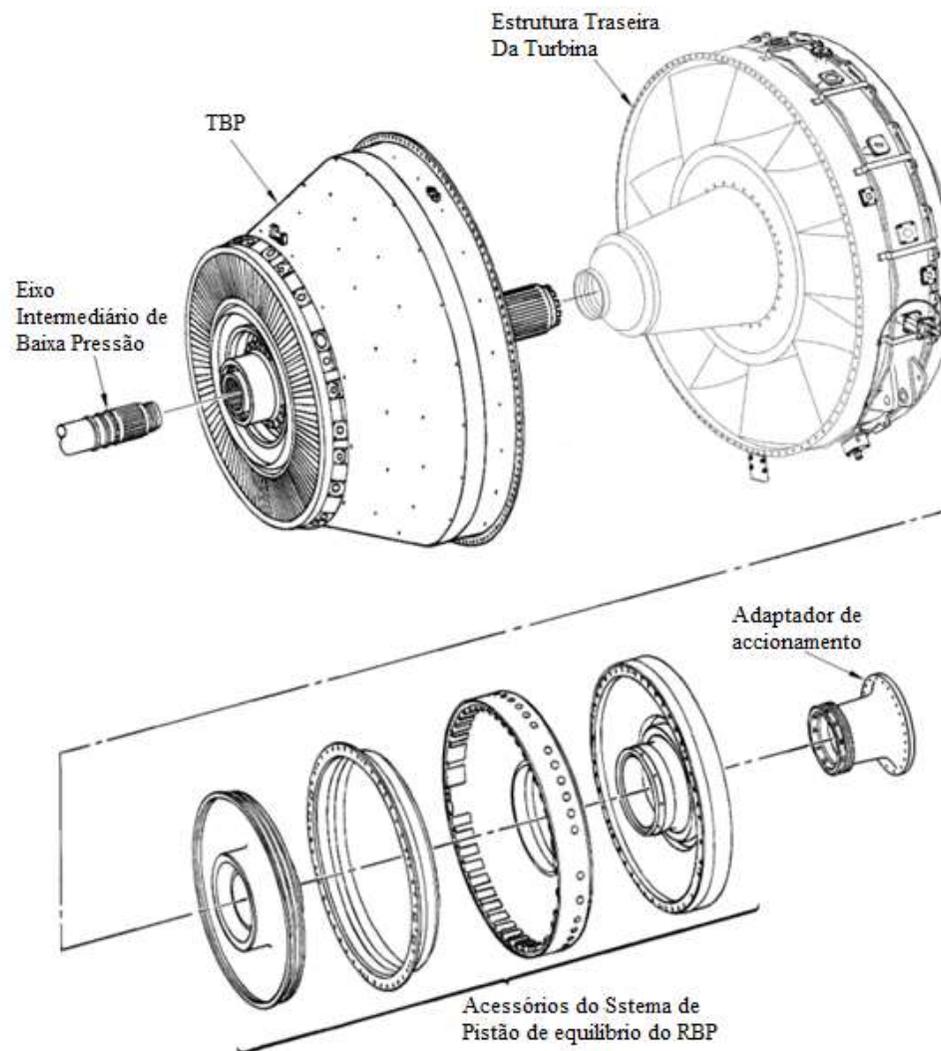
	<u>LM6000-PD/PF</u>	<u>LM6000-PD/PF SPRINT</u>
Fuel:	natural gas	natural gas
Output:	42.7 MW	47.5 MW
Efficiency:	41.3%	42.6%
Heat rate:	8,227 Btu/kW-hr 8,675 kJ/kW-hr	8,198 Btu/kW-hr 8,649 kJ/kW-hr
Pressure ratio:	29.3:1	31.1:1
Shaft speed:	3,627 rpm	3,627 rpm
Exhaust flow**:	277 lb/s (126 kg/s)	277 lb/s (126 kg/s)
Exhaust temperature**:	843°F (451°C)	843°F (451°C)



Anexo 3.1. Desenho adaptado de [30] para identificar os principais componentes de uma turbina a gás LM6000 PF (1-3)



Anexo 3.2. Desenho adaptado de [30] para identificar os principais componentes de uma Turbina a gás LM6000 PF (2-3)



Anexo 3.3. Desenho adaptado de [30] para identificar os principais componentes de uma

Turbina a gás LM6000 PF (3-3)

Anexo 4 – Imagem da turbina LM6000 PF da CTM em Manutenção



Anexo 5 – Propriedades do Gás Fornecido a Central Termoelétrica de Maputo pela MGC

Propriedades	
Composição (%mol)	
Metano - CH ₄	94.493
Etano - C ₂ H ₆	2.062
Azoto - N ₂	2.047
Propano - C ₃ H ₈	0.718
i-Butano - IC ₄ H ₆	0.229
n-Butano - NC ₄ H ₆	0.256
Dióxido de Carbono - CO ₂	0.016
Oxigénio - O ₂	0.027
neo-Pentano - C ₅ H ₆	0.016
i-Pentano - IC ₅ H ₆	0,079
n-Pentano - NIC ₅ H ₆	0.057
Sulfureto de hidrogénio - H ₂ S	0.000
Outros	
Calor específico superior	40.878 MJ/Nm ³
Calor específico inferior	37.000 MJ/Nm ³
Densidade do gás	0.768 kg/Nm ³
Índice de Wobbe	53.126 MJ/Nm ³

Anexo 6 – Calor específico de vários gases perfeitos em função da temperatura

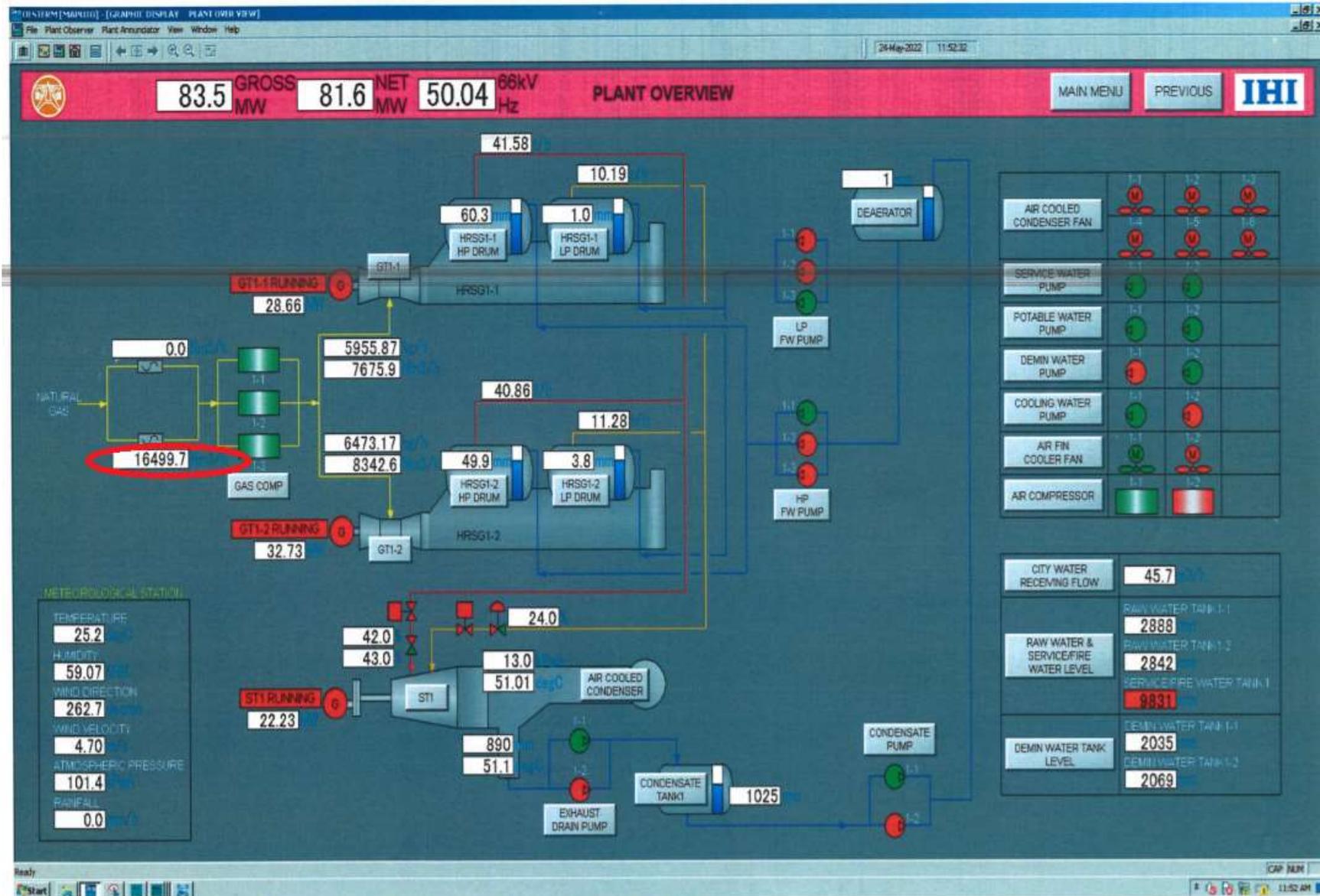
Tabela A.6 — Calor específico a pressão constante de vários gases perfeitos em função da temperatura

		$c_{p0} = C_0 + C_1\theta + C_2\theta^2 + C_3\theta^3$				kJ/kg K $\theta = T \text{ (Kelvin)}/1000$	
Gás	Formula	C_0	C_1	C_2	C_3	Intervalo K	
Acetileno	C ₂ H ₂	1,03	2,91	-1,92	0,54	250 – 1200	
Água (vapor)	H ₂ O	1,79	0,107	0,586	-0,20	250 – 1200	
Amônia	NH ₃	1,60	1,40	1,00	-0,7	250 – 1200	
Ar (atmosférico)	-	1,05	-0,365	0,85	-0,39	250 – 1200	
Argônio	Ar	0,52	0	0	0	250 – 1200	
Butano	C ₄ H ₁₀	0,163	5,70	-1,906	-9,049	250 – 1200	

Tabela A.6 (Continuação) — Calor específico a pressão constante de vários gases perfeitos em função da temperatura

Gás	Formula	C_0	C_1	C_2	C_3	Intervalo K	
Dióxido de carbono	CO ₂	0,45	1,67	-1,27	0,39	250 – 1200	
Dióxido de enxofre	SO ₂	0,37	1,05	-0,77	0,21	250 – 1200	
Etano	C ₂ H ₆	0,18	5,92	-2,31	0,29	250 – 1200	
Etanol	C ₂ H ₅ OH	0,20	-4,65	-1,82	0,03	250 – 1200	
Etileno	C₂H₄	1,36	5,58	-3,00	0,63	250 – 1200	
Hélio	He	5,193	0	0	0	250 – 1200	
Hidrogênio	H ₂	13,46	4,6	-6,85	3,79	250 – 1200	
Metano	CH ₄	1,2	3,25	0,75	-0,71	250 – 1200	
Metanol	CH ₃ OH	0,66	2,21	0,81	-0,89	250 – 1200	
Monóxido de carbono	CO	1,10	-0,46	1,00	-0,454	250 – 1200	
Neônio	Ne	1,03	0	0	0	250 – 1200	
Nitrogênio	N ₂	1,11	-0,48	0,96	-0,42	250 – 1200	
n – octano	C ₈ H ₁₈	-0,053	6,75	-3,67	0,775	250 – 1200	
Óxido nítrico	NO	0,98	-0,031	0,325	-0,14	250 – 1200	
Óxido nitroso	N₂O	0,49	1,65	-1,31	0,42	250 – 1200	
Oxigênio	O ₂	0,88	-0,0001	0,54	-0,33	250 – 1200	
Propano	C ₃ H ₈	-0,096	6,95	-3,60	0,73	250 – 1200	
R-12	CCl ₂ F ₂	0,260	1,47	-1,25	0,36	250 – 500	
R-22	CHClF ₂	0,200	1,87	-1,35	0,35	250 – 500	
R-32	CF₃H₂	0,227	2,27	-0,93	0,041	250 – 500	
R-125	CHF ₂ CF ₃	0,305	1,68	-0,284	0	250 – 500	
R-134a	C F ₃ CH ₂ F	0,165	2,81	-2,23	1,11	250 – 500	
Trióxido de enxofre	SO ₃	0,24	1,70	-1,50	0,46	250 – 1200	

Anexo 7 – Leitura do consumo de gás natural da CTM pelo DCS da sala de controle



Anexo 8 – Catálogo do electrolisador DQ500

DQ500
Alkaline Electrolyser

500 Nm³/h

H₂
Green Hydrogen



h2.johncockerill.com

 **John
Cockerill**

DQ500, Alkaline Electrolyser | 500 Nm³/h

Medium Scale Applications

John Cockerill's technology

More than 200 years of history.

Active in the hydrogen sector for more than 25 years of R&D and production of electrolysis systems.

Pressure

Green hydrogen is delivered at 30 bar (g)

Scalability

The DQ500 is a 2,5MW stack easily duplicable to reach large scale plants.

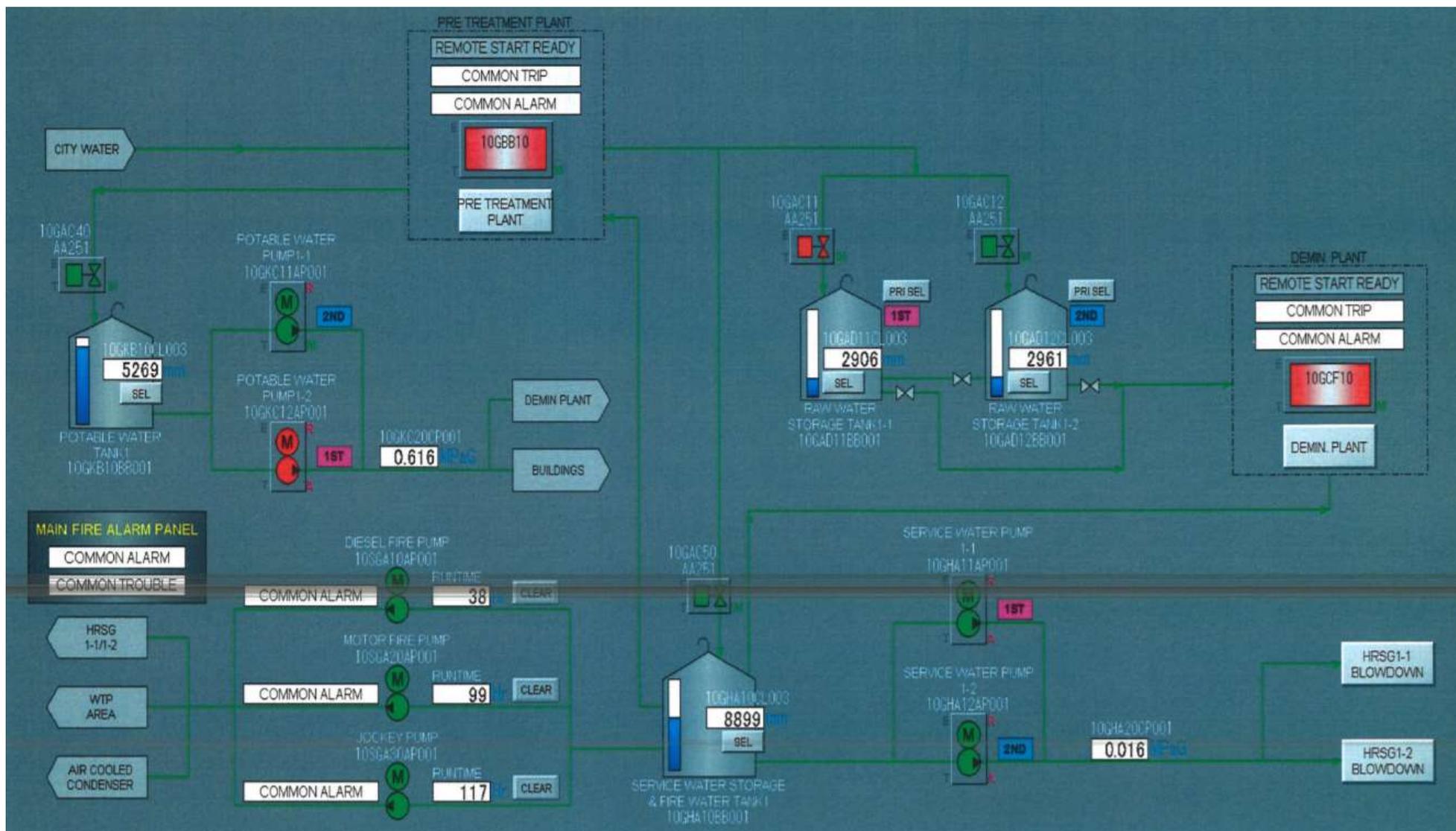
High H₂ purity

Our purification system can deliver 99.999% purity H₂ purity. This H₂ is suitable for the use in fuel cell vehicles.

The purification system is autonomous and does not consume any gases

DQ500 ELECTROLYSER	
H₂ gas production	
Nominal H ₂ flow	500 Nm ³ /h (1068 kg/day)
Flow range	40% - 100%
Delivery pressure	30 bar (g) without compression
H ₂ purity before purification system	99.8%
H ₂ purity after purification system	99.999% suitable for fuel cell application
Electrical requirements	
Plant power consumption (AC)	2500 KW
Stack consumption (DC)	4.0 – 4.3 kWh/Nm ³ H ₂
Electrical converter power factor	≥ 95%
Total Harmonic Distortion (THD)	≤ 5%
Primary voltage	3.3 – 20 kV (typical 10 kV) (optional up to 34 kV)
Feed water and electrolyte	
Water conductivity required	< 1 μS/cm (demineralization process available in option)
Demineralized water consumption	0.92 l/Nm ³ H ₂
Electrolyte	30% KOH aqueous solution
Stack lifetime	
Expected lifetime	≥ 20 years
Optimal runtime	Approx. 12 years
Degradation rate	Approx. ≤ 1% /year
Dimensions & weight	
Plant footprint	Approx. 300 m ²
Stack dimensions (LxWxH)	3.5 m x 2.2 m x 2.2 m
Stack weight	26 000 kg
Norms & standards	
Marking	CE
Norms compliancy	European PED, ATEX, EMC

Anexo 9 – Planta do sistema de abastecimento de água da CTM



Anexo 10 – Especificações da Turbina Enercon E-138 EP3

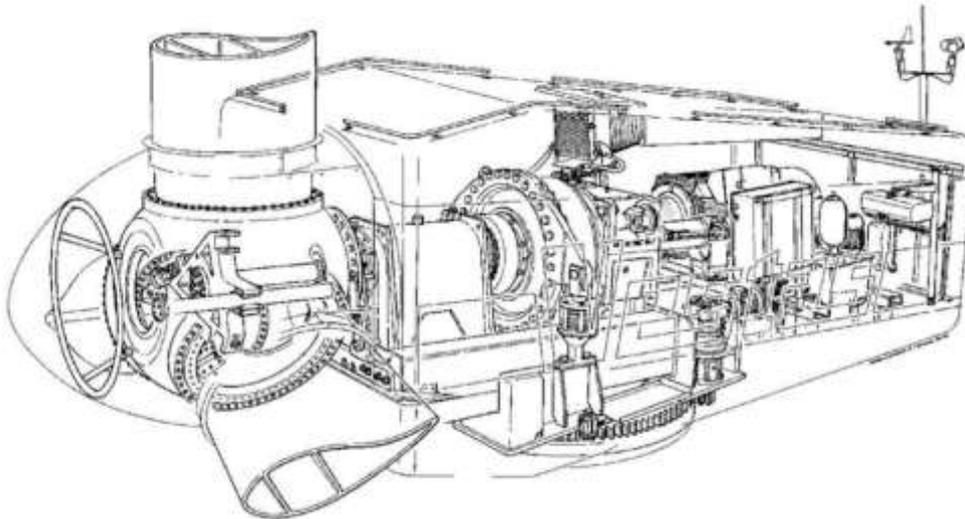


E-138 EP3
3,500 kW / 4,200 kW



 
www.enercon.de

 **ENERCON**
ENERGY FOR THE WORLD



Gearless, variable speed, and single blade adjustment.
 Rotor Diameter: 127m.
 Hub height 135m.
 Upwind rotor with active pitch control.
 One independent pitch system per rotor blade with allocated emergency supply.
 Cut out wind speed: 28-34 m/s with ENERCON storm control.

Drive train with generator	
Wind energy converter concept	Gearless, variable speed, full-scale converter
Hub	Rigid
Bearing	2 tapered roller bearings
Generator	Direct-drive ENERCON annular generator
Grid feed	ENERCON inverters with high clock speed and sinusoidal current
IP Code/insulation class	At least IP 23/F

Brake system	
Aerodynamic brake	Three independent pitch systems with emergency power supply
Rotor brake	Hydraulic
Rotor lock	Latching every 10°

Yaw control	
Type	Electrical with yaw motors
Control	Active via yaw gears

Control system	
Type	Microprocessor
Grid feed	ENERCON inverter
Remote monitoring system	ENERCON SCADA system
Uninterruptible power supply (UPS)	Integrated



TECHNICAL DATA

E-138 EP3

Last updated: 02/2020. Technical information subject to change.

The new EP3 range represents a radical cut in ENERCON's wind energy converter design. Compact and efficient with consistently optimised processes from production, transport and logistics to installation – these are the key characteristics of this WEC generation and ENERCON's response to new market requirements.

NEW WEC GENERATION

GENERAL		GENERATOR	
Nominal power	3,500 kW / 4,200 kW (E2)	Type	directly driven, separately excited annular generator
Wind class (IEC)	IEC IIIA	Cooling system	air cooling system
Wind zone (DIBt)	WZ 2 GK II	FEATURES	STANDARD OPTIONAL
Turbine concept	gearless, variable speed, full power converter	FACTS and transmission	X
Design service life	25 years	ENERCON SCADA	X
Cut in wind speed	2.5 m/s	ENERCON storm control	X
Cut out wind speed	28 m/s	Low radar reflectivity rotor blades	X
Extreme wind speed at hub height (3-second gust)	52.5 m/s	Ice detection system	X
Rotational speed	4.4 / 5 * - 10.8 rpm (3,500 kW) 4.4 / 5 * - 10.8 rpm (4,200 kW)	<small>Power curve method</small>	
Ambient temperature for normal operation	-10 °C to +40 °C	Additional ice detection system	X
Extreme temperature range	-20 °C to +50 °C	Blade heating system	X
Grid feed / control system	ENERCON inverter	Hot-Climax	X
Grid frequency	50 Hz / 60 Hz	Shadow shutdown	X
Sound power level	93.4 - 106.0 dB(A)* Yield and noise-optimised operation. Further modes on request.	ENERCON SCADA bat protection	X
		STATCOM	X
		Inertia Emulation	X
		Sector management for wind farms	X
		Beacon management for wind farms	X

Anexo 12 – Propriedades mecânicas para Tubos de Aço

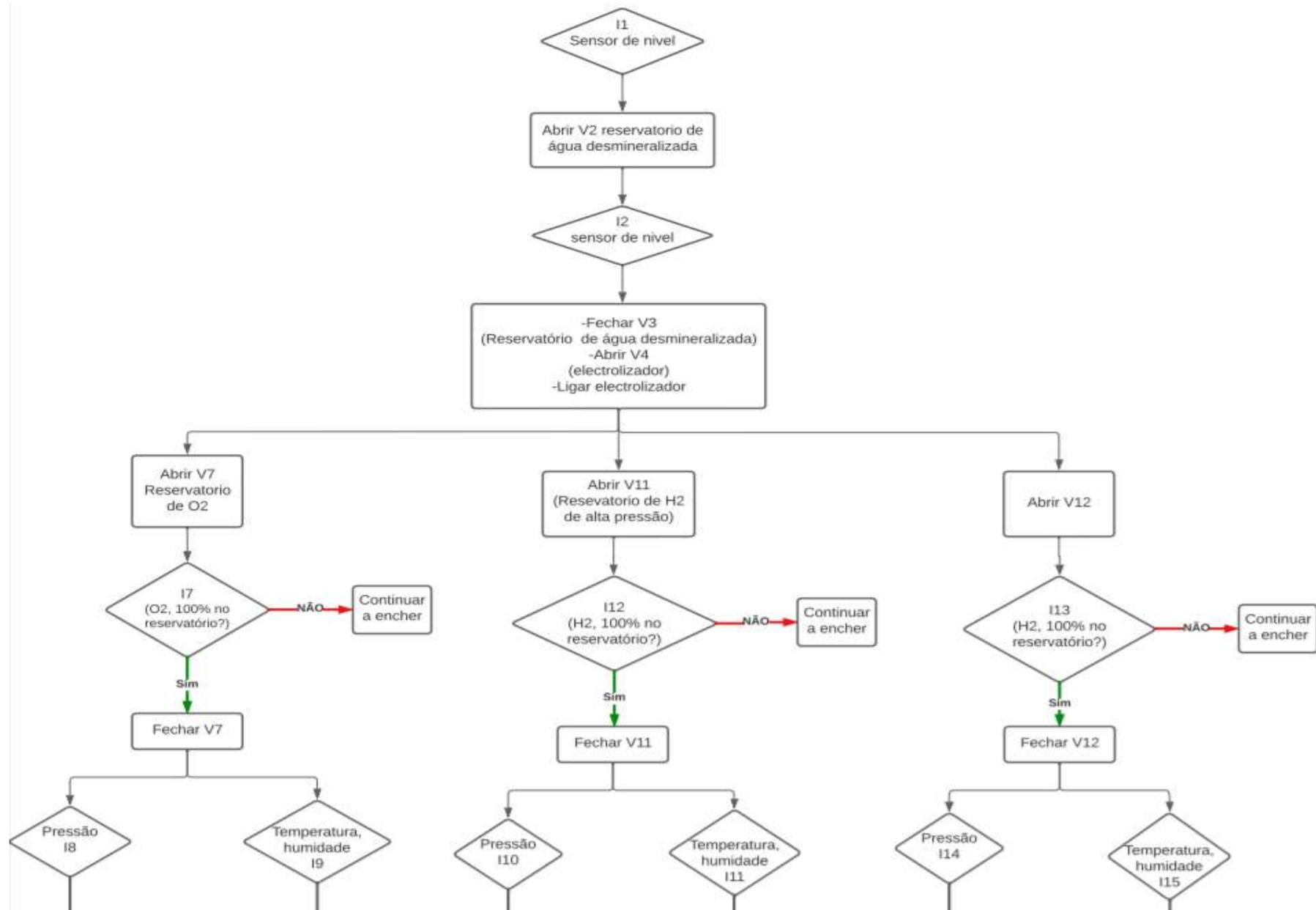
TUBOS DE AÇO		Composição Química											
Propriedades mecânicas para tubo com e sem costura													
Norma	Aço	Composição Química %									Propriedades Mecânicas		
		C	Mn	P. máx	S. Máx	Si	Ni	Cr	Mo	Cu	RT Mpa Min.	Le Mpa Min.	Dureza Máx.
5590 (ASTM A53)	GrA	Máx 0,25	Máx 0,95	0,050	0,045	-	Máx 0,40	Máx 0,40	0,15	Máx 0,40	330	205	-
	GrB	Máx 0,30	Máx 1,20	0,050	0,045	-	Máx 0,40	Máx 0,40	0,15	Máx 0,40	415	240	-
A 106	GrA	Máx 0,25	0,27/0,93	0,035	0,035	-	Máx 0,40	Máx 0,40	0,15	Máx 0,40	330	205	-
	GrB	Máx 0,30	0,29/1,06	0,035	0,035	Min 0,10	Máx 0,40	Máx 0,40	0,15	Máx 0,40	415	240	-
	GrC	Máx 0,35	0,29/1,06	0,035	0,035	Min 0,10	Máx 0,40	Máx 0,40	0,15	Máx 0,40	485	275	-
A 161	GrLC	0,10/0,20	0,30/0,80	0,035	0,035	Min 0,10	-	-	-	-	324	179	-
	GrTI	0,10/0,20	0,30/0,80	0,025	0,025	Máx 0,25	-	-	0,44/0,65	-	379	207	-
A 178	GrA	0,06/0,18	0,27/0,63	0,035	0,035	0,10/0,50	-	-	-	-	325	180	-
	GrC	Máx 0,35	Máx 0,80	0,035	0,035	-	-	-	-	-	415	255	-
	SAC 50	Máx 0,18	Máx 1,40	0,030	0,015	-	-	-	-	-	490/602	373	-
A 179	A 179	0,06/0,18	0,27/0,63	0,035	0,035	Min 0,10	-	-	-	-	415	170	72HB
A 192	A 192	0,06/0,18	0,27/0,63	0,035	0,035	-	-	-	-	-	-	-	137HB
A 199/200	GrT5	Máx 0,15	0,30/0,60	0,025	0,025	Máx 0,25	-	4,00/6,00	0,45/0,65	-	415	170	163HB
	GrT11	0,05/0,15	0,30/0,60	0,025	0,025	Máx 0,50	-	1,00/1,50	0,44/0,65	-	415	170	163HB
	GrT22	0,05/0,15	0,30/0,60	0,025	0,025	0,50/1,00	-	1,90/2,60	0,87/1,13	-	415	170	163HB
A 209	GrT1	0,10/0,20	0,30/0,80	0,025	0,025	Máx 0,50	-	-	0,44/0,65	-	380	225	146HB
	GrT1a	0,15/0,25	0,30/0,80	0,025	0,025	0,10/0,50	-	-	0,44/0,65	-	415	220	153HB
	GrT1b	Máx 0,14	0,30/0,80	0,025	0,025	0,10/0,50	-	-	0,44/0,65	-	365	195	137HB
A 210	GrA1	Máx 0,27	Máx 0,93	0,035	0,035	0,10/0,50	-	-	-	-	415	255	143HB
	GrC	Máx 0,35	0,29/1,06	0,035	0,035	Min 0,10	-	-	-	-	485	275	179HB
A 213	GrT2	0,10/0,20	0,30/0,61	0,025	0,025	Min 0,10	-	0,50/0,81	0,44/0,65	-	415	205	163HB
	GrT5	Máx 0,15	0,30/0,60	0,025	0,025	0,10/0,30	-	4,00/6,00	0,45/0,65	-	415	205	179HB
	GrT11	0,05/0,15	0,30/0,60	0,025	0,025	Máx 0,50	-	1,00/1,50	0,44/0,65	-	415	205	163HB
	GrT12	0,05/0,15	0,30/0,60	0,025	0,025	0,50/1,00	-	0,80/1,25	0,44/0,65	-	415	205	163HB
	GrT22	0,05/0,15	0,30/0,60	0,025	0,025	Máx 0,50	-	1,90/2,60	0,87/1,13	-	415	205	163HB
A 214	A 214	Máx 0,18	0,27/0,63	0,035	0,035	Máx 0,50	-	-	-	-	-	-	72HB
A 226	A 226	0,06/0,18	0,27/0,63	0,035	0,035	-	-	-	-	-	325	180	125HB
A 333/334	Gr1	Máx 0,30	0,40/1,06	0,025	0,025	Máx 0,25	-	-	-	-	380	205	-
	Gr3	Máx 0,19	0,31/0,64	0,025	0,025	-	3,18/3,82	-	-	-	450	240	-
	Gr6	Máx 0,30	0,29/1,06	0,025	0,025	0,18/0,37	-	-	-	-	415	240	-
	Gr7	Máx 0,19	Máx 0,90	0,025	0,025	Min 0,10	2,03/2,57	-	-	-	450	240	-
A 335	GrP1	0,10/0,20	0,30/0,80	0,025	0,025	0,13/0,32	-	-	0,44/0,65	-	380	205	-
	GrP2	0,10/0,20	0,30/0,61	0,025	0,025	0,10/0,50	-	0,50/0,81	0,44/0,65	-	380	205	-
	GrP5	Máx 0,15	0,30/0,60	0,025	0,025	0,10/0,30	-	4,00/6,00	0,45/0,65	-	415	205	-
	GrP11	0,05/0,15	0,30/0,60	0,025	0,025	Máx 0,50	-	1,00/1,50	0,44/0,65	-	415	205	-
	GrP12	0,05/0,15	0,30/0,61	0,025	0,025	0,50/1,00	-	0,80/1,25	0,44/0,65	-	415	205	-
	GrP22	0,05/0,15	0,30/0,60	0,025	0,025	Máx 0,50	-	1,90/2,60	0,87/1,13	-	415	205	-
A 423	Gr1	Máx 0,15	Máx 0,55	0,06/0,16	0,060	Máx 0,50	0,20/0,70	0,24/1,31	-	0,20/0,60	415	255	170HB
	Gr2	Máx 0,15	0,50/1,00	0,040	0,050	Min 0,10	0,40/1,10	-	Min 0,10	0,30/1,00	415	255	170HB
A 500	GrA	Máx 0,30	-	0,050	0,063	-	-	-	-	Min 0,18	310	228	-
	GrB	Máx 0,30	-	0,050	0,063	-	-	-	-	Min 0,18	400	290	-
	GrC	Máx 0,27	Máx 1,40	0,050	0,063	-	-	-	-	Min 0,18	427	317	-
A 501	A 501	Máx 0,30	-	0,050	0,063	-	-	-	-	-	400	250	-
DIN 1626	St 37.0	Máx 0,17	-	0,040	0,040	-	-	-	-	-	350/480	253	-

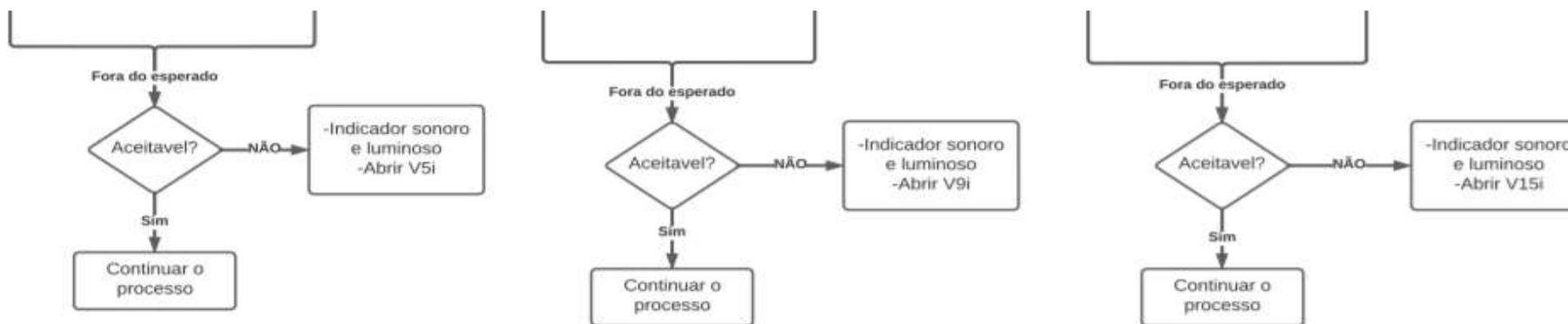
Anexo 13 – Elementos de Controlo do Sistema da nova Instalação Proposta

Anexo 13.1. Tabela de Válvulas e Sensores constituintes do sistema de controlo da nova instalação [Elaborada pelo Autor]

<u>TAG:</u>	<u>Descrição:</u>	<u>Descrição Geral:</u>
V-1	Electroválvula	Entrada no reservatório de água desmineralizada da CTM
V-2	Electroválvula	Reposição de água desmineralizada no reservatório de água
V-3	Electroválvula	Reposição de água no reservatório de eletrólito
V-4	Válvula	Entrada do eletrólito no eletrólizador
V-5	Válvula reguladora de caudal	Permite regular o caudal de oxigénio
V-4i	Electroválvula de escape	Permite libertar oxigénio para atmosfera
V-4a	Dispositivo antiretorno	Impede que o fluxo de gás ocorra no sentido contrário
V-6	Electroválvula	Permite regular o caudal de hidrogénio
V-6i	Electroválvula de escape	Permite libertar hidrogénio para atmosfera
V-6a	Dispositivo antiretorno	Impede que o fluxo de gás ocorra no sentido contrário
V-7	Electroválvula	Permite a entrada de oxigénio nos reservatórios
V-7i	Electroválvula de escape	Permite libertar hidrogénio para atmosfera
V-7a	Dispositivo antiretorno	Impede que o fluxo de gás ocorra no sentido contrário
V-8	Válvula de porta	Para fechar ou abrir, permitindo ou não o fluxo de hidrogénio
V-8a	Dispositivo antiretorno	Impede que o fluxo de gás ocorra no sentido contrário
V-8d	Válvula diafragma para controle de caudal	Controle de caudal que passa pela secção
V-9	Electroválvula	Permite regular o caudal de hidrogénio
V-9a	Dispositivo antiretorno	Impede que o fluxo de gás ocorra no sentido contrário
V-9d	Válvula diafragma para controle de caudal	Controle de caudal que passa pela secção
V-9i	Electroválvula de escape	Permite libertar hidrogénio para atmosfera
V-10	Electroválvula	Permite regular o caudal de hidrogénio
V-11	Electroválvula	Permite a entrada de hidrogénio nos reservatórios de alta pressão
V-11a	Dispositivo antiretorno	Impede que o fluxo de gás ocorra no sentido contrário
V-10i	Electroválvula de escape	Permite libertar hidrogénio para atmosfera
V-12	Válvula de porta	Para fechar ou abrir, permitindo ou não o fluxo de hidrogénio dos reservatórios de baixa pressão para a rede de gás.

V-12a	Dispositivo antiretorno	Impede que o fluxo de gás ocorra no sentido contrário
V-12d	Válvula diafragma para controle de caudal	Controle de caudal que passa pela secção
V-13	Electroválvula	Para permitir ou não a passagem de hidrogénio dos reservatórios de baixa pressão para a rede de gás.
V-14	Electroválvula	Permite regular o caudal de hidrogénio
V-14a	Dispositivo antiretorno	Impede que o fluxo de gás ocorra no sentido contrário
V-15	Válvula de porta	Para fechar ou abrir, permitindo ou não o fluxo de hidrogénio para a rede de gás.
V-15a	Dispositivo antiretorno	Impede que o fluxo de gás ocorra no sentido contrário
V-15i	Electroválvula de escape	Permite libertar hidrogénio para atmosfera
V-15d	Válvula diafragma para controle de caudal	Controle de caudal que passa pela secção
I-1	Sensor de Nível	Medir o nível de água desmineralizada no tanque – Máximo e Mínimo
I-2	Sensor de Nível	Medir o nível de electrolito no tanque – Máximo e Mínimo
I-3	Sensor de Pressão	Medição de Pressão de hidrogénio (Pressoestado)
I-4	Sensor de Temperatura e Humidade	Medição de Temperatura e Humidade de hidrogénio
I-5	Sensor de Pressão	Medição de Pressão de oxigénio (Pressoestado)
I-6	Sensor de Temperatura e Humidade	Medição de Temperatura e Humidade de oxigénio
I-7	Sensor de Nível	Permite medir o nível de oxigénio nos reservatórios – Máximo e Mínimo
I-8	Sensor de Pressão	Medição de Pressão de oxigénio no reservatório
I-9	Sensor de Temperatura e Humidade	Medição de Temperatura e Humidade de oxigénio no reservatório
I-10	Sensor de Pressão	Medição de Pressão de hidrogénio no reservatório
I-11	Sensor de Temperatura e Humidade	Medição de Temperatura e Humidade de hidrogénio no reservatório
I-12	Sensor de Nível	Permite medir o nível de hidrogénio nos reservatórios de alta pressão – Máximo e Mínimo
I-13	Sensor de Nível	Permite medir o nível de hidrogénio nos reservatórios de baixa pressão – Máximo e Mínimo
I-14	Sensor de Pressão	Medição de Pressão do hidrogénio que sai dos reservatórios de baixa pressão (Pressoestado) para rede de gás natural da CTM
I-15	Sensor de Nível	Permite medir o nível de hidrogénio para injeção na rede de gás natural da CTM
I-16	Sensor de Pressão	Medição de Pressão de hidrogénio para injeção na rede de gás natural da CTM
I-17	Sensor de Temperatura e Humidade	Medição de Temperatura e Humidade de hidrogenio para injecao na rede de gas



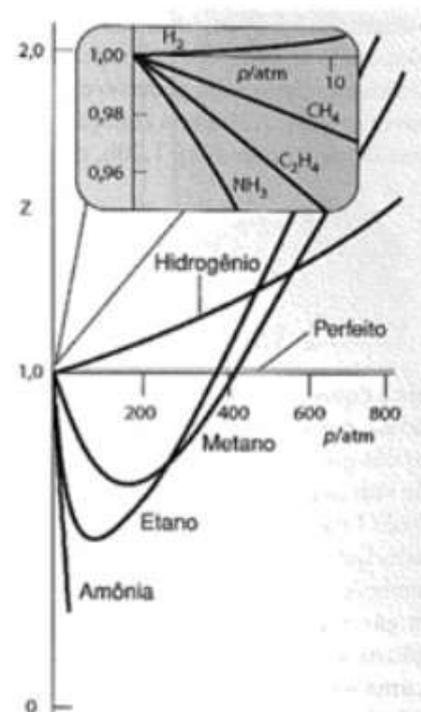
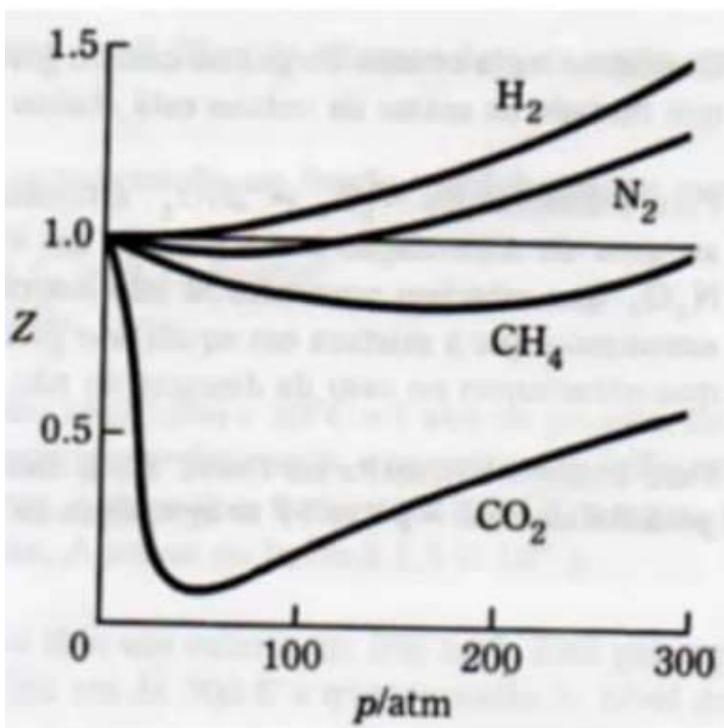


Anexo 13.2. Ilustração do Fluxograma do sistema de Produção (H2 e O2) [Elaborada pelo autor]

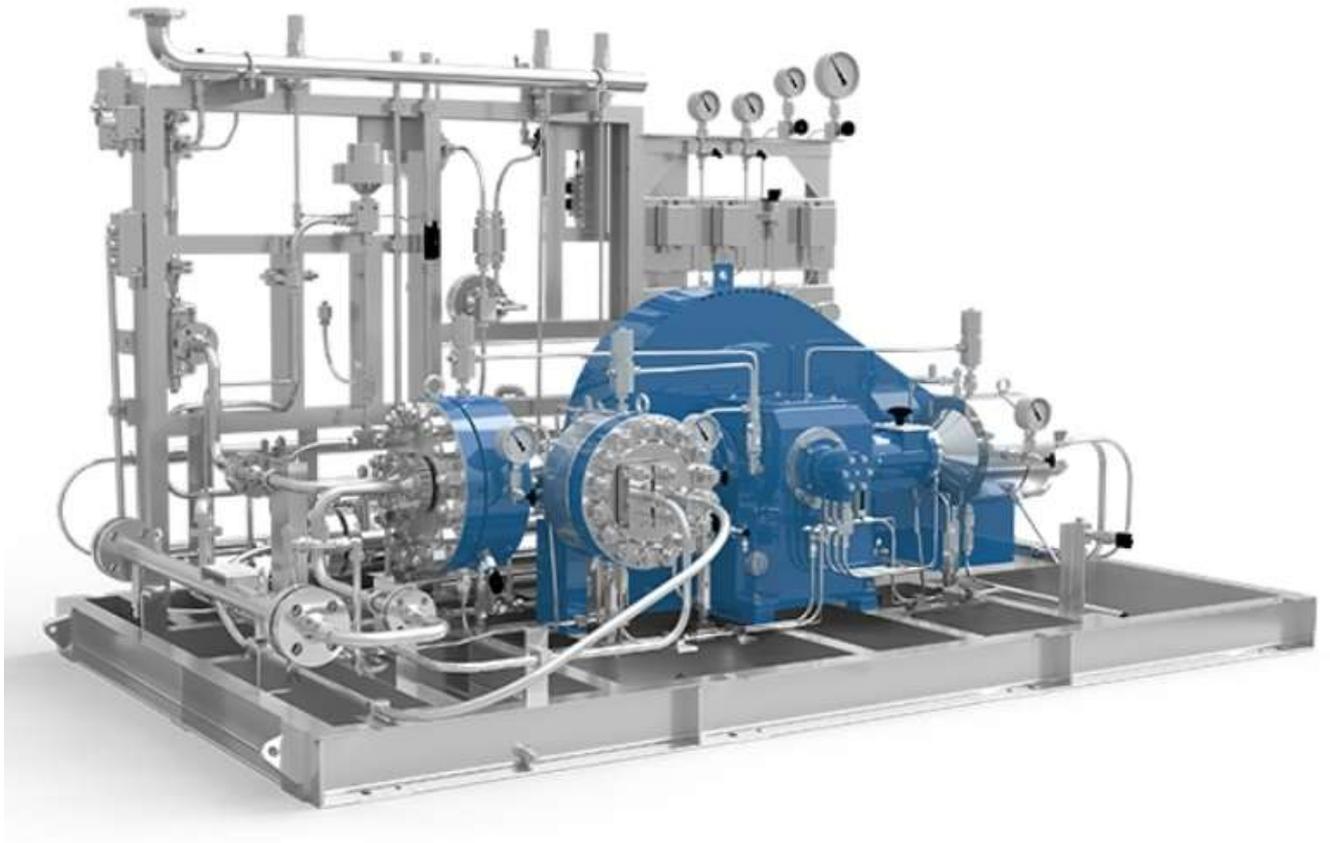
Anexo 14 – Tabela dos valores do expoente de Hellmann em função da rugosidade do terreno

Lugares planos com gelo	$\alpha = 0,08$ a $0,12$
Lugares planos (mar, costa)	$\alpha = 0,13$ a $0,16$
Terrenos pouco acidentados	$\alpha = 0,2$ a $0,26$
Zonas rusticas	$\alpha = 0,25$ a $0,4$
Terrenos acidentados ou bosques	$\alpha = 0,2$
Terrenos muito acidentados ou cidades	$\alpha = 0,25$ a $0,4$
Areia, superfície do oceano	$\alpha = 0,10$
Capim/relva baixa, terreno descoberto	$\alpha = 0,16$
Capim alto ou culturas de Alturas baixas	$\alpha = 0,18$
Culturas de Alturas elevadas ou florestas baixas	$\alpha = 0,20$
Florestas altas	$\alpha = 0,30$
Subúrbios arborizados e pequenas cidades	$\alpha = 0,45$

Anexo 15 – Gráfico de Factor de Compressibilidade de Gases



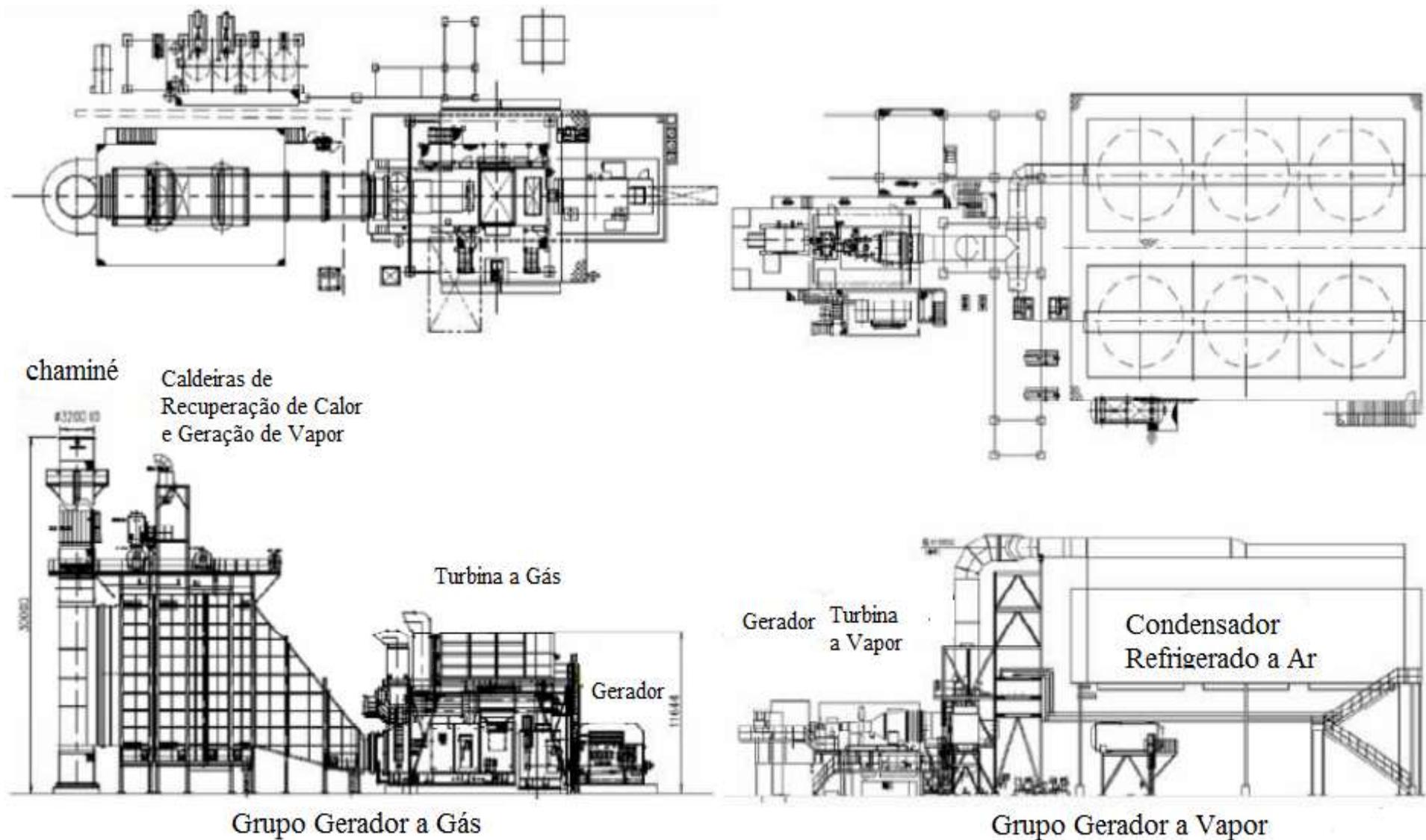
Anexo 16 – Compressor de Pistão de funcionamento à seco para o gás Hidrogénio



Anexo 17 – Compressor de Pistão de funcionamento à seco para o gás Oxigénio



Anexo 18 – Perfil dos Grupos Geradores da Central



Trabalho de Licenciatura 2022 – Mistura de H2 e GN para Geração de Energia na CTM

